

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



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

5 2021

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



*Нефтеперспективные зоны клиноформного комплекса
Енисей-Хатангского регионального прогиба (стр. 5)*

*Детализация геологического строения отложений доманикового типа
в пределах Муханово-Ероховского прогиба (стр. 93)*

*Газогеохимическое районирование донных отложений шельфа
Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана (стр. 107)*

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)



5' 2021

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN
OIL AND GAS
GEOLOGY

Geologiya nefiti 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», Scopus, GEOBASE, 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.

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

Богоявленский В.И.

Доктор технических наук, член-корреспондент РАН,
заместитель директора по научной работе,
главный научный сотрудник, заведующий лабораторией
ИПНГ РАН, Москва, Российская Федерация
e-mail: geo.ecology17@gmail.com

Высоцкий В.И.

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

Габризянц Г.А.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
президент НТКФ «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: mgrigoriev@gecop.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

Прищепа 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@beicip.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, Scopus, GEOBASE, 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. Afanasenkov,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

Doctor of Technical Science, Corresponding Member
of Russian Academy of Sciences, IPNG RAS, Moscow, Russian Federation
e-mail: geo.ecology17@gmail.com

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. Epov,

Doctor of Technical Sciences, Member of Russian Academy of Sciences,
IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation,
e-mail: EpovMI@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, Professor,
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.vysotsky@vzg.ru

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Gregory Ulmishek (USA),

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
Geological Research Wavetech Energy, Inc.,
Redmond, USA
e-mail: gulmishek@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

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП**

5

Исаев А.В., Хилько И.А. Нефтеперспективные зоны и локальные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба

19

Лебедько А.Г., Лебедько Г.И. Перспективы промышленного освоения глубоких горизонтов Керченско-Таманского нефтегазоносного района

33

Вотинцев А.Н., Матросов К.О., Лучинина В.А., Мельников Н.В. Прогноз зоны локализации залежей углеводородов в осинском горизонте в пределах Байкитской антеклизы

45

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Копенкин Р.Ю., Кирьянова Т.Н., Федорова М.Д., Кирзелева О.Я., Кляжников Д.В., Смирнова О.В., Калугин А.А. Прогнозы по данным сейсморазведки на качественном и количественном уровне (на примере отложений тюменской свиты Западной Сибири)

55

Шапорина М.Н., Мосягин Е.В., Садур О.Г., Беспечный В.Н. Геолого-геофизические особенности строения Предверхоаянского краевого прогиба и прилегающих территорий по данным нового сейсморазведочного речного профиля МОГТ-2D и переинтерпретации архивных материалов

**ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ
И ГИС-ПРОЕКТЫ**

75

Фортунатова Н.К., Спиридонов В.А. Плотностное моделирование осадочного чехла и верхней части фундамента Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления на базе технологических средств ГИС INTEGR0

**ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ**

93

Крипакова Д.Ю., Ткачев В.А., Измайлов К.К., Чикина Н.Н., Астафьев Е.В., Девятка Н.П., Лопатин А.П. Детализация геологического строения и анализ новых данных в интервале отложений доманикового типа в пределах южного борта Муханово-Ероховского прогиба

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

107

Гресов А.И., Яцук А.В., Сырбу Н.С., Окулов А.К. Газогеохимическое районирование донных отложений осадочных бассейнов и геоструктур внешнего шельфа Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана



CONTENTS

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

5

Isaev A.V., Khil'ko I.A. Oil-promising zones and local objects of clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough

19

Lebed'ko A.G., Lebed'ko G.I. Deep horizons of Kerchensky-Tamansky Petroleum District: future of commercial development

33

Votintsev A.N., Matrosov K.O., Luchinina V.A., Mel'nikov N.V. Prediction of hydrocarbon accumulation zones in Osinsky horizon within Baikitsky Antecline

GEOPHYSICAL SURVEYS

45

Kopenkin R.Yu., Kiryanova T.N., Fedorova M.D., Kirzeleva O.Ya., Klyazhnikov D.V., Smirnova O.V., Kalugin A.A. Qualitative and quantitative prediction based on seismic data (by the example of Tyumen Formation in Western Siberia)

55

Shaporina M.N., Mosyagin E.V., Sadur O.G., Bespechnyi V.N. Geological and geophysical structural features of Predverkhoyansky Foreland Basin and neighbouring areas: data from new along-river 2D CDP seismic survey line and reinterpretation of legacy data

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AND GIS PROJECTS

75

Fortunatova N.K., Spiridonov V.A. Density modelling of sedimentary cover, upper part of the basement using GIS INTEGRO technologies: territory of Sredny and Nizhnevolzhsky Petroleum Regions and neighbouring areas

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

93

Kripakova D.Yu., Tkachev V.A., Izmailov K.K., Chikina N.N., Astaf'ev E.V., Devyatka N.P., Lopatin A.P. Detailed studies of geological structure and new data analysis: Domanik-type series within southern shoulder of Mukhanovo-Erokhovsky Trough

GEOCHEMICAL SURVEYS

107

Gresov A.I., Yatsuk A.V., Syrbu N.S., Okulov A.K. Gas-geochemical zoning of seafloor formations of sedimentary basins and geostructures of East Siberian Sea and Arctic Ocean outer shelf

УДК 553.98.04:551.763.12(571.511)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-5-5-18

Нефтеперспективные зоны и локальные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба

© 2021 г. | А.В. Исаев, И.А. Хилько

АО «СНИИГГиМС», Новосибирск, Россия; lis@sniiggims.ru; hilko_ivan@sniiggims.ru

Поступила 18.01.2021 г.

Доработана 25.01.2021 г.

Принята к печати 04.02.2021 г.

Ключевые слова: *Енисей-Хатангский региональный прогиб; клиноформный комплекс; геолого-разведочные работы; зоны нефтенакопления; литологические ловушки; ресурсы нефти.*

Аннотация: Основной задачей геолого-разведочных работ в регионе с позиции экономической эффективности является поиск нефтяных залежей, приуроченных к литологическим и структурно-литологическим ловушкам, широко распространенным в клиноформном комплексе. Новые данные, полученные в 2014–2020 гг. в результате проведения геолого-разведочных работ как силами недропользователей, так и в рамках государственных программ, дают основание для существенного расширения площади высокоперспективных земель и выделения самостоятельных зон нефтенакопления в клиноформном комплексе Енисей-Хатангского регионального прогиба. Рассмотрены особенности строения клиноформного комплекса, установлены критерии выделения зон нефтенакопления и конкретных нефтеперспективных объектов, что позволило существенно повысить прогнозную оценку ресурсов нефти.

Для цитирования: Исаев А.В., Хилько И.А. Нефтеперспективные зоны и локальные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-5-18.

Oil-promising zones and local objects of clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough

© 2021 | A.V. Isaev, I.A. Khilko

SNIIGGiMS, Novosibirsk, Russia; lis@sniiggims.ru; hilko_ivan@sniiggims.ru

Received 18.01.2021

Revised 25.01.2021

Accepted for publication 04.02.2021

Key words: *Yenisei-Khatanga regional trough; clinoform sequence; geological exploration; zones of oil accumulation; stratigraphic traps; oil resources.*

Abstract: In terms of commerciality, the primary objective of exploration activities in the region is a prospecting for oil pools associated with stratigraphic and hybrid traps widely occurring in the clinoform sequence. New data were obtained in 2014–2020 as a result of exploration activities carried out both by subsoil users and within the framework of state programs. These data make possible the considerable enlargement of high-promising territories and identification of independent oil accumulation zones in the clinoform sequence of the Yenisei-Khatanga regional trough. The authors discuss architecture of the clinoform sequence, define the criteria to identify oil saturation zones and certain oil-promising objects, which made it possible to provide substantial growth of oil resources.

For citation: Isaev A.V., Khil'ko I.A. Oil-promising zones and local objects of clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(5):5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-5-18. In Russ.

Введение

На современном этапе изученности, в результате комплексного обобщения накопленной геолого-геофизической и геохимической информации, изучения керн и пластовых флюидов, можно судить о выявлении на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба четырех крупных зон нефтенакопления, представленных совокупностью залежей и перспективных объектов в несводовых литологически экранированных ловушках ачимовского типа в бассейновых частях неокотских и верхнеюрских клиноформ.

Актуальность выделения и изучения зон нефтенакопления обусловлена появлением новых зна-

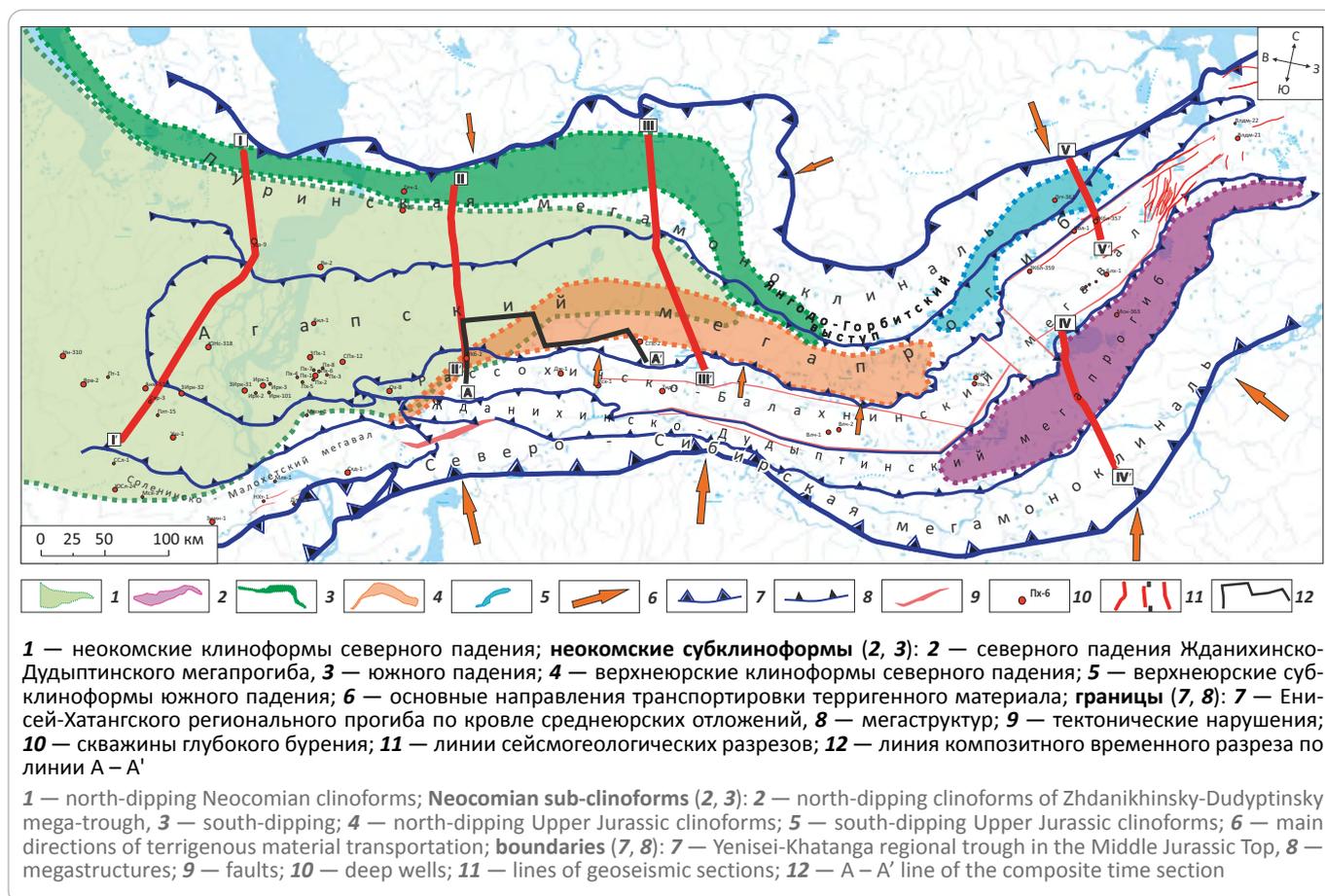
чимых результатов геолого-разведочных работ. В 2014–2020 гг. в регионе пробурено 12 поисковых скважин, отработано 1100 км² 3D и около 20 000 км² 2D-сейсморазведки, что позволило уточнить геологическое строение клиноформного комплекса, оценить ресурсный потенциал территории и наметить существенный прирост извлекаемых запасов нефти более чем в 1 млрд т [1].

Основываясь на опыте работ по многозалежному Пайяхскому нефтяному месторождению и учитывая всю совокупность геолого-геофизических и геохимических данных, Пайяхская зона нефтенакопления была ранее установлена в юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба [1]. Продук-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Схема распространения клиноформ разных типов на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба

Fig. 1. Scheme of different clinof orm type occurrence in the territory of the Yenisei-Khatanga regional trough


тивность ловушек ачимовского типа в Пайяхской зоне нефтенакпления доказана на Пайяхской, Северо-Пайяхской, Западно-Пайяхской, Иркинской, Западно-Иркинской, Средне-Яровской, Турковской и предполагается по данным ГИС на Байкаловской, Агапской, Кубинской, Казак-Яхской и других площадях.

По аналогии в подошве клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба выделены еще три возможные зоны нефтенакпления: Агапская (в центре Агапского мегапрогиба), Жданихинская (в восточной части Дудыптинско-Жданихинского мегапрогиба) в неокомском клиноформном комплексе и Пайтурминская (в восточной части Агапского прогиба) в верхнеюрском клиноформном комплексе.

В настоящей статье на основании установленных особенностей геологического строения клиноформного комплекса на территории исследований описаны намеченные границы зон нефтенакпления, дан прогноз локальных объектов, выполнена прогнозная оценка их ресурсного потенциала, а также представлены приоритетные направления геолого-разведочных работ.

Сейсмогеологическая модель клиноформного комплекса

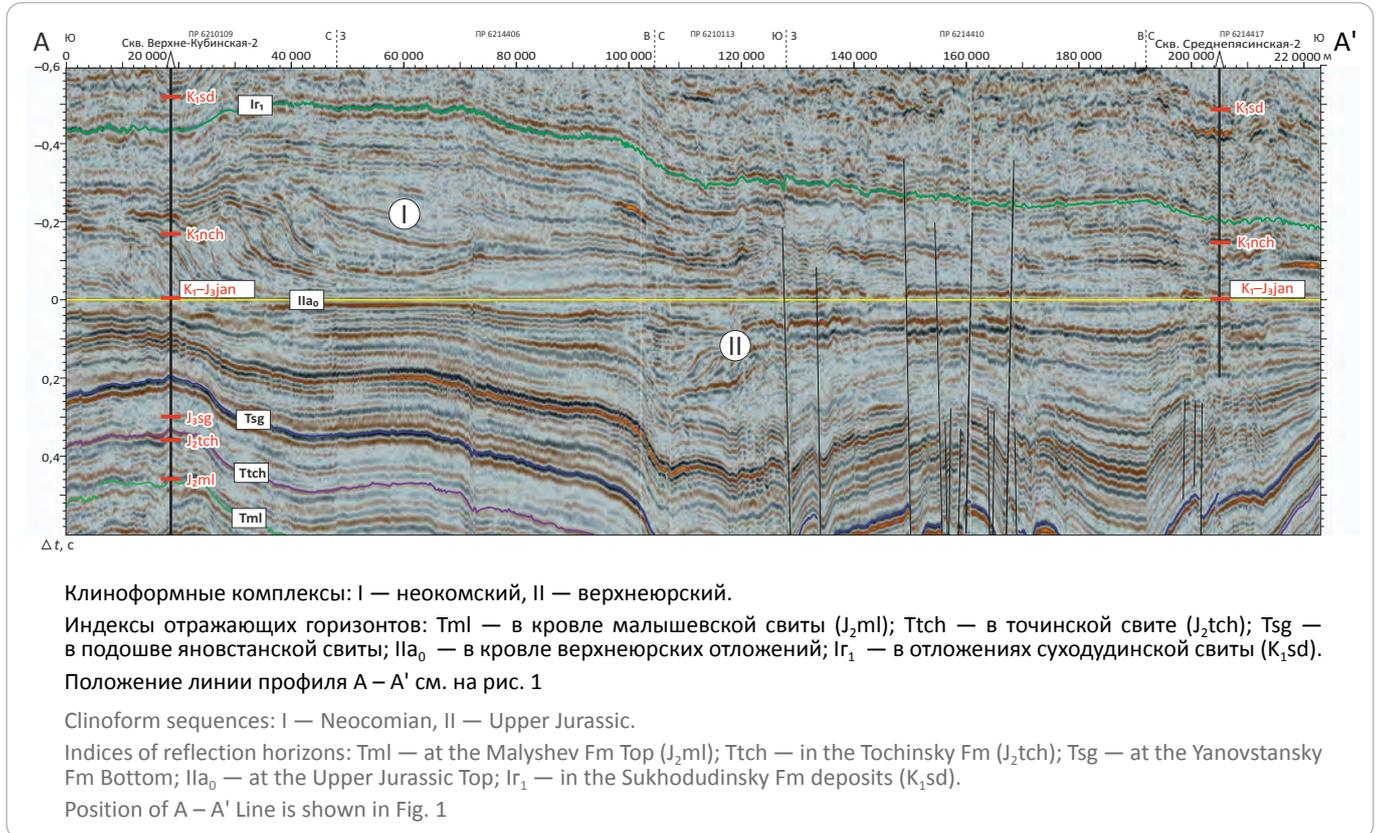
Клиноформный комплекс имеет широкое распространение в Енисей-Хатангском региональном прогибе и характеризуется значительным разнообразием как по числу клиноформ, их выразительности, направлению падения, так и по источникам сноса, возрасту формирования.

Для определения строения клиноформного комплекса было проанализировано более 50 000 км временных разрезов. Установлено, что комплекс в той или иной степени развит в пределах всех основных современных структурно-тектонических элементов Енисей-Хатангского регионального прогиба (рис. 1) — как отрицательных (Агапский и Жданихинско-Дудыптинский мегапрогибы), так и положительных (Танамская мезотерраса, Пуринская мегамоноклинали, а также западное окончание Рассохинско-Балахнинского мегавала), что свидетельствует о постсидементационном формировании данных структур.

Основную площадь (более 120 000 км²) занимают неокомские клиноформы субширотного простирания и северного (северо-западного) падения, источником которых была *Сибирская платформа*. Вдоль

Рис. 2. Композитный временной разрез по линии А – А' (профили 0210109 – 62144406 – 0210113 – 6214410 – 6214417), выровненный на отражающий горизонт IIa₀ (кровля верхнеюрских отложений)

Fig. 2. Composite time section along A – A' Line (survey lines 0210109 – 62144406 – 0210113 – 6214410 – 6214417) flattened to IIa₀ Reflector (the Jurassic Top)



северного борта Енисей-Хатангского регионального прогиба выделены неокомские субклиноформы южного падения (см. рис. 1), источником сноса которых являлся Горный Таймыр.

Характерной особенностью клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба является возрастное скольжение не только верхней, но и нижней его границы. Выполненная синфазная корреляция сейсмического горизонта IIa₀, приуроченного к кровле верхнеюрских отложений, с привязкой к скважинам Озерные-8, 10, Верхне-Кубинская-2, Средне-Пясинская-2, Кубалахская-1, Логатская-361, Восточно-Кубалахская-357 позволяет утверждать, что на востоке Енисей-Хатангского регионального прогиба наиболее древние клиноформы имеют позднеюрский возраст (рис. 2).

Следовательно, можно констатировать, что в Енисей-Хатангском региональном прогибе развито два клиноформных комплекса: *неокомский* и *верхнеюрский*. Область распространения верхнеюрских клиноформ северного падения оконтурена на востоке Агапского мегапрогиба (см. рис. 1). *Локальным источником сноса при формировании данных клиноформ был Рассохинско-Балахнинский мегавал*, в ядре которого частично размыты среднеюрские отложения.

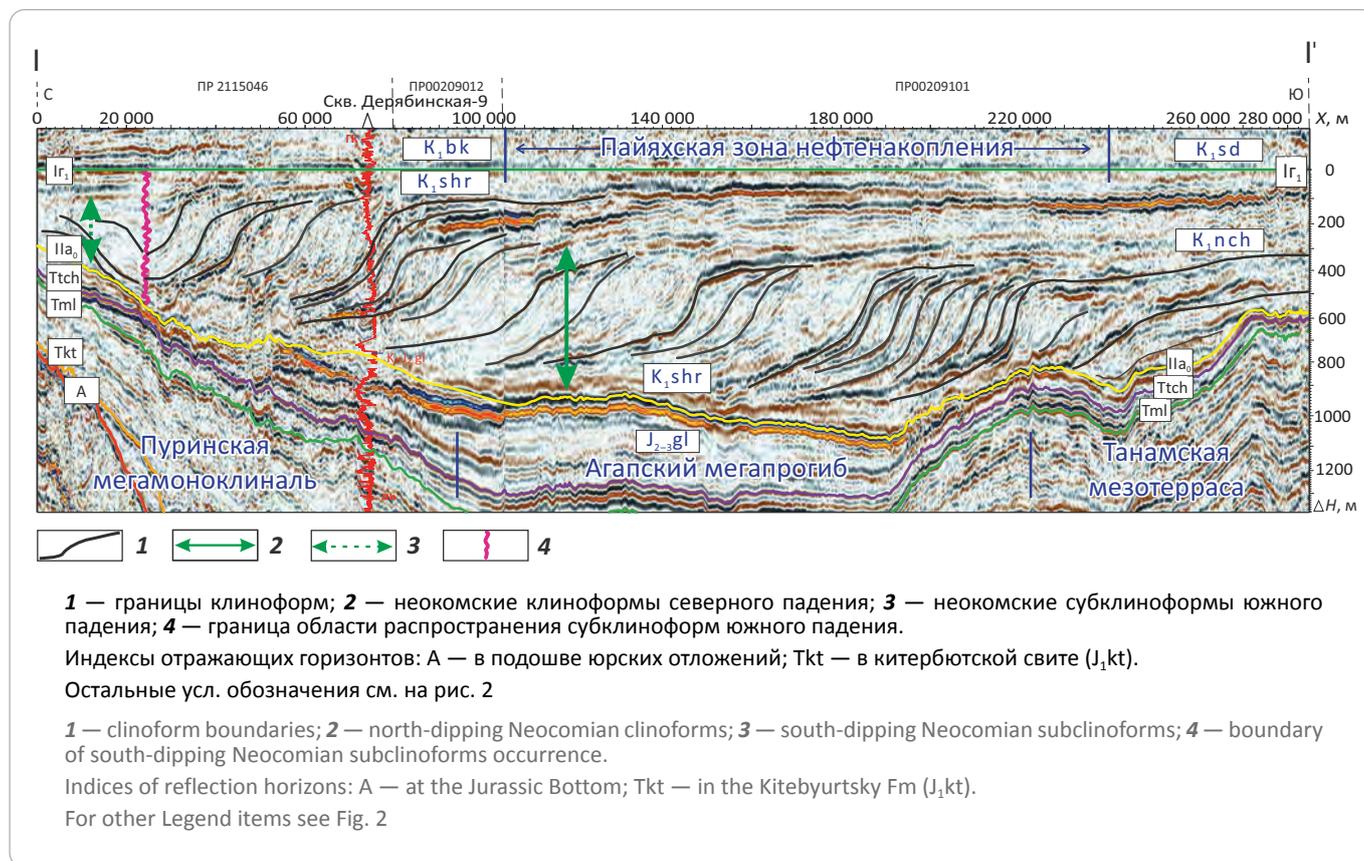
Для верхнеюрских клиноформ южного падения, выделенных в пределах северо-восточного окончания Агапского мегапрогиба и Пуринской мегамоноклинали (см. рис. 1), источником сноса был Горный Таймыр.

По рисунку волнового поля временных разрезов в пределах неокомского клиноформного комплекса выделено до 25 отдельных клиноформ. Границам клиноформ соответствуют достаточно выдержанные глинистые пачки, сформировавшиеся в периоды максимальных трансгрессий и являющиеся достаточно сильными отражающими границами, что позволяет изучать внутреннее строение клиноформного комплекса по данным сейсморазведки. Несмотря на легко выявляемый общий региональный тренд простирания клиноформ, каждая из них может существенно отличаться от линейной структуры. Так, меняющаяся волновая картина и число клиноформ даже между близко расположенными профилями свидетельствуют о сложной, «черепичной» структуре комплекса. Таким образом, прослеживание отдельных клиноформ на всей территории работ весьма затруднительно, учитывая их сложное строение и недостаточную плотность сети профилей. Такие работы могут быть адекватно выполнены в рамках локальных участков по данным 3D-сейсморазведки.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 3. Сейсмогеологический разрез клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба по линии I – I'

Fig. 3. Geoseismic section across the clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough along I – I' Line


Кроме типичных клиноформ, характеризующихся ярковыраженными фондо-, орто- и ундаформными элементами, на территории также присутствуют субклиноформные образования без выраженного депоцентра.

Наибольшее число клиноформ отмечено на юго-западе Енисей-Хатангского регионального прогиба (рис. 3).

При движении с юго-запада на северо-восток число клиноформ постепенно уменьшается до 7–12 (рис. 4, 5), а их границы выполаживаются и в восточной части Агапского прогиба, на меридиане 96° , происходит выполаживание неокомских клиноформ северного падения. Максимальная высота отдельных клиноформ при этом также меняется: от 500–600 м в западной части прогиба до 300–400 м и менее в центральной его части и до 100–200 м в зоне вырождения клиноформ.

Протяженность неокомского клиноформного комплекса с юго-запада на северо-восток составляет 650 км, ширина в западной части прогиба (левобережье р. Енисей) достигает более 300 км и постепенно уменьшается при движении на восток до 100–120 км на меридиане 94° и до 40 км на его окончании.

Протяженность комплекса неокомских субклиноформ южного падения достигает 700 км, а ширина

меняется от 20 до 60 км, максимальная ширина фиксируется на западном склоне Янгодо-Горбитского выступа (см. рис. 1). Для комплекса характерно наличие 1–4 слабовыраженных субклиноформ высотой 100–150 м (см. рис. 3–5).

В пределах Жданихинского мегапрогиба контурен отдельный неокомский комплекс клиноформ и субклиноформ, число которых не превышает семи. Клиноформы здесь без ярковыраженного депоцентра, высота их достигает 300 м (рис. 6).

Верхнеюрский клиноформный комплекс характеризуется значительно меньшим числом клиноформ и субклиноформ (3–7), их слабой выразительностью и небольшой амплитудой (до 250 м) (см. рис. 5). В восточном направлении число и амплитуда юрских клиноформ растут, в то время как выразительность и число нижнемеловых клиноформ снижаются. Площадь развития верхнеюрского комплекса с клиноформами северного падения составляет $13\,000\text{ км}^2$, размеры — $430 \times 40\text{ км}$. Верхнеюрский комплекс субклиноформ южного падения наименее распространен и занимает площадь 4300 км^2 , размеры — $200 \times 25\text{ км}$. Здесь выделено от 2 до 4 достаточно выраженных субклиноформ высотой до 150–200 м (рис. 7). Максимальные размеры комплекса — $360 \times 55\text{ км}$, площадь — $12\,600\text{ км}^2$ (см. рис. 1).

Рис. 4. Сейсмогеологический разрез клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба по линии II – II'
Fig. 4. Geoseismic section across the clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough along II – II' Line

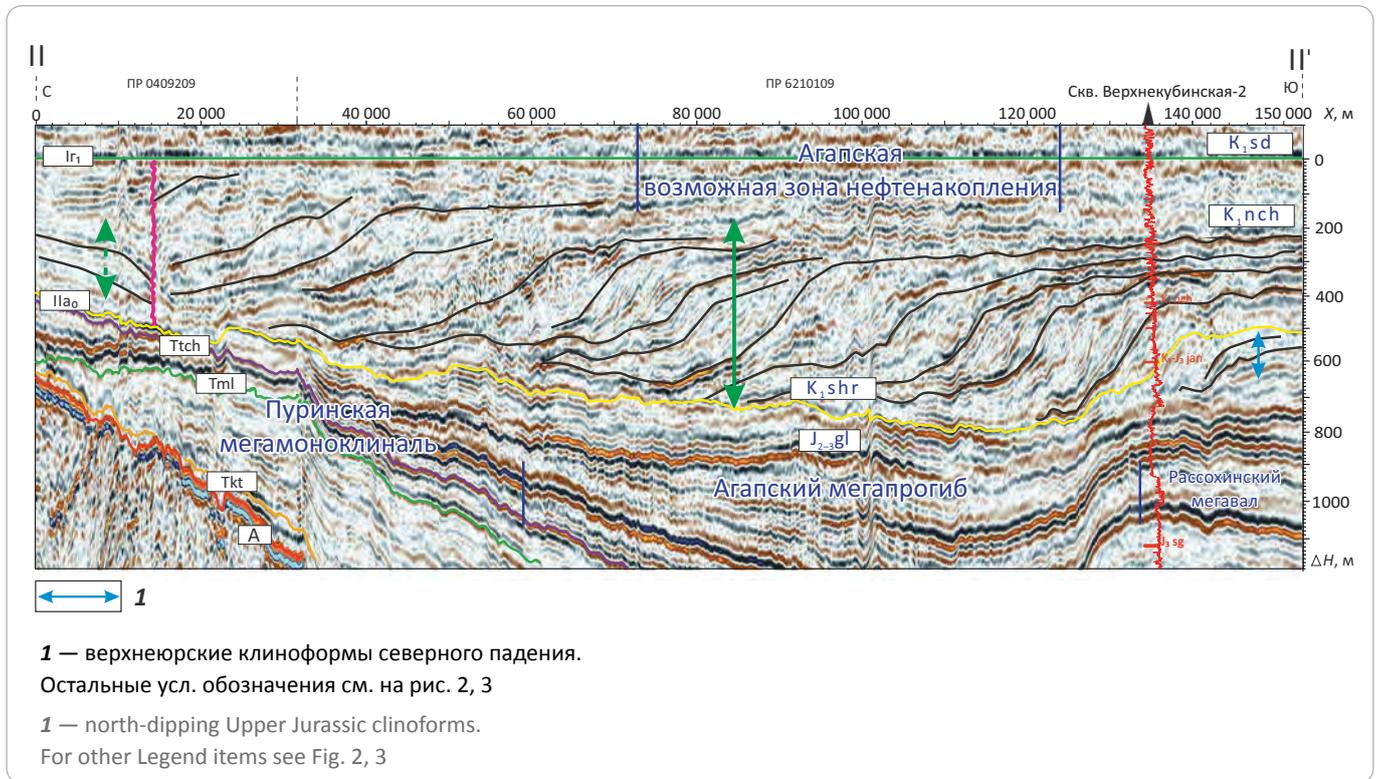
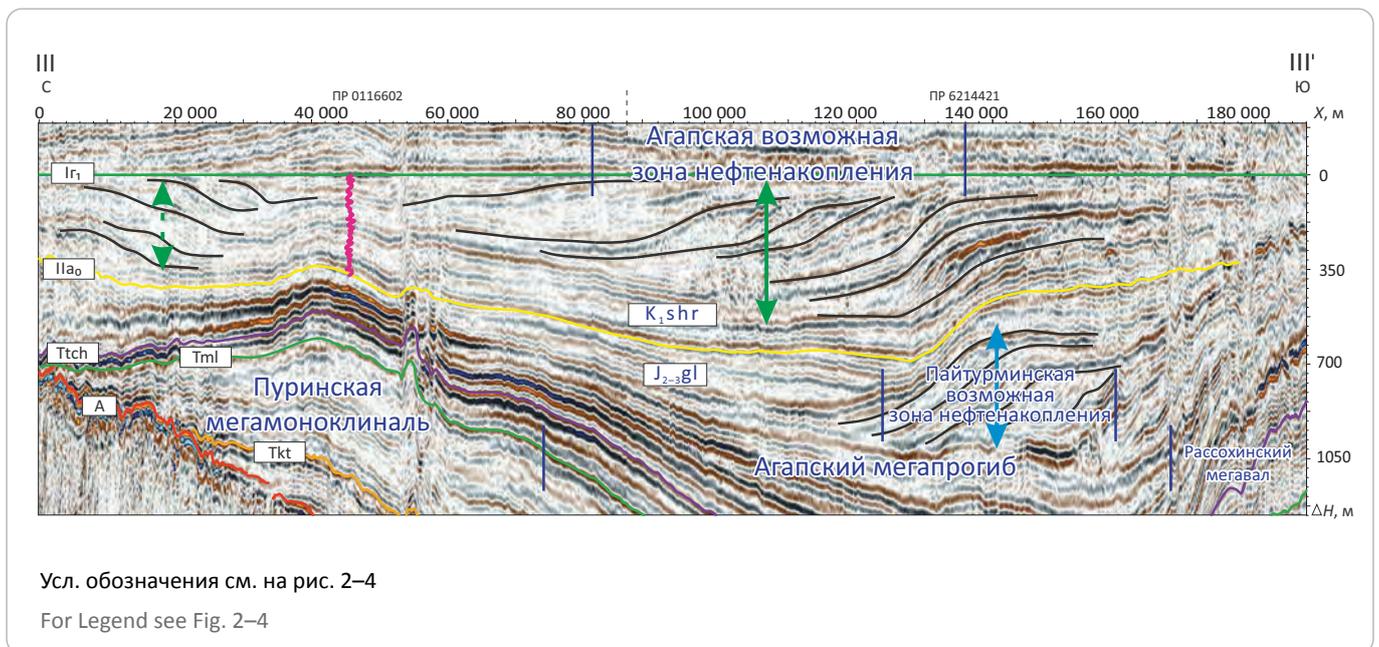


Рис. 5. Сейсмогеологический разрез клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба по линии III – III'
Fig. 5. Geoseismic section across the clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough along III – III' Line



На настоящее время доказана нефтеносность неокомского комплекса в юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Установлено, что основные перспективы открытия нефтяных

месторождений связаны с литологическими ловушками в конусах выноса бассейновых частей клиноформ, результаты изучения которых за последние годы приведены в ряде работ [1–3].

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Сейсмогеологический разрез клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба по линии IV – IV'
Fig. 6. Geoseismic section across the clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough along IV – IV' Line

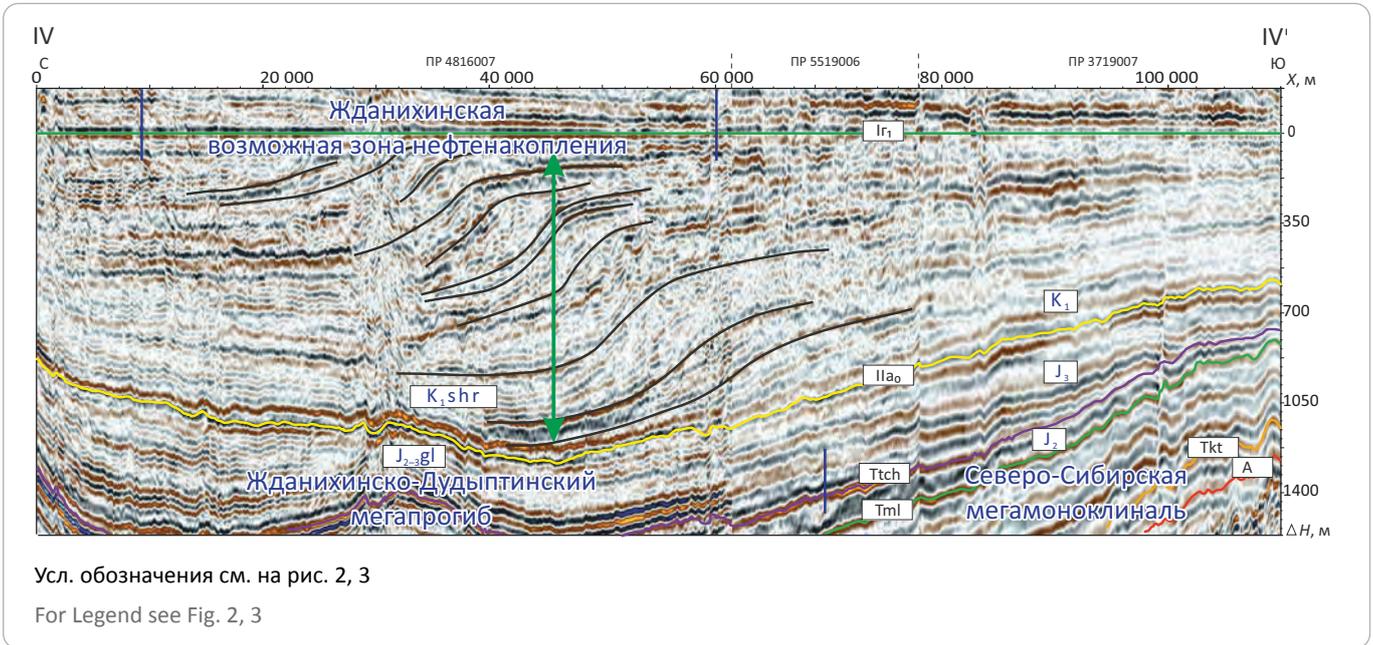
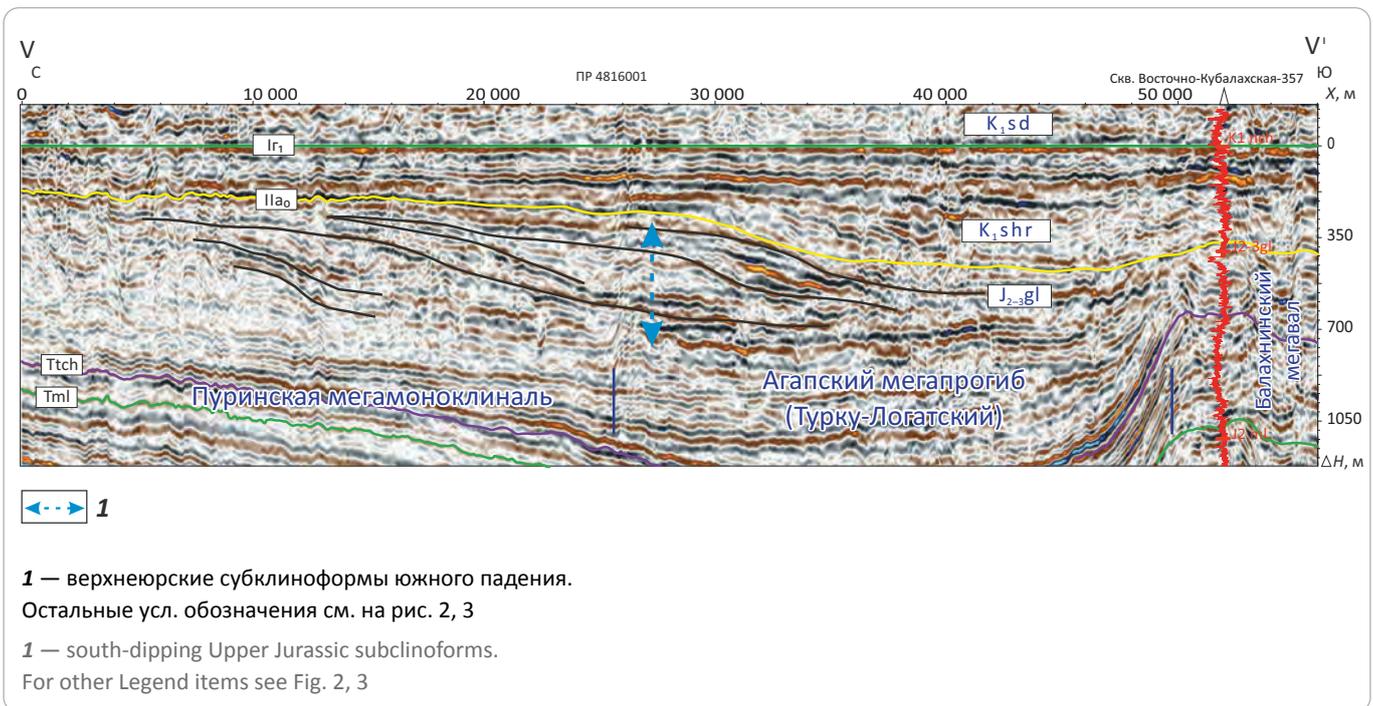


Рис. 7. Сейсмогеологический разрез клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба по линии V – V'
Fig. 7. Geoseismic section across the clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough along V – V' Line



С позиций экономической эффективности нефтяные компании заинтересованы в наращивании в регионе прежде всего запасов и ресурсов нефти, поэтому основной задачей геолого-разведочных работ в Енисей-Хатангском региональном прогибе является поиск нефтяных залежей. Основываясь на опыте работ по Пайяхскому нефтяному месторождению и учитывая всю совокупность геолого-геофизических

и геохимических данных, в подошве клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба выделено четыре зоны нефтенакопления.

Критерии выделения зон нефтенакопления

Точного определения термина «зона нефтегазонакопления», впервые введенного И.О. Бродом в 1951 г., до сих пор нет, однако чаще всего он исполь-

зуется как элемент нефтегазогеологического районирования территорий и акваторий по площади больших, чем месторождение, но меньших, чем нефтегазоносный район. Существует множество определений зон нефтегазонакопления, и в целом следует согласиться с мнением А.А. Бакирова о том, что термин «зона нефтенакпления» не имеет строгого определения, поскольку в него вкладываются различные по существу содержания [4].

Авторами настоящей статьи, с учетом тематических публикаций Н.Ю. Успенской [5] и О.М. Прищепы [6], дефиниция термина «зона нефтегазонакопления» сформулирована как «совокупность ловушек, локализованных в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза и генетически **связанных с обособленным структурным, палеотектоническим или палеогеографическим элементом**, содержащим выявленные или прогнозируемые залежи, характеризующиеся **едиными условиями формирования**». Данное определение, в случае структурного контроля нефтегазоносности, соответствует понятию «trend» в зарубежной литературе, а в случае палеогеологического контроля (как и в границах выделенных зон нефтенакпления) — понятию «play».

С учетом изложенного и на основании ранее опубликованных и фондовых работ специалистов ведущих научно-исследовательских организаций и производственных объединений (СНИИГТиМСа, ВНИГНИ, ИНГТ СО РАН, РН-КрасноярскНИПИнефть, ОАО «Таймыргеофизика» и др.), посвященных теоретическим и практическим вопросам нефтегазовой геологии Енисей-Хатангского регионального прогиба, авторы статьи приняли следующие критерии выделения зон нефтенакпления.

1. Распространение литологически экранированных ловушек, связанных с песчано-алевритовыми пластами ачимовского типа в составе нижней части разреза шуратовской свиты нижнего мела и верхней юры, формирование которых происходило в условиях проградационного заполнения некомпенсированного бассейна [1, 3].

2. Их принадлежность к доказанной яновстанско-шуратовской УВ-системе [1, 7], включающей нефтегазоматеринские толщи яновстанской, гольчихинской свит. Специалисты ИНГТ СО РАН [8] также выделяют в качестве нефтематеринских среднеюрские (малышевская свита) и частично нижнемеловые (шуратовская свита) породы наряду с верхнеюрскими отложениями.

С этих позиций пространственные границы зон нефтенакпления определяются, помимо п. 1., границами областей катагенетической преобразованности рассеянного ОВ, достаточной для реализации нефтематеринского потенциала нефтегазоматеринской толщи. Косвенным подтверждением активного

нефтеобразования, при наличии даже небольшого нефтегенерационного потенциала керогена, служит аномально высокое пластовое давление, отмеченное в скважинах ранее выделенной Пайяхской зоны нефтенакпления и обусловленное упругой энергией УВ-флюидов, эмигрирующих в ачимовские линзовидные резервуары из непосредственно подстилающих их нефтегазоматеринских толщ. Указанные условия формирования залежей нефти являются, по-видимому, едиными для всех выделенных зон нефтенакпления.

Судя по углепетрографическим данным, нефтегазоматеринские отложения до глубин около 4 км еще не вышли из главной зоны нефтеобразования, а ее верхняя граница расположена на глубинах 3,2–3,4 км [9]. С учетом имеющихся данных о катагенетической преобразованности рассеянного ОВ установлено, что наибольшей степени реализации нефтематеринского потенциала в границах территории исследований характеризуются Агапский и Жданихинский мегапрогибы.

Границы выделенных зон определены в том числе и по результатам интерпретации значительного объема данных 2D-сейсморазведки (более 50 000 км), материалов 3D-сейсморазведки (в объеме 700 км²) и бурения (более 50 скважин) и проведены по изогипсе –3200...–3400 м (кровля основной нефтегазоматеринской толщи), что соответствует главной зоне нефтеобразования. Для Жданихинского мегапрогиба главная зона нефтеобразования, вероятнее всего, будет глубже. В скв. Массоновская-363, пробуренной в восточной части прогиба, в интервале глубин 4198–4209 м вскрыта пачка черных аргиллитов мощностью 10 м. Средневзвешенная концентрация $C_{орг}$ этой пачки составляет 6 % на породу. Значения водородного индекса (НИ) достигают 250 мг УВ/г $C_{орг}$ при катагенетической зрелости, соответствующей градации МК₂ ($T_{max} = 445\text{ }^{\circ}\text{C}$), что характеризует эти породы как возможный источник жидких УВ. Поэтому границы зон нефтенакпления в прогибе проведены по изогипсе –4100 м.

В итоге по комплексным геолого-геофизическим и геохимическим данным на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба выделено четыре зоны нефтенакпления (рис. 8).

1. Пайяхская установленная зона нефтенакпления размером 300 × 170 км и площадью около 30 000 км².

2. Агапская возможная зона нефтенакпления размером 400 × 40 км и площадью более 14 000 км².

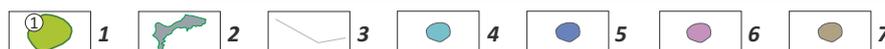
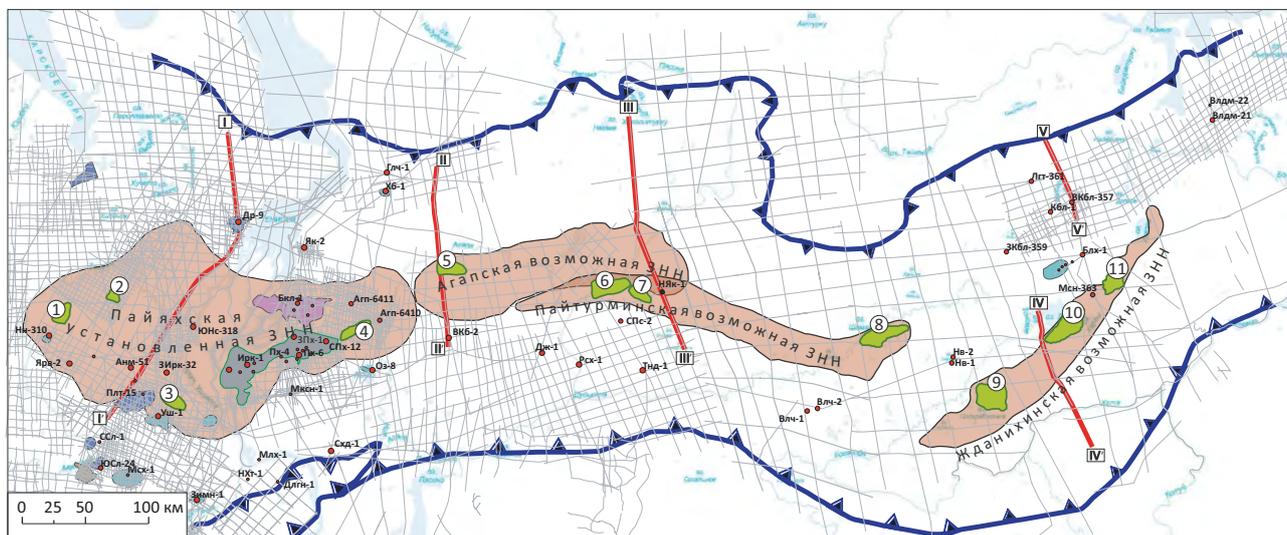
3. Жданихинская возможная зона нефтенакпления размером 260 × 30 км и площадью 6 300 км².

4. Пайтурминская возможная зона нефтенакпления размером 270 × 30 км и площадью 8 000 км² в верхнеюрском клиноформном комплексе.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 8. Схема распространения зон нефтенакопления в клиноформном комплексе Енисей-Хатангского регионального прогиба
Fig. 8. Scheme of oil accumulation zones occurrence in the clinoform sequence of the Yenisei-Khatanga regional trough



1 — выявленные литологические ловушки (1 — Нанадынская, 2 — Салпадаяхская, 3 — Восточно-Бирюзовая, 4 — Агапская, 5 — Сиенская, 6 — Паясинская, 7 — Шайтанская, 8 — Пайтурминская, 9 — Боганидская, 10 — Лабазная, 11 — Северо-Массоновская); **2** — Пайяхское нефтяное месторождение; **3** — сейсмические профили; **месторождения (4–7): 4** — газовые, **5** — газоконденсатные, **6** — нефтегазоконденсатные, **7** — газонефтяные.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — identified stratigraphic traps (1 — Nanadyansky, 2 — Salpadayakhsky, 3 — East Biryuzovy, 4 — Agapsky, 5 — Siensky, 6 — Pyasinsky, 7 — Shaitansky, 8 — Paityrminsky, 9 — Boganidsky, 10 — Labazny, 11 — North Massonovsky); **2** — Paiyakhsky oil field; **3** — seismic survey lines; **fields (4–7): 4** — gas, **5** — gas condensate, **6** — oil and gas condensate, **7** — gas and oil.

For other Legend items see Fig. 1

Первые три зоны нефтенакопления относятся к неокомскому клиноформному комплексу.

Перспективные локальные объекты и критерии их выявления

Характеристика потенциально перспективных ловушек нефти дана по результатам работ на Пайяхском нефтяном многозалежном месторождении [1, 7]. В границах Пайяхского месторождения и на прилегающей территории выполнено свыше 3600 км (в том числе в акватории р. Енисей) 2D и 700 км² 3D сейсморазведочных работ, пробурено 14 скважин, вскрывших нефтенасыщенные песчаники группы АчНхI, II, III, IV в конусах выноса в нижней части разреза шурастовской свиты (ранний берриас – валанжин).

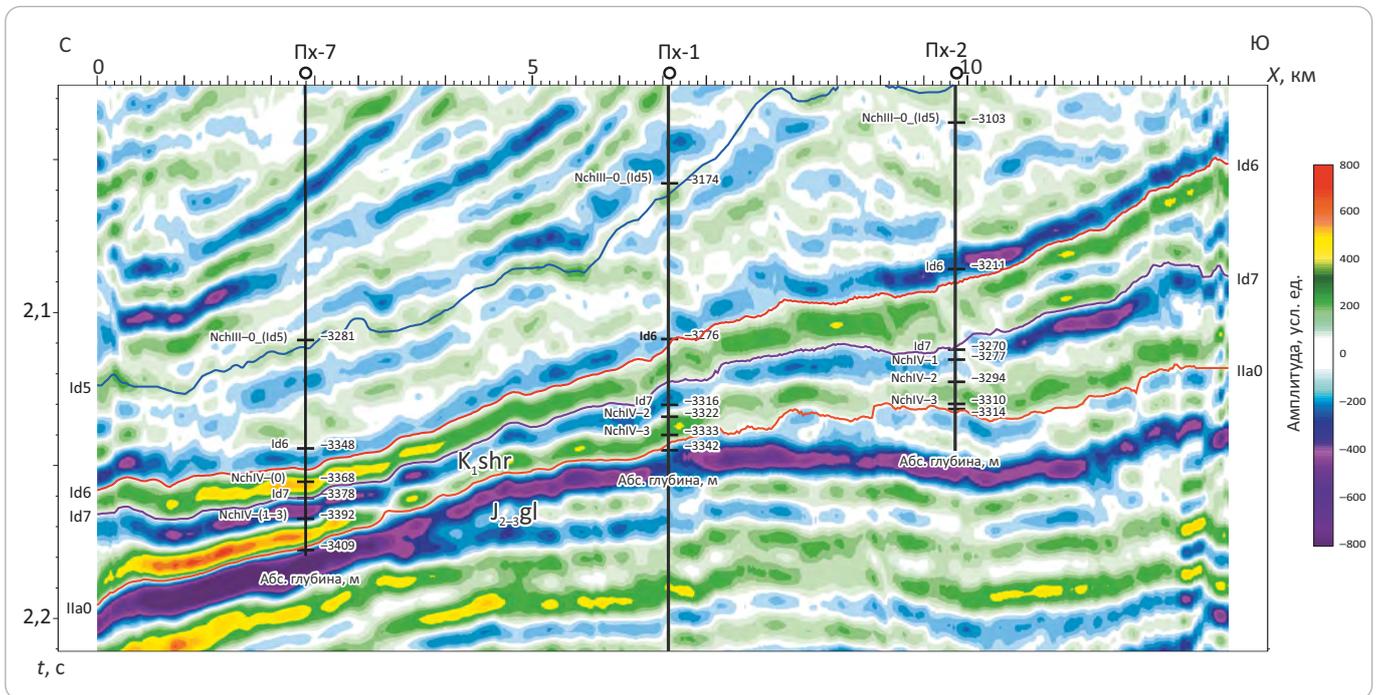
В это время осадконакопление в регионе контролировалось в основном эвстатическими колебаниями уровня Сибирского моря с формированием отложений, типичных для нижнемеловых клиноформных образований всего Западно-Сибирского бассейна. На фоне закономерного изменения толщин, характерного для клиноформных отложений, в бассейновых частях видны «раздувы», присущие отдельным конусам выноса или их комбинациям. Все эти конусы

выноса, как показало бурение скважин ЗПх-1; Пх-4, 6–8, 12; Ирк-1–3, 101; ЗИрк-31, являются литологическими ловушками и содержат залежи нефти. Глубина залегания продуктивных песчаников изменяется от 3300 до 3700 м.

Анализ условий формирования пластов группы АчНх Пайяхского месторождения показывает их весьма сложное строение, что предопределяет сложный характер распределения коллекторов. Все пласты отделены друг от друга значительными по мощности пачками аргиллитов, которые могут быть надежными покрывками, т. е. в каждом из пластов могут быть самостоятельные литологически ограниченные линзовидные ловушки, содержащие залежи нефти. В современном структурном плане такие песчаные линзы залегают на моноклинали, что затрудняет оконтуривание соответствующих ловушек. Для установления их контуров использовались разнообразные атрибуты волнового поля и карты толщин. Пласты группы АчН хорошо отображаются в различных атрибутах волнового поля, что объясняется значительным отличием акустических свойств ачимовских песчаников от аргиллитов [7]. Наиболее эффективным при этом является атрибут амплитуда.

Рис. 9. Сейсмогеологический разрез по линии скважин Пх-7 – Пх-1 – Пх-2

Fig. 9. Geoseismic section along the line of Пх-7 – Пх-1 – Пх-2 wells



На Пайяхском нефтяном месторождении установлено, что в волновом поле временных разрезов нефтегазонасыщенные литологические ловушки выделяются резким увеличением амплитуд в подошве конуса выноса (рис. 9) и локальным изменением толщин интервала залегания песчаников на фоне закономерного уменьшения толщины склоновой части клиноформы при переходе ее в бассейн. Конусы выноса содержат более грубозернистые осадки (пески). При диагенезе глинистые и песчаные разности уплотняются неравномерно (разница достигает двукратного значения), что приводит к увеличению толщин интервалов разреза с большим содержанием песков, появлению дополнительных осей синфазности и хаотичной записи (рис. 10).

По результатам интерпретации данных 3D-сейсморазведочных работ в 2017 г. на северо-востоке Пайяхской площади был спрогнозирован конус выноса пласта АчНхIII, подтвержденный бурением скв. СПх-12 в 2018 г. (рис. 11). Нефтегазонасыщенные песчаники толщиной 37 м были вскрыты на глубине 3460 м. Приведенный пример характеризует их достаточно большую толщину. При меньших толщинах пластов их выделение в волновом поле будет затруднено, а при толщинах менее 10 м диагностика конусов выноса будет проблематична.

На основании установленных критериев был выполнен анализ разрезов ОГТ (более 50 000 км) по всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба для выявления нефтеперспективных объектов в бассейновых частях клиноформ. В итоге было выяв-

лено 11 крупных литологических ловушек (см. рис. 8), перспективы которых связаны с пластами АчНхI-IV или их аналогами. Из-за редкой сети профилей (особенно на востоке Енисей-Хатангского регионального прогиба) небольшие по размерам и площади ловушки могли быть пропущены.

Нанадянская ловушка выявлена на западе Пайяхской зоны нефтенакопления на профиле 4887014. Может иметь максимальный размер 11 × 18 км, площадь 160 км². Ловушка выделена по интенсивной амплитудной аномалии. Перспективы связаны с возможными залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 3600 м.

Восточно-Бирюзовая ловушка оконтурена на Таманской мезотеррасе в пределах Пайяхской зоны нефтенакопления на профилях 0412304, 0900020 и др. Имеет максимальный размер 10 × 21 км, площадь 160 км². Ловушка выделена по интенсивной амплитудной аномалии. Перспективы связаны с возможными залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 3200 м.

Салпадаянская ловушка предполагается на западе Пайяхской зоны нефтенакопления по интенсивной амплитудной аномалии и характерному увеличению толщин (рис. 12) на профилях 4315006, 4315026 и др. Имеет максимальный размер 10 × 12 км, площадь более 100 км². Перспективы связаны с возможными залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 3600 м.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 10. Фрагмент временного разреза по линии I – I' (кросслайн 5632), Пайяхское месторождение
Fig. 10. Fragment of time section along I – I' line (crossline 5632), Paiyahsky field

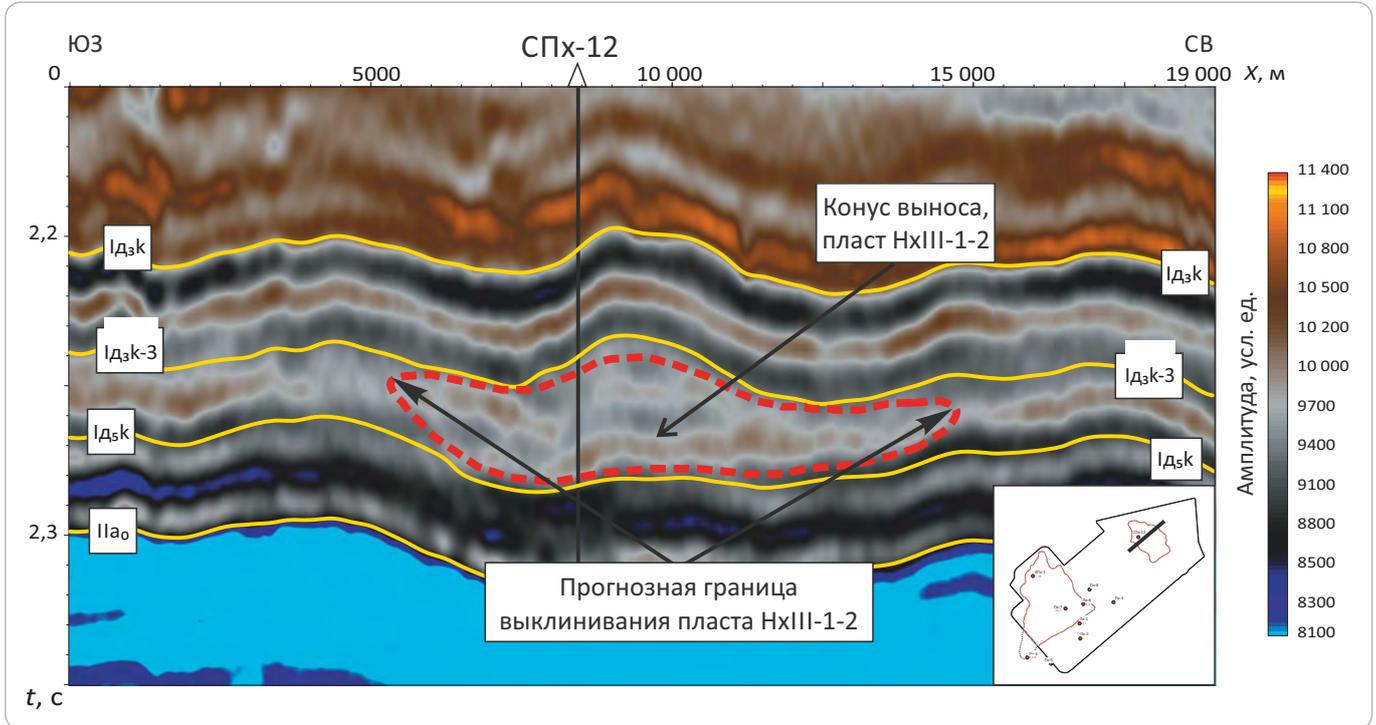


Рис. 11. Карта толщин между ОГ ИД₅к и ИД₃к₃ (интервал залегания пласта АчНхIII)
Fig. 11. Thickness map between ИД₅к and ИД₃к₃ reflectors (interval of АчНхIII layer occurrence)

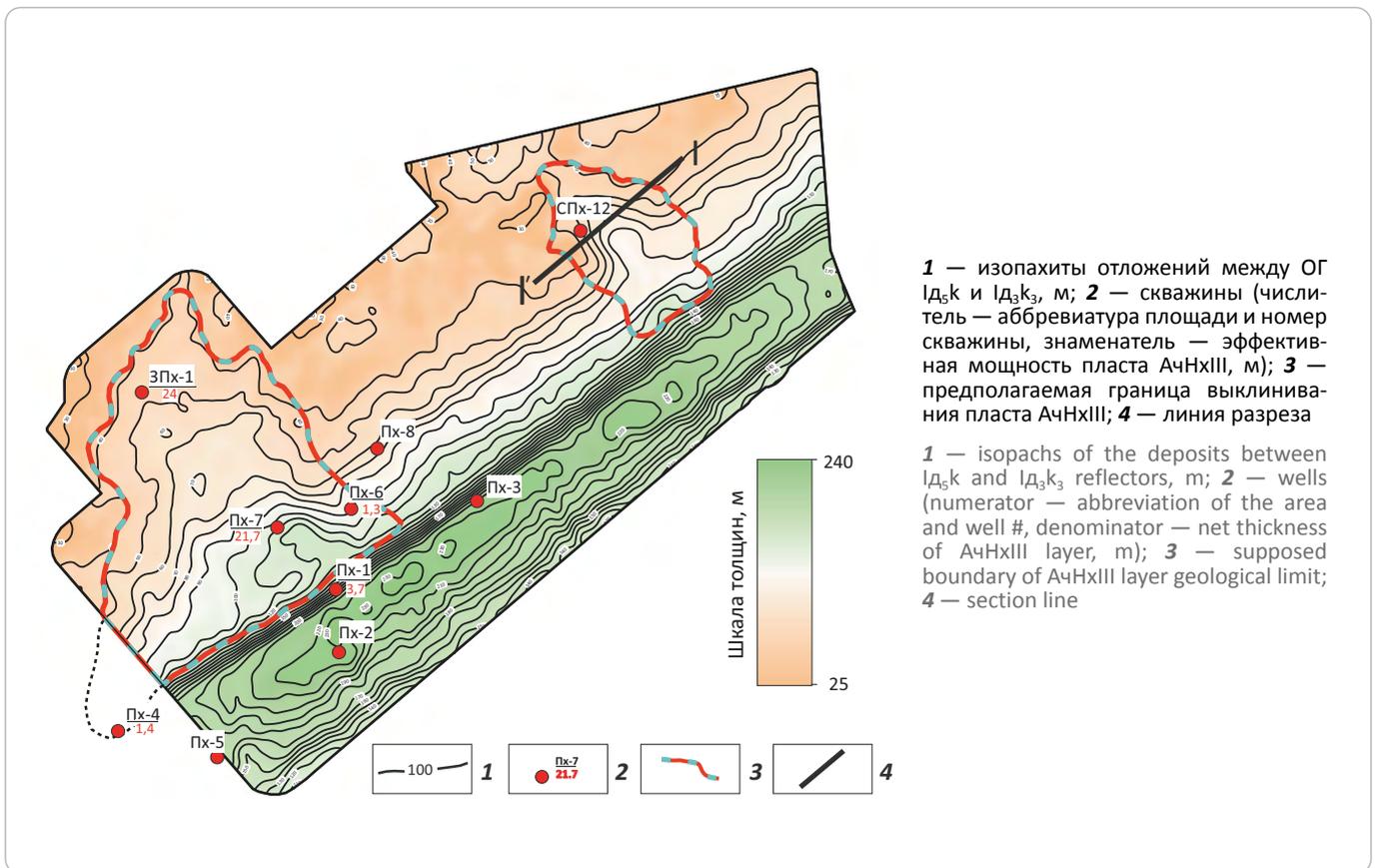


Рис. 12. Визуализация Салпадаяхской литологической ловушки на сейсмическом разрезе, выровненном на ОГ IIa₀, профиль 4315006

Fig. 12. Visualization of Salpadayakhsky stratigraphic trap on seismic section flattened to IIa₀ Reflector, Line 4315006

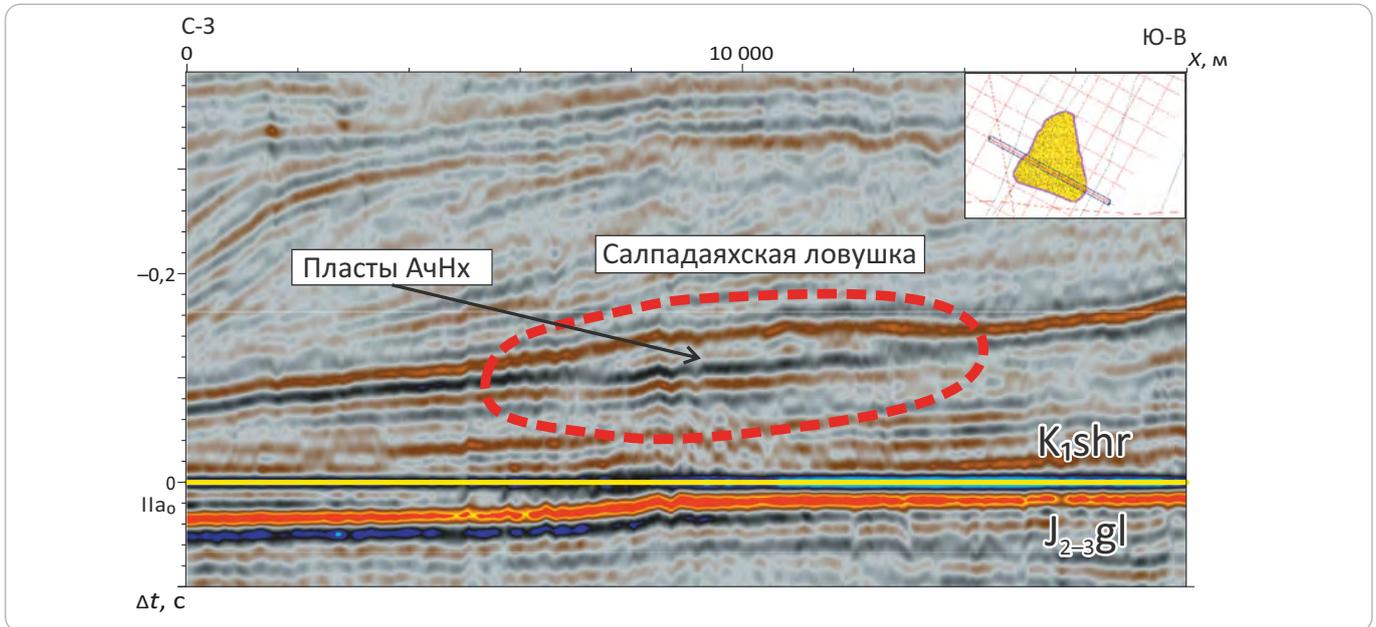
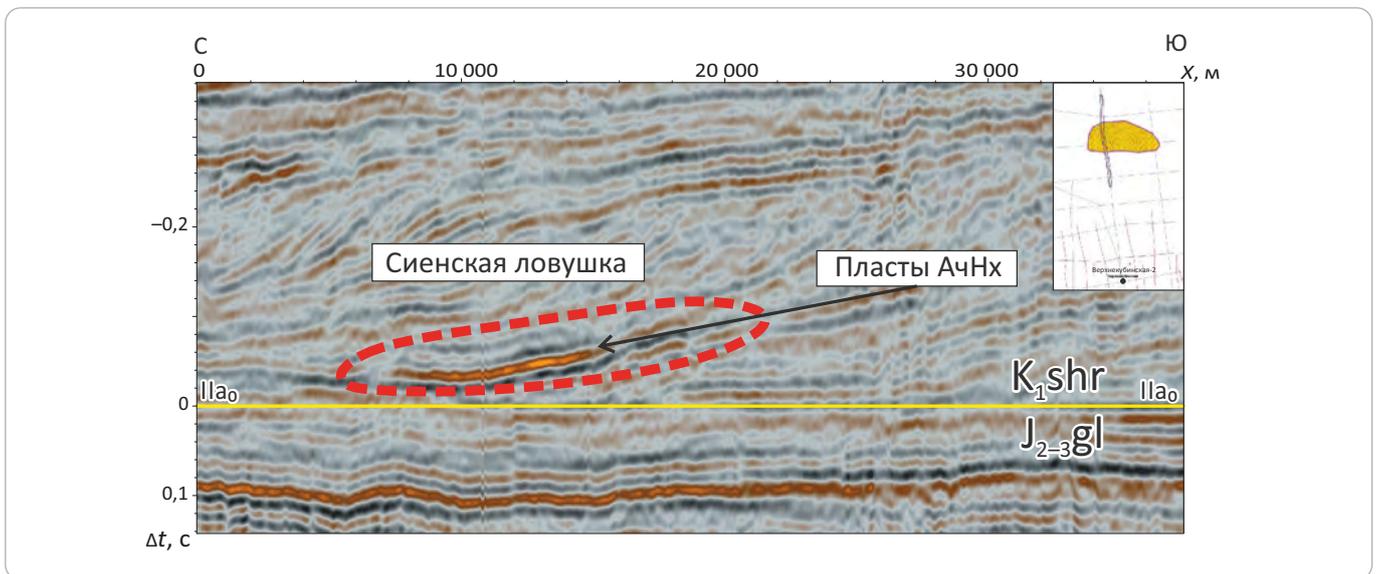


Рис. 13. Визуализация Сиенской литологической ловушки на сейсмическом разрезе, выровненном на ОГ IIa₀, профиль 6210109

Fig. 13. Visualization of Siensky stratigraphic trap on seismic section flattened to IIa₀ Reflector, Line 6210109



Агапская ловушка установлена на востоке Пайяхской зоны нефтенакопления по интенсивной амплитудной аномалии на профилях 6812035, 6812003 и др. С большой долей вероятности объект может быть продолжением Пайяхского месторождения. Имеет максимальные размеры 10 × 25 км, площадь 160 км².

Сиенская ловушка выявлена в Агапском мегапрогибе в пределах Агапской возможной зоны нефтенакопления по интенсивной амплитудной аномалии и форме записи на профилях 6214402, 6210109 (рис. 13). Имеет максимальный размер 11 × 23 км, площадь

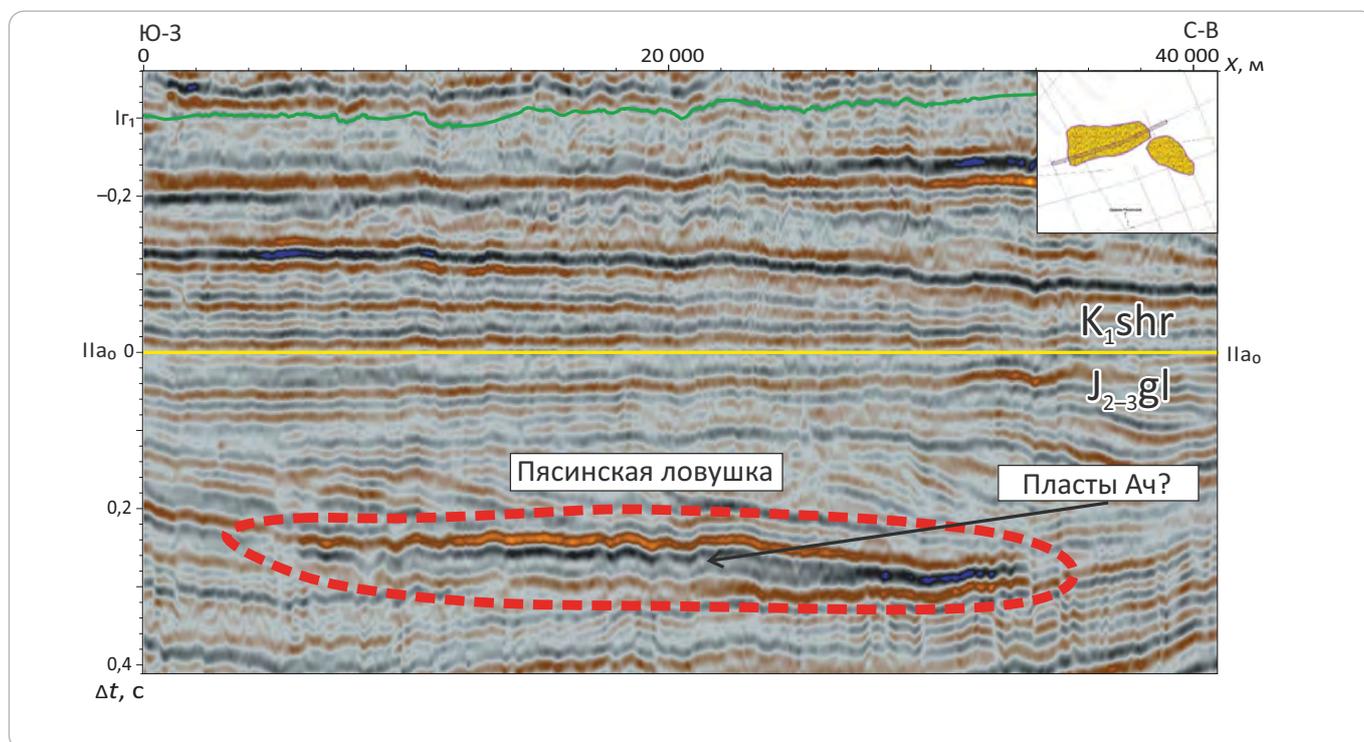
210 км². Перспективы связаны с возможными залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 4000 м.

