

ISSN 0016-7894 (print)
ISSN 2587-8263 (online)



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА 2021

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



Искусственный интеллект — важный инструмент современного геолога (стр. 37)

*Техногенез и техноморфизм: теория и подходы к исследованиям на примере
верхнеюрских отложений Западной Сибири (стр. 7)*

*Эндодренажные системы и нефтегазоносность
Охотоморского региона (стр. 61)*

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefiti i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

Соучредители
Co-founders

Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России)
Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation



Федеральное агентство по недропользованию — Роснедра
The Federal Agency on Subsoil Use



ПАО «Газпром»
PAO "Gazprom"



Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»)
Federal State Budgetary Institution "All-Russian Research Geological Oil Institute" (VNIGNI)



2' 2021

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN
OIL AND GAS
GEOLOGY

Geologiya nefi i gaza



МОСКВА, ООО «ВНИГНИ-2»
MOSCOW, ООО "VNIGNI-2"

2021

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций. Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-60780 от 5 марта 2015 г.

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

Научно-технический журнал «Геология нефти и газа» включен в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, рекомендованных ВАК России для публикации основных научных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора геолого-минералогических наук. Журнал индексируется в системах «Российский индекс научного цитирования», GeoRef, Russian Science Citation Index на платформе Web of Science, Ulrich's Periodicals Directory, Library of Congress, WorldCat.

Цель издания: публикация новых научных и практических результатов фундаментальных и прикладных исследований по актуальным проблемам геологии нефти и газа и повышение на этой основе информационного обмена между геологами-нефтяниками различных ведомств — Министерства природных ресурсов и экологии, Роснедр, Российской академии наук, геологических вузов и факультетов, компаний-недропользователей, сервисных предприятий и организаций других форм собственности России и зарубежных стран.

Задачи журнала: сбор, систематизация и публикация актуальных материалов, охватывающих все стадии нефтегазогеологических исследований — теоретические разработки, региональные геолого-разведочные работы, а также вопросы разведки и в ограниченном объеме — эксплуатации месторождений нефти и газа; выпуск специальных номеров, посвященных важнейшим проблемам фундаментальных исследований в области: прогноза нефтегазоносности с обоснованием новых направлений нефтегазопроисковых работ, стратиграфии, литолого-фациальной зональности и седиментологического моделирования нефтегазоносных палеобассейнов, тектонического районирования, уточнения количественной и геолого-экономической оценки ресурсного потенциала, методическим аспектам геологических, геофизических и геохимических работ; систематизация и публикация обоснованных материалов по новым геологическим концепциям и методам, нетрадиционным источникам и трудноизвлекаемым запасам углеводородного сырья с охватом не только отечественных, но и зарубежных достижений, особенно в тех случаях, когда это представляет интерес для заимствования успешных новаций; содействие продвижению актуальных направлений исследований и публикаций молодых талантливых авторов на страницах журнала.

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: sec@vniigni.ru

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: vipetersilie@mail.ru

Афанасенков А.П.

Кандидат геолого-минералогических наук,
АО «Росгеология», Москва, Российская Федерация
e-mail: info@rusgeology.ru

Высоцкий В.И.

Кандидат геолого-минералогических наук,
АО «Зарубежгеология», Москва, Российская Федерация
e-mail: vlad.vysotsky@vzg.ru

Габриэлянц Г.А.

Доктор геолого-минералогических наук,
ООО «Геосервис», Москва, Российская Федерация
e-mail: gabrigeo@mail.ru

Гогоненков Г.Н.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: gogonenkov@vniigni.ru

Григорьев М.Н.

Кандидат геолого-минералогических наук,
Геологический консультационный центр «Гекон»,
Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: mgrigorjev@gecon.ru

Грунис Е.Б.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: Grunis@vniigni.ru

Дахнова М.В.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: dakhnova@vniigni.ru

Конторович А.Э.

Доктор геолого-минералогических наук, академик РАН,
ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: KontorovichAE@sbras.ru

Мельников П.Н.

Кандидат геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: melnikov@vniigni.ru

Прищеп О.М.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
Санкт-Петербургский горный университет,
Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: prischepa_om@pers.spmi.ru

Сен-Жермес М.Л.

Доктор геолого-минералогических наук,
ООО «Бейсип-ГеоТехнологии», Москва, Российская Федерация
e-mail: info.moscow@beicir.com

Сидоренко Св.А.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
ИПНГ РАН, Москва, Российская Федерация
e-mail: sidorenko@ipng.ru

Скоробогатов В.А.

Доктор геолого-минералогических наук,
Центр «Газовые ресурсы», ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: v_skorobogatov@vniigaz.gazprom

Ступакова А.В.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, Российская Федерация
e-mail: ansto@geol.msu.ru

Фортунатова Н.К.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: info@vniigni.ru

Шиманский В.В.

Доктор геолого-минералогических наук,
АО «Геологоразведка», Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: geo@geolraz.com

Эпов М.И.

Доктор технических наук, академик РАН,
ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: EповMI@ipgg.sbras.ru

Бабашева М.Н. (Казахстан)

Кандидат технических наук,
ТОО «Timal Construction Group», Атырау, Казахстан
e-mail: info@timal.kz

Восков Д. (Нидерланды)

Профессор Делфтского технического университета,
отделение Геологических и инженерно-технических наук,
Делфт, Нидерланды
e-mail: D.V.Voskov@tudelft.nl

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

Доктор геолого-минералогических наук,
ОО «Академия минеральных ресурсов РК», ОО «Казахстанское
геологическое общество «КазГЕО», Алма-Ата, Казахстан
e-mail: amr_rk@mail.ru

Ульмишек Г. (США)

Кандидат геолого-минералогических наук,
Wavetech Energy, Inc., Редмонд, США
e-mail: gulmishkek@wavetechenergy.com



The mass media registration certificate
PI № FS77-60780, 5 March 2015

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

Scientific-technical journal "Russian Oil and Gas Geology" ("Geologiya Nefti i Gaza") is included in the "List of peer-reviewed scientific publications, where the major scientific results of dissertations for academic degree of Candidate of Sciences and for academic degree of Doctor of Sciences should be published" of the Higher Attestation Commission of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation. Articles in "Russian Oil and Gas Geology" ("Geologiya Nefti i Gaza") are indexed by several systems: Russian Scientific Citation Index, GeoRef, Russian Science Citation Index on Web of Science, Ulrich's Periodicals Directory, Library of Congress, WorldCat.

Mission of "Russian Oil and Gas Geology" ("Geologiya Nefti i Gaza"): publishing new scientific findings and practical results of fundamental investigations and applied research on topical problems of oil and gas geology, and extending information sharing between petroleum geologists of various agencies and authorities — the Ministry of Natural Resources and Ecology, Rosnedra, the Russian Academy of Sciences, geological universities and faculties, subsoil user and service companies, and other Russian and foreign organizations of other forms of ownership.

Objectives of the journal: collection, systematization, and publishing of the up-to-date materials covering all the stages of petroleum exploration — theoretical works, regional exploration activities and also prospecting affairs, and to a limited extent — oil and gas field operation issues; publishing special issues devoted to the major problems of fundamental investigations in the following areas: prediction of oil and gas occurrence with substantiation of new trends in oil and gas exploration, stratigraphy, lithofacies zoning and sedimentology modelling of petroleum paleobasins, tectonic zoning, updating of quantitative and geoeconomic assessment of resource potential, methodological aspects of geological, geophysical, and geochemical works; systematization and publishing the reasonable papers on new geological concepts and methodologies, unconventional hydrocarbon sources and difficult-to-recover hydrocarbon resources, which cover not only Russian, but also foreign achievements, especially in the cases where it is interesting to adopt the successful innovations; assistance in promotion of investigations of topical interest, and publishing papers of young talented authors.

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: sec@vnigni.ru

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilye,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: vipetersilie@mail.ru

Aleksandr P. Afanasev,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
JSC "Rusgeology", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@rusgeology.ru

Marina V. Dakhnova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: dakhnova@vnigni.ru

Mikhail I. Eпов,

Doctor of Technical Sciences, Member of Russian Academy of Sciences,
IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation,
e-mail: EповMI@ipgg.sbras.ru

Natalia K. Fortunatova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: info@vnigni.ru

Grigoriy A. Gabrielyants,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Geoservis, Moscow, Russian Federation,
e-mail: gabrigeo@mail.ru

Georgiy N. Gogonenkov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: gogonenkov@vnigni.ru

Mikhail N. Grigoryev,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
Geological competence center "Gekon",
St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Evgeniy B. Grunis,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: Grunis@vnigni.ru

Aleksey E. Kontorovich,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Member of Russian Academy of Sciences,
IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: KontorovichAE@sbras.ru

Pavel N. Melnikov,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: melnikov@vnigni.ru

Oleg M. Prishchepa,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: prischepa_om@pers.spmi.ru

Mariya L. Saint-Germes,

PhD in Geological and Mineralogical sciences,
Beicip-GeoTechnologies, Moscow, Russian Federation
e-mail: info.moscow@beicip.com

Vladimir V. Shimanskiy,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Geologorazvedka, St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: geo@geolraz.com

Svetlana A. Sidorenko,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Senior Research Scientist of Oil and Gas Issues Institute,
Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
e-mail: sidorenko@ipng.ru

Viktor A. Skorobogatov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
"Gas resources" center, Gazprom VNIIGAZ,
Moscow, Russian Federation
e-mail: v_skorobogatov@vniigaz.gazprom

Antonina V. Stoupakova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Lomonosov Moscow State University,
Moscow, Russian Federation
e-mail: ansto@geol.msu.ru

Vladimir I. Vysotskiy,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
Zarubezhgeologiya, Moscow, Russian Federation
e-mail: vlad.vysotskiy@vzg.ru

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

Candidate of Technical Sciences,
Timal Construction Group, Atyrau, Kazakhstan
e-mail: info@timal.kz

Gregory Ulmishek (USA),

Geological Research Wavetech Energy, Inc.,
Redmond, USA
e-mail: gulumishek@wavetechenergy.com

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Academy of Mineral Resources of Republic of Kazakhstan,
Kazakhstan Geological Society "KazGeo", Alma-Ata, Kazakhstan
e-mail: amr_rk@mail.ru

Denis Voskov (Netherlands),

Delft University of Technology (Technische Universiteit Delft),
Department of Geoscience & Engineering, Delft, Netherlands
e-mail: D.V.Voskov@tudelft.nl



СОДЕРЖАНИЕ

**АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ**

7

Немова В.Д. Техногенез и техноморфизм: теория и подходы к исследованиям на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири

**ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

15

Белоусов Г.А., Городков А.Б., Гвоздева А.В., Таратын Э.А., Фролов Б.К., Шишкина Т.Ю. Выделение несогласий и стратиграфических границ в органогенных карбонатных разрезах на основе анализа изменения толщин слоев

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

27

Калинин Д.Ф., Яновская Ю.А., Долгаль А.С. Использование статистических методов интерпретации потенциальных полей для изучения структурно-тектонического строения нефтегазоперспективных территорий

**МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

37

Хисамов Р.С., Бачков А.П., Войтович С.Е., Грунис Е.Г., Алексеев Р.А. Искусственный интеллект — важный инструмент современного геолога

47

Грищенко М.А., Иванова И.В. Уточнение литологической модели пластов $ВК_{1-3}$ в пределах Ем-Еговского лицензионного участка с учетом вторичных процессов карбонатизации коллекторов

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И
РЕЗУЛЬТАТЫ ГРР**

61

Харахинов В.В. Эндодренажные системы и нефтегазоносность Охотоморского региона

**ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ**

81

Карих Т.М., Кудаманов А.И. Гидротермально-метасоматические процессы в глинистых опоках сантона (верхний мел) на севере Западной Сибири

ДИСКУССИИ

93

Белоусов С.Л., Пермьяков С.В., Сокольникова А.А. Перспективы нефтегазоносности северо-западной части Западной Сибири

**CONTENTS****TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY**

7 Nemova V.D. Technogenesis and technomorphism: theory and approaches to investigation on the example of the Upper Jurassic deposits of Western Siberia

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

15 Belousov G.A., Gorodkov A.B., Gvozdeva A.V., Taratyn Eh.A., Frolov B.K., Shishkina T.Yu. Delineation of unconformities and stratigraphic limits in carbonate organogenic sections on the basis of analysis of layer thickness variations

GEOPHYSICAL SURVEYS

27 Kalinin D.F., Yanovskaya Yu.A., Dolgal A.S. Statistical methods for potential fields interpretation: studies of structural and tectonic architecture of oil and gas promising territories

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

37 Khisamov R.S., Bachkov A.P., Voitovich S.E., Grunis E.G., Alekseev R.A. Artificial Intelligence as important tool of modern geologist

47 Grishchenko M.A., Ivanova I.V. Em-Egovsky License Area: update of BK₁₋₃ beds lithology model accounting for processes of secondary carbonatization.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

61 Kharakhinov V.V. Endodrainage systems and oil and gas occurrence in the Sea of Okhotsk region

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

81 Karikh T.M., Kudamanov A.I. Hydrothermal-metasomatic processes in Santonian (Upper Cretaceous) argillaceous opoka in Western Siberia north

DISCUSSIONS

93 Belousov S.L., Permyakov S.V., Sokol'nikova A.A. Petroleum potential of north-western part of Western Siberia

Уважаемые геологи — работники и ветераны отрасли!



От всей души поздравляю вас с профессиональным праздником — Днем геолога! 55 лет назад страна по достоинству оценила наш труд, утвердив государственный статус Дня геолога!

Геологи внесли уникальный вклад в создание российской минерально-сырьевой базы, укрепление отечественного промышленного, энергетического потенциала, способствовали освоению огромных территорий. Сегодня благодаря самоотверженному труду геологов открываются и осваиваются новые месторождения на суше и в акваториях морей, увеличиваются запасы полезных ископаемых, стабильно работают промышленные предприятия.

Быть геологом — это большая честь и большая ответственность. Уверен, что ваши знания, опыт и высокий профессионализм и в дальнейшем будут продвигать геологическую отрасль вперед и укреплять экономику России.

Коллеги, друзья! В день профессионального праздника примите искренние слова благодарности за ваш нелегкий труд. Крепкого здоровья, счастья и благополучия вам, вашим родным и близким, а также оптимизма в жизни и радости новых открытий!

Заместитель Министра природных ресурсов и экологии Российской Федерации —
руководитель Федерального агентства по недропользованию

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke at the end.

Е.А. Киселев



13 марта исполнилось 80 лет со дня рождения Александра Андреевича Ивлева — профессора, доктора биологических наук, известного ученого, крупного специалиста в области фракционирования изотопов в природных процессах, включая процессы в живых организмах.

А.А. Ивлев родился в Москве в семье военнослужащего. После окончания с отличием Московского химико-технологического института имени Д.И. Менделеева в 1964 г. поступил в аспирантуру и в 1968 г. успешно защитил кандидатскую диссер-

тацию на тему «Закономерности термодинамики изотопного обмена элементов средних и тяжелых масс», положения которой были использованы в том числе для разработки экспериментальных методов разделения изотопов ряда элементов для нужд атомной промышленности. Затем Александр Андреевич стал сотрудником лаборатории масс-спектрометрии МИНХ и ГП имени И.М. Губкина, где занимался исследованием природы изотопных эффектов углерода в нефтях.

В 1971 г. А.А. Ивлев перешел на работу во ВНИГНИ, где продолжил исследование природы изотопных различий углерода в компонентах нефти для разработки критериев для поиска и разведки нефтяных месторождения. Здесь он изучал также особенности изотопного состава нефти в связи с процессами в «живом веществе». По результатам этих работ он успешно защитил в Институте химической физики РАН докторскую диссертацию «Закономерности фракционирования изотопов углерода в биологических системах». После защиты в 1994 г. Александр Андреевич был приглашен в качестве профессора на работу во Всероссийский государственный аграрный университет.

А.А. Ивлев активно публиковал результаты своих исследований. Так, в 2015 г. в престижном зарубежном журнале «BioSystems» вышла первая статья из целой серии, посвященной геохимическому круговороту углерода. В ней автор развил идею В.И. Вернадского о взаимовлиянии биосферных процессов и процессов в земной коре. На основе этой модели удалось объяснить периодичность многих биосферных процессов, массовые вымирания организмов и «всплески Жизни», колебания уровня моря, интервалы геологического времени, когда возникали толщи, богатые органическим веществом, и неравномерность распределения мировых запасов нефти.

Новая модель вызвала широкий интерес исследователей из разных областей знания, в издательстве Кембриджского университета Cambridge Scholars Publishing в 2019 г. была опубликована монография Александра Андреевича «The Global Carbon Cycle and the Evolution of Photosynthesis». Многие зарубежные журналы пригласили его в состав редколлегии. Всего профессором А.А. Ивлевым опубликовано 5 монографий, 6 глав в коллективных зарубежных монографиях, а также более 200 научных работ.

Редколлегия журнала и сотрудники ФГБУ «ВНИГНИ» сердечно поздравляют Александра Андреевича с юбилеем и желают крепкого здоровья, благополучия, продолжения творческой деятельности!

УДК 552.578.061.4(571.122)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-2-7-14

Техногенез и техноморфизм: теория и подходы к исследованиям на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири

© 2021 г. | В.Д. Немова

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Москва, Россия; varvara.nemova@lukoil.com

Поступила 20.10.2020 г.

Доработана 24.10.2020 г.

Принята к печати 28.10.2020 г.

Ключевые слова: *верхнеюрские отложения; кероген; термическое воздействие.*

Аннотация: В связи с активной разработкой и внедрением новых технологий, направленных на повышение эффективности добычи нефти, предлагается ввести новую стадию преобразований пород при техногенном воздействии в пластовых условиях — техноморфизм. В данной статье представлен краткий очерк истории терминов, связанных с антропогенным воздействием человека на недра Земли, таких как «техногенез», «технологический литогенез» и т. д. Обозначены предпосылки введения нового термина «техноморфизм» как дополнительного направления в широком комплексе литологических исследований. В последние десятилетия отмечается стремительное развитие инновационного и высокоточного лабораторного оборудования, которое с каждым годом все более активно используется для решения практических задач в различных нефтегазодобывающих компаниях и позволяет проводить уникальные эксперименты на породах в условиях, моделирующих пластовые. К сожалению, методики подобных экспериментов не регламентированы, что вызывает трудности в обобщении и интерпретации получаемой информации. В статье отражена проблематика исследований и рассмотрены апробированные подходы к изучению процессов техноморфизма на примере анализа результатов термического воздействия на верхнеюрские нефтематеринские породы Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Для цитирования: Немова В.Д. Техногенез и техноморфизм: теория и подходы к исследованиям на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2021. – № 2. – С. 7–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-7-14.

Technogenesis and technomorphism: theory and approaches to investigation on the example of the Upper Jurassic deposits of Western Siberia

© 2021 | V.D. Nemova

LUKOIL-Engineering, Moscow, Russia; varvara.nemova@lukoil.com

Received 20.10.2020

Revised 24.10.2020

Accepted for publication 28.10.2020

Key words: *Upper Jurassic deposits; kerogen; thermal impact.*

Abstract: Taking in consideration the active development and implementation of new technologies aimed at increasing the efficiency of oil production, the authors propose introducing a new stage of rock transformation under technogenic impact in reservoir conditions and referring it to as "technomorphism". This article presents a brief historical note of terms associated with the anthropogenic impact on the Earth's subsurface, such as "technogenesis", "technological lithogenesis", etc. The backgrounds for introduction of the new "technomorphism" term are defined as an additional area in a wide range of lithological studies. In recent decades, there has been a rapid development of innovative and high-precision laboratory equipment, which every year is more and more actively used to solve practical problems in various oil and gas producing companies, and allows conducting unique experiments with rocks in conditions stimulating a reservoir. Unfortunately, the methods of such experiments are not regulated. The authors discuss the research problematics and proven approaches to the study of technomorphism processes by analyzing the results of thermal impact on Upper Jurassic oil source rocks in the West petroleum basin as an example.

For citation: Nemova V.D. Technogenesis and technomorphism: theory and approaches to investigation on the example of the Upper Jurassic deposits of Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(2):7–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-7-14. In Russ.

Введение

Методология современных литологических исследований развивалась с начала 1920-х гг., в результате в конце XX в. выделилось три основных направления литологических исследований, каждое со своими методами, — седиментологический, стадийно-литогенетический и эволюционный, изучающий эволюцию осадочного породообразования Земли [1]. В перечисленных направлениях применяются

различные подходы и методы для анализа в различных масштабах геологического прошлого осадочных пород, формировавшихся в естественных природных условиях без влияния человека. Каждое направление является важным и решает свои задачи. С истощением разведанных запасов полезных ископаемых, ростом потребления, развитием технологий появляются дополнительные задачи и в области литологии: к вопросам поиска, разведки, моделирования строе-

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

ния, оценки запасов и ресурсов полезных ископаемых осадочных горных пород добавляются вопросы технологического совершенствования процесса их разработки и его экологического контроля.

При добыче полезных ископаемых все большее значение приобретает их эффективное извлечение: в настоящее время технологии развиваются стремительно. Многие регионы добычи полезных ископаемых уже изучены и в целом разведаны, поэтому основные условия накопления и преобразования пород осадочного чехла хорошо известны (прирост новых современных данных позволяет по-новому оценивать и «старые» регионы). Ни в коем случае не умаляя важности классических направлений литологических исследований, можно предложить дополнить их условно новым вектором развития, связанным с техногенным целенаправленным воздействием на породы в процессе добычи полезных ископаемых в глубинных пластовых условиях.

Развитие методов химического и термического воздействия на породы для повышения эффективности разработки требует поддержки, в том числе со стороны литологических исследований. Изучение свойств горных пород (минерально-компонентного состава и структурно-текстурных особенностей) и прогноз их изменений в ходе антропогенного воздействия могут способствовать эффективному подбору условий техногенного воздействия (например, температурный режим) и реагентов, закачиваемых в пласт для добычи полезных ископаемых. Очевидно, что такие исследования становятся все актуальнее.

Понятие «литогенез» характеризует только природные процессы преобразований пород и не рассматривает их изменения при целенаправленном техногенном воздействии. В этой связи можно дополнить процесс преобразования осадочных горных пород еще одной стадией, дав ей название «техноморфизм» («техно» — искусство; «морфос» — форма) и определив как совокупность преобразований горных пород под воздействием техногенных процессов в пластовых условиях. Основной задачей подобных исследований является *прогноз* изменений пород при определенном воздействии, который можно проводить на основании исследований пород, моделирующих техногенные воздействия в лабораторных условиях, либо керна, отобранного из пласта уже после техногенного воздействия на него.

Таким образом, в рамках литогенеза изучается современный облик пород для восстановления геологической истории их преобразования и накопления в естественных условиях среды. Изучение техноморфизма призвано исследовать и прогнозировать изменения пород при определенных видах техногенного воздействия на них относительно геологического времени — фактически одномоментные, быстротечные и значимые. От естественных природных процессов техногенное воздействие отличается

краткосрочностью и приводит к значительным изменениям органоминеральных компонентов породы, емкостного пространства и других ее свойств.

Более созвучный литогенезу термин «техногенез» имеет устоявшееся значение в контексте геоморфологии. Рассмотрим подробнее терминологию данного вопроса.

История терминов «техногенез», «технологический литогенез», «литотехногенез»

Термин «техногенез» введен академиком А.Е. Ферсманом в 1934 г. [2], который на основании изучения результатов эксплуатации рудных месторождений установил, что на поверхности Земли происходит рассеивание рудной минерализации. В результате недостаточно рациональной горнодобывающей деятельности человека рудные массы разубоживаются в очистных горных выработках, а часть рудной минерализации попадает в массу «пустых» пород. Совокупное проявление техногенных процессов рассеивания рудной минерализации на поверхности А.Е. Ферсман назвал техногенезом. Система техногенеза в его понимании характеризуется геохимическим последствием деятельности человека в области добычи и переработки полезных ископаемых.

По мнению М.А. Глазовской [3], техногенез включает извлечение химических элементов из природной среды (литосферы, атмосферы, гидросферы), их концентрацию и перегруппировку, создание новых химических веществ и рассеяние вовлеченных в этот процесс элементов в окружающей среде.

Иная трактовка термина приводится в «Геологическом словаре»: «техногенез — совокупность геоморфологических процессов, вызванных производственной деятельностью человека» [4].

«Техногенный литогенез» выделил С.Д. Воронкевич, указав, что в результате его проявления возникают специфические новообразования — искусственные грунты. Процесс искусственной литификации представляет собой сложное природно-техногенное явление, возникающее в верхних слоях литосферы под воздействием техногенных физических (давление, температура), физико-химических и других факторов [5]. Существует также понятие «литотехногенез» — формирование новых техногенных пород, техногенно-измененных грунтов, техногенно-минеральных месторождений, возникающих в результате производственной деятельности человека [6, 7]. Данное понятие относится к геоморфологическим процессам, протекающим в самой верхней части литосферы.

Таким образом, термины «техногенез», «техногенный литогенез» и «литотехногенез» в современной науке отражают изменения ландшафтов, перераспределения элементов в земной коре и на поверхности Земли под воздействием техногенных

процессов, включая загрязнение окружающей среды. Термины упоминаются в работах по геоморфологии, инженерной геологии, археологии и в большей степени касаются процессов, происходящих в приповерхностных условиях Земли.

Техноморфизм

В связи с развитием новых методов разработки месторождений особое значение приобретают литологические исследования результатов техногенного воздействия на породы в пластовых условиях. Для четкого разграничения естественных процессов литогенеза и техногенных факторов, меняющих облик пород, можно предложить выделить новую стадию изменений горных пород — техноморфизм. В зависимости от типа антропогенного воздействия одна и та же порода может приобретать различные свойства. С точки зрения осадочных горных пород такие преобразования не могут быть отнесены к литогенезу, поскольку основным фактором изменений пород выступают уже не природные процессы, а антропогенное воздействие.

Таким образом, техноморфизм — стадия преобразования пород в пластовых условиях при техногенном воздействии, которое приводит к значимым изменениям состава и свойств пород в реальном (а не в геологическом) времени. Основным влияющим фактором являются именно техногенные процессы, а не естественные условия среды. Цель техногенного воздействия на породы — повышение эффективности разработки отложений, содержащих полезные ископаемые. Главная цель изучения процессов техноморфизма — повышение эффективности технологий добычи полезных ископаемых путем прогноза изменений состава и свойств породы при определенном техногенном воздействии на нее.

Для исследования процессов техноморфизма необходимо изучить и сравнить состав и свойства пород до и после техногенного воздействия. Это позволит установить изменения, произошедшие в породе, и оценить эффективность выбранного воздействия.

Данное направление исследований не является новым, однако в ближайшем будущем оно может стать особенно актуальным в связи с задачами, которые возникают при разработке месторождений. К нему можно отнести уже проводимые в лабораториях исследования пород в условиях, моделирующих пластовые: тестирование различных вытесняющих жидкостей; подбор пропантов, кислотных составов, буровых растворов и других видов воздействия на породу (или ее модель, созданную, например, с помощью 3D-принтера). Особенно широко развиты эксперименты для изучения фильтрационных свойств [8]. Конечной целью таких экспериментов является последующая оптимизация выбранного вида воздействия на целевые отложения в реальных пластовых условиях.

Если рассмотреть техноморфизм с точки зрения нефтяной геологии, то изучение данного процесса должно способствовать развитию ключевых характеристик разработки:

1) повышению скорости отбора нефти за счет совершенствования методов интенсификации добычи (например, за счет оптимизации технологии гидроразрыва пласта для горизонтальных скважин);

2) увеличению нефтеотдачи, в том числе вовлечение в разработку ранее не вовлекаемых ресурсов УВ.

Проблематика и примеры исследований техноморфизма

Вовлечение в разработку новых нефтяных объектов связано, в частности, с технологиями добычи трудноизвлекаемых запасов, к которым относится широкий спектр отложений с различными характеристиками пород и содержанием в них УВ (низкопроницаемые, трудноизвлекаемые, обводненные, высоковязкие и многие другие виды запасов и ресурсов УВ).

Классификаций методов повышения нефтеотдачи пластов множество, в целом они условно делятся на 5 групп [9]:

1) гидродинамические (заводнение, изменения направлений потоков, форсированный отбор флюидов);

2) физико-химические (заводнение с применением активных примесей);

3) газовые (водогазовое, газовое воздействие);

4) тепловые (вытеснение горячей водой, паром, внутрипластовое горение);

5) группа опытно-экспериментальных методов (микробиологические, волновые, электрические, ядерные и др.).

Для каждого метода повышения нефтеотдачи пластов необходимы собственные исследования, целью которых будет повышение их эффективности на выбранном объекте.

Для подбора оптимальных методов разработки сложнопостроенных геологических объектов проводятся промышленные и лабораторные эксперименты. Среди последних можно выделить эксперименты по фильтрации и вытеснению нефти из пород в условиях, моделирующих пластовые.

Методы определения коэффициента вытеснения нефти различными агентами в лабораторных условиях (например, водой в ОСТ 39-195-86) [8], лабораторные исследования химических реагентов для технологий, в частности полимерного заводнения, регламентируются с XX в. Однако в каждом из этих регламентов есть общий недостаток — отсутствие рекомендаций по выбору образцов для экспериментов и изучению их состава и свойств, кроме фильтрационных, до и после воздействия. Внимание в подобных исследованиях уделяется лишь определению измене-

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

ний проницаемости породы и коэффициента вытеснения флюида после проведения эксперимента.

При изучении тепловых методов основной акцент делается на определение фильтрационных характеристик породы и ОВ до и после воздействия. Минеральный состав породы определяется для исходных образцов, реже — после воздействия, и часто сравнение первоначального и измененного состава пород со сложным минеральным составом не является корректным по ряду причин.

Необходимо отметить большой объем проведенных термических исследований для отдельных минералов, направленных на установление их свойств в процессе нагрева. Разрозненность лабораторных исследований, очевидно, снижает их общую информативность. По мнению автора статьи, взаимосвязанный анализ различных видов лабораторных исследований может в значительной степени способствовать повышению информативности анализа техноморфизма, проведенного на образцах пород для решения практических задач.

Однако существует ряд сложностей, которые можно рассмотреть на примере *теплового воздействия на отложения верхнеюрской нефтематеринской формации Западной Сибири*.

Верхнеюрская нефтематеринская формация — широко развитые в Западной Сибири углеродистые отложения общей толщиной 15–45 м. Формация представлена циклическим переслаиванием низкопроницаемых углеродисто-карбонатно-глинисто-кремнистых пород, не обладающих коллекторскими свойствами, но содержащих в себе сорбированные керогеном жидкие УВ, и тонких пропластков (0,5–3 м) кремнисто-карбонатных пород с относительно пониженным содержанием ОВ, часто характеризующихся приемлемыми коллекторскими свойствами. Таким образом, в составе данной формации выделено два типа (класса) пород, различающихся минерально-компонентным составом и обладающих принципиально различными коллекторскими свойствами [10].

Для верхнеюрской нефтематеринской формации исследования техноморфизма актуальны для увеличения нефтеотдачи коллекторов за счет оптимизации уже применяемых технологий разработки и создания новых способов вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтематеринских пород, содержащих в себе огромные неизвлекаемые ресурсы нефти.

Для решения перечисленных задач актуален анализ техноморфизма пород при разных видах воздействия на них. Для успешной реализации исследований крайне важным является корректный выбор литотипа породы: если речь идет о воздействии, направленном на повышение нефтеотдачи с помощью уже имеющихся технологий, важно выбирать образ-

цы пород естественных коллекторов, воздействие на которые осуществляется в настоящее время. Если задача заключается в подборе технологии вовлечения в разработку УВ низкопроницаемых нефтематеринских пород, то основное внимание стоит уделить преобразованию соответствующих литотипов пород.

Эффективность оптимизации и разработки технологии напрямую зависит от качества исследований техноморфизма — данный путь видится автору статьи оптимальным для развития вопроса как с точки зрения финансовых затрат на эксперименты, так и времени их проведения до получения результата. Лабораторные исследования керна существенно дешевле промысловых, а при качественной организации информативность может быть сопоставима. Важно прогнозировать свойства породы и флюида (УВ), которые они приобретут при техногенном воздействии на них. Решение данной задачи и является главной целью изучения процессов техноморфизма.

Однако обобщение большого объема данных современных лабораторных экспериментов, проведенных в различных организациях в 2015–2020 гг., позволило установить общую закономерность: минеральный состав пород до и после экспериментов оказался в основном не сопоставимым, что привело к невозможности проведения количественного анализа результатов техноморфизма пород. Возникшие трудности при интерпретации данных связаны с некорректным отбором образцов, а также с неоптимальными методами определения их состава. Приведем примеры.

Для проведения анализа техноморфизма можно использовать керн пород, сравнивая их свойства до и после техногенного воздействия в пластовых условиях. Для этого в разное время необходимо провести бурение минимум двух скважин на максимально близком расстоянии друг к другу. Одна скважина должна быть пробурена до начала техногенного воздействия на породы, вторая — спустя некоторое время после воздействия, чтобы породы успели приобрести новые свойства. Для выбора образцов, которые будут сравниваться, необходимо воспользоваться литотипизацией и детальной корреляцией целевых отложений. Важно понимать, что проведенное сравнение может быть лишь качественным, но не количественным из-за высокой естественной изменчивости состава и свойств пород [11]. Получение керна пород, подвергшихся техногенному воздействию в пластовых условиях, является долгосрочной (годы) и дорогостоящей задачей, реализация которой возможна в исключительных случаях. В настоящее время известен лишь один подобный пример [11].

Гораздо менее затратным способом изучения техноморфизма являются лабораторные эксперименты с породами, моделирующие пластовые условия и необходимое техногенное воздействие. В таких исследованиях крайне важен процесс выбора и

изготовления нескольких образцов с максимально близким минеральным составом и свойствами для изучения пород до и после эксперимента, а также наличие возможности создания давления и температуры, аналогичных пластовым.

Первой задачей являлось изготовление нескольких одинаковых образцов для изучения изменений состава и свойств пород до и после определенного воздействия (рис. 1). Один из образцов необходим для определения исходных свойств породы, в процессе образец разрушается или становится непригодным для дальнейших исследований, остальные подвергаются техногенному воздействию в условиях, моделирующих пластовые, и их состав и свойства изучаются после эксперимента.

Проблема заключалась в крайне высокой степени изменчивости состава верхнеюрских отложений. Оказалось, что маленькие цилиндры (диаметром до нескольких миллиметров), выбуренные из одного образца породы перпендикулярно ее естественному напластованию (см. рис. 1 А), обладали существенно отличающимся минеральным составом: после нагрева пород до температуры 400 °С содержание в них кремнистых минералов (наиболее устойчивых к подобному воздействию) изменилось на 30–50 %, что явно свидетельствует об исходном различии состава пород. Данный факт не позволил корректно сравнить исходную породу с измененной.

Образцы пород, изготовленные из одного цилиндрического образца, выбуренного параллельно естественному напластованию, путем его перпендикулярного разрезания, оказались существенно более сопоставимыми (см. рис. 1 В) и позволили провести исследования техноморфизма пород.

Важно отметить, что методология исследований техноморфизма еще не проработана, но реализация подобных исследований методом проб и ошибок позволяет существенно продвинуться в понимании процессов изменения пород в пластовых условиях при техногенном воздействии на них.

Примером решения одной из таких задач с помощью анализа керна является эксперимент по закачке воздуха в верхнеюрские отложения, который ведется на Средне-Назымском месторождении с 2009 г.

Промысловые данные, полученные при анализе продукции добывающих скважин, показали, что закачка кислорода в верхнеюрские отложения привела к самовоспламенению нефти в пластовых условиях, инициировав процесс окисления. Однако без отбора и изучения керна, определить объем пород, охваченный воздействием, было невозможно. Поэтому после шести лет закачки воздуха в верхнеюрские отложения вблизи нагнетательной скважины пробурена скважина с полным отбором керна из целевых отложений. Изучение данного керна доказало, что окислению подверглись только проницаемые поро-

ды-коллекторы [11]. Анализ керна позволил сделать вывод, что закачка воздуха может являться способом поддержания пластового давления в коллекторах и, следовательно, увеличения их нефтеотдачи.

Сравнение керна пород без теплового воздействия и после него позволило установить произошедшие в породах изменения. Прежде всего, породы приобрели светлую окраску из-за окисления ОВ и практически полного исчезновения УВ. Окраска пород стала розоватой за счет окисления пирита с образованием гематита. Поровое пространство пород-коллекторов в целом сохранило свою морфологию.

Технология закачки воздуха для теплового воздействия на породы была направлена на вовлечение в разработку низкопроницаемых нефтематеринских пород, содержащих сорбированные жидкие УВ. Отобранный керн показал, что требуемый результат получен не был.

Поскольку в пластовых условиях низкопроницаемые породы не были охвачены воздействием, для изучения аналогичных процессов в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» были проведены лабораторные эксперименты с нагревом пород соответствующих литотипов.

Представительные фрагменты образцов пород разных литотипов отбирались для изготовления шлифов, оставшаяся часть измельчалась на дробилке и перемешивалась. Дробленая порода была разделена на пять частей. Одна часть исследовалась как исходный образец. Четыре других части совместно с фрагментами на шлифы обрабатывались в муфельной печи при 250; 370; 600 °С в течение 7 ч. Из исходной и термически обработанных дробленых проб отбирались навески на пиролитические исследования, а оставшаяся часть истиралась для проведения рентгено-дифрактометрического и рентгено-флуоресцентного анализов. Принципиальным моментом исследований являлся выбор образцов разных типов (классов) пород.

Изменения пород-коллекторов (рис. 2), изученные после их окисления в пластовых условиях и по результатам лабораторного эксперимента с нагревом пород в присутствии кислорода, оказались идентичными. До 250 °С в данных породах происходила дегидратация глинистых минералов и кремнезема, наблюдалось окисление ОВ, а при температуре свыше 350 °С началось разложение пирита до гематита и перковаита ($Mg_3Ca_2(SO_4)_5$). Последний — минерал техногенного происхождения — образуется в процессе окисления пирита за счет выделения серной кислоты, частичного разложения карбонатных минералов, в результате чего высвободившиеся кальций и магний расходуются на образование сульфатов. Процесс протекает с сохранением емкостного пространства породы, поскольку в исходном ее составе содержание ОВ не превышало 5 %.

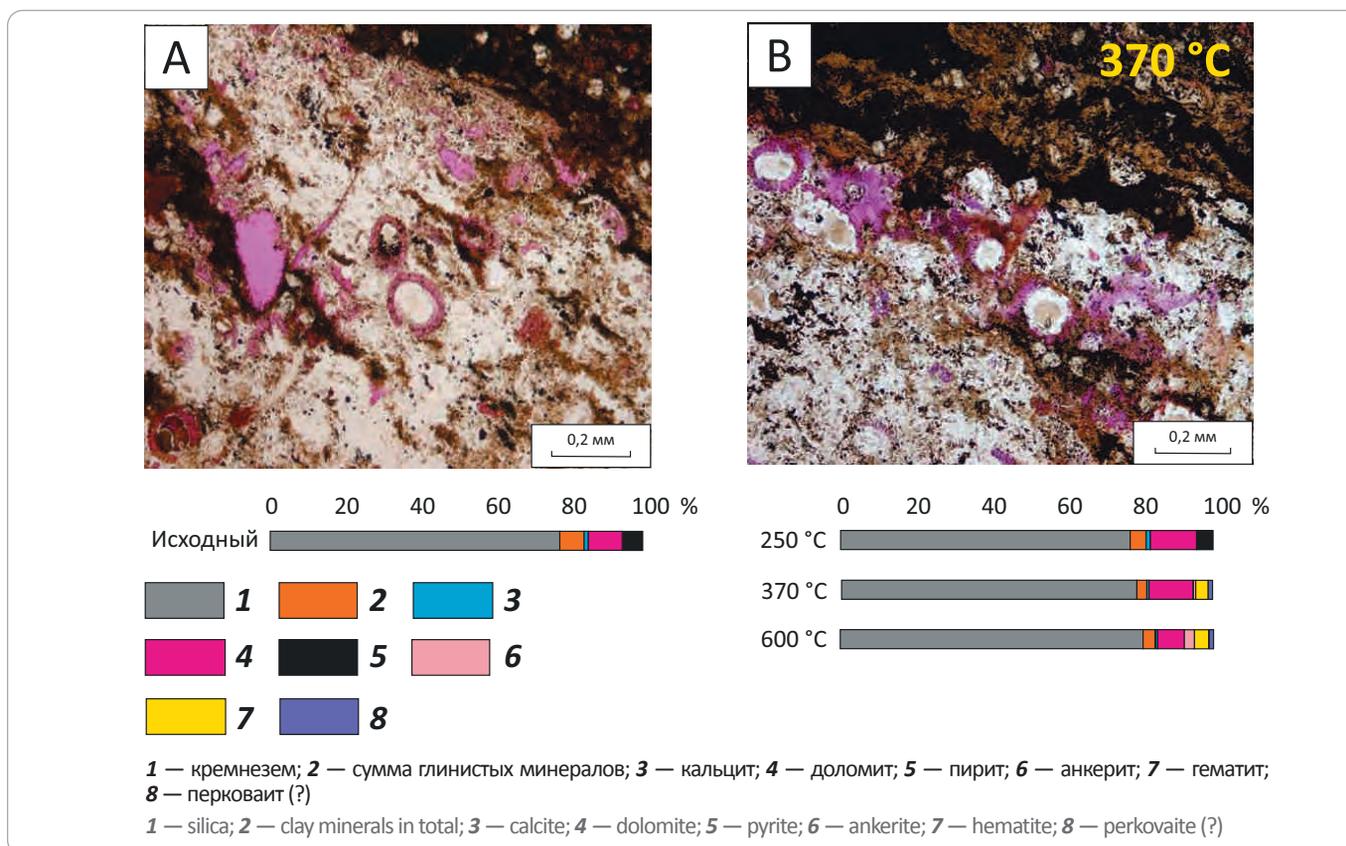
Сопоставимость результатов исследований пород после воздействия на них в пластовых и лабо-

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 1. Отбор образцов для изучения техноморфизма верхнеюрских отложений: А — нежелательный (перпендикулярно напластованию), В — рекомендуемый (параллельно естественному напластованию)
Fig. 1. Taking samples for studies of technomorphism of the Upper Jurassic deposits: A — not advisable (perpendicular to the layering), B — recommended (parallel to the natural layering)



Рис. 2. Фотографии шлифов и минеральный состав радиоларита доломитизированного до (А) и после (В) воздействия температурами 250, 370 и 600 °С
Fig. 2. Images of thin sections and mineral composition of radiolarite dolomitized before (A) and after (B) exposure to temperatures 250, 370, and 600 °C

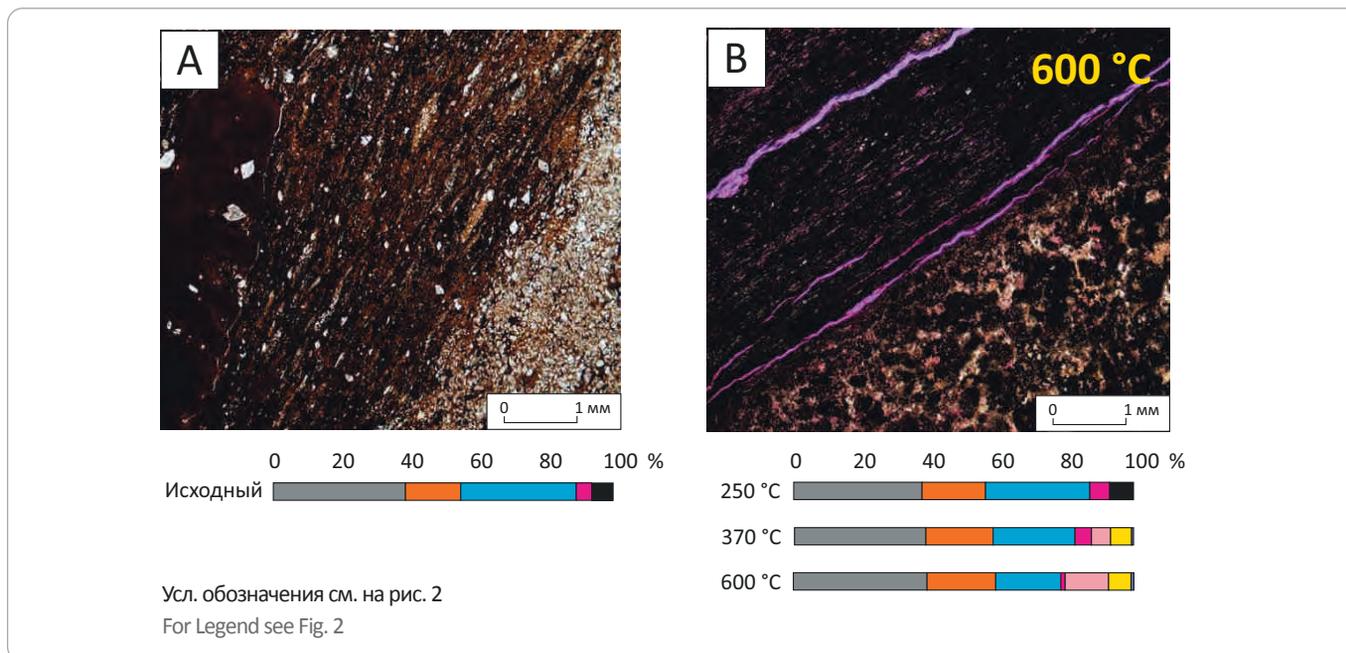


раторных условиях свидетельствует о корректности постановки эксперимента. Не затронутые воздействием в пластовых условиях низкопроницаемые карбонатно-глинисто-кремнистые углеродистые породы являлись основным объектом исследований в рамках лабораторного эксперимента с нагревом пород. Для данного литотипа минеральные изменения аналогичны изменениям в породах-коллекторах (рис. 3). Принципиальным отличием двух типов пород является содержание ОВ: в низкопроницаемых

породах оно играет роль цемента, в который погружены минеральные агрегаты породы. При температуре выше 250 °С ОВ активно окисляется, происходит пиролиз керогена, десорбция жидких УВ, а в самих породах за счет данных процессов формируются каналы фильтрации, связывающие ранее закрытые поры в единое емкостное пространство и способствующие миграции УВ. Таким образом, тепловое воздействие на низкопроницаемые нефтематеринские породы будет способствовать их вовлечению в разработку.

Рис. 3. Фотографии шлифов и минеральный состав глинисто-карбонатно-кремнистой углеродистой породы до (А) и после (В) воздействия температурами 250, 370 и 600 °С

Fig. 3. Images of thin sections and mineral composition of argillaceous-carbonate-siliceous carbonaceous rock before (A) and after (B) exposure to temperatures 250, 370, and 600 °C



Эксперименты по нагреву пород до разных температур и сравнение изменений в них показали, что основными минеральными преобразованиями являются разложение пирита (при температуре выше 350 °С) до пирротина, частичное растворение карбонатных минералов и образование сульфатов, которые могут частично запечатывать емкостное пространство пород-коллекторов. Органическое вещество более чутко реагирует на повышение температуры, в результате чего в низкопроницаемых нефтематеринских породах при его окислении формируются открытые каналы фильтрации, способствующие миграции десорбированных УВ.

Можно сделать вывод, что лабораторные эксперименты по нагреву пород до разных температур и изучение их преобразований позволили установить, что на эффективность технологии теплового воздействия в породах-коллекторах главным образом влияют преобразования минералов и сохранение емкостного пространства в них. Тогда как в низкопроницаемых нефтематеринских породах, напротив, преобразование ОВ будет контролировать формирование в них связанных порово-трещинных каналов фильтрации десорбированных УВ.

Выводы

В связи с развитием технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти лабораторные исследования, направленные на моделирование техногенного воздействия на породы для прогноза их преобразований в пластовых условиях при аналогичных процессах, являются актуальными. Предложено

введение термина «техноморфизм», определяющего стадию преобразований пород в пластовых условиях при агрессивном техногенном воздействии, которое приводит к значимым изменениям состава и свойств пород в реальном (не геологическом) времени. Основное влияние оказывают именно техногенные процессы, а не естественные условия среды. В зависимости от типа воздействия одна и та же порода может приобретать совершенно различные свойства.

С точки зрения нефтяной геологии анализ техноморфизма может способствовать: увеличению нефтеотдачи пласта (включая вовлечение в разработку ранее не вовлекаемых ресурсов УВ); ускорению развития новых технологий разработки; минимизации негативного воздействия на окружающую среду путем прогноза изменений свойств породы при определенном техногенном воздействии на нее.

Методики анализа техноморфизма актуальны, но не регламентированы.

Для верхнеюрских отложений проведен анализ техноморфизма при тепловом воздействии. В низкопроницаемых нефтематеринских породах ключевое значение имеет процесс окисления ОВ, которое играет роль цемента, что сопровождается формированием каналов фильтрации и выделением УВ из пород. В большей степени на извлечение УВ из нефтематеринских пород с помощью тепловых методов влияют процессы изменения порового пространства пород, происходящие в породах-коллекторах за счет их минеральных преобразований, а в низкопроницаемых нефтематеринских породах — в результате процессов окисления их ОВ.

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Литература

1. Кузнецов В.Г. Значение изучения эволюции осадочного породообразования в истории Земли для реконструкции изменений геохимических обстановок поверхности // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2019. – № 2. – С. 27–34. DOI: 10.32454/0016-7762-2019-2-27-34.
2. Ферсман А.Е. Геохимия. Т. 2. – Ленинград : ОНТИ-Химтеорет, 1934. – 354 с.
3. Глазовская М.А. Геохимия природных и техногенных ландшафтов СССР. – М.: Высшая школа, 1988. – 328 с.
4. Геологический словарь : в 3-х т. Т. 3. Р–Я / Под ред. О.В. Петрова. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2012. – 440 с.
5. Трофимов С.Я., Соколова Т.А., Дронова Т.Я., Толпешта И.И. Минеральные компоненты почв : учебное пособие по некоторым главам курса химии почв. – Тула : Гриф и К, 2007. – 104 с.
6. Гуман О.М., Макаров А.Б. Литотехногенез мелкозернистых песчаных техногенных образований // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей : мат-лы IX Всероссийского литологического совещания (Казань, 30 сентября – 3 октября, 2019). – Казань : Изд-во Казанского университета, 2019. – С. 114–115.
7. Талалай А.Г., Макаров А.Б., Глушкова Т.А. Основы литотехногенеза // Техногенез и экология. – Екатеринбург : НТО «Горное», 1996. – С. 4–17.
8. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – 1985. – 18 с.
9. Палий А.О. Разработка нефтяных месторождений. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 319 с.
10. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-13-17.
11. Немова В.Д., Панченко И.В. Локализация приточных интервалов баженовской свиты и их емкостное пространство на Средне-Назымском месторождении [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/11_2017.pdf (дата обращения: 14.09.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/11_2017.

References

1. Kuznetsov V.G. Significance of the study of sedimental rock-forming evolution in the Earth history for the reconstruction of the changes of geochemical settings on its surface. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2019;(2):27–34. In Russ.
2. Fersman A.E. *Geokhimiya* [Geochemistry]. V. 2. Leningrad: ONTI-Khimteoret; 1934. – 354 p. In Russ.
3. Glazovskaya M.A. *Geokhimiya prirodnykh i tekhnogennykh landshaftov SSSR* [Geochemistry of natural and technogenic landscapes of the USSR]. Moscow: Vysshaya shkola; 1988. 328 p. In Russ.
4. Petrov O.V., ed. *Geologicheskii slovar'* [Geological dictionary]. Vol. 3. R–Ya. St. Petersburg: Izdatelstvo VSEGEI; 2012. 440 p. In Russ.
5. Trofimov S.Ya., Sokolova T.A., Dronova T.Ya., Tolpeshta I.I. *Mineral'nye komponenty pochv: uchebnoe posobie po nekotorym glavam kursa khimii pochv* [Mineral components of soils: a study guide for selected chapters of the soil chemistry course]. Tula: Grif i K; 2007. 104 p. In Russ.
6. Guman O.M., Makarov A.B. *Litotekhnogenez melkozernistykh peschanykh tekhnogennykh obrazovaniy* [Lithotechnogenesis of fine-grained sandy technogenic formations]. In: *Litologiya osadochnykh kompleksov Evrazii i shel'fovykh oblastei: mat-ly IX Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya* (Kazan', 30 sentyabrya – 3 oktyabrya, 2019). Kazan': Izd-vo Kazanskogo universiteta; 2019. pp. 114–115.
7. Talalai A.G., Makarov A.B., Glushkova T.A. *Osnovy litotekhnogenez* [Basics of lithotechnogenesis]. In: *Tekhnogenez i ekologiya*. Ekaterinburg: NTO "Gornoye"; 1996. pp. 4–17. In Russ.
8. *OСТ 39-195-86. Neft'. Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefti vodoi v laboratornykh usloviyakh* [All-Union Standard 39-195-86. Oil. Method for determining the coefficient of oil displacement by water in laboratory conditions]. 1985. 18 p. In Russ.
9. Palii A.O. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdenii* [Development of oil fields]. Moscow: RGU nefti i gaza imeni I.M. Gubkina; 2015. 319 p.
10. Nemova V.D. Multi-level lithological typization of rocks of the Bazhenov formation. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2019;(8):13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-13-17. In Russ.
11. Nemova V.D., Panchenko I.V. *Lokalizatsiya pritochnykh intervalov bazhenovskoi svity i ikh emkostnoe prostranstvo na Sredne-Nazymskom mestorozhdenii* [Localization of inflow intervals and storage volume of the bazhenov formation, sredne-nazym oil fiel]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/11_2017.pdf (accessed on 14.09.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/11_2017. In Russ.

Информация об авторе

Варвара Дмитриевна Немова

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник отдела
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
109028 Москва, Покровский бульвар, д. 3, стр. 1
e-mail: Varvara.Nemova@lukoil.com
ORCID ID: 0000-0003-0915-6952

Information about author

Varvara D. Nemova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
LUKOIL-Engineering,
3, str. 1, Pokrovskii bul'var, Moscow, 109028, Russia
e-mail: Varvara.Nemova@lukoil.com
ORCID ID: 0000-0003-0915-6952

УДК 551.7.02

DOI 10.31087/0016-7894-2021-2-15-25

Выделение несогласий и стратиграфических границ в органогенных карбонатных разрезах на основе анализа изменения толщин слоев

© 2021 г. | Г.А. Белоусов¹, А.Б. Городков¹, А.В. Гвоздева², Э.А. Таратын¹, Б.К. Фролов¹, Т.Ю. Шишкина¹

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; belousov@vnigni.ru; agorodkov@mail.ru; edyardtaratyn@yandex.ru; frolov@vnigni.ru; shishkina@vnigni.ru;

²АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, Россия; gvozdevaav@cge.ru

Поступила 19.03.2020 г.

Доработана 23.03.2020 г.

Принята к печати 27.05.2020 г.

Ключевые слова: органогенные карбонатные отложения; несогласия; расчленение разреза; толщины слоев; перерывы; размывы; ступени; точки перегиба.

Аннотация: Предлагается расширить возможности выделения несогласий в органогенных карбонатных разрезах на основе анализа изменений толщин слоев. В статье использованы материалы седиментологического анализа разрезов естественных обнажений, охарактеризованных подробно литологическими, геохимическими и палеонтологическими данными. Используемые разрезы являются уникальными, так как характеризуют строение карбонатного комплекса в трех различных седиментационных зонах бассейна, являются полными и охарактеризованы анализами послойно с интервалами 1 м. Процесс формирования разреза смоделирован посредством диаграммы изменения толщин слоев, отображающей послойное накопление разреза с учетом постседиментационных преобразований осадков. Диаграммы изменения толщин состоят из отрезков разной длины с разными угловыми коэффициентами. Отрезки соответствуют слоям, положение которых в разрезе определяется глубинами начала и конца отрезка — подошвы и кровли слоя. Изменение толщины перекрывающего слоя отображается на диаграмме изменением угла наклона отрезка, соответствующего этому слою. При значительном превышении толщины перекрывающего пласта относительно подстилающего формируются ступени различной высоты, наличие которых является признаком несогласия, причем чем больше крутизна ступени, тем больше оснований отнести такое несогласие к стратиграфическому. Кроме ступеней выделяются точки перегиба, которые разделяют диаграмму изменений толщин на участки, различающиеся трендами их изменения. В отличие от ступеней, выше и ниже точки перегиба отсутствуют резкие изменения толщин слоев, характерны более спокойные их изменения. Несогласия выделяются в разрезе с высокой надежностью по признакам наличия ступеней и точек перегиба на указанных диаграммах.

Для цитирования: Белоусов Г.А., Городков А.Б., Гвоздева А.В., Таратын Э.А., Фролов Б.К., Шишкина Т.Ю. Выделение несогласий и стратиграфических границ в органогенных карбонатных разрезах на основе анализа изменения толщин слоев // Геология нефти и газа. – 2021. – № 2. – С. 15–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-15-25.

Delineation of unconformities and stratigraphic limits in carbonate organogenic sections on the basis of analysis of layer thickness variations

© 2021 | G.A. Belousov¹, A.B. Gorodkov¹, A.V. Gvozdeva², E.A. Taratyn¹, B.K. Frolov¹, T.Yu. Shishkina¹

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; belousov@vnigni.ru; agorodkov@mail.ru; edyardtaratyn@yandex.ru; frolov@vnigni.ru; shishkina@vnigni.ru;

²Central Geophysical Expedition, Moscow, Russia; gvozdevaav@cge.ru

Received 19.03.2020

Revised 23.03.2020

Accepted for publication 27.05.2020

Key words: carbonate organogenic deposits; unconformities; section breakdown; layer thickness; hiatus; erosion; step; point of inflection.

Abstract: The authors propose to improve the ways of unconformities and stratigraphic limits delineation in carbonate organogenic sections on the basis of analysis of layer thickness variations. Materials of sedimentological analysis of natural outcrop cross-sections characterised in detail by lithological, geochemical, and paleontological data are used in this work. The cross-sections used are unique as they characterise the carbonate sequence structure within three different depositional zones of the basin, they are comprehensive, and based on layer-by-layer analysis at an interval of one metre. Process of the section formation is simulated using a diagram of layer thickness changes, which shows the layer-by-layer accumulation of deposits and takes into account their post-depositional transformation. Diagrams of thickness changes are composed of segments having different lengths and slope angles. The segments correspond to the layers; position of the layers is specified by the depth of their beginning and end (layer Top and Bottom). Change in thickness of overlaying bed is shown in the diagram by the change in

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

the slope angle of a segment corresponding to this layer. In the case the overlying layer is significantly thicker than the underlying layer, steps of varying heights are formed; their presence is indicative of unconformity, and the steeper the step, the more reason to classify such an unconformity as stratigraphic. In addition to steps, inflection points are identified, which divide the diagram of thickness change into areas that differ in thickness change trends. Unlike the steps, there are no drastic changes in layer thickness above and below an inflection point; gradual thickness changes are typical there. Unconformities can be reliably delineated in the section based on the presence of steps and inflection points on the mentioned diagrams.

*For citation: Belousov G.A., Gorodkov A.B., Gvozdeva A.V., Taratyn Eh.A., Frolov B.K., Shishkina T.Yu. Delineation of unconformities and stratigraphic limits in carbonate organogenic sections on the basis of analysis of layer thickness variations. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(2):15–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-15-25. In Russ.*

Введение

Известно, что геологическая летопись неполна, часть геологического времени приходится на перерывы в накоплении осадков и их размывы и, следовательно, не отражена в общей последовательности пластов. В геологической летописи время, приходящееся на перерывы и размывы (несогласия), многократно превышает время, запечатленное в горных породах. Длительность перерывов изменяется от тысяч до сотен миллионов лет, поэтому возобновление процесса накопления может происходить в совершенно других условиях. Слои, залегающие под и над поверхностью перерывов и размывов, могут существенно различаться по времени, условиям формирования и, как следствие, по своим свойствам, в том числе толщинам и литологии.

Несогласия являются предметом изучения как природные геологические объекты. С поверхностями несогласий могут быть связаны стратиграфические ловушки УВ, с региональными зонами стратиграфических выклиниваний — крупные месторождения УВ, с несогласиями — некоторые типы коллекторов и месторождений руд. В карбонатных разрезах к несогласиям могут быть приурочены слои с повышенными коллекторскими свойствами, зоны повышенной цементации и такое геологическое образование, как «твердое дно».

С помощью выделения и анализа перерывов можно выявить события, произошедшие на большой территории почти одновременно, что позволяет использовать их в стратиграфии как репер [1–3].

В сейсмостратиграфии согласное и несогласное залегание пород устанавливается по взаимоотношениям слоев с границами седиментационных комплексов. Допускается, что внутри седиментационных комплексов может присутствовать несогласное залегание, однако хроностратиграфическая значимость таких несогласий существенно меньше значимости несогласий, ограничивающих комплексы. Наличие перерывов при накоплении комплекса устанавливается по взаимоотношению слоев с границами комплекса, это подошвенное налегание, кровельное и подошвенное прилегание, эрозионный и тектонический срезы [4].

Наличие кор выветривания является достаточным признаком перерывов в осадконакоплении и размывов. В зависимости от состава, физических и химических свойств исходной породы, климатиче-

ских условий, особенностей геологического развития и тектоники коры выветривания по карбонатам могут различаться по составу и структурным свойствам.

Выветривание карбонатных толщ происходит в основном за счет их растворения водами, содержащими угольную кислоту, с выносом Ca, Mg и других образующих породу элементов за пределы зоны выветривания (Полынов Б.Б., 1934) [5, 6]. Интенсивность растворения и объем породы, охваченный растворением, зависят от многих факторов, в том числе от неоднородности карбонатов, интенсивности водообмена и трещиноватости исходной породы. Наличие тонкой трещиноватости с высокой поверхностной плотностью трещин, охватывающей значительные объемы породы в глубину и по латерали, благоприятно для растворения карбонатов и формирования площадной коры выветривания. Линейные коры выветривания формируются по протяженным, тектонически ослабленным зонам.

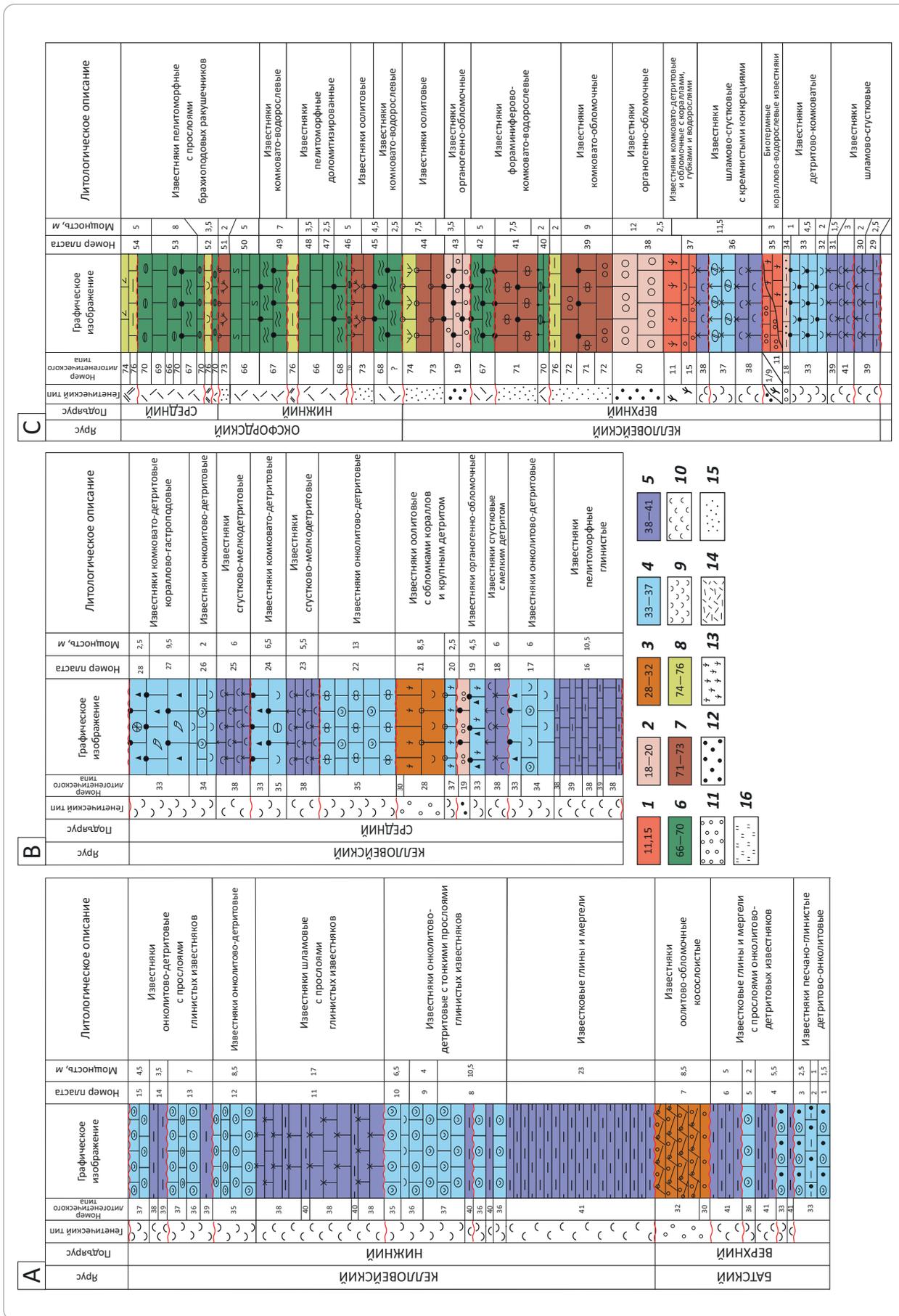
Эффективным средством выделения перерывов является детальная скважинная корреляция методов ГИС с привлечением геологических данных. Резкие границы между пластами, определяемые методами ГИС, с изменением литологии выше резкой границы, могут быть признаками наличия перерыва [7].

Выделение кор выветривания по данным ГИС основывается на их геологических моделях. Если геологическая модель коры известна, то можно построить петрофизическую модель, которая лежит в основе способов выделения кор выветривания по ГИС.

Корреляция разрезов кор выветривания представляет значительные трудности из-за резкой изменчивости пород по литологии и толщине даже на небольших расстояниях, что свидетельствует о частой смене физико-химических условий их образования [1, 7, 8].

Выявление перерывов — сложная задача, особенно если это относится к перерывам с небольшими по длительности периодами их формирования, за время которых ископаемая фауна не успевает существенно измениться. В этих случаях для обнаружения характерных для перерывов признаков при полевой геологической съемке детально изучается последовательность пород в разрезе. При полевом изучении карбонатных органогенных пород необходимо выявить и охарактеризовать большое число признаков, в результате совокупного анализа которых создается полная и достоверная литологическая модель разреза, включающая перерывы и размывы [2].

Рис. 1. Карбонатные комплексы юго-западных отрогов Гиссарского хребта, разрез Алчисай
 Fig. 1. Carbonate sequences of the south-western branches of the Gissar (Hissor) Range, the Alchisai section



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Усл. обозначения к рис. 1

Legend for Fig. 1

Строение отложений в области закрытого шлейфа: А — верхнебатско-нижнекелловейских, В — среднекелловейских карбонатных, С — верхнекелловейско-оксфордских карбонатных.

Литогенетические типы отложений (1–8): 1 — биогермные и межбиогермные, 2 — тыловых шлейфов, 3 — баровые, 4 — мелководных шельфовых равнин, 5 — глубокого шельфа, 6 — малоподвижных придонных вод, 7 — подвижных природных вод, 8 — приливно-отливные; **генетические типы карбонатных отложений (9–16):** 9 — мелководных шельфовых равнин, 10 — глубокого шельфа, 11 — баровые, 12 — шлейфовые, 13 — биогермные, 14 — малоподвижных вод, 15 — подвижных придонных вод, 16 — приливно-отливных вод

Structure of the deposits in the area of closed apron: A — Upper Bathonian-Lower Callovian, B — carbonate Middle Callovian, C — carbonate Upper Callovian-Oxfordian.

Lithogenetic types of deposits (1–8): 1 — biohermal and inter-biohermal, 2 — trailing apron, 3 — bar, 4 — of shallow water shelf plains, 5 — of deepwater shelf, 6 — of slow-moving bottom water, 7 — of moving natural water, 8 — tidal; **genetic types of carbonate deposits (9–16):** 9 — shallow water shelf plains, 10 — deepwater shelf, 11 — bar, 12 — apron, 13 — biohermal, 14 — slow-moving water, 15 — moving bottom water, 16 — tidal water

В статье использованы материалы седиментологического анализа полных разрезов естественных обнажений, подробно охарактеризованных литологическими, геохимическими и палеонтологическими данными. Используемые разрезы Алчисай (рис. 1), Курек и Баглыдара являются уникальными, так как отражают строение карбонатного комплекса в трех различных седиментационных зонах бассейна, являются полными и охарактеризованы анализами послойно с интервалами 1 м в работах Н.К. Фортунатовой, Е.А. Копилевича, М.Л. Афанасьева [2, 3], где также описаны результаты седиментологического моделирования карбонатных осадочных комплексов и построены карбонатные разрезы. Общая толщина изученных разрезов составляет 957 м. Толщины стратиграфических комплексов в разрезах изменяются в значительных пределах. Разрезы различаются по содержанию генетических типов отложений [2].

Авторы статьи предлагают расширить возможности выделения несогласий в карбонатных разрезах на основе анализа изменений толщин слоев. Поскольку методы ГИС являются распространенным источником информации о толщинах слоев, то полученные признаки могут быть положены в основу выделения несогласий по данным ГИС.

Построение диаграмм изменения толщин слоев

Если толщины слоев и литология отражают особенности процессов осадконакопления, то существует возможность отобразить процесс формирования разреза посредством диаграммы изменения толщин слоев, которая демонстрирует послойное накопление разреза с учетом постседиментационных преобразований осадков (рис. 2–4).

Построение диаграмм изменения толщин слоев выполнено в трех вариантах — по толщинам литогенетических типов, пластов и генетических типов [2]. По вертикальной оси откладывается толщина (глубина) разреза, по горизонтальной — порядковые номера элементов разреза, которые образованы в результате переноса границ пластов и литогенетических типов на горизонтальную ось, которая приня-

та одинаковой для всех диаграмм. При такой нумерации можно легко сопоставлять все диаграммы между собой. Использование трех типов толщин позволяет оценить устойчивость выделения несогласий при использовании разрезов, расчлененных с разной детальностью, в том числе и по ГИС.

Выделение несогласий по диаграммам изменения толщин

Диаграммы изменения толщин представляют собой сложные кривые, состоящие из отрезков разной длины с разными угловыми коэффициентами. Отрезки соответствуют слоям, положение которых в разрезе определяется глубинами начала и конца отрезка — подошвы и кровли слоя (см. рис. 2–4).

Изменение толщины перекрывающего слоя отображается на диаграмме изменением угла наклона отрезка, соответствующего этому слою. При значительном превышении толщины перекрывающего пласта относительно подстилающего формируются ступени различной высоты.

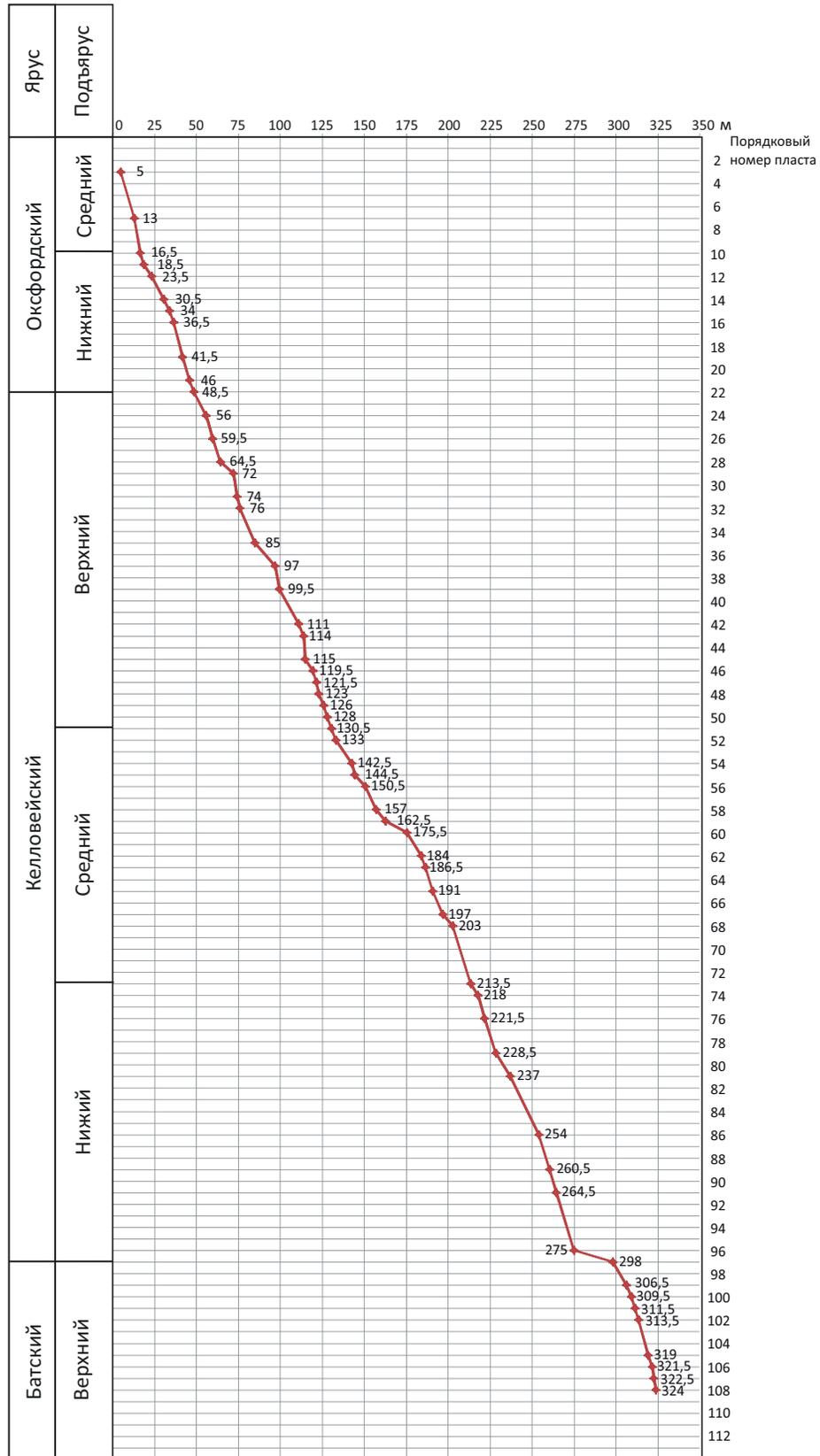
Наличие ступени значительной высоты является признаком несогласия, при этом считается, что чем больше крутизна ступени, тем больше оснований отнести такое несогласие к стратиграфическому.

В разрезе Алчисай (см. рис. 2), в интервале глубин 306,5–275 м, выделяется ступень высотой 31,5 м. Резкое и значительное изменение толщины (большая крутизна ступени) свидетельствует о наличии несогласия, которое относится к стратиграфическому — соответствует стратиграфической границе между батским и келловейским ярусами на глубине 298 м.

В разрезе Баглыдара (см. рис. 4) границе между средним и верхним подъярусами келловейского яруса (349,5 м) соответствует ступень в интервале глубин 349,5–323 м высотой 23,5 м.

В разрезе Курек (см. рис. 3) выделяется относительно пологая ступень в интервале 91,6–81,5 м высотой 10,1 м, к которой относится граница между келловейским и оксфордским ярусами.

Рис. 2. Диаграмма изменений толщин пластов по разрезу Алчисай
 Fig. 2. Diagram of layer thickness changes in the Alchisai section



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Диаграмма изменений толщин литогенетических типов по разрезу Курек
Fig. 3. Diagram of lithogenetic type thickness changes in the Kurek section

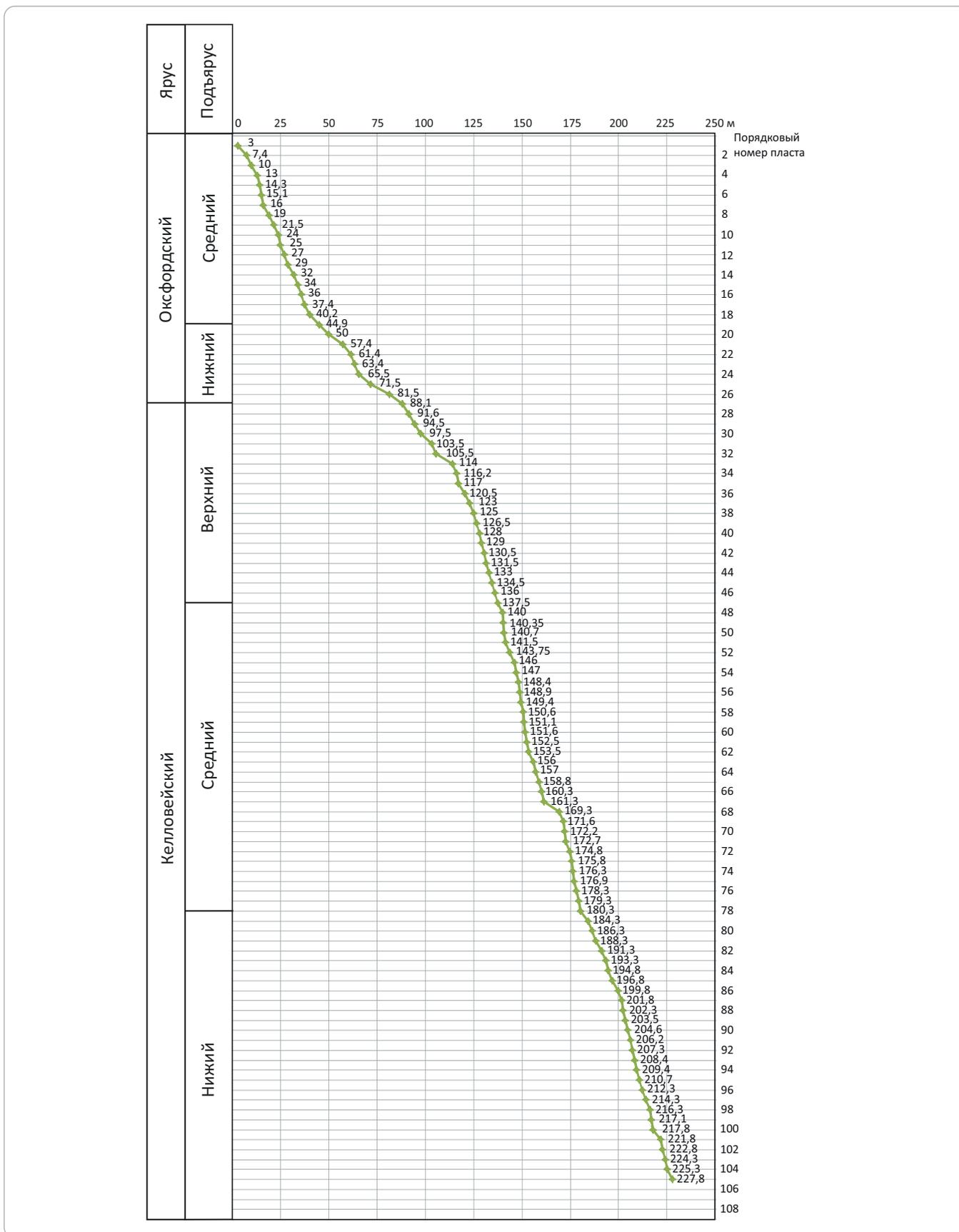
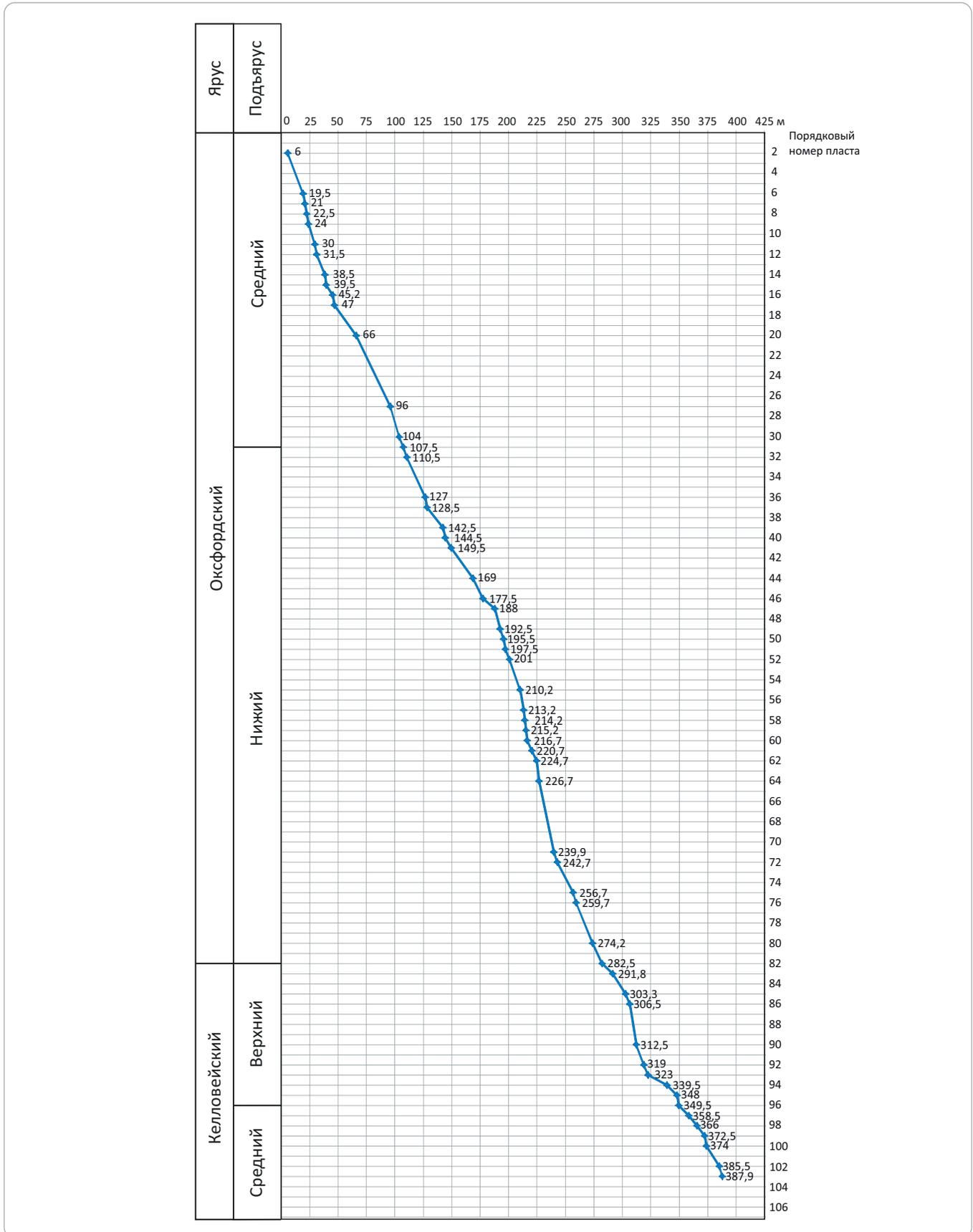


Рис. 4. Диаграмма изменений толщин генетических типов по разрезу Баглыдара
 Fig. 4. Diagram of genetic type thickness changes in the Baglydara section



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS
Табл. 1. Сопоставление глубин несогласий с глубинами ступеней и точек перегиба разреза Алчисай

Tab. 1. Matching of unconformity depths and depths of steps and inflection points in Alchisai section

Глубины несогласий, м [8]	Глубины несогласий по диаграммам изменений толщин, м			Тип аномалии
	литогенетических типов	слоев	генетических типов	
14–16,5	18,5	18,5	18,5	ТП
28–30	28,5–30,5	28,5–30,5	28,5–30,5	С
40	–	–	–	–
49	48,5	48,5	–	ТП
65	64,5–72	64,5–72	64,5–72,5	С
74	76	76	74	ТП
102	101,8	99,5–111	101,8	ТП
111	114	114	114	ТП
132	133	133	–	ТП
151	144,5–150,5	144,5–150,5	144,5–150,5	С
163	162,5–172,5	162,5–172,5	162,5–172,5	С
176	162–175,5	162,5–175,5	162,5–175,5	С
187	184–188,4	184–186,5	184–186,5	С
195	197–203	197–203	195–203	С
214	211,1–218	213,5–218	213,5–218	С
221	221,5	–	–	ТП
230	227,7–230,5	228,5	228,5–237	ТП, С
257	254	–	–	ТП
270	264,5–268,8	264–275	268,8–271,9	С
298	298–305,5	298–306,5	298–306,5	С
311	309,5	–	309,5	ТП
316	–	–	313,5–316,5	С
319	319–321,5	319–321,5	–	С

Примечание. С — ступень, ТП — точка перегиба.

Табл. 2. Сопоставление глубин стратиграфических границ с глубинами границ несогласий по диаграммам изменений толщин разреза Алчисай

Tab. 2. Matching of stratigraphic limit depths and unconformity depths using diagrams of thickness changes for Alchisai section

Стратиграфические границы, м	Глубина стратиграфической границы, м	Глубины несогласий по диаграммам изменений толщин, м			Расхождения глубин стратиграфических горизонтов и глубин средин ступеней, м
		литогенетических типов	пластов	генетических типов	
Верхний подъярус батского яруса – нижний подъярус келловейского яруса	298	298–305,5	298	298	3,8
Нижний – средний подъярусы келловейского яруса	213,5	211,1–218	213,5–218	213,5–218	2,3
Средний – верхний подъярусы келловейского яруса	130,5	133	130,5–133	–	2,5
Верхний подъярус келловейского яруса – нижний подъярус оксфордского яруса	48,5	46–52,8	46–56	–	2,5
Нижний – средний подъярусы оксфордского яруса	16,5	16,5–23,5	16,5–18,5	16,5–18,5	3,5

Табл. 3. Сопоставление глубин стратиграфических границ с глубинами несогласий по диаграммам изменений толщин слоев разреза Курек

Tab. 3. Matching of stratigraphic limit depths and unconformity depths using diagrams of thickness changes for Kurek section

Стратиграфические границы	Глубина стратиграфической границы, м	Глубины несогласий по диаграммам изменений толщин, м			Расхождения глубин стратиграфических горизонтов и глубин средин ступеней, м
		литогенетических типов	пластов	генетических типов	
Нижний – средний подъярусы келловейского яруса	180,3	180,3	180,3	180,3	0
Средний – верхний подъярусы келловейского яруса	137,5	137,5–140	137,5–140	–	1,3
Верхний подъярус келловейского яруса – нижний подъярус оксфордского яруса	88,1	81,5–91,6	81,5	88,1–91,6	6,7
Нижний – средний подъярусы оксфордского яруса	44,9	37,4–44,9	–	36–44,9	4,5

Табл. 4. Сопоставление глубин стратиграфических границ с глубинами несогласий по диаграммам изменений толщин слоев разреза Баглыдара

Tab. 4. Matching of stratigraphic limit depths and unconformity depths using diagrams of thickness changes for Baglydara section

Стратиграфические границы	Глубина стратиграфической границы, м	Глубины несогласий по диаграммам изменений толщин, м			Расхождения глубин стратиграфических горизонтов и глубин средин ступеней, м
		литогенетических типов	пластов	генетических типов	
Средний – верхний подъярусы келловейского яруса	349,5	348–349,5	282,5	349,5	5
Верхний подъярус келловейского яруса – нижний подъярус оксфордского яруса	282,5	282,5	282,5	282,5–291,8	4,7
Нижний – средний подъярусы оксфордского яруса	107,5	107,5–111,5	104	96–107,5	5,8

Ступени меньшей высоты являются признаками существования более мелких несогласий в интервалах: 237–228,5; 175,5–162,5; 97–85 м и др. (см. рис. 2); 221,8–217,8; 169,3–161,3; 114–105,5; 61,4–57,4 м (см. рис. 3); 259,7–242,7; 224,7–216,7; 188–177,5; 47–39,5 м и др. (см. рис. 4).

Интервал, соответствующий ступени, разделяет участки разреза, различающиеся толщинами и особенностями их распределения по разрезу. Можно полагать, что такой интервал является геологическим телом, которое отличается от вмещающего разреза по условиям накопления.

Кроме ступеней выделяются точки перегиба, которые разделяют диаграмму изменений толщин на два участка, различающихся трендами изменения толщин. В отличие от ступеней, выше и ниже точки перегиба отсутствуют резкие изменения толщин слоев, характерны более спокойные изменения толщин.

Стратиграфические границы могут относиться и к точкам перегиба. Например, точке на глубине 133 м соответствует граница между средним и верхним подъярусами келловейского яруса, на глубине 18,5 м — граница между нижним и средним подъярусами оксфордского яруса (см. рис. 2), на глубине 180,3 м — граница между нижним и средним подъярусами келловейского яруса (см. рис. 3). В интервале глубин 107,5–96 м находится граница между нижним и средним подъярусами оксфордского яруса (см. рис. 4).

Точки перегиба являются признаком несогласия, масштабность которого определяется разрезом выше точки перегиба. Если тренд накопления разреза выше точки перегиба сохраняется на значительном интервале разреза, то несогласие является масштабным и может быть стратиграфическим. Тренд накопления разреза сохраняется в интервале 180,3–174,8 м, при этом точке перегиба на глубине 180,3 м

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

соответствует граница между нижним и средним подъярусами келловейского яруса (см. рис. 3).

Между точками перегиба и ступенями существует зависимость. Ступени, как отмечено выше, возникают, если последовательность толщин по разрезу нарушается присутствием слоя, толщина которого значительно превышает толщину слоя подстилающего. Если последовательность слоев в некотором интервале разреза нарушается накоплением слоев меньшей толщины, то возникают точки перегиба.

Сопоставление глубин ступеней и точек перегиба, выделенных по толщинам слоев литогенетических и генетических типов, с несогласиями, выделенными в разрезе Алчисай (см. рис. 1) [2], а также сопоставление глубин стратиграфических границ с глубинами точек перегиба и средин ступеней этого разреза показало, что максимальные расхождения между глубинами несогласий и стратиграфических границ с оценками этих глубин по диаграммам изменения толщин слоев не превышают 8 м (табл. 1, 2; см. рис. 2).

Из сопоставления глубин стратиграфических границ с глубинами точек перегиба и средин ступеней разреза Курек следует, что максимальные расхождения между глубинами стратиграфических границ с оценками этих глубин по диаграммам изменения толщин литогенетических типов не превышают 7 м (табл. 3; см. рис. 3).

Из сопоставления глубин стратиграфических границ с глубинами точек перегиба и средин ступеней разреза Баглыдара следует, что максимальные расхождения между глубинами стратиграфических границ с оценками этих глубин по диаграммам изменения толщин генетических типов не превышают 6 м (табл. 4; см. рис. 4).

Итак, из сопоставлений глубин стратиграфических границ с глубинами точек перегиба и ступеней,

проведенных по трем разрезам, характеризующим строение карбонатного комплекса в трех различных седиментационных зонах бассейна и различающимся толщинами одноименных стратиграфических горизонтов и содержанием различных генетических типов отложений, следует, что максимальные расхождения между глубинами несогласий и стратиграфических границ с оценками этих глубин по диаграммам изменения толщин слоев находятся в допустимых пределах (см. табл. 2–4) [2].

Поскольку суммарное число точек перегиба и ступеней превышает число стратиграфических границ, то возникает неопределенность при идентификации ступеней и точек перегиба со стратиграфическими границами, которая будет уменьшаться при совместном применении с другими методами стратиграфических исследований.

Заключение

В органогенных карбонатных разрезах толщины слоев и особенности распределения толщин в разрезе содержат информацию об условиях накопления осадков, в частности о несогласном залегании слоев.

Признаками несогласного залегания слоев являются ступени и точки перегиба на диаграммах изменения толщин. Несогласия выделяются в разрезе с высокой надежностью по признакам наличия ступеней и точек перегиба на указанных диаграммах.

Ступеням и точкам перегиба соответствуют перерывы в осадконакоплении разного масштаба — от местных до стратиграфических.

Предлагаемый прием выделения несогласий рекомендуется для применения совместно с другими методами стратиграфических исследований.

Литература

1. Барaboшкин Е.Ю. Перерывы в геологической летописи: проблемы и способы решения // Соросовский образовательный журнал. – 2001. – Т. 7. – № 1. – С. 57–63.
2. *Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов* / Под ред. Н.К. Фортунатовой. – М. : НИА-Природа, 2000. – 249 с.
3. Фортунатова Н.К., Копилевич Е.А., Афанасьев М.Л. Технология седиментационно-емкостного моделирования природных резервуаров нефти и газа. – М. : ВНИГНИ, 2012. – 79 с.
4. *Сейсмическая стратиграфия: Использование при поисках и разведке нефти и газа в 2-х частях* / Под ред. Ч. Пейтона. – М. : Мир, 1982. – 846 с.
5. Гинзбург И.И. Типы древних кор выветривания, формы их проявлений и классификация // Кора выветривания. – Вып. 6. – М. : Недра, 1963.
6. Рычагов Г.И. Общая геоморфология. – М. : Изд-во Моск. ун-та: Наука, 2006. – 416 с.
7. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М. : Недра, 1966.
8. Свиридов В.Г., Краснов В.И., Сурков В.С. и др. Геологическое строение и полезные ископаемые Западной Сибири. Т. 1. Геологическое строение. – Новосибирск : Изд-во СО РАН НИЦ ОИГГМ, 1966. – 388 с.

References

1. Baraboshkin E.Yu. Pereryvy v geologicheskoi letopisi: problemy i sposoby resheniya [Hiatuses in geological record: problems and ways to solve]. *Sorosovskii obrazovatel'nyi zhurnal*. 2001;7(1):57–63. In Russ.
2. *Sedimentologicheskoe modelirovanie karbonatnykh osadochnykh kompleksov* [Depositional modelling of carbonate sedimentary sequences]. In: N.K. Fortunatova, ed. Moscow: NIA-Priroda; 2000. 249 p. In Russ.

3. Fortunatova N.K., Kopilevich E.A., Afanas'ev M.L. Tekhnologiya sedimentatsionno-emkostnogo modelirovaniya prirodnykh rezervuarov nefti i gaza [Natural oil and gas reservoirs: technology of sedimentation-storage modelling]. Moscow: VNIGNI; 2012. 79 p. In Russ.
4. Seismic Stratigraphy: Applications to Hydrocarbon Exploration. In: AAPG Memoir 26; C.E. Payton, ed. Tulsa: AAPG; 1977. 516 p.
5. Ginzburg I.I. Tipy drevnikh kor vyvetrivaniya, formy ikh proyavlenii i klassifikatsiya [Types of ancient weathering crusts: forms of occurrence and classification]. In: Kora vyvetrivaniya. Issue 6. Moscow: Nedra; 1963. In Russ.
6. Rychagov G.I. Obshchaya geomorfologiya [Common geomorphology]. Moscow: Nauka; 2006. 416 p. In Russ.
7. Dolitskii V.A. Geologicheskaya interpretatsiya materialov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Geological interpretation of well logging materials]. Moscow: Nedra; 1966. 388 p. In Russ.
8. Sviridov V.G., Krasnov V.I., Surkov V.S. et al. Geologicheskoe stroenie i poleznye iskopaemye Zapadnoi Sibiri. T. 1 [Geological structure and raw materials of Western Siberia. V. 1]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN NITs OIGGM; 1998. 228 p. In Russ.

Информация об авторах

Белюсов Григорий Александрович

ведущий научный сотрудник,
кандидат технических наук
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: belousov@vnigni.ru

Городков Алексей Борисович

ведущий научный сотрудник,
кандидат технических наук
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: agorodkov@mail.ru

Гвоздева Анастасия Вячеславовна

начальник отдела
АО «Центральная геофизическая экспедиция»,
117246, Москва, ул. Херсонская, д. 43, корп. 3
e-mail: GvozdevaAV@cge.ru;

Таратын Эдуард Александрович

старший научный сотрудник,
кандидат геолого-минералогических наук
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: edyardtaratyn@yandex.ru

Фролов Борис Константинович

ведущий научный сотрудник,
кандидат технических наук
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: frolov@vnigni.ru

Шишкина Татьяна Юрьевна

старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: shishkina@vnigni.ru

Information about authors

Grigori A. Belousov

Leading Researcher,
Candidate of Technical Science
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: belousov@vnigni.ru

Aleksei B. Gorodkov

Leading Researcher,
Candidate of Technical Science
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: agorodkov@mail.ru

Anastasiya V. Gvozdeva

Head of Department
Central Geophysical Expedition,
43/3, ul. Khersonskaya, Moscow, 117246, Russia
e-mail: GvozdevaAV@cge.ru;

Ehduard A. Taratyn

Senior Researcher,
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: edyardtaratyn@yandex.ru

Boris K. Frolov

Leading Researcher,
Candidate of Technical Science
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: frolov@vnigni.ru

Tat'yana Yu. Shishkina

Senior Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: shishkina@vnigni.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

The logo for OGMTB features the letters 'O', 'G', 'M', and 'T' in a large, bold, sans-serif font. The 'O' and 'G' are filled with a golden-yellow color, while 'M' and 'T' are filled with a teal color. The letter 'B' is a large, stylized teal letter that partially overlaps the 'T'. In the background of the letters, there are images of a modern tower with a spherical top and a mosque with a large dome and minaret.

7th
Kazakhstan
Oil & Gas Equipment Meet the Buyer
Conference & Exhibition

22-24 September, 2021
Almaty, Kazakhstan

OGMTB

To Make Business Easier for Oil and Gas

УДК 550.382.4

DOI 10.31087/0016-7894-2021-2-27-36

Использование статистических методов интерпретации потенциальных полей для изучения структурно-тектонического строения нефтегазоперспективных территорий

© 2021 г. | Д.Ф. Калинин¹, Ю.А. Яновская¹, А.С. Долгаль²

¹АО «Геологоразведка», Санкт-Петербург, Россия; KalininDF@rusgeology.ru; yanovskaya-yuliya61@yandex.ru

²ГИ УрО РАН; Пермь, Россия; dolgal@mi-perm.ru

Поступила 08.10.2020 г.

Доработана 18.12.2020 г.

Принята к печати 30.12.2020 г.

Ключевые слова: *предпосылки нефтегазоносности; геопотенциальные поля; статистическое зондирование; дисперсионный разрез; модовая функция; структурный элемент; разлом; фундамент; осадочный чехол; интерпретационный профиль.*

Аннотация: Рассмотрены возможности компьютерных технологий интерпретации гравитационного и магнитного полей, позволяющих осуществлять выделение и оконтуривание элементов глубинного структурно-тектонического строения нефтегазоперспективных территорий. Предложен вариант комбинированной обработки геофизических данных, основанный на взаимодополняющих математических методах статистического зондирования и эмпирической модовой декомпозиции. Приведен пример комплексного анализа геолого-геофизических материалов, определяющих возможную взаимосвязь между геологическим строением фундамента и унаследованными от него структурными формами осадочного чехла. Представлены результаты выявления скрытых аномалий геопотенциальных полей, связываемых с возможной миграцией и концентрацией углеводородов в пределах локальных участков интерпретационного профиля.

Для цитирования: Калинин Д.Ф., Яновская Ю.А., Долгаль А.С. Использование статистических методов интерпретации потенциальных полей для изучения структурно-тектонического строения нефтегазоперспективных территорий // Геология нефти и газа. – 2021. – № 2. – С. 27–36. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-27-36.

Финансирование: Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 19-05-00654 А.

Statistical methods for potential fields interpretation: studies of structural and tectonic architecture of oil and gas promising territories

© 2021 | D.F. Kalinin¹, Yu.A. Yanovskaya¹, A.S. Dolgal²

¹Geologorazvedka, St. Petersburg, Russia; KalininDF@rusgeology.ru; yanovskaya-yuliya61@yandex.ru;

²Federal State Budgetary Institution of Science Mining Institute Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Perm', Russia; dolgal@mi-perm.ru

Received 08.10.2020

Revised 18.12.2020

Accepted for publication 30.12.2020

Key words: *factors of oil and gas occurrence; geopotential fields; statistical profiling; dispersion section; mode function; structural element; fault; basement; sedimentary cover; interpretation section.*

Abstract: The authors discuss capabilities of computer technologies for gravity and magnetic fields interpretation, which allow identifying and delineating elements of deep structural and tectonic architecture in oil and gas promising territories. An option of integrated processing of geophysical data based on complementary mathematical methods of statistical profiling and empirical mode decomposition is proposed. An example of integrated analysis of geological and geophysical data defining the possible relationships between geological structure of the basement and structural features of sedimentary cover inherited from it is presented. The results of revealing of hidden geopotential fields' anomalies being associated with possible hydrocarbon migration and concentration within the local areas of interpretation section are demonstrated.

For citation: Kalinin D.F., Yanovskaya Yu.A., Dolgal A.S. Statistical methods for potential fields interpretation: studies of structural and tectonic architecture of oil and gas promising territories. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(2):27–36. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-27-36. In Russ.

Funding: This work was supported by RFBR grant No. 19-05-00654 A.

Введение

Неотъемлемой частью прогнозных исследований на наличие УВ является комплексный анализ потенциальных полей посредством современных

компьютерных технологий с использованием разномасштабных данных магнито- и гравиразведки, а также сопутствующей геолого-геофизической информации [1]. Результаты прогноза перспективных

участков, увязываемых с региональными и локальными предпосылками нефтегазоносности, могут служить основанием для последующих поисковых работ. Прогнозно-геофизическим исследованиям, как правило, предшествуют структурно-тектонические построения, основанные на совокупном анализе потенциальных полей.

Расширенное изучение структурно-тектонических особенностей осадочного чехла и фундамента, выявляемых как в исходных потенциальных полях, так и в их различных трансформантах, позволяет уточнить региональное геологическое строение априори территории. Одна из целей выборочного сопоставления совокупности трансформант и глубинных разрезов состоит в анализе существования возможных предпосылок нефтегазоносности.

На поисковом этапе прогнозирования УВ, как правило, рассматриваются структурно-литологические предпосылки, не всегда определяемые однозначно. Однако отдельные элементы геологического строения территории могут выступать в качестве предпосылок, обуславливающих возможную миграцию и концентрацию УВ на локальных участках.

В качестве прогнозируемых *региональных* предпосылок (критериев) нефтегазоносности следует выделить:

- зоны воздействия мантийного плюма;
- зоны рифтов, над которыми образовались авлакогены, а также тектонические депрессии;
- зоны образования инверсионных вулканотектонических структур;
- зоны сосредоточения кимберлитовых объектов;
- глубинные разломы разных порядков (от разломов мантийного заложения и структурообразующих до разломов кровли кристаллического фундамента);
- узлы пересечения разломов, являющиеся зонами дегазации и флюидопроницаемости (в том числе системы радиально-кольцевых тектонических нарушений);
- области распространения трапповых образований различного типа и различной структурной позиции.

Прогнозируемыми *локальными* предпосылками нефтегазоносности являются:

- локальные структурные формы рельефа поверхности кристаллического фундамента (поднятия) и его останцы, наследуемые структурами осадочного чехла с учетом возможных тангенциальных смещений;
- разломы фундамента, проникающие в осадочный чехол;
- зоны разуплотнения и размагничивания горных пород в верхней части разреза;

– наличие локальных минимумов поля силы тяжести с амплитудой 0,5 мГал и более.

Существует предположение, что в результате растяжения земной коры под влиянием мантийного плюма в ней преобладают нисходящие движения (сбросы), что приводит к образованию грабенов и смежных с ними горстов. Происходит утонение земной коры. В результате образуются синеклизы и закладываются внутриконтинентальные рифтовые зоны, осложненные грабенообразными впадинами, которые разделены структурными перемычками. Многие рифтовые зоны сопровождаются вулканизмом центрального и трещинного типов вдоль осей структурообразующих разломов. Магматизм по глубинным разломам может возобновляться неоднократно в течение геологического развития региона, вызывая внедрение интрузий и лавовые потоки [2].

Описываемые в статье специализированные преобразования потенциальных полей проводятся для более целенаправленного выявления региональных и локальных предпосылок (критериев) нефтегазоносности. Следует подчеркнуть, что преобразования основаны на современных математических алгоритмах и процедурах. Они были опробованы в различных нефтегазоперспективных регионах с весьма сложным геологическим строением (Западная и Восточная Сибирь, п-ов Камчатка, Республика Коми). Результаты преобразований позволяют выявить геологически информативные «структурные» компоненты полей, построить соответствующие графические схемы и глубинные параметрические разрезы. Интерпретация результатов нелинейной трансформации полей дает возможность предположительно оценить пространственное размещение поверхности кристаллического фундамента, фиксировать разнорядковые дизъюнктивные нарушения, выделить участки распространения траппов и др.

Приведем результаты количественной интерпретации потенциальных полей в пределах одной из потенциально нефтегазоносных площадей Западной Якутии. Расчеты осуществлялись двумя независимыми (взаимодополняющими) методами: а) пространственного *статистического зондирования* потенциальных полей [3]; б) *эмпирической модовой декомпозиции* — EMD [4, 5] в модификации [6]. Целями интерпретации явились базовая оценка глубинного строения и последующий анализ структурно-тектонической обстановки вдоль интерпретационного профиля, пересекающего анализируемую территорию.

Статистическое зондирование потенциальных полей

Математическая процедура статистического зондирования сводится к вычислению центральных моментов распределений значений геопотенциального поля в двухмерных скользящих окнах с последо-

вательно увеличивающимися размерами. Алгоритм предусматривает оценку радиуса корреляции значений поля в скользящем окне и дает возможность предположительно оценить *условную глубину* аномалиеобразующих объектов [7].

В процессе зондирования создается трехмерная модель, состоящая из смежных горизонтальных слоев. В узлах гридов, моделирующих нижние кромки слоев, рассчитываются значения статистических характеристик обрабатываемого поля (среднее, дисперсия, асимметрия, эксцесс). Условная глубина каждого слоя увязывается с размерами двухмерного базового скользящего окна, содержащего конкретное число узлов. Верхний слой модели представляет результат расчета статистических параметров в базовом окне с минимальными размерами (3×3), следующий — в окне с размерами базы (5×5) и т. д. Последний, нижний слой модели корреспондирует с максимальными размерами базового окна, задаваемыми интерпретатором. При заведомо известном шаге следования узлов, образующих грид (равномерную сеть) значений исходного поля, например $\Delta x = \Delta y = 0,5$ км, нетрудно оценить последовательно увеличивающуюся *условную глубину* горизонтальных слоев: при базовом окне (3×3) условная глубина слоя составит 1,5 км, при окне (5×5) будет равна 2,5 км и т. д. При конечных размерах базового окна (21×21) условная глубина слоя составит 10,5 км. Скользящее окно перемещается через определенный интервал, который совпадает с шагом следования узлов грида, моделирующего исходное геопотенциальное поле.

Подобное представление результатов имитирует пересчет значений статистических характеристик «вниз», так как с увеличением размеров окна анализируются все более низкочастотные составляющие поля, индуцируемые глубинными геологическими объектами. Многослойные модели зондирования позволяют проследить относительное изменение статистических характеристик в зависимости от частотных составляющих поля. Экстремальные значения характеристик позволяют выявить области нарушения стационарности и определить при этом формы (границы) аномалий, обусловленных глубокозалегающими телами, что невозможно при стандартном визуальном анализе наблюдаемых потенциальных полей и их компонент.

Таким образом, изменение размеров базовых окон зондирования при оценке статистических параметров геопотенциальных полей преследует цель обнаружения плотностных и магнитных неоднородностей строения геологического разреза, приуроченных к границам интерпретируемых аномалий. В частности, весьма важно проследить изменение дисперсии значений аномального магнитного поля в базовых «окнах». Экстремальные значения дисперсии контролируют положение участков с нарушениями стационарности поля, вызванными, например,

дизъюнктивными нарушениями, инверсионными вулканотектоническими структурами, крупными интрузивами, сводовыми поднятиями фундамента, складчатостью, интрузиями и штоками в зонах глубинных разломов фундамента. Ряд выявленных нарушений может быть предположительно связан с нефтегазоносностью.

Эмпирическая модовая декомпозиция потенциальных полей

Другим перспективным методом, позволяющим выявить в сложных геолого-структурных условиях предполагаемые тектонические элементы, является *эмпирическая модовая декомпозиция* (EMD) геопотенциальных полей. Поскольку наблюдаемые геопотенциальные поля в большинстве случаев нестационарны, им свойственно естественное изменение статистических характеристик в пространстве. В силу использования *адаптивного базиса* разложения (декомпозиции) метод EMD все чаще применяется для анализа нестационарных полей, что в большей степени соответствует реальной геофизической практике по сравнению с традиционными методами спектрального Фурье-анализа (СПАН).

Предполагается, что анализируемый сигнал $f(x)$, зарегистрированный вдоль профиля наблюдений, состоит из серии ортогональных составляющих с различными частотами. Эти составляющие получили название — «модовые функции» (Intrinsic Mode Functions — IMF). Они обладают следующими свойствами: 1) число локальных максимумов и локальных минимумов функции, а также число пересечений нулевого значения отличаются не более, чем на единицу; 2) среднее значение огибающих $p(x)$ и $q(x)$, построенных по локальным максимумам и минимумам, близко к нулю [6]. В отличие от гармоник, получаемых при представлении дискретного сигнала рядом Фурье, каждая модовая функция IMF может иметь *переменную амплитуду и частоту в разные моменты времени t (или в разных точках профиля x)*.

Если в качестве сигнала $f(x)$ использовать геопотенциальное поле $U(x)$, определяемое в точках наблюдений с постоянным шагом, то в пределах профиля можно локализовать все максимумы и минимумы поля, по которым затем провести огибающие: $p(x)$ — по максимумам и $q(x)$ — по минимумам. На основе огибающих в каждой точке наблюдений определяется функция средних значений $\varphi(x) = [p(x)+q(x)]/2$. Вычисляемая в точках наблюдений разность $\psi(x)$ между исходным полем $U(x)$ и функцией средних значений $\varphi(x)$ является первым приближением IMF1. Затем уже первое приближение IMF1 выступает в качестве исходного сигнала и описанный процесс повторяется. В результате многократного уточнения во внутреннем итерационном цикле (отсеивание), который завершается по достижении заданной погрешности или после осуществления требуемого числа итера-

ций, рассчитывается первая окончательная модовая функция — компонента IMF1. Для построения IMF2 необходимо организовать новый подобный цикл, используя теперь в качестве исходных данных разность между исходным полем и уже рассчитанной компонентой IMF1. Дальнейшее вычисление новых IMF-компонент с постепенно увеличивающимися номерами проводится во внешнем итерационном цикле (разложение) на основе последовательного исключения из сигнала предыдущих компонент, уточняющихся в циклах отсеивания.

Таким образом, значения $U(x)$ геофизического поля, полученные в точках наблюдений на профиле с постоянным шагом Δx , можно представить в виде суммы нескольких IMF $\psi(x)$ и остатка $r(x)$, уже не подлежащего разложению. Следует отметить, что декомпозиция поля происходит по конечному адаптивному базису, не имеющему аналитического описания. Этот базис является полным, ортогональным и единственным [4].

Отличительной особенностью использованного авторами статьи итерационного алгоритма EMD является замена традиционных кубических сплайнов на гармонические (потенциальные) функции при построении огибающих сигнала $p(x)$ и $q(x)$ для уменьшения искажений в краевых частях сигнала [6]. Для еще большего подавления краевых эффектов и микширования мод в настоящее время апробируется алгоритм, использующий кусочно-постоянное представление огибающих $p(x)$ и $q(x)$ при рассмотрении исходного поля $U(x)$ в серии последовательно расширяющихся окон, подобно кратномасштабному вейвлет-преобразованию [8]. Существует предположение, что усовершенствованный алгоритм повысит управляемость и устойчивость процесса декомпозиции полей даже в условиях относительно коротких интерпретационных профилей с небольшим числом мод.

На этапе геологической интерпретации целесообразно проводить эвристическое сопоставление как отдельных внутренних модовых IMF-компонент разложения поля, характеризующих разноглубинные источники аномалий, так и ряда суммируемых компонент, сходных по динамике и частотному диапазону. В сочетании с другими построениями анализируемые комбинации IMF-компонент могут характеризовать структурные элементы среды, связываемые с предпосылками нефтегазоносности. В определенных частотных диапазонах комбинациям суммируемых IMF-компонент разложения геопотенциальных полей соответствуют различные структурные элементы (в том числе и при площадном варианте обработки [9]). Суммы высокочастотных (не шумовых) IMF-компонент аномального магнитного поля могут отражать *зоны разломов в осадочном чехле*, а также *внедрение траппов, интрузий и штоков по магмовыводящим разломам*. Суммы среднечастотных IMF-компонент поля силы тяжести могут харак-

теризовать *зоны разломов в кровле фундамента*. Суммы низкочастотных IMF-компонент аномального магнитного поля, как правило, отражают *разноранговые* (чаще всего крупные) *структуры фундамента*, частично наследуемые в осадочном чехле. При этом суммы низкочастотных IMF-компонент поля силы тяжести, по всей вероятности, характеризуют *наиболее погруженные структуры фундамента*. Особое место занимает интерпретация фонового остатка $r(x)$, далее уже не подлежащего декомпозиции. Для платформенных областей остаток $r(x)$ разложения аномального магнитного поля отражает кровлю (рельеф) фундамента, в то время как остаток $r(x)$ разложения поля силы тяжести предположительно обусловлен влиянием наиболее глубоких источников и может характеризовать обобщенный рельеф древнего (палео) фундамента.

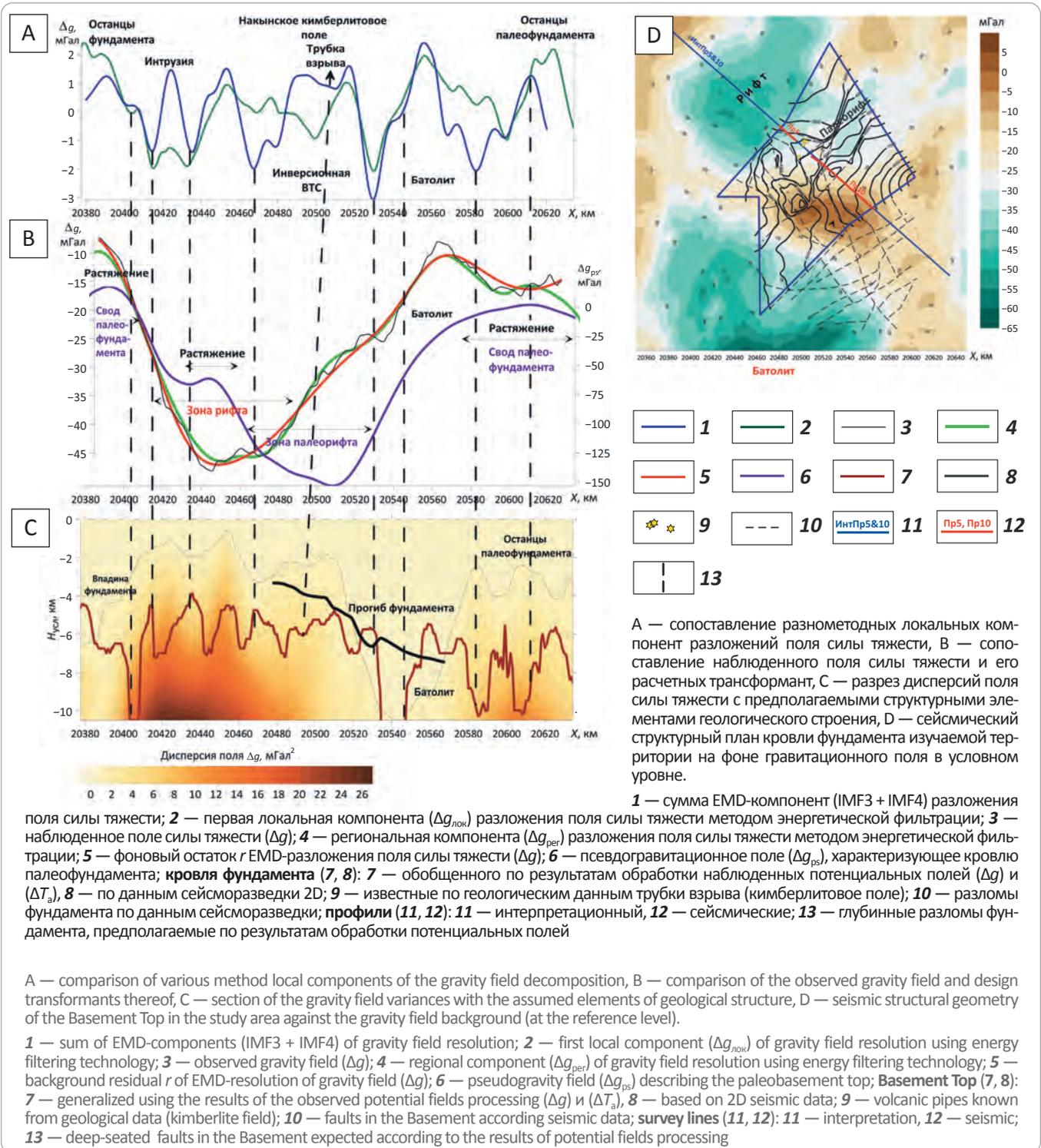
Выявление структурно-тектонических предпосылок нефтегазоносности

Совместное применение методов статистического зондирования и EMD позволяет определить возможную взаимосвязь между геологическим строением фундамента и унаследованными от него структурными формами осадочного чехла. Интерпретация выявляемых структурных элементов носит во многом условный характер, поскольку основана на гипотетических геологических представлениях о среде в районе исследований. Однако в условиях дефицита информации результаты интерпретации вполне могут быть использованы при прогнозной оценке нефтегазоносности [10].

Следует подчеркнуть, что разрезы зондирования дисперсий и модовые функции IMF рассчитываются в результате *однозначных* статистических преобразований наблюдаемых потенциальных полей. Выявленные структурные элементы могут рассматриваться в комплексе с морфологическими особенностями полей, с глубинными параметрическими построениями (результатами решения обратных задач геофизики). Однако для более объективной геологической интерпретации необходимо сопоставление указанных построений с сейсмическими структурными планами, а также с данными глубокого бурения при наличии последних.

Рассмотрим пример использования указанных методов обработки потенциальных полей для выявления структурно-тектонических предпосылок нефтегазоносности на одной из площадей Западной Якутии (рис. 1, 2). Следует подчеркнуть, что приведенная геофизическая интерпретация получена с привлечением *априорной* геологической информации, содержащейся в литературных источниках. В пределах изучаемой территории априорная информация (в основном результаты профильных сейсмических работ и данные бурения) накапливалась на протяжении десятилетий для разведки верхних и глубоких

Рис. 1. Результаты преобразований поля силы тяжести и их геологическая интерпретация
Fig. 1. The results of gravity field transformations and their geological interpretation

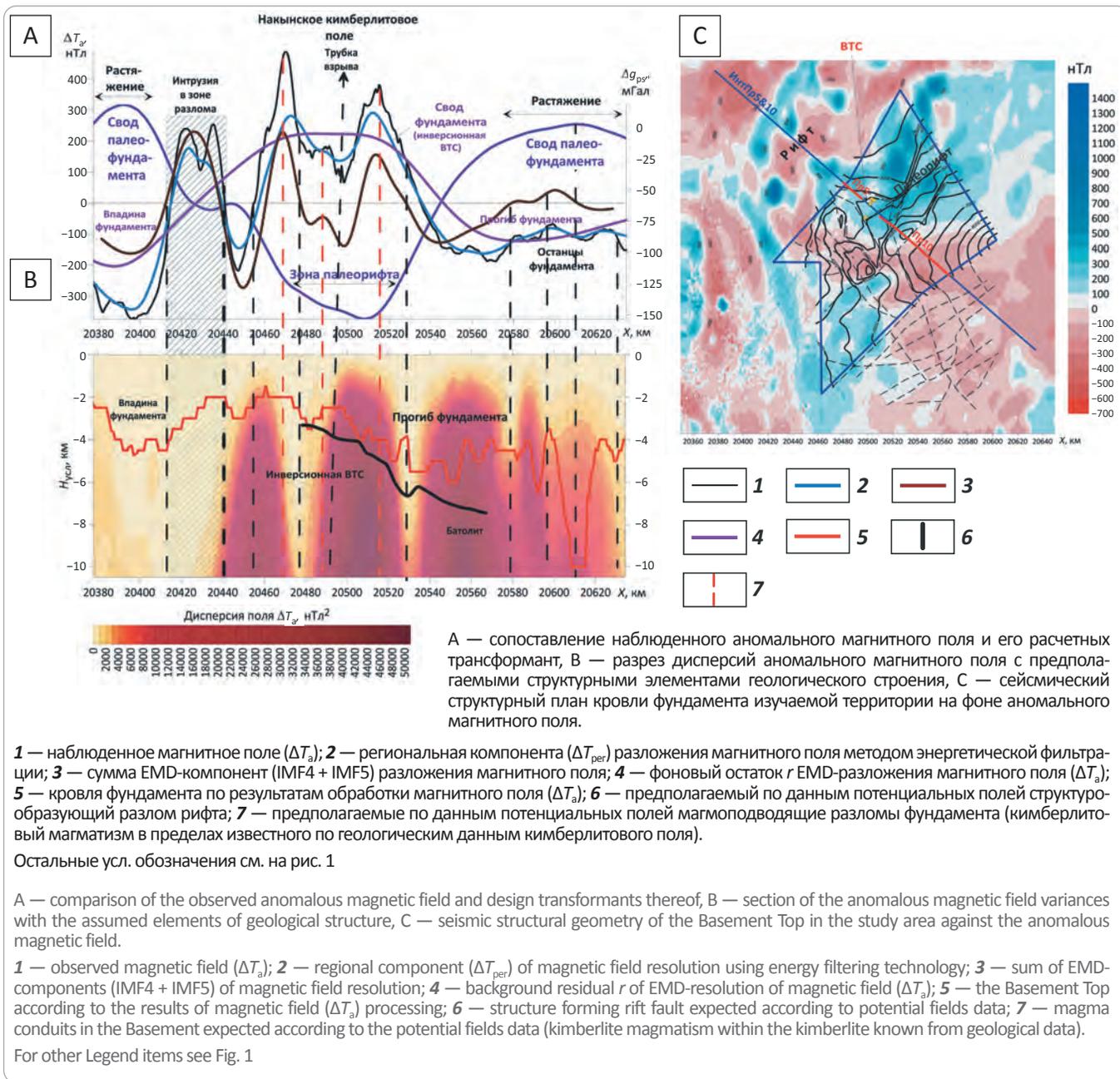


горизонтов на выявленных месторождениях алмазов (до максимальных глубин около 1600 м). Точки заложения скважин, их глубины и направление бурения определялись с необходимостью подсечения контактов рудных тел с вмещающими породами на опорных горизонтах и обеспечения наиболее полного опробования кимберлитов.