Пясинская ловушка установлена в Агапском мегапрогибе в пределах Пайтурминской возможной зоны нефтенакопления по интенсивной амплитудной аномалии и форме записи на профилях 6214402, 6210109 (рис. 14). Имеет максимальный размер 16 × 30 км, площадь 315 км². Перспективы связаны с возможными залежами аналогов пластов Ач в верхнеюрских отложениях с расчетной глубиной залегания 3800 м.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 14. Визуализация Пясинской литологической ловушки на сейсмическом разрезе, выровненном на ОГ II_{а0}, профиль 6214408
 Fig. 14. Visualization of Pyasinsky stratigraphic trap on seismic section flattened to II_{а0} Reflector, Line 6214408



Шайтанская ловушка выявлена в Агапском мегапрогибе в пределах Пайтурминской возможной зоны нефтенакопления на профилях 6214410, 6214419 по интенсивной амплитудной аномалии. Имеет максимальный размер 10×19 км, площадь 140 км^2 . Перспективы связаны с возможными залежами аналогов пластов Ач в верхнеюрских отложениях с глубиной залегания 3800 м.

Пайтурминская ловушка выявлена в Агапском мегапрогибе в пределах Пайтурминской возможной зоны нефтенакопления на профилях 5519013, 0116623. Имеет максимальный размер 17×38 км, площадь 370 км^2 . Перспективы связаны с возможными залежами аналогов пластов Ач в подошве верхнеюрских клиноформ с расчетной глубиной залегания 3900 м. Ловушка установлена по характерным признакам наличия конуса выноса: увеличению толщины на локальном участке и интенсивной амплитудной аномалией.

Боганидская ловушка выявлена в Жданихинской возможной зоне нефтенакопления на профилях 5519014, 5519004. Имеет максимальный размер 25×28 км, площадь 430 км^2 . Перспективы связаны с залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 4100 м. Ловушка выделена по характерным признакам наличия конуса выноса: увеличению толщины на локальном участке, увеличению амплитуд в кровле, хаотичной записи в центре интервала.

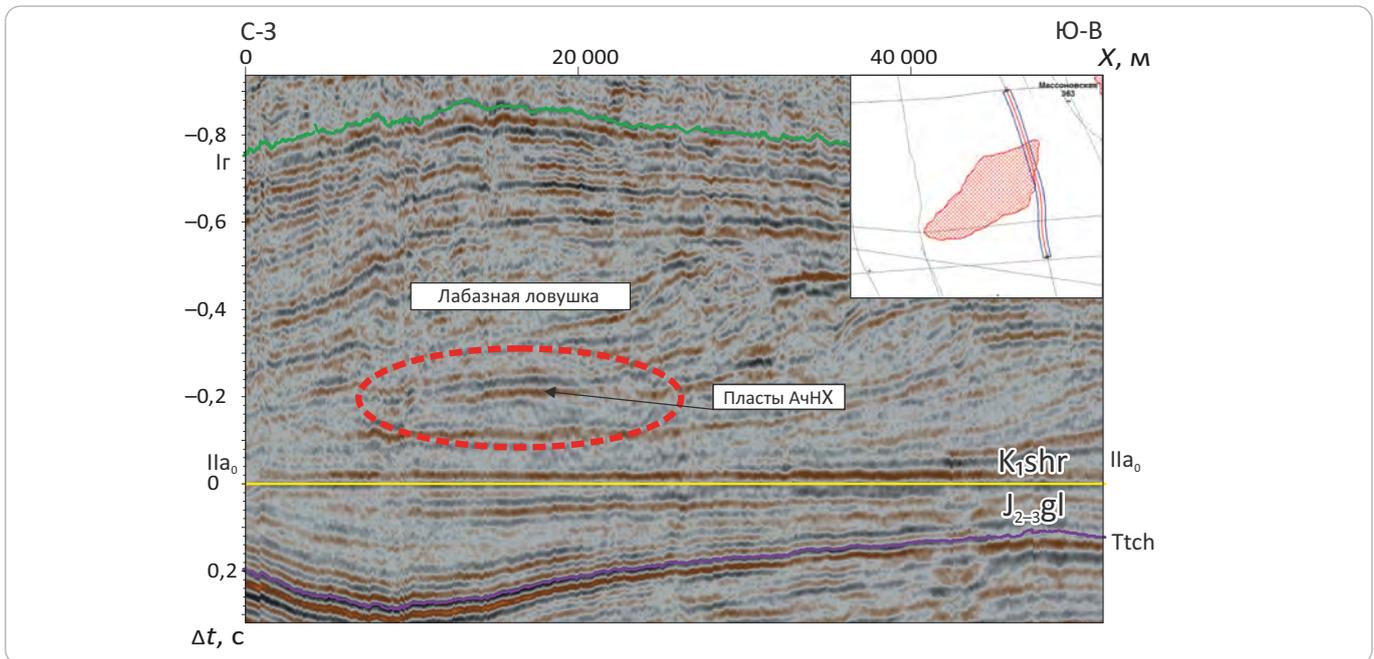
Северо-Массоновская ловушка установлена в Жданихинской возможной зоне нефтенакопления на профилях 5919009, 5919012. Имеет максимальный размер 15×20 км, площадь 215 км^2 . Перспективы связаны с возможными залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 4 000 м. Ловушка выделена по характерным признакам наличия конуса выноса: наличию хаотичной записи и увеличению амплитуд в кровле.

Лабазная ловушка выявлена в Жданихинской возможной зоне нефтенакопления на профилях 5519007, 519013 имеет максимальный размер 16×37 км, площадь 410 км^2 . Ее перспективы связаны с возможными залежами пластов АчНхI-IV в подошве шуратовской свиты с расчетной глубиной залегания 3700 м. Ловушка выделена по характерным признакам наличия конуса выноса: увеличению толщины на локальном участке, увеличению амплитуд в подошве, наличию дополнительных осей синфазности в центре интервала (рис. 15).

Заключение

По результатам комплексного обобщения накопленной геолого-геофизической и геохимической информации, изучения керна и пластовых флюидов можно судить о выявлении в Енисей-Хатангском региональном прогибе четырех зон нефтенакопления, представленных совокупностью залежей и перспективных объектов в несводовых литологически экранированных ловушках. Нефтенасыщенные коллек-

Рис. 15. Визуализация Лабазной литологической ловушки на сейсмическом разрезе, выровненном на ОГ IIa₀, профиль 5519007
Fig. 15. Visualization of Labazny stratigraphic trap on seismic section flattened to IIa₀ Reflector, Line 5519007



торы связаны с песчано-алевритовыми пластами ачимовского типа, локализованными в конусах выноса неокомского и верхнеюрского клиноформных комплексов. С учетом размеров зоны нефтенакопления можно говорить об их ареале, однако на данном этапе изученности это, по-видимому, является преждевременным.

Условия формирования прогнозируемых залежей едины и обусловлены эмиграцией УВ-флюидов в ачимовские линзовидные резервуары из непосредственно подстилающих их нефтегазоматеринских толщ яновстанской, гольчихинской свит и, возможно, шуратовской и малышевской, находящихся в главной зоне нефтеобразования.

С позиции сейсмостратиграфии и на основании анализа динамических характеристик сейсмической записи выявлено 11 крупных нефтеперспективных поисковых объектов, аналогичных по геологическому строению Пайяхскому нефтяному месторождению. По предварительным расчетам извлекаемые ресурсы нефти по категории D_{1л} в данных объектах могут составлять около 1 млрд т.

Выделение зон нефтенакопления, прежде всего Пайяхской, подтвердило высокие перспективы нефтеносности Енисей-Хатангского прогиба, считавшегося ранее преимущественно газоносным.

В статье [1] установлена связь современных речных потоков с древней сетью питающих каналов, сформировавших различные конуса выноса. Показано, что крупнейший конус выноса — Иркинский, размером 32 × 47 км и площадью более 1300 км², мог быть сформирован за счет крупного водяного потока — *Протоенисея*. Можно предположить, что в центре и на востоке Енисей-Хатангского регионального прогиба намеченная закономерность сохранится. Следовательно, наиболее крупные конусы выноса или их части (прирусловые валы) следует ожидать вдоль достаточно крупных рек Пясины, Агапа, Дудыпта и других в местах их пересечения с зонами нефтенакопления. С этих позиций наиболее перспективными будут Пясинский, Сиенский, Шайтанский, Пайтурминский объекты, где рекомендуется выполнить поисковые сейсмические работы 2D с плотностью сети наблюдений 1,5–2 км/км² для подготовки объектов под поисковое бурение.

Литература

1. Исаев А.В., Поляков А.А. Пайяхская зона нефтенакопления — трудноизвлекаемая нефть Таймыра [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2019. — Т. 14. — № 4. — Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2019/36_2019.pdf (дата обращения: 28.12.2020 г.). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019.
2. Исаев А.В., Девятов В.П., Карпухин С.М., Кринин В.А. Перспективы нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология нефти и газа. — 2010. — № 4. — С. 13–23.
3. Исаев А.В., Кринин В.А., Карпухин С.М. Перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2015. — Т. 10. — № 3. — Режим доступа: http://www.ngtp.ru/mb/4/31_2015.pdf (дата обращения: 28.12.2020 г.). DOI: 10.17353/2070-5379/31_2015.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

4. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мстиславская Л.П., Рожков Э.Л., Судариков Ю.А. Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазоаккумуляции. — М.: Недра, 1982. — 238 с.
5. Успенская Н.Ю. Месторождения гиганты, их значение в оценке ресурсов нефти и газа и особенности формирования // Геология нефти и газа. — 1972. — № 8. — С. 1–8.
6. Прищепка О.М. Зоны нефтегазоаккумуляции — методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2008. — Т. 3. — № 2. — Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf (дата обращения: 27.12.2020 г.).
7. Исаев А.В., Кринин В.А., Филипов Ю.А., Карпухин С.М., Скляр В.Р. Перспективные нефтегазоносные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба: результаты сейсмогеологического моделирования // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2011. — № 2. — С. 74–82.
8. Ким Н.С., Родченко А.П. Органическая геохимия и нефтегенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. — 2013. — Т. 54. — № 8. — С. 1236–1252.
9. Сафронов П.И., Ершов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна // Геология нефти и газа. — 2011. — № 5. — С. 48–55.

References

1. Isaev A.V., Polyakov A.A. Payakh oil bearing area (Taimyr peninsula) — hard-to-recover oil. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2019;14(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/36_2019.pdf (accessed: 28.12.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019. In Russ.
2. Isaev A.V., Devyatov V.P., Karpukhin S.M., Krinin V.A. Oil and gas prospects of Enisei-Khatangsky regional trough. *Geologiya nefiti i gaza*. 2010;(4):13–23. In Russ.
3. Isaev A.V., Krinin V.A., Karpukhin S.M. Oil and gas perspectives of clinofom complex of Yenisey-Khatanga regional trough. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2015;10(3). Available at: http://www.ngtp.ru/mb/4/31_2015.pdf (accessed: 28.12.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/31_2015. In Russ.
4. Bakirov A.A., Bakirov E.A., Mstislavskaya L.P., Rozhkov E.L., Sudarikov Yu.A. Geologicheskie usloviya formirovaniya i razmeshcheniya zon neftegazonakopleniya [Geological conditions for the formation and placement of oil and gas accumulation zones]. Moscow: Nedra; 1982. 238 p. In Russ.
5. Uspenskaya N.Yu. Mestorozhdeniya giganty, ih znachenie v ocenke resursov nefiti i gaza i osobennosti formirovaniya [Deposits are giants, their importance in the assessment of oil and gas resources and formation features]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1972;(8):1–8. In Russ.
6. Prishchepa O.M. Zony neftegazonakopleniya — metodicheskie podhody k ih vydeleniyu, obespechivayushchie sovremennoe reshenie zadach otrasli [Oil and gas accumulation zones — methodological approaches to their allocation, providing a modern solution to industry problems]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2008;3(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf (accessed: 27.12.2020). In Russ.
7. Isaev A.V., Krinin V.A., Filipov Yu.A., Karpukhin S.M., Sklyarov V.R. Potential oil-and-gas bearing objects in the clinofom complexes of the Yenisey-Khatanga regional trough: results of seismic-geological modeling. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2011;(2):74–82. In Russ.
8. Kim N.S., Rodchenko A.P. Organic geochemistry and petroleum potential of jurassic and cretaceous deposits of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geologiya i geofizika*. 2013;54(8):1236–1252. In Russ.
9. Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. Modeling of processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in jurassic and cretaceous complexes of Enisei-Khatanga basin. *Geologiya nefiti i gaza*. 2011;(5):48–55. In Russ.

Информация об авторах

Исаев Александр Васильевич

Ведущий эксперт, кандидат геолого-минералогических наук,
залуженный геолог РФ
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: lis@sniiggims.ru

Хилько Иван Анатольевич

Заведующий лабораторией
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: hilko_ivan@sniiggims.ru

Information about authors

Aleksandr V. Isaev

Leading Expert, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Honored Geologist of the Russian Federation
SNIIGGIMS,
67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: lis@sniiggims.ru

Ivan A. Khil'ko

Head of Laboratory
SNIIGGIMS,
67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: hilko_ivan@sniiggims.ru

УДК 551.24.055+553.982

DOI 10.31087/0016-7894-2021-5-19-31

Перспективы промышленного освоения глубоких горизонтов Керченско-Таманского нефтегазоносного района

© 2021 г. | А.Г. Лебедько, Г.И. Лебедько

Южный Федеральный университет «Институт наук о Земле», Ростов-на-Дону, Россия; tiger.71@mail.ru; Lebedx100@gmail.com

Поступила 03.02.2021 г.

Доработана 08.02.2021 г.

Принята к печати 22.03.2021 г.

Ключевые слова: трещинные коллекторы; прогноз перспективности; вертикальный теплоперенос; модель залежи; майкопские аргиллиты; критерии нефтегазоносности; геофизические параметры; глубинные горизонты; интегральный анализ.

Аннотация: Керченско-Таманская грязевулканическая провинция содержит более сотни грязевых вулканов. Они также широко представлены в акваториях Черного и Азовского морей. Около 200 газовых факелов отмечено вдоль шельфовых зон Керченско-Таманского нефтегазоносного района. В статье рассмотрены перспективы нефтегазоносности данного участка, проанализированы причины неудовлетворительных результатов буровых работ не только на суше, но и в акватории южных морей. В результате исследований выявлено, что локальный прогноз нефтегазоносности (оценка выявленных структур) направлен в первую очередь на анализ сейсмоструктурных особенностей традиционных антиклинальных ловушек. Однако такой подход исчерпал себя, поскольку в нераспределенном фонде недр региона рентабельные объекты отсутствуют (учтены только мельчайшие месторождения). При прогнозных исследованиях недостаточно оценены геолого-тектонические особенности (чешуйчато-надвиговая структура периклинального прогиба). Также недостаточно изучены интенсивные флюидодинамические процессы, сопровождающие грязевой вулканизм. В результате недостаточно обоснованных поисково-разведочных работ коэффициент успешности редко превышает 30 %. Предлагаемый интегральный анализ включает (помимо наличия структурных ловушек, коллекторов и покрышек) оценку углеводородного потенциала, который определяется наличием вертикальных флюидопотоков (труб дегазации). Интегральное суммирование этих параметров создает информацию нового качества. Следует учесть, что при современной интеграции сейсмических работ 2D используется только около 30 % исходных данных. Поэтому необходимо применение метода структурно-информационной интерпретации. Итог исследований представляет собой этап предлицензионной подготовки на основе геологической интерпретации геофизических данных.

Для цитирования: Лебедько А.Г., Лебедько Г.И. Перспективы промышленного освоения глубоких горизонтов Керченско-Таманского нефтегазоносного района // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 19–31. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-19-31.

Deep horizons of Kerchensky-Tamansky Petroleum District: future of commercial development

© 2021 | A.G. Lebed'ko, G.I. Lebed'ko

Southern Federal University "Institute of earth sciences", Rostov-on-Don, Russia; tiger.71@mail.ru; Lebedx100@gmail.com

Received 03.02.2021

Revised 08.02.2021

Accepted for publication 22.03.2021

Key words: naturally fractured reservoir; prediction of prospects; vertical heat and mass transfer; reservoir model; Maikop-sky claystone; oil and gas occurrence criteria; geophysical parameters; deep horizons; integral analysis.

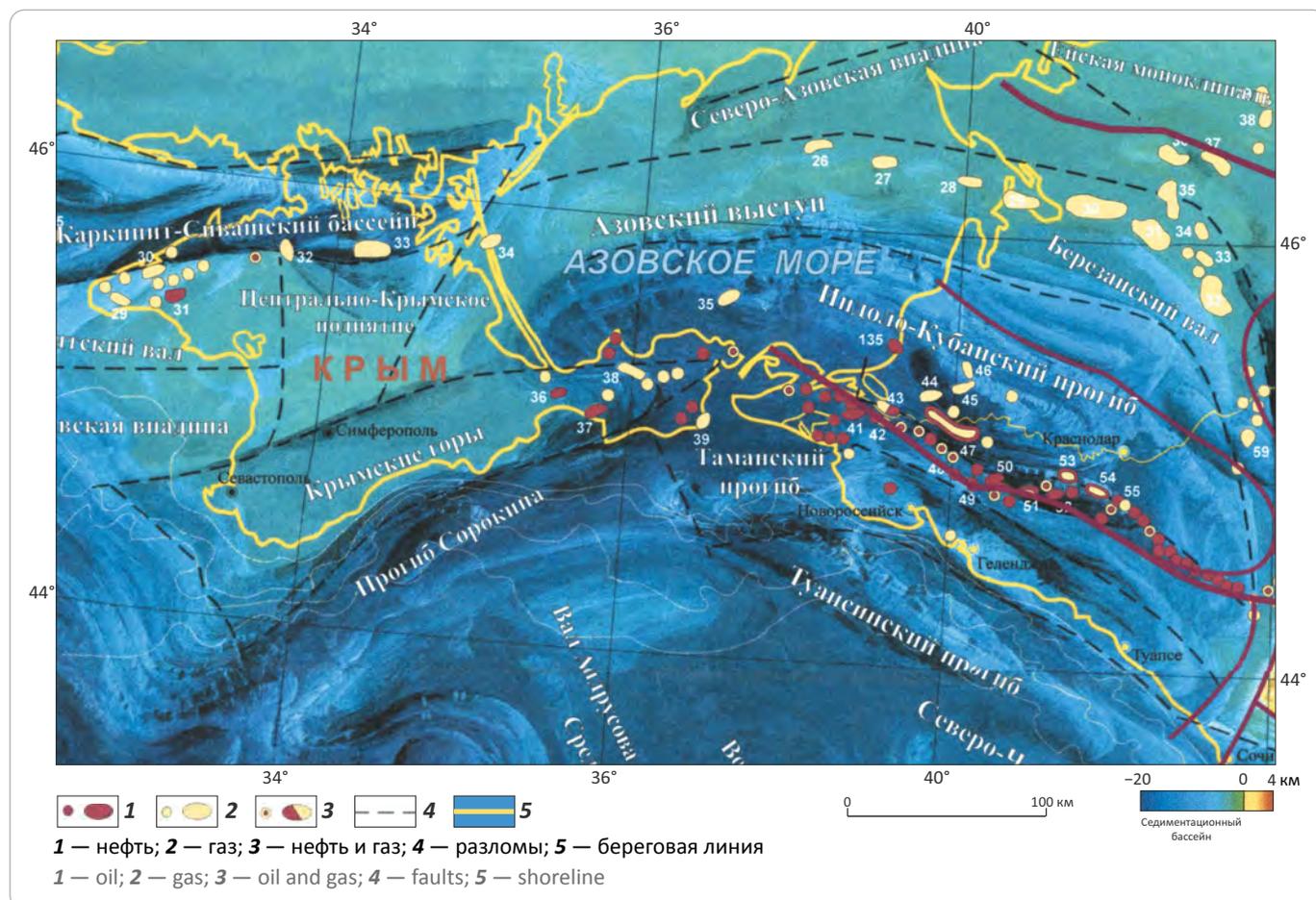
Abstract: The author shows that the share of hard-to-recover oils has significantly increased in the structure of Russian reserves. At the same time, the production of these raw materials is growing much slower than its share in the total volume of reserves. Such a disbalance especially typical of the mature producing regions leads to resource base decrease and deterioration. The authors discuss the conditions of carbonate deposits formation and structural features of the Domanic-Tournaisian oil and gas play within the studied areas of the Verkhnepechorsky transverse uplift. The authors discuss the most promising objects that have been identified using geological and geophysical data. Factors that contributed to trap formation in the study area in the Domanic-Famennian time are analyzed. To assess the resources, an advanced approach to predict initial potential resources was used taking into account calculation of hydrocarbon migration streams speed and range and probability of reaching a given depth interval. The authors present a typical workflow for hydrocarbon accumulations predicting, which can be used to assess the probability of charging a trap with hydrocarbons in certain depth interval. Based on interpretation of a significant volume of geological and geophysical material, the results of calculating the probability of trap charging within the Izjayusky structure are presented.

For citation: Lebed'ko A.G., Lebed'ko G.I. Deep horizons of Kerchensky-Tamansky Petroleum District: future of commercial development. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(5):19–31. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-19-31. In Russ.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Ресурсы нефти и газа юга России (по данным АО «ИГиРГИ»)

Fig. 1. Oil and gas resources of southern Russia (AO "IGIRGI")

Введение

Южный регион России, включающий нефтегазовые районы Западного Предкавказья и Крыма, а также шельфы Азовского и Черного морей, считается одним из важнейших центров нефтегазового комплекса (рис. 1).

Однако в пределах суши на фоне обвального падения объемов поисково-разведочного бурения отсутствуют какие-либо значимые достижения в обеспечении ресурсного потенциала УВ. Причина кроется в том, что обычно мы ищем привычное и понятное, т. е. то, что искали ранее и находили в течение последних двух-трех десятилетий. Парадигма локального прогноза все время исходит из позиции антиклинальной (структурной) теории формирования залежей УВ. Однако статистические оценки последних лет четко свидетельствуют, что размеры открытых месторождений, приуроченных к традиционным антиклинальным ловушкам, сократились до мельчайших. Их дальнейший поиск становится экономически невыгодным.

Керченско-Таманский нефтегазовый район может служить примером использования традиционного

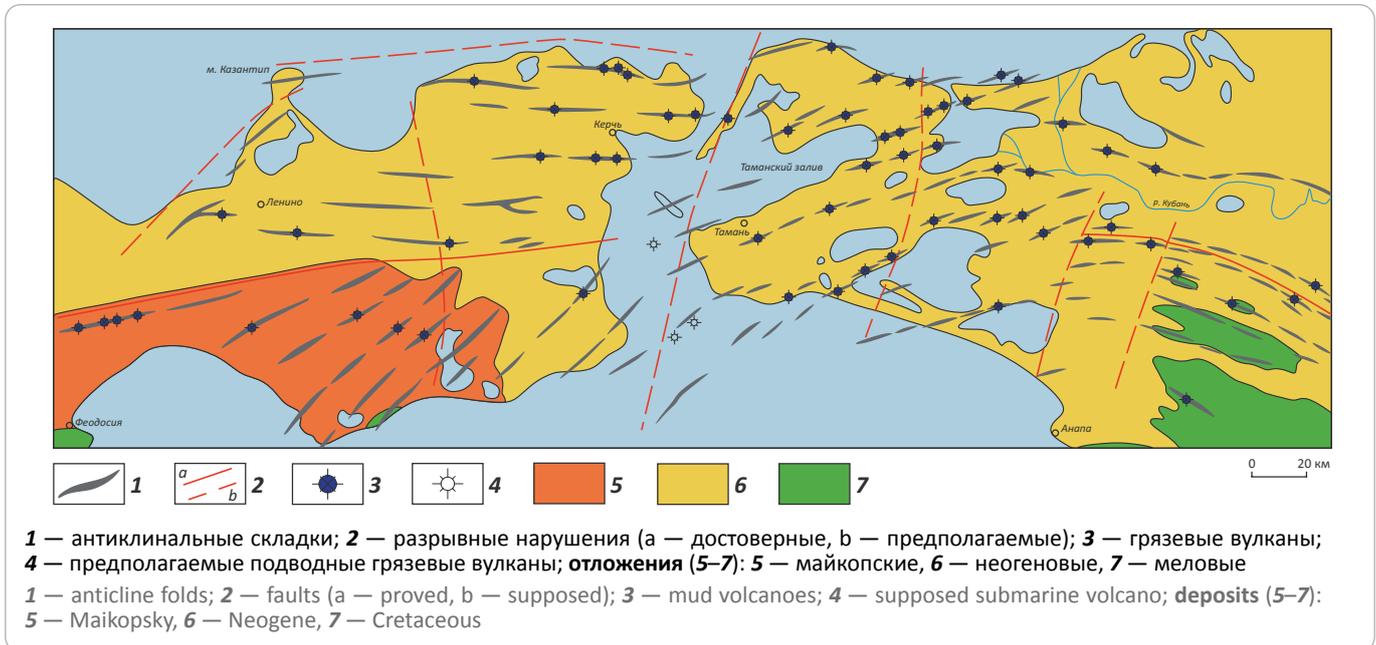
(в значительной мере исчерпавшего себя) подхода к поисковым геолого-разведочным работам, при котором не были в достаточной степени приняты в расчет геолого-тектонические особенности (чешуйчато-надвиговые структуры) межпериклинального прогиба. Вследствие этого практически не была учтена специфика коллекторов трещинного типа и вторичного очагового насыщения в консолидированных глинисто-аргиллитовых и карбонатных толщах.

В результате недостаточно обоснованных буровых работ большинство скважин оказались непродуктивными (коэффициент успешности крайне низок и не превышает 25–30%). Как итог — отсутствие в нераспределенном фонде недр рентабельных объектов. Именно поэтому необходим переход на изучение более глубоких горизонтов консолидированных толщ карбонатно-глинистого типа.

По результатам сейсморазведочных работ, акватории южных морей обладают значительным ресурсным потенциалом. Этим в свое время был обоснован перенос геолого-разведочных работ на шельф Черного и Азовского морей. В последующие годы были достигнуты определенные успехи. Однако в настоящее

Рис. 2. Основные структурные элементы и грязевые вулканы Керченско-Таманского прогиба

Fig. 2. Main structural elements and mud volcanoes of Kerchensky-Tamansky trough



время Крым не может обеспечить за счет местных ресурсов даже свои потребности топливно-энергетического комплекса России.

Не внушают оптимизма и результаты последних буровых работ в пределах турецкого сектора Черного моря. Здесь программа бурения (ТРАО, Petrobras, BP, Chevron и Exxon) завершилась отрицательным результатом. Все пять разведочных скважин (общая стоимость около 700 млн долл. США) оказались «сухими».

В пределах румынского и болгарского секторов результаты геолого-разведочных работ неоднозначны. Можно сделать вывод, что скромные успехи поисковых работ в акватории Черного моря определяют необходимость объективного анализа причин несоответствия значительных затрат на геолого-разведочные работы их скромными результатами.

С переходом на изучение все более глубоких горизонтов седиментосферы возрастает значение новейших технологий и методов геологической интерпретации геофизических данных. На глубине более 3 км литологические различия песчано-алевритовых, глинисто-аргиллитовых и карбонатных горизонтов нивелируются. Определяющими в изменении геофизических параметров на глубине становятся физико-механические условия трещиноватых флюидонасыщенных систем. Разуплотнение и рост степени трещиноватости становятся важными факторами появления сейсмических неоднородностей.

Для поисков глубинных залежей УВ необходимо проведение поисково-прогнозных геолого-разведочных работ в первую очередь на суше Керченско-Та-

манского прогиба. Результаты этих работ, несомненно, будут также востребованы при проведении геолого-разведочных работ на акваториях Черного и Азовского морей.

Структурно-тектонические особенности

Поперечный межпериклинальный Керченско-Таманский прогиб разделяет горно-складчатые сооружения Большого Кавказа и Горного Крыма. Он имеет четко наложенный характер и сформировался как единая структура в связи с началом становления Кавказского и Крымского коллизионных орогенов начиная с раннего олигоцена.

К указанному прогибу приурочена Керченско-Таманская грязевулканическая провинция, в пределах которой установлено более сотни грязевулканических структур разного масштаба. Явления глинистого диапиризма выявлены также в отложениях неогена Индоло-Кубанского передового прогиба. Значительное число грязевых вулканов расположено в акваториях Черного и Азовского морей (рис. 2). Кроме того, обнаружено около 200 газовых струй (факелов), вытянутых вдоль бровки шельфов Керченского и Таманского полуостровов [1]. Видимо, эта субширотная зона является западным погружением Ахтырского разломно-надвигового шва.

Грязевые вулканы образуют локальные поднятия, которые обычно группируются в виде разделенных плоскими синклиналиями антиклинальных цепочек, располагающихся субпараллельно и кулисообразно. Ядра антиклиналей сложены аргиллитами майкопской серии, осложненными разломно-надвиговыми дислокациями.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

В пределах Керченско-Таманского прогиба отмечается смена направлений простирания глубинных субширотных структурных элементов. При общей субширотной ориентировке тектонических элементов наблюдается смена их западно-северо-западного простирания на Таманском полуострове на западно-юго-западное направление в пределах Керченского полуострова (см. рис. 2).

Процессы глиняного диапиризма определяют строение всего продуктивного разреза, формируя многочисленные унаследованно развитые складки. Глиняные диапиры образуют холмовидные поднятия в пределах субширотно ориентированных протяженных антиклинальных зон. Они разделены относительно плоскими синклиналиными прогибами. Начало формирования диапировых структур приходится на ранний – средний миоцен. Современная структура верхнего этажа вызвана интенсивной складчатостью в течение плиоцен-четвертичного этапа.

Таманский полуостров включает масштабные антиклинальные зоны (Карабетовская и Кизилташская), которые протягиваются через весь прогиб и содержат значительное число диапировых и криптодиапировых структур, образующих холмовидные поднятия (отметки рельефа более 150 м). Антиклинали разделены довольно широкой (4–7,5 км) синклиналию. Важно то, что на восточном замыкании Карабетовской и Кизилташской зон установлены диапировые структуры (Виноградная, Прикубанская, Стрельчанская), расположенные вблизи Ахтырского надвига и испытывающие его тектонодинамическое воздействие. Амплитуды складок превышают 800 м. Размеры складок достигают 12 км по длинной оси и 3 км по короткой (рис. 3).

Нефтегазоносный потенциал Таманского полуострова определяется примерно двумя десятками месторождений, среди которых преобладают нефтяные. Большинство из них представлены сложноэкранированными залежами над диапирами (криптодиапирами) или на их склонах. Продуктивные горизонты сосредоточены в караган-чокракских и сарматских отложениях. Отдельные залежи УВ выявлены в понтических и меотических горизонтах, а также в верхнемеловых толщах.

Над глиняными диапирами сформированы Ахтанизовская, Запорожская, Плавневая и другие складки, сложенные караган-чокракскими и сарматскими отложениями. Они интенсивно дислоцированы, образуя блоковые структуры с амплитудой нарушений от 25 до 250 м. Ловушки УВ в этих структурах обычно тектонически экранированы.

Кроме того, выделяются диапиры, своды которых разрушены в результате воздымания вплоть до образования сопочных брекчий (Стрельчанская, Фанагорийская, Капустина Балка и др.). В таких условиях залежи УВ примыкают к майкопскому ядру, образуя

сложноэкранированные ловушки, в которых экранирование имеет тектонический и литолого-стратиграфический характер. Продуктивный разрез включает порово-трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы.

Месторождения УВ на Таманском полуострове (мелкие и мельчайшие) имеют обычно многопластовое строение и включают залежи тяжелой и вязкой нефти. Освоено менее половины выявленных месторождений. Перспективы нефтегазоносности проблематичны и требуют комплексирования геофизических данных и применения комплексного метода прогнозирования, учитывающего не только материалы сейсморазведки, но и результаты изучения потенциальных полей, данных электроразведки и др.

В пределах Западного Предкавказья выделяется несколько крупных субширотных разломно-надвиговых зон. Они в общем виде определяют промышленно нефтегазоносные участки и структуры. Этим зонам сопутствуют вертикальные зоны теплоассоциации, создающие благоприятные условия для формирования УВ-залежей (наличие структуры, коллектора и экрана).

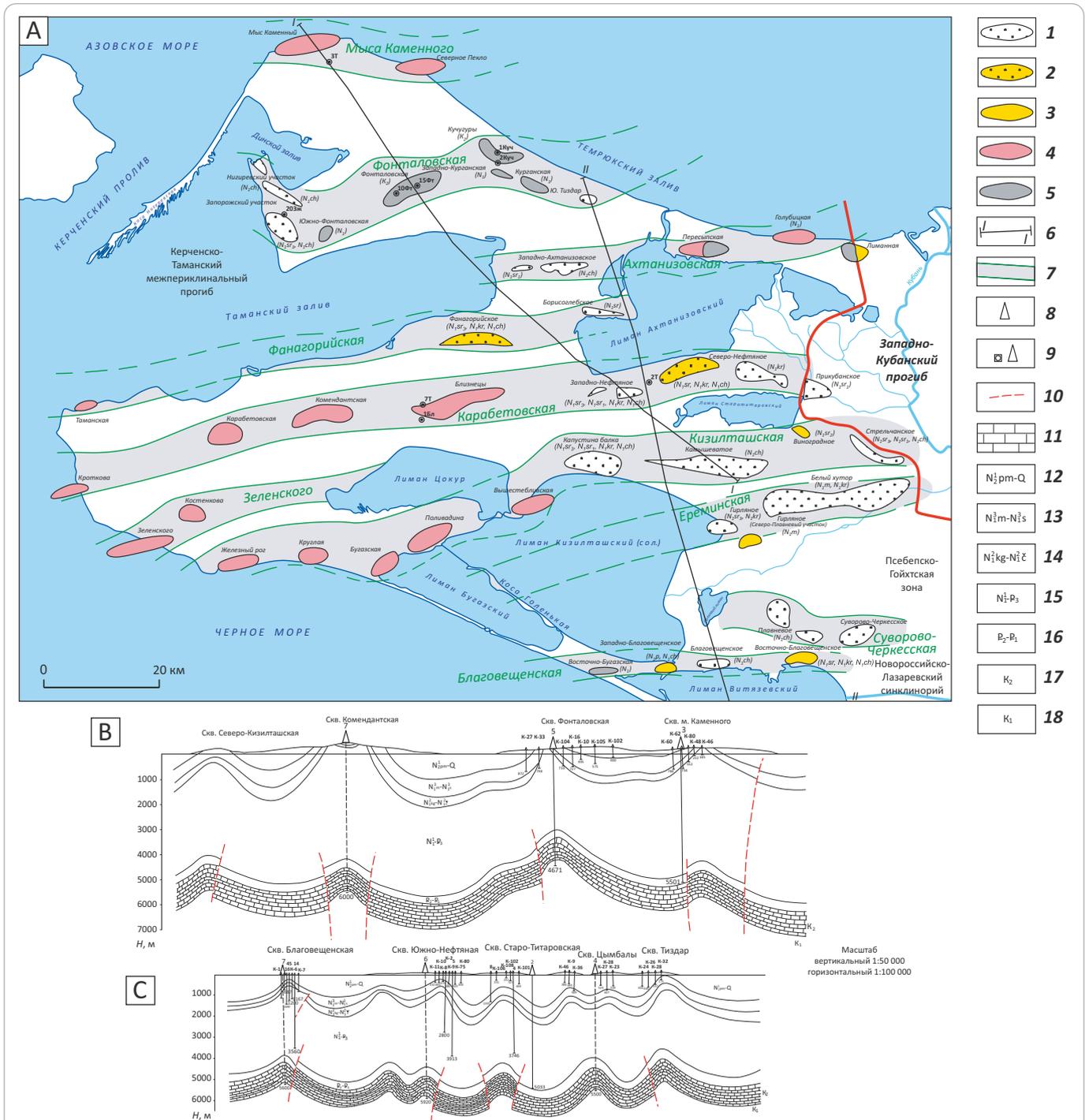
Самая крупная вертикальная зона теплоассоциации приурочена к наиболее масштабной промышленно освоенной нефтегазоносной Ахтарской разломно-надвиговой структуре Западного Предкавказья. Она служит эталоном глубинного флюидопотока, выделенного по всему комплексу прогнозных параметров (сейсмо-, электро-, магниторазведка и др.).

Основная масса УВ-залежей в пределах Таманского полуострова сосредоточена в неогеновых отложениях. В майкопских толщах они не установлены (отмечены только отдельные проявления в верхнемайкопских горизонтах). Такое положение можно объяснить недостаточной изученностью глубоких структур нижнего – среднего майкопа. В пределах Керченского полуострова, наоборот, наибольшие скопления УВ сосредоточены в майкопских отложениях.

Сходная с Керченским полуостровом ситуация установлена и восточнее Таманского нефтегазоносного района (в Ахтырской зоне Индоло-Кубанского прогиба). Здесь нижнемайкопские толщи (в первую очередь нефтегорской свиты) содержат многочисленные месторождения УВ, разрабатываемые многие десятилетия.

Нефтегазовый потенциал майкопской серии далеко не исчерпан. Глинисто-аргиллитовые толщи майкопа (хадумиты) перспективны на УВ-сырье на всей территории Южного региона. Однако при оценке перспектив объекта следует отказаться от стереотипа прогностического подхода. В глинисто-аргиллитовых толщах (хадумитах) в первую очередь необходимо искать не песчаные прослои, а зоны очаговой трещиноватости, свойственной тектонически активным зонам [2].

Рис. 3. Карта нефтегазоносности Таманского полуострова (А) и разрезы по линии I – I (B), II – II (C)
 Fig. 3. Map of oil and gas occurrence in the Taman Peninsula (A) and cross-sections along I – I (B), II – II (C) lines



Месторождения и залежи (1–3): 1 – нефтяные, 2 – газонефтяные, 3 – газовые; **структуры (4, 5):** 4 – выявленные, 5 – выведенные из бурения; 6 – линии сейморазрезов; 7 – антиклинальная зона; **параметрические скважины (8, 9):** 8 – пробуренные, 9 – проектные; 10 – разрывные нарушения; 11 – известняковая толща в меловых отложениях; **отложения (12–18):** 12 – четвертичные и понтийские, 13 – меотические и сарматские, 14 – караган-чокракские, 15 – майкопские, 16 – эоцен-палеоценовые, 17 – верхнемеловые, 18 – нижнемеловые

Fields and pools (1–3): 1 – oil, 2 – gas and oil, 3 – gas; **structures (4, 5):** 4 – identified, 5 – decommissioned; 6 – lines of seismic sections; 7 – anticline zone; **stratigraphic wells (8, 9):** 8 – drilled, 9 – planned; 10 – faults; 11 – limestone formation in Cretaceous deposits; **deposits (12–18):** 12 – Quaternary and Pontian, 13 – Meotian and Sarmatian, 14 – Karagan-Chokraksky, 15 – Maikopsky, 16 – Eocene-Paleocene, 17 – Upper Cretaceous, 18 – Lower Cretaceous

Нефтегазоносность Керченского полуострова

Крымское складчатое сооружение представляет собой активную континентальную окраину на юге Русской плиты, которая с севера на юг образует аккреционный клин, затем вулканическую дугу и тыловую (рифовую) зону. Южнее вся эта структура окружена глубоководной Черноморской впадиной.

Керченский полуостров четко делится на две тектонические зоны, разделенные предгорной сутурой. Северная зона входит в состав Индоло-Кубанского прогиба и на поверхности сложена среднемиоценовыми отложениями. Южная образует восточное периклинальное погружение антиклинория Горного Крыма. На поверхности здесь обнажаются глинистые толщи майкопской (P_3-N_1) серии.

В пределах прогиба широко развиты брахиантиклинали субширотного простирания, которые в рельефе Керченского полуострова (и Таманского полуострова) представлены холмовидными поднятиями с относительными превышениями до 100 м. К сводам антиклиналей приурочены многочисленные грязевые вулканы, имеющие вид сопок. Они также установлены в акватории Черного и Азовского морей. Здесь они сформированы в виде конусообразных холмов высотой до 120 м.

Осадочное выполнение прогиба представлено в основном многокилометровой толщиной майкопских аргиллитовых отложений, которые избирательно (в основном на севере Керченского полуострова) перекрыты песчано-глинистыми горизонтами верхнего миоцена – плиоцена. Подошва майкопских отложений фиксируется на глубинах 2,5–8,5 км. Характерно клиноморфное строение алевритоаргиллитовых толщ.

В геологическом разрезе прогиба наиболее древними, по косвенным данным, являются кристаллические сланцы рифея, слагающие основание Скифской плиты. Палеозойские отложения в этом регионе представлены сланцами (Симферопольское поднятие) и известняками (Горный Крым).

Продуктивный разрез Керченского полуострова включает отложения нижнего и верхнего мела, палеоцена, эоцена, майкопской серии (P_3-N_1) и неогена. Обычно этаж нефтегазоносности ограничивается одним-двумя отделами, но отмечаются и многопластовые. Наиболее распространены залежи в майкопских и палеозойских толщах. Наблюдаются в основном газовые и газоконденсатные месторождения.

В нижнемеловых отложениях коллекторами являются песчаники и алевриты, а также туфы и туффиты. Верхнемеловые коллекторы представлены известняками и мергелями, иногда с прослоями терригенных горизонтов. Емкостные параметры известковых пород низкие, только известняки маастрихта характеризуются средними значениями межзерновой емкости. Наличие трещиноватости в

них увеличивает емкостные свойства коллекторов. Палеоценовые отложения также имеют существенно карбонатный состав (известняки и мергели). Коллекторы в этих породах представлены трещинно-поровым типом, изменчивой емкостью и средней проницаемостью.

В эоценовых отложениях преобладают глинистые известняки, мергели и глины, иногда песчано-алевритовые горизонты, обладающие хорошими коллекторскими свойствами. Трещиноватость (особенно масштабная) значительно увеличивает фильтрационные свойства. Глинисто-аргиллитовые толщи майкопской серии содержат редкие прослои песчано-алевритового состава, которые обладают высокими коллекторскими свойствами. Однако региональную нефтегазоносность майкопских отложений также следует связывать с очаговой трещиноватостью. Самые молодые (караган-чокракские и нижнесарматские отложения) имеют существенно глинистый разрез, в котором коллекторы представлены пачками песчано-алевритового и песчанисто-известнякового состава.

Результатом многолетних региональных геолого-разведочных работ стал набор многочисленных двухмерных сейсмогеологических разрезов, профилей, схем, карт и различных моделей. Таким образом, были получены представления о тектоническом строении региона и структурных особенностях отдельных зон. К настоящему времени этот этап региональных работ можно считать завершенным [3]. Создан значительный информационный потенциал, что позволяет обозначить проблему зонального прогноза отдельных структурных элементов юга России (зон нефтенакопления), в частности в пределах Керченско-Таманского поперечного прогиба.

В Южном регионе максимально обострилась конкурентная ситуация, сопровождаемая снижением аукционной активности. Это падение активности нельзя объяснить только высокой стартовой ценой малоразмерных лицензионных участков. Низкая инвестиционная привлекательность определяется слабой геолого-экономической подготовкой объектов. Из-за этого недропользователи, получив лицензию, начинают свою деятельность с переинтерпретации имеющихся сейсморазведочных материалов на основе новейших технологий для подготовки более обоснованных моделей строения участков (залежей). Именно такая предлицензионная подготовка необходима для объективной оценки перспективных объектов.

В настоящее время анализ фактических данных позволяет сделать вывод о том, что *готовые объекты для лицензирования (НЭ) отсутствуют*. Единственный способ нарастить УВ-потенциал в регионе — поменять стереотип поисков нефти в традиционных коллекторах. Необходимо искать нефть в прогибах, отрицательных формах и на склонах поднятий, обращая внимание на коллекторские свойства трещи-

новатых зон в консолидированных осадочных толщах. Одним словом, там, куда мы все последние годы сознательно не заходили, чтобы не усложнять себе поисковый процесс и не удорожать геолого-разведочные работы. Следует также изменить принципы анализа и оценки результатов геофизических работ.

Принятая в настоящее время технологическая схема анализа и геологической интерпретации сейсмических данных успешно апробирована при изучении гранулярных коллекторов в отложениях неогена. Однако использование этой технологии при прогнозно-поисковых геолого-разведочных работах в пределах региона оказалось малоэффективным.

Обусловлен такой результат резким отличием коллекторов продуктивного разреза в консолидированных толщах. Проницаемыми породами здесь являются в основном *трещиноватые* карбонатно-глинистые толщи, в которых емкостные свойства обусловлены преимущественно вторичной пористо-кавернозной структурой. Поэтому разрабатывается оптимальная схема геолого-разведочных работ изучения очагово-трещинных коллекторов в зонах разломно-надвиговых структур позднеальпийской складчатости. В этих целях потребовалось ввести в поисково-разведочную стадию в качестве прогнозного параметра *анализ вертикальных зон флюидопотоков*.

Так как структурный фактор отходит на второй план, необходим интегральный анализ тектонических элементов (любых анти- и синформ и особенно зон перегибов) для выявления концентрированных флюидопотоков УВ. В изменившихся условиях недопользования для выбора новых направлений геолого-разведочных работ следует объективно оценить результаты предыдущих региональных исследований. Весь комплекс данных позволяет определить обоснованные поисковые критерии на базе выводов по геологическим, стратиграфическим, магматическим и другим особенностям, начиная с самых верхних горизонтов продуктивного разреза.

Глинистый многокилометровый комплекс кайнозоя, основу которого составляет майкопская серия, обладает масштабным энергетическим потенциалом, который последовательно реализуется в виде различных явлений флюидодинамики. Он определяет региональные и локальные процессы автономного складкообразования в результате инверсионного развития или регионального изменения геотектонического режима. Этот огромный энергетический потенциал выражается в высоком уровне флюидонасыщения многокилометровых глинистых толщ, причем УВ-флюиды сложного химического состава распределены неравномерно. Их флюидное (до жидкого) состояние вызывает активное протекание процессов, определяющих объемные деструкции вмещающих глинистых толщ (смятие в складки и осложнение их разрывами).

Большинство поверхностных нефтегазовых проявлений генетически связано с майкопской нефтью, мигрировавшей по нарушениям (надвигам и сдвигам) сплошности глинистых толщ вверх по разрезу. Нефтепроявления встречены также практически во всех скважинах, вскрывших отложения майкопской серии.

Геолого-тектонические поисковые критерии свидетельствуют о том, что при оценке перспектив нефтегазоносности аргиллитов майкопа и других горизонтов следует в первую очередь уделить внимание фронтальным надвигам-поддвигам в бортовых уступах передовых прогибов. Продуктивны зоны дробления глинистых отложений надвига, но еще более перспективны поднадвиговые зоны.

Залежи УВ в глинистых коллекторах приурочены к тектонически активным, линейно ориентированным структурам, которым в плитном чехле (в том числе и в майкопских глинистых отложениях) соответствуют зоны трещиноватости, расслоенности и дробления (рис. 4). При ширине до 250–300 м они простираются на расстояние в несколько километров с неравномерно-пятнистым распределением трещиноватости (дислокаций различного типа). При этом четко и определенно выявляется связь указанных тектонически ослабленных структур в чехле с глубинными разломами в консолидированном основании.

В связи с физико-химическими особенностями глинистых толщ майкопской серии вертикальная миграция флюидопотоков была затруднена и проявилась избирательно. Всплывающие по ослабленным тектоническим каналам флюиды заполняли любые встречающиеся резервуары. В поисках путей миграции (ослабленных и трещиноватых зон) флюидопоток не контролировался возникшим структурным планом. Поэтому условия для формирования разуплотненных зон создавались в различных геолого-тектонических условиях, включая синклинали, моноклинали и др. Завершение активного тектогенеза приводило к замедлению, а затем и прекращению вертикальной миграции. Возросшее давление и горизонтальные напряжения запечатывали трещинные пути фильтрации. Пластичность глинистых масс определила герметизацию насыщенного УВ-резервуара и формирование локальных «запечатанных» залежей в глинистых толщах майкопской серии самой разнообразной формы (рис. 5).

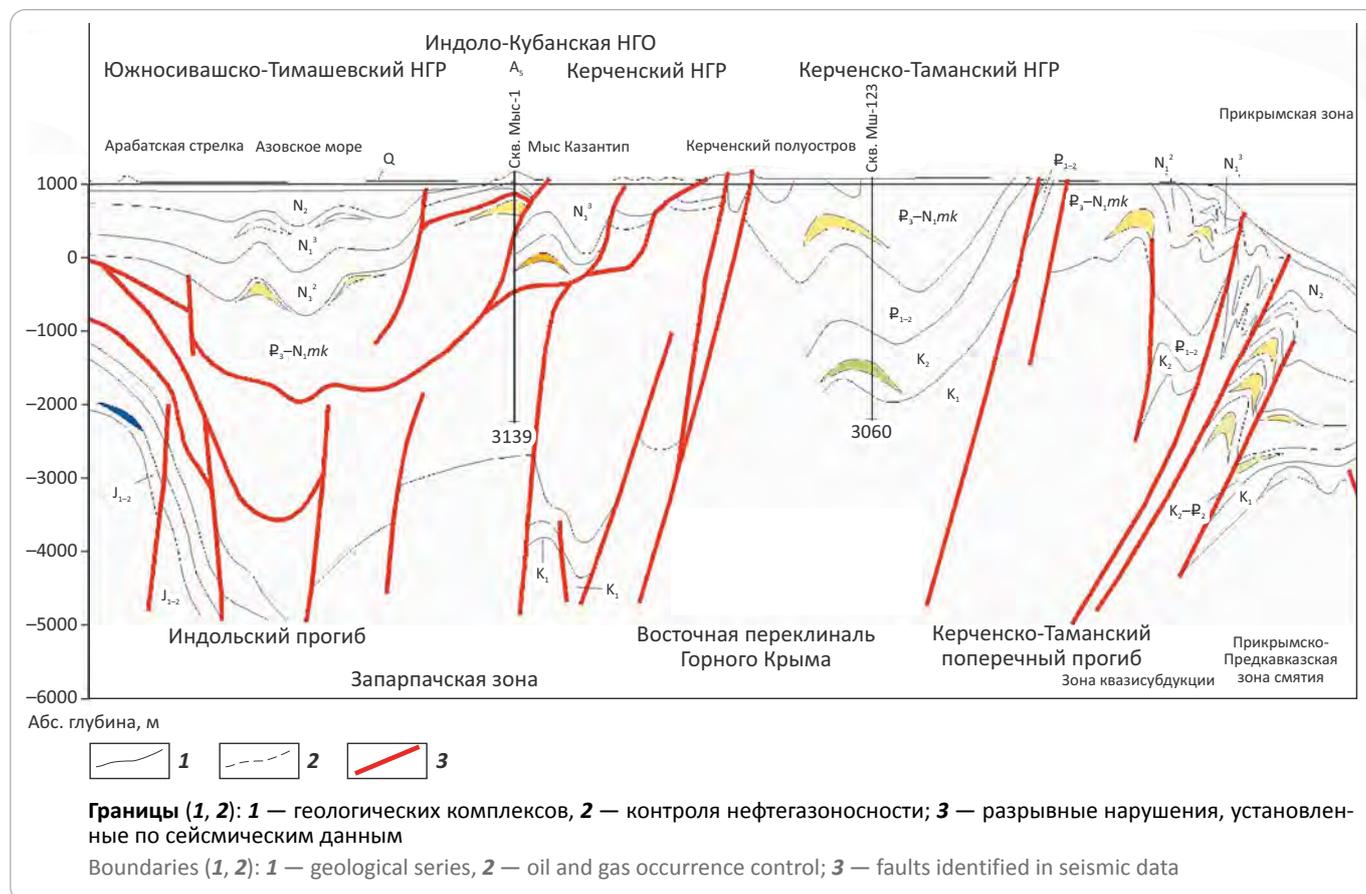
Не вызывает сомнений надразломный генезис УВ-залежей. Зона глубинного разлома, выделенная по сейсмогеологическим и геоэлектрическим данным, сопровождается масштабной зоной флюидизации субширотной ориентации. Она усилена эманационным потоком, максимум которого проявлен севернее — уже в пределах Тимашевской ступени. Протяженная зона эманационного потока простирается субширотно. По разрезу наблюдаются зоны аномально высоких пластовых давлений, играющих важную роль в флюидодинамике глубинных зон.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Прогнозный геологический разрез (по данным ФГБУ «ВСЕГЕИ»)

Fig. 4. Predicted geological cross-section (according to VSEGEI data)



Литолого-седиментационные критерии

Продуктивный аргилито-глинистый пласт образует региональное переслаивание темно-серых (до черных) и серых глин мощностью до нескольких сантиметров. Содержание тонкодисперсного ОВ в темно-серых глинах составляет 5–8 %, в серых разностях — около 2 %. В темно-серых глинах масштабно проявлены открытые трещины, ориентированные вдоль напластования, а также секущего направления (рис. 6).

В составе аргиллитов и аргиллитоподобных глин преобладают глинистые минералы (в основном каолин) в количествах 45–95 %, гидрослюды мусковитового типа, хлорит, а также ОВ (до 7 %), битумоиды (до 25 %) и пирит (до 5 %).

Результаты геолого-разведочных работ свидетельствуют о региональной нефтегазоносности аргилито-глинистых толщ. Однако в продуктивном разрезе регионально выдержанные коллекторы отсутствуют. Очаговое насыщение резервуаров приводит к зонально-пятнистому распределению запечатанных листовато-плитчатых коллекторов с упругозамкнутым режимом и аномально высоким пластовым давлением — в 1,3–1,5 раза выше нормального значения. В результате таких гидродина-

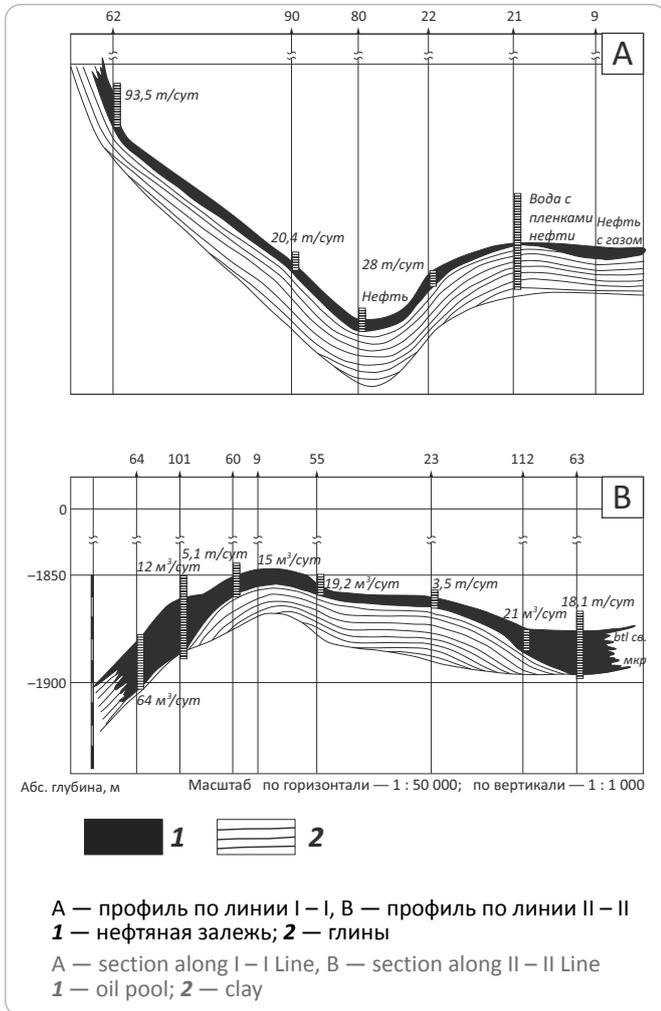
мических условий продуктивного разреза в пределах разрабатываемых полей нефтеносности Предкавказья из скважин получены промышленные притоки.

Для низов майкопской серии характерна четко проявленная цикличность, которая однозначно прослеживается на каротажных диаграммах. Циклиты имеют двухчленное строение: нижняя часть глинистая, верхняя — существенно карбонатная. Микрообломочный характер глинистого осадка и неплотная упаковка пелитовых частиц предопределили первичную расслоенность и листоватость отлагающихся глинистых пород. Постседиментационные процессы литификации и тектонические напряжения совместно с другими факторами усилили седиментационные дефекты осадка и создали современный тип глинистого нефтепродуктивного коллектора, преобладающего в разрезе кайнозоя (рис. 7).

Формирование нефтесодержащей емкости начинается с микрослоистой седиментации в уникальных условиях майкопского бассейна и продолжается в течение всего литогенетического процесса. Завершение формирования коллектора приходится на этап неотектонической активизации, сопровождаемой появлением локальных зон трещиноватости. Коллекторы в ловушках капиллярно-экранированные. В них

Рис. 5. Субширотный и субмеридиональный разрезы Журавского месторождения

Fig. 5. Roughly EW and NS trending sections across the Zhuravsky field



флюидоупор образует глины, подобные коллектору, лишённые фильтрационно-емкостных свойств.

Геодинамические критерии

Неизменные разности существенно глинистых толщ майкопа изначально лишены эффективных емкостных и фильтрационных свойств. Коллекторские свойства глин формируются в процессе геодинамического развития (включая явления дилатансии) региона в неотектонический этап. Он сопровождается образованием трещин, дроблением и рассланцеванием, определяющими разуплотнение глинистых толщ и создающими микротрещинную емкость. Многочисленные нефтегазопроявления постоянно отмечают в разуплотненных разностях глин при бурении скважин в майкопском разрезе. Известны частые выбросы и фонтаны с повышенными притоками нефти и газа.

Результаты изучения керна определенно свидетельствуют о динамических преобразованиях глин в

продуктивных интервалах разреза. Нефтенасыщенные образцы в керна интенсивно трещиноваты, перемыты и рассланцованы с отчетливыми зеркалами скольжения. Такие тектонически активные интервалы разреза имеют размеры по вертикали от нескольких до десятков и сотен метров. Опыт изучения перспективных зон свидетельствует о том, что наиболее результативны глубинные разломы, сопровождаемые опережающими нарушениями. Максимально эффективны участки пересечения разнонаправленных разломных структур.

Залежи нефти в хадумитах связаны с тектонически активными зонами, в которых происходит очаговое насыщение отдельных резервуаров. Коллектор нефти представлен тонкослоистыми глинами с первичной текстурной неоднородностью, которая определяет разуплотнение (раздвинутость) плитчато-листоватых фрагментов вследствие наложенных тектонических, литологических, геохимических и других процессов. Плотность трещин значительна, однако диагностика их затруднена, так как основная масса совпадает с плоскостью напластования.

В итоге можно заключить, что в глинистых коллекторах эффективную емкость формируют вторичные пустоты (межлистовое и межплитчатое пространство), которые обеспечивают фильтрационные свойства резервуара.

Скелет коллектора представлен тонкими и относительно ровными (направленно ориентированными) листоватыми и линзовидными пластинами. Они неплотно прилегают друг к другу, образуя пустотное пространство, создающее эффективную емкость коллектора. Размеры пластин варьируют в среднем от 3 × 4 до 6 × 10 мм и более при толщине от 0,01 до 0,1–0,5 мм.

Межслоевая трещиноватость глинистых коллекторов носит ориентированный характер с определяющим трендом по напластованию (в гранулярных коллекторах такая ориентированность отсутствует). Наполняемость коллектора определяется плотностью трещин, составляющей основу нефтенасыщенного пространства. Фильтрация жидкости поддерживается секущими трещинами. По данным гидропрослушивания, проницаемость трещин в среднем составляет $0,65 \cdot 10^{-3}$ мкм² (проницаемость матрицы только $0,028 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Анализ больших шлифов [5] свидетельствует о преобладании горизонтальных трещин (58,5 %), наклонные составляют 31,3 %, вертикальные — 10,2 % (см. рис. 7).

Модель аргиллито-глинистого коллектора

Для продуктивного разреза характерна глинистость коллектора, который практически полностью сложен тонколистоватыми аргиллитами с примесью органики и включениями сульфидов и карбонатов.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Модель строения нефтяных месторождений западной части Индоло-Кубанского прогиба
 Fig. 6. Model of oil field architecture in the western part of the Indolo-Kubansky trough

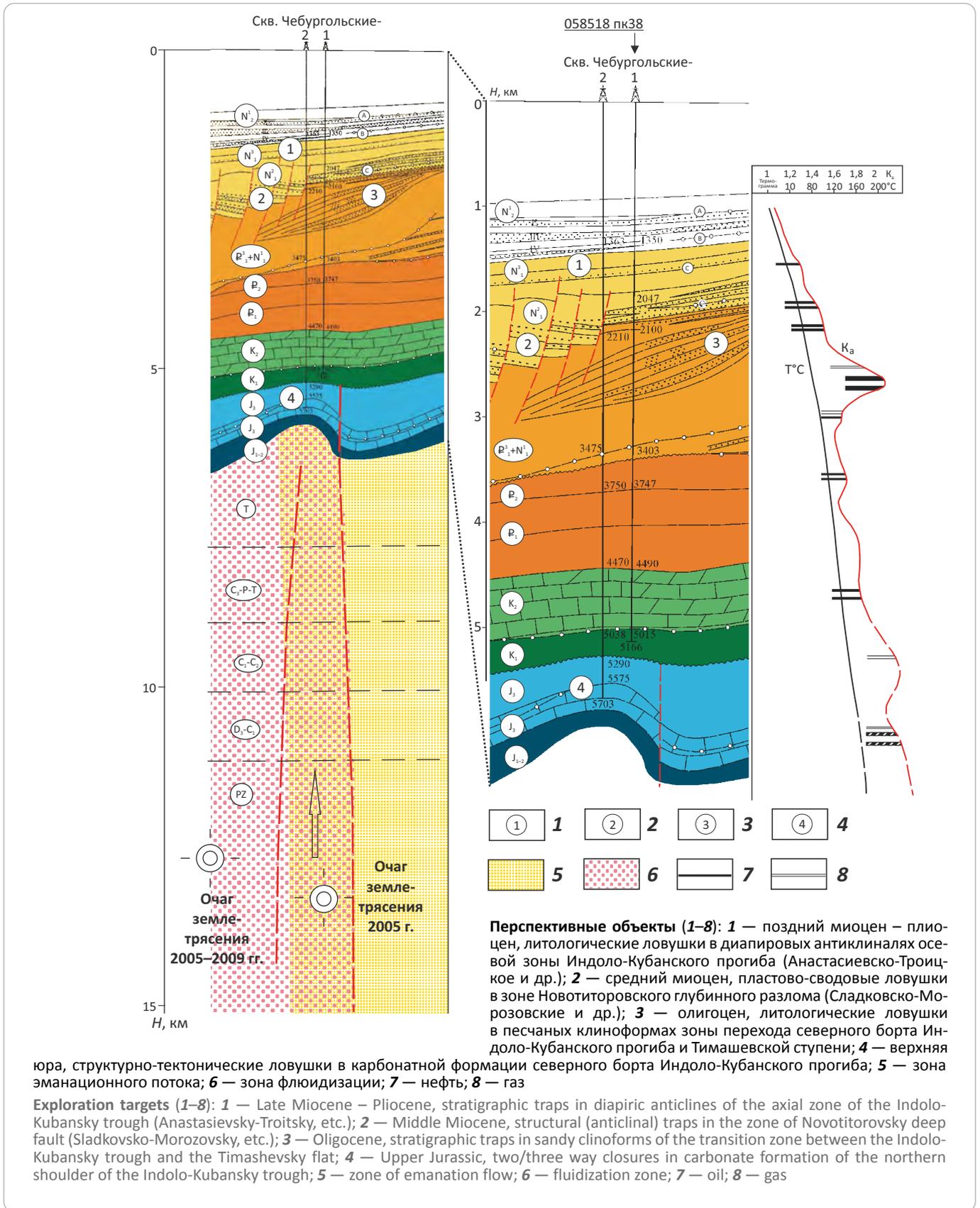
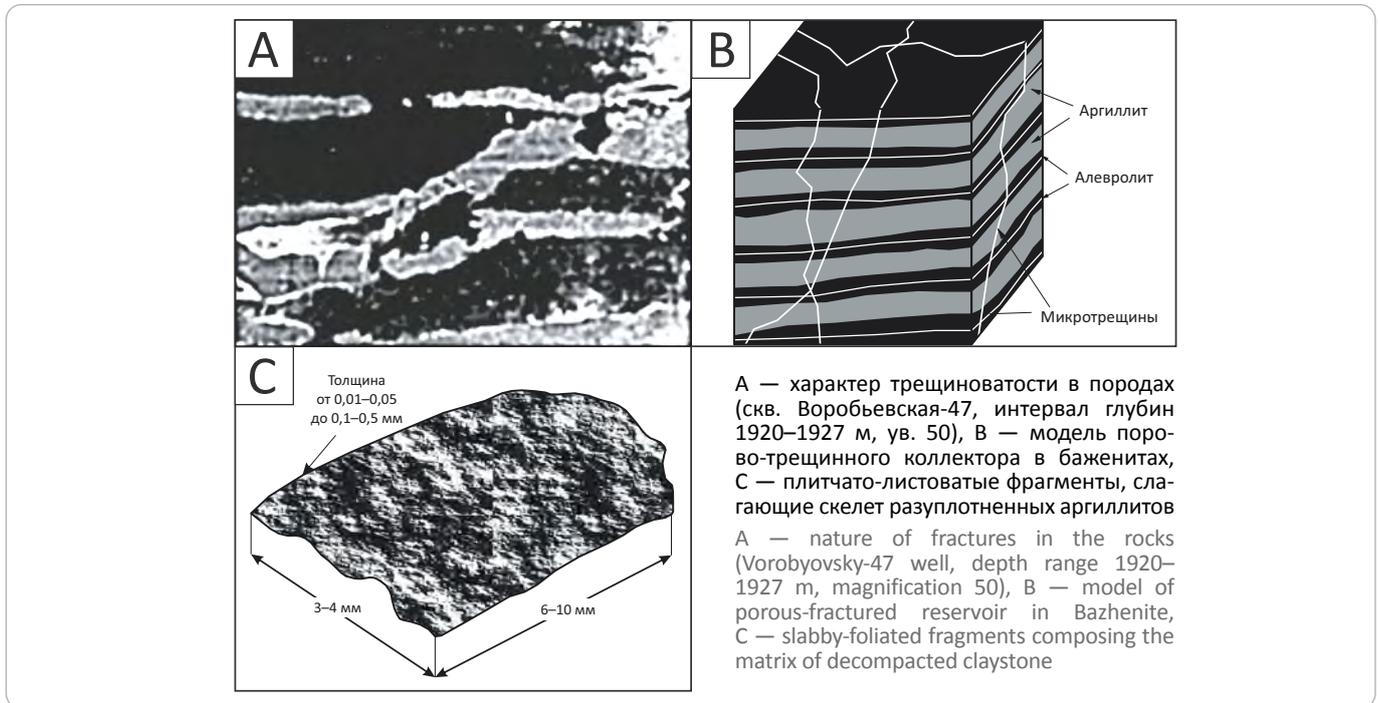


Рис. 7. Модель трещиноватого коллектора

Fig. 7. Model of fractured reservoir



Залежи УВ приурочены к разным структурно-тектоническим зонам: антиформам, перегибам и участкам выклинивания в синклиналиях и моноклиналях, тяготея к зонам схождения разнонаправленных систем тектонических нарушений.

Месторождения УВ обычно представлены в продуктивном разрезе многослойными залежами (часто выше и ниже майкопской серии).

Общий характер резервуаров в глинистых коллекторах нестандартный, сложноэкранированный, с неустойчивым негоризонтальным водонефтяным контактом. Характерны высокие значения аномально высокого пластового давления.

Тип залежи: стратиграфически, литологически и тектонически экранированный, редко пластово-сводовый. Между флюидоупорами и коллекторами резкие границы часто отсутствуют.

Тип коллектора: листовато-трещинный и листовато-порово-трещинный. Его проницаемость определяется системой трещин, включающей субгоризонтальные, которые резко преобладают, и секущие (от вертикальных до наклонных). Матрица коллектора микропористая, однако она резко (фактически на три порядка) уступает трещинной пористости. Практически весь объем матрицы заполнен водой и различными битумоидами.

Технологическая схема прогноза выбрана на основе объективной оценки результативности геолого-разведочных работ в ретроспективе. Сделан однозначный вывод о том, что успешность поисков

на территории Предкавказья достигалась, во-первых, за счет выбора обоснованных *направлений работ* (в современной терминологии — *плей*) и, во-вторых, благодаря использованию соответствующих технологий. В итоге следовали серийные открытия однотипных залежей, которые оправдывали выбор плей. Так было с освоением залежей в песчаниках чокрака и известняках маастрихта Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции, которые в настоящее время составляют основу добываемых УВ.

Определяющими параметрами являются:

- структурная ловушка (антиформы, клиноформы, сложноэкранированная ловушка), а также зоны очаговых (локализованных) дислокаций;
- коллектор (гранулярный, поровый, трещинно-кавернозный, трещинный);
- покрывка (на глубине непроницаемы обычно эвапориты, а также консолидированные толщи пелитов);
- УВ-потенциал, который оценивается по наличию вертикальных флюидопотоков (труб дегазации), выделяемых при комплексном анализе всех геофизических данных.

В общем случае ни один из этих факторов в отдельности не способствует формированию УВ-залежей. И только их благоприятное сочетание (интегральное суммирование) приводит к образованию месторождений УВ. Результат прогноза представляет собой информацию нового качества, поскольку получается она за счет синтеза различных параметров исследуемого поля и процедур их обработки.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

По определению, отдельно взятые параметры геофизических полей такую информацию не содержат. Их объединение (суммирование) также непродуктивно.

В то же время уже сейчас можно подойти к решению конкретных практических задач по подготовке к лицензированию ряда перспективных объектов в пределах региона [6, 7].

Заключение

Методология прогнозирования. Формальная задача геологического прогноза заключается в выявлении и анализе структур системы (закономерной взаимосвязи объектов), базис которой синтезируется метазакономерностью. Этот последовательный процесс наложения ограничений сопровождается снижением объема информации, которая в итоге преобразуется в локальный контур (аномалию) с максимальной перспективой обнаружения месторождений.

Прогнозирование требует строгого соответствия формальной постановки задачи с сутью геологических процессов, а не усложнения математического аппарата. С позиции методологии исследования геологического пространства, экономическая эффективность диктует изучение природного объекта единой комплексной системой инструментария, неразрывного перехода от общего к частному, т. е. от регионального анализа к зональному прогнозу и в итоге — к локальным построениям с выделением перспективных объектов.

В процессе анализа и обобщения предлагаемых работ для исследования глубинной фильтрации необходимо использовать:

1 – временные разрезы, полученные по результатам трех вариантов фильтрации: низкочастотной, средне- (обычная) и высокочастотной. Для объективной оценки нужна переобработка исходных данных по методу параметрической развертки отображений;

2 – данные электроразведки;

3 – потенциальные поля (региональный и детальный масштабы): Δg , ΔT_a , данные по эманационным потокам.

Следующий этап прогнозного анализа требует применения метода структурно-формационной интерпретации.

Структурно-формационная интерпретация изначально появилась как ответ геофизиков-сейсми-

ков на сейсмостратиграфический вариант геологической интерпретации, как его альтернатива. Основой послужил известный сейсморазведчикам факт, что вид окончательного сейсмического разреза сильно зависит от критерия, по которому он строился. Можно, например, стремиться к максимальной прослеживаемости горизонтов — важнейшей задаче структурных построений — и в результате применения множества целенаправленных процедур фильтрации, регулировки, коррекции и т. д. получить одну из возможных структурных моделей.

Можно сконцентрироваться на контрастном выделении дизъюнктивных нарушений — получится другой разрез. Наконец, может быть получен разрез, на котором наилучшим образом проявляется внутренняя структура искомого геологического объекта — это будет третий разрез, отличный от предыдущих. Таким образом, каждому геологическому разрезу может быть поставлено в соответствие множество сейсмических отображений, специальным образом подчеркивающих те или иные свойства разреза: его иерархическую структуру; морфологию его основных границ; внутреннее строение слагающих его тел; ранжированную совокупность дизъюнктивных нарушений; степень регулярности прослеживания слоистости; типы слоистости, цикличности и т. д.

При этом сам разрез получается на основе информации о среде, записанной на сейсмограммах в виде годографов и временных полей.

Для повышения достоверности прогноза необходимо использовать технологию комплексного анализа всех геофизических данных, которая фиксирует вертикальные нарушения, определяющие всплывание (втекание) флюидов (вертикальных зон тепломассопереноса), и зоны дилатансии. Итогом таких построений является геологическая интерпретация геофизических данных.

Следует учесть, что при современной технологии интерпретации результатов сейсмических работ 2D используется только около 30 % полученной информации. Предлагаемые подходы к интерпретации позволят использовать данные сейсморазведки в максимальном объеме.

Литература

1. Гаврилов В.П. Газовые струи — новый нетрадиционный источник УВ // Геология нефти и газа. — 2014. — № 6. — С. 62–67.
2. Лебедько Г.И. Хадумиты Северного Кавказа // Геология нефти и газа. — 2015. — № 4. — С. 45–54.
3. Лебедько Г.И. Перспективы нефтегазоносности Предкавказской системы передовых прогибов // Геология нефти и газа. — 2011. — № 3. — С. 32–41.