Материалы, приведенные в данной статье, опираются на результаты как профильного, так и площадного комплексного анализа потенциальных полей, отражая существенно большую глубинность. В частности, с использованием программного комплекса COSCAD-3D [3] были построены три структурно-тектонические схемы:

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 2. Результаты преобразований аномального магнитного поля и их геологическая интерпретация
Fig. 2. The results of anomalous magnetic field transformations and their geological interpretation



– глубинных структур фундамента, отражающая современные рифтовые зоны и их грабенообразные впадины, палеорифтовую зону, прогиб фундамента и приуроченный к нему глубинный батолит, а также вулканотектонические структуры (на основе алгоритма знаковой классификации компонент $\Delta T_{пер}$ и $\Delta T_{лок}$);

– кровли фундамента, отражающая его блоковое строение (на основе алгоритма знаковой классификации компонент $\Delta T_{пер}$ и $\Delta T_{лок}$). Следует отметить, что к северу от интерпретационного профиля фундамент был вскрыт скв. Мархино-Андоийская на глубине 2673 м;

– отражающая структуры осадочного чехла (на основе знаковой классификации компонент $\Delta T_{лок}$ и $\Delta T_{лок}$).

Перечисленные структурно-тектонические схемы, содержащиеся в отчетных материалах (2019–2020), легли в основу геологической интерпретации. Схемы не противоречат данным сейсморазведки, а скорее дополняют и детализируют их. В частности, поверхность фундамента, обобщенная по результатам обработки наблюдаемых потенциальных полей Δg и ΔT_a , носит более детальный характер и в целом согласуется с положением кровли фундамента, определяемым по данным сейсморазведки. В пределах

анализируемой территории структурно-тектонические схемы сопоставлялись с результатами EMD-разложений потенциальных полей вдоль 16 интерпретационных профилей (включая обсуждаемый в статье), пространственно сопряженных с сейсмическими профилями.

Резкое погружение фундамента с 3 до 7,5 км, фиксируемое по сейсмическим данным, связано со склоном вулканотектонической структуры Накынского кимберлитового поля, переходящим в прогиб фундамента (см. рис. 1, 2). Погружение вполне приемлемо согласуется с наблюдаемыми потенциальными полями и учитывается при их интерпретации. В частности, на картах знаковой классификации компонент, определяющих положение кровли фундамента и осадочного чехла, проявлен выступ, который подтверждается выходом фундамента на условной глубине 3,5–4 км и согласуется с сейсмическим структурным планом кровли фундамента, отображенным на рис. 1 D и 2 C.

Следует отметить фиксируемое на рис. 1, 2 противоречие между достаточно резкими пространственными изменениями глубины кровли фундамента по данным обработки потенциальных полей и относительно плавным ее изменением по данным сейсморазведки. Сглаженный характер кровли фундамента может быть обусловлен процессами физического и химического выветривания. Несмотря на то, что сейсморазведку в общем случае принято считать приоритетным источником информации, наиболее достоверно реальные глубины фундамента определяются только по скважинным данным. Последние, к сожалению, отсутствуют вдоль рассматриваемого интерпретационного профиля. В таких условиях обработка и интерпретация как потенциальных полей, так и данных сейсморазведки являются приближенными, в их основе лежат различные физические свойства пород, используемые в соответствующих геофизических методах.

Для более полного понимания геологических процессов, происходивших в пределах изучаемой территории, посредством аппроксимационных преобразований наблюдаемого магнитного поля ΔT_a было дополнительно рассчитано псевдогравитационное поле Δg_{ps} (программа APPROX, автор А.С. Долгаль). Характер поля, по всей вероятности, отражает положение кровли палеофундамента.

В результате совокупного анализа профильных и площадных данных в пределах анализируемой территории был сделан ряд предположительных геологических заключений.

Сопоставление графиков наблюдаемого поля силы тяжести Δg , его региональной компоненты Δg_{per} , выделенной методом энергетической фильтрации (программа COSCAD-3D [3]), фонового остатка $r(x)$ EMD-разложения поля силы тяжести и псевдогравитационного поля Δg_{ps} показывает явный сдвиг минимума Δg_{ps} вправо по оси x вдоль интерпретационного профиля (см. рис. 1 B). Положение профиля относительно площади исследований отражено на рис. 1 D. Таким образом, зона предполагаемого рифта, сопряженная с отрицательной аномалией Δg амплитудой до -48 мГал, смещена к северо-западу от палеорифтовой зоны, отмечаемой крупной отрицательной аномалией Δg_{ps} с амплитудой до -152 мГал. К зоне палеорифта, вероятно, приурочено кимберлитовое поле, отмеченное на рис. 2 A, C и известное по геологическим данным¹.

Сопоставление графиков аномального магнитного поля ΔT_a , его региональной составляющей ΔT_{per} , фонового остатка $r(x)$ EMD-разложения аномального магнитного поля с псевдогравитационным полем Δg_{ps} вдоль интерпретационного профиля выявило *инверсию* структур (см. рис. 2 A). Объяснить эту инверсию, отраженную также на рис. 1 D, можно растяжением сводов палеофундамента под влиянием мантийных диапиров (плюмов), активизацией магматических (вулканических) процессов с предполагаемым внедрением крупного интрузива — батолита. О проявлениях мантийных диапиров на древней Сибирской платформе хорошо известно из литературных источников [11, 12]. Известно также, что кристаллический фундамент в разное геологическое время подвергался переработке в результате нескольких стадий вулканизма.

В результате растяжения земной коры под воздействием мантийных диапиров в местах сводовых поднятий палеофундамента образовались впадина и прогиб современного фундамента (см. рис. 2 A). Наряду с этим, в депрессионной впадине палеорифта активизировались вулканические процессы, что привело к образованию инверсионной вулканотектонической структуры. Она известна по геологическим данным, проявляется как кимберлитовое поле с установленными трубками взрыва и подтверждена сейсморазведкой (см. рис. 2 C). В обобщенном виде эту структуру отражает фоновый остаток $r(x)$ EMD-разложения магнитного поля ΔT_a , сопрягаемый со сводом современного фундамента на рис. 2 A. Сумма среднечастотных компонент (IMF4 + IMF5), образующихся при EMD-разложении магнитного поля, более контрастно отражает наличие отдельных купольных структур по сравнению с региональной компонентой ΔT_{per} , выделяемой методом энергетической фильтрации.

С помощью статистического зондирования поля силы тяжести на условном глубинном разрезе отчетливо выявляются высокие и повышенные значения

С помощью статистического зондирования поля силы тяжести на условном глубинном разрезе отчетливо выявляются высокие и повышенные значения

¹Ходня М.С. Флюидоразрывные карбонатные образования Накынского алмазоносного поля Якутии как признаки кимберлитоконтролирующих структур : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2018. – 23 с.

дисперсий в рифтовой и палеорифтовой зонах, что, вероятнее всего, обусловлено разломами и сбросами фундамента, а также магматизмом (внедрением интрузий и штоков) и вулканизмом в этих зонах (см. рис. 1 С). Глубинный батолит (крупный интрузив, вероятно, основного состава), предполагаемый вследствие повышенных значений поля силы тяжести на площадной схеме (см. рис. 1 D), проявляется в то же время низкими значениями дисперсий поля Δg , что косвенно свидетельствует об относительной однородности плотностных свойств слагающих его горных пород. Как следует из рис. 1 С, батолит приурочен к прогибу фундамента, подтвержденно сейсморазведкой. Вдоль профиля батолит с двух сторон ограничен глубинными разломами. Разломы определяются по минимумам суммарных компонент (IMF3 + IMF4), образующихся при EMD-разложении поля силы тяжести, и приемлемо согласуются с провалами условной кровли фундамента, обобщенного путем специализированной обработки исходных потенциальных полей (см. рис. 1 А).

Одна из трубок взрыва находится в зоне Накынского кимберлитового поля и пересекается интерпретационным профилем (см. рис. 1 D, 2 С). В пределах апробируемой территории чехол сложен преимущественно вулканогенно-осадочными породами и осложнен трапповыми неоднородностями [13]. О связи кимберлитовых объектов с возможной нефтегазоносностью в настоящее время хорошо известно [14]. В пределах Накынского поля разведанные кимберлитовые трубки и кимберлитовые дайки имеют небольшие размеры, характеризуются слабой намагниченностью, перекрыты мезозойскими осадками мощностью от 50 до 80 м [15]. Как следствие, поиск новых подобных объектов традиционными сейсмическими методами практически невозможен. Однако прогнозирование подобных структур вполне может опираться на современные методы обработки потенциальных полей. Указанная трубка взрыва согласуется с относительным понижением значений первой локальной компоненты $\Delta g_{\text{лок}}$ поля силы тяжести, выделяемой при разложении поля Δg методом энергетической фильтрации (см. рис. 1 А). Менее рельефно она проявляется в понижении значений суммарной компоненты (IMF3 + IMF4), образующейся при EMD-разложении поля Δg . Понижение значений компонент, рассчитанных независимыми методами декомпозиции, логично увязывается с наличием разуплотненных (рыхлых и трещиноватых) осадочных пород. При этом положение трубки взрыва четко соотносится с локальным минимумом суммарной компоненты (IMF4 + IMF5), образующейся при EMD-разложении магнитного поля ΔT_a (см. рис. 2 А). Последнее может быть связано с наличием зоны размагничивания, характерной для кимберлитовых тел.

Разрез, построенный в результате статистического зондирования аномального магнитного поля, демонстрирует высокие значения дисперсии в пределах кимберлитового поля, приуроченного к своду фундамента, а также к инверсионной вулканотектонической структуре. Вместе с тем высокие значения дисперсии зондируемого аномального магнитного поля отмечаются в зоне внедрения предполагаемого глубинного батолита в прогибе фундамента, а также в юго-восточной оконечности профиля — зоне растяжения свода палеофундамента. Вероятнее всего, они связаны с останцами палеофундамента (см. рис. 2 В). Низкие значения дисперсий фиксируются в зоне предполагаемой впадины фундамента, установленной по результатам обработки аномального магнитного поля (северо-западная часть профиля). Для этой впадины одновременно характерны и низкие значения дисперсий зондируемого поля силы тяжести (см. рис. 1 С).

Заключение

Преимуществом дисперсионных разрезов, построенных в результате зондирования потенциальных полей, является то, что в пространственном распределении аномальных дисперсий можно предположить существование глубинных структур фундамента и чехла, косвенно характеризующихся повышенной изменчивостью плотностных и/или магнитных свойств по отношению к вмещающей среде. Дисперсионные разрезы с различной степенью выраженности характеризуют зоны неоднородности плотностных и магнитных свойств. Участки среды с относительно слабой изменчивостью свойств проявляются малыми или практически нулевыми значениями дисперсий зондируемых полей. Несомненно, что интерпретация разрезов, построенных на основе статистического зондирования потенциальных полей, очень сложна. Как правило, она носит вероятностный характер и ее результаты необходимо сопоставлять с данными других методов (прежде всего, сейсморазведки). Стоит, однако, отметить, что при отсутствии бурения структурные границы и элементы, восстанавливаемые исключительно по сейсмическим данным, также далеко не во всех случаях отражают реальное состояние среды в силу упрощенных модельных ограничений, особенностей расчетных алгоритмов и субъективизма интерпретаторов.

В заключение следует подчеркнуть, что совместное использование указанных выше статистических методов трансформации потенциальных полей способствует опережающему выявлению разноглубинных структурных предпосылок нефтегазоносности до проведения затратных и трудоемких сейсмических полевых работ.

Литература

1. Методические рекомендации по геофизическому обеспечению геологосъемочных работ м-ба 1:200 000 / Под ред. М.Н. Столпнера. – СПб. : ВИРГ-Рудгеофизика, 2000. – 240 с.
2. Кочетков О.С., Алисиевич Л.Н., Гайдеек В.И., Юдин В.М. О путях формирования месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. – 2000. – № 5. – С. 44–49.
3. Петров А.В., Трусов А.Н. Компьютерная технология статистического и спектрально-корреляционного анализа трехмерной геоинформации COSCAD-3D // Геофизика. – 2000. – № 4 – С. 29–33.
4. Huang N.E., Shen Z., Long S.R., Wu M.C., Shih H.H., Zheng Q., Yen N., Tung C.C., Liu H.H. The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis // Proceedings of The Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences. – 1998. – Т. 1971. – № 454. – С. 903–995. DOI: 10.1098/rspa.1998.0193.
5. Hassan H.H., John W.P. Empirical Mode Decomposition (EMD) of potential field data: airborne gravity data as an example [Электронный ресурс] // CSEG Recorder (Canadian Society of Exploration Geophysicists). – 2008. – Т. 33. – № 1. – Режим доступа: <https://csegrecorder.com/articles/view/empirical-mode-decomposition-emd-of-potential-field-data> (дата обращения 27.11.2020).
6. Долгаль А.С., Христенко Л.А. Применение эмпирической модовой декомпозиции при обработке геофизических данных // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 1. – С. 100–108.
7. Серкеров С.А. Корреляционные методы анализа в гравиразведке и магниторазведке. – М. : Недра, 1986. – 247 с.
8. Долгаль А.С., Ворошилов В.А. Адаптивный алгоритм разложения геофизических полей на составляющие [Электронный ресурс] // Геология и полезные ископаемые Западного Урала : сб. науч. статей / Под ред. П.А. Красильникова. – Пермь, 2020. – Вып. 3(40). – 321 с. – Режим доступа: <https://www.psu.ru/files/docs/science/books/sborniki/geologiya-i-poleznye-iskopaemye-zapadnogo-urala-40.pdf> (дата обращения 27.11.2020).
9. Chen Y., Zhao B., Huang J., Zhang L. Application of BEMD in Extraction of Regional and Local Gravity Anomalies Reflecting Geological Structures Associated with Mineral Resources [Электронный ресурс] // Gravity — Geoscience Applications, Industrial Technology and Quantum Aspect. – 2017. – Режим доступа: <https://www.intechopen.com/books/gravity-geoscience-applications-industrial-technology-and-quantum-aspect/application-of-bemd-in-extraction-of-regional-and-local-gravity-anomalies-reflecting-geological-stru> (дата обращения 03.12.2020). DOI: 10.5772/intechopen.71222.
10. Калинин Д.Ф., Яновская Ю.А., Долгаль А.С. Результаты профильной комплексной интерпретации геопотенциальных полей методом эмпирической модовой декомпозиции (EMD) с целью оценки перспектив нефтегазоносности // Геофизика. – 2019. – № 1. – С. 2–12.
11. Пустозеров М.Г. Элементы глубинного геологического строения и их связь с полезными ископаемыми на юго-западе Сибирской платформы // Георесурсы. – 2006. – № 1. – С. 37–39.
12. Ярмолюк В.В., Никифоров А.В., Козловский А.М., Кудряшова Е.А. Позднемезозойская магматическая провинция Востока Азии: строение, магматизм и условия формирования // Геотектоника. – 2019. – № 4. – С. 60–77. DOI: 10.31857/S0016-853X2019360-77.
13. Мигурский А.В. Крупные останцовые поднятия фундамента на Непско-Ботубинской антеклизе (Сибирская платформа) и нефтегазоносность осадочного чехла над ними // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. мат-лов Международной научной конф. – Т. 1. – Новосибирск: СГУГиТ, 2017.
14. Каширцев В.А., Парфенова Т.М., Моисеев С.А., Черных А.В., Новиков Д.А., Бурштейн Л.М., Долженко К.В., Рогов В.И., Мельник Д.С., Зуева И.Н., Чалая О.Н. Прямые признаки нефтегазоносности и нефтематеринские отложения Суханского осадочного бассейна Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60. – № 10. – С. 1472–1487. DOI: 10.15372/GiG2019119.
15. Коробков И.Г., Проценко Е.В., Коробкова А.И. Структуры осадочного чехла высокопродуктивных кимберлитовых полей Вилюйско-Мархинской минерагенической зоны (Якутская алмазоносная провинция) // Вестник ВГУ. Серия: Геология. – 2015. – № 1. – С. 22–28.

References

1. Metodicheskie rekomendatsii po geofizicheskomu obespecheniyu geologos"emochnykh rabot m-ba 1:200 000 [Recommended practices for geophysical support of 1:200 000 geological surveying] In: M.N. Stolpnera ed. St. Petersburg: VIRG-Rudgeofizika; 2000. 240 p. In Russ.
2. Kochetkov O.S., Alisievich L.N., Gaideek V.I., Yudin V.M. O putyakh formirovaniya mestorozhdenii nefiti i gaza [Ways of oil and gas field formation]. *Geologiya nefiti i gaza*. 2000;(5):44–49. In Russ.
3. Petrov A.V., Trusov A.N. Komp'yuternaya tekhnologiya statisticheskogo i spektral'no-korrel'yatsionnogo analiza trekhmernoii geoinformatsii COSCAD-3D [COSCAD-3D computer technology for statistical, and spectral and correlation analysis in 3D geoinformation]. *Geofizika*. 2000;(4):29–33. In Russ.
4. Huang N.E., Shen Z., Long S.R., Wu M.C., Shih H.H., Zheng Q., Yen N., Tung C.C., Liu H.H. The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis. *Proceedings of The Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*. 1998;1971(454):903–995. DOI: 10.1098/rspa.1998.0193.
5. Hassan H.H., John W.P. Empirical Mode Decomposition (EMD) of potential field data: airborne gravity data as an example. *CSEG Recorder (Canadian Society of Exploration Geophysicists)* 2008;33(1). Available at: <https://csegrecorder.com/articles/view/empirical-mode-decomposition-emd-of-potential-field-data> (accessed 27.11.2020).
6. Dolgal' A.S., Khristenko L.A. Primenenie empiricheskoi modovoi dekompozitsii pri obrabotke geofizicheskikh dannykh [Empirical mode decomposition in geophysical data processing]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*. 2017;328(1):100–108. In Russ.
7. Serkerov S.A. Korrelyatsionnye metody analiza v gravirazvedke i magnitorazvedke [Correlation methods of analysis in gravimetry and magnetometry]. Moscow: Nedra; 1986. – 247 p. In Russ.

GEOPHYSICAL SURVEYS

8. Dolgal' A.S., Voroshilov V.A. Adaptivnyi algoritm razlozheniya geofizicheskikh polei na sostavlyayushchie [Adaptive algorithm of geophysical fields resolution into components]. In: *Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala: sbornik nauchnykh statei* In: P.A. Krasil'nikov, ed., Perm'; 2020. Issue 3(40). 321 p. Available at: <https://www.psu.ru/files/docs/science/books/sborniki/geologiya-i-poleznye-iskopaemye-zapadnogo-urala-40.pdf> (accessed 27.11.2020).
9. Chen Y., Zhao B., Huang J., Zhang L. Application of BEMD in Extraction of Regional and Local Gravity Anomalies Reflecting Geological Structures Associated with Mineral Resources. In: *Gravity — Geoscience Applications, Industrial Technology and Quantum Aspect*. Available at: <https://www.intechopen.com/books/gravity-geoscience-applications-industrial-technology-and-quantum-aspect/application-of-bemd-in-extraction-of-regional-and-local-gravity-anomalies-reflecting-geological-stru> (accessed 03.12.2020). DOI: 10.5772/intechopen.71222.
10. Kalinin D.F., Yanovskaya Y.A., Dolgal A.S. Results of the profile complex interpretation of geopotential fields through empirical mode decomposition (EMD) aimed at oil-and-gas occurrence prospects assessment. *The Russian geophysics journal*. 2019;(1):2–12. In Russ.
11. Pustozarov M.G. Elementy glubinnogo geologicheskogo stroeniya i ikh svyaz' s poleznymi iskopaemyimi na yugo-zapade Sibirskoi platform [Elements of deep geological structure and their association with minerals in south-west of Siberian Platform]. *Georesursy*. 2006;(1):37–39. In Russ.
12. Yarmolyuk V.V., Nikiforov A.V., Kozlovsky A.M., Kudryashova E.A. Late Mesozoic East Asian magmatic province: structure, magmatic signature, formation conditions. *Geotectonics*. 2019;(4):60–77. DOI: 10.31857/S0016-853X2019360-77. In Russ.
13. Migurskii A.V. Krupnye ostantsovye podnyatiya fundamenta na Nepsko-Botuobinskoi anteklize (Sibirskaya platforma) i neftegazonosnost' osadochnogo chekhla nad nimi. In: *Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh: sb. mat-lov Mezhdunarodnoi nauchnoi konf. V. 1*. Novosibirsk: SGUGiT; 2017. In Russ.
14. Kashirtsev V.A., Parfenova T.M., Moiseev S.A., Chernykh A.V., Novikov D.A., Burshtein L.M., Dolzhenko K.V., Rogov V.I., Mel'nik D.S., Zueva I.N., Chalaya O.N. The Sukhana Sedimentary Basin, Siberian Platform: Source Rock Characterization and Direct Evidence of Oil and Gas Presence. *Russian Geology and Geophysics*. 2019;60(10):1175–1187. DOI:10.15372/RGG2019119.
15. Korobkov I.G., Protsenko E.V., Korobkova A.I. Structures of the sedimentary cover of highly productive kimberlit fields Vilyuy-Marha minerogenic zone (Yakut diamondiferous province). *Proceedings of Voronezh State University. Series: Geology*. 2015;(1):22–28. In Russ.

Информация об авторах

Калинин Дмитрий Федорович

Доктор технических наук,
руководитель группы
АО «Геологоразведка»,
192019, Санкт-Петербург, ул. Фаянсовая, д. 20, корп. 2, лит. А
e-mail: kalinindf@rusgeology.ru
ORCID ID: 0000-0002-0597-263X

Яновская Юлия Александровна

Ведущий геофизик
АО «Геологоразведка»,
192019, Санкт-Петербург, ул. Фаянсовая, д. 20, корп. 2, лит. А
e-mail: yanovskaya-yuliya61@yandex.ru

Долгаль Александр Сергеевич

Доктор физико-математических наук,
ведущий научный сотрудник
Горный институт Уральского отделения
Российской академии наук,
614007 Пермь, ул. Сибирская, д. 78а
e-mail: dolgal@mi-perm.ru
ORCID ID: 0000-0003-0099-3471

Information about authors

Dmitrii F. Kalinin

Doctor of of Technical Sciences,
Group Supervisor
Geologorazvedka,
korp. 2, lit. A, ul. Fayansovaya, St. Petersburg, 192019, Russia
e-mail: kalinindf@rusgeology.ru
ORCID ID: 0000-0002-0597-263X

Yuliya A. Yanovskaya

Leading Geophysicist
Geologorazvedka,
korp. 2, lit. A, ul. Fayansovaya, St. Petersburg, 192019, Russia
e-mail: yanovskaya-yuliya61@yandex.ru

Aleksandr S. Dolgal'

Doctor of Physics and Mathematics,
Leading Researcher
Mining Institute, Ural Branch
of the Russian Academy of Sciences,
78a, ul. Sibirskaya, Perm', 614007, Russia
e-mail: dolgal@mi-perm.ru
ORCID ID: 0000-0003-0099-3471

УДК 550.34

DOI 10.31087/0016-7894-2021-2-37-45

Искусственный интеллект — важный инструмент современного геолога

© 2021 г. | Р.С. Хисамов¹, А.П. Бачков¹, С.Е. Войтович², Е.Г. Грунис², Р.А. Алексеев²

¹ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Республика Татарстан, Россия; khisamov@tatneft.ru; bachkovap@tatneft.ru;

²Татарское геолого-разведочное управление ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Казань, Республика Татарстан, Россия; voytovich@tatneft.ru; evgenii.grunis@mail.ru; ralekseev@yandex.ru

Поступила 21.10.2020 г.

Доработана 16.12.2020 г.

Принята к печати 23.12.2020 г.

Ключевые слова: нефтяная геология; сейсморазведка; машинное обучение; язык программирования C++.

Аннотация: В статье представлены методики и разработки сотрудников научно-производственного центра «Нейросейсм» Татарского геолого-разведочного управления ПАО «Татнефть», основанные на применении высокоуровневых языков программирования для реализации новых подходов в обработке и интерпретации результатов сейсморазведочных работ с использованием нейрокомпьютерных технологий. Разработанная в Татарском геолого-разведочном управлении ПАО «Татнефть» и защищенная двумя патентами Российской Федерации нейрокомпьютерная технология прогнозирования нефтеперспективных объектов, базирующаяся на решении задач методами искусственного интеллекта, обеспечивает извлечение более полной информации из сейсмических данных. Нейрокомпьютерная система представляет собой обучающуюся многослойную нейронную сеть. Примерами для обучения сети являются отраженные волны, регистрируемые в местах подтвержденных залежей нефти. Настроенная и обученная нейронная сеть в дальнейшем используется при анализе сейсмических профилей и 3D-сейсмических кубов на площади работ. По результатам нейрокомпьютерных исследований строятся прогнозные карты нефтеперспективности продуктивных отложений, на основе которых выдаются рекомендации на проведение поисково-разведочных работ. На протяжении 2014–2018 гг. разработана новая модификация технологии «Нейросейсм», получившая название «Нейросейсм-Foreground», позволяющая произвести адаптацию и оптимизацию данной технологии для прогнозирования нефтеносности франско-фаменского карбонатного комплекса. Программа «Нейросейсм-Foreground» осуществляет автоматизированный поиск наилучшей обучающей выборки сейсмического сигнала на основе самотестирования. Программа предназначена для выявления или уточнения перспектив нефтеносности доманиковых отложений, позволяет значительно снизить риски при заложении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин за счет выделения участков, аналогичных по добывному потенциалу районам расположения обучающих скважин с промышленно эксплуатируемыми залежами в доманиковых отложениях.

Для цитирования: Хисамов Р.С., Бачков А.П., Войтович С.Е., Грунис Е.Г., Алексеев Р.А. Искусственный интеллект — важный инструмент современного геолога // Геология нефти и газа. — 2021. — № 2. — С. 37–45. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-37-45.

Artificial Intelligence as important tool of modern geologist

© 2021 | R.S. Khisamov¹, A.P. Bachkov¹, S.E. Voitovich², E.G. Grunis², R.A. Alekseev²

¹TATNEFT, Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russia; khisamov@tatneft.ru; bachkovap@tatneft.ru;

²Tatar Geology and Prospecting Administration of TATNEFT, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia; voytovich@tatneft.ru; evgenii.grunis@mail.ru; ralekseev@yandex.ru

Received 21.10.2020

Revised 16.12.2020

Accepted for publication 23.12.2020

Key words: petroleum geology; seismic exploration; machine learning; C++ Programming Language.

Abstract: The paper presents the methodologies developed by the scientific and production center “Neuroseism” of TGRU department of Public Company “Tatneft”, based on the use of high-level programming languages to implement new approaches for interpretation of seismic exploration data using artificial intelligence technology based on neural network. Designed by TGRU department of Public Company “Tatneft” and protected by two patents of the Russian Federation, the neural net technology makes forecast of oil-objects based on the solution of problems by artificial intelligence, allowing to extract more information from seismic data. “Neuroseism” system is a learning multi-layer neural network. Examples for network training are reflected seismic waves recorded from reservoirs in areas of confirmed oil deposits. The configured and trained neural network is further used in the analysis of seismic profiles and 3D seismic cubes on the exploration area. Based on the results, forecast maps of the oil potential of productive deposits are constructed, on the basis of which recommendations for conducting exploration work are issued. During 2014–2018 a new modification technology “Neuroseism” have been developed, dubbed “Neuroseism-Foreground”, allowing adaptation and optimization of this technology to predict the oil distribution in Frasnian-Famennian carbonate complex. The program “Neuroseism-Foreground” performs an automated search for the best training sample of a seismic signal based on self-testing. The program is designed to identify or clarify the prospects for the oil content of domanic deposits, allows you to significantly reduce the risks when drilling exploration and production wells by

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

allocating areas similar in production potential to the areas where the forecast's training wells are located with industrially exploited deposits in domanic sediments.

For citation: Khisamov R.S., Bachkov A.P., Voitovich S.E., Grunis E.G., Alekseev R.A. Artificial Intelligence as important tool of modern geologist. Geologiya nefi i gaza. 2021;(2):37–45. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-37-45. In Russ.

Введение

Методы искусственного интеллекта на сегодняшний день во многих отраслях современной промышленности начинают играть значительную роль и очень часто являются основой для создания новых методик и различных технологических разработок. В геологии и геофизике также применяются программные продукты, основанные на «машинном обучении» при обработке и интерпретации геофизических сигналов для построения цифровых геологических и петрофизических моделей месторождений.

Предмет исследования

В современной разведочной геологии и геофизике одним из главных направлений, основанных на регистрации искусственно возбуждаемых упругих волн и извлечении из них полезной геолого-геофизической информации, является сейсморазведка. Получаемые в процессе полевых работ сейсмограммы содержат значительную долю нежелательных волн-помех и мешающих колебаний, а полезные волны сложно интерпретировать, поэтому первичные сейсмограммы обрабатываются с использованием самой современной компьютерной техники. В результате выполнения процедур обработки сейсмограммы преобразуются во временной или глубинный разрез — материал, пригодный для геологического толкования. По известным признакам на полученных разрезах выделяются аномальные участки, с которыми связываются скопления полезных ископаемых.

Методика и результаты исследований

Способ поиска нефтегазовых залежей с использованием нейрокомпьютерной системы распознавания образов сейсмических сигналов «Нейросейсм», основанной на использовании методов искусственного интеллекта, — это одно из современных и наиболее перспективных направлений интерпретации обработанных сейсмограмм. Программный комплекс реализован по принципу «обучения на примерах» с использованием искусственной нейронной сети. Примерами для обучения сети являются отраженные сейсмические волны, регистрируемые от пластов в местах подтвержденных залежей нефти. Впервые данная методика упоминается в журнале «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений» в ноябре 1994 г. под названием «Нейросейсм». В октябре 1997 г. данная технология была запатентована как «Способ разведки нефтегазовых залежей» [1]. В 2000 г. был получен второй патент: «Способ поиска нефтегазоносных залежей с использованием нейрокомпьютерной системы обработки данных сейсмо-

разведки» [2]. С помощью методики «Нейросейсм» осуществляется прогноз вероятности нефтеносности по данным сейсморазведки на основе работы следующего комплекса программ, написанных на высокоуровневом языке программирования C++:

1) **TGRU nerho 2** — обучение нейронной сети на примере трасс в районе скважины;

2) **TGRU horizon to ASCII** — вывод из ProMAX в ascii-файл значения слов заголовка и горизонта соответственно;

3) **TGRU datum shift** — ручная коррекция статики по пикетам взрыва и пикетам приема;

4) **TGRU nerho auto** — автоматизированный «Нейросейсм» («Нейросейсм-Foreground»);

5) **TGRU fractal – TGRU trend** — окончательная фильтрация разреза;

6) **TRGU palitra** — «экстремум-ориентированная фильтрация» (ФЭО);

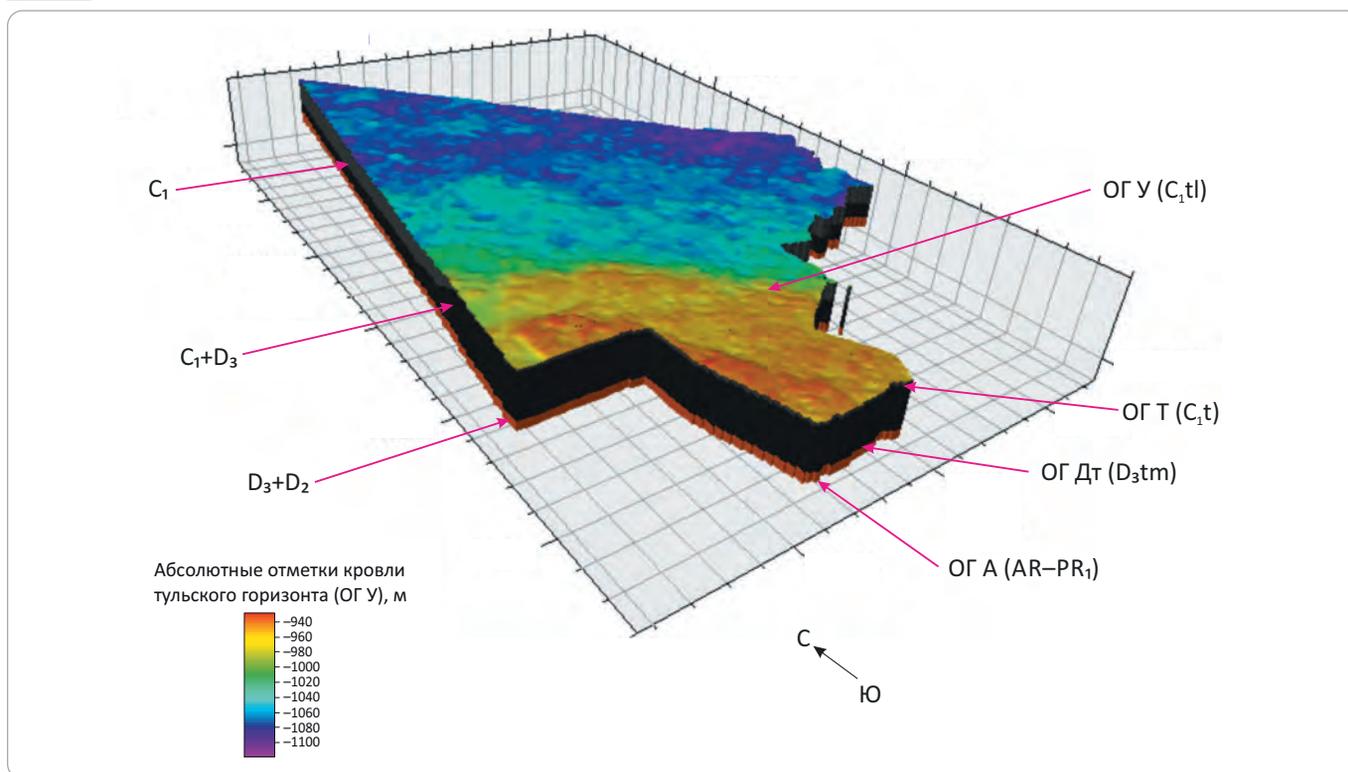
7) **TGRU sintez** — построение модельных разрезов.

Этот пакет программ реализован как плагины к пакету программ **ProMAX 2003.12 компании Landmark**.

Основное преимущество технологии «Нейросейсм» заключается в том, что в качестве обучающей выборки для получения прогноза по всему исследуемому участку достаточно одной скважины с доказанной нефтеносностью (по результатам отбора керна или испытания пласта). В качестве данных могут быть использованы архивные материалы сейсморазведки, которые дополнительно переобрабатываются для подготовки к нейрокомпьютерному анализу с применением последних достижений в области обработки материалов сейсморазведки. Данная технология применялась в Татарстане, Самарской, Ульяновской и Оренбургской областях, в Калмыкии и Республике Коми. С учетом отрицательных прогнозов средняя эффективность нейрокомпьютерного прогноза нефтеносности по участкам на территории Татарстана составила 85 %.

По данной технологии был исследован Агбязовский лицензионный участок, расположенный на территории Актанышского, Мензелинского и Муслимовского административных районов Республики Татарстан. Для проведения нейрокомпьютерного анализа обработано 57 сейсмических профилей МОГТ-2D (09160101–09160156 и 109546 в качестве обучающего), расположенных на Агбязовском лицензионном участке. По результатам работ по нейрокомпьютерному анализу сейсмических профилей Агбязовского участка удалось получить вероятност-

Рис. 1. Визуализация поверхности ОГ У, построенной по результатам работ МОГТ-2D
Fig. 1. Visualization of У Reflector surface created on the result of 2D CDP seismic survey



ный прогноз нефтеносности только по ОГ У, который отождествляется с кровлей тульского горизонта C_1tl (рис. 1). По ОГ Д, Т, Б и В получить прогноз невозможно из-за отсутствия скважин с прямыми признаками нефтеносности в данных горизонтах вблизи сейсмических профилей.

В качестве обучающей использовалась эксплуатационная скв. 4э на Агбязовском месторождении, расположенная на профиле 109546 (рис. 2).

Обучающее окно для скв. 4э было выбрано на ОГ У в окрестности забоя. Ширина окна обучения 28 мс, окно содержит 11 сейсмических трасс (рис. 3).

По данным многочисленных отчетных исследований, проводимых с 1951 г., строение Агбязовского поднятия, изученного по основным маркирующим горизонтам осадочного чехла, характеризуется как сложное и неоднозначное. В волновом поле структура отображается в виде небольших антиклинальных перегибов осей синфазности целевых отражающих горизонтов. По поверхности кристаллического фундамента она представлена структурным носом. Обособляясь по вышележающему горизонту, она находит отображение в составе двух куполов. По отложениям девона и турнейского яруса поднятие, претерпевая некоторое выполаживание, картируется одним куполом. По ОГ У, Б и В структура вновь приобретает двухкупольное строение. Агбязовское поднятие в тектоническом отношении приурочено к зоне сочленения северо-восточного склона Южно-Татар-

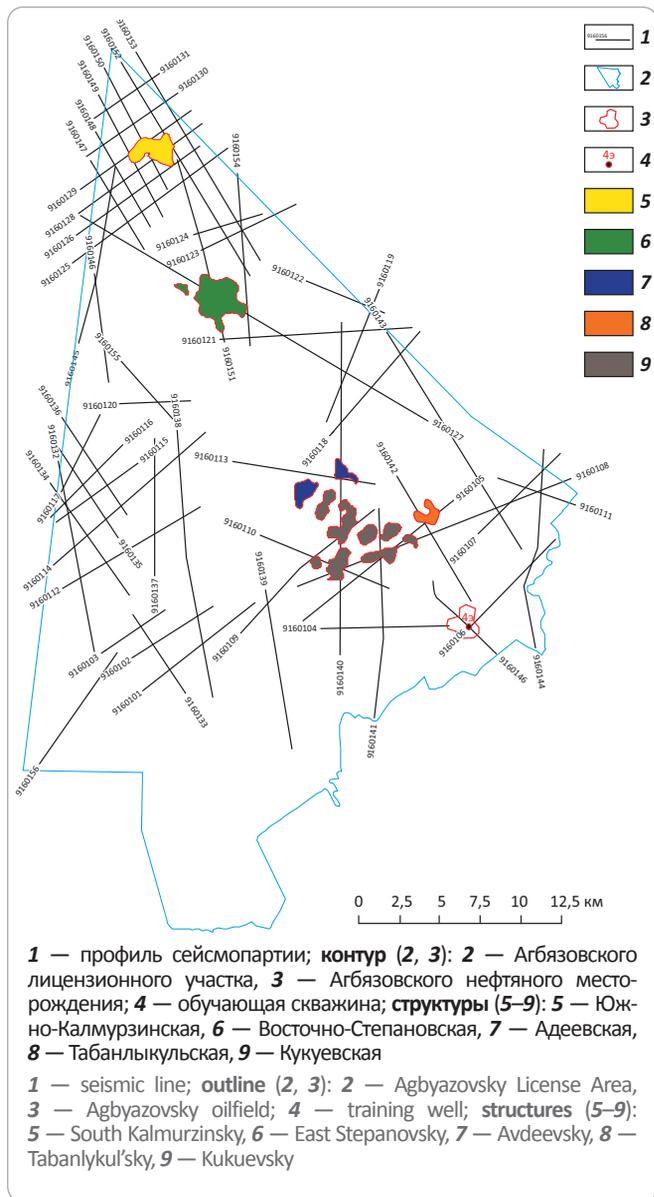
ского свода и западного борта Камско-Бельского авлакогена, представляющей определенный интерес для поиска скоплений УВ в отложениях палеозоя. На образование благоприятных условий для формирования залежи на Агбязовском поднятии, возможно, оказали влияние малоамплитудные движения по Нижнеикскому разлому.

Для контроля качества прогноза использовались скважины как с притоками УВ, по которым нейрокмпьютерная система показала вероятность нефтеносности более 70 %, так и без притоков с низкими значениями вероятности (менее 30 %).

Также на Агбязовском участке были пробурены скважины 947 и 949. Скв. 947 пробурена на Восточно-Степановской структуре (центральный купол). Ловушка структурная, поднятие выделяется в волновом поле по положительным перегибам осей синфазности ОГ В, Б, У, Т, Дт и А, по сокращению интервальных времен между ОГ В и У и их увеличению между ОГ У и Т. Генезис структуры седиментационный — по отложениям девона и кристаллического фундамента. Склоны центрального купола осложнены тектоническими нарушениями по ОГ А, Дт. По всем отражающим горизонтам (А, Дт, Т, У, Б и В) структура отображается в виде брахиантиклинали неправильной формы, преимущественно северо-западного простираения. По ОГ Дт, У и Б имеет наибольшие размеры за счет слияния с соседними куполами. По результатам прогноза «Нейросейсм» скв. 947 на-

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 2. Положение обучающей скв. 4э и контуры локальных структур Агбязовского лицензионного участка по ОГ У
Fig. 2. Location map with 4э well and local structure outlines in Y Reflector are shown in the Agbyazovsky License Area

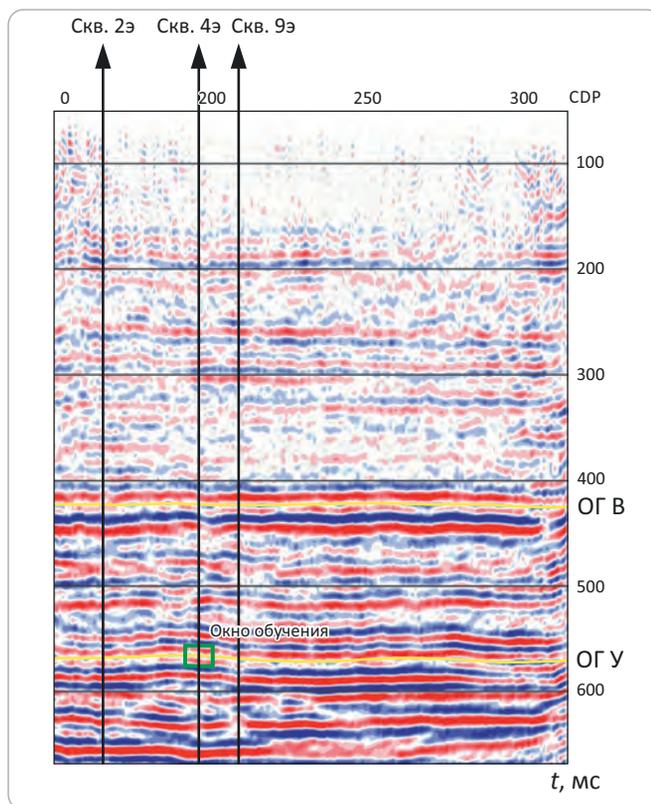


ходится в области малой вероятности нефтеносности тульско-бобриковских отложений (рис. 4). По результатам испытаний, проведенных в скважине, приток из тульско-бобриковских отложений не получен.

Скважина 949 пробурена на Кукуевской структуре и находится в границах нейроаномалии со значением вероятности нефтеносности тульско-бобриковских отложений более 70 % (рис. 5). В ходе испытаний был получен приток нефти 6 м³/сут. Перспективы Кукуевского поднятия обусловлены его приуроченностью к осевой зоне Актаныш-Чишминского прогиба. Анализ волнового поля на уровне регистрации ОГ Т и У свидетельствует, что Кукуевская структура является структурой облекания ел-

Рис. 3. Окно обучения системы нейрокompьютерного прогноза по тульско-бобриковским отложениям в районе забоя скв. 4э

Fig. 3. Training "window" for the neural computing prediction system in the Tul'sky-Bobrikovsky deposits in the vicinity of 4э well face



ховско-бобриковских объектов, представленных песчаными телами и терригенным обломочным материалом. Тип ловушки структурный, поднятие выделяется по наличию на временных разрезах антиклинальных перегибов и уменьшению интервальных времен между отражающими горизонтами. Генезис структуры седиментационный по отложениям карбона, тектоноседиментационный — по отложениям девона и кристаллического фундамента.

Перспективы выявления залежей УВ на Агбязовском поднятии, Восточно-Степановской и Кукуевской структурах, находящихся в зоне сочленения северо-восточного склона Южно-Татарского свода и западного борта Камско-Бельского авлакогена, связаны с развитием Нижнеикского разлома, сыгравшего роль в миграции и заполнении ловушек УВ [3], но, несмотря на данную приуроченность, существуют как сходства, так и различия в сейсмогеологическом строении указанных объектов, что подтверждается проведенными нейрокompьютерными исследованиями.

На протяжении 2014–2018 гг. сотрудниками научно-производственного центра «Нейросейсм» Татарского геолого-разведочного управления ПАО «Татнефть» разработаны новые программные средства

Рис. 4. Вероятность нефтеносности в окрестности разведочной скв. 947
Fig. 4. Values of oil saturation probability in the vicinity of the exploratory well 947

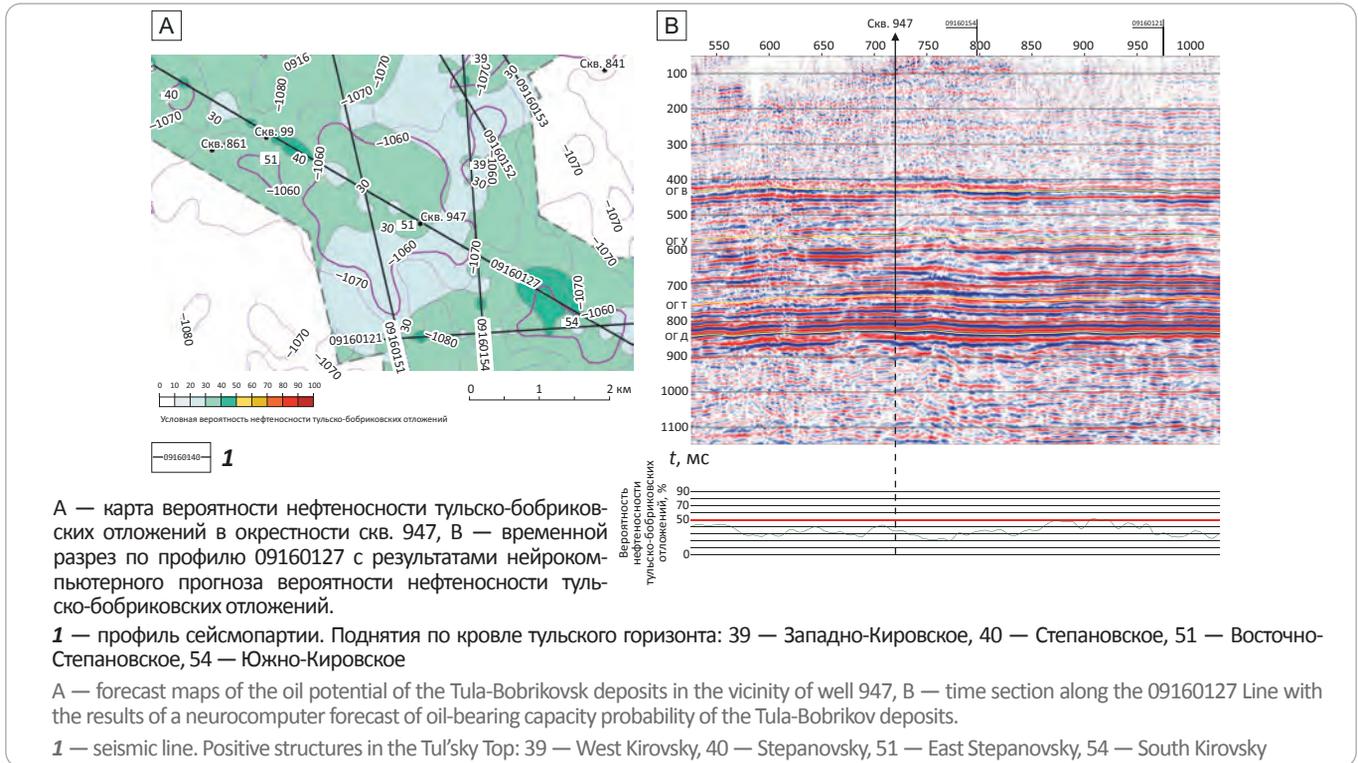
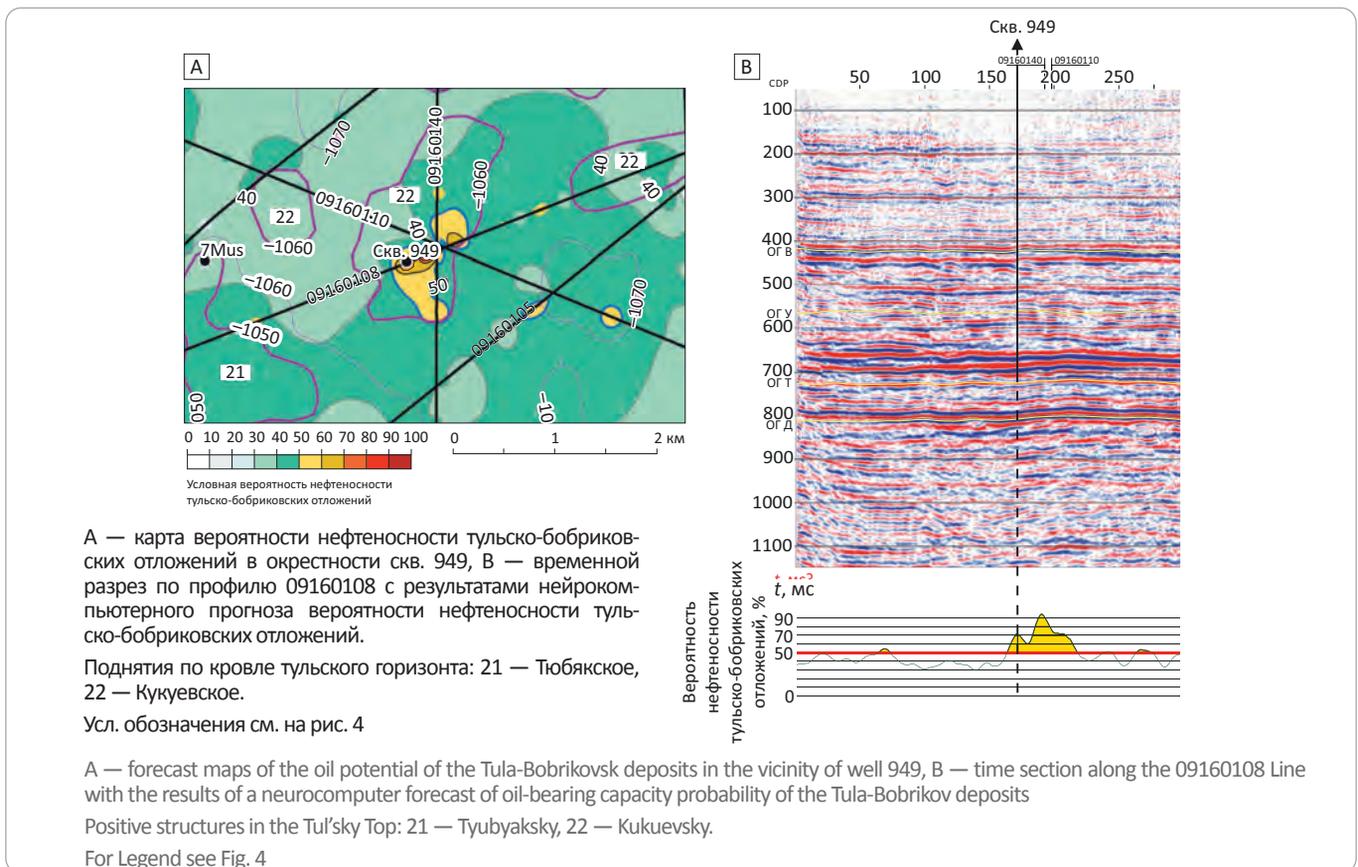
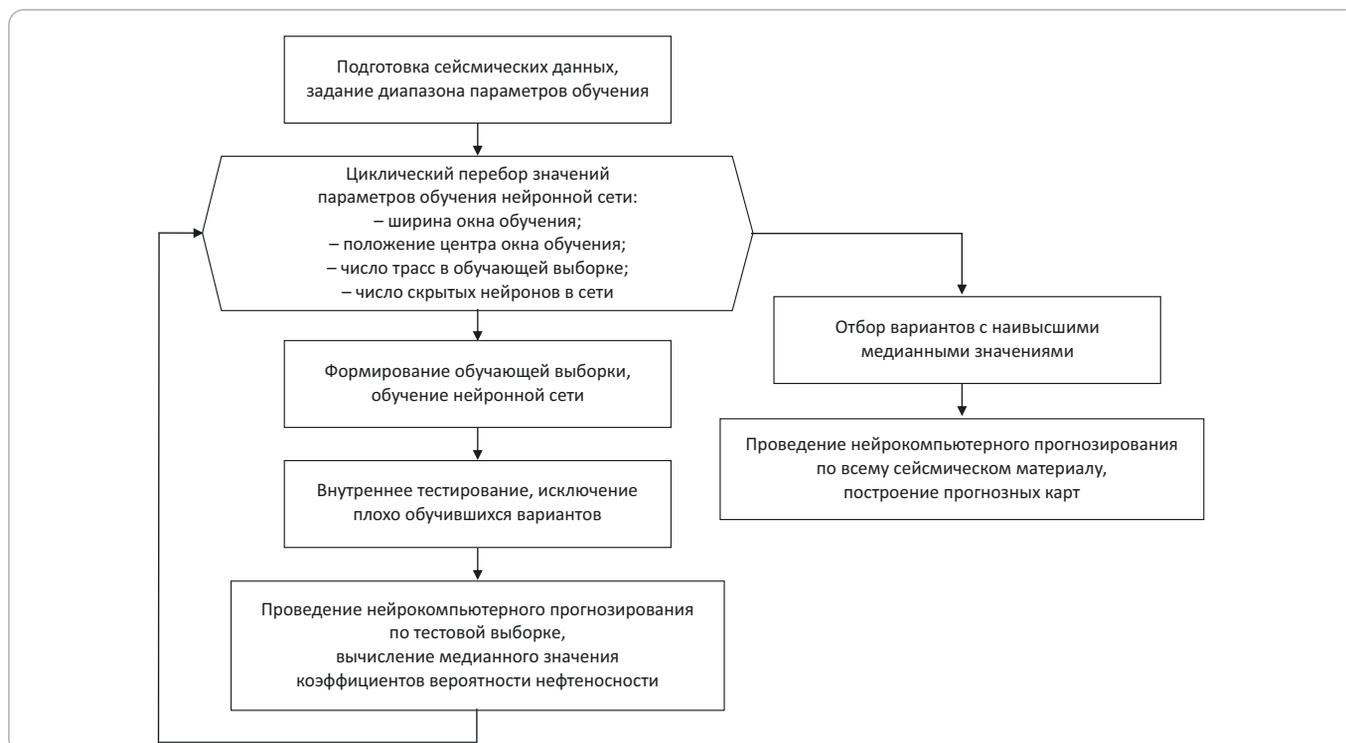


Рис. 5. Вероятность нефтеносности в окрестности разведочной скв. 949
Fig. 5. Values of oil saturation probability in the vicinity of the exploratory well 949



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 6. Схема функционирования программы «Foreground»
 Fig. 6. Schematic diagram of the Foreground program



(специальная модификация «Нейросейсм-Foreground») и методические приемы, позволяющие произвести адаптацию и оптимизацию технологии «Нейросейсм» для прогнозирования нефтеносности франко-фаменского карбонатного комплекса. Программа «Нейросейсм-Foreground» представляет собой модификацию алгоритма нейрокомпьютерной системы прогнозирования нефтеносности «Нейросейсм» и позволяет осуществлять автоматизированный поиск наилучшей обучающей выборки сейсмического сигнала на основе самотестирования. Программа предназначена для выявления или уточнения перспектив нефтеносности доманиковых отложений, позволяет значительно снизить риски при заложении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин за счет выделения участков, аналогичных по добычному потенциалу районам обучающих скважин с промышленно эксплуатируемыми залежами в доманиковых отложениях. Программа реализована на высокоуровневом языке программирования C++ в виде плагина к пакету обработки сейсмических полевых материалов — ProMAX. Общий алгоритм функционирования программы «Foreground» представлен на рис. 6.

Апробация этой методики нейрокомпьютерного прогноза была проведена на площади работ 3D-сейсморазведки Бавлинского и Баллаевского участков, на Восточно-Макаровском месторождении, а также 2D-сейсморазведки Матросовского участка. В настоящий момент аналогичных методик исследования нефтеносности доманиковых отложений не

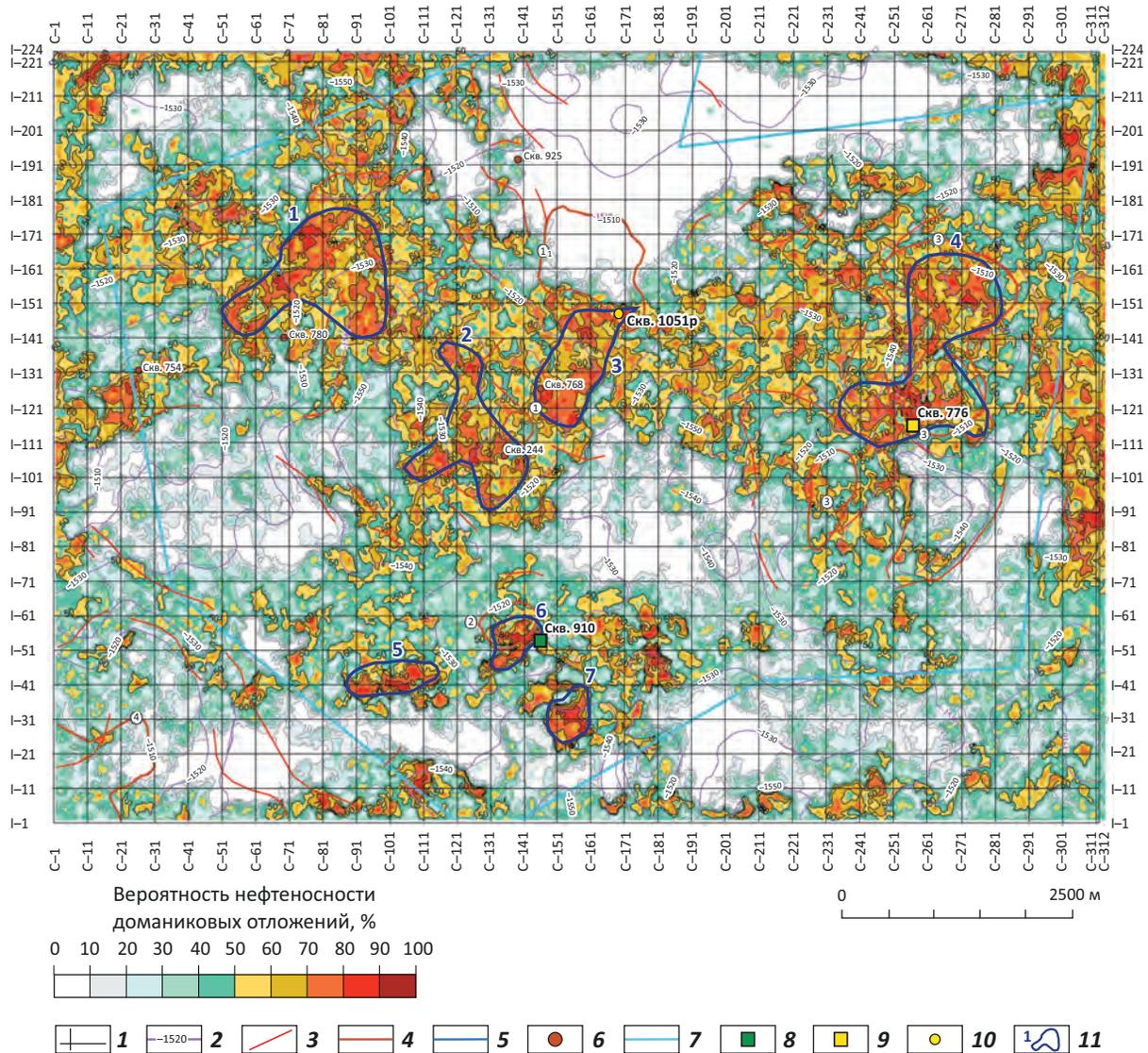
существует. Авторские права на программу «Нейросейсм-Foreground» зарегистрированы в Федеральной службе по интеллектуальной собственности как «Способ определения вероятности нефтеносности доманиковых отложений», свидетельство № 2020616990 от 30 июня 2020 г. (Алексеев Р.А. и др., 2020).

По результатам работы согласно технологии «Нейросейсм-Foreground» на участке работ МОГТ-3D сейсмопартии Восточно-Макаровского месторождения в 2019 г. была пробурена скв. 1051р (рис. 7). По данным отбора керна, интервал доманиковых отложений представлен черным глинистым и трещиноватым мергелем, трещины которого заполнены битумным материалом. По данным прогноза «Нейросейсм-Foreground», скв. 1051р находится в зоне вероятности нефтеносности доманиковых отложений более чем на 70 %. Для обучающей выборки системы «Нейросейсм-Foreground» использовался сейсмический материал по скважинам, содержащим интервалы доманиковых отложений с доказанной нефтеносностью. Обучающая выборка состояла из наборов сейсмических трасс (квадраты 5 × 5 км) в окрестности забоя скв. 910. Тестовая выборка включала набор из 49 трасс (квадрат 7 × 7 км) в окрестности забоя тестовой скв. 776. Центр временного окна для обучающей и тестовой выборки задавался на 20 мс выше ОГ Д, в интервале карбонатных битуминозных пород (по данным отбора керна).

На участке работ МОГТ-3D Восточно-Макаровского месторождения максимальные значения ве-

Рис. 7. Положение скв. 1051р на карте вероятности нефтеносности семилукско-мендымских отложений на участке работ МОГТ-3D Восточно-Макаровского месторождения

Fig. 7. Position of 1051p well in the map of oil saturation probability in Semiluksky-Mendymsky deposits of the 3D CDP survey area, East Makarovsky field



1 — сейсмический профиль 3D 9/13-1 ООО «ТНГ-Групп»; **2** — изолинии ОГ Д, м (D_3sr , ООО «ТНГ-Групп»); **3** — предполагаемые дизъюнктивные нарушения (ООО «ТНГ-Групп»); **4** — контуры локальных поднятий; **5** — изолинии 50 %-й относительной вероятности нефтеносности; **6** — глубокие скважины; **7** — граница действия лицензий Восточно-Макаровского месторождения; **глубокая скважина (8, 9)**: **8** — обучающая, **9** — тестовая; **10** — забой скв. 1051р на ОГ Д; **11** — перспективная зона семилукско-мендымских отложений по результатам прогноза с помощью методики «Нейросейсм-Foreground» и ее номер.

Поднятия: **1** — Кармалинское, **2** — Лермонтовское, **3** — Верхне-Кармалинское, **4** — Макаровское

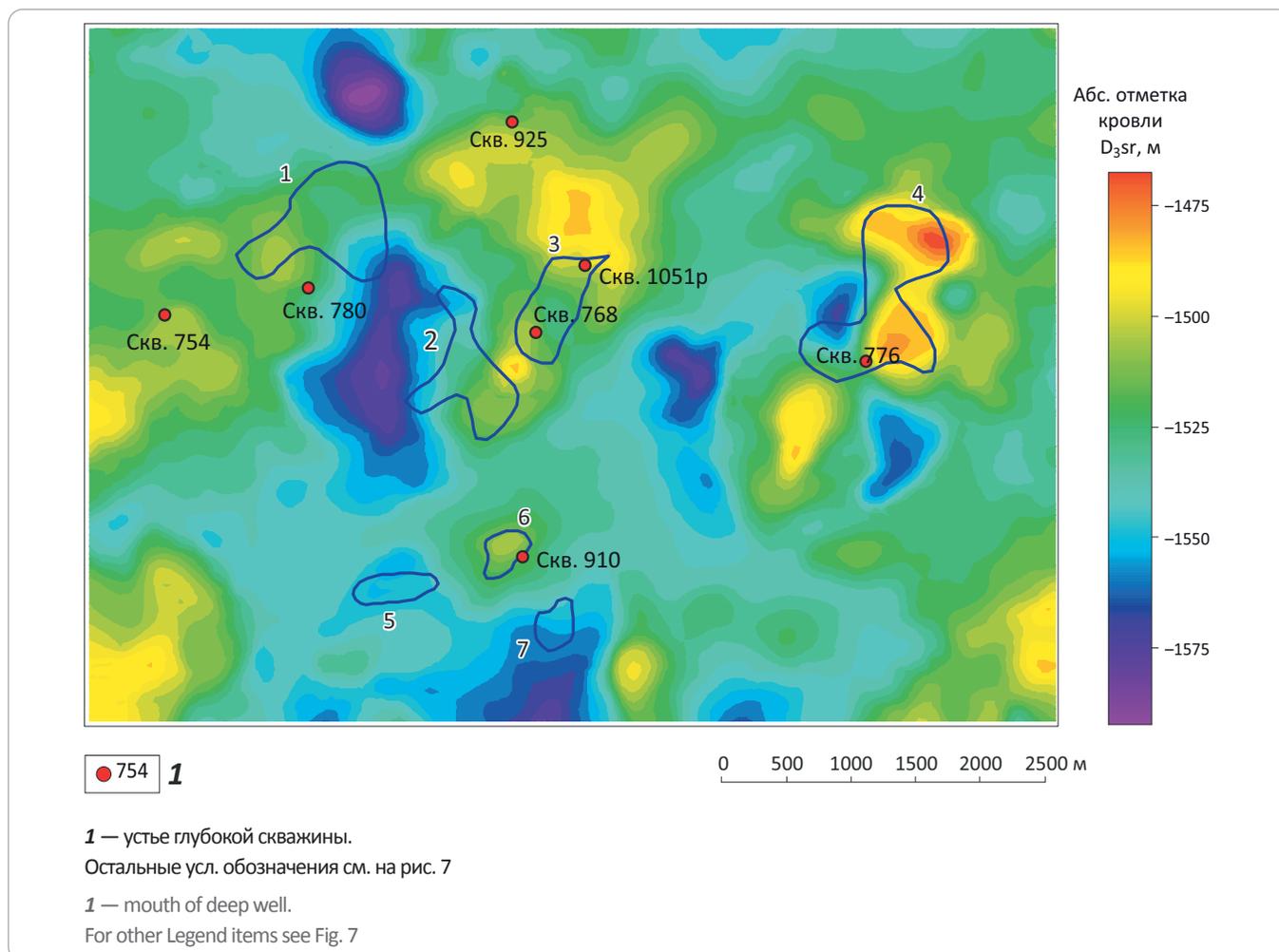
1 — seismic line 3D 9/13-1 TNG-Group; **2** — contour lines of Д Reflector, m (D_3sr , TNG-Group); **3** — supposed faults (TNG-Group); **4** — outline of local highs; **5** — contour lines of 50 % relative probability of oil saturation; **6** — deep wells; **7** — boundary of licenses in the East Makarovsky field; **deep well (8, 9)**: **8** — training, **9** — test; **10** — bottomhole of 1051p well on Д Reflector; **11** — promising zone of Semiluksky-Mendymsky deposits according to the result of prediction using Neuroseism-Foreground methodology and its number.

Highs: **1** — Karmalinsky, **2** — Lermontovsky, **3** — Verkhne-Karmalinsky, **4** — Makarovsky

роятности нефтеносности доманиковых отложений, выявленных по методике «Нейросейсм-Foreground» (см. рис. 7), приурочены к склонам поднятий по поверхности ОГ Д — кровле саргаевского горизонта — D_3sr (рис. 8). Вероятнее всего, по типам разрезов и

условиям формирования формации доманикоидов относятся к разрезам склонов поднятий или бортов «рифовых» тел [4–6]. В дальнейшем над данными поднятиями, к которым приурочены нефтеперспективные зоны, были сформированы рифогенные об-

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 8. Карта поверхности саргаевского горизонта — D_{3sr}Fig. 8. Map of the Sargaevsky Horizon surface — D_{3sr}

разования, выделенные по значению разницы интервальных времен между ОГ Д и У.

Выводы

1. Использование технологии «Нейросейсм», в основе которой лежит применение методов искусственного интеллекта, позволяет значительно снизить риски при бурении поисково-разведочных скважин и

выявить наиболее перспективные участки для постановки бурения уже на стадии подготовки структур.

2. Разработка и внедрение новых модификаций данной технологии, таких как «Нейросейсм-Foreground», позволяет прогнозировать нефтеносность в отложениях нетрадиционных источников УВ-сырья, к которым относятся доманиковые карбонатные отложения франско-фаменского возраста.

Литература

1. Муслимов Р.Х., Куликов С.А., Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А. Способ разведки нефтегазовых залежей : патент РФ № RU 2094828 С1. – 1997.
2. Муслимов Р.Х., Куликов С.А., Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А., Миннуллин Р.М. Способ поиска нефтегазоносных залежей с использованием нейрокompьютерной системы обработки данных сейсморазведки : патент РФ № RU 2158939 С1. – 2000.
3. Ларочкина И.А. Роль и влияние позднепротерозойского Камско-Бельского авлакогена на формирование типов ловушек нефти в палеозойских отложениях в Актаныш-Чишминском прогибе // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 22–25.
4. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чухахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна — типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. – 2017. – № 1. – С. 112–124. DOI: 10.18599/grs.19.12.
5. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Фадеева Н.П., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Мальцев В.В., Пронина Н.В., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Шарданова Т.А. К оценке ресурсов и запасов сланцевой нефти // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2015. – № 3. – С. 3–10.

6. Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Полудеткина Е.Н., Козлова Е.В., Митронов Д.В., Коркоц Ф.В. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 77–86.

References

1. Muslimov R.Kh., Kulikov S.A., Gatijatullin N.S., Tarasov E.A. Method of prospecting oil and gas deposits: patent № RU 2094828 C1. 1997.
2. Muslimov R.Kh., Gatijatullin N.S., Kulikov S.A., Tarasov E.A., Minnullin R.M. Method of search for oil and gas deposits with use of neurocomputer system for processing of seismic prospecting data: patent № RU 2158939 C1. 2000. In Russ.
3. Larochkina I.A. Influence of the late proterozoic of the kama-belsky aulacogen on the formation of the types of traps the oil in the paleozoic sediments in Aktanysh-Chishmy sag. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2016;(9):22–25. In Russ.
4. Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovskii Yu.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bol'shakova M.A., Zav'yalova A.P., Chupakhina V.V., Petrakova N.N., Miftakhova A.A. Domanic deposits of the Volga-Ural basin — types of section, formation conditions and prospects of oil and gas potential. *Georesources = Georesursy*. 2017;(1):112–124. DOI: 10.18599/Grs.19.12. In Russ.
5. Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Fadeeva N.P., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Mal'tsev V.V., Pronina N.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., Shardanova T.A. On the estimation of shale-oil resources and reserves. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2015;(3):3–10. In Russ.
6. Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Shardanova T.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Poludetkina E.N., Kozlova E.V., Mitronov D.V., Korkots F.V. Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin. *Georesources = Georesursy*. 2015;(2):77–86. In Russ.

Информация об авторах

Раис Салихович Хисамов

Профессор, доктор геолого-минералогических наук
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
423450 Республика Татарстан, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: khisamov@tatneft.ru

Альберт Петрович Бачков

Начальник управления
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
423450 Республика Татарстан, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
e-mail: bachkovap@tatneft.ru

Сергей Евгеньевич Войтович

Главный геолог, первый заместитель начальника управления
Татарское геолого-разведочное управление ПАО «Татнефть»
им. В.Д. Шашина,
420021 Республика Татарстан, Казань, ул. Татарстан, д. 14/59
e-mail: voytovich@tatneft.ru

Евгений Георгиевич Грунис

Кандидат геолого-минералогических наук
Ведущий геофизик
Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть»
им. В.Д. Шашина,
420021 Республика Татарстан, Казань, ул. Татарстан, д. 14/59
e-mail: evgenii.grunis@mail.ru

Роман Александрович Алексеев

Ведущий инженер
Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть»
им. В.Д. Шашина,
420021 Республика Татарстан, Казань, ул. Татарстан, д. 14/59
e-mail: ralekseev@yandex.ru

Information about authors

Rais S. Khisamov

Professor, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences
TATNEFT
75, ul. Lenina, Almetyevsk, 423450, Republic of Tatarstan
e-mail: khisamov@tatneft.ru

Albert P. Bachkov

Head of Administration
TATNEFT
75, ul. Lenina, Almetyevsk, 423450, Republic of Tatarstan
e-mail: bachkovap@tatneft.ru

Sergei E. Voitovich

Chief Geologist, First Deputy Head of Administration
Tatar Geology and Prospecting Administration
of TATNEFT
14/59, ul. Tatarstan, Kazan, 420021, Republic of Tatarstan
e-mail: voytovich@tatneft.ru

Evgenii G. Grunis

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Geophysicist
Tatar Geology and Prospecting Administration
of TATNEFT
14/59, ul. Tatarstan, Kazan, 420021, Republic of Tatarstan
e-mail: evgenii.grunis@mail.ru

Roman A. Alekseev

Leading Engineer
Tatar Geology and Prospecting Administration
of TATNEFT
14/59, ul. Tatarstan, Kazan, 420021, Republic of Tatarstan
e-mail: ralekseev@yandex.ru



Society of Petroleum Engineers

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

12–14 октября 2021

Технопарк “Сколково”
Москва, Россия

Подача работ открыта

Подайте реферат до 9 марта 2021



По вопросам подачи работ обращайтесь к Марии Березинской,
E: mberezinskaya@spe.org



УДК 553.984

DOI 10.31087/0016-7894-2021-2-47-59

Уточнение литологической модели пластов BK_{1-3} в пределах Ем-Еговского лицензионного участка с учетом вторичных процессов карбонатизации коллекторов

© 2021 г. | М.А. Грищенко, И.В. Иванова

ООО «Тюменский нефтяной научный центр» Тюмень, Россия; MAGrischenko@tnnc.rosneft.ru; ivivanova@tnnc.rosneft.ru

Поступила 01.10.2020 г.

Доработана 06.11.2020 г.

Принята к печати 18.11.2020 г.

Ключевые слова: вторичные преобразования; карбонатизация; коллектор; комплексный анализ; моделирование литологии; слоистая глинистость; вариограммный анализ.

Аннотация: Цифровая геологическая модель является основой для решения задач поисков и разведки, оценки ресурсов и запасов природного сырья, проектирования систем разработки месторождений, сопровождения бурения. Моделирование литологической неоднородности продуктивных отложений — одна из самых сложных и важных задач трехмерного геологического моделирования, поскольку именно модель литологии служит основой распределения фильтрационно-емкостных свойств в резервуаре и коэффициентов нефтегазонасыщенности в пределах залежей углеводородов. Поэтому совершенствование методики создания модели литологии с учетом процессов вторичной карбонатизации пород актуально в геологическом моделировании. Комплексный анализ данных позволил выделить карбонатизированные разности в отложениях викуловской свиты, определить их генезис и фильтрационно-емкостные свойства, площадное распространение в пределах Ем-Еговского лицензионного участка, усовершенствовать методику создания трехмерной модели литологии с учетом вторичных процессов карбонатизации в отложениях пластов BK_{1-3} . Обоснован трехэтапный процесс создания куба литологии.

Для цитирования: Грищенко М.А., Иванова И.В. Уточнение литологической модели пластов BK_{1-3} в пределах Ем-Еговского лицензионного участка с учетом вторичных процессов карбонатизации коллекторов // Геология нефти и газа. — 2021. — № 2. — С. 47–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-47-59.

Em-Egovsky License Area: update of BK_{1-3} beds lithology model accounting for processes of secondary carbonatization

© 2021 | M.A. Grishchenko, I.V. Ivanova

Tyumen Oil Research Center; MAGrischenko@tnnc.rosneft.ru; ivivanova@tnnc.rosneft.ru

Received 01.10.2020

Revised 06.11.2020

Accepted for publication 18.11.2020

Key words: secondary transformations; carbonatization; reservoir; integrated analysis; modelling of lithology; laminated clay volume; variogram analysis.

Abstract: Digital geological model is a basis for solving exploration and prospecting problems, assessment of natural resources and reserves, designing field development systems, and drilling support. Modelling of pay zone lithologic heterogeneity is one of the most difficult and important problems of 3D geological modelling since it is the lithology model that makes the basis for porosity and permeability distribution in a reservoir and oil and gas saturation factors within hydrocarbon accumulations. That is why improving the methodology for creating a lithology model that takes into account the processes of secondary carbonatization of rocks, is of great interest in the field of geological modelling. Integrated analysis of data made it possible to identify carbonatized varieties in Vikulovsky sediments, determine their genesis, porosity and permeability, and distribution within Em-Egovsky License Area, improve the methodology for building 3D lithology model that takes into account secondary carbonatization processes in BK_{1-3} formations. The authors substantiate a three-stage process of lithology cube creation.

For citation: Grishchenko M.A., Ivanova I.V. Em-Egovsky License Area: update of BK_{1-3} beds lithology model accounting for processes of secondary carbonatization. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(2):47–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-47-59. In Russ.

Введение

Ем-Еговский лицензионный участок является частью Краснотенинского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области. Один из основных объектов разработки в пределах Крас-

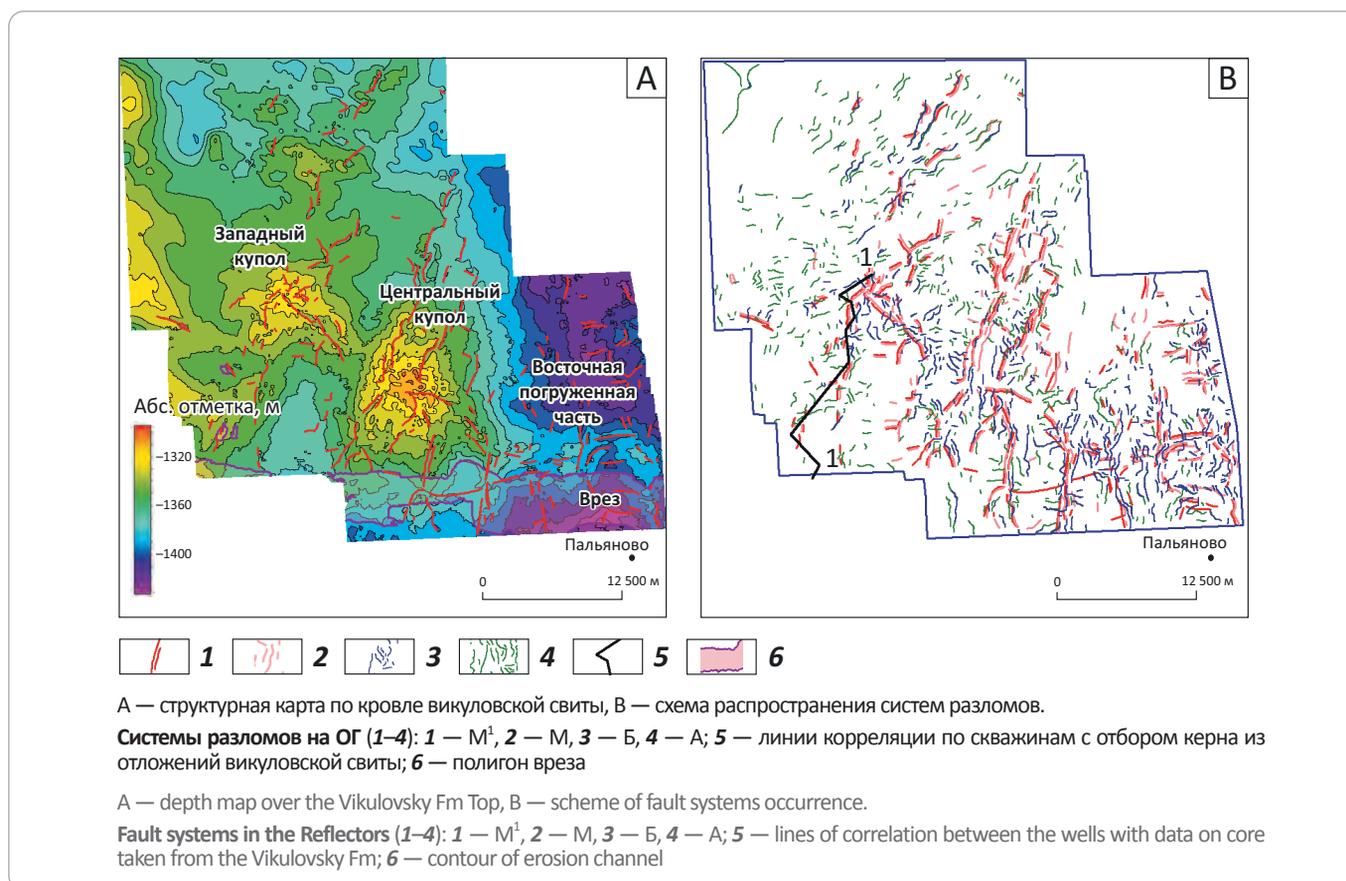
нотенинского месторождения — отложения викуловской свиты.

Викюловская свита (верхний апт нижнего мела) в пределах западной части Западно-Сибирской низменности распространена регионально и согласно залегает на отложениях кошайской глинистой



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 1. Структурно-тектоническая характеристика района
 Fig. 1. Structural and tectonic characteristics of the area



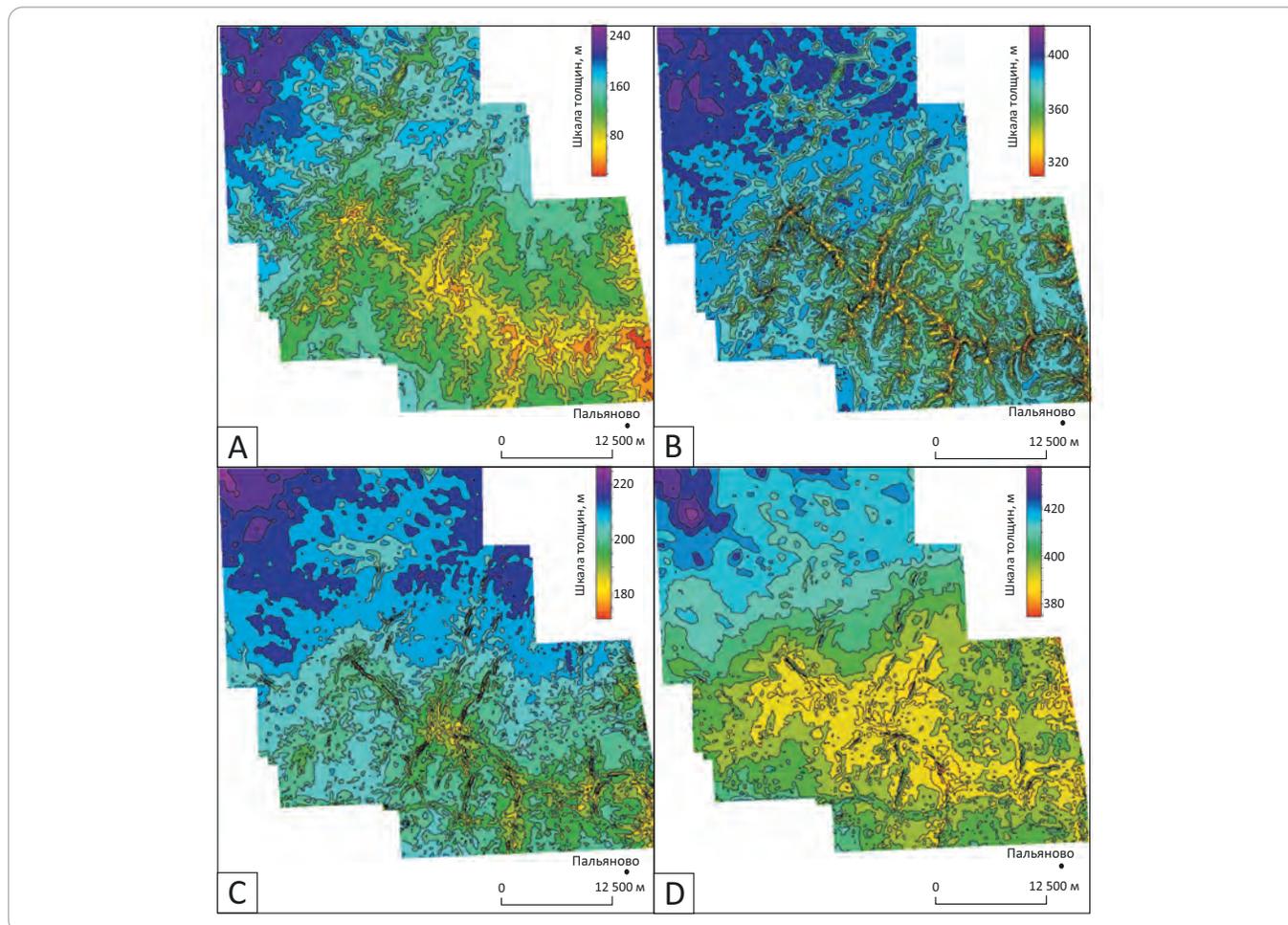
пачки. Она перекрывается глинистыми породами ханты-мансийской свиты, которые являются региональной покрывкой для проницаемых викуловских пластов. К подошве ханты-мансийской свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт М¹.

В тектоническом отношении Ем-Еговское месторождение расположено на Красноленинском выступе в пределах Уват-Хантымансийского срединного массива рифейского геосинклинального комплекса Западно-Сибирской плиты. Сильно дислоцированные породы фундамента в пределах Красноленинского выступа разбиты крупными разрывными нарушениями на отдельные блоки. В осадочном чехле Красноленинскому выступу соответствует одноименный свод, являющийся структурой I порядка. В современном структурном плане Красноленинский свод представляет собой тектонический элемент с региональным падением слоев в восточном направлении. Он осложнен рядом структур II порядка — валами и куполами, разделенными прогибами. К одному из таких куполов приурочено Ем-Еговское месторождение. В пределах Ем-Еговского лицензионного участка выделяется два локальных купола — Центральный и Западный, а также локальная вершина в пределах восточной погруженной части территории (рис. 1).

В пределах Красноленинского свода по данным бурения и сейсморазведочных материалов МОГТ выделено большое число тектонических разрывных нарушений. Выделенные разрывные нарушения условно разделены на три уровня по степени их проникновения в осадочный чехол. Первый тип нарушений затрагивает отложения доюрского комплекса, ниже-среднеюрские, постепенно затухая в верхнеюрских отложениях. Второй тип нарушений захватывает отложения юрского комплекса вплоть до верхней юры, заложение разломов происходило в доюрское и юрское время. Третий тип разрывных нарушений приурочен к меловому интервалу разреза и относится к «бескорневым» разломам, формирование которых происходило в меловое время. Такая сложная разломная модель свидетельствует о значительной неоднократной тектонической активизации территории (см. рис. 1).

При анализе структурных планов по основным отражающим горизонтам в пределах Красноленинского свода отмечается унаследованное развитие территории и постепенное выполаживание структур вверх по разрезу. Значительные инверсионные преобразования структурного плана произошли на неотектоническом альпийском этапе развития, охватывающего временной интервал от палеоцена до

Рис. 2. Карты толщин между ОГ А–Б (А), Б–М (В), М–М¹ (С), М¹–Г (D)
 Fig. 2. Maps of thickness between А–Б (А), Б–М (В), М–М¹ (С), and М¹–Г (D) reflectors



современной эпохи [1]. Изменчивость толщин между основными отражающими горизонтами помогает проследить важные этапы эволюции структурного плана территории Ем-Еговского лицензионного участка (рис. 2). Отражающий горизонт А приурочен к границе стратиграфического несогласия между доюрским основанием и осадочным чехлом. Отражающие горизонты Б и М стратиграфически привязаны к кровлям тутлеймской и кошайской свит соответственно, а ОГ М¹ и Г стратифицируются с кровлями викуловской свиты и сеномана.

Продуктивность отложений викуловской свиты связана с пластами ВК₁, ВК₂ и ВК₃, разделенными невыдержанными маломощными глинисто-алевритистыми перемычками толщиной 2–3 м. Пласты образуют единую гидродинамическую систему, глубина залегания которой варьирует от 1300 до 1430 м. Залежь нефти пластов ВК₁₋₃ является пластово-сводовой.

Методика исследований

Для выявления закономерностей литологической изменчивости продуктивных отложений по разрезу и площади лицензионного участка выполнен

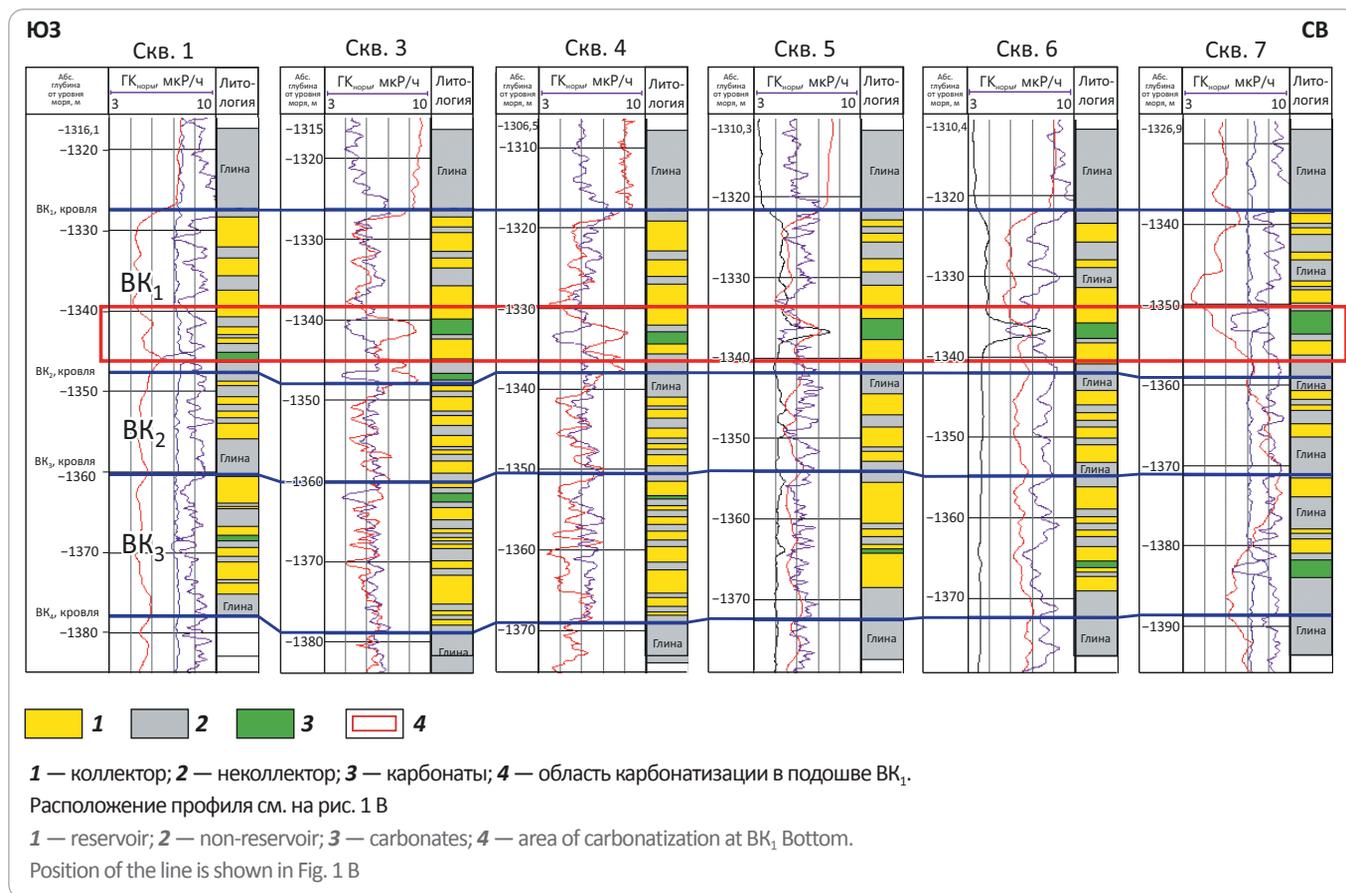
комплексный анализ литолого-минералогических, петрографических, седиментологических исследований керна. Полученные данные комплексировались с результатами интерпретации ГИС и геостатистического анализа.

Отложения группы пластов ВК₁₋₃ формировались в прибрежно-морских и мелководно-морских условиях, лишь на юге изучаемой площади в период формирования пластов ВК₂ и ВК₃ существовали субконтинентальные условия. Анализ цикличности разреза и седиментологические исследования позволили установить, что на генезис викуловских отложений большое влияние оказали глубина морского бассейна, конседиментационная и постседиментационная тектоническая активность региона, кроме того, на формирование пластов ВК₂ и ВК₃ существенно повлияла и деятельность подводных течений [2]. Пласт ВК₁ залегает в кровле викуловской свиты. Его общая толщина составляет 15–28 м. Внутри пласта ВК₁ выделено три седиментационных цикла, для которых характерна довольно хорошая выдержанность по площади Ем-Еговского лицензионного участка. Пласт ВК₁ образован в прибрежно-морских условиях



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 3. Схема корреляции по профилю 1–1 с исследованиями ядра викуловской свиты
 Fig. 3. Correlation chart along 1–1 Line showing the results core studies in the Vikulovsky interval



(фация верхней части внутреннего шельфа). Породы представлены неравномерным тонким переслаиванием алевролитов мелкозернистых глинистых и алевролитов крупнозернистых с преобладанием мелкозернистых алевролитистых разностей.

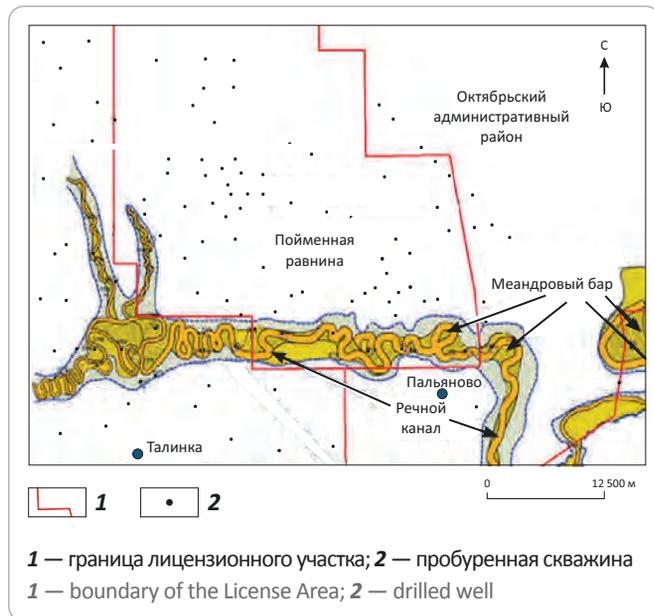
Породы пластов BK₂ и BK₃ накапливались в условиях мелкого моря в пределах верхней и нижних частей подводного берегового склона, который подвергался волновой и штормовой деятельности (фации проксимальной и дистальной частей фронта дельты). Отложения представлены неравномерным линзовидно-волнистым переслаиванием светлого алевролита разномелкого, алевролита песчаного и темно-серого алевролита мелкозернистого, в разрезе встречаются алевролиты и песчаники с карбонатным цементом. Внутри каждого из пластов выделяется по два цикла. Суммарная толщина пласта BK₂ изменяется в пределах 9–20 м, толщина пласта BK₃ — в пределах 12–26 м. Выделенные пласты являются устойчивыми единицами разреза, хорошо выделяются на диаграммах ПС, ГК, ИК, БК и уверенно прослеживаются по площади. Пласт BK₂ в пределах развития прибрежно-морских отложений отделяется от верхнего пласта BK₁ уплотненным карбонатизированным пропластком, хорошо фиксируемым на диа-

граммах электрического каротажа высокими сопротивлениями (рис. 3).

Викуловская свита на территории Красноленинского свода представлена двумя типами разреза. Основным типом, развитым на значительной территории свода, являются прибрежно-морские отложения. Второй тип разреза включает локально развитые отложения врезанных речных долин [3]. В пределах Ем-Еговского лицензионного участка отложения врезанных долин развиты вдоль южной границы площади (рис. 4). Образование комплекса врезанных долин в пластах BK₂ и BK₃ в пределах Красноленинского свода связывают с относительным падением уровня моря. Осадки врезанных долин накапливались в континентальных условиях в образуемых речных долинах, периодически затопляемых морем и размывающих вмещающие породы пластов BK₂₋₃. Данные отложения по литологическому составу схожи с вмещающими породами прибрежного мелководья, но отличаются фильтрационно-емкостными свойствами.

Прибрежно-морские отложения викуловской свиты в пределах Ем-Еговского лицензионного участка достаточно хорошо изучены по ядру. Отложения представлены рыхлыми слабосцементированными

Рис. 4. Фрагмент палеогеографической карты с областью развития врезанной долины викуловских отложений
Fig. 4. Fragment of paleogeographic map showing the area of incised valley development in Vikulovsky formations



породами с частым чередованием алевролитово-песчаных и глинисто-алевролитовых разностей, с хорошей сортировкой терригенного материала. Для пород характерны структуры от пелитово-алевритовой, алевритовой до псаммитово-алевритовой. Обломки пород имеют хорошо окатанную форму. В зависимости от фациальной обстановки отложений, текстуры пород микрослоистые, линзовидные, пологоволнистые и косоволнистые, со следами биотурбаций. Породы часто нарушены конседиментационными деформациями, диагенетическими трещинами, процессами оползания и взмучивания. Гранулометрический анализ показал, что в коллекторах пластов $ВК_{1-3}$ преобладает алевролит 79,4; 77,4 и 71 % соответственно, уменьшаясь с глубиной. Доля песчаника, наоборот, с глубиной возрастает и составляет 7,3; 11,4 и 14,6 %. Содержание частиц пелитовой размерности составляет для пластов $ВК_{1-3}$ соответственно 13,3; 11,2 и 14,5 %.

Изучение особенностей строения порового пространства коллекторов и стадийности процессов минералообразования позволило отметить следующее. По минеральному составу прибрежно-морские отложения викуловской свиты представлены в основном кварцем (40–60 %), полевыми шпатами (25–40 %), обломками пород (10–20 %), слюд (1–3 %) со следами постседиментационных преобразований, связанных с изменением исходного минерального состава породы. На зернах кварца отмечаются многочисленные шиповидные наросты, образовавшиеся за счет процессов *регенерации*. Полевошпатовые обломки подвержены процессам *выщелачивания* с

образованием вторичной микропористости. Слюды, представленные мусковитом, серицитом и биотитом, частично затронуты процессами *хлоритизации*, *гидратации*, иногда *сидеритизации*. Развитие постседиментационных процессов оказало значительное и неоднозначное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород за счет изменения структуры порового пространства [4].

Так, процессы выщелачивания способствовали образованию дополнительного порового пространства, а процессы регенерации привели к сокращению и усложнению его формы. Анализ структуры порового пространства коллекторов показал, что морфология открытых пор различна, чаще всего они имеют вытянутую продолговатую форму, реже — щелевидную и остроугольную (трех- и многоугольную). Пory соединяются между собой каналами, имеющими различные размеры и форму. Небольшая часть пор заполнена плохо окристаллизованными чешуйками каолинита, между которыми наблюдаются субмикроскопические поры, занимаемые 30–50 % всего порового объема. Глинистый цемент пород порово-пленочного типа представлен каолинитом и хлоритом, изредка иллитом. Также присутствует *кварцевый цемент регенерации*, содержание которого составляет первые доли процента.

Таким образом, пористость отложений пластов $ВК_{1-3}$ связана с межзерновыми, сообщающимися между собой порами неправильной полигональной формы и часто встречающимися внутризерновыми микропорами растворения по полевошпатовым обломкам. Наличие цемента регенерации привело к сокращению межзернового пространства, увеличению извилистости поровых каналов и смачиваемости пород, повышению гидрофильности за счет образования микроструктурной смачиваемости на уровне отдельных пор и капилляров. Как известно, наличие микроструктурной пористости является фактором, оказывающим влияние на фазовую и относительную фазовую проницаемость, капиллярное давление, неподвижную водонасыщенность и нефтенасыщенность, что в конечном итоге способствует накоплению УВ [5].

Глинистые породы в отложениях пластов $ВК_{1-3}$ встречаются в виде тонких прослоев и линз между песчаниками и алевролитами. Они обладают линзовидно-волнистой тонкослоистой текстурой. Состав глинистых пород представлен каолинитом (42,2–50,8 %), гидрослюдой (18,9–28,3 %) и хлоритом (23,2–26,2 %). Количество обломочной примеси (мелкоалевритовой) достигает 25–35 %. Часто в виде скоплений отмечаются образования сидерита, мелкие агрегаты пирита и лейкоксена. Обломки, обрывки углефицированной органики в породе составляют около 3–6 %, содержание растительного детрита колеблется в пределах 15–20 %. В кровле пласта $ВК_1$ встречается растительный бесструктурный детрит черного и буровато-черного цвета.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Отложения врезанной долины на территории Ем-Еговского лицензионного участка изучены по керну единственной скважины. Они представлены мелкозернистыми песчаниками с алевропсаммитовой структурой и микрослоистой текстурой. Минеральный состав породы представлен кварцем и полевыми шпатами с примесью обломков эффузивных пород и слюдисто-кремнистых разностей. Цемент породы кварцевый регенерационный и поровый каолиновый. Развиты такие процессы постседиментационных преобразований, как *регенерация кварца, растворение зерен полевых шпатов и обломков эффузивов, каолинизация и сидеритизация* [6].

Одной из характерных особенностей продуктивных отложений викуловской свиты является *слоистая неоднородность пород* по составу и свойствам, установленная по данным керна. Слоистая неоднородность прослеживается на макро- и микроуровнях. Макронеоднородность отложений викуловской свиты с определенными литологическими типами пород хорошо оценивается по данным ГИС [7]. Слоистая неоднородность отложений на микроуровне связана главным образом с переслаиванием пород алевропсаммитового состава, в различной степени глинистых, с прослоями алевритистых глин (аргиллитов), обогащенных детритовым и слюдыстым материалом. Единичная толщина таких слоев изменяется в пределах от долей миллиметра до первого десятка сантиметров. Разрешающая способность основного и даже расширенного комплекса ГИС не позволяет выделять неоднородность данного уровня. Использование специальных методов FMI (Formation Micro Imager) дает возможность определить лишь текстурную неоднородность пород викуловской свиты без выделения отдельных литотипов.

Микрослоистые породы викуловской свиты выявляются по материалам геофизического каротажа интегральными характеристиками с помощью коэффициента слоистой глинистости ($\chi_{\text{гл}}$), который характеризует долю глинистых слоев в общей толщине выделенного прослоя. Методика определения $\chi_{\text{гл}}$ базируется на попиксельной оцифровке фотографий керна, разработанной в Тюменском нефтяном научном центре. Определение коэффициента слоистой глинистости вдоль разреза скважин позволяет более точно учесть и оценить эффективные объемы пород-коллекторов викуловской свиты.

Изучение карбонатности разреза

Второй особенностью отложений викуловской свиты является наличие уплотненного *карбонатизированного прослоя* в подошве пласта ВК₁. Исходя из предположения о возможном влиянии этого прослоя на эффективность эксплуатации викуловского объекта, в представленной статье ему уделено пристальное внимание.

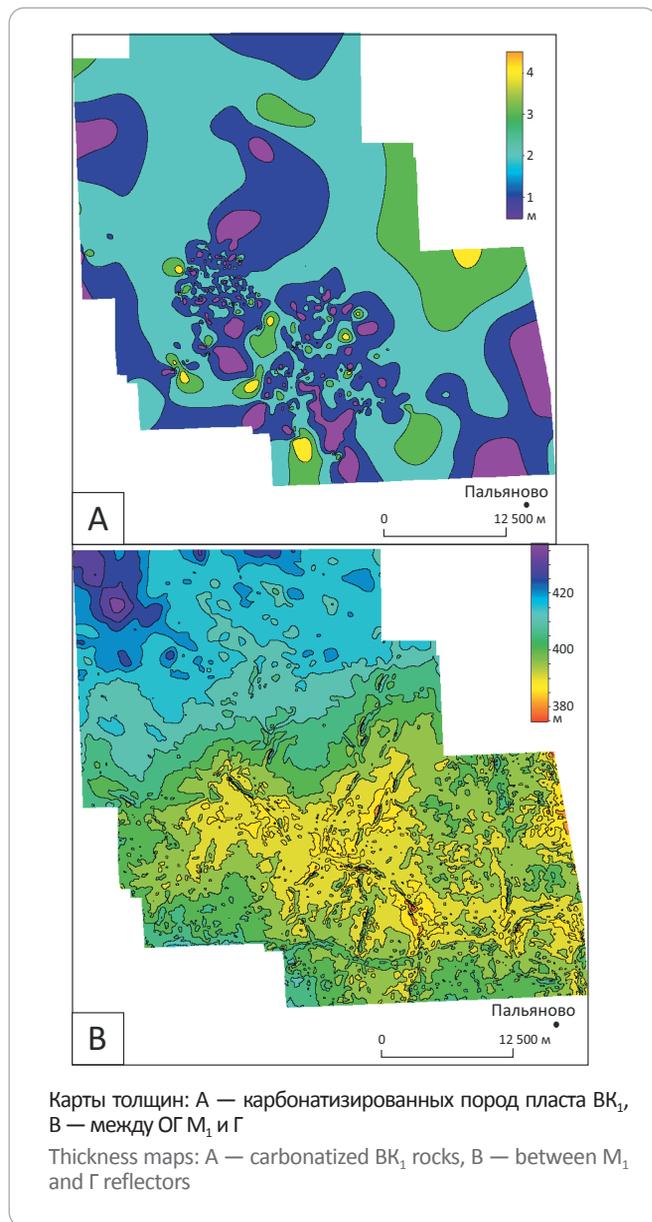
Наряду с увеличивающимся объемом геолого-геофизической информации вырабатываются и внедряются новые подходы к ее обработке. Например, наличие современного комплекса ГИС позволяет более детально описать литологический разрез скважин. На основании керновых данных и материалов геофизических исследований скважин в разрезе пластов ВК₁₋₃ выделены карбонатизированные прослои практически по всему фонду скважин в пределах Ем-Еговского лицензионного участка. Они уверенно фиксируются в разрезе показаниями геофизических методов. В таких пропластках повышенным показаниям метода ПС соответствуют низкие показания гамма-каротажа, достаточно резко возрастают показания кривых сопротивления и плотностного каротажа. Однако в некоторых скважинах карбонатизированные пропластки в подошве пласта ВК₁ выделить не удалось. Возможными причинами отсутствия данных интервалов может быть ограниченный комплекс геофизических исследований скважин, их малые толщины.

Карбонатизированные разности выделены во всем разрезе объекта ВК₁₋₃, толщина в среднем составляет от 0,5 до 4 м, но значительная их часть сосредоточена в интервале пласта ВК₁. Анализ распределения толщин карбонатизированных пород в интервале пласта ВК₁ по площади Ем-Еговского лицензионного участка позволил установить следующее. Наибольшие толщины карбонатизированных пород приурочены к склонам палеоподнятий или межструктурным впадинам палеорельефа, что дает возможность предположить сингенетичность процессов карбонатизации и литификации осадков (рис. 5). Широкое развитие карбонатизированных пропластков в подошве пласта ВК₁ служит хорошим вспомогательным *репером* при корреляции отложений.

При изучении распределения карбонатизированных разностей в периметре Ем-Еговского лицензионного участка выявлена устойчивая корреляция между гипсометрическим положением интервалов карбонатизации породы в подошве пласта ВК₁ и кровлями пластов ВК₁₋₃. Коэффициенты корреляции указанных параметров составили 0,99. Высокие коэффициенты корреляции и параллельность линий регрессии свидетельствуют о тесной связи процесса карбонатизации пород с унаследованным развитием пластов и сменой фациальных обстановок по площади во время формирования отложений пласта ВК₁ (рис. 6).

Минеральный состав и фильтрационно-емкостные свойства карбонатизированных прослоев, а также особенности строения их порового пространства в подошве пласта ВК₁ изучены по керну, в шлифах и на растровом электронном микроскопе. Выделенные карбонатизированные разности представляют собой алевролитопесчаные породы с базально-поровым карбонатным цементом (рис. 7). Кальцит, от пелитоморфного до мелкозернистого, развит в виде

Рис. 5. Особенности распределения карбонатизированных пород пласта ВК₁
Fig. 5. Features of carbonatized ВК₁ rocks distribution



зернистых агрегатов в межзерновом пространстве и замещает обломочные зерна. Содержание аутигенного кальцита по керну колеблется от 13,2 до 43,9 %. Установлено, что процессам карбонатизации в подошве пласта ВК₁ подверглись отложения обоих типов разрезов: комплекса прибрежно-морских фаций и отложений вреза. Об этом свидетельствуют результаты исследования морфологии порового пространства методом растровой электронной микроскопии (РЭМ) по скважинам, пробуренным в зонах с разным типом разреза (рис. 8).

Схожесть минерального состава и внутреннего строения породы для различных типов разреза свидетельствует об идентичности генезиса пород вмеща-

ющих отложений и вреза. Результаты исследований методом РЭМ свидетельствуют о явном преобладании карбонатного цемента, который повсеместно заполняет межзерновое пространство, в результате чего межзерновые поры открытого типа не наблюдаются. Карбонатный цемент породы представлен кристаллическим кальцитом. Общая карбонатность в изучаемом интервале разреза для вмещающих пород прибрежного мелководья и вреза сопоставима и равна 39,4 и 43,9 % соответственно. Основную долю карбонатов составляет кальцит (39,2 и 43,5 %) с незначительным содержанием доломита, в пределах 0,2 и 0,4 % соответственно.

Карбонатизированные разности в подошве пласта ВК₁, согласно результатам исследований керна, шлифов и данных РЭМ, имеют вторичную природу происхождения. Возникновение таких пород могло произойти на самых ранних стадиях литификации (диагенез или начало катагенеза), когда давление вышележащих пород было недостаточным для того, чтобы спрессовать каркас из аллотигенных породообразующих компонентов [8]. Благодаря вторичному процессу карбонатизации, в подошве пласта ВК₁ карбонатный цемент практически заполнил пустотное пространство между зернами породы, что привело к значительному снижению фильтрационно-емкостных свойств. Проницаемость коллекторов викуловской свиты изменяется от 1 до 255 мД, а в интервалах пород, подвергшихся процессам карбонатизации, сокращается до 0,01 мД. Таким образом, комплексирование результатов исследований данных керна, шлифов РЭМ с методами ГИС подтвердило площадное развитие в пределах Ем-Еговского лицензионного участка карбонатизированных пород в подошве пласта ВК₁ и практическое отсутствие в таких породах межзерновой пористости, что делает их практически непроницаемыми.

Практическая реализация результатов исследований в геологическом моделировании

Палеогеографические и тектонические особенности осадконакопления нашли свое отражение при создании трехмерной структурно-тектонической модели пластов ВК₁₋₃. В структурном каркасе учтены стратиграфические кровли пластов ВК₁, ВК₂ и ВК₃, ВК₄.

На основе результатов лабораторных исследований керна и интерпретации данных ГИС выделено три типа коллекторов и два типа неколекторов (глинистые разности и уплотненные карбонатизированные прослои), которые в дальнейшем были укрупнены в три основные группы. Первая группа, так называемый коллектор, включает в себя песчано-алевролитовые и алевролитопесчаные разности, вторая — неколектор — объединяет глинисто-алевролитовые породы, к третьей группе отнесены карбонатизированные прослои. На базе данных укрупненных типов пород проведено моделирование литологии.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 6. Графики зависимости глубины залегания кровли карбонатизированного пропластка от кровли пласта ВК₁ (А) и линий регрессии для пластов ВК₁₋₃ (В)
Fig. 6. Diagrams of carbonatized streak depth vs ВК₁ bed Top (А) and regression lines for ВК₁₋₃ beds (В)

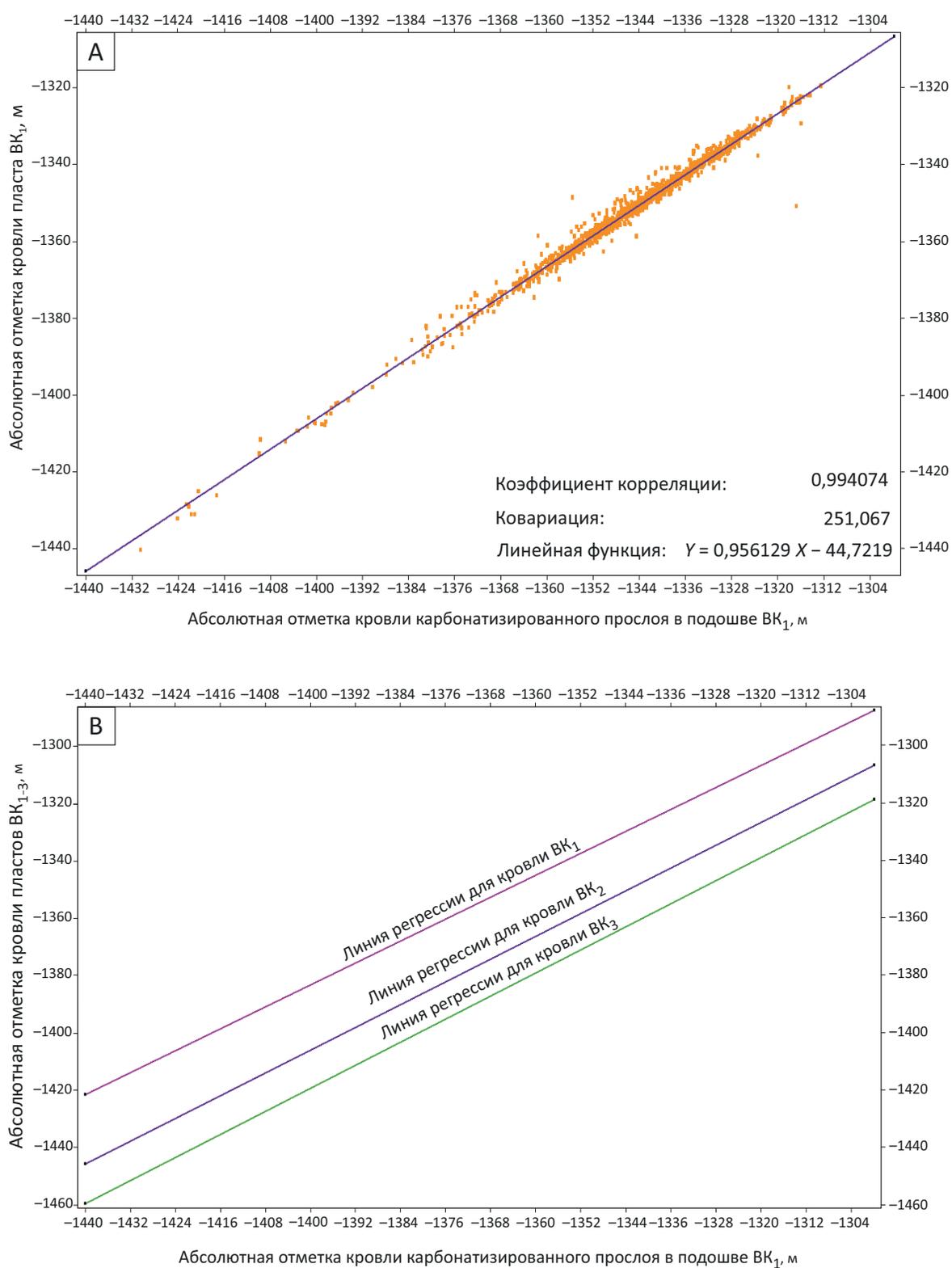
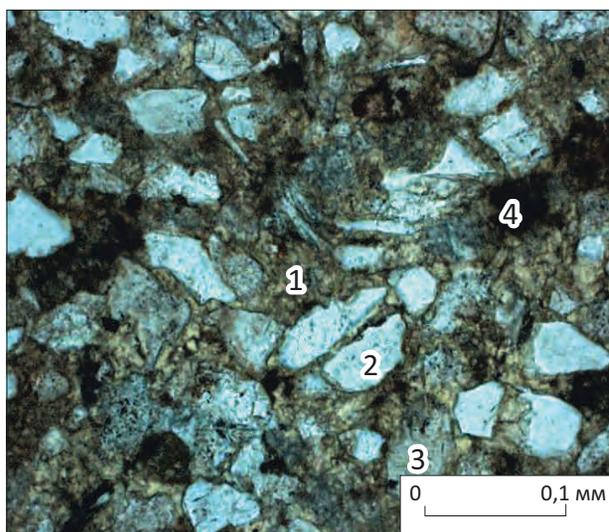


Рис. 7. Фотография шлифа из пласта ВК₁ (алевролит мелко-крупнозернистый, песчаный, полевошпат-кварцевая граувакка с базально-порovým карбонатным цементом)

Fig. 7. Photo of thin section from ВК₁ bed (fine to coarse grained sandy siltstone, feldspar-quartz graywacke, with basal-porous carbonate cement)



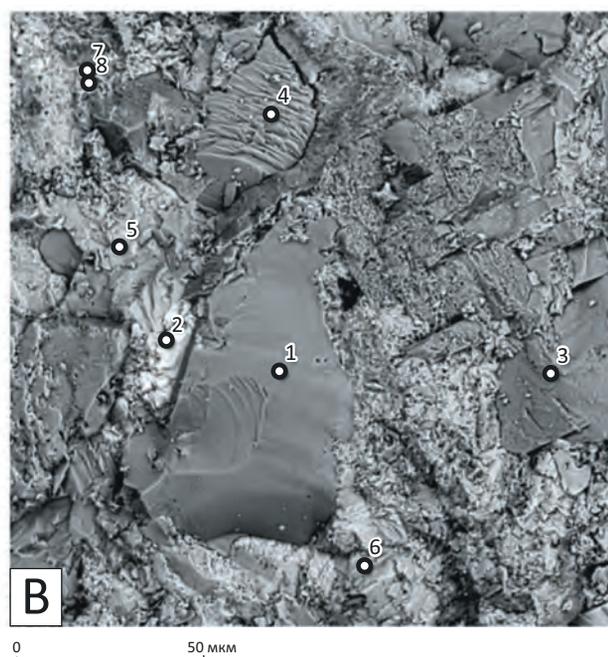
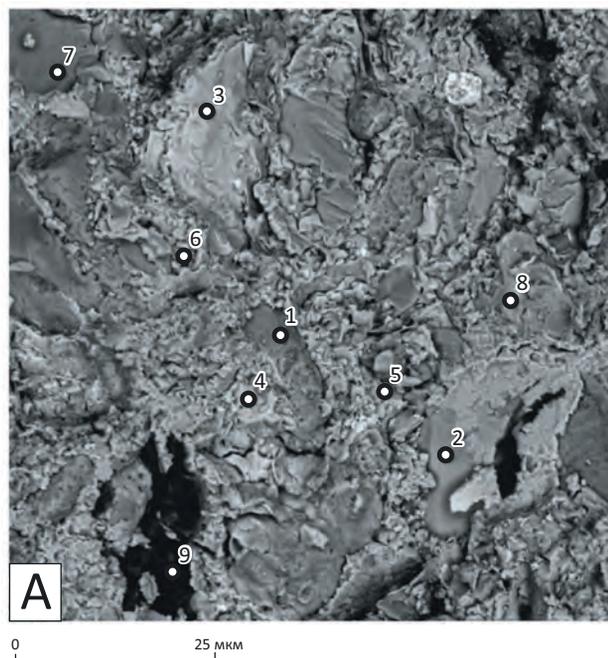
1 — карбонатный цемент; 2 — кварц; 3 — полевошпат; 4 — черный редкий растительный детрит и шлам, беспорядочно распределен по площади шлифа

1 — carbonate cement; 2 — quartz; 3 — feldspar; 4 — rare black plant detritus and drilling sludge, randomly scattered over the area of the thin section

Для определения пространственных связей выделенных типов пород в процессе моделирования выполнен геостатистический, включая вариограммный, анализ для каждого выделенного пласта [9]. В связи с неравномерной разбуренностью площади Ем-Еговского лицензионного участка скважинами поисково-разведочного и эксплуатационного фонда применена декластеризация данных. Вариограммный анализ выполнялся для разных цифровых массивов, в которых были использованы разные наборы скважин: вся выборка скважин, только разведочные скважины, скважины различных участков залежи. В результате вариограммного анализа были определены направления наименьшей анизотропии для каждого типа пород (рис. 9). Так, для всей группы коллекторов пласта ВК₁ наименьшая изменчивость отмечается в направлении 290°, что соответствует положению палеобереговой линии во время формирования данного пласта. Результаты пространственной анизотропии и вариограммного анализа всех литологических разностей использованы при моделировании куба литологии. Распределение карбонизированных пород характеризуется значительной изменчивостью и отсутствием однозначного тренда наименьшей анизотропии (см. рис. 9 В).