4. *Всероссийский* научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского. Картографическая фабрика ВСЕГЕИ [Электронный ресурс]. – 2019. – Режим доступа: https://vsegei.ru/ru/info/pub_ggk1000-3/Skifskaya/l-36_k-36.php (дата обращения: 21.12.2020 г.).
5. *Королев С.Н.* Модель глинистых коллекторов нефти в отложениях нижнего майкопа Воробьевского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 6. – С. 41–46.
6. *Лебедько А.Г., Лебедько Г.И.* Перспективы промышленного освоения законсервированных скважин нераспределенного фонда недр юга России // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 95–103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-95-103.
7. *Юдин В.В.* Потенциально нефтегазоносные структуры Предгорного Крыма // Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона : сборник докладов IV Международной конференции Крым – 2002 (9–4 сентября 2002 г., Гурзуф). – Симферополь, 2003. – С. 271–279.

References

1. *Gavrilov V.P.* Gas jets — new nontraditional hydrocarbon source. *Geologiya nefi i gaza*. 2014;(6):62–67. In Russ.
2. *Lebedko G.I.* Khadumites of the Northern Caucasus. *Geologiya nefi i gaza*. 2015;(4):45–54. In Russ.
3. *Lebedko G.I.* Oil and gas potential prospects of the Fore-Caucasus system of foredeeps. *Geologiya nefi i gaza*. 2011;(3):32–41. In Russ.
4. *Vserossiiskii* nauchno-issledovatel'skii geologicheskii institut im. A.P. Karpinskogo. Kartograficheskaya fabrika VSEGEI [A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute. VSEGEI Map Reproduction plant]. 2019. Available at: https://vsegei.ru/ru/info/pub_ggk1000-3/Skifskaya/l-36_k-36.php (accessed: 21.12.2020). In Russ.
5. *Korolev S.N.* Model' glinistykh kolektorov nefi v otlozheniyakh nizhnego maikopa Vorob'evskogo mestorozhdeniya [Model of argillaceous oil reservoirs in the Lower Maikopsky deposits of the Vorobyovsky field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2008;(6):41–46. In Russ.
6. *Lebed'ko A.G., Lebed'ko G.I.* Commercial potential of plugged and abandoned wells from unallocated fund of subsurface mineral resources in Southern Russia. *Geologiya Nefi i Gaza*. 2018;(5):95–103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-95-103. In Russ.
7. *Yudin V.V.* Potentsial'no neftegazonosnye struktury Predgornogo Kryma [Potentially oil and gas bearing structures of Crimea Piedmont]. In: *Geodinamika i neftegazonosnye struktury Chernomorsko-Kaspiiskogo regiona: sbornik dokladov IV Mezhdunarodnoi konferentsii Krym-2002 (9–4 September, 2002, Gurzuf)*. Simferopol', 2003. 271–279 pp. In Russ.

Информация об авторах

Лебедько Александр Геннадьевич

Кандидат экономических наук,
старший научный сотрудник
Южный Федеральный университет «Институт наук о Земле»,
344058 Ростов-на-Дону, ул. Зорге, д. 40
e-mail: tiger.71@mail.ru

Лебедько Геннадий Иванович

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
Южный Федеральный университет «Институт наук о Земле»,
344058 Ростов-на-Дону, ул. Зорге, д. 40
e-mail: Lebedx100@gmail.com

Information about authors

Aleksandr G. Lebed'ko

Candidate of Economic Sciences,
Senior Researcher
Southern Federal University «Institute of Earth Sciences»,
40, ul. Zorge, Rostov-on-don, 344058, Russia
e-mail: tiger.71@mail.ru

Gennadii I. Lebed'ko

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher
Southern Federal University «Institute of Earth Sciences»,
40, ul. Zorge, Rostov-on-don, 344058, Russia
e-mail: Lebedx100@gmail.com



26th World
Mining Congress
BRISBANE AUSTRALIA
26-29 JUNE 2023



РОССИЙСКИЙ
ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ
КОМИТЕТ
ВСЕМИРНЫЙ
ГОРНЫЙ КОНГРЕСС

Уважаемые коллеги!

С 26 по 29 июня 2023 г. в г. Брисбен, Австралия, под девизом «Ресурсы завтра – Создание ценности для общества», состоится 26-й Всемирный горный конгресс («26th World Mining Congress»).

Всемирные горные конгрессы проводятся с 1958 г. в ведущих странах мира при поддержке Правительства и участии крупнейших горнодобывающих и машиностроительных компаний, научно-исследовательских организаций и вузов со всех континентов. На Конгрессах рассматриваются самые последние достижения горно-металлургического комплекса от геологоразведки и добычи до обогащения и переработки, от оценки инвестиционных рисков до привлечения международного финансирования актуальных и привлекательных проектов. На проводимых в рамках Конгрессов выставках демонстрируется самое современное высокопроизводительное и эффективное оборудование для процессов добычи, транспортировки и переработки минерального сырья.

В Конгрессах принимают участие свыше 2500 представителей из более чем 50 стран, в том числе 400 – с научными докладами, а современные достижения в области технологий добычи и переработки минерального сырья демонстрируются на 400 выставочных стендах.

Программа Конгресса в 2023 г. направлена на рассмотрение будущего горнодобывающей промышленности и ресурсов в глобальном контексте и включает такие актуальные темы, как искусственный интеллект, декарбонизация, автономные системы добычи, экологическая устойчивость, науки о Земле и геологоразведка, образование и добывающая отрасль, новые направления в добыче полезных ископаемых, безопасность, горная наука и техника, обогащение и переработка минерального сырья.

Более подробную информацию о 26-м Всемирном горном конгрессе можно получить на сайте www.wmc2023.org.

Приглашаем вас принять участие в 26-м Всемирном горном конгрессе – крупнейшем событии мирового уровня в горной науке и ресурсодобывающей отрасли.

Вице-президент
Всемирного горного
конгресса
Председатель Российского орга-
низационного
комитета,
директор ИПКОН РАН,
чл.-корр. РАН

В.Н. Захаров

Почетный член
Международного
организационного
комитета
Всемирного
горного конгресса,
академик РАН

Ю.Н. Малышев

Председатель
Научного совета
по проблемам горных наук
РАН,
академик РАН

К.Н. Трубецкой

УДК 551.4.075+553.9

DOI 10.31087/0016-7894-2021-5-33-44

Прогноз зоны локализации залежей углеводородов в осинском горизонте в пределах Байкитской антеклизы

© 2021 г. | А.Н. Вотинцев¹, К.О. Матросов¹, В.А. Лучинина², Н.В. Мельников³¹ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск, Россия; VotintsevAN@knipi.rosneft.ru; MatrosovKO@knipi.rosneft.ru;²ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; LuchininaVA@ipgg.sbras.ru;³АО «СНИИГГиМС» Новосибирск, Россия; melnikovap.sniiggims@gmail.com

Поступила 14.04.2021 г.

Доработана 26.04.2021 г.

Принята к печати 28.04.2021 г.

Ключевые слова: осинский горизонт; засоление; нижний кембрий; органические постройки; результаты бурения; сейсморазведка МОГТ-3D; углеводороды; Байкитская антеклиза.

Аннотация: Приведено описание выявленного по материалам глубокого бурения и сейсморазведки МОГТ-3D локального объекта в нижнекембрийских отложениях, представляющего узкую линейную субмеридиональную зону засоления осинского горизонта. Рекомендована необходимость учета при структурных построениях временной аномалии, формируемой данной зоной. На временных разрезах МОГТ-3D и горизонтальных срезах кубов сейсмических атрибутов выявлены рифоподобные объекты, ограничивающие зону засоления на всем ее протяжении. Предложены две наиболее вероятные модели формирования данной зоны, объясняющие наличие в палеобассейне осадконакопления аномальной застойной области. Общими элементами предложенных моделей являются наличие крупного разлома и барьерная роль органических построек. Показано, что наиболее простая модель, предполагающая наличие грабена, не подтверждается бурением ввиду отсутствия увеличения мощностей осадков в объеме осинского горизонта в зоне засоления. Приведено детальное обоснование последовательной эволюции органических построек от иловых холмов до рифоподобных построек по их периферии, объясняющее возможность образования застойных условий без формирования грабена. Высказано предположение об экранирующей роли данной зоны и возможности обнаружения восточнее нее залежей углеводородов, подтверждающееся результатами бурения скважин.

Для цитирования: Вотинцев А.Н., Матросов К.О., Лучинина В.А., Мельников Н.В. Прогноз зоны локализации залежей углеводородов в осинском горизонте в пределах Байкитской антеклизы // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 33–44. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-33-44.

Prediction of hydrocarbon accumulation zones in Osinsky horizon within Baikitsky Antecline

© 2021 | A.N. Votintsev¹, K.O. Matrosov¹, V.A. Luchinina², N.V. Melnikov³¹RN-KrasnoyarskNIPIneft, Krasnoyarsk, Russia; VotintsevAN@knipi.rosneft.ru; MatrosovKO@knipi.rosneft.ru;²The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; LuchininaVA@ipgg.sbras.ru;³Siberian Research Institute of Geology Geophysics and Mineral Raw Materials, Novosibirsk, Russia; melnikovap.sniiggims@gmail.com

Received 14.04.2021

Revised 26.04.2021

Accepted for publication 28.04.2021

Key words: Osinsky horizon; salinization; Lower Cambrian; organic buildups; drilling results; 3D CDP seismic exploration; hydrocarbons; Baikitsky Antecline.

Abstract: The authors describe the local object identified in Lower Cambrian deposits using deep drilling data and 3D CDP seismic data. The object is a linear narrow roughly NS trending zone of the Osinsky horizon salinization. It is recommended that the time anomaly formed by this zone should be taken into account in structural imaging. Reef-like objects delimiting this salinization zone along its whole length are identified in 3D CDP time sections and horizontal slices of seismic attribute cubes. Two of the most likely models of this zone formation have been proposed to explain the presence of an anomalous stagnant area in the paleobasin where sedimentation occurred. The common elements of the proposed models are presence of a large fault and organic buildups in the role of impermeable barriers. It is shown that the simplest model assuming existence of graben is not supported by drilling since there is no increase in sediment thicknesses in the volume of the Osinsky horizon within the salinization zone. The detailed substantiation of organic buildups consequential evolution from mud mounds to reef-like buildups around them is given, which explains the possibility of stagnant conditions formation without formation of a graben. It is suggested about the shielding role of this zone and the possibility to discover hydrocarbon deposits to the east, which is confirmed by results of drilling.

For citation: Votintsev A.N., Matrasov K.O., Luchinina V.A., Mel'nikov N.V. Prediction of hydrocarbon accumulation zones in Osinsky horizon within Baikitsky Antecline. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(5):33–44. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-33-44. In Russ.

Введение

Осинский горизонт является наиболее выдержанным нижнекембрийским нефтегазоносным резервуаром юга Сибирской платформы [1]. С позиций региональной стратиграфии он соответствует одноименному подгоризонту усольского горизонта [2, 3].

На Сибирской платформе с подошвы нижнекембрийского усольского горизонта начинается мощный соленосный комплекс отложений, служащий региональным флюидоупором, благодаря которому сформировались и до наших дней сохранились одни из самых древних залежей нефти и газа в отложениях венда, рифея и даже в породах архей-раннепротерозойского фундамента. Исключением является появление солей в вендских осадочных породах, где они также выполняют роль флюидоупоров (локальных): на востоке Присяяно-Енисейской синеклизы, в Ангарской зоне складок, в отдельных скважинах Катангской седловины (Собинская-30, Деликтуконская-1) соли вскрыты в собинской и катангской свитах; на восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы соли появляются еще ниже по разрезу — это торсальская пачка бюкской свиты тирского горизонта.

Принято считать, что в осинское время эвстатическое повышение уровня Палеоазиатского океана обусловило резкое понижение солености вод бассейна седиментации, что на время прервало накопление соленосного комплекса [4]. Только в юго-западной части бассейна продолжала сохраняться ограниченная органогенными постройками область, соленость вод в которой достигала стадии садки галита (рис. 1, зона Г₂Д₃).

Залежи УВ в осинском горизонте были обнаружены на Непско-Ботуобинской антеклизе (билирская свита) и Сурингдаконском выступе (моктаконская подсвита кочумдекской свиты). В пределах Байкитской антеклизы, несмотря на наличие коллекторов и многолетнее изучение (особенно пристальное на начальных этапах), положительных результатов до сих пор не получено. Были зафиксированы лишь отдельные обнадеживающие признаки, не привлекавшие должного внимания.

В итоге уже давно наметилось и продолжает укрепляться снижение интереса к перспективам осинского горизонта на Байкитской антеклизе. По мнению авторов статьи, в сложившейся ситуации ключевую роль играют: отсутствие сколь-либо обнадеживающего прогноза и по умолчанию общепринятое мнение о том, что в зоне сплошного развития подосинских солей, с учетом очень слабого материнского УВ-потенциала отложений среднеусоль-

ской подсвиты, объективные предпосылки нефтегазоносности отсутствуют.

Результаты геолого-разведочных работ последних лет (сейсморазведки МОГТ-3D и бурения поисково-оценочных и разведочных скважин) позволяют, по мнению авторов статьи, принципиально изменить сложившуюся ситуацию в лучшую сторону.

Особенности строения осинского горизонта по данным бурения и сейсморазведки МОГТ-3D

В районе, рассматриваемом в данной статье, отложение солей в осинском горизонте приурочено к узкой полосе, выявленной сейсморазведкой МОГТ-3D и подтвержденной бурением (рис. 2). Указанная полоса является северным продолжением ранее выявленного локального осинского солеродного бассейна (см. рис. 1).

Мощности среднеусольской подсвиты (осинского горизонта), по данным бурения, в зоне засоления заметно не меняются. По крайней мере, их изменения не превышают таковые в области отсутствия солей, что позволяет судить о первичном отложении солей (вместо карбонатов). По данным сейсморазведки, как и следовало ожидать, скважины, вскрывшие зону засоления осинского горизонта, попадают в отчетливо прослеживающуюся аномалию заметного и резкого увеличения времени пробега до ОГ Б — отражения от кровли подстилающей солевой комплекс тэтэрской свиты венд-нижнекембрийских отложений, основного реперного горизонта в пределах Байкитской антеклизы, для которого такие резкие изменения в волновой картине практически не свойственны. Кроме увеличения временных толщин, и также вполне ожидаемо, в зоне засоления появляются дополнительные фазы отражений (рис. 3, 4).

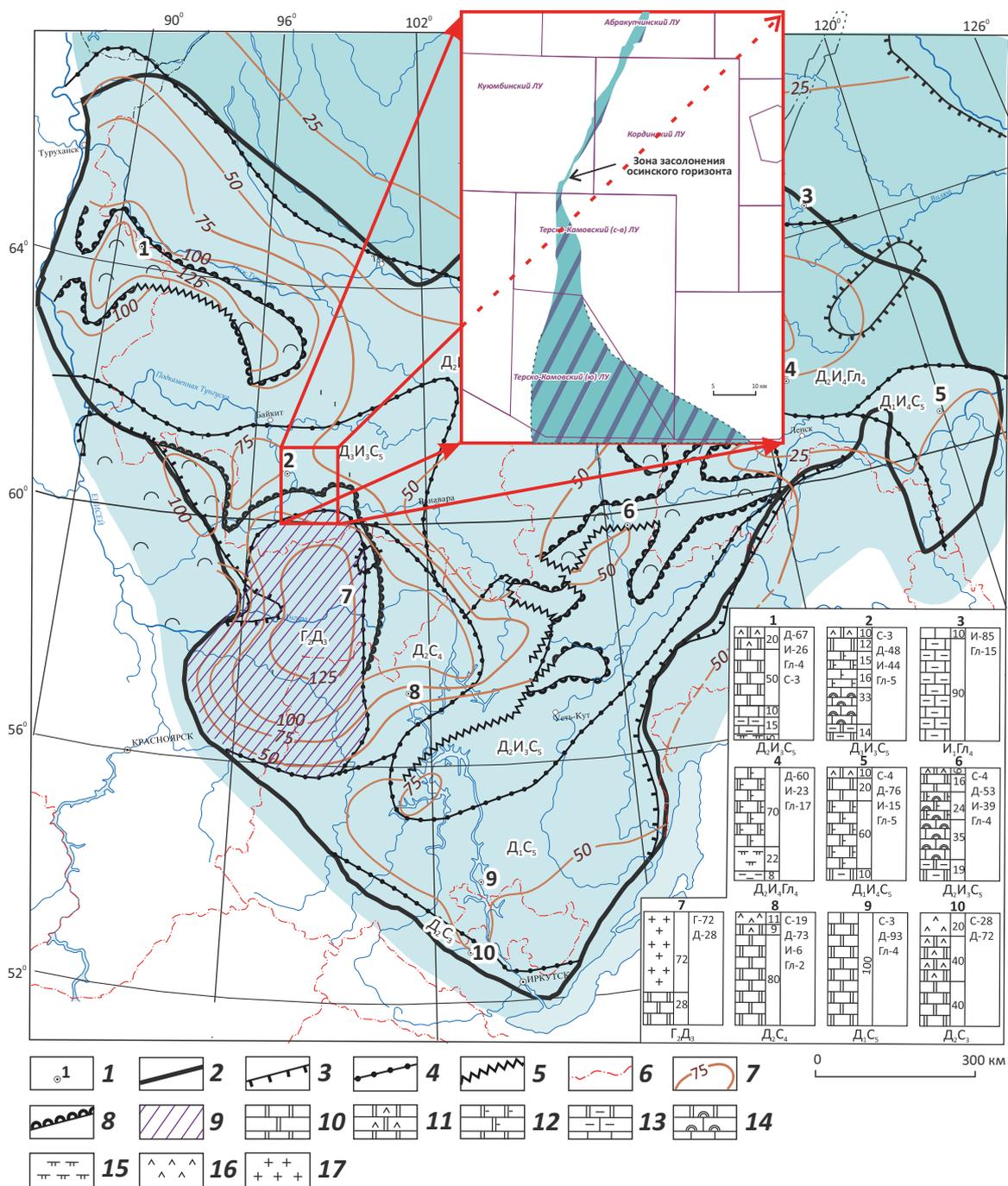
Наблюдаемые эффекты связаны с пониженной скоростью распространения продольных волн в отложениях солей относительно карбонатов. Это приводит к возникновению отрицательных временных аномалий, а также к изменению положения отражающих и кратнообразующих границ. Учет этой скоростной аномалии имеет практическое значение уже и сам по себе — позволяет избежать ошибки в структурных построениях кровли тэтэрской свиты и нижележащих поверхностей, в том числе и основного целевого интервала.

Разумеется, такое резкое изменение волнового поля находит свое отображение во множестве сейсмических атрибутов.

Стремление к корректному выполнению структурных построений привело к выявлению узкой локальной зоны засоления осинского горизонта.

Рис. 1. Район исследований на литолого-палеогеологической карте юга Сибирской платформы (ранний кембрий, осинское время (по [4] с дополнениями)

Fig. 1. The study area shown on lithological and paleogeological map of the Siberian Platform south (Early Cambrian, Osinsky time (according to [4], complemented)



1 — типовые разрезы (1 — скв. Нижнетунгусская-6, 2 — Куюмбинское месторождение, 3 — скв. Чучуканская-1, 4 — Верхневеличанское месторождение, 5 — скв. Усть-Бирюкская-2, 6 — скв. Верхнечонская-150, 7 — скв. Агалеевская-4, 8 — скв. Ковинская-157, 9 — Балаганская площадь, 10 — Бельская площадь); **границы (2–6):** 2 — Восточно-Сибирского солеродного бассейна, 3 — современного сплошного распространения, 4 — литологических областей, 5 — бортов некомпенсированных прогибов, 6 — административные; 7 — изопхиты, м; 8 — рифы; 9 — море солеродное; **породы в колонках типовых разрезов (10–17):** 10 — доломит, 11 — доломит ангидритовый, 12 — доломит известковистый, 13 — доломит (известняк) глинистый, 14 — доломит (известняк) органогенный, 15 — мергель доломитовый, 16 — ангидрит, 17 — соль (галит)



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Legend for Fig. 1

1 — type sections (1 — Nizhnetungusky-6 well, 2 — Kuyumbinsky field, 3 — Chuchukansky-1 well, 4 — Verkhnevilyuchansky field, 5 — Ust-Biryuky-2 well, 6 — Verkhnechonsky-150 well, 7 — Agaleevsky-4 well, 8 — Kovinsky-157 well, 9 — Balagansky area, 10 — Bel'sky area); **boundaries (2–6):** 2 — East Siberian salt basin, 3 — current continuous occurrence, 4 — lithological areas, 5 — flanks of uncompensated troughs, 6 — administrative; 7 — isopach, m; 8 — reef; 9 — salt sea; **rocks in type section columns (10–17):** 10 — dolomite, 11 — anhydritic dolomite, 12 — calcareous dolomite, 13 — argillaceous dolomite (limestone), 14 — organic dolomite (limestone), 15 — dolomitic marl, 16 — anhydrite, 17 — salt (halite)

Рис. 2. Схема сопоставления осинского горизонта по профилям скважин поперек простираения аномальной зоны его засоления (выравнивание на подошву осинского горизонта)

Fig. 2. Scheme of the Osinsky horizon correlation between the well columns in the direction across the strike of anomalous zone of its salinization (flattening to the Osinsky Bottom)

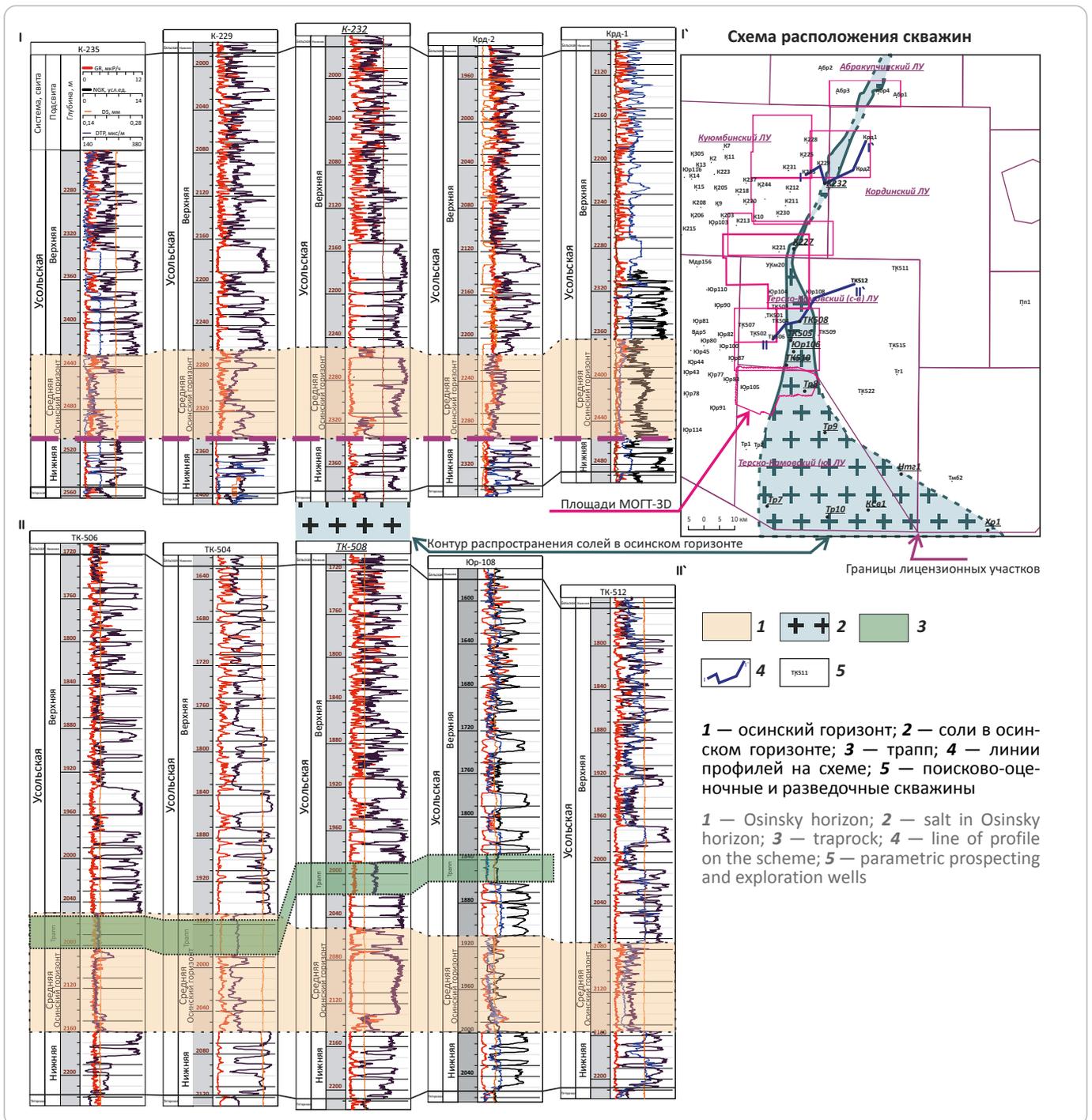
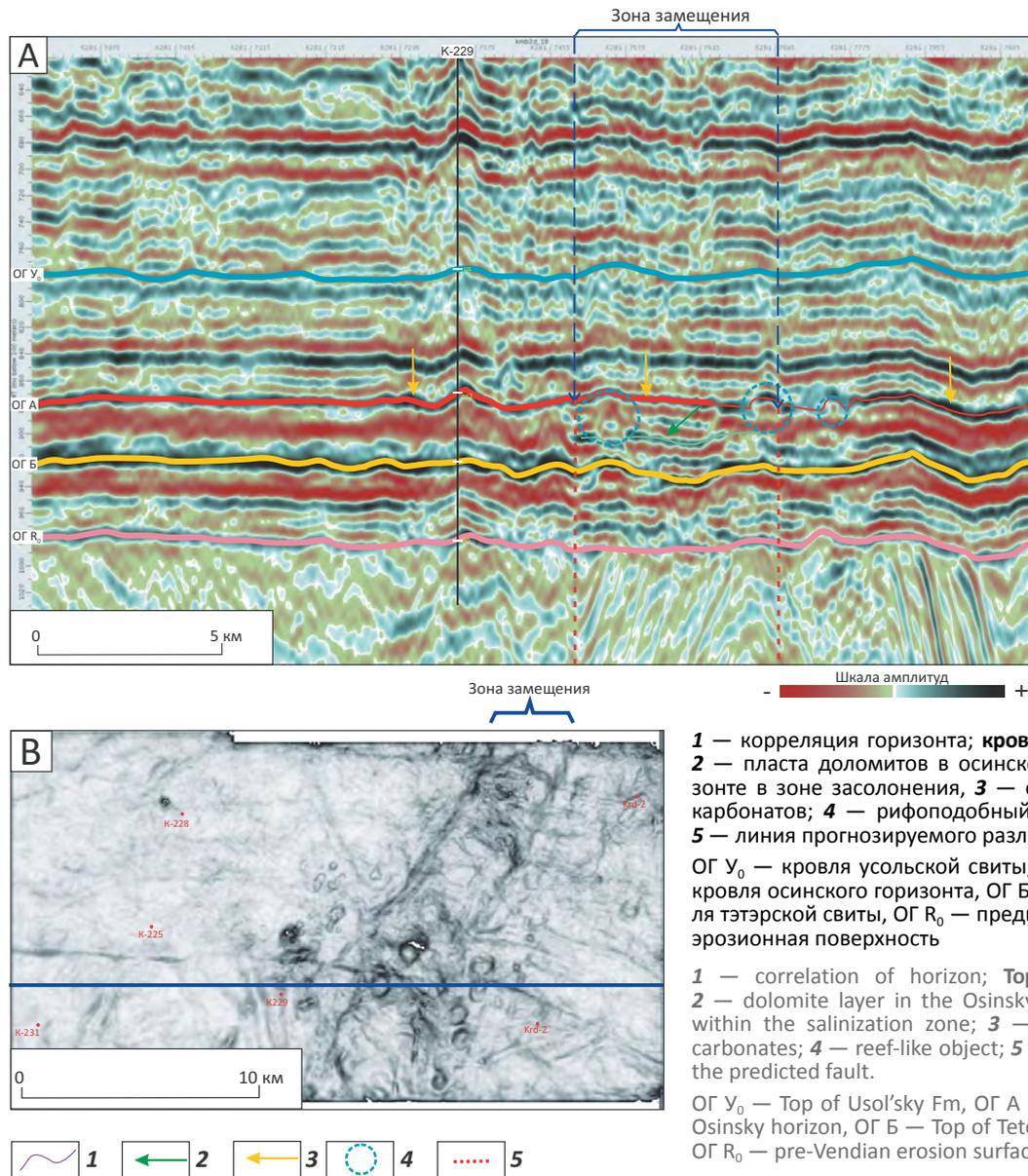


Рис. 3. Временной разрез через зону засоления в пределах Кординского лицензионного участка (А) и сечение атрибута Variance (В)

Fig. 3. Time section across the salinization zone within the Kordinsky License Area (А) and slice of the Variance attribute (В)



1 — корреляция горизонта; **кровля (2, 3):**
 2 — пласта доломитов в осинском горизонте в зоне засоления, 3 — осинских карбонатов; 4 — рифоподобный объект; 5 — линия прогнозируемого разлома.
 ОГ У₀ — кровля усольской свиты, ОГ А — кровля осинского горизонта, ОГ Б — кровля тэтэрской свиты, ОГ R₀ — предвентская эрозионная поверхность

1 — correlation of horizon; **Top (2, 3):**
 2 — dolomite layer in the Osinsky horizon within the salinization zone; 3 — Osinsky carbonates; 4 — reef-like object; 5 — line of the predicted fault.

ОГ У₀ — Top of Usol'sky Fm, ОГ А — Top of Osinsky horizon, ОГ Б — Top of Tetersky Fm, ОГ R₀ — pre-Vendian erosion surface

Для определения границ аномального участка в пространстве выполнена спектральная декомпозиция волнового поля, позволившая проследить данную зону на Терско-Камовских (южном и северо-восточном), Курумбинском, Кординском и Абракупчинском лицензионных участках недр (рис. 5).

В целом строение усольской свиты в рассматриваемой зоне характеризуется следующими особенностями:

- локальные изменения мощностей нижнеусольской подсвиты, как и в среднеусольской, незначительны;

- в среднеусольской подсвите (осинском горизонте), наряду с отложением солей, заметно глинизируется ее основание и уменьшается количество карбонатов;

- в верхней (надосинской) подсвите усольской свиты также возрастает содержание солей вплоть до исчезновения прослоя доломита, к которому приурочен хорошо прослеживаемый в данном регионе ОГ У_{сейс}.

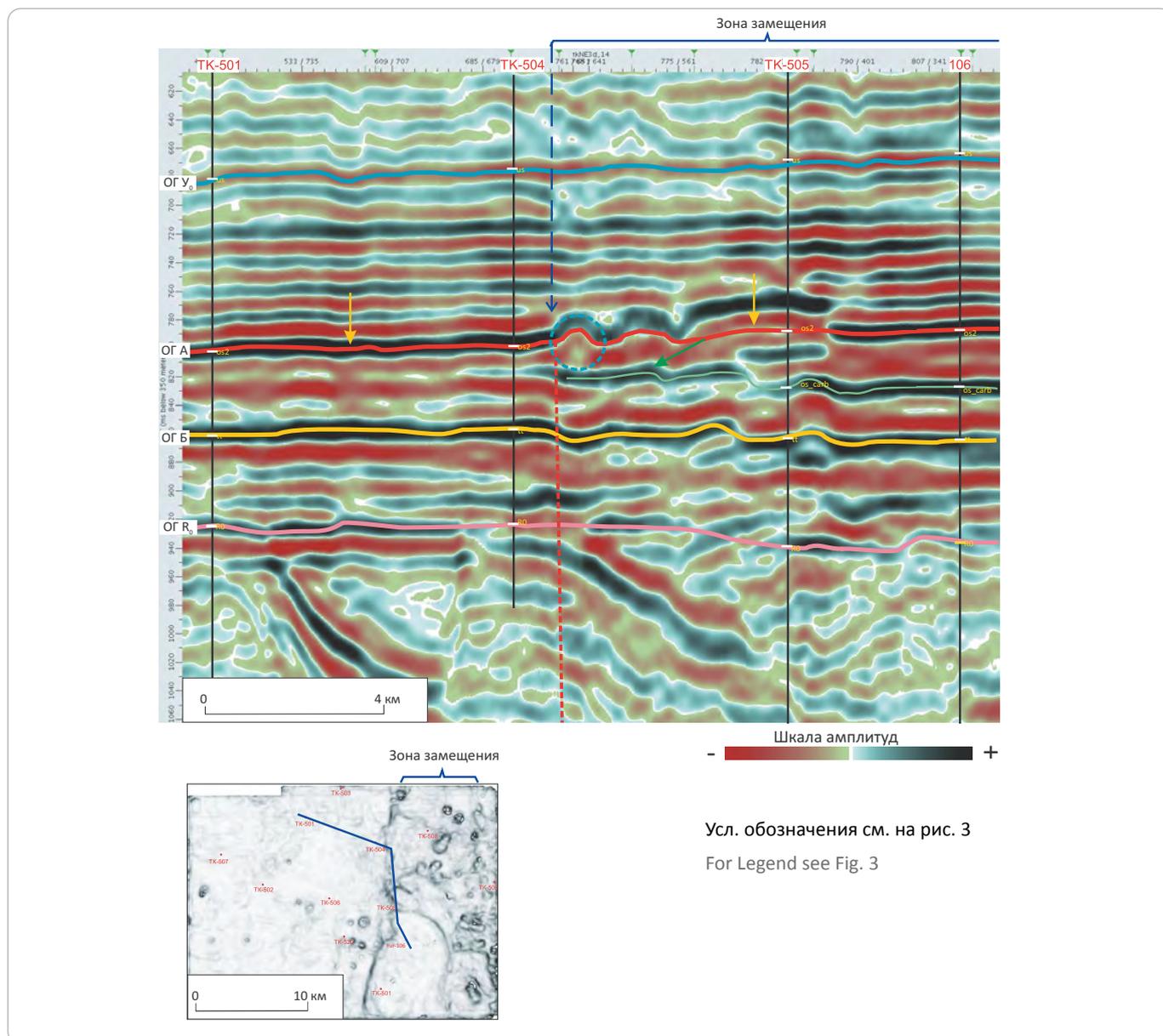
Еще одной особенностью строения усольской свиты в данной зоне является поведение локализованного в ее южной части небольшого траппового тела: западнее зоны траппы приурочены к верхней части



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Временной разрез в пределах Терско-Камовского (северо-восток) лицензионного участка (А) и сечение атрибута Variance (В)

Fig. 4. Time section within the Tersky-Kamovsky (north-east License Area (A) and slice of the Variance attribute (B)



разреза нижнеусольской подсвиты, в самой зоне — к нижней части верхнеусольской подсвиты, восточнее трапп смещается еще немного выше (см. рис. 2).

Факт наличия «перескоков» траппов свидетельствует о существовании ослабленных зон, возможно разломов.

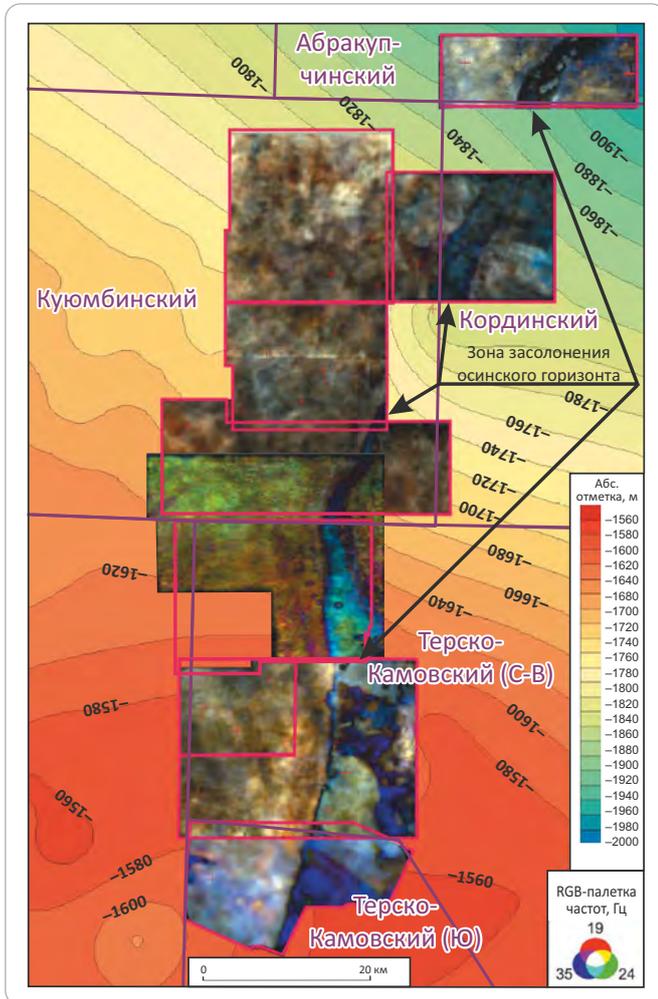
На временных разрезах (см. рис. 3, 4) в области зоны засоления в целом и ее границ в частности видны неоднородности в волновом поле, связанные с наличием разлома. Более отчетливо разломы прослеживаются в плане (см. рис. 5), выделяясь наиболее контрастными и прямолинейными границами. Учитывая приуроченность к аномальной

седиментационной зоне (засоление) и факт «перескока» траппа, разломы имели длительную историю периодического подновления, как минимум от времени формирования предвендского перерыва до раннетриасового этапа внедрения траппового комплекса. В целом это единая зона глубинного разлома с наиболее прямолинейно проявленной западной границей.

Реконструкция условий формирования локальной зоны засоления осинского горизонта

Что конкретно из себя представляла линейная зона отложения солей в осинском горизонте, на первый взгляд, сказать однозначно нельзя. В качестве

Рис. 5. Срезы кубов спектральной декомпозиции на структурной схеме кровли осинского горизонта
Fig. 5. Slices from frequency decomposition cubes on the structural scheme of the Osinsky horizon Top



основной причины выпадения солей внутри бассейна карбонатакопления явно следует рассматривать наличие anomalно застойной зоны. Исходя из этого, рассмотрим две наиболее вероятные, на взгляд авторов статьи, геологические модели ее формирования: модель грабена (рис. 6 А) и модель органогенной постройки с внутренней застойной зоной (см. рис. 6 В). Наиболее логичным, с одной стороны, будет предположение об образовании грабена (см. рис. 6 А). Но эта модель не находит должного подтверждения фактами. Образование двух протяженных субпараллельных разломов, формирующих узкий грабен, тоже не выглядит обоснованным.

Не следует забывать, что в любом случае это была явно малоамплитудная структура, о чем свидетельствует постоянство толщин ниже- и среднеусольской подсвет (см. рис. 2). Скорее всего, как уже отмечалось, это единая ослабленная зона большого глубинного долгоживущего разлома, по которому в раннекембрийское время не происходило сколь-либо

значимых смещений, создавшая условия для образования органогенной постройки с внутренней застойной зоной. Процесс формирования данной структуры можно условно разбить на четыре этапа (рис. 7).

Учитывая глинизацию базального уровня среднеусольской подсветы (осинского горизонта), в ее пределах на начальных этапах проявилось небольшое валообразное поднятие, сформированное водорослево-археоциатовыми иловыми холмами, образованию которых способствовал подток микроэлементов — биогенов (азот, фосфор и др.) по данной глубинной зоне разлома (см. рис. 7, этап 1).

Следует пояснить, что кембрийские иловые холмы (органогенные постройки, предтечи классических рифов, появившихся в ордовике), называемые в зарубежной литературе мад-маундами (англ. mud mounds), отличаются от рифов слабой механической связью между разрозненно захороненными эдификаторами (животные или растения, превалирующие в сложении структуры и функционировании органогенной постройки, состоящей из биогермов и биостромов) [5].

Иловые холмы зависели от влияния тех же факторов, что и обычные рифы: света, обеспечения собственной первичной продукцией за счет эдификаторов, в первую очередь за счет красных известковых водорослей и археоциат, имеющих тесные симбиотические связи с фототрофными и хемотрофными бактериями, а также цианобактериями, поставлявшими органику, а взамен этого получавшими биогены [6, 7]. Неразрывные связи между продуцентами (бактерии, цианобактерии, водоросли) и консументами (фауна, составлявшая экосистему органогенных построек) влияли на процессы нефте- и газообразования [5]. Таким образом, источником ОВ в нефтематеринских породах является не только планктон, как считалось ранее, но и вся фауна, обитавшая в бассейне.

Опубликованные данные по эволюции морской биоты свидетельствуют о том, что все биологические экосистемы океана, расположенные вблизи активных прибрежных/островных или подводных вулканов, вдоль трещин и разломов, в большинстве случаев фильтровали и обогащали окружающую среду микроэлементами. В настоящее время такими местами являются Срединно-Атлантический хребет в районе Исландии, территория медленно растущего рифта вблизи Азорских островов и др. В непосредственной близости к этим структурам размещаются многочисленные флюидные источники. Их самые мелкие жерла фиксировались над погружающейся плитой, особенно вдоль вулканических дуг, например на Курильских островах, в дуге Марианских островов и в других местах. Источники встречались и в континентальной части — в местах тектонической активности: вдоль восточного побережья Тихого океана и Калифорнийского залива, а также у берегов Мексики [8].

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Схематические модели образования локальной зоны засоления осинского горизонта
Fig. 6. Schematic models of the local salinization zone in the Osinsky horizon

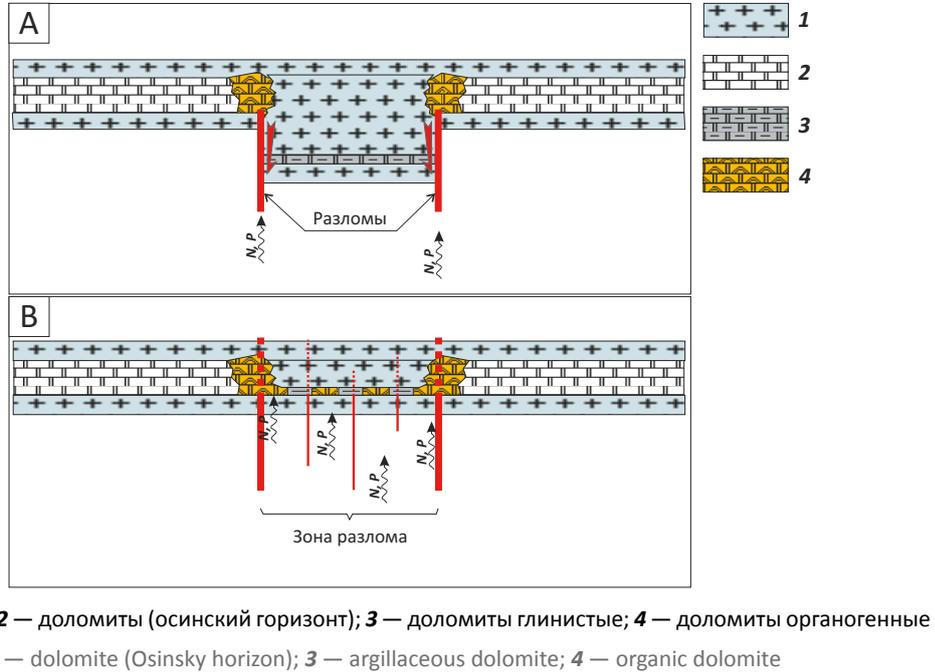
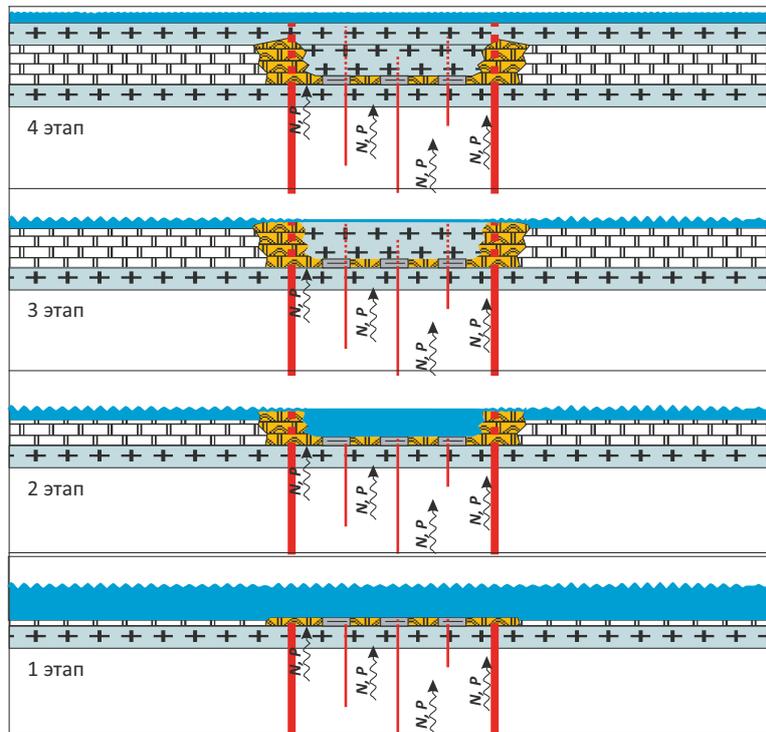


Рис. 7. Поэтапная модель формирования органигенной постройки с внутренней застойной зоной
Fig. 7. Stepwise model of formation of organic buildup with internal stagnant zone



Усл. обозначения см. на рис. 6
 For Legend see Fig. 6

Вслед за открытием современных мелководных гидротермальных источников и связанных с ними организмов геологи и палеонтологи обнаружили многочисленные ископаемые аналоги подобных экосистем в офиолитах мела вблизи Галапагосского хребта, на юге Франции в позднем мелу, на склонах п-ова Флорида в поздней юре, а также в других местах.

Опираясь на опубликованные данные, можно предположить, что в кембрии на Сибирской платформе также могли существовать аналоги подобных гидротермальных источников [9].

А. Акульчева и др. [10] зафиксировали органогенные постройки в скважинах, пробуренных на территории Ангаро-Ленской ступени. По их данным, в скв. Тагинская-2Б, расположенной в Заларинском районе Иркутской области, в районе с. Тагна, поздневендские биогермы среднемоотской подсвиты образованы известковыми водорослями рода *Renalcis*, а в нижнемоотской подсвите встречаются многочисленные микрофитолиты. Среди биогермов отмечаются прослойки ангидритов. Подобный характер органогенных построек среднемоотской подсвиты прослеживается от Братска до Усть-Кута. Как отмечается в материалах Межведомственного регионального стратиграфического совещания [3], поздневендские водоросли обнаружены в Сюгджеро-Березовском районе, в скважинах Марковская-23 и Усть-Икская-186, и в Предпатомско-Вилуйском районе, в скв. Верхневелючанская-602. Они представлены родами *Renalcis* и *Girvanella*. В это время в южных районах платформы начали расширяться по площади процессы солеобразования и среди органогенных структур нередко встречались прослойки ангидритов. В дальнейшем (ранний кембрий) уже более значительные территории Турухано-Иркутско-Олекминского фациального региона были заняты соленосными площадями. На этом же уровне остатки водорослевых построек со значительно обедненным составом водорослей известны на реках Мая, Оленек, Токко, Чара. Территория Турухано-Иркутско-Олекминского фациального региона намного превышает площади двух других фациальных регионов платформы, но условия осадкообразования на нем в конце венда – начале раннего кембрия не способствовали росту органогенных построек. Так, на р. Сухая Тунгуска в верхней части платоновской свиты, датируемой поздним вендом, указываются лишь многочисленные микрофитолиты, в то время как из рифейских толщ на этой территории были извлечены разнообразные водоросли, имеющие органогенную форму сохранности. То же самое зафиксировано в районах Енисейского кряжа, где в конце венда в основании лебяжинской свиты рек Лебяжья и Тея встречаются только микрофитолиты.

Тем самым можно констатировать, что особенность иловых построек в осинское время состояла в особом наборе цианобактериальных и водорослевых

сообществ, отличных от подобных ассоциаций в бассейнах с нормальной соленостью¹ [11, 12].

Возвращаясь к рассматриваемой зоне логично предположить, что по периферии глинистая фракция иловых холмов (мад-маундов) вымывалась, что влияло на наиболее активное развитие биоценозов и обуславливало формирование барьерных рифоподобных вытянутых построек (см. рис. 6 В). Данные образования отчетливо видны на временных разрезах (см. рис. 3, 4). В итоге в осинском горизонте в восточной части Камовского свода Байкитской антеклизы сформировалась незначительно приподнятая вытянутая застойная зона (см. рис. 7, этап 2). После достижения предельной концентрации солей (за счет выпаривания и приповерхностного подтока) в ней началось их осаждение (см. рис. 7, этап 3). В последующем, после регионального восстановления застойных условий и начала повсеместного выпадения солей (см. рис. 7, этап 4), органогенная постройка прекратила свой рост. Важно упомянуть, что так было не везде — на юго-западном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы одиночные рифогенные постройки в осинском горизонте еще долго продолжали свой рост и сегодня в них открыты высокодебитные нефтяные залежи.

Тем самым барьерная роль рифоподобных органогенных построек в формировании локального солеродного микробассейна, в свое время предсказанная Н.В. Мельниковым [13], находит конкретное подтверждение. Жизнедеятельность описанной экосистемы поддерживалась не только фотосинтезом, но и хемосинтезом [8], который был крайне важен в суперсоленом бассейне.

Следует упомянуть, что ранее похожая модель (локальной вытянутой зоны) была предложена в производственном отчете ООО «Славнефть-НПЦ», но не была опубликована. В указанной модели не упоминалась возможная связь с расположенной южнее локальной зоной засоления, отсутствовало значение иловых холмов (органогенных построек) с периферийными барьерными зонами, по-другому интерпретировалось влияние разломов на исследованной территории. Как можно заметить, различия очень существенные, что позволяет авторам статьи говорить о новизне предлагаемой модели для данной территории.

Переосмысление перспектив нефтегазоносности осинского горизонта

Что касается проблемы нефтегазоносности осинского горизонта на изученной территории, то для ее решения, как упоминалось, имеются обнадеживающие признаки. Так, в деле поисковой скв. Юр-108 есть сведения о том, что «при вскрытии осинского

¹Титоренко Т.Н. Стратиграфия отложений венда и нижнего кембрия восточной части Иркутского амфитеатра : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Иркутск, 1970. – 30 с.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

горизонта усольской свиты при глубине скважины 1945 м во время промывки после стояния в мерниках отмечалось появление пленки нефти». Осинский горизонт в данной скважине залегает на глубинах 1910–2000 м, абс. отметки достигают –1645...–1735 м (см. рис. 2). Керн в данном интервале не отбирался, а в описании шлама указаны светло- и темно-серые плотные известняки и доломиты (что неудивительно, так как в шламе выносятся наиболее плотные разновидности разбурываеваемых пород). При испытании в колонне (интервал перфорации 1930–1942 м) притока не получено, признаков нефти и газа не обнаружено, возможно, по причине того, что было проперфорировано лишь 13 % толщины осинского горизонта, а возможно, оттого, что перфорация осуществлялась через две колонны (140 и 219 мм). Да и вскрытие горизонта производилось на плотном гидrogельмагниевоm растворе (1,23 г/см³), а перфорация — на растворе бишофита (1,24 г/см³), что могло привести к кольматации коллектора. Как видно на рис. 2, данная скважина вплотную примыкает к зоне засоления осинского горизонта с восточной стороны.

В параметрической скв. Тайгинская-1, в керне из осинского горизонта, описаны битуминозные кавернозные известняки и доломиты. Глубина залегания горизонта составляет 1820–1900 м (абсолютные отметки –1615...–1795 м). При испытании в колонне на 25 м ниже кровли пласта, в интервале 1845–1875 м (абсолютные отметки –1635...–1665 м), получен приток пластовой воды дебитом примерно 50–53 м³/сут (испытание проводилось спуском ИП-147). Битуминозность может свидетельствовать как о наличии водонефтяного контакта, так и о первоначальном положении залежи.

Ввиду требований конфиденциальности авторы статьи не приводят перспективные зоны и оценку ресурсов нефти и газа, а предполагают наличие залежей УВ в осинском горизонте к востоку от указанной локальной зоны засоления. Это предположение учитывает региональный тренд падения (на северо-восток) кровли осинского горизонта в сторону районов с развитием в нем месторождений УВ, а также экранную роль на пути возможной латеральной миграции УВ впервые выявленной протяженной и выдержанной зоны засоления.

Выводы

1. Оконтурина локальная зона засоления осинского горизонта в пределах Байкитской антеклизы, позволяющая учесть связанные с ней скоростные аномалии при построении глубинно-скоростной модели.

2. Выделенная локальная зона засоления осинского карбонатного горизонта, возможно, является флюидоупором мигрирующих с юго-востока на северо-запад УВ.

3. Предложен возможный механизм образования данной зоны в области линейно вытянутых приразломных органогенных построек.

4. По данным сейсморазведки МОГТ-3D подтверждено предположение Н.В. Мельникова о приуроченности органогенных рифоподобных построек к ограничению локального солеродного осинского бассейна.

5. Проанализированы результаты бурения скважин вблизи зоны засоления (восточнее), подтверждающие вероятность обнаружения залежей УВ.

Авторы благодарят канд. геол.-минерал. наук В.В. Волянскую (ПАО «НК Роснефть») и Н.Б. Красильникову (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»)

за конструктивные замечания к тексту;

А.П. Мельникова (АО «СНИИГГиМС») за помощь в организации взаимодействия авторов и в подготовке отдельных рисунков; а также канд. техн. наук

Н.С. Епифанцеву (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть») за сопровождение процессов согласования и подготовки к печати.

Литература

1. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.В. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М. : Недра, 1981. – 552 с.
2. Жарков М.А., Хоментовский В.В. Основные вопросы стратиграфии нижнего кембрия и венда юга Сибирской платформы в связи с солёностью // Бюл. МОИП. Отд. геол. – 1965. – № 1. – С. 110–118.
3. Решения Четвертого межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и нижнего кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – 64 с.
4. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2018. – 177 с.
5. Заварзин Г.А., Рожнов С.В. Рифы в эволюции гео-биологических систем. Постановка проблемы // Рифогенные формации и рифы в эволюции биосферы. – М. : ПИН РАН, 2011. – С. 4–25.
6. Лучинина В.А. Палеоальгология при переходе цианобактериальной (строматолитовой) к водорослевой экосистеме на примере кембрийских отложений Сибирской платформы // Рифогенные формации и рифы в эволюции биосферы. – М. : ПИН РАН, 2011. – С. 26–37.
7. Лучинина В.А. Особенности эволюции кембрийских морских мелководных экосистем // Микробные сообщества в эволюции биосферы. Серия «Гео-биологические системы в прошлом». – М. : ПИН РАН, 2017. – С. 126–133.

8. *The Vent and Seep Biota. Aspect from Microbes to Ecosystems* / Под ред. S. Kiel. – Springer Science & Business Media, 2010. – 490 p. DOI: 10.1007/978-90-481-9572-5.
9. *Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А., Старосельцев В.С., Мандельбаум М.М., Мизурский А.В., Моисеев С.А., Сафронов А.Ф., Ситников В.С., Филиппов Ю.А., Хоменко А.В., Еремин Ю.Г., Быкова О.В.* Тектоническая карта венд-палеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы // *Геология и геофизика*. – 2009. – Т. 50. – № 8. – С. 851–862.
10. *Акульчева З.А., Галперова Е.М., Дробкова Е.Л. и др.* Мотские отложения и их аналоги в Иркутском амфитеатре / *Пограничные отложения докембрия и кембрия Сибирской платформы*. – Новосибирск : Наука, 1981. – С. 65–139.
11. *Лучинина В.А.* Палеоальгологическая характеристика раннего кембрия Сибирской платформы. – Новосибирск : Наука, 1975. – 97 с.
12. *Степанова М.В.* Биостратиграфия венд-нижнекембрийских отложений Непско-Ботубинского района по материалам геолого-разведочных работ. Известковые водоросли и строматолиты. – Новосибирск : Наука, 1988. – С. 76–80.
13. *Мельников Н.В., Асташкин В.А., Килина Л.И., Шишкин Б.Б.* Палеогеография Сибирской платформы в раннем кембрии. Палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск : СНИИГГИМС, 1989. – С. 10–17.

References

1. *Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.V. et al.* *Geologiya nefiti i gaza Sibirskoi platform* [Oil and gas geology of the Siberian platform]. Moscow : Nedra, 1981. 552 p. In Russ.
2. *Zharkov M.A., Khomentovskiy V.V.* *Osnovnye voprosy stratigrafii nizhnego kembriya i venda yuga Sibirskoi platformy v svyazi s solenosnost'yu* [The main issues of the Lower Cambrian and the Vendian stratigraphy of the south of the Siberian platform in connection with salinity]. *Byul. MOIP Separate geol.* 1965;(1):110–118. In Russ.
3. *Resheniya* Chetvertogo mezhvedomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po utochneniyu i dopolneniyu stratigraficheskikh skhem venda i nizhnego kembriya vnutrennikh raionov Sibirskoi platform [Decisions of the Fourth Interdepartmental Regional Stratigraphic Conference to Refine and Amend the Vendian and Lower Cambrian stratigraphic schemes of the interior regions of the Siberian Platform]. Novosibirsk: SNIIGGIMS; 1989. 64 p. In Russ.
4. *Mel'nikov N.V.* Vend-kembriiskii solenosnyi bassein Sibirskoi platformy (stratigrafiya, istoriya razvitiya). Izd. 2-e, dop. [Vendian-Cambrian salt basin of the Siberian platform (stratigraphy, history of development)]. Novosibirsk: SNIIGGIMS; 2018. 177 p. In Russ.
5. *Zavarzin G.A., Rozhnov S.V.* Rify v ehvolyutsii geo-biologicheskikh sistem. Postanovka problem [Reefs in the Evolution of Geo-biological Systems: Statement of the Problem]. In: *Rifogennye formatsii i rify v ehvolyutsii biosfery*. Moscow: PIN RAS; 2011. pp 26–37. In Russ.
6. *Luchinina V.A.* Paleoa'logiya pri perekhode tsianobakterial'noi (stromatolitovoi) k vodoroslevoi ehkositse na primere kembriiskikh otlozhenii Sibirskoi platform [Paleoalgology during the transition of the cyanobacterial (stromatolite) to the algal ecosystem on the example of the Cambrian deposits of the Siberian platform]. In: *Rifogennye formatsii i rify v ehvolyutsii biosfery*. Moscow: PIN RAS; 2011. pp. 26–37. In Russ.
7. *Luchinina V.A.* Osobennosti ehvolyutsii kembriiskikh morskikh melkovodnykh ehkositsem [Features of the Cambrian marine shallow-water ecosystems evolution]. In: *Mikrobnye soobshchestva v ehvolyutsii biosfery. Seriya "Geo-biologicheskie sistemy v proshlom"*. Moscow: PIN RAS; 2017. pp. 126–133. In Russ.
8. *The Vent and Seep Biota. Aspect from Microbes to Ecosystems*. In: S. Kiel, ed. Springer Science & Business Media; 2010. 490 p. DOI: 10.1007/978-90-481-9572-5.
9. *Kontorovich A.E., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.A., Staroseltsev V.S., Mandelbaum M.M., Migursky A.V., Moiseev S.A., Safronov A.F., Sitnikov V.S., Filiptsov Yu.A., Khomenko A.V., Eremin Yu.G., Bykova O.V.* Tectonic map of the Vendian-Paleozoic structural stage of the Lena-Tunguska province of the Siberian platform. *Geology and geophysics*. 2009;50(8):657–667.
10. *Akul'cheva Z.A., Galperova E.M., Drobkova E.L. et al.* Motskie otlozheniya i ikh analogi v Irkutskom amfiteatre [Motsky deposits and their analogues in the Irkutsk amphitheater]. In: *Pogranichnye otlozheniya dokembriya i kembriya Sibirskoi platform*. Novosibirsk: Nauka; 1981. pp. 65–139. In Russ.
11. *Luchinina V.A.* Paleoa'logicheskaya kharakteristika rannego kembriya Sibirskoi platformy [Paleoalgological characteristics of the Early Cambrian of the Siberian Platform]. Novosibirsk: Nauka; 1975. 97 p. In Russ.
12. *Stepanova M.V.* Biostratigrafiya vend-nizhnekembriiskikh otlozhenii Nepsko-Botuobinskogo raiona po materialam geologo-razvedochnykh rabot [Biostratigraphy of the Vendian-Lower Cambrian deposits of the Nepa-Botuobinsky region based on the materials of geological exploration]. In: *Izvestkovye vodorosli i stromatolity*. Novosibirsk: Nauka; 1988. pp. 76–80. In Russ.
13. *Mel'nikov N.V., Astashkin V.A., Kilina L.I., Shishkin B.B.* Paleogeografiya Sibirskoi platformy v rannem kembrii [Paleogeography of the Siberian platform in the early Cambrian]. In: *Paleogeografiya fanerozoya Sibiri*. Novosibirsk: SNIIGGIMS; 1989. pp. 10–17. In Russ.

Информация об авторах

Вотинцев Андрей Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
эксперт по геологии и нефтегазоносности
Сибирской платформы

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»,
660098 Красноярск, ул. 9 мая, д. 65Д
e-mail: VotintsevAN@knipi.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0003-4643-9249

Information about authors

Andrey N. Votintsev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Expert in geology and oil and gas potential
of the Siberian platform

RN-KrasnoyarskNIPIneft,
65D, ul. 9 maya, Krasnoyarsk, 660098, Russia
e-mail: VotintsevAN@knipi.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0003-4643-9249

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS**Матросов Константин Олегович**

Главный геофизик

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»,
660098 Красноярск, ул. 9 мая, д. 65Д
e-mail: MatrosovKO@knipi.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0003-0417-8095

Лучинина Вероника Акберовна

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-т Коптюга, д. 3
e-mail: LuchininaVA@ipgg.sbras.ru

Мельников Николай Владимирович

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник

АО «СНИИГТиМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т., д. 67
e-mail: melnikovap.sniiggims@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-1368-6326

Konstantin O. Matrosov

Chief Geophysicist

RN-KrasnoyarskNIPIneft,
65D, ul. 9 maya, Krasnoyarsk, 660098, Russia
e-mail: MatrosovKO@knipi.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0003-0417-8095

Veronika A. Luchinina

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: LuchininaVA@ipgg.sbras.ru

Nikolai V. Melnikov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher

Siberian Research Institute of Geology Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospekt Krasniy, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: melnikovap.sniiggims@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-1368-6326

УДК 550.8.052 + 550.834.05

DOI 10.31087/0016-7894-2021-5-45-54

Прогнозы по данным сейсморазведки на качественном и количественном уровне (на примере отложений тюменской свиты Западной Сибири)

© 2021 г. | Р.Ю. Копенкин¹, Т.Н. Кирьянова², М.Д. Федорова¹, О.Я. Кирзелева¹, Д.В. Кляжников¹, О.В. Смирнова¹, А.А. Калугин²

¹ООО «Инженикс Груп», Москва, Россия; r.kopenkin@ingenix-group.ru; m.fedorova@ingenix-group.ru; o.kirzeleva@ingenix-group.ru; d.klyazhnikov@ingenix-group.ru; o.smirnova@ingenix-group.ru;

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; tatyana.kiryanova@lukoil.com; alexandr.kalugin@lukoil.com

Поступила 11.12.2020 г.

Доработана 21.12.2020 г.

Принята к печати 02.06.2021 г.

Ключевые слова: сейсморазведка; прогноз коллекторских свойств; петрофизическое обоснование; спектральная декомпозиция; RGB-суммирование; сейсмическое моделирование; сейсмический отклик; тюменская свита; палеоруслу; концептуальная геологическая модель.

Аннотация: В статье рассмотрены вопросы прогноза коллекторских свойств пластов тюменской свиты на качественном и количественном уровне. В публикации освещены основные сложности изучения отложений тюменской свиты по сейсмическим данным, обусловленные их слабой дифференциацией по литотипам в поле упругих параметров. Особое внимание уделено принципам выявления геологических объектов палеоруслowego генезиса по результатам спектральной декомпозиции с применением технологии RGB-суммирования, на основе которого была выполнена попытка ранжирования палеорусел по ряду признаков на два типа: с преимущественно песчаным и преимущественно глинистым заполнением. Для подтверждения своих предположений было проведено сейсмическое моделирование (с привлечением реальных скважинных данных) для палеорусел с различным типом заполнения. Полученные результаты сейсмического моделирования совместно с данными бурения скважин (ГИС, керн) позволили сформулировать критерии для разделения выделенных палеоруслowych объектов на перспективные (песчаные) и неперспективные (заглинизированные). Показаны результаты прогноза палеоруслowych тел на реальных примерах по одному из месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе, которые легли в основу построения концептуальной геологической модели и схемы осадконакопления продуктивного пласта Ю₃.

Для цитирования: Копенкин Р.Ю., Кирьянова Т.Н., Федорова М.Д., Кирзелева О.Я., Кляжников Д.В., Смирнова О.В., Калугин А.А. Прогнозы по данным сейсморазведки на качественном и количественном уровне (на примере отложений тюменской свиты Западной Сибири) // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 45–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-45-54.

Qualitative and quantitative prediction based on seismic data (by the example of Tyumen Formation in Western Siberia)

© 2021 | R.Yu. Kopenkin¹, T.N. Kiryanova², M.D. Fedorova¹, O.Ya. Kirzeleva¹, D.V. Klyazhnikov¹, O.V. Smirnova¹, A.A. Kalugin²

¹Ingenix Group, Moscow, Russia; r.kopenkin@ingenix-group.ru; m.fedorova@ingenix-group.ru; o.kirzeleva@ingenix-group.ru; d.klyazhnikov@ingenix-group.ru; o.smirnova@ingenix-group.ru;

²LUKOIL-Engineering; Moscow, Russia; t.kiryanova@lukoil.com; alexandr.kalugin@lukoil.com

Received 11.12.2020

Revised 21.12.2020

Accepted for publication 02.06.2021

Key words: seismic exploration; prediction of reservoir properties; rock physics; Frequency Decomposition; RGB blending; forward modelling; seismic response; Tyumen Formation; paleo-channel; conceptual geological model.

Abstract: The authors discuss the problems related to qualitative and quantitative prediction of reservoir properties of the Tyumen horizons. The paper covers the main challenges of the Tyumen formations studies using seismic data, which result from poor distinction between their lithotypes in the elastic parameter field. Particular attention is paid to the specifics of identification of geological objects having paleo-riverbed genesis using the results of frequency decomposition with RGB blending methodology. They made the basis for an attempt to classify paleochannels into following two types on the basis of several indicators: filled mainly with sand and with clay material. In order to verify the assumptions made, forward modelling was carried out (with the use of actual well data) for paleochannels with different types of filling. The obtained results of forward modelling together with well data (well logging, core) allowed formulating criteria for classification of identified paleochannel objects into promising (filled with sand) and showing no promise (shaled-out). The authors demonstrate the results of paleochannel body prediction by the examples from one of the fields in Khanty-Mansiysk Autonomous District, which made a basis for building a conceptual geological model and a sedimentation scheme of Yu₃ reservoir.

For citation: Kopenkin R.Yu., Kiryanova T.N., Fedorova M.D., Kirzeleva O.Ya., Klyazhnikov D.V., Smirnova O.V., Kalugin A.A. Qualitative and quantitative prediction based on seismic data (by the example of Tyumen Formation in Western Siberia). *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(5):45–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-45-54. In Russ.

Введение

На сегодняшний день сейсморазведка шагнула далеко вперед в вопросах планирования съемок и проведения полевых работ. Активно используются полноазимутальные, высокоплотные съемки, съемки по технологии UniQ (WesternGeco/Schlumberger) и т. д. Кроме того, разработчики программного обеспечения каждый год предлагают новые решения в области обработки и интерпретации данных сейсморазведки, соответствующие полевым материалам высокого качества.

За последние 15 лет только в области сейсмической инверсии, одной из основных технологий для количественного прогноза по данным сейсморазведки, наблюдается значительный прогресс. Если в начале 2000-х гг. в стандартный граф интерпретации входила акустическая инверсия, позднее появились алгоритмы нейронной, синхронной (AVA-инверсия), стохастической. Последние годы в специальной литературе и на конференциях все чаще обсуждаются результаты азимутальной инверсии.

В итоге геологи и разработчики ждут от сейсмиков точных прогнозов: достоверных карт эффективных толщин, кубов литологии и пористости. В случае отсутствия подтверждаемости результатов сейсмической интерпретации данными последующего бурения или заказывают новые варианты переобработки и переинтерпретации, или перестают доверять материалам сейсморазведки.

Однако «в погоне за цифрой» остаются в тени факторы, от которых зависит достоверность прогноза. Это, во-первых, качество и полнота исходной геолого-геофизической информации и, во-вторых, сейсмогеологические особенности строения целевых отложений.

Несмотря на большой прогресс в области полевой сейсморазведки, на территории России, особенно в условиях Западной Сибири, общепринятым стандартом являются простые, так называемые экономически облегченные съемки с расстояниями между линиями приема, равными 300–400 м, между линиями возбуждения — 300–400 м, между пунктами приема — 50 м и пунктами возбуждения — 50 м, с кратностью, равной 48–64, с максимальными удалениями 3500 м. При таких исходных данных применение специальных технологий, нацеленных на анализ изменения динамических характеристик сейсмического сигнала на ближних и дальних удалениях, практически не имеет смысла. Особенно, когда у нас нет априорной информации о скоростях S-волны (V_s), так как в лучшем случае мы имеем в скважинах редкие замеры скоростей продольных волн (V_p) и еще более редкие замеры объемной плотности (RHOV).

Часто по упругим параметрам среды (акустическому импедансу (AI), V_p , V_p/V_s) диапазон нефте-, водонасыщенных коллекторов полностью перекрывается диапазоном значений неколлекторов. Такая ситуация характерна, например, практически для всех продуктивных отложений тюменской свиты Западной Сибири (рис. 1). И в данном случае нельзя ожидать обоснованного прогноза эффективных толщин и/или пористости в интервале пластов Ю₂–Ю₉ по результатам сейсмической инверсии.

Вопреки этому, исполнители вынуждены искать любые корреляционные связи для выполнения пунктов технического задания и построения требуемых прогнозных карт свойств коллектора. Вопросы — как они были получены и существует ли в принципе физическое обоснование зависимости между прогнозными свойствами пласта и атрибутами — отходят на второй план, ведь карты построены, коэффициент корреляции приемлемый. А именно это, на взгляд авторов статьи, может иметь негативные последствия, так как необоснованные прогнозы, особенно если они не подтверждаются последующим бурением, подрывают доверие геологов и разработчиков к возможностям изучения фильтрационно-емкостных свойств пластов по данным сейсморазведки.

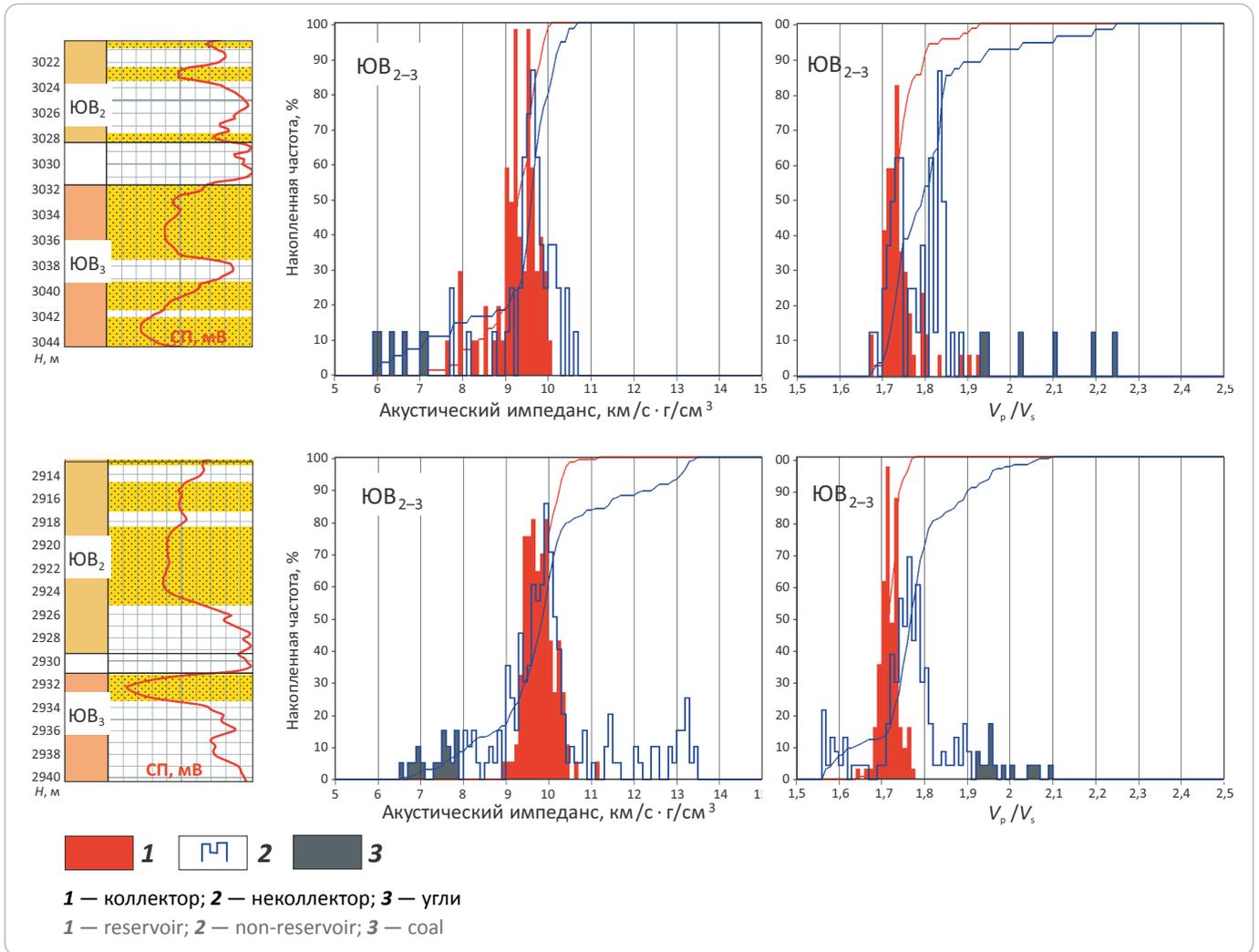
Для повышения надежности выполняемого прогноза необходимо понимать распределение упругих параметров изучаемых отложений по площади. Для этого выполняются работы по петрофизическому обоснованию. Именно по результатам изучения распределения упругих параметров в скважинах, в зависимости от выбранного литотипа, дается заключение о возможности/невозможности разделения изучаемых пород по признаку коллектор – неколлектор в поле упругих параметров. Даже при отсутствии четкого разделения по литотипам такой анализ позволяет оценить диапазоны изменения упругих параметров для коллекторов и неколлекторов и использовать это для последующей комплексной интерпретации.