Рис. 8. Фотографии, сделанные с помощью растрового электронного микроскопа

Fig. 8. Scanning electron micrographs



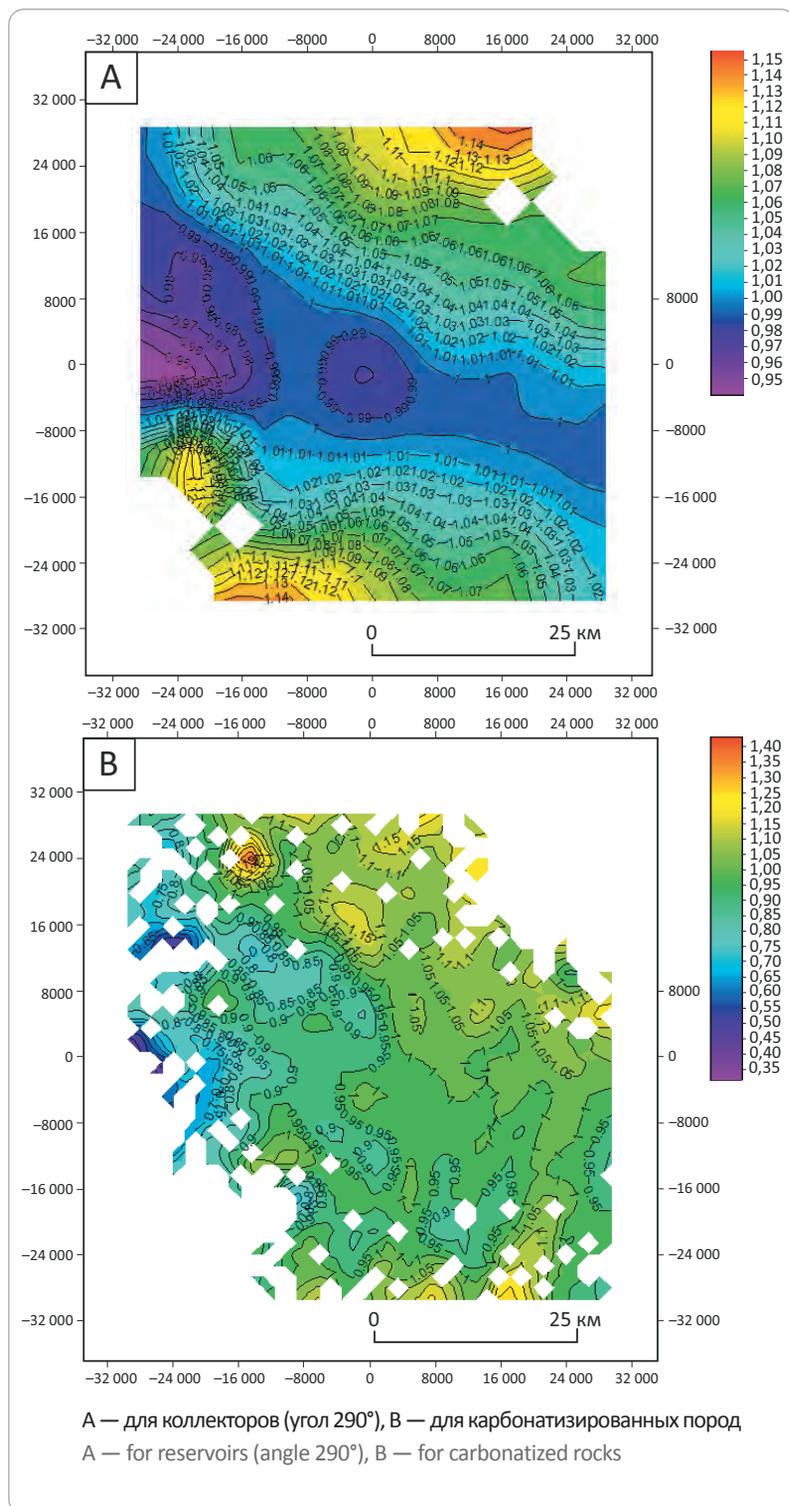
А — пласт ВК₁, отложения дельты с влиянием штормовой и волновой деятельности (1, 7 — плагиоклаз; 2 — иллит; 3, 4 — хлорит; 5, 6 — кальцит; 8 — кварц; 9 — ОВ), В — пласт ВК₁, отложения врезанной долины (1 — кварц; 2 — рутил; 3, 4 — плагиоклаз; 5, 6 — кальцит; 7 — каолинит; 8 — иллит)

A — ВК₁ bed, delta deposits with storm and rough water effect (1, 7 — plagioclase; 2 — illite; 3, 4 — chlorite; 5, 6 — calcite; 8 — quartz; 9 — ОВ), B — ВК₁ bed, incised valley deposits (1 — quartz; 2 — rutile; 3, 4 — plagioclase; 5, 6 — calcite; 7 — kaolinite; 8 — illite)



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

 Рис. 9. Карты коэффициента анизотропии по пласту ВК₁

 Fig. 9. Anisotropy factor maps over ВК₁ bed


Изменчивость геологического разреза по площади лицензионного участка изучена с помощью геолого-статистических разрезов отдельно для Центрального и Западного куполов, восточной погруженной части площади. В целом наблюдается незначительное изменение геолого-статистических разрезов по площади работ, повсеместно уверенно прослеживаются все

выделяемые циклы осадконакопления, увеличение доли карбонатизированных пород в подошве пласта ВК₁ (рис. 10).

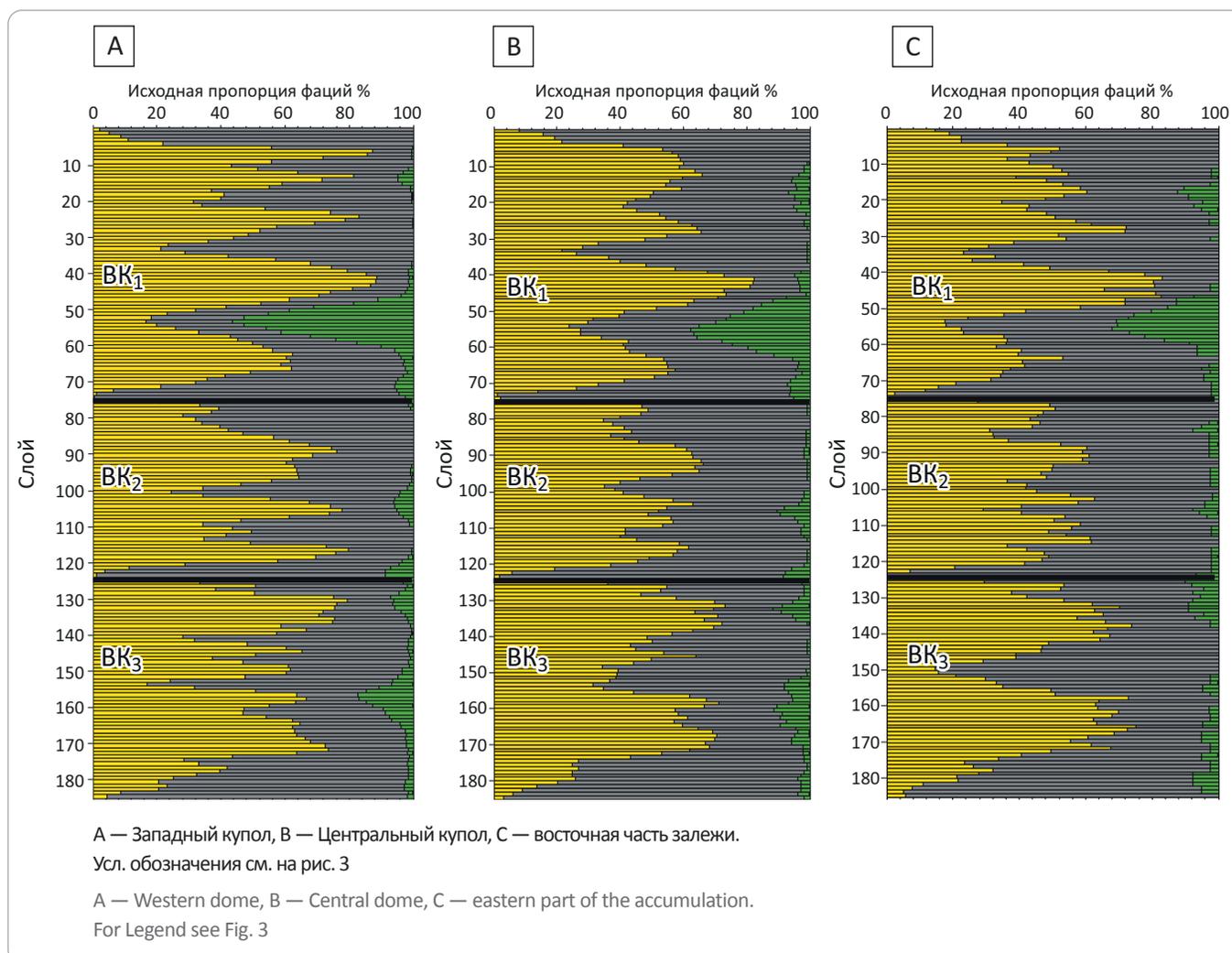
Традиционно для отложений викуловской свиты применялся упрощенный подход распределения двух основных типов пород — коллектор и неколлектор [10]. При таком подходе карбонатизированные разности моделировались в составе неколлекторов. В созданной трехмерной геологической модели объекта ВК₁₋₃ Ем-Еговского лицензионного участка впервые выполнено моделирование карбонатизированных разностей, выделенных на основании данных ГИС всего пробуренного фонда скважин, как отдельного литологического типа пород [11].

Особенности литологического строения разреза продуктивных пластов, а именно наличие слоистой глинистости и вторичные преобразования первичного коллектора до карбонатизированных непроницаемых разностей, предопределили создание куба литологии в три этапа. На первом этапе моделировалось два кластера, характеризующих процесс седиментации — так называемый первичный коллектор и неколлектор. Причем карбонатизированные породы вошли в состав первичного коллектора, определяя свою принадлежность к проницаемым разностям до воздействия процессов вторичных преобразований пород. На втором этапе, уже в объеме первичных коллекторов, проведено моделирование карбонатизированных разностей и проницаемых пород, оставшихся коллекторами после воздействия постседиментационных процессов.

Использование при моделировании «этапного» подхода позволило проконтролировать на первом этапе объемы первичного, неизмененного, коллектора в соответствии с концептуальной моделью осадконакопления. На втором этапе возможно проконтролировать распределение карбонатизированных разностей в пределах первичного коллектора с индивидуальными рангами корреляции, так как вторичным процессам активнее подверглись породы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Третий этап позволил учесть микрослоистость пород с помощью моделирования слоистой глинистости ($\chi_{гп}$) для всех типов пород-коллекторов.

Трехэтапный процесс моделирования куба литологии позволил учесть не

Рис. 10. Геолого-статистические разрезы содержания литологических разностей
Fig. 10. Vertical Proportion Curves of lithologic varieties content



только условия седиментации отложений викуловской свиты, но и влияние процессов вторичной карбонатизации пород, приводящих к сокращению первоначальных эффективных объемов продуктивных пластов-коллекторов. Моделирование слоистой глинистости ($\chi_{\text{гл}}$) отразило частую смену условий осадконакопления и позволило более точно оценить эффективные объемы пород.

В результате 3D-моделирования литологических разностей получена пространственная геометризация карбонатизированных разностей в отложениях пластов BK_{1-3} (рис. 11). Причем указанные породы в подошве пласта BK_1 способствовали созданию связанных объемов, образуя выдержанные карбонатизированные перемычки по большей части нефтяной залежи. Связанность выделенных карбонатизированных прослоев между собой оценена путем создания куба связанных объемов.

Таким образом, 3D-моделирование литологии подтвердило связанность между собой выделенных по керну и ГИС в пределах Ем-Еговского лицензион-

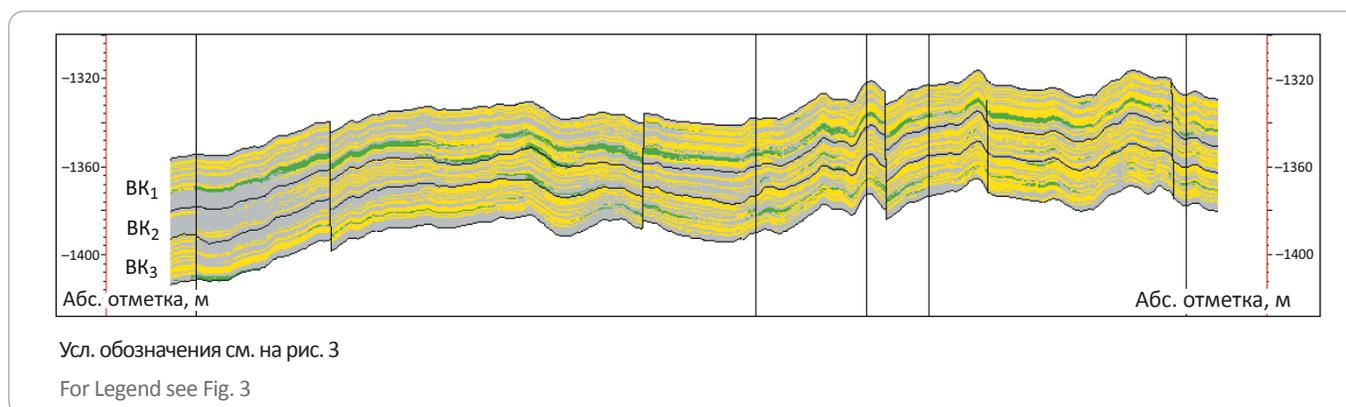
ного участка карбонатизированных непроницаемых прослоев, которые образуют *локальные гидродинамические экраны* мощностью от 0,5 до 2 м, что имеет важное значение для процессов фильтрации флюидов в пласте. Учитывая, что маломощная (2–3 м) литологически неоднородная глинисто-алевритистая перемычка между пластами BK_1 и BK_2 в пределах Ем-Еговского лицензионного участка не выдержана по площади, то единственно возможными гидродинамическими барьерами при фильтрации флюидов являются непроницаемые карбонатизированные разности в подошве пласта BK_1 .

Результаты

Используемые подходы в интерпретации ГИС совместно с исследованиями керна и материала, шлифов и данных РЭМ позволили выделить карбонатизированные разности в отложениях продуктивного объекта BK_{1-3} Ем-Еговского лицензионного участка, определить их генезис и фильтрационно-емкостные свойства.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 11. Геологический разрез куба литологии
Fig. 11. Geological section across the lithology cube



Комплексирование различных видов исследований привело к усовершенствованию методики создания 3D-модели литологии. Для отложений викуловской свиты обоснован трехэтапный процесс моделирования литологических разностей, позволяющий учесть микрослоистость разреза и вторичные процессы карбонатизации.

Использование методов геостатистики позволило определить параметры пространственной ориентации и рангов корреляции разных литологических групп данных. Для группы пластов BK₁₋₃ в пределах Ем-Еговского лицензионного участка выполнено моделирование первичного и современного, не за-

тронутого вторичными процессами преобразования пород коллекторов.

Несмотря на то, что наличие карбонатизированных прослоев не влияет на объем нефтенасыщенных пород, особенности их распределения в объеме нефтяной залежи позволяют уточнить процессы фильтрации в литологически неоднородном резервуаре и улучшить прогностическую способность гидродинамической модели. Особенности распределения карбонатизированных прослоев необходимо учитывать при размещении новых скважин и бурении горизонтальных стволов.

Литература

1. Белоусов С.Л., Зверев К.В., Насонова Н.В., Нукалов Е.Н., Чернова Е.В. Палеогеография викуловских отложений Краснотенинского свода // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. – Ханты-Мансийск : Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2010. – Т. 1. – С. 247–254.
2. Костеневич К.А., Федорцов И.В. Обоснование литолого-фациальных закономерностей распространения коллекторов в отложениях сложного строения // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 26–29.
3. Алексеев В.П., Амон Э.О., Федоров Ю.Н. и др. Состав, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Краснотенинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) / Под ред. В.П. Алексеева. – Екатеринбург : Изд-во УГГУ, 2011. – 325 с.
4. Япаскорт О.В. Стадиальный анализ минеральных свидетелей динамики процессов формирования и эволюции вещества осадочных пород – перспективное научное направление литологии и нефтегазовой геологии // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 1. – С. 64–68. DOI: 10.18599/grs.18.1.12.
5. Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа // Neftgaz.RU. – 2016. – № 3. – С. 80–90.
6. Поднебесных А.В., Кузнецов С.В., Овчинников В.П. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов на территории Западно-Сибирской плиты // Нефть и газ. – 2015. – № 2. – С. 26–30.
7. Акиншин А.В., Ефимов В.А. Петрофизическая модель сложнопостроенных пластов на примере викуловских отложений Краснотенинского свода // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 22–24.
8. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Т. 1. Типы литогенеза и их размещение на поверхности Земли. – М. : Издательство АН СССР, 1960. – 212 с.
9. Демьянов В.В., Савельева Е.А. Геостатистика, теория и практика. – М. : Наука, 2010. – 327 с.
10. Казанская Д.А., Александров В.М., Белкина В.А. Моделирование геологического строения продуктивных отложений викуловской свиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 7. – С. 195–207. DOI: 10.18799/24131830/2019/7/2195.
11. Паняк С.Г., Иванова И.В. Учет процессов карбонатизации при создании трехмерной геологической модели отложений васюганской свиты // Уральская горная школа – регионам : сб. трудов международной науч.-практ. конф. – Екатеринбург : Изд-во УГГУ, 2019. – С. 393–394.

References

1. Belousov S.L., Zverev K.V., Nasonova N.V., Nukalov E.N., Chernova E.V. Paleogeografiya vikulovskikh otlozhenii Krasnoleninskogo svoda [Paleogeography of the Vikulovsky deposits of the Krasnoleninsky arch]. In: Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga – Yugry. Khanty-Mansiisk: Izdatel'skii Dom "IzdaTNaukAServiS"; 2010. Vol. 1. pp. 247–254. In Russ.
2. Kostenevich K.A., Fedortsov I.V. Foundation of litho-facial regularities of reservoirs propagation in the complex structure deposits *Neftyanoe khozyaistvo*. 2011;(4):26–29. In Russ.
3. Alekseev V.P., Amon E.O., Fedorov Yu.N. et al. Sostav, stroenie i usloviya formirovaniya kollektorov gruppy VK vostochnoi chasti Krasnoleninskogo neftyanogo mestorozhdeniya (Zapadnaya Sibir') [Composition, structure, and settings of formation of BK group reservoirs in the eastern part of Krasnoleninsky oil field (Western Siberia)]. In: V.P. Alekseeva, ed. Ekaterinburg: Izd-vo UGGU; 2011. 325 p. In Russ.
4. Yapaskurt O.V. Stage Analysis of Minerals that Witnessed Formation and Evolution Dynamics of Sedimentary Rocks – Perspective Scientific Direction of Lithology and Geology of Oil and Gas. *Georesursy = Georesources*. 2016;18(1):64–68. DOI: 10.18599/grs.18.1.12. In Russ.
5. Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. Geologicheskie faktory smachivaemosti porod-kollektorov nefti i gaza [Geological factors of wettability of oil and gas reservoir rocks]. *Neftegaz.RU*. 2016;(3):80–90. In Russ.
6. Podnebesnykh A.V., Kuznetsov S.V., Ovchinnikov V.P. The basic types of secondary changes in reservoir rocks in the territory of the West Siberia plate. *Neft' i gaz*. 2015;(2):26–30. In Russ.
7. Akin'shin A.V., Efimov V.A. Petrophysical model of complex layers by the example of Vikul suite of Krasnoleninsk arch. *Oil industry*. 2012;(8):22–24. In Russ.
8. Strakhov N.M. Osnovy teorii litogeneza. T. 1. Tipy litogeneza i ikh razmeshchenie na poverkhnosti Zemli [Foundations of the theory of lithogenesis. Vol. 1. Types of lithogenesis and their placement on the Earth's surface]. Moscow: Izdatel'stvo AN SSSR; 1960. – 212 p. In Russ.
9. Dem'yanov V.V., Savel'eva E.A. Geostatistika, teoriya i praktika [Geostatistics, theory and practice]. Moscow: Nauka; 2010. 327 p. In Russ.
10. Kazanskaya D.A., Aleksandrov V.M., Belkina V.A. Geological modelling of Vikulovskaya suite production deposits. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2019;330(7):195–207. DOI: 10.18799/24131830/2019/7/2195. In Russ.
11. Panyak S.G., Ivanova I.V. Uchet protsessov karbonatizatsii pri sozdanii trekhmernoii geologicheskoi modeli otlozhenii vasyuganskoii svity [Accounting for carbonatization processes in creating 3D geological model of Vasyugansky deposits]. In: Ural'skaya gornaya shkola – regionam: sb. trudov mezhdunarodnykh nauchno-prakticheskoy konferentsii. Ekaterinburg: Izd-vo UGGU; 2019. pp. 393–394. In Russ.

Информация об авторах

Марина Афанасьевна Грищенко

Старший эксперт,
кандидат технических наук
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
e-mail: MAGrischenko@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0003-4720-218X

Ирина Владимировна Иванова

Менеджер
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
e-mail: ivivanova@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0001-5088-4375

Information about authors

Marina A. Grishchenko

Senior expert,
Candidate of Technical Sciences
Tyumen Oil Research Center,
ul. Osipenko, 79/1, Tyumen, 625002 Russia
e-mail: MAGrischenko@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0003-4720-218X

Irina V. Ivanova

Manager
Tyumen Oil Research Center,
ul. Osipenko, 79/1, Tyumen, 625002 Russia
e-mail: ivivanova@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0001-5088-4375

25-28.05

2021

УФА
ВДНХ  **ЭКСПО**

ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН



МИНИСТЕРСТВО
ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ
НЕЧЕРНОМЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ
ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
РОССИИ



РОССИЙСКИЙ
СОЮЗ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ
И НЕФТЕХИМИКОВ РОССИИ



НАЦИОНАЛЬНАЯ
АССОЦИАЦИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ
ОРУЖЕЙЩИКОВ



СПГ
Национальная Ассоциация
Производителей Природного газа



НАЦИОНАЛЬНАЯ
АССОЦИАЦИЯ
НЕФТЕГАЗОВОГО
СЕРВИСА



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
НЕФТЕГАЗОВОГО
УБОРОДОВАНИЯ

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



Российский нефтегазохимический форум



ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

29 специализированная выставка



Геофизическое
направление



Инновации
газовой отрасли



Нефтяное
направление



Газомоторное
топливо



Химия.
Нефтехимия



СПГ: производство,
транспорт, распределение



Сервисное
направление



IT – технологии в нефтегазовой
отрасли, цифровизация



МЕРОПРИЯТИЯ ПРОВОДЯТСЯ С УЧЕТОМ ВСЕХ ТРЕБОВАНИЙ РОСПОТРЕБНАДЗОРА

По вопросам выставки

Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkeexpo.ru

По вопросам форума

Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81 kongress@bvkeexpo.ru

УДК 553.98 (265.53)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-2-61-79

Эндодренажные системы и нефтегазоносность Охотоморского региона

© 2021 г. | В.В. Харахинов

tatyanaharahinova@yandex.ru

Поступила 16.10.2020 г.

Доработана 05.11.2020 г.

Принята к печати 17.11.2020 г.

Ключевые слова: *Охотоморский регион; нефтегазоносность; эндодренажные системы; коромантийные разломы; глубинные флюидопотоки; сдвиговая тектоника.*

Аннотация: Эндодренажные системы, канализирующие глубинные флюидопотоки — конструкторы синергетического нефтегазообразования в осадочных бассейнах Охотоморского региона, представляют собой сверхглубинные флюидо-разломные структуры, сформированные в результате рифтогенного раскрытия литосферы. Рифтогенная генерация эндодренажных систем обязана своим образованием мезозой-кайнозойской плюмовой активизации сверхглубинных коромантийных разломов (глубинных сдвигов). Последние максимально расширяют сферу своего действия в кайнозойском осадочном пространстве и создают, наряду с основными каналами сдвигового раскрытия, сеть присдвиговых флюидо-проводников общей шириной до 20–70 км. Наиболее интенсивное раскрытие литосферы сопровождается мощной энергетикой дегазации недр. Оно характерно для длительно действующих (часто насыщенных мезозойскими офиолитовыми ассоциациями) шовных (сутурных) зон, разделяющих крупные геоблоки. Максимальный углеводородный потенциал в Охотоморском регионе на современном этапе его изученности буровыми работами пока свойственен Восточно-Сахалинской нефтегазоносной суперзоне, соответствующей одноименной сутурной зоне. Присдвиговая кинематика Хоккайдо-Сахалинского субмеридионального глубинного сдвига — стержневого элемента зоны — определяет характер и объемы нефтегазонасыщенности присдвиговых флангов сдвиговой системы. Западный (правый) фланг — это сеть многочисленных (до 60) небольших углеводородных скоплений в транспрессионных инверсионных и блоковых ловушках. Восточный (левый) фланг с преимущественным развитием в транстензионной обстановке содержит три уникальных, одно крупное и несколько средних в основном газовых скоплений в сегменте зоны с наибольшим раскрытием. Ряд крупных газонефтяных месторождений обнаружен в инверсионных поднятиях значительных размеров, но гораздо менее дислоцированных по сравнению со структурами правого фланга Хоккайдо-Сахалинской сдвиговой системы.

Для цитирования: Харахинов В.В. Эндодренажные системы и нефтегазоносность Охотоморского региона // Геология нефти и газа. — 2021. — № 2. — С. 61–79. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-61-79.

Endodrainage systems and oil and gas occurrence in the Sea of Okhotsk region

© 2021 | V.V. Kharakhinov

e-mail: tatyanaharahinova@yandex.ru

Received 16.10.2020

Revised 05.11.2020

Accepted for publication 17.11.2020

Key words: *the Sea of Okhotsk region; oil and gas occurrence; endodrainage systems; mantle-crust faults; deep flowing fluid; pull-apart tectonics.*

Abstract: Endodrainage systems containing deep flowing fluids are the “creators” of synergetic oil and gas formation in sedimentary basins of the Sea of Okhotsk region; they are the ultra-deep fluid-fault structures believed to be of riftogenic lithosphere “opening” origin. Riftogenic generation of endodrainage systems owes its origin to the Mesozoic-Cenozoic plume activation of ultra-deep mantle-crust faults (deep-seated strike-slip faults). The latter maximally extend their active zone in the Cenozoic sedimentary sequence and, along with the main shear opening channels, create a network of pull-apart fluid conductors up to 20–70 km wide. The most intensive lithosphere opening is accompanied by high-energy degassing in subsurface. It is typical of the sustained (often rich in Mesozoic ophiolite associations) suture zones separating large geoblocks. The maximum hydrocarbon potential in the Sea of Okhotsk region at the present level of its drilling exploration maturity is now typical of the East Sakhalin super-zone, which corresponds to the same-name suture zone. The pull-apart kinematics of the roughly NS trending Hokkaido-Sakhalinsky deep-seated strike-slip fault (the axial element of the zone) defines the behaviour and volume of oil and gas saturation in the pull-apart periphery of the strike-slip system. The western (right-hand) periphery is a network of numerous (up to 60 of them) small hydrocarbon accumulations in inversion and block transpressional traps. The eastern (left-hand) flank of predominant evolution in the transtensional environment contains three super-giant, one large, and several medium-sized mainly gas accumulations in the segment of the zone with the largest opening. A number of oil and gas fields were discovered in the inversion uplifts of considerable size; although they are less faulted and folded compared to the structures in the right periphery of the Hokkaido-Sakhalinsky pull-apart system.

For citation: Kharakhinov V.V. Endodrainage systems and oil and gas occurrence in the Sea of Okhotsk region. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(2):61–79. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-61-79. In Russ.

Введение

Эндодренажные системы (термин, введенный Г.С. Вартаняном [1–3]) — крупные проницаемые геологические структуры: а) канализирующие из недр Земли, в том числе из ее ядра, в тектоносферу глубинное тепло, образующее обширные тепловые реакторы, стимулирующее рифтогенное раскрытие литосферы в зоне их действия; б) определяющие в тепловых реакторах генерацию флюидной составляющей недр с разделением на расплавы ультраосновной, основной и щелочной магм, воду, водные растворы и газы, в состав которых входит большинство природных газов и парообразная вода; в) осуществляющие транспортировку энергетических и флюидных потоков с выносом углеводородно-водных растворов, водородных масс в верхнюю часть литосферы, которые создают в результате их синергетического воздействия на геологическое пространство оптимальные условия для нефтегазо- и рудообразования [4, 5].

Эндодренажные системы делятся: а) на сверхглубинные — каналы мантийных плюмов, создающих «горячие точки» планеты, а в верхах подлитосферной мантии — обширные плюмовые поля [6, 7], разрушающие литосферную среду и формирующие ее проницаемую рифтогенную сеть; б) на литосферные, образованные в результате рифтогенного раскрытия литосферы и верхней мантии, «точками роста» которых служат коромантийные разломы, разделяющие в виде «швов» тектоносферные геоблоки и коромантийные блоки и формирующие дренажные (проницаемые) системы коровой среды; наиболее крупные из них относятся к сутурам (сутурным зонам) [8], длительно функционирующим в качестве основных флюидоотводящих каналов — «зон зияния» литосферы.

Коромантийные разломы Охотоморского региона (рис. 1) и сопутствующие им рифтогенные дренажные системы кайнозойских палеотафрогенов [9] сравнительно хорошо изучены и закартированы [10–13] комплексом глубинных геолого-геофизических исследований: региональной высокоинформативной сейсморазведкой (ОАО «Дальморнефтегеофизика»), в том числе региональными геотраверсами (рис. 2) (ОАО «Севморгео»); моделированием глубинной геотермальной структуры [14]; томографическим «просвечиванием» аномального магнитного поля (см. рис. 1) с обособлением магнитовозмущающих ультраосновных и основных тел (рис. 3, см. рис. 2), фиксирующих масштабы разрушения разуплотненной литосферы; сейсмотомографическим (рис. 4) и магнитотеллурическим (рис. 5) зондированием тектоносферы региона.

Характер и масштабы рифтогенного разрушения (растяжения) литосферы, формирующие проводящие свойства проницаемой среды кайнозойских палеотафрогенов [9], зависят от их геодинамической позиции [10] и энергетического потенциала «мате-

ринских» коромантийных разломов — осевых и граничных «швов» эндодренажных систем.

Характеристика эндодренажных систем

Северо-Охотоморский палеотафроген (эндодренажная суперсистема) объединяет Северо-Охотскую, Западно-Камчатскую и Тинровскую дренажные системы; по сейсмотомографическим данным ему соответствует низкоскоростной разуплотненный тектоносферный геоблок до глубины 220 км [12].

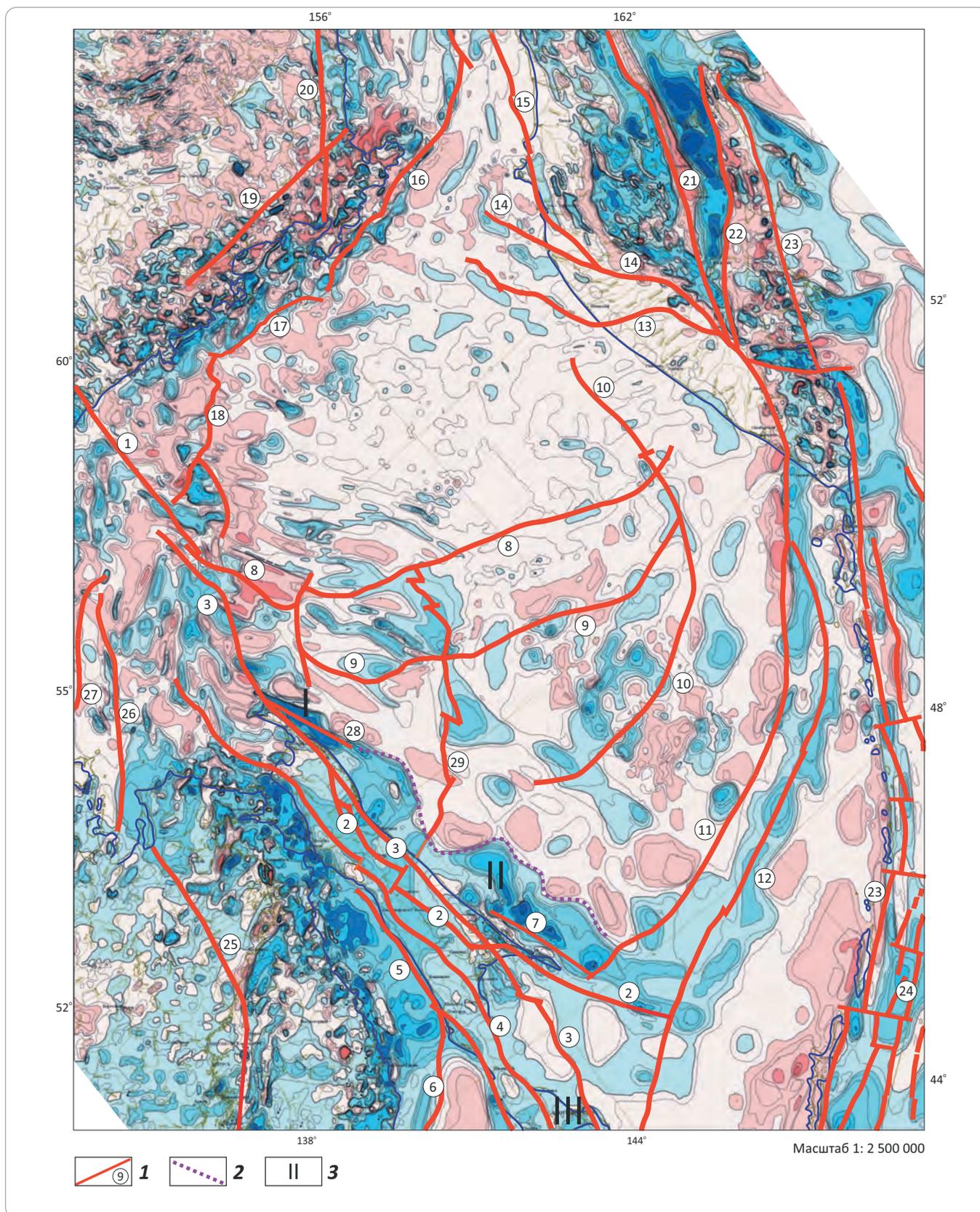
Северо-Охотский сверхглубинный «шов» (сутурная зона) прослеживается до глубины 660 км [15]; в литосфере ему соответствуют Шелиховский — осевой, маркируемый палеозойскими ультраосновными интрузиями п-ова Тайгонос, а также Челомджа-Ямский, Южно-Магаданский (Шестаковский), Лисянский, Южно-Шантарский граничные коромантийные разломы, сгенерировавшие глубинный (до 7,5–11,5 м) сдвигово-раздвиговой субширотный трог (1740 × (140–250) км), в пределах которого сегментированы четыре крупные различно построенные рифтогенные грабеновые системы (Шантарская, Охотско-Кухтуйская, Магаданская, Шелиховская) [10].

В узле сочленения (рис. 6) субширотной Северо-Охотской и субмеридиональной Хоккайдо-Сахалинской суперсдвиговых систем образована субконцентрическая (350 × 280 км) Охотско-Кухтуйская «зона зияния» литосферы с глубиной раскрытия кайнозойских грабенов до 4,5–11,5 км (рис. 7); «турбулентность» в зоне взаимодействия разнонаправленных энергетических потоков, по-видимому, вызвала создание «воронкообразных» концентрических Восточно-Кашеваровского (86 × 79 км) и Южно-Мареканского (12,5 × 11,5 км) прогибов, локализующихся вдоль восточной границы Западно-Охотского глубинного сдвига — северного элемента Хоккайдо-Сахалинского суперсдвига. В ареале влияния суперсдвига расположена Шантарская система (320 × 110 км) субширотных односторонних грабенов (рис. 8) с глубиной раскрытия до 5–6 км. Основу Магаданского трога (410 × (90–150) км) составляют пулл-апартовые односторонние грабены с глубиной раскрытия 5,5–11,5 км, разделенные межрифтовыми поднятиями (см. рис. 5, 6) [10]. Шелиховский сравнительно узкий рифтогенный трог (550 × (30–60) км) с глубиной кайнозойского раскрытия до 6–9,5 км представляет собой крупнейшую «щелевидную» литосферную неоднородность региона.

Интенсивная дегазация недр из-за масштабного раскрытия Северо-Охотской дренажной системы и наличие благоприятных условий нефтегазонакопления, судя по данным сейсмофациального прогнозирования, позволяют оценить достаточно высокий УВ-потенциал соответствующих системе Шантарского, Охотско-Кухтуйского с Кашеваровским и Лисянского суббассейнами, Магаданского осадочных бассейнов.

Рис. 1. Карта разломной тектоники Охотоморского региона, совмещенная с картой аномального магнитного поля ΔT (Литвинова Т.П., 2004; Терещенков А.А., Бабошина В.А., Харахинов В.В., 1996)

Fig. 1. Map of fault tectonics of the Sea of Okhotsk region combined with the map of anomalous magnetic field, ΔT (Litvinova T.P., 2004; Tereschenkov A.A., Baboshina V.A., Kharakhinov V.V., 1996)



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Усл. обозначения к рис. 1

Legend for Fig. 1

1 — коромантийные разломы: 1 — Западно-Охотский, 2 — Срединно-Сахалинский, 3 — Хоккайдо-Сахалинский, 4 — Центрально-Сахалинский, 5 — Западно-Сахалинский, 6 — Прибрежный, 7 — Пограничный (Богатинский), 8 — Кашеваровский, 9 — Восточно-Дерюгинский, 10 — Океанологический, 11 — Академический, 12 — Южно-Охотский, 13 — Крутогоровский, 14 — Ичинский, 15 — Омгоно-Паланский, 16 — Северо-Охотский (Шелиховский), 17 — Южно-Магаданский (Шестаковский), 18 — Лисянский, 19 — Челомджа-Ямский, 20 — Ланково-Омолонский, 21 — Центрально-Камчатский, 22 — Восточно-Камчатский, 23 — Курильский, 24 — Срединно-Курильский, 25 — Лимурчанский, 26 — Ульбанский (Тугурский), 27 — Южно-Шантарский, 28 — Восточно-Сахалинский, 29 — Южно-Дерюгинский (Мынгинский); **2** — восточная граница Хоккайдо-Сахалинского офиолитового пояса; **3** — аномалии ΔT , соответствующие крупным массивам Хоккайдо-Сахалинского офиолитового пояса: I — Шмидтовская, II — Центрально-Сахалинская, III — Камуикотан-Сусунайская

1 — mantle-crust faults: 1 — West Okhotsky, 2 — Sredinno-Sakhalinsky, 3 — Hokkaido-Sakhalinsky, 4 — Central Sakhalinsky, 5 — West Sakhalinsky, 6 — Pribrezhny, 7 — Pogranichny (Bogatinsky), 8 — Kshevarovsky, 9 — East Deryuginsky, 10 — Okeanologicheskyy, 11 — Akademicheskyy, 12 — South Okhotsky, 13 — Krutogorovsky, 14 — Ichinsky, 15 — Omgono-Palansky, 16 — North Okhotsky (Shelikhovsky), 17 — South Magadansky (Shestakovsky), 18 — Lisyansky, 19 — Chelomdzha-Yamsky, 20 — Lankovo-Omolonsky, 21 — Central Kamchatsky, 22 — East Kamchatsky, 23 — Kuril'sky, 24 — Sredinno-Kuril'sky, 25 — Limurchansky, 26 — Ul'bansky (Tugursky), 27 — South Shantarsky, 28 — East Sakhalinsky, 29 — South Deryuginsky (Mynginsky); **2** — eastern boundary of the Hokkaido-Sakhalinsky ophiolite belt; **3** — ΔT anomalies corresponding to the large massifs of the Hokkaido-Sakhalinsky ophiolite belt: I — Schmidtovskaya, II — Central Sakhalinsky, III — Kamuikotan-Susunayskaya

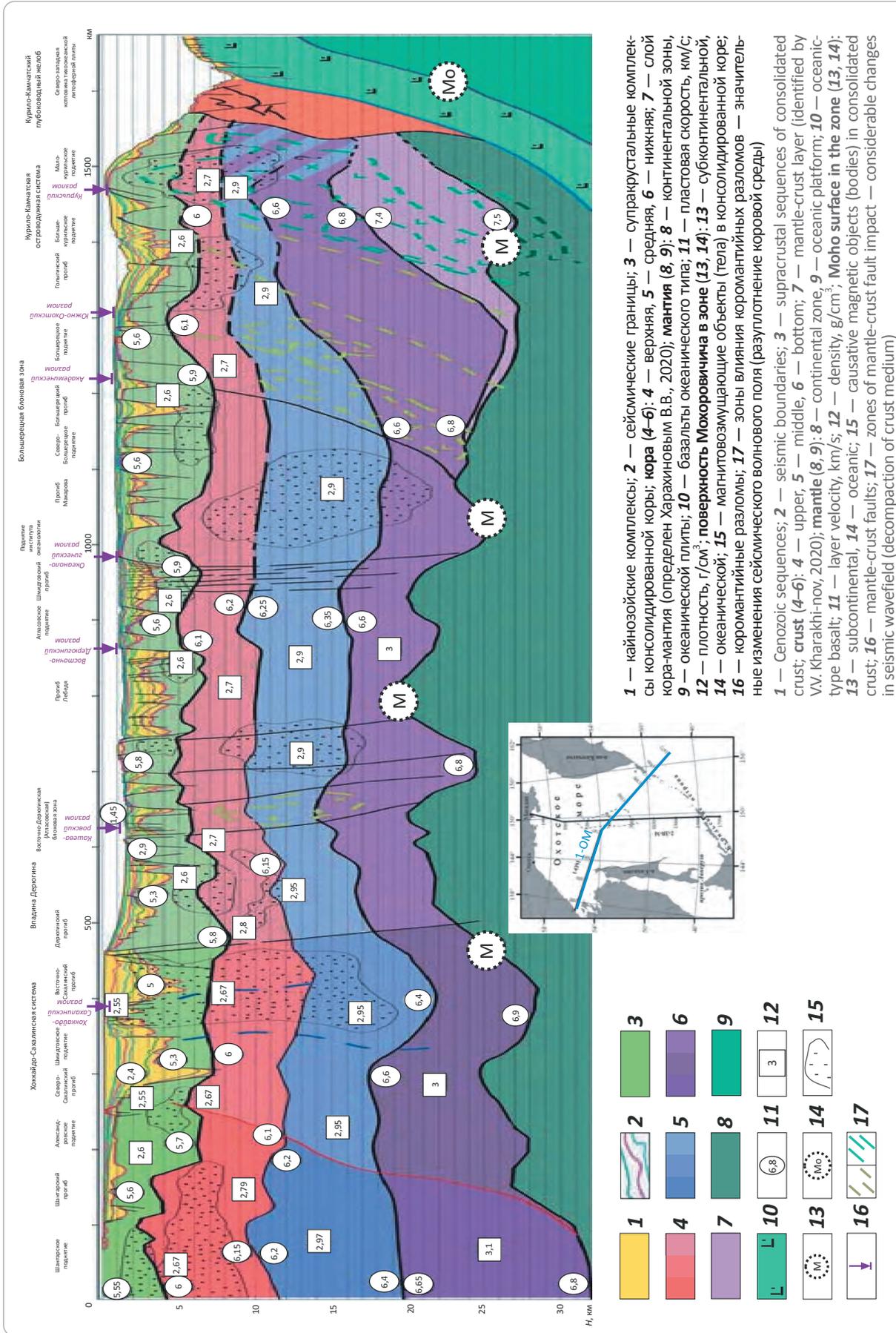
Западно-Камчатская дренажная система — результат сдвигового раскрытия литосферы в зонах действия сверхглубоких Крутогоровского, Ичинского и Омгоно-Паланского [16] коромантийных разломов. Наиболее крупные грабены ((300–350) × (40–60) км) с глубиной кайнозойского раскрытия 6–8,5 км образуют сеть присдвиговых структур растяжения северо-северо-западного и субмеридионального направлений, дискордантных к субширотному Шелиховскому трогу (см. рис. 7) [9]. Интенсивная энергетика флюидопотоков в зонах раскрытия литосферы, главным образом в пределах кайнозойского пространства, обеспечивает высокий УВ-потенциал соответствующих системе Шелиховского, Шелиховско-Ичинского, Колпаковского, Воямпольского суббассейнов, составляющих Западно-Камчатский нефтегазоносный бассейн, и формирование значительного числа инверсионных ловушек нефти и газа. Геолого-разведочные буровые работы на нефть и газ, проведенные в основном на суше п-ова Камчатка, на периферии крупных грабенов — очагов нефтегазообразования, расположенных на шельфе, выявили лишь небольшие газовые месторождения. Бурение двух разведочных скважин на шельфе не дало положительных результатов: скв. Западно-Сухановская не выявила поровых коллекторов; скв. Первоочередная не была испытана, хотя признаки УВ-насыщения при бурении были обнаружены. Освоение Западно-Камчатского бассейна целесообразно: а) в Колпаковском суббассейне — картирование сейсморазведкой 3D благоприятных резервуаров в присдвиговой зоне к западу от Крутогоровского разлома на глубинах моря более 100 м; б) в Шелиховско-Ичинском суббассейне — из числа присдвиговых инверсионных поднятий к первоочередным относятся Крутогоровская и Калаваямская [17]; при детальном сейсмоработе 3D возможно выявление более оптимальных резервуаров; в) в Воямпольском суббассейне и Шелиховском трогу — детальные сейсмоработы для поисков и изучения оптимальных резервуаров в зонах развития седиментационных потоков палеоречной артерии Палеопенжины. Основу **Тинровской дренажной**

системы образует сеть субширотных позднемезозой-кайнозойских грабенов с глубиной раскрытия до 6,5–9,5 км. Тинровский клинораздвиг изучен рекогносцировочной сейсморазведкой, его нефтегазовый потенциал пока не оценен.

В целом Северо-Охотоморская эндодренажная суперсистема — региональный нефтегазогеологический объект (нефтегазоносная субпровинция), в пределах которого проведен весьма скромный для его масштабов объем буровых работ. Опыт изучения крупнейших нефтегазоносных бассейнов (Перродон А., 1994) свидетельствует, что для выявления присущих им закономерностей формирования и размещения залежей нефти и газа необходимы значительные затраты и время. Современные технологии геолого-разведочных работ на нефть и газ позволяют существенно сократить временные и материальные усилия. Эффективное освоение суперсистемы требует в первую очередь локализации и изучения объектов с благоприятными для нефтегазоаккумуляции резервуарами.

Центрально-Охотская эндодренажная система соответствует палеотафрогену, развитому в пределах одноименного коромантийного блока [9, 10], и образована в результате сдвигово-раздвиговых процессов спрединговой природы в зонах Кашеваровского, Восточно-Дерюгинского, Океанологического, Академического и Южно-Охотского коромантийных разломов с формированием узких (20–40 км) и неглубоких (до 2,5–3,5 км) субширотных грабенов. Часть из них образует два крупных грабена (прогиба): Лебеда (220 × 510 км) и Шмидтовский (540 × 110 км), разделенных Атласовским поднятием (см. рис. 2). Южный сегмент системы характеризуется интенсивным насыщением позднемезозойскими вулканитами известково-щелочной серии [18], изученными при масштабном драгировании дна моря на докайнозойских выступках [19, вкладка]. Из-за мелкоблочной раздробленности и сравнительно неглубокого раскрытия Центрально-Охотской эндодренажной системы ее нефтегазовый потенциал, по-видимому,

Рис. 2. Комплексный геолого-геофизический разрез верхней части литосферы по геотранверсу 1-ОМ (по [11])
 Fig. 2. Composite geological and geophysical section of the upper lithosphere along 1-OM geotransverse (according to [11])





OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 3. Геодинамическая интерпретация (Харакинов В.В., 2010) магнитотомографического разреза — распределения параметров магнитного поля (Атаков А.И., Гололобов Ю.Н., 2006) по линии Татарский пролив — о-в Сахалин — Охотское море
Fig. 3. Geodynamic interpretation (Kharakhinov V.V., 2010) of magnetic tomography section — distribution of magnetic field parameters (Atakov A.I., Gololobov Yu.N., 2006) along the line “Gulf of Tartary — Sakhalin Island — Sea of Okhotsk”

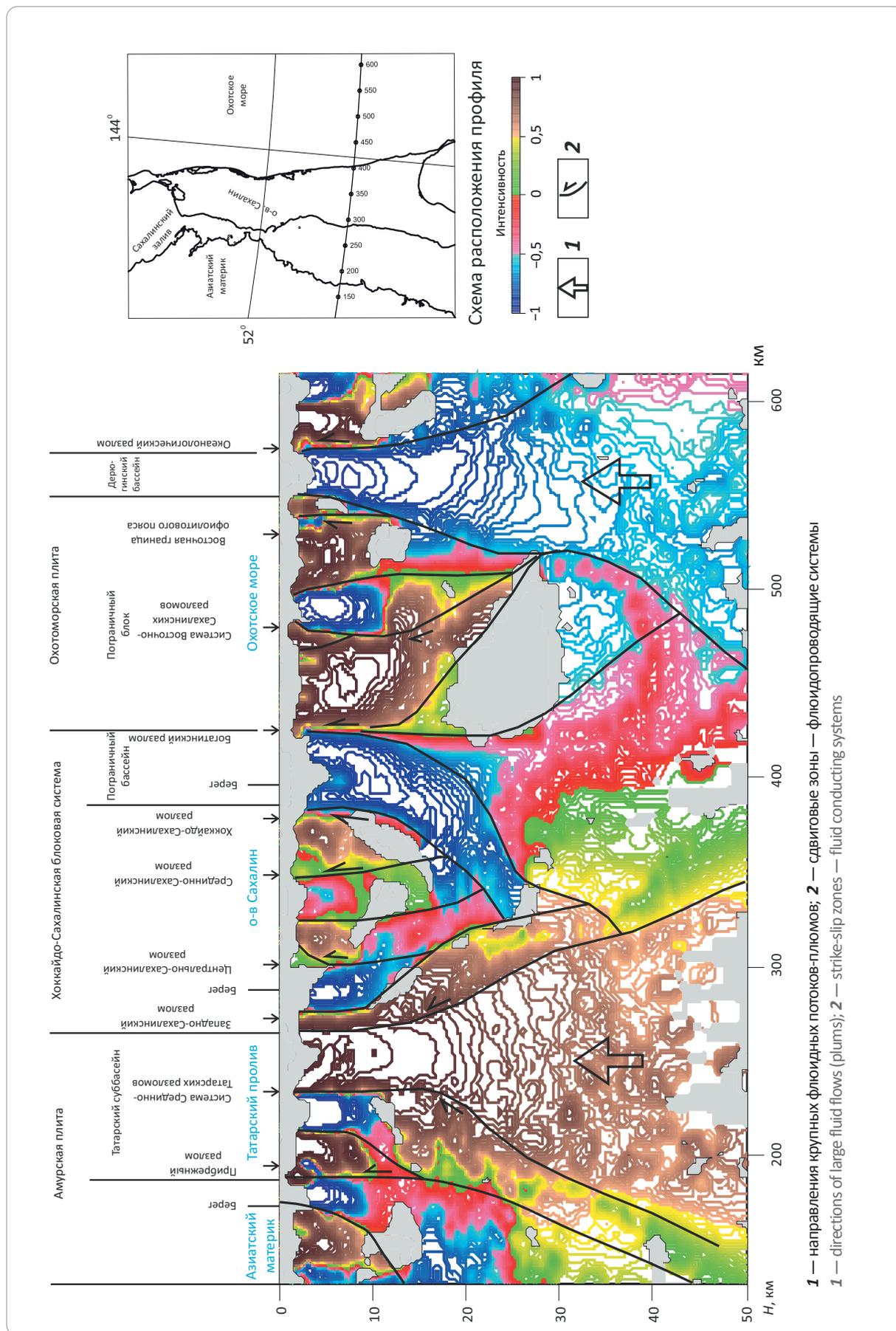
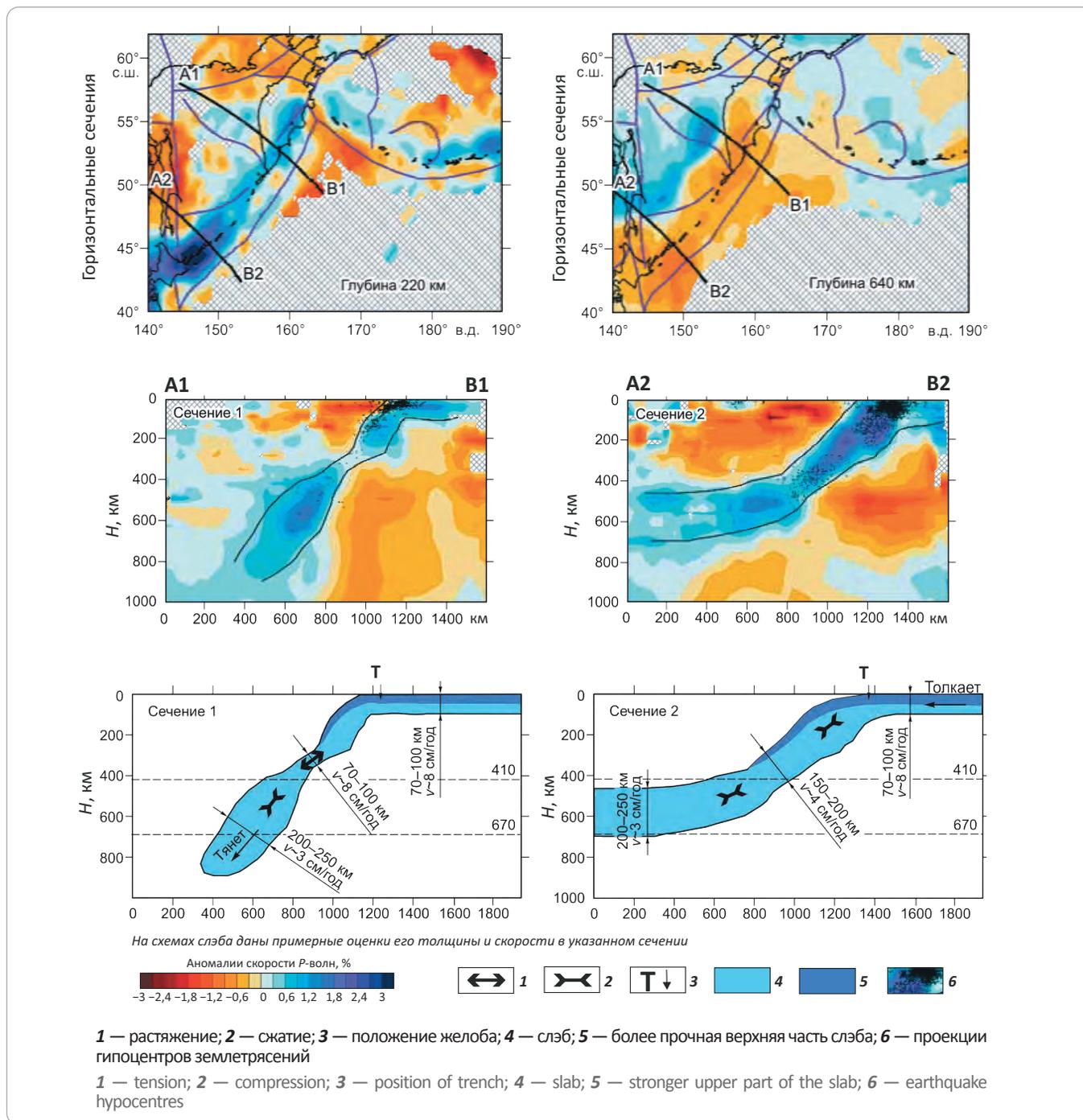


Рис. 4. Результаты региональной томографической инверсии и их интерпретация, Охотоморский регион (по [12])
 Fig. 4. Results of regional tomographic inversion and their interpretation, the Sea of Okhotsk region (according to [12])



связан в основном с освоением блоковых форм прогиба Лебеда, грабены которого частично раскрыты до глубин 5,5 км и обладают, возможно, судя по сейсмоданным (рис. 9) [9], благоприятными для нефтегазо-накопления резервуарами.

Курильская (Курило-Камчатская) эндодренажная мегасистема, соответствующая одноименному геоблоку, является одной из самых «горячих точек» планеты; нефтегазовый потенциал в ее пределах

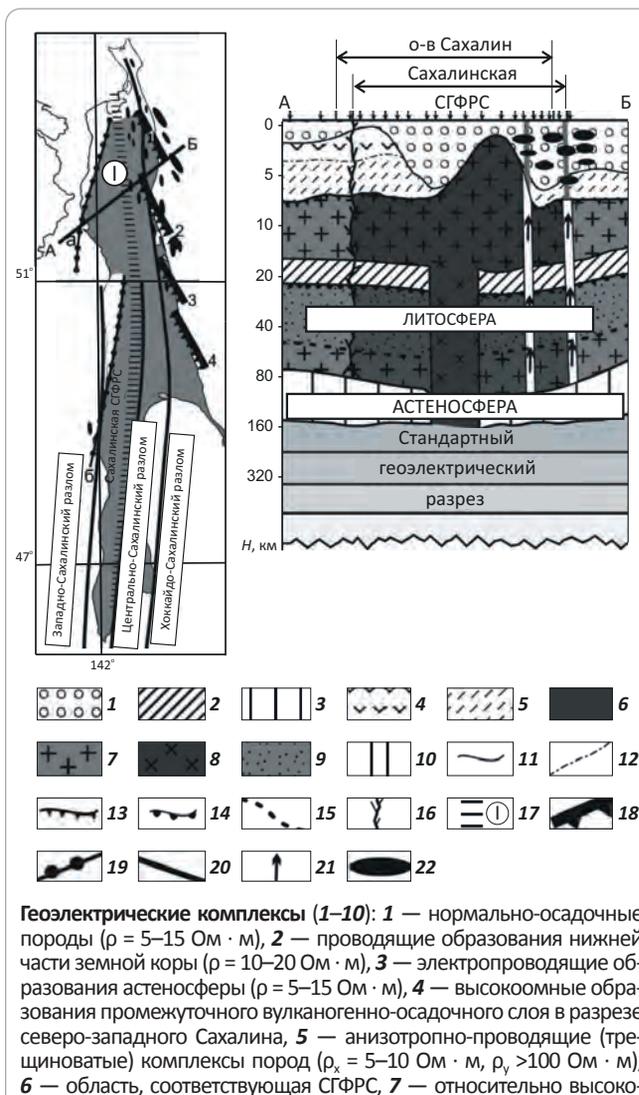
можно прогнозировать лишь в «окнах» с холодной дегазацией недр: Голыгинский, Срединно-Курильский, ДМНГ прогибы и северный борт Южно-Охотской котловины.

Циркумсахалинская эндодренажная суперсистема состоит из Хоккайдо-Сахалинской, Западно-Охотской и Татарской систем (см. рис. 2) [9]. «Становым» хребтом суперсистемы является **Хоккайдо-Сахалинская система**, сформировавшаяся



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 5. Разломно-флюидные системы тектоносферы о-ва Сахалин по данным магнитотеллурического зондирования (по [13])
Fig. 5. Fault-fluid systems of tectonosphere of the Sakhalin Island according to magnetotelluric sounding (according to [13])



омные образования подкоровой литосферы и земной коры ($\rho = 1000\text{--}2000 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$), 8 — высокоомные образования в литосфере и астеносфере ($\rho = 1000\text{--}5000 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$), 9 — подкоровый литосферный слой, 10 — литосферные флюидонасыщенные электропроводящие разломы ($\rho = 2\text{--}10 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$); **геоэлектрические границы (11–16):** 11 — подошва изотропно-проводящих осадочных образований, 12 — подошва вулканогенных пород, 13 — подошва анизотропно-проводящих (трещинных) пород осадочной толщи и верхней части фундамента, 14 — поверхности Мохоровичича, 15 — между подкоровым и надатмосферным слоями литосферы, 16 — предполагаемые каналы поступления магматических расплавов; 17 — Центрально-Сахалинский сверхглубинный разлом в астеносфере; 18 — флюидонасыщенные электропроводящие разломы в литосфере: 1 — Пильтунский, 2 — Ныйский, 3 — Лунский, 4 — Пограничный; 19 — система электропроводящих тел центрального типа: а — Амурская, б — Западно-Сахалинская; 20 — прочие разломы; 21 — направление потока флюидов мантийного происхождения (H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , H_2O); 22 — месторождения нефти и газа

Geoelectric complexes (1–10): 1 — normal sedimentary rocks ($\rho = 5\text{--}15 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$), 2 — conductive formations in the basal part of the Earth's crust ($\rho = 10\text{--}20 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$), 3 — electrically-conductive formations in asthenosphere ($\rho = 5\text{--}15 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$), 4 — high-resistivity formations in the intermediate igneous-sedimentary layer of the north-western Sakhalin section, 5 — anisotropic conductive (fractured) rock series ($\rho_x = 5\text{--}10 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$, $\rho_y > 100 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$), 6 — area corresponding to ultra deep faulted fluid system, 7 — relatively high-resistivity formations in subcrustal lithosphere and Earth's crust ($\rho = 1000\text{--}2000 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$), 8 — high-resistivity formations in lithosphere and asthenosphere ($\rho = 1000\text{--}5000 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$), 9 — subcrustal lithosphere layer, 10 — lithosphere fluid-saturated electrically-conductive faults ($\rho = 2\text{--}10 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$); **geoelectric boundaries (11–16):** 11 — bottom of isotropic conductive sedimentary formations, 12 — bottom of volcanogenic rocks, 13 — bottom of anisotropic conductive (fractured) rocks in sedimentary series and upper part of the Basement, 14 — Moho boundary, 15 — between the subcrustal and exoatmospheric layers of lithosphere, 16 — the expected channels of magmatic melt supply; 17 — Central Sakhalinsky ultra-deep fault in asthenosphere; 18 — fluid-saturated electrically-conductive faults in lithosphere: 1 — Pil'tunsky, 2 — Nyisky, 3 — Lunsky, 4 — Pogranichny; 19 — system of central-type electrically-conductive bodies: a — Amursky, b — West Sakhalinsky; 20 — other faults; 21 — direction of fluid flow having mantle origin (H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , H_2O); 22 — oil and gas fields

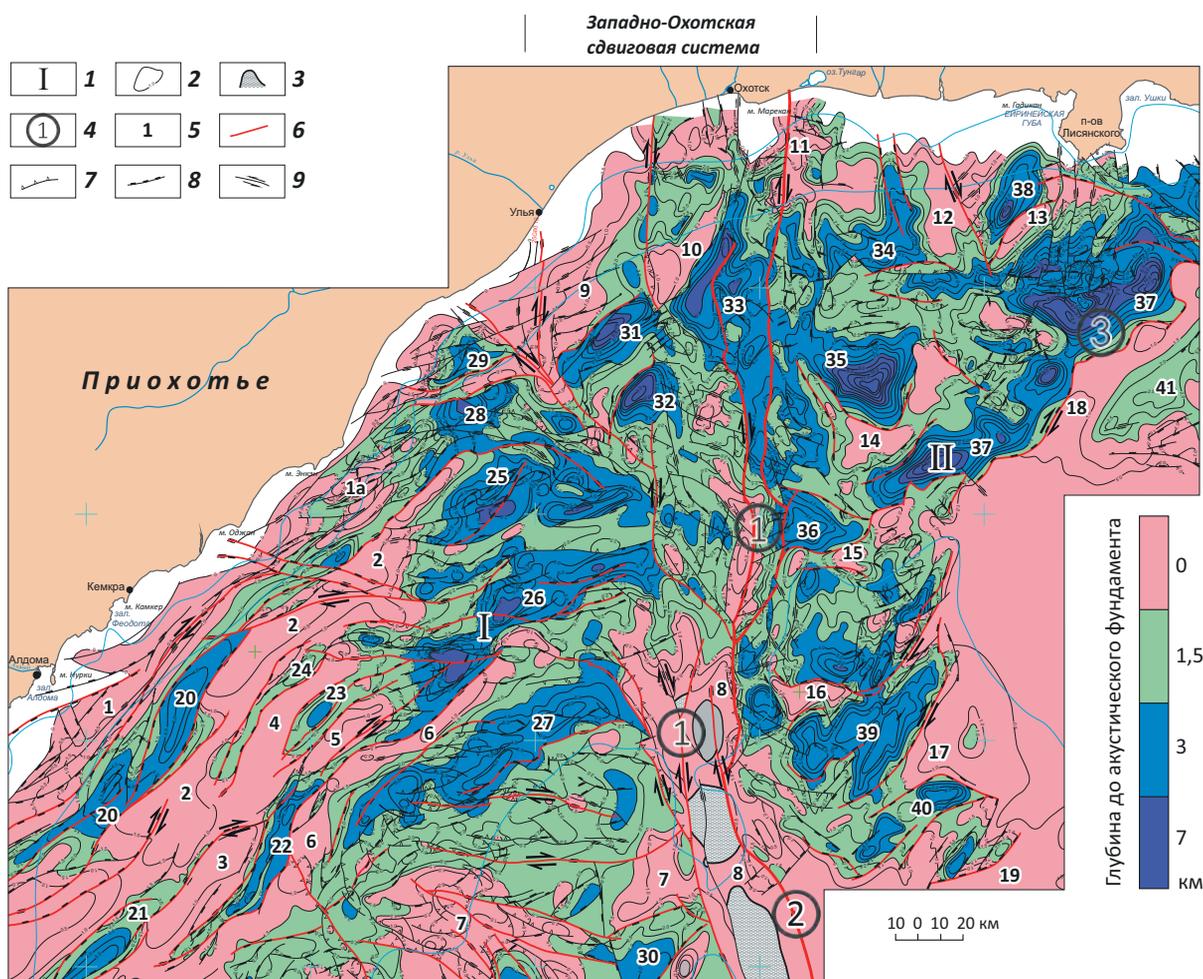
в зоне сдвигового взаимодействия Амурской и Охотоморской литосферных плит [10] в виде крупнейшего низкоскоростного (по сейсмографическим данным), прослеживающегося до глубины 220 км (см. рис. 4) разуплотненного фрагмента тектоносферы региона. Система сближенных коромантийных сдвигов определяет характер рифтогенного раскрытия литосферы и образует две крупнейшие «зоны зияния»: Западно-Сахалинскую и Восточно-Сахалинскую сутурные зоны.

В пределах Западно-Сахалинского палеотрога ($1630 \times (20\text{--}50)$ км), ограниченного Западно-Сахалинским (с запада) и Центрально-Сахалинским (с востока) глубинными сдвигами, формируется (более 10,5 км) позднемезозой-кайнозойская осадочная толща, сопровождавшаяся в эпохи интенсивного растяжения внедрением интрузивных силлов и даек эоцен-олигоценых (40–27 млн лет) долеритов, габброидоритов, базальтов, андезитобазальтов и форми-

рованием плиоценовых вулканических центров [20]. В конце плиоцена в ходе интенсивной флюидной дегазации недр на месте трога формируется крупнейшее инверсионное поднятие Западно-Сахалинских гор. Численное моделирование магнитотеллурического поля о-ва Сахалин [13] в пределах Западно-Сахалинской сутурной зоны обособило сверхглубинную флюидно-разломную систему (СГФРС) (см. рис. 5), уходящую в астеносферу. Ранее по данным магнитотеллурического зондирования на о-ве Сахалин были закартированы две крупные линейно вытянутые аномалии проводимости в земной коре на глубине 10–15 км: Западно- и Восточно-Сахалинские (Альперович И.М. и др., 1979), что позволило В.Н. Николаевскому (1996) связать их с крупными глубинными флюидосодержащими резервуарами — источниками УВ месторождений о-ва Сахалин. В дальнейшем, после переинтерпретации данных магнитотеллурического зондирования [13], их глубины были опре-

Рис. 6. Структурная карта поверхности акустического «фундамента» Западно-Охотской сдвиговой системы и ареал ее влияния (по данным ОАО «Дальморнефтегеофизика», 2007)

Fig. 6. Structural map of the acoustic "basement" surface in the West Okhotsky strike-slip system and area of its impact (according to Dal'morneftegeofizika data, 2007)



1 — осадочные бассейны (I — Шантарский, II — Охотско-Кухтуйский (Кашеваровский, Лисянского)); 2 — изопахиты осадочных отложений, км; 3 — зона выхода на дно акустического «фундамента»; **структурные элементы (4, 5):** 4 — крупные сдвиги (1 — Западно-Охотский, 2 — Кашеваровский, 3 — Лисянский), 5 — поднятия (1 — Прибрежное, 1а — Энканское, 2 — Шантарское, 3 — Прокофьева, 4 — Эйканское, 5 — Камнерское, 6 — Восточно-Шантарское, 7 — Северо-Сахалинское, 8 — Св. Ионы, 9 — Юровское, 10 — Мареканское, 11 — Бакирское, 12 — Тунгарское, 13 — Ушкинское, 14 — Ушаковское, 15 — Южно-Шилкинское, 16 — Самарское, 17 — Восточно-Ионинское, 18 — Лисянского, 19 — Кашеваровское) и прогибы (20 — Аянский, 21 — Олений, 22 — Тукчинский, 23 — Муйский, 24 — Эйканский, 25 — Нансиканский, 26 — Шантарский, 27 — Алдомский, 28 — Юдманский, 29 — Унчанский, 30 — Южно-Ионинский, 31 — Кухтуйский, 32 — Нонгданский, 33 — Охотский, 34 — Мареканский, 35 — Южно-Мареканский, 36 — Тунгарский, 37 — Лисянского, 38 — Ейринейский, 39 — Восточно-Кашеваровский, 40 — Южный, 41 — Ушкинский); 6 — крупные разломы; 7 — взбросы; 8 — сбросы; 9 — сдвиги

1 — sedimentary basins (I — Shantarsky, II — Okhotsky-Kukhtuisky (Kashevarovsky, Lisyansky)); 2 — isopachs of sedimentary series, km; 3 — zone of acoustic basement surface exposure at the seafloor; **structural elements (4, 5):** 4 — large strike-slip faults (1 — West Okhotsky, 2 — Kashevarovsky, 3 — Lisyansky), 5 — uplifts (1 — Pribrezhny, 1a — Enkensky, 2 — Shantarsky, 3 — Prokof'eva, 4 — Eikansky, 5 — Kamnersky, 6 — East Shantarsky, 7 — North Sakhalinsky, 8 — St. Jonah, 9 — Yurovsky, 10 — Marekansky, 11 — Bakirsky, 12 — Tungarsky, 13 — Ushkinsky, 14 — Ushakovsky, 15 — South Shilkinsky, 16 — Samarsky, 17 — East Ioninsky, 18 — Lisyansky, 19 — Kashevarovsky) and troups (20 — Ayansky, 21 — Oleny, 22 — Tukchinsky, 23 — Muisky, 24 — Eikansky, 25 — Nansikansky, 26 — Shantarsky, 27 — Aldomsky, 28 — Yudmansky, 29 — Unchansky, 30 — South Ioninsky, 31 — Kukhtuisky, 32 — Nongadansky, 33 — Okhotsky, 34 — Marekansky, 35 — South Marekansky, 36 — Tungarsky, 37 — Lisyansky, 38 — Eirineisky, 39 — East -Kashevarovsky, 40 — Southern, 41 — Ushkinsky); 6 — large faults; 7 — reverse faults; 8 — normal faults; 9 — strike-slip faults

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 7. Меридиональный временной сейсмогеологический разрез по профилю 47 (72/87), Западно-Охотская сдвиговая система, характеристика строения присдвигового Охотского прогиба (А) и положение разреза на карте района работ (В)
Fig. 7. Geoseismic meridional section along 47 (72/87) Line, West Okhotsky strike-slip system, characteristics of the Okhotsky pull-apart trough (A) and position of the section on the map of the survey area (B)

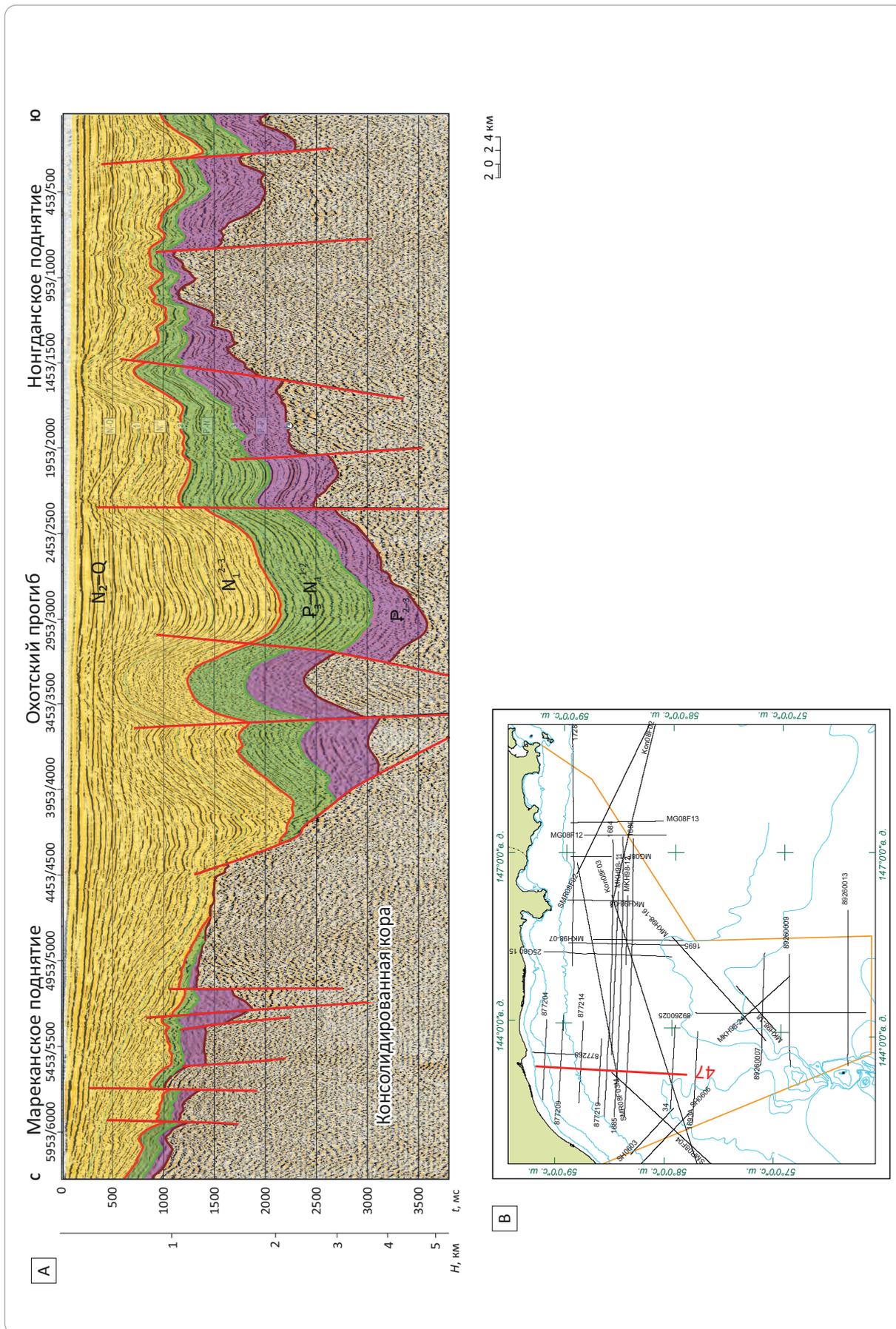
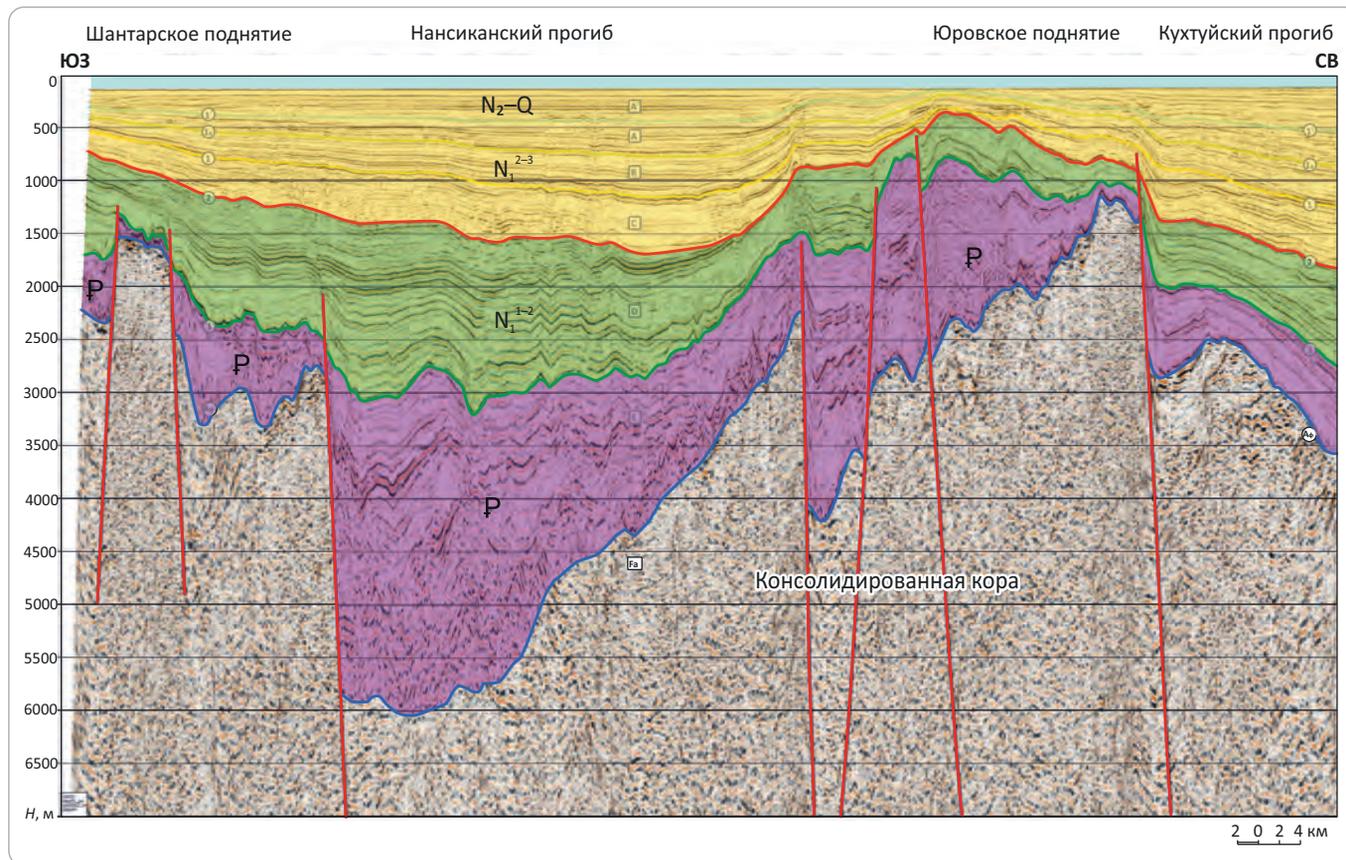


Рис. 8. Глубинный сейсмогеологический разрез по профилю SH 0652, Западно-Охотская присдвиговая система, характеристика строения глубоких присдвиговых односторонних грабенов Шантарского бассейна
Fig. 8. Deep geoseismic section along SH 0652 Line, West Okhotsky pull-apart system, structure of the deep pull-apart half grabens in the Shantarsky basin



делены в 14–22 км. Надо отметить, что гипоцентры сахалинских землетрясений последних лет [21–23] соотносятся с кровлей (~14 км) этих активно функционирующих флюидных скоплений в ходе активизации их дренирования, в том числе в виде сейсмических процессов.

Восточно-Сахалинская сутурная зона (930 × (75–140) км), образованная системой сближенных Хоккайдо-Сахалинского (стержневой элемент зоны), Срединно-Сахалинского, Восточно-Сахалинского, Пограничного (Богатинского) коромантийных разломов (глубинных сдвигов), представляет собой наиболее проницаемую и длительно функционирующую геодинамическую «машину» региона. Восточно-Сахалинская сутурная (сдвиговая) зона является частью магистральной Хоккайдо-Сахалинской (название по главному элементу) сдвиговой суперсистемы (см. рис. 4) [10], протянувшейся от Северо-Охотского «шва» (на севере) до южной оконечности о-ва Хоккайдо, образованной тремя крупными сегментами: Западно-Охотским (на севере), Восточно-Сахалинским (в центре) и Камуикотан-Сусунайским (на юге).

К прямым признакам сутурных зон относится присутствие в их пределах серпентинитового меланжа и офиолитовых ассоциаций [8]. Крупномас-

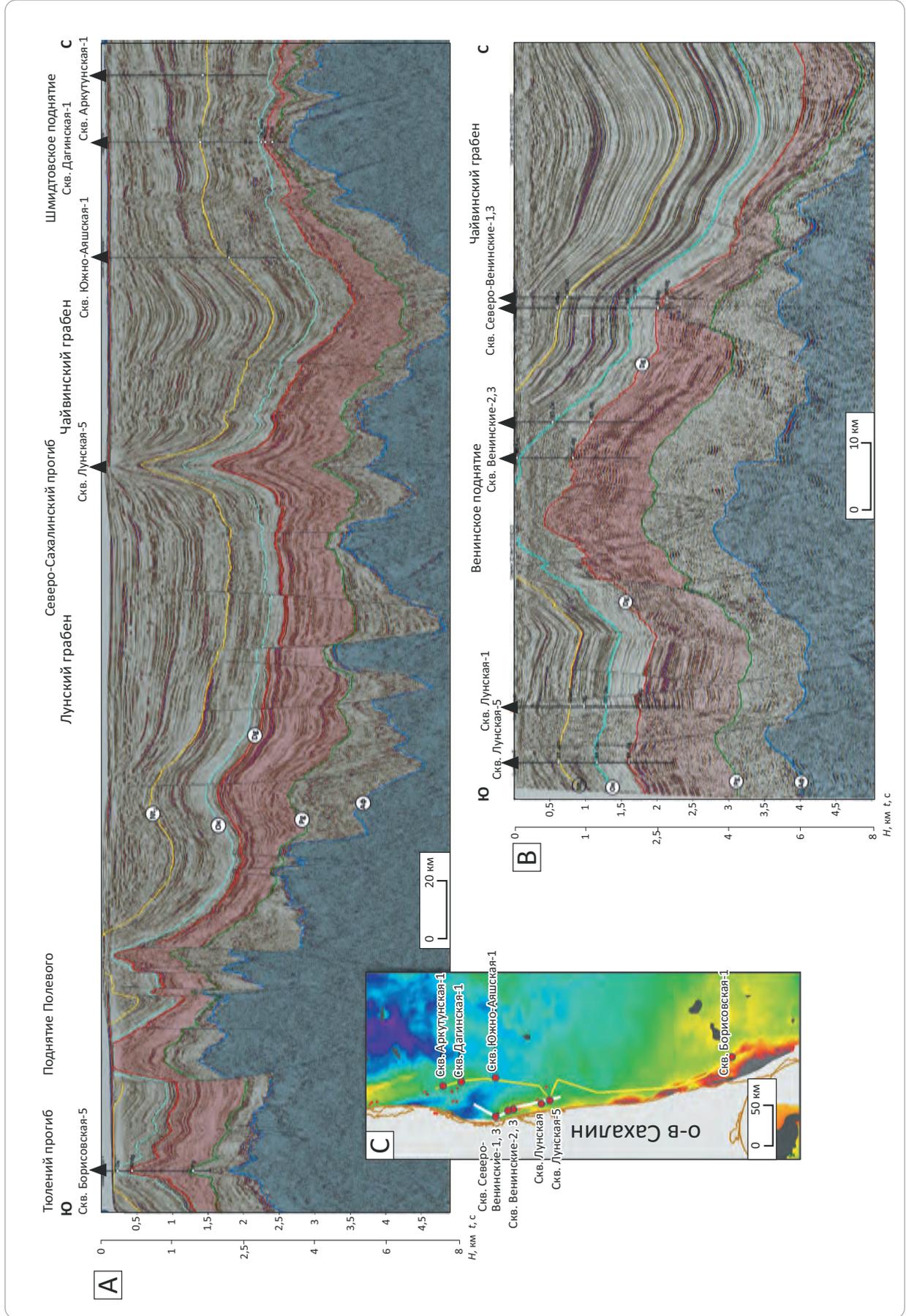
штабными исследованиями на о-ве Сахалин ([24, 25] и др.) закартирован пояс серпентинитового меланжа и офиолитовых аллохтонов и автохтоновых тел в Восточно-Сахалинских горах (Центрально-Сахалинский офиолитовый массив), на п-ове Шмидта (Южно-Шмидтовский гипербазитовый массив), Сусунайском хребте (северная часть Камуикотан-Сусунайского офиолитового массива). В аномальном магнитном поле им соответствуют одноименные экстремумы (см. рис. 1), представляющие собой почти вертикальные тела, уходящие корнями до верхней мантии [19, 26]. Современные геохимические и геохронологические исследования [25] офиолитов о-ва Сахалин подтверждают данные об их сутурной природе и юрском возрасте (161,1±11,4 млн лет). Данные о поздне-мезозойском [27] рифтогенном раскрытии Сахалинских сутурных зон свидетельствуют о длительном функционировании соответствующих им флюидно-разломных систем [13].

В кайнозойское рифтогенное раскрытие Восточно-Сахалинской зоны определялось главным образом правосдвиговой кинематикой Хоккайдо-Сахалинского глубинного сдвига. В западном (правом) фланге сдвига сеть присдвиговых разломов формировала, судя по данным магнитотеллурической



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 9. Временные сейсмогеологические продольные профили Восточно-Сахалинской нефтегазоносной суперзоны (сейсмическая основа ООО «Дальморнефтегеофизика»), образ трансформационных раннекайнозойских грабенов, разделяющих их поднятий и позднекайнозойских син- и антиформ (А, В) и (С)
Fig. 9. Geoseismic time sections along the East Sakhalinsky petroleum superzone (seismic surface built in Dal'morneftegeofizika) and image of Early Cenozoic transension grabens, uplifts separating them, and Late Cenozoic syn- and antiforms (A, B) and (C)



съемки (Никифоров В.М. и др., 1985), многочисленные проводники флюидопотоков шириной 5–10 км и длиной до 20–50 км, пронизывающих земную кору до глубин 40 км и в большинстве соответствующих УВ-скоплениям, контролируемых транспрессионными инверсионными антиклиналями и блоковыми формами [28]. В восточном (левом) фланге в транспрессионной обстановке формируются крупнейшие трогги Северо-Сахалинского прогиба с глубиной раскрытия 8–9 км (рис. 9). Границы Восточно-Сахалинской зоны «зияния» литосферы определяют Средне-Сахалинский (с запада) и Восточно-Сахалинский (с северо-востока) коромантийные разломы. Юго-восточная граница выделена по ограничению магнитной аномалии (см. рис. 1).

На границе Хоккайдо-Сахалинской и Западно-Охотской дренажных систем протягивается в субмеридиональном направлении крупная (420 × (20–40) км) Западно-Дерюгинская зона разуплотнения кайнозойского и, возможно, докайнозойского пространства в виде раскрытых до глубин 7,8–8 км грабенов длиной до 40–80 км. Рифтогенное раскрытие Западно-Охотской системы определено серией зональных сбросов северо-восточной ориентировки, вдоль которых формируется сеть односторонних грабенов, разделенных межрифтовыми поднятиями (см. рис. 2) [9].

Татарская дренажная система (см. рис. 2) [9], наследующая мезозойскую сутурную зону и характеризующаяся высокой степенью рифтогенного разрушения литосферы [14], сложена двумя крупными односторонними троггами (Северо-Татарским и Исикари) с глубиной раскрытия до 7,5–8 км, развитыми вдоль Западно-Сахалинского коромантийного глубинного сдвига, и крупнейшим Южно-Татарским трогом с глубиной раскрытия до 9 км на субокеанической коре в зоне действия Прибрежного коромантийного разлома.

Нефтегазоносность эндодренажных систем

Нефтегазоносность Циркумсахалинской эндодренажной системы на данном этапе ее освоения связана главным образом с **Восточно-Сахалинской нефтегазоносной суперзоной** (мегазоной [10]), обособленной в пределах одноименной сутурной (шовной) зоны. К настоящему времени на северо-востоке нефтегазоносной суперзоны создан крупнейший нефтегазовый промышленный кластер России с годовой добычей (по данным 2019 г.) нефти 19,8 млн т, газа — 31,6 млрд м³, сжиженного газа (в рамках проекта «Сахалин-2») — 11,2 млн т. Основная добыча УВ проведена на северо-восточном шельфе острова; на суше острова — нефти более 1 млн т/год. Ресурсный потенциал северо-восточного сегмента зоны: нефти — 1,8 млрд т, газа — 3,2 трлн м³. Извлекаемые запасы: нефти — 617 млн т, газа — 2,1 трлн м³. В наиболее «раскрытой» (до глубин 8–11 км) части сегмента

(рис. 10 В) сосредоточены запасы уникальных Чайво, Лунского, Южно-Кириного, крупного Кириного и средних Южно-Лунского, Мынгинского, Венинского газовых месторождений, образующих крупнейшую «супертрубу дегазации» (термин, введенный П.Н. Кропоткиным, Б.М. Валяевым [29]), в пределах которой возможно открытие новых газовых скоплений в нижних горизонтах перечисленных месторождений и на не изученных бурением антиклиналях «супертрубы». Дальнейшее развитие нефтегазового потенциала Восточно-Сахалинской суперзоны связано: а) с доразведкой глубоких горизонтов газонефтяных месторождений северо-восточного сегмента суперзоны (Пильгун-Астохского, Аркутун-Дагинского) (рис. 11) и разведкой антиклинальных ловушек южной периклинали Шмидтовского поднятия, в пределах которой недавно открыты крупные нефтяные месторождения Нептун и Тритон; б) с освоением центрального и южного сегментов суперзоны, в том числе в трещинных олигоценых коллекторах Пограничного бассейна, где пока эксплуатируется одно Окружное нефтяное месторождение. Перспективным объектом изучения нефтегазоносности суперзоны являются серпентинитовые массивы, перекрытые кайнозойским чехлом; один из них распространен в южной части Шмидтовского массива в виде протрузивных тел на глубинах 1,5–3,5 км, которым соответствуют кайнозойские локальные антиформы. Формирование офиолитовых ассоциаций происходило в единой флюидонасыщенной геотермальной системе, что способствовало преобразованию флюидных потоков в их пределах в углеводородные. Эта идея поддерживается многими сахалинскими (Толкачев М.В. и др., 1998) и московскими [30–32] геологами. Возможно, что серпентинитовые УВ явились мощным катализатором нефтегазообразования в кайнозойском чехле Восточно-Сахалинской шовной зоны.

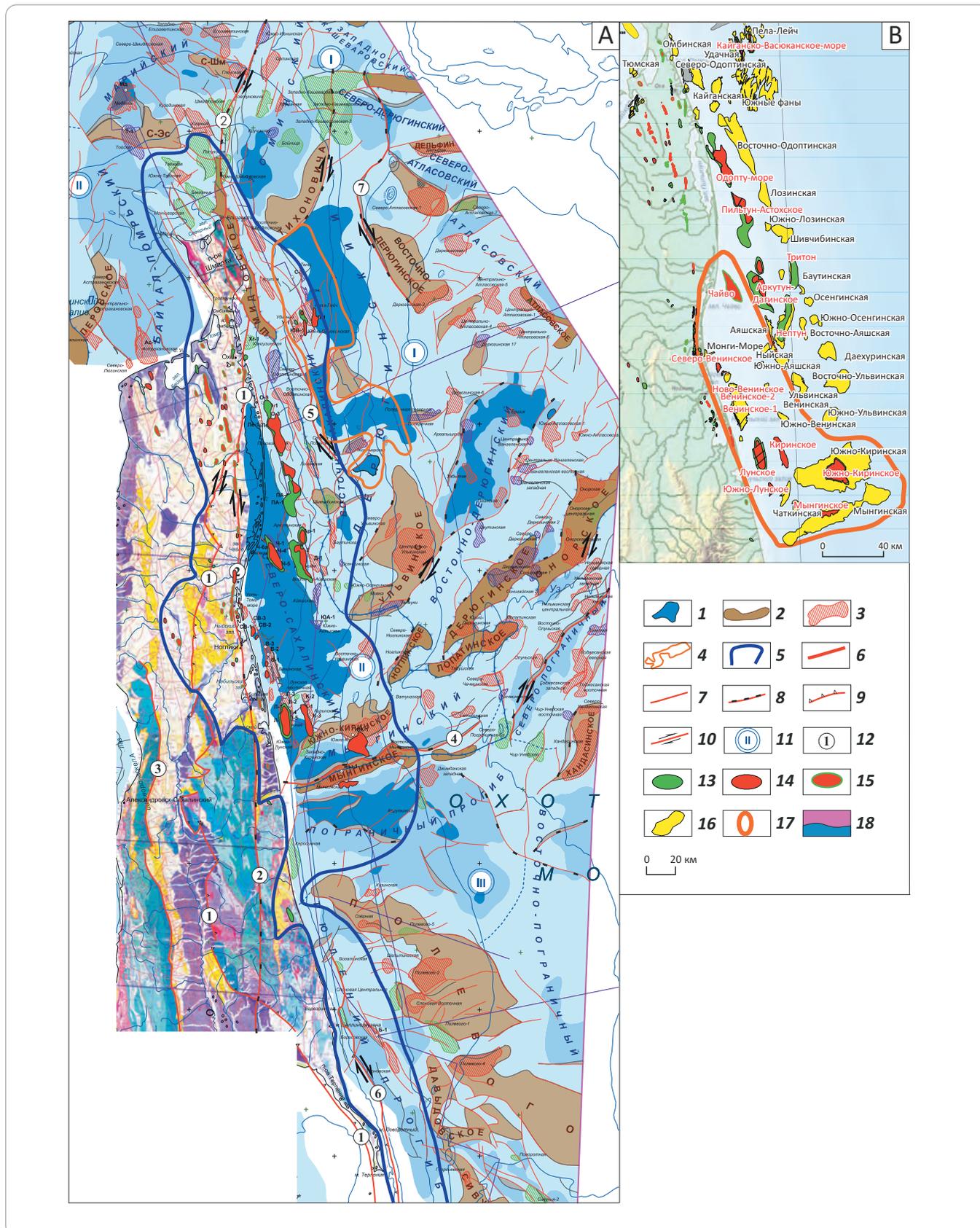
Западно-Охотская дренажная система, геодинамически взаимосвязанная с Восточно-Сахалинской шовной зоной, пока не изучена буровыми работами, но на западной границе системы, в пределах Западно-Дерюгинской зоны разуплотнения земной коры, многолетними газогеохимическими исследованиями [33] изучена целая сеть многочисленных выходов пузырьков газа с высокими концентрациями метана, углекислого газа, водорода и гелия, приуроченных к локальным разломам — вертикальным каналам, частично перекрытым газогидратами. Значительные объемы потоков газа, насыщающих донные осадки, водные массы и атмосферу, могут свидетельствовать о наличии в осадочном чехле дренажной системы крупных скоплений УВ.

Углеводородный потенциал **Западно-Сахалинской нефтегазоносной зоны**, соответствующей одноименной шовной (сутурной) зоне, значительно разрушен в результате неоген-четвертичной инверсионной флюидно-тектонической активизации.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 10. Карта нефтегазоносности Восточно-Сахалинской нефтегазоносной суперзоны на основе тектонической карты (А) и схема месторождений нефти и газа (В)
Fig. 10. Map of oil and gas occurrence in the East Sakhalin Petroleum Superzone, prepared on the basis of the tectonic map (A) and location map of oil and gas fields (B)



Усл. обозначения к рис. 10

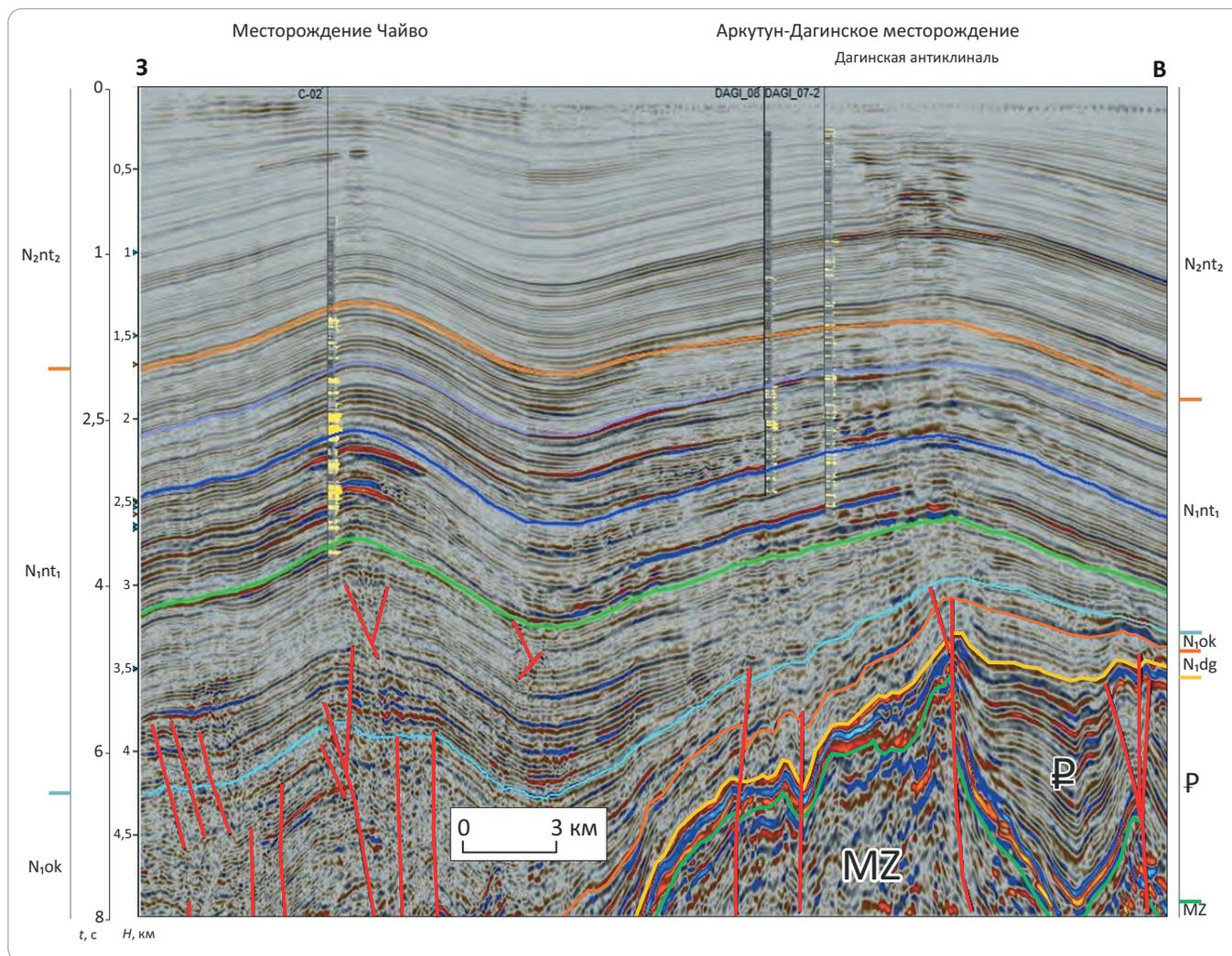
Legend for Fig. 10

1 — прогибы с толщиной осадочных отложений >7 км; 2 — поднятия; 3 — инверсионные поднятия; 4 — район развития турбидитных резервуаров; 5 — граница Восточно-Сахалинской суперзоны; **разломы (6, 7):** 6 — региональные, 7 — зональные и локальные; 8 — крупные сбросы; 9 — крупные взбросы; 10 — сдвиги; 11 — крупные осадочные прогибы (I — Дерюгинский, II — Северо-Сахалинский, III — Пограничный); 12 — крупные разломы (1 — Срединно-Сахалинский, 2 — Хоккайдо-Сахалинский, 3 — Центральнo-Сахалинский, 4 — Мынгинский, 5 — Восточно-Сахалинский, 6 — Пограничный, 7 — Восточно-Дерюгинский); **месторождения УВ (13–15):** 13 — нефтяные, 14 — газоконденсатные, 15 — нефтегазоконденсатные; 16 — перспективные структуры; 17 — контур наиболее раскрытого, преимущественно газоносного, элемента Восточно-Сахалинского суперканала дегазации недр; 18 — выходы мезозойских пород

1 — troughs with sedimentary deposits >7 km thick; 2 — uplifts; 3 — inversion highs; 4 — area of turbidite reservoirs occurrence; 5 — boundary of the East Sakhalinsky superzone; **faults (6, 7):** 6 — regional, 7 — zonal and local; 8 — large normal faults; 9 — large reverse faults; 10 — strike-slip faults; 11 — large sedimentary troughs (I — Deryuginsky, II — North Sakhalinsky, III — Pogranychny); 12 — large faults (1 — Sredinno-Sakhalinsky, 2 — Hokkaido-Sakhalinsky, 3 — Central Sakhalinsky, 4 — Mynginsky, 5 — East Sakhalinsky, 6 — Pogranychny, 7 — East Deryuginsky); **HC fields (13–15):** 13 — oil, 14 — gas condensate, 15 — oil and gas condensate; 16 — promising structures; 17 — outline of the most open mainly gas-bearing element of the East Sakhalinsky superchannel of subsurface degassing; 18 — outcrops of Mesozoic rocks

Рис. 11. Глубинный сейсмогеологический разрез по профилю SH 0652, Западно-Охотская присдвиговая система, характеристика строения глубоких присдвиговых односторонних грабенов Шантарского бассейна

Fig. 11. Deep geoseismic section along SH 0652 Line, West Okhotsky pull-apart system, structure of the deep pull-apart half grabens in the Shantarsky basin



Частично он сохранился: а) в юго-западном сегменте зоны в эоценовых ловушках, перекрытых такарадайским флюидоупором, в виде открытого в 2007 г. нефтяного Георгиевского месторождения с извлекаемыми ресурсами нефти категории C₃ 66 млн т,

многочисленных проявлений высокопарафинистой (от 38,8 до 48,8 %) нефти, выявленных при нефтепоисковых работах 1970–1980-х гг. (Тютрин И.Н. и др., 1990) и мелкого газового месторождения (поле Шахты Углегорская) в неогеновом комплексе; б) на Се-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

верном Сахалине в 1960-х гг. были открыты мелкие газонефтяные Лангрыйское и Березовское месторождения в олигоцен-раннемиоценовом комплексе. В прилегающих к Центрально-Сахалинскому глубинному сдвигу с востока присдвиговых ловушках Южно-Сахалинского и Северо-Сахалинского бассейнов были выявлены: в первом случае — сеть мелких газовых месторождений в позднемиоцен-плиоценовом комплексе; во втором — средние многопластовое Узловое и Астрахановское газоконденсатные месторождения в ранне-среднемиоценовом комплексе. Дальнейшее освоение Западно-Сахалинской нефтегазональной зоны связано: а) с разведкой крупного (протяженностью более 50 км) эоценового многокупольного поднятия, в пределах которого открыто Георгиевское месторождение; б) с выявлением на основе современных нефтепоисковых технологий масштабов распространения и локализации эоценовых высокопарафинистых нефтяных скоплений — сырья для нефтехимической отрасли; в) с поиском залежей нефти и газа в верхнемеловых отложениях юго-запада о-ва Сахалин, в присдвиговых грабенах заливов Терпения и Анива (Южно-Сахалинский бассейн), в эоценовых резервуарах севера зоны [34].

Региональный образ [28, 35] нефтегазональности **Татарской дренажной системы**, ее значительная «раскрытость» для флюидных потоков [9, 14], наличие прямых признаков нефтидов: открытие в 1985 г. в зоне действия Прибрежного коромантийного разлома Изильметьевского газового месторождения; картирование многочисленных активных газопроявлений и газогидратных участков газогеохимическими исследованиями в Южно-Татарском суббассейне (Шакиров Р.Б., 2015); ведущаяся разработка более 10 мелких и средних нефтегазовых месторождений в японской части прогиба Исикари — все эти сведения свидетельствуют о высоком УВ-потенциале системы. Но, как показывает опыт неэффективного бурения 12 поисковых скважин в 1980-х гг. в пределах Татарских суббассейнов, для оптимальных поисков залежей нефти и газа необходимо формирование на основе современных нефтегазопроисковых технологий детального образа резервуарных условий нефтегазональности суббассейнов системы.

Выводы

1. Эндодренажные системы Охотоморского региона формируются в результате рифтогенного раскрытия литосферы в зонах коромантийных разломов (глубинных сдвигов). «Точками роста» систем служат узкие «стволоподобные» основания глубинных разломных зон, по мере роста расширяющихся в верхних горизонтах литосферы, а в кайнозойском осадочном

пространстве до 20–70 км в ширину, создавая вдоль глубинных сдвигов, наряду с основными каналами сдвигового раскрытия повышенной проницаемости, сеть присдвиговых каналов — флюидопроводников различного уровня и масштаба проводимости.

2. Масштабная нефтегазональность в Охотоморском регионе выявлена в Восточно-Сахалинской нефтегазональной суперзоне, соответствующей одноименной эндодренажной шовной (сутурной) зоне длительного развития, обладающей наиболее значительными флюидопроводящими и энергетическими возможностями для синергетического нефтегазообразующего воздействия на кайнозойские осадочные и, возможно, мезозойские серпентинитовые пространства. «Наследственная» высокая раскрытость, присутствие высокоамплитудных инверсионных поднятий и глубочайших (до 10,5 км) грабенов свидетельствуют о громадном энергетическом потенциале Восточно-Сахалинской эндодренажной зоны. Правосдвиговая кинематика Хоккайдо-Сахалинского глубинного сдвига определила резко различный образ нефтегазональности Восточно-Сахалинской нефтегазональной суперзоны. Правый (западный) фланг сдвиговой зоны содержит многочисленную сеть небольших УВ-скоплений о-ва Сахалин в транспрессионных инверсионных и блоковых ловушках; в левом (восточном) фланге трансенсионная обстановка наибольшей раскрытости определяет наличие: а) Чайвинской (название по депоцентру раскрытости) мощной «супертрубы дегазации», сформировавшей крупнейший газональный сегмент зоны, содержащей в инверсионных ловушках три уникальных (Чайвинское, Лунское, Южно-Кириновское), одно крупное (Кириновское) и несколько средних (Вениновское, Южно-Лунское, Мынгинское) преимущественно газовых скоплений с общим объемом запасов 2,1 трлн м³ газа и ресурсной базой в 3,2 трлн м³; б) крупных по размерам инверсионных поднятий, содержащих преимущественно нефтяные скопления (Одопту-море, Пильтун-Астосское, Аркутун-Дагинское, Кайгано-Васюканское, Нептун, Тритон) с общим объемом извлекаемых запасов 618 млн т нефти и ресурсной базой 1,8 млрд т нефти.

3. Нефтегазональные и потенциально нефтегазональные бассейны Охотоморского региона сформированы в результате конструктивной энергетики эндодренажных систем и по нефтегазогеологическим свойствам во многом аналогичны Восточно-Сахалинской нефтегазональной суперзоне, что позволяет прогнозировать их высокий УВ-потенциал в первую очередь для Охотско-Кухтуйского, Магаданского, Шантарского, Западно-Камчатского и Татарского бассейнов.

Литература

1. *Вартанян Г.С.* Флюидосфера и эндодренажные системы Земли как ведущие факторы геологической эволюции // Отечественная геология. – 2000. – № 6. – С. 14–22.
2. *Вартанян Г.С.* Эндодренажная система Земли и сейсмичность: перспективы мониторинга // Отечественная геология. – 2006. – № 1. – С. 41–52.
3. *Вартанян Г.С.* Эндодренаж Земли и глобальная геодинамика // Отечественная геология. – 2010. – № 3. – С. 66–75.
4. *Летников Ф.А.* Сверхглубинные флюидные системы Земли и проблемы рудогенеза // Геология рудных месторождений. – 2001. – Т. 43. – № 4. – С. 291–307.
5. *Харахинов В.В.* Нефтегазовая геодинамика. – М. : Научный мир, 2019. – 124 с.
6. *Добрецов Н.Л.* Глобальная геодинамическая эволюция Земли и глобальные геодинамические модели // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 6. – С. 761–784.
7. *Козарко Л.Н.* Геохимия внутримантийного магматизма // Мировой океан. Т. 1. Геология и тектоника океана. Катастрофические явления в океане. – М. : Научный мир. – 2013. – С. 283–309.
8. *Пучков В.Н.* Сутурные зоны // Тектоника и геодинамика континентальной литосферы : мат-лы XXXVI Тектонического совещания. Т. 2. – М. : ГЕОС, 2003. – С. 132–136.
9. *Харахинов В.В.* Геодинамические условия формирования осадочных (нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных) систем Охотоморского региона // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 81–99. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-81-99.
10. *Харахинов В.В.* Геодинамические условия нефтегазоносности Охотоморского региона // Геология нефти и газа. – 2015. – № 2. – С. 25–39.
11. *Сакулина Т.С., Каленич А.П., Атаков А.Н., Тихонова Н.М., Крупнова Н.А., Пыжьянова Т.М.* Геологическая модель Охотоморского региона по данным опорных профилей 1-ОМ и 2ДВ-М // Разведка и охрана недр. – 2011. – № 10. – С. 11–17.
12. *Кулаков И.Ю., Добрецов Н.Л., Бушенкова Н.А., Яковлев А.В.* Форма слэбов в зонах субдукции под Курило-Камчатской и Алеутской дугами по данным региональной сейсмотомографии // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 6. – С. 830–851.
13. *Никифоров В.М., Шкабарня Г.Н., Жуковин А.Ю., Каплун В.Б., Пальшин Н.А., Варенцов И.М., До Х.К., Фунг В.Ф., Хоанг В.В., Старшинский С.С.* Системы вертикальных нарушений геоэлектрического разреза тектоносферы в нефтегазоносных областях Сахалина (Россия) и Тонкинского залива (Вьетнам) по данным МТЗ // Тихоокеанская геология. – 2016. – Т. 35. – № 6. – С. 3–15.
14. *Туезов И.К.* Геотермическая структура литосферы и астеносферы Азиатско-Тихоокеанской зоны сочленения и прилегающих частей Азии и Тихого океана. – Владивосток: ДВО АН СССР, 2002. – 148 с.
15. *Gorbatov A., Widiyantoro S., Fukao Y., Gordeev E.* Signature of remnant slabs in the North Pacific from tomography // Geophysical Journal International. – 2000. – Т. 142. – С. 27–36.
16. *Леднева Г.В., Носова А.А., Соловьев А.В.* «Известково-щелочной магматизм» хребта Омгон: свидетельство растяжения Западно-Камчатского сегмента Евразийского континента в раннем палеоцене // Петрология. – 2006. – Т. 14. – № 2. – С. 154–186.
17. *Харахинов В.В., Астафьев Д.А., Калита М.А., Корчагин О.А., Игнатова В.А., Наумова Л.А.* Возможности открытия новых месторождений углеводородов на шельфе Сахалина и Западной Камчатки // Вести газовой науки. – 2015. – Т. 22. – № 2. – С. 21–35.
18. *Емельянова Т.А.* Вулканизм Охотского моря. – Владивосток : Дальнаука, 2004. – 144 с.
19. *Харахинов В.В., Туезов И.К., Бабошина В.А., Терещенков А.А., Сальников Б.А., Шаинян С.Х., Бпанещников В.Д., Маслов А.А.* Структура и динамика литосферы и астеносферы Охотоморского региона. – М. : Национальный геофизический комитет РАН, 1996. – 335 с.
20. *Рождественский В.С.* Активный рифтинг в Японском и Охотском морях и тектоническая эволюция зоны Центрально-Сахалинского разлома в кайнозое // Тихоокеанская геология. – 2008. – Т. 27. – № 1. – С. 17–28.
21. *Арефьев С.С., Рогожин Е.А., Аптекман Ж.Я., Быкова В.В., Дорбат К.* Глубинная структура и томографическое изображение очагов зон сильных землетрясений // Физика Земли. – 2006. – № 10. – С. 65–80. DOI: 10.1134/S1069351306100090.
22. *Коновалов А.В., Патрикеев В.Н., Сафонов Д.А., Нагорных Т.В., Семенова Е.П., Степнов А.А.* Пильтунское землетрясение 12 июня 2008 г. ($M_w = 5,6$) и современная сейсмичность в районе нефтегазовых месторождений северо-восточного шельфа о. Сахалин // Тихоокеанская геология. – 2015. – Т. 34. – № 1. – С. 60–70. DOI: 10.1134/S1819714015010030.
23. *Коновалов А.В., Нагорных Т.В., Сафонов Д.А., Ломтев В.Л.* Невельское землетрясение 2 августа 2007 г. и сейсмическая обстановка на юго-западной окраине Сахалина // Тихоокеанская геология. – 2015. – Т. 34. – № 6. – С. 57–73. DOI: 10.1134/S1819714015060056.
24. *Степашко А.А., Леснов Ф.И.* Фрагменты океанической и континентальной мантии в офиолитах обрамления Северо-Западной Пацифики: состав, возраст и генезис перидотитов Сахалин // Океанология. – 2018. – Т. 58. – № 3. – С. 488–500. DOI: 10.1134/S0001437018030189.
25. *Аленичева А.А., Юрченко Ю.Ю., Зубова Т.Н., Ковтунович П.Ю., Белякова А.А.* Новые геохронологические данные и геохимические особенности офиолитовой ассоциации Юго-Восточного Сахалина // Геологические процессы в обстановках субдукции, коллизии и скольжения литосферных плит. Труды IV Всероссийской научной конференции с международным участием. – Владивосток : ДВГИ ДВО РАН, 2018. – С. 145–148.
26. *Корнев О.С.* Геомагнитные образования в фундаменте Охотоморской плиты // Тихоокеанская геология. – 1990. – № 2. – С. 33–42.
27. *Гранник В.М.* Восточно-Сахалинская островодужная система Охотоморского региона // Литосфера. – 2013. – № 1. – С. 36–51.
28. *Харахинов В.В.* Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М. : Научный мир, 2010. – 276 с.
29. *Валяев Б.М.* Углеводородная дегазация Земли, геотектоника и происхождение нефти и газа // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина). – М. : ГЕОС, 2011. – С. 10–32.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

30. Юркова Р.М. Мантийно-коровая серпентинизация ультрабазитов как источник углеводородных флюидов // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. – М. : ГЕОС, 2002. – С. 56–67.
31. Разницын Ю.Н., Савельева Г.Н., Федонкин М.А. Углеводородный потенциал палео- и современных надсубдукционных областей: тектонический, геодинамический, минералого-геохимический и биохимический аспекты // Тихоокеанская геология. – 2018. – Т. 37. – № 2. – С. 3–16.
32. Черепанов В.В., Рыбальченко В.В., Гогоненков Г.Н. Мезозойский фундамент — перспективное направление поисков углеводородов на шельфе Сахалина // Геология нефти и газа. – 2013. – № 6. – С. 42–53.
33. Обжиров А.И., Емельянова Т.А., Телегин Ю.Н., Шакиров Р.Б. Эволюция газовыделений в Охотском море как следствие мелкайнозойской тектоно-магматической активности в Охотоморском регионе // Тихоокеанская геология. – 2020. – Т. 39. – № 2. – С. 66–78. DOI: 10.30911/0207-4028-2020-39-2-66-78.
34. Лопатнев Ю.В., Коблов Э.Г., Харахинов В.В., Булатов М.Г. Перспективы нефтегазоносности Амур-Лиманского тектонического района // Геология нефти и газа. – 2002. – № 5. – С. 8–14.
35. Жаров А.Э., Кириллова Г.Л., Маргулис Л.С., Чуйко Л.С., Куделькин В.В., Варнавский В.Г., Гагаев В.Н. Геология, геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Татарского пролива. – Владивосток : ДВО РАН, 2004. – 220 с.

References

- Vartanyan G.S. Fluidosphere and endo-drainage systems of the Earth as geological evolution drivers. *Otechestvennaya geologiya*. 2000;(6):14–22. In Russ.
- Vartanyan G.S. Endodrainage system of the earth and seismicity: monitoring prospects. *Otechestvennaya geologiya*. 2006;(1):41–52. In Russ.
- Vartanyan G.S. Earth endodrainage and global geodynamics. *Otechestvennaya geologiya*. 2010;(3):66–75. In Russ.
- Letnikov F.A. Ultradeep Fluid Systems of the Earth and Problems of Ore Formation. *Geology of Ore Deposits*. 2001; 43(4):259–274.
- Kharakhinov V.V. Neftegazovaya geodinamika [Oil and gas geodynamics]. Moscow: Nauchnyi mir; 2019. 124 p. In Russ.
- Dobretsov N.L. Global geodynamic evolution of the earth and global geodynamic models. *Russian geology and geophysics*. 2010;51(6):592–610. In Russ.
- Kogarko L.N. Geokhimiya vnutrimantiinogo magmatizma [Geochemistry of intramantle magmatism]. In: Mirovoi okean. T. 1. Geologiya i tektonika okeana. Katastroficheskie yavleniya v okeane. Moscow: Nauchnyi mir; 2013. pp. 283–309. In Russ.
- Puchkov V.N. Suturnye zony [Suture zones]. In: Tektonika i geodinamika kontinental'noi litosfery: materialy XXXVI Tektonicheskogo soveshchaniya. T. 2. Moscow: GEOS; 2003. pp. 132–136. In Russ.
- Kharakhinov V.V. Sedimentary (oil and gas bearing and potentially oil and gas bearing) systems of the sea of Okhotsk region: geodynamic arrangement. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;1:81–99. In Russ. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-81-99.
- Kharakhinov V.V. Geodynamic framework of oil and gas occurrence in the sea of Okhotsk region. *Geologiya nefi i gaza*. 2015;2:25–39. In Russ.
- Sakulina T.S., Kalenich A.P., Atakov A.N., Tihonova N.M., Krupnova N.A., Pyzhjanova T.M. Geological model of the Okhotsk sea region according to basic profiles I-OM and 2DW-M. *Razvedka i ohrana nedr*. 2011;(10):11–17. In Russ.
- Kulakov I.Y., Dobretsov N.L., Bushenkova N.A., Yakovlev A.V. Slab shape in subduction zones beneath the Kurile-Kamchatka and Aleutian arcs based on regional tomography results. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(6):830–851. In Russ.
- Nikiforov V.M., Shkabarnya G.N., Zhukovin A.Y., Kaplun V.B., Palshin N.A., Varentsov I.M., Cuong D.H., Phach P.V., Vuong H.V., Starzhinsky S.S. Vertical fault systems in the tectonosphere geoelectrical section in petroliferous domains of Sakhalin Island (Russia) and Gulf of Tonkin (Vietnam): Evidence from magnetotelluric sounding. *Russian Journal of Pacific Geology = Tikhookeanskaya geologiya*. 2016;10(6):395–407. DOI: 10.1134/S181971401606004X.
- Tuevov I.K. Geothermal structure of lithosphere and asthenosphere of the Asian-Pacific joint zone and adjacent parts of Asia and Pacific Ocean. Vladivostok: DVO AN SSSR; 2002. 148 p. In Russ.
- Gorbatov A., Widiyantoro S., Fukao Y., Gordeev E. Signature of remnant slabs in the North Pacific from tomography. *Geophysical Journal International*. 2000;142:27–36.
- Iedneva G.V., Nosova A.A., Soloviev A.V. "Calc-alkaline" magmatism of the Omgon range: evidence for early paleogene extension in the western Kamchatka segment of the Eurasian continental margin. *Petrology*. 2006;14(2):154–186. In Russ.
- Kharakhinov V.V., Astaf'ev D.A., Kalita M.A., Korchagin O.A., Ignatova V.A., Naumova L.A. Possibility of new hydrocarbon fields discovery in the Sakhalin shelf and West Kamchatka. *Vesti gazovoi nauki*. 2015;22(2):21–35. In Russ.
- Emelyanova T.A. Volcanism of the Okhotsk Sea. Vladivostok: Dal'nauka; 2004. 144 p. In Russ.
- Kharakhinov V.V., Tuevov I.K., Baboshina V.A., Tereshchenkov A.A., Sal'nikov B.A., Shainyan S.Kh., Bpaneshnikov V.D., Maslov L.A. Struktura i dinamika litosfery i astenosfery Okhotomorskogo regiona [Structure and dynamics of lithosphere and asthenosphere of the Sea of Okhotsk region]. Moscow: Natsional'nyi geofizicheskii komitet RAN; 1996. 335 p. In Russ.
- Rozhdestvenskii V.S. Active rifting in the Japan and Okhotsk seas and the tectonic evolution of the Central Sakhalin fault zone in the Cenozoic. *Russian journal of pacific geology*. 2008;2(1):15–24. In Russ.
- Arefiev S.S., Rogozhin E.A., Aptekman Z.Y., Bykova V.V., Dorbath C. Deep structure and tomographic imaging of strong earthquake source zones. *Physics of the solid earth*. 2006;42(10):850–863. DOI: 10.1134/S1069351306100090. In Russ.
- Konovalov A.V., Patrikeev V.N., Safonov D.A., Nagornyy T.V., Semenova E.P., Stepanov A.A. M_w 5.6 Piltun earthquake and recent seismicity within the oil and gas fields' area in the northeastern zone, Sakhalin island. *Russian journal of pacific geology*. 2015;9(1):47–56. DOI: 10.1134/S1819714015010030. In Russ.