Особенности изучения отложений тюменской свиты по данным сейсморазведки

Сложное геологическое строение пластов тюменской свиты вызывает определенные трудности при их прогнозе по данным сейсморазведки. Базируясь на анализе палеогеографических карт от позднего тоара до бата [1], можно сделать вывод, что длительный период времени в южных и центральных районах Западной Сибири господствовали континентальные условия осадконакопления. Осадки средней и верхней подбит тюменской свиты в Широтном Приобье формировались в условиях пологих и низменных аллювиальных равнин, для которых были характерны меандрирующие и анастомозирующие (ветвящиеся) речные системы [2].

Рис. 1. Гистограммы распределения акустического импеданса и отношения скоростей продольных и поперечных волн для коллекторов и неколлекторов в интервале пластов ЮВ₂₋₃

Fig. 1. Histograms of Acoustic Impedance and V_p/V_s for reservoirs and non-reservoirs in the interval of YuV₂₋₃ layers



Аномалии «шнурковой» формы, отождествляемые с палеоруслами в нижне- и среднеюрском сейсмостратиграфическом комплексе, выявляются с той или иной степенью достоверности по ряду сейсмических атрибутов на кубах с различными параметрами полевых съемок, в том числе и с невысокой кратностью. Однако характерной особенностью коллекторов тюменской свиты являются их незначительные отличия от вмещающих пород по упругим параметрам. По этой причине корреляционные связи между атрибутами и петрофизическими свойствами пластов практически отсутствуют. Что делать интерпретатору в этом случае? Привлечь для прогноза подходы множественной регрессии и нейросетевого моделирования и в итоге построить искомые карты эффективных толщин и пористости сомнительной надежности? Или найти другой выход?

Чтобы достичь результата стоит «сделать шаг назад», вернуться с количественного на качественный

уровень интерпретации, где в результате интерпретации сейсмических данных мы получаем схемы осадконакопления площади исследования, зоны развития коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, связанные с распространением палеорусловых фаций (фации аккреционных кос, прирусловых валов и др.). В таком случае за каждой схемой стоит геологическая концепция, а не просто ряд цифр, которые удалось получить по спорным, часто не предоставляемым в отчетах, корреляционным зависимостям.

Спектральная декомпозиция

Технология, доказавшая свою эффективность в изучении палеорусловых объектов, — спектральная декомпозиция. Такой подход, как разложение сейсмического сигнала на спектральные или частотные составляющие, известен уже достаточно давно, но настоящую популярность технология начала при-

обретать в последнее время благодаря росту производительности компьютеров, появлению нового поколения графических видеокарт и программных решений. Современные программные комплексы позволяют существенно сократить временные затраты на подбор параметров, расчет кубов цветовых сумм (RGB-сумм) и анализ результатов с использованием RGB-визуализации, при которой происходит смешивание трех различных кубов при помощи аддитивной цветовой модели RGB (Red, Green, Blue — красный, зеленый, синий). Выбор основных цветов (основными цветами считаются красный, зеленый и синий) обусловлен особенностями физиологии восприятия цвета сетчаткой человеческого глаза. Аддитивной (англ. *addition*) она называется потому, что цвета получаются путем добавления к черному цвету. Изображение в данной цветовой модели состоит из трех каналов. При смешении основных цветов мы получаем дополнительные: синего (B) и красного (R) — пурпурный (magenta), зеленого (G) и красного (R) — желтый (yellow), зеленого (G) и синего (B) — бирюзовый (cyan). При смешении всех трех цветовых компонентов мы получаем белый цвет.

Детальное выделение границ перспективных палеорусловых объектов по их морфологическим признакам выполняется по седиментационным срезам куба RGB-суммы. На этом этапе для верификации выделенных объектов и их генезиса используется вся имеющаяся геолого-геофизическая информация по скважинам (ГИС, керн). Однако не всегда выделяемые палеорусловые объекты изучены бурением, поэтому оценить их коллекторские свойства и поисковый потенциал бывает затруднительно.

Сейсмическое моделирование

Для анализа особенностей сейсмического отклика и получения визуальных образов сейсмической записи в зависимости от различного строения тюменских пластов, применяется сейсмическое моделирование. Результаты моделирования позволяют установить взаимосвязи между динамическими характеристиками сейсмической записи (интенсивностью, формой записи и др.) в зависимости от изменения петрофизических свойств изучаемых отложений (пористости, литологии, насыщения). В упрощенном виде сейсмическое моделирование сводится к созданию набора синтетических трасс по одной или нескольким скважинам для различных моделируемых сценариев, которые выбираются на основе анализа имеющихся петрофизических данных по результатам бурения. Создаются типичные (обобщенные) модели, которые описывают контрастные вариации петрофизических характеристик изучаемых отложений при условии, что они могут быть дифференцированы в поле упругих параметров. Полученные вариации сейсмических образов для разных сценариев затем соотносятся с реальными сейсмическими изображе-

ниями, что позволяет идентифицировать перспективные объекты по всему объему данных.

Для проведения сейсмического моделирования в интервале изучаемых пластов выбирались скважины с характерным строением разреза для русловых и пойменных обстановок осадконакопления, где имелись качественные замеры акустического и гамма-гамма плотностного каротажа (DT и RHOV). По ним было смоделировано несколько сценариев изменения петрофизических свойств.

Нужно подчеркнуть, что сейсмическое моделирование в рамках проектов по изучению отложений тюменской свиты было проведено по ряду месторождений, расположенных в пределах Ханты-Мансийского автономного округа в различных нефтегазоносных районах: Вартовском, Сургутском, Шаимском, Сергинском, Красноленинском, Ляминском. Результаты анализа модельных трасс показали схожее поведение сейсмических откликов на изменение коллекторских свойств для пластов Ю₂₋₄. В итоге был сделан вывод о том, что изменение литологического состава пород изучаемого интервала отображается в сейсмической волновой картине.

1. При замещении коллектора на неколлектор отмечается усиление интенсивности сейсмической записи, т. е. палеоканалам и фаціальным зонам с преимущественно глинистым характером разреза (например, болоту) будут соответствовать повышенные амплитуды (рис. 2).

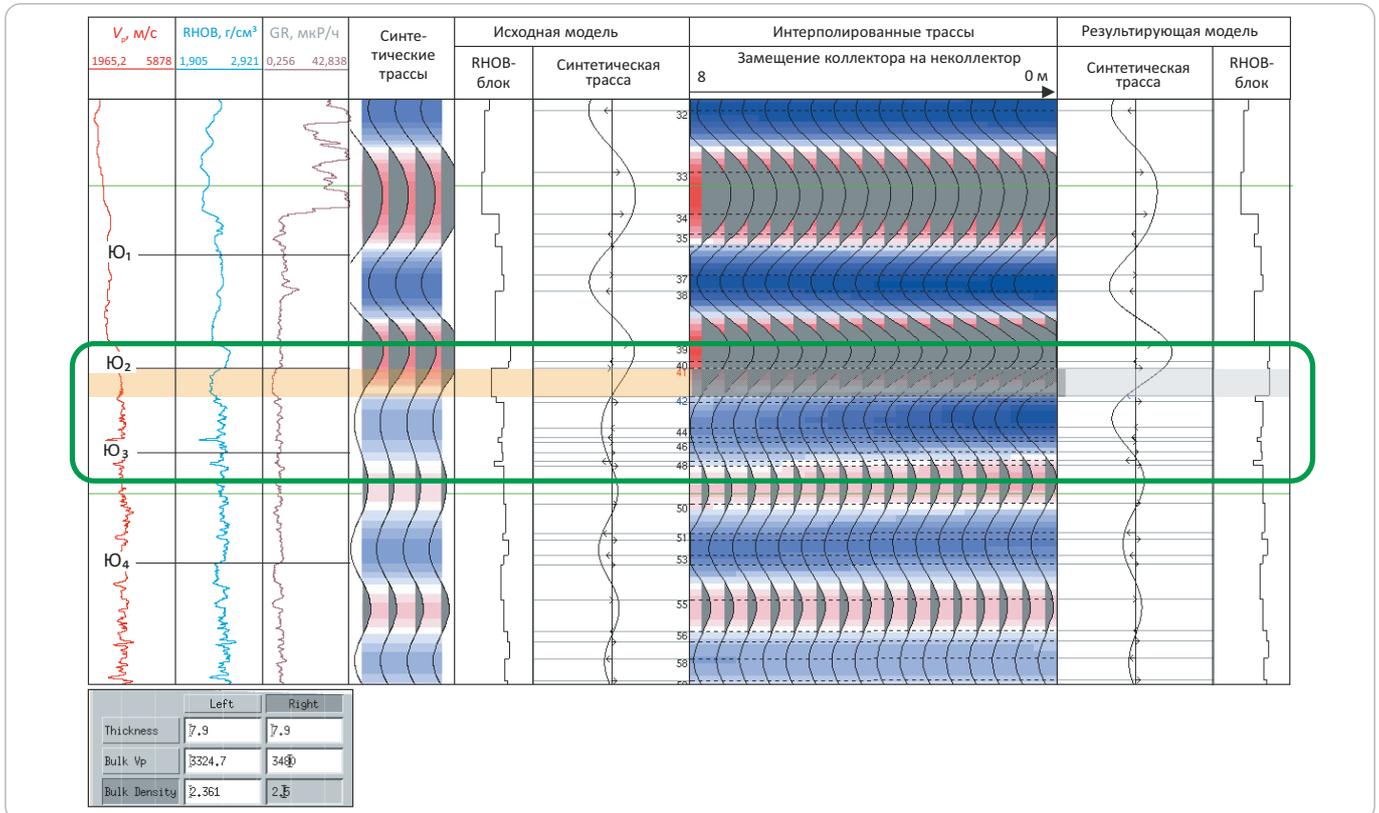
2. При замещении неколлектора на коллектор фиксируется заметное ослабление интенсивности сейсмической записи, т. е. палеоруслам с преимущественно песчаным характером разреза будут соответствовать ослабленные амплитуды. Иногда наблюдается полное или частичное исчезновение положительного отражения в кровле пласта (рис. 3).

Выявленные закономерности поведения сейсмического отклика в зависимости от строения изучаемых пластов позволяют оптимистически рассматривать возможность изучения отложений тюменской свиты по данным сейсморазведки — хотя бы и на качественном уровне.

Пример изучения отложений тюменской свиты по одному из месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе

Рассмотрим процесс создания схемы осадконакопления пласта Ю₃ одного из месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе. В 2009 г. на месторождении проведена съемка 3D на площади 200 км². При полевых работах использовался взрывной источник возбуждения, кратность составляла 42. Месторождение находится в разработке с 2013 г. На сегодняшний день на площади работ пробурено более 150 скважин. Пласты Ю₂₋₆ продуктивны. Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами

Рис. 2. Сейсмическое моделирование в интервале пласта Ю₂, замещение коллектора на неколлектор
Fig. 2. Forward modelling in the interval of Yu₂ layer shaling out



характеризуется «базальный» пласт Ю₆. Расположенные выше по разрезу коллекторы пластов Ю₂₋₅ обладают ухудшенными свойствами. Тем не менее русловые песчаники пластов Ю₃₋₄ достигают эффективных толщин в 15 м, $K_{пр} = 0,213 \text{ мкм}^2$. Цель работы — выявление местоположения русловых песчаников пластов Ю₃₋₄ в плане.

На рассматриваемом месторождении по итогам изучения вертикальных и погоризонтных срезов сейсмического куба, куба акустического импеданса и куба RGB-суммы после спектральной декомпозиции (совместно с данными бурения скважин) было выделено два типа палеорусел, имеющих различные характеристики.

Палеорусловые объекты первого типа, сложенные породами преимущественно песчаного состава, проявляются в разрезе значительным ослаблением энергии (рис. 4). На картах амплитуд и вертикальных сечениях их часто невозможно идентифицировать, и только анализ срезов вдоль горизонта по кубу RGB-суммы дает возможность выделения таких тел. Палеорусла, подобные представленному на рис. 4, были подтверждены 26 скважинами, эффективные толщины в них достигают 15,5 м.

В отличие от вышеописанных, палеорусла второго типа, предположительно заполненные глинистыми осадками, характеризуются максимальными

амплитудами и энергией сейсмического сигнала. Они отчетливо идентифицируются на срезах куба RGB-суммы (соотносятся с белой цветовой гаммой), а также на вертикальных сечениях, на картах геометрических атрибутов, на изохронных поверхностях (рис. 5). Палеоканалы второго типа имеют достаточно небольшую ширину (100–250 м) и не вскрыты скважинами. Однако вышеописанные закономерности поведения динамических характеристик сейсмической записи для таких палеорусловых объектов позволяют предположить, что, помимо глинистых осадков, они могут содержать более акустически контрастные породы — прослои углей, что и способствует формированию яркого отражения. Это предположение требует дальнейшего изучения и подтверждения.

Глинизация рек — известное явление и объясняется рядом причин. Основная — «жизненный цикл» реки. Любая река обычно проходит три стадии: юности, зрелости и старости. В период юности река течет по неровному рельефу, региональный уклон ее русла на всем протяжении достаточно крутой, скорость течения велика. На этой стадии происходят активные процессы глубинной (донной) эрозии, которые приводят к интенсивному углублению русла. Коэффициент извилистости реки на этой стадии минимален. В период зрелости глубинная эрозия сменяется боковой. Скорость течения реки снижается. В эту ста-

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 3. Сейсмическое моделирование в интервале пластов Ю₃₋₄, замещение неколлектора на коллектор в верхней части пласта
Fig. 3. Forward modelling in the interval of Yu₃₋₄ layer, substitution of non-reservoir by reservoir in the upper part of the layer

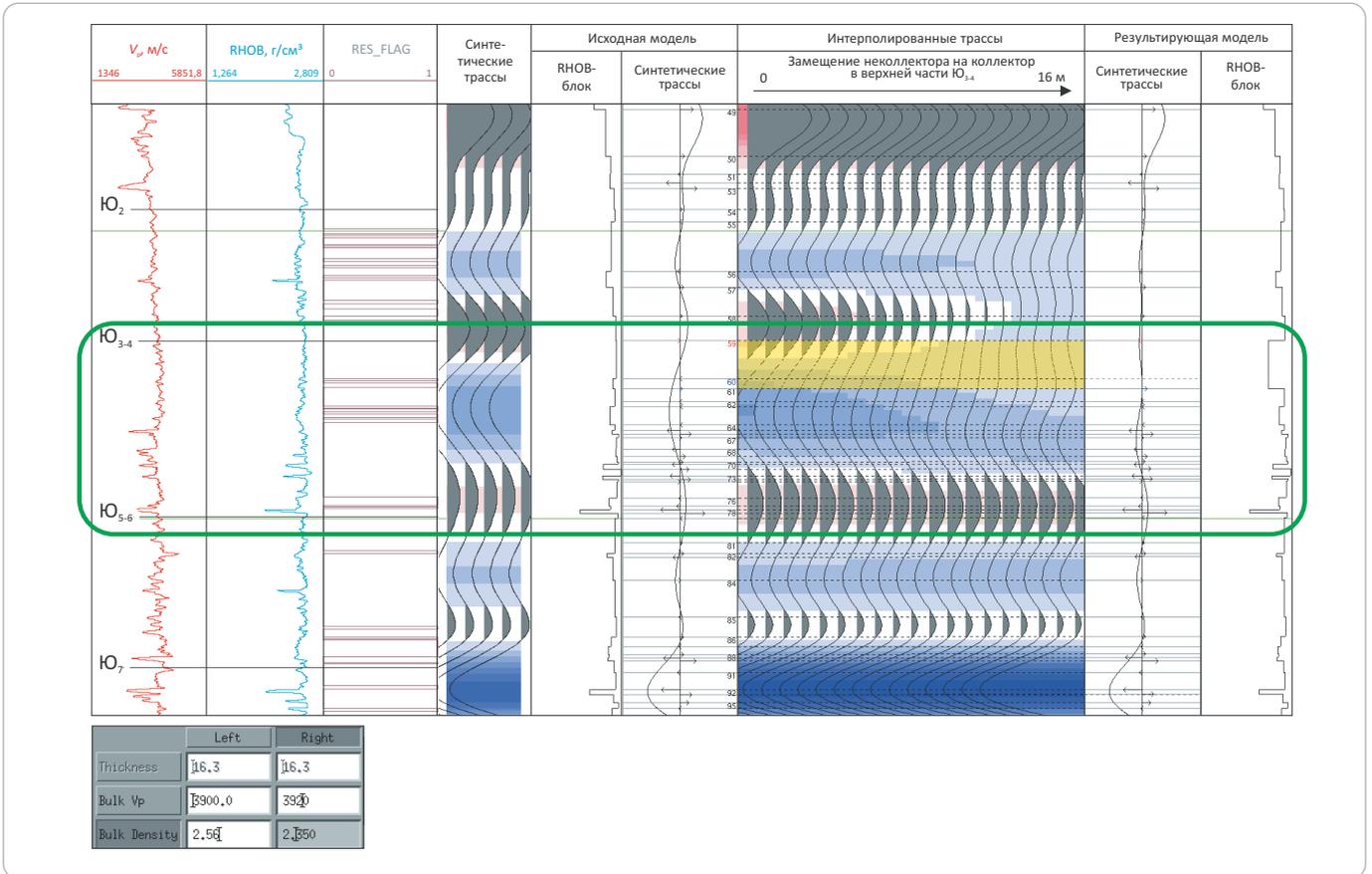


Рис. 4. Пример ранжирования палеорусел первого типа (пласт Ю₃)
Fig. 4. Example of ranking of the first-type paleochannels (Yu₃ layer)

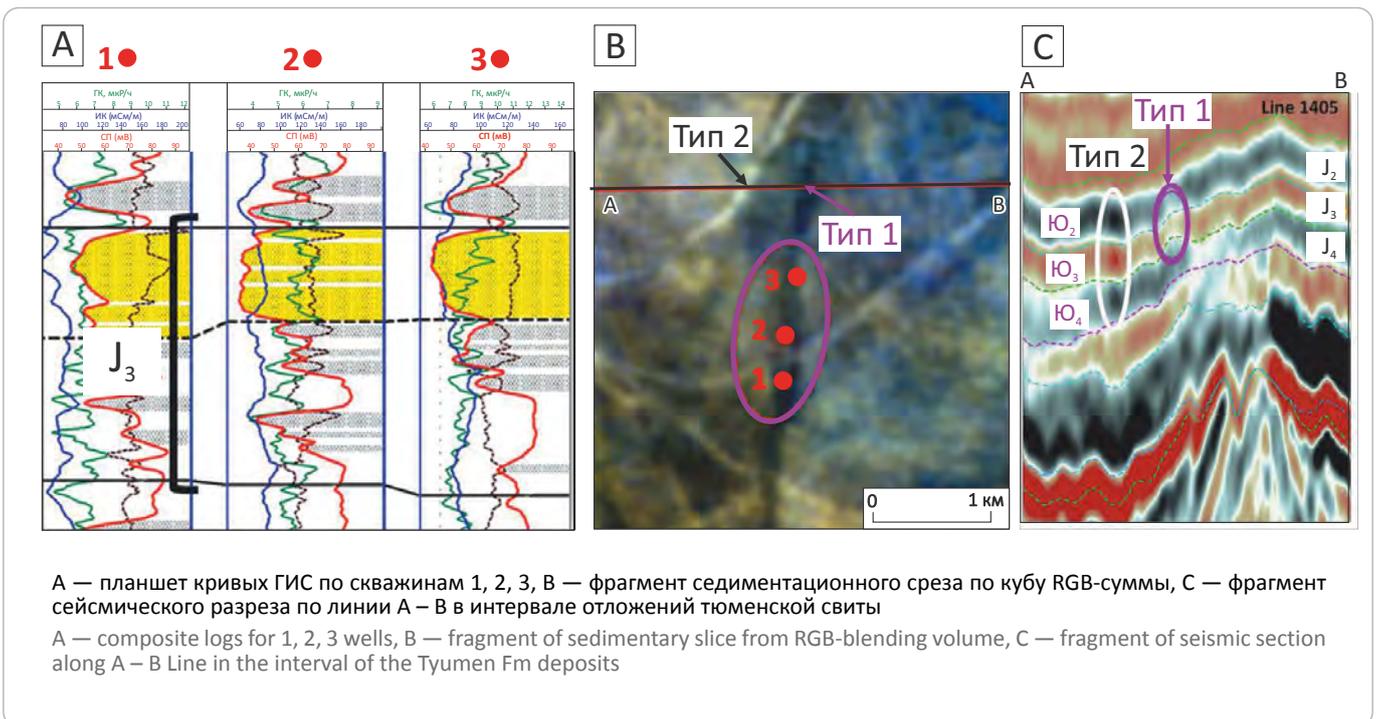
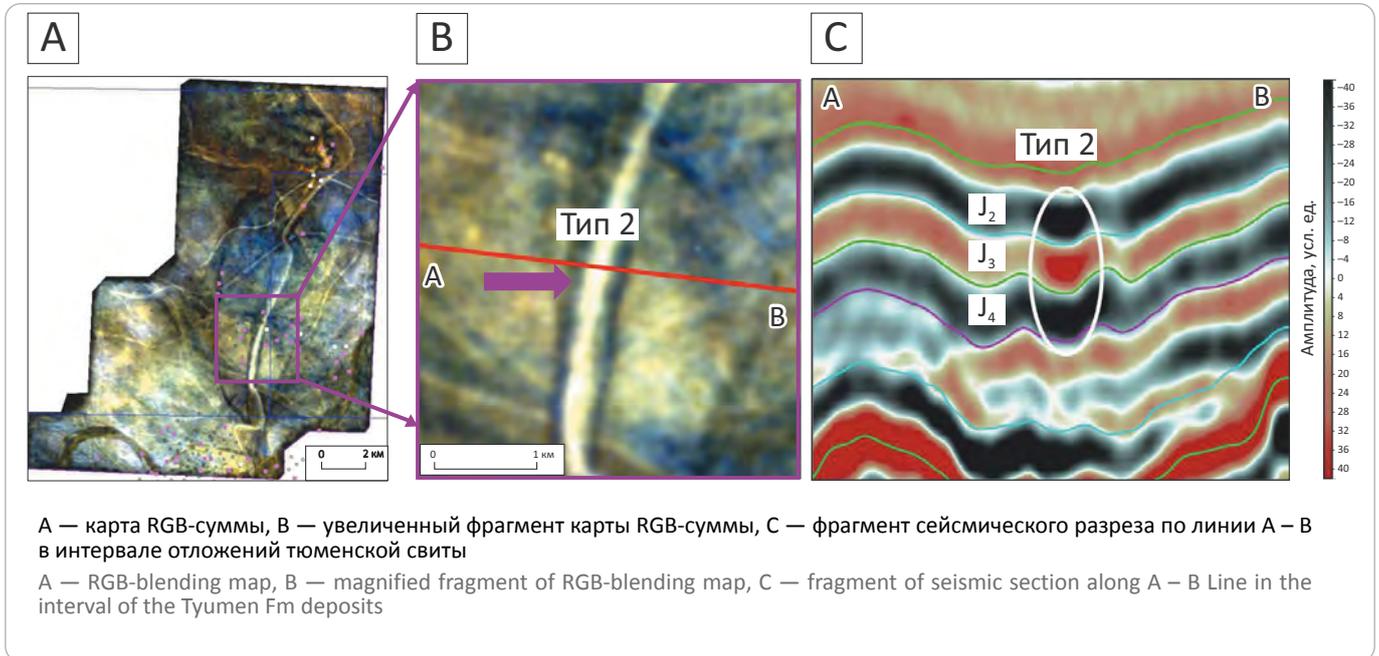


Рис. 5. Пример ранжирования палеорусел второго типа (пласт Ю₃)
Fig. 5. Example of ranking of the second-type paleochannels (Yu₃ layer)



дию формируются прирусловые отмели. Появляются излучины — меандры, приводящие к увеличению коэффициента извилистости реки, образованию многочисленных рукавов, по которым вода течет параллельно основному руслу, и к возникновению обширных аллювиальных равнин поймы. В период старости течение реки настолько замедляется, что она на отдельных своих участках неспособна транспортировать продукты разрушения. Река распадается на ряд изолированных друг от друга водоемов — стариц. Происходит закупоривание русла. На поверхности начинают отлагаться глинистые осадки речной поймы. Такая последовательность развития рек обычно нарушается поднятиями и опусканиями земной коры, колебаниями уровней морей и озер, изменениями климата, которые вносят в «жизнь» рек непрерывные изменения: вызывают то усиление, то замедление эрозии, то «омоложение», то быстрое «старение» реки.

Результаты сейсмического моделирования песчаных и глинистых пластов по нескольким месторождениям в Ханты-Мансийском автономном округе были использованы совместно с анализом скважинных данных (ГИС, керн) для ранжирования палеорусел, выделенных по результатам спектральной декомпозиции (рис. 6), что позволило сформулировать основные признаки для разделения палеорусел по типу преобладающего песчаного или глинистого материала.

Палеоканалы, заполненные преимущественно глинистым материалом, имеют следующие признаки:

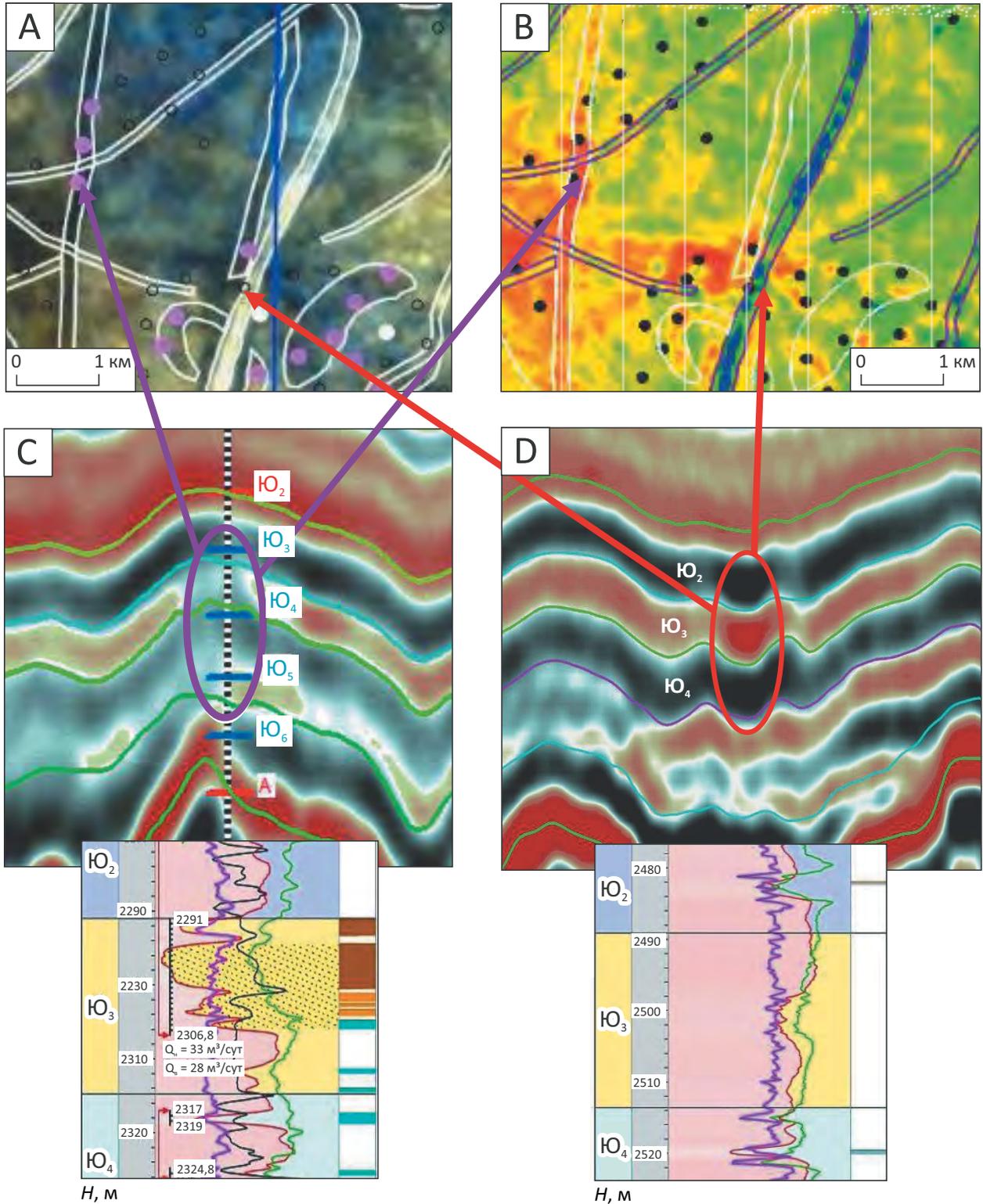
- 1) отличаются усилением амплитуд на картах сейсмических атрибутов и вертикальных срезах;
 - 2) характеризуются преимущественно белой цветовой гаммой на картах RGB-сумм.
- Долгоживущие реки:
- 3) фиксируются на картах когерентности;
 - 4) могут прослеживаться на картах RGB-сумм на уровне нескольких пластов.

С помощью приведенных выше признаков на изучаемом месторождении было выполнено ранжирование палеорусел по типу заполняющих их пород. Это дало возможность объединить эти результаты с учетом имеющейся скважинной информации, данными по региональной геологии и выполнить (на качественном уровне) прогноз распределения коллекторских свойств, который лег в основу концептуальной геологической модели и схемы условий осадконакопления продуктивного пласта Ю₃ (рис. 7).

Моделирование литологии и петрофизических параметров в процессе создания геологической 3D-модели выполнялось отдельно по русловой и пойменной частям, с учетом наличия заглинизированных палеорусел (см. рис. 7). Вариограммы и геолого-статистические разрезы задавались отдельно. Это позволило учесть гетерогенное строение пласта. Русловая часть характеризуется гораздо большими толщинами коллекторов, лучшей их связностью и в целом лучшими фильтрационно-емкостными свойствами, чем пойменная. Новые эксплуатационные скважины было рекомендовано заложить в перспективных палеорусловых объектах.

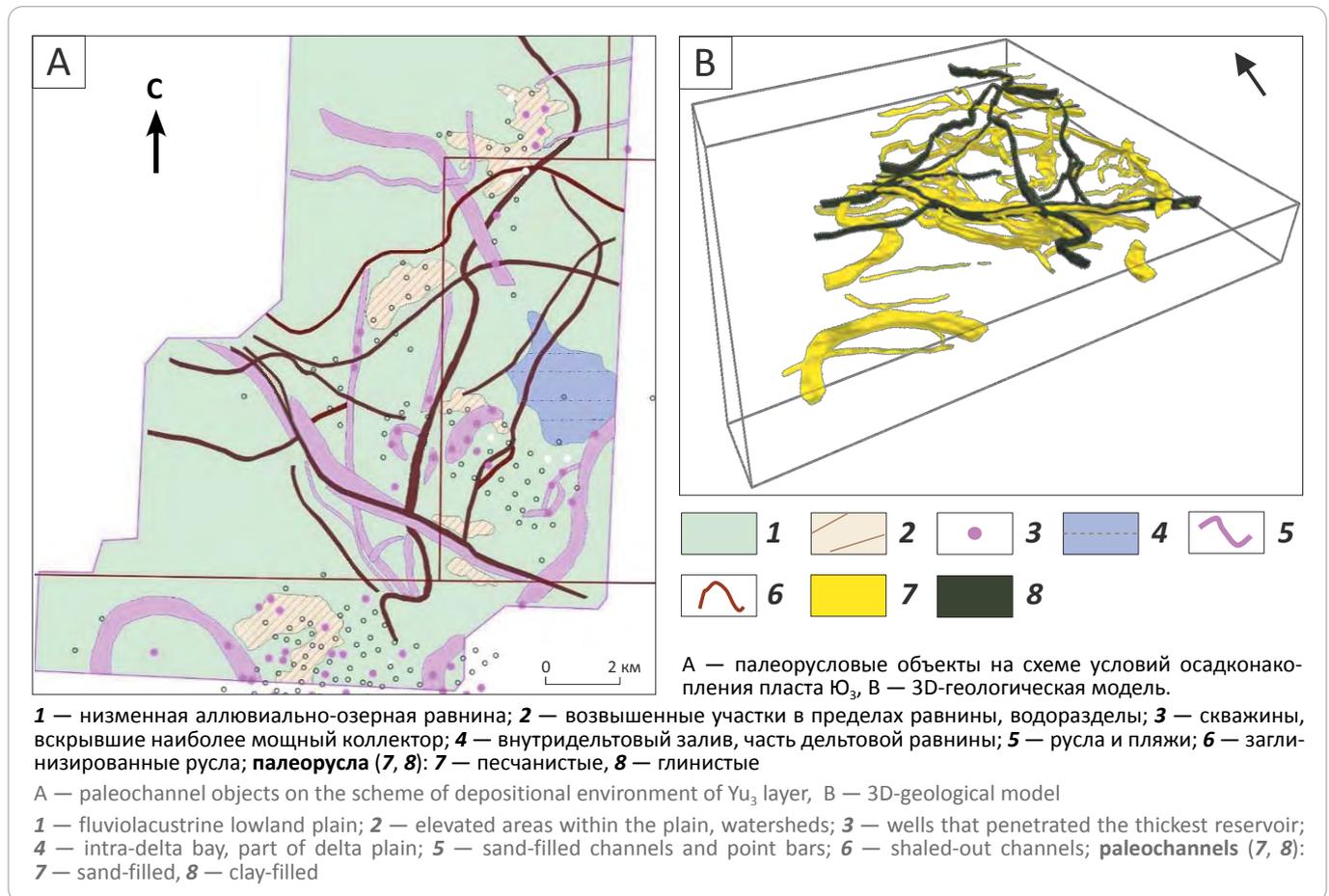
GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 6. Пример ранжирования палеорусел (пласт Ю₃)
Fig. 6. Example of paleochannels ranking (Yu₃ layer)



A — карта RGB-суммы, B — карта акустического импеданса, C — вертикальный срез сейсмического куба через песчаное палеорусло, D — вертикальный срез сейсмического куба через заглинизированное палеорусло
 A — RGB-blending map, B — Acoustic Impedance map, C — vertical section of seismic cube across the sand-filled paleo paleochannel, D — vertical section of seismic cube across the shaled-out paleochannel

Рис. 7. Палеорусловые объекты на схеме условий осадконакопления пласта Ю₃ и в 3D-геологической модели
Fig. 7. Paleochannel objects on the scheme of depositional environment of Yu₃ layer and in 3D geological model



Закключение

Особенности геологического строения пластов тюменской свиты вызывают определенные сложности их изучения по сейсмическим данным. Отсутствие четкого разделения по литотипам (коллектор – неколлектор) в поле упругих параметров не дает предпосылок для достоверного количественного прогноза фильтрационно-емкостных свойств по результатам инверсионных преобразований. Осознание этого факта способ-

ствует поиску альтернативных решений для прогноза распространения коллекторов более высокого качества по сейсмическим данным. Переход на уровень качественного прогноза (без конкретных цифр, но с пониманием условий формирования изучаемых пластов) дает возможность создать более надежные концептуальные и трехмерные геологические модели и, следовательно, планировать заложение более успешных эксплуатационных скважин.

Литература

1. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.
2. Федорова М., Кирзелева О., Катаев О. и др. Тюменская свита. Методология создания концептуальных геологических моделей // Oil&Gas Journal Russia. – 2016. – № 11. – С. 60–63.

References

1. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2013;54(8):747–779.
2. Fedorova M., Kirzeleva O., Kataev O. et al. An approach to creating conceptual geological models of the Tyumen suite. *Oil&Gas Journal Russia*. 2016;(11):60–63.

GEOPHYSICAL SURVEYS

Информация об авторах

Копенкин Роман Юрьевич

Менеджер по сейсморазведке
ООО «Индженикс Групп»,
119071 Москва, Ленинский пр-т, д. 15А
e-mail: r.kopenkin@ingenix-group.ru
ORCID ID: 0000-0003-1363-1867

Кирьянова Татьяна Николаевна

Начальник Управления сейсмических исследований
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
109028 Москва, Покровский б-р, д. 3 стр. 1
e-mail: tatyana.kiryanova@lukoil.com

Федорова Милана Дмитриевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник отдела
ООО «Индженикс Групп»,
119071 Москва, Ленинский пр-т, д. 15А
e-mail: m.fedorova@ingenix-group.ru

Кирзелева Оксана Яковлевна

Менеджер по сейсморазведке
ООО «Индженикс Групп»,
119071 Москва, Ленинский пр-т, д. 15А
e-mail: o.kirzeleva@ingenix-group.ru

Кляжников Дмитрий Викторович

Кандидат геолого-минералогических наук,
менеджер по петрофизике
ООО «Индженикс Групп»,
119071 Москва, Ленинский пр-т, д. 15А
e-mail: d.klyazhnikov@ingenix-group.ru
ORCID ID: 0000-0002-4330-2274

Смирнова Ольга Владимировна

Ведущий геофизик
ООО «Индженикс Групп»,
119071 Москва, Ленинский пр-т, д. 15А
e-mail: o.smirnova@ingenix-group.ru

Калугин Александр Александрович

Начальник Управления геологического моделирования
и подсчета запасов углеводородов по российским проектам
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
109028 Москва, Покровский б-р, д. 3 стр. 1
e-mail: alexandr.kalugin@lukoil.com

Information about authors

Roman Yu. Kopenkin

Seismic Exploration Manager
Ingenix Group,
15A, Leninsky prospekt, Moscow, 119071, Russia
e-mail: r.kopenkin@ingenix-group.ru
ORCID ID: 0000-0003-1363-1867

Tatiana N. Kiryanova

Head of Seismic Research Department
LUKOIL-Engineering,
3/1, Pokrovskii bul'var, Moscow, 109028, Russia
e-mail: tatyana.kiryanova@lukoil.com

Milana D. Fedorova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
Ingenix Group,
15A, Leninsky prospekt, Moscow, 119071, Russia
e-mail: m.fedorova@ingenix-group.ru

Oksana Y. Kirzeleva

Seismic Exploration Manager
Ingenix Group,
15A, Leninsky prospekt, Moscow, 119071, Russia
e-mail: o.kirzeleva@ingenix-group.ru

Dmitriy V. Klyazhnikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Petrophysics Manager
Ingenix Group,
15A, Leninsky prospekt, Moscow, 119071, Russia
e-mail: d.klyazhnikov@ingenix-group.ru
ORCID ID: 0000-0002-4330-2274

Olga V. Smirnova

Senior Geophysicist
Ingenix Group,
15A, Leninsky prospekt, Moscow, 119071, Russia
e-mail: o.smirnova@ingenix-group.ru

Aleksandr A. Kalugin

Head of the Department for Geological Modeling
and Calculation of Hydrocarbon Reserves for Russian Projects
LUKOIL-Engineering
3/1, Pokrovskii bul'var, Moscow, 109028, Russia
e-mail: alexandr.kalugin@lukoil.com

УДК 550.8:551.24

DOI 10.31087/0016-7894-2021-5-55-73

Геолого-геофизические особенности строения Предверхоянского краевого прогиба и прилегающих территорий по данным нового сейсморазведочного речного профиля МОГТ-2D и переинтерпретации архивных материалов

© 2021 г. | М.Н. Шапорина, Е.В. Мосягин, О.Г. Садур, В.Н. Беспечный

АО «СНИИГГиМС», Новосибирск, Россия; shaporina@sniiggims.ru; mosyagin@sniiggims.ru; sadur.oleg@sniiggims.ru; bespechnyy@sniiggims.ru

Поступила 18.01.2021 г.

Доработана 21.01.2021 г.

Принята к печати 04.06.2021 г.

Ключевые слова: *Предверхоянский краевой прогиб; Верхоянский складчато-надвиговый пояс; Кютингдинский грабен; сейсморазведка; речной сейсморазведочный профиль; гравиразведка; магниторазведка; геологическая модель; структурно-тектоническая карта.*

Аннотация: В статье представлена геологическая модель строения Ленской ветви Предверхоянского краевого прогиба и зоны его сочленения с Вилюйской гемисинеклизой. Новейшие сейсморазведочные данные в комплексе с оригинальной обработкой потенциальных полей позволили уточнить строение восточной окраины Анабарской антеклизы, Предверхоянского краевого прогиба и восточной части Вилюйской гемисинеклизы, а также Кютингдинского грабена и Китчанской антиклинали. Впервые представлен сейсмогеологический разрез по профилю р. Лена, пересекающий зону сочленения Анабарской антеклизы, Предверхоянского краевого прогиба и Вилюйской гемисинеклизы.

Для цитирования: Шапорина М.Н., Мосягин Е.В., Садур О.Г., Беспечный В.Н. Геолого-геофизические особенности строения Предверхоянского краевого прогиба и прилегающих территорий по данным нового сейсморазведочного речного профиля МОГТ-2D и переинтерпретации архивных материалов // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 55–73. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-55-73.

Geological and geophysical structural features of Predverkhoyansky Foreland Basin and neighbouring areas: data from new along-river 2D CDP seismic survey line and reinterpretation of legacy data

© 2021 | M.N. Shaporina, E.V. Mosyagin, O.G. Sadur, V.N. Bespechnyi

SNIIGGIMS, Novosibirsk, Russia; shaporina@sniiggims.ru; mosyagin@sniiggims.ru; sadur.oleg@sniiggims.ru; bespechnyy@sniiggims.ru

Received 18.01.2021

Revised 21.01.2021

Accepted for publication 04.06.2021

Key words: *Predverkhoyansky Foreland Basin; Verkhoyansky fold-and-thrust belt; Kyutingdinsky graben; seismic exploration; along-river seismic survey line; gravimetry; magnetometry; geological model; structural and tectonic map.*

Abstract: The paper presents geological model of the Lensky branch of Predverkhoyansky Foreland Basin and zone of its joint with the Vilyuisky hemisyncline. The latest seismic data integrated with unconventional processing of gravity and magnetic fields allowed updating architecture of the eastern margin of the Anabarsky Syncline, Predverkhoyansky Foreland Basin, and eastern part of the Vilyuisky, as well as the Kyutingdinsky graben and the Kitchansky anticline. Geoseismic section along the Lena River profile was presented for the first time, which crosses the zone of Anabarsky Antecline, Predverkhoyansky Foreland Basin, and Vilyuisky hemisyncline joint.

For citation: Shaporina M.N., Mosyagin E.V., Sadur O.G., Bespechnyi V.N. Geological and geophysical structural features of Predverkhoyansky Foreland Basin and neighbouring areas: data from new along-river 2D CDP seismic survey line and reinterpretation of legacy data. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(5):55–73. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-55-73. In Russ.

Введение

Геологическое строение Предверхоянского краевого прогиба обсуждалось многими авторами, особенно в связи с его потенциальной нефтегазонасностью. Современные сейсморазведочные работы в

комплексе с оригинальной обработкой ретроспективных материалов грави- и магниторазведки позволили построить геологическую 3D-модель строения Ленской ветви Предверхоянского краевого прогиба и зоны его сочленения с Вилюйской гемисинеклизой.

Краткий обзор изученности региона

Представления о геологическом строении Ленской ветви Предверхоанского краевого прогиба до недавнего времени основывались преимущественно на результатах геологической съемки 1960–1980-х гг., а также результатах грави- и магниторазведки масштабов 1 : 1 000 000 и 1 : 200 000. Плотность бурения и сейсморазведочных работ на изучаемой территории низкая. Более того, сейсморазведочные работы, проводившиеся большей частью в Вилюйской гемисинеклизе в 1960–1980-е гг., на данный момент малоинформативны. Низкое качество материала не позволяет его переобработать и увязать с современными разрезами. Стоит отметить, что в зоне сочленения Вилюйской гемисинеклизы и Предверхоанского прогиба, как и на всей территории Вилюйской гемисинеклизы, ни одна скважина не вскрыла кровлю кристаллического фундамента, а сейсмические исследования XX в. также не проводились до кровли кристаллического фундамента. Поэтому все предыдущие карты поверхности кровли кристаллического фундамента основывались только на априорных данных. В 2014–2016 гг. на территории исследования проводились сейсморазведочные работы по редкой сети профилей: пять поперечных и один продольный. В 2018 г. выполнялись сейсморазведочные работы по речному профилю вдоль р. Лена (профиль р. Лена — исполнитель АО НПГА «Луч»).

Методика обработки данных сейсморазведки

Сейсморазведочные данные, полученные в 2014–2016 гг., а также речной профиль по р. Лена обрабатывались в лаборатории обработки АО «СНИИГТиМС». Для этого использовались программные комплексы ProMAX (Halliburton/Landmark), Geocluster (CGG), а также пакет программ BONUS (автор А.А. Евдокимов). Согласно сейсмическому материалу, восточное обрамление Сибирской платформы характеризуется достаточно сложными глубинными сейсмогеологическими условиями. Поведение сейсмических горизонтов не выдержано по латерали. Широко развитая разрывная тектоника [1–3], складчатость и внедрение траппов обуславливают местами сложную интерференционную картину отраженных волн, осложненную дифрагированными, боковыми и поверхностными волнами-помехами.

Особый интерес представляет профиль речных сейсморазведочных работ, протянувшийся с севера на юг вдоль Предверхоанского краевого прогиба и продолжающий серию опорных региональных речных профилей на территории Восточной Сибири. Ранее речные сейсмопрофили были отработаны по р. Лена в среднем – верхнем течении в 2006–2008 гг. ООО «Геофизическая служба» СО РАН, по р. Ангара и ее притокам Чуна и Бирюса в 2008–2009 гг. Богучанской геофизической экспедицией и АО «Енисей-геофизика», в 2012–2014 гг. по р. Нижняя Тунгуска с

притоками Кочечум и Тутончана АО «СНИИГТиМС» с привлечением ООО «Донгеофизика», ООО «Богучанская ГФ» и ООО «Геофизическая служба» СО РАН [4, 5].

Анализ и обработка первичных полевых данных по восточно-сибирским рекам показывают, что они значительно отличаются от данных традиционных наблюдений на суше. Особенности речных материалов связаны, прежде всего, с технологией проведения полевых работ, нерегулярной системой наблюдения и орогидрографическими условиями, не характерными для наземных работ. Отметим основные особенности данных речных сейсморазведочных работ.

1. Речной профиль представляет извилистую линию, что обусловлено траекторией русла реки. Вместо стандартного способа формирования сейсмограмм ОСТ применяется криволинейное бинирование. Необходимо тестирование параметров (размеров и форм) бинов, поскольку от их выбора в значительной степени зависит результат обработки. Кроме того, траекторию русла необходимо учитывать и при интерпретации данных, поскольку геологические структуры пересекаются линией профиля в различных направлениях.

2. Технология производства полевых работ не всегда гарантирует точное определение местоположения пунктов возбуждения. Необходимо контролировать и уточнять координаты местоположения пунктов приема (ПП) и возбуждения (ПВ) с помощью алгоритмов, основанных на использовании времен первых вступлений волн.

3. Зарегистрированные сейсмограммы имеют низкое значение отношения сигнал/помеха, обусловленное высоким уровнем помех природного и техногенного характера. Это шумы, сопровождающие течение воды, движение судов, поверхностные волны-помехи, кратные волны, реверберации, связанные с наличием водного слоя и др. Такие условия требуют более сложных графов сигнальной обработки сейсмограмм, чем при стандартных наземных работах.

4. Технология проведения полевых работ характеризуется крайне нерегулярной системой наблюдений, в результате чего данные имеют следующие недостатки:

- неравномерное заполнение бинов (неравномерное распределение трасс по классам удалений);
- кратность вдоль профиля неравномерна и резко меняется;
- ряд участков съемки характеризуется избыточной кратностью.

5. Система наблюдений на речных профилях обычно является обращенной. Судно-источник курсирует вдоль зафиксированной приемной расстановки и производит возбуждение сейсмического сигнала, как правило, с шагом меньшим, чем расстояние

между приемниками. По этой причине пространственная дискретизация данных в сейсмограммах общего пункта приема (ОПП) выше, что может быть использовано при подавлении регулярных помех.

6. Линия наблюдения является практически плоской, это упрощает верхнюю часть разреза и позволяет избежать проблем с пересчетом данных на линию приведения.

Обработка данных по р. Лена была выполнена с учетом указанных особенностей. Формирование сейсмограмм ОГТ осуществлялось по технологии криволинейного профиля с использованием прямоугольных бинов различной формы, что позволило более корректно описать изгибы линии профиля и избежать локальных скачков кратности. Поперечный размер бина выбирался экспериментально, путем анализа разрезов по одному из участков профиля, построенных на основе бинов различного размера. Было замечено, что в данных геологических условиях отношение сигнал/помеха на суммарном разрезе возрастает с увеличением поперечного размера бина без потери разрешенности. Таким образом, размер бина был выбран равным 3000 м.

Для учета верхней части разреза использовалось интерактивное приложение SDITR (Geocluster, CGG). Учитывая объем сейсмического материала (23 млн трасс и более 70 000 физических наблюдений, что сопоставимо с 3D-кубом средних размеров) и его качество в первых вступлениях, выполнить корреляцию преломленных волн по сейсмограммам общего пункта возбуждения (ОПВ) не представлялось возможным в требуемые сроки. Альтернативным и технологичным решением является методика учета верхней части разреза с использованием разрезов ОПВ/ОПП преломленных волн [6]. Эта методика обладает высокой помехоустойчивостью за счет суммирования годографа преломленной волны на некоторой базе удалений, а также скоростью реализации. Кроме того, приложение SDITR было использовано для уточнения местоположения координат ПВ и ПП.

В процессе сигнальной обработки было выполнено подавление высокоамплитудных помех до деконволюции в несколько итераций (по сейсмограммам в сортировках ОПВ и ОПП). Подавление регулярных помех линейного типа на первом этапе выполнялось в сортировке ОПП, а на более позднем этапе — в сортировке ОГТ. В условиях исключительно зашумленных данных был использован специальный подход к деконволюции, когда ее оператор рассчитывается по свободным от большинства регулярных и нерегулярных помех данным. После этого оператор применяется к практически исходным сейсмограммам (после подавления высокоамплитудных помех) и граф сигнальной обработки повторяется заново. Такой подход, несмотря на временные затраты, позволяет внести меньше искажений в оператор деконволюции и точнее оценить форму

импульса, что в результате позволяет получить более разрешенное и стабильное по своим амплитудно-частотным характеристикам волновое поле.

Как уже было отмечено, система наблюдений является крайне нерегулярной. Это, прежде всего, оказывает отрицательное влияние на миграционные преобразования до суммирования по алгоритму Кирхгофа. Кроме того, неравномерность распределения удалений в сейсмограммах ОСТ нарушает пространственную дискретизацию осей синфазности кратных и других регулярных волн-помех, что мешает работе алгоритмов их подавления в этой сортировке. Для устранения указанных особенностей данных была выполнена регуляризация, которая рассчитывает новые позиции для ПВ и ПП для обеспечения постоянства набора удалений в подборках ОСТ. Недостающие трассы при этом были интерполированы на заданную сетку удалений, а избыточные — усреднены и объединены. Выполненная по речным данным регуляризация позволила создать благоприятные условия для подавления кратных волн по сейсмограммам ОСТ, улучшить результат миграции до суммирования, а также способствовала более качественному суммированию за счет того, что в каждой ОГТ присутствовал одинаковый набор удалений. Миграция до суммирования выполнялась в два этапа: на первом этапе со скоростями суммирования, а на втором — в режиме трассировки лучей (VTI) с подключением библиотеки негиперболических параметров, пропикированных по мигрированным сейсмограммам после первого этапа. Такой подход позволил получить более когерентный сигнал в результате суммирования за счет устранения эффекта «клюшки», вызванного анизотропией среды. В результате выполненной обработки построен временной разрез обладающий высокой информативностью (рис. 1).

Методика обработки данных ретроспективной грави- и магниторазведки

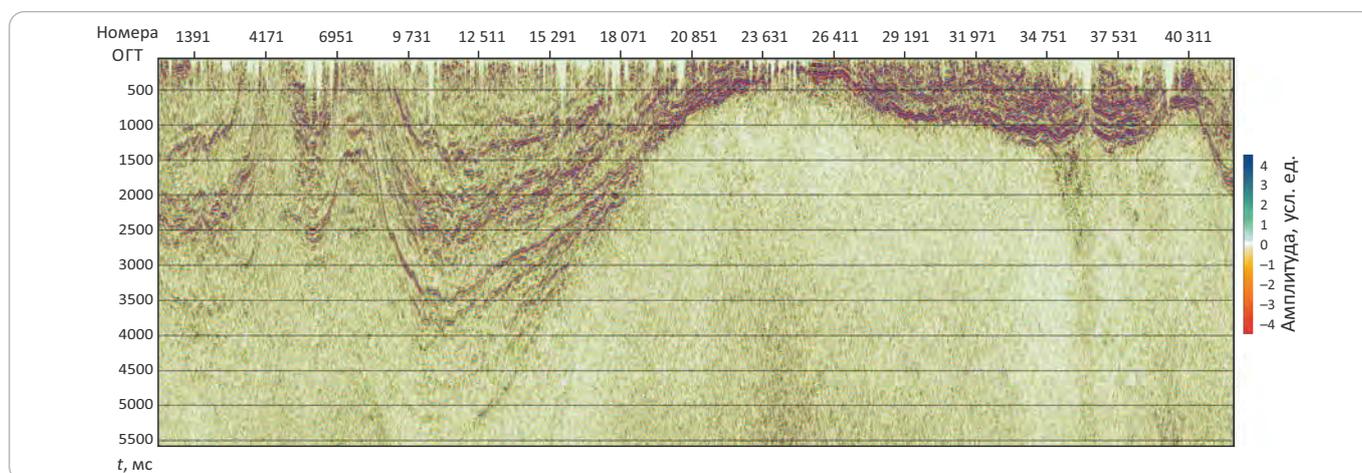
Комплексная модель геологического строения изучаемой территории была построена на основе новейших сейморазведочных данных по профилю вдоль р. Лена с привлечением данных грави- и магниторазведки, их преобразований, а также построенных пространственных моделей полей плотности и намагниченности по оригинальной авторской методике [7].

Трансформации и преобразования потенциальных полей выполнены для прогноза источника аномалий, изучения их морфологии, а также возможного вклада отдельных геологических объектов в суммарное наблюдаемое магнитное или гравитационное поле. Обработка данных происходила в три этапа. В качестве исходных данных использовались компилятивные карты аномалий гравитационного и магнитного полей масштабов 1 : 1 000 000 и 1 : 200 000.



GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 1. Фрагмент временного разреза высокой информативности по профилю р. Лена (положение профиля см. на рис. 2)
Fig. 1. Fragment of highly informative time section along the Lena River (section line position is shown in Fig. 2)



Первый этап — в комплексе спектрально-корреляционного анализа трехмерных геоданных «КО-СКАД 3D» [8] рассчитаны многочисленные трансформанты гравитационного и магнитного полей: разложение полей на низко-, средне-, высокочастотные составляющие; вычисление градиента поля; расчет обычного коэффициента корреляции между полями в скользящем трехмерном окне; вычисление оригинальной модификации одномерной адаптивной фильтрации для трассирования осей аномалий гравитационного и магнитного полей и расчет значений основных статистических моментов для гравитационного и магнитного полей.

На рис. 2 приведены 3D-проекции аномальных гравитационного и магнитного полей и их наиболее показательные трансформанты.

Разложение полей на составляющие методом двумерной адаптивной фильтрации позволило оценить характеристики распределения плотностных и магнитных неоднородностей в нижней, средней и верхней частях изучаемого разреза (до 20 км). В результате пересчетов было выделено три типа поля: низкочастотное (региональное) — 35–55 км, среднечастотное (локальное 1-го порядка) — 20–30 км, высокочастотное (локальное высоких порядков) — до 1–2 км. На рис. 2 представлены карты локального (среднечастотного) и регионального (низкочастотного) поля.

Гравитационное поле исследуемой территории неоднородно (см. рис. 2 А). Приращение силы тяжести изменяется от –150 до 40 мГал. К западу и северо-западу от профиля р. Лена выделяется серия обширных положительных аномалий — изометричных и линейных северо-западного простирания, характеризующих Анабарскую антеклизу. Вдоль профиля р. Лена, к востоку от него и на юге рассматриваемой территории наблюдается резкое понижение уровня поля, характеризующее Предверхоанский краевой прогиб и Вилюйскую гемисинеклизу. Протяженная

с севера на юг линейная зона градиентов гравитационного поля — «гравитационных ступеней» разной интенсивности и направленности в центральной части изучаемой территории отвечает оси надвигового фронта Верхоянского складчато-надвигового пояса. Восточная часть, отделенная от остальной территории гравитационной ступенью, интерпретируется как Верхоянский складчато-надвиговой пояс.

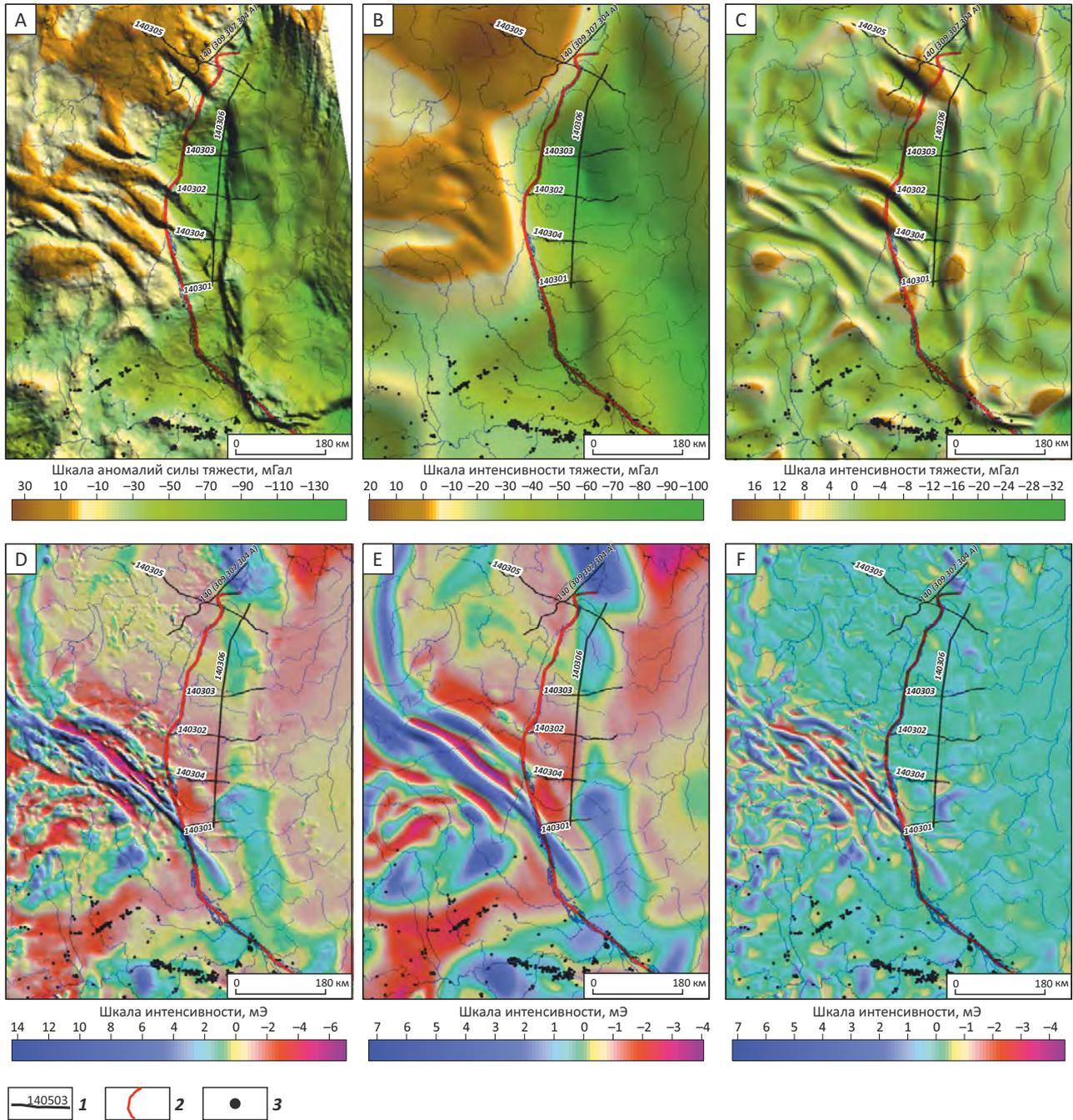
Региональное (низкочастотное) гравитационное поле (см. рис. 2 В) отражает распределение наиболее крупных плотностных неоднородностей в нижней части земной коры и верхней мантии. Наибольший уровень поля характерен для Сибирской платформы. Максимальные значения низкочастотного гравитационного поля до 25 мГал свойственны Оленекскому поднятию. Интенсивность поля Вилюйской синеклизы изменяется от –30 до –65 мГал. Самый низкий уровень поля характерен для Предверхоанского прогиба — до –110 мГал. Верхоянского складчато-надвиговой пояс охарактеризован постепенным повышением уровня регионального поля до –10 мГал.

Среднечастотное (локальное) гравитационное поле (см. рис. 2 С) отражает распределение плотностных неоднородностей в средней коре. Общий рисунок поля отражает положение надпорядковых структур, влияние элементов глубинного геологического строения исключено.

Локальная высокочастотная составляющая гравитационного поля отражает распределение плотностей в верхней части разреза — до 1–2 км. На большей части отчетной территории распределение максимумов и минимумов хаотичное. Подобное строение высокочастотной составляющей гравитационного поля может быть объяснено тем, что все основные аномалиеобразующие объекты предположительно расположены ниже осадочного чехла.

Аномальное магнитное поле на отчетном участке отличается сложным и неоднородным строением

Рис. 2. 3D-проекция аномальных гравитационного и магнитного полей и их наиболее показательные трансформанты
Fig. 2. 3D view of gravity and magnetic anomalous fields and their most significant transforms



Карты: А — аномального гравитационного поля, В — регионального (низкочастотного) гравитационного поля, С — локального (среднечастотного) гравитационного поля, Д — аномалий магнитного поля, Е — низкочастотной составляющей аномального магнитного поля, Ф — среднечастотной составляющей аномального магнитного поля.

1 — сейсмические профили и их номера; **2** — профиль по р. Лена; **3** — скважины

Maps: А — anomalous gravity field, В — regional (low-frequency) gravity field, С — local (mid-frequency) gravity field, Д — magnetic field anomalies, Е — low-frequency component of anomalous magnetic field, Ф — mid-frequency component of anomalous magnetic field.

1 — seismic lines and their numbers; **2** — section along the Lena River; **3** — wells

GEOPHYSICAL SURVEYS

(см. рис. 2 D). Интенсивность поля изменяется от -7 до 14 мЭ. По интенсивности поля можно выделить три основные аномальные зоны. Верхоянский складчато-надвиговый пояс на востоке территории представлен выположенными слабоотрицательными аномалиями. Минимальные значения достигают $-3,5$ мЭ на севере складчатого пояса. В центральной части участка можно выделить протяженную с севера на юг зону слабopоложительных удлинённых аномалий со средним фоном от -7 до 2 мЭ и повышающимися значениями до $7,5$ мЭ на севере, соответствующую Предверхоянскому краевому прогибу. Восточная окраина Сибирской платформы представлена неоднородным магнитным полем. На северо-востоке Анабарской антеклизы характер распространения аномалий мозаичный с интенсивностью от 1 до -1 мЭ, южнее зафиксированы линейные контрастные аномальные зоны обоих знаков северо-западного простирания. Вкрест простирания их размеры не превышают 20 км, а протяженность достигает 500 км. Экстремальные значения аномалий достигают -8 и 15 мЭ. Южная часть Анабарской антеклизы охарактеризована изометричными, линейными и дугообразными аномалиями обоих знаков с крайне невыдержанными размерами и ориентировкой. Интенсивность отдельных экстремумов изменяется от -5 до 10 мЭ. Вилуйская синеклиза в аномальном магнитном поле прослеживается, как и Предверхоянский краевой прогиб, по постепенному снижению магнитного поля от -2 до 5 мЭ. Традиционно природа максимумов аномального магнитного поля связывается с породами ультраосновного-основного состава интрузивного и вулканогенного происхождения. То, что на большей части описываемой территории положительные аномалии «выположены», может свидетельствовать о том, что магнитоактивные объекты находятся глубоко под толщей осадочного чехла. Зоны низкой интенсивности магнитного поля могут быть обусловлены немагнитными породами, в том числе и гранитоидами. Интенсивные линейные зоны положительных магнитных аномалий северо-западного простирания контролируют зоны тектонического меланжа (Оленекская и Белляхская), разделяющие террейны протократонов и гранулитовых поясов [3, 9]. Зоны тектонического меланжа представляют собой линейные участки земной коры, охарактеризованные тектоническими смещениями (сдвигами и надвигами).

Региональное (низкочастотное) поле (см. рис. 2 E) характеризует магнитную среду на глубине $15-20$ км. Интенсивность низкочастотного поля изменяется от -4 до 7 мЭ. Очевидно, что региональное магнитное поле по своей структуре сходно с аномальным магнитным полем, что свидетельствует о глубинном заложении всех аномалиеобразующих объектов.

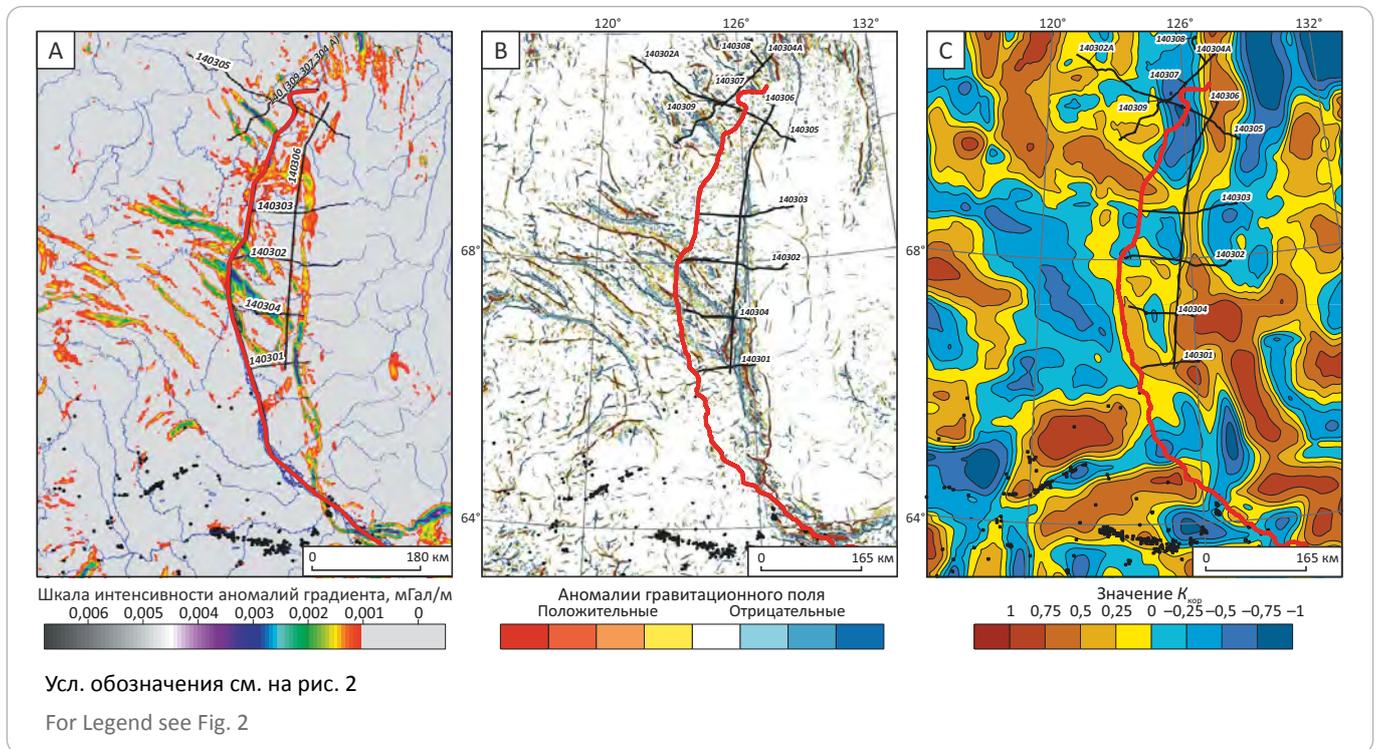
Среднечастотное магнитное поле (см. рис. 2 F) отражает магнитную картину в интервале осадочного

чехла. Предельные амплитуды аномалий колеблются от -4 до 7 мЭ. На представленной трансформанте крупные надпорядковые структуры не отражаются, за исключением линейных зон интенсивных магнитных аномалий обоих знаков северо-западного простирания. В среднечастотном поле природа этих аномалиеобразующих объектов может связываться с молодинским роем даек, образовавшимся, вероятно, в девонское время. Формирование протяженных поясов даек сопровождало становление палеорифтов, в частности Вилуйского и Оленекского ответвлений Предверхоянского палеорифта. Дайки имеют субвертикальное падение и приурочены к разломам северо-западного простирания. Мощность даек колеблется от $3-4$ до $40-60$ м, протяженность — до $30-50$ км. Петрографически дайки представлены долеритами и габбро-долеритами [10].

Полный градиент гравитационного поля (рис. 3 A) и карта трассирования осей аномалий гравитационного поля (см. рис. 3 B) рассчитаны для выделения глубинных тектонических нарушений. Вычисление градиента поля проведено методом определения градиентных характеристик поля. Анализ градиентных характеристик позволяет получить дополнительную информацию об особенностях геополя. Контрастно выделяются границы аномальных объектов, что позволяет при визуализации увидеть одновременно контуры аномалий различной амплитуды. *Полный градиент гравитационного поля* (см. рис. 3 A) в первую очередь характеризует положение разрывных нарушений, имеющих крутое заложение и прослеживающихся до глубинных слоев. Интенсивность аномалий градиента изменяется от $0,01$ до $0,067$ Э. По направленности можно выделить два типа зон градиентов: зону, протяженную в меридиональном направлении более чем на 750 км и характеризующуюся невысокими амплитудами, и серию высокоамплитудных зон северо-западного простирания длиной от 100 до 300 км. Ось зоны меридионального простирания соотносится с надвиговым фронтом Верхоянского складчато-надвигового пояса. Низкая интенсивность аномалий свидетельствует о пологом залегании контактирующих поверхностей. Оси высокоамплитудных зон градиентов северо-западного простирания могут классифицироваться как линейные грабены, авлакогены, начинающиеся в районе фронта Верхоянского складчато-надвигового пояса и затухающие вглубь платформы. Трассирование осей аномалий гравитационного поля вычислено с помощью оригинальной модификации одномерной адаптивной фильтрации (см. рис. 3 B). Результаты трассирования осей аномалий гравитационного поля, представленные в виде карты линеаментов пространственной выдержанности аномалий потенциальных полей, отражают основные направления простирания аномалий по территории исследования. Очевидно, что основные

Рис. 3. Полный градиент гравитационного поля — 3D-проекция с примером трассирования тектонических нарушений (А), трассирование осей аномалий гравитационного поля (В) и распределение коэффициента корреляции между гравитационным и магнитным полем (С)

Fig. 3. Full gravity field gradient — 3D projection with an example of tectonic fault tracking (A), tracking of gravity field anomaly axes (B) and distribution of correlation coefficient between gravity and magnetic fields (C)



плотности линейментов представлены субдолготным и северо-западным направлением.

Распределение коэффициента корреляции между магнитным и гравитационным полями (см. рис. 3 С) в скользящем окне дает возможность выделить области наличия и отсутствия корреляции (взаимосвязи) между полями, что эффективно используется в задачах геологического районирования и картирования. На карте показаны области наличия и отсутствия прямой и обратной корреляционной зависимости между гравитационным и магнитным полями. Области наличия корреляционной зависимости представлены наиболее темными цветами — желто-коричневой гаммой для прямой и синей гаммой для обратной корреляции. Области высоких значений коэффициента корреляции показывают участки тесной положительной и отрицательной статистической связи магнитных и гравитационных параметров, что позволяет наиболее объективно установить природу аномалиеобразующих объектов в рамках изучения строения архей-протерозойского фундамента. Например, значимый положительный коэффициент корреляции свидетельствует о присутствии образований с повышенной основностью (высокая плотность при высокой намагниченности). Отрицательный коэффициент корреляции может свидетельствовать о гранитоидной природе объекта (низкая плотность и высокая намагниченность) или о

высокой степени метаморфизма (высокая плотность и низкая намагниченность). Высокий коэффициент корреляции обоих знаков является объективной характеристикой, позволяющей конкретизировать природу аномалиеобразующих объектов в определенной геологической обстановке. Распределение коэффициента корреляции специфично в пределах выделенных структур высокого порядка. Так, надвиговая структура на границе Сибирской платформы характеризуется высокими положительными значениями коэффициента корреляции. На Сибирской платформе площади с аномальным коэффициентом корреляции характеризуются относительно небольшими размерами при широтной ориентировке на Вилуйской синеклизе и северо-западной ориентировке севернее.

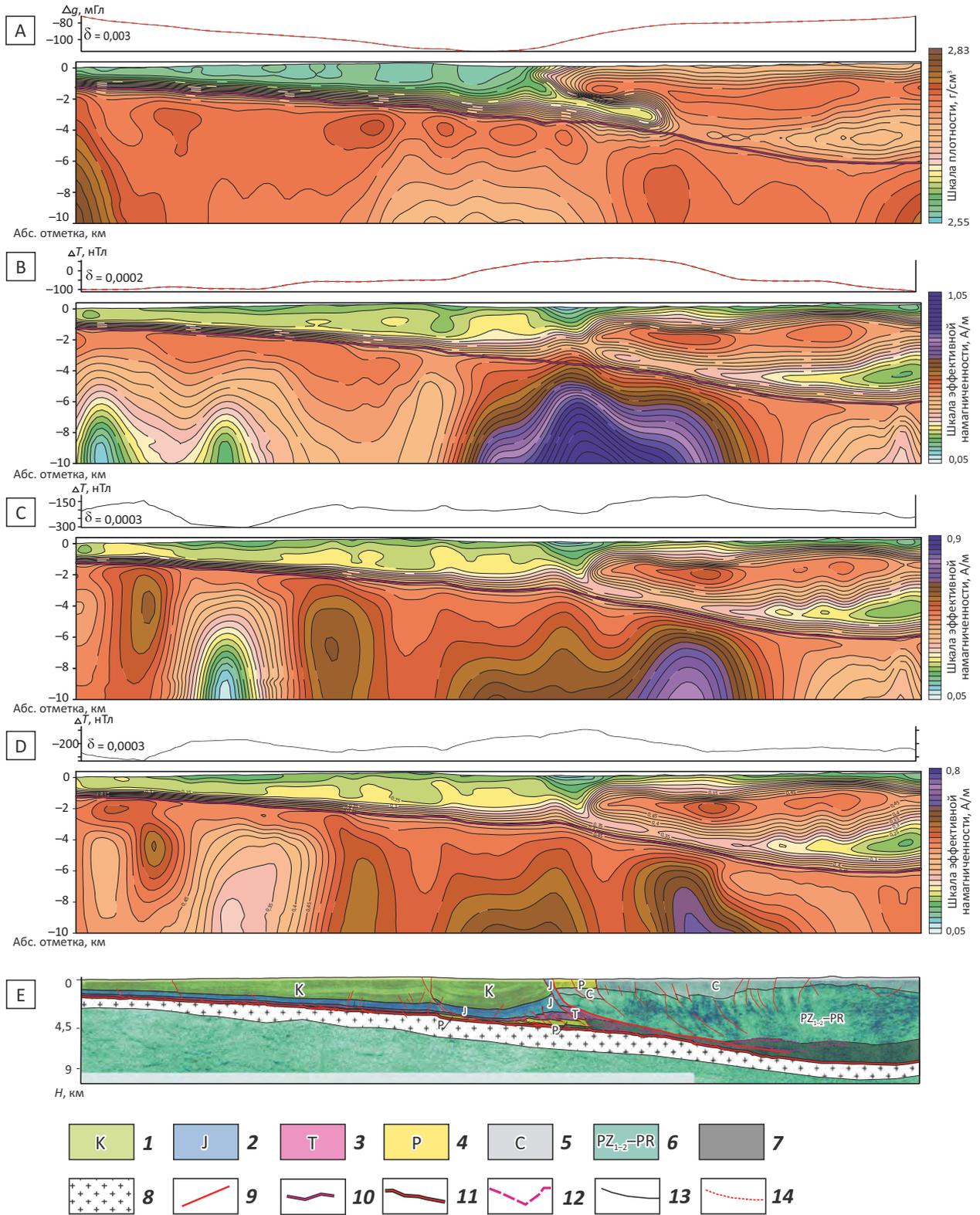
Представленные результаты преобразований позволили авторам статьи в комплексе прогнозировать наличие и конфигурацию аномалиеобразующих объектов в нижней части земной коры и в верхней мантии, в средней части коры и в верхней части разреза, на глубине около 1–2 км, а также определить направление и положение глубинных разрывных нарушений.

На втором этапе осуществлялось построение плотностных и магнитных моделей вдоль сейсмических глубинных профилей. Построения выполнялись по авторской методике на основе вычисления их

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 4. Геолого-геофизическая модель строения осадочного чехла Предверхоьянского краевого прогиба по профилю 140304 (положение профиля см. на рис. 2)

Fig. 4. Geological and geophysical model of sedimentary cover architecture along 140304 Line in Predverkhoyansky Foreland Basin (section line position is shown in Fig. 2)



Усл. обозначения к рис. 4

Legend for Fig. 4

A — плотностная модель; магнитные модели (B–D): B — эффективная намагниченность, C — индуктивная намагниченность, D — остаточная намагниченность; E — сейсмогеологический разрез.

Отложения (1–7): 1 — меловые, 2 — юрские, 3 — триасовые, 4 — пермские, 5 — каменноугольные, 6 — нерасчлененные нижнего палеозоя – протерозоя; 7 — тектонические брекчии; 8 — кристаллический фундамент; 9 — разрывные нарушения; 10 — кровля кристаллического фундамента (A–D); 11 — кровля кристаллического фундамента (E); 12 — условные поверхности складчато-надвиговых деформаций; 13 — наблюдаемое поле; 14 — вычисленное поле

A — density model; magnetic models (B–D): B — effective magnetization, C — induced magnetization, D — remanent magnetization; E — geoseismic section.

Deposits (1–7): 1 — Cretaceous, 2 — Jurassic, 3 — Triassic, 4 — Permian, 5 — Carboniferous, 6 — poorly defined Lower Palaeozoic – Proterozoic; 7 — tectonic breccia; 8 — crystalline Basement; 9 — faults; 10 — crystalline Basement Top (A–D); 11 — crystalline Basement Top (E); 12 — conditional surfaces of fold-and-thrust deformations; 13 — observed field; 14 — calculated field

плотностных и магнитных характеристик методами подбора путем решения системы линейных алгебраических уравнений с помощью разработанной авторами программы «Geolab» [11].

Геометрия разрезов формировалась на основе отражающих сейсмических границ, совпадающих со стратиграфическими горизонтами, и уточнялась на основе решения обратных задач для плотностной и магнитной моделей отдельно с использованием физических свойств пород применительно к условиям данного региона.

Далее по гравитационным полям конструировалась плотностная модель, а по магнитным — три магнитных модели: поля эффективной намагниченности, поля индуктивной намагниченности и поля остаточной намагниченности. Две последние модели определяются как слагаемые векторной суммы поля эффективной намагниченности [12].

Комплексные геолого-геофизические модели построены вдоль всех сейсмических профилей 2014–2016 гг. На рис. 4 приведена геолого-геофизическая модель строения осадочного чехла Предверхоянского краевого прогиба по профилю 140303, включающая плотностную и магнитные модели (эффективная намагниченность, индуктивная намагниченность, остаточная намагниченность) и сейсмогеологический разрез.

Плотностная модель

На плотностной модели (см. рис. 4 А) отражено распределение плотностей по разрезу до глубины 10 км и показана условная линия кровли кристаллического фундамента, прогнозируемая по плотностным характеристикам разреза. Для пород осадочного чехла характерны низкие значения плотности (от 2,5 до 2,69 г/см³), постепенно повышающиеся с глубиной. Для осадочного чехла повсеместно типично субпараллельное залегание слоев с постепенным погружением в восточном направлении. Осадочная толща дифференцируется по плотности — так, терригенные отложения мела характеризуются плотностями, не превышающими 2,59–2,6 г/см³. Отложения Верхоянского складчато-надвигового пояса имеют более высокие значения плотности — от 2,67 до

2,75 г/см³. Соответственно, надвиговый фронт Верхоянского складчатого пояса на плотностной модели характеризуется резким градиентом значений плотности и низкоплотным «клином» в районе основного надвига. Подобный «клин» можно интерпретировать как зону деструкции пород с соответствующим понижением плотности.

Магнитные модели

Магнитные модели представлены разрезами и графиками поля эффективной, индуктивной и остаточной намагниченности.

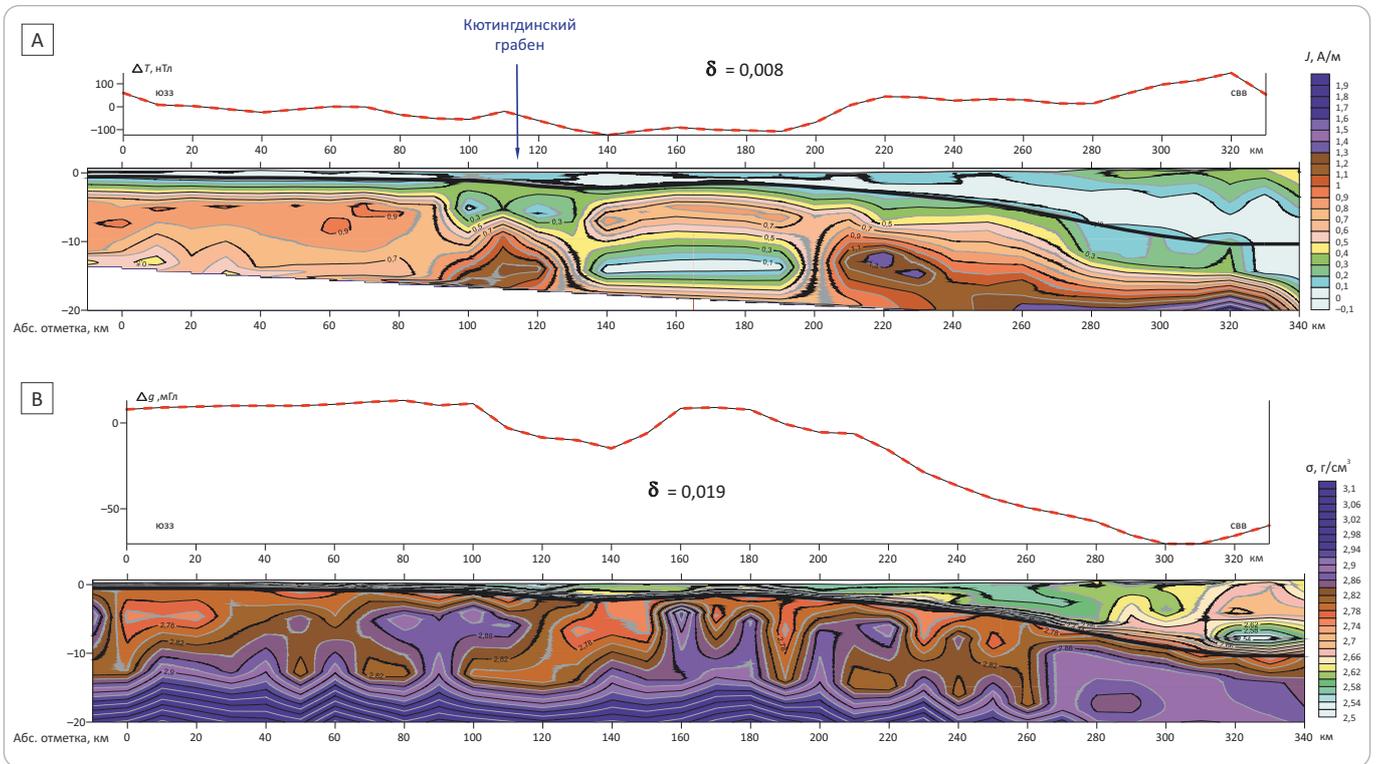
На разрезах эффективной намагниченности, вычисляемой по наблюдаемому магнитному полю, отмечается дифференциация отложений осадочного чехла, складчатого пояса и фундамента (см. рис. 4 В). Породы осадочного чехла Сибирской платформы имеют низкие значения эффективной намагниченности. Средние значения типичны для отложений складчатого пояса, а кристаллический фундамент охарактеризован преимущественно высокими значениями. Надвиговый фронт Верхоянского складчатого пояса на модели характеризуется градиентом значений эффективной намагниченности и слабомагнитным «клином» в районе основного надвига. Подобный «клин», как и на плотностной модели, характеризует зону деструкции пород. В толще кристаллического фундамента, в зоне сочленения Предверхоянского краевого прогиба и Верхоянского складчато-надвигового пояса, выделяется блок высоких значений эффективной намагниченности, соответствующий, по-видимому, крупному гипербазитовому массиву.

Индуктивная намагниченность отражает особенности намагниченности горных пород в современном геомагнитном поле (см. рис. 4 С). Очевидно, что в целом современное геомагнитное поле не влияет на отложения верхней части разреза. Изменения намагниченности горных пород под воздействием современного геомагнитного поля характерны для глубокозалегающих пород кристаллического фундамента. Блоки с высокими значениями индуктивной намагниченности могут расцениваться как интрузивы ультраосновного-основного состава, понижен-



GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 5. Пример магнитной (А) и плотностной (В) моделей земной коры по одному из расчетных профилей
Fig. 5. An example of magnetic (A) and density (B) models of the Earth's crust along one of the calculation profiles



ные значения намагниченности свидетельствуют о наличии в геологическом разрезе интрузивов кислого состава. Узкие линейные зоны резкого градиента индуктивной намагниченности можно интерпретировать как зоны крупных тектонических нарушений.

Остаточная намагниченность представляет, по сути, палеомагнитную модель строения разреза. В целом для изучаемой территории характерна унаследованность строения магнитного поля (см. рис. 4 D), свидетельствующая о древнем заложении основных аномалиеобразующих объектов.

Сейсмогеологический разрез, представленный на рис. 4 E, построен на основе Государственной геологической карты СССР 1975 г. масштаба 1 : 1 000 000 и интерпретации сейсмических данных по профилю 140304 с учетом вышеописанных геофизических моделей.

На третьем этапе на основе решения прямых и обратных задач была построена объемная конструкция фрагмента земной коры в виде прямоугольника размером 330 × 900 км по 46 расчетным профилям. Длина каждого профиля составляла 330 км, глубина — 10 км, расстояние между профилями — 20 км. Они пересекают Предверхожанский краевой прогиб вкострости основных тектонических структур. Работа выполнялась с использованием программы «Geolab». По каждому профилю были рассчитаны плотностные и магнитные модели строения земной

коры. На моделях уверенно выделяются: кристаллический фундамент, особенности строения отложений осадочного чехла платформы и отложения складчатого пояса. На рис. 5 приведен пример магнитной и плотностной моделей земной коры по одному из расчетных профилей. На обеих моделях отчетливо выделяется кристаллический фундамент, который характеризуется повышенными значениями плотности и намагниченности. На магнитной модели, в зоне развития Кютингдинского грабена, отмечается крупная магнитная аномалия с пониженными значениями намагниченности.

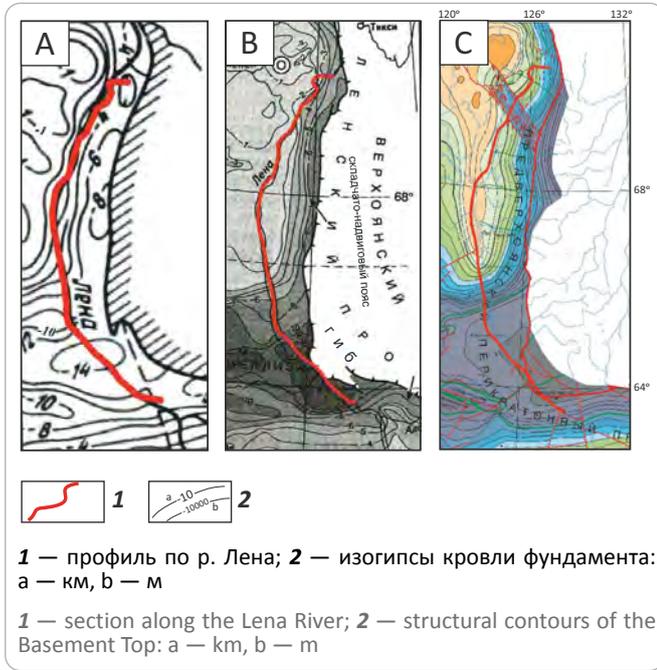
По кровле кристаллического фундамента и подошве отложений юры были получены пространственные плотностные и магнитные модели, а также рассчитаны карты рельефа стратиграфических уровней.

Структурно-тектоническая карта по кровле кристаллического фундамента

Структурные карты по кровле тектонического фундамента в пределах изучаемой территории строились многими исследователями на основе комплексных геолого-геофизических исследований. На рис. 6 представлены фрагменты карт рельефа кристаллического фундамента Сибирской платформы, составленные различными авторскими коллективами в разные годы. Так, в 1987 г. (см. рис. 6 A) в работе [13] была опубликована карта, составленная с использованием материалов глубинного сейсмического

Рис. 6. Фрагменты карт рельефа кристаллического фундамента Сибирской платформы 1987 г. (А) [12], 2001 г. (В) [3], 2016 г.¹ (С)

Fig. 6. Fragments of crystalline Basement topography within the Siberian Platform: 1987 (A) [12], 2001 (B) [3], 2016¹ (C)



зондирования, а также по грави- и магнитометрическим данным. На рис. 6 В представлен фрагмент карты рельефа кристаллического фундамента востока Сибирской платформы, составленной Ю.Х. Протопоповым [3]. Очевидна значительная детализация карты, преимущественно в районе Вилюйской синеклизы. Кютингдинский грабен появляется на карте 2016 г., фрагмент которой представлен на рис. 6 С. Эта карта была опубликована в геологическом отчете ФГБУ «ВНИГНИ»¹. Карта 2016 г. существенно детализирована за счет привлечения материалов сейсмических работ 2014–2016 гг. Уточнены границы и конфигурация Кютингдинского грабена, выделен ряд антиклинальных структур.

Авторами статьи предлагается модель строения поверхности кристаллического фундамента восточных частей Вилюйской гемисинеклизы и Анабарской антеклизы, Предверхоанского краевого прогиба и прилегающих территорий (рис. 7), построенная на основе анализа новейших сейсморазведочных данных в комплексе с интерпретацией потенциальных полей и их оригинальных преобразований, а также с учетом пространственных моделей полей плотности и намагнитченности и данных бурения.

¹Мигурский Ф.А., Смирнов М.Ю., Попов Д.Д. и др. Геологический отчет по объекту «Выполнить оценку перспектив нефтегазоносности районов перикратонного обрамления восточной части Сибирской платформы». – М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2016. – 1416 с.

В основе модели лежит структурно-тектоническая карта по кровле кристаллического фундамента, представленная на рис. 7. В результате проведенных комплексных геолого-геофизических исследований уточнена конфигурация известных структур и выявлен ряд новых.

На структурно-тектонической карте (см. рис. 7) представлены надпорядковые структуры, выделенные в соответствии с тектоническим кодексом [14] по единой изолинии –6500 м. Южную часть изучаемой территории охватывает Вилюйская гемисинеклиза, граничащая на севере с Анабарской антеклизой и Предверхоанским краевым прогибом. На северо-западе Анабарская антеклиза граничит с Лено-Анабарским прогибом, вдоль ее восточной границы протянулся Предверхоанский краевой прогиб.

Вилюйская гемисинеклиза осложнена структурами I порядка, оконтуренными по изолинии –10 500 м Линденской впадиной и Лунгхинско-Келлинским мегапрогибом. Строение восточной части Вилюйской гемисинеклизы в поперечном сечении представлено на сейсмическом разрезе по речному профилю р. Лена (рис. 8). Кристаллический фундамент погружается более чем на 12 км в Линденской впадине, и на представленном разрезе его кровля (сейсмическая граница F) прослеживается только на северном склоне впадины. В центральной части разреза выделяется линза пород Верхоянского складчатого-надвигового пояса, охарактеризованная хаотическим типом сейсмической записи и ограниченная по краям зоной разрывных нарушений базального надвига, дважды пересекаемого профилем.

Отложения аллохтона Предверхоанского краевого прогиба в зоне его сочленения с Вилюйской гемисинеклизой представлены породами мезозоя, перми, карбона, девона, кембрия и, возможно, рифея. Северная граница Вилюйской гемисинеклизы имеет рифтовую природу, что хорошо отражается на сейсмогеологическом разрезе по профилю р. Лена (см. рис. 8).

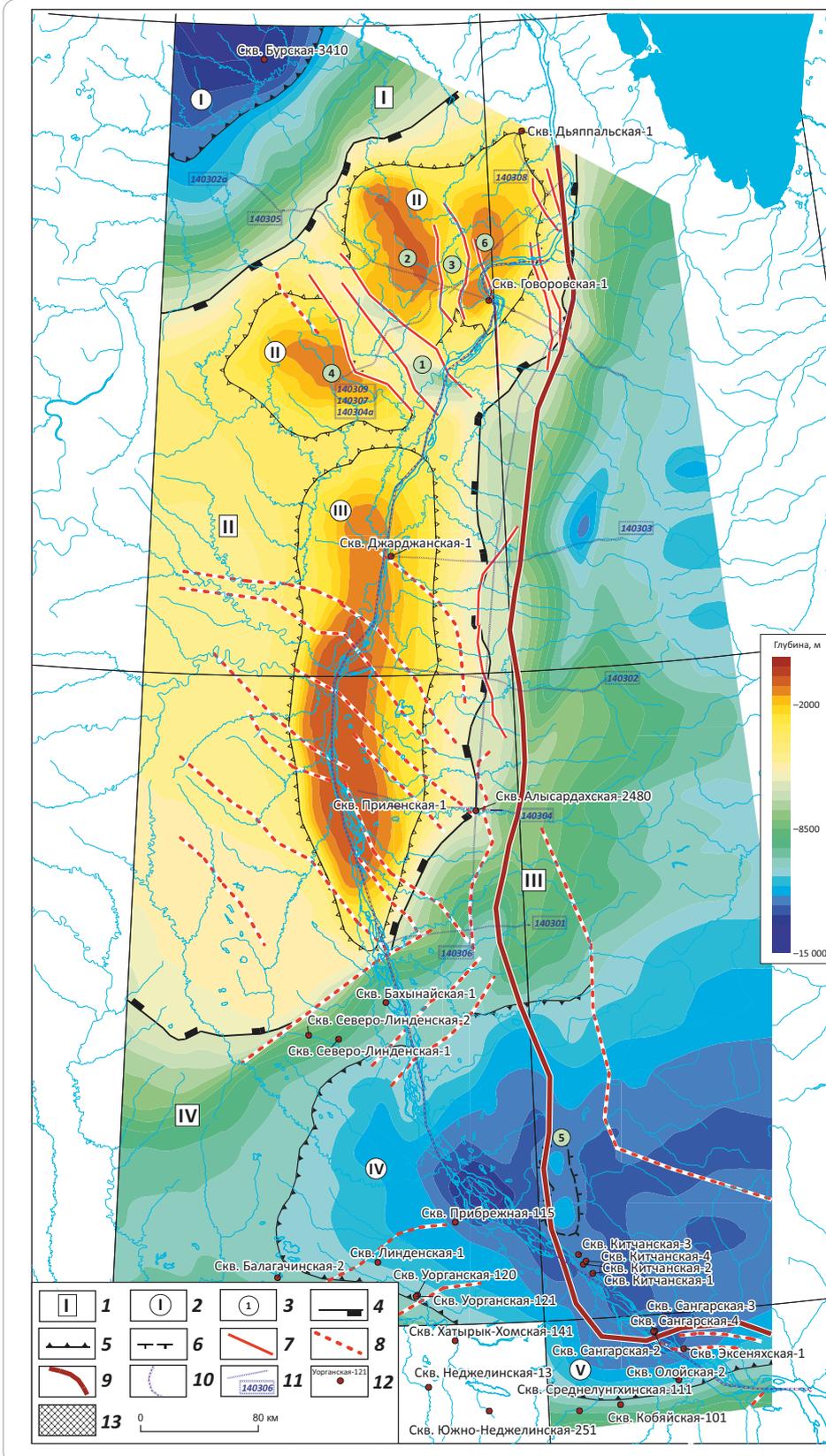
Китчанская антиклиналь оконтурена по кровле фундамента на структурной карте, построенной по результатам гравиразведки. Сейсмический речной профиль пересекает Китчанскую антиклиналь в южной периклинали, в районе Китчанских скважин, вскрывших сдвоенный разрез триаса, связанный с надвиговой пластиной. Китчанская антиклиналь оконтурена по изогипсе –12 250 м, ее размеры 23 × 65 км, амплитуда 550 м.

Анабарская антеклиза (см. рис. 7) представляет крупную надпорядковую структуру, объединяющую ряд поднятий докембрийского фундамента. Восточный склон Анабарской антеклизы осложнен Мунским и Оленекским сводами, выделенными по огибающей замкнутой изогипсе –3 км. Мунский свод имеет предположительно овальную форму, вытяну-

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 7. Структурно-тектоническая схема кровли кристаллического фундамента Ленской ветви Предверхоанского краевого прогиба, Вилюйской гемисинеклизы и прилегающих территорий

Fig. 7. Structural and tectonic scheme of the crystalline Basement Top in the Lena branch of the Predverkhoyansky Foreland Basin, Vilyuisky hemisyncline, and neighbouring areas

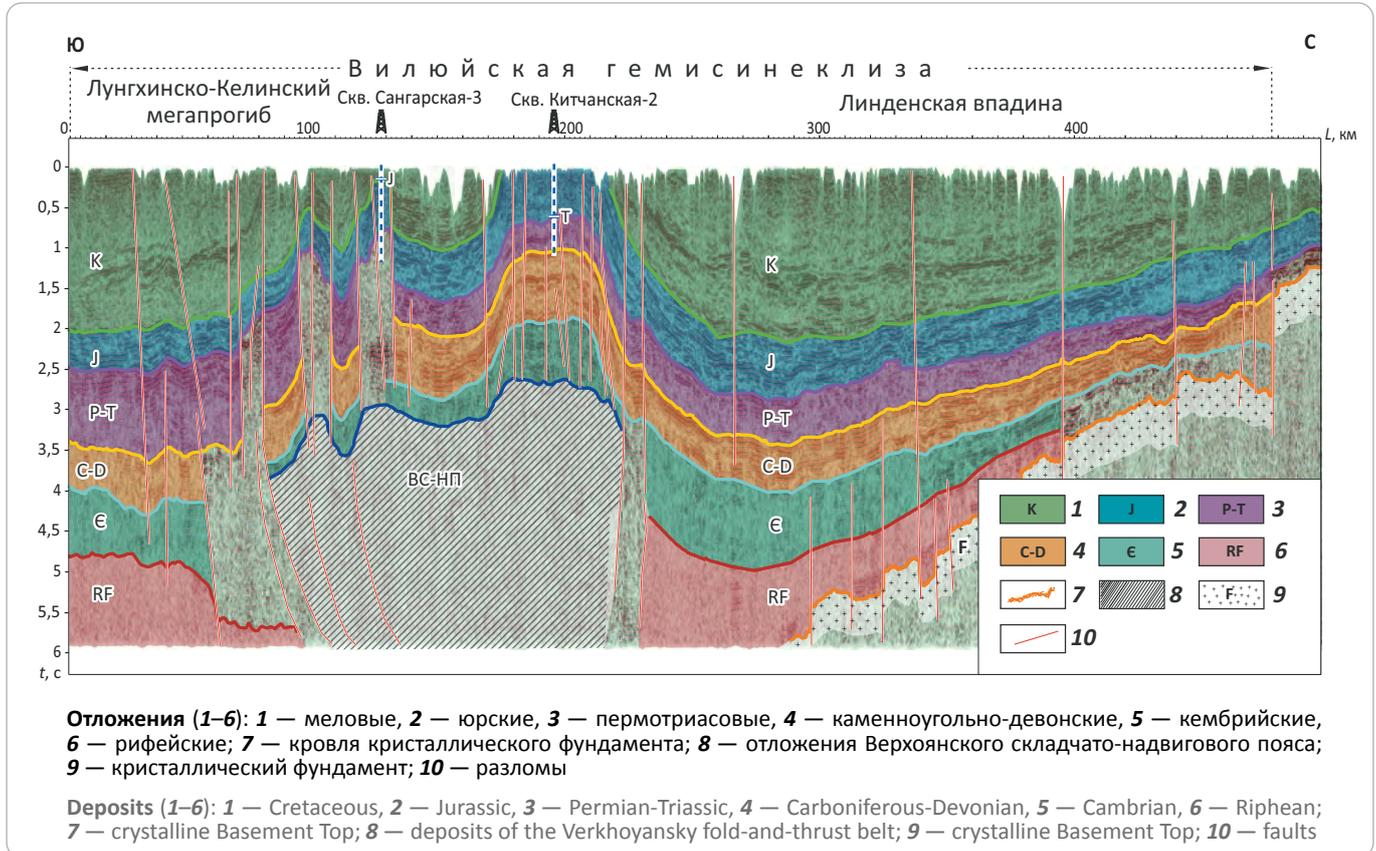


1 — надпорядковые структурные элементы (I — Лено-Анабарский прогиб, II — Анабарская антеклиза, III — Предверхоанский краевого прогиба, IV — Вилюйская гемисинеклиза); **2** — структурные элементы I и II порядков (I — Хастакская впадина, II — Оленекский свод, III — Мунский свод, IV — Линденская впадина, V — Лунгинско-Келинский мегапрогиб); **3** — структурные элементы III порядка (1 — Кютингдинский грабен, 2 — Солотийский выступ, 3 — Элиотийский грабен, 4 — Кютингдинское поднятие, 5 — Китчанская антиклиналь, 6 — Говоровский выступ); **границы (4–6)**: **4** — надпорядковых структурных элементов, **5** — структурных элементов I и II порядков, **6** — структурных элементов III порядка; **разломы (7, 8)**: **7** — достоверные, **8** — предполагаемые, выделенные по комплексу геофизических методов; **9** — основные надвиги; **10** — профиль по р. Лена; **11** — сейсмические профили 2014–2016 гг.; **12** — скважины, используемые при интерпретации; **13** — зона потери корреляции отражающего горизонта по кровле кристаллического фундамента

1 — super-order structural elements (I — Lena-Anabarsky trough, II — Anabarsky antecline, III — Predverkhoyansky Foreland Basin, IV — Vilyuisky hemisyncline); **2** — I-st and II-nd order structural elements (I — Khastakhsy depression, II — Oleneksky arch, III — Munsy arch, IV — Lindsensky depression, V — Lungkhinsko-Kelinsky megatrough); **3** — III-rd order structural elements (1 — Kyutingdinsky graben, 2 — Sololiisky uplift, 3 — Eliotioisky graben, 4 — Kyutingdinsky high, 5 — Kitchansky anticline, 6 — Govorovsky uplift); **boundaries (4–6)**: **4** — super-order structural elements, **5** — I-st and II-nd order structural elements, **6** — III-rd order structural elements; **faults (7, 8)**: **7** — reliable, **8** — expected, identified using a number of geophysical methods; **9** — major thrusts; **10** — section along the Lena River; **11** — seismic lines of the years 2014–2016; **12** — wells used in interpretation; **13** — blind zones of the reflector in the crystalline Basement Top

Рис. 8. Сейсмогеологическая модель строения зоны сочленения Предверхоханского краевого прогиба и Вилуйской гемисинеклизы по профилю р. Лена (положение профиля см. на рис. 2)

Fig. 8. Geoseismic model of architecture of the zone of Predverkhoyansky Foreland Basin and Vilyuisky hemisyncline joint along the Lena River profile (section line position is shown in Fig. 2)



тую в меридиональном направлении. Строение восточного склона Мунского свода обосновано по данным сейсморазведки, в то время как западный склон Мунского поднятия подтвержден только данными грави- и магниторазведки и не аргументирован сейсмической информацией.

Севернее Мунского свода расположен Оленекский свод. Кютингдинский и Элиотиийский (впервые выявленный) грабены осложняют его, разделяя на три выступа — Кютингдинский, Сололийский и Говоровский.

Кютингдинский грабен пересекает Оленекский свод в северо-западном направлении. Детализация строения грабена была сделана по разрезам вдоль трех сейсморазведочных профилей вкрест простирания структуры, отчетливо проявленной в аномалиях гравитационного поля, которая охарактеризована резким понижением значений силы тяжести с четкими границами. Разрывные нарушения, ограничивающие Кютингдинский грабен, интерпретируются по карте полного градиента гравитационного поля (рис. 9). Очевидно, что Кютингдинский грабен отчетливо интерпретируется на разрезах по профилям 140309 и р. Лена, наличие грабеновой структуры

на разрезе по профилю 140306 не подтверждается (рис. 10). На карте плотности, построенной по результатам преобразований гравитационного поля, Кютингдинский грабен проявляется низкоплотностной аномалией (рис. 11). На северо-западе в поперечном сечении грабен имеет ширину около 50 км и максимальную глубину около 4 км, на юго-востоке по профилю р. Лена ширина грабена по поверхности составляет около 35 км, глубина — более 7 км. Грабен имеет асимметричное строение с наиболее погруженным северным бортом.

Поверхность фундамента в Кютингдинском грабене интенсивно нарушена разрывами со срыво-сдвиговой составляющей, имеет ступенеобразное строение и представлена серией блоков. Самый глубокий блок погружен на глубину более 7 км.

Осадочное выполнение грабена представлено предположительно верхнепротерозойскими и палеозойскими отложениями, перекрытыми породами пермотриасового и юрского комплекса.

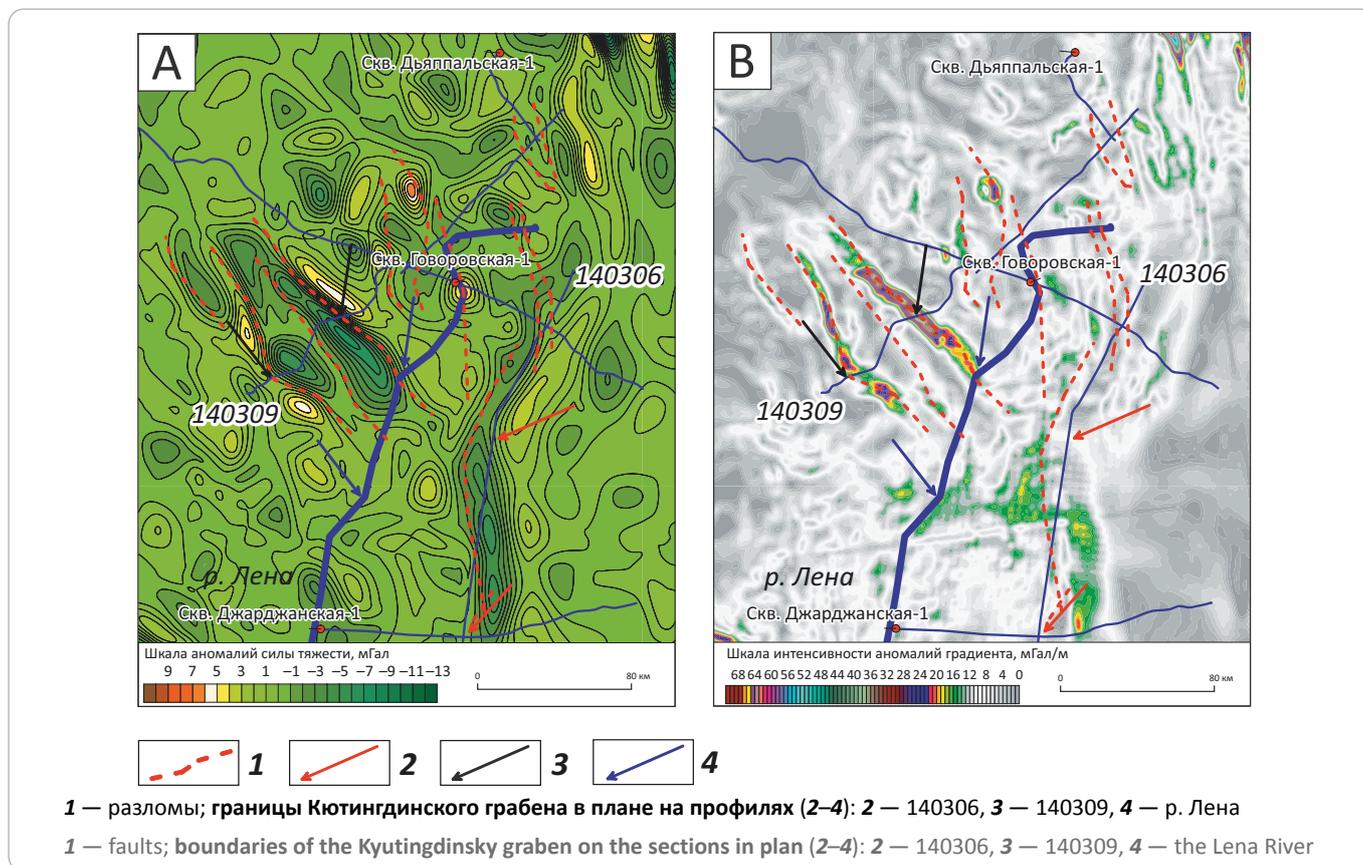
Элиотиийский грабен пересекает свод Оленекского поднятия в субмеридиональном направлении и разделяет Сололийский и Говоровский выступы.



GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 9. Фрагменты карты среднечастотной составляющей гравитационного поля (А) и карты полного градиента гравитационного поля (В)

Fig. 9. Fragment of the map of gravity field mid-frequency component (А) and map of full gravity field gradient (В)



Элиотийский грабен интерпретируется на сейсмических разрезах по двум профилям. На карте плотности, построенной по результатам преобразований гравитационного поля, грабен также охарактеризован низкоплотной аномалией (см. рис. 11). В поперечном сечении грабен имеет ширину 20 км, его протяженность по комплексным геолого-геофизическим данным составляет около 80 км, глубина — около 800 м. Грабен выполнен предположительно породами допермского комплекса.

Хастакская впадина, осложняющая Лено-Анабарский прогиб, выделена по результатам работ [15]. Предполагаемая глубина впадины в районе скв. Бурская составляет около 13 км.

Предверхоанский краевой прогиб представляет собой относительно крутое перикратонное опускание Сибирской платформы с запада на восток. Перепад глубин по кровле кристаллического фундамента составляет около 10 км. На востоке отмечается фронт Верхоянского складчато-надвигового пояса субмеридионального простирания.

Строение зоны сочленения Предверхоанского краевого прогиба и Верхоянского складчатого пояса представлено на рис. 12.

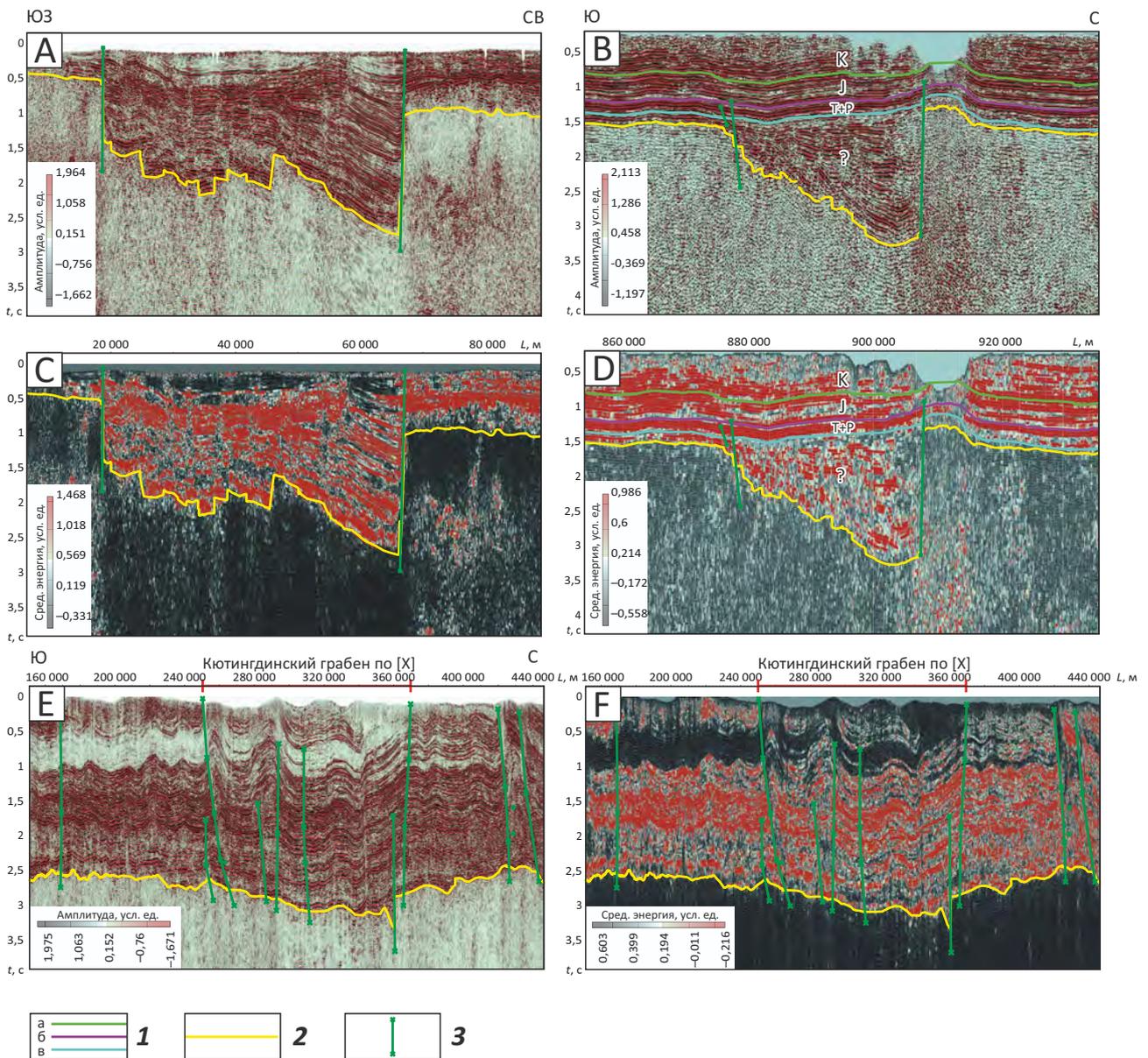
На разрезе по профилю 140303 отчетливо интерпретируются Предверхоанский краевой прогиб и зона распространения Верхоянского складчато-надвигового пояса. Плоскость сместителя основного надвига имеет наклон в реальном масштабе около 35°. Подошвенный срыв на восточном фланге проходит по кровле кристаллического фундамента, образуя обширную зону дезинтеграции. На западном фланге подошвенный срыв ведущего надвига рассекает породы верхнего палеозоя – мезозоя, образующие автохтон. В автохтоне для всего меридионального протяжения Ленской ветви прогиба характерно наличие одной, реже двух, веерных чешуй, висячие борта которых иногда осложнены антиклинальными структурами в толще осадочного чехла. Аллохтон представлен породами Верхоянского складчатого пояса — смятыми в складки породами каменноугольно-пермотриасового возраста, нарушенными многочисленными тыловыми надвигами.

Основные выводы и результаты

В результате исследований авторами статьи было уточнено строение наименее исследованного региона Восточной Сибири. Разработанная оригинальная методика обработки ретроспективных данных гра-

Рис. 10. Детализация строения Кютингдинского грабена на сейсмических разрезах вдоль профилей 140309 (А, С), р. Лена (В, D), 140306 (Е, F)

Fig. 10. Fragment of the map of gravity field mid-frequency component (A) and map of full gravity field gradient (B) 140309 (A, C), the Lena River (B, D), 140306 (E, F)



А, В, Е — разрез амплитуд; С, D, F — разрез средних энергий.

1 — отражающие горизонты (а — кровля отложений юры, б — кровля пермотриасовых отложений, с — кровля отложений кембрия); **2** — кровля кристаллического фундамента; **3** — разломы.

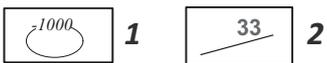
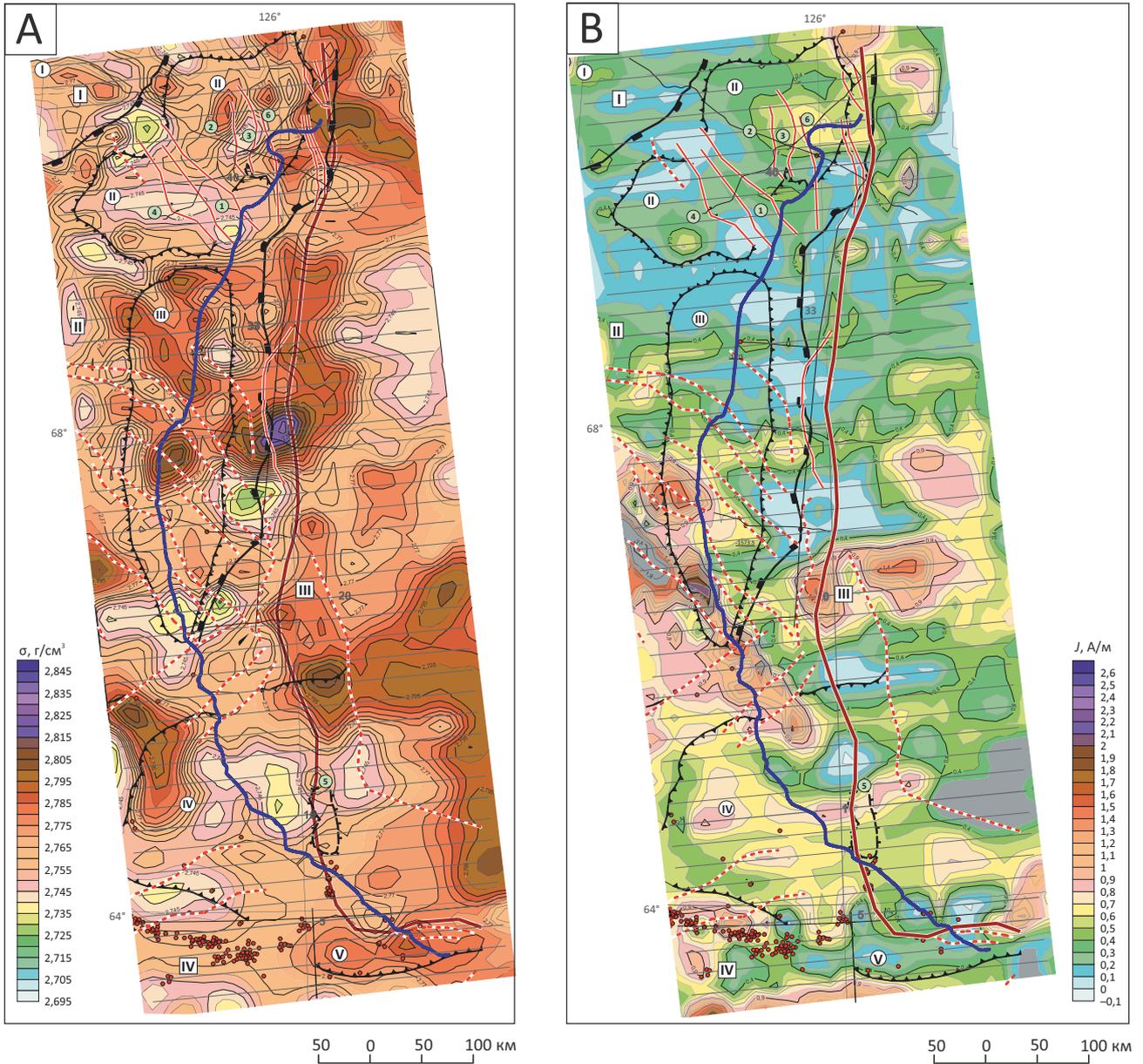
Положение профилей см. на рис. 2, 4

1 — reflection horizons (a — Jurassic Top, b — Permian-Triassic Top, c — Cambrian Top); **2** — crystalline Basement Top; **3** — faults.

For position of seismic lines see Fig. 2, 4

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 11. Карты поля плотности по поверхности кристаллического фундамента (А) и намагненности поверхности кристаллического фундамента (В) Ленской ветви Предверхоьянского краевого прогиба, Вилуйской гемисинеклизы и прилегающих территорий
Fig. 11. Map of density field over the crystalline Basement surface (A) and magnetisation of the crystalline Basement surface (B) within the Lena branch of the Predverkhoyansky Foreland Basin, Vilyuisky hemisyncline, and neighbouring areas



1 — изолинии плотности/намагниченности; **2** — расчетные профили.

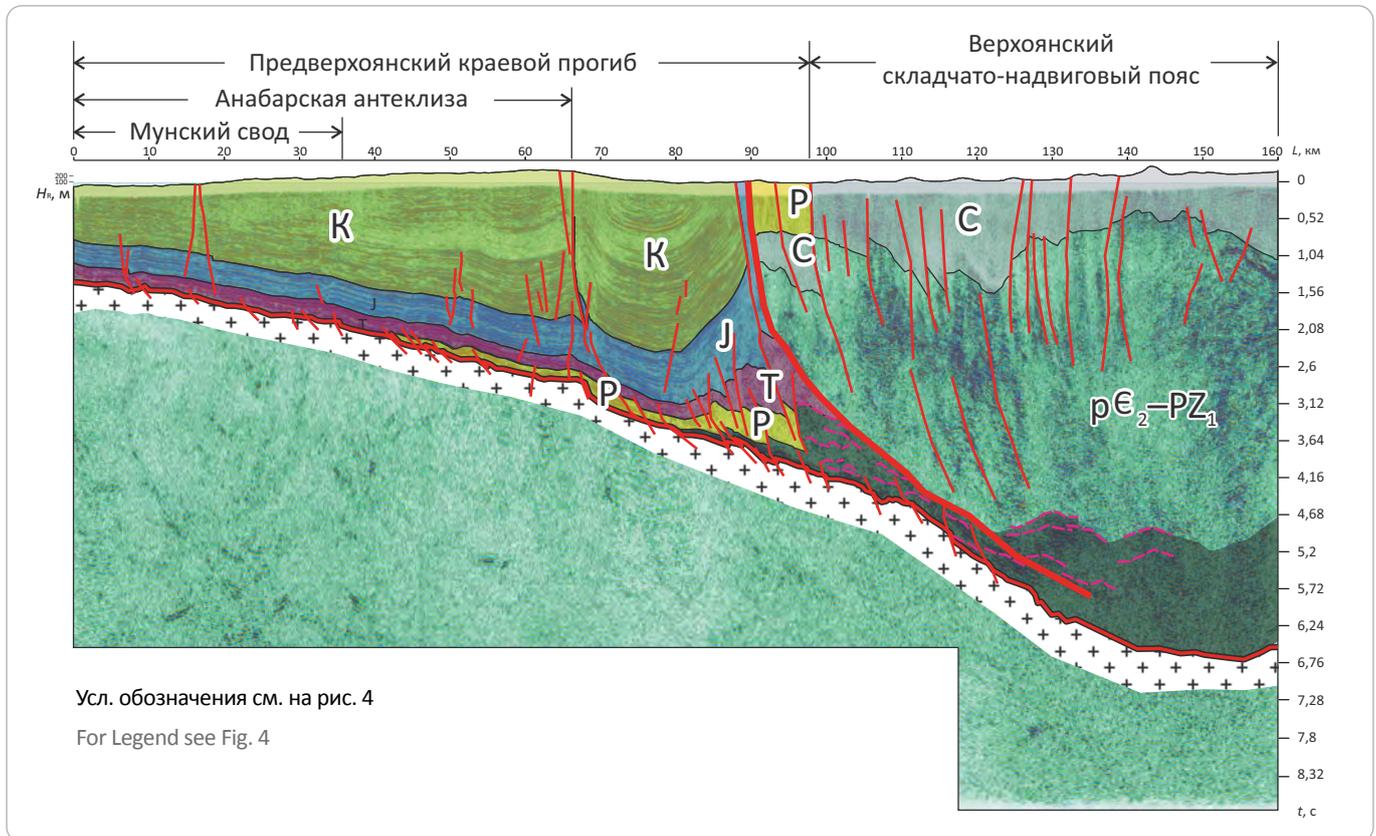
Остальные усл. обозначения см. на рис. 7

1 — density/magnetisation contour lines; **2** — calculation profiles.

For other Legend items see Fig. 7

Рис. 12. Сейсмогеологический разрез, отражающий строение зоны сочленения Предверхоянского краевого прогиба и Верхоянского складчатого пояса на сейсмическом разрезе по профилю 140303

Fig. 12. Geoseismic section showing architecture of the zone of Predverkhoyansky Foreland Basin and Verkhoyansky folded belt joint on the seismic section along 140303 Line



ви- и магниторазведки в комплексе с современной переобработкой данных сейсморазведки и с учетом новейших данных по сейсморазведочному профилю р. Лена позволила построить объемную модель строения земной коры, включающую многочисленные трансформанты гравитационного и магнитного полей, карты полей плотности и намагниченности, а также структурно-тектоническую карту по кровле кристаллического фундамента. Кроме того, была показана предполагавшаяся ранее рифтовая природа

образования Вилюйской гемисинеклизы, уточнено строение Кютингдинского грабена. Вопреки распространенному мнению [16], Кютингдинский грабен менее протяжен, раскрывается на северо-восток и затухает в сторону Верхоянского складчато-надвигового пояса. Уточнение внутреннего строения Кютингдинского грабена возможно только при бурении параметрической скважины. Кроме того, необходимы дополнительные исследования Вилюйской гемисинеклизы и Китчанской антиклинали.

Литература

1. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимюка. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
2. Сафронов А.Ф., Горбачев В.Ф. Строение зоны сочленения Предверхоянского прогиба со складчатой областью // Геология нефти и газа. – 1991. – № 6. – С. 7–10.
3. Прокопьев А.В., Козьмин Б.М., Смелов А.П. и др. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / Под ред. Л.М. Парфенова, М.И. Кузьмина. – М.: Маик «Наука/Интерпериодика», 2001. – 571 с.
4. Ефимов А.С., Смирнов М.Ю., Ухлова Г.Д., Мосягин Е.В., Келлер Е.Г., Кудрина Т.Р. Новые данные о строении Туруханской зоны дислокаций на основе комплексной интерпретации речных сейсморазведочных работ и геологических маршрутов // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3–4. – С. 553–564. DOI: 10.15372/GiG20170318.
5. Смирнов М.Ю., Ухлова Г.Д., Мосягин Е.В. Новый сейсмический речной профиль в системе региональной сети каркасных профилей Восточной Сибири // Природные ресурсы Красноярского края. – 2015. – № 25. – С. 28–30.
6. Завьялов В.А. Об учете неоднородностей верхней части разреза по данным сейсморазведки в Широном Приобье // Геофизика. – 2004. – № 6. – С. 6–11.

7. Шапорина М.Н., Беспечный В.Н., Мосягин Е.В., Садур О.Г. Новые данные о геологическом строении Предверхоанского перикратонного прогиба // Геология и минерально-сырьевые ресурсы северо-востока России: мат-лы IX Всероссийской научно-практической конференции (Якутск, 10–12 апреля 2019 г.). – Якутск : Издательский дом СВФУ; 2019. – Т. 2. – С. 145–149.
8. Никитин А.А., Петров А.В. Теоретические основы обработки геофизической информации. – М. : ООО «Центр информационных технологий в природопользовании», 2008. – 114 с.
9. Морозов А.Ф., Вашурин А.И., Глебовицкий В.А. и др. Основные проблемы изучения и геологического картирования докембрия России // Докембрий Северной Евразии : тез. докл. Междунар. совещ. (Санкт-Петербург, 15–18 апреля 1997 г.) – СПб. : Наука, 1997. – С. 68–70.
10. Киселев А.И., Ярмолюк В.В., Томшин М.Д. Девонские рои долеритовых даек на северо-востоке Сибирского кратона и их связь с Вилуйским плюмом // Доклады Академии наук. – 2010. – Т. 434. – № 4. – С. 502–508.
11. Садур О.Г. Моделирование геологических сред на основе вычисления их плотности и магнитных характеристик в классе сложного распределения масс при решении различных геологических задач // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – Т. 9. – № 1. – С. 96–101.
12. Садур О.Г. Патент 2683817 Российская Федерация, СПК G01V 3/40. Способ определения индуцированной и остаточной намагниченностей горных пород по данным магниторазведки ; заявитель и патентообладатель АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» ; заявл. 05.04.2018 ; опубл. 02.04.2019; Бюл. № 10.
13. Гришин М.П., Старосельцев В.С., Сурков В.С. и др. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. – М. : Недра, 1987. – 204 с.
14. Гусев Г.С., Межеловский Н.В., Гуцин А.В. и др. Тектонический кодекс России // Мин-во природных ресурсов и экологии РФ: РОСНЕДРА: Межрегион. центр по геол. картографии (ГЕОКАРТ). – М. : ГЕОКАРТ; ГЕОС, 2016. – 240 с.
15. Котова С.В., Лежнин Д.С., Ухлова Г.Д. Сейсмогеологическая модель строения рифейских отложений на северо-востоке Анабарской антеклизы // Геомодель 2018: мат-лы 20-й науч.-практ. конф. (Геленджик, 10–14 сентября 2018 г.) – Геленджик, 2018. – С. 1–6.
16. Мизурский Ф.А., Якупова Е.М. Новые данные о геологическом строении Кютингинского грабена (северо-восток Сибирской платформы) // Разведка и охрана недр. – 2018. – № 6. – С. 10–17.

References

1. Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. et al. Geologiya nefi i gaza Sibirskei platformy [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.
2. Safronov A.F., Gorbachev V.F. Stroenie zony sochleneniya Predverkhoyanskogo progiba so skladchatoi oblast'yu [Structure of the zone of Predverkhoyansky Trough and folded area joint]. *Geologiya nefi i gaza*. 1991;(6):7–10. In Russ.
3. Prokop'ev A.V., Koz'min B.M., Smelov A.P. et al. Tektonika, geodinamika i metallogeniya territorii respubliki Sakha (Yakutiya) [Tectonics, geodynamics and metallogeny of the Republic of Sakha (Yakutia)]. In: L.M. Parfenov, M.I. Kuz'min, eds. Moscow: MAIK «Nauka/Interperiodika», 2001. 571 p. In Russ.
4. Efimov A.S., Smirnov M.Yu., Ukhlova G.D., Mosyagin E.V., Keller E.G., Kudrina T.R. New data on the structure of the Turukhan zone of deformation from the results of seismic survey and geological traverses. *Russian Geology and Geophysics*. 2017;58(3–4):553–564. DOI: 10.15372/gig20170318. In Russ.
5. Smirnov M.Yu., Ukhlova G.D., Mosyagin E.V. Novyi seismicheskii rechnoi profil' v sisteme regional'noi seti karkasnykh profilei Vostochnoi Sibiri [New along-river survey line in the regional network of interconnected cross-sections in Eastern Siberia]. *Prirodnye resursy Krasnoyarskogo kraya*. 2015;(25):28–30. In Russ.
6. Zav'yalov V.A. Ob uchete neodnorodnosti vertikal'noi chasti razreza po dannym seismorazvedki v Shirotnom Priob'e [Accounting for near-surface inhomogeneity using seismic data (Latitudinal Ob region)]. *Geofizika*. 2004;(6):6–11. In Russ.
7. Shaporina M.N., Bespechnyi V.N., Mosyagin E.V., Sadur O.G. Novye dannye o geologicheskom stroenii Predverkhoyanskogo perikratonnogo progiba [New data on geological structure of Predverkhoyansky Foreland Basin]. In: Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Severo-Vostoka Rossii: IX Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii (Yakutsk, 10–12 April 2019). Yakutsk: Izdatel'skii dom SVFU; 2019. V. 2. pp. 145–149. In Russ.
8. Nikitin A.A., Petrov A.V. Teoreticheskie osnovy obrabotki geofizicheskoi informatsii [Basic theory of interpretation of geophysical information]. Moscow: Tsentr informatsionnykh tekhnologii v prirodopol'zovanii; 2008. 114 p. In Russ.
9. Morozov A.F., Vashurin A.I., Glebovitskii V.A. et al. Osnovnye problemy izucheniya i geologicheskogo kartirovaniya dokembriya Rossii [Key problems of studies and geological mapping of Russian Precambrian]. In: Dokembrii Severnoi Evrazii: tez. dokl. Mezhdunar. soveshch. (Saint-Petersburg, 15–18 April 1997). St. Petersburg: Nauka; 1997. pp. 68–70. In Russ.
10. Kiselev A.I., Yarmolyuk V.V., Tomshin M.D. Devonskie roi doleritovykh daek na severo-vostoke Sibirskego kratona i ikh svyaz' s Vilyuiskim plyumom [Devonian dolerite dike swarms in the north-east of the Siberian Croton and their relation to the Vilyuisky Plume]. *Doklady Akademii Nauk*. 2010;434(4):502–508. In Russ.
11. Sadur O.G. Modelling of geological environments based on calculation of their density and magnetization in class of complex mass distribution for various geological problems. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy sibiri*. 2012;9(1):96–101. In Russ.
12. Sadur O.G. Patent 2683817 Rossiiskaya Federatsiya, SPK G01V 3/40. Spособ opredeleniya indutsirovannoi i ostatochnoi namagnichennosti gornykh porod po dannym magnitorazvedki; zayavitel' i patentoobladatel' AO «Sibirskii nauchno-issledovatel'skii institut geologii, geofiziki i mineral'nogo syr'ya» ; zayavl. 05.04.2018 ; opubl. 02.04.2019; Byul. № 10. In Russ.
13. Grishin M.P., Starosel'tsev V.S., Surkov V.S. et al. Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoi kory neftegazonosnykh provintsii Sibirskoi platformy [Petroleum tectonics of the Siberian Plate: mega-sequences and deep structure of the Earth's crust]. Moscow: Nedra; 1987. 204 p. In Russ.

14. Gusev G.S., Mezhelovskii N.V., Gushchin A.V. et al. Tektonicheskii kodeks Rossii [The Tectonic Code of Russia]. In: Min-vo prirodnikh resursov i ekologii RF: ROSNEDRA: Mezhrefion. tsentr po geol. kartografii (GEOKART); Moscow: GEOKART: GEOS; 2016; 240 p. In Russ.
15. Kotova S.V., Lezhnin D.S., Ukhlova G.D. Seismogeologicheskaya model' stroeniya rifeiskikh otlozhenii na severo-vostoke Anabarskoi anteklizy [Geoseismic model of Riphean despoils structure in the north-east of the Anabarsky Antecline]. In: Geomodel' 2018: materialy 20 nauch.-prakt. konf. (Gelendzhik, 10–14 September 2018). Gelendzhik; 2018. pp. 1–6. In Russ.
16. Migurskiy F.A., Yakupova E.M. New data on geological structure of Cutungdinsky graben (the Siberian platform North-East). *Razvedka i okhrana nedr.* 2018;(6):10–17. In Russ.

Информация об авторах

Шапорина Мария Николаевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий геолог

АО «СНИИГГиМС»,

630091 Новосибирск, Красный пр-т, 67

e-mail: shaporina@sniiggims.ru

ORCID ID: 0000-0002-4457-0027

Мосягин Евгений Вячеславович

Начальник отдела

АО «СНИИГГиМС»,

630091 Новосибирск, Красный пр-т, 67

e-mail: mosyagin@sniiggims.ru

ORCID ID: 0000-0003-1217-5599

Садур Олег Гариевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник

АО «СНИИГГиМС»,

630091 Новосибирск, Красный пр-т, 67

e-mail: sadur.oleg@sniiggims.ru

Беспечный Владимир Николаевич

Директор департамента

АО «СНИИГГиМС»,

630091 Новосибирск, Красный пр-т, 67

e-mail: bespechnyy@sniiggims.ru

Information about authors

Mariya N. Shaporina

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Geologist

SNIIGGIMS,

67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia

e-mail: shaporina@sniiggims.ru

ORCID ID: 0000-0002-4457-0027

Evgenii V. Mosyagin

Head of Department

SNIIGGIMS,

67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia

e-mail: mosyagin@sniiggims.ru

ORCID ID: 0000-0003-1217-5599

Oleg G. Sadur

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher

SNIIGGIMS,

67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia

e-mail: sadur.oleg@sniiggims.ru

Vladimir N. Bespechnyi

Director of Division

SNIIGGIMS,

67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia

e-mail: bespechnyy@sniiggims.ru



АТЫРАУ
OIL & GAS KAZAKHSTAN

19-я Северо-Каспийская региональная выставка «Атырау Нефть и Газ»

6–8 апреля 2022

Казахстан, Атырау

Подробная информация:

www.oil-gas.kz



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 553.98+001.891.57

DOI 10.31087/0016-7894-2021-5-75-91

Плотностное моделирование осадочного чехла и верхней части фундамента Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления на базе технологических средств ГИС INTEGR0

© 2021 г. | Н.К. Фортунатова, В.А. Спиридонов

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; fortunatova@vnigni.ru; victor@geosys.ru

Поступила 24.05.2021 г

Доработана 14.06.2021 г.

Принята к печати 18.06.2021 г.

Ключевые слова: *гравиразведка; плотностное 3D-моделирование; редукция гравитационного поля; структурная модель осадочного чехла; дополнительные критерии регионального прогноза на углеводороды.*

Аннотация: В статье рассмотрены вопросы построения плотностных моделей Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления на базе технологических средств ГИС INTEGR0. Представлен комплексный подход к плотностному моделированию, состоящий в последовательной реализации двух моделей: земной коры и верхней части мантии до глубины 70 км; осадочного чехла и верхней части кристаллического фундамента до глубины 10 км. Гравитационный эффект от первой модели полностью соответствует наблюдаемому гравитационному полю. В процессе ее создания были уточнены основные структурные разделы консолидированной коры и осадочного чехла, на которых происходит значимый скачок физических свойств (плотности, скорости, намагниченности и др.). Проведенная на основе первой модели редукция поля силы тяжести позволила выполнить подбор плотностей для модели осадочного чехла. Показано, что размах редуцированного гравитационного поля Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей в полтора раза превышает размах наблюдаемого. На сечениях плотностной модели осадочного чехла сопоставлено распределение плотности с пространственным положением известных на площади месторождений углеводородов. Определены структурные и плотностные критерии, которые можно использовать в качестве дополнительных при проведении регионального прогноза на углеводороды.

Для цитирования: Фортунатова Н.К., Спиридонов В.А. Плотностное моделирование осадочного чехла и верхней части фундамента Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления на базе технологических средств ГИС INTEGR0 // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 75–91. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-75-91.

Density modelling of sedimentary cover, upper part of the basement using GIS INTEGR0 technologies: Sredny and Nizhnevolzhsky Petroleum Regions and neighbouring areas

© 2021 | N.K. Fortunatova, V.A. Spiridonov

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; fortunatova@vnigni.ru; victor@geosys.ru

Received 24.05.2021

Revised 14.06.2021

Accepted for publication 18.06.2021

Key words: *gravimetry; 3D density modelling; gravity field reduction; structural model of sedimentary cover; further criteria for regional hydrocarbon forecasts.*

Abstract: The paper discussed density modelling of the Sredne-Nizhnevolzhsky Petroleum Region and its neighbouring areas on the basis of the GIS INTEGR0 technologies. Integrated approach to density modelling comprising the sequential realization of two models as follows: Earth's crust and upper part of the mantle up to the depth of 70 km; sedimentary cover and upper part of the crystalline Basement up to the depth of 10 km. Gravity response from the first model matches the observed gravity field. During the course of this model creation, the main structural constituents of consolidated crust and sedimentary cover, which the meaningful jump of physical properties (density, velocity, magnetisation, etc.) occurs at, were revised. Gravity field reduction conducted on the basis of the first model allowed selecting densities for the model of sedimentary cover. The authors show that the range of the reduced gravity field over the Sredne-Nizhnevolzhsky Petroleum Region is one and a half times greater than the observed range. In the sections of the density model of sedimentary cover, density distribution was compared with the spatial position of hydrocarbon field known in the region. Structural and density-related criteria, which can be used as complementary in regional prediction of hydrocarbons are determined.

Fortunatova N.K., Spiridonov V.A. Density modelling of sedimentary cover, upper part of the basement using GIS INTEGR0 technologies: Sredny and Nizhnevolzhsky Petroleum Regions and neighbouring areas. Geologiya nefi i gaza. 2021;(5):75–91. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-75-91. In Russ.

Введение

Решение задачи регионального прогноза УВ для крупных фрагментов нефтегазоносных провинций сопряжено с обработкой больших объемов информации, требует комплексного подхода и невозможно без применения новейших цифровых технологий. В последние десятилетия наметился тренд, при котором геоинформационные системы активно объединяются со специализированными пакетами обработки. Ведущие разработчики геолого-геофизического софта пишут отдельные модули под распространенные ГИС-системы (например, модуль TARGET for ARCGIS от компании GEOSOFT), которые обеспечивают устойчивый импорт/экспорт исходных данных, результатов обработки и моделирования.

ГИС INTEGRO (ФГБУ «ВНИГНИ») изначально развивалась как полнофункциональная ГИС, ориентированная на решение прикладных задач в геологии и геофизике. Она обеспечивает свободное оперирование разнородной информацией (карты, разрезы, 1D, 2D, 3D-регулярные и нерегулярные сети, скважины) и позволяет осуществлять над ней любые пространственные операции. Система обладает широким спектром возможностей геофизического и структурного моделирования, поддерживает создание объемных плотностных моделей и комплексных моделей глубинного строения территории.

В рамках создания геолого-геофизических моделей отложений палеозоя юго-запада Волго-Уральской нефтегазоносной провинции авторами статьи были выполнены работы по плотностному моделированию осадочного чехла и верхней части кристаллического фундамента Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления.

В современном структурном плане территория отвечает зоне сочленения Воронежской и Волго-Уральской антеклиз с северо-западным бортом Прикаспийской впадины. По представлениям С.В. Богдановой, кристаллический фундамент этой части Восточно-Европейской платформы сформировался в архее – раннем протерозое в результате объединения двух крупных сегментов земной коры: Волго-Уралии и Сарматии [1]. На этом месте в раннем рифее по раннепротерозойскому шву начинает развиваться внутриконтинентальный Пачелмский рифт (стадия авлакогена), который, соединяясь с рифтами, расположенными в пределах Прикаспийской впадины, формировал трехлучевую систему [2–4].

В процессе дальнейшей геологической истории территория подвергалась многократной тектонической активизации с существенной перестройкой структурного плана осадочного чехла и фундамента ([4, 5] и др.). Об этом свидетельствуют многочисленные перерывы в осадконакоплении, сложные, разнонаправленные системы валообразных поднятий и впадин, наличие инверсионных структур,

большие перепады глубины залегания кристаллического фундамента.

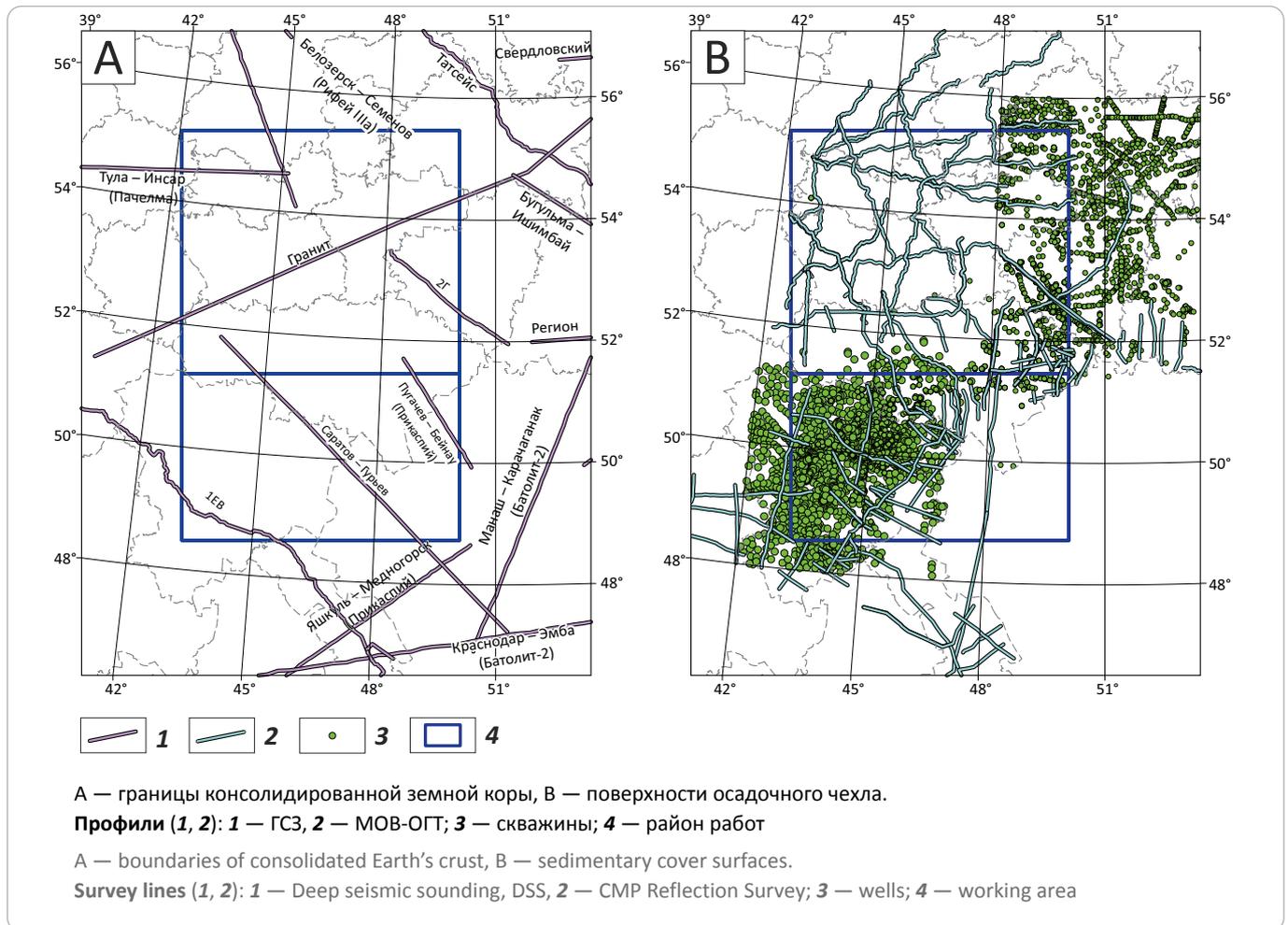
Последняя перестройка связана с фазой альпийского тектоногенеза. По уже существующим границам и ослабленным зонам произошло подновление планов разных структурных этажей в пределах Жигулево-Пугачевского свода, Рязано-Саратовского прогиба, Приволжской моноклинали, Бузулукской впадины и др. Эти изменения особенно заметны в Жигулевской надвиговой зоне [6], Сурско-Камской и Сурско-Мокшинской сдвиговых зонах [7, 8].

Исследуемая территория перспективна на нефть и газ и достаточно хорошо, но неравномерно изучена геофизическими методами и бурением. В ней открыто более 400 месторождений УВ, преобладающее большинство которых по рангу относится к категории мелких, значительно реже – средних. Наличие большого числа эталонов (месторождений) дало возможность рассмотреть их образы в сечениях результирующей плотностной модели осадочного чехла и фундамента и установить дополнительные критерии при проведении регионального прогноза на УВ.

Глубина плотностного моделирования нефтегазоносных территорий ограничивается максимальной глубиной залегания подошвы осадочного чехла или одной из структурных поверхностей внутри него и не превышает 10 км (в редких случаях глубже). Поэтому категорически нельзя осуществлять подбор плотностной модели осадочного чехла к наблюдаемому полю силы тяжести. Необходимо провести дополнительную редуцицию с вычитанием из него гравитационного эффекта от не вошедшей в модель мощности земной коры, а также верхов мантии. В работе [9], рассматривающей варианты проведения подобного редуцирования, отмечается, что распространенные методы (фильтрационные и аппроксимационные) имеют определенные ограничения и не позволяют в полной мере выделить поле от слоя осадочный чехол – верхняя часть консолидированной коры. Авторами статьи был предложен подход, в основе которого лежит создание плотностной 3D-модели всей земной коры и верхней части мантии с последующим расчетом гравитационного эффекта от ее фрагмента до заданной глубины.

Методика и технология плотностного 3D-моделирования земной коры подробно изложены в работе [10] и предполагают последовательную генерацию нескольких моделей: ретроспективной, базовой, избыточной, суммарной. При этом последняя модель должна полностью удовлетворять априорным представлениям имеющейся ретроспективной информации о глубинном строении, а ее гравитационный эффект должен быть равен наблюдаемому (редуцированному) полю силы тяжести с точностью до константы.

Рис. 1. Сейсмическая и скважинная изученность, используемая для формирования структурной основы плотностных моделей
Fig. 1. Exploration maturity used to create a structural framework of density models — seismics and drilling



Структурная основа плотностной модели формируется из поверхностей осадочного чехла и консолидированной коры, на которых происходит значимый скачок физических свойств (скорости, плотности, электропроводности, намагниченности). При этом важно, чтобы поверхности структурной основы были определены для всей области их распространения.

По территории Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления были построены две плотностные 3D-модели: 1) земной коры в целом до глубины 70 км; 2) осадочного чехла и фундамента до глубины 10 км.

Данные потенциальных полей для моделирования взяты из геофизических основ Государственной геологической карты масштаба 1 : 1 000 000 третьего поколения (ГГК-1000/3) (листы М-38, М-39, N-38, N-39). На недостающие фрагменты территории Казахстана использовалась гравитационная составляющая геофизической основы СОБР Роснедра масштаба 1 : 2 500 000. Все исходные материалы были увязаны между собой в единое сеточное покрытие, не содержащее пропусков, с размером ячейки 1 км. Информ-

мация по скважинам, структурным поверхностям и сейсмическим профилям, используемым в построении структурной основы плотностных моделей, была импортирована из Единого банка данных «ВНИГНИ».

Создание плотностных моделей выполнялось на технологической базе ГИС INTEGRO в соответствии с методикой [10].

Плотностная модель земной коры до глубины 70 км

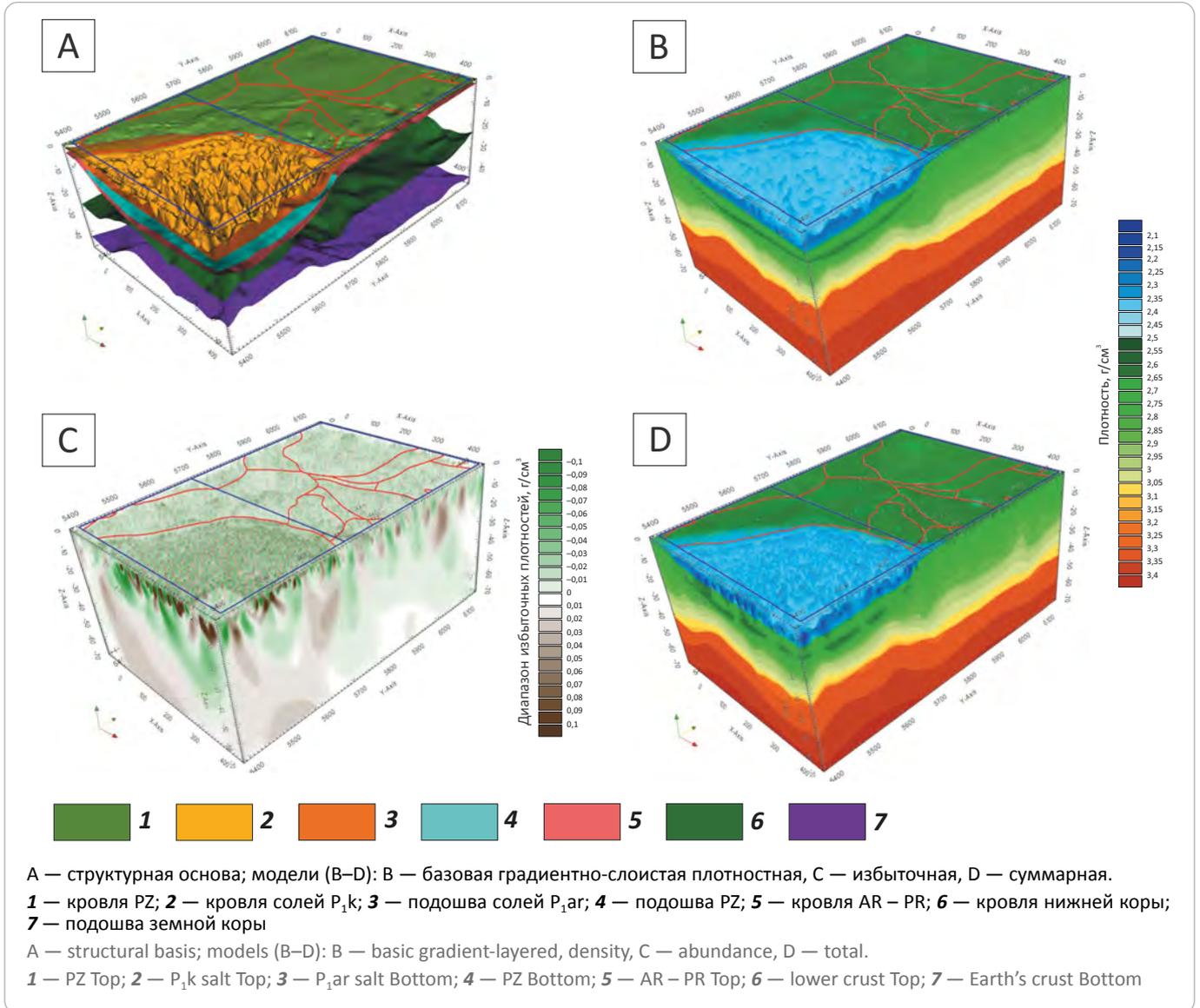
Основное предназначение плотностной модели — получение редуцированного поля силы тяжести, используемого на этапе подбора плотностей для слоев модели осадочного чехла и верхней части фундамента.

Ретроспективная модель территории была представлена опорным каркасом профилей глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) и МОВ-ОГТ (рис. 1 А), моделью распределения плотностных характеристик по площади и разрезу земной коры, а также первым приближением поверхностей структурной основы (рис. 2 А). Профиль ГСЗ Саратов – Гурьев

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AND GIS PROJECTS

Рис. 2. Этапы построения плотностной 3D-модели земной коры Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления до глубины 70 км

Fig. 2. Stages of building 3D density model of the Earth's crust in Sredny and Nizhnevolzhsky Petroleum Regions and neighbourhood up to the depth of 70 km



в опорный каркас включен не был и использовался как контрольный — для заверки суммарной плотностной модели. В состав структурной основы вошли основные латеральные разделы консолидированной коры и осадочного чехла: **1** — кровля палеозойских отложений; **2** — кровля соленосных отложений нижней перми; **3** — кровля пермских подсолевых отложений; **4** — кровля рифейских отложений; **5** — кровля кристаллического фундамента; **6** — кровля нижней коры; **7** — подошва земной коры. Исходными данными для поверхностей 1–5 стали структурные карты, геолого-геофизические разрезы по сейсмическим профилям, скважинная информация (см. рис. 1 В). Поверхности 6–7 и частично 5 формировались по геолого-геофизическим разрезам опорного каркаса

глубинных профилей, а также существующим моделям земной коры и литосферы ([11] и др.).

Плотность в базовой градиентно-слоистой модели градиентно распределялась внутри каждого слоя от значения на кровле до значения на подошве. Эта модель (и все последующие) представлена в виде трехмерной сети с размерами ячейки 1 × 1 × 0,5 км (см. рис. 2 В). Геометрия структурной основы жестко фиксировалась только по линиям каркаса опорных глубинных профилей, в остальном она могла быть изменена в результате подбора к региональной компоненте гравитационного поля [10]. Окончательные плотности слоев базовой градиентно-слоистой модели приведены в табл. 1.

Табл. 1. Плотность слоев базовой градиентно-слоистой 3D-модели земной коры Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления до глубины 70 км

Tab. 1. Density of the layers in gradient-layered 3D model of the Earth's crust, Sredny and Nizhnevolszhsy petroleum regions with the neighbourhood, depth up to 70 km

Номер	Слой модели	Кровля, г/см ³	Подошва, г/см ³
1	Мезозой-кайнозойские отложения	2,35	2,45
2	Палеозойские отложения антеклиз	2,62	2,68
3	Пермские соленосные отложения	2,22	2,31
4	Палеозойские отложения Прикаспийской впадины	2,68	2,72
5	Рифейские отложения	2,63	2,66
6	Верхняя кора (гранитогнейсовый слой)	2,72	2,9
7	Нижняя кора (гранулитобазальтовый слой)	2,93	3,1
8	Верхняя мантия	3,3	3,4

3D-модель избыточной плотности территории («избыточная модель») (см. рис. 2 С) — результат решения обратной задачи гравirazведки для разности между наблюдаемым полем и гравитационным эффектом от базовой плотностной модели. В связи с тем, что обратная задача имеет множество эквивалентных решений, ее параметры предварительно были подобраны по геометрии и физическим характеристикам на геолого-геофизических разрезах опорного каркаса профилей ГСЗ. Критерии подбора параметров обратной задачи и ее реализация в ГИС INTEGRO приводятся в [10].

Суммарная плотностная 3D-модель земной коры до глубины 70 км формировалась путем сложения матриц базовой и избыточной моделей (см. рис. 2 D). Гравитационный эффект от нее соответствует наблюдаемому полю силы тяжести. Для заверки распределения плотности в модели использовался контрольный геолого-геофизический разрез по профилю ГСЗ Саратов – Гурьев (рис. 3).

На последнем этапе было проведено редуцирование наблюдаемого поля силы тяжести. Редуцированное поле представляет собой результат решения прямой задачи гравirazведки от фрагмента суммарной плотностной 3D-модели земной коры и верхней мантии, ограниченного интервалом 0–10 км.

Анализ результата (рис. 4) показал, что размах редуцированного поля в 1,8 раза больше размаха наблюдаемого: 206,7 против 115,1 мГал. Это в первую очередь определяется гравитационным эффектом поверхности кристаллического фундамента: на севере и западе территории он залегает на глубине 1–3 км, а на юге и юго-востоке нижняя граница модели не выходит за пределы осадочного чехла. В редуцированном поле по максимальным положительным значениям обособились Токмовский свод Волго-Уральской антеклизы и одноименный свод Воронежской антеклизы. Прикаспийская впадина маркируется отрицательными значениями редуцированного поля. Осложняющие ее положительные максимумы

исходного гравитационного поля были исключены при редуцировании. Приволжская моноклираль получила выраженность в градиентном изменении поля от положительных к слабоотрицательным значениям. Пачелмский авлакоген, фиксируемый как зона слаболожительных значений, пространственно совпал с областью распространения рифейских отложений [12].

Плотностная модель осадочного чехла и фундамента до глубины 10 км

Для плотностной модели осадочного чехла и фундамента были последовательно созданы все части, предусмотренные методикой [10]: ретроспективная, базовая, избыточная и суммарная.

Ретроспективную модель составили геолого-геофизические разрезы по сейсмическим профилям, база скважин, структурные поверхности разных фрагментов территории (см. рис. 1 В). По результатам обобщения этих данных было построено первое приближение структурной основы (рис. 5), в которую, помимо поверхностей, сформированных на предыдущем этапе, дополнительно вошло несколько поверхностей среднего палеозоя. Полный состав структурной основы включает кровли: 1) палеозойских отложений (Волго-Уральская антеклизы); 2) нижнепермских соленосных отложений (Прикаспийская впадина); 3) подсолевых отложений (Волго-Уральская антеклизы); 4) терригенного комплекса среднего карбона (C₂уг и аналоги); 5) карбонатного комплекса среднего карбона (C₂сг и аналоги); 6) терригенного комплекса нижнего карбона (C₁tl); 7) карбонатного комплекса нижнего карбона (C₁t); 8) преимущественно терригенного комплекса верхнего девона (D₃tm и аналоги); 9) рифейских отложений; 10) кристаллического фундамента.

Базовая плотностная модель территории, как и в предыдущем случае, была градиентно-слоистой с определением значений плотности на кровле и подошве каждого слоя. Модель представлена в виде

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AND GIS PROJECTS

Рис. 3. Заверка суммарной плотностной модели земной коры контрольным геолого-геофизическим разрезом по профилю ГСЗ Саратов – Гурьев

Fig. 3. Verification of density total model of the Earth's crust with reference geological and geophysical cross-section along Saratov – Gur'ev DSS Line

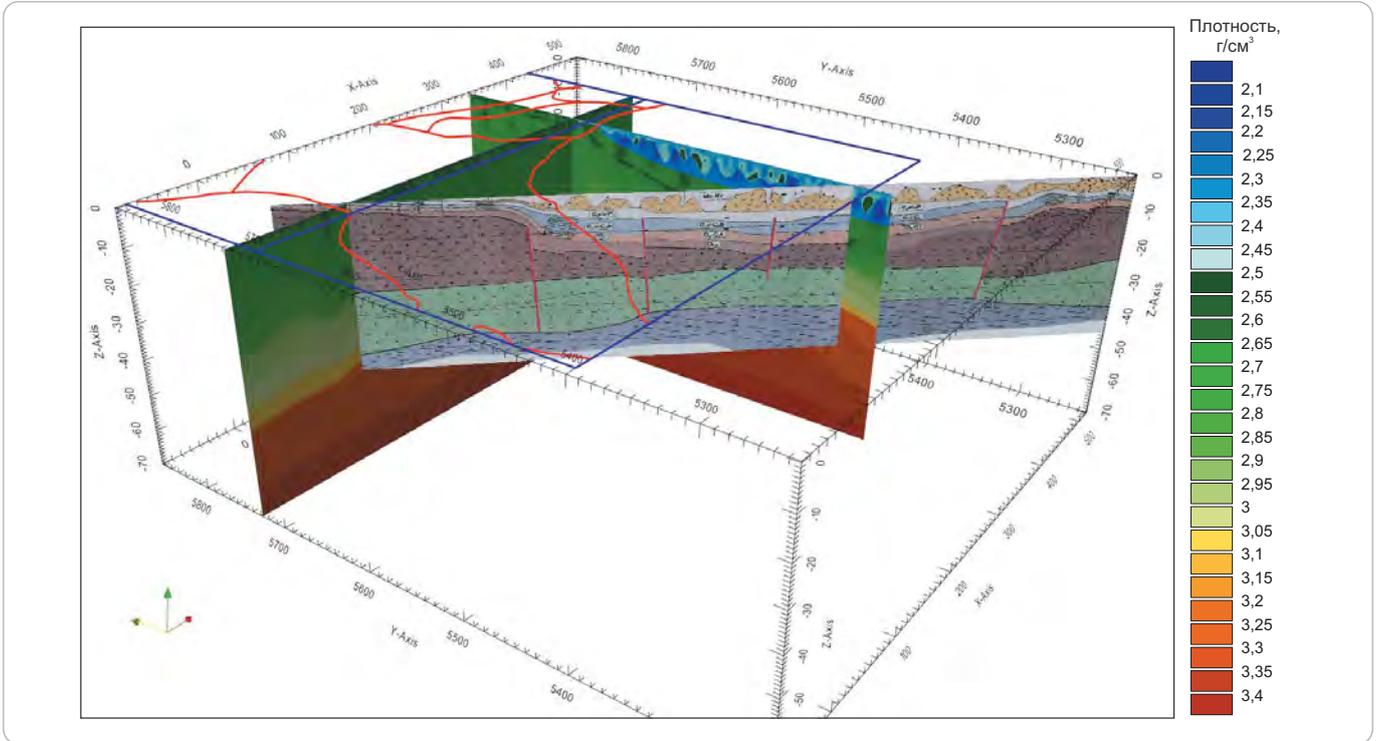


Рис. 4. Наблюдаемое поле силы тяжести (А) и редуцированное поле (В), полученное в результате расчета гравитационного эффекта от фрагмента плотностной модели земной коры до глубины 10 км

Fig. 4. The observed gravity field (A) and the reduced field (B) obtained as a result of calculation of gravity response from the fragment of the earth's crust density model up to 10 km depth

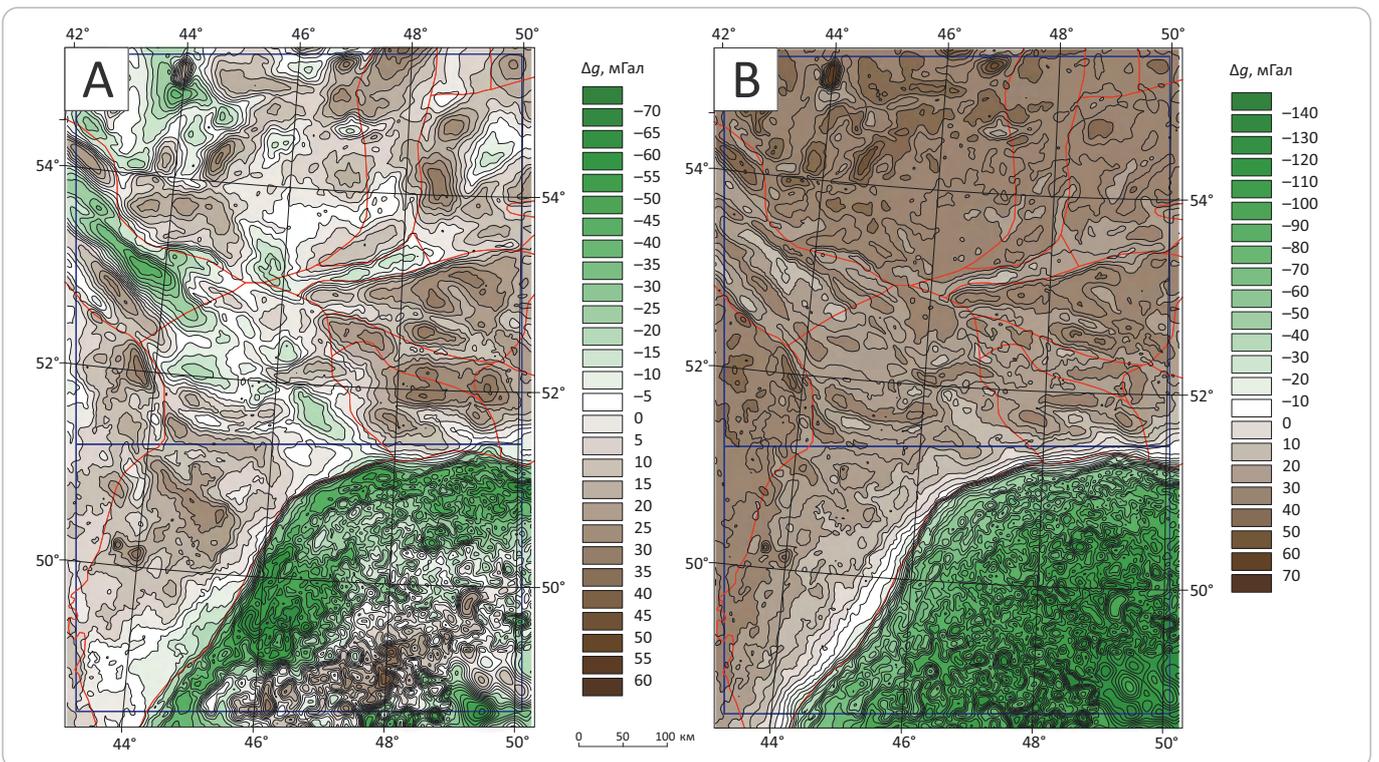
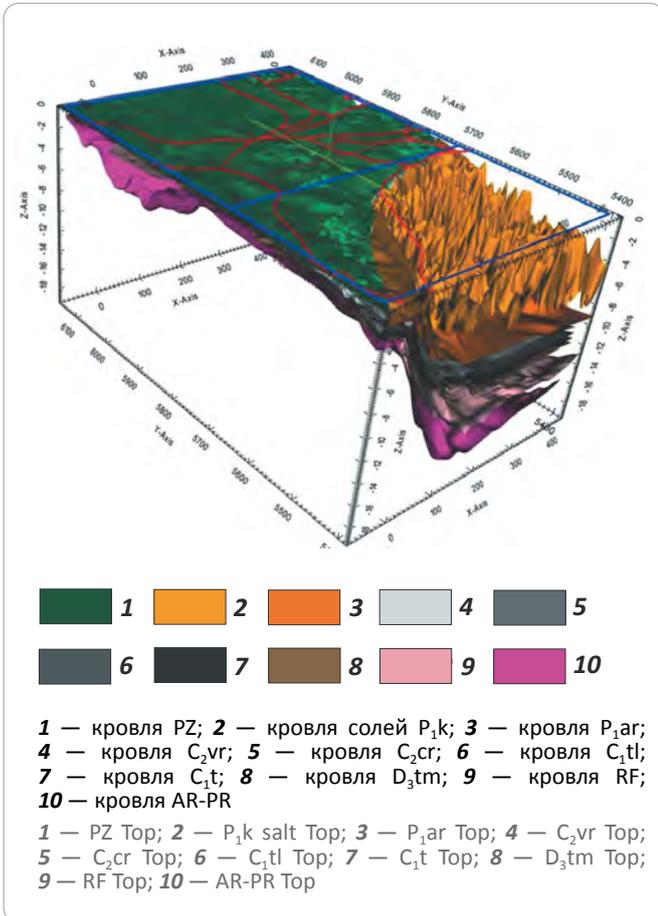


Рис. 5. Структурная основа плотностной модели осадочного чехла и фундамента Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления

Fig. 5. Structural basis of density model of sedimentary cover and basement of Sredny and Nizhnevolzhsky Petroleum Regions with the neighbourhood



трехмерной сети с размером ячейки 500 × 500 × 20 м и состоит из 11 слоев (табл. 2). Уже на начальном этапе подбора плотностных характеристик базовой модели гравитационный эффект от нее показал хорошее совпадение по диапазону значений амплитуды и морфологии с редуцированным полем (рис. 6). Окончательные плотности слоев базовой модели осадочного чехла и фундамента приведены в табл. 2.

Избыточная модель рассчитывалась для разности между редуцированным полем силы тяжести и гравитационным эффектом от базовой модели. При ранее подобранных параметрах обратной задачи основная масса положительных и отрицательных избыточных аномалий оказалась приурочена к кристаллическому фундаменту. Диапазон избыточных плотностей модели ограничен интервалом -0,38...0,33 г/см³. Значения плотности суммарной модели осадочного чехла и фундамента, полученные сложением базовой и избыточной моделей, лежат в диапазоне 1,9–3 г/см³ (рис. 7), а гравитационный эффект от нее равен редуцированному полю силы тяжести. Присутствие в нижних горизонтах осадочного чехла незначительного числа объектов с повышенной плотностью оставляет возможность модификации суммарной модели за счет явного добавления в нее модели интрузивных образований.

Для выявления пространственных закономерностей между положением существующих месторождений УВ, структурной основой модели осадочного чехла и плотностными характеристиками слоев дополнительно были рассчитаны:

– локальные составляющие рельефа по кровле трех горизонтов: C₂vr, C₁tl и D₃tm в скользящем окне 15 × 15 км;

Табл. 2. Плотность слоев базовой градиентно-слоистой 3D-модели осадочного чехла и фундамента Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления до глубины 10 км

Tab. 2. Density of the layers in gradient-layered 3D model of sedimentary cover and Basement, Sredny and Nizhnevolzhsky petroleum regions with the neighbourhood, depth up to 10 km

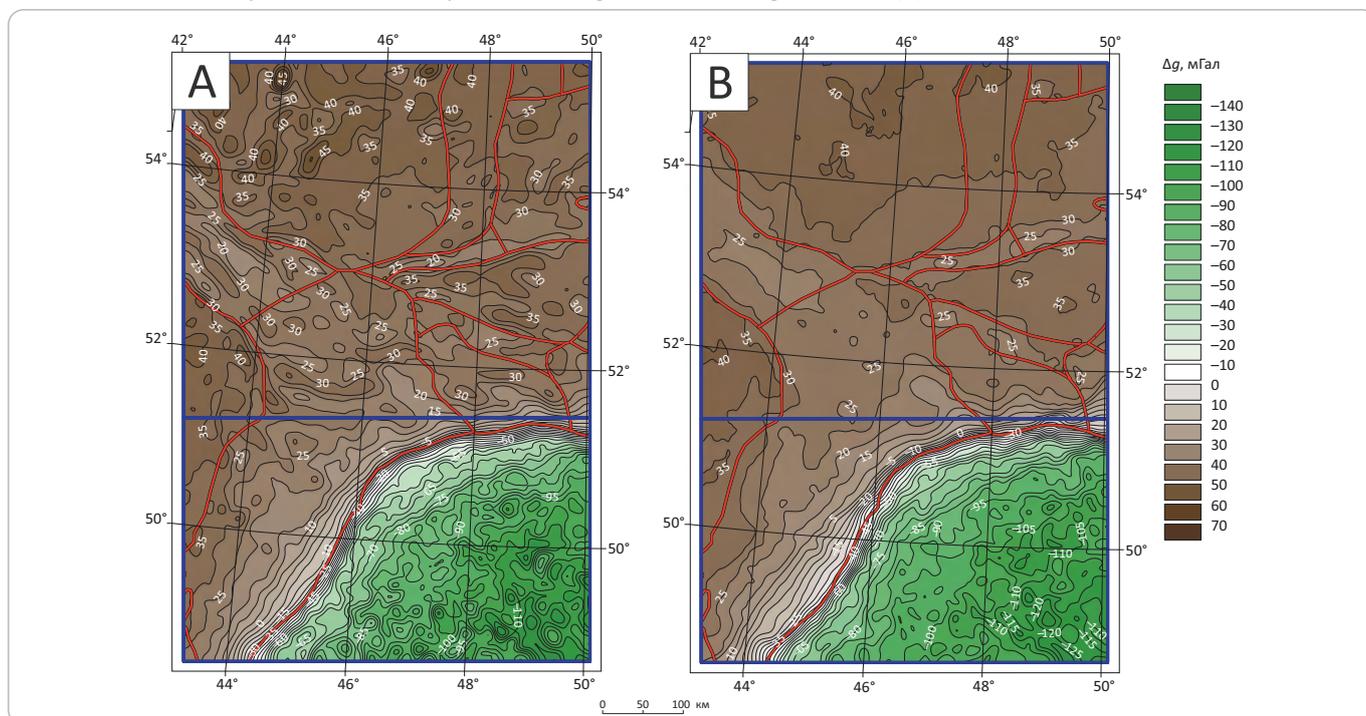
Номер	Слой модели	Кровля, г/см ³	Подошва, г/см ³
1	Мезозой-кайнозойские отложения	2,35	2,45
2	Нижнепермские соленосные отложения (Прикаспийская впадина)	2,22	2,31
3	Подсолевые отложения карбонатного комплекса до кровли верейского горизонта C ₂ (Прикаспийская впадина)	2,68	2,7
4	Карбонатный комплекс от кровли палеозойских отложений до кровли верейского горизонта (Волго-Уральская антеклиз)	2,62	2,68
5	Терригенный комплекс среднего карбона	2,5	2,55
6	Карбонатный комплекс нижнего – среднего карбона	2,68	2,71
7	Терригенный комплекс нижнего карбона	2,52	2,57
8	Карбонатный комплекс верхнего девона – нижнего карбона	2,7	2,72
9	Преимущественно терригенный комплекс девона	2,59	2,63
10	Терригенно-карбонатный комплекс рифея	2,63	2,67
11	Кристаллический фундамент	2,72	2,87



GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AND GIS PROJECTS

Рис. 6. Редуцированное поле силы тяжести (А) и гравитационный эффект от первого приближения базовой плотностной градиентно-слоистой модели Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления (В)

Fig. 6. The reduced gravity field (A) and gravity response from the first approximation of the basic gradient and layered density model of Sredny and Nizhnevolzhsky Petroleum Regions with the neighbourhood (B)



– распределение средней плотности в соответствующих слоях (рис. 8) и его локальная составляющая (скользящее окно 15×15 км);

– территории локальных положительных превышений по порогу 5 и 10 м для локальных составляющих рельефа указанных горизонтов (маски-факторы);

– маски-факторы локальных разуплотнений по порогу $-0,001 \text{ г/см}^3$ для слоев C_2vt , C_1tl и D_3tm .

Векторные объекты карты месторождений УВ (материалы ФГБУ «ВНИГНИ») были преобразованы в сеточный слой-маску, в котором каждому месторождению присвоено уникальное значение. Всего на территории моделирования находится 349 месторождений УВ, а месторождений, представленных в маске более чем одной ячейкой, — 263. По этой маске была проведена количественная оценка наличия тех или иных факторов для известных месторождений. По результатам анализа пространственных взаимоотношений трансформант рельефа поверхностей и срезов плотностной модели с расположением известных месторождений отмечается следующее.

1. Месторождения УВ этой части Волго-Уральской антеклизы и северо-западной прибортовой зоны Прикаспийской впадины преимущественно тяготеют к локальным положительным аномалиям рельефа структурных поверхностей, которые представляют собой валобразные поднятия различной формы (см. рис. 8 А, С). Для верейского горизон-

та перекрытие 10 % площади месторождений УВ, занимающих более одной ячейки, с маской-фактором превышений по порогу 10 м отмечается у 70,3 % месторождений, а перекрытие 25 % площади — у 66 %. Попадание некоторых месторождений УВ в локальные депрессии, скорее всего, связано с недостатками интерполяционной основы и может быть устранено путем сгущения структурных данных для этих областей.

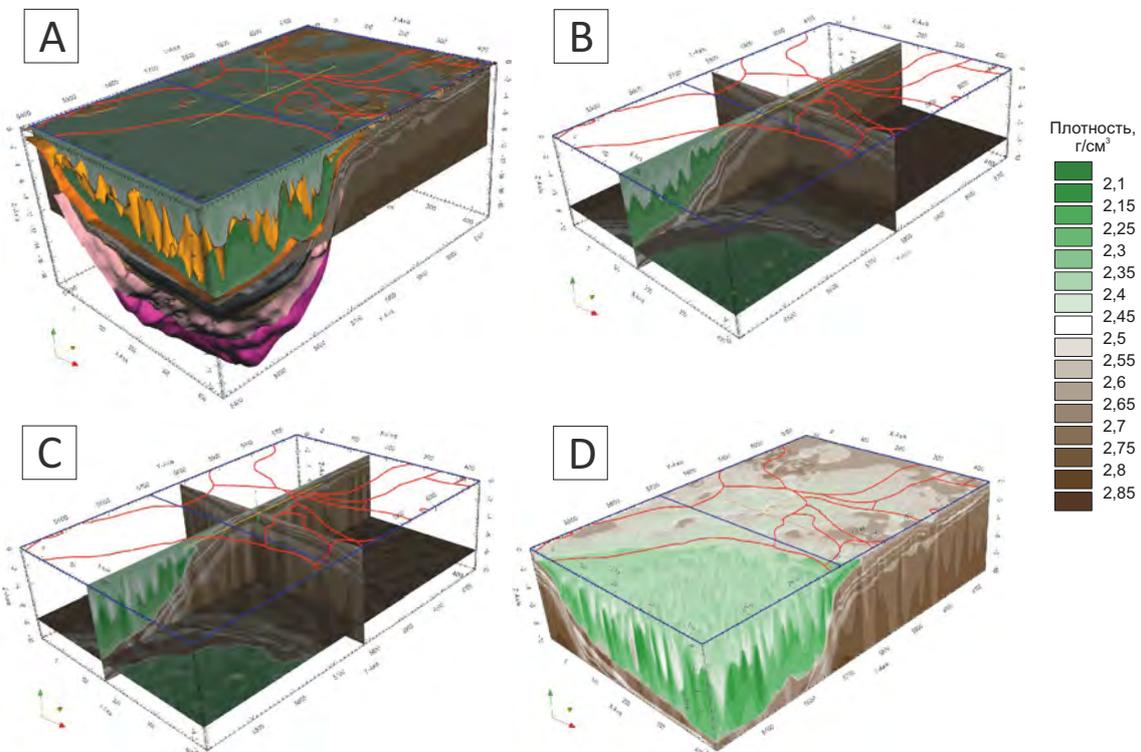
2. В районе Приволжской моноклинали и Рязано-Саратовского прогиба выделяется несколько протяженных зон вытянутых положительных аномалий, ориентированных параллельно северо-западному борту Прикаспийской впадины. Такие же линейные структуры наблюдаются в ее прибортовой зоне и отражают ступенчатое погружение осадочного чехла впадины в сторону Центрально-Прикаспийской депрессии. Амплитуда локальных аномалий рельефа поверхностей в прибортовой зоне Прикаспийской впадины превышает амплитуду аномалий Волго-Уральской и Воронежской антеклиз.

3. Локальные аномалии по кровле исследуемых поверхностей с амплитудой более 100 м отмечаются для Сосновской депрессии, западной границы Каменско-Ровенской моноклинали, северной границы Жигулевского свода, южного склона Пугачевского свода.

4. Токмовский свод характеризуется незначительными колебаниями локальных амплитуд рельефа поверхностей, не превышающих 30 м.

Рис. 7. Этапы построения плотностной 3D-модели осадочного чехла и фундамента Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления до глубины 10 км

Fig. 7. Stages of building the density 3D model of sedimentary cover and basement of Sredny and Nizhnevolzhsky Petroleum Regions with the neighbourhood up to 10 km depth



Базовая градиентно-слоистая модель (A, B): A — в объеме, B — в сечениях по осям координат; суммарная модель (C, D): C — в сечениях по осям координат, D — в объеме
Basic gradient and layered model (A, B): A — 3D, B — in the sections along the coordinate axes; total model (C, D): C — in the sections along the coordinate axes, D — 3D

5. Большинство месторождений попадает в зоны разуплотнения. Это хорошо видно на полученных плотностных срезах (см. рис. 8 В). Также можно отметить целый класс месторождений, попадающих в седловину между зонами повышенной плотности (см. рис. 8 D). На кросс-плоте (рис. 9) приведено распределение плотности и локальных превышений по всей поверхности C_{1vI} , а также только для ячеек, попавших в маску-фактор месторождений. Относительно средних значений параметров (пересечение линий) видно, что ячейки, принадлежащие месторождениям, группируются в секторе с пониженными значениями плотности и повышенными значениями локальных превышений относительно средних значений.

6. Перекрытие 10 % площади месторождений УВ, занимающих более одной ячейки, с маской-фактором разуплотнения по порогу $-0,001 \text{ г/см}^3$ в верейском горизонте отмечается для 69 % месторождений, а перекрытие 25 % площади — для 62 %.

5. Некоторые месторождения, преимущественно мелкие по размеру, не соответствуют описанным выше плотностным условиям, что может свидетель-

ствовать либо о недостаточном разрешении использованных данных гравитационной съемки, либо о дефектах плотностной модели, связанных с неверным учетом аномалиеобразующих объектов, либо с ошибками построения структурной основы.

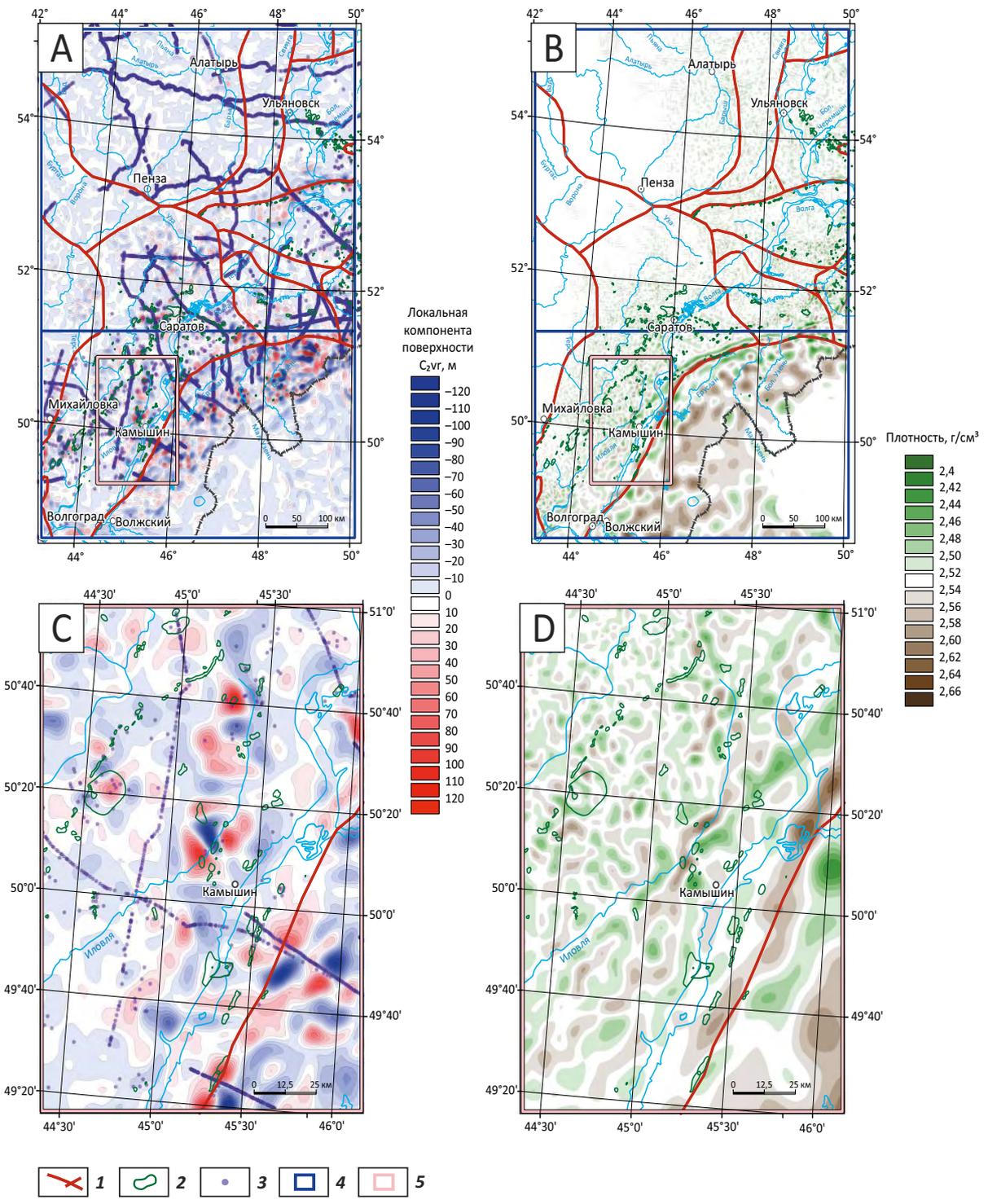
Для анализа структурных и плотностных особенностей под месторождениями УВ в южной части Рязано-Саратовского прогиба была задана система профилей (рис. 10) и по ним построены расчески плотностной модели осадочного чехла (рис. 11).

Профиль № 1 (см. рис. 11 А) ориентирован в северо-северо-восточном направлении и преимущественно проходит по месторождениям УВ, расположенным в Уметовско-Линевской депрессии. Под Коробковским месторождением, в 4–7 слоях модели (см. табл. 2), располагается положительная структура с разуплотненной сводовой частью. Ее амплитуда составляет 150 м. Линевское и Западно-Линевское месторождения также приурочены к крупной положительной форме рельефа, амплитуда которой по кровле верейского горизонта превышает 500 м. На своде этой структуры, в преимущественно терригенных слоях разреза, выделяются зоны пониженной

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AND GIS PROJECTS

Рис. 8. Локальная компонента рельефа поверхности C_{2vr} , рассчитанная в окне 15×15 км для всей площади (А) и врезки (С) и распределение средней плотности для слоя C_{2vr} для всей площади (В) и врезки (D)

Fig. 8. Local component of C_{2vr} surface calculated in 15×15 km window for the entire area (A) and fragments (C) and distribution of average density for C_{2vr} layer all over the area (B) and for fragment (D)



1 — границы структур Волго-Уральской антеклизы; **2** — месторождения УВ; **3** — точки интерполяционной основы для поверхности C_{2vr} ; **4** — область моделирования; **5** — контур врезки

1 — boundaries of structures in the Volga-Urals anteclise; **2** — HC fields; **3** — data points for C_{2vr} surface interpolation; **4** — area of modelling; **5** — outline of a fragment

Рис. 9. Кросс-плоты плотности и локальной составляющей поверхности кровли C_{1vr} для всей площади (А) и по маске-фактору месторождений УВ (В)

Fig. 9. Crossplots of density and local component of C_{1vr} Top surface for the entire area (A) and for the mask of HC fields (B)

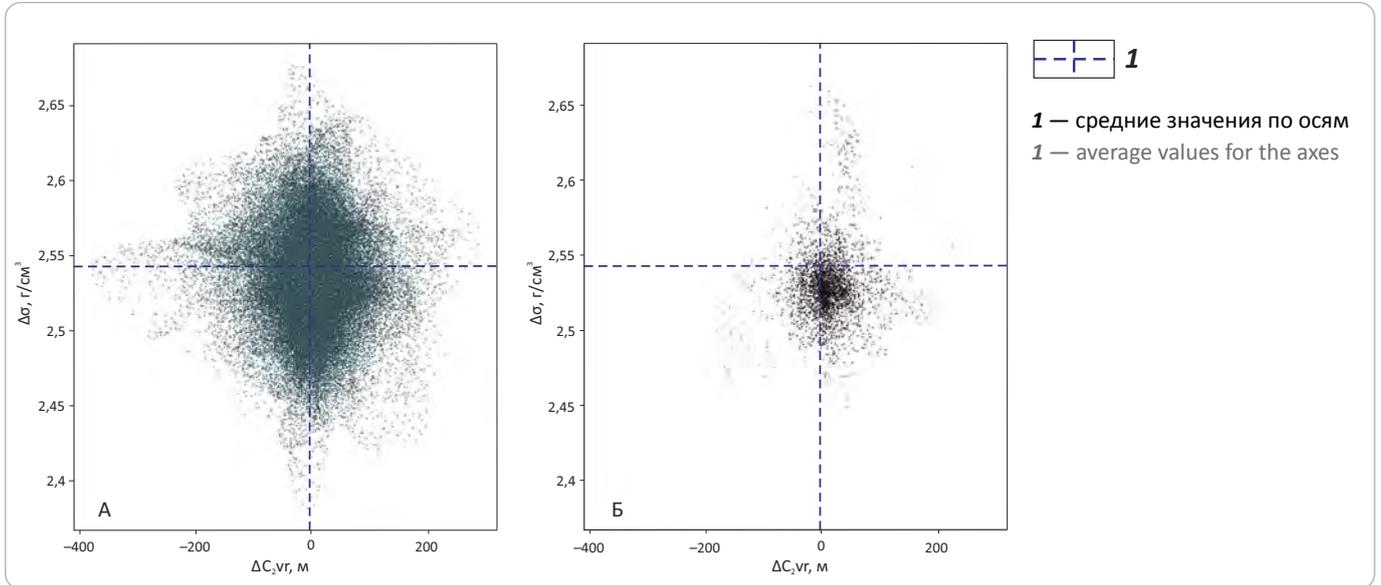


Рис. 10. Расположение модельных профилей на схеме тектонического районирования юго-западной части Рязано-Саратовского прогиба (по материалам ФГУП НВНИИГГ, 2012)

Fig. 10. Location of modelled profiles shown on the tectonic zoning map of the south-western part of the Rязano-Saratovskiy trough (according to the materials of FGUP NVNIIGG, 2012)

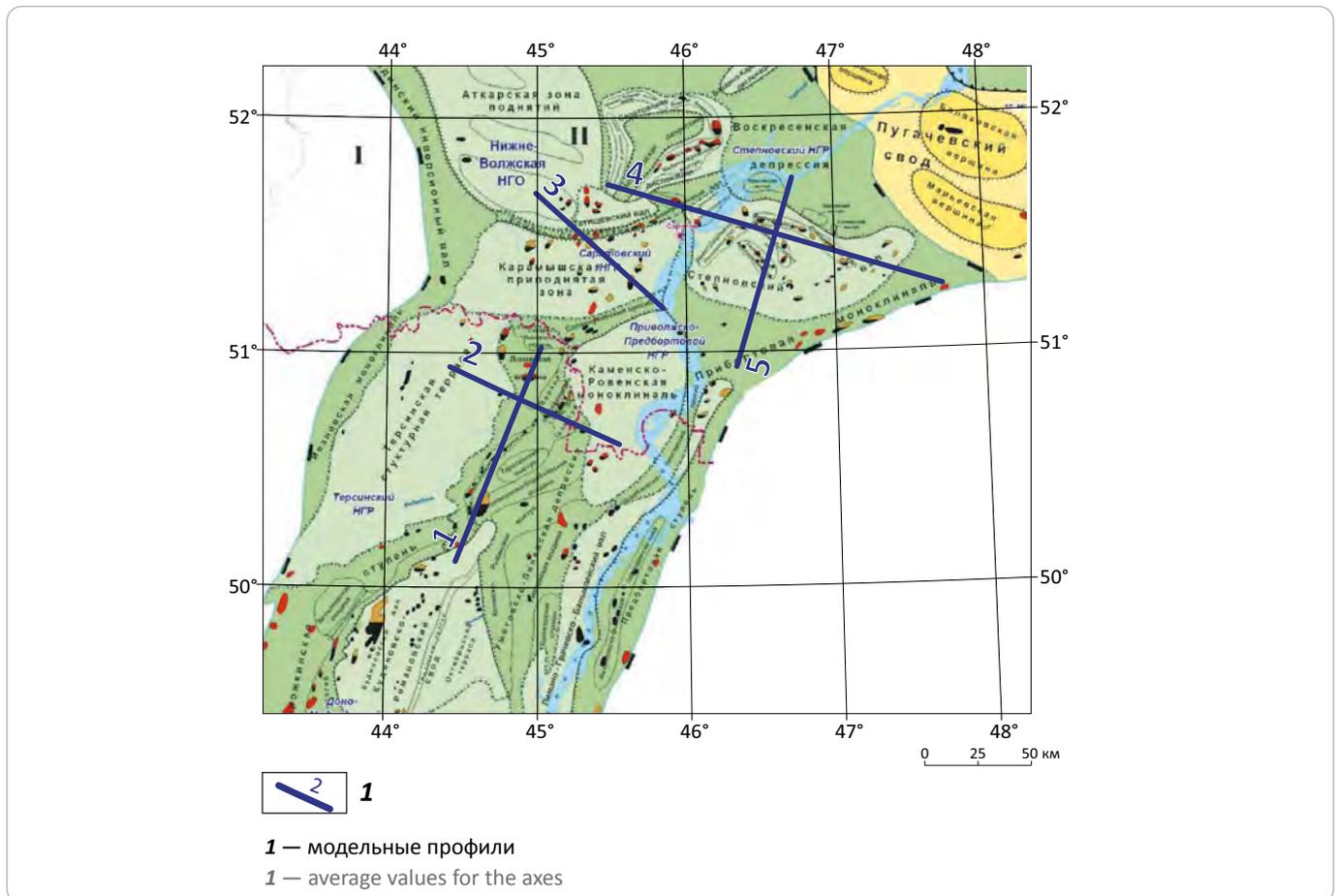


Рис. 11. Сечение суммарной плотностной модели осадочного чехла по профилям № 1 (А), № 2 (В), № 3 (С), № 4 (D), № 5 (Е)
Fig. 11. Section from the total density model of sedimentary cover along the lines: No. 1 (A), No. 2 (B), No. 3 (C), No. 4 (D), No. 5 (E)

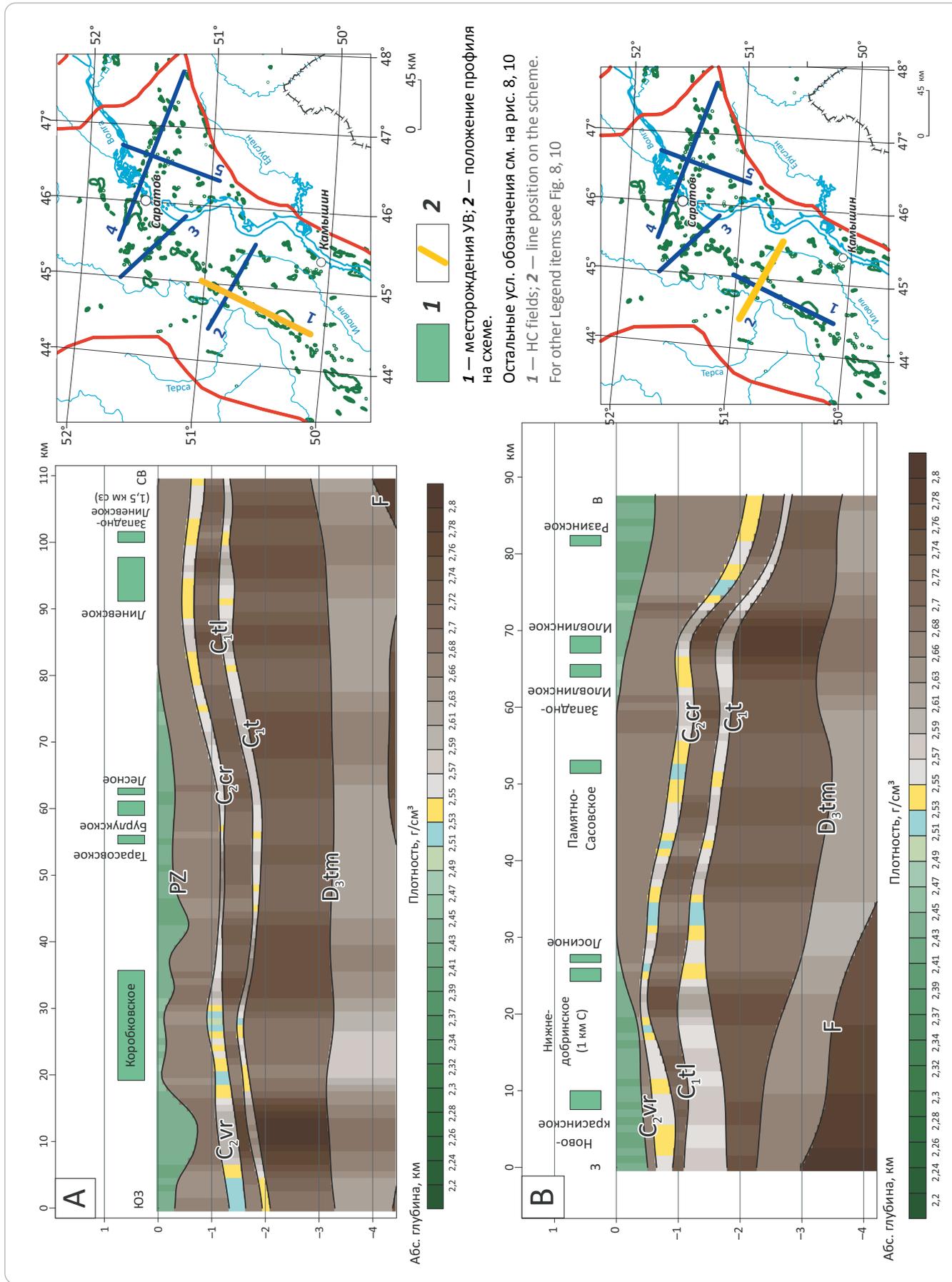


Рис. 11, продолжение
Fig. 11, end.

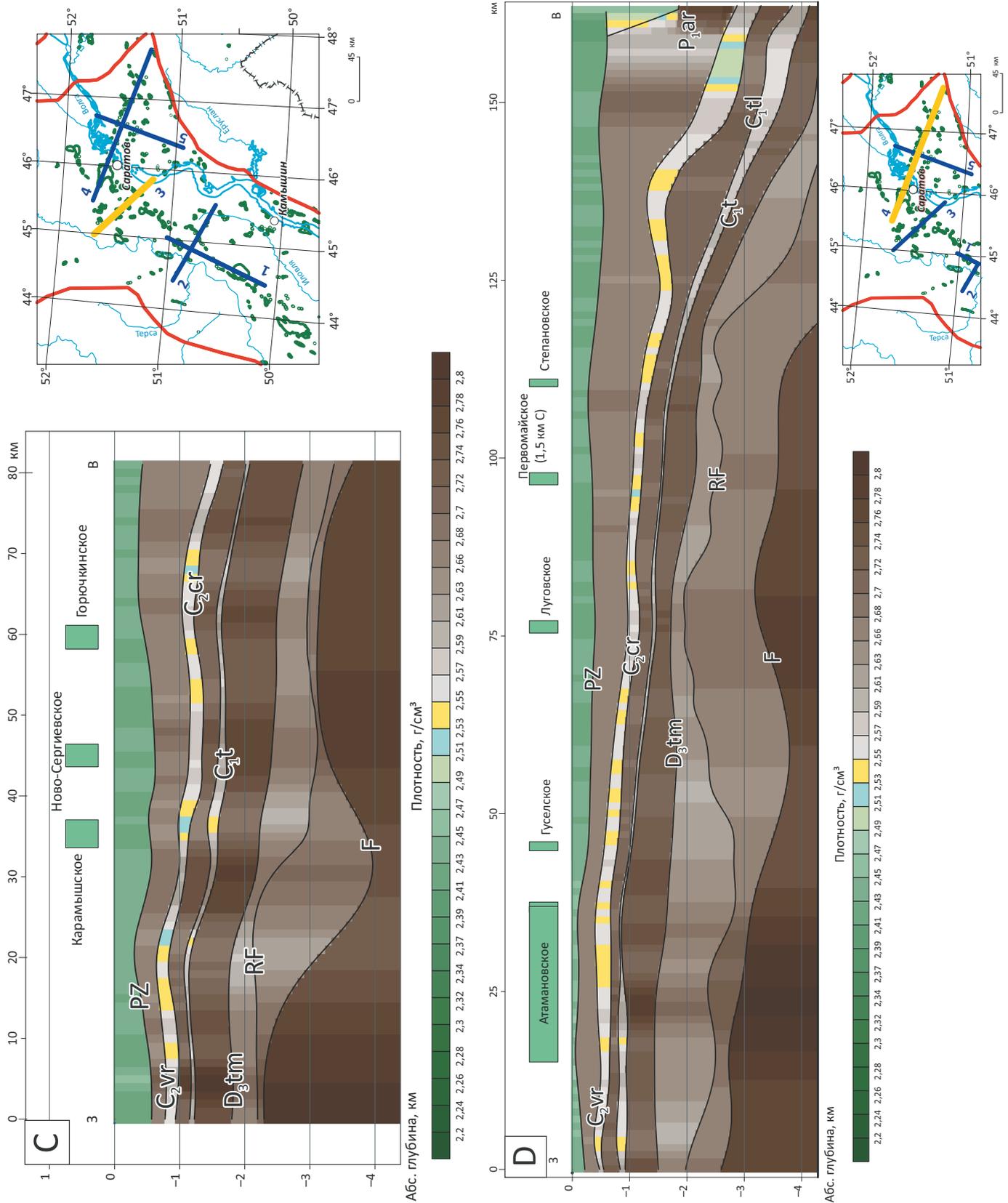
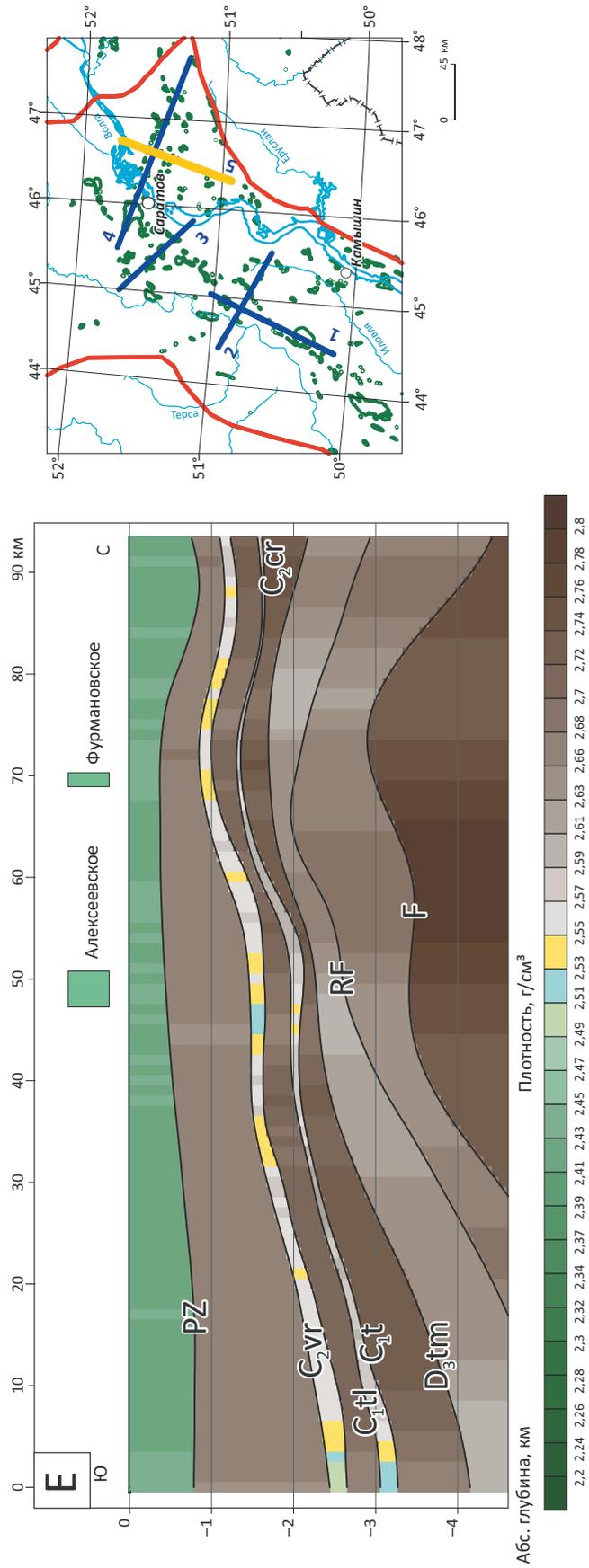




Рис. 11, окончание
Fig. 11, end.



плотности. Тарасовское месторождение приурочено к незначительному поднятию в среднепалеозойских отложениях и характеризуется слабым разуплотнением. Бурлукское и Лесное месторождения с положительными формами и разуплотнением в модели не выражены, однако мощность верейского горизонта под месторождениями составляет всего 50–80 м (при средней по разрезу — 200 м). Это является основанием для актуализации структурной основы этого фрагмента территории.

В начале профиля (5–15 км) обращает на себя внимание прогиб в кровле палеозойских отложений, который в модели компенсируется за счет уплотнения (до $2,79 \text{ г/см}^3$) карбонатного комплекса D_3-C_1 . В этом месте также необходимо проверить интерполяционную основу поверхности и по возможности сгустить ее.

Профиль № 2 (см. рис. 11 В) начинается на Терсинской структурной террасе, пересекает Уметовско-Линевскую депрессию и заканчивается на Каменско-Ровенской моноклинали. Длина профиля составляет 85 км, ориентировка — северо-запад — юго-восток. Под всеми пересекаемыми профилем месторождениями в верейском и тульском горизонтах отмечаются зоны разуплотнения. Западно-Иловлинское, Иловлинское, Нижнедобринское и Лосиное месторождения пространственно связаны с валобразными поднятиями амплитудой более 200 м. Под Памятно-Сасовским месторождением на разрезе также имеется малоамплитудное поднятие. Перспективной на УВ выглядит область в районе 30 км профиля. Тут в рельефе слоев нижнего — среднего карбона отмечается небольшая положительная форма и соответствующая ей зона разуплотнения.

Профиль № 3 (см. рис. 11 С) проходит по Актарской зоне поднятий и далее через Елшано-Сергиевский грабен уходит на Карамышскую зону поднятий. Его длина составляет 80 км. Профиль пересекает три месторождения, двум из которых (Карамышское и Горючкинское) в среднем палеозое соответствуют зоны разуплотнения и локальные положительные структуры амплитудой более 100 м. Ново-Сергиевское месторождение можно проследить по слабому разуплотнению верейского горизонта и такой же слабовыраженной положительной форме в отложениях карбона.

На профиле можно выделить два перспективных участка (в районе 20 и 67 км), к которым приурочены локальные поднятия в слоях среднего палеозоя с одновременным понижением плотности в них.

Профиль № 4 (см. рис. 11 D) ориентирован на юго-восток и является наиболее протяженным (160 км). Он берет начало от Саратовских дислокаций, далее идет по Степановскому валу и входит в Прибортовую моноклинал. Атамановское месторождение хорошо выделяется пологой положительной

структурой в палеозойских отложениях и нескольких разуплотненных зонах в ее пределах. Остальные месторождения на профиле, кроме Луговского, также фиксируются зонами пониженной плотности и малоамплитудными положительными структурами рельефа среднепалеозойских слоев. Наибольшее разуплотнение в верейском горизонте отмечается под Первомайским месторождением.

Профиль № 5 (см. рис. 11 Е) проходит через Прибортовую моноклинал, Степановский вал и Воскресенскую депрессию. Ориентировка — северо-северо-запад, длина — 93 км. Под Фурмановским и Алексеевским месторождениями в терригенном карбоне присутствуют разуплотненные зоны, причем под Алексеевским плотность в верейском горизонте опускается до $2,52 \text{ г/см}^3$. Оба эти месторождения приурочены к небольшим поднятиям в пределах Степановского вала.

Таким образом, можно отметить, что больше половины месторождений УВ Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей приурочены к положительным формам палеозойского рельефа и характеризуются незначительным разуплотнением в среднепалеозойских слоях (преимущественно терригенных) плотностной модели осадочного чехла. Так, для верейского горизонта перекрытие более 10 % площади месторождений УВ одновременно двумя факторами (превышение по порогу 10 м и разуплотнение по порогу $-0,001 \text{ г/см}^3$) отмечается для 52 % известных объектов. Эти два фактора, проявленные одновременно, для данной территории значительно повышают перспективность участка на наличие УВ.

Выводы

1. Инструментарий ГИС INTEGRО является основой для технологии построения плотностных моделей территории.

2. Информация, содержащаяся в геофизической основе ГГК-1000/3, позволяет строить региональные плотностные модели как в целом для земной коры, так и осадочного чехла и верхней части фундамента.

3. Построение региональной плотностной модели земной коры и верхней мантии дает возможность адекватной редукции поля силы тяжести и дальнейшего применения результата редуцирования для подбора плотностной модели осадочного чехла.

4. Полученная плотностная модель осадочного чехла и верхней части фундамента до глубины 10 км Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления в целом удовлетворяет общим представлениям о геологическом строении территории. Ее развитие и актуализация могут проводиться за счет сгущения интерполяционной основы для поверхностей структурного каркаса, а также добавления в явном виде модели интрузивных образований.

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AND GIS PROJECTS

5. При наличии новой структурной информации и плотностных характеристик может быть выполнена детализация любого фрагмента территории в пределах региональной плотностной модели осадочного чехла.

6. На базе плотностной модели осадочного чехла и верхней части фундамента получены дополни-

тельные критерии, которые для территории Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления, проявленные одновременно, повышают перспективность участков на наличие УВ. Эти критерии могут быть использованы как дополнительные при прогнозе УВ по комплексу геолого-геофизических признаков.

Литература

1. Богданова С.В. Земная кора Русской платформы // Труды Геол. ин-т АН СССР. – М. : Наука, 1986. – Вып. 408. – 224 с.
2. Масляев Г.А., Неволин Н.В., Федоров Д.Л. Прикаспийская впадина. Структурная карта поверхности фундамента. – М. : ВНИИЗарубежгеология, 1994.
3. Рихтер Я.А. Геодинамическая модель формирования Прикаспийской впадины: переход окраинных рифтогенных впадин в глубокие осадочные бассейны // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2010. – № 64. – С. 3–18.
4. Шеин В.С., Fortunatova N.K., Alferenok A.V., Dolmatova I.V., Elagina Ya.E., Kalamkarov S.L., Knipper A.A., Petrov A.I., Sobornov K.O. Геодинамическая эволюция и тектоническое районирование Восточно-Европейской платформы // Геология нефти и газа. – 2013. – № 5. – С. 11–27.
5. Антипов М.П., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Леонов Ю.Г. Проблемы происхождения Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 2009. – № 3. – С. 11–19.
6. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. – М. : ГЕОС, 2014. – 202 с.
7. Колодяжный С.Ю. Структура и эволюция Сурско-Камской зоны сдвига в кайнозое (Волго-Уральская антеклиза Восточно-Европейской платформы) // Геотектоника. – 2015. – № 4. – С. 30–53. DOI: 10.7868/S0016853X15040049.
8. Копп М.Л., Вержицкий В.Е., Колесниченко А.А., Тверитинова Т.Ю., Васильев Н.Ю., Корчемагин В.А., Макарова Н.В., Мострюков А.О., Иоффе А.И. Кайнозойские напряжения востока Русской плиты, Южного и Среднего Урала: Методические, теоретические и прикладные аспекты. – М.: ГЕОС, 2014. – 88 с.
9. Спиридонов В.А., Пиманова Н.Н. Методические и технологические аспекты исключения гравитационного эффекта нижней части земной коры при изучении осадочного чехла нефтегазоносных территорий // Геоинформатика. – 2020. – № 3. – С. 38–45. DOI: 10.47148/1609-364X-2020-3-38-45.
10. Спиридонов В.А., Пиманова Н.Н., Финкельштейн М.Я. Технология построения плотностной 3D-модели земной коры в ГИС INTEGR0 // Геоинформатика. – 2020. – № 4. – С. 38–51.
11. Егоркин А.В., Разникова М.И. Прикаспийская впадина // Сейсмические модели литосферы основных геоструктур территории СССР. – М., 1980. – С. 90–95.
12. Сухоруков В.И., Яцкевич С.В., Писаренко В.Ю., Писаренко Ю.А., Андреев Г.Н. Седиментационно-формационные особенности формирования рифейских отложений Пачелмско-Саратовского авлакогена // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2016. – № 86. – С. 18–43.

References

1. Bogdanova S.V. Zemnaya kora Russkoi platformy [Earth's crust of Russian Platform]. In: Trudy Geol. In-t AN SSSR. Moscow: Nauka; 1986. Issue 408. 224 p. In Russ.
2. Maslyayev G.A., Nevolin N.V., Fedorov D.L. Prikaspiiskaya vpadina. Strukturnaya karta poverkhnosti fundamenta [Caspian depression. Depth map of the Basement surface]. Moscow: VNIИ Zarubezhgeologiya; 1994. In Russ.
3. Rikhter Ya.A. Geodinamicheskaya model' formirovaniya Prikaspiiskoi vpadiny: perekhod okrainnykh riftingennykh vpadin v glubokie osadochnye basseiny [Geodynamic model of the Caspian depression formation: transition of marginal riftogenic depressions into deep sedimentary basins]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2010;(64):3–18. In Russ.
4. Shein V.S., Fortunatova N.K., Alferenok A.V., Dolmatova I.V., Elagina Ya.E., Kalamkarov S.L., Knipper A.A., Petrov A.I., Sobornov K.O. Geodynamic evolution and tectonic zoning of East-European platform. *Geologiya nefi i gaza*. 2013;(5):11–27. In Russ.
5. Antipov M.P., Bykadorov V.A., Volozh Yu.A., Leonov Yu.G. Problems of origin and evolution of Pre-Caspian depression. *Geologiya nefi i gaza*. 2009;(3):11–19. In Russ.
6. Trofimov V.A. Glubinnye regional'nye seismorazvedochnye issledovaniya MOGT neftegazonosnykh territorii [Deep regional seismic CDP studies in oil and gas bearing territories]. Moscow: GEOS; 2014. 202 p. In Russ.
7. Kolodyazhnyi S.Yu. The Structure and Evolution of the Sura–Kama Strike Slip Zone in the Cainozoic (the Volga–Ural Antecline of the East European Platform). *Geotectonics*. 2015;(4):30–53. DOI: 10.7868/S0016853X15040049. In Russ.
8. Kopp M.L., Verzhbitskii V.E., Kolesnichenko A.A., Tveritina T.Yu., Vasil'ev N.Yu., Korchemagin V.A., Makarova N.V., Mostryukov A.O., Ioffe A.I. Cenozoic stress field in the east of the Russian Plate, Southern And Middle Urals: methodical, theoretical and applied aspects [Cenozoic stress in the east of Russian Plate, Southern and Middle Urals: methodological, theoretical, and engineering aspects]. Moscow: GEOS; 2014. 88 p. In Russ.
9. Spiridonov V.A., Pimanova N.N. Methodological and technological aspects of expection of the gravitational effect of the lower part of the earth's crust in study of sedimentary cover of oil and gas-bearing areas. *Geoinformatika*. 2020;(3):38–45. DOI: 10.47148/1609-364X-2020-3-38-45. In Russ.

10. Spiridonov V.A., Pimanova N.N., Finkel'shtein M.Ya. Technology for constructing a 3D density model of the earth's crust in the INTEGRO GIS. *Geoinformatika*. 2020;(4):38–51. In Russ.
11. Egorkin A.V., Raznikova M.I. Prikaspiiskaya vpadina [Caspian depression]. In: *Seismicheskie modeli litosfery osnovnykh geostruktur territorii SSSR*. Moscow; 1980. pp. 90–95. In Russ.
12. Sukhorukov V.I., Yatskevich S.V., Pisarenko V.Yu., Pisarenko Yu.A., Andreev G.N. Sedimentatsionno-formatsionnye osobennosti formirovaniya rifeiskikh otlozhenii Pachelmsko-Saratovskogo avlakogena [Sedimentation and formation features of the Riphean series within the Pachelmsky-Saratovsky aulacogen]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2016;(86):18–43. In Russ.

Информация об авторах

Фортунова Наталья Константиновна

Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: fortunatova@vnigni.ru

Спиридонов Виктор Альбертович

Кандидат технических наук, заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
117105 Москва, Варшавское ш., д. 8
e-mail: victor@geosys.ru
ORCID ID: 0000-0002-9421-555X

Information about authors

Natalya K. Fortunatova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: fortunatova@vnigni.ru

Viktor A. Spiridonov

Candidate of Technical Sciences, Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia
e-mail: victor@geosys.ru
ORCID ID: 0000-0002-9421-555X

XVI ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

Oil TERMINAL 2021

НЕФТЯНЫЕ ТЕРМИНАЛЫ И НЕФТЕБАЗЫ:
ЭКСПЛУАТАЦИЯ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, РАЗВИТИЕ

24–26 НОЯБРЯ, САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

WWW.OILTERMINAL.ORG

Организатор: VOSTOCK CAPITAL



Среди спикеров и почетных гостей



**Антон
Матвиенко**

Генеральный директор,
Газпромнефть-Терминал



**Наталья
Багаева**

Генеральный директор,
Интерферрум-Металл



**Андрей
Зайков**

Первый заместитель
генерального директора,
Новороссийский
мазутный терминал



**Юрий
Онанченко**

Начальник управления
нефтепродуктообеспечения,
Белоруснефть



**Тамара
Сафонова**

Генеральный директор,
НААНС-МЕДИА



**Александр
Поскребышев**

Заместитель руководителя –
координатор группы проекта,
Петербургский Нефтяной
Терминал

- Познакомьтесь с **200+ лидерами отрасли**, в том числе более чем с **70 руководителями** международных и российских нефтегазовых, трейдинговых и транспортных компаний, нефтяных терминалов и нефтебаз, ведущих морских портов
- Получите **информацию о текущих и перспективных проектах** в области проектирования, строительства и реконструкции нефтебаз и нефтяных терминалов
- Встретьтесь с **главными инженерами, технологами, метрологами** таких компаний, как Транснефть, КазТрансОйл, Татнефть, Сургутнефтегаз, РН-Туапсенефтепродукт и многих других

Спонсоры:

Партнер технического визита:

Терминал «Гладкое»,
Газпромнефть-Терминал



Генеральный спонсор:



Серебряный спонсор:



Бронзовые спонсоры:



+7 (495) 109 9 509 (Москва)
events@vostockcapital.com

WWW.OILTERMINAL.ORG

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 553.94

DOI 10.31087/0016-7894-2021-5-93-106

Детализация геологического строения и анализ новых данных в интервале отложений доманикового типа в пределах южного борта Муханово-Ероховского прогиба

© 2021 г. | Д.Ю. Крипакова¹, В.А. Ткачев¹, К.К. Измайлов¹, Н.Н. Чикина², Е.В. Астафьев¹, Н.П. Девятка¹, А.П. Лопатин³

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; dykripakova@tnnc.rosneft.ru; vatkachev@tnnc.rosneft.ru; kkizmailov@tnnc.rosneft.ru; evastafyev@tnnc.rosneft.ru; npdevyatka@tnnc.rosneft.ru;

²ООО «РН-Ближневосточная компания», Москва, Россия; n.chikina@rnbvk.ru;

³АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия; aplopatin@rosneft.ru

Поступила 21.09.2020 г.

Доработана 04.12.2020 г.

Принята к печати 22.01.2021 г.

Ключевые слова: *доманиковые отложения; генерационный потенциал; нефтематеринские породы; органическое вещество; литотипизация.*

Аннотация: Отложения доманикового типа широко развиты на территории европейской части России. История их изучения в качестве нефтематеринских пород насчитывает многие десятилетия, но только в последние годы эти отложения стали рассматривать в качестве важного дополнительного источника ресурсов углеводородов в старых нефтегазоносных районах. Карбонатный, карбонатно-кремнистый и глинисто-карбонатный, с большим содержанием органического вещества, состав отложений обусловлен их накоплением в депрессионных зонах бассейнов карбонатной седиментации. Нефтенасыщенность таких пород не связана со структурными или структурно-литологическими ловушками, такие резервуары имеют широкое латеральное распространение. На территории Оренбургской области отложения доманикового типа мало изучены, поэтому необходимо увеличивать объем исследований, применять самые современные технологии для получения промышленных притоков углеводородов и планомерного вовлечения отложений в разработку. На основе литолого-минералогических и геохимических исследований авторами статьи были изучены строение и состав нефтематеринских пород в пределах Муханово-Ероховского прогиба Оренбургской области, проведена литотипизация на основе изучения ядра и данных геоинформационной системы, оценен генерационный потенциал каждого литотипа и даны рекомендации по комплексу геоинформационной системы и выявлению наиболее перспективных зон для проведения геолого-разведочных работ.

Для цитирования: Крипакова Д.Ю., Ткачев В.А., Измайлов К.К., Чикина Н.Н., Астафьев Е.В., Девятка Н.П., Лопатин А.П. Детализация геологического строения и анализ новых данных в интервале отложений доманикового типа в пределах южного борта Муханово-Ероховского прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 93–106. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-93-106.

Detailed studies of geological structure and new data analysis: Domanik-type series within southern shoulder of Mukhanovo-Erokhovsky Trough

© 2021 | D.Yu. Kripakova¹, V.A. Tkachev¹, K.K. Izmailov¹, N.N. Chikina², E.V. Astaf'ev¹, N.P. Devyatka¹, A.P. Lopatin²

¹Tyumen Petroleum Research Center LLC Tyumen, Russia; dykripakova@tnnc.rosneft.ru; vatkachev@tnnc.rosneft.ru; kkizmailov@tnnc.rosneft.ru; evastafyev@tnnc.rosneft.ru; npdevyatka@tnnc.rosneft.ru;

²RN-Middle East company LLC, Moscow, Russia; n.chikina@rnbvk.ru;

³Orenburgoil JSC, Buzuluk, Russia; aplopatin@rosneft.ru

Received 21.09.2020

Revised 04.12.2020

Accepted for publication 22.01.2021

Key words: *Domanik series; generation potential; oil and gas source rocks; Organic Matter; lithological typification.*

Abstract: The Domanik-type deposits are widespread in the European part of Russia. Studies of their source rock properties dates back many decades, but only in recent years these deposits started to be considered as an important additional source of hydrocarbon resources in "brown" regions. Carbonate, carbonate-siliceous, and argillaceous-carbonate composition of the deposits with high content of Organic Matter is caused by their accumulation in depression zones of carbonate sedimentary basins. Oil saturation of these rocks is not associated with structural or lithologically screened traps; these reservoirs have a wide areal extension. The Domanik-type deposits in the Orenburg Oblast have not been studied much, so it is necessary to increase the scope of research and apply state-of-the-art technologies with the purpose to obtain commercial inflows of hydrocarbons and systematically involve the deposits into development. Based on lithological and mineralogical, and geochemical studies, the authors carried out the following: analysis of structure and composition of oil and gas source rocks within the Mukhanovo-

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Erokhovsky Trough in the Orenburg Oblast'; lithological typification on the basis of core studies and geological information system data; assessment of generation potential of each lithotype; recommendations for geoinformation system complex and identification of the most promising zones for further exploration activities.

For citation: Kripakova D.Yu., Tkachev V.A., Izmailov K.K., Chikina N.N., Astaf'ev E.V., Devyatka N.P., Lopatin A.P. Detailed studies of geological structure and new data analysis: Domanik-type series within southern shoulder of Mukhanovo-Erokhovsky Trough. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(5):93–106. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-93-106. In Russ.

Введение

В статье рассмотрена детализация геологического строения доманиковых отложений для определения наиболее перспективных зон при проведении геолого-разведочных работ в пределах южного борта Муханово-Ероховского прогиба.

Положительные примеры освоения доманиковых отложений в последнее время известны в Самарской области, где промышленные притоки нефти были получены совместным предприятием «Доманик-Ойл», АО «Самаранефтегаз» и норвежской компании «Эквино». Кроме того, в Оренбургской области на Государственный баланс было поставлено Троицкое месторождение нефти, приуроченное к осевой части Муханово-Ероховского прогиба. К сожалению, информация о деятельности этих компаний конфиденциальна и нет достоверных данных как об объемах получаемых дебитов, так и применяемых технологиях освоения. Интерес нефтегазовых компаний к доманиковым отложениям возрастает с каждым годом, свидетельством тому является Савицкий лицензионный участок, приобретенный компанией «Газпромнефть» в начале 2020 г.

Исходя из существующей на сегодняшний день модели строения Муханово-Ероховского прогиба, максимальные значения толщин перспективных карбонатно-кремнистых и глинисто-кремнисто-карбонатных отложений доманикового типа с большим содержанием ОВ приурочены к его центральной, осевой части. Но практически все участки АО «Оренбургнефть» приурочены к бортовым частям прогиба, в которых ранее отложения доманикового типа считались малоперспективными для проведения геолого-разведочных работ.

В результате поисково-разведочного бурения на отложения терригенного девона в пределах Бузулукского лицензионного участка в разрезе скважин были установлены перспективные пачки доманиковых отложений мощностью от 40 до 130 м. Результаты бурения легли в основу анализа потенциала доманиковой толщи на уже приобретенных лицензионных участках АО «Оренбургнефть» с развитой инфраструктурой.

Условия формирования и геологическое строение Муханово-Ероховского прогиба

На основании схемы корреляции скважин по линии А–Б, характеризующей строение бортовых и осевой частей Муханово-Ероховского прогиба, в разрезе было выделено до семи пачек доманиковых от-

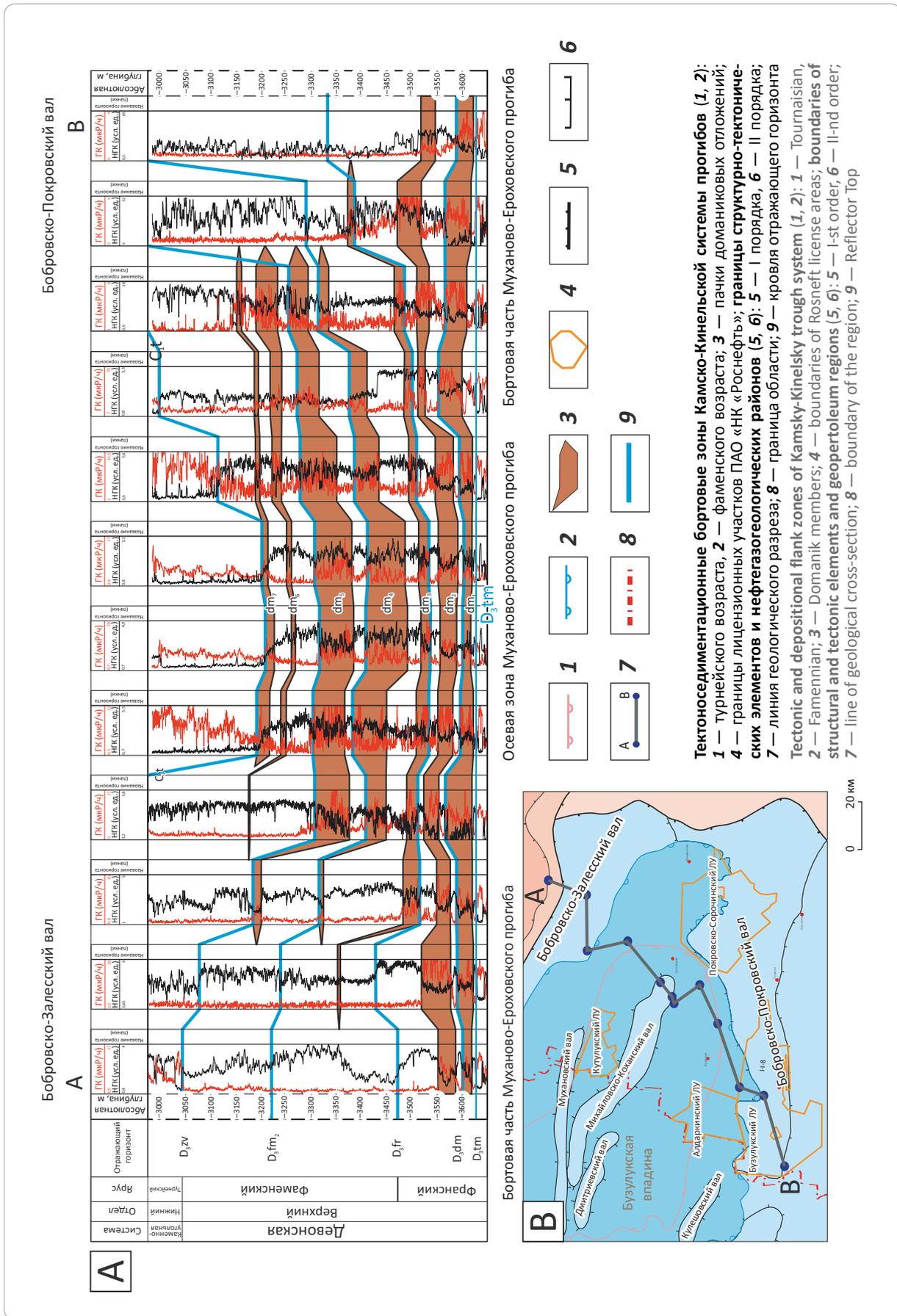
ложений от доманикового горизонта до турнейского яруса (рис. 1). Последние три скважины, показанные на схеме, вскрывшие доманиковый и речицкий горизонты, приурочены к Бобровско-Покровскому валу и расположены в пределах Бузулукского лицензионного участка [1]. Как уже отмечалось, в настоящее время общепринятой является точка зрения, что наибольшие перспективы нефтеносности доманиковых отложений связаны с осевой частью Муханово-Ероховского прогиба.

На рассматриваемой территории вплоть до позднефаменского времени преобладал глубоководный бассейн, что является одним из основных условий для формирования доманиковых отложений.

Данные бурения и сейсморазведки в Оренбургской области свидетельствуют о том, что Муханово-Ероховский прогиб (южная ветвь Камско-Кинельской системы) в позднефранское время отсутствовал [2]. Открытие на Волостновской площади большой группы мендымско-воронежских одиночных бассейновых рифов, в 180–200 км от Муханово-Ероховского прогиба, свидетельствует, что в позднефранское время глубоководный доманиковый бассейн простирался далеко к югу, за пределы современного Муханово-Ероховского прогиба. В этом же районе, на Алисовско-Кичкаской площади (также вдали от Муханово-Ероховского прогиба), по данным 3D-сейсморазведки и бурения обнаружены клиноформы окраин мендымского, воронежского и евлановско-ливленского глубоководных палеобассейнов. Прямым доказательством того, что в позднефранское время глубоководный бассейн распространялся далеко за пределы Муханово-Ероховского прогиба, является типично доманиковый облик керна, поднятого из фаунистически обоснованных мендымских и воронежских горизонтов в разрезах скважин Байтуганские-4, 24, расположенных далеко к северу от прогиба на Южно-Татарском своде [2].

В раннефаменское время подъем относительного уровня моря замедлился и на склонах раннегерцинских сводовых поднятий получили развитие глинисто-карбонатные и карбонатные платформы, проградационно заполнившие бассейн [2]. В средне-позднефаменское время островные суши постепенно исчезли за исключением отдельных небольших площадей. На фоне небольшой скорости подъема относительного уровня моря фаменские карбонатные палеошельфы регрессивно заполнили средне-позднефранскую аккумуляционно-топографическую палеовпадину. К заволжскому времени в

Рис. 1. Схема корреляции скважин по линии А – В
Fig. 1. Correlation chart for the wells along A – B line

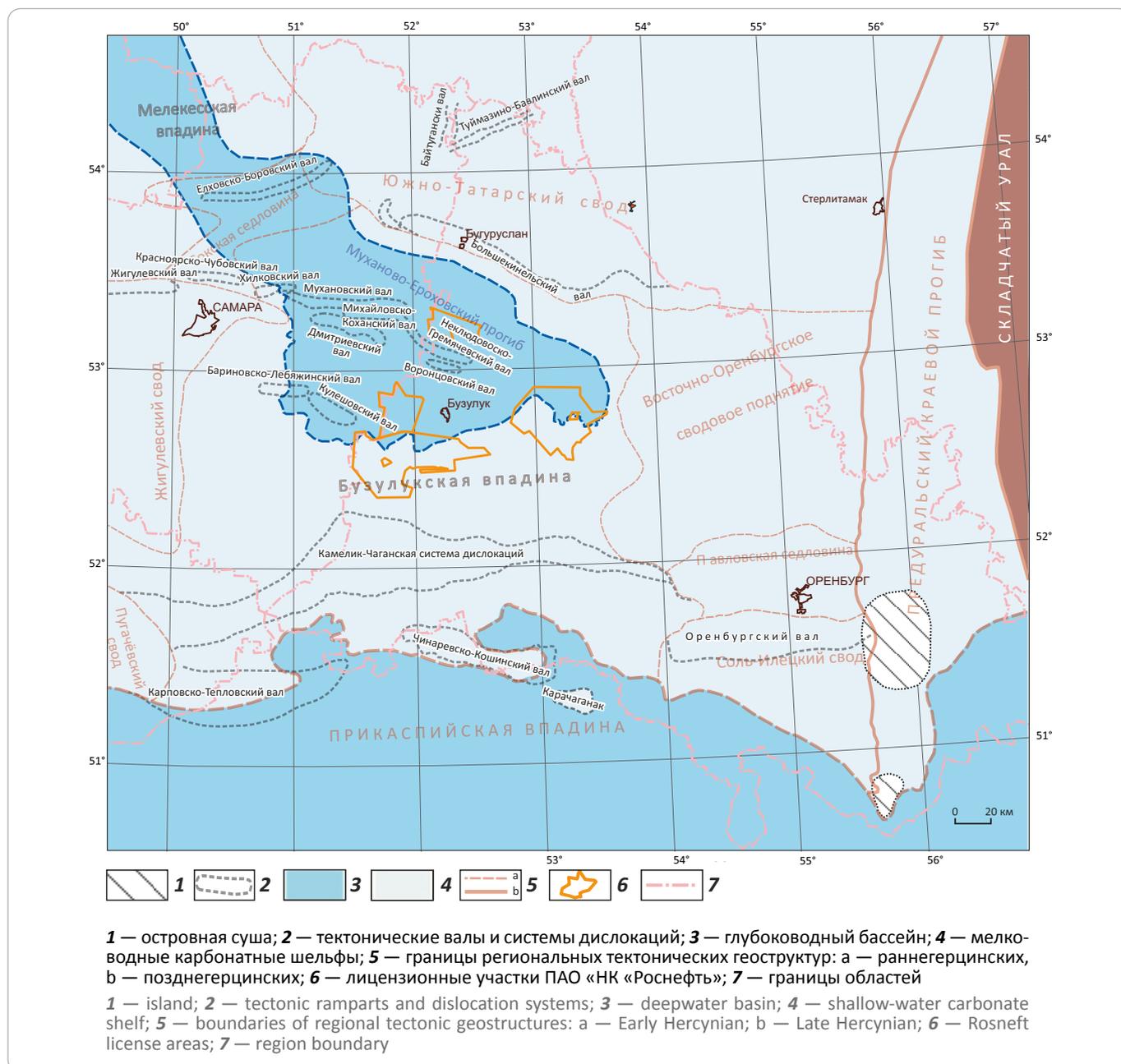




HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 2. Палеогеографическая карта заволжского времени D_3fm_3 Муханово-Ероховского прогиба и сопредельных территорий (Ю.И. Никитин)

Fig. 2. Paleogeographic map of the Zavolzhsy time D_3fm_3 , Mukhanovo-Erokhovsky Trough and neighbouring areas (Yu.I. Nikitin)



пределах Волго-Уральской нефтегазоносной платформы в виде реликта бывшего обширного глубоководного бассейна остались лишь прогибы Камско-Кинельской системы, включая Муханово-Ероховский прогиб. В течение всего этого времени в центральной части Муханово-Ероховского прогиба формировались пачки доманикитов, представляющие собой терминальные части клиноформ (рис. 2, см. рис. 1) [2].

Литологическая характеристика

Особенность условий образования высокоуглеродистых формаций на территории Волго-Уральской

провинции заключается в повышенном содержании карбонатного материала и свободного кремнезема, источником которого могли служить гидротермы или вулканогенные продукты [3].

Для детального изучения нефтематеринских пород в ЦИК ООО «ТНЦ» были проведены исследования по девяти скважинам, расположенным в пределах Муханово-Ероховского прогиба Оренбургской области. Общий метраж изучаемого ядра составил 118,2 м. Комплекс лабораторных исследований включал: литологическое описание ядра, рентгенофлуоресцентный и рентгеноструктурный анализы,

определение общей карбонатности и фильтрационно-емкостных свойств, петрографическое описание шлифов, РЭМ, геохимические исследования. Изучение керн проводилось на 136 образцах.

По результатам лабораторных данных было выделено шесть литотипов пород доманиковых отложений с учетом содержания кремниевой, карбонатной, глинистой составляющей и ОВ.

Литотип 1 представлен кремнистыми породами, обогащенными ОВ, характеризуется большим содержанием кремниевой составляющей — более 90 %, высоким содержанием ОВ (среднее содержание $C_{орг} \approx 5,02\%$) и низкой карбонатностью — менее 10 %.

В **литотипе 2** выделяются карбонатно-кремнистые породы, обогащенные ОВ, в которых карбонатная составляющая увеличивается до 10–50 %, содержание SiO_2 изменяется в пределах 50–90 %, среднее содержание ОВ составляет 5 %.

Литотип 3 представлен кремнисто-карбонатными породами, обогащенными ОВ, среднее значение которого составляет 3,95 %, содержание карбонатных минералов варьирует от 50 до 90 %, количество кремниевой составляющей (SiO_2) изменяется в пределах 10–50 %.

Литотипы 4 и 5 — кремнисто-карбонатные породы, слабообогатенные ОВ (среднее содержание $C_{орг} \approx 0,8\%$), при этом в породах литотипа 4 доминирует микритовая составляющая, а в породах литотипа 5 увеличивается содержание биокластиков и отмечается влияние процессов перекристаллизации. Общая карбонатность данных литотипов в среднем составляет 74–79 %.

Литотип 6 представлен карбонатными породами с незначительной примесью кремнивого материала ($SiO_2 < 10\%$) и низким содержанием ОВ — менее 0,49 %. Содержание глинистого материала в среднем изменяется от 2,2 до 3,6 % (табл. 1).

Отложения доманикового типа не являются традиционным коллектором. Породы вторично преобразованы и имеют сложное пустотное пространство. При исследовании кернового материала на макроуровне выявлены трещинная составляющая и редкие мелкие каверны (вдоль трещин), а при изучении петрографических шлифов наблюдаются поры и трещины. Емкость кремнистых доманиковых пород как вместилища нефти весьма высокая, в отношении пористости как матрицы, так и ОВ. По данным петрофизических исследований построена зависимость между коэффициентами пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) (рис. 3), которая показала, что в породах литотипов 1–3 преобладает каверново-трещинно-поровый тип пустотного пространства, $K_p = 0,09–9,35\%$, $K_{пр} = (0,003–28,65) \cdot 10^{-3}$ мкм². Породы литотипов 4–6 преимущественно трещинного типа с $K_p = 0,001–4,15\%$, $K_{пр} = (0,001–11) \cdot 10^{-3}$ мкм². По данным специалистов МГУ, поверхностная плотность

трещин изменяется от 0,8 до 2,2 см/см³ при средних значениях 1–1,5 см/см³. Раскрытие трещин составляет 7–100 мкм.

Для отложений доманикового типа характерно образование трещин с последующим аутигенным минералообразованием. В результате этого процесса образуются оксиды железа и пирита. На рассматриваемые отложения воздействовали и метасоматические процессы, продуктом которых является доломитизация пород и развитие пирита по биокластам. Также отмечаются процессы перекристаллизации и растворения [3].

Процессы растворения благоприятно повлияли на улучшение фильтрационно-емкостных свойств. В карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных породах произошло частичное растворение биокластов (радиолярии, тентакулиты), образование микростилолитов, пустот выщелачивания и трещин. А процессы перекристаллизации способствовали отжиманию и распределению флюида.

Геохимические исследования

Главной характеристикой нефтематеринских пород является генерационный потенциал, т. е. то количество УВ, которое может генерировать относящаяся к нефтематеринским порода в бассейне. Одним из факторов реализации генерационного потенциала является уровень катагенетической преобразованности. Известно, что в протокатагенезе образуются в основном газообразные УВ, на этапе среднего катагенеза — преимущественно жидкие УВ (нефть), в позднем катагенезе — газообразные УВ. Чем выше содержание в породе сапропелевого/гумусового ОВ, тем выше его потенциал на жидкие/газообразные УВ [4].

Для установления генерационного потенциала ОВ доманиковых отложений, а также степени его реализованности применялся метод Rock-Eval, суть которого заключается в программируемом нагреве, а также пиролитическом и окислительном разложении проб породы с последующим выявлением продуктов разложения. Нефтематеринские доманиковые отложения были охарактеризованы по данным пиролитических исследований.

По выделенным литотипам была построена зависимость генерационного потенциала ($S_1 + S_2$) и содержания ОВ ($C_{орг}$), на которую нанесены граничные значения согласно классификации Б. Тиссо – Д. Вельте (1981) и К. Петерса (1986) (рис. 4). Первые три литотипа характеризуются значением генерационного потенциала более 2 мг УВ/г породы и содержанием ОВ больше 1,5 %. Эти породы обладают очень богатым, богатым и средним генерационным потенциалом. Породы литотипов 4–6 имеют бедный и средний генерационный потенциал.

Для определения типов керогена применялась модифицированная диаграмма Ван Кревелена в ко-



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Табл. 1. Литотипизация пород доломитовых отложений по данным керна
 Tab. 1. Lithology typification of the Domanik rocks using core data

Номер	Литотип	Фото керна	Фото шлифа	Минеральный состав (PСА _{общ}) и C _{орг} , %	SiO ₂ (РФА), %	C _{орг} , % мин. – макс. сред.	Общая карбонатность, % от – до сред.	Сумма глин, %	K _{пр} , % мин. – макс. сред.	K _{пр} , л · 10 ⁻³ мкм ² мин. – макс. сред.
2	Карбонатно-кремнистая порода, обогащенная ОВ				50–90	1,66–8,45 5	10–50 32	≈ 3,6	0,5–7,2 2,6	0,01–7,42 0,88
3	Кремнисто-карбонатная порода, обогащенная ОВ				10–50	1,68–7,98 3,95	50–90 68	≈ 3,1	0,09–9,3 2,09	0,001–8,12 0,44
4	Кремнисто-карбонатная порода (преимущественно микрит), слабообогатщенная ОВ				10–50	0,16–1,57 0,85	50–90 74	≈ 2,8	0,001–4,1 0,9	0,001–11 0,5
5	Кремнисто-карбонатная порода (преимущественно зерна), слабообогатщенная ОВ				10–50	0,13–1,44 0,82	50–90 79	≈ 3,3	0,3–4,1 1,4	0,001–9,2 0,4
6	Карбонатная порода				< 10	0,07–1,11 0,49	> 90 94	≈ 2,2	0,02–3,6 1,02	0,001–0,64 0,1



1 — карбонатность; 2 — кварц; 3 — сумма глин; 4 — C_{орг}
 1 — carbonate content; 2 — quartz; 3 — total clays; 4 — C_{org}

Рис. 3. Петрофизическая зависимость $K_n - K_{np}$ (по лабораторным данным керна)

Fig. 3. Petrophysical relationships $K_n - K_{np}$ (according to core laboratory data)

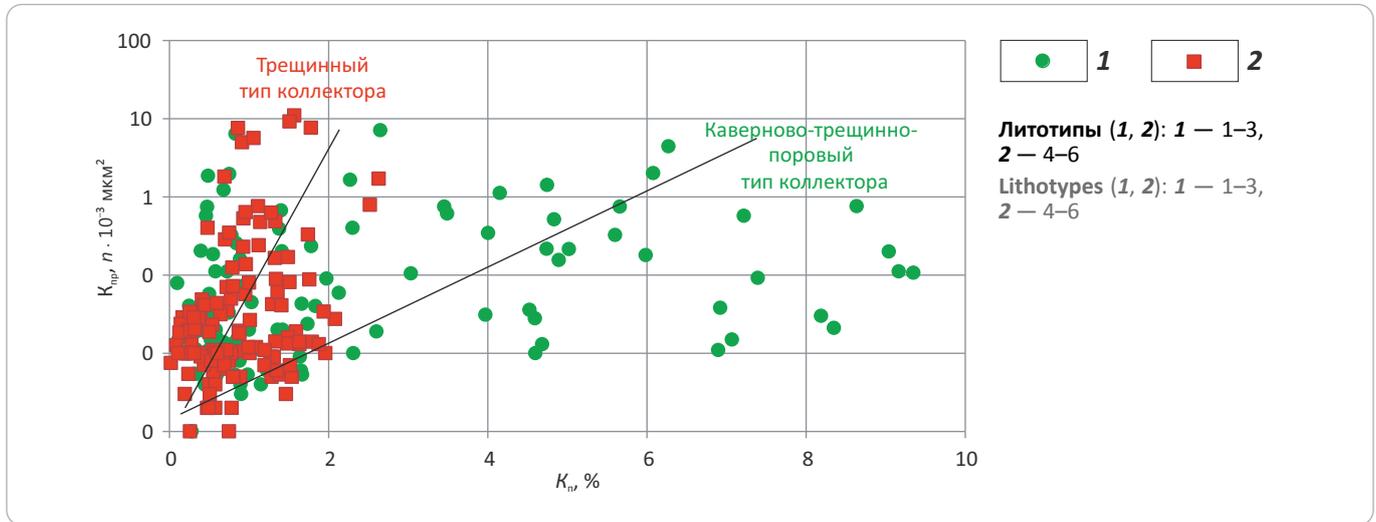
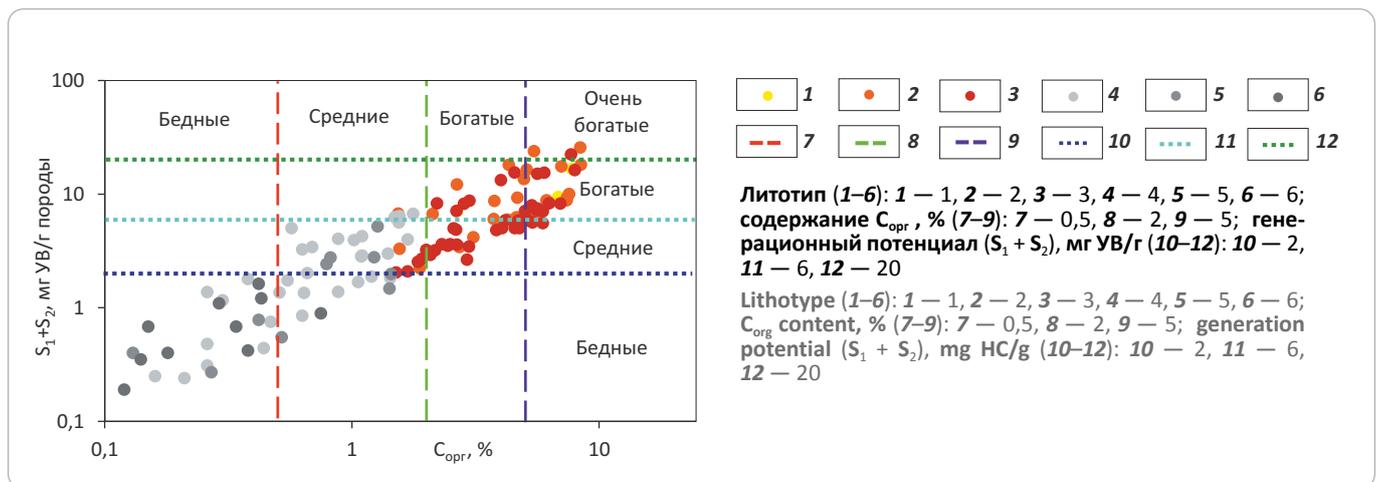


Рис. 4. График зависимости S_1+S_2 от $C_{орг}$ для доманиковых отложений Муханово-Ероховского прогиба (литотипы 1–6 по данным керна)

Fig. 4. Graph of S_1+S_2 as a function of $C_{орг}$ for the Domanik series of the Mukhanovo-Erokhovsky Trough (1 to 6 lithotypes according to core data)



ординатах T_{max} — II (рис. 5 А). На диаграмме видно, что образцы из скважин Ананьевского, Покровско-Сорочинского, Бузулукского участков бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба находятся в области II типа керогена при $T_{max} = 425-446$ °С, сформированного вследствие отложения и накопления морских организмов (фито- и зоопланктонов, бактерий). Кероген II типа способен генерировать нефть.

На границе II и II–III (смешанного) типов керогена в окне $T_{max} = 439-443$ °С расположены образцы из скважины Южно-Михайловского участка бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба. Такие породы также могут генерировать нефть.

Образцы Пешковского участка в основном относятся к II–III (смешанному) и III типам керогена с высокими значениями T_{max} — от 445 до 476 °С. Породы

в этой скважине могут генерировать в основном газообразные УВ [4] и в меньшей степени — жидкие УВ.

Образцы из скважин Малогазвицкого участка осевой зоны Муханово-Ероховского прогиба имеют большой разброс значений: точки расположены преимущественно в области II и II–III типов керогена, с меньшими показателями T_{max} — от 416 до 444 °С. Это может свидетельствовать о более низком качестве «смешанного» керогена и о значительной степени его выработанности. Низкие значения T_{max} характерны как для пород с малым количеством ОВ, так и для пород, содержащих миграционные битумоиды и УВ.

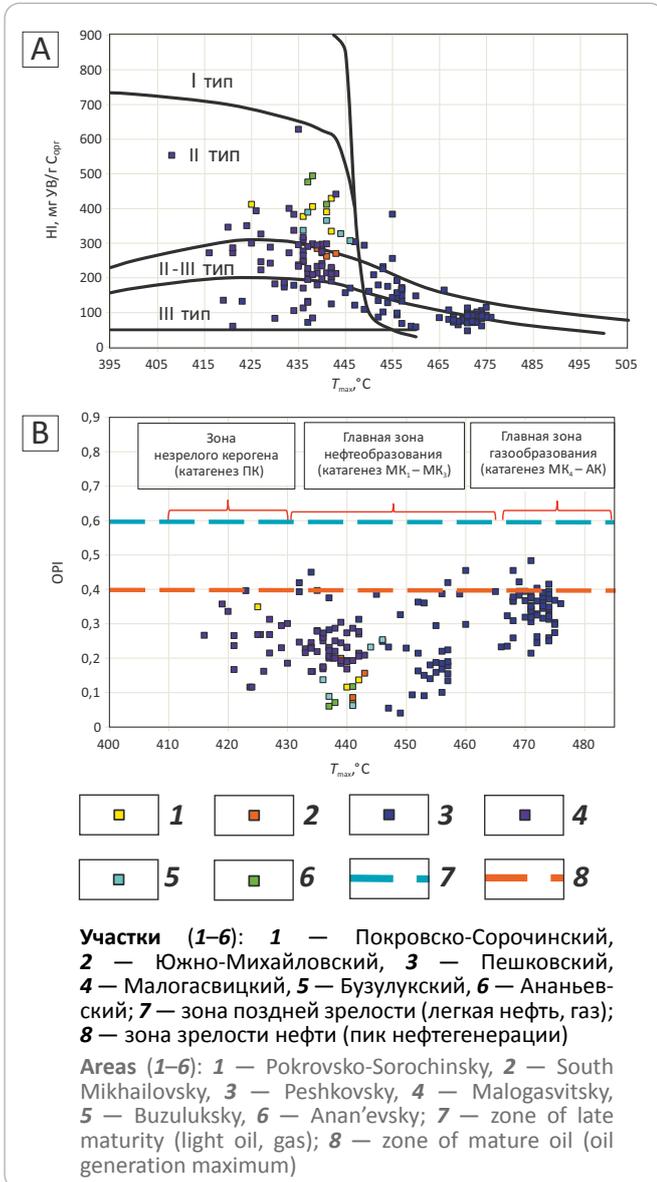
Все эти участки находятся в различных частях Муханово-Ероховского прогиба. Пешковский, Бузулукский, Южно-Михайловский, Ананьевский и Покровско-Сорочинский участки расположены в пределах



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 5. Характеристика типов (диаграмма Ван Кревелена) (А) и зрелости керогена (В) доманиковых отложений в пределах Муханово-Ероховского прогиба

Fig. 5. Characterisation of types (Van Krevelen diagram) (A) and kerogen maturity (B) of the Domanik series within the Mukhanovo-Erokhovskiy Trough



южной границы бортовой зоны Муханово-Ероховского прогиба, из которых первые три — в западной части Бобровско-Покровского вала, а последние два — на юго-востоке. Малогасвицкий участок находится в осевой зоне Муханово-Ероховского прогиба.

В целом можно считать, что распространение типов керогена на территории Муханово-Ероховского прогиба обусловлено сменой фациальной обстановки и неодинаковой степенью катагенетической преобразованности. Характер распределения катагенетической зональности и палеотемператур бассейна зависит от ряда факторов: общего геотектонического развития региона, строения разреза, характера

геотермического и флюидодинамического режимов бассейна, а также генетического типа ОБ.

На рис. 5 В представлено сопоставление температуры максимального выхода УВ при пиролизе керогена (T_{max}) и индекса продуктивности OPI, равного $S_1/(S_1+S_2)$ и показывающего степень выработанности керогена. Основная часть исследуемых образцов находится в интервале главной зоны нефтеобразования и катагенетической зрелости $МК_1$ – $МК_3$, поэтому их можно рассматривать в качестве перспективных толщ при добыче УВ. Органическое вещество в породах Пешковского участка имеет высокую степень преобразованности. Это подтверждается высокими значениями индекса продуктивности (OPI = 0,2–0,5), свойственными концу главной зоны нефтеобразования – началу главной зоны газообразования, и низкими значениями водородного индекса ($HI = 76–150$ мг УВ/г $C_{орг}$). Такой кероген, очевидно, уже не может образовывать жидкие УВ, но способен к генерации в основном газообразных УВ. На остальных участках индекс продуктивности характеризуется более низкими значениями (OPI = 0,1–0,3), происходит активная нефтегенерация, протекающая в условиях главной зоны нефтеобразования при катагенезе $МК_1$ – $МК_2$.

Для битумоидов доманиковой формации доманикового горизонта характерно высокое содержание асфальтенов, преобладание спиртобензолных смол над бензолными и невысокое содержание масел. В осевой зоне Муханово-Ероховского прогиба, по средним данным, в отложениях воронежско-евлановской толщи содержание хлороформенного битумоида (ХБА) составляет 0,31 %, $C_{орг} = 3,57$ %, коэффициент битуминизации $\beta = 9,8$, в фаменском ярусе — ХБА = 0,09 %, $C_{орг} = 0,67$ %, $\beta = 13$. Компонентный состав битумоидов имеет большое сходство как по составу, так и по выходу масляной фракции (36,2–37,5 %). По всему разрезу в осевых и бортовых участках прогиба отмечается широкое развитие аллохтонных битумоидов с аномально высокими значениями β , что свидетельствует о перемещении наиболее подвижных компонентов из осевой зоны Муханово-Ероховского прогиба к его бортам [5].

В связи с неравномерным распределением ОБ, ХБА и различной степенью катагенеза в пределах некомпенсированной впадины доманикового горизонта отмечается зональность в генерации УВ с высоким генерационным потенциалом и широким развитием процессов эмиграции и миграции битумоидов [5].

Установлено, что наиболее благоприятными условиями преобразования ОБ в УВ обладает Муханово-Ероховский прогиб. В результате анализа результатов проведенных исследований выявлен генерационный потенциал на жидкие и газообразные УВ в доманиковых отложениях как в осевой, так и бортовых зонах Муханово-Ероховского прогиба. Наиболее интенсивная генерация нефтяных

УВ рассеянным ОВ пород установлена по образцам из скважин, пробуренных в осевой части Муханово-Ероховского прогиба.

Типизация пород по данным ГИС

В пределах Муханово-Ероховского прогиба коллекторские свойства отложений доманикового типа изучены весьма слабо, в основном по данным ГИС. В скважинах старого фонда исследования проводились ограниченным комплексом методов (стандартный каротаж, гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК)), не позволяющим с уверенностью выявить интервалы, содержащие подвижные УВ.

Крайне низкие коллекторские свойства пород доманиковой толщи связаны с процессами битуминизации, глинизации, окремнения и др. и характеризуются значительной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств как по разрезу, так и по площади.

Выделенные ранее по керну девяти скважин литологические типы пород послужили основой для типизации отложений по данным ГИС. После детальной увязки данных керна и ГИС строились серии гистограмм изменения значений кривых ΔGK , $\Delta НКК$, ΔT , плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГКп), удельного электрического сопротивления (УЭС), после чего найдены пределы изменения параметров ГИС для всех литотипов (табл. 2).

Изучение характеристик физических свойств литотипов показало, что такие параметры, как интервальное время, плотность, УЭС, в незначительной степени изменяются от литотипа к литотипу, однако радиоактивный каротаж оказался более чувствителен к изменению литологического состава и позволил выявить определенные закономерности [6].

Установленная взаимосвязь между керном и ГИС дала возможность выделить литологические типы в скважинах, не охарактеризованных керном, с помощью специального модуля Irsom ПО Techlog. В основе модуля лежит кластеризация с использованием нейронных сетей со слоем Коханена. Аппроксимация многомерных данных позволила определить литотипы пород по данным ГИС, которые в последующем в автоматическом режиме при хорошей нормировке исходных данных можно распространить на скважины, не содержащие керновых данных (см. табл. 2).

Сопоставление содержания общего ОВ ($C_{орг}$) и объема свободных УВ (S_1) с двойным разностным параметром гамма-каротажа ($\Delta J_{ГК}$) позволило выделить наиболее перспективные литотипы, содержащие наибольший объем свободных УВ, оценить УВ-потенциал и уточнить граничные значения параметров $C_{орг}$, S_1 и $\Delta J_{ГК}$ (рис. 6).

Установлено, что наиболее перспективными для выявления УВ являются литотипы 1–3, в которых $ТОС > 1,5 \%$; $S_1 > 0,75$ мг УВ/г породы (см. рис. 6),

$S_1 + S_2 > 2$ мг УВ/г породы (см. рис. 4). Потенциальными коллекторами в доманиковых отложениях будут являться прослои пород с повышенным уровнем ГК без прямых признаков коллектора при $\Delta J_{ГК} > 0,3-0,4$. Эта отсечка проводится на диаграммах ГК-С или ГК (в зависимости от наличия комплекса ГИС). В 1-й доманиковой пачке количество первых трех литотипов преобладает и составляет 32 %, во 2-й и 3-й пачке — 30 и 19 % соответственно. Вверх по разрезу, как и при удалении от осевой части Муханово-Ероховского прогиба, четко фиксируется повышение карбонатности и глинистости, а также снижение содержания ОВ. В результате проведенной типизации по данным ГИС появилась возможность выделить эффективные мощности в доманиковых пачках, а также ранжировать их по перспективности.

Результаты освоения скважин

В 2019–2020 гг. ООО «Оренбургнефть» на территории Бузулукского лицензионного участка в бортовой части Муханово-Ероховского прогиба были пробурены поисково-разведочные скважины Бузулукские-2, 3, в которых специальным объектом изучения были нетрадиционные резервуары доманиковой толщи.

По данным описания керна из скв. Бузулукская-3 породы представлены кремниевыми-карбонатными отложениями, в различной степени обогащенными ОВ, неравномерно перекристаллизованными, трещиноватыми, крепкими. Породы изученных интервалов имеют общую пористость до 22 % (среднее 7,3–10,8 %) и эффективную пористость до 10 % (среднее 6–8,4 %).

В результате перфорации в скв. Бузулукская-2 получена пленка нефти и пластовая вода, а в скв. Бузулукская-3 — пластовая вода дебитом 31 м³/сут. По результатам промыслово-геофизических исследований в обеих скважинах отмечались заколонные перетоки снизу или сверху интервала перфорации из-за низкого качества цементации. Для понимания эффективности проведенного гидроразрыва пласта в скважинах был проведен широкополосный акустический каротаж в открытом стволе и в колонне после гидроразрыва пласта. При анализе показаний акустического широкополосного каротажа отчетливо видно расхождение интервальных времен продольных и поперечных волн ΔT_p и ΔT_s в интервалах распространения трещин (рис. 7). Отсутствие притока пластового флюида в этих скважинах связано с техническими и технологическими проблемами при освоении. Необходимо также отметить, что испытания проводились в вертикальных скважинах, а, исходя из анализа мирового опыта, положительный эффект дает применение гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах, имеющих наибольшую зону контакта с продуктивной породой. Нужен новый опыт освоения подобных объектов уже на поисковой стадии с применением современных методов интенсификации



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Табл. 2. Типизация пород доманиковых отложений по ГИС на основе данных керна

Tab. 2. Typification of the Domanik rocks based on core data using well logging data

Номер	Литотип	ΔJ_{GR} , усл. ед.	ΔJ_{NGM} , усл. ед.	ΔT , мкс/м	ГГК-п, г/см ³	УЭС, Ом · м	Тип пустотного пространства
		мин. – макс. сред.	мин. – макс. сред.	мин. – макс. сред.	мин. – макс. сред.	мин. – макс. сред.	
1	Кремнистая порода, обогащенная ОВ	0,39–0,92 0,66	0,33–0,43 0,38	154,2–257,2 194,3	2,571–2,7 2,61	119,2–20807,8 2074,96	Каверны, трещины, поры
2	Карбонатно-кремнистая порода, обогащенная ОВ	0,41–0,96 0,69	0,12–0,46 0,34	148,94–268,99 194,9	2,47–2,642 2,53	16,2–26032,3 1898,63	Каверны, трещины, поры
3	Кремнисто-карбонатная порода, обогащенная ОВ	0,31–0,84 0,58	0,13–0,7 0,32	159,72–247,4 206	2,46–2,65 2,5	10,26–50780,8 1648,3	Каверны, трещины, поры
4	Кремнисто-карбонатная порода (<i>преимущественно микрит</i>), слабообогатенная ОВ	0,17–0,67 0,42	0,09–0,72 0,34	148,9–259,6 194,6	2,47–2,71 2,53	54,9–44809,61 1759,4	Поры, трещины
5	Кремнисто-карбонатная порода (<i>преимущественно зерна</i>), слабообогатенная ОВ	0,37–0,51 0,44	0,27–0,76 0,35	159,45–211,23 190,2	2,5–2,72 2,599	211,841–103716 1546,6	Поры, трещины
6	Карбонатная порода	0,22–0,49 0,36	0,23–0,68 0,46	152,9–213,7 188,3	2,53–2,64 2,603	92,68–22797,3 1955,4	Поры, трещины

Рис. 6. Сопоставление содержания общего органического вещества (ТОС) и параметра S_1 от двойного разностного параметра гамма-каротажа (ΔJ_{GR})

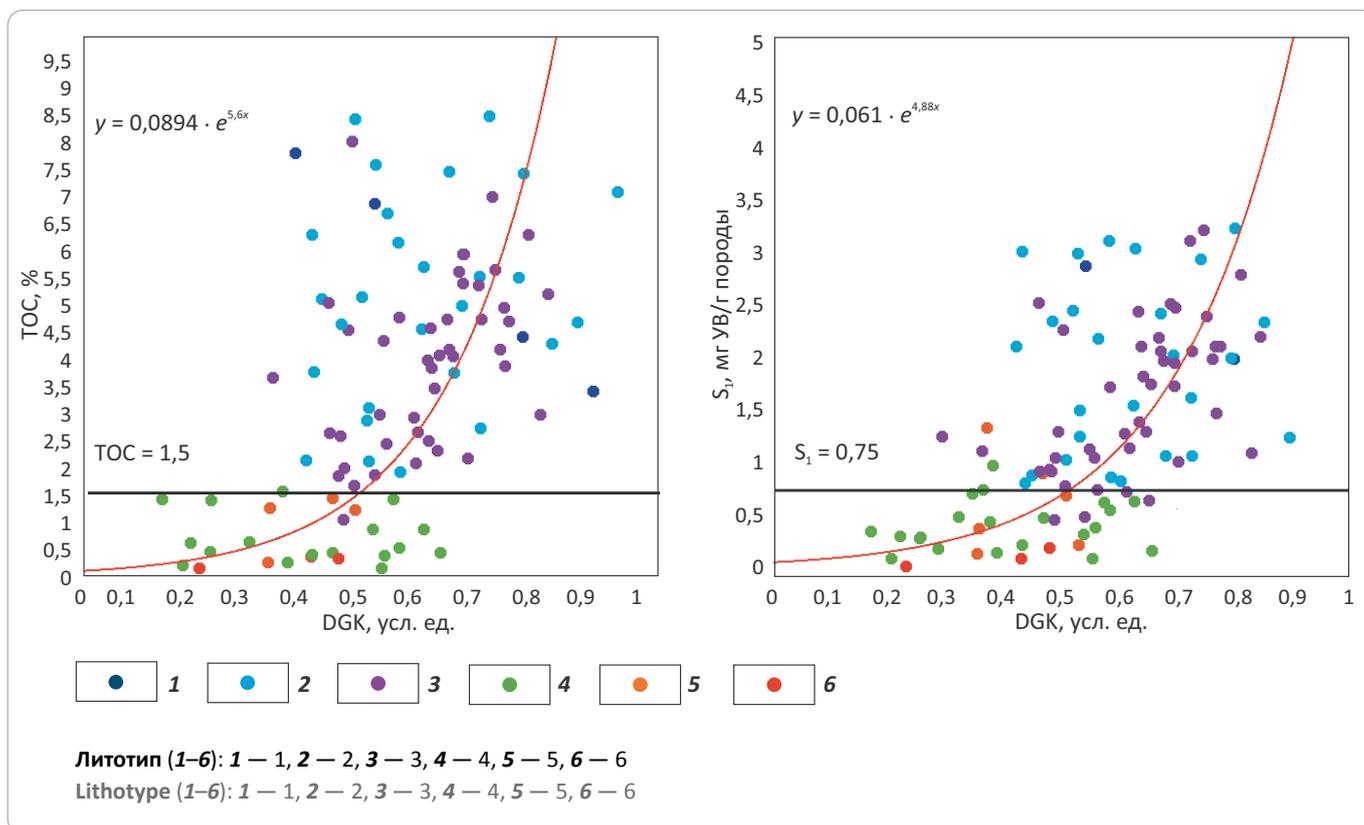
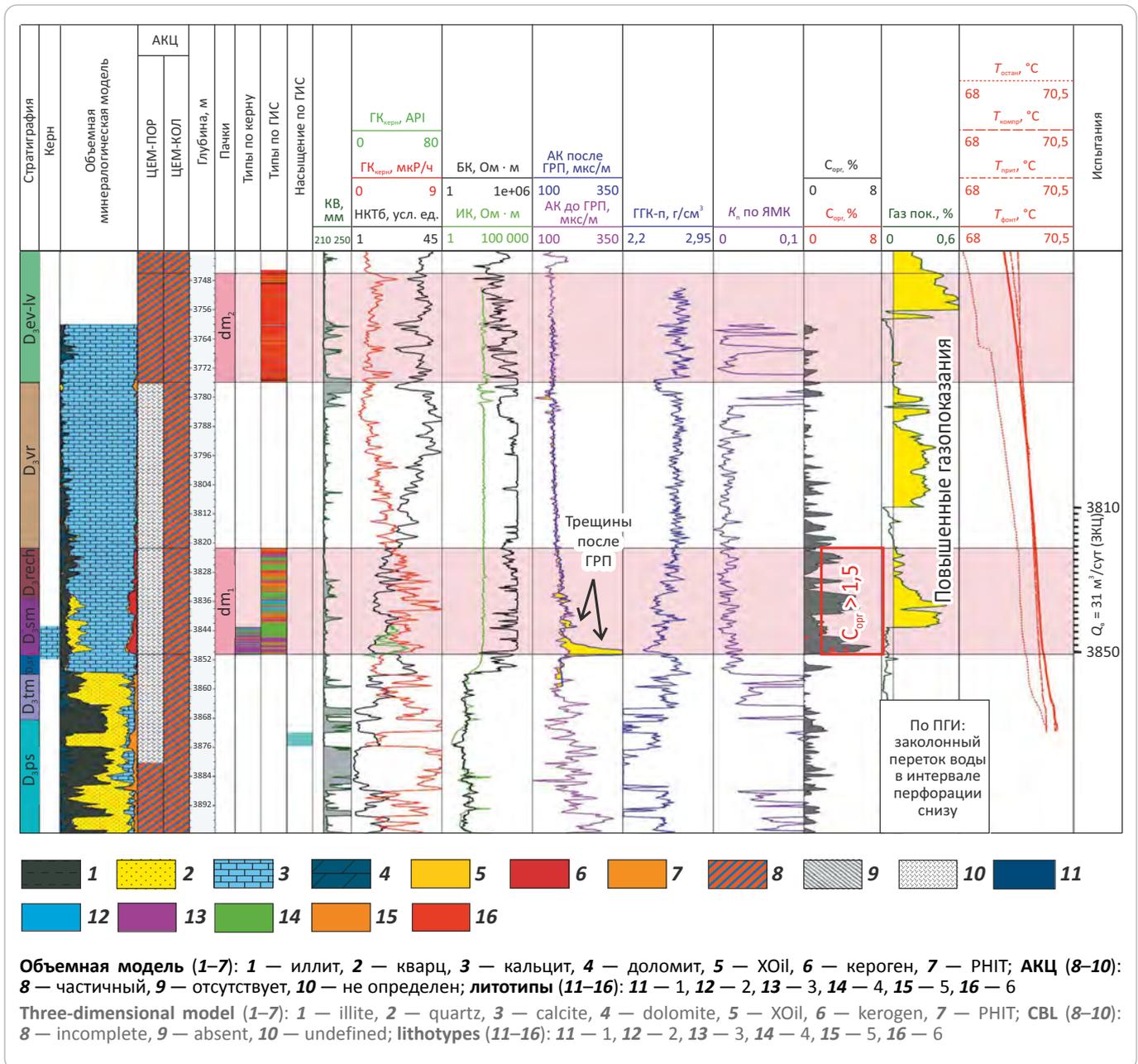
 Fig. 6. Comparison of Total Organic Content (TOC) and S_1 parameter from Gamma-Ray Index (ΔJ_{GR})


Рис. 7. Геолого-геофизический планшет по скв. Бузулукская-3, расположенной в бортовой части Муханово-Ероховского прогиба
Fig. 7. Geological and geophysical composite log for —Buzuluksky-3 well drilled in the flank of the Mukhanovo-Erokhovsky Trough



притока, бурением горизонтальных стволов вкрест основному тренду трещиноватости, и с проведением полномасштабного многостадийного гидроразрыва пласта.

В скважинах Бузулукского участка проведен расширенный комплекс ГИС, включающий такие методы, как акустический широкополосный каротаж, электрический микроимиджер, ядерный магнитный каротаж, импульсный нейтронный гамма-каротаж. Такой комплекс является наиболее достоверным источником информации в условиях отсутствия кернового материала. Результаты комплексной ин-

терпретации позволили определить содержание ОВ, проследить интервалы развития трещиноватости, оценить фильтрационно-емкостные свойства по данным ГИС. На рис. 7 приведен геолого-геофизический планшет с результатами литотипизации, интерпретации и испытаний по скв. Бузулукская-3.

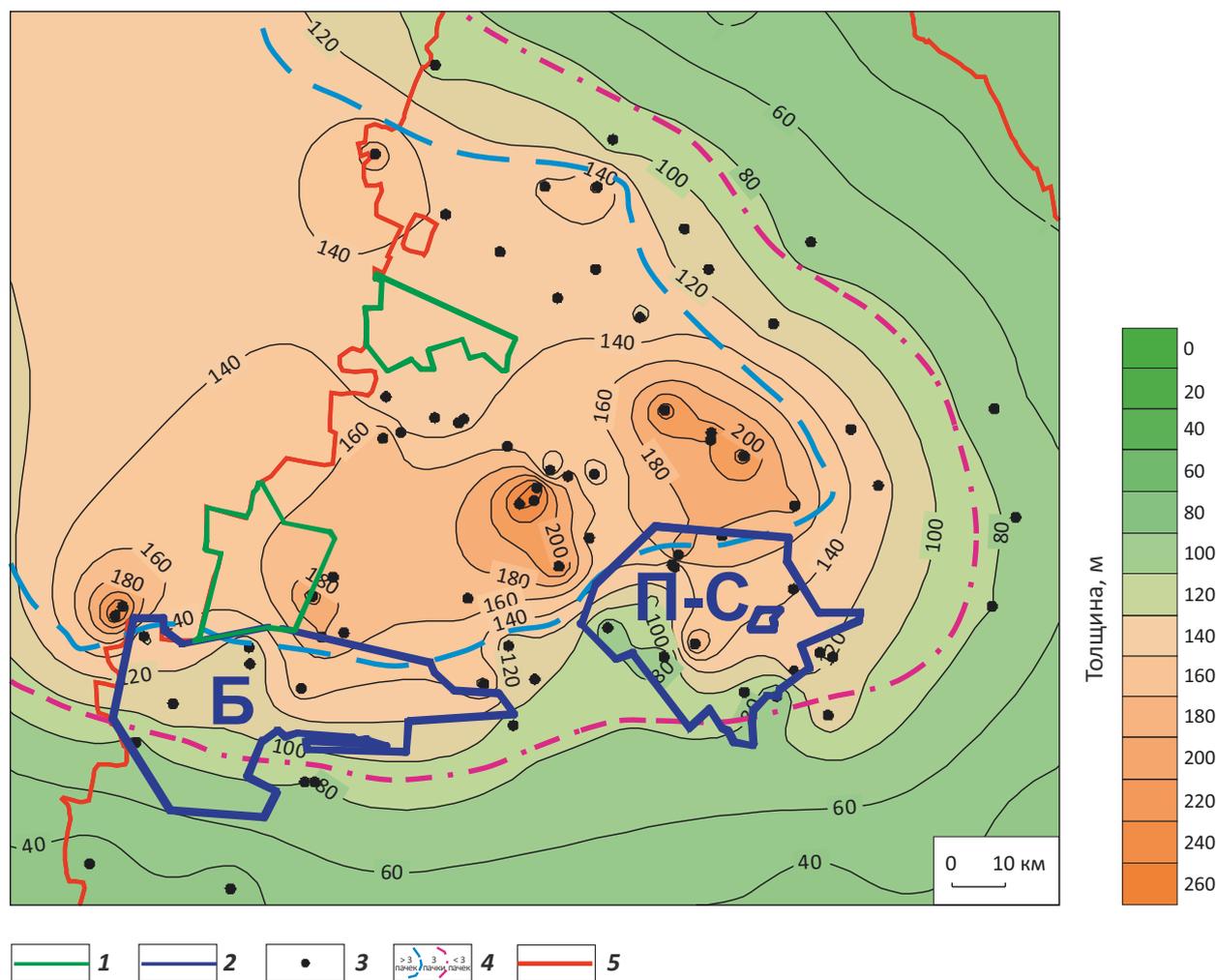
Из схемы типов разреза доманиковых отложений Муханово-Ероховского прогиба следует, что в бортовых зонах объекта перспективы нефтеносности связаны с нижними тремя пачками доманикитов dm_{1-3} (рис. 8, см. рис. 1), выделенными на Покровско-Сорочинском и Бузулукском лицензионных участках.



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 8. Карта общих толщин доманиковых отложений с учетом распространения пачек dm_1 – dm_7 ,

Fig. 8. Total thickness map of Domanik series taking into account occurrence of dm_1 – dm_7 members



Лицензионные участки (1, 2): 1 — приобретенные для изучения отложений доманика, 2 — перспективные (Б — Бузулукский, П-С — Покровско-Сорочинский); 3 — скважины; **границы (4, 5):** 4 — пачек доманиковых отложений и их число, 5 — областей

License areas (1, 2): 1 — purchased for the Domanik series studies, 2 — promising (Б — Buzuluksky, П-С — Pokrovsko-Sorochinsky); 3 — wells; **boundaries (4, 5):** 4 — Domanik series' members and their number, 5 — regions

Перспективы нефтеносности доманиковых отложений могут быть определены путем вероятностной оценки ресурсов. При расчетах рекомендуется использовать разные варианты суммарных эффективных толщин, основанные на результатах выполненной литотипизации пород (см. табл. 1, 2).

В минимальном варианте рекомендуется использовать суммарные толщины первых трех литотипов — кремнистых и карбонатно-кремнистых пород, обогащенных ОВ. В базовом варианте — добавить толщины четвертого и пятого литотипов кремнисто-карбонатных пород, слабообогатенных ОВ, в максимальном варианте — использовать суммарную мощность всех выделенных в пачках литотипов.

Заключение

На основании комплексного анализа геологического строения доманиковых отложений в пределах южного борта Муханово-Ероховского прогиба Оренбургской области авторами статьи проведена типизация пород по данным керна и ГИС, дан анализ изменения литотипов в зависимости от глубины залегания и удаленности от осевой части Муханово-Ероховского прогиба, представлена оценка генерационного потенциала. Все эти факторы выявили высокий УВ-потенциал лишнее лицензированных участков, расположенных в бортовых зонах Муханово-Ероховского прогиба, которые ранее считались бесперспективными (см. рис. 8).

Учитывая особенности строения доманиковой толщи, а также результаты освоения в уже пробуренных скважинах, оптимальным для опосредования доманиковых отложений является бурение горизонтальных скважин в интервале наиболее перспективной пачки, таким образом обеспечивается увеличение площади контакта ствола скважины с перспективной породой, а также минимизируется технологический фактор, что исключает влияние кровельных и подошвенных вод из традиционных коллекторов.

На текущем этапе необходимо предусматривать изучение доманиковых отложений в поисковых или эксплуатационных скважинах, планируемых к бурению на более глубокие интервалы в зоне Муханово-Ероховского прогиба. Необходимо проводить расширенный комплекс ГИС, позволяющий корректно построить объемно-компонентную модель, оценивать фильтрационно-емкостные

свойства сложнопостроенных пород и намечать наиболее интересные участки для освоения. Рекомендуется предусмотреть ориентированный отбор керна из интервала доманика для определения основного тренда ориентировки трещиноватости и выбора оптимального направления горизонтальных скважин. На основе имеющихся и вновь полученных керновых данных необходимо выполнить геомеханические и геохимические исследования для оптимального подбора параметров для многостадийного гидроразрыва пласта (состава жидкости, объема и размера пропанта и т. д.).

С учетом необратимого истощения ресурсного потенциала традиционных объектов, отложения доманикового типа в перспективе могут стать основным источником для поддержания как прироста запасов, так и уровня текущей добычи обществами группы ПАО «НК «Роснефть» в Волго-Уральском регионе.

Литература

1. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4. – С. 102–115.
2. Никитин Ю.И. Палеогеография позднедевонского осадконакопления на юге Волго-Уральской провинции в связи с поисками рифовых месторождений нефти : сб. науч. тр. – Тюмень : АО «Тюменский дом печати», 2019. – Вып. 5. – С. 73–84.
3. 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., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна — типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск, Ч. 1. – С. 112–124. DOI: 10.18599/grs.19.12.
4. Серебренникова О.В. Геохимические методы при поиске и разведке нефти и газа: учебное пособие. – Ханты-Мансийск : РИЦ ЮГУ, 2008. – 172 с.
5. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.А. и др. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций. – М. : Наука, 1990. – 79 с.
6. Итенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. – М. : Недра, 1984. – 256 с.

References

1. Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I. Vremennye metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefiti v domanikovykh produktivnykh otlozheniyakh [Temporary recommended practices for oil reserves assessment in productive Domanik formations]. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2017;(4):102–115. In Russ.
2. Nikitin Yu.I. Paleogeografiya pozdnedevonskogo osadkonakopleniya na yuge Volgo-Ural'skoi provintsii v svyazi s poiskami rifovykh mestorozhdenii nefiti: sb. nauch. tr. [Paleogeography of Late Devonian sedimentation in the south of Volga-Urals Province in the context of reef oilfield prospecting: collection of scientific papers]. Tyumen' : AO Tyumenskii dom pechati; 2019. Issue 5. pp.73–84. In Russ.
3. 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. *Georesursy = Georesources*. 2017; Special Issue. Part 1:112–124. DOI: 10.18599/grs.19.12. In Russ.
4. Serebrennikova O.V. Geokhimicheskie metody pri poiske i razvedke nefiti i gaza: uchebnoe posobie [Geochemical methods in oil and gas exploration and prospecting: textbook]. Khanty-Mansiisk: RITS YUGU; 2008. 172 p. In Russ.
5. Zaidel'son M.I., Vainbaum S.Ya., Koprova N.A. et al. Formirovanie i neftegazonosnost' domanikoidnykh formatsii [Formation and oil and gas potential of Domanik-type series]. Moscow: Nauka; 1990. 79 p. In Russ.
6. Itenberg S.S., Shnurman G.A. Interpretatsiya rezul'tatov karotazha slozhnykh kollektorov [Complicated reservoirs: interpretation of well logging data]. Moscow: Nedra; 1984. 256 p. In Russ.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Информация об авторах

Крипакова Дарья Юрьевна

Специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: dykripakova@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0001-7664-9824

Ткачев Виктор Андреевич

Ведущий специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: vatkachev@tnnc.rosneft.ru

Измайлов Кирилл Константинович

Специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: kkizmailov@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0003-1716-635X

Чикина Наталья Николаевна

Старший менеджер по петрофизике
ООО «РН-Ближневосточная компания»,
115054 Москва, Павелецкая пл., д. 2 стр. 2
e-mail: n.chikina@rnbvk.ru

Астафьев Евгений Владимирович

Заместитель начальника управления
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: evastafyev@tnnc.rosneft.ru

Девятка Надежда Петровна

Начальник отдела
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
e-mail: npdevyatka@tnnc.rosneft.ru

Лопатин Александр Павлович

Начальник управления
АО «Оренбургнефть»,
461046 Бузулук, ул. Магистральная, д. 2
e-mail: aplopatin@rosneft.ru

Information about authors

Dar'ya Yu. Kripakova

Specialist
Tyumen Petroleum Research Center LLC,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: dykripakova@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0001-7664-9824

Viktor A. Tkachev

Lead Specialist
Tyumen Petroleum Research Center LLC,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: vatkachev@tnnc.rosneft.ru

Kirill K. Izmailov

Specialist
Tyumen Petroleum Research Center LLC,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: kkizmailov@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0003-1716-635X

Natal'ya N. Chikina

Senior Petrophysics Manager
RN-Middle East company LLC,
2 str. 2, Paveletskaya pl., Moscow, 115054, Russia
e-mail: n.chikina@rnbvk.ru

Evgenii V. Astaf'ev

Deputy Head of Administration
Tyumen Petroleum Research Center LLC,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: evastafyev@tnnc.rosneft.ru

Nadezhda P. Devyatka

Head of Department
Tyumen Petroleum Research Center LLC,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: npdevyatka@tnnc.rosneft.ru

Aleksandr P. Lopatin

Head of Administration
Orenburgoil JSC,
2, ul. Magistral'naya, Buzuluk, 461046, Russia
e-mail: aplopatin@rosneft.ru

УДК 553.98:550.84

DOI 10.31087/0016-7894-2021-5-107-122

Газогеохимическое районирование донных отложений осадочных бассейнов и геоструктур внешнего шельфа Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана

© 2021 г. | А.И. Гресов, А.В. Яцук, Н.С. Сырбу, А.К. Окулов

ФГБУН Тихоокеанский океанологический институт имени В.И. Ильичева ДВО РАН, Владивосток, Россия; gresov@poi.dvo.ru; yatsuk@poi.dvo.ru; syrbu@poi.dvo.ru; okulov_ak@poi.dvo.ru

Поступила 30.03.2021 г.

Доработана 14.04.2021 г.

Принята к печати 05.07.2021 г.

Ключевые слова: донные отложения; газонасыщенность; изотопно-газогеохимические показатели; генезис газов; геологические факторы; Восточно-Сибирское море; Северный Ледовитый океан.

Аннотация: В донных отложениях осадочных бассейнов и геоструктур центральной части внешнего шельфа Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана установлены метан и его гомологи, водород, гелий, оксид и двуоксид углерода, сероводород, аргон и азот. В процессе исследований определены газонасыщенность осадков и изотопно-геохимические показатели газов различных газоматеринских источников. Установлено, что в составе газовой фазы донных осадков доминируют эпигенетические газы подстилающих геологических образований — предполагаемых углегазоносных формаций, магматических образований, твердых битумов, конденсатно-газовых, газоконденсатных, нефтегазовых, газонефтяных, нефтяных скоплений и залежей. Определено, что газонасыщенность и газогеохимическое районирование донных отложений зависят от комплексного влияния основных газоконтролирующих факторов — геологического строения, складчатой и разрывной тектоники, нефтегазоносности, литологического состава и органической насыщенности, геокриологических, гидродинамических и других условий образования, накопления газов или их дегазации. На основе анализа полученных данных оценена информативность газогеохимического метода поиска залежей углеводородов и определена нефтегазоперспективность района исследований.

Финансирование: Газогеохимические исследования выполнены при финансовой поддержке гранта РФФИ № 18-05-70038 «Ресурсы Арктики», в рамках гостемы № 0211-2021-0006 (121021500055-0). Морские экспедиционные работы (рейсы LV-77, LV-90) проведены при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ, Национального фонда естественных наук KHP NSFC-Shandong (гранты № U1606401 и № 41420104005), гранта Marine S&T Fund of Shandong Province (№ 2018SDKJ0104-3), а также проекта National Program on Global Change and Air-Sea Interaction (Project № GASI-GEORGE-04).

Для цитирования: Гресов А.И., Яцук А.В., Сырбу Н.С., Окулов А.К. Газогеохимическое районирование донных отложений осадочных бассейнов и геоструктур внешнего шельфа Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана // Геология нефти и газа. — 2021. — № 5. — С. 107–122. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-107-122.

Gas-geochemical zoning of seafloor formations of sedimentary basins and geostructures of East Siberian Sea and Arctic Ocean outer shelf

© 2021 | A.I. Gresov, A.V. Yatsuk, N.S. Syrbu, A.K. Okulov

V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Vladivostok, Russia; gresov@poi.dvo.ru; yatsuk@poi.dvo.ru; syrbu@poi.dvo.ru; okulov_ak@poi.dvo.ru

Received 30.03.2021

Revised 14.04.2021

Accepted for publication 05.07.2021

Key words: seafloor formations; gas saturation; isotope and gas-geochemical indicators; gas genesis; geological factors; East Siberian Sea; Arctic Ocean.

Abstract: Methane and its homologues, hydrogen, helium, carbon monoxide and dioxide, hydrogen sulfide, argon and nitrogen are found in the seafloor formations of sedimentary basins and geostructures in the central part of the outer shelf of the East Siberian Sea and the Arctic Ocean. In the process of the research, gas saturation of sediments and isotope-geochemical indicators of gas genesis from various gas sources were determined. It is found that the gas phase of seafloor formations is mainly composed of epigenetic gases from underlying geological formations, namely: supposed coal and gas formations, igneous formations, solid bitumen, condensate and gas, gas and condensate, oil and gas, gas and oil, and oil accumulations and pools. It is determined that gas saturation and gas-geochemical zoning of seafloor formations depend on the mixed influence of the main gas-controlling factors, they are: geological structure; fold and fault tectonics; oil and gas occurrence; lithological composition and saturation with organic matter; permafrost-related, hydrodynamic and other conditions of formation; gas accumulation or draining-out of gas. Basing on the analysis of data obtained, the informative value of the gas-geochemical method for hydrocarbon exploration and petroleum potential of the study area were assessed.

GEOCHEMICAL SURVEYS

Funding: Gas-geochemical studies funded by the Russian Foundation for Basic Research grant No. 18-05-70038 "Arctic resources" within the scope of the state-defined topic No. 0211-2021-0006 (121021500055-0). Marine fieldworks (cruises LV-77 and LV-90) are funded by the Ministry of Education and Science of the Russian Federation, China National Natural Science Foundation NSFC-Shandong (grants No. U1606401 and No. 41420104005), grant of Marine S&T Fund of Shandong Province (No. 2018SDKJ0104-3), and the National Program on Global Change and Air-Sea Interaction (Project No. GASI-GEORGE-04).

For citation: Gresov A.I., Yatsuk A.V., Syrbu N.S., Okulov A.K. Gas-geochemical zoning of seafloor formations of sedimentary basins and geostructures of East Siberian Sea and Arctic Ocean outer shelf. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(5):107–122. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-107-122. In Russ.

Введение

Район исследований расположен в центральной части внешнего шельфа Восточно-Сибирского моря и прилегающем секторе Северного Ледовитого океана, практически круглогодично покрытом ледовым покровом и эпизодически открываемом в последний период времени, что обуславливает труднодоступность проведения научных и поисково-разведочных работ. Основными методами изучения геологического строения района были аэрогеофизические, геофизические работы с ледовой базы (СП-24, СП-26, профили ГСЗ Трансарктика 89-91, Арктика 2000, 2005, 2007), сейсмические исследования МОВ-ОГТ с морских судов и ледоколов (профили 5АР, АР1401-1403, 1411, 1412, Arc-12-16 и др.) (рис. 1) и литологическое опробование донных осадков [1–3]. Первые сведения о содержании УВ-газов, изотопном составе углерода CH_4 и C_2H_6 в осадках восточной части района исследований получены при проведении профиля 5АР [4]. Наиболее полная информация о составе, генезисе, концентрациях природных газов, геологических условиях формирования газонасыщенности отложений и газогеохимических признаках нефтегазонасыщенности этого же района приведена в работах [5–7]. Изучение химического и газового состава донных осадков северо-западной части района исследований позволило авторам статьи выделить три группы химических элементов по значениям газогеохимических показателей. Результаты работ кратко изложены в работе [8].

Наряду с указанными исследованиями, установлено, что Предвосточносибирский [9], Северо-Чукотский, Новосибирский осадочные бассейны, Северная структурная терраса и другие геоструктуры района исследований [10–12] имеют геологические и структурно-геофизические признаки нефтегазонасыщенности.

Целью настоящей статьи являлось описание исследования формирования в голоценовых и плейстоценовых отложениях сингенетических и эпигенетических газов, особенностей распределения природных газов и изотопно-газогеохимических показателей донных отложений в рамках влияния на эти процессы основных геологических факторов. Прикладные задачи заключались в оценке нефтегазоперспективности района исследований и информативности газогеохимического метода поиска скоплений и залежей УВ. Актуальность исследований обусловлена слабой газогеохимической изученностью района и необходимостью интенсификации поисково-разведочных работ в арктическом секторе

Российской Федерации в соответствии с основными положениями «Стратегии развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года».

Методы исследований

Опробование донных осадков осуществлялось гидростатическими трубками в процессе экспедиционных работ на научно-исследовательском судне «Академик М.А. Лаврентьев» на 32 донных станциях 3 меридиональных профилей рейсов LV-45 (5АР — 2008 г.), LV-77 (I–I, II–II — 2016 г.) и LV-90 (станции 3, 4, 5 — 2020 г.) на глубинах моря 45–2565 м и опробования 0,45–5,25 м (см. рис. 1). В результате опробования из керна осадков отобрано 70 герметических сосудов и 178 проб газа, извлеченных на разных стадиях дегазации. Анализ состава газов донных осадков осуществлялся в лаборатории газогеохимии ТОИ ДВО РАН на хроматографах Газохром-2000 и КристалЛюкс-4000М. Методика определения состава газа осадков и их газонасыщенности соответствовала действующему нормативному руководству [14].

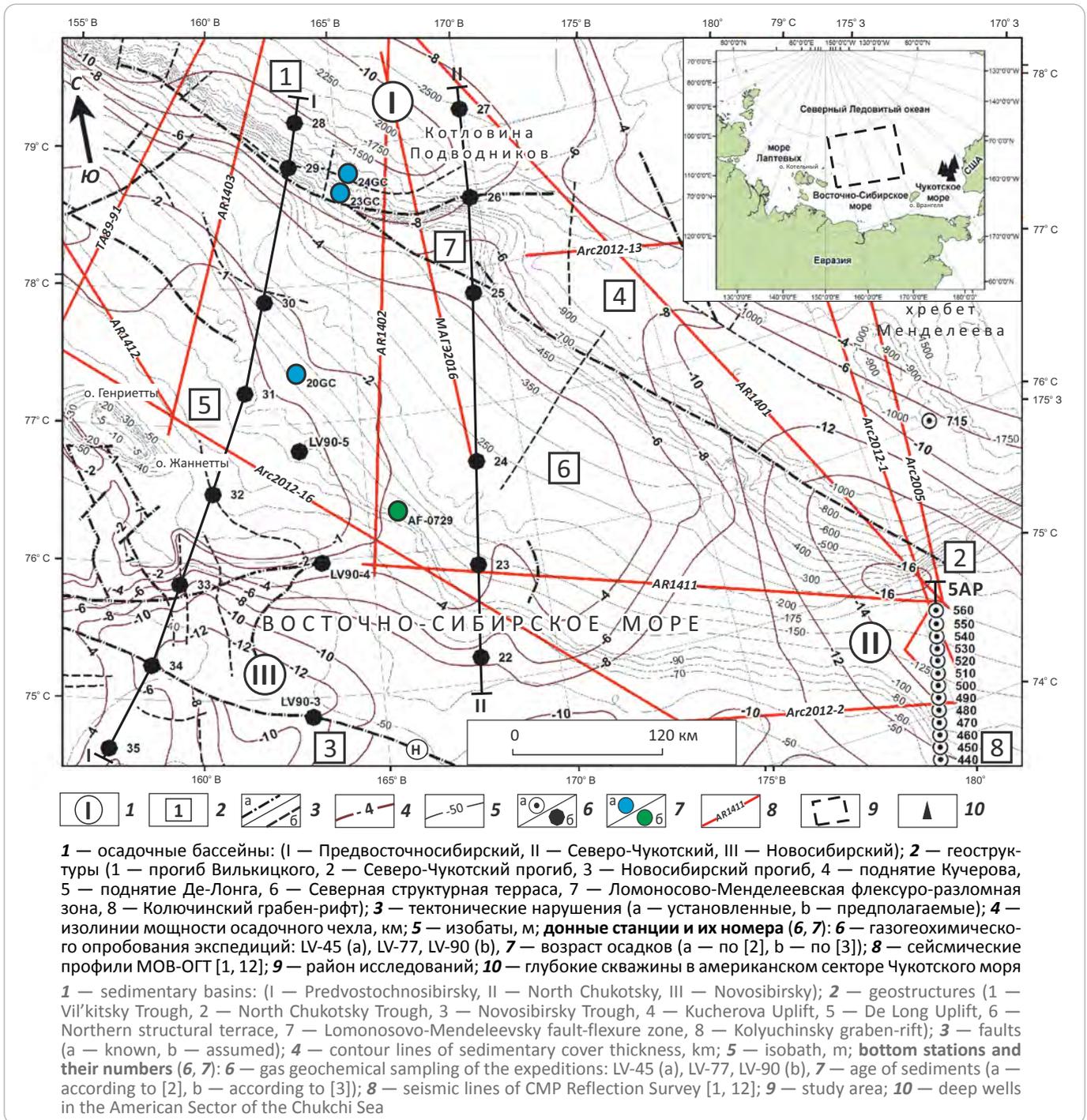
Изотопные исследования $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$, C_2H_6 и CO_2 выполнены в лабораториях стабильных изотопов ДВГИ ДВО РАН, ВСЕГЕИ и Университета Хоккайдо [4, 5, 6] на масс-спектрометрах Finnigan MAT-252, Deltaplus XL, GC Combustion III по аттестованным и оптимизированным для выполненных исследований методикам.

В процессе интерпретации результатов исследований значения молекулярной массы УВ-фракции ($M_{\text{УВ}}$), массовых концентраций УВ в долях на 1000, коэффициентов «влажности» ($K_{\text{вл}}$), преобразованности УВ-фракции ($K_{\text{пр}}$) и данные изотопных анализов использовались как индикаторы генезиса газов в различных газоматеринских источниках. Значения $K_{\text{вл}}$ и $K_{\text{пр}}$ рассчитаны по формулам: $K_{\text{вл}} = \sum \text{C}_2-\text{C}_5 / \sum \text{C}_1-\text{C}_5 \times 100 \%$ [15] и $K_{\text{пр}} = (\text{C}_2 \cdot \text{C}_4) / \text{C}_3$ [16], где C_1-C_5 — массовые концентрации УВ в долях на 1000. Установлено, что коэффициент $K_{\text{пр}}$ достаточно тесно связан с возрастом нефтегазонасыщенного коллектора, т. е. его значение свидетельствует о продолжительности нахождения газа в ловушке [16, 17].

Изучение осадков ОВ осуществлялось в лаборатории аналитической химии ДВГИ ДВО РАН. Общий органический и неорганический углерод определялся методом ИК-детектирования на анализаторе ТОС-V (Shimadzu) по аттестованным и оптимизированным для выполненных исследований методикам.

Статистическая обработка результатов выполнена с использованием программного пакета

Рис. 1. Структурно-тектоническая карта [10, 13] и схема газеогеохимического опробования района исследований
 Fig. 1. Structural and tectonic map [10, 13] and scheme of gas-geochemical sampling in the study area



«STATISTICA» 10.0. Оцифровка и интерпретация результатов исследований производились в программном комплексе ArcGIS® компании ESRI с помощью модуля Geostatistical Analyst по методу обратных взвешенных расстояний (IDW).

Геологическая характеристика

В связи с отсутствием глубоких скважин, информация о геологическом строении района исследова-

ний основана на материалах сейсморазведочных работ ОАО «МАГЭ» и АО «Севморгео» [12, 18], а также сейсморазведочных работ и бурения глубоких скважин в американском секторе Чукотского моря [19]. Важным источником являлись данные геологического картирования островной и океанической серий [10].

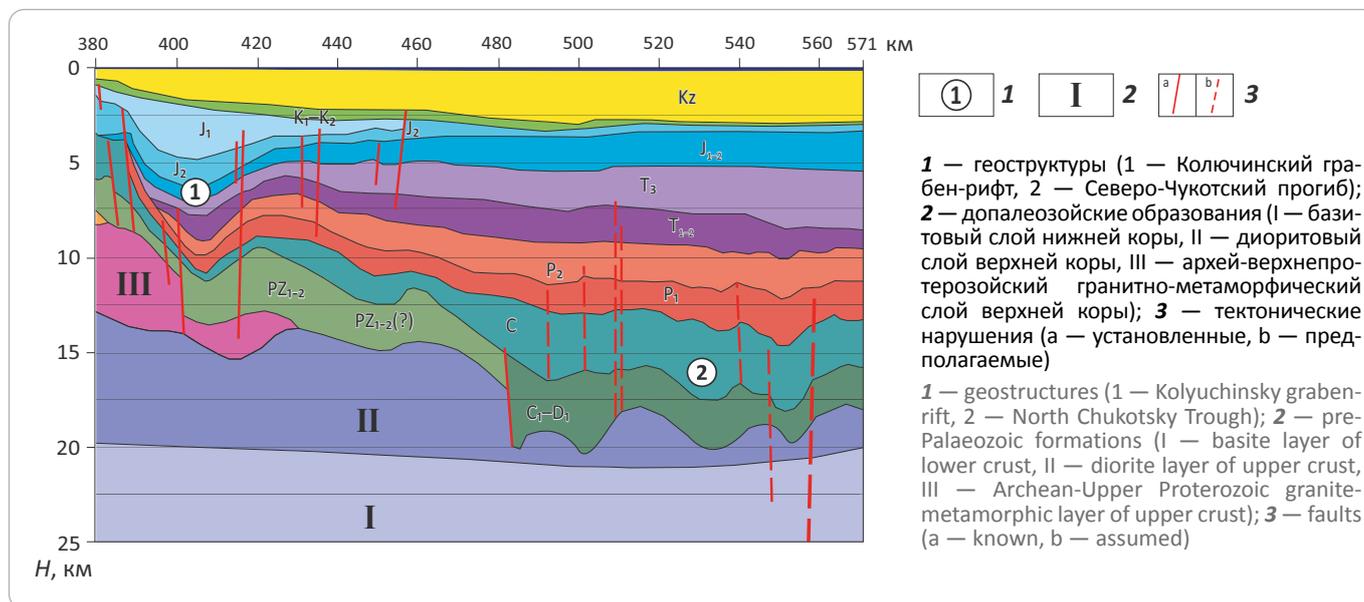
Стратиграфия. Допалеозойские образования района исследований представлены верхней мантией, базитовым слоем нижней коры и диоритовым



GEOCHEMICAL SURVEYS

Рис. 2. Схематический сейсмогеологический разрез восточной части внешнего шельфа Восточно-Сибирского моря по профилю 5AP [18]

Fig. 2. Schematic geoseismic section of the eastern part of East Siberian Sea outer shelf along 5AP Line [18]



слоем верхней коры. Глубина залегания мантии в восточной части района составляет 29–30 км, базитового и диоритового слоев — 17–20 и 13–17 км соответственно. Архей-протерозойский гранитно-метаморфический слой верхней коры в данном районе (станции 440–560, рис. 2; см. рис. 1) отсутствует [17]. В западной части района исследований архей-протерозойские породы наиболее близко подходят к поверхности на поднятии Де-Лонга и островах Генриетты и Жаннетты [10].

В вышезалегающих палеозойских, мезозойских и кайнозойских образованиях, по аналогии с американской частью Чукотского моря и Северной Аляски, выделяется пять структурно-стратиграфических сейсмокомплексов, разделенных между собой поверхностями региональных несогласий EU, PU, JU, BU, mBU: нижнеэлсмирский (девон-нижнепермский), верхнеэлсмирский (верхнепермтриас-нижнеюрский), рифтовый (верхнеюрско-барремский), нижнебрукский и верхнебрукский (апт-верхнемеловой и кайнозойский комплексы, рис. 3; см. рис. 2). Указанные комплексы идентифицируются в американской акватории Чукотского моря (см. рис. 1) по данным бурения скважин [19] и прослеживаются к западу в российском секторе Чукотского и Восточно-Сибирского морей [10, 20], что дает основание полагать синхронность развития и сходство строения этих площадей и района исследований [21].

Девон-среднепермский породный комплекс района исследований представлен известковистыми, кварц-полевошпатовыми песчаниками, известняками, алевролитами, аргиллитами, глинистыми сланцами и конгломератами общей мощностью 3–10 км;

верхнепермтриас-нижнеюрский — песчаниками, алевролитами, филлитами, глинистыми и углисто-глинистыми сланцами, конгломератами и интрузиями габбро-диабазов мощностью 2–6 км (см. рис. 2, 3).

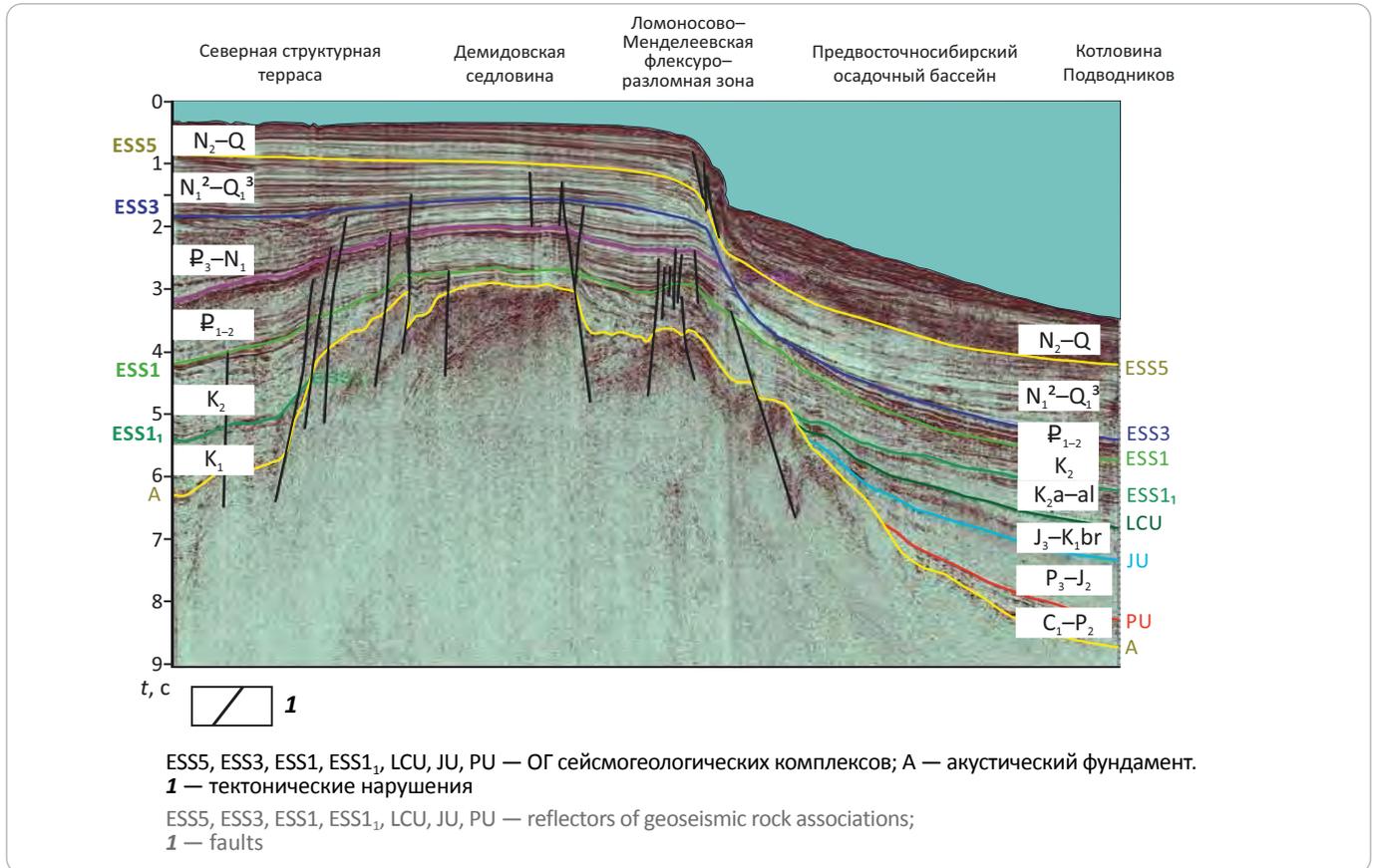
Образования *верхнеюрско-барремского* комплекса сложены алевролитами, аргиллитами, песчаниками, андезитами, дацитами, риолитами и их туфами общей мощностью до 3 км. Верхний горизонт (подкомплекс) соответствует фазе активного рифтогенеза, имеет ступенчатый характер изменения мощностей отложений, контролируемых разломами и крупными тектоническими нарушениями.

Апт-верхнемеловой комплекс представлен аргиллитами, песчаниками, алевролитами, филлитами, риолитами, дацитами, андезитами и их туфами. Общая мощность отложений комплекса в сводовой части поднятия Де-Лонга составляет 0,3 км, в зоне периклинали поднятия — 0,7–2 км, в котловине Подводников — 2,3–2,4 км [10, 12, 18, 20].

Кайнозойский комплекс представлен палеоцен-четвертичными отложениями (см. рис. 3). Образования палеогена сложены песчаниками, алевролитами, аргиллитами, конгломератами, пластами бурых углей, переслаиванием песков, глин, алевритов, в ряде случаев — базальтами и их туфами мощностью от 50 до 1800 м. В сводовой части поднятия Де-Лонга они полностью выклиниваются в результате предолигоценного размыва. Отложения неогена представлены переслаиванием песков, алевритов, глин, бурых углей, лигнитов, а также галечниками, гравийниками, песками с прослоями алевритов, лигнитов и торфов в верхней части разреза. Мощность отложений в надразломном прогибе вдоль границы

Рис. 3. Сейсмогеологический разрез МАГЭ-2016 западной части района исследований [12]

Fig. 3. Geoseismic section МАГЭ-2016 in the western part of the study area [12]



периклинали поднятия Де-Лонга и Ломоносово-Менделеевской флексуно-разломной зоны изменяется от первых сотен метров до 2 км [10, 12, 18].

Четвертичные осадки. Нижнеплейстоценовые отложения содержат разнообразные литологические разности от гравия до пелита, образованные в процессе длительного трансгрессивно-регрессивного периода в плиоцене и раннем неоплейстоцене. Позднеплейстоценовые и голоценовые осадки представлены алевритопелитами и пелитами. Содержание псаммитовой фракции не превышает 10 %, в среднем составляя на поднятии Де-Лонга и в Новосибирском бассейне 1,8–2,6 %, на остальной площади — 0,1–0,3 %. Каменный материал представлен незначительным количеством гравия и гальки. Общая мощность четвертичных осадков не превышает 200 м [2, 10, 13, 18].

Возраст позднеплейстоценовых осадков внешнего шельфа (поднятия Де-Лонга, станция 20GS, см. рис. 1) в сегменте ядра 54–60 см составляет 12,04 тыс. лет, в сегменте 72–81 см — 12,52–13,21 тыс. лет, бровки шельфа (подножья Северной структурной террасы, станция АФ-07-29) в сегменте 47–52 см — 181 тыс. лет. На континентальном склоне возраст раковин в пелитовых осадках станций 23 и 24GC (глубина моря 508 и 964 м, мощность ядра

406 и 405 см соответственно) составлял в интервалах ядра 176–178 и 190–192 см — 37 и 46,3 тыс. лет соответственно [2, 3].

Тектоническая структура района представлена тремя прогибами — Вилькицкого, Северо-Чукотским и Новосибирским, в пределах которых сформировались два крупных окраинно-шельфовых осадочных бассейна — Предвосточносибирский и Северо-Чукотский, и один — внутришельфовый — Новосибирский. Осадочные бассейны разделены между собой Северной структурной террасой, поднятиями Де-Лонга и Кучерова (см. рис 1).

Важным структурно-тектоническим элементом, объединяющим прогибы Вилькицкого и Северо-Чукотский, является Ломоносово-Менделеевская флексуно-разломная зона. В Новосибирском прогибе аналогичным элементом является одноименная разломная зона, осложненная опережающими ее нарушениями.

Необходимо отметить, что все структурные зоны характеризуются блоковым строением земной коры и ограничены крутопадающими сбросами. Амплитуда смещения по сбросам достигает 2 км. При этом ведущим процессом формирования зон являлся рифтогенез. Начальная стадия рифтогенеза проявилась

в глубокопогруженных структурах котловины Подводников, которая постепенно разрастаясь, привела к формированию в центральной части западного сектора района исследований зон сквозных структур дробления [10]. Основанием для их выделения послужили гравиметрические данные и результаты сейсмопрофилирования МОВ-ОГТ Arc-2012-16, Arc-1402, МАГЭ-2016 и др. (см. рис. 1), где эти зоны представлены системой односторонних грабен и горстов с амплитудами смещения по сбросам до 1–2 км. Установлено, что в течение кайнозоя происходило резкое ослабление рифтогенного процесса [10, 18].

Магматические образования района исследований представлены силлами и дайками метадиоритов и метадолеритов, залегающими в туфоаргиллитах, туфогравелито-песчаниковой и базальтовой толщах островного архипелага Де-Лонга и зонах сквозных структур дробления. В последних доминируют базальты апт-альбского возраста. Помимо апт-альбских, установлены и миоценовые базальты, образующие два небольших покрова в северо-западной части Ломоносово-Менделеевской зоны [10].

Органическая насыщенность. К наиболее древним органически насыщенным литотипам островного обрамления района исследований (островов Котельный и Врангеля) относятся твердые битумы палеозой-мезозойского возраста. Содержание битумоида находится в тесном соответствии с содержанием ОВ — от долей до первых единиц процента. В групповом составе твердых битумов (антраксолитов) преобладают смолы, асфальтены и ароматические фракции [22, 23].

В породах норийского и карнийского ярусов континентального обрамления восточной части района исследований установлены углистые сланцы с содержанием $C_{орг} = 16–29\%$ и прослойки каменных углей — 85–87 %. В нижнемеловой кукевеевской свите одноименной угленосной площади содержится 8–12 пластов каменных углей стадий катагенеза $МК_3–АК_1$ мощностью 1,4–4 м. Аналогами нижнемеловых углей западной части района исследований являются угли Анжуйского угольного бассейна, в Балыктахской свите которого установлено до 9 пластов каменных углей стадий катагенеза $МК_1–МК_2$ мощностью 1,2–25 м и с содержанием $C_{орг} = 83–90\%$.

В палеогеновых и неогеновых отложениях района исследований также установлены пропластки и пласты бурого угля (стадии катагенеза $ПК_1–ПК_3$), линзы лигнитов мощностью от 0,1 до 8 м и с содержанием $C_{орг} = 60–85\%$. В нижнеплейстоценовых осадках наблюдаются пласты торфа мощностью до 1–2 м [6, 7, 10, 24].

Исследованные донные отложения Новосибирского и Северо-Чукотского бассейнов характеризуются содержаниями $C_{орг} = 0,6–1,8\%$, поднятия Де-Лонга и Северной структурной террасы — 0,6–1,2 %, Пред-

восточносибирского бассейна (котловины Подводников) — 0,1–0,4 %.

Установлено, что содержание $C_{орг}$ в осадках связано обратной корреляционной связью с глубиной моря (–0,69), что соответствует общерегиональной закономерности уменьшения в осадках содержания органического углерода в направлении шельф – пелагиаль.

Геокриологические условия. В процессе морских экспедиционных работ (рейсы научно-исследовательского судна «Академик М.А. Лаврентьев» — LV-45, 77, 90) установлено, что температуры донных отложений осадочных бассейнов характеризуются преимущественно отрицательными значениями (–0,4...–1,8 °С), что обусловлено развитием в районе исследований зоны многолетнемерзлых пород. Наряду с этим, в пределах исследованных бассейнов и геоструктур наблюдались участки донных осадков с положительными температурами (0,3–1 °С).

Результаты и обсуждение

Состав и генезис газов. В составе газов донных осадков установлены метан (в концентрациях 0,001–0,037 см³/кг), УВ-газы (в сумме до C_5 — 0,0001–0,0055 см³/кг), CO₂ (0,5–17,4 см³/кг), CO (0,009–0,064 см³/кг), H₂ (0,015–0,122 см³/кг), He (0,0003–0,0853 см³/кг), редко — H₂S (0,003–0,025 см³/кг). Содержания N₂ и Ar изменяются в сумме от 81 до 91,5 %.

В процессе исследований установлено, что формирование газовой фазы донных отложений подчиняется правилам аддитивности, т. е. последовательного накопления газов различного генезиса с доминированием газовой составляющей и газогеохимических показателей более газонасыщенного газоматеринского источника. Исходя из полученных значений $M_{УВ}$, массовых концентраций индивидуальных УВ, $K_{вл}$, $K_{пр}$, $\delta^{13}C-CH_4$, C₂H₆, CO₂ и данных работ [17, 25, 26], в изученных отложениях доминируют *эпигенетические* газы восьми предполагаемых газоматеринских источников, в том числе нефтегазовых, газонефтяных, нефтяных скоплений и залежей (табл. 1). Важно отметить, что осадочные бассейны и геоструктуры района исследований относятся к наиболее перспективным нефтегазоносным площадям Восточно-Сибирского моря [12, 27]. Исходя из существующих представлений о наличии фильтрационно-диффузионного массопереноса и миграции УВ-газов из нефтегазовых скоплений и залежей в перекрывающие их отложения, изотопно-газогеохимические показатели донных осадков являются прямыми признаками нефтегазоносности.

В процессе исследований установлено, что идентифицировать *сингенетические* УВ-газы в изученных осадках достаточно сложно из-за незначительных объемов их образования в условиях отрицательных температур и процессов их смешивания с миграционными газами. Существенный объем сингенети-

Табл. 1. Средние значения геохимических показателей УВ-газов донных осадков района исследований

Tab. 1. Average values of geochemical indicators of HC gas from seafloor sediments of the study area

Генетическая группа, газоматеринский источник (донные станции)	Массовые концентрации (в долях целого на 1000)					M _{УВ} , г/моль	Геохимические показатели		
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅		K _{ВН} , %	K _{пр}	δ ¹³ C-CH ₄ , ‰ [8]
1. Углегазоносные формации (450, 490, 500)	974	9	7	6	4	16,31	2,6	9	-60,1
2. Магматические образования (3)	920	37	29	14	0	16,79	8,0	18	н. о.
3. Конденсатно-газовые залежи (4, 22, 715)	892	38	24	45	1	17,16	10,8	72	-51,1
4. Твердые битумы (5, 23, 460, 470)	853	54	24	57	12	17,63	14,7	156	-48
5. Газоконденсатные залежи (440, 510, 520, 540)	818	34	26	73	49	18,20	18,2	85	-50
6. Нефтегазовые залежи (24, 27, 31, 34, 35, 480, 530, 560)	663	122	113	83	19	20,09	33,7	160	-42,3
7. Газонефтяные залежи (30, 32)	531	177	119	120	26	22,17	46,9	232	-42,8
8. Нефтяные залежи (25, 26, 28, 29, 33, 550)	482	202	113	115	88	24,04	51,8	276	-39,4

Примечание: н. о. — не определялся.

Табл. 2. Средние значения концентраций и изотопный состав газов донных отложений на участках развития предполагаемых геологических образований (газоматеринских источников)

Tab. 2. Average values of gas concentration and isotopic signature in seafloor sediments of the areas of the assumed geological formations occurrence (gas sources)

Газоматеринский источник	Концентрация газов, см ³ /кг					δ ¹³ C, ‰ [8]	
	CH ₄	ТУ	CO ₂	H ₂	H _e	C ₂ H ₆	CO ₂
Угленосные формации	0,021	0,0013	0,65	0,015	0,0024	-31	-24,8
Магматические образования	0,006	0,0002	0,81	0,018	0,0098	н. о.	н. о.
Конденсатно-газовые залежи	0,016	0,0010	1,56	0,048	0,0109	н. о.	-22,7
Твердые битумы	0,015	0,0007	3,19	0,067	0,0242	-23,1	-21,1
Газоконденсатные залежи	0,004	0,0002	3,26	н. о.	н. о.	-21	-23,1
Нефтегазовые залежи	0,013	0,0024	7,04	0,031	0,0018	-21	-20,5
Газонефтяные залежи	0,008	0,0034	3,45	0,007	0,0020	-21,5	-19,7
Нефтяные залежи	0,005	0,0024	3,50	0,015	0,0019	-18	-20,1

Примечание: н. о. — не определялся.

ческих газов, вероятно, присутствует в газовой фазе донных отложений в пределах развития предполагаемых угольных залежей (K_{вл} — 2,6 %, δ¹³C-CH₄ и C₂H₆: -60 и -31 ‰ соответственно), конденсатно-газовых и газоконденсатных залежей (δ¹³C-CH₄: -50...-51 ‰), в меньшей мере — в остальных генетических группах УВ-газов (см. табл. 1).

Исходя из полученных данных, в УВ-фракции донных осадков района исследований доминируют УВ-газы различных газоматеринских источников, образование которых связано с процессами катагенеза, в единичных случаях (магматогенные) — с областями развития магматических образований. Подтверждением миграционной природы УВ-газов в осадках являются высокие значения массовых концентраций УВ-фракции C₂-C₅, газогеохимических показателей, а также изотопного состава углерода в

CH₄ и C₂H₆ (табл. 2; см. табл. 1). Образование метана и этана биогенного и биохимического происхождения в донных осадках имеет ограниченный характер. Отрицательная корреляция концентраций метана и его гомологов с содержанием C_{орг} (R² = -0,07 и -0,36) косвенно подтверждает сделанное заключение и свидетельствует о доминировании эпигенетических УВ-газов в изученных донных отложениях. Здесь же следует отметить, что наличие прямой корреляционной связи (R² = 0,7) концентраций метана и его гомологов свидетельствует об общих условиях и источниках их образования.

Углекислый газ, с одной стороны, является продуктом окисления ОВ в донных осадках, с другой — постоянным газом подстилающих их геологических образований. Наличие прямой корреляционной связи концентраций CO₂ с содержанием C_{орг} (R² = 0,56)

GEOCHEMICAL SURVEYS

Табл. 3. Средние значения газонасыщенности и изотопного состава УВ-газов донных отложений осадочных бассейнов и геоструктур района исследований**Tab. 3.** Average values of HC gas saturation and isotopic signature in seafloor formations of sedimentary basins and geostructures of the study area

Осадочные бассейны, геоструктуры	Газонасыщенность, см ³ /кг						δ ¹³ C, ‰	
	CH ₄	УВ-газы	CO ₂	CO	H ₂	He	CH ₄	C ₂ H ₆
Северо-Чукотский	0,007	0,0006	2,99	0,015	0,025	0,0031	-49,2	-19
Колючинский грабен-рифт	0,013	0,0015	1,03	0,014	0,037	0,0032	-52,1	-31
Предвосточносибирский	0,005	0,0024	1,83	0,049	0,045	0,0025	-38,2	-18,1
Поднятие Де-Лонга	0,007	0,0015	4,43	0,036	0,057	0,0183	-41,8	-20,4
Новосибирский	0,011	0,0024	11,36	0,047	0,010	0,0046	-41,9	-20,4
Северная структурная терраса	0,023	0,0024	2,46	0,045	0,027	0,0065	-46,2	-21,9

и отрицательной (-0,53) — с глубиной опробования указывает, с одной стороны, на сингенетический характер его образования в донных отложениях, значения изотопного состава δ¹³C-CO₂ в интервале -19,7... -24,8 ‰, с другой — на эпигенетический (см. табл. 2). Данное положение связано с формированием в осадках полигенезисного состава CO₂.

Присутствие оксида углерода в донных осадках объясняется не только недоокислением ОВ кислородом в условиях развития многолетнемерзлых пород, но и его миграцией из подстилающих магматических образований, твердых битумов и угольных залежей в пределах зон сквозных таликов и тектонических нарушений [6, 7, 25].

Гелий относится к радиогенному типу миграционных газов, образовавшихся за счет радиоактивного распада на большой глубине и поступивших в донные отложения района исследований по разломам и апофизам Новосибирской и Ломоносово-Менделеевской разломных зон (см. рис. 1). Концентрации He и H₂ связаны прямой корреляционной связью ($R^2 = 0,65$), что свидетельствует о высокой вероятности их совместного образования. Можно отметить, что газовые, нефтегазовые, газонефтяные и нефтяные залежи месторождений восточной части Сибирской платформы являются гелиеносными и содержат промышленные концентрации гелия и аномальные — водорода [7, 28].

Природа водорода в осадках — также миграционная. Водород является постоянным спутником природных газов магматических образований островного и континентального обрамления Восточно-Сибирского моря, а также одним из основных газов нефтегазоносных бассейнов востока России. Концентрации водорода в газовых, нефтегазовых и нефтяных залежах Ленского, Анадырского и Верхнебуреинского бассейнов достигает 27–30 % [7, 25, 29]. Известно [30], что водород образуется на глубоких горизонтах при разложении подземных вод под воздействием α-излучения. Радиолиз ОВ пород также влияет на процессы образования CO₂, CH₄, CO, H₂ и

жидких УВ. В количественном отношении радиолитическое образование H₂ — незначительное, и поступление его в верхние горизонты и донные отложения носит весьма ограниченный характер. Кроме того, несущественная его часть, вероятно, образовалась в донных отложениях района в процессе биохимических реакций [6, 7, 29]. Таким образом, в газах донных отложений района исследований доминирует водород, образование которого связано с процессами катагенеза ОВ и магматической деятельностью.

Установлено, что распределение сероводорода в донных отложениях носит «гнездовой» характер, а происхождение связано, по-видимому, с биохимическими и химическими реакциями в донных отложениях [6, 7]. Наряду с этим можно отметить, что аномальные содержания H₂S известны в нефтегазоносном бассейне Грин-Ривер (17,8–30,1 %), Западно-Канадском (7,1–52 %), Волго-Уральском (4,9–5,5 %) и других бассейнах [16].

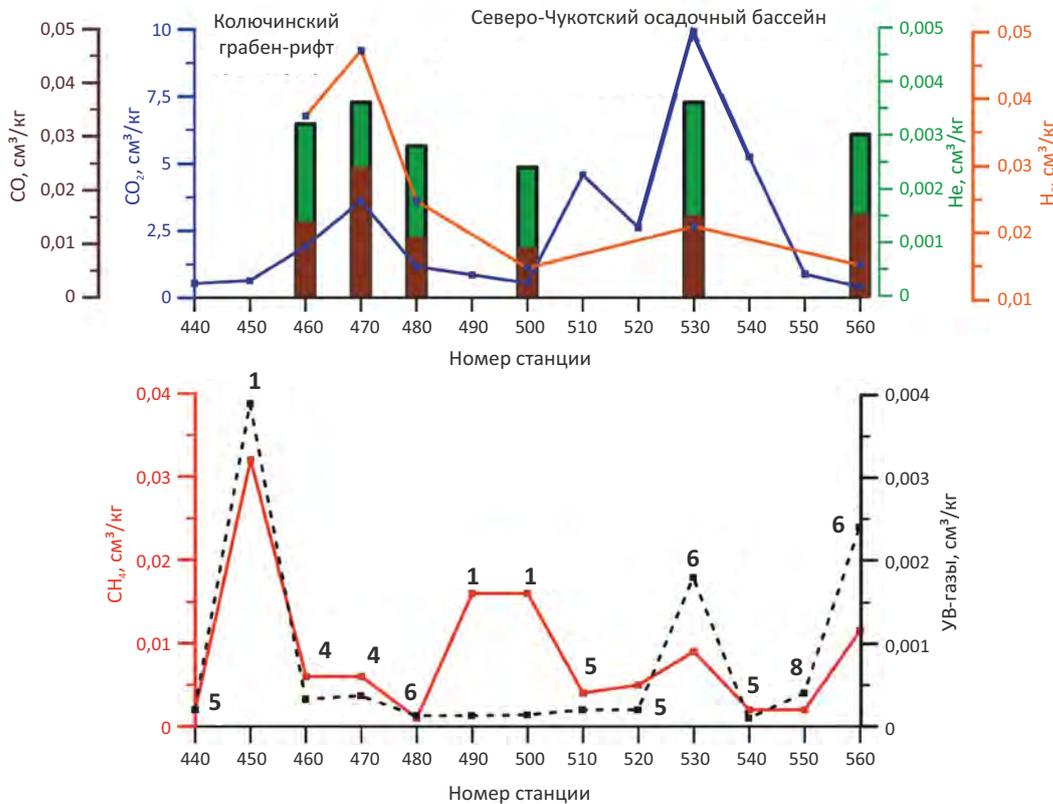
Генезис азота и аргона — атмосферный и глубинный. Содержания N₂ и Ar до 80–90 % известны в газах месторождений нефтегазоносных бассейнов Скалистых гор США, Волго-Уральского бассейна (до 70–90 %) и др. [6, 16].

Газогеохимическое районирование. Характеристика изменчивости распределения средних значений газонасыщенности донных отложений осадочных бассейнов и геоструктур района исследований приведена в табл. 3.

В процессе исследований установлено, что максимальной метанонасыщенностью донных отложений *восточной части* района исследований характеризуются площади развития предполагаемых углегазоносных формаций, минимальной — газоконденсатных залежей, промежуточной — твердых битумов, нефтегазовых и нефтяных залежей Северо-Чукотского бассейна (рис. 4).

Максимальные значения УВ-насыщенности осадков установлены на площадях развития предполагаемых угольных залежей Колючинского грабен-рифта и нефтегазовых залежей Северо-Чукот-

Рис. 4. Изменчивость распределения газонасыщенности донных отложений Северо-Чукотского осадочного бассейна по профилю 5AP
Fig. 4. Variability of gas saturation distribution in seafloor sediments of the North Chukotsky sedimentary basin along 5AP Line



Предполагаемые газоматеринские источники: **1** — угленосные формации, **4** — твердые битумы (антраксолиты), **5** — газоконденсатные, **6** — нефтегазовые, **8** — нефтяные скопления и залежи
 Anticipated gas source formations: **1** — coal-bearing formations, **4** — solid bitumen (anthraxolite), **5** — gas and condensate, **6** — oil and gas, **8** — oil accumulations and pools

ского бассейна, минимальные — газоконденсатных и угольных залежей Северо-Чукотского бассейна, промежуточные — твердых битумов и нефтяных залежей. Несоответствие концентраций УВ-газов на участках развития прогнозных угольных залежей Колючинского грабен-рифта и Северо-Чукотского осадочного бассейна обусловлено, вероятно, разными стадиями их катагенеза — МК₅–АК₁ и ПК₁–МК₃ [6, 7, 25, 29].

Максимальной газонасыщенностью CO₂ и CO характеризуются донные отложения южного крыла Северо-Чукотского бассейна и его центральной части, минимальной — северного крыла и Колючинского грабен-рифта. Промежуточные показатели доминируют на остальной площади. Аналогичные закономерности газогеохимического районирования установлены для H₂ и He (см. рис. 4).

Максимальной метанонасыщенностью донных отложений в западной части района исследований отличаются площади развития предполагаемых твердых битумов, конденсатно-газовых, нефтегазовых залежей Северной структурной террасы и Новосибирского бассейна, минимальной — газонефтяных

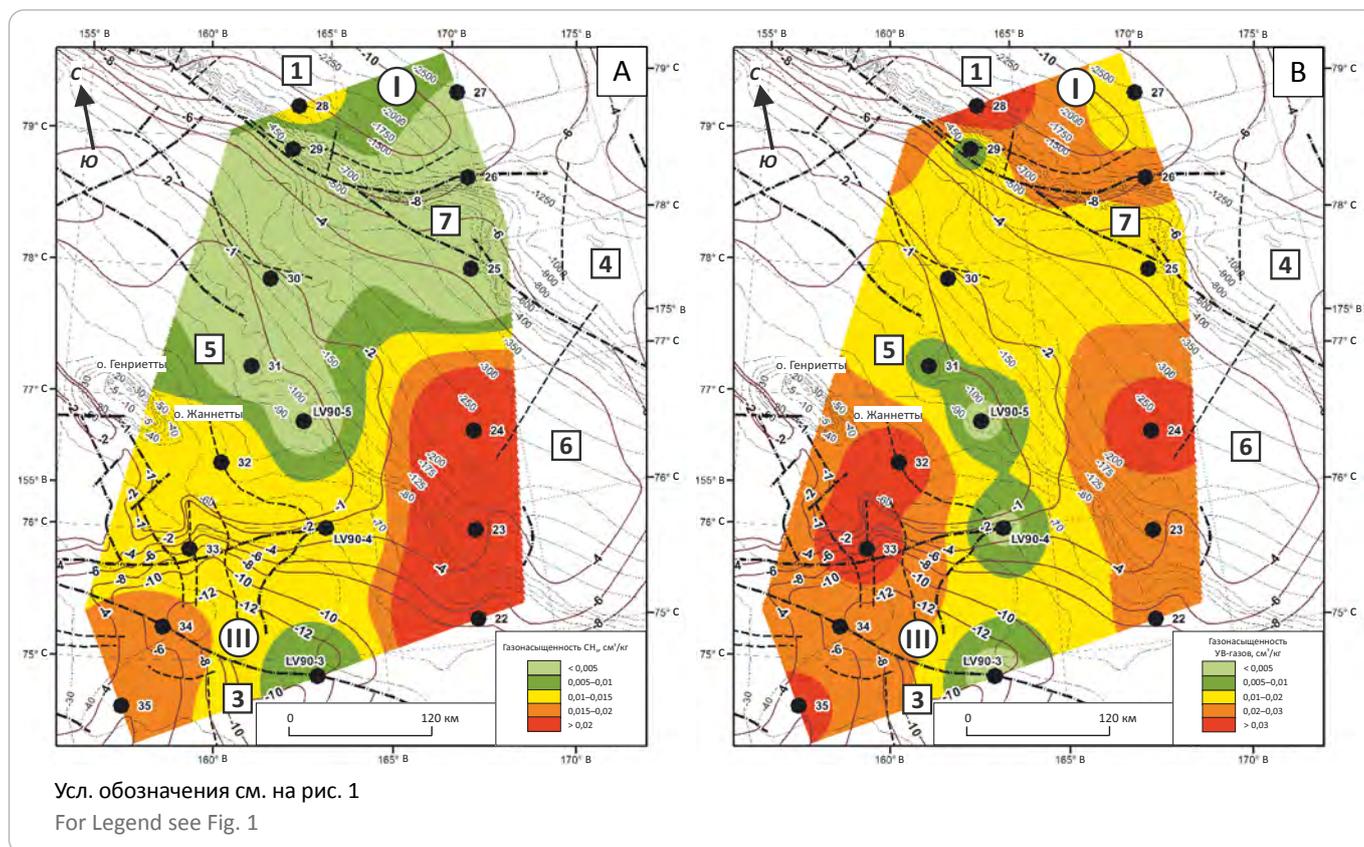
и нефтяных залежей Ломоносово-Менделеевской флексуры-разломной зоны, северного крыла поднятия Де-Лонга, южного крыла Предвосточносибирского бассейна и магматических образований Новосибирского бассейна. Промежуточные значения метанонасыщенности установлены в пределах распространения предполагаемых конденсатно-газовых залежей поднятия Де-Лонга и нефтяных залежей центральной части Предвосточносибирского осадочного бассейна (рис. 5).

Минимальная УВ-насыщенность донных отложений типична для сложнодислоцированной центральной части западного сектора района исследований (зоны сквозных структур дробления [10]) в пределах участков распространения предполагаемых твердых битумов, конденсатно-газовых залежей восточного крыла поднятия Де-Лонга и магматических образований в пределах Новосибирского разлома. Максимальные значения УВ-насыщенности осадков установлены на площадях развития прогнозных нефтяных, нефтегазовых и газонефтяных скоплений и залежей Северной структурной террасы, Пред-



GEOCHEMICAL SURVEYS

Рис. 5. Распределение концентраций метана (А) и суммы УВ-газов (В) в донных отложениях западной части района исследований
 Fig. 5. Distribution of methane (A) and HC gases (B) concentrations in seafloor formations of the western part of the study area



восточносибирского и Новосибирского осадочных бассейнов. В донных осадках крыльев зон сквозных структур дробления и континентального склона наблюдаются промежуточные показатели (см. рис. 5).

Особенностью газогеохимического районирования и изменчивости распределения углекислого газа в осадках является формирование аномальных концентраций CO_2 в пределах сводовой части поднятия Де-Лонга (до $10,1 \text{ см}^3/\text{кг}$) и северо-западного крыла Новосибирского бассейна (до $17,4 \text{ см}^3/\text{кг}$) на фоне промежуточных значений на северном крыле поднятия Де-Лонга, в центральной части Северной структурной террасы, минимальных — в структурах сквозного дробления, Ломоносово-Менделеевской флексуно-разломной зоны и Предвосточносибирского осадочного бассейна (рис. 6).

Распределение оксида углерода в донных осадках, по сравнению с восточной частью района исследований (см. рис. 4), в значительной мере отличается от углекислого газа (см. рис. 6). Значения максимальных концентраций CO в донных отложениях южного крыла Северной террасы и Предвосточносибирского бассейна свидетельствуют о наличии других основных газоматеринских источников его поступления в осадки, за исключением Новосибирского бассейна, где они, по-видимому, характеризуются общими источниками образования.

В процессе проведения газогеохимического районирования установлено, что максимальной водородонасыщенностью характеризуются глубоководные осадки котловины Подводников, а также донные отложения горстов структурных зон сквозного дробления. Аналогичное распределение типично для аномальных концентраций гелия, за исключением глубоководных осадков (см. рис. 6).

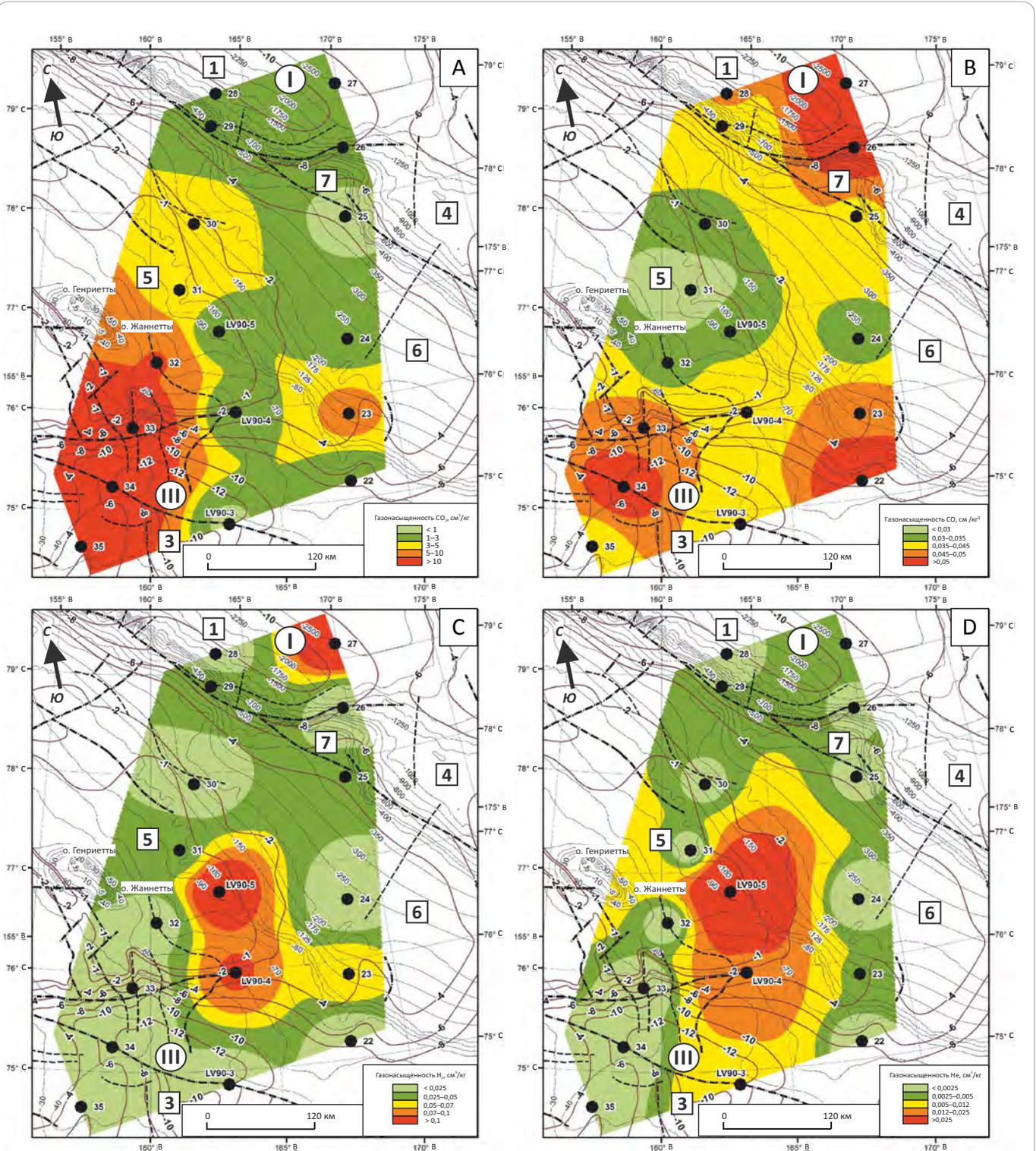
Изучение газов донных отложений в южной части хребта Менделеева проведено на отдельной станции 715 (см. рис. 1). В составе газовой фазы осадков установлены метан ($0,0012 \text{ см}^3/\text{кг}$) и его гомологи (в сумме — $0,0005 \text{ см}^3/\text{кг}$), углекислый газ ($1,56 \text{ см}^3/\text{кг}$), водород ($0,0405 \text{ см}^3/\text{кг}$) и гелий ($0,0072 \text{ см}^3/\text{кг}$). Исходя из показателей $M_{\text{УВ}} = 17,24 \text{ г/моль}$, $K_{\text{вл}} = 10,5 \%$, $K_{\text{пр}} = 50,3$ и $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4 = 49,1 \text{ ‰}$, в донных осадках доминируют УВ-газы предполагаемых конденсатно-газовых залежей.

Нефтегазоперспективность района исследований

Исходя из данных газогеохимических работ, к наиболее высокоперспективным нефтеносным прогнозным территориям западного сектора района исследований (рис. 7) относятся площади юго-восточной части Предвосточносибирского осадочного бассейна (прогиба Вилькицкого), Ломоносово-Менделеевской структурно-тектонической зоны и северо-

Рис. 6. Распределение концентраций двуоксида (А) и оксида (В) углерода, водорода (С) и гелия (D) в донных отложениях западного сектора района исследований

Fig. 6. Distribution of carbon dioxide (A) and monoxide (B), hydrogen (C) and helium (D) concentrations in seafloor formations of the western sector of the study area



Усл. обозначения см. на рис. 1

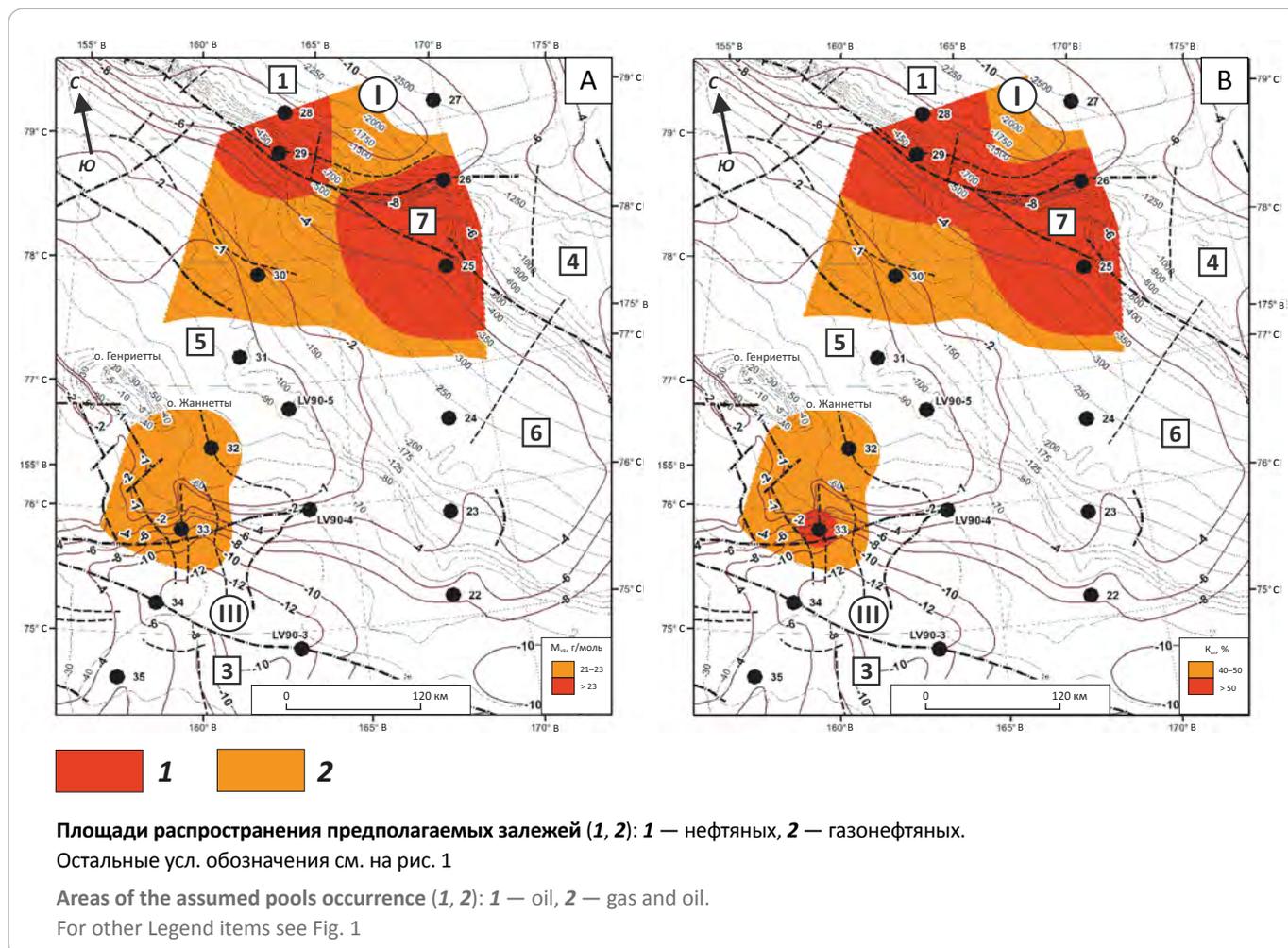
For Legend see Fig. 1



GEOCHEMICAL SURVEYS

Рис. 7. Схематическая карта распределения УВ-газов прогнозных нефтяных и газонефтяных залежей западной части района исследований по данным газогеохимических показателей $M_{\text{УВ}}$ (А) и $K_{\text{вл}}$ (В)

Fig. 7. Schematic map of HC gases distribution in the predicted oil and gas and oil pools of the western part of the study area in accordance with the gas-geochemical indicators $M_{\text{УВ}}$ (А) and $K_{\text{вл}}$ (В)



ро-западного крыла Новосибирского бассейна (одноименного прогиба).

К аналогичным территориям восточной части района исследований относятся южное крыло и центральная часть Северо-Чукотского бассейна (рис. 8), станции 480, 530–560.

Формирование **высокоперспективных** прогнозных нефтегазовых залежей района исследований установлено в пределах Новосибирского и Предвосточносибирского бассейнов (станции 27, 34, 35), восточного крыла поднятия Де-Лонга (станция 31), Северной структурной террасы (станция 24), а также Северо-Чукотского бассейна (станции 480, 530, 560) (см. рис. 8).

Распределение **перспективных** прогнозных залежей газа, конденсата и битумов в пределах донных станций района исследований представлено в табл. 1.

Следует отметить, что Северо-Чукотский, Предвосточносибирский бассейны и разделяющие их

геоструктуры расположены в Восточно-Арктической перспективной нефтегазоносной провинции, начальные ресурсы нефти которой оцениваются в 6 млрд т, попутного газа — 18 млрд м³, свободного газа — 4,7 трлн м³ и конденсата — 17 млн т [27].

Заключение

В составе природных газов донных отложений района исследований установлены метан, УВ-газы, углекислый газ, оксид углерода, водород, гелий, сероводород, аргон и азот различного происхождения. Исходя из значений газогеохимических показателей, в изученных отложениях доминируют эпигенетические газы восьми предполагаемых газоматеринских источников. Сингенетические газы в осадках имеют подчиненное значение и ограниченный характер образования.

Формирование газовой фазы осадков в целом подчиняется правилам аддитивности — последовательного накопления газов различного генезиса с

GEOCHEMICAL SURVEYS

6. Гресов А.И., Обжиров А.И., Яцук А.В., Мазуров А.К., Рубан А.С. Газоносность донных осадков и геохимические признаки нефтегазоносности шельфа Восточно-Сибирского моря // Тихоокеанская геология. – 2017. – Т. 36. – № 4. – С. 77–84.
7. Гресов А.И., Яцук А.В. Геологические условия формирования газонасыщенности донных отложений осадочных бассейнов юго-восточного сектора Восточно-Сибирского моря // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 2. – С. 197–215. DOI: 10.15372/GiG2020104.
8. Гресов А.И., Сергиенко В.И., Яцук А.В., Зарубина Н.В., Калинин В.В. Газогеохимические показатели донных отложений северной части Восточно-Сибирского моря и котловины Подводников Северного Ледовитого океана // Доклады Академии наук. – 2020. – Т. 492. – № 1. – С. 113–117. DOI: 10.31857/S2686739720050072.
9. Хаин В.Е., Полякова И.Д., Филатова Н.И. Тектоника и нефтегазоносность восточной Арктики // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 443–460.
10. Государственная геологическая карта. Серия Лаптево-Сибироморская, Океанская. Масштаб 1 : 1 000 000. Лист Т-57-60 — остров Генриетты. Объяснительная записка. Масштаб 1 : 1 000 000. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2015. – 84 с.
11. Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И., Яшин Д.С. Нефтегеологическое районирование шельфа восточно-арктических морей России и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 49–58.
12. Казанин Г.С., Барабанова Ю.Б., Кириллова-Покровская Т.А., Черников С.Ф., Павлов С.П., Иванов Г.И. Континентальная окраина Восточно-Сибирского моря: геологическое строение и перспективы нефтегазоносности // Разведка и охрана недр. – 2017. – № 10. – С. 51–55.
13. Государственная геологическая карта России и прилегающих акваторий. Масштаб 1 : 2 500 000. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2016.
14. Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород при геологоразведочных работах. — Ростов-на-Дону : ВНИИГРИУголь, 1985. – 96 с.
15. Abrams M.A. Significance of hydrocarbon seepage to petroleum generation and entrapment // Marine and Petroleum Geology. – 2005. – Т. 22. – № 4. – С. 457–477. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003.
16. Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности. – М. : Недра, 1969. – 334 с.
17. Гресов А.И. Геохимическая классификация углеводородных газов углеводородных бассейнов Востока России // Тихоокеанская геология. – 2011. – Т. 30. – № 2. – С. 87–103.
18. Казанин Г.С., Верба М.Л., Иванов Г.И., Кириллова-Покровская Т.А., Смирнов О.Е. Тектоническая карта Восточно-Сибирского моря: роль палеозойского комплекса осадочного чехла (по сейсмическим данным МАГЭ) // Разведка и охрана недр. – 2017. – № 10. – С. 61–67.
19. Sherwood K.W., Craig J.D., Cook L.W. et al. Undiscovered oil and gas resources / Alaska Federal Offshore. As of January 1995. U.S. Department of the Interior Minerals Management Service, Alaska OCS Monograph, MMS 98-0054; 1998. – 531 с.
20. Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А., Баранова Е.М., Ихсанов Б.И. Тектоника осадочных бассейнов российского шельфа Чукотского моря // Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ фанерозоя : мат-лы XXIII Тектонического совещания. – М. : ГИН РАН, 2010. – Т. 2. – С. 23–29.
21. Поселов В.А., Буценко В.В., Жолондз С.М., Жолондз А.С., Киреев А.А. Сейсмостратиграфия осадочного бассейна котловины Подводников и Северо-Чукотского прогиба // Доклады Академии наук. – 2017. – Т. 474. – № 5. – С. 621–624. DOI: 10.7868/S0869565217050206.
22. Клубов Б.А. Природные битумы Севера. – М. : Недра, 1983. – 205 с.
23. Флюидогеодинамика и нефтегазоносность северо-восточной окраины Азии. Масштаб 1 : 2 500 000 / Под ред. Ю.А. Косыгина. – Хабаровск : Дальаэрогеодезия ГУГК, 1989. – 102 с.
24. Геология и полезные ископаемые шельфов России. Арктические моря / Под ред. И.С. Грамберга, В.Л. Иванова, Ю.Е. Погребницкого. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2004. – Т. 5. – Кн. 1. – 468 с.
25. Гресов А.И. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы ее промышленного освоения. Т. II. Углеметановые бассейны Якутии и Северо-Востока России. – Владивосток : Дальнаука, 2012. – 468 с.
26. Гресов А.И., Яцук А.В. Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Сибирского моря // Геология нефти и газа. – 2020. – № 4. – С. 83–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-83-96.
27. Конторович А.Э., Эпов М.И., Буриштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепка О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 7–17.
28. Алексеев А.Ф., Бодунов Е.И., Лебедев В.С., Захарова С.С., Томская Е.С., Безменова П.Н., Трущелева Г.С., Лебедев В.С. Изотопно-геохимическая характеристика нефтей и газов восточной части Сибирской платформы. Органическая геохимия нефтей, газов и органического вещества докембрия / Под ред. А.А. Алексеева. – М. : Наука, 1981. – С. 164–175.
29. Гресов А.И., Обжиров А.И., Яцук А.В. К вопросу водородности углеводородных бассейнов Дальнего Востока // Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. – 2010. – № 1. – С. 231–244.
30. Соколов В.А. Геохимия природных газов. – М. : Недра, 1971. – 336 с.

References

1. Piskarev A.L. Arkticheskiy bassein (geologiya i morfologiya) [Arctic basin (geology and morphology)]. St. Petersburg: VNIIOkeangeologiya; 2016. 291 p. In Russ.
2. O'Regan M., Backman J., Barrientos N., Cronin T.M., Gemery L., Kirchner N., Mayer L.A., Nilsson J., Noormets R., Pearce C., Semiletov I.P., Stranne C., Jakobsson M. The De Long Trough: a newly discovered glacial trough on the East Siberian continental margin. *Climate of the Past*. 2017;(13):1269–1284. DOI: 10.5194/cp-13-1269-2017.
3. Gusev E.A., Rekant P.V., Bol'shiyanov D.Yu., Lukashenko R.V., Popko A.O. Pseudoglyatsial'nye struktury podvodnykh gor podnyatiya Mendeleeva i kontinental'noi okrainy Vostochno-Sibirskogo moray [Pseudoglacial structures of Mendeleev Rise seamounts and East Siberian continental margin]. *Problemy Arktiki i Antarktiki*. 2013;98(4):43–55. In Russ.

4. *Shakirov R.B., Sorochinskaya A.V., Obzhairov A.I., Zarubina N.V.* Gazoekhimicheskie osobennosti osadkov Vostochno-Sibirskogo moray [Gas-geochemical features of sediments of the East Siberian Sea]. *Vestnik DVO RAN*. 2010;(6):101–108. In Russ.
5. *Gresov A.I., Shakhova N.E., Sergienko V.I., Semiletov I.P., Yatsuk A.V.* Isotope and Geochemical Parameters of Hydrocarbon Gases in Bottom Sediments of the Shelf of the East Siberian Sea. *Doklady Earth Sciences*. 2016;469(6):711–713. DOI: 10.1134/S1028334X16080225. In Russ.
6. *Gresov A.I., Yatsuk A.V., Obzhairov A.I., Mazurov A.V., Ruban A.S.* Gas content of Bottom Sediments and Geochemical Indicators of Oil and Gas on the Shelf of the East Siberian Sea. *Russian Journal of Pacific Geology*. 2017;11(4):308–314. DOI: 10.1134/S1819714017040030. In Russ.
7. *Gresov A.I., Yatsuk A.V.* Geological implications for gas saturation of bottom sediments in sedimentary basins in the southeastern sector of the East Siberian Sea. *Russian geology and geophysics*. 2021;62(2):157–172. DOI: 10.2113/RGG20194075.
8. *Gresov A.I., Sergienko V.I., Yatsuk A.V., Zarubina N.V., Kalinchuk V.V.* Gas-Geochemical Parameters of Bottom Sediments in the Northern Part of the East Siberian Sea and Podvodnikov Basin of the Arctic Ocean. *Doklady Earth Sciences*. 2020;492(1):113–117. DOI: 10.1134/S1028334X20050074. In Russ.
9. *Khain V.E., Polyakova I.D., Filatova N.I.* Tectonics and petroleum potential of the East Arctic province. *Russian geology and geophysics*. 2009;50(4):443–460. In Russ.
10. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta. Seriya Laptevo-Sibiromorskaya, Okeanskaya. Mashtab 1 : 1 000 000. List T-57-60 — ostrov Genrietty. Ob'yasnitel'naya zapiska [State geological map. Series Laptevo-Siberian Sea, Oceanic. Scale 1: 1 000 000. Sheet T-57-60 - Henrietta's island. Explanatory note]. Saint Petersburg: VSEGEI; 2015. 84 p. In Russ.*
11. *Kim B.I., Evdokimova N.K., Suprunenko O.I., Yashin D.S.* Neftegeologicheskoe raionirovanie shelf'a vostochno-arkticheskikh morei Rossii i perspektivy ikh neftegazonosnosti [Oil-geological zoning of the shelf of the Eastern Arctic seas of Russia and the prospects of their oil and gas potential]. *Geologiya nefi i gaza*. 2007;(2):49–58. In Russ.
12. *Kazanin G.S., Barabanova Yu.B., Kirillova-Pokrovskaya T.A., Chernikov S.F., Pavlov S.P., Ivanov G.I.* Kontinental'naya okraina Vostochno-Sibirskogo morya: geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti [Continental margin of the East Siberian Sea: geological structure and oil and gas potential]. *Razvedka i okhrana nedr*. 2017;(10):51–55. In Russ.
13. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossii i prilgayushchikh akvatorii. Mashtab 1 : 2 500 000 [State geological map of Russia and surrounding water areas. Scale 1: 2 500 000]. St. Petersburg: VSEGEI; 2016. In Russ.*
14. *Rukovodstvo po opredeleniyu i prognozu gazonosnosti vmeshchayushchikh porod pri geologorazvedochnykh rabotakh [Guidelines for determining and forecasting the gas content of host rocks during exploration]. Rostov-on-Don: VNIIGRlugol'; 1985. 96 p. In Russ.*
15. *Abrams M.A.* Significance of hydrocarbon seepage to petroleum generation and entrapment. *Marine and Petroleum Geology*. 2005;22(4):457–477. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003.
16. *Nesterov I.I.* Kriterii prognozov neftegazonosnosti [Criteria for oil and gas forecasts]. Moscow: Nedra; 1969. 334 p. In Russ.
17. *Gresov A.I.* Geochemical classification of hydrocarbon gases of the coal basins of East Russia. *Russian Journal of Pacific Geology*. 2011;5(2):164–179. DOI: 10.1134/s1819714011020047. In Russ.
18. *Kazanin G.S., Verba M.L., Ivanov G.I., Kirillova-Pokrovskaya T.A., Smirnov O.E.* Tektonicheskaya karta Vostochno-Sibirskogo morya: rol' paleozoiskogo kompleksa osadochnogo chekhla (po seismicheskim dannym MAGE) [Tectonic map of the East Siberian Sea: the role of the Paleozoic complex of the sedimentary cover (according to seismic data from MAGE)]. *Razvedka i okhrana nedr*. 2017;(10):61–67. In Russ.
19. *Sherwood K.W., Craig J.D., Cook L.W. et al.* Undiscovered oil and gas resources. In: Alaska Federal Offshore. As of January 1995. U.S. Department of the Interior Minerals Management Service, Alaska OCS Monograph, MMS 98-0054; 1998. 531 p.
20. *Malyshev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A., Barinova E.M., Ikhsanov B.I.* Tektonika osadochnykh basseinov rossiiskogo shelf'a Chukotskogo morya [Tectonics of sedimentary basins of the Russian shelf of the Chukchi Sea]. In: Tektonika i geodinamika skladchatykh pojasov i platform fanerozoaya: materialy XXIII Tektonicheskogo soveshchaniya. Moscow: GIN RAN; 2010. Vol. 2. pp. 23–29. In Russ.
21. *Poselov V.A., Butsenko V.V., Zholondz S.M., Zholondz A.S., Kireev A.A.* Seismic stratigraphy of sedimentary cover in the Podvodnikov Basin and North Chukchi trough. *Doklady Earth Sciences*. 2017;474(5):688–691. DOI: 10.1134/s1028334x17060137.
22. *Klubov B.A.* Prirodnye bitумы Severa [Natural bitumen of the North]. Moscow: Nedra; 1983. 205 p. In Russ.
23. *Flyuidogeodinamika i neftegazonosnost' severo-vostochnoi okrainy Azii. Mashtab 1 : 2 500 000 [Fluid geodynamics and oil and gas potential of the North-Eastern of Asia Scale 1: 2 500 000]. In: Yu.A. Kosygin, ed. Khabarovsk: Dal'aehrogeodeziya GUGK; 1989. 102 p. In Russ.*
24. *Geologiya i poleznye iskopaemye shelf'ov Rossii. Arkticheskie moray [Geology and mineral resources of Russia. Arctic and Far East Seas]. In: I.S. Gramberg, V.L. Ivanov, Yu.E. Pogrebitskii, eds. St. Petersburg: VSEGEI; 2004. Vol. 5. Book 1. 468 p. In Russ.*
25. *Gresov A.I.* Metanoresursnaya baza ugol'nykh basseinov Dal'nego Vostoka i perspektivy ee promyshlennogo osvoeniya. T. II. Uglemetanovye basseiny Yakutii i Severo-Vostoka Rossii [Methane resources of coal basins in the Far East Russia and their perspective industrial development perspectives. V. II. Coal methane basins of Sakha Republic (Ikutia) and Nord-East]. Vladivostok: Dal'nauka; 2012. 468 p. In Russ.
26. *Gresov A.I., Yatsuk A.V.* Gas geochemical indicators of oil and gas occurrence in south-eastern part of East Siberian Sea. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(4):83–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-83-96. In Russ.
27. *Kontorovich A.Eh., Ehpov M.I., Burshtein L.M., Kaminskii V.D., Kurchikov A.R., Malyshev N.A., Prishchepa O.M., Safronov A.F., Stupakova A.V., Suprunenko O.I.* Geology and hydrocarbon resources of the continental shelf in Russian arctic seas and the prospects of their development. *Russian geology and geophysics*. 2010;51(1):7–17.
28. *Alekseev A.F., Bodunov E.I., Lebedev V.S., Zakharova S.S., Tomskaya E.S., Bezmenova P.N., Trushcheleva G.S., Lebedev V.S.* Izotopno-geokhimicheskaya kharakteristika neftei i gazov vostochnoi chasti Sibirskoi platformy. Organicheskaya geokhimiya neftei, gazov i organicheskogo veshchestva dokembriya [Isotope-geochemical characteristics of oils and gases in the eastern part of the Siberian platform]. In: A.A. Alekseev, ed. Moscow: Nauka; 1981. pp. 164–175. In Russ.
29. *Gresov A.I., Obzhairov A.I., Yatsuk A.V.* K voprosu vodorodonosnosti ulegazonosnykh basseinov Dal'nego Vostoka [On the issue of hydrogen content in coal and gas basins of the Far East]. *Vestnik KRAUNTS. Nauki o Zemle*. 2010;(1):231–244. In Russ.
30. *Sokolov V.A.* Geokhimiya prirodnykh gazov [Geochemistry of natural gases]. Moscow: Nedra; 1971. 336 p. In Russ.

GEOCHEMICAL SURVEYS

Информация об авторах

Гресов Александр Иванович

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУН Тихоокеанский океанологический институт
имени В.И. Ильичева ДВО РАН,
690041 Владивосток, ул. Балтийская, 43
e-mail: gresov@poi.dvo.ru
ORCID ID: 0000-0002-2133-411X

Яцук Андрей Вадимович

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУН Тихоокеанский океанологический институт
имени В.И. Ильичева ДВО РАН,
690041 Владивосток, ул. Балтийская, 43
e-mail: yatsuk@poi.dvo.ru
ORCID ID: 0000-0003-3975-5438

Сырбу Надежда Сергеевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий лабораторией
ФГБУН Тихоокеанский океанологический институт
имени В.И. Ильичева ДВО РАН,
690041 Владивосток, ул. Балтийская, 43
e-mail: syrbu@poi.dvo.ru
ORCID ID: 0000-0002-14416133

Окулов Алексей Константинович

Научный сотрудник
ФГБУН Тихоокеанский океанологический институт
имени В.И. Ильичева ДВО РАН,
690041, Владивосток, ул. Балтийская, 43
e-mail: okulov_ak@poi.dvo.ru

Information about authors

Alexander I. Gresov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading researcher
V.I. Il'ichev Pacific
Oceanological Institute,
43, Baltiiskaya, Vladivostok, 690041, Russia
e-mail: gresov@poi.dvo.ru
ORCID ID: 0000-0002-2133-411X

Andrey V. Yatsuk

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
V.I. Il'ichev Pacific
Oceanological Institute,
43, Baltiiskaya, Vladivostok, 690041, Russia
e-mail: yatsuk@poi.dvo.ru
ORCID ID: 0000-0003-3975-5438

Nadezhda S. Syrbu

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
V.I. Il'ichev Pacific
Oceanological Institute,
43, Baltiiskaya, Vladivostok, 690041, Russia
e-mail: syrbu@poi.dvo.ru
ORCID ID: 0000-0002-14416133

Alexey K. Okulov

Researcher
V.I. Il'ichev Pacific
Oceanological Institute,
43, Baltiiskaya, Vladivostok, 690041, Russia
e-mail: okulov_ak@poi.dvo.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** виде.

- **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 рисунка не должен превышать формат A4 (книжная ориентация, 210×297 мм).**

- **Не рекомендуется** предоставлять графику 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 nefi 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 *Петерсилье*
+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. Потатюев*
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

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

Adress
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

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