23. *Kononov A.V., Nagornykh T.V., Safonov D.A., Lomtev V.L.* Nevelsk earthquakes of August 2, 2007 and seismic setting in the southeastern margin of Sakhalin island. *Russian journal of Pacific geology*. 2015;9(6):451–466. DOI: 10.1134/S1819714015060056. In Russ.
24. *Stepashko A.A., Lesnov F.P.* Oceanic and continental mantle fragments in ophiolites of the Northwestern Pacific margins: composition, age, and genesis of Sakhalin peridotites. *Oceanology*. 2018;58(3):459–469. DOI: 10.1134/S0001437018030189. In Russ.
25. *Alenicheva A.A., Yurchenko Y.Y., Zubova T.N., Kovtunovich P.Y., Belyakova A.A.* New geochronological data and geochemical features of the ophiolitic association of the southeastern Sakhalin. In: *Geological Processes in the Lithospheric Plates Subduction, Collision, and Slide Environments*. Vladivostok: FEI FEB RAS; 2018. pp. 145–148. In Russ.
26. *Kornev O.S.* Geomagnitnye obrazovaniya v fundamente Okhotomorskoj plity [Geomagnetic formations in the basement of the Okhotsk plate]. *Physics of the solid earth*. 1990;(2):33–42. In Russ.
27. *Grannik V.M.* The East-Sakhalin island arc system of the Okhotsk Sea region. *Litosfera*. 2013;(1):36–51. In Russ.
28. *Kharakhinov V.V.* *Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona* [Petroleum geology of the Sakhalin Region]. Moscow: Nauchnyi mir; 2010. 276 p. In Russ.
29. *Valyaev B.M.* Uglevodorodnaya degazatsiya Zemli, geotektonika i proiskhozhdenie nefti i gaza [Hydrocarbon degassing of the Earth, geotectonics and the origin of oil and gas]. In: *Degazatsiya Zemli i genezis neftegazovykh mestorozhdenii (k 100-letiyu so dnya rozhdeniya P.N. Kropotkina)*. Moscow: GEOS; 2011. pp. 10–32. In Russ.
30. *Yurkova R.M.* Mantiino-korovaya serpentinizatsiya ul'trabazitov kak istochnik uglevodorodnykh flyuidov [Crust-mantle ultrabasic serpentinization as a source of hydrocarbon fluids]. In: *Fundamental'nyi bazis novykh tekhnologii neftyanoi i gazovoi promyshlennosti*. Moscow: GEOS; 2002. pp. 56–67. In Russ.
31. *Raznitsin Y.N., Saveliya G.N., Fedonkin M.A.* Hydrocarbon potential of paleo- and modern suprasubduction provinces: tectonic, geodynamic, mineralogical-geochemical, and biochemical aspects. *Russian journal of Pacific geology*. 2018;12(2):81–92. In Russ.
32. *Cherepanov V.V., Rybalchenko V.V., Gogonenkov G.N.* Mesozoic basement — promising trend for hydrocarbon exploration on Sakhalin shelf. *Geologiya nefti i gaza*. 2013;(6):42–53. In Russ.
33. *Obzhairov A.I., Emelyanova T.A., Telegin Y.N., Shakirov R.B.* Gas flows in the sea of Okhotsk resulting from Cretaceous-Cenozoic tectonomagmatic activity. *Russian journal of Pacific geology*. 2020;14(2):156–168. In Russ. DOI: 10.30911/0207-4028-2020-39-2-66-78.
34. *Lopatnev Y.V., Koblov E.G., Kharakhinov V.V., Bulatov M.G.* Perspektivy neftegazonosnosti Amur-Limanskogo tektonicheskogo raiona. *Geologiya nefti i gaza*. 2002;(5):8–14. In Russ.
35. *Zharov A.E., Kirillova G.L., Margulis L.S., Chuiko L.S., Kudel'kin V.V., Varnavskii V.G., Gagaev V.N.* Geologiya, geodinamika i perspektivy neftegazonosnosti osadochnykh basseinov Tatarskogo proliva [Geology, geodynamics, and petroleum potential of sedimentary basins in the Gulf of Tary]. Vladivostok: DVO RAN; 2004. 220 p. In Russ.

Информация об авторе

Харахинов Валерий Владимирович

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор

e-mail: tatyaharahinova@yandex.ru

Information about author

Valerii V. Kharakhinov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor

e-mail: tatyaharahinova@yandex.ru

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2021



19–24 апреля
г. Новороссийск

2-я международная научно-практическая конференция
**Промышленная и экологическая безопасность
в нефтегазовом комплексе**

24–29 мая
г. Сочи

10-я международная научно-практическая конференция
**Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки
и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство,
эксплуатация и автоматизация производственных объектов**

31 мая–5 июня
г. Сочи

16-я международная научно-практическая конференция
**Современные технологии капитального ремонта скважин
и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития**

20–25 сентября
г. Новороссийск

12-я международная научно-практическая конференция
Строительство и ремонт скважин

4–9 октября
г. Сочи

9-я международная научно-практическая конференция
**Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии
от пласта до магистральной трубы**



В рамках конференций пройдут рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественные фуршеты в честь открытия, спортивные соревнования, предусмотрена экскурсионная программа



При оплате регистрационного взноса за 30 дней до начала каждого мероприятия предоставляется скидка 5%



В случае введения ограничительных мер на проведение массовых мероприятий в связи с пандемией коронавируса COVID-19 место и время проведения конференций может быть изменено

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ОРГАНИЗАТОР



Министерство ТЭК и ЖКХ
Краснодарского края



Торгово-промышленная палата
Российской Федерации



Российское
газовое общество



Союз
Нефтегазопромышленников
России



Государственная
Дума ФС РФ



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



УДК 551+552.5

DOI 10.31087/0016-7894-2021-2-81-89

Гидротермально-метасоматические процессы в глинистых опоках сантона (верхний мел) на севере Западной Сибири

© 2021 г. | Т.М. Карих, А.И. Кудаманов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; tmkarikh@tnnc.rosneft.ru; aikudamanov@rosneft.ru

Поступила 02.07.2020 г.

Доработана 16.09.2020 г.

Принята к печати 21.09.2020 г.

Ключевые слова: березовская свита; сантон; кампан; опоки; диагенез; эпигенез; метасоматоз; гидротермальные процессы; биогенно-хемогенные осадки; регрессия.

Аннотация: В разрезе юрско-палеогеновых отложений Западной Сибири, наряду с преобладающими интервалами терригенных (аллохтонные; отложения средней юры, неокома и пр.) осадочных пород, выделяются маломощные горизонты биогенно-хемогенного (автохтонные; баженовский, славгородский, люлинворский горизонты) типа седиментации. В результате комплексного анализа огромного массива геолого-геофизических материалов (сейсмика, каротаж, данные по керну) детализированы обстановки и условия седиментации верхнемеловых отложений, а также в верхнемеловой части разреза (без сеномана) выделено четыре сейсмокомплекса отложений (снизу вверх): кузнецовский (турон – нижний коньяк), нижнеберезовский (средний коньяк – сантон), верхнеберезовский (кампан) и ганькинский (верхний кампан – маастрихт). Внутри сейсмокомплексов на основе керновых данных и материалов каротажа выделены и достаточно детально охарактеризованы более дробные подразделения (пачки, пласты или стратоны). В статье приведена краткая характеристика глинистых опок пачки НБ₁, залегающей в кровле нижнеберезовской подсвиты, описаны некоторые особенности проявления относительно интенсивных гидротермально-метасоматических процессов (слюдистые кварциты с текстурой «конус-в-конус»), локально изменивших первично-осадочные хемогенные породы.

Для цитирования: Карих Т.М., Кудаманов А.И. Гидротермально-метасоматические процессы в глинистых опоках сантона (верхний мел) на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2021. – № 2. – С. 81–89. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-81-89.

Hydrothermal-metasomatic processes in Santonian (Upper Cretaceous) argillaceous opoka in Western Siberia north

© 2021 | Т.М. Karikh, A.I. Kudamanov

Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; tmkarikh@tnnc.rosneft.ru; aikudamanov@rosneft.ru

Received 02.07.2020

Revised 16.09.2020

Accepted for publication 21.09.2020

Key words: Berezovsky Formation; Santonian; Campanian; opoka; diagenesis; epigenesis; metasomatism; hydrothermal processes; biogenic-chemogenic sediments; regression.

Abstract: In the Jurassic-Paleogene section of Western Siberia, along with the predominant intervals of terrigenous sedimentary rocks (allochthonous; Middle Jurassic, Neocomian deposits, etc.), there are thin horizons of biogenic-chemogenic type of sedimentation (autochthonous; Bazhen, Slavgorodsky, Lyulinvorsk horizons) are identified. The results of integrated analysis of huge amount of geological and geophysical materials (seismic, well logging, and core data) made possible more detailed representation of the Upper Cretaceous depositional environments and settings; at the same time, four seismic sequences (from bottom to top) were identified in the Upper Cretaceous part of the section, they are: Kuznetsovsky (Turonian – Lower Coniacian), Nizhneberezovsky (Middle Coniacian – Santonian), Verkhneberezovsky (Campanian), and Gan'kinsky (Upper Campanian – Maastrichtian). More sub-divisions (packages, horizons or stratigraphic units) are identified and characterised in sufficient detail within the seismic sequences on the basis of core data and logging materials. The authors present a brief characteristic of argillaceous opoka of НБ₁ package that occurs at the Nizhneberezovsky member Top; they describe certain features of relatively intensive hydrothermal-metasomatic processes (micaceous quartzite with cone-in-cone structure), which locally altered the primary sedimentary chemogenic rocks.

For citation: Karikh T.M., Kudamanov A.I. Hydrothermal-metasomatic processes in Santonian (Upper Cretaceous) argillaceous opoka in Western Siberia north. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(2):81–89. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-81-89. In Russ.

Введение

Интенсивная эксплуатация месторождений сеноманского газа все более актуализирует потребность восполнения и приращения запасов УВ, в том числе и за счет нетрадиционных для Западно-Сибир-

ской плиты глинисто-кремневых пород надсеноманской части разреза верхнего мела (сантон – кампан), с которыми связаны нередкие проявления газа.

На основе результатов комплексного анализа больших объемов геофизических материалов (ГИС,

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

сейсмике) и керновых данных для территории Западно-Сибирской плиты было выделено четыре сейсмостратиграфических комплекса и построены схематические карты общих толщин кузнецовского (турон – нижний коньяк), нижнеберезовского (коньяк – сантон), верхнеберезовского (кампан) и ганькинского (маастрихт) горизонтов. Дополнительно для каждого сейсмостратиграфического комплекса, в том числе и для нижнеберезовского горизонта, были построены карты толщин более дробных пачек: пластов, стратон (рис. 1). Пачки уверенно диагностируются по материалам ГИС и, по данным керна, обладают в значительной степени различным литологическим составом и строением, отражающим специфику обстановок и условий седиментации осадков, а также особенности их литогенеза [1].

В разрезе преимущественно трансгрессивных (автохтонных хемогенных, реже биогенно-хемогенных) отложений верхнего мела Западно-Сибирской плиты выделяются хорошо выраженные эпизоды локальных регрессий, подчеркивающие возвратно-поступательный (стадиальный) характер развития позднемелового глобального затопления Западно-Сибирской плиты (результаты регрессий зафиксированы в разрезе газсалинской пачкой турона, пачкой НБ₃ нижнеберезовской подсвиты сантонского возраста и т. д.).

Гораздо более длительные стадии трансгрессии представлены в разрезе пачками преимущественно хемогенных осадков с максимальными толщинами в центральной части бассейна. Повышенные концентрации глауконита и железистого смектита, характерные для подошвы каждой трансгрессивной пачки, отражают очень низкие темпы осадконакопления и крайне неблагоприятные условия для жизнедеятельности: высокие концентрации комплекса металлов, редкоземельных элементов и их соединений и, как результат, практически полное отсутствие следов бентоса и биогенных остатков. Вверх по разрезу обстановки постепенно нормализуются, появляется заметная примесь детрита скелетов планктона (диатомей, радиолярий и пр.) и заметно усиливается степень деформации осадков донными организмами (переходные условия относительно возросших скоростей осадконакопления) [2].

Анализ исходных материалов

Накопление пачки неравномерно глинистых опок НБ₁ (иногда до 15–20 м и более) в кровле нижнеберезовского горизонта, возможно, свидетельствует о существовании оптимальных условий для жизнедеятельности фитопланктона и бентосных организмов в течение позднего сантона (см. рис. 1) [3]. На рис. 2 приведены фотографии керна с выделенным участком (высота 21 см; по бурению интервал 1059,17–1059,38 м) керна глинистых опок из кровли пачки НБ₁ в скв. ХХР (по бурению интервал 1058–1063,05 м),

пробуренной на северо-востоке Западно-Сибирской плиты (см. рис. 1).

На рис. 3 показан фрагмент планшета с материалами ГИС скв. ХХР с вынесением места отбора керна (см. рис. 2). В интервале по ГИС (примерно 1053,5–1068,5 м) выделяется пачка (около 15 м) с резкими границами и значительно пониженными значениями гамма-каротажа, сложенная преимущественно кремневыми отложениями (опоками), так называемая хэякинская пачка [4], проиндексированная как пачка (пласт/стратон) НБ₁, венчающая разрез нижнеберезовского сейсмостратиграфического комплекса. Верхняя граница пачки НБ₁ (нижнеберезовского и верхнеберезовского сейсмостратиграфических комплексов, соответствующая границе сантона и кампана верхнего мела) отчетливо выделяется резким увеличением (колленообразным скачком) значений гамма-каротажа и других диаграмм ГИС, а также достаточно уверенно установлена в пределах большей части Западно-Сибирской плиты [5].

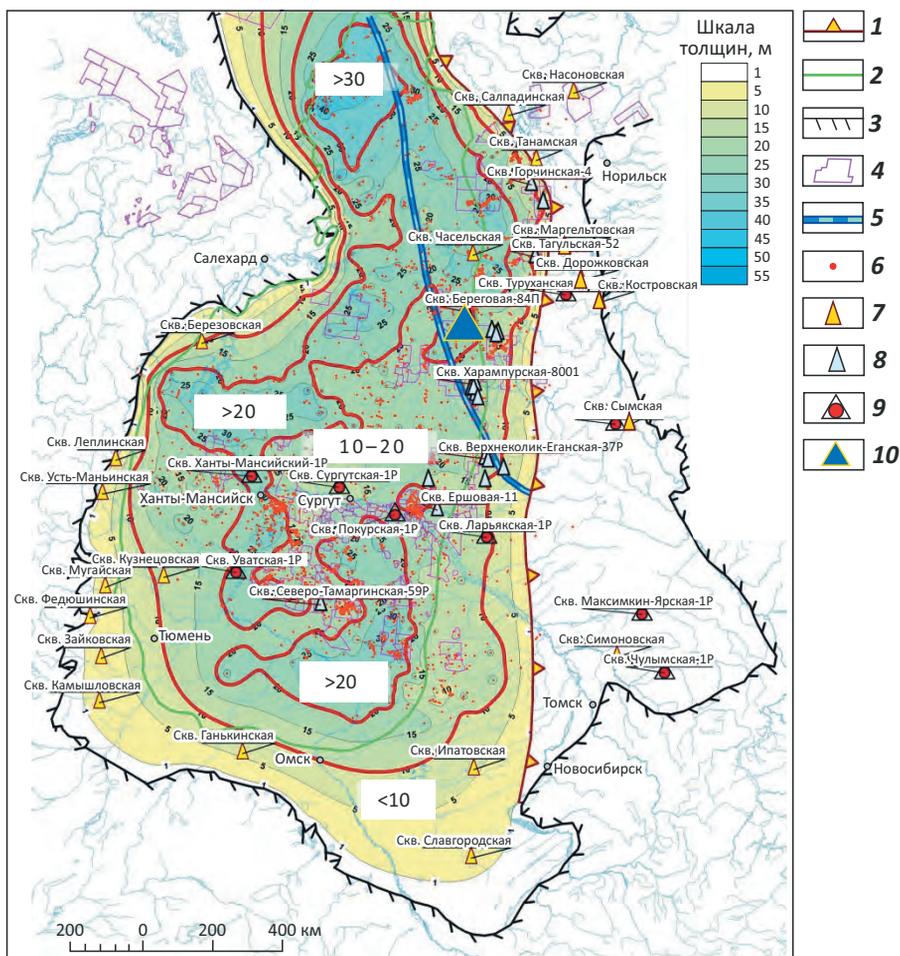
Керн из скв. ХХР (по бурению интервал 1059,17–1059,38 м; по ГИС — 1056,88–1057,09 м), относящийся к пачке НБ₁, сложен чередованием глинистых опок пепельно-серых крепких, легких, с раковистым изломом, микрослоистых (толщина прослоев 1–6 см) и кремнисто-глинистых пород черного цвета (органическое вещество?) с микролинзовидной слоистостью (толщина прослоев 1–3 см) (см. рис. 2). По бурению в интервале 1059,26–1059,3 м (по ГИС — 1056,96–1057 м) практически по наслоению залегает прослой (мощностью до 4 см) светлых, почти белых, пепельно-серых кварцитов с четкой внутренней текстурой на срезе «конус в конус» (см. рис. 2). Уровень керна «с прослоем» ярко выражен по ГИС (интервал 1056,5–1057,5 м; особенно заметен на кривых потенциал-зонда, бокового и микробокового каротажа) в виде резкой ступеньки (см. рис. 3).

Гидротермально-метасоматические кварциты на срезе керна с текстурой «конус в конус», а также ниже- и вышележащие породы изучены комплексом лабораторных методов, в том числе и под микроскопом (рис. 4, 5).

Кремневое вещество опок представлено опалом и ОКТ-фазой (опал – кристобалит – тридимит); глинистый материал — смектитами и гидрослюдами, обычно с преобладанием первых. Для глинистых опок биогенно-хемогенного типа характерно неравномерное сочетание пелитовой, микрочешуйчатой и скрытокристаллической структур. Пологая линзовидно-волнистая текстура обусловлена многочисленными хаотично распределенными глинистыми прожилками уплотнения. Слоистость нарушена следами биотурбации. Наблюдаются обрывки линзовидных слоев обогащения глинистым материалом длиной 0,1–0,8 мм. В буроватом глинисто-кремневом агрегате со следами биотурбации беспорядочно расположены алевритовые (0,01–0,06 мм) и единичные

Рис. 1. Схематичная карта толщин пласта НБ₁ (хэяхинская пачка опок) нижеберезовской подсвиты (сантон) в пределах Западно-Сибирской провинции [1]

Fig. 1. Schematic map of thickness of Nizhneberezovskiy (Santonian) НБ₁ bed (Kheyakhinsky opoka package) in West Siberian Province [1]



Границы (1–5): 1 — выклинивания хэяхинской пачки (НБ₁), 2 — Тюменско-Уренгойского литофациального района (по региональной стратиграфической схеме), 3 — Западно-Сибирского бассейна, 4 — лицензионного участка «НК «Роснефть», 5 — проявления русскореченской пачки (НБ₂); **скважины (6–9):** 6 — проектируемые, 7 — стратотипы, 8 — с отбором керна, 9 — опорные; 10 — место бурения скв. ХХР

Boundaries (1–5): 1 — Kheyakhinsky package geological limit (НБ₁), 2 — Tyumensky-Urengoisky lithofacies region (in accordance with regional stratigraphic chart), 3 — West Siberian Basin, 4 — License Area owned by Rosneft Oil Company; 5 — occurrence of the Russkorechensky package (НБ₂); **wells (6–9):** 6 — scheduled, 7 — type sections, 8 — cored, 9 — key; 10 — ХХР well location

псаммитовые (0,12 мм) обломки кварца, встречаются включения полевого шпата, кремневые остатки диатомей и радиолярий (до 0,12 мм), редкие зерна глауконита (0,02–0,09 мм; см. рис. 4), пылеватые включения растительного детрита и незначительные вкрапления пирита и марказита. На данные компоненты примесей приходится около 2 %.

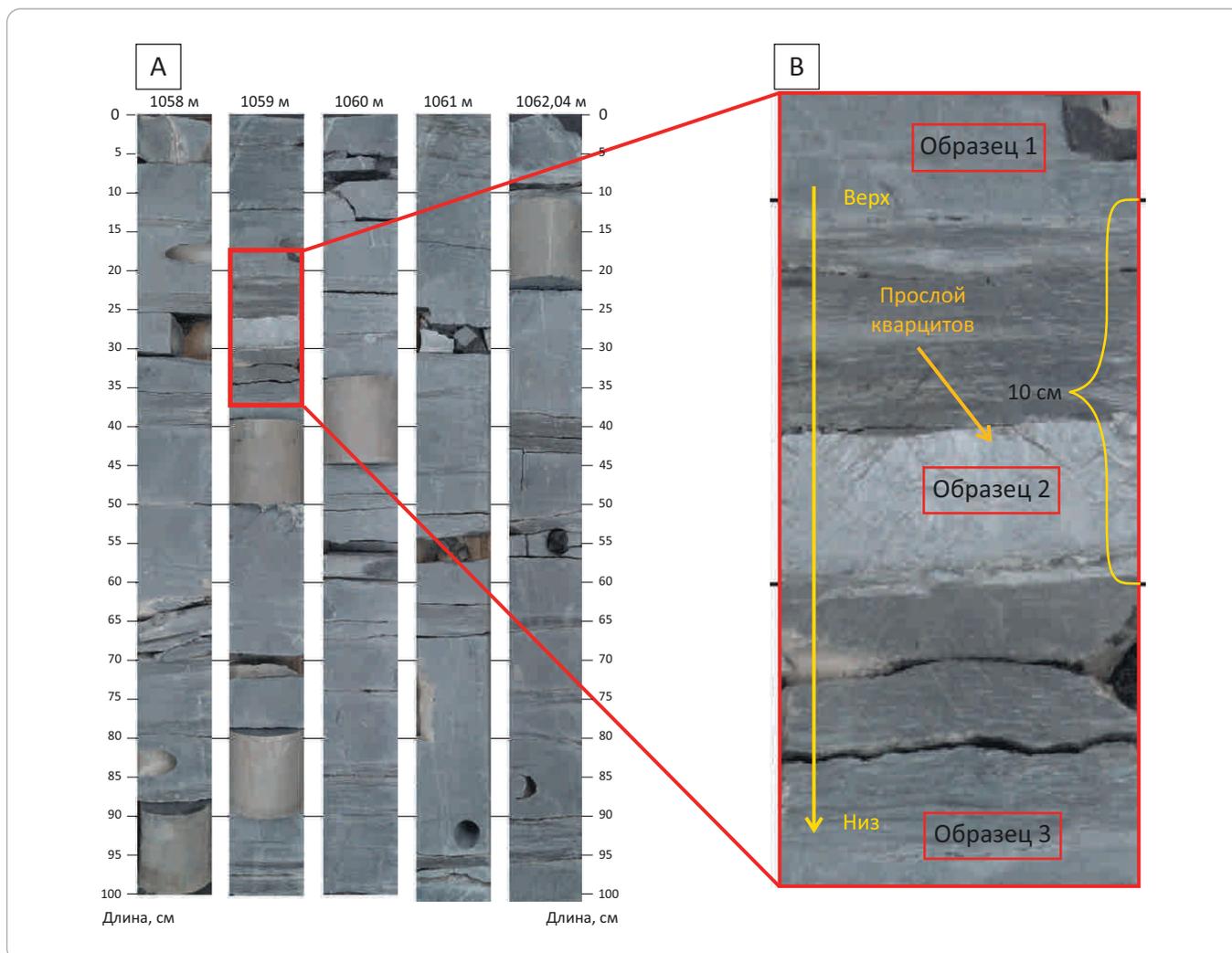
Выше метасоматитов (8–9 см, см. рис. 2) микроскопически определены опоки глинистые с примесью алеврита (не более 1–3 %), глауконита (доли процентов), кремневых органических остатков (доли процентов), с многочисленными глинистыми прожилками уплотнения, в значительной степени биотурбированные (обр. 1, см. рис. 4).

В шлифе из прослоя вторичных кварцитов с текстурой «конус в конус» (обр. 2, см. рис. 5) установлена мусковит-кварцевая гидротермально-метасоматическая порода. Структура лепидобластовая зубчатая, реликтовая скрытокристаллическая и пелитовая. Текстура сланцеватая, обусловлена ориентировкой зерен кварца и чешуек мусковита. Полосовидные зубчатые (пилообразные) обособления кремнистых глин расположены под углом 30–60° к ориентировке агрегатов мусковита новообразованной породы. Пылеватые частицы глинистого материала распределены в виде зигзагообразно ориентированных штриховатых слоев между кристаллами кварца и мусковита, создавая вид плейчатости (с острым углом в перегибе). Породы жильного прослоя возникли, по

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 2. Фотографии керна, распиленного вдоль его оси, в дневном освещении (А) и его фрагмента с прослой (до 4 см) светлых пепельно-серых мусковит-кварцевых, гидротермально-метасоматических пород, с резкими границами, текстурой «конус в конус» и точками отбора на комплексные исследования (В)

Fig. 2. Images of core slabs in daylight (A) and core fragments with a seam (up to 4 cm) of light ashy muscovite-quartz, hydrothermal-metasomatic rocks with sharp interfaces, cone-in-cone structure, and points of sampling for the purposes of integrated studies (B)



всей вероятности, в результате гидротермально-метасоматических процессов в зоне тектонического разуплотнения, состоят из кварца (65 %), мусковита (25 %), пирита (3 %), а также фрагментов кремнистых глин (7 %). Новообразованные кварц и мусковит слагают основную ткань породы в виде удлиненных соразмерных кристаллов и чешуек соответственно длиной 0,1 и 1,2 мм с неправильными зубчатыми ограничениями (см. рис. 5).

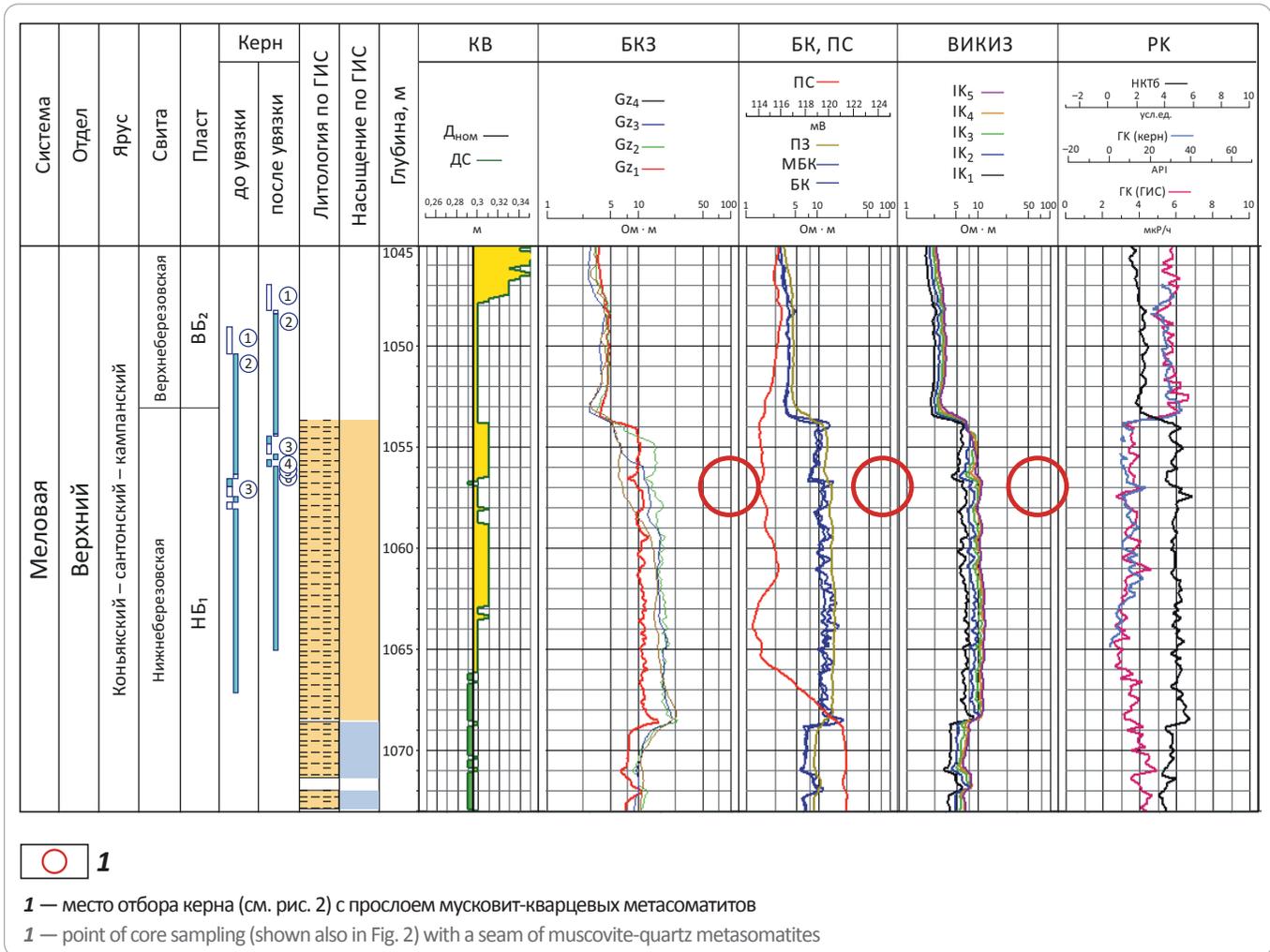
По мусковит-кварцевому агрегату развивается пирит, образующий отдельные зерна неправильной формы (0,05–0,4 мм), большей частью тоже удлиненные по вторичной сланцеватости. Основную ткань породы с отчетливыми границами пересекают ступенчатые полосовидные фрагменты кремнисто-глинистого материала шириной 0,02–1 мм (в крупных фрагментах отмечаются зерна глауконита), сопровождаемые многочисленными трещинами и

микротрещинами раскрытостью 0,02–1 мм. Внутри фрагментов также наблюдаются микротрещины шириной 0,003–0,03 мм. Акцессорные минералы не обнаружены.

В метасоматитах, по сравнению с вмещающими опоками, рентгено-флуоресцентным анализом установлены пониженные концентрации практически всех химических компонентов (за исключением железа, кальция, серы, циркония). Гидротермально-метасоматическая порода образца 2, изученная под растровым электронным микроскопом, сложена плотноупакованными («сливными») агрегатами кварца. Редко встречаются стяжения (до 210 мкм) пирита. Поры открытого типа не наблюдаются (рис. 6).

Ниже прослоя с текстурой «конус в конус» (6–7 см, см. рис. 2) в шлифе описана опока глинистая, песчаная, с многочисленным глауконитом, пиритизированная, с обособлениями кремневого вещества

Рис. 3. Фрагмент планшета с данными ГИС скв. ХХР (ООО «ТННЦ») / Fig. 3. Fragment of composite log (well logging data) for ХХР well (ТННЦs)



(«литокластами»), биотурбированная (обр. 3, рис. 7). Структура смешанная пелитовая, псаммитовая, криптокристаллическая. Текстура биотурбационная, с ходами илоедов диаметром 0,4–3 мм. «Литокласты» (обособления) кремневого состава размещаются хаотично, имеют удлиненную (ориентировка незакономерная), редко изометричную полуугловатую форму (от 0,25 до 12 мм, до 10 %). На фотографии в скрещенных николях выделяются полной изотропностью и, как правило, отсутствием вкраплений обломочных и глауконитовых зерен. Участками в «литокластах» отмечаются структуры внедрения матричного материала вмещающей опоки (аналогичная показана на рис. 4). Видимо, при биотурбации расслоенных илов (чередования слоев кремневых и кремнисто-глинисто-глауконитовых с обломками кварца и полевого шпата, коллоидов) происходило перемешивание фрагментов тех и других слоев с вдавливанием твердых обломков и зерен глауконита во фрагменты пластичного субстрата кремневых илов.

Вероятно, в дальнейшем, при погружении и пекрекрытии, по мере старения (затвердевания и де-

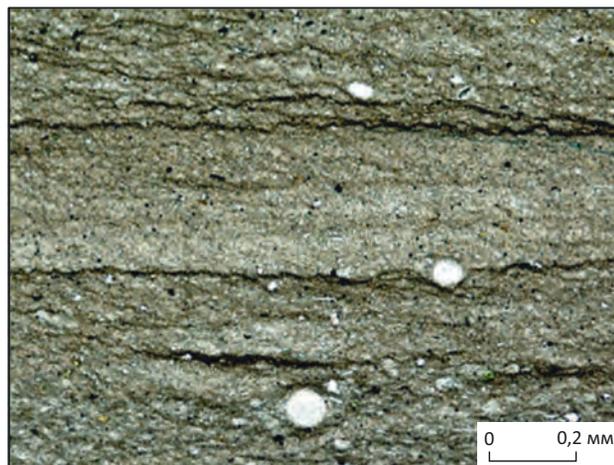
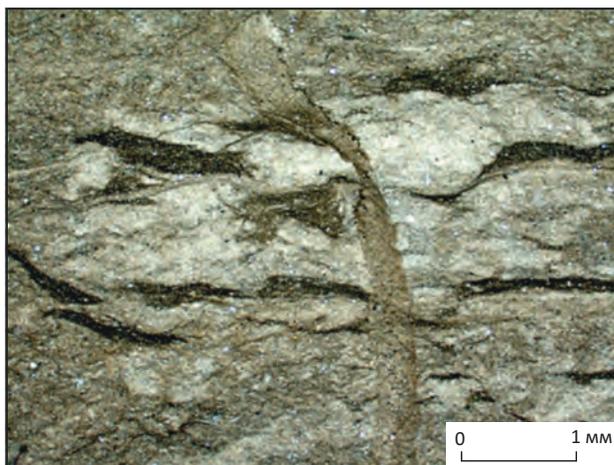
гидратации) илов, фрагменты разных по составу и свойствам прослоев испытывали микродеформации вдоль своих границ. Таким образом, вдоль границ «литокластов» могли сформироваться трещины и микроамплитудные смещения фрагментов относительно друг друга.

Образцы 1 и 3, изученные под растровым электронным микроскопом, представлены опоками, вмещающими прослой метасоматитов (рис. 8). Основная масса хлопьевидной структуры, с уплощенными и червеобразными валиками кремнезема хорошо прослеживается на рис. 8 А. По данным рентгено-флуоресцентного анализа, кремнезем содержит незначительную примесь алюминия. Отмечаются редкие чешуйчатые микроагрегаты иллита и хлорита. Компоненты основной массы разделены многочисленными межагрегатными сообщающимися ультрапорами (до 0,7 мкм). Наблюдаются немногочисленные скелетные остатки диатомей кремневого состава трубчатой формы (до 33 мкм), остатки диатомей с внутриформенными изолированными порами (длинной до 26 мкм). Встречаются редкие глобулы пирита

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 4. Фотографии образца 1, шлиф при II николях (ООО «ТННЦ», Т.М. Карих)

Fig. 4. Image of sample 1, thin section in II nicols (TNNTs, T.M. Karikh)

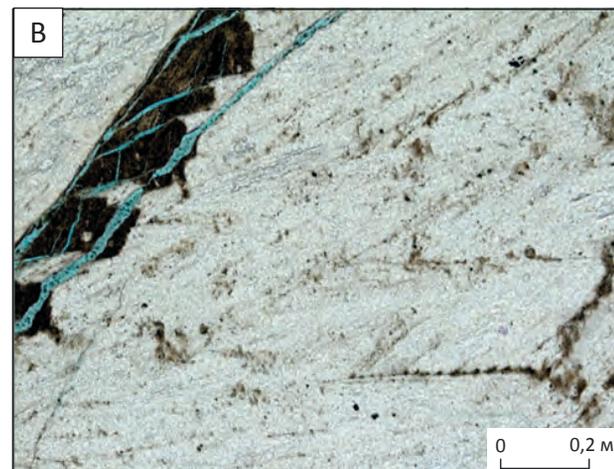
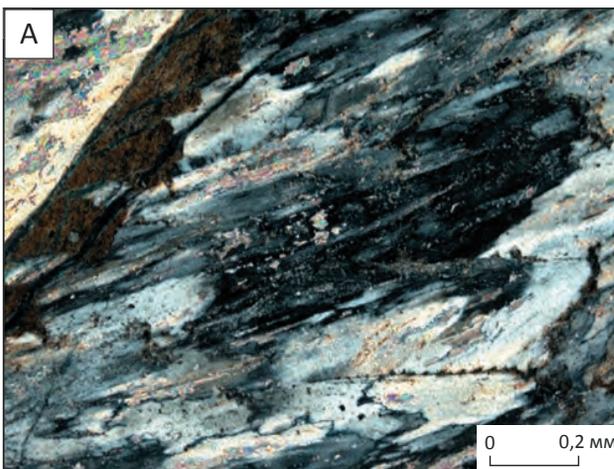


Опока глинистая с незначительной примесью алевритового материала, глауконита, кремневых органических остатков, с многочисленными глинистыми прожилками уплотнения, биотурбированная

Argillaceous opoka with minor admixture of silty material, glauconite, siliceous organic remains, with numerous clay compaction veinlets, bioturbated

Рис. 5. Фотографии образца 2 (мусковит-кварцевая гидротермально-метасоматическая порода) (ООО «ТННЦ», Т.М. Карих)

Fig. 5. Image of sample 2 (muscovite-quartz hydrothermal-metasomatic rock) (TNNTs, T.M. Karikh)



А — николи X, В — николи II
A — X nicols, B — II nicols

(до 15 мкм), линзовидные скопления ОВ в межагрегатном пространстве.

Опока образца 3 аналогична образцу 1, но в ней отмечаются скелетные остатки диатомей (до 20×102 мкм), глобулы пирита (до 18 мкм), линзовидные обособления ОВ (см. рис. 8 В).

Теоретические представления

По мнению В.Г. Колокольцева, текстура «конус в конус» часто встречается в природе, но преимущественно в глинистых и глинисто-карбонатных

отложениях, а находки подобных текстур в породах другого состава являются экзотической редкостью и практически не изучены. В публикации [6] приведен достаточно подробный обзор истории изучения таких текстур. Кроме этого, предложена оригинальная авторская модель формирования «фунтиковых» текстур в «термодинамически неравновесных системах», а также сделан вывод: «связь кон-ин-кон и особенно их некарбонатных морфогенетических аналогов с определенными стратиграфическими горизонтами ... позволяют рассчитывать на возможность их исполь-

Рис. 6. Фотографии образца 2 (кварцит) (ООО «ТННЦ», Е.В. Панев)
Fig. 6. Images of sample 2 (quartzite) (TNNTs, E.V. Panev)

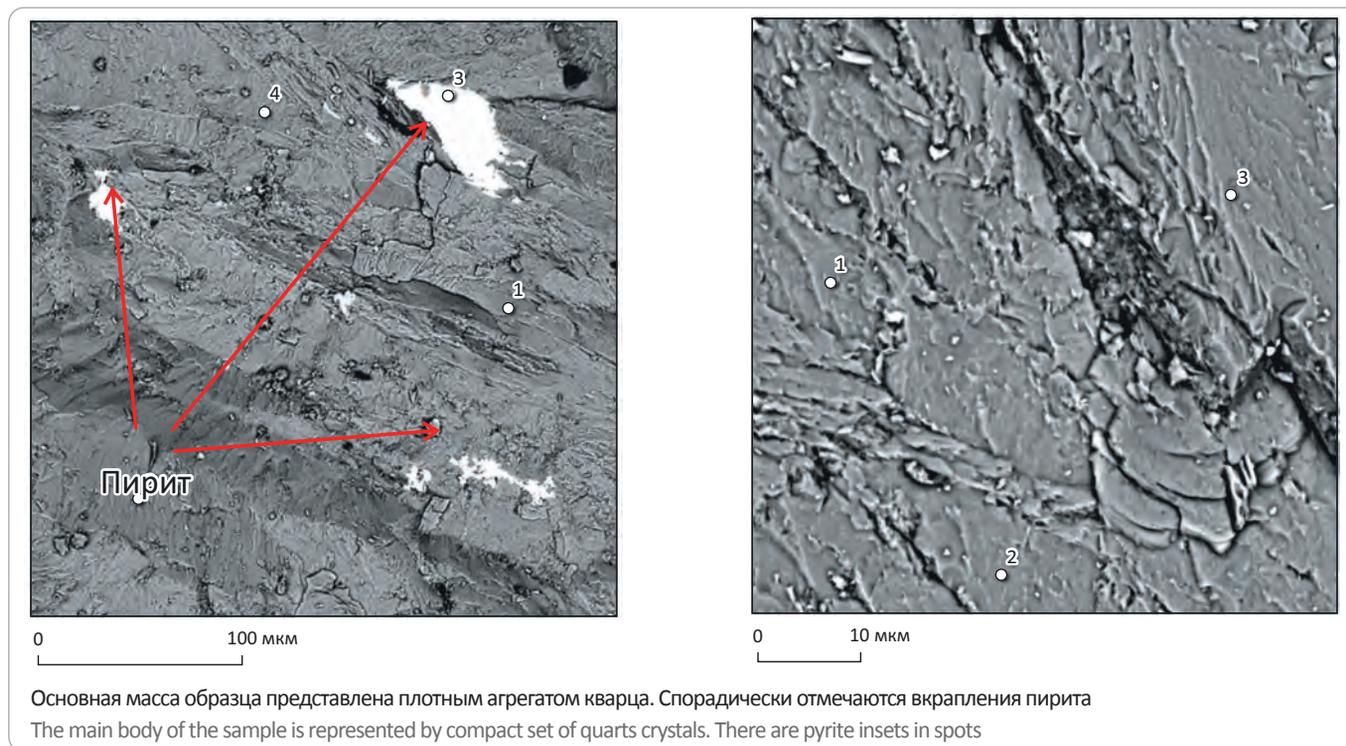
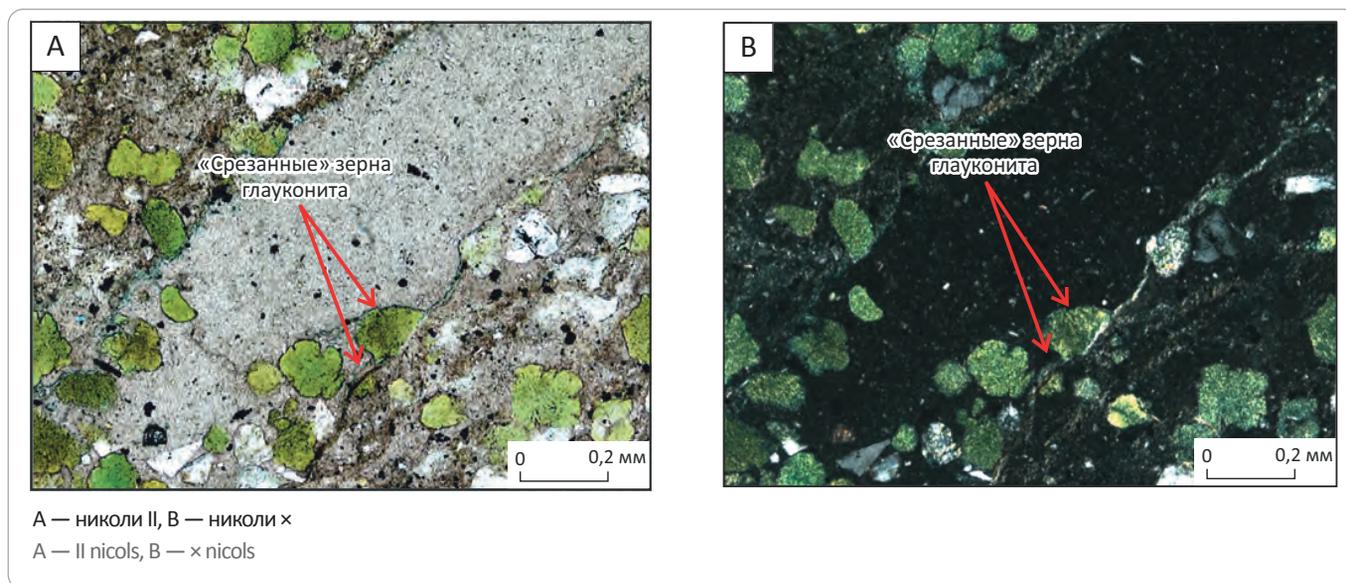


Рис. 7. Фотографии образца 3 (опока глинистая) (ООО «ТННЦ», Т.М. Карих)
Fig. 7. Image of sample 3 (argillaceous opoka) (TNNTs, T.M. Karikh)

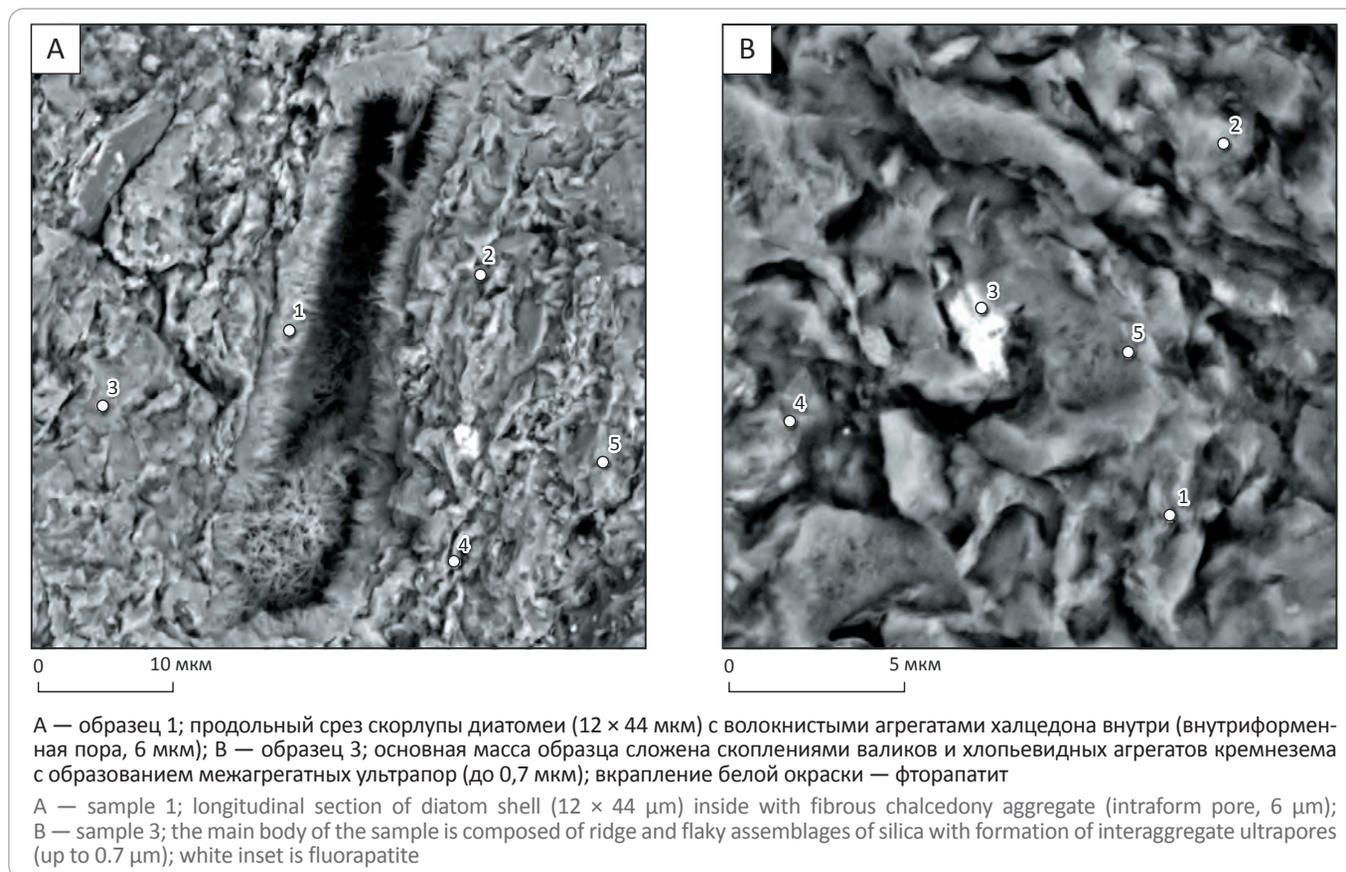


зования при решении некоторых задач событийной стратиграфии. В геологии нет универсальных инструментов для ретроспективных построений. Не являются таковыми и кон-ин-кон с некарбонатными морфогенетическими аналогами, однако их идентификация может существенно расширить наши представления о геологическом прошлом изучаемого региона» [6].

Кроме того, результаты изучения следов гидротермально-метасоматического изменения юрских пород осадочного чехла Западно-Сибирской плиты неоднократно описывались и раньше, например З.Я. Сердюк, А.И. Кудамановым, А.Д. Коробовым и др. [7–9], но авторам статьи не удалось найти подобную информацию для верхнемеловой части разреза Западно-Сибирской плиты.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 8. Фотографии опок (ООО «ТННЦ», Е.В. Панев)
 Fig. 8. Images of opoka (TNNTs, E.V. Panev)



Выводы

1. При изучении газоносных верхнемеловых пород северо-востока Западно-Сибирской плиты, в верхней части глинистых опок пачки НБ₁ нижнеберезовской подсвиты (сантон) были обнаружены следы гидротермально-метасоматического воздействия.

2. Метасоматиты представлены субгоризонтальным прослоем с резкими границами, сложенным мусковит-кварцевым агрегатом с текстурой «конус-в-конус».

3. Формирование метасоматитов внутри опок пачки НБ₁ может отражать эпизод тектонической активизации с образованием зон разуплотнения вдоль

поверхности осадконакопления и гидротермальной проработки глинистых опок в постсантонское время.

4. Результаты анализа доступных публикаций свидетельствуют о том, что данная находка метасоматитов в опоках нижнеберезовской подсвиты (сантон) на северо-востоке Западно-Сибирской плиты является единственной. На сегодняшний день закономерности проявления экзотических слюдино-кварцитовых метасоматитов с текстурой «конус-в-конус» практически не изучены.

5. Изучение условий формирования вторичных кварцитов с текстурой «конус-в-конус» позволит уточнить представления о геологическом развитии изучаемого региона.

Литература

1. Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А. Трансгрессивно-регрессивный характер осадконакопления в коньяке-сантоне верхнего мела Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 7. – С. 58–63. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-7-58-63.
2. Емельянов Е.М. Барьерные зоны в океане: Осадко- и рудообразование, геоэкология. – Калининград: Янтарный сказ, 1998. – 410 с.
3. Герман А.Б. Альбская-палеоценовая флора Северной Пацифики // Труды Геологического института. – Вып. 592. – М.: ГЕОС, 2011. – 280 с.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003 г. (объяснительная записка). – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
5. Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Маринов В.А. Фациальная модель верхнего мела Западной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. – 2017. – Т. 2. – № 1. – С. 101–105.

6. Колокольцев В.Г. Загадочная текстура конус-в-конусе // Природа. – 2015. – № 11. – С. 27–36.
7. Сердюк З.Я., Кудаманов А.И., Исаев Г.Д., Микуленко И.К., Сайфутдинов А.Р. Особенности постседиментационного преобразования верхнеюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. – 2008. – № 5. – С. 24–26.
8. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Морозов В.П. и др. Особенности гидротермального минерогенеза верхнеюрских продуктивных толщ Тевлинско-Русскинского месторождения // Эволюция осадочных процессов в истории Земли: материалы 8-го Всероссийского литологического совещания (Москва, 27–30 октября 2015 г.). – М. : РГУ нефти и газа имени Н.М. Губкина, 2015. – Т. 1. – С. 251–254.
9. Коробов А.Д., Ахлестина Е.Ф., Заграновская Е.Д., Коробова Л.А., Логинова М.П., Колотухин А.Т., Мухин В.М. Роль тектоногидротермальной активизации рифтогенного седиментационного бассейна в создании вторичных терригенных экранов и сохранении продуктивности баженовской свиты // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2017. – № 92. – С. 29–44.

References

1. Kudamanov A.I., Agalakov S.E., Marinov V.A. Transgressive-regressive type of sedimentation in the Western Siberian Coniacian-Santonian (Upper Cretaceous). *Neftyanoe khozyaistvo*. 2018;(7):58–63. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-7-58-63. In Russ.
2. Emel'yanov E.M. The barrier zones in the ocean: Sediment and ore formation, geoecology. Kaliningrad: Yantarnyi skaz; 1998. 410 p. In Russ.
3. Herman A.B. Albian–Paleocene Flora of the North Pacific Region. In: Trudy Geologicheskogo instituta. Issue 592. Moscow: GEOS; 2011. 280 p. In Russ.
4. Resolution of the 6-th Inter-Departmental Meeting on the Review and Adoption of the Updated Stratigraphic Charts for the West Siberian Mesozoic Sequences. Novosibirsk, 2003 (explanatory note). Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGiMS; 2004. 114 p. In Russ.
5. Agalakov S.E., Kudamanov A.I., Marinov V.A. Facies model of the Western Siberia Upper Cretaceous. *Interekspo GEO-Sibir'*. 2017;2(1):101–105. In Russ.
6. Kolokoltsev V.G. Puzzling texture cone-in-cone. *Priroda*. 2015;(11):27–36. In Russ.
7. Serdyuk Z.Ya., Isaev G.D., Mikulenko I.K., Kudamanov A.I., Saifutdinov A.R. Peculiarities of post-depositional alteration of the Upper Jurassic sediments developed within Western Siberia. *Georesursy = Georesources*. 2008; 28(5):24–27. In Russ.
8. Korobov A.D., Korobova L.A., Morozov V.P. et al. Osobennosti gidrotermal'nogo mineragenezа verkhneyurskikh produktivnykh tolshch Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniya [Features of hydrothermal mineragenesis of Upper Jurassic pay intervals in Tavlinsky-Russkinsky field]. In: Evolyutsiya osadochnykh protsessov v istorii Zemli: materialy 8-go Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya (Moscow, 27–30 October 2015). Moscow: RGU nefti i gaza imeni N.M. Gubkina; 2015. Vol. 1. pp. 251–254. In Russ.
9. Korobov A.D., Akhlestina E.F., Zagranovskaya E.D., Korobova L.A., Loginova M.P., Kolotukhin A.T., Mukhin V.M. Rol' tektonogidrotermal'noi aktivizatsii riftogenogo sedimentatsionnogo basseina v sozdanii vtorichnykh terrigennykh ekranov i sokhraneniі produktivnosti bazhenovskoi svity [Role of tectonic-hydrothermal activation of sedimentary riftogenic basin in creation of secondary terrigenous barriers and preservation of productivity of Bazhenov Formation]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2017;(92):29–44. In Russ.

Информация об авторах

Татьяна Михайловна Карих

Главный специалист

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,

625000 Россия, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

e-mail: tmkarikh@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 000-0002-2560-6637

Александр Иванович Кудаманов

Эксперт

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,

625000 Россия, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

e-mail: aikudamanov@rosneft.ru

Information about authors

Tat'yana M. Karikh

Chief Specialist

Tyumen Petroleum Research Center,

79/1, ul. Osipenko, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: tmkarikh@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 000-0002-2560-6637

Aleksandr I. Kudamanov

Expert

Tyumen Petroleum Research Center,

79/1, ul. Osipenko, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: aikudamanov@rosneft.ru



Памяти члена-корреспондента РАН Аркадия Романовича Курчикова

Российская академия наук, ее Сибирское отделение, Отделение наук о Земле РАН, Тюменский индустриальный университет, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, геологическая наука России понесли тяжелую утрату. 22 марта 2021 г. после длительной тяжелой болезни ушел из жизни член-корреспондент РАН Аркадий Романович Курчиков — талантливый ученый и умелый организатор науки, внесший большой вклад в изучение нефтегазовой гидрогеологии, геологии нефти и газа, геотермии.

А.Р. Курчиков родился 3 марта 1954 г. в г. Кисилевск Кемеровской области. После окончания школы (1971) поступил на механико-математический факультет Новосибирского государственного университета и успешно его окончил в 1976 г. Дипломную работу он выполнял под руководством выдающегося ученого, академика Л.В. Овсянникова. Нежное отношение ученика к Учителю и теплые отношения с Львом Васильевичем А.Р. Курчиков сохранил на все годы общения.

После окончания университета (1976–1996) Аркадий Романович работал в Западно-Сибирском научно-исследовательском геологоразведочном нефтяном институте (ЗапСибНИГНИ) (Тюмень), где прошел путь от младшего научного сотрудника до заместителя директора. В этот период он сосредоточился на фундаментальных исследованиях гидрогеологии и геотермии Западно-Сибирского осадочного бассейна. В 1970–1990-е гг. Аркадием Романовичем были детально изучены гидрогеология, геохимия и условия формирования подземных вод этого бассейна, закономерности изменения теплового поля и температуры в нем, разработаны критерии прогноза зон нефте- и газонакопления по гидрогеотермическим данным, критерии локального прогноза нефтегазоносности. В эти годы А.Р. Курчиков вел исследования под руководством выдающегося геолога-нефтяника, лауреата Ленинской премии, члена-корреспондента АН СССР И.И. Нестерова. Итогом исследований первых двух десятилетий научной работы молодого ученого стали защиты кандидатской (1982) диссертации на тему «Палеогеотермические условия формирования зон преимущественного нефте- и газонакопления в Западной Сибири» и докторской (1995) диссертации на тему «Тепловой режим нефтегазоносных областей Западной Сибири».

В 2000 г. академик А.Э. Конторович пригласил А.Р. Курчикова возглавить созданный незадолго до этого Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. В 2010 г. он рекомендовал его на должность заведующего кафедрой Тюменского индустриального университета. Аркадий Романович принял эти предложения и активно включился в работу. За короткое время он организовал на самом высоком уровне работу этих структур.

Круг его научных исследований в эти годы существенно расширился. Продолжая исследования по гидрогеологии и геотермии Западно-Сибирского нефтегазоносного района, А.Р. Курчиков и возглавляемый им научный коллектив впервые детально изучили гидрогеологические условия надсеноманского комплекса и оценили ресурсы природного газа в нем, в том числе нетрадиционные ресурсы газа в форме гидратов. Одновременно были развернуты исследования по ряду принципиально новых фундаментальных и ориентированных на решение прикладных задач исследований. Выделим среди них следующие:

- эволюция гидрогеологических систем осадочных бассейнов Сибири;
- формирование гидрогеохимических и геотермических условий глубоких горизонтов Западно-Сибирского осадочного бассейна;
- перспективы нефтегазоносности северных и арктических районов Западно-Сибирской провинции;
- геоинформационное обеспечение решения задач геохимического анализа подземных вод Западной Сибири;
- геодинамический и экологический мониторинг, мониторинг деформационных процессов земной поверхности на геодинамических полигонах месторождений Западной Сибири;
- мониторинг подземных вод в области максимальной техногенной нагрузки в Ханты-Мансийском АО – Югре и степень обеспеченности ресурсами подземных вод на территориях месторождений Западной Сибири;
- результаты эксплуатации апт-альб-сеноманского водоносного комплекса для водоснабжения системы поддержания пластовых давлений на месторождениях Западной Сибири;
- оценка и переоценка запасов подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса нефтегазовых месторождений для обеспечения водой поддержания пластового давления;
- проблемы водоснабжения нефтепромыслов Западной Сибири пресными подземными водами в пределах Среднеобского, Тобольского бассейнов стоков.

Результаты этих работ имели и имеют огромное государственное, народно-хозяйственное и научное значение.

Под руководством А.Р. Курчикова на площади более 70 тыс. км² были выполнены наземные работы в Тюменской, Томской, Омской, Курганской и Иркутской областях для прогноза нефтяных и газовых залежей, а также высокодебитных зон в пределах эксплуатируемых месторождений. Например, на месторождениях Тямкинское, Северо-Тямкинское, Протозановское, Усть-Тегусское, Урненское были выявлены участки повышенной продуктивности, на которых из 15 поисково-разведочных скважин были получены промышленные притоки нефти дебитом до 70 т/сут.

За последние 10–15 лет под руководством Аркадия Романовича и при непосредственном участии были выполнены оценки ресурсов питьевых, промышленных, термальных, бальнеологических и технических вод на значительной части территории Тюменской области, осуществлен подсчет запасов и составлены проекты эксплуатации более 200 водозаборов в населенных пунктах и на месторождениях УВ севера Западной Сибири. Экономический эффект от использования этих проектов составил свыше 500 млн р.

Были разведаны и оценены запасы пресных подземных вод на 150 месторождениях нефти и газа, обеспечивающие проектные потребности на 25-летний срок эксплуатации.

По 80 нефтяным месторождениям была определена возможность захоронения промышленных стоков в глубокие водоносные горизонты.

А.Р. Курчиков и его коллектив впервые в Западной Сибири обосновали возможность подземного захоронения буровых шламов. Такой подход реализован при обустройстве Приобского месторождения, выполнен весь комплекс исследований по подготовке захоронения отходов бурения и уже накопленных отходов в шламовых амбарах на Урненском, Тямкинском, Усть-Тегусском, Самотлорском и других месторождениях.

Эти работы имели и имеют большое экологическое значение и обеспечивают экономическую эффективность более 1 млрд р. на каждом месторождении.

За последние 20 лет Аркадий Романович на базе интеграции академической (ИНГГ СО РАН), университетской (ТИУ) науки и малого нефтяного бизнеса создал лучшую в России научно-производственную школу по гидрогеологическому и экологическому обеспечению разработки нефтяных и газовых месторождений. А.Р. Курчиков на примере созданного им научно-образовательного центра показал, насколько полезна и эффективна такая форма организации науки. Он был одним из пионеров работ в этом направлении в России.

Аркадий Романович вел огромную работу по организации учебного процесса на кафедре геологии нефти и газа ТИУ, активно участвовал в подготовке кадров высшей квалификации. Он много лет возглавлял диссертационный совет по защите докторских и кандидатских диссертаций. Под его личным научным руководством защитили кандидатские диссертации 5 молодых ученых. Он был консультантом при подготовке 1 докторской диссертации.

А.Р. Курчиков был членом диссертационных советов в Тюмени и в Новосибирске. С 2003 г. он был членом Научного совета РАН по проблемам геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений. В 2011 г. был избран членом правления Российского союза гидрогеологов и главой союза по Уральскому федеральному округу.

Государство, научная общественность высоко оценили вклад Аркадия Романовича в геологическую науку. Ему было присвоено почетное звание «Заслуженный геолог Российской Федерации». В 2011 г. он был избран членом-корреспондентом РАН.

Аркадий Романович был прекрасным семьянином, мужем и отцом. Он высоко ценил и берег настоящую дружбу, почитал и благодарно относился к своим Учителям. Ему были чужды нередкие в наше время фальшь в отношениях и предательство.

Память о крупном ученом, талантливом учителе, незаурядной личности, прекрасном муже и отце, добром друге сохранится в сердцах всех, кто знал Аркадия Романовича, а его деятельность войдет как в летопись истории Сибирского отделения РАН, так и в летопись истории тюменской науки.

Президиум Сибирского отделения РАН, бюро Отделения наук о Земле РАН, ректорат Новосибирского государственного университета, ректорат Тюменского индустриального университета, Объединенный ученый совет СО РАН по наукам о Земле, коллектив Института нефтегазовой геологии и геофизики, друзья и соратники выражают искренние соболезнования семье, друзьям и коллегам Аркадия Романовича Курчикова.

Ак. Глико А.О., ак. Контарович А.Э., ак. Маркович Д.М., ак. Пармон В.Н., ак. Федорук М.П., ак. Эпов М.И., д. г.-м. н. Брехунцов А.М., д. т. н. Ельцов И.Н., д. т. н. Ефремова В.В., д. ф.-м. н. Плавник А.Г., д. т. н. Шпуров И.Н., к. т. н. Морозов В.Ю., к. г.-м. н. Парфенова Т.М., Нестеров И.И. мл.



Обустройство нефтегазовых месторождений

Технический форум

Главная цель форума -
представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа для эффективной разработки.

2-3 июня
2021 года
Холидей Инн Лесная
Москва

+7 (495) 488-6749
info@forumneftegaz.org
www.forumneftegaz.org

Темы Форума

- Технологическое проектирование объектов обустройства месторождений и первичной подготовки и переработки продуктов добычи.
- Подготовка концептуального проекта разработки и обустройства нефтегазовых месторождений.
- Техничко-экономические расчеты при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений.
- Расчеты при оценке стоимости капитального строительства.
- Блочно-модульное исполнение основного технологического оборудования. Примеры блочных поставок.
- Информационные технологии в проектировании обустройства. Рассмотрение методологии создания моделей.
- Разработка и освоение морских месторождений.
- Подводные добычные комплексы.
- Оборудование и технологии обеспечения морской добычи.
- Другие темы отрасли.

Возможности для вашего продвижения на рынке

Форум и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Форума, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить о своей компании, продукции и услугах, и стать лидером быстрорастущего рынка.

Для дополнительной информации и подбора решения, удовлетворяющего Вашим задачам и бюджету, пожалуйста свяжитесь с нами по электронной почте info@forumneftegaz.org или по телефону +7 (495) 488-6749.



УДК 550.812.1

DOI 10.31087/0016-7894-2021-2-93-105

Перспективы нефтегазоносности северо-западной части Западной Сибири

© 2021 г. | С.Л. Белоусов, С.В. Пермяков, А.А. Сокольникова

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SLBelousov@tnnc.rosneft.ru; svpermyakov2@tnnc.rosneft.ru; aasokolnikova@tnnc.rosneft.ru

Поступила 02.10.2020 г

Доработана 15.11.2020 г.

Принята к печати 18.11.2020 г.

Ключевые слова: ловушка; залежь; месторождение; юрские отложения; геолого-геофизическая изученность.

Аннотация: Одним из основных направлений поисково-разведочных работ на современном этапе изученности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является исследование ее бортовых зон. Западная бортовая зона Западно-Сибирского мегабассейна характеризуется благоприятными геологическими предпосылками для обнаружения крупных скоплений углеводородов. Степень геолого-геофизической изученности, особенности формирования юрского интервала разреза, тектоническое строение, а также развитие рассматриваемого бассейна на протяжении всего геологического времени свидетельствуют о его высоких перспективах. На данной территории и ее периферии уже открыты месторождения с залежами нефти и газа, в том числе крупные: на юге — Талинское, на севере — Ярудейское. Установлены залежи разного типа: структурно-стратиграфические — в нижнеюрских отложениях, структурные и структурно-литологические — в среднеюрских. Предполагается наличие аналогичных запасов и в ниже-среднеюрских пластах исследуемой территории, а также залежей в базальных горизонтах верхней юры, сложенных отложениями вогулкинской и трехозерной толщ морского генезиса. Для поисков и разведки месторождений нефти и газа необходимо дальнейшее изучение западной части Западно-Сибирского мегабассейна.

Для цитирования: Белоусов С.Л., Пермяков С.В., Сокольникова А.А. Перспективы нефтегазоносности северо-западной части Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2021. — № 2. — С. 93–105. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-93-105.

Petroleum potential of north-western part of Western Siberia

© 2021 | S.L. Belousov, S.V. Permyakov, A.A. Sokol'nikova

Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; SLBelousov@tnnc.rosneft.ru; svpermyakov2@tnnc.rosneft.ru; aasokolnikova@tnnc.rosneft.ru

Received 02.10.2020

Revised 15.11.2020

Accepted for publication 18.11.2020

Key words: trap; pool; field; Jurassic deposits; geological and geophysical exploration maturity.

Abstract: One of key exploration and prospecting trends in the current stage of West Siberian Petroleum Province studies is investigations of its flanks. Western flank zone of the West Siberian megabasin is characterised by geological factors favourable for large hydrocarbon accumulations discovery. Level of geological and geophysical knowledge, features of the Jurassic interval formation, tectonic framework, and evolution of the considered basin throughout geological time are indicative of its great promise. Oil and gas deposits have already been discovered in the area and its periphery; some of them are classified large. The Talinasky field is discovered in the south, and the Yarudeisky — in the north. The deposits belong to different types, they are: combination — in Lower Jurassic sequences; and structural and lithologically screened — in Middle Jurassic. Similar deposits are expected to be found in the Lower-Middle Jurassic series of the study area. Discovery of accumulations is expected in the basal Upper Jurassic horizons, which are composed of Vogulkinsky and Trekhozerny deposits having marine genesis. Further studies of the western part of the West Siberian megabasin are essential for oil and gas exploration and prospecting.

For citation: Belousov S.L., Permyakov S.V., Sokol'nikova A.A. Petroleum potential of north-western part of Western Siberia. *Geologiya nefiti i gaza*. 2021;(2):93–105. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-93-105. In Russ.

Введение

Интенсивное изучение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции началось с 1960-х гг. Геологическое изучение этой провинции в основном проводилось в центральной ее части из-за открытия уникальных месторождений нефти и газа. Бортовые зоны Западно-Сибирского мегабассейна на данный момент имеют низкую геолого-геофизическую изу-

ченность¹. Такие слабоизученные территории нефтегазоносной провинции наиболее перспективны для обнаружения скоплений УВ среднего и даже крупного размера.

Одним из перспективных направлений поиска месторождений нефти и газа является северо-запад-

¹Цимбалюк Ю.А., Панькова А.А. Создание модели геологического строения ниже-среднеюрских образований Западной Сибири и оценка их ресурсного потенциала : отчет. — Тюмень, 2013.



DISCUSSIONS

Рис. 1. Стратиграфическое распределение открытых залежей по разрезу

Fig. 1. Stratigraphic belonging of the discovered pools

Система	Отдел	Ярус	Пласт	Приуральская НГО																
				Березовский НГР																
				Северо-Алясовское	Южно-Алясовское	Похромское	Чуэльское	Деминское	Березовское	Северо-Игримское	Южно-Игримское	Нулентурское	Паультурское	Сысконсыньинское	Пунгинское	Горное	Шухтунгорское	Озерное	Северо-Казы́мское	
Меловая	Нижний	K _{1g}	Устремская пачка																	
			Чуэльская пачка																	
		K _{1v}	Деминская пачка																	
													о							
	Верхний	J ₃ tt-K _{1b}	Ю ₀																	
		J ₁ k-J ₃ o-J ₃ km	Ю ₁ (П)	Г	Г	Г	Г	Г	Г	ГК	ГК	Г	Г	Г	ГК	Г	Г	Г		
		J ₂ bt	Ю ₂		о			о												Г
			Ю ₃							о	о				Г				о	
			Ю ₄																	
Ю ₅													ГК							
J ₂ b	Ю ₆																			
	Ю ₇																			
	Ю ₈				о															
	Ю ₉																			
	J ₂ a	Радомская пачка																		
Нижний	J ₁ t	Ю ₁₀																		
	J ₁ p	Тогурская пачка																		
	J ₁ g-J ₁ s	Ю ₁₁ Кора выветривания																		
PZ																				

DISCUSSIONS

Усл. обозначения рис. 1

Legend items Fig. 1



Залежи (1–5): 1 — нефтяная, 2 — нефтегазоконденсатная, 3 — газонефтяная, 4 — газоконденсатная, 5 — газовая; 6 — газопроявления при бурении и испытании; 7 — пленка нефти при испытаниях; 8 — граница доюрских отложений

Pools (1–5): 1 — oil, 2 — oil, gas, and condensate, 3 — gas and oil, 4 — gas condensate, 5 — gas; 6 — gas shows when drilling and testing; 7 — oil film when testing; 8 — pre-Jurassic deposits

ная бортовая зона Западно-Сибирского мегабассейна площадью около 200 тыс. км². Она вытянута с юго-запада, район истока р. Северная Сосьва, на северо-восток до Обской губы и имеет протяженность около 760 км. Согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты (1998), западная граница зоны проходит по Висимско-Хошгортской гряде и включает такие тектонические структуры I порядка, как Березовская моноклинал, Чуэльский выступ, Верхнеполуйская моноклинал. Более половины территории зоны относится к нераспределенному фонду недр. В пределах рассматриваемой территории выделяется четыре нефтегазоносных области, в двух из которых (Красноленинская и Фроловская) установлена продуктивность ниже-среднеюрских отложений. Причем в данном интервале содержатся наибольшие запасы УВ. Залежи преимущественно нефтяные, реже смешанного фазового состава (рис. 1).

На данной территории и ее периферии уже открыты месторождения с залежами нефти и газа, некоторые из них относятся к категории крупных. Например, на юге открыто Красноленинское месторождение, на севере — Ярудейское. Залежи относятся к разному типу: структурно-стратиграфические — в нижеюрских отложениях, структурные и структурно-литологические — в среднеюрских.

Методика работ

Для выделения перспективных зон в ниже-среднеюрских отложениях выполнен следующий комплекс работ.

1. Сбор максимально доступного объема первичной сейсмической, геологической и комплексной геолого-геофизической информации (сейсмические разрезы по региональным и площадным профилям, сетки гравитационного и магнитного полей, скважины с данными ГИС, описания и результаты лабораторных исследований керна, анализы пластовых флюидов).

2. Создание единого интерпретационного проекта. Взаимная увязка всех имеющихся данных.

3. Комплексная сейсмогеологическая интерпретация с использованием современных программных средств и технологических приемов (картопостроение по разномасштабным и нерегулярным данным, сейсмостратиграфический, сеймофациальный ана-

лизы). Интерпретация ГИС. Построение схем корреляции скважин, уточнение стратификации разреза, построение результирующих сводных структурных карт и карт толщин, картирование линий стратиграфического выклинивания.

4. Литолого-фациальное изучение керна ключевых скважин с использованием современных подходов (потокосные исследования, седиментологический анализ, изучение ихнофаций). Проведение дополнительных петрофизических исследований на современном оборудовании. Изучение и использование геохимических характеристик нефтегазоматеринских пород.

5. Построение палеогеографических и литологических карт. Прогноз изменения качественных характеристик всех элементов нефтегазовой системы (резервуаров, покрышек, нефтегазоматеринских толщ) на основе литофациального состава отложений.

6. Построение геологической карты доюрского основания и анализ состава терригенного материала коллекторов.

7. Палеотектонические реконструкции, анализ истории погружения бассейна и структурообразования.

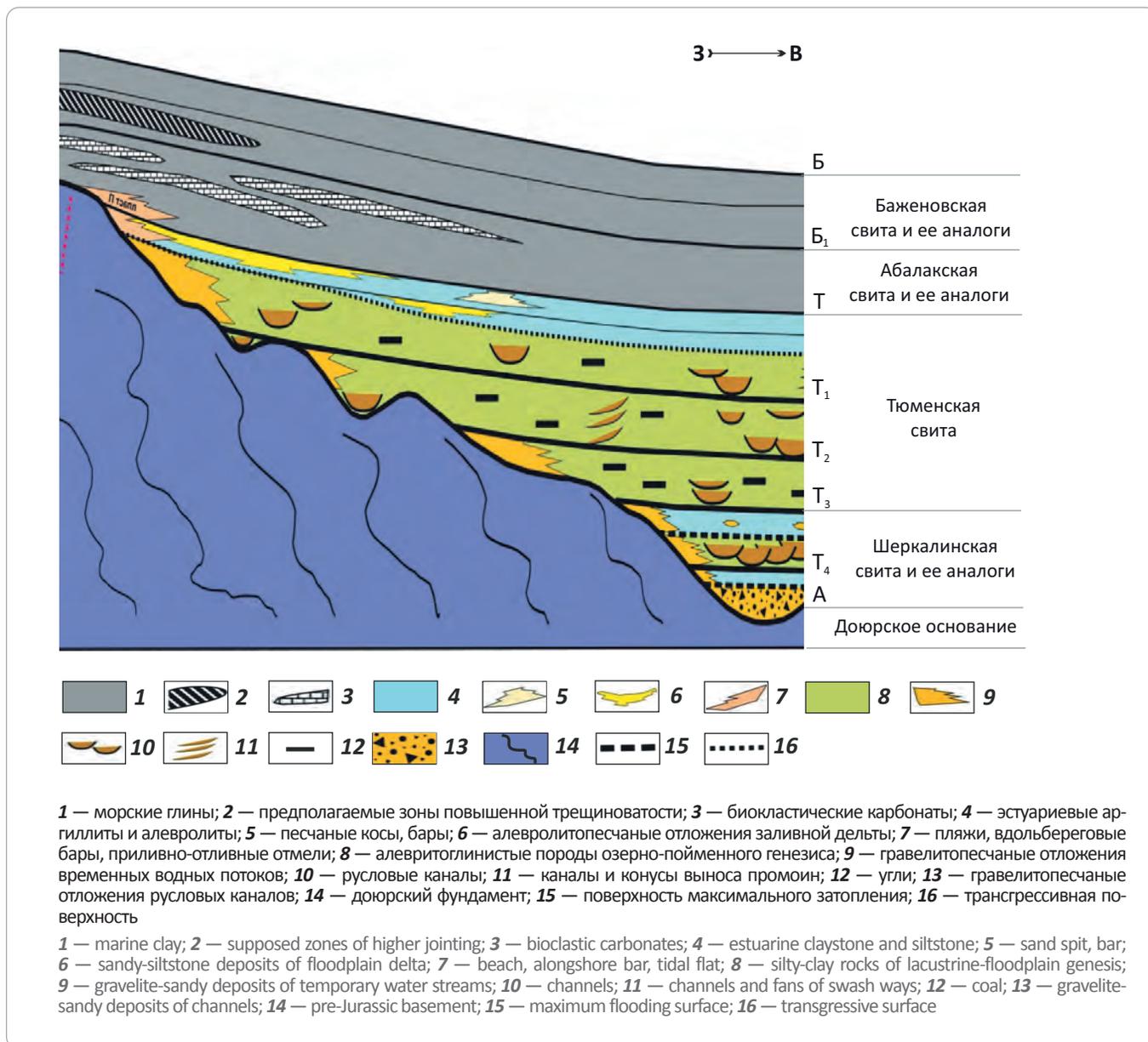
8. Построение мультимodelей 1D и 2D нефтегазовых систем, прогнозирование путей миграции и фазового состава УВ в зонах нефтегазоаккумуляции.

В работе был использован весь доступный и наиболее разнообразный набор данных: 30 тыс. км сейсморазведочных работ 2D (региональных — 10 тыс. км, площадных — 20 тыс. км); сетки гравитационного и магнитного поля 1 × 1 км; 500 поисково-оценочных и разведочных скважин со стратиграфическими разбивками (200 — с каротажем, 475 — с результатами испытаний, 330 — с описанием керна, 50 — с определениями фильтрационно-емкостных свойств, 90 — с геохимическими исследованиями, а также 45 дел скважин).

Данные по площади представлены неравномерно, и отмечается различное, преимущественно низкое, качество материалов, связанное с выполнением работ в разные годы.

В ходе работ выполнена сейсмостратиграфическая привязка и корреляция 5 сейсмических отражающих горизонтов в ниже-среднеюрском интервале разреза платформенного чехла (Т₄, Т₃, Т₂, Т₁, Т₀),

Рис. 2. Принципиальная схема осадконакопления юрских отложений
 Fig. 2. Schematic diagram of Jurassic sedimentation



горизонта Б, условно соответствующего кровле юрских отложений, горизонта А, соответствующего подошве юры.

Концептуальная модель

Принципиальная схема осадконакопления (рис. 2) и фрагмент регионального сейсмического разреза (рис. 3) показывают особенности формирования юрского интервала. В западном и северо-западном направлении к регионально положительным структурам Висимского мегавала и Щучинского выступа происходит сокращение разреза с последовательным выклиниванием сначала нижне-, потом средне- и верхнеюрских горизонтов. В местах налегания трансгрессивных пачек на фундамент раз-

виты базальные слои крупнообломочных песчаников, перекрытые глинистыми толщами [1]. Линии выклинивания региональных циклитов были закартированы и вынесены на структурную карту поверхности фундамента (рис. 4).

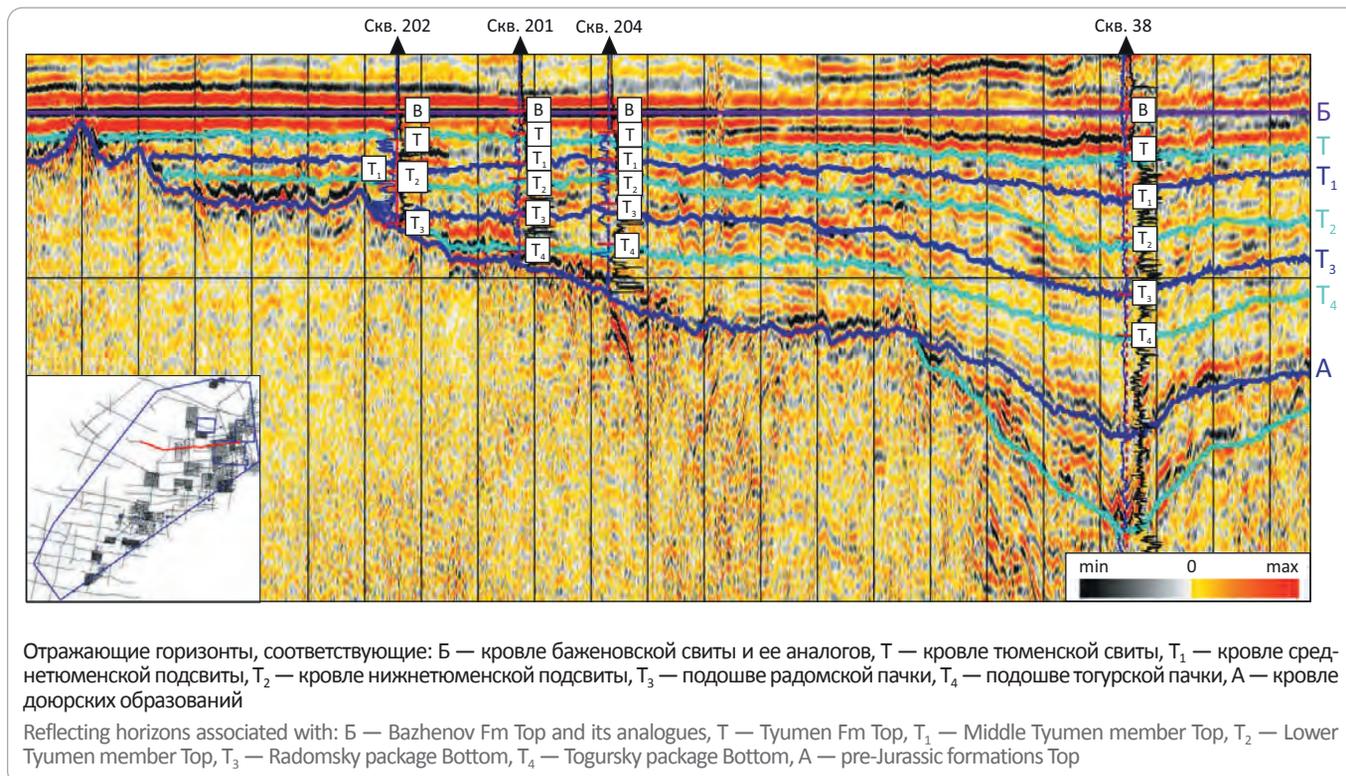
Интерпретация ГИС и результаты изучения фильтрационно-емкостных свойств показывают, что пористость и проницаемость по всем скважинам исследуемой территории сопоставимы с пористостью и проницаемостью продуктивных пластов открытых месторождений — возможных аналогов. Наблюдается тенденция улучшения коллекторских свойств в западном и северо-западном направлении по мере уменьшения глубины их залегания.



DISCUSSIONS

Рис. 3. Фрагмент временного сейсмического разреза по региональному профилю 25 с примером корреляции отражающих горизонтов в юрском интервале

Fig. 3. Fragment of seismic time section along the regional Line 25 with an example of reflectors tracing in the Jurassic interval



Условия осадконакопления

В рамках седиментологического анализа юрских отложений были выполнены следующие виды работ: описание керна, определение фаций и построение седиментологических разрезов. В результате седиментологического анализа по 11 ключевым скважинам были сделаны следующие выводы.

1. Нижнеюрские отложения формировались в континентальных (флювиальные и озерные макрофации) и прибрежно-континентальных (заливы/лагуны) обстановках (рис. 5) [2].

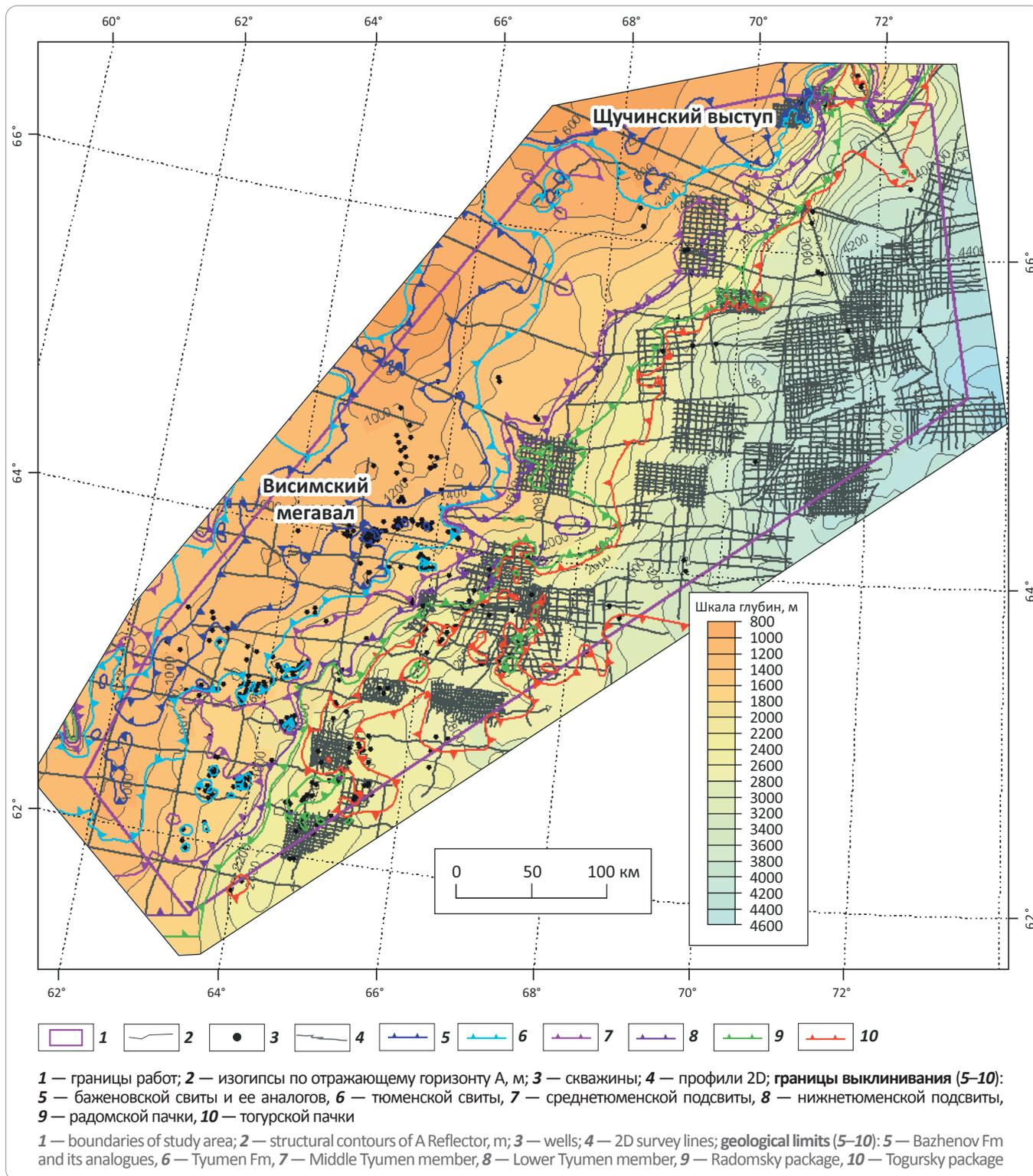
2. Среднеюрские отложения тюменской свиты (пласты Ю₃₋₉), накапливались в континентальных обстановках, выделяются озерные и флювиальные фации. Характеристика пласта Ю₂ отличается от пластов, расположенных стратиграфически ниже, в сторону преобладания фаций, формировавшихся в пределах прибрежного залива/эстуария, что свидетельствует об усилении влияния моря в период накопления его отложений [3]. Основными коллекторами пласта Ю₂ являются маломощные алевритопесчаные отложения заливной дельты, залегающие среди лагунных линзовидно-слоистых алевролитов и аргиллитов.

Рассматриваемая территория в мезозой-кайнозойское время прошла сложный период тектони-

ческого развития. Накопление нижних горизонтов осадочного чехла происходило в межгорных прогибах, нивелируя рельеф доюрского фундамента. Заполнение региональных впадин происходило с более высокой скоростью осадконакопления. К региональным выступам — Висимскому мегавалу и Щучинскому выступу — мощность отложений резко сокращалась вплоть до полного выклинивания. Таким образом, на протяжении всего мезозоя восточная область испытывала погружение, а западная и северо-западная — оставались региональными положительными структурами. В кайнозое в результате раскрытия Северного Ледовитого океана произошла тектоническая активизация, проявившаяся в изменении направлений структурообразования и неравномерном поднятии территории, особенно на севере и северо-западе. Это привело к эрозии верхней части разреза с выпадением толщи мощностью от 200–250 до 800 м. Кайнозойский тектогенез существенно повлиял на структурную перестройку осадочного чехла и перераспределение нефтегазоносности.

По результатам комплексной интерпретации, на основе анализа карт общих толщин, седиментологического описания керна и результатов ранее выполненных исследований были построены палеогеографические схемы по всем интервалам юрских региональных резервуаров и флюидоупоров [4, 5].

Рис. 4. Структурная карта по отражающему горизонту А с наложением линий выклинивания юрских отложений
Fig. 4. Depth map over A Reflector (Devonian Top) showing geological limits of Jurassic deposits

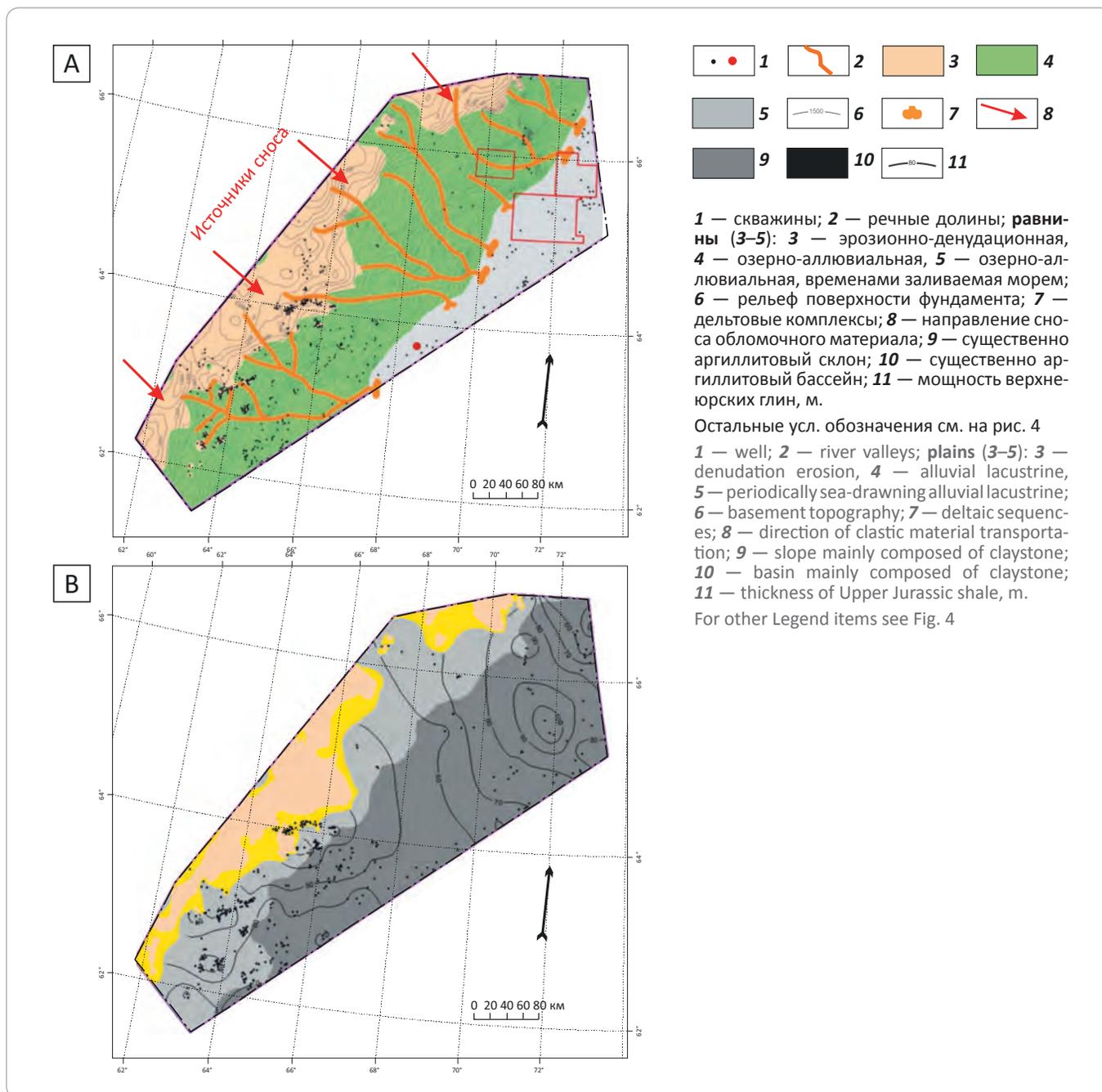


Примеры палеогеографической интерпретации пласта Ю₂ средней юры и перекрывающего его верхнеюрского флюидоупора приведены на рис. 6. Зона накопления коллекторов с северо-запада была ограничена областью эрозионной возвышенности,

а с юго-востока — глинистой дистальной частью шельфа. В пределах озерно-аллювиальной области формирования отложений ожидается сплошное распространение коллекторов тюменской свиты, однако их качество неоднородно и определяется приурочен-

Рис. 6. Палеогеографические схемы пласта Ю₂ (А) и верхнеюрского флюидоупора (В)

Fig. 6. Paleogeographic schemes of Ю₂ unit (A) Upper Jurassic impermeable bed (B)



ностью к речным долинам, а также составом пород источника сноса.

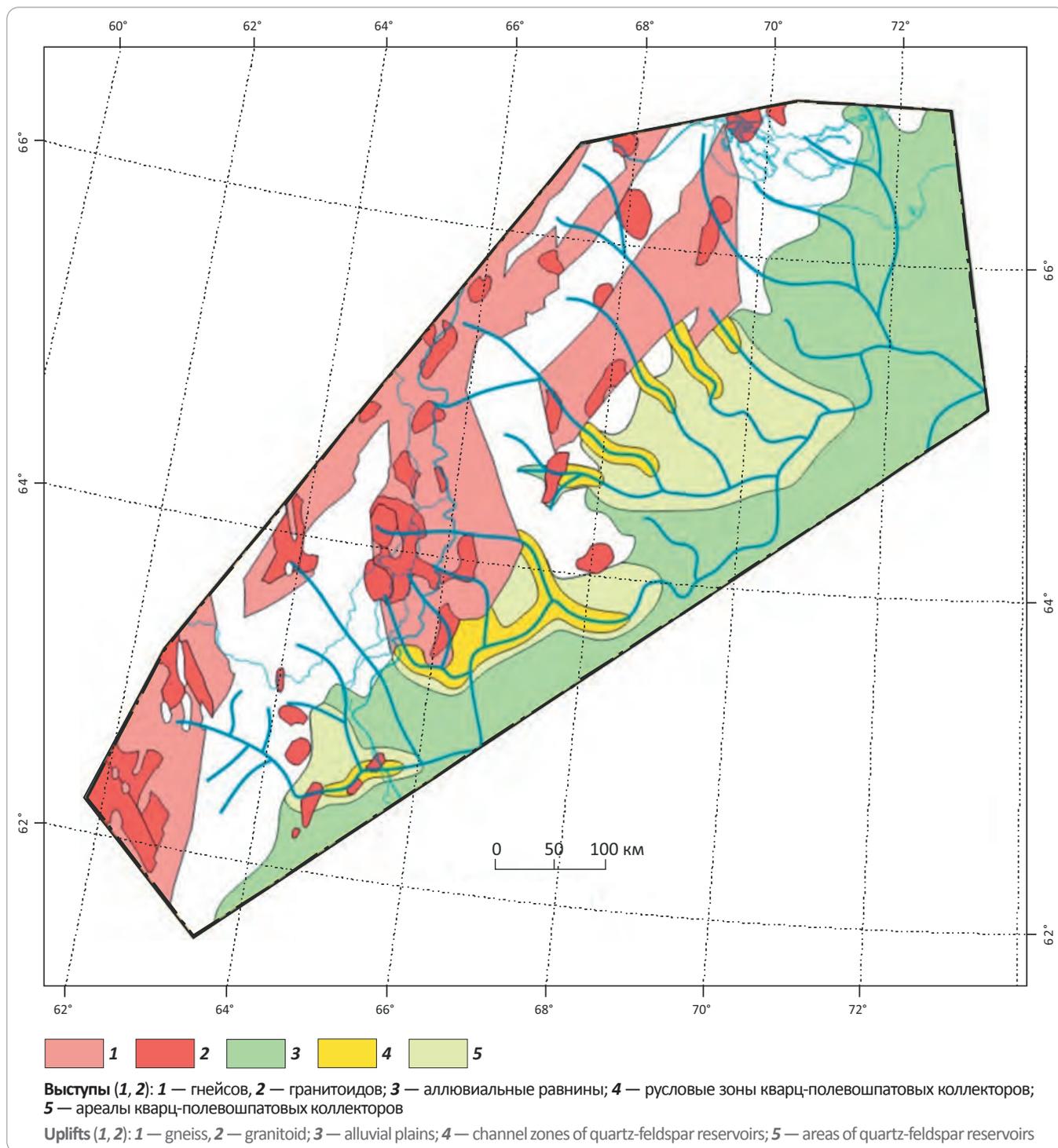
Верхнеюрская трансгрессия имела максимальную площадь распространения и создала эффективную глинистую покрывку надо всем ниже-среднеюрским нефтегазоносным комплексом (см. рис. 6). Лишь в присводовой части Висимского мегавала и на бортах Щучинского выступа проходила узкая полоса волноприбойной зоны шельфа, в которой накапливались песчаники вогулкинской и трехозерной толщ [6, 7].

Большое влияние на качество коллекторов оказывает состав пород источника сноса. По карте локальных аномалий магнитного поля были выделены интрузии основного состава и протрассированы глубинные разломы, положение которых уточнялось по сейсмическим разрезам. По карте гравитационного поля выделены интрузии гранитоидов. На основе комплексной геофизической интерпретации и данных о составе и возрасте пород был сделан прогноз распространения доюрских комплексов и построена геологическая карта доюрского основания. На эту

DISCUSSIONS

Рис. 7. Схема распределения коллекторов-резервуаров на примере пласта Ю₁₀

Fig. 7. Scheme of reservoir distribution by the example of Ю₁₀ unit



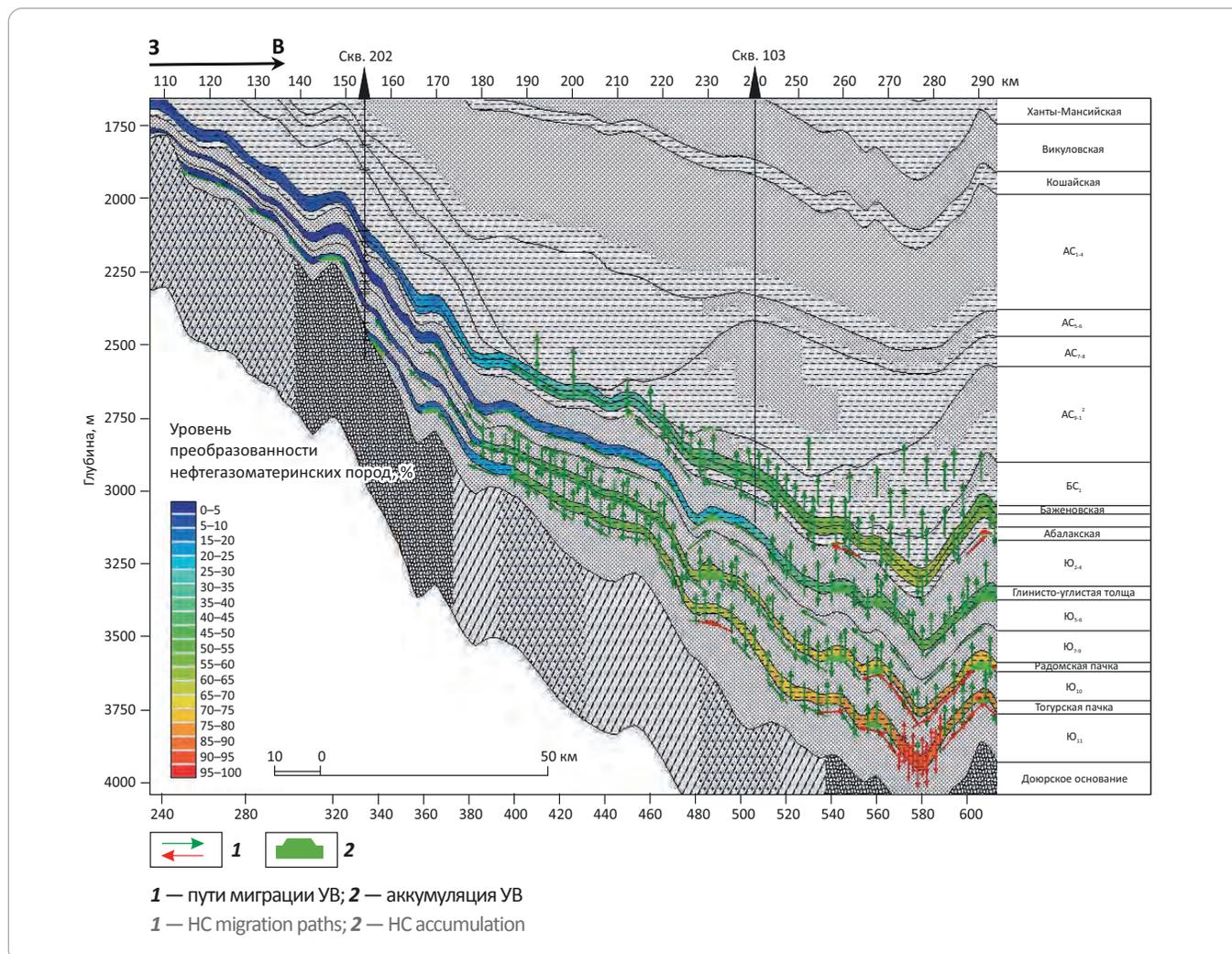
геологическую карту наложены палеогеографические зоны по горизонтам региональных резервуаров и закартированы области речного размыва гранито-гнейсовых пород и области сноса кварц-полевошпатового обломочного материала, образующего песчаные коллекторы наилучшего качества, а также участки речных долин с наибольшей концентрацией таких песчаников (рис. 7).

Моделирование

Бассейновое моделирование 1D позволяет в конкретных точках скважин воссоздать историю погружения и прогрева бассейна, восстановить время начала генерации и степень реализации УВ-потенциала. Мультимоделирование 1D дает возможность оперативно выполнить предварительную оценку ре-

Рис. 8. Фрагмент разреза по северной линии бассейнового моделирования 2D

Fig. 8. Fragment of section along the line of 2D basin modelling



сурсного потенциала территории [8]. Бассейновое моделирование 1D проведено в 13 ключевых скважинах. На основе результатов бассейнового моделирования были построены схемы катагенетической преобразованности ОВ для каждой потенциально нефтегазоматеринской породы, позволившие учесть степень его созревания по площади территории. Зоны наибольшего катагенетического преобразования ОВ приурочены к северо-восточной и восточной частям территории. В целом уровень катагенеза ОВ и его состав способствуют образованию смешанной УВ-системы с преобладанием жидких УВ [9, 10].

Для оценки протяженности путей миграции УВ было проведено бассейновое моделирование 2D. По двум ключевым профилям были созданы структурные основы разрезов, а также определены их физические и химические свойства. Оценены пути миграции УВ и заполнение ловушек УВ вдоль профилей. По оценке направлений путей миграции УВ (до 80 км от источника) возможно заполнение УВ потенциальных ловушек

в ниже-среднеюрских отложениях как структурного, так и структурно-стратиграфического типов (рис. 8).

Выводы

На основе установленных закономерностей геологического строения ниже-среднеюрского интервала разреза осадочного чехла было обосновано размещение зон, благоприятных для обнаружения крупных скоплений УВ. Перспективные зоны с ловушками стратиграфического типа приурочены к стратиграфическим выклиниваниям резервуаров на участках врезаемых долин. Перспективные зоны со структурными и структурно-литологическими ловушками УВ приурочены к участкам улучшенных коллекторов в пределах аккумуляционных низменностей. Согласно картам плотностей потенциальных ресурсов юрских отложений¹, ресурсы выделенных зон, на основе удельных плотностей генерации УВ в ниже-среднеюрских отложениях, предварительно оцениваются в 3 млрд т усл. топлива.

DISCUSSIONS

Литература

1. *Лидер М.Р.* Седиментология. Процессы и продукты. – М. : Мир, 1986. – 439 с.
2. *Алексеев В.П.* Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). – Екатеринбург : УГГУ, 2007. – 209 с.
3. *Рединг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А. и др.* Обстановки осадконакопления и фации : в 2-х т. / Под ред. Х. Рединга. – М. : Мир, 1990. – Т. 1. 352 с.; Т. 2. 384 с.
4. *Рейнек Г.Э., Сингх И.Б.* Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением кластических осадков). – М. : Недра, 1981. – 439 с.
5. *Муромцев В.С.* Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. – Л. : Недра, 1984. – 260 с.
6. *Брадучан Ю.В., Гольберт А.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А., Булыникова С.П., Климова И.Г., Месежников М.С., Вячкилева Н.П., Козлова Г.Э., Лебедев А.И., Нальняева Т.И., Турбина А.С.* Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтегазоносность). – Новосибирск : Наука, 1986. – 217 с.
7. *Амон А.Э., Алексеев В.П., Глебов А.Ф., Савенко В.А.* Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). – Екатеринбург : УГГУ, 2010. – 257 с.
8. *Галушкин Ю.И.* Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М. : Научный мир, 2007. – 456 с.
9. *Ермолкин В.И., Керимов В.Ю.* Геология и геохимия нефти и газа: учебник для вузов. – М. : Недра, 2012. – 460 с.
10. *Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В.* О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // Тр. XV сессии Международного геологического конгресса. Доклады советских геологов. Горючие ископаемые. – М. : Наука, 1976. – С. 47–62.

References

1. *Lider M.R.* Sedimentologiya. Protsessy i produkty [Sedimentology. Processes and products]. Moscow: Mir; 1986. 439 p. In Russ.
2. *Alekseev V.P.* Atlas fatsii yurskikh terrigennykh otlozhenii (uglenosnye tolshchi Severnoi Evrazii). Ekaterinburg: UGGU; 2007. 209 p. In Russ.
3. *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy.* 3rd edition. In: Reading H.G., ed. John Wiley & Sons; 2009. 704 p.
4. *Reineck H.E., Singh I.B.* Depositional Sedimentary Environments (With Reference to Terrigenous Clastics). Springer-Verlag Berlin Heidelberg; 1980. 551 p. DOI: 10.1007/978-3-642-81498-3.
5. *Muromtsev V.S.* Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel — litologicheskikh lovushek nefti i gaza [Electrometric geology of sand bodies — oil and gas stratigraphic traps]. Leningrad: Nedra; 1984. 260 p. In Russ.
6. *Braduchan Yu.V., Gol'bert A.V., Gurari F.G., Zakharov V.A., Bulynnikova S.P., Klimova I.G., Mesezhnikov M.S., Vyachkileva N.P., Kozlova G.E., Lebedev A.I., Nal'nyaeva T.I., Turbina A.S.* Bazhenovskii gorizont Zapadnoi Sibiri (stratigrafiya, paleografiya, ekosistema, neftegazonosnost') [Bazhenov Horizon of Western Siberia. Stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil bearing capacity]. Novosibirsk: Nauka; 1986. 217 p. In Russ.
7. *Amon A.E., Alekseev V.P., Glebov A.F., Savenko V.A.* Stratigrafiya i paleografiya mezozoisko-kainozoiskogo osadochnogo chekhla Shaimskogo neftegazonosnogo raiona (Zapadnaya Sibir') [Stratigraphy and paleogeography of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover of the Shaim oil and gas region (Western Siberia)]. Ekaterinburg: UGGU; 2010. 257 p. In Russ.
8. *Galushkin Yu.I.* Modelirovanie osadochnykh basseinov i otsenka ikh neftegazonosnosti [Modeling of sedimentary basins and assessment of their oil and gas potential]. Moscow: Nauchnyi mir; 2007. 456 p. In Russ.
9. *Ermolkin V.I., Kerimov V.Yu.* Geologiya i geokhimiya nefti i gaza: uchebnik dlya vuzov [Geology and geochemistry of oil and gas: textbook for universities]. Moscow: Nedra; 2012. 460 p. In Russ.
10. *Neruchev S.G., Vassoevich N.B., Lopatin N.V.* O shkale katageneza v svyazi s nefteobrazovaniem [Catagenesis scale in the context of oil and gas generation]. In: Tr. XV sessii Mezhdunarodnogo geologicheskogo kongressa. Doklady sovetskikh geologov. Goryuchie iskopaemye. Moscow: Nauka; 1976. pp. 47–62. In Russ.

Информация об авторах

Сергей Леонидович Белоусов

Эксперт

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Россия, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

e-mail: SLBelousov@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0000-0002-7997-3723

Сергей Викторович Пермяков

Главный специалист

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Россия, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

e-mail: svpermyakov2@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0000-0002-0216-8822

Information about authors

Sergei L. Belousov

Expert

Tyumen Petroleum Research Center,
79/1, ul. Osipenko, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: SLBelousov@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0000-0002-7997-3723

Sergei V. Permyakov

Chief Specialist

Tyumen Petroleum Research Center,
79/1, ul. Osipenko, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: svpermyakov2@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0000-0002-0216-8822

Анастасия Алексеевна Сокольников

Начальник отдела

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Россия, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

e-mail: aasokolnikova@tnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0000-0001-6561-8512

Anastasiya A. Sokol'nikova

Head of Department

Tyumen Petroleum Research Center,
79/1, ul. Osipenko, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: aasokolnikova@tnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0000-0001-6561-8512

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ПОЧТА РОССИИ



2021 Год науки
и технологий в России

Специальная подборка научных и научно-популярных изданий

Подпишитесь
уже сейчас!



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

19-21 мая 2021 года

Российский ТЭК в «зеленой» повестке современности

Ялтинская энергетическая
конференция

Республика Крым, г. Ялта,
гостиница "Интурист"

 ngv.ru

КРАТКИЕ ПРАВИЛА ПУБЛИКАЦИИ НАУЧНЫХ СТАТЕЙ В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»

1. К статье, направляемой в редакцию, необходимо приложить сопроводительное письмо на бланке или с печатью организации.

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

- лично автором;
- отправлена по почте на адрес редакции или по электронной почте info@oilandgasgeology.ru.

3. Рекомендуемый объем статьи не должен превышать одного авторского листа (40 тыс. знаков):

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

- общий файл с полным текстом статьи и с последовательно размещенными по порядку упоминания графическими приложениями (рисунками и таблицами);
- папку с текстовым файлом (без рисунков) и с исходными файлами рисунков и таблиц (каждое графическое изображение — отдельным файлом);
- сведения об авторах (имя, отчество и фамилия, место работы каждого автора, должность, ученая степень, номера служебного/домашнего и мобильного телефонов, e-mail; также настоятельно рекомендуется предоставлять **ORCID ID** и **SCOPUS ID**);
- ключевые слова и **две аннотации** на русском языке (первая аннотация стандартная, объем 90–150 слов; вторая — для перевода на английский язык, более подробная, объем 150–250 слов). Аннотации должны быть содержательными, включать полученные данные, выводы.

5. Правила оформления текста.

- Текст статьи набирается через 1,5 интервала в текстовом редакторе Word, шрифт Times New Roman.
- Перед заглавием статьи указывается шифр согласно универсальной десятичной классификации (УДК).
- Единицы измерения в статье следует давать в Международной системе единиц (СИ).
- Аббревиатуры в тексте, кроме общепринятых, не допускаются.

6. Правила написания математических формул.

- В статье приводятся лишь самые главные, итоговые формулы.
- Математические формулы нужно набирать, точно размещая знаки, цифры, буквы.
- Все использованные в формуле символы следует расшифровывать.
- Математические обозначения, символы и простые формулы набираются основным шрифтом статьи, сложные формулы — в **MathType**. Нумеруются только те формулы, на которые есть ссылки в тексте. Русские и греческие буквы в формулах и тексте, а также химические элементы набираются прямым шрифтом, латинские буквы — курсивом.

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

- Все рисунки и таблицы, взятые из уже опубликованных источников или электронных ресурсов (даже доработанные), в подписи обязательно должны иметь **ссылку** на страницу источника, название, автора и год издания. Если информация дополнена авторами, добавляется комментарий «с изменениями».

- Рисунки в тексте должны иметь только необходимые элементы; лишние, ненужные для данной статьи элементы должны быть удалены (включая скрытые слои в CorelDRAW).

- Все текстовые обозначения на рисунках даются только на русском языке и в редактируемом формате.

- **Допустимые растровые изображения: фотоснимки.** Рекомендуемое разрешение — 300 dpi, формат — TIFF, JPEG режим CMYK.

- Отсканированные карты, схемы и другие изображения должны быть высокого качества. Отсканированные таблицы, обозначаемые в тексте автором как рисунки, рекомендуется переформатировать в редактируемые таблицы (Microsoft Word или CorelDRAW).

- **Графики и диаграммы** принимаются только в редактируемом виде (рекомендуемые форматы Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- **Карты, схемы и другие векторные изображения** рекомендуется предоставлять в форматах программ CorelDRAW и Adobe Illustrator.

- **Фактический размер изображения не должен превышать формат А4 (книжная ориентация, 210×297 мм).**

- **Не рекомендуется** предоставлять изображения в форматах PowerPoint, Microsoft Word.

- **Оформление таблиц.** Таблицы набираются в формате Word или CorelDRAW. Примечания внутри таблицы не даются, используются сноски ко всей таблице или отдельным ее показателям. Все таблицы должны иметь названия и сквозную нумерацию. Сокращение слов не допускается.

- В тексте следует давать ссылки на все рисунки и таблицы. При первой ссылке — рис. 1, табл. 1; при повторных — см. рис. 1, см. табл. 1.

8. Правила рецензирования и опубликования.

- Поступающие в редакцию статьи проходят «**слепое рецензирование**»; рецензент оценивает соответствие статьи тематике журнала, актуальность темы и новизну изложенного в статье материала. В заключение он делает вывод о целесообразности опубликования статьи в журнале.

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

9. Не допускается дублирование статей, переданных для публикации (или уже опубликованных), в других изданиях или размещенных в Интернете.

10. Правила оформления списка литературы.

- Библиографический список дается в конце статьи.
- Ссылки на упомянутые и так или иначе использованные при написании статьи источники в тексте обязательны и даются в квадратных скобках.
- Ссылки на диссертации, отчеты и неопубликованные работы не допускаются.
- Список литературы должен включать минимум 10 источников (современных, давностью не более 10 лет). Также желательно наличие ссылок на актуальные зарубежные исследования по тематике.
- Список литературы составляется в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008.
- Нумерация источников дается в порядке упоминания.

GUIDELINES FOR AUTHORS

of Scientific and Technical journal “Geologiya nefti i gaza” (“Russian Oil and Gas Geology”)

1. The article sent to the editor’s office should be accompanied by cover letter on letterhead or bearing the seal of your organization.

2. Ways to deliver your article to the editor’s office:

- Personally by the Author;
- Sent by mail to the editor’s office address, or by email info@oilandgasgeology.ru.

3. Recommended length of the article should not exceed author’s sheet (40,000 ens):

- Recommended number of figures in the article: no more than 10.

4. The materials submitted should include:

- File containing full text of the article with graphical annexes (figures and tables) placed in the order they are mentioned in the text;
- Folder containing text file (with no figures) and files of figures and tables (each graphic picture in a separate file);
- Information about the each of the authors (full name (first name, patronymic, and last name), place of work, position, academic degree, office/home and mobile phone numbers, e-mail; we highly recommend to provide ORCID ID and SCOPUS ID);
- Key words and two abstracts in Russian (first Annotation is conventional, 90-150 words long; second Annotation will be translated into English, it should be more detailed, 150-250 words long). Annotations must be meaningful, including the obtained results and conclusions.

5. Text formatting rules:

- Prepare text in MS Word with line spacing 1.5 pt; font Times New Roman.
- Precede the article name with UDC (universal decimal classification) code.
- Use International System of Units (SI) for units of measure.
- Do not use abbreviations in the text, except for those generally accepted.

6. Rules for mathematical formulas presentation:

- Include only most important, resulting formulas.
- Write mathematical formulas with accurate placing of signs, numbers, and letters.
- Explain all the symbols used in a formula.
- Type mathematical notations, symbols, and simple formulas using the main font of the article; use **MathType** to write complicated formulas. Number only those formulas that are referenced in the text. Write Russian and Greek symbols in formulas and text, as well as chemical elements, in Normal (Roman) font style; Latin symbols in Italic.

7. Figures and Tables formatting rules:

- Add **link** to the source page, name, author and year of publication to your figure/table caption in the case you use figure(s) and/or table(s) taken from the already published sources or electronic media (even those you have modified). Add comment “modified” in the case the information is supplemented by the authors.

- Leave only necessary elements in figures; remove all the elements unnecessary and superfluous in the context of the article (including the hidden layers in CorelDRAW images).

- Give text labels in the figures only in Russian, and in **editable format**.

- **Acceptable raster (bitmapped) images: photographs/snapshots.** Recommended resolution: 300 dpi; TIFF/JPEG format; CMYK colour mode.

- Scanned maps, schemes, and other images should be of high quality. We recommend to convert the scanned tables the author refer to as figures into **editable tables** (Microsoft Word or CorelDRAW).

- Submit **graphs and diagrams** in editable form only (recommended formats Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- We recommend to submit **maps, schemes, and other vector images** in CorelDRAW и Adobe Illustrator formats.

- **The actual image size must not exceed A4 paper size (portrait orientation, 210×297 mm).**

- We **do not recommend** to submit images in PowerPoint or Microsoft Word formats.

- **Tables formatting.** Submit tables in MS Word or CorelDRAW formats. Do not add notes inside the table; use endnote to entire table or its separate elements. All the tables should have names and continuous numbering. Do not clip words.

- The text should contain references to all figures and tables. In the first reference — Fig. 1 / Table 1; in the next references — see Fig. 1 / see Table 1.

8. Review and publication rules:

- We send all the submitted articles for **blind review**; reviewer examines the article for compliance with the topics of the journal and novelty of the material discussed in the article. As a result, he/she makes a decision whether the article is appropriate to be published in the journal.
- Publication of article is free for authors.

9. It is prohibited to duplicate articles submitted for publication (or already published) in the other journals/proceedings/books/etc. or posted on the Internet.

10. References formatting rules:

- Provide the references at the end of the article.
- References to the sources mentioned or somehow used in writing the articles are mandatory; enclose them in square brackets.
- References to theses, reports, and unpublished works are formed enclosed in round brackets within text of the article without mentioning in references.
- References should include at least 10 sources (recent, not more than 10 years old). References to the topical foreign researches on the subject are desirable.
- Reference formatting should comply with GOST R 7.0.5-2008.
- Number the sources in the order they are mentioned in the article.

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора
Виктор Иосифович Петерсилъе
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция
Зав. редакцией *В.В. Виноградова*
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Выпускающий редактор *Е.А. Варламова*
Научный редактор *О.И. Будянская*
Дизайн, верстка *Д.А. Потатув*
Корректор *Е.И. Таранина*

Адрес учредителя, издателя и редакции
105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»
www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» — 70216
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн каталоге «Почта России» — П4631

Фото на обложке:
Ставропольский край, 2018

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief
Viktor Petersilye
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Editorial office
Managing editor V.V. Vinogradova
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Executive editor E.A. Varlamova
Science editor O.I. Budyanskaya
Design, layout D.A. Potatuev
Proofreader E.I. Taranina

Address
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Website
www.oilandgasgeology.ru
Webmaster P.D. Shmatchenko

Russian Federal Agency on Press and Mass Communications Index — 70216
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Cover photo:
Stavropol region, 2018

Цена свободная
Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Типография Офсетной Печати»
115114 Москва, ул. Дербеневская, 20, стр. 6

Open price
Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Tipografiya Ofsetnoy Pechati"
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia