

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



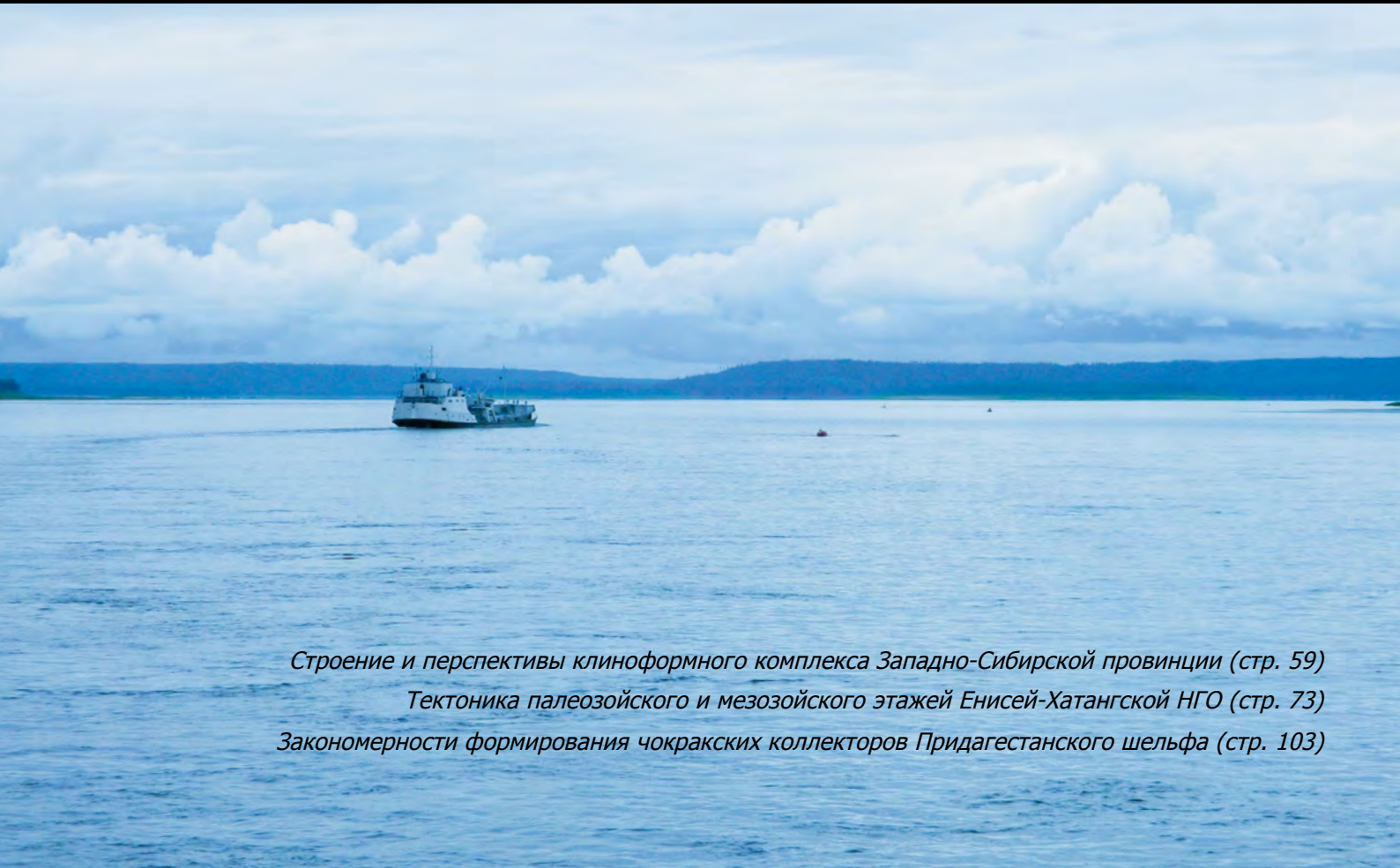
ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

1

2024

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



Строение и перспективы клиноформного комплекса Западно-Сибирской провинции (стр. 59)
Тектоника палеозойского и мезозойского этажей Енисей-Хатангской НГО (стр. 73)
Закономерности формирования чокракских коллекторов Придагестанского шельфа (стр. 103)

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefti 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)



1

2024

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza



МОСКВА, ФГБУ «ВНИГНИ»
MOSCOW, ALL-RUSSIAN RESEARCH
GEOLOGICAL OIL INSTITUTE

2024

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

Зам. главного редактора

Мельников П.Н.

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

Зам. главного редактора

Соловьев А.В.

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

Габриэлянц 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: dogonenkov@vniigni.ru

Григорьев М.Н.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Прищепа О.М.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор, Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: prischepa_ot@pers.spti.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: EprovMI@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, АО «Академия минеральных ресурсов РК», АО «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. Petersilie,

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

Deputy Editor in Chief

Pavel N. Melnikov,

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

Deputy Editor in Chief

Aleksei V. Solov'ev,

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

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,
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 Ulmishkek (USA),

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

7

Каламкаров С.Л., Петров А.Л., Лошакова И.Ф., Ухлова Г.Д., Обухов А.Н. Особенности нефтегазоносности палеозойского и мезозойского структурных этажей Енисей-Хатангской нефтегазоносной области с учетом тектонических и геохимических данных

27

Фортулатова Н.К., Харченко С.И., Белоусов Г.А., Швец-Тэнэга-Гурий А.Г., Городков А.Б., Сотникова Д.Ю. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности рифей-вендских отложений на территории Юрюзано-Айской впадины Предуральяского краевого прогиба

45

Богданов А.Н., Хмыров П.В. Результаты проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ и освоения ресурсной базы УВ Бухаро-Хивинского региона

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

59

Важенина О.А., Кляшторная Е.А., Кулагина С.Ф., Тригуб А.В. Строение и перспективы нижнемелового клиноформного комплекса западной окраины Западно-Сибирской провинции

73

Карташова А.К., Ершов С.В., Шестакова Н.И. Особенности строения и условий формирования берриас-нижнеаптских отложений западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

89

Кислухин И.В., Храмцова А.В., Е.А. Маклакова Е.А., Леонов А.П., Астафьев Е.В., Рязанова Т.А., Гладышев А.А. Особенности формирования нижне-среднеюрских отложений на востоке арктических районов Западной Сибири

103

Куницына И.В., Земцов П.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е. Закономерности формирования и особенности распространения чокракских песчаных коллекторов Придагестанского шельфа

**CONTENTS****OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS**

7

Kalamkarov S.L., Petrov A.L., Loshakova I.F., Ukhlova G.D., Obukhov A.N. Yenisei-Khatanga Petroleum Region: features of oil and gas occurrence in Palaeozoic and Mesozoic structural levels considering tectonic and geochemical data

27

Fortunatova N.K., Kharchenko S.I., Belousov G.A., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Gorodkov A.B., Sotnikova D.Yu. Riphean-Vendian deposits in Yuryuzano-Aisky depression of Urals Foreland Basin: features of geological structure and petroleum potential

45

Bogdanov A.N., Khmirov P.V. Results of geological exploration for oil and gas and hydrocarbon resource base development in Bukhara-Khivinsky region

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

59

Vazhenina O.A., Klyashtornaya E.A., Kulagina S.F., Trigub A.V. Western margin of West Siberian Province: structure and petroleum potential of Lower Cretaceous clinoform sequence

73

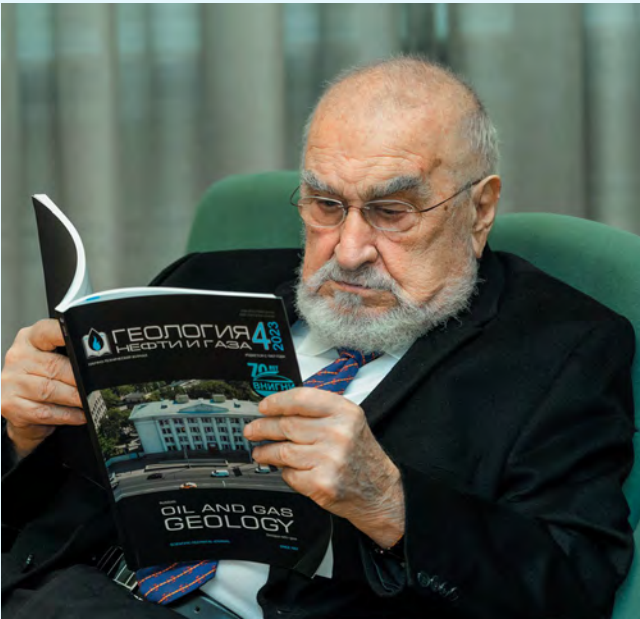
Kartashova A.K., Ershov S.V., Shestakova N.I. Structural features and conditions of Berriasian-Lower Aptian deposit formation in western regions of Yenisei-Khatanga Petroleum Area

89

Kislukhin I.V., Khramtsova A.V., E.A. Maklakova E.A., Leonov A.P., Astafiev E.V., Ryazanova T.A., Gladyshev A.A. Features of Lower-Middle Jurassic deposit formation in the east of West Siberian Arctic regions

103

Kunitsyna I.V., Zemtsov P.A., Malyshev N.A., Verzhbitskiy V.E. Depositional settings and patterns of Chokrak sandy reservoir distribution within Dagestan shelf



2 марта 2024 г. исполняется 90 лет Григорию Аркадьевичу Габриэлянцу — доктору геолого-минералогических наук, профессору, академику РАЕН, почетному доктору геологии Национальной академии наук Республики Армения, первооткрывателю первого газового месторождения в Каракумах и уникального Астраханского месторождения.

Свою производственную деятельность Григорий Аркадьевич начал в 1956 г. в Туркмении, где прошел путь от геолога съемочного отряда в Каракумах до главного геолога Государственного геологического комитета Туркменской ССР.

Производственная и научная деятельность Г.А. Габриэлянца тесно связана с ВНИГНИ. Впервые он переступил порог Института в 1959 г., когда сдавал экзамен в заочную аспирантуру, где учился до 1963 г.

В 1963 г. Григорий Аркадьевич защитил кандидатскую диссертацию. Он занимался стратиграфическим обоснованием границ юрских, меловых и палеогеновых отложений Каракумов. Исследования, выполненные совместно с Г.Х. Дикенштейном, В.Д. Ильиным, К.Н. Кравченко, Н.Е. Кравченко и другими в 1960-х гг., позволили высоко оценить перспективы газоносности этого региона.

В 1972 г. Григорий Аркадьевич возглавил новое структурное подразделение ВНИГНИ, задачей которого было создание научно-методических основ оптимизации процесса разведки месторождений нефти и газа. Созданные и внедренные в производство методические приемы разведки документально обосновать многомиллионную экономическую эффективность, что было крайне важно для развития Института.

В 1978 г. он возглавил отдел Методики разведки и подсчета запасов нефти и газа ВНИГНИ. При его непосредственном участии было разработано и внедрено множество методических положений, направленных на повышение эффективности геолого-разведочных работ на стадиях поиска и оценки и этапе разведки на нефть и газ. В 1987 г. был объявлен конкурс на замещение вакантной должности директора ВНИГНИ и Г.А. Габриэлянц решил участвовать в конкурсе и вернуться во ВНИГНИ. Его программа была признана прогрессивной и наиболее отвечающей существующей в то время непростой экономической ситуации.

На посту директора ВНИГНИ Г.А. Габриэлянц активно совершенствовал научную и хозяйственную деятельность, и, объективно оценив новые веяния, ускорил переход Института на хозрасчет и самофинансирование. Оперативно были завершены основные подготовительные работы по формированию научно-тематического плана. Были созданы новые научные подразделения, при этом уделялось большое внимание подготовке молодого поколения.

В 1989 г. Г.А. Габриэлянц Верховным Советом СССР был назначен министром геологии. За время его работы в Министерстве геологии прирост нефти и газа в стране достиг 1 млрд т и более 1 трлн м³ соответственно, не было ликвидировано ни одно геологическое предприятие, несмотря на ограничения в финансировании во времена перестройки.

В январе 1992 г. после распада Советского Союза и ликвидации Мингео СССР Г.А. Габриэлянц организовал и возглавил международную научно-техническую консультационную фирму «Геосервис», которая за последние 20 лет успешно выполнила более 100 контрактных работ по обоснованию перспектив нефтегазоносности и геолого-экономической целесообразности ведения поисково-разведочных работ на новых лицензионных участках.

Григорий Аркадьевич — автор 16 изобретений, им опубликовано более 150 статей, 7 монографий и 3 учебника, последний из которых — учебник для вузов «Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа», вышел в свет в 2012 г. В 2023 г., к 70-летию со дня основания ВНИГНИ, Григорий Аркадьевич в соавторстве с В.И. Пороскуном написал книгу «Методология поисков и разведки залежей нефти и газа».

За успешную геологическую деятельность Григорий Аркадьевич был награжден орденом «Знак Почета», Почетной грамотой Президиума Верховного Совета Туркменской ССР, двумя государственными наградами Нагорно-Карабахской Республики, дважды — знаком «Первооткрыватель месторождения», знаками «Почетный разведчик недр», «Почетный работник газовой промышленности», «За заслуги в разведке недр», медалями ВДНХ СССР, международной премией «Факел Бирмингема».

Г.А. Габриэлянц — дважды лауреат премии имени академика И.М. Губкина. Ему присвоено звание лауреата Государственной премии СССР «За открытие и научное обоснование оптимальной разведки Астраханского месторождения».

В последние годы Григорий Аркадьевич является автором и руководителем работ по созданию Новой классификации запасов нефти и горючего газа. По его рекомендации и при его непосредственном участии открыта залежь нефти на Егурьяхском месторождении в Западной Сибири и залежь нефти на Лузском месторождении в Республике Коми.

Дорогой Григорий Аркадьевич, в день Вашего юбилея желаем Вам дальнейших творческих достижений, реализации новых проектов и геологического вдохновения! Пусть этот день будет наполнен радостью и теплом близких сердец! Крепкого здоровья, счастья и благополучия Вам и всей Вашей семье!

*Редколлегия журнала «Геология нефти и газа»,
коллектив сотрудников ФГБУ «ВНИГНИ»*

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

3-4
АПРЕЛЯ
г. Новый Уренгой



**ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ.
НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ –
КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»**

в рамках
**ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА**

SV *Expo* SERVICE

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск
Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vkses@yandex.ru, www.ses.net.ru

2024

УДК 550.4

DOI 10.47148/0016-7894-2024-1-7-26

Особенности нефтегазоносности палеозойского и мезозойского структурных этажей Енисей-Хатангской нефтегазоносной области с учетом тектонических и геохимических данных

© 2024 г. | С.Л. Каламкарров, А.Л. Петров, И.Ф. Лошакова, Г.Д., Ухлоva, А.Н. Обухов

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; kalamkarov@vnigni.ru; a.petrov@vnigni.ru; loshakova@vnigni.ru; ukhlova@vnigni.ru; obukhov@vnigni.ru

Поступила 08.12.2023 г.

Доработана 11.12.2023 г.

Принята к печати 12.12.2023 г.

Ключевые слова: *Енисей-Хатангский региональный прогиб; Тарейский вал; клиноформы; нефтегазоматеринские толщи; масштабы генерации УВ..*

Аннотация: Представлены детализированные сейсмогеологические модели по палеозойским и мезозойским реперным отражающим горизонтам Енисей-Хатангского регионального прогиба. Проведен региональный структурно-формационный и палеотектонический анализы для оценки условий формирования и переформирования палеоскопленных нефти и газа. Обобщены результаты геохимических исследований органического вещества палеозой-мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающих территорий. Определены возможные очаги генерации, участвовавшие в формировании залежей углеводородов. Показано, что в палеозойском разрезе зоны сочленения Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и Западно-Таймырского возможно нефтегазоносного района вероятны следующие уровни нефтегазогенерации: нижнекембрийский, верхнеордовикский, нижнесилурийский, девонский, карбон-пермский. Для промышленно нефтегазоносного мезозойского разреза дана оценка масштабов генерации и эмиграции углеводородов. Описано взаимодействие палеозойской и мезозойской нефтегазовых систем и влияние триасовых тектонических событий и складчатости на переформирование палеозойских скоплений углеводородов. Установлена связь прибортовых Тетояхского и Тарейского валов с клиноформными зонами Енисей-Хатангского регионального прогиба. В зоне сочленения северного борта Енисей-Хатангского регионального прогиба и Горного Таймыра по структурно-тектоническим и геохимическим критериям выделена новая перспективная зона нефтегазоаккумуляции — Тарейско-Тетояхская, контролируемая прибортовыми валами.

Для цитирования: Каламкарров С.Л., Петров А.Л., Лошакова И.Ф., Ухлоva Г.Д., Обухов А.Н. Особенности нефтегазоносности палеозойского и мезозойского структурных этажей Енисей-Хатангской нефтегазоносной области с учетом тектонических и геохимических данных // Геология нефти и газа. — 2024. — № 1. — С. 7–26. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-7-26.

Yenisei-Khatanga Petroleum Region: features of oil and gas occurrence in Palaeozoic and Mesozoic structural levels considering tectonic and geochemical data

© 2024 | Kalamkarov, A.L. Petrov, I.F. Loshakova, G.D. Ukhlova, A.N. Obukhov

All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; kalamkarov@vnigni.ru; a.petrov@vnigni.ru; loshakova@vnigni.ru; ukhlova@vnigni.ru; obukhov@vnigni.ru

Received 08.12.2023

Revised 11.12.2023

Accepted for publication 12.12.2023

Key words: *Yenisei-Khatanga Regional Trough; Tareisky swell; clinofolds; oil and gas source rocks; specific gravity of hydrocarbon generation; ranges of hydrocarbon generation.*

Abstract: The authors present the detailed geoseismic models of Palaeozoic and Mesozoic reference reflectors of the Yenisei-Khatanga Regional Trough. Regional structural and formational as well as paleotectonic analyses are carried out to evaluate settings of oil and gas paleoaccumulation formation and reformation. The results of geochemical studies of Organic Matter of Palaeozoic-Mesozoic deposits in the Yenisei-Khatanga Regional Trough and neighbouring lands are summarised. Possible kitchen areas that participated in hydrocarbon pool formation are determined. The following possible oil and gas generation levels in Palaeozoic interval of the joint zone of Yenisei-Khatanga Petroleum Area and West Taimyr possible oil and gas bearing region are identified: Lower Cambrian, Upper Ordovician, Lower Silurian, Devonian, and Carboniferous-Permian. The appraisal of hydrocarbon generation and expulsion is given for the Mesozoic commercially oil and gas producing interval. Mutual effect of Palaeozoic and Mesozoic petroleum systems and influence of Triassic tectonic events and folding on reformation of Palaeozoic hydrocarbon accumulations is described. The association of the near-flank Tetoyakhsky and Tareisky swells with clinofold zones of the Yenisei-Khatanga Regional Trough is revealed. A new promising oil and gas accumulation zone is identified in the zone of Yenisei-Khatanga Regional Trough and Taimyr Highland joint according to structural and tectonic as well as geochemical criteria — the Tareisky-Tetoyakhsky zone that is determined by near-flank swells.

For citation: Kalamkarov S.L., Petrov A.L., Loshakova I.F., Ukhlova G.D., Obukhov A.N. Yenisei-Khatanga Petroleum Region: features of oil and gas occurrence in Palaeozoic and Mesozoic structural levels considering tectonic and geochemical data. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(1):7–26. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-7-26. In Russ.

Введение

На суше и акватории Енисей-Хатангского регионального прогиба проведено более 10 региональных геолого-геофизических съемок, а также сделано несколько крупных обобщений по этим съемкам (Афанасенков А.П., 2016). Это пример планомерного комплексного высокотехнологического сейсмического изучения, сопровождаемого электроразведкой магнитотеллурического зондирования и зондированием методом становления поля в ближней зоне, грави- и магнитометрической съемкой, а также полевыми геологическими работами [1]. С открытием на западе прогиба крупнейшего Пайяхского месторождения в неокомском клиноформном комплексе начался современный этап освоения региона [2]. Здесь формируется новый центр нефтегазодобычи, появляется потребность в региональном изучении палеозойского осадочного комплекса. Всего за 2015–2023 гг. в регионе за счет госбюджета выполнено более 50 тыс. пог. км сейсморазведки МОГТ-2D в комплексе с электроразведкой и гравимагнитной съемкой, а в последнее время еще и с высокоточной аэрогеофизической съемкой. Общая плотность сейсмических профилей по территории нефтегазоносной области составляет 0,213 пог. км/км². В Приенисейском районе в 2020–2022 гг. открыты месторождения им. Зиничева, Западно-Иркинское, Новоогненное. ПАО «Газпром нефть» проводит глубокое бурение на Лескинском участке Западного Таймыра. В этом же районе осуществляется параметрическое бурение скв. Гыданская-118 (забой 1702 м, карбонатные отложения палеозоя, проект 5000 м). Параметрическая скв. Новоякимовская-1 закончена бурением в 2022 г. (среднеюрские отложения вымской свиты, 5025 м, в ожидании испытания).

Однако вопрос формирования, эволюции и сохранности УВ-систем и, главное, их взаимодействия, остается открытым. Отметим, что первая нефть в Енисей-Хатангском региональном прогибе прогнозировалась в палеозойских отложениях [3], а сейчас доказана высокая продуктивность нижнемеловых и юрских отложений. Именно в скв. Гыданская-118 в 2021 г. поднят керн с примазками нефти. В настоящее время в регионе установлено несколько уровней нефтегазогенерации [4–6] — доюрский (нижне-среднепалеозойский, пермский) и юрско-меловой, характеризующихся разными условиями генерации, аккумуляции УВ и разделенные этапом существенной тектонической раннемеозойской перестройки. Задачи настоящей статьи — рассмотреть возможности расширения этажа нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба и оценить связи палеозойских и мезозойских УВ-систем на основании совместного анализа тектонической истории развития, палеотектоники и имеющихся геохимических данных.

Исходные данные, фактический материал и методы исследования

Основой для написания настоящей статьи послужили результаты современных структурных построений, выполненных по границам мегасиквенсов в рамках единого интерпретационного проекта по Енисей-Хатангскому региональному прогибу, включающего более 80 тыс. пог. км сейсмических профилей МОГТ-2D, данные более 400 скважин и более 4000 образцов с геохимическими исследованиями. Это позволило более точно установить историю развития региона и существенно уточнить прогноз нефтегазоносности.

Принятая методика исследования включает в себя сейсмогеологический, структурно-формационный, палеотектонический и геолого-геохимический анализы для всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба. Выполнено моделирование УВ-систем доюрского и мезозойского нефтегазоносных комплексов с учетом истории развития региона.

На данный момент для территории исследования имеются геохимические данные по более чем 110 скважинам. Однако изученность глубоким бурением является неравномерной и достаточно низкой как по площади, так и по разрезу. Большая часть скважин имеет забой в меловых и верхнеюрских отложениях. Триасовые отложения изучены отдельными скважинами на поднятиях: Танамо-Малохетском, Рассохинском, Балахнинском мегавалах, а также в прибортовых частях Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Исходными данными для обобщения результатов геохимических исследований ОБ рассматриваемой территории и построения схем масштабов генерации и эмиграции УВ послужил фактический материал ФГБУ «ВНИГНИ», в том числе по полевым работам на Таймыре и в Северо-Тунгусской нефтегазоносной области. Также были привлечены результаты геохимических исследований «СНИИГГиМС», ИНГТ СО РАН, «КНИИГГиМС», полученные в рамках подрядных работ по государственным контрактам (Афанасенков А.П., 2016). Комплекс геохимических методов включает: определение общего содержания $C_{орг}$; исследования образцов пород методом Rock-Eval; определение изотопного состава углерода нефтей, битумоидов и их фракций; газохроматографический и газохроматографический – масс-спектрометрический анализы УВ-флюидов. Плотности генерации УВ были оценены по разнице между исходным индексом водорода (HI_0) до начала генерации УВ и современным (HI_c). Оценка плотностей эмиграции УВ ($q_{эм}$) определялась путем умножения количества генерированных УВ на коэффициент эмиграции, который принимался в зависимости от типа ОБ и градации катагенеза по рассчитанным Т.К. Баженовой моделям эмиграции УВ для разных типов ОБ [7].

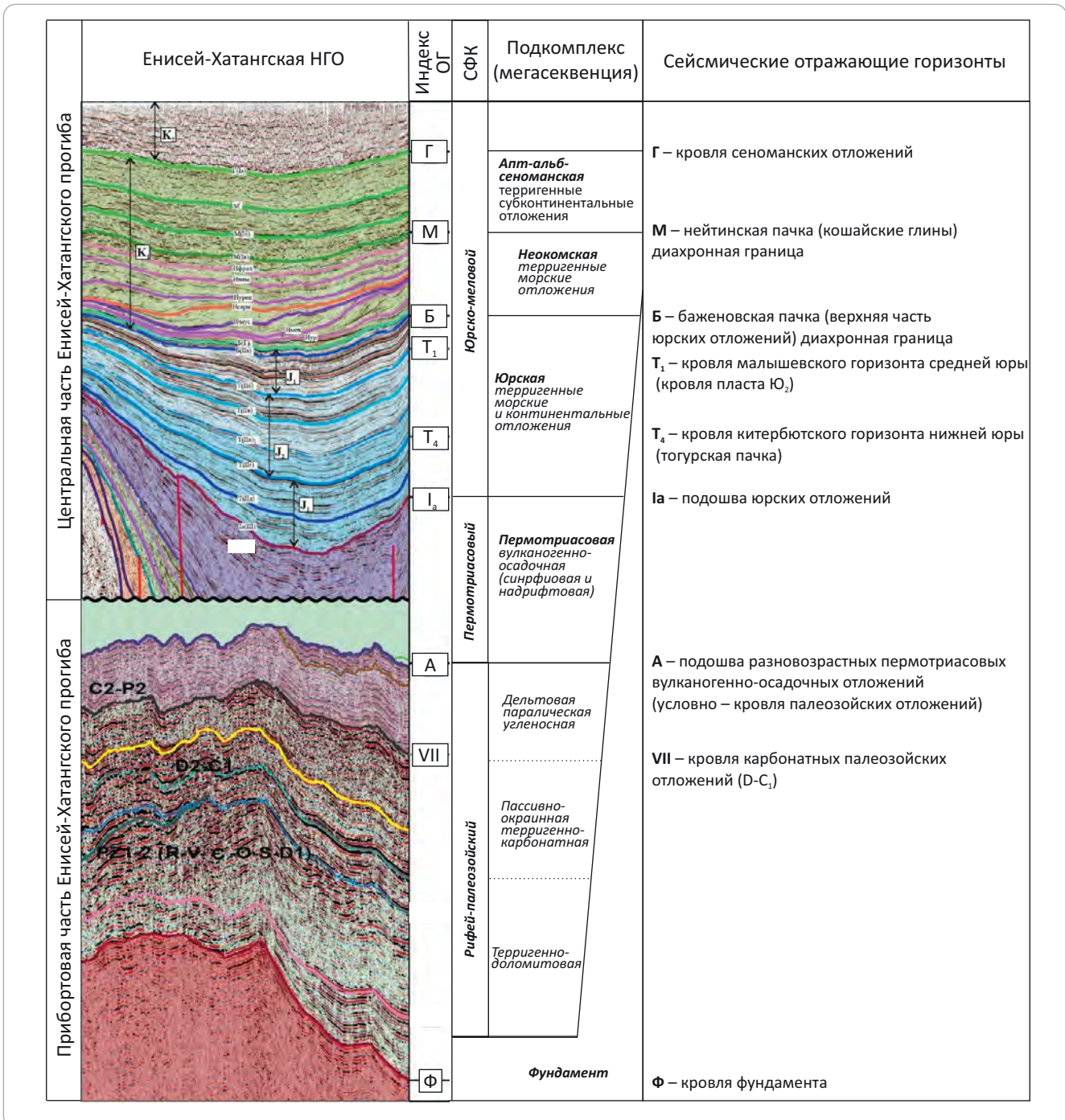
Структурно-формационные комплексы осадочного чехла Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

Литолого-формационным и сейсмостратиграфическим расчленением осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба в последние годы занимались многие научные коллективы, в том числе ИНГ СО РАН (В.А. Конторович), КНИИГиМС (С.В. Ладыгин, А.П. Романов), ВСЕГЕИ (В.Ф. Проскурнин), СНИИГиМС (А.И. Исаев), НПЦ «Геостра» (В.А. Балдин, Н.З. Мунасыпов), Таймырнефтегеофизика (В.И. Казаис, Д.Г. Кушнир),

МГУ (А.В. Ступакова, А.М. Никишин) и др. В разрезе осадочного чехла рассматриваемой территории структурно-формационные комплексы большинство исследователей выделяют в сходных границах и они отличаются лишь детализацией [4, 5, 8].

Общая мощность чехла от акустического фундамента достигает 19 км и включает в себя рифей-палеозойский, пермотриасовый и юрско-меловой структурно-формационные комплексы, соотношение мощностей которых в разных частях региона существенно меняется (рис. 1).

Рис. 1. Структурно-формационные комплексы прибортовых и центральной частей Енисей-Хатангской нефтегазоносной области
Fig. 1. Stratigraphic sequences of near-flank and central parts of the Yenisei-Khatanga Petroleum Area



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Карта толщин карбонатного палеозойского комплекса
Fig. 2. Map of Palaeozoic carbonate sequence thickness

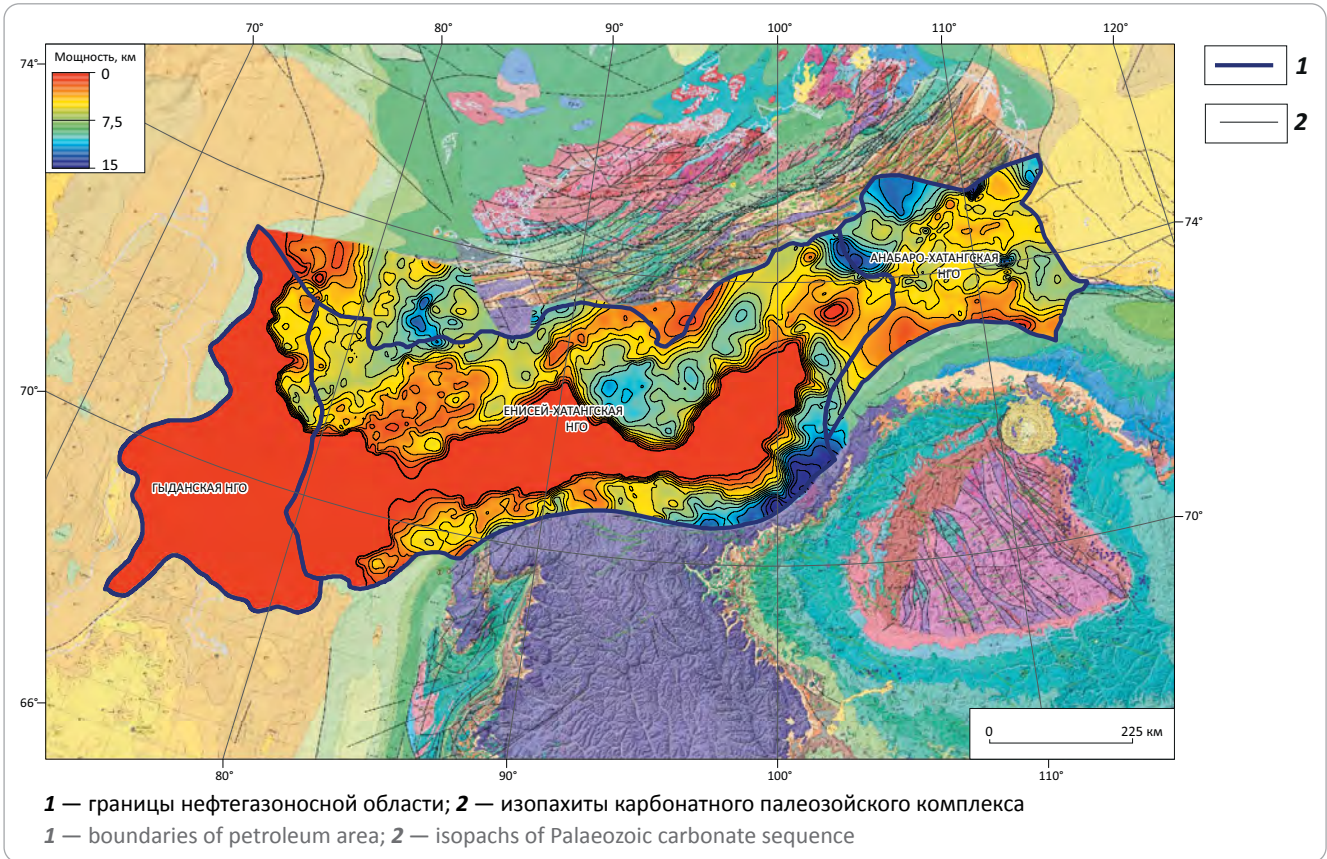
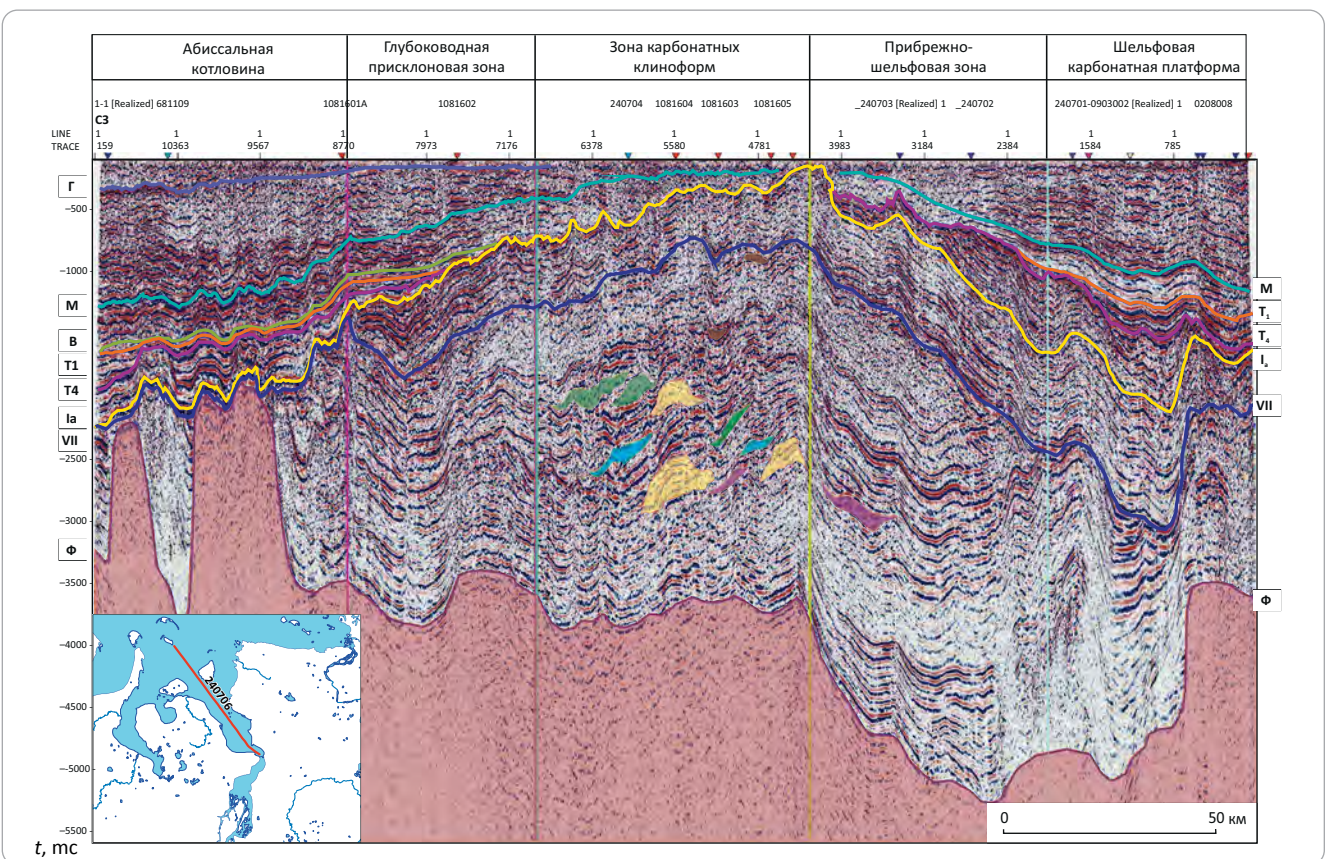


Рис. 3. Стратифицированный временной сейсмический разрез по профилю 240706
Fig. 3. Strata-bound slalom seismic section along 240706 Line



Рифей-палеозойский структурно-формационный комплекс

Рифей-палеозойский структурно-формационный комплекс включает в себя отложения от рифейского (?) до палеозойского возраста включительно (за исключением верхнепермских отложений). Подошвой комплекса является ОГ Ф (кровля фундамента), кровлей — ОГ А (подошва разновозрастных пермотриасовых отложений) и достигает максимальных мощностей на Таймыре. Рифей-вендские отложения, достоверно не доказанные и залегающие на больших глубинах, не являются предметом исследования настоящей статьи.

Рассматриваемый палеозойский структурно-формационный комплекс представлен двумя подкомплексами:

- карбонатно-терригенным ниже-среднепалеозойским;
- среднекаменноугольно-пермским терригенно-угленосным.

Мощность карбонатно-терригенного подкомплекса максимальна на Таймыре, постепенно уменьшаясь к бортам Енисей-Хатангского регионального прогиба [9]. По результатам ранее проведенных исследований на Сибирской платформе и Горном Таймыре установлено повсеместное предъюрское эрозионное срезание ниже- и среднепалеозойских отложений [4, 9].

В пределах рассматриваемого региона имеются обнажения палеозойских отложений на Западном Таймыре, где проводились полевые геологические маршруты с отбором образцов. Также при описании разреза учитывались данные, полученные по результатам бурения параметрической скв. Гыданская-118, и опубликованные материалы по поисково-оценочной скв. Лескинская-178 [10]. В скв. Гыданская-118 на глубине 1600,4 м вскрыты отложения мела и юры (до 970 м), ниже идет кора выветривания и аргиллито-алевролитовая черная и внизу карбонатно-доломитовая толщи. В интервале 1597,8–1600,4 м на забое вскрыт силл долерита. В скв. Лескинская-178 достоверно установлены карбонатные отложения девонского возраста [11].

Нижнепалеозойские (кембрий – ордовик) и среднепалеозойские (силур – нижний карбон) отложения являются преимущественно карбонатно-терригенными. В целом они образуют перспективный на нефть и газ ниже-среднепалеозойский пассивно-окраинный карбонатно-терригенный подкомплекс (карбонатные отложения палеозоя) (рис. 2). В пределах Гыданской нефтегазоносной области подкомплекс условно отсутствует из-за его глубокого залегания.

Отмечается наличие черносланцевых формаций, рифовых образований и эвапоритовых толщ (кембрий, ордовик, силур, девон), в том числе соляно-купольные явления, предполагаемые по сейсмическим образам, данным электроразведки и результатам полевых работ [1]. Таким образом, в

погруженной части Южно-Таймырской зоны (Западно-Таймырская впадина) наблюдаются различные литолого-формационные зоны в палеозойском разрезе. На сейсмических разрезах отмечается клиноформное строение нижнепалеозойской карбонатной толщи с проградацией клиноформ в северном, северо-западном направлениях до появления глубоководных черносланцевых толщ (рис. 3), что позволяет наметить северную и северо-западную границы палеозойского шельфового окраинно-континентального бассейна [8, 12–14].

Среднекаменноугольно-пермский терригенно-угленосный подкомплекс (терригенные отложения палеозоя) представлен терригенными породами и отличается высокой степенью угленосности. Результатом текущего периода регионального изучения Енисей-Хатангской, Гыданской нефтегазоносных областей и Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района является определение зоны уменьшения толщин среднекарбон-пермских отложений на северном борту Енисей-Хатангского регионального прогиба на Тарейско-Тетояхской зоне поднятий (рис. 4). В прибортовой части Енисей-Хатангского регионального прогиба терригенные палеозойские отложения в значительной степени размыты. Мощность отложений терригенного палеозоя на бортах Енисей-Хатангского регионального прогиба составляет 0–1 км, увеличиваясь к осевой зоне более чем на 5 км.

Пермотриасовый структурно-формационный комплекс

Комплекс включает в себя верхнепермско-нижнетриасовый вулканогенный рифтовый комплекс (туфолавовая толща) и триасовый надрифтовый терригенный подкомплекс.

Мощность комплекса в прибортовых зонах составляет не менее 1 км, увеличиваясь в осевых частях рифтовой зоны до 9,7 км.

Терригенные триасовые отложения являются аналогом тампейской серии триаса сопредельной Гыданской нефтегазоносной области. Однако эти толщи не были пройдены скважинами глубокого бурения и вскрыты только в Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области (Афанасенков А.П., 2016).

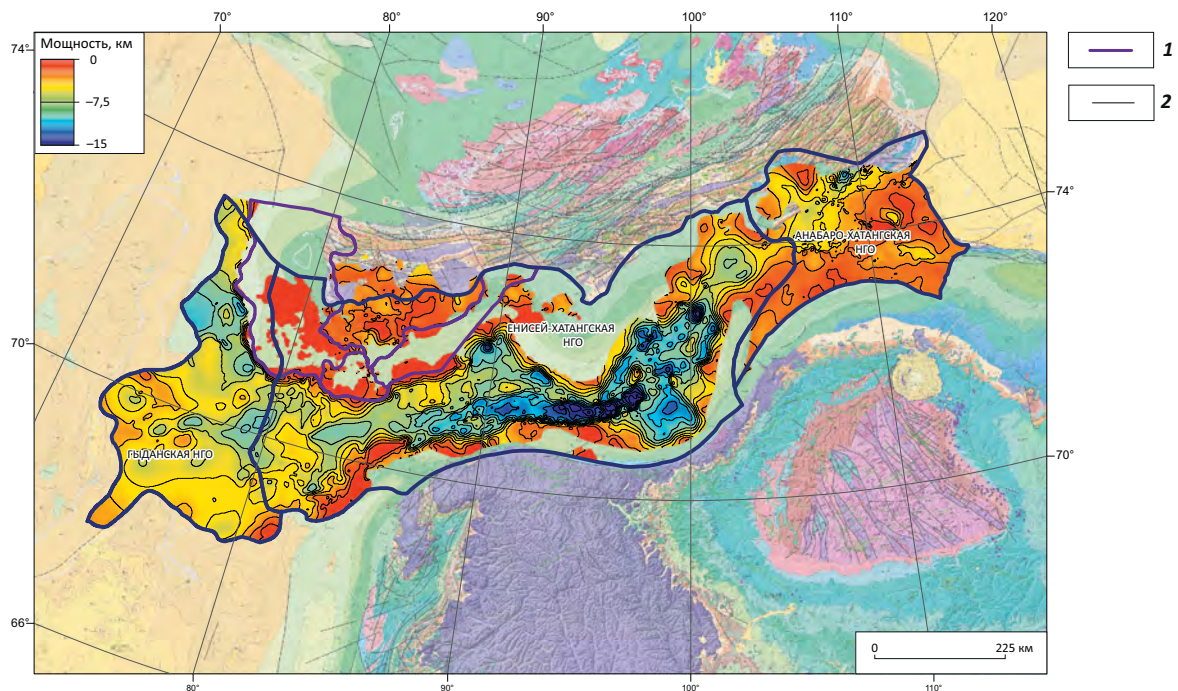
В целом средне-верхнетриасовый этап осадконакопления был началом формирования Енисей-Хатангского регионального прогиба с его мощной мезозойской терригенной толщей песчано-глинистых внутриконтинентальных отложений.

Мезозойский структурно-формационный комплекс

Комплекс имеет отличный от палеозойских комплексов структурный план. Формационный состав осадочного мезозойского чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба представлен двумя терригенными подкомплексами: юрским и меловым (неокомским и апт-альб-сеноманским).



Рис. 4. Карта толщин терригенного палеозоя
Fig. 4. Map of terrigenous Palaeozoic thickness



1 — граница Тарейско-Тетояхской зоны поднятий; **2** — изопахиты терригенного палеозойского комплекса. Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

1 — boundary of Tareisky-Tetoyakhsky zone of uplifts; **2** — isopachs of Palaeozoic terrigenous sequence. For other Legend items see Fig. 2

Реперным сейсмическим отражающим горизонтом на всей территории Енисей-Хатангского регионального прогиба является ОГ Ia, отождествляемый с подошвой юрских отложений, представляющей на бортах эрозионную поверхность.

Юрский подкомплекс (мегасеквенция) представляет собой песчано-глинистые терригенные отложения преимущественно морского седиментогенеза (с присутствием дельтовых континентальных формаций) и имеет широкое площадное развитие. Мощность отложений юры в депрессионных зонах составляет 3,8–4,2 км с увеличением в районе Агапского мегапрогиба до 7 км и Боганидо-Жданихинского до 6 км. Толща юрских отложений последовательно, снизу вверх по разрезу, выклинивается в прибортовых зонах Таймырской и Северо-Сибирской моноклиз на глубинах около 0,5–1 км и менее, а также частично размыва и/или выклинивается на Мессояхском, Малохетском, Рассохинском и Балахинском мегавалах.

Меловой неокомский подкомплекс (мегасеквенция) имеет важное значение в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Главной особенностью нижней части (валанжин-готтеривский ярус) неокомского комплекса Енисей-Хатангской нефтегазоносной области является ее клиноформное строение (рис. 5). Максимальные мощности мелового комплекса приурочены к Агапскому ме-

гапрогибу (2271 м, скв. Новоякимовская-1). Неокомский и предчетвертичный размывы наиболее развиты в сводовых частях приразломных мегавалов всей центральной системы Обско-Лаптевской гряды. Сокращение мощности меловых отложений происходит к обрамлению Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Апт-альб-сеноманский подкомплекс (мегасеквенция) представлен терригенными субконтинентальными отложениями верхней части дорожковской свиты (K_2dr), долганской (K_{1-2dl}), яковлевской (K_{1jak}) и верхней частью малохетской (K_{1ml}) свиты.

Таким образом, по результатам структурно-формационного анализа выделены палеозойский (карбонатно-терригенный) и мезозойский (терригенный) структурно-формационные комплексы, разделенные пермотриасовым переходным преимущественно вулканогенным комплексом. Представлены новые структурные карты по основным реперным отражающим горизонтам Енисей-Хатангского регионального прогиба (в том числе по палеозойскому с учетом материалов 2015–2023 гг.), подтверждена существенная роль черносланцевых формаций в формировании УВ-потенциала палеозойских толщ, доказано, что соленосные отложения обеспечивали условия сохранности палеоскоплений УВ.

По построенным новым структурным картам уточнены геологическая модель региона и структурно-тектоническая карта.

В складчатую систему Таймыра входят глубокие (до 10 км) палеозойские *Западно-Таймырская и Восточно-Таймырская впадины*, отделяемые друг от друга нижнепалеозойским *Тарейским валом* и обрамляемые на севере *пограничной флексурой*.

Западно- и Восточно-Таймырские впадины являются зонами развития мощного (не менее 8 км) палеозойского окраинно-континентального бассейна (переходный древнеплатформенный структурный этаж), входящего в ряд шельфовых окраинно-континентальных палеозойских формаций Сибирской платформы. Толщи смяты в очень пологие складки, хорошо картируемые сейсморазведкой, причем верхние наддевонские толщи деформированы сильнее и существенно дискордантно по отношению к нижним пологозалегающим рифей(?)-нижнепалеозойским толщам, что характерно для соленосных бассейнов. Здесь по сейсмическим и электроразведочным данным предполагается наличие солей [13]. Выходы среднедевонских солей известны на Западном Таймыре и в Норильском районе.

Рассматриваемая территория ограничена на севере континента *Северо-Таймырским выступом*, слагаемым глубокометаморфизованными и пронизанными гранитными интрузиями протерозой-архейскими образованиями.

Южнее расположен Енисей-Хатангский региональный прогиб, сложенный по бортам палеозойскими отложениями, а в центральной части прогиба — мезозойскими платформенными и кайнозойскими отложениями. Структурные элементы Енисей-Хатангского регионального прогиба представлены на карте (рис. 6).

Тарейский вал является важным положительным элементом Южно-Таймырской моноклизы. Характеризуется резким сокращением мощности верхнепалеозойского терригенного комплекса и в структурном отношении служит разделом между крупной Западно-Таймырской палеозойской впадиной и верхнепалеозой-мезозойским Енисей-Хатангским региональным прогибом. В истории геологического развития северной окраины Сибирской платформы Тарейский вал был наиболее стабильным тектоническим элементом. В период пермотриасовой активизации он оставался положительным элементом, а в мезозойское время являлся депоцентром неокомского бассейна. Таким образом, выявлена связь Тарейского вала с клиноформными зонами сибирского (южного) и таймырского (северного) направлений сноса. Отличительная черта строения Тарейского, Тетояхского и Крестовского валов, входящих в Карско-Хатангскую мегаграду [15, 16] — сокращенный разрез угленосных верхнепалеозойских толщ в результате субгоризонтальных срывов и размыва. Палеотек-

тоническая история Тарейского вала характеризуется наиболее спокойным режимом относительно Таймырских и Енисей-Хатангского осадочных бассейнов. Актуализация модели Тарейского и Тетояхского валов позволяет уточнить историю развития нефтегазовых систем Енисей-Хатангского регионального прогиба.

В целом палеозойский Тарейский вал определяет возможность сохранности УВ, генерированных палеозойской нефтегазовой системой.

Нефтегазоматеринские толщи и оценка масштабов генерации и эмиграции УВ

После анализа структурно-тектонических и формационных особенностей региона необходимо рассмотреть нефтематеринские толщи исходя из истории открытия нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба. Первое обобщение результатов нефтепоисковых работ в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба было сделано А.Г. Алексиным [3], который связывал ее перспективность с верхне-среднепалеозойскими отложениями, не исключая возможности обнаружения залежей и в мезозое. В обширном исследовании по оценке перспектив нефтеносности Усть-Енисейского района обосновано, что нефте- и газопроявления, наблюдающиеся в мезозойских отложениях Малохетского вала, обусловлены миграцией из палеозойских пород. Однако к 1970-м гг. были доказаны промышленная нефтегазоносность и генерационный потенциал мезозойских отложений. И в настоящее время прогнозируется нефтеносность преимущественно юрско-меловых отложений, а триасовые и палеозойские комплексы пока официально не оцениваются.

В разрезе Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающего Таймыра и Гыдана по результатам количественной оценки ресурсов УВ на 01.01.2017 г. выделяется 7 нефтегазоносных комплексов: доюрский нефтегазоперспективный и мезозойские нефтегазоносные комплексы: нижне-среднеюрский, верхнеюрский, волжско-берриасский, неокомский клиноформный, апт-альб-сенманский и турон-сантонский.

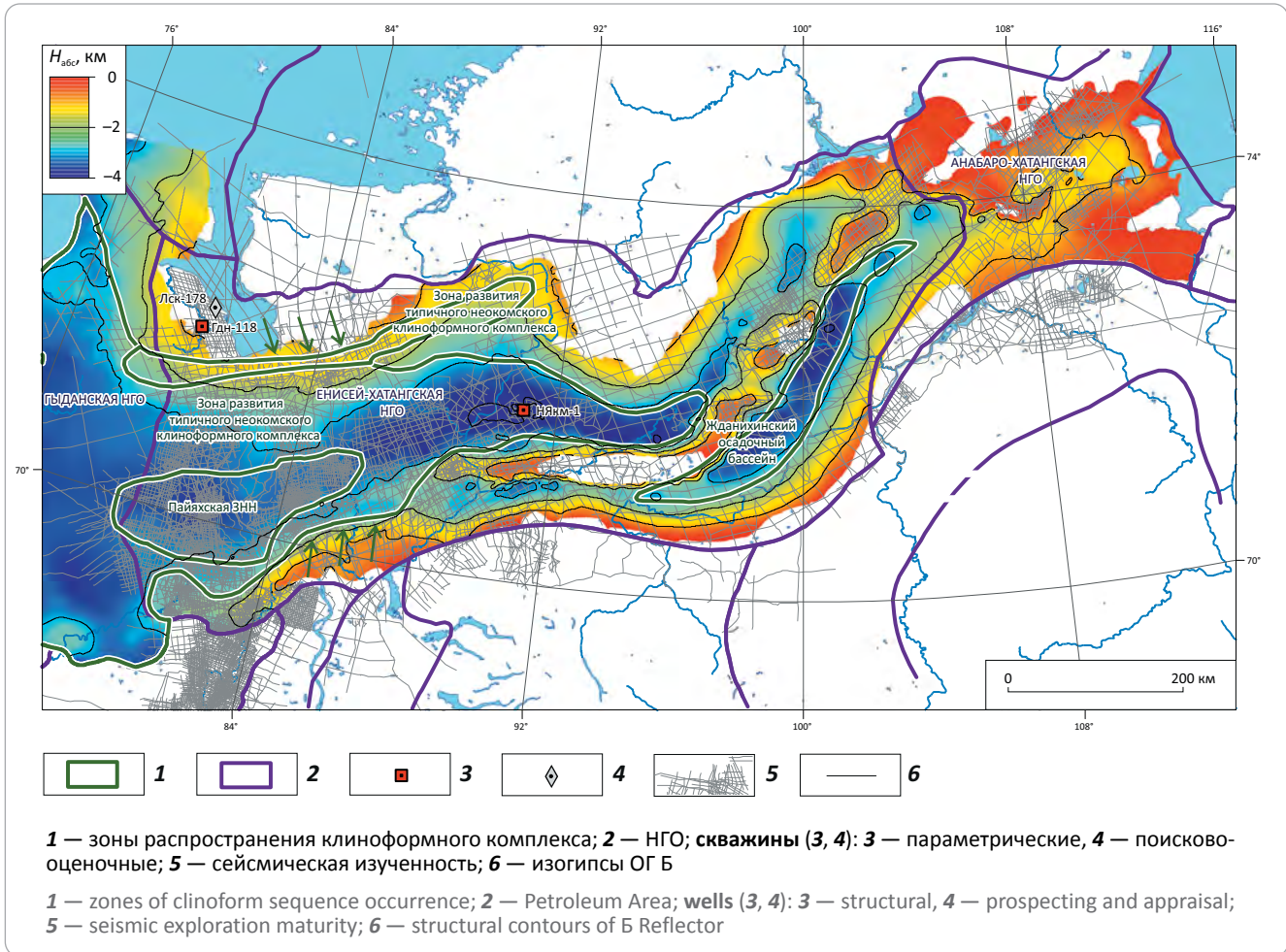
Залежи и проявления УВ размещаются в интервале глубин от 800 до 4000 м и более. В настоящее время к объектам первоочередного изучения на всей территории исследований следует отнести суходудинскую, малохетскую, яковлевскую, нижнехетскую нефтегазоносные толщ. Значительные перспективы в бортовых зонах связываются с неокомским и волжско-берриасским клиноформными нефтегазоносными комплексами, а также с нижне-среднеюрским и верхнеюрским нефтегазоносными комплексами.

Для обобщения материалов проведенных исследований привлечены обширные фактические данные геохимических исследований ОВ палеозойских и мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающих районов,



Рис. 5. Структурная карта по ОГ Б (кровля баженитов, подошва разновозрастного клиноформного комплекса (гольчихинская и яновстановская – диахронная))

Fig. 5. Depth map over Б Reflector (Bazhenite Top, bottom of heterochronous clinoform sequence (Golchikhinsky and Yanovstanovsky – diachronous))



выполненных во ВНИГНИ в последние годы. Результаты исследований приведены по керновому материалу из 80 скважин, а также пород из естественных обнажений (более 4000 образцов).

Нефтематеринские толщи территории Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей

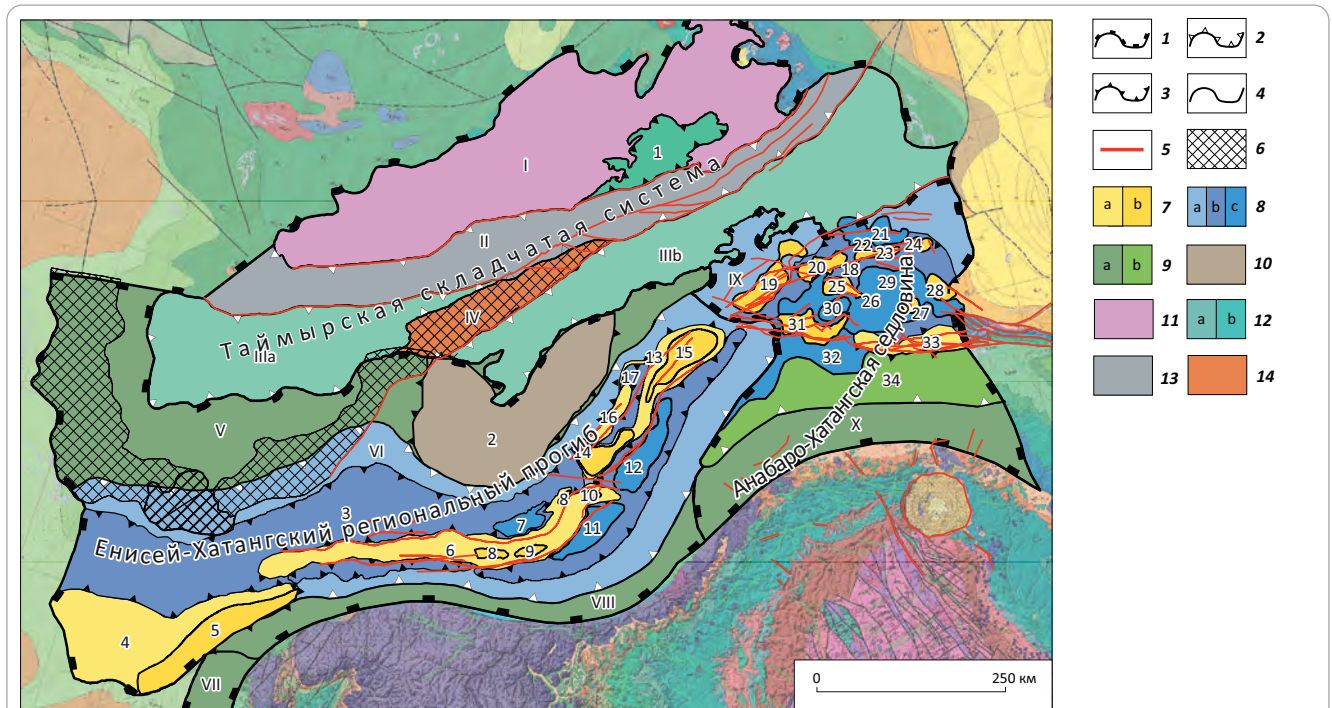
На западе Гыданской нефтегазоносной области проанализированы результаты геохимических исследований по керновому материалу 29 скважин (266 образцов) [17]. Органическое вещество нижнемеловых отложений в основном представлено керогеном III типа. Прослои, обогащенные сапропелевым ОБ, были встречены в аргиллитах скв. Утренняя-262, где значения водородного индекса достигают 250 мг УВ/г $S_{орг}$. Однако масштабы генерации этими породами жидких УВ, вероятно, не столь велики, так как они находятся на начальных стадиях катагенеза (PK_3 – MK_1). В разрезе юрских отложений ОБ с существенной долей сапропелевой составляющей присутствует в породах гольчихинской свиты (J_2 – K_1gl). Генерационный потенциал

нефтегазоматеринских толщ (НИ) — 250–220 мг УВ/г породы при зрелости ОБ (T_{max} 440–445 °C) — MK_1 – MK_2 .

Невысокий начальный генерационный потенциал материнских пород нижнемеловых отложений позволяет рассматривать их как преимущественно газоматеринские. Параметры термической зрелости юрских нефтегазоматеринских толщ, свидетельствующие о нахождении в главной зоне нефтеобразования, а также их фациально-генетический тип позволяют рассматривать эти толщи как источник жидких УВ.

Нефтематеринские толщи изучались в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Обобщены результаты проведенных геохимических исследований по каменному материалу 36 скважин и полевых участков (2916 образцов) [17]. Нефтегазоматеринские породы триаса исследовались, главным образом, по образцам из восточной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и по углеводородно-генерационному потенциалу они характеризуются как бедные, преимущественно газоматеринские (III тип).

Рис. 6. Структурно-тектоническая карта Енисей-Хатангского регионального прогиба и сопредельных территорий
Fig. 6. Structural and tectonic map of the Yenisei-Khatanga Regional Trough and neighbouring lands



Границы тектонических элементов (1–4): 1 — надпорядковых, 2 — I порядка, 3 — II порядка, 4 — III порядка; 5 — разрывные нарушения; 6 — Тарейско-Тетояхская зона поднятий; **структурно-тектонические элементы Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины: мезозойские (7–9):** 7 — положительные (а — II порядка, б — III порядка), 8 — отрицательные (а — I порядка, б — II порядка, с — III порядка), 9 — промежуточные (а — I порядка, б — II порядка), **палеозойские: 10** — Янгодо-Горбитский выступ; **структурно-тектонические элементы Таймырской складчатой системы: палеозойские (11–13):** 11 — положительные (I порядка), 12 — отрицательные (а — I порядка, б — II порядка), 13 — промежуточные (I порядка), 14 — Тарейский вал.

Структурно-тектонические элементы Таймырской складчатой системы: I порядка: I — Северо-Таймырский выступ, II — пограничная флексура, IIIa — Западно-Таймырская палеозойская впадина, IIIb — Восточно-Таймырская впадина, IV — Тарейский вал; II порядка: 1 — полуграбен Шренк.

Структурно-тектонические элементы Енисей-Хатангского регионального прогиба: I порядка: V — Таймырская моноклиза, VI — Центрально-Таймырский желоб, VII — Пакулихинская моноклиза, VIII — Северо-Сибирская моноклиза; II и III порядков: 2 — Янгодо-Горбитский выступ, 3 — Носковско-Агапский полуграбен, 22 — Западно-Журавлиное поднятие, 4 — Танамо-Малохетский мегавал, 5 — Малохетский вал, 6 — Рассохинский мегавал, 7 — Агапский прогиб, 8 — Волочанский вал, 9 — Восточно-Волочанский вал, 10 — Курьинский вал, 11 — Боганидский прогиб, 12 — Жданихинский прогиб, 13 — Балახнинский мегавал, 14 — Балახнинский вал, 15 — Владимирский вал, 16 — Кубалахский вал, 17 — Турку-Логатский прогиб.

Структурно-тектонические элементы Анабаро-Хатангской седловины: I порядка: IX — Анабаро-Хатангская впадина, X — Анабарская моноклиза; II и III порядков: 18 — Харатумусский прогиб, 19 — Киряко-Тасский выступ, 20 — Осиповское поднятие, 21 — Апрелевско-Цветковский полуграбен, 22 — Западно-Журавлиное поднятие, 23 — Журавлиный вал, 24 — Цветковское поднятие, 25 — Лабазный вал, 26 — Западно-Нордвикское поднятие, 27 — Нордвикское поднятие, 28 — Береговое поднятие, 29 — Харатумусская впадина, 30 — Портнягинская впадина, 31 — Сопочно-Белогорский вал, 32 — Эджанский полуграбен, 33 — Тигяно-Анабарская зона поднятия, 34 — Харатумусская ступень

Boundaries of tectonic elements (1–4): 1 — super-order, 2 — I-st order, 3 — II-nd order, 4 — III-rd order; 5 — faults; 6 — Tareisky-Tetoyakhsky zone of uplifts; **structural and tectonic elements of Yenisei-Khatanga Regional Trough and Anabar-Khatanga saddle: Mesozoic (7–9):** 7 — positive (a — II-nd order, b — III-rd order), 8 — negative (a — I-st order, b — II-nd order, c — III-rd order), 9 — intermediate (a — I-st order, b — II-nd order), Palaeozoic: 10 — Yangodo-Gorbitsky salient; **structural and tectonic elements of Taimyr fold system: Palaeozoic (11–13):** 11 — positive (I-st order), 12 — negative (a — I-st order, b — II-nd order), 13 — intermediate (I-st order), 14 — Tareisky swell.

Structural and tectonic elements of the Taimyr fold system: I-st order: I — North Taimyrsky salient, II — Pogranichny flexure, IIIa — West Taimyrsky Palaeozoic depression, IIIb — East Taimyrsky depression, IV — Tareisky swell; II-nd order: 1 — Shrenk half-graben.

Structural and tectonic elements of the Yenisei-Khatanga regional trough: I-st order: V — Taimyrsky monocline, VI — Central Taimyrsky trench, VII — Pakulikinsky monocline, VIII — North Siberian monocline; II-nd and III-rd order: 2 — Yangodo-Gorbitsky uplift, 3 — Noskovsky-Agapsky megatrough, 4 — Tanamo-Malokhetskyy mega-swell, 5 — Malokhetskyy swell, 6 — Rassokhinsky mega-swell, 7 — Agapsky trough, 8 — Volochansky swell, 9 — East Volochansky swell, 10 — Kur'insky swell, 11 — Boganidsky trough, 12 — Zhdanikhinsky trough, 13 — Balakhninsky mega-swell, 14 — Balakhninsky swell, 15 — Vladimirsky swell, 16 — Kubalakhsky swell, 17 — Turku-Logatsky trough.

Structural and tectonic elements of the Anabar-Khatanga Saddle: I-st order: IX — Anabar-Khatanga depression, X — Anabarsky monocline; II-nd and III-rd order: 18 — Kharatumussky trough, 19 — Kiryako-Tassky salient, 20 — Osipovsky high, 21 — Aprelevsky-Tsvetkovsky half-graben, 22 — West Zhuravliny high, 23 — Zhuravliny swell, 24 — Tsvetkovsky high, 25 — Labazny swell, 26 — West Nordviksky high, 27 — Nordviksky high, 28 — Beregovoe high, 29 — Kharatumussky depression, 30 — Portnyaginsky depression, 31 — Sopochno-Belogorsky swell, 32 — Edzhansky half-graben, 33 — Tigyano-Anabarsky zone of high, 34 — Kharatumussky flat

В изученных отложениях нижней юры не выделяются толщи, значительно обогащенные органическим углеродом. Органическое вещество представлено преимущественно керогеном III типа. В разрезе среднеюрских отложений наибольший интерес с точки зрения возможности генерации жидких УВ представляют высокообогащенные ОВ прослой в вымской и малышевской свитах, характеризующиеся повышенной концентрацией $C_{орг}$ (до 30 % на породу) и высоким остаточным генерационным потенциалом (S_2 до 100 мг УВ/г породы).

Для верхнеюрского разреза основными нефтематеринскими породами являются отложения яновстанской и гольчихинской свит, где выделяются мощные (до 90 м в скв. Новоякимовская-1) пачки аргиллитов и глинистых алевролитов, обогащенных преимущественно сапропелевым ОВ. Отложения вошли в главную зону нефтеобразования (MK_1 – MK_2) и могут быть источником жидких УВ (рис. 7).

В отложениях нижнего мела источником жидких УВ могли быть пачки обогащенных $C_{орг}$ темно-серых аргиллитов, приуроченных к подошве шуратовской и нижнехетской свит (осевая, наиболее погруженная часть Енисей-Хатангского прогиба).

Таким образом, по результатам проведенных геохимических исследований ОВ нефтегазоматеринские толщи установлены практически по всему разрезу мезозойских отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области.

Генерационные источники УВ Енисей-Хатангской и Гыданской нефтегазоносных областей

По результатам проведенных корреляций биомаркерных параметров нефтей и битумоидов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области было установлено, что материнскими породами для нижнемеловых нефтей западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба могли быть отложения верхней части гольчихинской свиты, яновстанская свита и, вероятно, отдельные интервалы сиговской свиты, содержащие пачки пород, обогащенных сапропелевым ОВ [18].

Материнскими породами изученных нефтей из отложений средней юры (вымская и малышевская свиты) запада Енисей-Хатангской нефтегазоносной области могли быть нефтегазоматеринские толщи разновозрастных отложений.

Материнскими породами для нефтей из барремских отложений Гыданской нефтегазоносной области, скорее всего, могли быть нижнемеловые толщи ахской и таноупчинской свит. Невысокая катагенетическая преобразованность материнского ОВ этих нефтей исключает участие зрелых среднеюрских нефтематеринских толщ Ямало-Гыданской синеклизы в формировании залежей УВ в барремских отложениях.

Нефтематеринские толщи протерозоя – палеозоя

Результаты геохимических исследований приведены по каменному материалу 13 скважин и

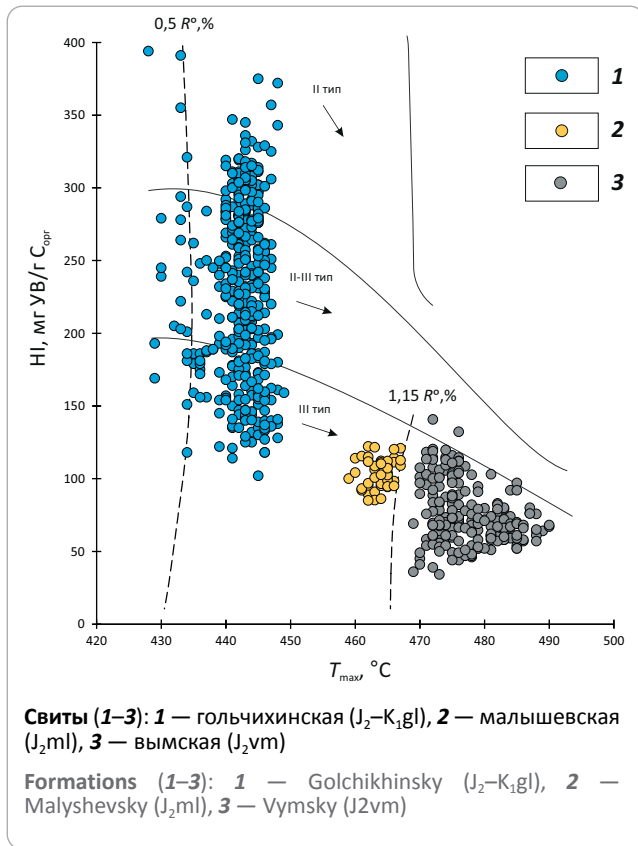
полевых участков (716 образцов). Верхнепротерозойский (рифей-вендский) комплекс установлен в южной части Анабаро-Ленского прогиба, а также в пределах Анабарской моноклизы. В отложениях рифея выявлены интервалы разреза, в которых концентрации $C_{орг}$ составляет от 0,8–2 % (скважины Хастахская-930, Бурская-3410) до 2–6 % (скважины Хорудалахская-1, Костроминская-1) на породу. Катагенетическая преобразованность пород, изученных в западной части Анабарской моноклизы, достигла градаций MK_4 и выше, в то время как зрелость рифейских отложений в Лено-Анабарской впадине соответствует градациям MK_2 .

Силур-девонские отложения изучены как по образцам из естественных обнажений в пределах Горного Таймыра, так и по образцам коренных выходов пород в северной зоне Курейской синеклизы. В западной части Таймыра в отложениях силура и девона выделяются глинисто-углеродистые черносланцевые толщи, сходные по составу с доманиковыми фациями. Содержание $C_{орг}$ в отложениях усть-пясинской (S_2 – D_2up) и домбинской (D_3dm) свит составляет 5–6 %. Катагенез ОВ достигает градаций AK_3 – AK_4 . В карбонатно-ангидрито-глинистых образцах из обнажений сидинской свиты девона (D_{1-2sd}) южной прибортовой зоны Енисей-Хатангского регионального прогиба концентрация $C_{орг}$ значительно ниже и не превышает 0,6–0,7 % на породу, что может быть связано как с интенсивными процессами гипергенеза на поверхности, так и с контактовым катагенезом интрузий долеритов, оказавшими влияние на ОВ пород.

Девонские отложения, обогащенные ОВ, изучены также на Тарейском участке Таймыра (рис. 8). В тарейской (D_{1tr}) свите средние концентрации $C_{орг}$ составляют 0,5 %, встречаются также прослой и с повышенными содержаниями: в известняках — до 2,3 %, в аргиллитах — до 4,7 %. В дептурмалинской (D_2dp) свите концентрации $C_{орг}$ достигают 1,3 %, в домбинской (D_3dm) свите, представленной черными глинами и глинисто-кремнистыми сланцами и известняками, до 5,3 %, что указывает на присутствие в разрезе нефтегазоматеринских толщ. Стоит отметить, что девонские отложения были одними из основных нефтегазоматеринских толщ и в Анабаро-Хатангской седловине. Так, по результатам геохимических исследований нафтидов этого региона было показано, что своим происхождением они обязаны ОВ девонского соленосного комплекса [19]. Однако девонские черносланцевые формации северных районов Таймыра в южном направлении замещаются прибрежно-лагунными. Как показали анализы образцов по работам 2023 г. на южном обрамлении Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, во всем среднепалеозойском разрезе отмечаются низкие показатели ОВ, а осадочный чехол здесь претерпел сильные гипергенные изменения.

Отложения каменноугольной системы изучены по образцам из обнажений зелдеевской (C_1zl) и макаровской свит (C_2mk) Таймыра, а также об-

Рис. 7. Зависимость $HI - T_{max}$ для юрских отложений скв. Новоякимовская-1
Fig. 7. $HI - T_{max}$ dependence for Jurassic rocks in Novoyakimovskaya-1 well



разцам керна из скважин Рыбинской и Суолемской площадей Анабаро-Хатангской седловины. На Таймыре углеродистые сланцевые толщи карбона, по мнению ряда исследователей [6], как и девонские отложения, близки фациям доманика и могут рассматриваться как нефтегазоматеринские толщи. Содержание $C_{орг}$ в черных известковисто-глинистых сланцах зелеевской (C_1zl) и макаровской (C_2mk) свит составляет 1,5–2 % на породу. Тип ОВ гумусово-сапропелевый. Катагенетическая преобразованность ОВ этих отложений достигла стадии АК и нефтематеринские толщи в основном исчерпали свой генерационный потенциал.

Верхнекаменноугольно-верхнепермские отложения изучены в пределах восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, на Таймыре, в Анабаро-Хатангской седловине и в Лено-Анабарской впадине.

Средние концентрации ОВ в пермских отложениях составляют менее 2 %. В глинистых разрезах восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба содержится примерно равное количество гумусового и сапропелевого ОВ. Катагенетическая преобразованность ОВ в пермских отложениях по отражательной способности витринита достигла градации MK_2-MK_3 , на Балахинской площади — MK_3-MK_4 , что соответствует главной зоне нефтеобразования на этапе наибольшего погружения пород.

В нижнепермских отложениях Западного Таймыра, представленных терригенной угленосной толщей, прослеживаются слои аргиллитов и глинистых алевролитов с содержанием $C_{орг}$ до 4–6,5 % в ефремовской (P_{1ef}) и убойненской (P_{1ub}) свитах [20]. Они содержат сапропелево-гумусовое ОВ с преобладанием гумусовой составляющей. Органическое вещество этих отложений преобразовано до градаций, соответствующих главной зоне нефтеобразования (MK_2-MK_3), и могло генерировать УВ.

В отложениях верхнего палеозоя Анабаро-Хатангской седловины (тустакская свита C_3-P_1 , нижне-верхнекожевниковская свита P_{1-2} и мисайлапская свита P_2) содержание $C_{орг}$ составляет в среднем около 2 %. Преобладает ОВ гумусового типа. Степень преобразованности каменноугольно-пермских отложений изменяется в широком диапазоне — от MK_2 (главная зона нефтегенерации) до AK_3 — начала AK_4 .

Таким образом, по результатам геохимических исследований в палеозойских отложениях выявлены обогащенные ОВ нефтегазоматеринские толщи в силурийском, девонском (Таймыр), каменноугольном и пермском разрезах. Фациально-генетический тип среднепалеозойских толщ и степень их преобразованности позволяют рассматривать их как возможные источники жидких УВ, однако к настоящему времени уже исчерпавших свой генерационный потенциал. Терригенно-угленосные толщи перми с преобладанием гумусовых компонентов в составе ОВ рассматриваются как газогенерирующие.

В целом южная бортовая Енисей-Хатангская зона по результатам отбора образцов 2023 г. должна быть отнесена к прибрежно-лагунной пестроцветной формации, в которой не могли накапливаться толщи с высоким содержанием ОВ, и по истории геологического и тектонического развития они были существенно нарушены гипергенными процессами.

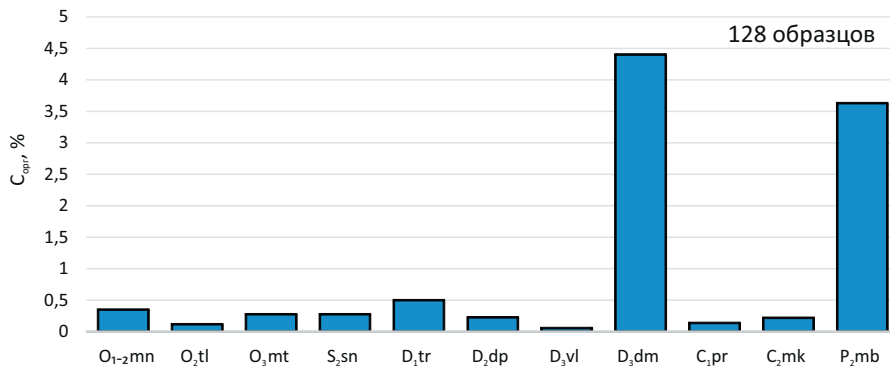
Оценка масштабов генерации и эмиграции УВ

Оценка масштабов генерации и эмиграции УВ проведена по двум геохимически изученным районам: западному — преимущественно мезозойскому и восточному — преимущественно протерозой-палеозойскому.

На основании интерпретации результатов геохимических исследований ОВ пород в осадочном чехле Гыданско-Енисей-Хатангского нефтегазоносного бассейна было выделено 10 основных нефтегазоматеринских толщ. Они приурочены к преимущественно глинистым отложениям нижнехетской — K_1nch , яновстанской (верхам гольчихинской) — J_3-K_1jan , сиговской — J_2sig , точинской — J_2-3tch , малышевской — J_2ml , леонтьевской — J_2ln , вымской — J_2vm , лайдинской — J_2ld , китербютской — J_1kt и левинской — J_1lv свит.



Рис. 8. Средние значения $C_{орг}$ в палеозойских отложениях Таймыра
Fig. 8. $C_{орг}$ mean values in Palaeozoic deposits of Taimyr



На восточном участке рассматриваемой территории, в пределах которой проводился расчет плотностей генерации и эмиграции УВ, в качестве основных нефтегазоматеринских толщ были выделены усть-ильинская свита раннего рифея, хатыспытская свита среднего венда, куонамская свита раннего – среднего кембрия (условно), верхнедевонская толща (условно), тустахская и нижнекожевниковская свиты ранней перми, китербютская свита ранней юры и толщи средней и поздней юры. Необходимо отметить, что данные оценки масштабов генерации и эмиграции УВ на восточном участке следует воспринимать с определенной долей условности, так как из-за недостаточного объема геохимической информации расчетные параметры принимались по аналогии с данными, полученными по результатам геохимических исследований ОВ Восточной Сибири.

Расчет плотностей генерации УВ производился по формуле

$$q(\tau \text{ УВ}) = \frac{(HI_0 \times C_{орг0}) - (HI_C \times C_{оргC})}{100} \times \rho \times V \times 10^{-9},$$

где q — масса УВ, генерированных нефтегазоматеринской свитой на $1 \text{ м}^2/\text{т}$; HI_0 — исходный водородный индекс (до начала процесса генерации УВ), мг УВ/г $C_{орг}$; HI_C — современный водородный индекс, мг УВ/г $C_{орг}$; $C_{орг0}$ — исходное содержание $C_{орг}$ в породах нефтегазоматеринской толщи, %; $C_{оргC}$ — современное содержание $C_{орг}$ в породах нефтегазоматеринской толщи, %; ρ — плотность пород, г/см³; V — объем пород нефтегазоматеринской свиты, см³.

Современное содержание $C_{орг}$ оценивалось в разных фациальных зонах как средневзвешенное на мощность нефтегазоматеринской толщи с учетом толщин прослоев разного литологического состава. Доля материнских пород (преимущественно аргиллитов и алевролитов) в составе нефтегазоматеринской толщи оценивалась по данным керна и ГИС в изученных скважинах. Современные значения водородного индекса (HI_C) рассчитывались как средние значения, полученные методом Rock-Eval, для материнской толщи данного уровня катагенеза. Плот-

ность пород (ρ) принималась как среднее значение для одновозрастных нефтегазоматеринских толщ по кривым гамма-гамма-каротажа. Начальный водородный индекс (HI_0) был получен непосредственно при анализе методом Rock-Eval пород из зон невысокого катагенеза, т. е. зон, в которых активные процессы генерации УВ еще не начались.

На рис. 9 приведены объемы генерации и эмиграции УВ для выделенных нефтегазоматеринских толщ, рассчитанные для западного и восточного районов исследования. Общий объем генерации мезозойских нефтегазоматеринских толщ западного участка, включающего Гыданскую и западную часть Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, равен 590 млрд т УВ. Общий объем генерации преимущественно протерозой-палеозойских толщ восточного района исследований составляет около 520 млрд т УВ. Исходя из этого, объем генерации в Западно-Таймырской палеозойской впадине также будет не менее 500 млрд т УВ.

Объемы эмиграции УВ зависят от типа ОВ и степени его катагенетической зрелости и равны 413 и 460 млрд т УВ соответственно для западного и восточных участков. Как видно из расчетов, для более зрелых протерозой-палеозойских нефтегазоматеринских толщ доля эмигрировавших УВ составляет почти 90 %, в отличие от мезозойских толщ, где доля УВ, эмигрировавших из материнских толщ, не превышает 70 %.

Таким образом, несмотря на принятые допущения о геохимических характеристиках палеозойских материнских толщ, объемы генерации и эмиграции УВ могли быть практически сопоставимы с объемами в материнских толщах мезозоя, в том числе и за счет большей катагенетической преобразованности.

В качестве иллюстрации результатов расчета для отложений яновстанской свиты и ее стратиграфических аналогов на западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и отложений верхней юры на востоке рассматриваемой территории приведена схема плотностей эмиграции УВ (рис. 10). Для отложений яновстанской свиты, являющейся

основной нефтегазоматеринской толщей региона в мезозойских отложениях, увеличение плотности эмиграции УВ характерно для наиболее погруженной осевой части прогиба, где катагенетическая зрелость ОВ материнских толщ соответствует главной зоне нефтеобразования. Средняя плотность генерации УВ для западной части территории составляет $0,45 \text{ т УВ/м}^2$, средняя плотность эмиграции УВ — $0,26 \text{ т УВ/м}^2$.

По результатам обобщения проведенных геохимических исследований ОВ нефтегазоматеринские толщи выявлены по всему разрезу мезозойских отложений территорий Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей.

Наибольший интерес с точки зрения генерации жидких УВ могут представлять нефтегазоматеринские толщи яновстанской свиты и ее стратиграфических аналогов.

В качестве основных нефтегазоматеринских толщ палеозойского разреза могут выступать углеродистые черносланцевые толщи силура, девона и карбона, выявленные по результатам геохимических работ на Западном Таймыре. Существенный вклад в потенциал нефтегазогенерации внесли и отложения перми, изученные на территории Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области, Горного Таймыра и северного борта Северо-Тунгусской нефтегазоносной области.

Приведенные расчеты масштабов генерации и эмиграции могут указывать на значительный углеводородно-генерационный потенциал протерозой-палеозойских отложений восточного района (восток Енисей-Хатангской и Анабаро-Хатангской нефтегазоносных областей). Учитывая единую историю развития (схожесть литолого-формационного строения) палеозойского разреза рассматриваемой территории, можно предположить сопоставимый генерационный потенциал домезозойских толщ и на западном участке.

Геологическая модель Тарейско-Тетояхской зоны поднятий

Анализ формационных, тектонических и нефтегазогеологических особенностей региона позволяет выделить перспективные зоны нефтегазоаккумуляции.

Наиболее интересна и изучена зона северной бортовой части Енисей-Хатангского регионального прогиба, где расположена Тарейско-Тетояхская зона поднятий.

Тарейский прибортовой вал, выделяемый в пределах этой зоны понятий, хорошо картируется по сейсмическим разрезам и карте толщин терригенных палеозойских отложений (dH ОГ VII – ОГ А) (см. рис. 2, 3). Для бортовой зоны характерно отсутствие или значительно сокращенная мощность верхнепалеозойского терригенного комплекса. В целом по территории Енисей-Хатангского регионального прогиба толщина верхнепалеозойского

терригенного комплекса увеличивается с запада на восток с 1 до 3,8 км, а на Тарейском валу комплекс отсутствует либо имеет крайне малую мощность вследствие тектонических срывов и частичного размыва. При этом нижезалегающий палеозойский карбонатный комплекс в пределах площади исследования характеризуется достаточно выдержанной толщиной (в субширотном направлении около 5–6 км в среднем и мощность возрастает с юга на север от 4 км на Таймырской моноклизе до 7 км в депоцентрах в Западно-Таймырской впадине). Вышезалегающий нижнетриасовый трапповый комплекс имеет максимальную толщину (до 3 км) на западе региона в районе Западно-Таймырской впадины, а средне-верхнетриасовый комплекс развит южнее Тарейского вала (см. рис. 4). Вдоль пограничного разлома он образует узкие глубокие (до 1,7 км) грабены, а в Енисей-Хатангском региональном прогибе — площадной мощный (более 2,5 км) терригенно-вулканогенный комплекс (аналог тампейской серии Ямало-Гыданской синеклизы). Особенностью Тарейско-Тетояхской зоны поднятий является ее разворот в северо-восточном направлении.

Для прогноза нефтегазоносности проведен палеотектонический анализ района Тарейского вала. Изучением этой части Енисей-Хатангского регионального прогиба занимались многие исследователи, из которых необходимо отметить построения следующих авторов: Л.Н. Болдушевской [6], В.А. Балдина [4] и группы ПАО «Газпром нефть» [12]. Наиболее четкая картина палеотектоники представлена в модели Л.Н. Болдушевской с соавторами [6].

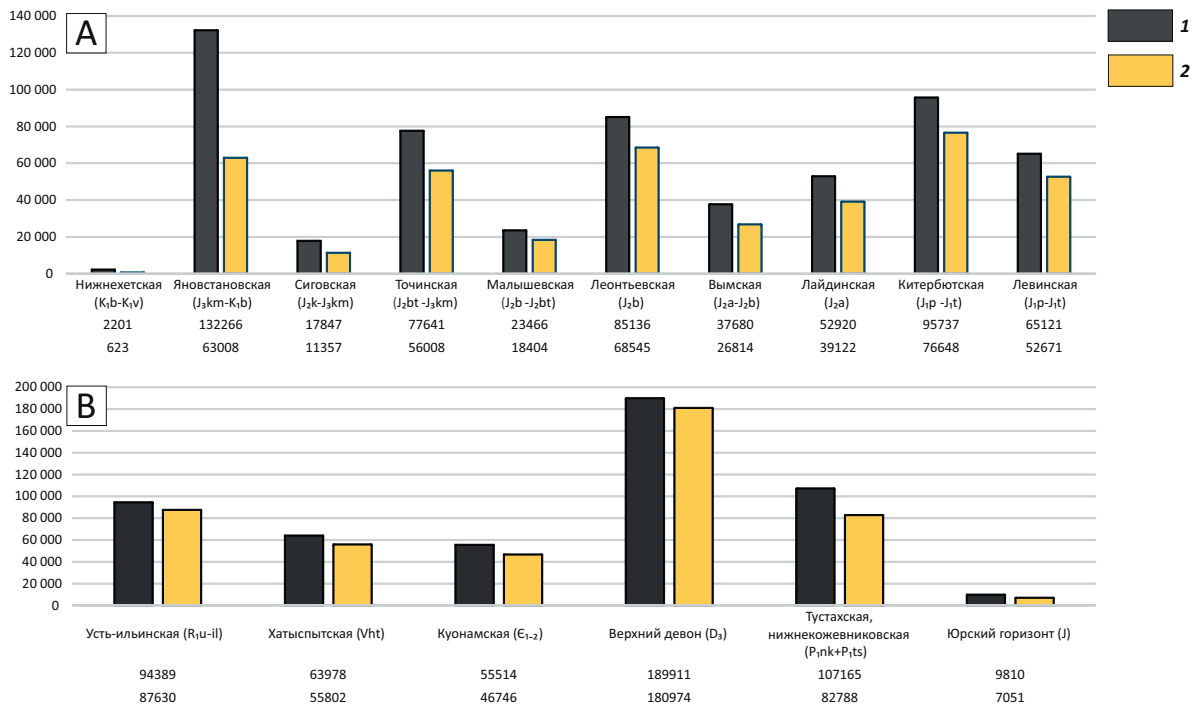
Результаты изучения показали, что в глубоком палеозойском Западно-Таймырском прогибе к концу пермского времени был реализован нефтегазогенерационный потенциал черносланцевых формаций и могли сформироваться палеоскопления УВ как в ловушках системы внутренних валов, так и на обширном пологом выступе Тарейского вала.

Позднепермь-раннетриасовый импульс рифтинга, сопровождаемый трапповым вулканизмом и внедрениями силлов, существенно нарушил эти сформированные УВ-системы. В дополнение средне-позднетриасовая складчатость привела еще и к переформированию палеоскоплений. Предлагаемая палеотектоническая схема дополняет разработки предыдущих исследователей важными на взгляд авторов статьи моментами:

– необходимо учесть события и процессы, происходившие в соседней южной Енисей-Хатангской рифтовой депрессии в пермотриасовое и раннемезозойское время;



Рис. 9. Масштабы генерации и эмиграции УВ для выделенных нефтегазоматеринских толщ
Fig. 9. Ranges of HC generation and expulsion for identified oil and gas source sequences



A — Гыданская НГО и запад Енисей-Хатангской НГО (генерировано УВ: 590015 млн т, эмигрировало УВ: 413200 млн т, эмиграция/генерация: 70 %), **B** — восток Енисей-Хатангской НГО и Анабаро-Хатангская НГО (генерировано УВ: 520767 млн т, эмигрировало УВ: 460991 млн т, эмиграция/генерация: 88 %)

1 — объем генерации УВ, млн т усл. топлива; **2** — объем эмиграции УВ, млн т усл. топлива

A — Gydan Petroleum Area and Western Yenisei-Khatanga Petroleum Area (hydrocarbon generated: 590015 mln tons, hydrocarbon migrated: 413200 mln tons, emigration/ generation: 70 %), **B** — Eastern Yenisei-Khatanga Petroleum Area and Anabar-Khatanga Petroleum Area (hydrocarbon generated: 520767 mln tons, hydrocarbon migrated: 460991 mln tons, emigration/ generation: 88 %)

1 — amount of HC generation, mln tons of oil equivalent; **2** — amount of HC expulsion, mln tons of oil equivalent

– Тарейский вал во время триасового тектогенеза испытывал минимальные деформации и на протяжении почти всей своей истории был самым стабильным положительным тектоническим элементом;

– к южному склону приурочена полоса встречных неокомских клиноформ — мощной (7–8 сиквенсов клиноформ) Сибирской зоны сноса и слабой (1–2 сиквенса) Таймырской зоны [21].

Все эти особенности представлены на сейсмогеологическом разрезе (рис. 11).

Как уже отмечалось, палеоскопления УВ Таймырской палеозойской мощной (из-за присутствия черносланцевых доманикоидных нефтегазоматеринских пород) нефтегазовой системы были переформированы и частично разрушены. Но значительная доля УВ могла сохраниться, так как при гипергенном разрушении формируются битумные покрывки-экраны. То есть на Тарейском валу под мезозойским чехлом могут быть обнаружены месторождения битумов, а под ними — месторождения высоковязкой и даже легкой нефти.

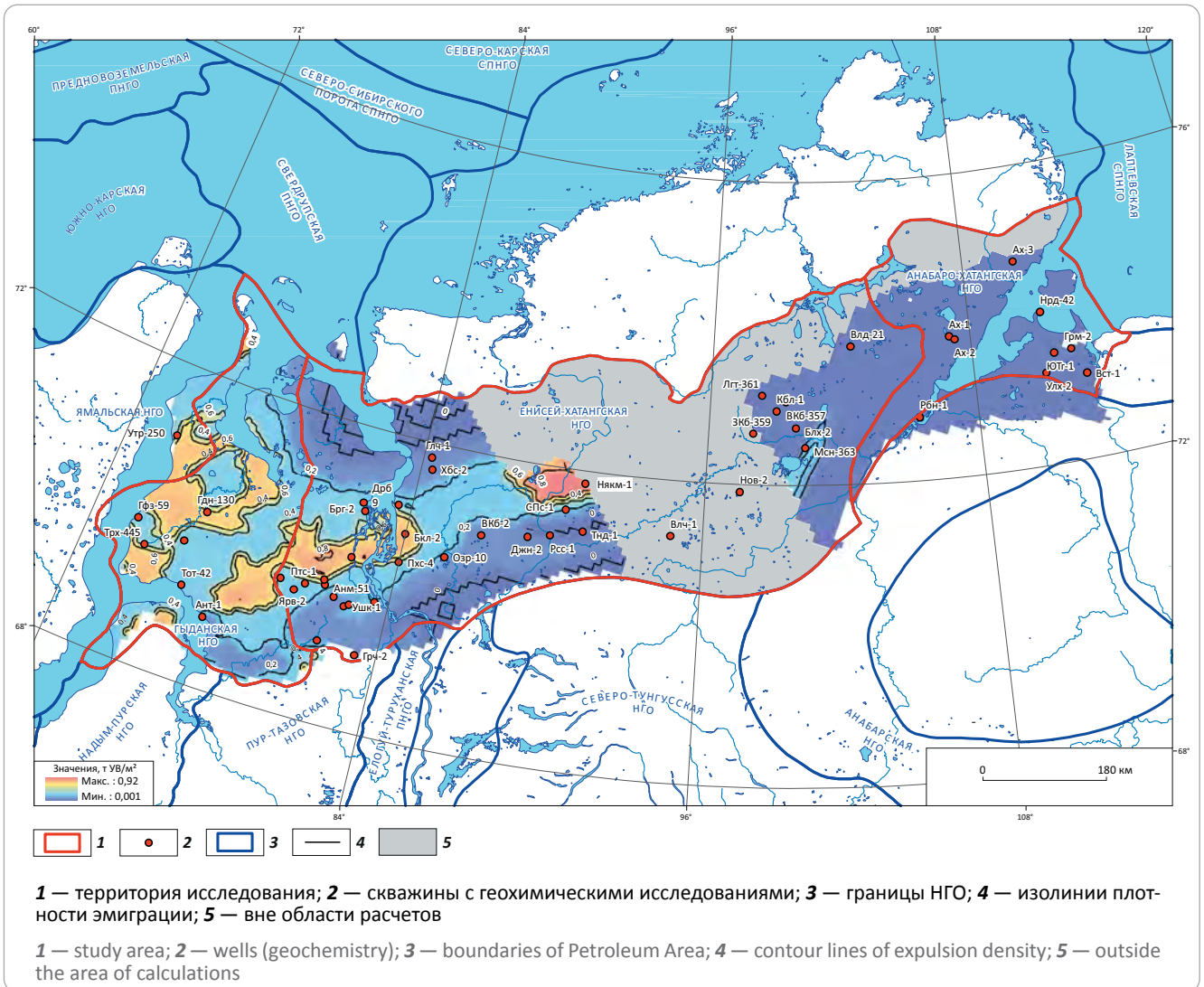
Тарейский вал в мезозойское время попал под воздействие другой нефтегазовой системы — Ени-

сей-Хатангской. В ней по рифтовой модели Енисей-Хатангского регионального прогиба трудно ожидать потока УВ от раннепалеозойских нефтегазоматеринских толщ, но мощный (более 5 км) пермотриасовый структурно-формационный комплекс мог генерировать существенный поток газобразных УВ, а терригенный триас (Т₂₋₃) — даже УВ нефтяного ряда. Таким образом, Тарейский вал в настоящее время может содержать УВ Таймырской и новообразованные УВ мезозойской нефтегазовых систем.

На южном склоне Тарейского вала выявлена зона прекращения прослеживания клиноформ Сибирского сноса. Таким образом, Тарейский вал в неокомское время являлся депоцентром Енисей-Хатангского бассейна. Палеогеографические профили показывают, что в течение всего мезозоя Тарейский вал был самым стабильным структурным элементом Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (см. рис. 11, 12).

Можно сделать выводы о том, что нарушенный триасовой перестройкой нефтегазоносный потенциал палеозойских палеоскоплений мог частично сохраниться в крупной (протяженность более

Рис. 10. Схема масштабов эмиграции УВ из нефтегазоматеринских толщ яновстанской свиты (запад) и верхней юры (восток)
Fig. 10. Scheme of ranges of HC expulsion from the Yanovstansky Fm source rocks (West) and Upper Jurassic formations (East)



450 км при ширине не менее 50 км) самой стабильной геоструктуре — Тарейском валу.

Многие геохимические параметры по палеозойским отложениям в настоящей статье были взяты по восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины, и потому эти аналогии можно было бы продолжить детальным анализом схожей геоструктуры — Оленекским сводом. В статье А.А. Полякова [22] изучена палеотектоническая и геохимическая модели формирования Оленекского битумного месторождения, которые хорошо описывают ситуацию формирования месторождений на борту Лено-Анабарской впадины, причем биомаркеры УВ битумных скоплений оказались связанными с девонскими соленосными отложениями. Отметим, что девонские соли известны и на Таймыре [1].

В Лено-Анабарской впадине мог быть перерыв в конце триаса, но в юрское время вал был уже перекрыт юрскими отложениями. С учетом того, что снос происходил преимущественно с Сибири,

в Притаймырской зоне в течение всего мезозоя преобладал глинистый тип осадконакопления, т. е. формировались покрышки. На Тарейском валу под мезозойским чехлом могут быть обнаружены месторождения нефти, скорее всего, высоковязкой и битумов.

Выводы

Палеозойский комплекс исследуемого региона является перспективным для формирования нового кластера нефтегазодобычи.

Тарейско-Тетояхская зона нефтегазонакопления является наиболее перспективной в связи с возможными двумя очагами генерации — Таймырским палеозойским и Енисей-Хатангским пермско-мезозойским.

По результатам проведенных расчетов масштабов генерации и эмиграции УВ было показано, что палеозойские нефтегазоматеринские толщи восточной части Енисей-Хатангской и Анабаро-Хатангской нефтегазоносных областей могли генерировать прак-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 11. Сейсмогеологические разрезы
Fig. 11. Geoseismic sections

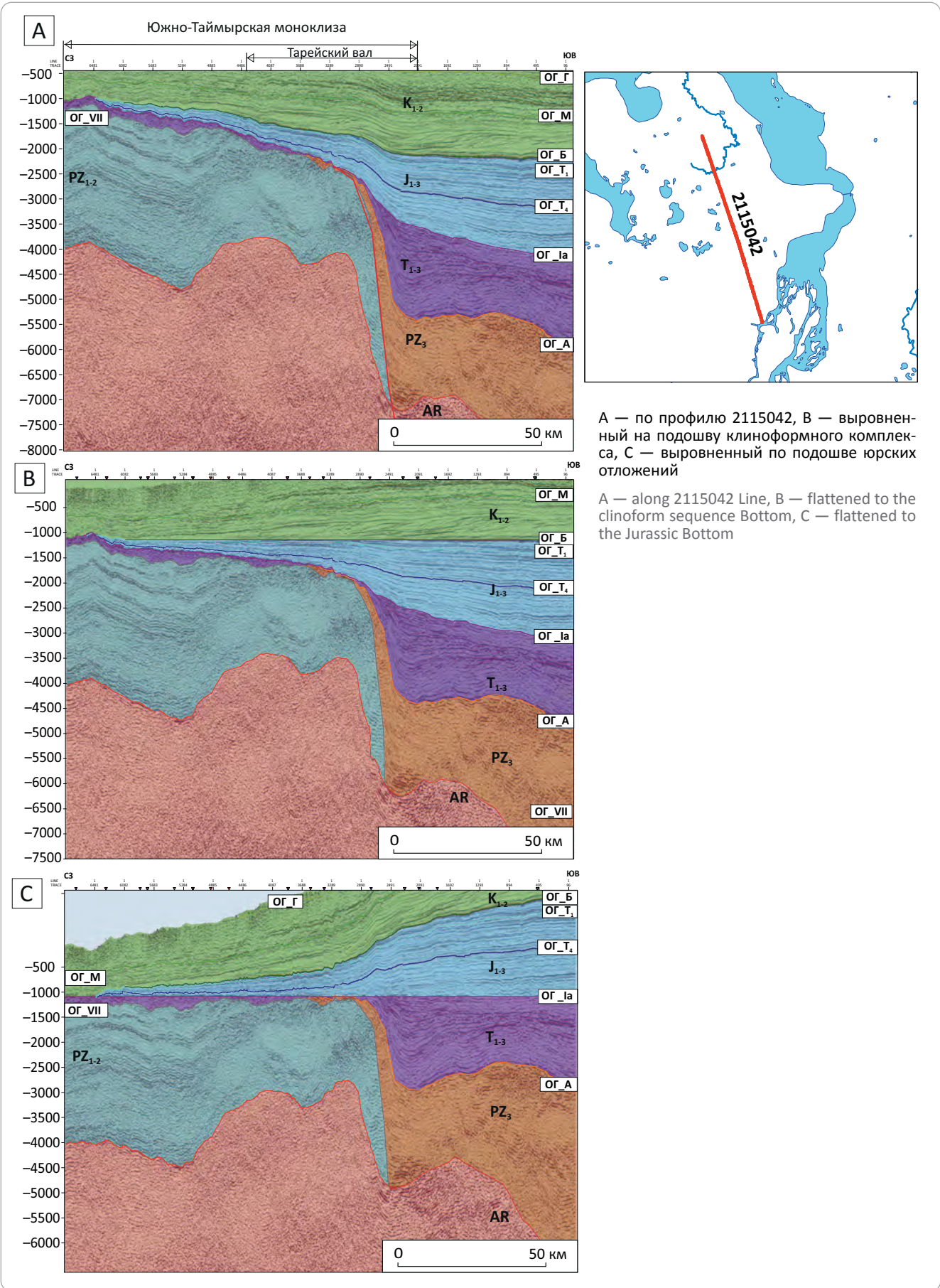
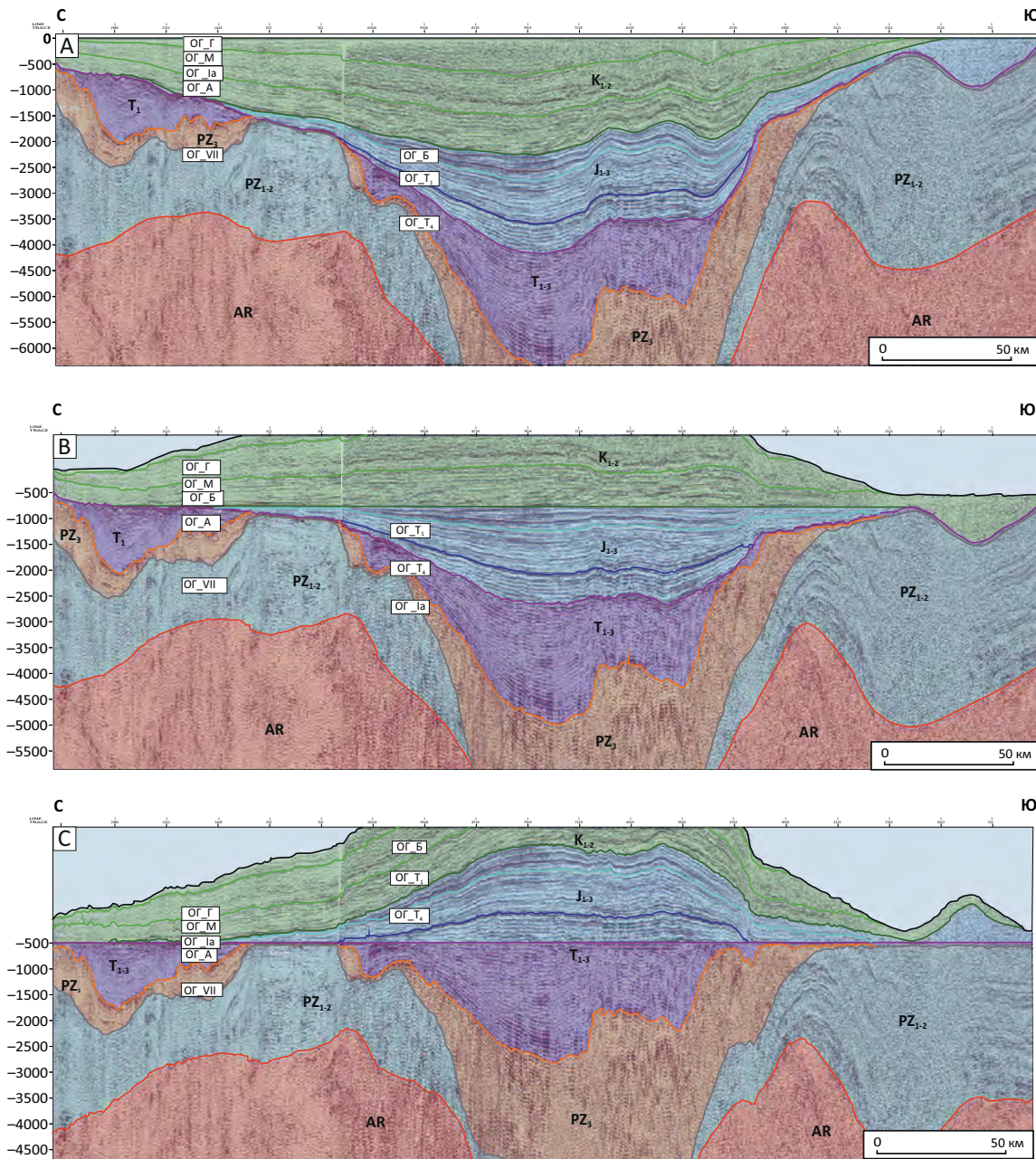


Рис. 12. Сейсмогеологические разрезы
Fig. 12. Geoseismic sections



A — по региональному профилю Диксон – Хантайское, B — выровненный по подошве клиноформного комплекса, C — выровненный по подошве юрских отложений

A — along the Dikson – Khantaiskoe regional survey line, B — flattened to the clinoform sequence Bottom, C — flattened to the Jurassic Bottom

тически соизмеримые объемы УВ с мезозойскими нефтегазоматеринскими толщами Гыдана и запада Енисей-Хатангского регионального прогиба. Исходя из единого литолого-формационного строения палеозойского разреза рассматриваемой территории, можно сделать предположение о сопоставимом генерационном потенциале домезозойских толщ и на западном участке.

Прослежены границы распространения Тарейского вала в районе прибортовой зоны сочленения Енисей-Хатангского регионального прогиба, Гыдана и Таймыра. Выделены основные черты строения вала, такие как отсутствие (или минимальная мощность) верхнепалеозойского терригенного комплекса и его приуроченность к зоне поднятия фундамента.

Литература

1. *Афанасенков А.П., Битнер А.К., Романов А.П., Шеходанова Ю.В., Казаис В.И., Кушнир Д.Г., Каламкаргов С.Л.* О перспективах нефтегазоносности доюрских отложений Горного Таймыра на основе геолого-геохимических исследований // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – Т. 38. – № 2. – С. 51–64. DOI: 10.20403/2078-0575-2019-2-51-64.
2. *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.html (дата обращения 03.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019.
3. *Алексин А.Г.* Геология и нефтегазоносность района Усть-Енисейского порта. – Л. : Главсевморпуть, 1952. – 104 с.
4. *Балдин В.А., Мунасыпов Н.З.* Неопротерозойско-палеозойские и триасовые комплексы Гыдана и Таймыра // Геофизика. – 2017. – № 3. – С. 76–88.
5. *Контарович В.А.* Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1027–1050.
6. *Болдушевская Л.Н., Филипов Ю.А., Ладыгин С.В., Романов А.П.* Нефтегазоматеринские толщи палеозойского разреза Западного Таймыра и корреляционные связи: органическое вещество пород – нафтиды // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 4. – С. 26–33.
7. *Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнов С.В., Андреева О.А., Климова Л.И.* Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. – СПб : Недра, 2006. – 364 с.
8. *Погребницкий Ю.Е.* Палеотектонический анализ Таймырской складчатой системы : Труды Научно-исследовательского института геологии Арктики Министерства геологии СССР. – Л. : Наука, 1971. – Вып. 166. – 248 с.
9. *Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Чикишев А.А., Шайдаков В.А., Бордюк А.В., Каламкаргов С.Л.* Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2018. – № 1. – С. 7–27.
10. *Вилесов А.П., Ершова В.Б., Соловьева А.Д.* Литологическая и седиментологическая характеристика разреза палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района (по данным бурения) // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 14–27. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-14-27.
11. *Гатовский Ю.А., Вилесов А.П.* Биостратиграфическая характеристика осадочных комплексов палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 55–67. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-55-67.
12. *Куркин А.А., Васильев С.В., Федоров С.А.* Анализ геологических неопределенностей западного Таймыра // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021: сб. науч. тр. – М. : Перо, 2021. – С. 276–279.
13. *Вилесов А.П., Перетолчин К.А., Ершова Д.К., Букатова Е.М., Севрюков Д.А., Ужегова Ю.А., Минич А.А.* Палеогеографические реконструкции палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 40–54. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-40-54.
14. *Варламов А.И., Пак К.Л., Комлев Д.А., Лабекина И.А.* Стратиграфия, литология, седиментология и условия формирования отложений // Опорный разрез верхнего кембрия на р. Чопко, северо-запад Сибирской платформы: в 2 т. – М. : ВНИГНИ, 2021. – Т. 1. – 163 с.
15. *Кушнир Д.Г.* Геодинамика полуострова Таймыр по геофизическим данным // Геодинамика и тектонофизика. – 2018. – Т. 9. – № 1. – С. 81–92. DOI: 10.5800/GT-2018-9-1-0338.
16. *Кушнир Д.Г.* Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Приенисейской полосы Таймыра и Гыдана [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2016.pdf (дата обращения 18.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2016.
17. *Афанасенков А.П., Петров А.Л., Грайзер Э.М.* Геохимическая характеристика и нефтегазогенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 109–127. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127.
18. *Афанасенков А.П., Желлова Т.П., Петров А.Л.* Углеводороды-биомаркеры и изотопный состав углерода битумоидов и нефтей мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 1. – С. 47–63. DOI:10.18599/grs.2019.1.47-63.
19. *Каширцев В.А., Ким Н.С., Фурсенко Е.А., Дзюба О.С., Фомин А.Н., Чалая О.Н.* Генезис нефтей и нефтепроявлений Анабаро-Хатангской седловины (арктический сектор Сибирской платформы) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – № 1. – С. 54–63.
20. *Болдушевская Л.Н., Ладыгин С.В., Назимков Г.Д., Романов А.П., Филипов Ю.А., Фомин А.Н.* Органическое вещество палеозойских отложений Западного Таймыра и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, палеотектонические реконструкции по геолого-геохимическим данным // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности: мат-лы Всероссийской науч. конф. с участием иностранных ученых (29 сентября–2 октября 2008 г.) – Тюмень, 2008. – С. 23–25.
21. *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.
22. *Поляков А.А.* Новые данные о геологическом строении Оленекского месторождения битумов и перспективах нефтегазоносности прилегающей территории [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/9/33_2011.pdf (дата обращения 01.10.2023).

References

1. *Afanasenkov A.P., Bitner A.K., Romanov A.P., Shekhodanova Yu.V., Kazais V.I., Kushnir D.G., Kalamkarov S.L.* On the petroleum potential prospects of the Gorny Taymyr pre-jurassic deposits based on geological and geochemical studies. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2019;38(2):51–64. DOI: 10.20403/2078-0575-2019-2-51-64. In Russ.

2. Isaev A.V., Polyakov A.A. Payyakhskaya zona neftenakopleniya – trudnoizvlekaemaya neft' Taymyra [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.html (accessed 03.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019. In Russ.
3. Aleksin A.G. Geologiya i neftegazonosnost' raiona Ust'-Eniseiskogo porta [Geology and petroleum potential of the Ust'-Yenisei Port area]. Leningrad: Glavsevmorput'; 1952. 104 p. In Russ.
4. Baldin V.A., Munasyrov N.Z. Noe-Proterozoic-Palaeozoic and Triassic sequences of Gydan and Taimyr. *Geofizika*. 2017;(3):76–88. In Russ.
5. Kontorovich V.A. The tectonic framework and petroleum prospects of the western Yenisei-Khatanga regional trough. *Russian geology and geophysics*. 2011;52(8):804–824. In Russ.
6. Boldushevskaya L.N., Filiptsov Yu.A., Ladygin S.V., Romanov A.P. Paleozoic HC source rock intervals of the Western Taimyr and their correlation: naphtides vs organic matter in rocks. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2012;(4):26–33. In Russ.
7. Neruchev S.G., Bazhenova T.K., Smirnov S.V., Andreeva O.A., Klimova L.I. Assessment of HC potential resources based on modelling of their generation, migration, and accumulation processes. St. Petersburg: Nedra; 2006. 364 p. In Russ.
8. Pogrebitskii Yu.E. Paleotektonicheskii analiz Taimyrskoi skladchatoi sistemy : Trudy Nauchno-issledovatel'skogo instituta geologii Arktiki Ministerstva geologii SSSR [Paleotectonic analysis of the Taimyr fold system: Proceedings of the Arctic Geological Research Institute, USSR Ministry of Geology]. Leningrad: Nauka; 1971. V. 166. 248 p. In Russ.
9. Afanasenkov A.P., Obukhov A.N., Chikishev A.A., Shaidakov V.A., Bordyug A.V., Kalamkarov S.L. Tectonic setting of the northern surroundings of the Siberian platform based on the integrated study of geological and geophysical data. *Geologiya nefti i gaza*. 2018;(1):7–27. In Russ.
10. Vilesov A.P., Ershova V.B., Solov'eva A.D. Lithological and sedimentological characteristics of the Paleozoic of the West Taimyr potential oil and gas bearing area (according to drilling data). *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):14–27. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-14-27. In Russ.
11. Gatovskii Yu.A., Vilesov A.P. Biostratigraphic characteristics of Paleozoic sedimentary series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):55–67. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-55-67. In Russ.
12. Kurkin A.A., Vasil'ev S.V., Fedorov S.A. Analiz geologicheskikh neopredelennostei zapadnogo Taimyra. Novye idei v geologii nefti i gaza [Analysis of subsurface uncertainties in western Taimyr]. In: Novaya real'nost' 2021: sb. nauch. tr. Moscow: Pero; 2021. pp. 276–279. In Russ.
13. Vilesov A.P., Peretolchin K.A., Ershova D.K., Bukatova E.M., Sevryukov D.A., Uzhegova Yu.A., Minich A.A. Paleogeographic reconstructions of the Paleozoic Series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area based on drilling data. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):40–54. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-40-54. In Russ.
14. Varlamov A.I., Pak K.L., Komlev D.A., Labekina I.A. Stratigrafiya, litologiya, sedimentologiya i usloviya formirovaniya otlozhenii [Stratigraphy, lithology, sedimentology, and settings of deposit formation]. In: Oporniy razrez verkhnego kembriya na r. Chopko, Severo-Zapad Sibirskoi platformy: in 2 vv. Moscow: VNIGNI, 2021. V. 1. 163 p. In Russ.
15. Kushnir D.G. Geodynamics of the Taimyr peninsula from geophysical data. *Geodynamics & Tectonophysics*. 2018;9(1):81–92. DOI: 10.5800/GT-2018-9-1-0338. In Russ.
16. Kushnir D.G. Glubinnoe geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Prieniseyskoy polosy Taymyra i Gydana [Pre-Yenisei area of Taimyr and Gydan Peninsulas – deep seated geological structure and petroleum potential prospects]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016;11(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2016.pdf (accessed 18.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2016. In Russ.
17. Afanasenkov A.P., Petrov A.L., Grayzer E.M. Geochemical description and oil-and-gas generation potential of Mesozoic formations within the Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions. *Geologiya nefti i gaza*. 2018;(6):109–127. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127. In Russ.
18. Afanasenkov A.P., Zheglova T.P., Petrov A.L. Hydrocarbon biomarkers and isotopic composition of carbon from bitumoids and oils of Mesozoic sediments in the western part of the Yenisei-Khatanga oil and gas region. *Georesursy = Georesources*. 2019;21(1):47–63. DOI: 10.18599/grs.2019.1.47-63. In Russ.
19. Kashirtsev V.A., Kim N.S., Fursenko E.A., Dzyuba O.S., Fomin A.N., Chalaya O.N. Genesis of oils and oil shows of the Anabar-Khatanga saddle (arctic sector of the Siberian platform). *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2013;13(1):54–63. In Russ.
20. Boldushevskaya L.N., Ladygin S.V., Nazimkov G.D., Romanov A.P., Filiptsov Yu.A., Fomin A.N. Organicheskoe veshchestvo paleozoiskikh otlozhenii Zapadnogo Taimyra i zapadnoi chasti Enisei-Khatangskogo regional'nogo progiba, paleotektonicheskie rekonstruktsii po geologo-geokhimicheskim dannym [Stratigraphy, lithology, sedimentology, and settings of deposit formation]. Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoisko-kainozoiskogo osadochnogo basseina, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti: mat-ly Vserossiiskoi nauch. konf. s uchastiem inostrannykh uchenykh (29 September–2 October 2008). Tyumen', 2008. pp. 23–25. In Russ.
21. Isaev A.V., Khil'ko I.A. Oil-promising zones and local objects of clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(5):5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-5-18. In Russ.
22. Polyakov A.A. New data on geological structure of the Olenek bitumen field and hydrocarbon potential of the adjacent territory. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(3). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/33_2011.pdf (accessed 01.10.2023). In Russ.

Информация об авторах**Каламкарров Сергей Львович**

Старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: kalamkarov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0003-6362-4742

Петров Александр Леонидович

Научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: a.petrov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0003-6092-1485

Лошакова Инна Федоровна

Ведущий геофизик
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: loshakova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0008-4036-0429

Ухлова Галина Дадар-ооловна

Кандидат геолого-минералогических наук
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: ukhlova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0007-1869-8004

Обухов Александр Николаевич

Доктор геолого-минералогических наук
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: obukhov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0004-3701-8340

Information about authors**Sergei L. Kalamkarov**

Senior researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: kalamkarov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0003-6362-4742

Aleksandr L. Petrov

Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: a.petrov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0003-6092-1485

Inna F. Loshakova

Leading geophysicist
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: loshakova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0008-4036-0429

Ukhlova Galina Dadar-oolovna

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: ukhlova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0007-1869-8004

Aleksandr N. Obukhov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: obukhov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0004-3701-8340

УДК 551.72/.82, 550.834, 553.98

DOI 10.47148/0016-7894-2024-1-27-44

Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности рифей-вендских отложений на территории Юрюзано-Айской впадины Предуральяского краевого прогиба

© 2024 г. | Н.К. Фортунатова, С.И. Харченко, Г.А. Белоусов, А.Г. Швец-Тэнэта-Гурий, А.Б. Городков, Д.Ю. Сотникова

ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Россия; fortunatova@vnigni.ru; kharchenko@vnigni.ru; belousov@vnigni.ru; agorodkov@mail.ru; sotnikova.diana@vnigni.ru

Поступила 30.11.2023 г.

Доработана 07.11.2023 г.

Принята к печати 11.12.2023 г.

Ключевые слова: Юрюзано-Айская впадина; Предуральский краевой прогиб; рифей; венд; Камско-Бельский авлакоген; перспективы нефтегазоносности.

Аннотация: На основе комплексного анализа данных о вещественном составе, структурно-текстурных особенностях пород, результатов лабораторного исследования керна и шлифов глубоких скважин, интерпретации материалов ГИС и сейсмических разрезов МОГТ-2D выявлены особенности геологического строения отложений рифея и венда на территории современной Юрюзано-Айской впадины. Установлено сложное блоковое строение комплекса в западной части территории, а также наличие складчатых структур взбросово-надвигового типа в восточной части. Построена геологическая карта рифей-вендских отложений, выходящих на поверхность преддевонского размыва. Выявлены зоны распространения и отсутствия верхнепротерозойских отложений. В южной части территории установлен наиболее полный разрез рифея с максимальными мощностями (13–15 км). Максимальные мощности отложений венда (200–300 м) наблюдаются на юго-западе. В северной части выявлен палеосвод. Проведен формационный анализ отложений. В разрезе рифея выделены красноцветные грубообломочные континентальные формации ранней стадии рифтогенеза, сероцветные и пестроцветные песчано-глинистые, глинисто-карбонатные и карбонатные прибрежно- и мелководно-морские формации зрелой стадии рифтогенеза, авандельтовские формации поздней стадии рифтогенеза. В вендских отложениях определены типичные платформенные глинисто-алевролитопесчаные формации. Построены литолого-палеогеографические карты. Для калтасинского времени раннего рифея установлены зоны развития прибрежно-морских отложений приливно-отливных равнин, мелководного шельфа, умеренно глубоководных отложений открытого шельфа. Для отложений среднего рифея установлены зоны накопления прибрежно-морских и мелководно-морских отложений. Для позднего рифея выделены зоны прибрежно-морских и мелководно-морских терригенных, лагунных и мелководно-морских карбонатных отложений. В поздневендских отложениях выявлены зоны прибрежно-морских и мелководно-морских образований. Изучение коллекторских свойств пород показало отсутствие коллекторов порового типа и преобладание коллекторов трещинного типа. Геохимическими исследованиями установлено, что степень изученности органического вещества для полной и объективной оценки нефтегазопроизводящих возможностей пород недостаточна. Поэтому вопрос о перспективности рифея остается нерешенным и требует дальнейшего изучения. Вендские отложения относятся к перспективному малоизученному комплексу.

Для цитирования: Фортунатова Н.К., Харченко С.И., Белоусов Г.А., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Городков А.Б., Сотникова Д.Ю. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности рифей-вендских отложений на территории Юрюзано-Айской впадины Предуральяского краевого прогиба // Геология нефти и газа. – 2024. – № 1. – С. 27–44. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-27-44.

Riphean-Vendian deposits in Yuryuzano-Aisky depression of Urals Foreland Basin: features of geological structure and petroleum potential

© 2024 | N.K. Fortunatova, S.I. Kharchenko, G.A. Belousov, A.G. Shvets-Teneta-Guriy, A.B. Gorodkov, D.Yu. Sotnikova

All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; fortunatova@vnigni.ru; kharchenko@vnigni.ru; belousov@vnigni.ru; agorodkov@mail.ru; sotnikova.diana@vnigni.ru

Received 30.11.2023

Revised 07.11.2023

Accepted for publication 11.12.2023

Key words: Yuryuzano-Aisky depression; Urals Foreland Basin; Riphean; Vendian; Kamsky-Bel'sky aulacogen; petroleum potential.

Abstract: Basing on an integrated analysis of data on composition, structural and textural features of rocks, results of core laboratory experiments and thin section studies, interpretation of well logs and 2D CDP seismic data, the authors identified the features of geological structure of Riphean and Vendian deposits in the present-day Yuryuzano-Aisky depression. They revealed the complicated block structure of the sequence in the western part of the area, and presence of folded structures of reverse fault and thrust type in the eastern part. Geological map of Riphean-Vendian deposits coming out to the surface of pre-Devonian erosion is created. Zones of occurrence and absence of Upper Proterozoic deposits are revealed. The most complete Riphean column with maximum thickness of 13–15 km is identified in the southern part of the study area. Min-

imum thickness of Vendian deposits (200–300 m) are observed in the south-west. Paleo-arch is revealed in the northern part. Formation analysis of the deposits is conducted. Red-coloured continental rudaceous formations of the early rifting stage, grey-coloured and variegated sandy-argillaceous, argillaceous-carbonate, and carbonate coastal- and shallow-marine formations of the mature rifting stage, and delta-front formations of the later stage of rifting are identified in the Riphean interval. Typical platform siltstone-sandy-argillaceous formations are identified in Vendian series. Lithologic and paleogeographic maps are created. Zones of occurrence of coastal-marine deposits of tidal plains, shallow-marine shelf, moderately deepwater deposits of open shelf are revealed in the Early Riphean Kaltasinsky time. Zones of coastal-marine and shallow-marine sediment accumulation are identified for Middle Riphean deposits. Zones of terrigenous coastal-marine and shallow-marine, lagoonal and shallow-marine carbonate deposits are revealed for Later Riphean time. Zones of coastal-marine and shallow-marine deposits are identified in Later Devonian series. Studies of rock reservoir properties showed the lack of porous reservoirs and predominance of those fractured. In the course of geochemical studies, it is found that exploration maturity of Organic Matter is insufficient for complete and unbiased estimate of oil and gas generation potential of the rocks. That is why the issue of Riphean petroleum potential remains undecided and requires further consideration. Vendian deposits are a part of a promising underexplored sequence.

For citation: Fortunatova N.K., Kharchenko S.I., Belousov G.A., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Gorodkov A.B., Sotnikova D.Yu., Riphean-Vendian deposits in Yuryuzano-Aisky depression of Urals Foreland Basin: features of geological structure and petroleum potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(1):27–44. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-27-44. In Russ.

Введение

В настоящее время на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции открытые в палеозойских отложениях месторождения УВ находятся на завершающей стадии разработки. В связи с этим возникает вопрос поиска новых перспективных объектов в додевонском комплексе, в интервалах которого отмечаются нефте- и газопоявления. Результаты исследования перспектив нефтегазоносности рифей-вендских отложений представлены в работах Т.В. Карасевой, С.В. Башковой, М.В. Никитиной, Н.П. Егоровой, О.В. Ситчихина, В.Н. Савинова и др. Некоторые авторы предполагают связь крупных скоплений нефти и газа в палеозое с мощным древним рифей-вендским комплексом как с основным источником УВ [1].

Отсутствие положительных результатов прогноза и поисков залежей в рифейском комплексе связано с их недостаточной изученностью бурением и сейсморазведкой, большими глубинами залегания. Поэтому при проведении в 2020–2022 гг. геолого-геофизических работ на территории, включающей Юрюзано-Айскую впадину и восточный склон Башкирского свода, наряду с решением вопросов о перспективности палеозойского чехла авторы статьи подробно изучали разрез рифей-вендских отложений. Для этого были проинтерпретированы разрезы более чем 30 глубоких скважин, изучен керн скв. Леузинская-1, проведены петрографические исследования пород в шлифах (скважины Манчажская-5, Месягутовские-5, 7, Леузинская-1, Юкаликулевская-4), проанализированы результаты геохимических исследований пород из скважин Леузинская-1 и Восточно-Аскинская-1, проведенных в ФГБУ «ВНИГНИ», АО «СНИИГТиМС», ООО «БашНИПИнефть».

Выполнены специальные сейсморазведочные работы МОГТ-2D в объеме 1267 пог. км. Обработку полученных сейсмических данных осуществляли с использованием отечественных программных комплексов SeisCont и Prime. Интерпретация данных, а также переинтерпретация ретроспективных

профилей МОГТ-2D выполнялись в программном комплексе структурно-формационного прогнозирования (суммарно 5300 пог. км).

Контур участка проведенных геолого-разведочных работ с расположением сейсмических профилей и вскрывших рифей-вендский комплекс скважин приведен на рис. 1.

Формационное строение рифей-вендских отложений

Рифейские отложения в Волго-Уральском субрегионе установлены в пределах авлакогенов (палеорифтов). Изучаемая территория Юрюзано-Айской впадины приурочена к восточной части Камско-Бельского авлакогена (см. рис. 1).

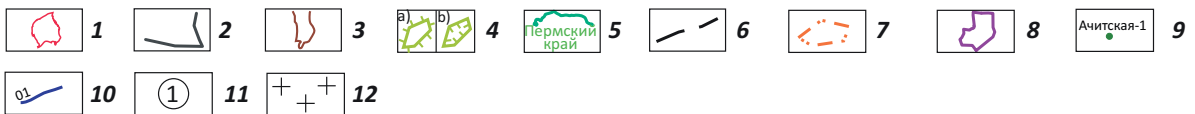
Литолого-стратиграфическая характеристика пород допалеозойского комплекса составлена на основе многолетних исследований В.И. Козлова, В.Н. Пучкова, Н.Д. Сергеевой, Т.В. Ивановой, А.А. Клевцовой и др. и приведена согласно утвержденной Стратиграфической схеме рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области [2].

Рифейские отложения развиты по всей площади Юрюзано-Айской впадины и характеризуются большими мощностями, глубинами залегания более 2,5–3,5 км. Они представлены нижним, средним и верхним отделами рифея.

Разрез *нижнего рифея* представлен сарапульской свитой и кырпинской серией в объеме прикамской и оръебашской подсерий. Отложения сарапульской свиты и прикамской подсерии в пределах Юрюзано-Айской впадины не вскрыты, но они подтверждены бурением на западном борту Камско-Бельского авлакогена в скважинах Сарапульская-1, Тюрюшевская-2, Ново-Урнякская-50. Следовательно, можно предположить их наличие и на восточном борту авлакогена. Сарапульская свита представлена грубообломочными (гравелитами и конгломератами) и глинисто-песчаными отложениями. Прикамская подсерия выделена в объеме петнурской, норкинской, ротковской и минаяевской свит. Породы петнурской и сарапульской

Рис. 1. Схема изученности территории Юрюзано-Айской впадины бурением и сейсморазведкой и тектоническое районирование рифей-вендского структурного этажа

Fig. 1. Diagram of drilling and seismic survey coverage of Yuryuzano-Aisky depression and tectonic zoning of Riphean-Vendian structural level



Границы (1–7): 1 — Камско-Бельского авлакогена, 2 — тектонические современных структур, 3 — Юрюзано-Айской впадины, 4 — рифейских структур (а — отрицательных, b — положительных), 5 — административные, 6 — структурно-фациальных зон рифея (по [2]), 7 — вендских структур; 8 — участок работ; 9 — скважины; 10 — сейсмические профили; 11 — восточная структурно-фациальная зона; 12 — выступы архей-раннепротерозойского фундамента в рифее

Boundaries (1–7): 1 — Kamsky-Bel'sky aulacogen, 2 — tectonic of modern structures, 3 — Yuryuzano-Aisky depression, 4 — Riphean structures (a — negative, b — positive), 5 — administrative, 6 — structural and facies zones (according to [SSVUO, 2000]), 7 — Vendian structures; 8 — study area; 9 — wells; 10 — seismic survey lines; 11 — eastern structural and facies zone; 12 — uplifts of Archean-Early Proterozoic Basement in Riphean interval

свит характеризуются схожим составом и структурно-текстурными особенностями. Норкинская свита сложена красно-бурыми и розовыми алевролитами с прослоями песчаников, реже доломитов, аргиллитов и мергелей. Ротковская свита представлена преимущественно красноцветными разномерными песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов аналогичного состава и облика, гравелитов, мелкогалечных конгломератов и аргиллитов. Минаяевская свита сложена красно-бурыми, розовыми и светло-серыми алевролитами с подчиненными прослоями светло-серых, реже серых и розовато-серых песчаников и серых мелкозернистых доломитов. Иногда породы карбонатизированы и содержат подчиненные прослои гравелитов, конгломератов, аргиллитов и доломитов, в которых были определены микрофитоолиты I комплекса (нижнерифейского) [3]. Между свитами прикамской подсерии отмечаются постепенные переходы. Суммарная вскрытая мощность докалтасинских отложений на западном борту Камско-Бельского авлакогена около 4,5 км.

Орьебашская подсерия представлена в объеме калтасинской, надеждинской и кабаковской свит. Калтасинская свита по особенностям литологического состава разделяется на три подсвиты: саузовскую, арланскую и ашитскую. Саузовская подсвита сложена доломитами с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов, арланская подсвита — тонкослоистым чередованием сероцветных алевролитов, аргиллитов, мергелей, доломитов и известняков, ашитская подсвита — серыми, темно-серыми, розовато-серыми доломитами с подчиненными прослоями мергелей и аргиллитов с частыми примазками черного глинистого и глинисто-битуминозного материала на поверхностях напластования. Местами отложения прорваны интрузиями. На территории Юрюзано-Айской впадины вскрытая мощность калтасинской свиты составляет 315–448 м (в скважинах Манчажская-5 и Больше-Устьикинская-3).

Надеждинская свита представлена преимущественно красноцветными песчаниками и глинисто-алевролитовыми доломитами с прослоями метаморфизованных вулканогенно-осадочных пород. Отложения надеждинской свиты развиты локально в северной приосевой и центральной зонах Камско-Бельского авлакогена и на изучаемой территории Юрюзано-Айской впадины они, по всей видимости, отсутствуют.

Кабаковская свита характеризуется трансгрессивным строением и сложена в нижней части пестроцветными песчаниками с прослойками алевролитов, аргиллитов, мергелей, доломитов (урмиязинская подсвита), в верхней части (кубиязинская подсвита) отмечается тонкое переслаивание темно-серых, почти черных алевролитов, аргиллитов, мергелей и доломитов. На территории Юрюзано-Айской впадины кабаковская свита мощностью 75–280 м вскрыта скважинами Больше-Устьикин-

ские-1–3. Полная мощность (1004 м) кабаковской свиты пройдена скв. Восточно-Аскинская-1 (Башкирский свод).

Отложения среднего рифея представлены в объеме серафимовской серии. Разрез начинается с тукаевской свиты, сложенной розовыми, красновато-коричневыми, реже светло- и зеленовато-серыми плотными кварцевыми песчаниками с резко подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. В Юрюзано-Айской впадине тукаевская свита со вскрытой мощностью 178–186 м отмечается в скважинах Леузинская-1, Дуванская-7, Каировская-1. По сейсмическим данным мощность тукаевской свиты достигает 500–630 м.

Выше залегает ольховская свита, характеризующаяся двучленным строением. Нижняя (акбердинская) подсвита мощностью от 56 до 112 м представлена аргиллитами черного цвета с прослоями светло-серых алевролитов и редких песчаников. Верхняя (сихонкинская) подсвита сложена чередованием красно-бурых, розовых, красновато-коричневых, реже ярко-зеленых аргиллитов, алевропесчаников, доломитовых мергелей и доломитов. В Юрюзано-Айской впадине ольховская свита вскрыта многими скважинами. Полный разрез ольховской свиты мощностью 364 м представлен в скв. Леузинская-1.

Усинская свита сложена бледно-розовыми, светло-серыми и красно-бурыми песчаниками с прослоями более темных алевролитов, реже аргиллитов и вскрыта скважинами Кушкульская-100 и Северо-Кушкульская-1 (Башкирский свод) на 345 и 172 м. В пределах Юрюзано-Айской впадины усинская свита бурением не установлена.

Отложения верхнего рифея выделяются в объеме абдулинской серии. Разрез верхнего рифея начинается с леонидовской свиты, представленной буровато-розовыми и светло-серыми кварцевыми песчаниками, значительно реже алевролитами, с характерными мучнисто-белыми скоплениями каолинита, с подчиненными прослоями красно-бурых аргиллитов. Леонидовская свита мощностью 504 и 200 м пройдена при бурении скважин Кушкульская-100 и Северо-Кушкульская-1. На территории Юрюзано-Айской впадины леонидовская свита отсутствует.

Приютовская свита выделяется в объеме четырех подсвит: базлыкской, кигинской, кожайской и кармалкинской. Базлыкская подсвита мощностью до 50–113 м сложена серыми, темно- и розовато-серыми песчаниками крупно-среднезернистыми, разномерными, с гравием, часто трещиноватыми, с прослойками алевролитов, доломитов, аргиллитов. Отложения кигинской подсвиты мощностью до 90–157 м представлены алевролитами, песчаниками и доломитами, причем доля последних постепенно возрастает в разрезе. Отмечаются единичные прослойки глауконита. В разрезе кожайской подсвиты мощностью до 17–135 м преобладают

песчаники светло-серые, почти белые, плохо отсортированные, с прослоями аргиллитов и реже доломитовых мергелей. Кармалкинская подсвета мощностью до 29–270 м представлена переслаиванием серых, темно-серых, почти черных алевролитов, аргиллитов, мергелей и доломитов, содержащих прослой глауконита.

В скважинах Апутовская-18 и Яныбаевская-9 Е.В. Чибриковой была выделена грязнушинская свита, возраст которой был определен как силур-раннедевонский [4]. Позднее эти отложения были отнесены к приютовской свите раннего рифея [5, 6].

Приютовская свита вскрыта многими скважинами на Апутовской, Яныбаевской, Муслюмовской, Леузинской площадях. Суммарная мощность свиты 236–494 м.

Шиханская свита сложена известняками серыми, серовато-коричневыми, коричневатокрасными, тонко-, микро-, скрытокристаллическими, со спорадической алевритовой примесью кварца, неравномерно доломитизированными, перекристаллизованными, субпараллельно линзовидно-волнисто-слоистыми за счет тонких прослоек железисто-глинистого материала и аргиллита алевритового. Отмечается своеобразная ленточная слоистость, обусловленная послонным обогащением основной массы известняков гидроксидами железа. В скв. Леузинская-1 был установлен абсолютный возраст шиханской свиты, который составляет 900 млн лет и соответствует позднему рифею [7]. Шиханская свита мощностью от 162 до 202 м вскрыта в скважинах Леузинская-1, Месягутовская-7, Юкаликулевская-4.

Леузинская свита завершает разрез верхнего рифея. На площади исследования леузинская свита вскрыта только скв. Леузинская-1, где она представлена мелко- и среднезернистыми доломитами серыми и темно-серыми, местами слабобитуминозными, с подчиненными прослоями известняков в основании и с тонкими темно-серыми углеродисто-глинистыми и глинистыми слоями. Мощность леузинской свиты 232 м.

На территории Юрюзано-Айской впадины отсутствуют отложения раннего венда. Отложения позднего венда приурочены к Сарапульско-Яныбаевской палеоседловине (см. рис. 1) и представлены бижбулякским комплексом в объеме байкибашевской и старопетровской свит каировской серии.

Байкибашевская свита сложена зеленовато-, розовато-серыми и темно-коричневыми неравномерно-зернистыми полимиктовыми песчаниками с примесью гравийно-галечного материала и подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Последние сосредоточены преимущественно в средней части разреза свиты. В пределах Юрюзано-Айской впадины байкибашевская свита вскрыта в скв. Каировская-1. Мощность байкибашевской свиты изменяется от 8 до 185 м.

Старопетровская свита (мощностью до 250 м) вскрыта многими скважинами на Дуванской, Кызылбаевской, Каировской и других площадях и представлена зеленовато-серыми аргиллитами в различной степени алевритистыми с прослоями и микропрослойками более светлоокрашенных алевролитов, черных углеродсодержащих аргиллитов и реже полимиктовых песчаников. С подстилающей байкибашевской свитой старопетровская свита связана постепенным переходом.

В настоящее время общепризнанным считается, что образование и распространение рифейских пород в Волго-Уральском субрегионе обусловлено исключительно палеорифтами (авлакогенами) и контролируется процессами рифтогенеза. Территория Юрюзано-Айской впадины приурочена к восточному борту Камско-Бельского авлакогена, заложение которого произошло в рифейское время. Начальная стадия погружения рифта, как правило, сопровождалась активной вулканической деятельностью. Тектонические разломы в фундаменте служили проводящими каналами для подъема магмы, способствовавшего образованию даек, пластовых тел, гипабиссальных интрузий.

Процессы рифтогенеза происходили на протяжении всей геологической истории от протерозоя до фанерозоя. И древние авлакогены, и молодые рифты характеризуются близкими генетическими признаками, некоторыми сходными чертами, общими тенденциями в развитии. Поэтому схема строения и развития рифтового бассейна показана на примере позднеюрского бассейна (рис. 2).

В образовании рифейских отложений выделяется три крупных этапа рифтогенеза: ранне-, средне- и позднерифейский. Каждый этап подразделяется на три основные стадии: раннюю, зрелую и позднюю, в течение которых были сформированы породы карбонатного, терригенно-карбонатного и терригенного составов.

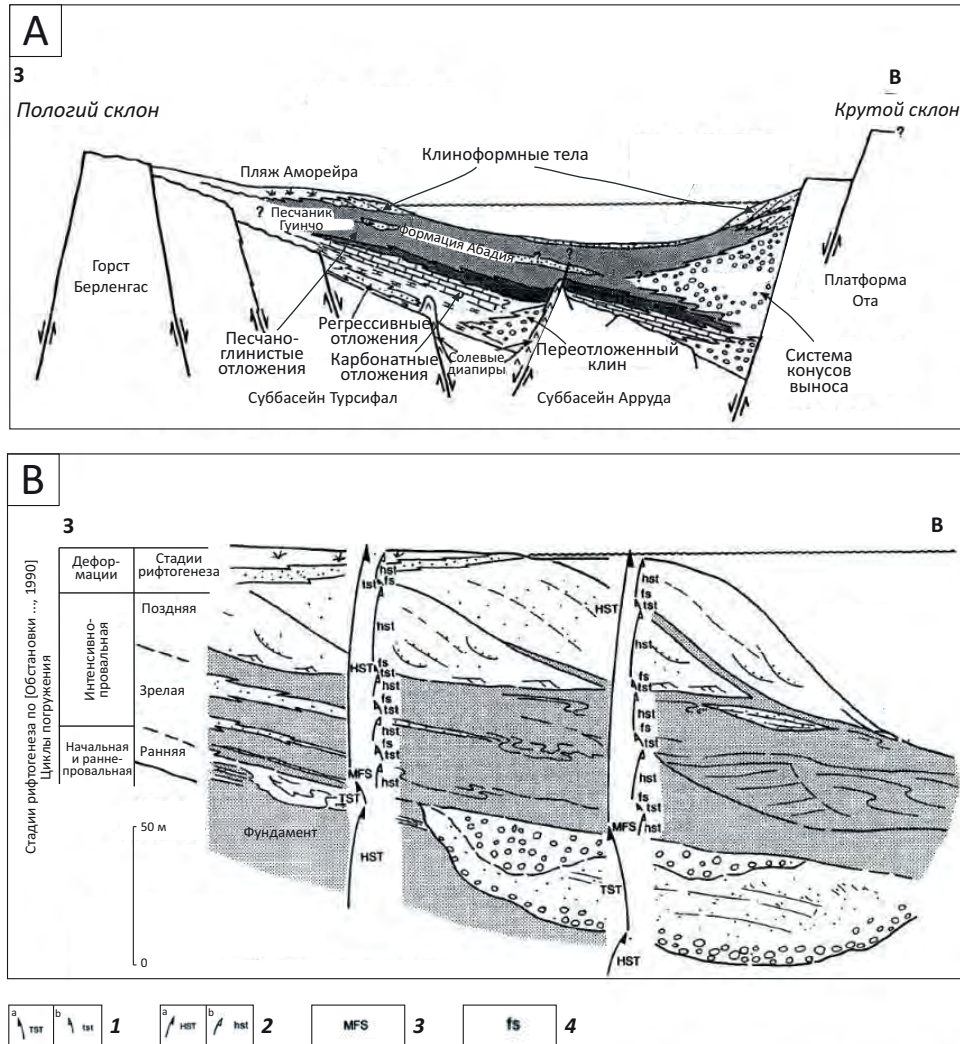
На ранних стадиях рифтогенеза формировались трансгрессивные базальные красноцветные грубообломочно-песчано-глинистые формации, часто в комплексе с эффузивными формациями. Красноцветные формации накапливались в окислительных полифациальных обстановках с образованием пролювиальных, делювиальных, аллювиальных, реже озерных или лагунных отложений, содержащих незначительное количество ОВ.

На зрелой стадии рифтогенеза в краевых частях отлагались прибрежно-морские пестроцветные тонкообломочные терригенные формации, а во внутренних частях в условиях удаленности от области сноса обломочного материала — мощные комплексы карбонатных формаций, образование которых является характерной чертой перикратонных рифтов. Карбонатная формация представлена собственно карбонатной бентогенной и глинисто-карбонатной субформациями и, как правило, характеризуется повышенным содержанием ОВ.



Рис. 2. Схема строения и развития рифтового бассейна на примере позднеюрского Лузитанского бассейна, Западная Португалия [8]

Fig. 2. Scheme of structure and evolution of rift basin by the example of Later Jurassic Lusitanian Basin in Western Portugal [8]



A — схема строения Лузитанского бассейна, B — детальный разрез полого склона рифта.

Системные тракты (1, 2): 1 — трансгрессивный (a — высшего порядка, b — низшего порядка), 2 — уровня моря (a — высшего порядка, b — низшего порядка); **поверхности (3, 4):** 3 — максимального потока, 4 — потока

A — scheme of Lusitanian Basin structure, B — detailed cross-section of smooth rift slope.

System Tracts (1, 2): 1 — transgressive (a — higher order, b — lower order), 2 — sea level (a — higher order, b — lower order); **surfaces (3, 4):** 3 — Maximum Flooding, 4 — Flooding

На поздней стадии рифтогенеза формировались сероцветные авандельтовые песчано-алеврито-глинистые формации, образующие систему конусов выноса. Для относительно удаленных от источника сноса частей авандельты типично повышенное количество ОВ.

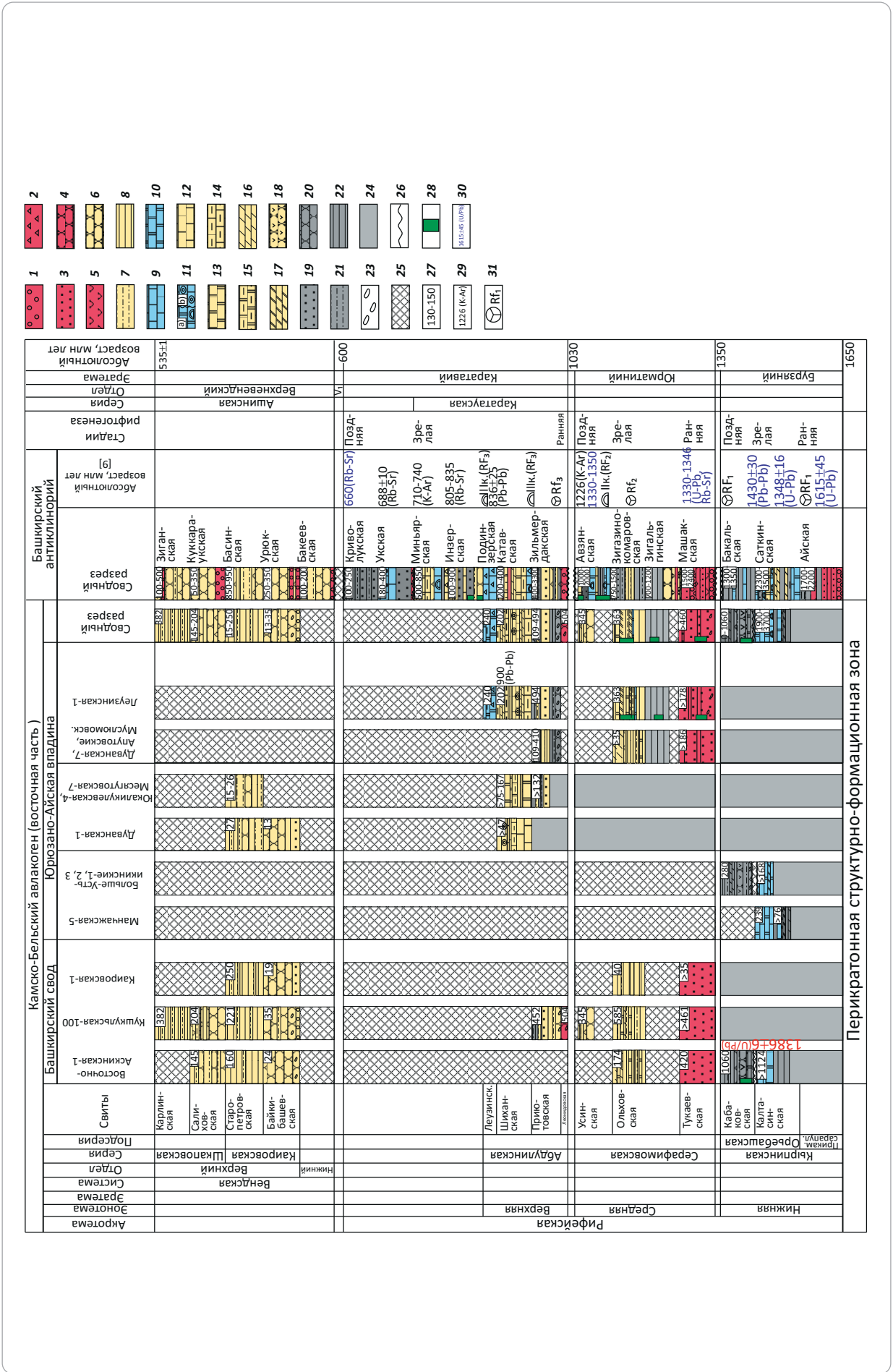
Стадийность развития рифейского бассейна отражается вертикальными формационными рядами, в последовательности которых наблюдается определенная закономерность. Территория Юрюзано-Айской впадины приурочена к перикратонной структурно-формационной зоне, особенностями которой являются полнота разреза, существенно терригенный разрез, наличие мощных карбонат-

ных толщ, меньшее проявление размылов по сравнению с внутренними частями рифтов.

Красноцветная прибрежно-континентальная терригенная формация ранней стадии рифтогенеза в раннем рифее представлена сарапульской свитой и прикамской подсерией кырпинской серии, в среднем рифее — тукаевской свитой серафимовской серии, в позднем рифее — леонидовской свитой абдулинской серии (рис. 3). Отложения сарапульской свиты и прикамской подсерии хорошо коррелируются с красноцветными песчано-конгломератовыми толщами айской свиты из стратотипического разреза нижнего рифея с прослоями трахибазальтов, трахиандезитов и их туфов в нижней части [3].



Рис. 3. Формационные модели рифей-вендских отложений
Fig. 3. Formation models of Riphean-Vendian deposits



Усл. обозначения к рис. 3

Legend for Fig. 3

Красноцветная вулканогенно-терригенная континентальная формация начальных стадий рифтогенеза (1–5): 1 — красноцветные грубообломочные континентальные отложения — конгломераты, гравелиты, 2 — брекчии, 3 — красноцветные разнозернистые кварцевые, 4 — красноцветные полимиктовые песчаники, 5 — вулканогенные отложения основного состава; **формации зрелых стадий рифтогенеза (6–18):** *пестроцветная терригенная прибрежно-морская (6–8):* 6 — пестроцветные полимиктовые песчаники, 7 — пестроцветные полимиктовые алевролиты, 8 — пестроцветные аргиллиты; *карбонатные формации: собственно карбонатная подформация (9–11):* 9 — серые и темно-серые известняки, 10 — серые и темно-серые доломиты, 11 — известняки и доломиты: а — со строматолитами, b — с микрофитолитами; *пестроцветная глинисто-карбонатная прибрежно-морская подформация (12–18):* 12 — пестроцветные известняки, 13 — пестроцветные доломиты, 14 — пестроцветные глинистые известняки, 15 — пестроцветные глинистые доломиты, 16 — пестроцветные мергели, 17 — пестроцветные доломитовые мергели, 18 — полимиктовые песчаники с включениями ангидритов; *сероцветная терригенная авандельтовaя формация поздних стадий рифтогенеза (19–25):* 19 — кварцевые песчаники, 20 — разнозернистые полимиктовые песчаники, 21 — полимиктовые алевролиты, 22 — аргиллиты, глинистые сланцы, 23 — включения гравия, гальки, 24 — отложения не вскрыты; распространение по данным сейсморазведки, 25 — отсутствие отложений; 26 — стратиграфический разрыв; 27 — мощность отложений, м; 28 — секущие интрузии; 29 — абсолютный возраст, млн лет (метод определения); 30 — абсолютный возраст в секущих интрузивных телах, млн лет (метод определения); 31 — микрофоссилии

Red-coloured terrigenous-volcanogenic continental formation of early rifting stages (1–5): 1 — red-coloured rudaceous continental deposits — conglomerate, gravelstone, 2 — breccia, 3 — red-coloured poorly sorted quartz, 4 — red-coloured polymictic sandstone, 5 — basic volcanogenic deposits; **formations of mature rifting stages (6–18):** *variegated coastal-marine terrigenous (6–8):* 6 — variegated polymictic sandstone, 7 — variegated polymictic siltstone, 8 — variegated claystone; *carbonate formations: proper carbonate sub-formation (9–11):* 9 — grey and dark-grey limestone, 10 — grey and dark-grey dolomite, 11 — limestone and dolomite with: a — stromatolites, b — microphytoliths; *variegated carbonate-argillaceous coastal-marine sub-formation (12–18):* 12 — variegated limestone, 13 — variegated dolomite, 14 — variegated argillaceous limestone, 15 — variegated argillaceous dolomite, 16 — variegated marl, 17 — variegated dolomitic marl, 18 — polymictic sandstone with anhydrite inclusions; *grey-coloured terrigenous delta front formation of late rifting stages (19–25):* 19 — quartz sandstone, 20 — poorly sorted polymictic sandstone, 21 — polymictic siltstone, 22 — claystone, argillaceous shale, 23 — coarse sand, pebble inclusions, 24 — deposits are not encountered; occurrence according to seismic data, 25 — sediments lacking; 26 — range of lost strata; 27 — deposit thickness, m; 28 — transgressive intrusions; 29 — absolute age, Ma (method of determination); 30 — absolute age in transgressive intrusive bodies, Ma (method of determination); 31 — micro-fossils

Формационным аналогом тукаевской свиты на Урале считается зигальгинская свита.

Карбонатная формация зрелой стадии рифтогенеза в раннем рифее представлена калтасинской свитой, в среднем рифее — ольховской свитой, в позднем рифее — шиханской и леузинской свитами. Пестроцветная терригенная прибрежно-морская формация выделяется в позднем рифее и представлена приютовской свитой (см. рис. 3).

Формационным аналогом калтасинской свиты на Урале является саткинская свита, ольховской свиты — зигазино-комаровская свита, шиханской свиты — катавская свита, леузинской свиты — подинзерская толща, приютовской свиты — зильмердакская свита.

Авандельтовaя формация в раннем рифее представлена кабаковской свитой. В разрезе среднего и позднего рифея формации поздней стадии рифтогенеза не сохранились.

Для вендских отложений характерно развитие типичных платформенных глинисто-алевролитопесчаных формаций. Формационным аналогом бижбулякского комплекса венда является ашинская серия западного склона Южного Урала.

Интерпретация сейсмических профилей МОГТ-2D и построение геологической карты рифей-вендских отложений, выходящих на поверхность преддевонского размыва

Глубина проинтерпретированных сейсмических профилей МОГТ-2D охватывает палеозойскую и допалеозойскую части разреза, включая образования кристаллического фундамента.

В качестве основных маркирующих ОГ в допалеозойском комплексе выделяются ОГ V (кровля складчатого фундамента), ОГ IV и III (подошва и кровля калтасинской свиты нижнего рифея соответственно), ОГ II (подошва венда). В качестве дополнительных реперов прослеживались ОГ IVa и IVc (кровля и подошва арланской подсвиты калтасинской свиты), а также ОГ, соответствующие подошвам шиханской и приютовской свит в позднем рифее, кровле тукаевской свиты в среднем рифее, кровле кабаковской, ротковской, норкинской, петнурской и сарапульской свит в раннем рифее.

Для привязки намеченных для корреляции отражающих горизонтов была использована следующая методика.

1. На первом этапе прослеживались устойчивые высокоэнергетические отражения, которые маркировали на сейсмических разрезах смену характера волновой картины и могли быть ассоциированы с границами сейсмоформационного комплекса рифейского возраста.

2. Эти границы использовались для построения глубинно-скоростной модели на этапе обработки сейсмических данных. Соотнесение полученных скоростных параметров, характера волновой картины того или иного сейсмоформационного комплекса и общих геологических представлений о строении рифейского комплекса позволило стратифицировать выделенные на первом этапе основные ОГ.

3. Кроме этого, для привязки отражающих горизонтов применялась процедура одномерного

акустического моделирования по данным акустического и псевдоакустического каротажа по скважинам как в пределах Юрюзано-Айской впадины, так и за ее пределами (Леузинская-1, Восточно-Аскинская-1, Манчажская-5, Больше-Устьикинская-3, Ново-Урнякская-50, Сарапульская-1 и др.).

Допалеозойский интервал разреза на территории южной части Юрюзано-Айской впадины делится на три структурных сейсмоформационных комплекса: кристаллический фундамент архейского и раннепротерозойского возраста, терригенно-карбонатные отложения рифея и терригенные отложения вендской системы. Отсутствие достаточного числа скважин, вскрывающих додевонские отложения, а также низкая акустическая контрастность, уменьшение с глубиной энергии отраженных волн, уменьшение соотношения сигнал-помеха, невыдержанность мощностей по площади, срезание комплексов на части площадей, приводящее к потере осей синфазности — все это затрудняет проведение структурной сейсмической интерпретации и выделение ОГ, отвечающих границам этих сейсмоформационных комплексов. С сейсмической точки зрения можно выделить три явных признака, использованных при проведении интерпретации:

- резкое угловое несогласие на границе отложений рифея и венда;
- несогласие на границе венда и девона;
- наличие резкой границы потери корреляции, характерной для перехода к породам кристаллического фундамента.

Выделение ОГ V проводилось по границе смены регулярной фазовой картины на хаотичную. Трассировка ОГ V начиналась с Осинцевско-Красноуфимского выступа, где по скв. Осинцевская-1 установлена мощность отложений венда, полное отсутствие отложений рифея, резкое уменьшение глубины залегания пород фундамента. Из-за небольшой глубины четко выделяется граница перехода от осадочных пород к магматическим, далее хорошо прослеживаемая по субмеридиональным профилям 04 и 06 на юг, где она постепенно погружается.

В центре Юрюзано-Айской впадины на сейсмических профилях отмечается двучленное строение фундамента. Нижняя часть сложена архейскими высокометаморфизованными породами, среди которых преобладают гранулиты двупироксен-гнейсовой формации. В верхней части фундамента выделяется сильнодислоцированный сейсмокомплекс с иными сейсмическими характеристиками: с некоторым подобием слоистости, плохо прослеживаемыми осями синфазности, теряющимися в сильно нарушенной хаотичной записи. По данным [10], верхняя часть фундамента сложена нижнепротерозойскими менее метаморфизованными плагиосланцами или микрогнейсами с отсутствием гранитизации, реже метабазальтами и кварцитами с реликтовой псаммитовой структурой. В итоге в

центральной части территории отмечается две границы фундамента: верхняя на глубине 17–18 км, соответствующая кровле отложений раннего протерозоя, и нижняя на глубине до 27 км, соответствующая кровле архея.

Отражающий горизонт III является региональным реперным горизонтом. Калтасинская свита на территории Юрюзано-Айской впадины вскрыта скважинами Манчажская-5 (под девонскими отложениями) и Больше-Устьикинская-3 (на 278 м ниже подошвы отложений девона под кабаковской свитой). Анализ волновой картины по профилям между этими скважинами позволил проследить ось синфазности, соответствующую ОГ III.

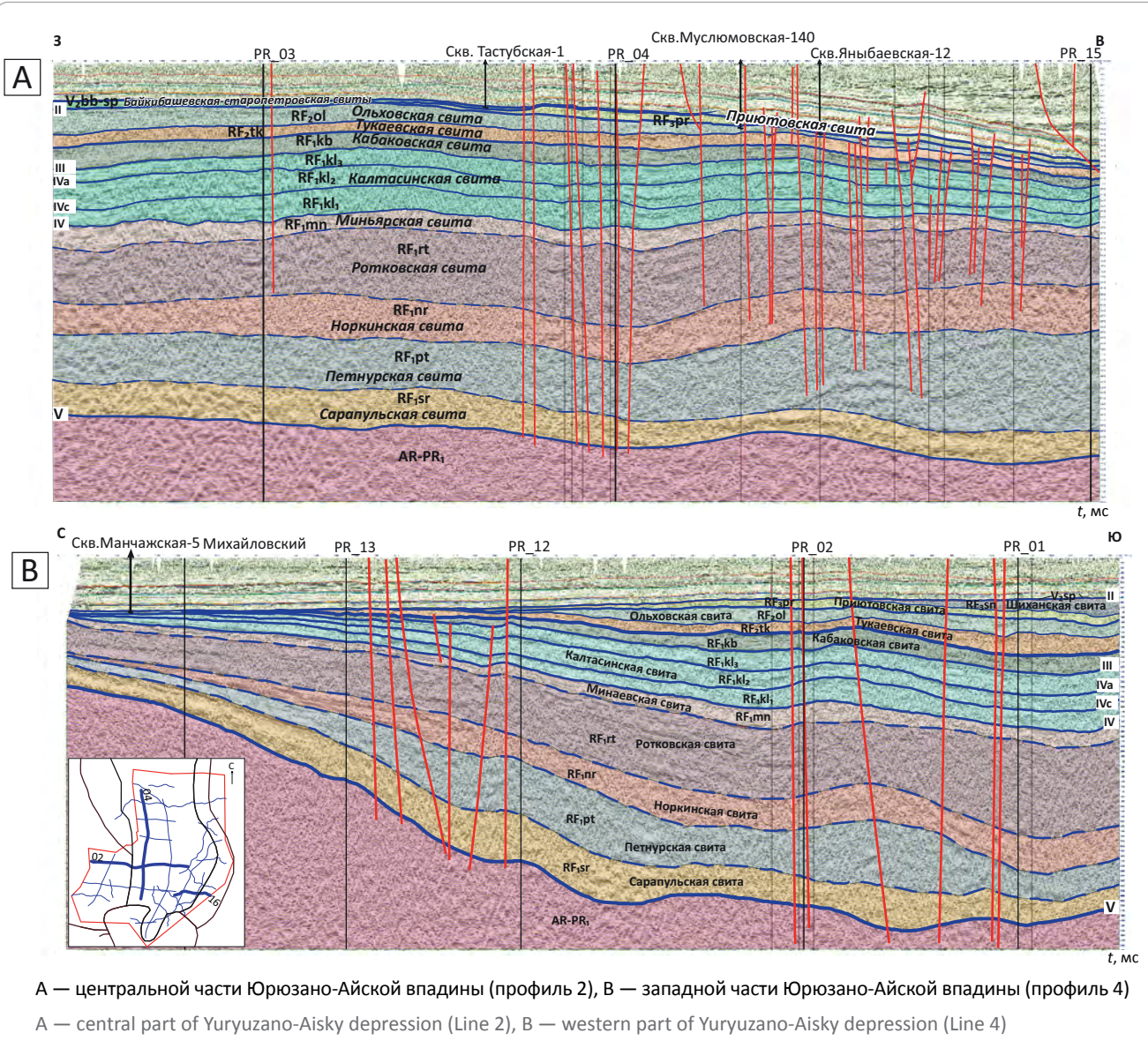
Выделение ОГ II было осложнено тем, что по скважинным данным на большей части Юрюзано-Айской впадины отложений венда нет и породы рифея залегают непосредственно под девонскими отложениями. Увязать и проследить фазу, соответствующую ОГ II, позволило использование сейсмических ретроспективных региональных профилей Михайловский и 1-Башкирский, а также ряда профилей Суксунской площади, расположенной севернее изучаемой территории.

Отложения сарапульской свиты и прикамской подсерии раннего рифея на территории Юрюзано-Айской впадины не вскрыты ни одной скважиной, поэтому отождествление ОГ, соответствующих кровлям сарапульской, петнурской, норкинской и ротковской свит, опирается в основном на результаты скоростного анализа, а также на материалы визуального сопоставления волновой картины с эталонами сейсмической записи, характерной для этих свит, разработанным по западным профилям и не входящим в исследуемую территорию.

Сейсмостратиграфическая интерпретация профилей позволила уточнить строение докембрийских отложений Юрюзано-Айской впадины, которые на разных участках характеризуется различным стратиграфическим объемом. Отложения сарапульской свиты и прикамской подсерии раннего рифея присутствуют практически на всей территории Юрюзано-Айской впадины и, как правило, согласно залегают на фундаменте. Наиболее полный разрез рифейского комплекса установлен в южной и юго-восточной частях территории, где рифейские отложения выдержаны по площади и представлены нижним, средним и верхним отделами рифея. В центральной части Юрюзано-Айской впадины установлено отсутствие отложений верхнего рифея в западной части и наличие их только в объеме приютовской свиты в восточной части (рис. 4 А). В восточном направлении рифейские отложения погружаются. В южной и центральной частях Юрюзано-Айской впадины мощность отложений рифея составляет около 13–15 км, при этом мощность нижнерифейских отложений — 9–12 км, среднерифейских — от 800–1000 до 2000 м, верхнерифейских — 400–900 м. Суммарная мощность вендского комплекса в юго-западной части терри-



Рис. 4. Геолого-геофизические разрезы
Fig. 4. Geological and geophysical cross-sections



тории около 200–300 м. К востоку отложения венда выклиниваются.

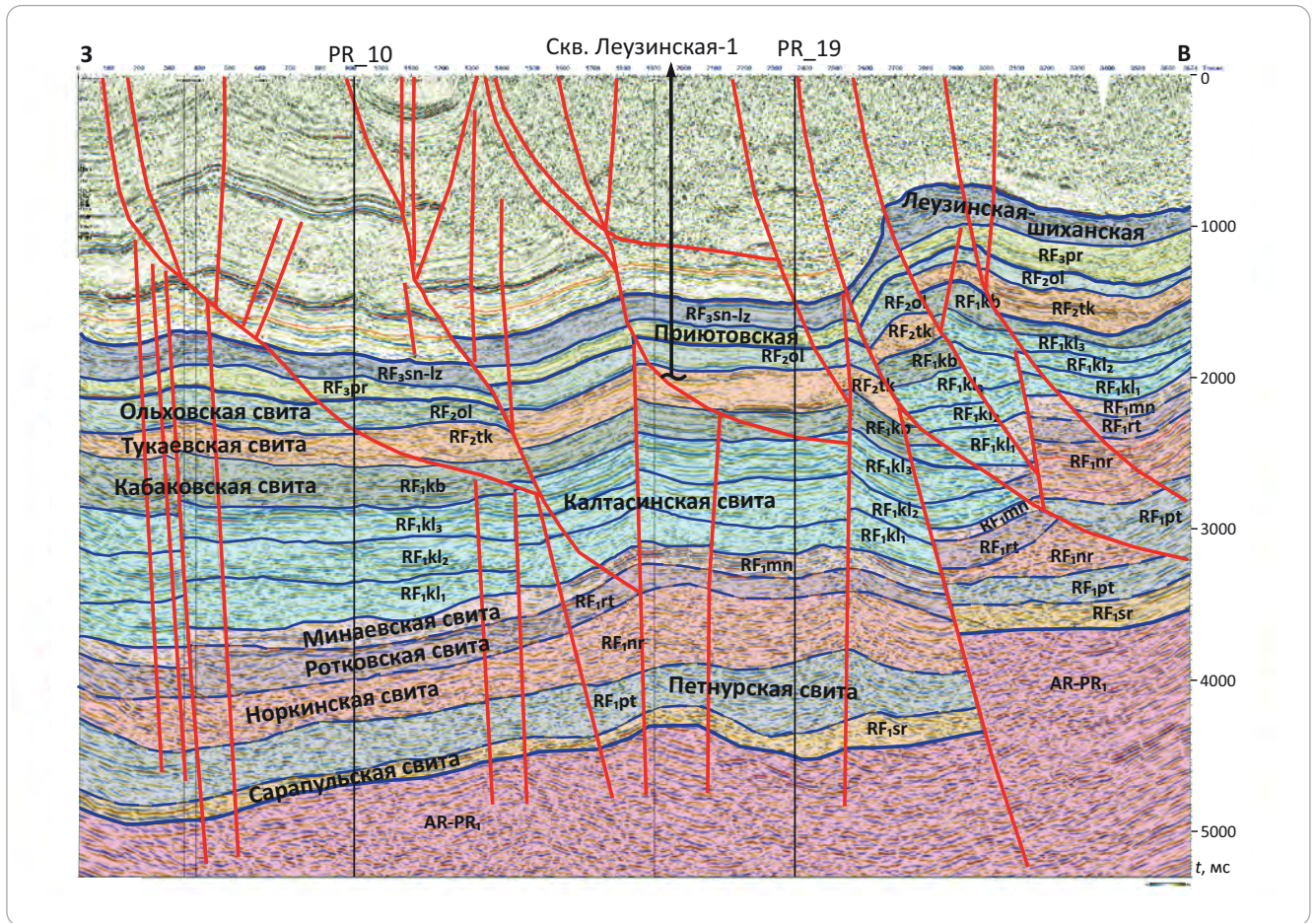
В северном направлении наблюдается подъем всех горизонтов и выклинивание средне-, верхнерифейских и вендских отложений (см. рис. 4 В). В северо-западной части в районе скв. Манчажская-5 рифейский комплекс представлен докалтасинскими и калтасинскими отложениями. Более поздние отложения рифея отсутствуют. Мощность отложений рифея на севере составляет 3–4,5 км. Калтасинская свита перекрывается вендскими отложениями мощностью 30–80 м, а восточнее выходит под отложения верхнего девона.

Разрез осадочного чехла на всей площади Юрюзано-Айской впадины осложнен многочисленными тектоническими нарушениями, преимущественно это сбросы, взбросы и надвиги. В западной (платформенной) части впадины преобладают вер-

тикальные разломы (см. рис. 4). В восточной части впадины залегание всех стратиграфических комплексов, включая фундамент, нарушено взбросо-сдвиговыми дислокациями (рис. 5). Суммарная мощность рифейского комплекса в восточной части — 6–6,2 км, при этом мощность нижнерифейских отложений — 4,3–5,4 км, среднерифейских — 700–900 м, верхнерифейских — около 800–1100 м.

Тектоническое строение в южной части Юрюзано-Айской впадины осложнено наличием Каратауского аллохтона, отделяющегося от основной территории крупным нарушением субширотного простирания. Верхнепротерозойский комплекс в Каратауском аллохтоне, вероятно, представлен в полном стратиграфическом объеме — нижним, средним, верхним рифеем и вендом, но отличается литолого-стратиграфическим строением. Отражающие горизонты прослеживались по данным ско-

Рис. 5. Геолого-геофизический разрез юго-восточной части Юрюзано-Айской впадины по сейсмическому профилю 16
 Fig. 5. Geological and geophysical section across the south-eastern part of Yuryuzano-Aisky depression along the seismic survey line 16



ростного анализа и наличии углового несогласия между подкомплексами. По сейсмическим данным, в Каратауском аллохтоне мощность нижнерифейских отложений составляет 9,5–9,7 км, среднерифейских — 1200–1400 м, верхнерифейских — 1200–1500 м, вендских — около 100–200 м.

По результатам интерпретации сейсмических профилей и материалам геологической карты (листы N-40, O-40) была построена геологическая карта Юрюзано-Айской впадины со снятым палеозойским чехлом (рис. 6). Рифейские отложения залегают как в автохтоне, так и в аллохтоне. Породы аллохтона и автохтона отличаются друг от друга по тектоническому строению, мощности, стратиграфической полноте разреза. В автохтоне в западной части на предпалеозойскую поверхность выходят отложения позднего венда, в восточной части — отложения рифея: в северной части — раннего рифея, в центральной части — среднего рифея, в юго-восточной части — позднего рифея. Таким образом, наблюдается последовательное омоложение пород докембрийского комплекса в юго-западном направлении. Отложения леузинской свиты залегают, вероятно, в аллохтоне. Верхневендские породы развиты в западной части Юрюзано-Айской впадины и отсутствуют в восточной части.

Литолого-палеогеографические условия образования рифейских и вендских отложений

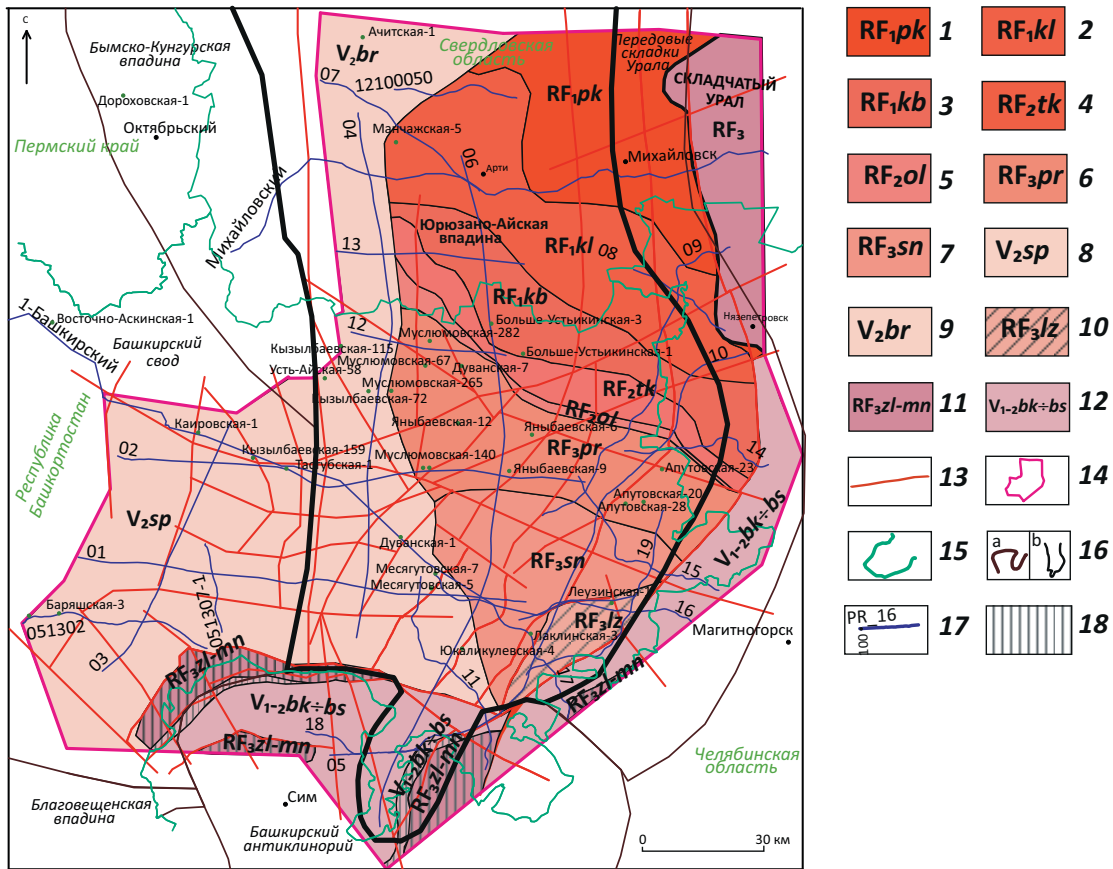
На основе сейсмостратиграфической интерпретации верхнепротерозойского разреза были построены карты толщин, в дальнейшем использованные для построения палеогеографических карт калтасинского, средне- и позднерифейского и поздневендского времени. При реконструкции палеогеографических обстановок седиментации учитывались результаты литологического, геохимического исследования керна, петрографического изучения шлифов, данные промысловой геофизики.

В пределах Камско-Бельского авлакогена седиментация в докембрии происходила на всей его площади за исключением участков выступающего фундамента (Осинцевско-Красноуфимский выступ, Пермско-Башкирский свод). При анализе сейсмического материала был установлен мощный нескрытый бурением разрез континентальных и прибрежно-морских отложений сарапульской свиты и прикамской подсерии раннего рифея.

Орьбашский цикл седиментации охватывает калтасинское, надеждинское и кабаковское время.

На рис. 7 А представлена палеогеографическая карта калтасинского времени. По сейсмическим данным в северо-восточной части Юрюзано-Ай-

Рис. 6. Геологическая карта Юрюзано-Айской впадины со снятым палеозойским чехлом
Fig. 6. Geological map of Yuryuzano-Aisky depression with Palaeozoic cover removed



Автохтон (1–9): ранний рифей (1–3): 1 — прикамская подсерия, 2 — калтасинская свита, 3 — кабаковская свита; **свиты среднего рифея (4, 5):** 4 — тукаевская, 5 — ольховская; **свиты позднего рифея (6, 7):** 6 — приютовская, 7 — шиханская; **свиты позднего венда (8, 9):** 8 — старопетровская, 9 — бородулинская серия; **аллохтон, свиты (10–12):** 10 — леузинская, 11 — зильмердакская, катавская, инзерская, миньярская, 12 — бакеевская, урюкская, басинская объединенные; 13 — тектонические нарушения; 14 — контур работ; **границы (15, 16):** 15 — административные, 16 — тектонические (a) и Юрюзано-Айской впадины (b); 17 — сейсмические профили; 18 — выходы на поверхность верхнерифейских и вендских пород

Autochthon (1–9): Early Riphean (1–3): 1 — Prikamsky subgroup; 2 — Kaltasinsky Fm, 3 — Kabakovsky Fm; **Middle Riphean formations (4, 5):** 4 — Tukaevsky, 5 — Ol'khovsky; **Later Riphean formations (6, 7):** 6 — Priyutovsky, 7 — Shikhansky; **Later Vendian formations (8, 9):** 8 — Staropetrovsky; 9 — Borodylinsky group; **allochthon, formations (10–12):** 10 — Leuzinsky, 11 — Zil'merdaksky, Katavsky, Inzersky, Min'yarsky, 12 — Bakeevsky, Uryuksky, Basinsky combined; 13 — faults; 14 — working area outline; **boundaries (15, 16):** 15 — administrative, 16 — tectonic (a) and Yuryuzano-Aisky depression (b); 17 — seismic survey lines; 18 — Upper Riphean and Vendian rock coming out to the day

ской впадины калтасинская свита отсутствует. В юго-западном направлении отмечается постепенное углубление калтасинского бассейна. Выделяется зона прибрежно-морских отложений, в которых сформировались кристаллические строматолитовые доломиты. В мелководной зоне при незначительном поступлении терригенного материала образовались доломиты с маломощными прослойками аргиллитов, песчаников и алевролитов. На юго-западе Юрюзано-Айской впадины в умеренно глубоководной зоне формировались сероцветные доломиты с прослоями глин, мергелей, с примазками черного глинистого или глинисто-углеродистого материала по плоскостям напластования, со следами пиритизации пород. В кровельной части доломитов нередко встречаются включения бурого гематита неправильной формы.

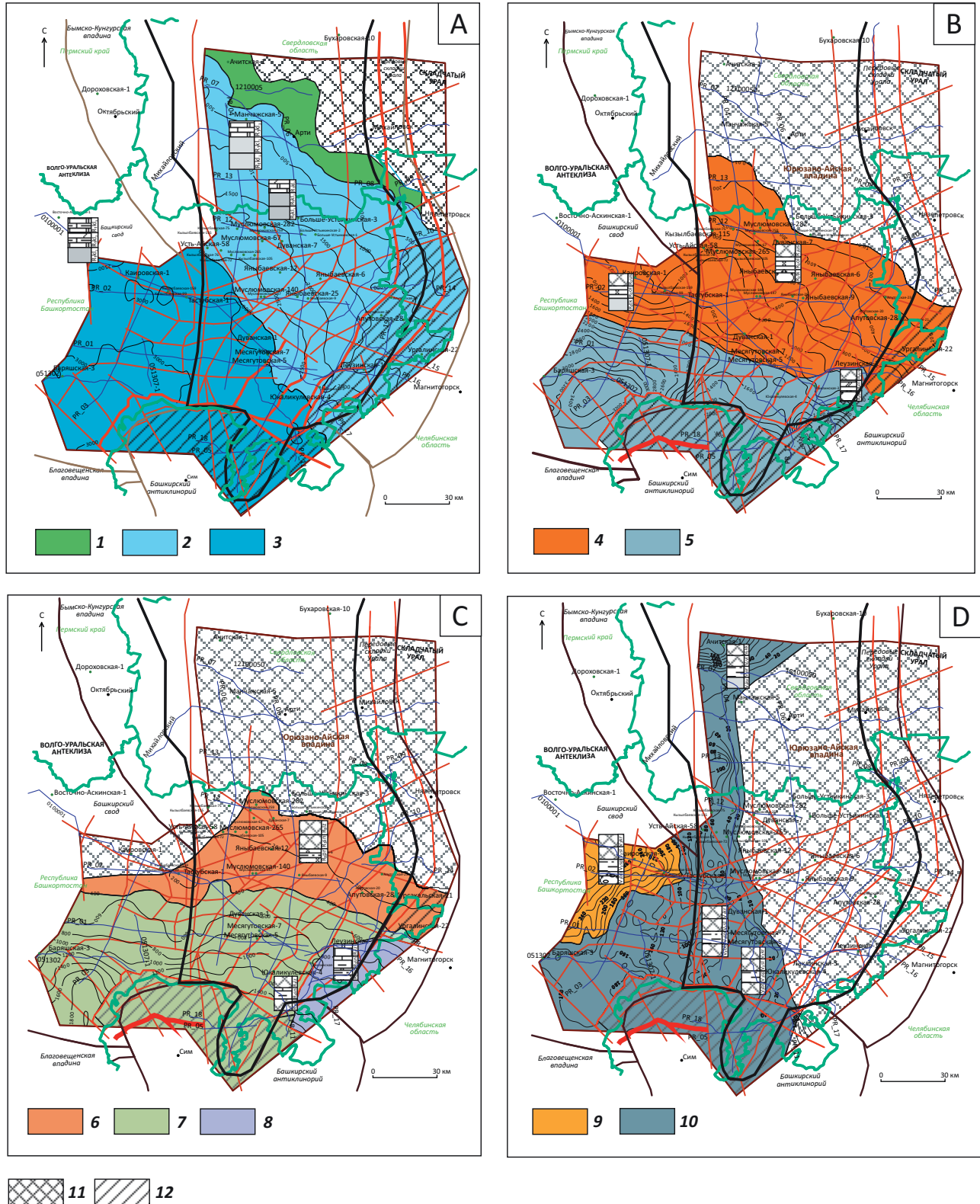
Среднерифейские палеообстановки во многом

были унаследованы от раннерифейских. На этом этапе седиментации осадки заполнили вновь сформированные в период байкальской фазы тектогенеза отрицательные структуры [11]. Отмечалась активная вулканическая деятельность, обусловившая наличие в разрезе тукаевской и ольховской свит прослоев темно-зеленых хлоритизированных пикрит-долеритов.

На рис. 7 В представлена палеогеографическая карта отложений среднего рифея. В северной части Юрюзано-Айской впадины отложения среднего рифея отсутствуют. В тукаевское время началась новая обширная трансгрессия, пришедшая с востока. Отложения тукаевской свиты хорошо выдержаны по площади и встречаются повсеместно в зоне развития среднерифейского комплекса. Окислительные геохимические условия прибрежной зоны обусловили розовую окраску песчаников. В песчаниках

Рис. 7. Литолого-палеогеографические карты Юрюзано-Айской впадины для калтасинского времени (А), среднего рифея (В), позднего рифея (С), позднего венда (D)

Fig. 7. Lithologic and paleogeographic maps of Yuryuzano-Aisky depression for Kaltasinsky time (A), Middle Riphean (B), Later Riphean (C), Later Vendian (D)



Усл. обозначения к рис. 7, окончание
Legend for Fig. 7, end.

Зоны (1–10): **1** — прибрежно-морских отложений приливо-отливных равнин (кристаллические строматолитовые доломиты с прослоями известняков), **2** — отложений мелководного шельфа (кристаллические доломиты, часто алевролитистые, с прослоями известняков, алевролитов, песчаников), **3** — умеренно глубоководных отложений открытого шельфа (кристаллические и пелитоморфные доломиты с прослоями известняков, глин, мергелей), **4** — прибрежно-морских терригенных и карбонатно-терригенных отложений (пестроцветные песчаники с подчиненными прослоями гравелитов, алевролитов и аргиллитов (в тукаевское время) и переслаивания пестроцветных аргиллитов, часто доломитовых и доломитовых мергелей (в сихонкинское время), **5** — мелководно-морских глинистых отложений в акбердинское время (темно-серые, черные аргиллиты с прослоями светло-серых алевролитов, редко песчаников), **6** — прибрежно-морских и мелководно-морских терригенных отложений в приутовское время (серые песчаники и алевролиты, пестроцветные алевролиты, аргиллиты, реже доломиты), **7** — лагунных карбонатных отложений в шиханское время (пестроокрашенные глинистые известняки, прослоями доломитизированные, с тонкой ленточной слоистостью, с подчиненными прослоями аргиллитов, мергелей, редко алевролитов), **8** — мелководно-морских карбонатных отложений в леузинское время (доломиты с прослойками углеродисто-глинистого материала), **9** — прибрежно-морских терригенных отложений в байкибашевское время (песчаники с примесью гравийно-галечного материала, с подчиненными прослоями аргиллитов), **10** — мелководно-морских терригенных отложений старопетровского (верещагинского) времени (аргиллиты с прослоями алевролитов, реже песчаников); **11** — отсутствие отложений; **12** — залегание автохтонных отложений под аллохтоном

Zones (1–10): **1** — coastal-marine deposits of tidal plains (crystalline dolomite with limestone partings), **2** — shallow-marine shelf (crystalline dolomite, often silty, with limestone, siltstone, and sandstone partings), **3** — moderately deepwater deposits of open shelf (crystalline and pelitomorphic dolomite with limestone, clay, and marl partings), **4** — coastal-marine terrigenous and terrigenous-carbonate deposits (variegated sandstone with subordinate gravelstone, siltstone, and claystone partings (in Tukaevsky time) and interbedding of variegated claystones, often dolomitic and dolomitic marl (in Sikhonkinsky time)), **5** — shallow-marine argillaceous deposits in Akberdinsky time (dark-grey, black claystone with light-grey siltstone, rarely sandstone partings), **6** — coastal-marine and shallow-marine terrigenous deposits in Priyutovsky time (grey sandstone and siltstone, variegated siltstone, claystone, rarely dolomite), **7** — lagoonal carbonate deposits in Shikhansky time (randomly coloured argillaceous limestone, dolomitized in partings, with fine seasonal bands, with subordinate claystone, marl, and rarely siltstone partings), **8** — shallow-marine carbonate deposits in Leuzinsky time (dolomite with carbonaceous-argillaceous partings), **9** — coastal-marine terrigenous deposits in Baikibashevsky time (sandstone with admixture of gravel-pebble material, with subordinate claystone partings), **10** — shallow-marine terrigenous deposits of Staropetrovsky (Vereschaginsky) time (claystone with siltstone, rarely sandstone partings); **11** — lack of deposits; **12** — autochthon deposits occurrence below allochthon

встречаются тонкие миллиметровые прослойки темно-зеленых аргиллитов, в некоторых прослоях — единичные экземпляры гальки вишнево-красных аргиллитов.

Отложения ольховской свиты образовались в прибрежно-морских условиях. Акбердинская подсвита ольховской свиты формировалась в южной части Юрюзано-Айской впадины. Здесь доминировали устойчивые восстановительные условия, при которых накопились темно-серые до черных аргиллиты с прослоями алевролитов серых, иногда с зеленоватым оттенком и редкими прослоями песчаников. Карбонатно-глинистые осадки сихонкинской подсвиты имеют более широкое распространение и сформировались в окислительных условиях в приближенных к берегу малоподвижных зонах (лагунах).

В начале позднего рифея отмечается новый цикл рифтогенеза, сопровождавшийся внедрением магмы в осадочный чехол и формированием даек габбро-диабаз. Отложения позднего рифея отсутствуют в северной части Юрюзано-Айской впадины. В ее центральной части выделяется зона прибрежно-морских и мелководно-морских отложений приутовской свиты (см. рис. 7 С), которые накопились в окислительных и слабовосстановительных условиях эпиконтинентального морского бассейна. Объем поступающего в седиментационный бассейн железа снизился, в результате чего отложения приутовской свиты имеют в основном серую окраску. Гидродинамическая активность бассейна в приутовское время была непостоянной. В условиях достаточно активной гидродинамики в базлыкское и

кожайское время сформировались преимущественно песчаные отложения, иногда с примесью мелкопсефитовых зерен. Снижение гидродинамики среды в кигинское и кармалкинское время обусловило формирование переслаивания алевролитов и аргиллитов, с подчиненными прослоями песчаников, доломитов и мергелей и тонкими темно-серыми углеродисто-глинистыми прослойками.

Южнее выделяется зона образования лагунных карбонатных отложений шиханской свиты (см. рис. 7 С). В более глубоководном по сравнению с приутовским шиханском бассейне преобладали восстановительные условия, иногда сменяющиеся нейтральными [11]. В условиях слабой гидродинамической активности накопились пестроцветные тонкослоистые часто глинистые известняки и доломиты с характерным ленточным чередованием прослоев различной окраски.

Зона накопления леузинской свиты выделяется в юго-восточной части Юрюзано-Айской впадины (см. рис. 7 С). Отложения леузинской свиты накопились в восстановительных условиях мелководного моря и представлены преимущественно доломитами, местами слабобитуминозными, с тонкими темно-серыми углеродисто-глинистыми, иногда глинистыми слойками. Возможно, леузинская свита имеет аллохтонное происхождение.

После формирования верхнерифейских отложений наступил длительный перерыв в осадконакоплении, в течение которого часть верхнерифейских отложений подверглась размыву [11, 12].

В вендский этап произошла смена геотектонического режима с авлакогенного на плитный.

Отложения венда сформировались в типично платформенных условиях. В пределах Юрюзано-Айской впадины отложения позднего венда развиты в западной и юго-западной зонах. Их накопление произошло на каировском (бородулинском) этапе седиментогенеза. В раннекаировское время — байкибашевский век — отмечалось погружение территории. Геохимический режим был неустойчивым, характерным для прибрежной зоны. В результате образовались неотсортированные глинисто-алевритовые, песчаные, гравийные и галечниковые осадки. Отложения байкибашевской свиты развиты в западной части площади работ в районе скв. Каировская-1 (см. рис. 7 D).

Старопетровский век характеризуется максимальным проявлением трансгрессии. Площадь бассейна была значительно шире современного развития старопетровских отложений [11]. К началу старопетровского века из-за пенеplenизации рельефа существенно сократился привнос грубозернистого обломочного материала. В бассейне седиментации преобладал восстановительный режим, обусловивший широкое развитие диагенетического пирита, повышенное содержание закисного железа. В мелководных условиях образовались темно- и зеленовато-серые алевриты и аргиллиты, с редкими прослоями песчаников.

Перспективы нефтегазоносности

Перспективы нефтегазоносности рифейских отложений на сегодняшний день являются дискуссионным вопросом, поскольку в них нет открытых залежей нефти и газа. Тем не менее, на разных стратиграфических уровнях в рифейских отложениях выявлены нефтегазопроявления, указывающие на возможное развитие процессов генерации и аккумуляции УВ.

Так, в скв. Леузинская-1 в среднем рифее в песчаниках тукаевской свиты, аргиллитах акбердинской подсвиты и нижней части сихонкинской подсвиты ольховской свиты наблюдаются повышенные показания газового каротажа, свидетельствующие о существовании на больших глубинах источников УВ. При испытании в открытом стволе в интервале 5064–5181 м из песчаников тукаевской свиты был получен глинистый раствор с УВ-газом дебитом от 2,2 до 10,8 м³/сут. При испытании кигинской и кожайской подсвит приутовской свиты позднего рифея в скв. Апутовская-28 в интервале 3456–3582 м был получен приток глинистого раствора дебитом 0,14 м³ и пластовой воды с растворенным УВ-газом дебитом 0,33 м³.

В скв. Восточно-Аскинская-1 (на Башкирском своде) в ашитской подсвите калтасинской свиты выявлен интервал с аномально высокими газовыми показаниями. При испытании был получен приток газированной пластовой воды дебитом 34,9 м³/сут, содержащей УВ-газы (преимущественно метан).

В Пермском крае в терригенных породах рифея установлено нефтенасыщение по керну в виде

выпотов черной вязкой нефти на Очерской, Сивинской, Соколовской, Таныпской и других площадях.

Таким образом, рифейские отложения можно рассматривать в качестве потенциального нефтегазоносного комплекса с малой степенью изученности.

Открытие в конце XX в. залежей тяжелой высоковязкой нефти в отложениях венда на Шарканском и Тыловайском месторождениях (Республика Удмуртия) и включение их в Государственный баланс обусловило выделение вендского перспективного комплекса. В породах венда нефтепроявления были установлены на территории Верхнекамской впадины и Башкирского свода, большей частью они отмечаются в байкибашевской свите и ее разновозрастном аналоге — кыквинской свите. В керне наблюдаются выпоты, примазки и пропитка густой черной нефтью, иногда битумом. В Удмуртии (в скважинах Сивинская-1, Соколовская-52, Дебеская-603) из вендского комплекса были получены притоки тяжелой, вязкой, малосернистой, малопарафинистой нефти с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ и низким содержанием бензиновых фракций. Наличие нефтенасыщенных песчаников в вендском комплексе также было установлено в скважинах на Бородулинской, Верещагинской, Куединской, Таныпской, Ишимской и других площадях Пермского края. В скв. Усть-Айская-62, расположенной вблизи западной границы Юрюзано-Айской впадины, в отложениях венда в интервале 2300,1–2313 м отмечаются повышенные газовые показания по каротажу. Непосредственно в пределах Юрюзано-Айской впадины признаки нефтегазоносности в вендском комплексе не отмечены. Тем не менее, выводы о бесперспективности вендских отложений на этой территории преждевременны вследствие их слабой изученности.

Нефтегазоматеринские породы выявлены на разных стратиграфических уровнях от раннего рифея до венда. Источником УВ в породах рифея служили древнейшие водоросли. Диагностическим признаком нефтегазоматеринских пород является повышенное содержание $C_{орг}$. Пиролитическими исследованиями в скв. Восточно-Аскинская-1 в нижнерифейских отложениях были установлены высокие значения $C_{орг}$ в мергелях кубязинской подсвиты кабаковской свиты (0,51–0,72 %), в аргиллитах и мергелях арланской и ашитской подсвит калтасинской свиты (0,53–1,52 %). Вендские отложения характеризуются низкими значениями $C_{орг}$, не превышающими 0,1 %. В скв. Леузинская-1 повышенные значения $C_{орг}$ выявлены в аргиллитах акбердинской подсвиты ольховской свиты среднего рифея (0,58 %), мергелях и глинистых известняках шиханской свиты позднего рифея (0,30–0,85 %). Породы характеризуются низкими значениями параметров S_1 и S_2 (менее 1 мг/г породы), что, вероятно, обусловлено выработанностью нефтегазоматеринского потенциала. По нефтегазогенерационному потенциалу породы рифея относятся к бедному классу (по классификации В. Tisso, D. Velte, 1981;

К.Е. Peters, 1986). По мнению Т.В. Ивановой с соавторами, невысокие значения геохимических показателей при больших мощностях нефтегазоматеринских пород позволяют предположить, что масса генерируемых УВ составляет миллионы тонн [13]. Содержание битумоидов в рифейских породах в скв. Леузинская-1 составляет 0,0001–0,0006 %, в то время как в скв. Восточно-Аскинская-1 достигает сотых долей процента. Низкое содержание битумоидов в скв. Леузинская-1 связано, вероятно, с ее расположением в зоне разломов. Максимальные значения содержания битумоидов отмечаются в мергелях кубязинской подсвиты кабаковской свиты раннего рифея (до 0,0164 %) и аргиллитах ольховской свиты (до 0,0135 %). Температура максимального выхода УВ для рифейских пород — 433–606 °С, вендских — 418 °С. Степень преобразованности ОВ в рифее оценивается в грациях катагенеза от МК₁ до МК₅, в венде — ПК₂₋₃–МК₁.

Степень изученности ОВ пород докембрия недостаточна для полной и объективной оценки их нефтегазопроизводящих возможностей.

Фациальные условия и циклический характер осадконакопления рифей-вендских отложений благоприятны для формирования в них пород-коллекторов и покрышек.

В разрезе рифей-вендского комплекса выделяется несколько уровней песчаниковых толщ, которые могут быть коллекторами. В раннем рифее — это песчаники норкинской и ротковской свит, в среднем рифее — тукаевской свиты, в позднем рифее — базлыкской и кожайской подсвит приютовской свиты, в венде — песчаники байкибашевской свиты. Изучение коллекторских свойств пород в скв. Леузинская-1 показало, что они являются непроницаемыми или слабопроницаемыми и обладают низкой емкостью (от долей процента до 3,2–3,5 % — в песчаниках приютовской и тукаевской свит). Повышение проницаемости пород связано с зонами трещиноватости. Также предполагается наличие коллекторов в карбонатных породах калтасинской свиты, в разрезе которой присутствуют обломочные, органогенно-обломочные, биогермные разности доломитов, которые могут выступать в роли как первичных, так и вторичных кавернозно-поровых коллекторов.

Покрышками для пород тукаевской свиты служат глинисто-карбонатные отложения ольховской свиты, для пород базлыкской и кожайской подсвит приютовской свиты — глинистые отложения кигинской и кармалкинской подсвит приютовской свиты, для байкибашевской свиты — глинистые отложения старопетровской свиты.

Выводы

При обобщении результатов бурения, сейсмо-разведки, геологического картирования установлены различные объемы и неравномерное распределение рифей-вендских отложений по площади современной Юрюзано-Айской впадины. Наличие

нижнерифейских отложений выявлено на всей территории Юрюзано-Айской впадины. Средне- и верхнерифейские отложения отсутствуют в северной части. Вендский разрез представлен только в объеме позднего венда с максимальными мощностями на юго-западе. В восточном направлении вендские отложения выклиниваются.

Рифей-вендский структурный этаж в западной части Юрюзано-Айской впадины характеризуется сложным блоковым строением; в восточной части осложнен позднепалеозойским тектогенезом, в результате которого сформировались складчатые структуры взбросово-надвигового типа с поднятым восточным и опущенным западным крылом. Формирование разрывных нарушений способствовало образованию зон повышенной трещиноватости по всей толще комплекса.

Осадкообразование карбонатно-терригенных рифейских отложений происходило в различных обстановках: в континентальных, прибрежно-морских, мелководно-морских. Оно приурочено к трем этапам рифтогенеза — ранне-, средне- и позднерифейскому. Начало каждого этапа фиксируется по появлению красноцветных грубообломочных континентальных формаций ранней стадии рифтогенеза, сохранившихся в разрезе наиболее полно. На зрелых стадиях формировались сероцветные и пестроцветные песчано-глинистые, глинисто-карбонатные и карбонатные прибрежно- и мелководно-морские формации. Авандельтовые формации поздних стадий рифтогенеза сохранились только в раннем рифее. Образование терригенных толщ венда приурочено к эпиплатформенному бассейну.

Сформированные породы рифей-вендского комплекса весьма плотные и обладают низкой емкостью за счет утраты первичной пористости, в результате чего в них практически отсутствуют коллекторы порового типа и преобладают коллекторы трещинного типа.

Пиролитические исследования в скв. Леузинская-1 показали, что породы характеризуются низким $C_{орг}$ и относятся к бедному классу нефтегазоматеринских пород с высоким уровнем преобразования керогена. Однако расположение скв. Леузинская-1 в зоне тектонических нарушений делает эти выводы неоднозначными. Недостаток фактического материала, отсутствие ядра из автохтона, слабая геохимическая изученность, сложные тектонические перестройки оставляют вопрос о перспективах отложений рифея нерешенным и требуют дальнейшего изучения.

Вендские отложения относятся к перспективному малоизученному комплексу.

Литература

1. *Соборнов К.О.* Строение Южного Урала и Предуралья на основе интерпретации региональных сейсмических данных и происхождение богатейших залежей нефти в Волго-Уральском бассейне // *Геология нефти и газа*. – 2023. – № 1. – С. 7–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-7-25.
2. *Стратиграфическая* схема рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области. Объяснительная записка. – Уфа : МСК России, 2000. – 81 с.
3. *Сергеева Н.Д., Пучков В.Н., Ратов А.А., Козлова О.В.* Стратиграфическая корреляция отложений рифея Волго-Уральской области и Южного Урала и их пространственное взаимоотношение в зоне сопряжения платформенных и складчатых структур по сейсмическим материалам // *Геологический вестник*. – 2018. – № 2. – С. 79–95. DOI: 10.31084/2619-0087/2018-2-6.
4. *Чибрикова Е.В., Морозов С.Г., Чагаев А.Я.* Нижнедевонские – силурийские образования на востоке Русской платформы // *Доклады АН СССР*. – 1967. – Том 172. – № 1. – С. 174–177.
5. *Масагутов Р.Х., Иванов Д.И., Дьяконова О.Б.* Литологическая и промыслово-геофизическая характеристика приуртовской свиты верхнего рифея Юрюзано-Сылвенской депрессии // *Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти : сб. науч. тр.* – Уфа, 2004. – С. 25–32.
6. *Ишерская М.В., Романов В.А.* О верхнем рифее Предуральского прогиба // *Геологический сборник*. – 2006 – № 5. – С. 45–49.
7. *Козлов В.И., Иванова Т.В., Горохов И.М., Масагутов Р.Х. и др.* Литолого-петрографическая характеристика и перспективы нефтегазоносности доверхнедевонских отложений, вскрытых скважиной-1 Леузинская (северо-восток платформенного Башкортостана). – Уфа : УНЦ РАН, «ИК БашНИПнефть», ИГГД РАН. – 2003. – 40 с.
8. *Ravnås R., Steel R.J.* Architecture of marine rift-basin successions // *AAAPG Bulletin*. – 1998. –Т. 82. – № 8. – С. 141–146. DOI: 10.1306/1D9BC3A9-172D-11D7-8645000102C1865D.
9. *Стратотип* рифея. Стратиграфия. Геохронология // *Труды ГИН АН СССР*, Т. 377. – М. : Наука, 1983. – 184 с.
11. *Масагутов Р.Х.* Литолого-стратиграфическая характеристика и палеогеография позднего докембрия Башкирского Приуралья. – М. : Недра, 2002. – 224 с.
12. *Лобусев А.В.* Эволюция и перспективы нефтегазоносности позднепротерозойских рифтовых систем европейской части России // *Геология нефти и газа*. – 2005. – № 4. – С. 9–15.
13. *Иванова Т.В., Егорова Н.П., Масагутов Р.Х., Ларичев А.И.* Геохимическая характеристика нефтегазопроизводящих толщ рифей-вендских отложений платформенного Башкортостана // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2002. – № 2. – С. 31–35.

References

1. *Sobornov K.O.* Structure of the South Urals and cis-Uralian foredeep as revealed by interpretation of regional seismic data and the origin of the prolific of oil reserves in the Volga Urals Basin. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(1):7–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-7-25. In Russ.
2. *Stratigraficheskaya skhema rifeiskikh i vendskikh otlozhenii Volgo-Ural'skoi oblasti. Ob'yasnitel'naya zapiska* [Stratigraphic scheme of Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural region. Explanatory note]. Ufa: MSK Rossii; 2000. 81 p. In Russ.
3. *Sergeeva N.D., Puchkov V.N., Ratov A.A., Kozlova O.V.* Correlation of deposits of the riphean of the Volgo-Uralian area and the Southern Urals and their relationships in the zone of conjunction of the platform and foldbelt structures after seismic data. *Geologicheskii vestnik*. 2018;(2):79–95. DOI: 10.31084/2619-0087/2018-2-6. In Russ.
4. *Chibrikova E.V., Morozov S.G., Chagaev A.Ya.* Nizhnedevonskie — siluriiskie obrazovaniya na vostoке Russkoi platformy [Lower Devonian – Silurian formations in the east of the Russian Platform]. *Doklady AN SSSR*. 1967;172(1):174–177. In Russ.
5. *Masagutov R.Kh., Ivanov D.I., D'yakonova O.B.* Litologicheskaya i promyslovo-geofizicheskaya kharakteristika priyutovskoi svity verkhnego rifeya Yuryuzano-Sylvenskoi depressii [Lithological and field geophysical characteristics of Upper Riphean Priyutovsky Formation in Yuryuzano-Sylvensky Depression]. In: *Problemy geologii, geofiziki, bureniya i dobychi nefi : sb. nauch. tr.* Ufa; 2004. pp. 25–32. In Russ.
6. *Isherskaya M.V., Romanov V.A.* O verkhnem rifee Predural'skogo progiba [On the Upper Riphean of the Pre-Ural Trough]. *Geologicheskii sbornik*. 2006;(5):45–49. In Russ.
7. *Kozlov V.I., Ivanova T.V., Gorokhov I.M., Masagutov R.Kh. et al.* Litologo-petrograficheskaya kharakteristika i perspektivy neftegazo-nosnosti doverkhnedevonskikh otlozhenii, vskrytykh skvazhinoi-1 Leuzinskaya (severo-vostok platformennogo Bashkortostana) [Lithologic and petrographic characteristics and petroleum potential of Upper Devonian deposits encountered by Leuzinsky-1 well (north-eastern part of platform Bashkortostan)]. Ufa: UNTs RAN, “IK BashNIPneft”, IGGD RAN. 2003. 40 p. In Russ.
8. *Ravnås R., Steel R.J.* Architecture of marine rift-basin successions. *AAAPG Bulletin*. 1998;82(8):141–146. DOI: 10.1306/1D9BC3A9-172D-11D7-8645000102C1865D.
9. *Стратотип* рифея. Стратиграфия. Геохронология // *Труды ГИН АН СССР*, Т. 377. – М. : Наука, 1983. – 184 с.
10. *Geology and mineral resources of Russia: 6 volumes. Vol. 1. West of Russia and Ural. Book 1. West of Russia.* In: I.S. Gramberg, V.L. Ivanov, Yu.E. Pogrebitskiy eds. St. Petersburg: Izdatelstvo VSEGEI; 2004. 468 p. In Russ.
11. *Masagutov R.Kh.* Litologo-stratigraficheskaya kharakteristika i paleogeografiya pozdnego dokembriya Bashkirkogo Priural'ya [Lithological and stratigraphic characteristics and paleogeography of the Late Precambrian of the Bashkir Urals]. Moscow: Nedra; 2002. 224 p. In Russ.
12. *Lobusev A.V.* Evolution and oil and gas potential prospects of late proterozoic rift structures of the European part of Russia. *Geologiya nefi i gaza*. 2005;(4):9–15. In Russ.
13. *Ivanova T.V., Egorova N.P., Masagutov R.Kh., Larichev A.I.* Geokhimicheskaya kharakteristika neftegazoproizvodyashchikh tolshch rifeisko-vendskikh otlozhenii platformennogo Bashkortostana [Geochemical characteristics of oil and gas producing strata of Riphean-Vendian deposits of platform Bashkortostan]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2002;(2):31–35. 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, 36
e-mail: fortunatova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 16068336000

Харченко Светлана Ивановна

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

Белюсов Григорий Александрович

Кандидат технических наук,
заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
e-mail: belousov@vnigni.ru

Швец-Тэнэта-Гурий Александр Георгиевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36

Городков Алексей Борисович

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

Сотникова Диана Юрьевна

Геофизик
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
e-mail: sotnikova.diana@vnigni.ru

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
ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Svetlana I. Kharchenko

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

Grigorii A. Belousov

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

Aleksandr G. Shvets-Teneta-Gurii

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

Aleksei B. Gorodkov

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

Diana Yu. Sotnikova

Geophysicist
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: sotnikova.diana@vnigni.ru

УДК 553.981.2.048(575.16/.192)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-1-45-57

Результаты проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ и освоения ресурсной базы УВ Бухаро-Хивинского региона

© 2024 г. | А.Н. Богданов, П.В. Хмыров

Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений (ГУ «ИГИРНИГМ»), Ташкент, Республика Узбекистан; bogdalex7@yandex.ru; pkhmirov@gmail.com

Поступила 19.04.2023 г.

Доработана 30.10.2023 г.

Принята к печати 06.12.2023 г.

Ключевые слова: Бухаро-Хивинский регион; месторождение; запасы; ресурсы; углеводороды; добыча; геолого-разведочные работы; нефтегазоносность.

Аннотация: В статье рассмотрены история и результаты проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ в Бухаро-Хивинском регионе Республики Узбекистан. История открытия и освоения месторождений углеводородного сырья в Бухаро-Хивинском регионе условно разделена на три временных этапа: 1953–1964, 1965–1990 и 1991–2022 гг. Представлена информация о числе месторождений и их распределении по величине запасов, типу флюидов и степени освоения, динамике и современном состоянии сырьевой базы углеводородного сырья. Доказанная промышленная продуктивность находится в стратиграфическом диапазоне от ранне-среднеюрского возраста до поздне мелового включительно. В результате проведения геолого-разведочных работ на территории Бухаро-Хивинского региона произошло перераспределение разведанных запасов углеводородов по стратиграфическим комплексам. На первом этапе основная часть как запасов, так и добычи углеводородов приходилась на меловые отложения. В настоящее время число залежей углеводородов в разрезе карбонатных отложений средне-позднеюрского возраста значительно преобладает над оставшимися стратиграфическими комплексами. Освоенность начальных суммарных ресурсов углеводородов в данном регионе превышает 50 %, но, несмотря на это, Бухаро-Хивинский регион все еще остается основным по объемам геолого-разведочных работ, добыче и приросту запасов углеводородного сырья. Сделан вывод о том, что существенные перспективные и прогнозны ресурсы в объеме, превышающем 4 млрд т усл. топлива, числящиеся на балансе Бухаро-Хивинского региона, дают основание для дальнейшего наращивания геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Для цитирования: Богданов А.Н., Хмыров П.В. Результаты проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ и освоения ресурсной базы УВ Бухаро-Хивинского региона // Геология нефти и газа. – 2024. – № 1. – С. 45–57. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-45-57.

Results of geological exploration for oil and gas and hydrocarbon resource base development in Bukhara-Khivinsky region

© 2024 | A.N. Bogdanov, P.V. Khmirov

Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Deposits, Tashkent, Republic of Uzbekistan; bogdalex7@yandex.ru; pkhmirov@gmail.com

Received 19.04.2023

Revised 30.10.2023

Accepted for publication 06.12.2023

Key words: Bukhara-Khivinsky region; field; reserves; resources; hydrocarbons; production; geological exploration; oil and gas occurrence.

Abstract: The authors discuss history and results of geological exploration for oil and gas in Bukhara-Khivinsky region (the Republic of Uzbekistan). History of hydrocarbon field discovery and development in Bukhara-Khivinsky region can be conditionally divided into three following stages: 1953–1964, 1965–1990, and 1991–2022. The authors present information on number of fields and their distribution in terms of reserves amount, fluid type, and extent of development, dynamics and the current state of hydrocarbon raw material base. The proven commercial productivity is found within the stratigraphic interval from the Early-Middle Jurassic up to and including Later Cretaceous. Geological exploration in the Bukhara-Khivinsky region resulted in redistribution of known hydrocarbon reserves between stratigraphic sequences. In the first stage, the main body of both reserves and hydrocarbon production was attributed to Cretaceous deposits. Currently, the number of hydrocarbon accumulations in Middle-Later Jurassic carbonate deposits markedly dominates over the rest of stratigraphic sequences. Degree of development of total initial hydrocarbon resources in this region exceeds 50 %, nevertheless the Bukhara-Khivinsky region remains the leading one in terms of geological exploration, production, and hydrocarbon reserves growth. The authors conclude that the considerable prospective and undiscovered resources exceeding 4 bln TOE listed on the State Balance Sheet of the Bukhara-Khivinsky region give grounds for further buildup of geological exploration for oil and gas.

For citation: Bogdanov A.N., Khmirov P.V. Results of geological exploration for oil and gas and hydrocarbon resource base development in Bukhara-Khivinsky region. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(1):45–57. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-45-57. In Russ.

Введение

Бухаро-Хивинский регион занимает юго-западную равнинную часть территории Республики Узбекистан (рис. 1). Общая площадь перспективных земель региона составляет 53,8 тыс. км². Он охватывает Бухарскую, Кашкадарьинскую, Самаркандскую и Навоийскую области.

Стратиграфическая приуроченность выявленных промышленных залежей УВ в Бухаро-Хивинском регионе находится в диапазоне от нижне-среднеюрских до верхнемеловых отложений включительно. При этом стратиграфический диапазон продуктивности на Бухарской ступени шире, чем на Чарджоуской [1]. Ловушки нефти и газа, по классификации И.О. Брода, представлены следующими типами: сводовыми, экранированными и литологически ограниченными. Залежи УВ в Бухаро-Хивинском регионе, по классификации А.А. Бакирова, представлены: классом структурного типа (группа антиклинальных и куполовидных структур простого и ненарушенного строения и группа антиклинальных и куполовидных структур, осложненных разрывной дислокацией); классом литологического типа (к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев; к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми, в том числе запечатанными асфальтом); классом рифогенного типа (к одиночным рифовым массивам; к группе (ассоциации) рифовых массивов).

В пределах Бухаро-Хивинского региона Республики Узбекистан за весь период геолого-разведочных исследований выполнен значительный объем геолого-геофизических и буровых работ, нацеленных на выявление перспективных ловушек и залежей УВ. Освоенность начальных суммарных ресурсов УВ в данном регионе превышает 50 % (рис. 2). Несмотря на это, Бухаро-Хивинский регион все еще остается основным по объемам геолого-разведочных работ, добыче и приросту запасов УВ-сырья.

Исследования, направленные на изучение геологического строения региона, проводятся с середины XIX в., а истории нефтегазопоисковых работ уже более 90 лет. Буровая изученность территории составляет около 21,7 км²/скв. [2].

По состоянию на 01.01.2023 г. в Бухаро-Хивинском регионе открыто 219 месторождений нефти и газа. Из общего их числа на Государственном балансе Республики Узбекистан числится 203 (рис. 3). Газоконденсатные месторождения Денгизкуль – Хаузак-Шады – Северный Денгизкуль – Ходжасаят, Кувачи – Алат, Ходжиказган – Учбурган, Чегаринская группа месторождений (Чегара, Западная и Восточная Чегара), Караулбазар – Сарыташ, Гирсан – Дивхона – Шимолий Гирсан, Даяхатын (Даяхатын и Чорикуль), Муродтепа – Атамурад, Северная Сузьма – Чаккакум, Кандым – Западный Ходжи – Ходжи, Аккум – Парсанкуль (всего 27) по защищенным в ЦКЗ и ГКЗ отчетам по подсчету запасов УВ объединены как 11 месторождений с аналогичными

геолого-геофизическими характеристиками, подсчетными параметрами, контурами газоносности, на основе которых составлены проекты разработки.

Из общего числа месторождений: 6 – газовые, 108 – газоконденсатные, 22 – нефтяные, 16 – нефтегазовые и 51 – нефтегазоконденсатные. Также их можно разделить по степени освоения: на разрабатываемые – 73, подготовленные к освоению – 71, разведываемые – 52, законсервированные – 7.

По величине запасов УВ-сырья эти месторождения подразделяются на: уникальные – 4, крупные – 17, средние – 22 и мелкие – 160. В тектоническом плане 46 из них выявлены на Бухарской ступени и 157 – на Чарджоуской ступени [3].

Результаты

Историю открытия и освоения месторождений УВ-сырья в Бухаро-Хивинском регионе можно условно разделить на 3 временных этапа: 1953–1964, 1965–1990 и 1991–2022 гг. Хотя первые работы рекогносцировочного и оценочно-подготовительного характера в Бухаро-Хивинском регионе начаты с 1929 г. До 1950 г. выполнялись геолого-съёмочные работы и высказывались мнения прогнозного характера о перспективах нефти и газа исследуемой территории (Н.А. Билалов, М.И. Варенцов, Н.В. Васильев, О.С. Вялов, И.П. Зубов, С.И. Ильин, П.Т. Суворов, Н.А. Швембергер и др.).

В этот же период (1937) выдвигается идея о принадлежности Западного Узбекистана к нефтеносной провинции, в пределах которой могут быть обнаружены залежи УВ промышленного значения в отложениях раннемелового и юрского возраста [4].

В 1939 г. проводилось поисково-разведочное бурение на площадях Караиз и Пролетарабад-Хаджикаб. В последующие годы (1940–1950) в основном осуществлялись оценочно-подготовительные работы. В этот период был закартирован и подготовлен к бурению ряд структур, а также завершены работы в целом по региону, в ходе которых систематизирован весь накопленный к тому времени геологический материал. Кроме того, с большой уверенностью было высказано мнение о возможностях открытия в недрах Бухаро-Хивинского региона скоплений нефти и газа. Этот прогноз подкреплялся перечнем объектов, ранжированных по степени их привлекательности в нефтегазовом отношении. К объектам первой категории были отнесены площади Газли, Ташкудук, Джаркак, Сарыташ, Сеталантепе и др. Таким образом, уже в 1949 г. сложилось твердое представление о перспективах нефтегазоносности этого региона.

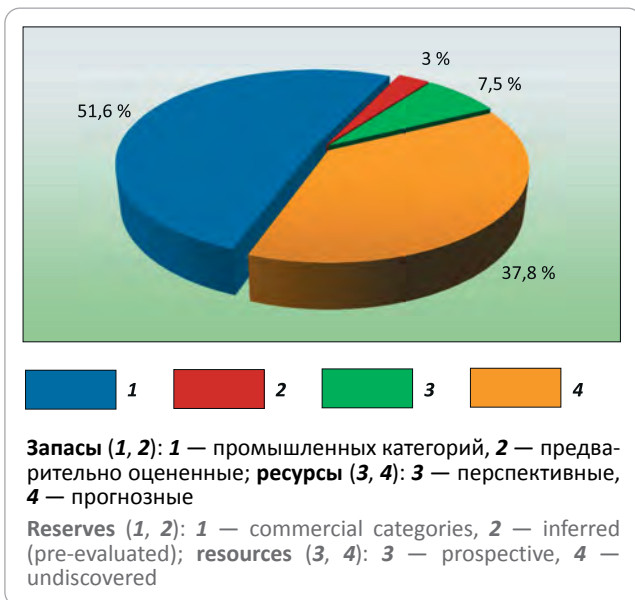
Первый этап (1953–1964)

Первое в регионе месторождение Сеталантепе открыто по результатам бурения на площади первой скважины (в январе 1953 г.), при испытании которой был получен промышленный приток газа [5]. Продуктивными на месторождении оказались XI и XII горизонты меловых, XVI и XVII горизонты юр-

Рис. 1. Схема расположения Бухаро-Хивинского региона в Республике Узбекистан
Fig. 1. Location map of the Bukhara-Khivinsky region in the Republic of Uzbekistan



Рис. 2. Освоенность начальных суммарных ресурсов Бухаро-Хивинского региона
Fig. 2. Degree of development of total initial resources of the Bukhara-Khivinsky region



ских отложений. Дебиты газа из меловых отложений достигали 218 тыс. м³/сут (XI горизонт), а из юрских отложений — 123,5 тыс. м³/сут (XVI горизонт).

В том же году в структурной скв. 1 Ташкудукской площади был получен газодляной фонтан из сенонских отложений дебитом 10 тыс. м³/сут. Открытие этих первых месторождений позволило Бухаро-Хивинскому региону перейти из категории нефтегазоперспективных в категорию газоносных, а позднее — нефтегазоносных.

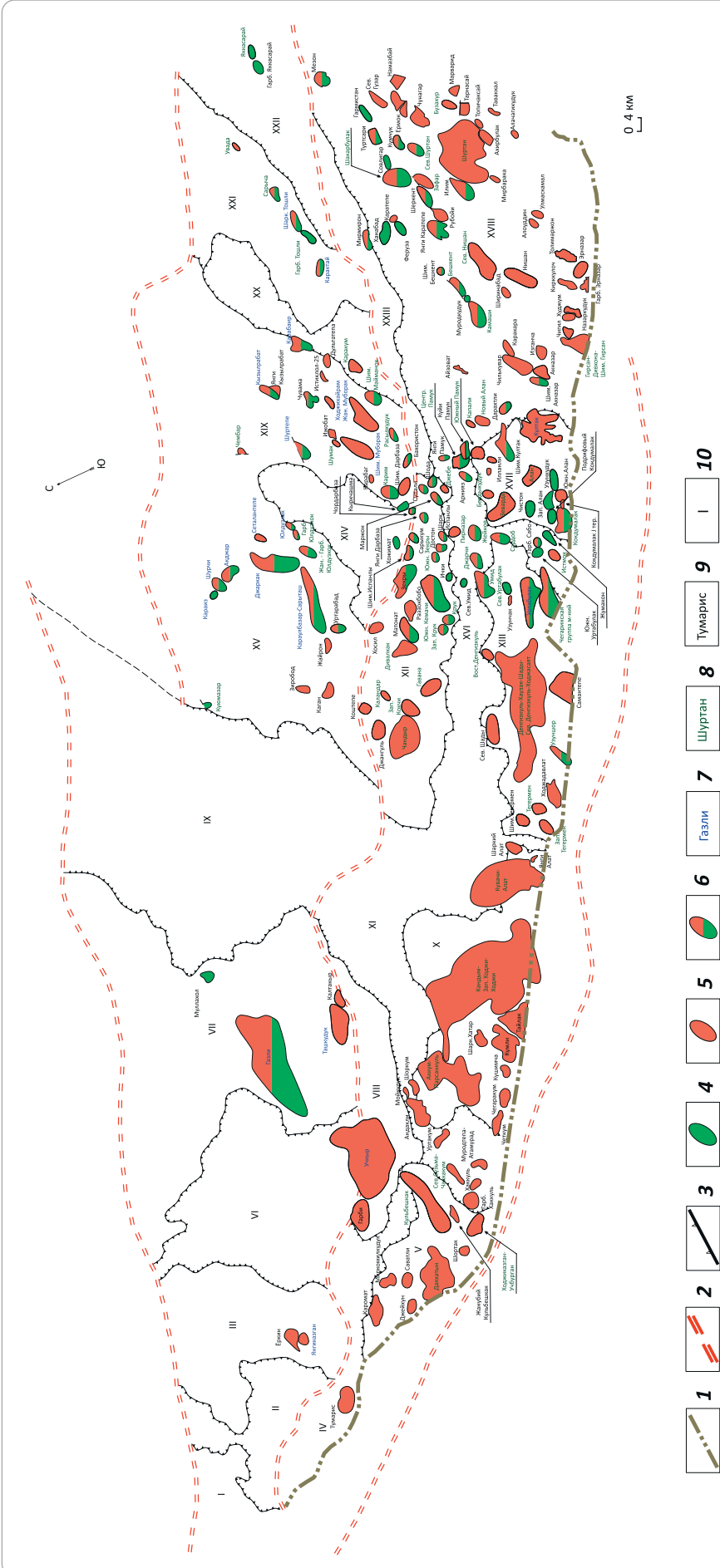
Значимым событием в истории изучения Бухаро-Хивинского региона явилось открытие в 1956 г. первого уникального по запасам газа месторождения Газли. Это событие позволило по-новому взглянуть на высокие перспективы региона, которые в дальнейшем полностью подтвердились. А ввод в 1962 г. месторождения Газли в разработку позволил нарастить добычу свободного газа по республике с 1–2 (до 1962 г.) до 9,2 млрд м³ (из которых 8,4 млрд м³, или 91,3 %, приходилось на Газли) в 1964 г. В 1965 г. в республике уже добывалось (с учетом потерь) 23,7 млрд м³ свободного газа, из которых 15,6 млрд м³ (65,8 %) приходилось на месторождение Газли. Учитывая тот факт, что из 23,7 млрд м³ извлеченного из недр свободного газа по республике потери на открытом аварийном фонтанировании скв. 11 месторождения Уртабулак составили 7 млрд м³, можно сделать вывод, что реальная добыча газа на месторождении Газли достигала 93,4 % суммарной добычи по республике. Рост газодобычи в республике явился основанием для строительства магистральных газопроводов Бухара – Урал и Средняя Азия – Центр [6].

Динамика добычи, прироста и текущих запасов УВ-сырья по трем определенным в данной статье периодам приведена на рис. 4 (первый период начинается с 1962 г. ввиду отсутствия данных за 1953–1961 гг.).

Вплоть до 1960 г. в пределах региона месторождения открывались только на Бухарской тектонической ступени. Стратиграфический диапазон продуктивности Бухарской ступени охватывает отложения позднемелового, раннемелового, среднепозднеюрского и ранне-среднеюрского возраста. Промышленную продуктивность образований па-



Рис. 3. Схема расположения месторождений УВ-сырья на основе тектонического районирования (Бухаро-Хивинский регион)
Fig. 3. Location map of HC mineral resources based on the tectonic zoning scheme (Bukhara-khivinsky region)

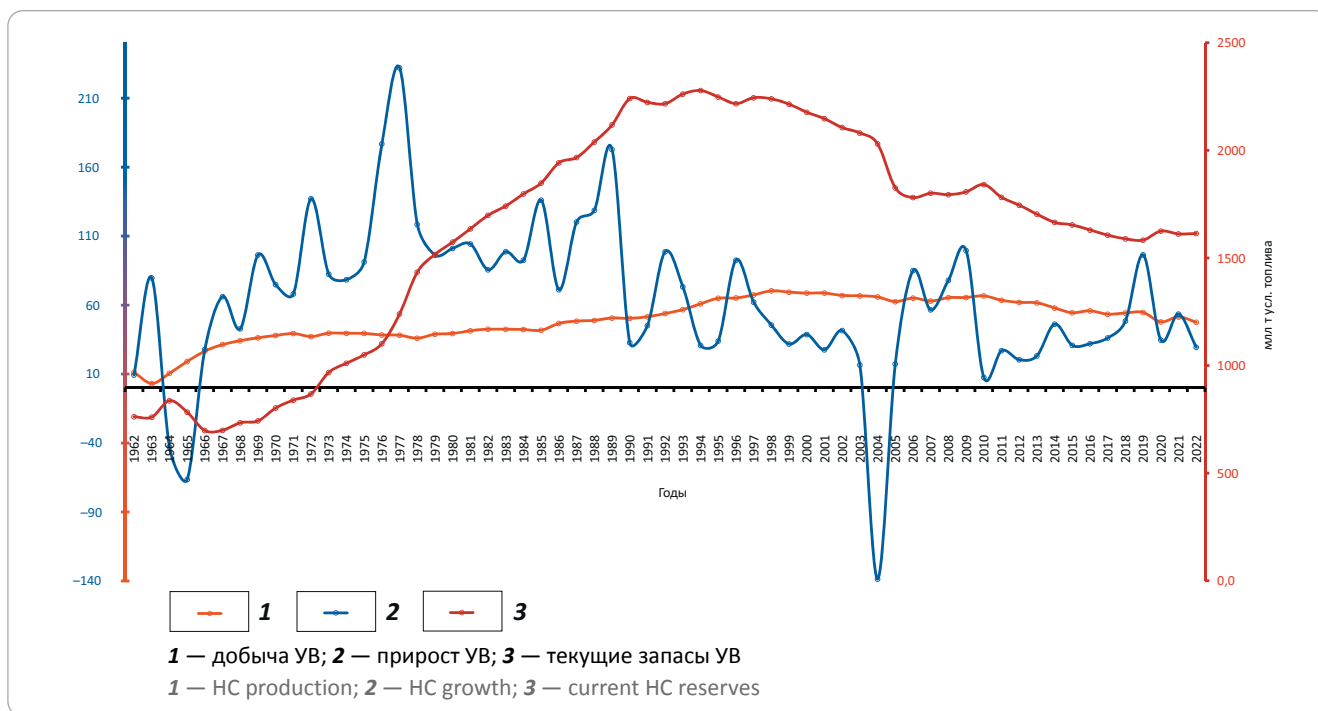


1 — государственная граница Республики Узбекистан; **2** — региональные разломы; **3** — границы тектонических элементов; **4–6** — нефтяные, **5** — газовые и газоконденсатные, **6** — нефтегазовые и нефтегазоконденсатные; **этапы открытия месторождений (7–9): 7** — I (1953–1964), **8** — II (1965–1990), **9** — III (1991–2022); **10** — тектонические элементы (I — Мешеклинское поднятие, II — Дашкалинский прогиб, III — Янгиказганское поднятие, IV — Биргуллинский прогиб, V — Кульбешак-Питнякский вал, VI — Тузкойский прогиб, VII — Газлийское поднятие, VIII — Учкыр-Кимерекский вал, IX — Рометанский прогиб, X — Каракульское поднятие, XI — Испанлы-Чандырское поднятие, XII — Денгизкульское поднятие, XIV — Ямбашинский прогиб, XV — Катанское поднятие, XVI — Култаское поднятие, XVII — Култаский прогиб, XVIII — Бешкентский макропрогиб, XIX — Мубарекское поднятие, XX — Кукдалинский прогиб, XXI — Азляртепинская зона дислокации, XXII — Кашкадарьинский предгорный прогиб, XXIII — Топилма-Хилолский вал)

1 — state border of the Republic of Uzbekistan; **2** — regional faults; **3** — boundaries of tectonic elements; **4–6** — oil, **5** — gas and condensate, **6** — oil and gas condensate; **stages of field discovery (7–9): 7** — I (1953–1964), **8** — II (1965–1990), **9** — III (1991–2022); **10** — tectonic elements (I — Meshkinsky uplift, II — Daskalinsky trough, III — Yangikazgansky uplift, IV — Birgutlinsky trough, V — Kul'beshak-Pitnyaksky swell, VI — Tuzkoisky uplift, VII — Gazliksky trough, VIII — Uchkyr-Kimeresky swell, IX — Rometansky trough, X — Karakul'sky uplift, XI — Ispanly-Chandyrsky uplift, XII — Dengizkul'sky uplift, XIV — Yambashinsky trough, XV — Kagansky uplift, XVI — Kultasky uplift, XVII — Kultasky uplift, XVIII — Beshkentsky macrotrough, XIX — Mubareksky uplift, XX — Kukdalinsky trough, XXI — Mubareksky uplift, XXII — Kashkadaryn'sky zone of dislocations, XXIII — Topilma-Khiloisky swell)

Рис. 4. Динамика добычи, прироста и текущих запасов УВ-сырья по трем периодам, млн т усл. топлива (Бухаро-Хивинский регион)

Fig. 4. History of production, growth, and current HC reserves for three periods (Bukhara-Khivinsky region), mln TOE



леозойского возраста до настоящего времени, несмотря на многочисленные нефтегазопроявления (скважины Акджар-1, Западный Гордан-1, Ходжихайрам-6, Шурчи-10, 19) и даже промышленные и непромышленные притоки УВ (в скважинах Северный Мубарек-2, 5, 11, 16, 31, Караулбазар-4, 40, 74, Сеталантепе-1, Шумак-3, Шурчи-5 (по этой скважине даже выполнен подсчет запасов по палеозойским отложениям, но от утверждения запасов УВ в ГКЗ воздержались), Восточный Ташлы-1, Кунгуртау-1), официально, а именно, в Государственном балансе полезных ископаемых, закрепить не удалось.

Первым месторождением, открытым в пределах Чарджоуской ступени, стало крупное месторождение Учкыр. Первооткрывательницей Учкырского месторождения стала скв. 2, в результате опробования которой в 1960 г. из карбонатных отложений юры были получены промышленные притоки газа с конденсатом. Была доказана промышленная продуктивность карбонатных отложений средне-позднеюрского возраста на Чарджоуской ступени.

В результате проведения геолого-разведочных работ всего за первый этап (1953–1964) было открыто 21 месторождение УВ, из которых 18 — на Бухарской тектонической ступени и 3 — на Чарджоуской (Учкыр, Култак и Уртабулак) (см. рис. 3).

Большее число месторождений на Бухарской тектонической ступени относительно Чарджоуской, в совокупности с наличием уникального по запасам месторождения Газли, позволило Бухарской ступени на конец 1964 г. занять лидирующее положение

по начальным разведанным запасам УВ-сырья. Если же не учитывать Газли, то окажется, что по величине начальных запасов свободного газа эти тектонические элементы сопоставимы (несмотря на 6-кратное превышение по числу месторождений).

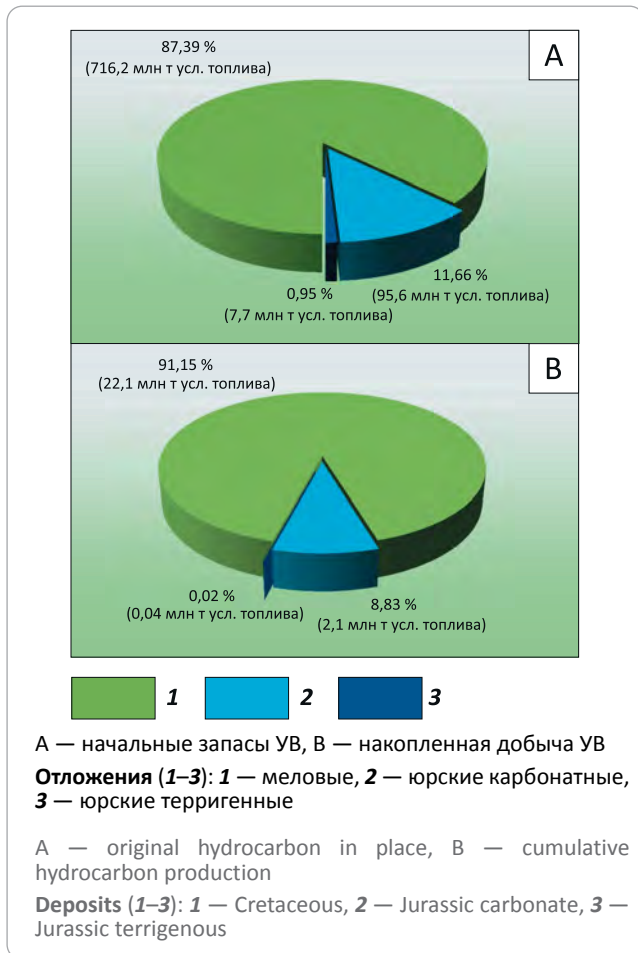
В отложениях нижнего мела в этот период числилось до 87,4 % запасов региона и 91,1 % добычи УВ-сырья. Оставшиеся запасы и накопленная добыча распределялись между юрскими карбонатными и терригенными отложениями (рис. 5).

Второй этап (1965–1990)

Необходимо отметить, что в этот период произошёл пересмотр взглядов на строение ловушек в пределах Бухаро-Хивинского региона. До конца 1960-х гг. исследователи предполагали, что все ловушки в Бухаро-Хивинском регионе являются структурными. Однако после того, как сначала на Уртабулаке, а затем и на некоторых других площадях (Южный Памук, Зеварды, Кокдумалак и др.) были установлены значительные перепады мощностей карбонатной формации, был сделан вывод о наличии ловушек рифового типа. По мнению многих исследователей (Г.С. Абдуллаев, А.А. Абидов, П.К. Азимов, М.Х. Арифджанов, П.У. Ахмедов, Т.Л. Бабаджанов, А.Г. Ибрагимов, В.Д. Ильин, А.В. Киршин, Х.Х. Миркамалов, А.Х. Нугманов, Т.И. Убайходжаев, А.Р. Ходжаев, М.Э. Эгамбердыев и др.), и с этим трудно не согласиться, упомянутая идея имеет большое практическое значение, так как в пределах рифовых массивов отмечается увеличение мощности карбонатных отложений, широкое развитие высокоемких гранулярных коллекторов,



Рис. 5. Распределение запасов и накопленной добычи I периода
Fig. 5. Distribution of reserves and cumulative production in I-st period



что и определяет локализацию в их объеме запасов УВ с высокой концентрацией на единицу объема [6].

Это привело к тому, что с начала 1970-х гг. основной объем геолого-разведочных работ стали ориентировать на карбонатные отложения юрского возраста в пределах Чарджоуской ступени. В этот период делается вывод о том, что в пределах Бухаро-Хивинского региона основные запасы нефти и газа будут сконцентрированы в карбонатных отложениях рифогенного генезиса. Для оптимизации геолого-разведочных работ, ориентированных на рифовые ловушки, разрабатываются прогнозные схемы распространения барьерно-рифовой системы.

В конце 1960-х — начале 1970-х гг. на высокие перспективы открытия залежей нефти в Западном Узбекистане указывали А.А. Бакиров [7], А.Р. Ходжаев [8].

В это же время разработаны первые схемы раздельного прогноза нефтеносности и газоносности региона (А.М. Акрамходжаев, А.Г. Бабаев, А.Н. Симоненко и др.) [9, 10]. Позднее (2004) выполненный анализ результатов геолого-разведочных работ в Бухаро-Хивинском регионе полностью подтвердил полученные в 1986 г. выводы о раздельном прогно-

зе нефте- и газоносности и выделении участков на выявление преимущественно месторождений, содержащих нефть. За период с 1987 по 2020 г. в Бухаро-Хивинском регионе открыто 52 месторождения, содержащих нефть, в наиболее перспективных поисковых районах — Уртабулак – Мубарекском и Шуртан – Шурасанском, что еще раз подтверждает правильность выбранных критериев и поисковых районов.

Второй этап характеризуется наиболее высокой эффективностью поисковых работ как по числу открытых месторождений, так и по темпу прироста запасов УВ. Так, на втором этапе (1965–1990) в пределах Бухаро-Хивинского региона было открыто 60 месторождений, из которых только 13 — на Бухарской ступени (см. рис. 3).

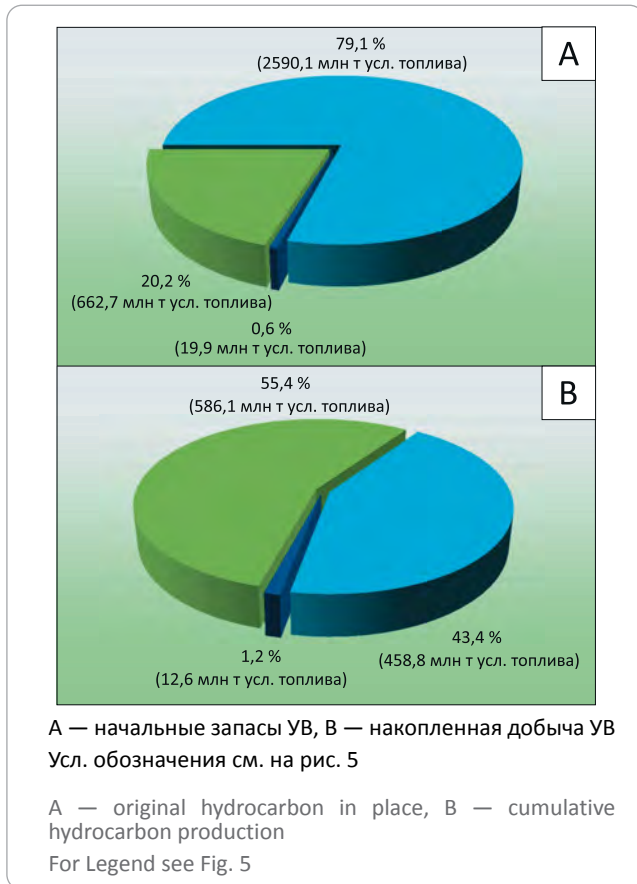
В этот период было открыто множество крупных месторождений — Алан, Денгизкуль – Северный Денгизкуль – Хаузак – Шады – Ходжасаят, Южный Кемачи, Жанубий и Шимолий Муборак, Зеварды, Южный Памук, Кандым – Западный Ходжи – Ходжи и др., некоторые из них (Шуртан, Денгизкуль – Северный Денгизкуль – Хаузак – Шады – Ходжасаят, Зеварды) в настоящее время отнесены к категории уникальных по величине запасов УВ. Открытые в этот период месторождения также содержали промышленные залежи нефти (Кокдумалак, Северный Уртабулак, Крук, Западный Крук, Южный Кемачи и др.).

В этот же период для стабилизации и наращивания добычи УВ постепенно вводились в эксплуатацию месторождения Жанубий и Шимолий Муборак, Учкыр, Уртабулак, Култак, Южный Памук, Зеварды, Алан, Шуртан, Денгизкуль – Северный Денгизкуль – Хаузак – Шады – Ходжасаят.

Открытие новых месторождений нефти и газа, в том числе крупных и уникальных, способствовало тому, что за Бухаро-Хивинским регионом уже окончательно закрепилось лидирующее положение по добыче УВ среди других нефтегазоносных регионов республики, а также дало новый импульс развития добывающей и перерабатывающей промышленности. Постепенно реализовывались планы по строительству объектов нефтегазохимии. В 1972 г. в Кашкадарьинской области запущен в эксплуатацию один из крупнейших в мире Мубарекский газоперерабатывающий завод. В 1980 г. на сырьевой базе месторождения Шуртан построен Шуртанский газоперерабатывающий завод, затем в 2001 г. — газохимический комплекс, а в 2021 г. введен в действие завод по производству синтетического жидкого топлива (GTL).

Также необходимо отметить Кандымскую группу газоконденсатных месторождений (Кандым-Западный Ходжи – Ходжи, Аккум – Парсанкуль и Кувачи – Алат). Строительство Кандымского газоперерабатывающего завода компанией «ЛУКОЙЛ» предшествовало вводу в 2018 г. в эксплуатацию месторождений Кандымской группы. Его произ-

Рис. 6. Распределение запасов и накопленной добычи II периода
Fig. 6. Distribution of reserves and cumulative production in II-nd period



водственная мощность позволяет перерабатывать 8,1 млрд м³/год сероводородсодержащего газа.

Пуск в производство этих предприятий, а также модернизация ранее построенных объектов газохимии позволило республике увеличить глубину переработки УВ-сырья и расширить перечень выпускаемой продукции.

Выявление новых месторождений, в том числе с залежами нефти (нефтегазоконденсатное месторождение Кокдумалак), позволило Узбекистану нарастить добычу жидких УВ и довести ее до 7,7 млн т в 1997 г. и 8,1 млн т в 1998 г., из которых 70 и 71 % соответственно приходилось на долю Кокдумалака. Ранее (до 1991 г.) суммарная добыча жидких УВ в республике находилась в пределах 0,5–2,5 млн т. Также на месторождении Кокдумалак впервые в республике был применен сайклинг-процесс путем закачки в пласт сухого газа для поддержания пластового давления в залежи и увеличения коэффициента конденсатоотдачи. Рост добычи жидких УВ способствовал строительству Бухарского (1997) и реконструкции Ферганского нефтеперерабатывающих заводов (2000).

По результатам проведения геолого-разведочных работ на втором этапе начальные запасы промышленных категорий Бухаро-Хивинского региона

увеличились в 4 раза. Также произошло перераспределение разведанных запасов УВ по стратиграфическим комплексам. В отложениях верхней юры уже было сосредоточено 79,1 % начальных запасов УВ, а накопленная добыча из этих отложений увеличилась и достигла 43,4 %. В структуре накопленной добычи пока все также преобладали меловые отложения (55,4 %) (рис. 6).

Третий этап (с 1991 г. по настоящее время)

Бухаро-Хивинский регион в этот период характеризуется достаточно высокой степенью геолого-геофизической и буровой изученности, следствием чего явилось открытие большого числа мелких по запасам месторождений УВ. К сожалению, в статье не приведена схема буровой и геофизической изученности на конец каждого из трех периодов ввиду того, что найти данную информацию авторам статьи не удалось.

Так, за третий этап выявлено 121 месторождение УВ, из которых 106 расположены на Чарджоуской ступени и только 15 — на Бухарской (см. рис. 3). Так как число открываемых месторождений нефти и газа напрямую зависит от объемов геолого-разведочных работ и в первую очередь глубокого бурения, можно констатировать факт, что установившаяся тенденция смещения основных объемов геолого-разведочных работ в пределы Чарджоуской ступени на втором этапе также продолжилась и на третьем этапе. И это вполне объяснимо, так как по основным показателям Чарджоуская ступень превалирует над Бухарской ступенью: число открытых месторождений — 157 против 46; доля начальных разведанных запасов УВ промышленных категорий (на 01.01.2023 г.) — 85,8 против 14,2 %; доля перспективных ресурсов (C₃) — 71,4 против 28,6 %; доля прогнозных ресурсов (D₁ + D₂) — 81,9 против 18,1 %.

Кроме того, анализ статистических данных показывает, что за весь период проведения геолого-разведочных работ на территории Бухаро-Хивинского региона выявлено около 514 залежей нефти и газа, из которых 26,7 % — в пределах Бухарской ступени и 73,3 % — в пределах Чарджоуской ступени.

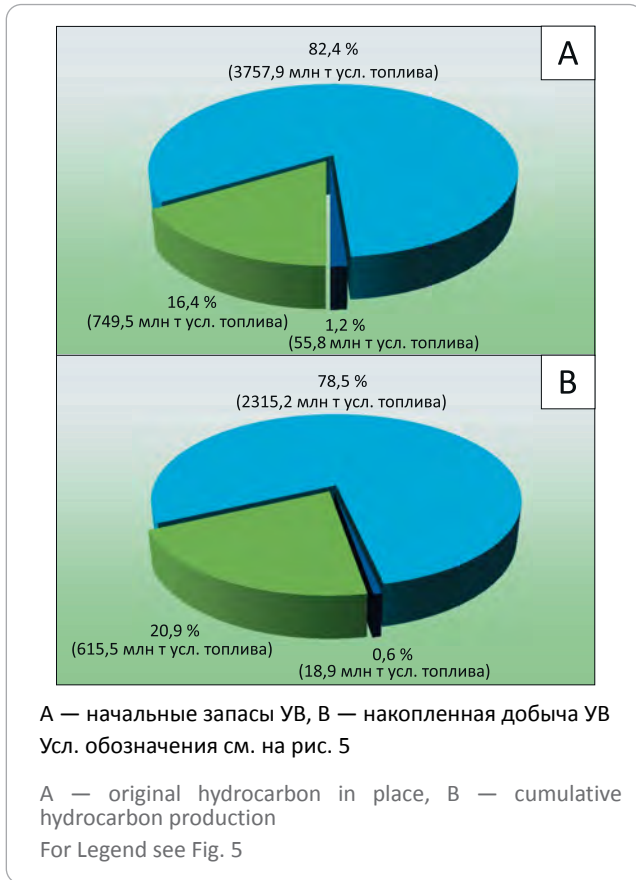
Основными стратиграфическими комплексами на Бухарской ступени, содержащими промышленные залежи УВ, являются терригенные отложения нижнего мела и терригенно-карбонатные отложения средней – верхней юры. На них приходится 48,9 и 35,8 % общего числа (137) залежей нефти и газа Бухарской ступени. Оставшиеся 15,3 % почти поровну делятся между терригенными отложениями верхнего мела и нижней – средней юры.

Совершенно другая картина наблюдается на Чарджоуской ступени. Основным стратиграфическим комплексом, содержащим подавляющее число залежей УВ, являются карбонатные отложения средне-позднеюрского возраста. На их долю приходится 86,2 % общего числа (377) залежей нефти и газа Чарджоуской ступени. На долю терригенных



Рис. 7. Распределение запасов и накопленной добычи III периода

Fig. 7. Distribution of reserves and cumulative production in III-rd period



отложений ранне-среднеюрского возраста приходится 12,2 %, а на долю терригенных отложений раннемелового возраста — оставшиеся 1,6 %. В разрезе верхнемеловых отложений на Чарджоуской ступени залежи УВ до настоящего времени не выявлены.

Это нашло свое отражение и в структуре разведанных запасов УВ. Три из четырех уникальных по запасам УВ месторождения Бухаро-Хивинского региона, с которыми связано 32,3 % всех разведанных извлекаемых запасов, размещены в карбонатных отложениях средне-позднеюрского возраста.

В целом же для Бухаро-Хивинского региона число залежей УВ в разрезе средне-позднеюрского возраста (70,9 %) преобладает над оставшимися стратиграфическими комплексами (15,8 % — в отложениях нижнего мела; 11,1 % — в нижне-среднеюрских и 2,3 % — в верхнемеловых).

Такая диспропорция связана в первую очередь с тем, что после вскрытия в пределах Бухаро-Хивинского региона высокоемких известняков рифогенного генезиса большой мощности, способных содержать значительные запасы УВ при относительно небольшой площади ловушки, основной фронт геолого-разведочных работ на нефть и газ был смещен на эти отложения в ущерб другим стратиграфическим комплексам.

В этот период в отложениях верхней юры было сосредоточено 82,4 % начальных запасов УВ, а накопленная добыча из этих отложений увеличилась и достигла 78,5 %. Оставшиеся запасы и накопленная добыча распределялись между меловыми (16,4 и 20,9 % соответственно) и юрскими терригенными отложениями (1,2 и 0,6 % соответственно) (рис. 7).

Бухаро-Хивинский регион в настоящее время является лидером среди нефтегазоносных регионов Республики Узбекистан по числу открытых месторождений, начальным разведанным запасам УВ промышленных категорий, добыче УВ-сырья.

В основе такой сложившейся ситуации лежит геологический фактор, напрямую повлиявший на распределение по республике месторождений по величине запасов УВ. По состоянию на 01.01.2023 г. в Бухаро-Хивинском регионе начальные разведанные извлекаемые запасы нефти и газа составляют 4,6 млрд т усл. топлива, из которых в 4 (2 % общего числа месторождений Бухаро-Хивинского региона) уникальных по запасам УВ месторождениях содержится 2,1 млрд т усл. топлива (45,5 % суммарных запасов УВ по региону), в 17 (8,4 % общего числа месторождений региона) крупных месторождениях — 1,7 млрд т усл. топлива (37,2 %), в 22 (10,8 % общего числа месторождений региона) средних месторождениях — 0,4 млрд т усл. топлива (8,1 %), в 160 (78,8 % общего числа месторождений региона) мелких месторождениях — 0,4 млрд т усл. топлива (9,2 %) (рис. 8). Таким образом, совокупно в крупных и средних по запасам УВ месторождениях содержится 82,8 % начальных разведанных запасов УВ-сырья Бухаро-Хивинского региона [11].

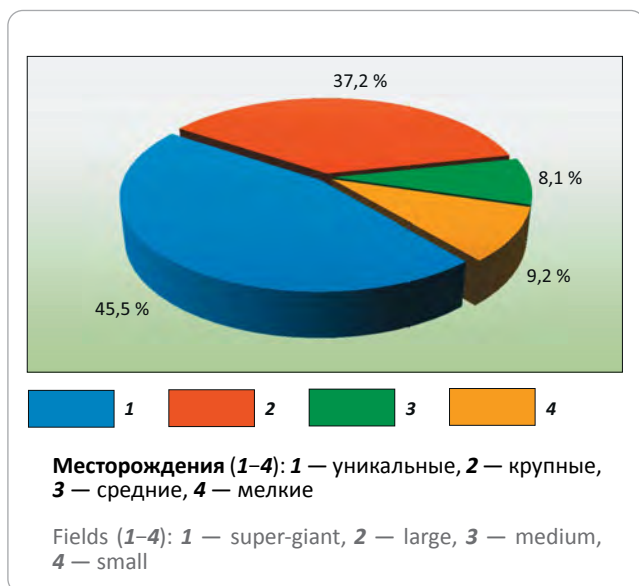
Соответственно, аналогичная картина наблюдается и в структуре накопленной добычи. На долю уникальных месторождений приходится 56,6 % суммарной накопленной добычи по Бухаро-Хивинскому региону, крупных — 35,5 %, средних — 4,6 и мелких — 3,3 % (рис. 9).

В структуре ежегодной (2022) добычи УВ наблюдается немного другая картина. Добыча из 4 уникальных месторождений составляет 34,2 % общей добычи по региону, 17 крупных месторождений — 47,5 %, 22 средних месторождений — 8,8 % и 160 мелких месторождений — 9,5 %. Такое положение дел связано с тем, что уникальные месторождения разрабатываются уже достаточно длительное время, в то время как некоторые крупные месторождения (Кандым — Западный Ходжи — Ходжи и т. д.), добыча из которых в настоящее время существенна, введены в разработку в последние 5 лет.

В целом анализ долевого участия уникальных по запасам УВ месторождений в суммарных годовых отборах УВ-сырья по Бухаро-Хивинскому региону показывает, что в начальный период (1960–1971) оно составляло 80–90 %, которое полностью приходилось на месторождение Газли. После 1971 г. наблюдается постепенное снижение (до 62 %) вплоть до 1978 г. В период 1978–1981 гг. для компенсации

Рис. 8. Распределение извлекаемых запасов УВ-сырья по месторождениям

Fig. 8. Distribution of recoverable HC resources between the fields



снижения добычи УВ по региону последовательно вводятся в промышленную разработку оставшиеся три уникальных по запасам месторождения (Зеварды, Шуртан и Денгизкуль – Хаузак – Шады – Северный Денгизкуль – Ходжасаят), что позволяет нарастить долевое участие этой группы месторождений в суммарной добыче УВ по Бухаро-Хивинскому региону до 72 % (1982) и далее до 76 % (1991). После 1991 г., наряду с постепенным истощением запасов УВ, в уникальных месторождениях наблюдается постепенное снижение долевого участия в суммарных объемах годовой добычи по региону (34,2 % в 2022 г.). И это происходит на фоне роста показателей суммарной добычи УВ в категории крупных по запасам УВ месторождений.

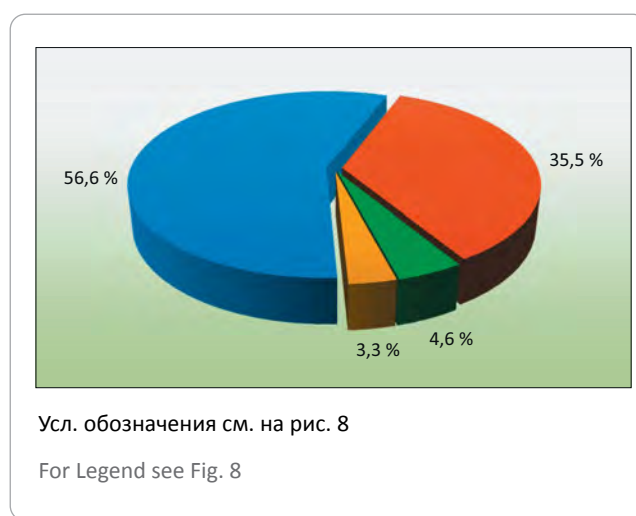
При этом обращает на себя внимание тот факт, что в настоящее время выработанность запасов УВ промышленных категорий, сосредоточенных в уникальных месторождениях, достигла 81,2 %, однако остаточные запасы в данной группе месторождений составляют 24,6 % (второе место после крупных месторождений — 40,5 %, замыкают список мелкие — 20,2 % и средние месторождения — 14,6 %) суммарных остаточных запасов промышленных категорий региона. Выработанность крупных по запасам УВ месторождений составляет 62,2 %, средних — 37 % и мелких — 23,7 %.

Остаточные запасы УВ, сконцентрированные в 4 уникальных месторождениях, составляют 392,8 млн т усл. топлива, в 17 крупных — 646,8 млн т усл. топлива, в 22 средних — 232,9 млн т усл. топлива, в 160 мелких — 322,9 млн т усл. топлива.

Кроме того, по вполне понятным причинам разработка одного уникального по запасам УВ месторождения, даже находящегося на поздней стадии эксплуатации и характеризующегося высокой

Рис. 9. Распределение накопленной добычи УВ-сырья по месторождениям

Fig. 9. Distribution of cumulative HC production between the fields



выработанностью, несомненно более эффективна, чем мелкого. Так, в 2022 г. осредненная условная добыча УВ-сырья, приходящаяся на одно реально разрабатываемое уникальное месторождение, составила 5,4 млн т усл. топлива, на одно крупное — 1,3 млн т усл. топлива, на одно среднее — 0,19 млн т усл. топлива, на одно мелкое — 0,044 млн т усл. топлива.

Естественно, истощение запасов УВ на уникальных месторождениях и, как следствие, дальнейшее снижение добычи негативно скажется на годовых показателях по региону, так как из общего фонда мелких месторождений уже более 60 % разрабатывается и ввод в разработку оставшихся на сегодняшний день около 40 % мелких месторождений, даже с учетом интенсификации добычи, не позволит полностью компенсировать снижение этого показателя по региону.

Обсуждение результатов

Перспективы нефтегазоносности терригенной формации юры разделяются практически всеми исследователями, только различные взгляды вызывают вопросы, связанные с масштабами нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Многие исследователи (Г.Х. Дикенштейн (1963), О.С. Вялов (1934), С.И. Ильин (1948), К.А. Сотириад (1968), С.Н. Нуртаев (1961)) считали, что терригенные отложения ранне-среднеюрского возраста являются нефтегазопродуцирующими [3]. В качестве аргумента приводились данные о высокой концентрации ОВ, наличии пирита и степени восстановленности битумов в образцах глинистых пород. По результатам битуминологических анализов А.К. Каримов (1966, 1974) сделал вывод о газонефтегенерационной способности юрских, а особенно терригенных отложений средней юры. Мысли о роли терригенной формации в образовании

крупных объемов УВ неоднократно высказывали И.С. Старобинец (1966), А.М. Акрамходжаев и др. (1972), Н.А. Крылов, Е.П. Васильев, П.В. Глумаков (1975). По мнению А.В. Киришина (1984), генетический потенциал терригенной формации громадный и возможен переток УВ из нее в вышележащие пористо-проницаемые породы. А.Г. Бабаев (1997) привел заключение Б. Тиссо о способности толщ, обогащенных углями, генерировать не только газ (учитывая гумусовое ОВ), но и нефть, но все же он отдавал предпочтение скромному генетическому потенциалу и одновременно акцентировал внимание на возможности открытия в них не только газовых, но и нефтяных залежей.

Меловые отложения являются одним из основных объектов на нефть и газ в Бухаро-Хивинском регионе после карбонатной формации. Перспективы нефти и газа этого комплекса пород ни у кого не вызывают сомнения. Спорным лишь является вопрос о генезисе УВ в этой толще. По этому вопросу существует две точки зрения.

Первую точку зрения о наличии самостоятельных нефтегазопроизводящих свит в меловых отложениях разделяли А.М. Акрамходжаев, А.Г. Бабаев, М.Э. Эгамбердыев, А.Н. Симоненко, А.Х. Каримов, Б.Б. Ситдииков и многие другие. При этом свои взгляды они аргументировали: а) данными геохимического изучения литологического состава меловых отложений; б) наличием крупных и даже уникальных месторождений в надсолевых меловых отложениях соседнего Туркменистана; в) насыщенностью меловых отложений Амударьинской впадины глинами с высоким содержанием ОВ, способными генерировать УВ.

Вторую точку зрения о вторичности промышленных скоплений нефти и газа в меловых отложениях разделяли и разделяют А.Х. Нугманов, Н.А. Крылов с сотрудниками и многие другие. Образование залежей в меловых отложениях связывается с перетоком УВ из юрских отложений на участках нарушения сплошности соляно-ангидритовой толщ, размывом ее или приуроченностью к разломам и зонам фациальных замещений, т. е. с теми условиями, когда соляно-ангидритовая толща теряет свойства непроницаемого экрана.

На современном этапе в меловых отложениях на Бухарской ступени открыто 30 месторождений нефти и газа, на Чарджоуской пока 3 месторождения (Учкуйр, Кувачи – Алат и Гарби).

Такой факт объясняется низкой эффективностью поисковых работ по меловым отложениям на Чарджоуской ступени. Для подтверждения приведем статистические данные по опробованию. Примерно из 4000 объектов, опробованных по всем нефтегазопроисковым комплексам, на Чарджоускую ступень по меловым отложениям приходится 184 объекта, что составляет около 4,6 % общего числа опробований.

По данным Б.Б. Ситдиикова, из 1000 скважин, пробуренных на Чарджоуской ступени, только в 70

проводилось опробование в колонне или испытателем пластов на каротажном кабеле. В разрезе меловых отложений выделяется 8 промысловых горизонтов, а испытание проводилось в 2–3 объектах по скважине.

Перспективы

Дальнейшие перспективы наращивания запасов УВ-сырья в пределах Бухаро-Хивинского региона в ближайшие годы связываются с территорией Чарджоуской ступени. Несмотря на хорошую изученность юрской карбонатной толщ, перспективы дальнейшего прироста запасов газа и нефти связываются с этим комплексом пород.

Среди приоритетных направлений геолого-разведочных работ можно выделить территории Бешкентского макропрогиба, северо-западной части Чарджоуской ступени, Кашкадарьинского прогиба, южной части Каганского поднятия.

Помимо карбонатных отложений средне-позднеюрского возраста, определенные перспективы связываются с терригенными отложениями ранне-среднеюрского возраста. В настоящее время наращиваются геофизические исследования и пересматриваются материалы ранее проведенных работ для подготовки к глубокому бурению структур с объектами поиска залежей нефти и газа в объеме нижне-среднеюрских терригенных отложений. Результатом стало открытие месторождений в этих отложениях на площадях Гарбий Хаккул, Узунчак, Андакли, Шортрак, Чордарбаза, Раззоқбобо, Карабаг и др.

Еще одним объектом для проведения геолого-разведочных работ являются терригенные отложения мелового возраста. Меловые отложения являются одним из основных объектов на нефть и газ в Бухаро-Хивинском регионе после карбонатной формации. Если же говорить о Бухарской ступени, то эти отложения занимают ведущее место и связываемые с ними перспективы нефти и газа ни у кого не вызывают сомнения.

В настоящее время перспективы меловых отложений Бухаро-Хивинского региона исследователи связывают с Чарджоуской ступенью, отмечая, что меловые отложения на Бухарской ступени изучены детально и в них открыты залежи УВ, тогда как на Чарджоуской ступени меловые отложения изучены слабо и требуют комплексного исследования. Это аргументируется тем, что разрезы Чарджоуской ступени в геологическом отношении ничем не отличаются от аналогичных разрезов соседнего Туркменистана, в которых открыты уникальные по запасам месторождения бессернистого газа (Шатлык, Даулетабад-Донмез и др.). В связи с этим Чарджоускую ступень необходимо рассматривать как важный объект дальнейших поисковых работ на нефть и газ.

Кроме того, высокие перспективы связываются с образованиями палеозойского возраста, по ко-

торым оценены прогнозные ресурсы УВ в объеме 1,8 млрд т усл. топлива. Изучение перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса пород является для Республики Узбекистан одним из актуальнейших направлений. Ранее доюрские образования Бухаро-Хивинского региона не рассматривались в качестве продуктивной толщи, так как многие исследователи придерживались в основном органической гипотезы происхождения и считали, что все месторождения приурочены к платформенным осадочным отложениям.

В настоящее время, когда появилась многочисленная информация об открытии месторождений в породах различного генезиса и возраста: метаморфизованно-осадочных, метаморфических, магматических, включая и интрузивные и эффузивные образования, развернулись исследования по определению перспективности пород фундамента и поисково-разведочные работы.

Проблема перспектив нефтегазоносности пород доюрского (палеозойского) комплекса Бухаро-Хивинского региона стала рассматриваться еще в начале 1930-х гг., что объяснялось нахождением в палеозойских породах горных обрамлений этого региона многочисленных нефтегазопроявлений, известных по публикациям Г.С. Чикрызова (1931), С.Н. Симакова и Н.А. Швембергера (1934), И.М. Губкина (1934), О.С. Вялова (1945), Н.П. Туаева (1948), Л.М. Обути (1957) и многих других. Но господствующая в то время гипотеза органического происхождения УВ являлась психологическим барьером для проведения поисков залежей УВ в палеозойских образованиях, являющихся в рассматриваемом регионе породами фундамента.

Только с 1980-х гг. на территории Бухаро-Хивинского региона начались исследования, направленные на изучение доюрских образований для определения их перспектив нефтегазоносности [12].

В настоящее время в Бухаро-Хивинском регионе целенаправленно проводятся геолого-разведочные работы на палеозойские образования фундамента для изучения их внутренней структуры и выявления объектов для скопления УВ.

Вопросы выработанности запасов УВ-сырья Бухаро-Хивинского региона с позиции, набирающей популярность во всем мире концепции возобновляемости запасов нефти и газа, носят дискуссионный характер. Открытие феномена возобновляемости запасов нефти и газа в разрабатываемых месторождениях имеет огромное значение, переоценить которое достаточно сложно. С этой позиции месторождения УВ-сырья напоминают постоянно восполняющиеся «колодцы» УВ, за которыми надо бережно ухаживать, чистить, ремонтировать и, главное, не вычерпывать их до дна и не уничтожать.

Примеров таких месторождений в мире уже достаточно много. Одним из них является Шебелинское газоконденсатное месторождение — крупнейшее в Украине. В начале 2000-х гг. заведующий

лабораторией Института проблем нефти и газа РАН доктор технических наук С.Н. Закиров оценил темп восполнения запасов этого месторождения и дал рекомендации не выкачивать из месторождения больше газа, чем восполняется. В результате в течение 15 лет месторождение четко выдает ежегодно 2,5 млрд м³ [13].

Также примером может служить месторождение Teapot Dome Oilfield (США), где нефть была обнаружена уже более 100 лет назад. Первые данные о потенциале этого месторождения появились в 1886 г. [5]. Только с мая 1922 г. началась промышленная разработка. Максимальный дебит из 84 эксплуатационных скважин был получен в октябре 1923 г. — 4460 баррелей нефти в день. В 1928 г. добыча упала до 730 баррелей в день, и в 1929 г. эксплуатация месторождения была полностью остановлена. На протяжении 47 лет месторождение не эксплуатировалось. В 1977 г. месторождение было снова запущено в эксплуатацию. Максимальный дебит был отмечен в 1980 г. — 4400 баррелей в день, т. е. достиг первоначального максимума 1923 г. По всем геологическим прогнозам, основные запасы должны были быть выбраны в течение 6–9 лет. Однако месторождение эксплуатировалось вплоть до 2011 г., когда, ввиду существенного снижения дебита, было остановлено нерентабельное производство. Позднее месторождение было продано частной компании и в настоящее время возобновлена эксплуатация данного месторождения с дебитом до 300 баррелей/сут [14].

Подобные примеры наблюдались и на других месторождениях: EugeneIsland Block-330, Cascade Oil и др. (США); Ачису, Гаши и др. (Республика Дагестан); Учкызыл, Янгиказган (Республика Узбекистан).

В 1935 г. в Сурхандарьинской области открыто нефтяное месторождение Учкызыл, на котором добывалась нефть вплоть до 1947 г., когда в связи с полным истощением и фактической обводненностью месторождение было ликвидировано и снято с баланса республики. Однако через короткий период после ликвидации скважин на месторождении стал происходить самопроизвольный излив нефти, который продолжался до 2000 г. В 2000 г. месторождение повторно введено в эксплуатацию, которая продолжается по настоящее время.

Еще одним примером является месторождение Янгиказган, открытое в Бухаро-Хивинском регионе в 1963 г. и введенное в эксплуатацию в 1973 г. Впервые подсчитанные запасы свободного газа в 1983 г. прошли экспертизу ГКЗ СССР и утверждены в объеме 1568 млн м³. Однако по результатам эксплуатации месторождения они не один раз пересчитывались и всегда в сторону увеличения. В настоящее время начальные запасы свободного газа составляют 16 641 млн м³, а накопленная добыча — 11 370 млн м³. При этом продолжает осуществляться активная эксплуатация месторождения.

Выводы

Бухаро-Хивинский регион характеризуется достаточно высокой степенью изученности, что позволяет сделать обоснованный вывод о малой вероятности открытия здесь (особенно в разрезе основного стратиграфического комплекса пород для поиска залежей нефти и газа — карбонатных отложений юрского возраста) уникальных и крупных по запасам УВ месторождений.

Вместе с тем стратиграфический разрез региона изучен неравномерно: от высокой степени изученности — карбонатные отложения средне-позднеюрского возраста до низкой степени изученности — терригенные отложения раннеме-

лового и ранне-среднеюрского возраста, а также практически неизученные — образования палеозойского возраста.

Открытие уникальных и даже крупных по запасам УВ залежей в разрезе терригенных отложений раннемелового и ранне-среднеюрского возраста, ввиду особенностей геологического строения и условий залегания представляется маловероятным.

Однако это не повод для пессимизма, так как на балансе Бухаро-Хивинского региона числятся перспективные и прогнозные ресурсы в объеме, превышающем 4 млрд т усл. топлива, что дает основание для дальнейшего наращивания геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Литература

1. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К.* Месторождения нефти и газа Республики Узбекистан. — Ташкент : Zamin Nashr, 2019. — 820 с.
2. *Абдуллаев Г.С.* Перспективы развития геолого-разведочных работ на нефть и газ и наращивания запасов УВ-сырья на территории Республики Узбекистан // *Узбекский журнал нефти и газа. Специальный выпуск.* — 2016. — С. 35–39.
3. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К., Мухутдинов Н.У., Каршиев О.А., Хайитов Н.Ш., Хмыров П.В., Абдураимов М.Х., Тухтаев Р.Р.* Нефтяные и газовые месторождения Бухаро-Хивинского региона. — Ташкент : Изд-во «Fan ziyosi», 2022. — 594 с.
4. *Ильин С.И.* Равнинные пространства юго-западного Узбекистана // *Геология УзССР. Т.2 : сб. науч. тр.* — М.—Л. : ОНТИ НКТП, 1937. — 127 с.
5. *Богданов А.Н.* Изученность территории Бухаро-Хивинского региона как фактор, влияющий на эффективность подготовки объектов // *Узбекский журнал нефти и газа.* — 2013. — № 3. — С. 25–28.
6. *Богданов А.Н., Хмыров П.В.* Динамика развития сырьевой базы УВ Бухаро-Хивинского региона [Электронный ресурс] // *Нефтегазовая геология. Теория и практика.* — 2021. — Т. 16. — № 4. — http://www.ngtp.ru/rub/2021/33_2021.html. (дата обращения 08.02.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/33_2021.
7. *Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С. и др.* Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. — М. : Высшая школа, 1968. — 468 с.
8. *Бабаев А.Г., Бабаев Г.А., Арнауттов Е.И. и др.* Нефтеносность мезозойских отложений Западного Узбекистана. — Ташкент : Фан, 1977. — 176 с.
9. *Бабаев А.Г.* О направленном поиске скоплений нефти в Западном Узбекистане и о факторах, влияющих на фазовый состав УВ флюидов в недрах // *Узбекский геологический журнал.* — 1970. — № 4. — С. 29–34.
10. *Бабаев А.Г.* Принципы и методы анализа продуктивности недр применительно к задаче раздельного прогноза нефтеносности и газоносности перспективных зон // *Проблемы геологии нефтяных и газовых месторождений Узбекистана : сб. науч. тр.* — Ташкент : Мингео УзССР, 1988. — С. 4–34.
11. *Богданов А.Н.* Современное состояние и структура УВ базы Республики Узбекистан [Электронный ресурс] // *Нефтяная провинция.* — 2019. — Т. 20. — № 4. — С. 36–48. — Режим доступа: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_aad1b897fc914c91be15b915fedf9442.pdf. (дата обращения 08.02.2023) DOI: 10.25689/NP.2019.4.36-48.
12. *Эйдельмант Н.К., Солопов Г.С., Амбарцумянц Б.А., Вишнякова С.В., Богданов А.Н., Рубо В.В., Гафуров Т.А.* Изученность разрезов доюрского комплекса в Бухаро-Хивинском нефтегазоносном регионе в связи с их возможной нефтегазовой продуктивностью // *Узбекский журнал нефти и газа.* — 1999. — № 1. — С. 10–12.
13. *Соколов Б.А., Гусева А.Н.* Месторождения нефти и газа не клады, а неиссякаемые источники [Электронный ресурс] // *IA Regnum.* — Режим доступа: <https://regnum.ru/news/economy/2296051.html> (дата обращения 12.02.2023).
14. *Серебряков В.А.* Восполнение месторождений УВ — объективная реальность [Электронный ресурс] // *IA Regnum.* — Режим доступа: <https://regnum.ru/news/innovatio/2961346.html> (дата обращения 12.02.2023).

References

1. *Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eidel'nant N.K.* Mestorozhdeniya nefti i gaza Respubliki Uzbekistan [Oil and gas fields of the Republic of Uzbekistan]. Tashkent: Zamin Nashr; 2019. 820 p. In Russ.
2. *Abdullaev G.S.* Perspektivy razvitiya geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz i narashchivaniya zapasov uglevodorodnogo syr'ya na territorii Respubliki Uzbekistan [Prospects for the development of geological exploration for oil and gas and increasing reserves of hydrocarbon raw materials in the territory of the Republic of Uzbekistan]. *Uzbekskii zhurnal nefti i gaza. Spetsial'nyi vypusk.* 2016. pp. 35–39. In Russ.
3. *Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eidel'nant N.K., Mukhutdinov N.U., Karshiev O.A., Khaitov N.Sh., Khmyrov P.V., Abduraimov M.Kh., Tukhtaev R.R.* Neftyanie i gazovye mestorozhdeniya Bukhara-Khivinskogo regiona [Oil and gas fields of the Bukhara-Khiva region]. Tashkent: Izd. "Fan ziyosi"; 2022. 594 p. In Russ.
4. *Il'in S.I.* Ravninnye prostranstva yugo-zapadnogo Uzbekistana [Plain areas of southwestern Uzbekistan]. In: *Geologiya UzSSR. V.2.* Moscow-Leningrad : ONTI NKTP; 1937. 127 p. In Russ.

5. Bogdanov A.N. Izuchennost' territorii Bukhara-Khivinskogo regiona kak faktor, vliyayushchii na effektivnost' podgotovki ob'ektov [Exploration of the Bukhara-Khiva region territory as a factor influencing the efficiency of site preparation]. *Uzbekskii zhurnal nefti i gaza*. 2013;(3):25–28. In Russ.
6. Bogdanov A.N., Khmyrov P.V. Development dynamics of the hydrocarbons resources base Bukhara-Khiva region. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2021;16(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2021/33_2021.html. (accessed 08.02.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/33_2021. In Russ.
7. Bakirov A.A., Bakirov E.A., Melik-Pashaev V.S. et al. Teoreticheskie osnovy i metody poiskov i razvedki skoplenii nefti i gaza [Theoretical foundations and methods of prospecting and exploration of oil and gas accumulations]. Moscow : Vysshaya shkola, 1968. 468 p. In Russ.
8. Babaev A.G., Babaev G.A., Arnavot E.I. et al. Neftenosnost' mezozoiskikh otlozhenii Zapadnogo Uzbekistana [Oil content of Mesozoic deposits of Western Uzbekistan]. Tashkent : Fan, 1977. 176 p. In Russ.
9. Babaev A.G. O napravlenom poiske skoplenii nefti v Zapadnom Uzbekistane i o faktorakh, vliyayushchikh na fazovyi sostav uglevodorodnykh flyuidov v nedrakh [On the targeted search for oil accumulations in Western Uzbekistan and on the factors affecting the phase composition of hydrocarbon fluids in the subsoil]. *Uzbekskii geologicheskii zhurnal*. 1970;(4):29–34. In Russ.
10. Babaev A.G. Printsipy i metody analiza produktivnosti nedr primenitel'no k zadache razdel'nogo prognoza neftenosnosti i gazonosnosti perspektivnykh zon [Principles and methods of analyzing subsoil productivity in relation to the problem of separate forecasting of oil and gas content in promising zones]. Problemy geologii neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii Uzbekistana : sb. nauch. tr. Tashkent : Mingeo UzSSR, 1988, pp. 4–34. In Russ.
11. Bogdanov A.N. Current state and structure of hydrocarbon reserve base in Uzbekistan. *Neftyanaya provintsiya*. 2019;20(4):36–48. – Available at: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_aad1b897fc914c91be15b915fed9442.pdf. (accessed 08.02.2023) DOI: 10.25689/NP.2019.4.36-48. In Russ.
12. Eidel'nant N.K., Solopov G.S., Ambartsumyants B.A., Vishnyakova S.V., Bogdanov A.N., Rubo V.V., Gafurov T.A. Izuchennost' razrezov doyurskogo kompleksa v Bukhara-Khivinskom neftegazonosnom regione v svyazi s ikh vozmozhnoi neftegazovoi produktivnost'yu [Study of sections of the pre-Jurassic complex in the Bukhara-Khiva oil and gas region in connection with their possible oil and gas productivity]. *Uzbekskii zhurnal nefti i gaza*. 1999;(1):10–12. In Russ.
13. Sokolov B.A., Guseva A.N. Mestorozhdeniya nefti i gaza ne klady, a neissyakaemye istochniki [Oil and gas fields are not treasures, but inexhaustible sources]. *IA Regnum*. Available at: <https://regnum.ru/news/economy/2296051.html> (accessed). In Russ.
14. Serebryakov V.A. Vospolnenie mestorozhdenii uglevodorodov — ob'ektivnaya real'nost' [Replenishment of hydrocarbon deposits is an objective reality]. *IA Regnum*. Available at: <https://regnum.ru/news/innovatio/2961346.html> (accessed). In Russ.

Информация об авторах

Богданов Александр Николаевич

доктор геолого-минералогических наук,
заведующий лабораторией
ГУ «Институт геологии и разведки
нефтяных и газовых месторождений»,
100164 Республика Узбекистан, Ташкент, ул. Олимлар, д. 64
e-mail: bogdalex7@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-5961-0247
ResearcherID: T-4872-2017
SPIN: 2124-0094

Хмыров Павел Викторович

младший научный сотрудник
ГУ «Институт геологии и разведки
нефтяных и газовых месторождений»,
100164 Республика Узбекистан, Ташкент, ул. Олимлар, д. 64
e-mail: pkhmirov@gmail.com
ORCID ID: 0009-0000-3149-5040
ResearcherID: HTR-1937-2023
SPIN: 9262-4910

Information about authors

Aleksandr N. Bogdanov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
Institute of Geology and Exploration
of Oil and Gas Deposits,
64, ul. Olimlar, Tashkent, 100164, Uzbekistan
e-mail: bogdalex7@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-5961-0247
ResearcherID: T-4872-2017
SPIN: 2124-0094

Pavel V. Khmirov

Junior Researcher
Institute of Geology and Exploration
of Oil and Gas Deposits,
64, ul. Olimlar, Tashkent, 100164, Uzbekistan
e-mail: pkhmirov@gmail.com
ORCID ID: 0009-0000-3149-5040
ResearcherID: HTR-1937-2023
SPIN: 9262-4910

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



8-Я НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО РАЗВЕДКЕ НЕДР

ТЮМЕНЬ 2024

Актуальные тренды технологического и операционного развития
нефтегазовой отрасли

23–27 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. | ТЮМЕНЬ | РОССИЯ

**ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ -
15 ИЮНЯ 2024 Г.**

УДК 550.8

DOI 10.47148/0016-7894-2024-1-59-71

Строение и перспективы нижнемелового клиноформного комплекса западной окраины Западно-Сибирской провинции

© 2024 г. | О.А. Важенина, Е.А. Кляшторная, С.Ф. Кулагина, А.В. Тригуб

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия; VazheninaOA@zsnigg.ru; KlyashtornayaEA@zsnigg.ru; KulaginaSF@zsnigg.ru; TrigubAV@zsnigg.ru

Поступила 21.08.2023 г.

Доработана 29.08.2023 г.

Принята к печати 01.09.2023 г.

Ключевые слова: дельтовый конус; зона; интервал; клиноформа; материал; неокомский комплекс; объект; перспективы; песчаная линза; особенность; разрез; фация.

Аннотация: В рамках современных тенденций все чаще и чаще обсуждается необходимость планомерного исследования слабоизученных территорий в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции для наращивания ресурсной базы и как следствие открытия новых месторождений углеводородного сырья. Учитывая, что за прошедшие четверть века накоплен гигантский объем геолого-геофизического материала, его обобщение, анализ и осмысление на современном информационном и технологическом уровнях могут способствовать началу нового этапа в освоении Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Прежде всего, это касается периферийных зон бассейна, пропущенных интервалов и объектов со сложным геологическим строением (доюрский, юрский, неокомский, сенонский комплексы), изучение которых становится стратегически важным аспектом для наращивания минерально-сырьевой базы страны. В данной статье основной фокус направлен на перспективы западной окраины провинции, которая характеризуется наличием нефтегазоносных и потенциально перспективных в плане нефтегазоносности интервалов неокомского комплекса.

Для цитирования: Важенина О.А., Кляшторная Е.А., Кулагина С.Ф., Тригуб А.В. Строение и перспективы нижнемелового клиноформного комплекса западной окраины Западно-Сибирской провинции // Геология нефти и газа. – 2024. – № 1. – С. 59–71. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-59-71.

Western margin of West Siberian Province: structure and petroleum potential of Lower Cretaceous clinoform sequence

© 2024 | О.А. Vazhenina, Е.А. Klyashtornaya, S.F. Kulagina, A.V. Trigub

ZapSibNIIGG, Tyumen, Russia; VazheninaOA@zsnigg.ru; KlyashtornayaEA@zsnigg.ru; KulaginaSF@zsnigg.ru; TrigubAV@zsnigg.ru

Received 21.08.2023

Revised 29.08.2023

Accepted for publication 01.09.2023

Key words: delta fan; zone; interval; clinoform; material; Neocomian sequence; object; petroleum potential; sand lens; feature; cross-section; facies.

Abstract: There is a growing discussion of the need for systematic study of underexplored areas within the West Siberian Petroleum Province with the purpose of increasing the resource base and, as a consequence, the discovery of new hydrocarbon deposits. Considering the huge amount of geological and geophysical data acquired over the past quarter century, its synthesis, analysis, and interpretation at the modern information and technological levels can be useful for beginning of a new stage in the West Siberian Petroleum Province development. Above all, this includes the marginal zones of the basin, overlooked or missing intervals and objects having complicated structure (pre-Jurassic, Jurassic, Neocomian, Senonian series). Their investigation becomes a strategically important factor in increasing the mineral resource base of the country. The main focus of this work is a petroleum potential of western margin of the province, which is characterised by the presence of oil and gas bearing and promising in terms of oil and gas content intervals of Neocomian series.

For citation: Vazhenina O.A., Klyashtornaya E.A., Kulagina S.F., Trigub A.V. Western margin of West Siberian Province: structure and petroleum potential of Lower Cretaceous clinoform sequence. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(1):59–71. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-59-71. In Russ.

Введение

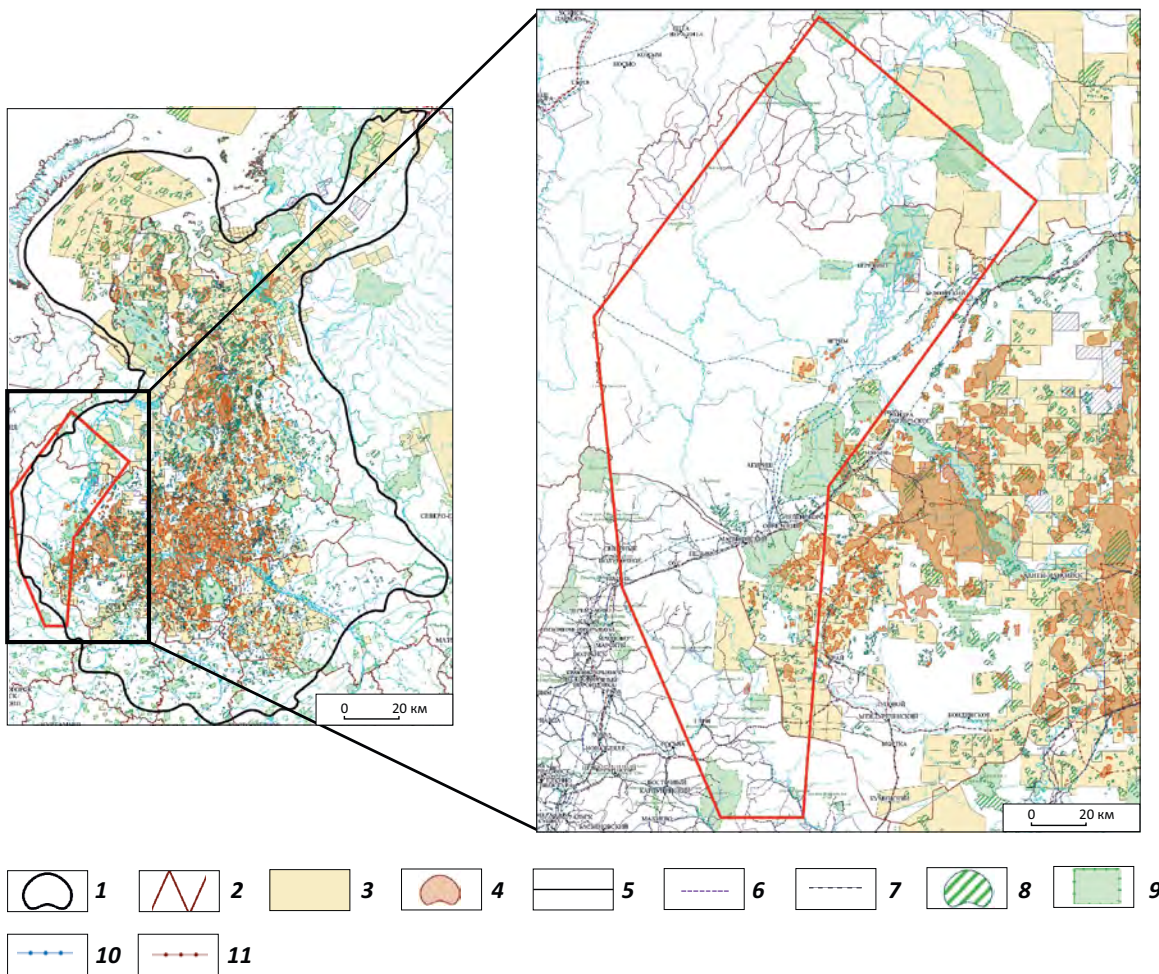
Приуральская зона в административном отношении расположена в Уральском федеральном округе, на западе Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов и северо-востоке Свердловской области. С точки зрения нефтегазо-геологического районирования зона охватывает территории Иусского и Березовского нефтегазонос-

ных районов Восточно-Уральской нефтегазоносной области и Приуральской перспективной нефтегазоносной области (рис. 1). В рамках структурно-тектонического районирования изучаемая зона находится в пределах Восточно-Уральского мегаблока и захватывает такие крупные структурные элементы, как Ляпинский мегапрогиб, Висимский мегавал на западе, Березовскую моноклираль на



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Схема расположения района исследований
Fig. 1. Location map of the study area



Границы (1, 2): 1 — Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, 2 — административные; 3 — лицензионные участки; 4 — месторождения УВ; **дороги (5–7):** 5 — автодороги с твердым покрытием, 6 — грунтовые, 7 — железные; 8 — ловушки категории D_0 , числящиеся на Государственном балансе на 01.01.2022 г.; 9 — заказники, заповедники, памятники природы и т. п.; 10 — газопроводы; 11 — нефтепроводы

Boundaries (1, 2): 1 — West Siberian Petroleum Province, 2 — administrative; 3 — license areas; 4 — HC fields; roads (5–7): 5 — paved roads, 6 — unpaved roads, 7 — railroads; 8 — traps with D_0 Category reserves listed in the State Register of Mineral Reserves as on 01.01.2022; 9 — wildlife areas, sanctuaries, natural monuments, etc.; 10 — gas pipelines; 11 — oil pipelines

востоке, Чуэльский выступ на севере, Лозьвинскую и Сосьвинскую мегаложбины, Пелымский, Южно-Иусский, Тавдинский мегавыступы на юге. Все тектонические элементы в рамках Уральского блока имеют строгую ориентировку с юго-запада на северо-восток, крупные отрицательные элементы (потенциальные зоны генерации УВ) чередуются с крупными положительными структурами (потенциальными зонами аккумуляции УВ), что является благоприятным признаком для образования крупных ловушек структурного типа. Кроме того, вдоль всего Урала протягивается крупная отрицательная структура — Северо-Сосьвинский грабен.

Изучение данной территории — достаточно сложная задача ввиду специфического способа заложения поисковых скважин на первом этапе ис-

следования провинции, обусловленного в первую очередь близостью транспортных речных артерий, а не геологической целесообразностью. Основной фонд поисковых скважин пробурен преимущественно в 1950–1980-х гг. со стандартным комплексом ГИС. Имеется большое число неглубоких скважин структурно-поискового и профильного бурения вдоль крупных водотоков. Объекты испытывались преимущественно КИИ, по этой причине возникает множество неопределенностей в первичных геолого-геофизических данных. Относительно изученности сейсморазведкой отметим, что район исследований покрыт сетью региональных профилей, часть из которых была отработана за последние 15 лет в за счет средств федерального бюджета. Основная часть зоны изучена методом однократных отраженных волн в 1950–1970-х гг., первичные

материалы по которым имеются лишь в виде карт изохрон, при этом общая плотность сейсмических профилей в среднем составляет 0,13 пог. км/км².

Основные черты строения и перспективы неокомского нефтегазоносного комплекса

Авторы статьи для установления особенностей строения и перспектив неокомского нефтегазоносного комплекса использовали огромный массив архивных материалов, относящихся преимущественно к 1950–1990-м гг. и требующих дальнейшего геологического осмысления. В ходе исследований комплексно проанализированы материалы около 400 скважин (описание керн, фильтрационно-емкостные свойства, определенные в лабораторных условиях, данные по испытаниям, биостратиграфические определения и т. д.), использованы материалы сейсморазведки (региональные профили — 6860 пог. км, площадные профили — 47 608 пог. км), необходимые для корреляции маркирующих горизонтов неокомского нефтегазоносного комплекса.

В рамках Приуральской зоны отложения берриасского, валанжинского, готеривского, барремского и раннеаптского возраста приурочены к так называемым западным клиноформам, которые считаются преимущественно заглинизированными (основываясь на фроловском типе разреза) и не представляющими особого интереса как нефтегазоперспективный объект ввиду дефицита песчаного материала. Это привело к тому, что данным отложениям было уделено недостаточно внимания с точки зрения изучения особенностей их геологического строения по сравнению с клиноформами западного падения. В связи с тенденциями поиска новых объектов, способных значительно прирастить ресурсную базу, а также с появлением новых фактических данных и обобщением архивных материалов возникла необходимость обратить на них пристальное внимание и по-новому оценить их перспективы. Стоит отметить, что весомый вклад в районирование верхнеюрско-нижнемеловых отложений, а также изучение особенностей геологического строения и перспектив нефтегазоносности западных клиноформ внесли А.Г. Мухер, О.С. Гутник, Д.Е. Заграновская, В.А. Савенко, Н.М. Белкин, М.А. Фомин и ряд других исследователей [1–6].

Формирование отложений неокомского комплекса связано с колебаниями уровня моря, вызванного тектоническими движениями и изменением уровня Мирового океана. Наличие глубоководного морского бассейна и высоких темпов лавинной терригенной седиментации в нем привело к накоплению в раннемеловое время на территории Западной Сибири косослоистой толщи, которая отчетливо фиксируется на сейсмических профилях наклонными отражающими границами. Основным источником сноса осадочного материала при лавинной седиментации с востока служили трапповые плато Средне-Сибирской возвышенности. К концу готерива – началу баррема свою роль в качестве источ-

ников терригенного материала сыграло западное обрамление бассейна — Уральские горы. Области стыковки восточных и западных клиноформ отвечает осевая часть неокомского седиментационного бассейна, которая отчетливо выделяется на сейсмических разрезах в волновом поле (рис. 2, 3). В ходе работ авторами статьи было уточнено положение осевой части палеобассейна, ранее выделенной рядом исследователей¹ [4, 7]. Данная зона протягивается субмеридионально с северо-востока на юго-запад вдоль Западно-Ярудейской мегавпадины, Помутской мегатеррасы, западного борта Вынглорской котловины, Верхнеляминского вала, восточных бортов Ем-Еговской вершины и Талинской террасы, Согомской моноклинали, Шугурской мегатеррасы, западного борта Бортовой моноклинали.

Близость изучаемого района к обрамлению Западно-Сибирской провинции предопределила сокращенные толщины осадочных образований мезозой-кайнозойского чехла и резкую дифференциацию условий их формирования. В результате отмечаются сложные переходы различных типов разреза, выпадение из разреза большей части юрских отложений, а в ряде случаев и нижнемеловых отложений, особенно в приуральской части. На породах фундамента и коры выветривания залегают разновозрастные отложения тюменской свиты, вогулкинской толщи, а в наиболее приподнятых участках — песчаные и глинистые отложения хараоимской и улансынской свит [1].

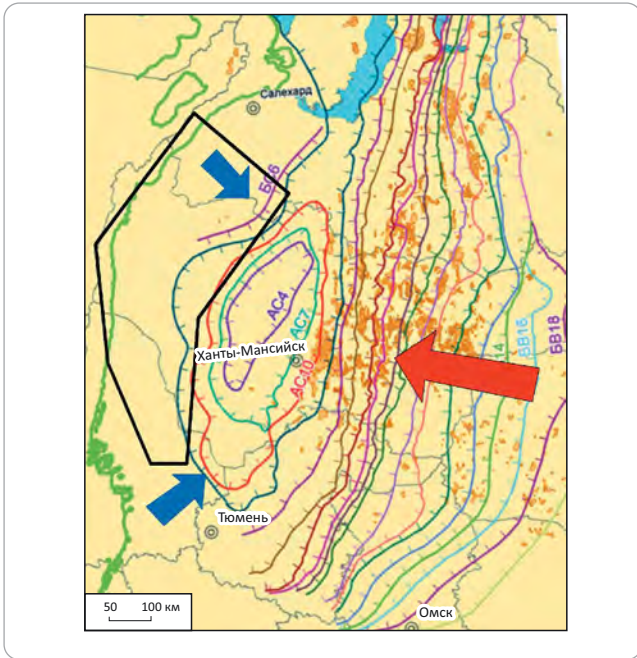
В раннемеловое время в южной части исследуемой территории, которая относится к юго-западной прибортовой зоне неокомского палеобассейна, снос осадочного материала осуществлялся по предполагаемым врезанным каньонам с юго-запада на северо-восток, здесь прогнозируется развитие крупной дельтовой системы. На фрагментах региональных профилей РП 2, РП 6, РП 15, РП 17, РП 29 и др., отработанных в 1992–1994 гг. к западу от Шаимского нефтегазоносного района, в неоком-барремском и нижнеаптском сейсмогеологических комплексах не отмечается клиноформных тел ни восточного, ни северного или южного падения.

Не наблюдается здесь и некомпенсированное осадконакопление. Наоборот, ОГ Б, М, М₁, субпараллельны между собой, имеют практически выдержанные толщины, что свидетельствует о небольшом объеме аккомодационного пространства [4]. Восточнее в пределах Шаимского нефтегазоносного района в верхнеюрско-нижнемеловом интервале на сейсмических разрезах широтного простирания отмечается пологая морфология сейсмических границ, отсутствуют резкие перегибы бровок палеошельфов, как в Среднеобском регионе (рис. 4 С).

Севернее РП 10 в пределах Саранпаульской моноклинали и Ляпинского мегапрогиба ОГ, при-

¹Корнев В.А. Прогнозирование ловушек для залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным: На примере осадочного чехла Западной Сибири: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. — 407 с.

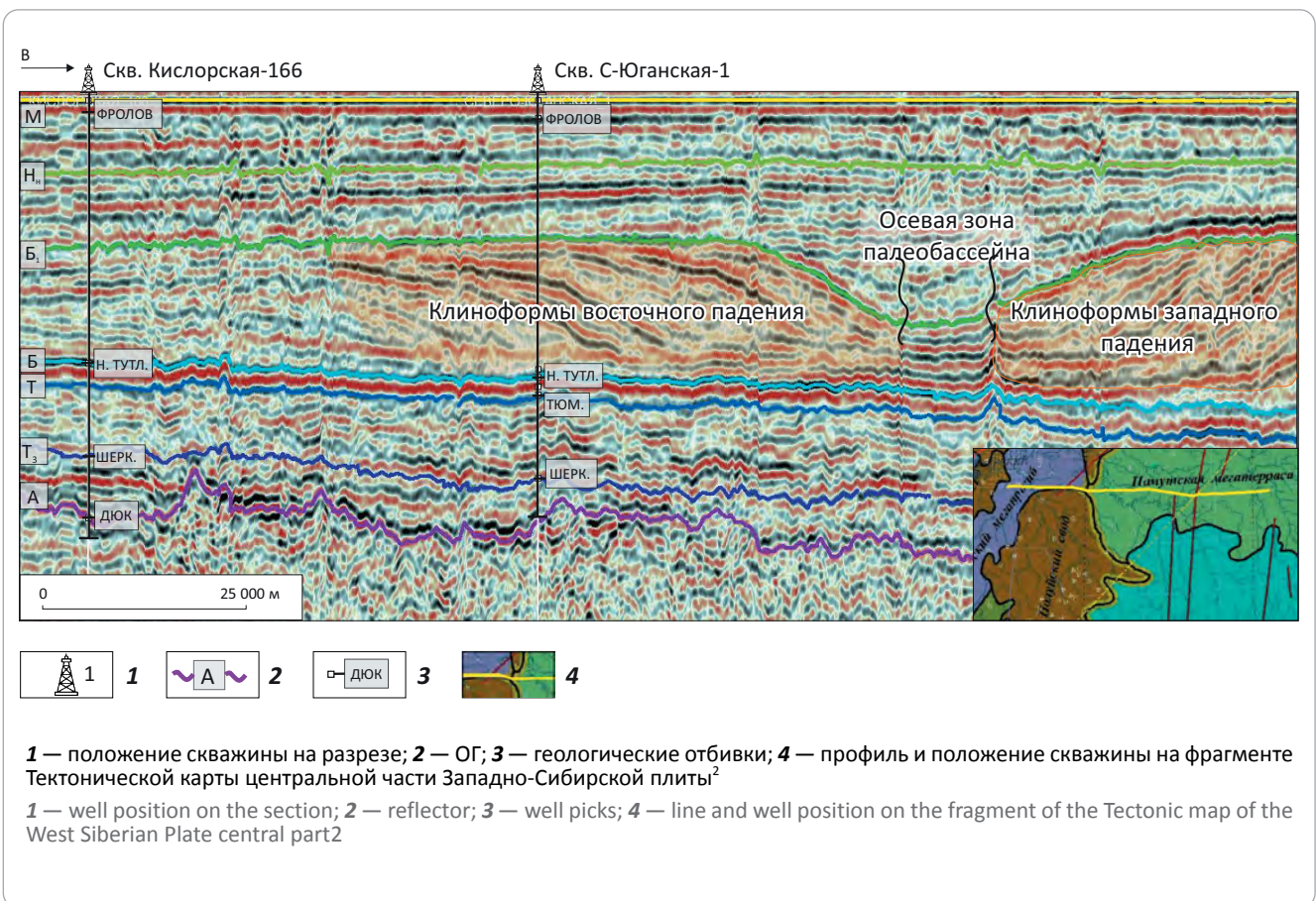
Рис. 2. Фрагмент схемы распространения сейсмофациального комплекса неокома [7]
Fig. 2. Fragment of scheme of Neocomian structural and facies complex occurrence [7]



уроченные к кровлям клиноформ, также прослеживаются субпараллельно ОГ Б. Здесь в пределах мелководно-морского бассейна накапливались отложения, представленные преимущественно глинисто-алевритистым материалом, что обусловлено, по всей видимости, низкими темпами седиментации. При движении в восточном направлении в волновом поле сейсмических разрезов все отчетливее проявляются признаки латерального наращивания осадков, что проявляется в виде разнообразно чередующихся сигмовидных и косослоистых форм в пределах сейсмофациальной единицы, заключенной между ОГ Б и Н (см. рис. 4 В). Отмечается довольно резкое увеличение мощности осложненного комплекса и крутизны склонов, сложенных глинисто-алевритистыми осадками и свидетельствующих о возрастании глубин седиментационного бассейна с приближением к его осевой части.

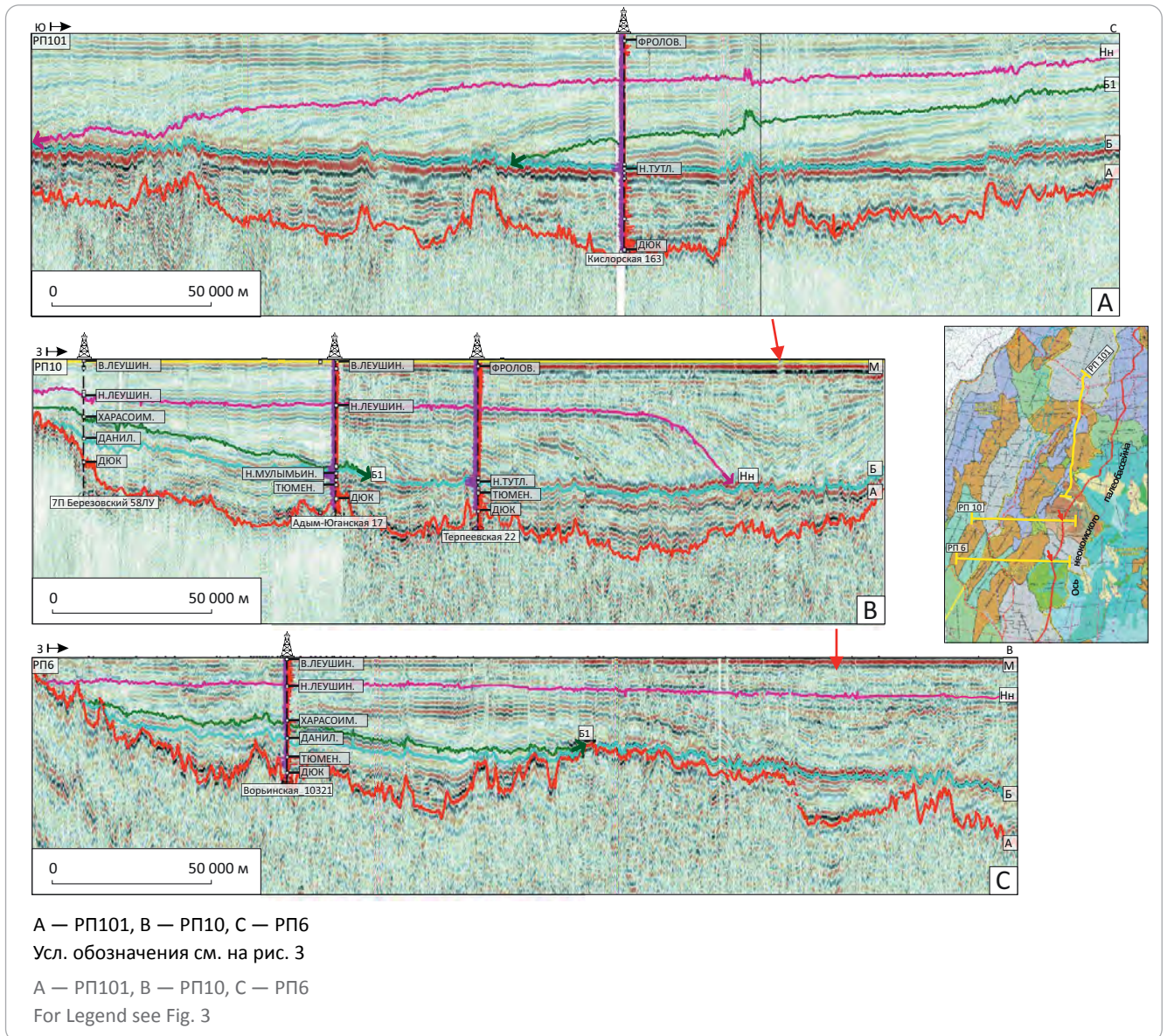
На северо-западе района работ основной вектор сноса терригенного материала был ориентирован в юго-восточном направлении. Источниками сноса здесь являлись Тильтимский выступ и Хашгортский мегавал. Схема строения осложненных осадков неокома на севере исследуемой террито-

Рис. 3. Сейсмический образ осевой зоны неокомского палеобассейна на примере фрагмента временного разреза по РП 19
Fig. 3. Seismic image of the axial zone of Neocomian paleobasin by the example of time section along РР 19 regional survey line



²Шпильман А.В. Создание детальной модели геологического строения ниже-среднеюрских образований Западной Сибири, оценка ресурсного потенциала и обоснование главных направлений поисково-разведочных работ: отчет по госконтракту № 33/07 / Фонды АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»; А.В. Шпильман. – Тюмень, 2008.

Рис. 4. Сейсмические образы западных клиноформ неокомского комплекса на временных разрезах вдоль региональных профилей
Fig. 4. Seismic images of western clinoforms of Neocomian sequence in time sections along regional survey lines

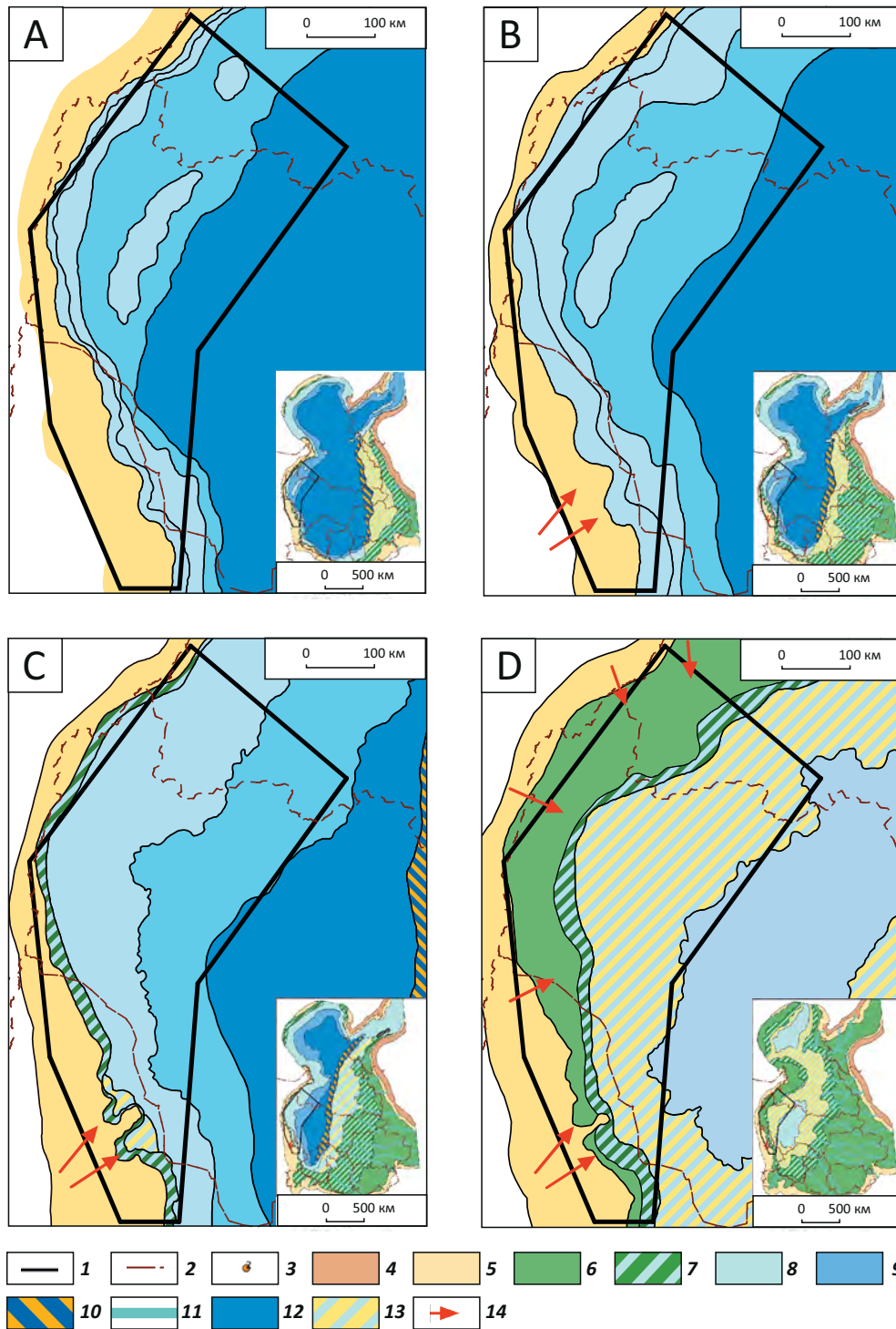


рии отображена на волновом поле временного разреза вдоль меридионального РП 101 (см. рис. 4 А).

В разрезе западных клиноформ число выявленных ловушек УВ ограничено и значительной промышленной нефтегазоносности не установлено. Недропользователи не уделяли должного внимания исследованию данного интервала геологического разреза в связи с установившимся мнением, что неокомский комплекс в пределах западной периферии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции характеризуется однообразием алевролитоглинистого состава уральского источника сноса, обусловленного пенепленизацией Урала. Однако анализ геолого-геофизического материала свидетельствует о том, что неокомские отложения характеризуются литологической изменчивостью, подчиняющейся определенному тренду: переход в восточном направлении от континентальных в

морские отложения (рис. 5). При этом песчаность разреза возрастает при движении в юго-западном и северо-западном направлениях, где в раннемеловое время были развиты обстановки фронта дельты либо продолжали существовать горные останцы. Исходя из вышесказанного, перспективы неокомского нефтегазоносного комплекса в рамках исследуемого района могут быть связаны с горизонтами, не испытывавшими дефицита в поступавшем в бассейн седиментации обломочного материала: харасоимская свита (пласты X_p) — песчано-алевритовые отложения отлагались на юго-западе в условиях развития крупной дельтовой системы; нижнелеушинская подсвита (пласт Н, возрастной аналог пластов AC_{4-6}) и ее аналог карбанская свита — песчано-алевритовые отложения накапливались на юго-западе в прибрежных условиях; верхнелеушинская подсвита (пласт А, возрастной аналог пластов AC_{1-3}) — песчано-алевритовые отложения

Рис. 5. Региональные палеогеографические схемы на время формирования неокомских отложений (Шиманский В.В., 2018)
Fig. 5. Regional paleogeographic schemes for the time of Neocomian deposit formation (Shimansky V.V., 2018)



A — берриас, В — валанжин, С — готерив, D — баррем.

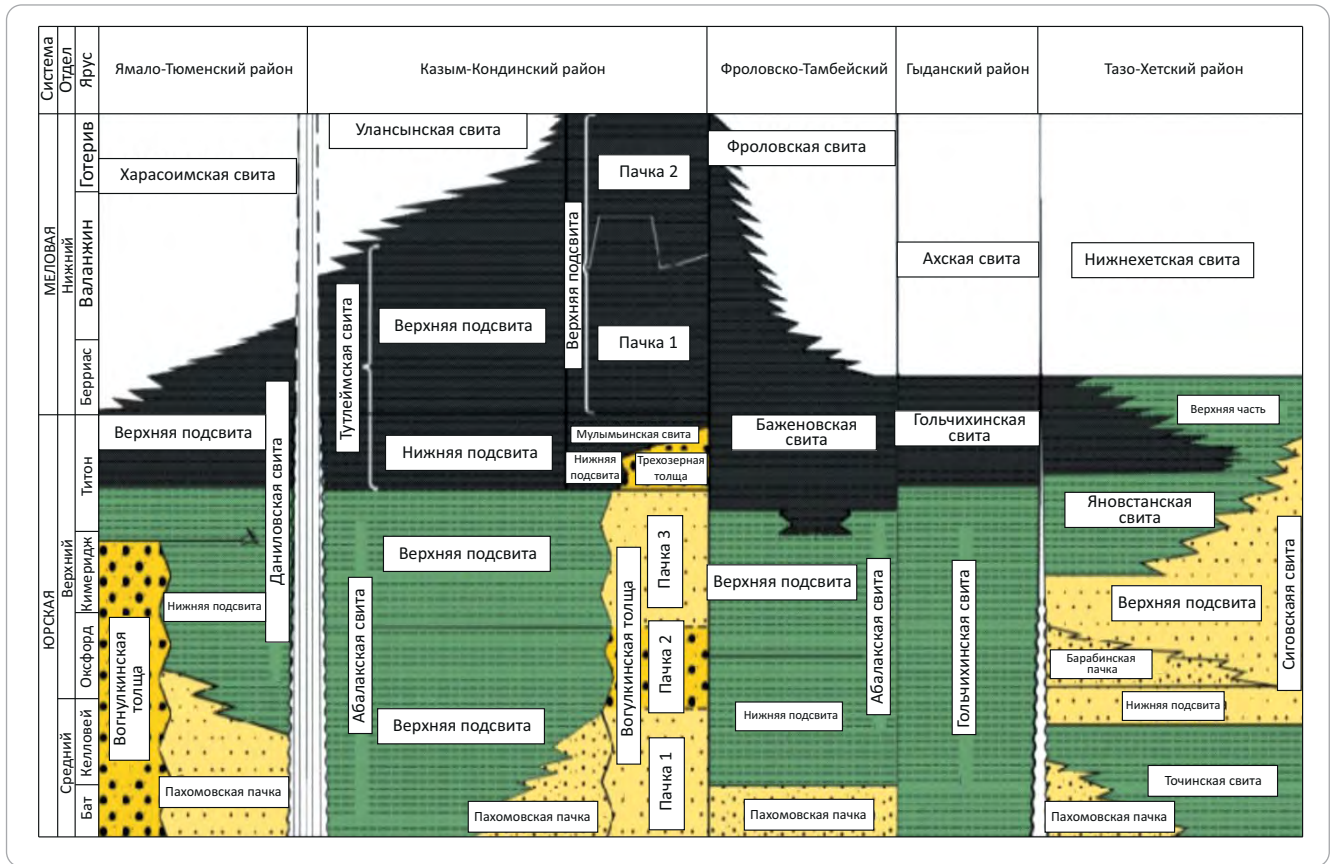
Границы (1, 2): 1 — зоны исследования, 2 — административные; 3 — скважина, ее номер; 4 — горы и холмогорья; **равнины (5–7):** 5 — денудационно-аккумулятивная, 6 — низменная аккумулятивная, 7 — прибрежная, временно заливаемая морем; **шельфы (8, 9):** 8 — мелководно-морской, 9 — открытый; **зоны развития (10, 11):** 10 — турбидитных отложений, 11 — русловых отложений; 12 — глубоководный бассейн; 13 — аккумулятивные тела в мелководной части шельфа; 14 — направление сноса осадочного материала

A — Berriasian, B — Valanginian, C — Hauterivian, D — Barremian.

Boundaries (1, 2): 1 — study area, 2 — administrative; 3 — well, its #; 4 — hills and mountains; **plains (5–7):** 5 — denudation and depositional, 6 — lowland accumulative, 7 — coastal, periodically sea-drowning; **shelf (8, 9):** 8 — shallow-marine, 9 — open; **zones of occurrence (10, 11):** 10 — turbidite deposits, 11 — riverbed deposits; 12 — deepwater basin; 13 — accumulative bodies in shallow-water part of shelf; 14 — direction of sediment transportation

Рис. 6. Стратиграфическая схема верхнеюрских (с келловеем) и нижнемеловых (берриас – готерив) отложений (Решение..., 2004, с дополнениями) [8]

Fig. 6. Stratigraphic chart of Upper Jurassic (incl. Callovian) and Lower Cretaceous (Berriasian-Hauterivian) deposits (Resolution..., 2004, complemented) [8]



накапливались на юге, западе и северо-западе. Рассмотрим более подробно перспективы каждого из вышеуказанных комплексов.

Отложения харасоимской свиты выделены В.А. Лидером на Межведомственном совещании по стратиграфии Сибири в 1956 г. со стратотипом в бассейне верховьев р. Северная Сосьва. По данным МССР 1969 г. возраст харасоимской свиты определен от основания берриасского яруса до нижнего и верхнего подъярусов готеривского времени. Возрастное положение установлено по находкам аммонитов и комплексов фораминифер, а также корреляции с отложениями шаймской свиты. Харасоимская свита, развитая узкой полосой вдоль восточного склона Полярного и Приполярного Урала в зоне распространения отложений даниловской свиты, сложена преимущественно глинами алевроитистыми, алевролитами с прослоями битуминозных глин (рис. 6). Юго-восточнее в отложениях валанжина – готерива, синхронных харасоимской свите, появляются прослой песчаников, которые далее при движении в восточном направлении фациально замещаются битуминозными и слабобитуминозными отложениями верхней части мулымьинской и тутлеймской свит.

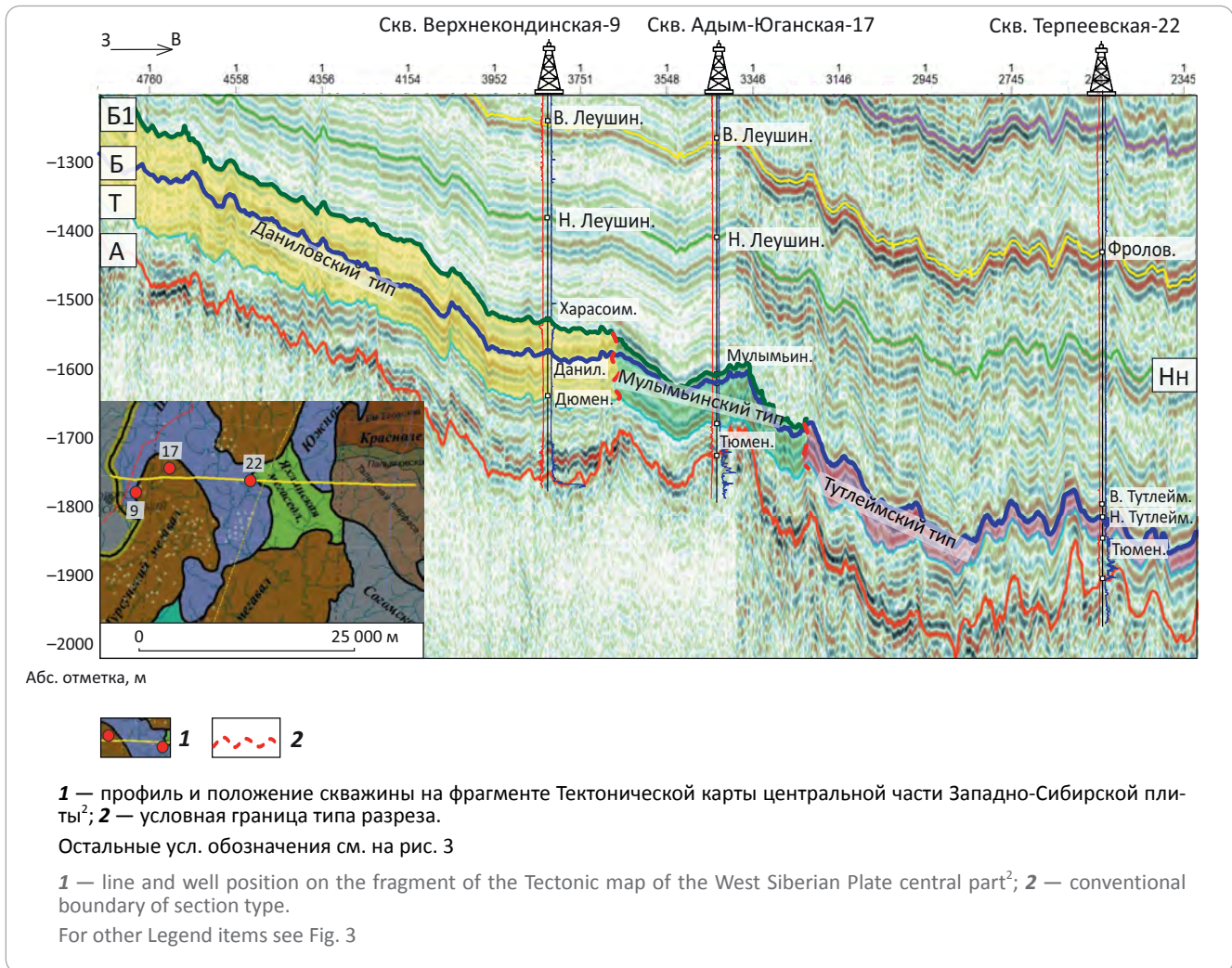
В волновом поле на временных разрезах кровлю отложений харасоимской и мулымьинской свит

контролирует единый ОГ, условно индексируемый как ОГ Б₁, который выклинивается к ОГ Б по схеме подошвенного прилегания в пределах зоны фациального перехода мулымьинского типа разреза в тутлеймский (рис. 7).

В пределах юго-западной части Приуральской зоны в отложениях харасоимской свиты по скважинным данным отчетливо отмечаются мощные толщи песчано-алевритового материала с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (по данным [3], открытая пористость изменяется от 25 до 37 %, проницаемость — от $617,5 \cdot 10^{-3}$ до $832 \cdot 10^{-3}$ мкм²), причем повышенной песчаностью характеризуется кровельная часть свиты. Источником песчаных линз являлся, вероятно, комплекс флювиальных потоков восточного и северо-восточного направлений, энергии которых хватало для формирования коллекторов в отложениях харасоимской свиты. Существование данных потоков подтверждается наличием на временных разрезах в пределах Карабашско-Ереминской площади своеобразных каньонов, выполнявших роль транзитных каналов. Мощные линзы песчано-алевритового материала могли также отлагаться вблизи контрастных выступов фундамента по типу накопления отложений вогулкинской толщи: максимальные толщины приурочены к склонам крупных выступающих останцов фундамента, фор-



Рис. 7. Фрагмент временного сейсмического разреза по региональному профилю РП 10
Fig. 7. Fragment of seismic time section along РП 10 regional survey line



мировавших гряды островов и служивших дополнительными источниками сноса. В направлении сводовых частей палеоподнятий толщина отложенный сокращается вплоть до полного выклинивания (рис. 8).

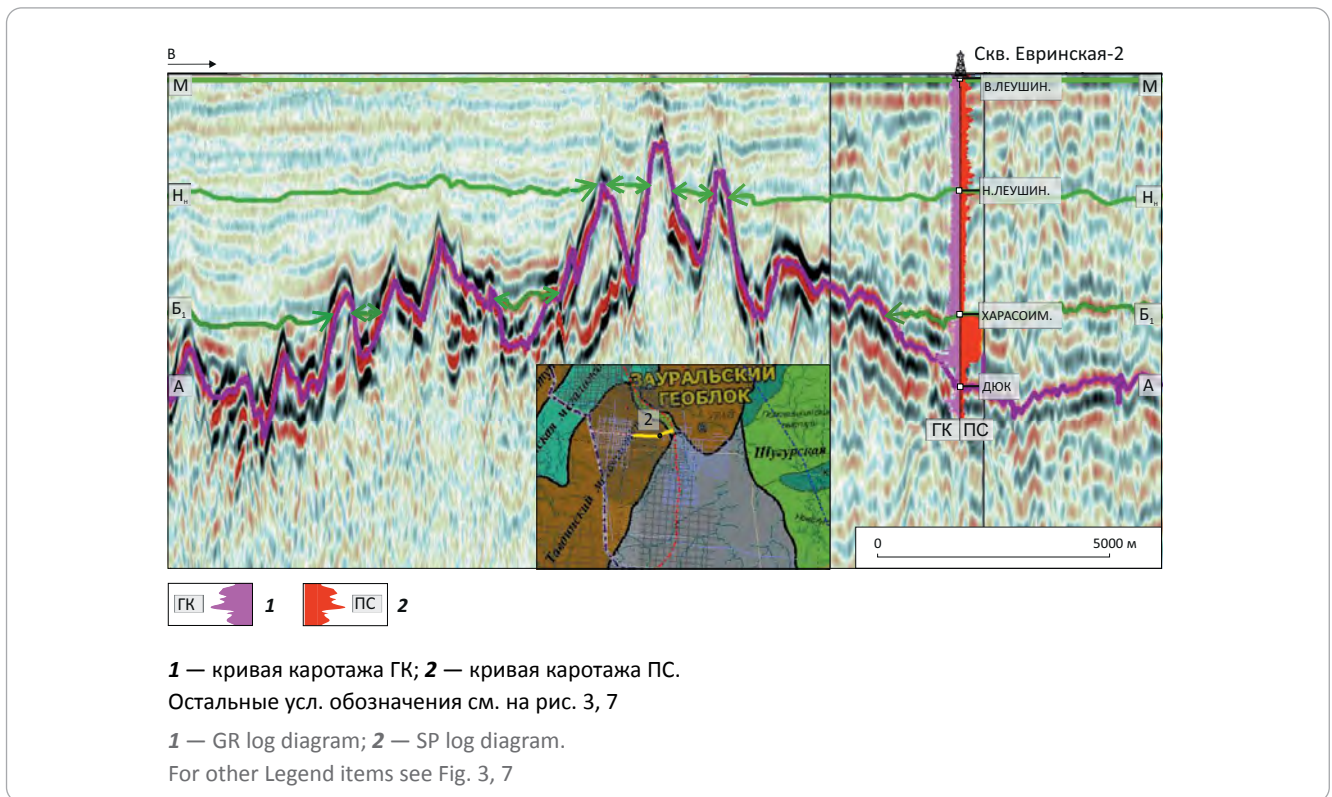
В рамках Приуральской зоны песчаники харасоимской свиты имеют разный фациальный состав (рис. 9). В юго-западной части под действием внешнего источника сноса в районе Ереминской площади формировались довольно мощные дельтовые конуса выноса. Снос осадочного материала осуществлялся горными фуркирующими реками по речным каньонам (скв. Зареченская-2) в мелководно-морской бассейн, где в результате образовывались конусы выноса с проксимальной, средней и дистальной частями и разветвленной сетью каналов внутри лопастей. Предполагается, что русла палеорек имеют унаследованный характер развития. Весь песчаный материал накапливался в мелководной зоне у береговой линии денудационно-аккумулятивной равнины, обрамляющей возвышенности. Восточнее и северо-восточнее разрез глинизируется. В районе Иусской, Пулытынской, Эсской площадей в со-

ставе свиты в результате абразивных процессов на склонах возвышенностей накапливались незначительные по мощности пески вдольбереговых баров, пляжей и предфронтальной зоны. По разрезу также отмечаются единовременные периоды штормовых процессов, в результате которых отлагались тонкие пески темпеститов (см. рис. 8).

На западе исследуемой территории в пределах Саранпаульской моноклинали и Ляпинского мегапрогиба отложения харасоимской свиты являются практически бесперспективными в плане поисков резервуаров с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Здесь отложения свиты в основном заглинизированы ввиду того, что Приполярный и Полярный Урал в рассматриваемое время был тектонически не активен и не поставлял осадочный материал в данную область. Маломощные песчаные пропластки могли накапливаться в результате процессов абразии и штормов (скважины Нерохская-11201, Южно-Сарманская-11024), однако фиксируется преимущественно глинистый состав отложений открытого шельфа (скважины Мапасийская-11203, Вольинская-271 и др.).

Рис. 8. Сейсмический образ отложений харасоимской и нижнелеушинской свит в зоне развития выступов фундамента (композиционный временной разрез вдоль ПР 1214-27-0775-31)

Fig. 8. Seismic image of Kharasoimsky and Nizhneleushinsky formations in the zone of the Basement uplifts (slalom tine section along ПР 1214-27-0775-31)



Следующим потенциально перспективным интервалом являются отложения нижнелеушинской подсвиты и ее аналога карбанской свиты го-терив-барремского возраста, а также верхнелеушинской подсвиты аптского возраста. По степени глинизации леушинская свита разделяется на четыре пачки: 1) глинистую, 2) песчано-алевритовую (пласт Н), 3) верхнюю глинистую и 4) песчано-алевритовую (ОГ М) [9]. Региональной покрывкой для нижнелеушинского резервуара является черкашинская пачка глин, для верхнелеушинского — кошайская.

В барремское время Приполярный и Полярный Урал снова стали активно поставляться осадочный материал в бассейн седиментации после продолжительного периода тектонического спокойствия. Предположительно в это же время активировалась деятельность рек, текущих с запада и северо-запада в восточном и юго-восточном направлениях. Со стороны Полярного Урала в Березовском нефтегазоносном районе в районе скважин Азовы-Мужи разрез свиты полностью опесчанен, преобладают фации разветвленных и меандрирующих рек и проксимальных частей фронта дельты. В этой части Приуральской зоны в отложениях нижнелеушинской подсвиты (пласт Н) открыты залежи УВ в Деминском, Южно-Алясовском, Северо-Алясовском газовых месторождениях. Песчаным пластам горизонта Н присвоены индексы (сверху вниз): Н₁, Н₂, Н₃ и Н₄.

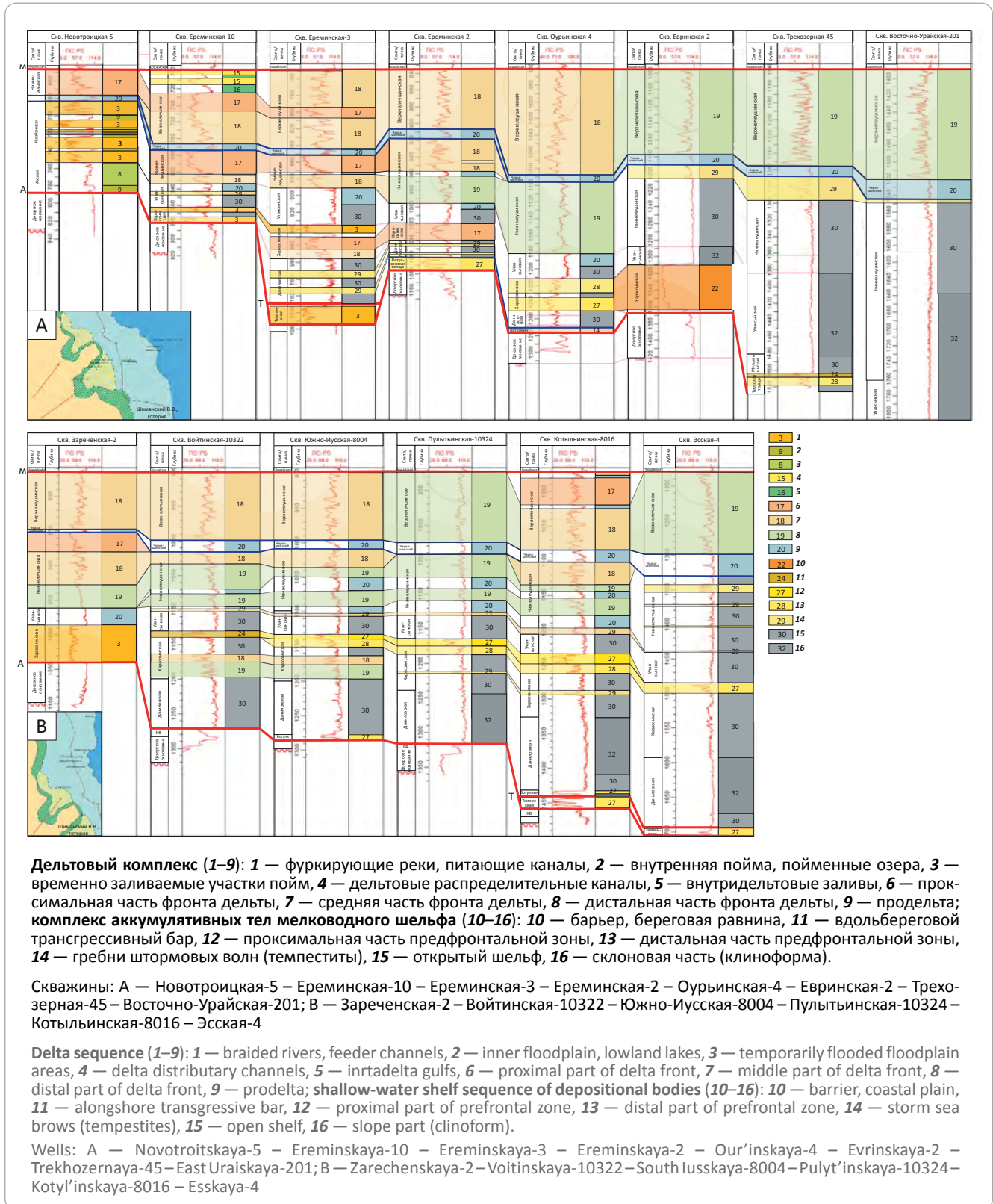
Примерно в это же время на юго-западе Приуральской зоны (Ахимкинская, Бочкаревская, Добринская, Гришинская, Кузнецовская, Новотроицкая, Назаровская, Таборинская, Чебоксарская, Чеурская площади) происходило накопление мощных толщ песчано-алевритового материала в отложениях карбанской свиты, которая при движении в восточном направлении замещается отложениями нижнелеушинской подсвиты дельтового генезиса. При образовании свиты основную роль в осадконакоплении играли местные источники сноса со стороны Среднего Урала, поставлявшие терригенный материал в область развития озерно-аллювиальной и прибрежной равнины (рис. 10). По комплексу ГИС в карбанской свите диагностируются фации горных фурирующих и разветвленных рек и временных потоков, переходящих северо-восточнее по разрезу в конусы выноса этих рек.

На западе исследуемой территории снос не был таким активным, в результате чего толщины песчано-алевритовых отложений в составе нижнелеушинской подсвиты сокращаются, ухудшаются их фильтрационно-емкостные свойства, по данным ГИС диагностируются фации средних и дистальных частей фронта дельты, а также терригенного мелководного шельфа.

Начавшаяся в аптское время регрессия морского бассейна привела к накоплению на большей части района преимущественно песчаных и пес-



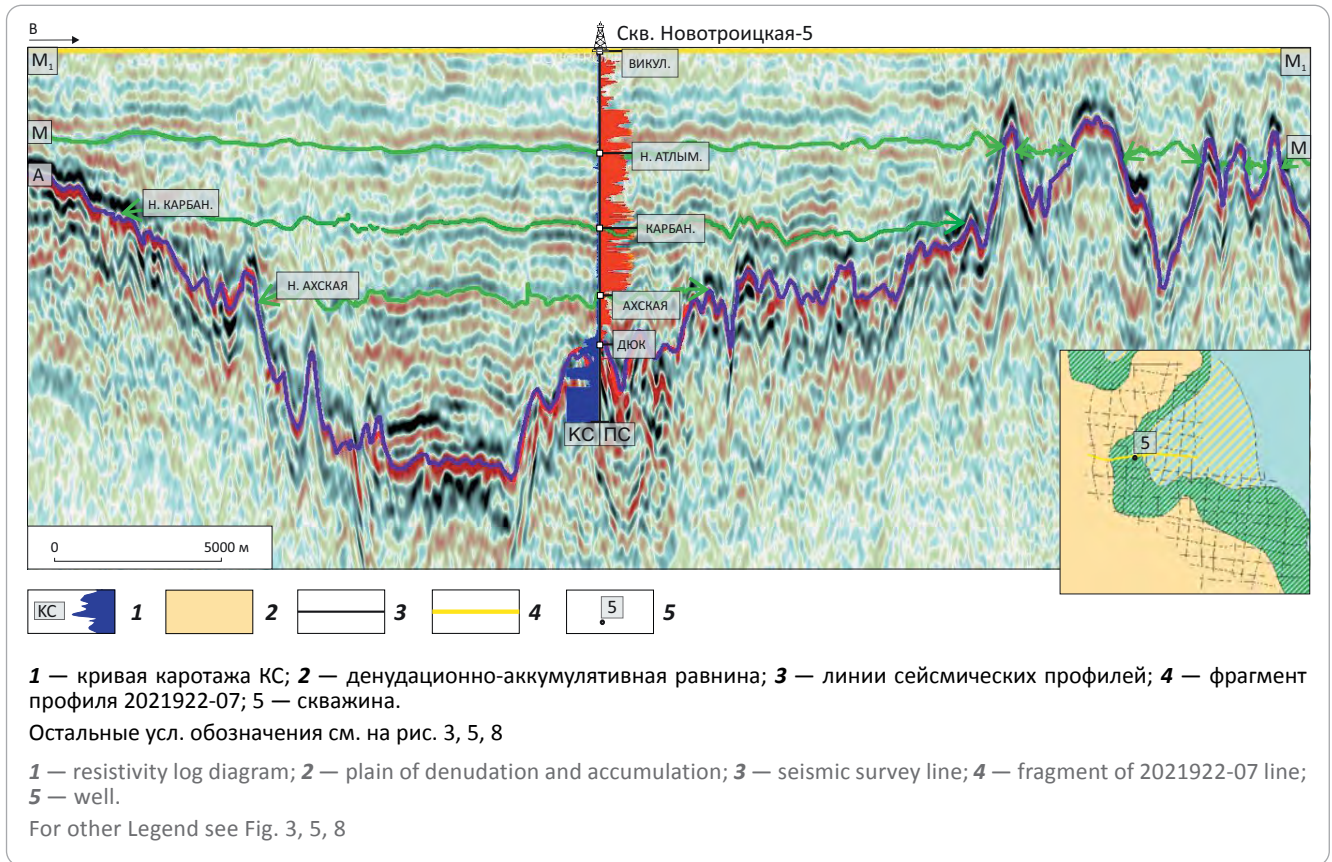
Рис. 9. Схематические фациальные профили по линии скважин (вертикальный масштаб 1:2500)
Fig. 9. Composite facies columns along the line connecting the wells (vertical scale 1:2500)



чано-алевритовых отложений в составе верхнелеушинской подсвиты с эффективными толщинами от первых метров до 90–100 м и $K_{п}$ от 21 до 39 %. Наилучшие коллекторы накапливались в пределах проксимальных частей фронта дельт, получивших

свое распространение на юго-западе и северо-западе исследуемой территории. При движении в восточном направлении в область открытого шельфа разрез практически полностью глинизируется. Перспективы данного стратиграфического интер-

Рис. 10. Волновая картина в области развития карбанской свиты (фрагмент временного разреза ПР201922-07)
Fig. 10. Wave pattern in the area of the Karbansky Fm occurrence (fragment of time section along ПР201922-07 line)



вала подтверждены открытиями на юго-востоке исследуемой территории месторождений им. Эрвье и им. Белкиной (газонефтяные залежи в отложениях пласта А₁, максимальный дебит газа составил 235,5 м³/сут).

Оценивая полученные результаты, отметим, что залежей нефти и газа в отложениях харасоимского и карбанского резервуаров на сегодняшний день не выявлено, при этом данные по описанию керна и испытаниям имеются в единичных скважинах. Причиной довольно низкой продуктивности вышеуказанных пластов явился и тот факт, что испытание проводилось с помощью испытателей пластов на буровых трубах (КИИ). К информации, полученной при испытании данным способом, нужно относиться с осторожностью, поскольку пакеровка (установка пакеров, герметизирующих испытываемый объем) не обеспечивала герметичности, а объем притока не создавал поступление пластового флюида. Обычно при таких испытаниях получали приток фильтрата бурового раствора или другой технической жидкости. Дебит притока рассчитывался исходя из объема пластоиспытателя и времени стояния «на притоке», т. е. не только приблизительно, но и ошибочно при отсутствии герметичности. В тех случаях, когда в пробуренной скважине не было выявлено однозначно продуктивных пластов (обычно это происходило в новых районах или «нестандартных» интервалах разреза, например, в доюрском комплексе, где четкие кри-

терии нефтегазоносности по данным ГИС не ясны), обсадные колонны в скважины не спускались, использовали пластоиспытатели. Обычно притоков УВ такие испытания не давали.

Тем не менее, нефтегазоносность неокомского интервала подтверждается испытаниями на ряде площадей Приуральской зоны:

- в отложениях *харасоимской свиты* незначительные притоки газа с водой получены в скважинах Евринская-18, Ереминские-1, 3, 5, Зареченские-2, 3, чуть восточнее исследуемого района — в скв. Верхнекондинская-5. Признаки газоносности выявлены при испытании свиты на Эсской площади, где в скв. 1 из интервала 1456–1465 м получен приток воды с обильным содержанием газа ($Q_r = 0,0126$ тыс. м³/сут);

- в отложениях карбанской свиты получены совместные притоки воды и газа в пределах Кузнецовской и Назаровской площадей: в скв. Кузнецовская-1 из интервалов 808–825 и 848–852 м дебит газа составил 0,24 и 0,29 тыс. м³/сут соответственно, дебит воды — 1400 и 518 м³/сут соответственно; в скв. Кузнецовская-14 из интервалов 736–739 и 742–744 м дебит газа оценен в 0,3 тыс. м³/сут, дебит воды — 653,8 м³/сут; в скв. Назаровская-2 при совместном испытании нижеалымской, карбанской свит и доюрского комплекса получен незначительный приток газа ($Q_r = 0,79$ тыс. м³/сут) с водой ($Q_b = 185,1$ м³/сут);

– в отложениях нижнелеушинской подсвиты (пласт Н) помимо открытых залежей УВ незначительные дебиты газа зафиксированы в скважинах Березовская-8 ($Q_r = 0,0072$ тыс. м³/сут, $Q_v = 29,5$ м³/сут), Ереминская-3 ($Q_r = 0,36$ тыс. м³/сут, $Q_v = 392,7$ м³/сут), Южно-Алясовская-20 ($Q_r = 0,0002$ тыс. м³/сут, $Q_v = 0,2$ м³/сут). Газопроявления отмечены при испытании скважин Азовы-Мужи-7 (из интервалов 662–666 и 692,5–696 м выделялся метаново-азотный газ с содержанием азота 45 %), Асмановская-102, Березовская-2, Северо-Ванзетурская-156, в скв. Лот-Панская-71 в керне в интервале 1130,2–1132,2 м отмечались пузырьки газа;

– в отложениях верхнелеушинской подсвиты в скважинах Индринская-1 и Оурьинская-6 получены притоки нефти, газа и воды; в скв. Северо-Алясовская-25 из интервала 1030–1050 м получен приток газа дебитом 31,6 тыс. м³/сут; в скважинах Ереминские-1, 3, 4, 5 получены притоки нефти, воды и незначительные притоки газа; газопроявления отмечены при испытании скв. Евринская-18 (интервал 1012–1027 м), скважины 1 и 2 Зареченской площади (интервалы 765–767 и 791–793 м соответственно).

Заключение

На основании результатов обобщения и комплексной интерпретации имеющегося массива геолого-геофизической информации авторы статьи уточнили сейсмогеологическую модель строения и перспективы нефтегазоносности неокомского нефтегазоносного комплекса в рамках Приуральской

зоны. Первоочередной интерес здесь представляют структурно-литологические и литологические объемы, приуроченные к обстановкам фронта дельт и русловым осадкам палеорек, а также структурно-стратиграфические ловушки вблизи выступов фундамента, формировавшиеся по типу отложений вогулкинской толщи.

Следует также отметить, что работы, выполненные ранее по оценке перспектив как неокомского, так и других нефтегазоносных комплексов в рамках западной периферии провинции, носят преимущественно фрагментарный характер. При этом анализ имеющегося геолого-геофизического материала позволяет сделать вывод о высокой вероятности открытия средних и мелких месторождений в зонах развития песчано-алевритовых толщ как базовых горизонтов юры и коры выветривания, так и мелового нефтегазоносного комплекса. Основной проблемой Приуральской зоны является ее слабая изученность, поэтому первостепенной задачей здесь должно быть последовательное стадийное проведение геолого-разведочных работ, включая геохимическую съемку. Также немаловажными задачами являются переобработка архивных материалов сейсморазведочных работ и анализ качества ранее выполненного бурения. Несомненно, новые сведения позволяют установить критерии локализации участков, перспективных для обнаружения залежей, и уточнить потенциально перспективные ресурсы УВ.

Литература

1. Мухер А.Г., Заграновская Д.Е., Савенко В.А. и др. Строение, корреляция и районирование верхнеюрско-нижнемеловых отложений в пределах западных районов ХМАО-Югры // Пути реализации нефтегазового и руд потенциала ХМАО-Югра: мат-лы 11-й научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2008. – С. 94–98.
2. Савенко В.А. Палеогеография и палеогеоморфология верхнеюрских и неокомских толщ в Шаимском НГР и прилегающих районах Западной Сибири // Литосфера. – 2011. – № 1. – С. 46–60.
3. Пахомова Е.А., Трущенков Н.С. Литолого-петрографическая характеристика пород харасоимского резервуара юго-западной части Приуральской НГО // Нефть и газ. – 2014. – № 3. – С. 17–26.
4. Белкин Н.М. Изучение региональных особенностей и обоснование единой сейсмогеологической модели клиноформного комплекса Шаимско-Красноленинского региона и Среднего Приобья // Геофизика, геофизическое приборостроение. – 2014. – Т. 18. – № 2. – С. 51–57.
5. Гутник О.С., Залевский О.А., Заграновская Д.Е., Савенко В.А. Перспективы нефтегазоносности неокомских клиноформ в Приуральской части Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югра: мат-лы 10-й научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2007.
6. Фомин М.А. Основные черты геологического строения приграничных толщ юры и мела в Приуральской части Западно-Сибирского осадочного бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 7. – С. 4–18. DOI: [10.30713/2413-5011-2018-7-4-18](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-7-4-18).
7. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Геологическое строение, условия седиментации и нефтегазоносность берриас-нижнеаптских отложений северных и арктических районов Западной Сибири: учебное пособие. – Тюмень : ТюмГНГУ. – 2013. – 77 с.
8. Зыза Е.А., Хасанов Т.И. Выделение аналогов баженовской свиты в северо-восточных районах Западной Сибири // Нефть и газ. – 2015. – № 2. – С. 6–12. DOI: [10.31660/0445-0108-2015-2-6-12](https://doi.org/10.31660/0445-0108-2015-2-6-12).
9. Ананьев А.Р., Белянкин Л.Ф., Бойцова Е.П. и др. Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности / Под ред. Н.Н. Ростовцева. – Ленинград : Недра – 1978. – 183 с.

References

1. Mukher A.G., Zagranovskaya D.E., Savenko V.A. et al. Stroenie, korrelyatsiya i raionirovanie verkhneyursko-nizhnemelovykh otlozhenii v predelakh zapadnykh raionov KhMAO-YUGRY [Structure, correlation and zoning of Upper Jurassic-Lower Cretaceous deposits within the western regions of KhMAO-YUGRA]. In: Puti realizatsii neftegazovogo i rud potentsiala KhMAO-Yugra: mat-ly 11-й nauchno-prakticheskoi konferentsii. Khanty-Mansiisk: IzdatNaukaServis; 2008. pp. 94–98.

2. Savenko V.A. Paleogeografiya i paleogeomorfologiya verkhneyurskikh i neokomskikh tolshch v Shaimskom NGR i privileyushchikh raionakh Zapadnoi Sibiri [Paleogeography and paleogeomorphology of the Upper Jurassic and Neocomian strata in the Shaim oil and gas region and adjacent areas of Western Siberia]. *Litosfera*. 2011;(1):46–60.
3. Pakhomova E.A., Trushchenkov N.S. Lithologopetrographic characteristic of rocks of kharosoim basin in the south-west part of Priuralsk oil-and-gas bearing region. *Neft' i gaz*. 2014;(3):17–26.
4. Belkin N.M. Izuchenie regional'nykh osobennostei i obosnovanie edinoi seismogeologicheskoi modeli klinoformnogo kompleksa Shaimsko-Krasnoleninskogo regiona i Srednego Priob'ya [Study of regional features and substantiation of a unified seismic geological model of the cliniform complex of the Shaim-Krasnoleninsky region and the Middle Ob region]. *Geofizika, geofizicheskoe priboroostroenie*. 2014;18(2):51–57.
5. Gutnik O.S., Zalevskii O.A., Zagranovskaya D.E, Savenko V.A. Perspektivy neftegazonosnosti neokomskikh klinoform v Priural'skoi chasti Zapadnoi Sibiri [Prospects for oil and gas potential of Neocomian clinofolds in the Cis-Ural part of Western Siberia]. In: Puti realizatsii neftegazovogo i rud potentsiala KhMAO-Yugra: mat-ly 10-i nauchno-prakticheskoi konferentsii. Khanty-Mansiisk: IzdatNaukaServis; 2007.
6. Fomin M.A. The main characteristics of geological structure of the jurassic and cretaceous bordering deposits in the Pre-ural area of the West Siberian sedimentary basin. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2018;(7):4–18. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-7-4-18.
7. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Geologicheskoe stroenie, usloviya sedimentatsii i neftegazonosnost' berrias-nizhneaptskikh otlozhenii severnykh i arkticheskikh raionov Zapadnoi Sibiri [Geological structure, sedimentation conditions and oil and gas potential of the Berriasian-Lower Aptian deposits of the northern and arctic regions of Western Siberia: a textbook]: uchebnoe posobie. Tyumen': TyumGNGU; 2013. 77 p.
8. Zyza E.A., Khasanov T.I. Identification of Bazhenian suite analogs in the north-east areas of West Siberia. *Neft' i gaz*. 2015;(2):6–12. DOI: 10.31660/0445-0108-2015-2-6-12.
9. Anan'ev A.R., Belyankin L.F., Boitsova E.P at all. Stratigraficheskii slovar' mezozoiskikh i kainozoiskikh otlozhenii Zapadno-Sibirskoi nizmennosti [Stratigraphic dictionary of Mesozoic and Cenozoic deposits of the West Siberian Lowland]. In: Rostovtsev N.N., ed. Leningrad: Nedra; 1978. 183 p.

Информация об авторах

Важенина Ольга Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник департамента
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт
геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru
ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Кляшторная Екатерина Александровна

Ведущий геолог
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт
геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: KlyashtornayaEA@zsnigg.ru
ORCID ID: 0009-0008-8863-3510

Кулагина Суфия Фагимовна

Начальник отдела
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт
геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: KulaginaSF@zsnigg.ru

Тригуб Алексей Викторович

Начальник департамента
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт
геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: TrigubAV@zsnigg.ru

Information about authors

O'ga A. Vazhenina

Candidate of Geological
and Mineralogical Sciences,
Head of Department
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru
ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Ekaterina A. Klyashtornaya

Leading Geologist
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen,
625000, Russia
e-mail: KlyashtornayaEA@zsnigg.ru
ORCID ID: 0009-0008-8863-3510

Sufiya F. Kulagina

Head of Department
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen,
625000, Russia
e-mail: KlyashtornayaEA@zsnigg.ru

Aleksei V. Trigub

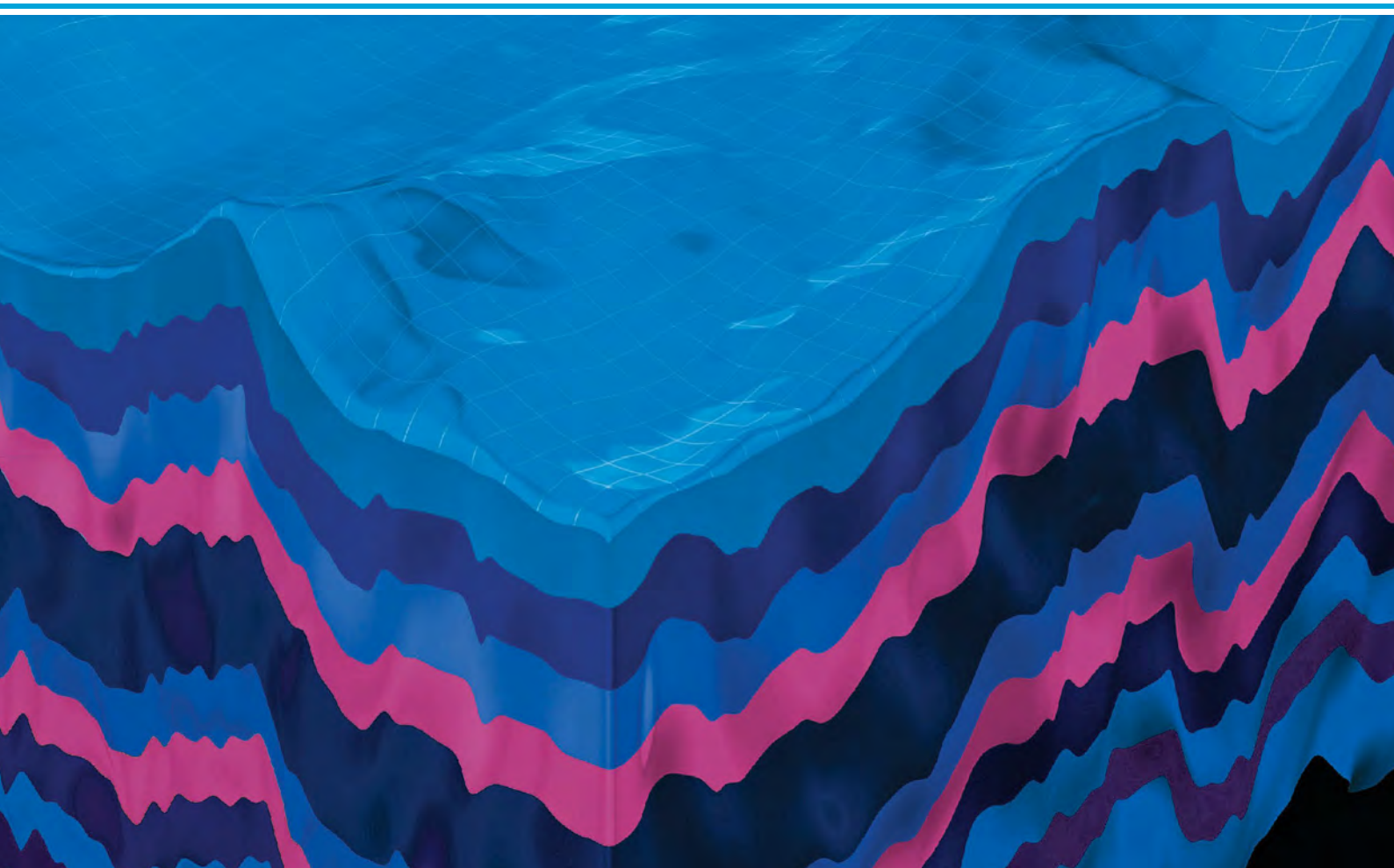
Head of Division
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen,
625000, Russia
e-mail: KlyashtornayaEA@zsnigg.ru



Геомодель 2024

26-я конференция по вопросам геологоразведки
и разработки месторождений нефти и газа

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ – 15 МАЯ 2024 г.

9-12 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. / ГЕЛЕНДЖИК, РОССИЯ

www.geomodel.ru

УДК 553.98:551.763.1(571.121/.511)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-1-73-88

Особенности строения и условий формирования берриас-нижнеаптских отложений западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

© 2024 г. | А.К. Карташова, С.В. Ершов, Н.И. Шестакова

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; kartashovaak@ipgg.sbras.ru; ershovsv@ipgg.sbras.ru; shestakovani@ipgg.sbras.ru

Поступила 28.11.2023 г.

Доработана 20.12.2023 г.

Принята к печати 22.12.2023 г.

Ключевые слова: *берриас-нижнеаптские отложения; клиноформный комплекс; клиноформа; сиквенс; сейсмокомплекс; стратиграфия; индексация продуктивных пластов; особенности строения; Енисей-Хатангская нефтегазоносная область.*

Аннотация: В Енисей-Хатангской нефтегазоносной области основные ресурсы углеводородов связаны с нижнемеловыми отложениями. В статье рассмотрены вопросы стратиграфии, индексации продуктивных пластов, особенности строения и условий формирования клиноформного комплекса, залегающего в основании отложений нижнего мела. Формирование клиноформ на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба происходило в условиях, близких к тем, что существовали в берриас-барремское время на большей части Западно-Сибирского осадочного бассейна. Тем не менее ряд факторов, таких как низкие скорости проградации клиноформного комплекса, существование нескольких источников сноса, палеобатиметрия и палеогеоморфология дна бассейна, огромная (до 6 км) толщина подстилающих триас-юрских отложений и другие особенности привели к тому, что клиноформный комплекс Енисей-Хатангской нефтегазоносной области имеет отличительные особенности.

Для цитирования: Карташова А.К., Ершов С.В., Шестакова Н.И. Особенности строения и условий формирования берриас-нижнеаптских отложений западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2024. – № 1. – С. 73–88. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-73-88.

Финансирование: Работа выполнена в рамках научной темы № FWZZ-2022-0009 Государственной программы фундаментальных научных исследований.

Structural features and conditions of Berriasian-Lower Aptian deposit formation in western regions of Yenisei-Khatanga Petroleum Area

© 2024 | A.K. Kartashova, S.V. Ershov, N.I. Shestakova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; KartashovaAK@ipgg.sbras.ru; ErshovSV@ipgg.sbras.ru; ShestakovaNI@ipgg.sbras.ru

Received 28.11.2023

Revised 20.12.2023

Accepted for publication 22.12.2023

Key words: *Berriasian-Lower Aptian deposits; clinoform sequence; clinoform; sequence; seismic sequence; stratigraphy; reservoir bed indexing; structural features; Yenisei-Khatanga Petroleum Area.*

Abstract: Main hydrocarbon resources of the Yenisei-Khatanga Petroleum Area are associated with Lower Cretaceous deposits. The authors discuss the issues of stratigraphy, reservoir bed indexing, structural features and conditions of formation of clinoform sequence confined to the basal part of Lower Cretaceous deposits. Clinoform formation in the western part of the trough occurred in conditions close to those existing in Berriasian-Barremian time in most of the West Siberian sedimentary basin. However, a number of factors have caused the clinoform sequence of the Yenisei-Khatanga Petroleum Area to have special features. The mentioned factors are: low speed of clinoform sequence progradation, existence of several provenance areas, paleobathymetry and paleomorphology of the basin floor, enormous (up to 6 km) thickness of underlying Triassic-Jurassic formations, etc.

For citation: Kartashova A.K., Ershov S.V., Shestakova N.I. Structural features and conditions of Berriasian-Lower Aptian deposit formation in western regions of Yenisei-Khatanga Petroleum Area. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(1):73–88. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-73-88. In Russ.

Funding: The work was carried out within the framework of the research project No. FWZZ-2022-0009 of the Government Program of Fundamental Scientific Research.

Введение

Енисей-Хатангская нефтегазоносная область расположена на северо-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и приурочена к

одноименному региональному прогибу. Наиболее перспективными являются ее западные районы, где открыт ряд крупных месторождений нефти и газа, таких как Байкаловское, Дерябинское, Западно-Ир-



Рис. 1. Обзорная карта района исследований
 Fig. 1. Location map of the study area



Скважины (1–3): 1 — на корреляционном профиле (см. рис. 2), 2 — вне профиля, 3 — стратотипы (a — пластов, b — свит); 4 — месторождения УВ; **границы (5–7):** 5 — административные, 6 — НГО, 7 — Западно-Сибирского бассейна; **линии (8, 9):** 8 — корреляционного профиля (см. рис. 2), 9 — композитного сейсмопрофиля и палео профиля (см. рис. 4, 6)

Wells (1–3): 1 — correlation line (see Fig. 2), 2 — outside the line, 3 — type sections (a — bed, b — formation); 4 — HC fields; **boundaries (5–7):** 5 — administrative, 6 — petroleum area, 7 — West Siberian Basin; **lines (8, 9):** 8 — correlation line (see Fig. 2), 9 — slalom seismic line and paleosection (see Fig. 4, 6)

кинское, Пайяхское, Пеляткинское, группа Соленинских месторождений (рис. 1). Притоки жидких и газообразных УВ в исследуемом районе получены из пластов юрско-меловых отложений, залежи приурочены преимущественно к структурным и неантиклинальным ловушкам.

Территория Енисей-Хатангской нефтегазоносной области активно изучалась до середины 1980-х гг. В тот период значительный вклад в изучение гео-

логического строения и оценку перспектив нефтегазоносности внесли Г.Д. Гинсбург, И.С. Грамберг, В.В. Гребенюк, А.И. Данюшевская, Г.Н. Карцева, А.Э. Конторович, В.Д. Накоряков, Л.Л. Кузнецов, И.Д. Полякова, З.З. Ронкина, В.Н. Сакс, В.Г. Сибгатулин, Д.С. Сороков, В.С. Сурков, Д.Б. Тальвирский, А.А. Трофимук и др. На протяжении последних 10–15 лет после длительного перерыва в пределах Енисей-Хатангской нефтегазоносной области вновь

активно наращиваются объемы сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения, проводятся комплексные исследования, включающие всесторонний анализ геолого-геофизических, палеонтологических, геохимических и гидрогеологических материалов. За это время на западе области была выявлена Пайяхская зона нефтенакпления, в пределах которой открыты крупные месторождения УВ — Байкаловское, Западно-Иркинское и Пайяхское. Западно-Иркинское нефтяное месторождение было открыто в 2020 г., оно представляет собой западное продолжение выявленного еще в 1990 г. Пайяхского месторождения. В 2021 г. НК «Роснефть» анонсировала открытие на границе Ямало-Ненецкого автономного округа и Красноярского края еще одного нефтегазового месторождения — Новоогненного.

Результаты этого этапа исследований Енисей-Хатангской нефтегазоносной области обобщены в работах А.П. Афанасенкова, В.П. Девятова, С.В. Ершова, А.В. Исаева, С.М. Карпухина, Н.С. Ким, А.Э. Конторовича, В.А. Конторовича, В.А. Кринина, Б.Л. Никитенко, А.А. Полякова, А.П. Родченко, Ю.А. Филипцова и других специалистов.

Подавляющая часть (около 98 %) запасов газа и все запасы жидких УВ на западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области сосредоточены в берриас-нижнеаптских отложениях, из них более 90 % извлекаемых запасов УВ сосредоточено в области развития берриас-барремского клиноформного комплекса. Учитывая, что при дальнейшей разведке Пайяхской зоны нефтенакпления ожидаются открытия крупных нефтяных и, возможно, газовых залежей, эти цифры будут только возрастать. В этой связи вопросы корреляции нижнемеловых пластов, выявления условий их формирования, построения адекватных сейсмогеологических моделей клиноформных отложений еще продолжительное время будут оставаться весьма актуальными.

Стратиграфия, индексация пластов

Берриас-нижнеаптский комплекс на западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области подстилается яновстанской и гольчихинской свитами соответственно волжско-берриасского и келловей-берриасского возраста. Верхняя граница комплекса проводится по резкой смене светло-серых и серых преимущественно песчаных отложений малохетской свиты буроватыми и темно-серыми углисто-глинистыми породами яковлевской свиты среднего апта – среднего альба. Западные районы исследуемой территории относятся к Енисей-Хатангскому структурно-фациальному району берриас-аптских отложений, в котором выделяется два подрайона — Малохетский на юге и Притаймырский на севере. Для каждого из них характерен свой набор свит. Так, в Малохетском подрайоне выделяются (снизу вверх) нижнехетская, суходудинская и малохетская свиты, а в Притаймырском — шуратовская, байкаловская и малохетская (рис. 2). Все они

имеют терригенный состав (песчаники, алевролиты, глины) и отличаются характером напластования пород, толщиной пропластков, а также преобладанием в разрезе тех или иных литологических разностей. Шуратовская свита относится к возрастным аналогам нижнехетской свиты и нижней подсвиты суходудинской, но в отличие от них нижняя часть разреза имеет ярко выраженное косослоистое строение. Байкаловская свита является фациальным аналогом суходудинской. Ее стратиграфический объем отвечает верхней подсвите суходудинской и нижней части малохетской свиты Малохетского подрайона. Малохетская свита выделяется в обоих подрайонах, однако в Притаймырском, по сравнению с Малохетским, ее стратиграфический объем сокращен за счет замещения нижней части разреза байкаловской свитой. Большинство границ стратотипов имеют скользящий во времени характер. Все меловые свиты Малохетского подрайона выклиниваются на границе с Сибирской платформой, а свиты Притаймырского подрайона — в направлении Таймырской складчатой области, которая в меловое время представляла собой одноименную сушу.

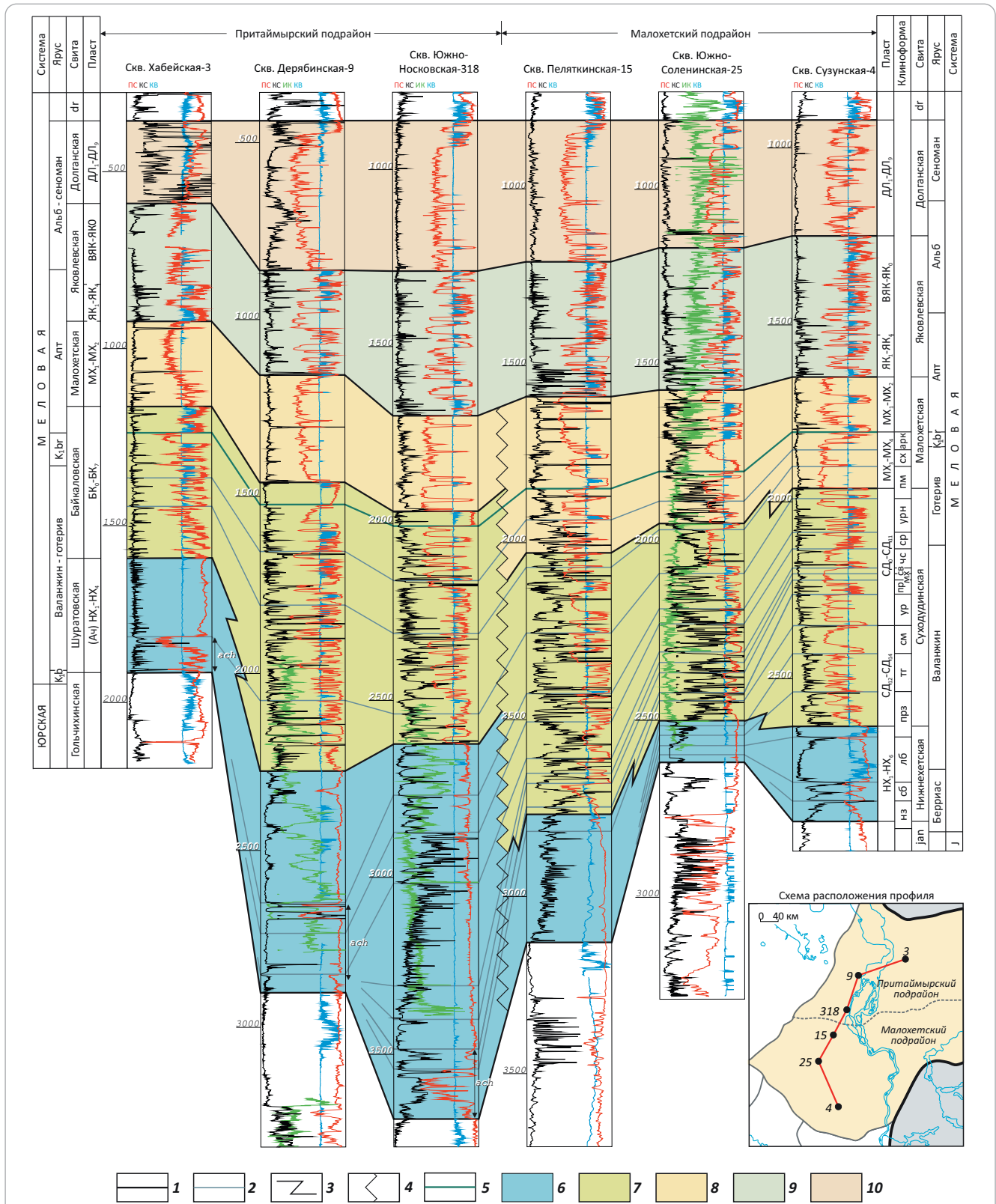
На исследуемой территории выделены стратотипы нижнемеловых свит Енисей-Хатангского района. Стратотипы нижнехетской и суходудинской свит Малохетского подрайона были установлены еще в конце 1960-х гг. в разрезе скв. Малохетская-10 (см. рис. 1). Стратотипы шуратовской и байкаловской свит Притаймырского подрайона выделены в скв. Южно-Носковская-318. Для малохетской и яковлевской свит, которые обнаружены в обоих подрайонах, стратотипы установлены соответственно в скважинах Малохетская-1 и Яковлевская-1.

В разрезе берриас-нижнеаптских отложений Енисей-Хатангского района отмечается большое число групп пластов, обозначаемых разными индексами. В Малохетском подрайоне, расположенном вдоль границы с Сибирской платформой, выделяются пласты групп НХ (нижнехетская свита), СД (суходудинская свита), МХ (малохетская свита) (рис. 3). Из них только группа пластов СД нижней подсвиты суходудинской свиты имеет стратотипический разрез, который был выделен в скв. 5 на Пеляткинской площади и принят в 1973 г. на Уренгойском совещании по корреляции и номенклатуре продуктивных пластов. Пласты остальных свит утвержденных стратотипических разрезов не имеют.

В Притаймырском подрайоне первоначально покровные пласты нижнемеловых отложений индексировались в соответствии с Малохетским подрайоном — в шуратовской и низах байкаловской как СД, верхи байкаловской и малохетская свита — индексами малохетской свиты. Пласты ачимовской толщи на Пайяхском и Хабейском месторождениях обозначались как пласты группы нижнехетской свиты, а на Дерябинской площади для пластов ачимовской толщи был введен индекс Д. С открытием в 2009 г. Байкаловского месторождения все усложни-

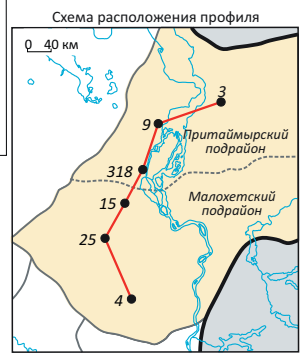


Рис. 2. Схема корреляции меловых отложений Енисей-Хатангского фациального района
 Fig. 2. Correlation chart of the Cretaceous deposits, Yenisei-Khatanga facies region



Границы (1–4): 1 — свит, 2 — региональных клиноформ, 3 — фациального замещения, 4 — фациальных зон; 5 — кровля берриас-барремского клиноформного комплекса; свиты (6–10): 6 — шуратовская, нижнехетская, 7 — байкаловская, суходудинская, 8 — малохетская, 9 — яковлевская, 10 — долганская.

Свиты: jap — яновстанская, dr — дорожковская. Толща: ach — ачимовская. Клиноформы: арк — арктическая, сх — сяхинская, пм — пимская, урн — уренгойская, ср — сармановская, чс — чеускинская, св — савуйская, мх — моховая, пр — пырейная, ур — урьевская, см — самотлорская, тг — тагринская, прз — приозерная, лб — лабазная, сб — сабунская, нз — назинская



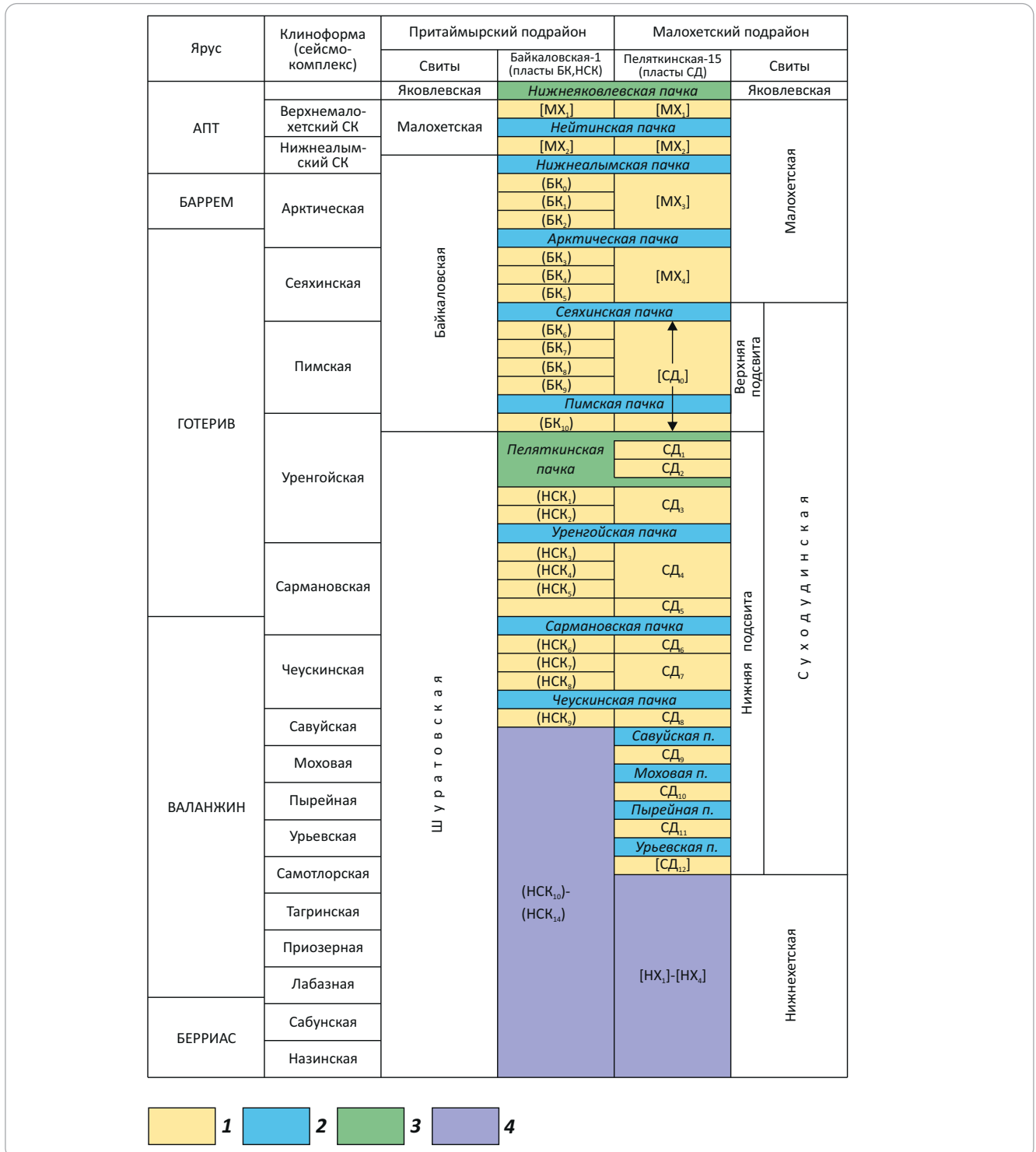
Legend for Fig 2., end.

Boundaries (1–4): 1 — formation, 2 — regional clinoform, 3 — facies substitution, 4 — facies zones; 5 — Berriasian-Barremian clinoform sequence Top; **formations (6–10):** 6 — Shuratovsky, Nizhnekhetzky, 7 — Baikalovsky, Sukhodudinsky, 8 — Malokhetzky, 9 — Yakovlevsky, 10 — Dolgansky.

Formations: jan — Yanovstansky, dr — Dorozhkovsky. Unit: ach — Achimov. Clinoforms: арк — Arctic, сх — Seyakhinsky, пм — Pimsky, урн — Urengoisky, ср — Sarmanovsky, чс — Cheuskinsky, св — Savuisky, мх — Mokhovaya, пр — Pyreinaya, ур — Urievsky, см — Samotlorsky, тр — Tagrinsky, прз — Priozerny, лб — Labazny, сб — Sabunsky, нз — Nazinsky

Рис. 3. Схема сопоставления покровных пластов берриас-нижнеаптских отложений Енисей-Хатангской НГО скважин-стратотипов Байкаловская-1 и Пеляткинская-15

Fig. 3. Correlation scheme of mantle Berriasian-Lower Aptian beds of the Yenisei-Khatanga Petroleum Area, Baikalovskaya-1 and Pelyatkinskaya-15 stratotype wells



Усл. обозначения к рис. 3

Legend for Fig. 5.

Покровные (горизонтально-слоистые) отложения (1–3): 1 — проницаемые интервалы, 2 — региональные глинистые пачки, 3 — зональные глинистые пачки; 4 — склоновые и дистальные фации.

В круглых скобках показаны пласты, выделенные в неутвержденных гипостратотипах; в квадратных скобках — пласты, стратотипы которых отсутствуют. Возрастная привязка границ свит дана с учетом сейсмостратиграфии по [2]

Mantle (horizontally layered) deposits (1–3): 1 — permeable intervals, 2 — regional clayey members, 3 — zonal clayey members; 4 — slope and distal facies.

Layers identified in unapproved hypostratotypes are shown in parentheses; layers with no stratotypes are shown in square brackets. Age of formation boundaries is shown according to seismic stratigraphy by [2]

лось. В разрезах шуратовской и байкаловской свит в скв. Байкаловская-1 были выделены пласты групп соответственно НСК и БК (см. рис. 2). Пласты ачимовской толщи в основании шуратовской свиты, как и мелководные покровные пласты этой свиты, были также отнесены к группе пластов НСК.

Авторы статьи ранее рассматривали проблемы индексации берриас-аптских пластов клиноформного комплекса Енисей-Хатангского структурно-фациального района [1, 2]. Выделение в шуратовской свите на левобережье Енисея пластов СД, а на правобережье — пластов НСК может привести к путанице в индексации пластов западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. При схожести строения стратотипический разрез пластов СД₁–СД₁₁ в скв. Петлятинская-5 в стратиграфическом отношении более полно охватывает валанжин-нижнеготеривский разрез Енисей-Хатангского района (см. рис. 3). Для выделения и индексации пластов в пределах всего района как в разрезе суходудинской, так и шуратовской свит было бы оптимально использовать стратотип пластов СД. Что касается байкаловской свиты готерив-баррема, вследствие большей толщины и более высокой расчлененности разреза по сравнению с ее возрастными аналогами (верхняя подсвита суходудинской свиты и нижняя половина малохетской свиты) (см. рис. 2), выделение стратотипического разреза пластов БК в скв. Байкаловская-1 вполне оправдано.

Пласты ачимовской толщи, залегающие в нижней части шуратовской свиты, представляют собой разновозрастные песчано-алевритовые линзы. Любой ее стратотипический разрез будет актуален только на ограниченной площади в пределах месторождения или группы месторождений. В настоящий момент, как отмечалось выше, на разных площадях исследуемой территории эти пласты обозначаются как НХ, НСК и Д. В подобной ситуации, как представляется авторам статьи, наиболее практично присвоить ачимовским пластам индекс синхронного им мелководного покровного пласта с добавлением приставки Ач, например, АчСД₁₀. Еще один вариант — вводить на площадях (или зонах нефтегазоаккумуляции) локальную индексацию, как это делается на ряде месторождений, типа Ач₁, Ач₂ и т. д. Присваивать ачимовским пластам относительно мелководного генезиса индексы НХ нижнехетской свиты, которая формировалась в мелководно-морской обстановке, не совсем корректно.

Относить ачимовские и покровные пласты клиноформного комплекса к одной группе НСК, как это сделано в скв. Байкаловская-1, тоже нежелательно. В будущем, при дальнейшей разведке Пайяхской зоны нефтенакопления и Байкаловского месторождения, это чревато возникновением проблем, поскольку пласты горизонтально-слоистого и клиноформного подкомплексов берриас-барремского клиноформного комплекса будут иметь не только одинаковую номенклатуру, но и одинаковую индексацию.

Особенности условий формирования клиноформного комплекса

Большинство специалистов, которые занимались изучением условий формирования нижнемелового клиноформного комплекса Западной Сибири, в том числе западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, объясняют его происхождение боковым заполнением относительно мелководного бассейна. В результате в разрезе берриас-нижнего апта отмечается широкий диапазон обстановок осадконакопления от мелководно-морских в основании комплекса до континентальных в верхних частях разреза. Заполнение некомпенсированного раннемелового бассейна отражено на современных палеогеографических картах Западной Сибири и ее северных районов [3–6]. Всего в берриас-барремское время в Западно-Сибирском бассейне по оценкам разных специалистов сформировалось от 15 до 20 региональных клиноформ ([7–9] и др.).

На северо-востоке Западно-Сибирского бассейна вдоль границы с Сибирской платформой клиновидные тела начали формироваться еще в позднеюрское время ([10–13] и др.). Если на юге Пур-Тазовской нефтегазоносной области верхнеюрская часть разреза представлена пологонаклонными телами, то на севере этой области и на западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области углы наклона склоновых пластов верхней юры не отличаются от наклона пластов нижнемеловых клиноформ и могут достигать 2°. С юга на север увеличивается также толщина верхнеюрской клиноформной толщи. Объясняется это климатической зональностью.

В волжское время на юге Восточно-Сибирской суши существовал семиаридный климат, а на севере — гумидный, поэтому поступление в се-

веро-восточную часть Западно-Сибирского моря терригенного материала, который образовывался преимущественно в результате химического выветривания, было более интенсивным [14]. Если толщины баженовского горизонта на юго-востоке Западно-Сибирского осадочного бассейна составляют менее 100 м, то на востоке Большехетской мегасинеклизы они превышают 300 м, а на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба достигают почти 400 м [15].

В берриасе, к началу формирования нижнемелового клиноформного комплекса, относительно глубоководный эпиконтинентальный морской бассейн с некомпенсированным режимом осадконакопления образовался на большей части территории Западной Сибири. По оценкам разных специалистов, максимальные глубины палеобассейна на исследуемой территории в это время составляли от 120–140 до 500–600 м ([16–19] и др.). Очень часто глубины некомпенсированного палеобассейна геологи определяют по толщине осадочных комплексов в депозитрах осадконакопления или по высоте клиновидных тел. Как было показано С.В. Ершовым [19], установление глубин образования баженовской свиты и ее возрастных аналогов по высоте и толщине клиноформ не всегда корректно ввиду происходивших в бассейне изостатических процессов, а также наличия между концом формирования баженовского горизонта и началом лавинной седиментации на какой-то определенной площади длительного периода времени с крайне низкой скоростью седиментации и сильными вариациями скоростей тектонического погружения. Однако между современной толщиной верхнеюрско-неокомских клиноформ Западной Сибири и глубиной палеобассейна на момент начала их формирования существует нелинейная зависимость, которая в разных частях бассейна может меняться в направлении от периферии к центру бассейна от 0,5 до 1–2 в зависимости от литологических особенностей клиноформной толщи и подстилающих отложений, тектонического строения территории и некоторых других причин. Для западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области этот коэффициент достигает почти 2, т. е. в осевой части одноименного регионального прогиба современная толщина косослоистой части неокомских клиноформ, которые возникли в условиях некомпенсированного бассейна, почти в два раза превышает его палеоглубину на момент начала формирования клиноформ. Не последнюю роль в этом сыграла большая толщина подстилающих триас-юрских отложений (около 3,5 км на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба и более 5 км в центральной его части), которые испытывали значительное уплотнение под действием огромных масс нижнемеловых осадков, поступающих в глубоководную часть бассейна. Согласно расчетам, проведенным С.В. Ершовым, в исследуемом районе палеоглубина бассейна в раннем берриасе,

к началу формирования неокомского клиноформного комплекса, не превышала 150 м [19].

В начале берриаса в областях сноса на Сибирской платформе и Алтае-Саянской складчатой области началось активное горообразование. Процессы механического выветривания стали более интенсивными. Это привело к тому, что режим некомпенсированного осадконакопления на востоке и юго-востоке Западно-Сибирского палеобассейна сменился лавинной седиментацией [4]. Боковое заполнение бассейна происходило циклически. В периоды кратковременных трансгрессий в бассейне формировались регионально-выдержанные глинистые пачки, на фоне регрессий происходило накопление песчаных горизонтов. Такой механизм осадконакопления привел к формированию в раннемеловое время клиновидных осадочных тел (клиноформ) на значительной территории Западной Сибири, в том числе в западных районах Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (рис. 4).

Осадочный материал сносился в Енисей-Хатангский бассейн как с Сибирской платформы, так и с Таймырской суши, что привело к формированию в этом районе встречных клиноформ ([12, 20–22] и др.). Поскольку основные объемы осадка поступали главным образом со стороны Сибирской платформы, осевая зона встречных клиноформ оказалась сдвинута в сторону Таймыра и проходила к северу от Хабейской и Дерябинской площадей (рис. 5).

В берриасе и раннем валанжине на территории Енисей-Хатангского бассейна существовали также внутренние источники сноса, которые были приурочены к наиболее приподнятым участкам Усть-Портовского мегавыступа и Балахнинско-Рассохинской наклонной гряды (тектонические элементы соответствуют карте тектонического районирования кровли юрского структурного яруса Енисей-Хатангского регионального прогиба, построенной по материалам ИНГГ СО РАН [23]). На большей части Балахнинской, Малохетской, Мессояхской, Семеновской и Тундровой площадей были размыты верхнеюрские осадки, а на Волочанской площади и среднеюрские. Однако объем сносимых осадков с островных суш был незначительным вследствие небольшой их площади.

Скорость проградации клиноформ при заполнении бассейна была неравномерной как по времени, так и по площади. Об этом можно судить по расположению бровок клиноформ, которые отражают переход мелководной области в область аккумулятивного склона на финальном этапе их формирования. Процесс заполнения бассейна в берриас-апте на западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области условно можно разделить на пять этапов, характеризующихся разными скоростями проградации осадков. В целом с берриаса по готерив отмечается общая тенденция к повышению скорости продвижения нижнемелового осадочного комплекса вглубь бассейна. На первом этапе во второй половине берриаса и самом начале



Рис. 4. Сейсмогеологический палеоразрез берриас-нижнеаптского сейсмического мегакомплекса по композитному профилю
Fig. 4. Geoseismic paleosection of Berrisian-Lower Aptian seismic megasequence along the slalom line

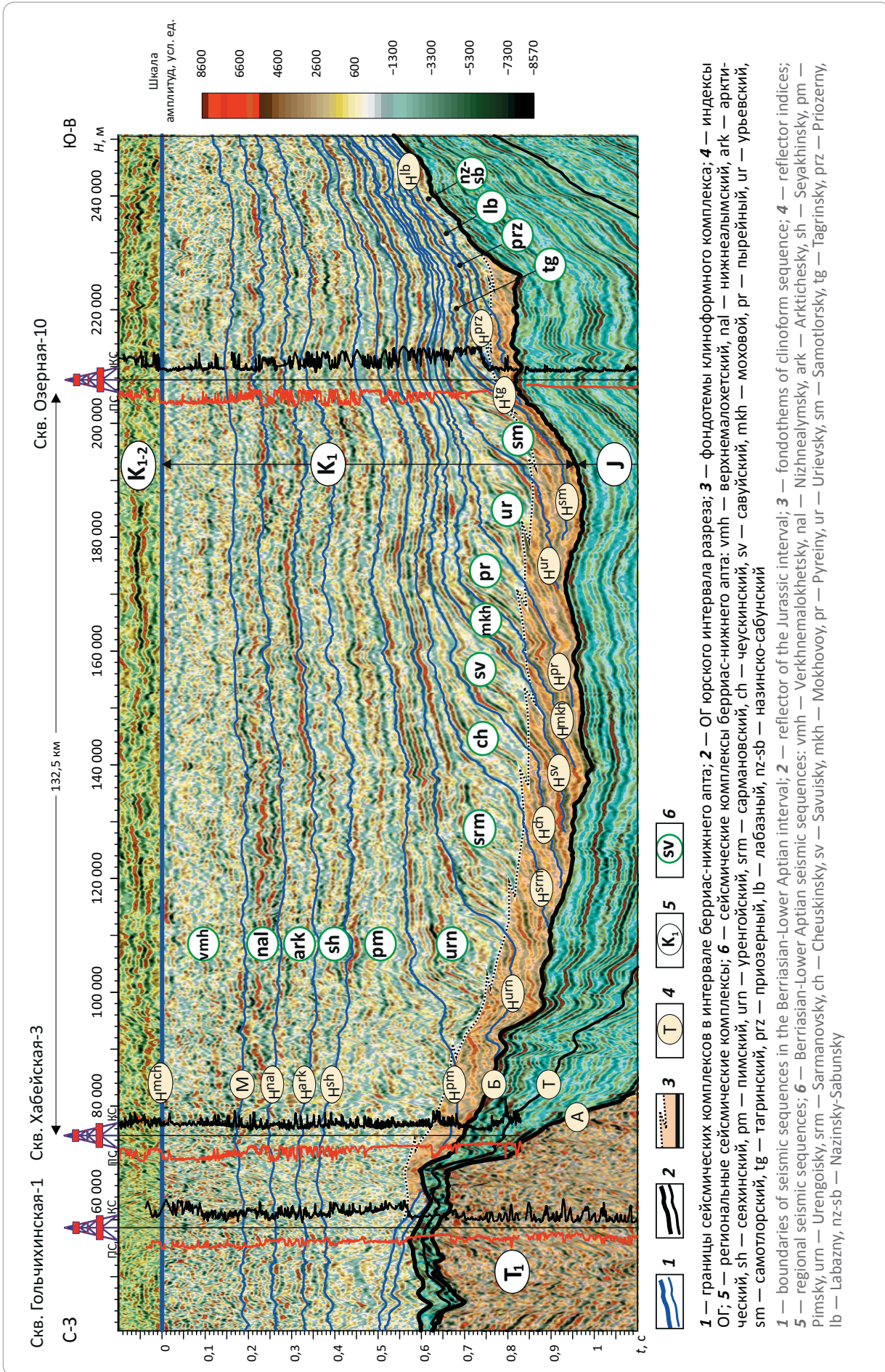
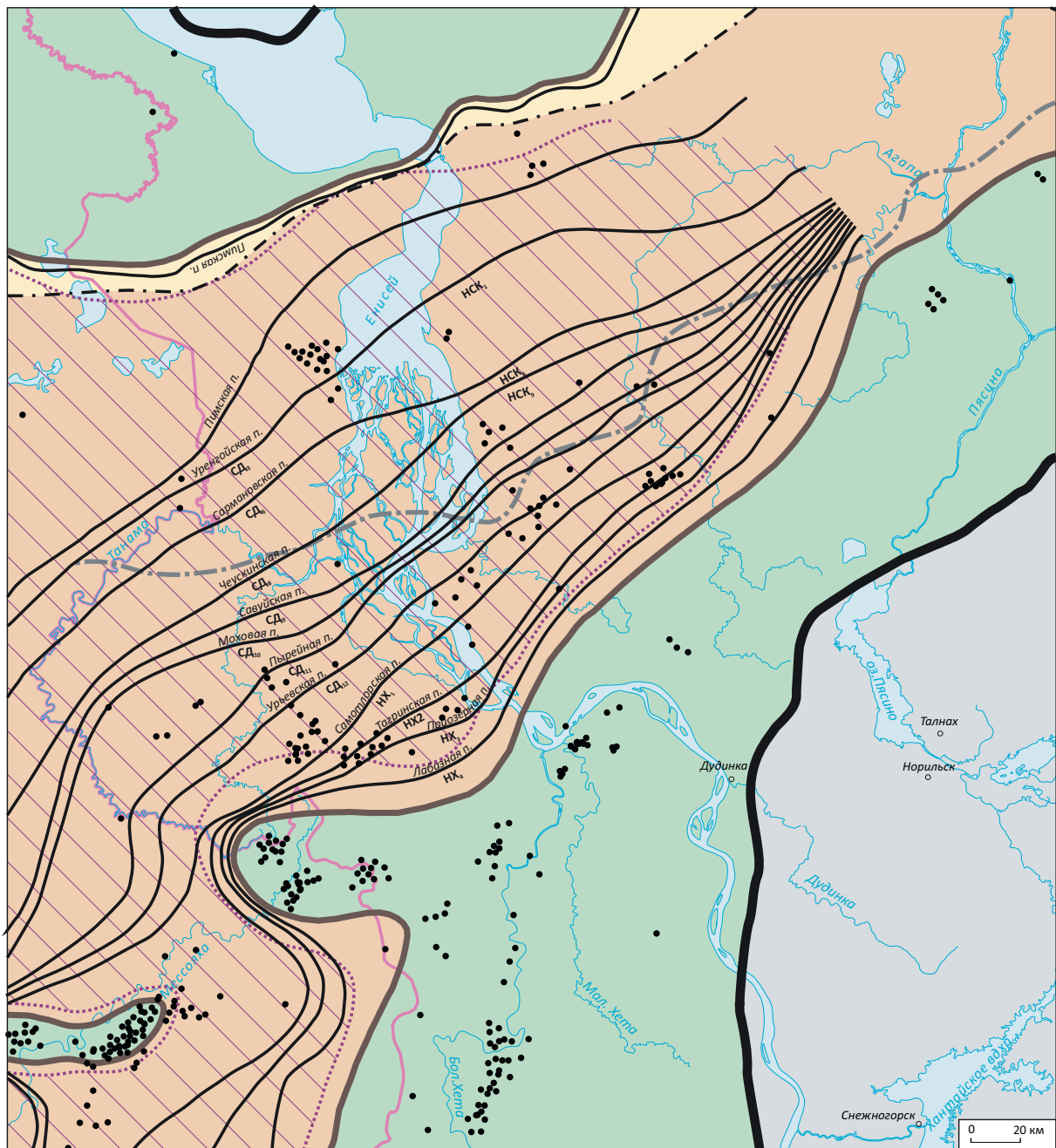


Рис. 5. Схема проградации берриас-готеривских клиноформ западных районов Енисей-Хатангского регионального прогиба
 Fig. 5. Scheme of Berriasian-Hauterivian clinoform progradation in western areas of the Yenisei-Khatanga Regional Trough



Границы (1–3): 1 — административная, 2 — распространения мезозойских отложений, 3 — перехода горизонтально-слоистых отложений нижнего мела в клиноформные; 4 — скважины; 5 — бровки региональных клиноформ и индексы пластов, залегающих в их кровле; 6 — региональные глинистые пачки, залегающие в основании клиноформ; **осевые линии (7, 8):** 7 — зоны встречных клиноформ, 8 — Енисей-Хатангского регионального прогиба; **области распространения (9–11):** 9 — Восточно-Сибирских клиноформ западного и северо-западного падений, 10 — таймырских клиноформ южного и юго-восточного падений, 11 — ачимовской толщи; 12 — области, в которых отложения нижнего мела представлены только мелко-водно-морскими, прибрежно-морскими и континентальными отложениями (области горизонтально-слоистого строения)

Boundaries (1–3): 1 — administrative, 2 — Mesozoic deposit occurrence, 3 — transition of horizontally layered Lower Cretaceous deposits into clinoforms; 4 — wells; 5 — regional clinoform edges and indices of layers occurring in their Top; 6 — regional clayey members occurring in clinoform basal part; **axial lines (7, 8):** 7 — zones of counter clinoforms, 8 — Yenisei-Khatanga regional trough; **areas of occurrence (9–11):** 9 — East Siberian clinoforms of western and north-western dip, 10 — Taimyr clinoforms of southern and south-eastern dip, 11 — Achimov formation; 12 — areas where Lower Cretaceous deposits are represented only by shallow-marine, coastal-marine, and continental formations (areas of horizontal bedding)

раннего валанжина область мелкого моря, которая контролировалась бровками клиноформ, продвигалась в северо-западном направлении в среднем со скоростью 4–10 км/млн лет. На следующем этапе, с момента накопления самотлорской клиноформы, произошло резкое повышение скорости проградации примерно в 1,5–3 раза. В первой половине раннего валанжина по разным клиноформам она составляла в среднем 14–17 км/млн лет. Во второй половине валанжина и начале раннего готерива темпы проградации повысились еще в два раза и достигали уже в среднем 20–40 км/млн лет. Пока в берриасе и валанжине вдоль борта с Сибирской платформой при активном поступлении осадочного материала наблюдалось обмеление бассейна, его осевая область продолжала погружение в условиях некомпенсированного осадконакопления. В конце валанжина максимальная глубина палеоморя на северо-западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области достигала примерно 300 м, после чего процесс обмеления затронул уже все районы исследуемой территории. Во второй половине раннего готерива (четвертый этап) в момент накопления пимской региональной клиноформы скорости проградации вновь повысились, достигая максимальных значений почти в 100 км/млн лет на сопредельной к западу территории п-ова Гыданский. На последнем этапе в позднем готериве, барреме и раннем апте на территории Енисей-Хатангской нефтегазоносной области преобладал режим компенсированного осадконакопления в условиях мелководно-морских и прибрежно-морских обстановок, а также обстановок аллювиальных низменных равнин.

В Западно-Сибирском бассейне в районе Широкого Приобья проградация неокомских клиноформ за время их накопления составила около 900 км. Высокая скорость их продвижения вглубь бассейна привела к тому, что на большей части территории бассейна в области распространения клиноформ в нижней части разреза мела одновременно выделяют обычно одну или две фондотемы, которые представляют собой относительно глубоководные образования с субгоризонтальным или слабонаклонным залеганием слоев. На западе Енисей-Хатангского бассейна расстояние между границей перехода горизонтально-слоистых отложений нижнего мела в клиноформные и осевой линией зоны встречных клиноформ составляет всего 110–230 км и сокращается в северо-восточном направлении (см. рис. 5). На относительно небольшом расстоянии выделяется подавляющее большинство клиноформ (косослоистая часть разреза клиноформы) клиноформного комплекса. В связи с относительно невысокой скоростью проградации клиноформ в исследуемом районе в зоне восточно-сибирских клиноформ (северо-западного падения) в разрезе, как правило, друг на друге последовательно залегают три-четыре фондотемы. Увеличению числа фондотем, формирующихся на

одних и тех же площадях, послужила также особенность палеогеоморфологии дна Енисей-Хатангского бассейна. Северный борт прогиба в раннемеловое время представлял собой склон палеобассейна, погружавшийся в южном направлении. В середине раннего валанжина дистальные части конусов выноса, которые выдвигались со стороны Сибирской суши, достигли наиболее погруженной области Енисей-Хатангского бассейна. Дальнейшее их продвижение было замедлено естественным палеогеоморфологическим препятствием в виде подъема дна. Одновременно с замедлением продвижения области осадконакопления на север, повысилась вертикальная скорость наращивания разреза. Таким образом, фондотемы, в составе которых выделяются подачимовская и ачимовская толщи, на северном склоне Енисей-Хатангского регионального прогиба могут достигать суммарной толщины 500 м.

Особенности строения берриас-нижнеаптских отложений

Сейсмические материалы последних лет свидетельствуют, что верхнеюрский и нижнемеловой клиноформные комплексы получили в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области широкое распространение — от границ с Западно-Сибирской геосинеклизой на западе до Анабаро-Хатангской седловины на востоке. Причем на востоке области в раннемеловое время существовало два суббассейна, разделенных зоной поднятий. Как показали сейсмостратиграфические исследования, проведенные авторами статьи, в южном суббассейне, приуроченном к Боганидско-Жданихинскому наклонному желобу, клиноформные тела сформировались в волжско-ранневаланжинское время, а в северном, приуроченном к Беловско-Агапскому наклонному желобу, — в поздневаланжинское и раннеготеривское.

Как отмечалось выше, по данным разных исследователей в неокме Западной Сибири выделяют до двадцати региональных клиноформ. В настоящее время не существует однозначного сопоставления региональных клиноформ, выделенных в Западно-Сибирском и Енисей-Хатангском бассейнах. Дело в том, что области формирования берриас-нижневаланжинских клиноформ этих бассейнов разделены зоной, в которой в раннемеловое время доминировали только мелководно-морские и прибрежно-морские обстановки [4]. В тектоническом плане она приурочена к Усть-Портовскому мегавыступу и Среднемессояхскому мезовалу. На территории последнего, по мнению некоторых специалистов, в берриасское время даже существовала островная суша [24]. Из депрессионных областей в направлении палеоподнятий толщина мелководно-морского комплекса берриас-нижневаланжинских отложений сокращается более чем в два раза, не говоря о том, что полная толщина клиноформ с учетом осадков, накопившихся в склоновых и дистальных обстановках, сокращается на порядок.

В результате такого уменьшения толщин возрастает неоднозначность корреляции отражающих горизонтов как по данным сейсморазведки, так и по данным ГИС. В верхневаланжин-аптской части разреза такого уменьшения не происходит, поэтому ее корреляция более однозначна.

При исследовании клиноформного комплекса Енисей-Хатангской нефтегазоносной области используются разные приемы. Отмечая дискуссионность в стратификации нижнемелового разреза, В.С. Танинская с соавторами выделяют на западе области в разрезе валанжина и нижнего готерива семь клиноформных комплексов, которые можно сопоставить с группами региональных клиноформ центральных районов Западно-Сибирского бассейна [25]. Исследования, проведенные специалистами ФГУП СНИИГГиМС совместно с коллегами из других организаций, позволили на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба в разрезе неокома выделить 25 клиноформ, которые были сгруппированы в 5 мегаклиноформ [12, 26]. Клиноформы выделены по рисунку волнового поля временных разрезов. Границы проведены по достаточно ярким отражающим границам, приуроченным к выдержанным глинистым пачкам. К сожалению, авторы исследований не сопоставили клиноформы Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов, поэтому их взаимоотношение остается неясным.

В последнее время стали появляться работы, в которых предприняты попытки проследить на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба подавляющее большинство ОГ, приуроченных к региональным глинистым пачкам нижнего мела. К их числу относится совместная публикация большой группы специалистов ООО ТННЦ, ПАО «НК «Роснефть» и ИНГГ СО РАН, которые кроме сейсмических материалов и данных ГИС использовали новые биостратиграфические данные [27]. Всего в разрезе неокома авторами было прослежено 10 отражающих горизонтов, которые ассоциируются с глинистыми пачками, залегающими в основании региональных клиноформ.

На севере Западной Сибири берриас-нижнеаптский сейсмический (и нефтегазоносный) мегакомплекс помимо клиноформного комплекса берриас-баррема включает в себя также горизонтально-слоистые отложения нижней половины нижнего апта, выделяемые в нижнеалымский сейсмический комплекс (СК). Границы последнего приурочены к нижнеалымской (в основании) и нейтинской (в кровле) пачкам глин (см. рис. 4). На территории Енисей-Хатангского бассейна, а также вдоль восточных границ Западно-Сибирского нейтинская пачка глин не выдержана, часто опесчанена и не имеет яркой выраженности на сейсмических разрезах. В противовес этому в исследуемом районе получила распространение нижнеякутская углисто-глинистая пачка среднего апта, которая является надежным флюидоупором для крупных

залежей УВ [28]. В этой связи здесь и сейсмический, и нефтегазоносный берриас-нижнеаптский мегакомплекс наращиваются вверх по разрезу за счет верхов отложений нижнего апта, которые авторы исследований выделили в верхнемалохетский СК, имеющий, как и нижнеалымский, горизонтально-слоистое строение.

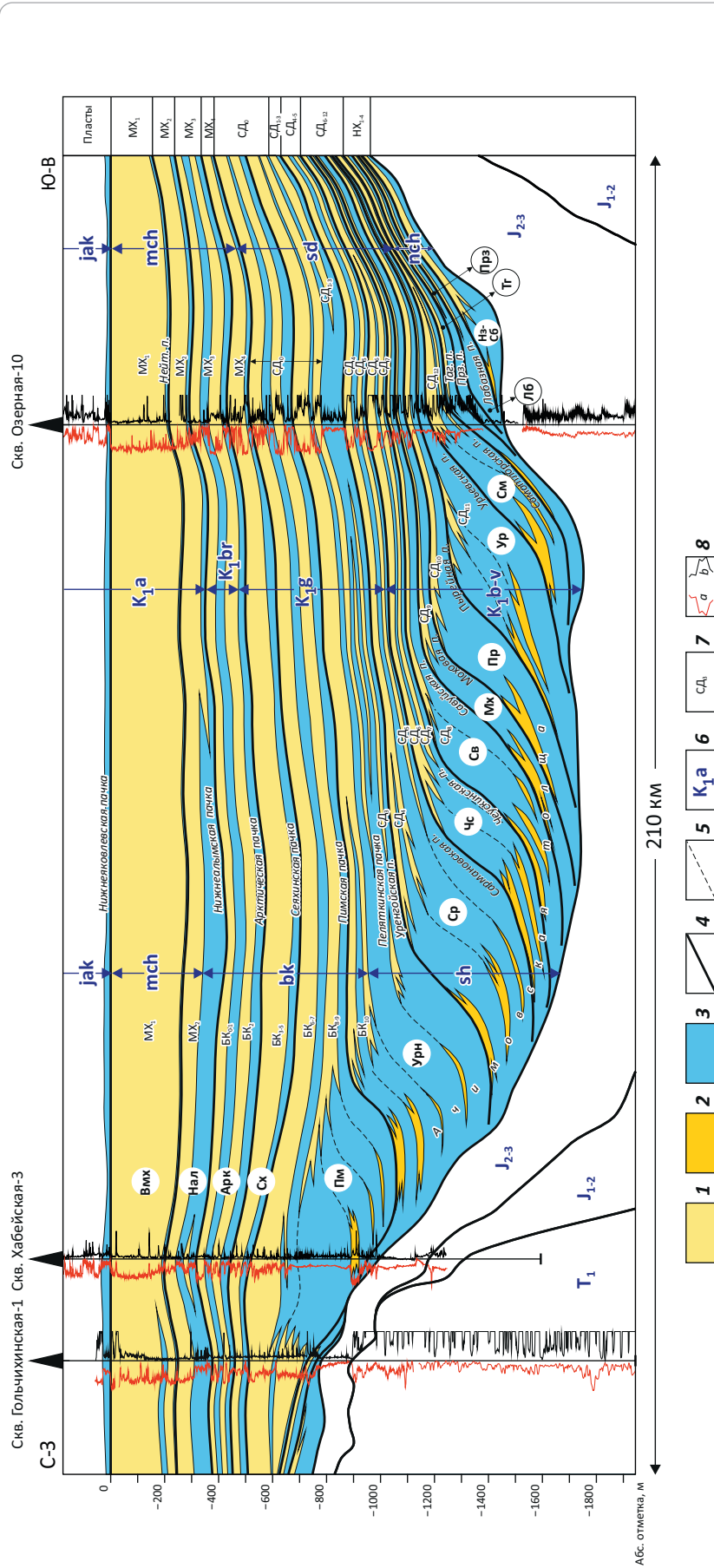
В клиноформном комплексе берриас-баррема Западной Сибири авторы статьи выделяют 16 региональных клиноформ (сейсмокомплексов), названия которым даны по названиям залегающих в их основании региональных пачек глин [1].

Термин «клиноформа» применительно к нижнемеловым отложениям Западной Сибири является термином свободного пользования. Существуют разные его трактовки, но все они сводятся примерно к одному, что клиноформа — это осадочное тело клиновидной формы с выраженными первичными наклонами слоев, сформировавшееся в условиях бокового заполнения некомпенсированного бассейна. В понимании авторов статьи подавляющее большинство клиноформ Западной Сибири являются сиквенсами 3-го порядка, формирование которых рассматривается с точки зрения модели сиквенсов Depositional Sequence III [9]. Исключением является арктическая клиноформа, которая объединяет два сиквенса 3-го порядка из-за их малой толщины. В Енисей-Хатангской нефтегазоносной области аналогичным образом вместо самых древних двух берриасских сиквенсов назинского и сабунского, вследствие их малой толщины, выделяется единая назинско-сабунская клиноформа (сейсмокомплекс). Таким образом, в исследуемом районе авторы статьи выделяют не 16, а 15 клиноформ (рис. 6), из которых только 13 сформировали клинотемы в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Сеяхинская и арктическая клиноформы готерив-баррема представлены только ундатемами, которые накапливались в обстановках от мелководно-морских до континентальных. Клинотемы этих клиноформ сформировались западнее, на территории полуостровов Гыданский и Ямал. Время формирования валанжин-готеривских клиноформ составляет от 0,35 до 1,3 млн лет, а берриасской и барремской, которые объединяют по две секвенции, соответственно 2,5 и 8,1 млн лет.

Одной из особенностей строения клиноформного комплекса Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, как отмечалось выше, является повышенная суммарная толщина фондотем, число которых в разрезе одной скважины может достигать трех-четырёх. Если на севере Западной Сибири в зависимости от района суммарная толщина фондотем, залегающих в основании клиноформного комплекса нижнего мела, обычно не превышает 200–300 м, то вдоль северного борта Енисей-Хатангского регионального прогиба она может достигать 500 м. В зонах с увеличенной толщиной фондотем нередко фиксируется два уровня, к которым наблюдается подошвенное прилегание слоев [29,



Рис. 6. Палеогеологический разрез берриас-нижнеаптских отложений
Fig. 6. Paleogeological cross-section of Berriasian-Lower Aptian deposits



Песчаные пласты (1, 2): 1 — мелководно-морские, прибрежно-морские, 2 — относительно глубоководные (конусы выноса); 3 — преимущественно глинистые отложения; 4 — границы сейсмокомплексов; 5 — прослеживаемые уровни песчаных пластов; 6 — возраст отложений; 7 — индексы продуктивных пластов; 8 — кривые ГИС: а — ПС, б — КС.

Свиты: jak — яковлевская, mch — малохетская, bk — байкаловская, sh — шуратовская, sd — шуратовская, sd — преимущественно глинистые отложения; 4 — границы сейсмокомплексов; 5 — прослеживаемые уровни песчаных пластов; 6 — возраст отложений; 7 — индексы продуктивных пластов; 8 — кривые ГИС: а — ПС, б — КС.

Свиты: jak — яковлевская, mch — малохетская, bk — байкаловская, sh — шуратовская, sd — шуратовская, sd — преимущественно глинистые отложения; 4 — границы сейсмокомплексов; 5 — прослеживаемые уровни песчаных пластов; 6 — возраст отложений; 7 — индексы продуктивных пластов; 8 — кривые ГИС: а — ПС, б — КС.

Ур — урвевский, См — самотлорский, Тр — тагринский, Прз — приозерный, Лб — лабазный, Нз-Сб — назинско-сабунский.

Региональные глинистые пачки: нейт. п. — нейтинская пачка, таг. п. — тагринская пачка, прз. п. — приозерная пачка

Sand layers (1, 2): 1 — shallow-marine, 2 — relatively deepwater (fans); 3 — mainly argillaceous deposits; 4 — seismic sequence boundaries; 5 — traceable levels of sand layers; 6 — deposit age; 7 — reservoir bed indices; 8 — log diagrams: a — SP, b — resistivity.

Formations: jak — Yakovlevsky, mch — Malokhetskyy, bk — Baikalsky, sh — Shuratovskyy, sh — Shuratovskyy, sd — Sukhodudinskyy, nch — Nizhnekhet'skiy, Hal — Nizhnealayskiy, Ark — Arkticheskiy, Cx — Seyakhinskiy, Pm — Pimskiy, Urn — Urengoi'skiy, Cr — Sarmanovskiy, Sv — Savuiskiy, Mx — Mokhovoy, Pr — Puryeiny, Ur — Urlevskiy, Sm — Samotlorskiy, Tr — Tagrinskiy, Prz — Priozerney, Lb — Labazny, Nz-Sb — Nazinskiy-Sabunskiy.

Regional clay members: нейт. п. — Neitinsky Member, таг. п. — Tagrinsky Member, прз. п. — Priozerney Member

30]. Нижний уровень, к которому под небольшим углом подклиниваются отражающие горизонты, связан с горизонтом Б (кровля гольчихинской свиты). Верхний уровень, к которому подклиниваются крутопадающие косонаклонные горизонты, приурочен к глинистым горизонтам, которые подстилают клинотемы. Чаще всего такими горизонтами являются региональные глинистые пачки.

Заключение

Влияние множества факторов, таких как низкие скорости проградации клиноформного комплекса, существование нескольких источников сноса, особенности палеобатиметрии и палеогеоморфологии дна бассейна, огромная (до 6 км) толщина подстилающих триас-юрских отложений и др., способствовало формированию на территории Енисей-Хатангского бассейна достаточно сложного геологического разреза нижнемеловых отложений, корреляция которых с прилегающими районами Западно-Сибирского бассейна неоднозначна.

Проведенные исследования показали, что на территории Енисей-Хатангской нефтегазоносной области в разрезе берриас-нижнеаптского нефтегазоносного комплекса выделяется 15 региональных клиноформ берриас-барремского возраста. Валанжин-готеривские клиноформы соответствуют сиквенсам 3-го порядка, а берриасская и барремская — объединяют по две аналогичные секвенции. Скорость проградации при формировании клиноформного комплекса была низкой, однако темпы ее до середины готерива постоянно возрастали. Источником сноса служили в основном Сибирская и в меньшей степени Таймырская суши, кроме того существовали местные, локальные источники сноса в виде островов. В раннем готериве произошла компенсация относительно глубоководного бассейна, к этому времени на исследуемой территории сформировались клинотемы большинства клиноформ. Глубина раннемелового палеобассейна на западе Енисей-Хатангской нефтегазоносной области по сравнению с его центральными районами была незначительной — от 150 м в раннем берриасе до 300 м в позднем валанжине. Тем не менее большая толщина триас-юрских отложений (3,5–5 км), которые уплотнялись под действием большой массы меловых осадков, позволила сформировать клиноформы, по высоте в два раза превышающие палеоглубину бассейна [19]. Медленная проградация клиноформного комплекса, а также палеогеоморфологическое препятствие в виде подъема дна в сторону таймырской суши послужили причиной формирования в разрезе до трех-четырех фондо-тем, последовательно залегающих друг на друге. Вдоль северного борта Енисей-Хатангского регионального прогиба их суммарная толщина может достигать 500 м.

Проведенные исследования имеют не только фундаментальное, но и практическое значение. Берриас-нижнеаптские отложения Енисей-Ха-

тангской нефтегазоносной области обладают высокими перспективами нефтегазоносности и представляют большой интерес для поиска и добычи УВ. Учитывая недостаточную изученность Енисей-Хатангской нефтегазоносной области бурением, следует ожидать открытий месторождений УВ. В этой связи рекомендуется унифицировать индексацию продуктивных пластов клиноформного комплекса нижнего мела этого региона, а не создавать новую на отдельных участках. С точки зрения авторов статьи, наиболее оптимальным было бы использование стратотипа пластов СД₁–СД₁₁ в разрезе скв. Пеляткинская-5 и пластов БК₀–БК₁₀ в разрезе скв. Байкаловская-1, которые дополняют друг друга (см. рис. 3). От пластов группы НСК предлагается отказаться.

При бассейновом моделировании заполнения Енисей-Хатангского регионального прогиба осадками для прогноза зон улучшенных коллекторов следует учитывать такие особенности формирования клиноформного комплекса Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, как относительно низкие палеоглубины и скорости проградации осадков, множественность источников сноса, встречные клиноформы и т. п., кроме того, это важно для моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ.

При построении сейсмогеологических моделей верхнеюрско-меловых комплексов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области следует учитывать еще одну из упомянутых выше особенностей. На большей части Западно-Сибирского бассейна, в области распространения баженовской свиты, в основании клиноформ наблюдается прилегание отражающих меловых горизонтов к ее кровле. Таким образом, юрские и меловые отложения достаточно уверенно стратифицируются на сейсмических профилях. В Енисей-Хатангском бассейне на значительных территориях, в первую очередь в его северной части, в интервале мелового клиноформного комплекса развиты фондо-темы увеличенной толщины. В этих районах подклинивание меловых горизонтов к кровле гольчихинской свиты, которая совпадает с кровлей баженовского горизонта, настолько постепенное, что граница юрских и меловых отложений проходит практически внутри субгоризонтально залегающей толщи. Крутопадающие отражающие горизонты клиноформного комплекса в этом случае подклиниваются к региональным глинистым пачкам нижнего мела.

Таким образом, проведение разного рода исследований с учетом особенностей строения и формирования берриас-нижнеаптских отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области поможет решить ряд вопросов, связанных со стратификацией разреза и индексацией продуктивных пластов. Совершенствование на этой основе сейсмогеологических моделей продуктивного комплекса приведет к значительному увеличению энергетического потенциала и ресурсной базы исследуемого района.

Литература

1. *Ершов С.В.* Проблемы выделения и корреляции стратотипических разрезов неокома Западной Сибири в связи с клиноформным строением // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 8. – С. 1206–1219. DOI: 10.15372/GiG2017080.
2. *Ершов С.В., Карташова А.К.* Берриас-аптские отложения Енисей-Хатангского района Западной Сибири: стратиграфия, корреляция и районирование // Геология нефти и газа. – 2020. – № 5. – С. 27–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5-27-38.
3. *Курчиков А.Р., Бородин В.Н.* Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1093–1106.
4. *Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н.* Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 745–776. DOI: 10.15372/GiG20140504.
5. *Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И., Ершов С.В.* Особенности формирования готерив-барремских клиноформ Гыданского полуострова [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 4. – https://ngtp.ru/rub/2019/45_2019.html (дата обращения: 16.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/45_2019.
6. *Шиманский В.В., Танинская Н.В., Раевская Е.Г.* Выявление структурно-литологических ловушек в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири на основе палеогеографических реконструкций // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 39–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-39-46.
7. *Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Трусов Л.Л.* Перерывы при формировании неокомских клиноформ в Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1993. – № 6. – С. 2–5.
8. *Гурари Ф.Г.* Клиноформы — особый тип литостратонов // Геология и геофизика. – 1994. – Т. 35. – № 4. – С. 19–26.
9. *Ершов С.В.* Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика – 2018. – Т. 59. – № 7. – С. 1106–1123. DOI: 10.15372/GiG20180711.
10. *Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И.* Региональная литостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов // Литологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов: сб. науч. тр. – Новосибирск : Наука, 1990. – С. 80–108.
11. *Кислухин В.И., Брехунцова Е.А., Шрейнер А.А., Картовицкая О.Ю., Кислухин И.В., Бекина Е.А.* Верхнеюрские «клиноформы» восточных районов севера Западной Сибири // Горные ведомости. – 2005. – Т. 12. – № 5. – С. 40–43.
12. *Исаев А.В., Кринин В.А., Карпунин 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: 18.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/31_2015.
13. *Шестакова Н.И., Ершов С.В.* Сейсмогеологическая модель верхнеюрских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и сопредельных районов Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. – 2016. – № 4. – С. 47–55.
14. *Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Никитенко Б.Л., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Ершов С.В., Костырева Е.А., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Пономарева Е.В., Фомин М.А., Ян П.А.* Маргинальный фильтр волжско-раннеберриасского Западно-Сибирского морского бассейна и его влияние на распределение осадков // Литология и полезные ископаемые. – 2019. – № 3. – С. 199–210. DOI: 10.31857/S0024-497X20193199-210.
15. *Рыжкова С.В., Бурштейн Л.М., Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Золотова О.В., Калинина Л.М., Пономарева Е.В.* Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 7. – С. 1053–1074. DOI: 10.15372/GiG20180709.
16. *Бочкарев В.С., Федоров Ю.Н.* Палеобатиметрия Западно-Сибирского бассейна на конец времени накопления баженовской свиты // Строение и нефтегазоносность баженинов Западной Сибири. Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень : 1985. – С. 35–41.
17. *Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др.* Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). – Новосибирск : Наука, 1986. – 217 с.
18. *Захаров В.А.* Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразия. К 70-летию А.Ю. Розанова. – М. : Творчество научных изданий КМК, 2006. – С. 552–568.
19. *Ершов С.В.* Палеобатиметрия позднеюрско-неокомского бассейна севера Западной Сибири и влияние на нее природных процессов // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 8. – С. 1548–1570. DOI: 10.15372/GiG20160808.
20. *Наумов А.Л., Онищук Т.М., Дядюк Н.П., Иващенко А.Е., Романенков В.А., Шипицин В.В., Юдин А.Г.* О литологических залежах углеводородов на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1979. – № 8. – С. 15–20.
21. *Конторович В.А.* Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1027–1050.
22. *Бардачевский В.Н., Шестакова Н.И., Ершов С.В.* Сейсмогеологическая модель строения берриас-нижнеаптских отложений Гыданского полуострова [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 4. – Режим доступа: https://ngtp.ru/rub/2018/41_2018.html (дата обращения: 16.10.2023) DOI: 10.17353/2070-5379/41_2018.
23. *Фомин М.А.* Анализ тектонического строения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба по опорным горизонтам и тектонические предпосылки его нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 9. – С. 4–20.
24. *Маринов В.А., Злобина О.Н., Игольников А.Е., Моусучева Н.К., Урман О.С.* Биостратиграфия и условия формирования нижнего мела Малохетского структурно-фациального района (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 10. – С. 1842–1853.
25. *Танинская Н.В., Шиманский В.В., Раевская Е.Г., Васильев Н.Я., Низяева И.С., Нугуманова А.А., Бирин М.В., Гиздатуллина И.И.* Фациально-палеогеографические реконструкции валанжин-готеривских отложений нижнего мела Гыданского полуострова и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 1. – Режим доступа: https://ngtp.ru/rub/2023/3_2023.html (дата обращения: 16.10.2023) DOI: 10.17353/2070-5379/3_2023.

26. Исаев А.В., Поляков А.А., Афанасенков А.П., Хилько И.А., Чикишев А.А. Строение и перспективы нефтеносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63. – № 11. – С. 1591–1603. DOI: 10.15372/GIG2021189.
27. Розбаева Г.Л., Агалаков С.Е., Маринов В.А., Дубровина Л.А., Лошаченко Ю.В., Смирнова Е.В., Малышев Н.А., Комиссаров Д.К., Игольников А.Е. Новая стратиграфическая схема рязанско-аптских отложений Пайяхской зоны нефтегазоаккумуляции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18. – № 1. – Режим доступа: https://ngtp.ru/rub/2019/45_2019.html (дата обращения: 20.10.2023) DOI: 10.17353/2070-5379/3_2023.
28. Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–49.
29. Мельникова М.В. Перспективы поисков залежей нефти и газа в юрско-меловых отложениях полуострова Гыдан // ROGTEC. – 2012. – № 30. – С. 74–85.
30. Шестакова Н.И., Ершов С.В., Бардачевский В.Н. Критерии нефтегазоносности и прогноз нефтегазоперспективных зон в ачимовских отложениях Гыданского полуострова // Геофизические технологии. – 2020. – № 4. – С. 4–31. DOI: 10.18303/2619-1563-2020-4-4.

References

1. Ershov S.V. Problems of selection and correlation of stratotype sections of the Neocomian in West Siberia in the context of clinofold structure. *Russian Geology and Geophysics*. 2017;58(8):963–972. DOI: 10.1016/j.rgg.2017.07.007.
2. Ershov S.V., Kartashova A.K. Berriasian-Aptian deposits of the West Siberian Yenisei-Khatanga region: stratigraphy, correlation, and zoning. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(5):27–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5-27-38. In Russ.
3. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Stratigraphy and paleogeography of Berriasian-Lower Aptian deposits of West Siberia in connection with the clinofold structure of the section. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(8):859–870.
4. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(5–6):582–609. DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.005.
5. Bardachevskiy V.N., Shestakova N.I., Ershov S.V. Osobennosti formirovaniya goteriv-barremskikh klinofold Gydanskogo poluostrova [Features of formation of Gydan Peninsula Hauteriv-Barremian clinofold]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2019;14(4). Available at: https://ngtp.ru/rub/2019/45_2019.html. DOI: 10.17353/2070-5379/45_2019 (accessed on 16.10.2023). In Russ.
6. Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Raevskaya E.G. Identification of combination traps in Jurassic and Lower Cretaceous series of Western Siberia based on paleogeography reconstructions. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(3):39–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-39-46. In Russ.
7. Shpil'man V.I., Myasnikova G.P., Trusov L.L. Breaks during the Neocomian clinofolds formation at Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 1993;(6):2–5. In Russ.
8. Gurari F.G. Klinofoldy — osobyi tip litostratonov [Clinofolds as a special type of lithostratons]. *Russian Geology and Geophysics*. 1994;35(4):19–26. In Russ.
9. Ershov S.V. Sequence stratigraphy of the Berriasian–Lower Aptian deposits of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2018;59(7):891–904. DOI: 10.1016/j.rgg.2018.07.011.
10. Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Kurenko M.I. Regional'naya litmostratigraficheskaya skhema mezozoya i kainozoya Zapadnoi Sibiri i osnovnye zakonomernosti razmeshcheniya neantiklinal'nykh lovushek uglevodorodov [Regional lithmo-stratigraphic scheme of Mesozoic and Cenozoic in Western Siberia and main patterns of non-anticline hydrocarbon trap occurrence]. In: *Litmologicheskie zakonomernosti razmeshcheniya rezervuarov i zalezhei uglevodorodov*. Novosibirsk: Nauka; 1990. pp. 80–108. In Russ.
11. Kislukhin V.I., Brekhuntsova E.A., Shreiner A.A., Kartovitskaya O.Yu., Kislukhin I.V., Bekina E.A. Verkhneyurskie «klinofoldy» vostochnykh raionov severa Zapadnoi Sibiri [Upper Jurassic "clinofolds" of the eastern regions of northern Western Siberia]. *Gornye vedomosti*. 2005;12(5):40–43. In Russ.
12. Isaev A.V., Krinin V.A., Karpukhin S.M. Perspektivy neftegazonosnosti klinofoldnogo kompleksa Enisei-Khatangskogo regional'nogo progiba [Petroleum potential of clinofold sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2015;10(3). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2015.pdf. DOI: 10.15372/GIG20170808 (accessed on 18.10.2023). In Russ.
13. Shestakova N.I., Ershov S.V. Seismic model of the upper Jurassic sediments of the Yenisei-Khatanga regional trough and adjacent areas of the West Siberian plate. *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(4):47–55. In Russ.
14. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Nikitenko B.L., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ershov S.V., Kostyreva E.A., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Yu., Ponomareva E.V., Fomin M.A., Yan P.A. Volgian–early Berriasian marginal filter in the West Siberian marine basin and its influence on sediment distribution. *Lithology and Mineral Resources*. 2019;(3):187–199. DOI: 10.1134/S0024490219030039.
15. Ryzhkova S.V., Burshtein L.M., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Y., Nikitenko B.L., Fomin M.A., Shurygin B.N., Beizel A.L., Borisov E.V., Zolotova O.V., Kalinina L.M., Ponomareva E.V. The Bazhenov Horizon of West Siberia: structure, correlation, and thickness. *Russian Geology and Geophysics*. 2018;59(7):846–863. DOI: 10.1016/j.rgg.2018.07.009.
16. Bochkarev V.S., Fedorov Yu.N. Paleobathymetry of West Siberian basin at the end of the Bazhenov formation accumulation. In: *Stroenie i neftegazonosnost' bazhenitov Zapadnoi Sibiri*. Tr. ZapSibNIGNI. Tyumen; 1985. pp. 35–41. In Russ.
17. Braduchan Yu.V., Gurari F.G., Zakharov V.A. et al. Bazhenovskii gorizont Zapadnoi Sibiri (stratigrafiya, paleogeografiya, ekosistema, neftenosnost') [Bazhenov Horizon in Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil bearing capacity)]. Novosibirsk: Nauka; 1986. 217 p. In Russ.
18. Zakharov V.A. Usloviya formirovaniya volzhsko-berriasskoi vysokouglerodistoi bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri po dannym paleoekologii [Conditions of high-carbonaceous Volgian-Berriasian Bazhenov Fm formation in Western Siberia according to paleoecology data]. In: *Evolutsiya biosfery i bioraznobraziya. K 70-letiyu A.Yu. Rozanova*. Moscow: Tvorchestvo nauchnykh izdaniy KMK, 2006. pp. 552–568. In Russ.
19. Ershov S.V. Paleobathymetry of the Late Jurassic–Neocomian basin in northern West Siberia and the impact of natural processes. *Russian Geology and Geophysics*. 2016;57(8):1221–1238. DOI: 10.1016/j.rgg.2016.08.008.

20. Naumov A.L., Onishchuk T.M., Dyadyuk N.P., Ivashchenko A.E., Romanenkov V.A., Shipitsin V.V., Yudin A.G. O litologicheskikh zalezkhakh uglevodorodov na severe Zapadnoi Sibiri [On lithological hydrocarbon deposits in the north of Western Siberia]. *Geologiya nefi i gaza*. 1979;(8):15–20. In Russ.
21. Kontorovich V.A. Tectonics and oil and gas potential of the western part of the Yenisei-Khatanga regional deep. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(8):804–824. DOI: 10.1016/j.rgg.2011.07.006.
22. Bardachevskii V.N., Shestakova N.I., Ershov S.V. Seysmogeologicheskaya model' stroeniya berrias-nizhneaptskikh otlozheniy Gydanskogo poluostrova [Seismogeological model of the Berrisian-Lower Aptian section of the Gydan Peninsula]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2018;13(4). – Available at: https://ngtp.ru/rub/2018/41_2018.html (accessed: 16.10.2023) DOI: 10.17353/2070-5379/41_2018. In Russ.
23. Fomin M.A. Analysis of tectonic structure of mesozoic and caino-zoic sedimentary cover of the Yenisei-Khatanga regional trough and tectonic criteria of its oil-and-gas content. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2011;(9):4–20. In Russ.
24. Marinov V.A., Zlobina O.N., Igol'nikov A.E., Urman O.S., Magucheva N.K. The biostratigraphy and sedimentary environments of the Lower Cretaceous section, Malaya Kheta structural-facies region, West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2015;56(10):1451–1460. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.09.007.
25. Taninskaya N.V., Shimanskii V.V., Raevskaya E.G., Vasil'ev N.Ya., Nizyaeva I.S., Nugumanova A.A., Birin M.V., Gizdatullina I.I. Fatsial'no-paleogeograficheskie rekonstruktsii valanzhin-goterivskikh otlozheniy nizhnego mela Gydanskogo poluostrova i zapadnoy chasti Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba [Facial-paleogeographic reconstructions of the Valanginian-Hauterivian strata belonging to the Lower Cretaceous Gydan Peninsula and the western part of the Yenisei-Khatanga regional foredeep]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2021;16(1). – Available at: https://ngtp.ru/rub/2023/3_2023.html (accessed: 16.10.2023) DOI: 10.17353/2070-5379/3_2023. In Russ.
26. Isaev A.V., Polyakov A.A., Afanasenkov A.P., Khil'ko I.A., Chikishev A.A. The Clinoform Complex of the Yenisei-Khatanga Regional Trough: The Structure and Oil Potential. *Geologiya i geofizika*. 2022;63(11):1320–1331. DOI: 10.2113/RGG20214399.
27. Rozbaeva G.L., Agalakov S.E., Marinov V.A., Dubrovina L.A., Loshachenko Yu.V., Smirnova E.V., Malyshev N.A., Komissarov D.K., Igol'nikov A.E. Novaya stratigraficheskaya skhema ryazansko-aptskikh otlozheniy Payyakhskoy zony neftegazonakopleniya [A new stratigraphic scheme of the Ryazanian-Aptian strata of the Payakh petroleum accumulation zone]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2023;18(1). – Available at: https://ngtp.ru/rub/2019/45_2019.html (accessed: 20.10.2023) DOI: 10.17353/2070-5379/3_2023. In Russ.
28. Kazanenkov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., Shaporina M.N. Geological structure and oil and gas potential of jurassic and cretaceous regional reservoirs in Cara-Yamal region and prognosis of hydrocarbon distribution. *Geologiya nefi i gaza*. 2014;(1):27–49. In Russ.
29. Mel'nikov M.V. Exploration prospects on the Gydan peninsula. *ROGTEC*. 2012;(30):74–85. In Russ.
30. Shestakova N.I., Ershov S.V., Bardachevskii V.N. Criteria for petroleum potential and forecast of oil and gas prospective zones in the Achimov deposits of the Gydan Peninsula. *Geofizicheskie tekhnologii*. 2020;(4):4–31. DOI: 10.18303/2619-1563-2020-4-4. In Russ.

Информация об авторах

Карташова Александра Константиновна

Ведущий инженер

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: KartashovaAK@ipgg.sbras.ru

Ершов Сергей Викторович

Кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: ershovsv@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Шестакова Наталья Ивановна

Научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: shestakovani@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0002-9252-0956

SCOPUS ID: 57192065263

Information about authors

Aleksandra K. Kartashova

Lead Engineer

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: KartashovaAK@ipgg.sbras.ru

Sergei V. Ershov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Head of Laboratory

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: ershovsv@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Natal'ya I. Shestakova

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: shestakovani@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0002-9252-0956

SCOPUS ID: 57192065263

УДК 551.8:551.762.22 (571.1)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-1-89-102

Особенности формирования ниже-среднеюрских отложений на востоке арктических районов Западной Сибири

© 2024 г. | И.В. Кислукхин^{1,2}, А.В. Храмова^{1,2}, Е.А. Маклакова¹, А.П. Леонов¹, Е.В. Астафьев¹, Т.А. Рязанова¹, А.А. Гладышев¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»; Тюмень, Россия; ivkislukhin@tnc.rosneft.ru; avkhramtsova@rosneft.ru; apleonov@tnc.rosneft.ru; evastafyev@tnc.rosneft.ru; taryazanova@rosneft.ru; aagladyshev@tnc.rosneft.ru;

²ФБУ «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия; ivkislukhin@tnc.rosneft.ru; avkhramtsova@rosneft.ru

Поступила 31.07.2023 г.

Доработана 15.10.2023 г.

Принята к печати 03.11.2023 г.

Ключевые слова: *стратиграфия; тектоника; перерыв в осадконакоплении; ниже-среднеюрские отложения; фации; рассеянное органическое вещество; генерационный потенциал; генерация углеводородов; ловушки углеводородов; север Западной Сибири.*

Аннотация: Отложения ранне-среднеюрского возраста на севере Западно-Сибирской провинции (включая территорию Енисей-Хатангского регионального прогиба) до настоящего времени остаются не в полной мере освоенным видом повышенных технологических и геологических рисков при поиске и оценке скоплений нефти и газа. Вместе с тем, в связи с выполнением геолого-разведочных работ на исследуемой территории в настоящее время получены новые фактические данные, результаты анализа которых в комплексе с архивными геолого-геофизическими материалами позволили актуализировать сейсмогеологические и литолого-фациальные модели. Это, в конечном итоге, способствует повышению качества прогноза перспектив нефтегазоносности с обоснованием как антиклинальных, так и сложнопостроенных (структурно-стратиграфических и структурно-тектонических) ловушек углеводородов. Уточнение геологического строения ниже-среднеюрских отложений севера Западной Сибири будет способствовать восполнению ресурсного потенциала региона. Основные перспективы ниже-среднеюрских отложений связаны с русловым и дельтовым комплексами, а также с зонами развития стратиграфических несогласий (областями выклинивания и размыва), формирующих комбинированные сложнопостроенные ловушки.

Для цитирования: Кислукхин И.В., Храмова А.В., Е.А. Маклакова Е.А., Леонов А.П., Астафьев Е.В., Рязанова Т.А., Гладышев А.А. Результаты проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ и освоения ресурсной базы УВ Бухаро-Хивинского региона // Геология нефти и газа. – 2024. – № 1. – С. 89–102. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-89-102.

Благодарности: Авторы выражают благодарность кандидату геолого-минералогических наук Владимиру Аркадьевичу Маринову за предоставленные материалы по биостратиграфии и палеоэкологии, а также консультации и ценные советы.

Features of Lower-Middle Jurassic deposit formation in the east of West Siberian Arctic regions

© 2024 | I.V. Kislukhin^{1,2}, A.V. Khramtsova^{1,2}, E.A. Maklakova¹, A.P. Leonov¹, E.V. Astafiev¹, T.A. Ryazanova¹, A.A. Gladyshev¹

¹Tyumen Oil Research Center, Tyumen, Russia; ivkislukhin@tnc.rosneft.ru; avkhramtsova@rosneft.ru; apleonov@tnc.rosneft.ru; evastafyev@tnc.rosneft.ru; taryazanova@rosneft.ru; aagladyshev@tnc.rosneft.ru;

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; ivkislukhin@tnc.rosneft.ru; avkhramtsova@rosneft.ru

Received 31.07.2023

Revised 15.10.2023

Accepted for publication 03.11.2023

Key words: *Southern Urals; frontal folds; seismic stratigraphy sequences; oil and gas bearing sequences; unconventional reservoir; local exploration targets; oil; gas.*

Abstract: Early-Middle Jurassic deposits in the north of the West Siberian Province (including the Yenisei-Khatanga regional trough territory) have not been fully developed to date because of high technological and geological risks of oil and gas accumulation exploration, prospecting, and assessment. At the same time, geological exploration conducted in the study area allowed obtaining new actual data. Analysis of their results integrated with archival geological and geophysical materials made it possible to update geoseismic and lithofacies models. This eventually contributes to improving quality of petroleum potential prediction with substantiation of both anticlinal and structurally complicated (combination and structural and tectonic) hydrocarbon traps. Updating geological structure of Lower-Middle Jurassic deposits in the north of Western Siberia will contribute to replacement of resource potential of the region. The main promises of the Lower-Middle Jurassic deposits are related to channel and deltaic sequences, and also with the zones of nondepositional unconformities (pinch-out and washout areas) that form structurally complicated traps.

For citation: Kislukhin I.V., Khramtsova A.V., E.A. Maklakova E.A., Leonov A.P., Astafiev E.V., Ryazanova T.A., Gladyshev A.A. Features of Lower-Middle Jurassic deposit formation in the east of West Siberian Arctic regions. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(1):89–102. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-89-102. In Russ.

Acknowledgement: The authors wish to acknowledge Vladimir A. Marinov, PhD in Geology and Mineralogy, for the provided materials, as well as consultations and valuable advice.

Введение

В соответствии с утвержденными стратиграфическими схемами [1], в пределах рассматриваемой зоны обособляются Ямало-Гыданский, Усть-Енисейский и Хатангский (в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба) литолого-фациальные районы (рис. 1).

Разрез представлен чередованием преимущественно глинистых (левинский, китербютский, лайдинский и леонтьевский) и алевроитопесчаных горизонтов (зимний, шараповский, надояхский, вымский и малышевский) ранне-среднеюрского возраста.

В настоящее время геолого-геофизическая изученность юрских отложений арктических территорий Западной Сибири существенно уступает изученности ее центральных районов.

Особенно слабой геологической изученностью и, соответственно, высокими геологическими рисками характеризуются осадочные образования глубоководных горизонтов нижней и средней юры. Отставание в их освоении связано с существенными глубинами залегания и наличием зон развития аномально высоких пластовых давлений [2].

Выполненный комплексный анализ геолого-геофизической информации свидетельствует о возможных перспективах продуктивности нижне-среднеюрских отложений на севере Западно-Сибирской провинции (включая территорию Енисей-Хатангского регионального прогиба). Речь идет о ловушках как структурного, так и неструктурного (литологического, тектонического, стратиграфического) типов. На основании изучения генерационного потенциала рассеянного ОВ нижне-среднеюрских толщ прогнозируется преимущественно газовое и газоконденсатное заполнение ловушек. История открытия месторождений в регионе также свидетельствует о преимущественно газовом и газоконденсатном составе залежей, приуроченных к отложениям нижней – средней юры (на Государственном балансе РФ числятся залежи газа и газоконденсата в отложениях ранне-среднеюрского возраста на Балахнинском, Русско-Реченском, Хабейском, Зимнем месторождениях).

Фактический материал и методы исследований

Для оценки перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрского комплекса арктических районов Западной Сибири использовался полный комплекс геолого-геофизических материалов, включая результаты бурения, ГИС, данные сейсморазведки, карты временных толщин, результаты анализа керна и ОВ, рассеянного в породах.

Выполнена сейсмическая корреляция региональных отражающих горизонтов (2D — 163 000 пог. км; 3D — 11 000 км²) с учетом данных по биостратиграфии и керну. Основой для построения и детализации палеогеографических карт нижне-среднеюрских отложений являлись карты временных

толщин и сейсмических атрибутов, построенные для каждого регионального стратиграфического горизонта, методы ГИС по 171 скважине, описание и фотографии керна, результаты петрографического описания шлифов и данные по фильтрационно-емкостным свойствам пород. Дополнительно авторами статьи было выполнено седиментологическое описание керна новых скважин (Гыданская-130, Косистая-1, Минховская-80) и старого фонда (Пайяхская-4, Штормовая-122, Южно-Тамбейская-70, Лодочная-12 и др.), проанализированы опубликованные палеогеографические атласы юрского периода Западной Сибири ([3–7] и др.). Для диагностики фаций использовались известные методики литолого-фациального [8–10], а также ихнологического [11] анализа.

Выполнены массовые пиролитические исследования рассеянного ОВ в образцах керна. В соответствии с типами керогена уточнены обстановки осадконакопления. Глубина морского бассейна, гидродинамика, характер грунта, минерализация вод юрских отложений устанавливались по комплексу бентосных организмов, двустворок и фораминифер.

Основные результаты

Проблемами изучения геологического строения и обоснованием перспектив нефтегазоносности юрского разреза осадочного чехла Западной Сибири в разное время занимались многие исследователи: В.Н. Сакс, З.З. Ронкина [12], В.И. Кислухин и др. [13], В.В. Шиманский, Н.В. Танинская [14], Б.Н. Шурыгин [15] и многие другие.

Осадочные образования нижней и средней юры в восточных и северо-восточных районах Западной Сибири развиты на существенной части территории. Следует отметить в целом низкую степень изученности нижне-среднеюрских отложений глубоким бурением. Из всего объема пробуренных на северо-востоке провинции скважин около 15 % поисково-оценочных, разведочных и параметрических скважин вскрыли отложения малышевского резервуара (средняя юра), при этом только треть из них охарактеризовала нижнеюрские отложения.

Несмотря на наличие утвержденного структурно-фациального районирования нижне-среднеюрских отложений Западной Сибири (МРСС, 2003), южная граница Усть-Енисейского района проведена весьма условно [1]. Например, на юге района (на Тагульской и Русско-Реченской площадях), где предполагается прибрежно-морской генезис образований малышевской свиты, в байос-батское время формировались как отложения прибрежно-морского, так и континентального генезиса.

В целом в пределах рассматриваемого района малышевские отложения накапливались в результате систематического чередования трансгрессивных и регрессивных этапов развития территории, что обуславливает переслаивание пород преимущественно песчано-алевритового и глинистого

Рис. 1. Фрагмент схемы структурно-фациального районирования отложений нижней и средней юры (без келловея) Западной Сибири [1]

Fig. 1. Fragment of scheme of Lower and Middle Jurassic (without Callovian) deposits structural and facies zoning [1]



состава. Комплекс перекрыт алевролитами и аргиллитоподобными глинами точинской (либо гольчихинской) свиты, играющей роль региональной покрывки и имеющей широкое площадное распространение на исследуемой территории. Эти отложения отсутствуют лишь на северо-востоке, вблизи Таймырской складчатой области.

Ритмичное чередование пород преимущественно песчано-алевритового и глинистого состава на севере бассейна, накапливающихся в морских и прибрежно-морских обстановках (соответствующих нижне-среднеюрским свитам и горизонтам), обуславливает формирование выдержанных уровней, уверенно выделяемых на каротажных диаграммах.

Стратотипами нижне-среднеюрских отложений являются разрезы скважин Малохетская-10 (рис. 2) и Семеновская-1 (см. рис. 1).

Несмотря на различные толщины нижне-среднеюрских отложений, вызванные тектоническими процессами и удаленностью от источника сноса материала, в целом характер распределения осадочных комплексов в разрезах указанных скважин можно считать соответствующим большей части территории севера Западной Сибири. Разрез арктических территорий представлен ритмичным переслаиванием пород преимущественно песчано-алевритового и глинистого состава, объединенных в соответствующие свиты. Несмотря на то, что

в западном направлении происходит закономерное сокращение доли песчано-алевритовой составляющей, характер распределения осадочных комплексов в целом сохраняется.

Таким образом, выделения дополнительных гипостратотипов на этой территории не требуется.

Вместе с тем, вопрос индексации песчано-алевритовых пластов, обозначенных в скважине-стратотипе, на взгляд авторов статьи, требует уточнения для унификации со всей территорией севера провинции.

В настоящее время в объеме нижне-среднеюрских отложений в пределах Западной Сибири индексация пластов проводится в соответствии с утвержденной корреляционной схемой [1], где обязательно указывается буквенный индекс Ю, обозначающий принадлежность отложений к юрской части разреза, а также второй буквенный индекс, обозначающий район и порядковый номер пласта (сверху вниз).

Для единообразного обозначения пластов и однозначного понимания их приуроченности к той или иной части разреза, на севере Западной Сибири можно отказаться от использования второго буквенного индекса (обозначающего район) и установить единое число индексируемых пластов на всей исследуемой территории. В случае прослеживания в разрезах скважин различного числа пластов, рекомендуется введение дополнительных (верхних, надстрочных) индексов, обозначающих пропластки, выделяемые в объеме регионально-прослеживаемого пласта. Это позволит избежать несогласованности при корреляции разрезов разных районов провинции. Стратотипический разрез нижне-среднеюрских отложений севера Западной Сибири по скв. Малохетская-10 с учетом разработанной единой индексации пластов представлен на рис. 2.

На северо-востоке Западной Сибири породы ранне-среднеюрского возраста залегают на значительных глубинах (в Большехетской зоне они достигают 7 км). Максимальные толщины отложений нижней – средней юры зафиксированы в разрезах скважин Гыданской, Тотаяхинской, Тампейской, Студеной, Семеновской площадей (до 1,5 км).

Породы ранне-среднеюрского возраста имеют сложную структуру порового пространства, представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В таких условиях электрические методы ГИС не всегда информативны для оценки условий осадконакопления и должны использоваться в комплексе с радиоактивными (ГК, НГК, ГГК-II) и акустическими методами. Выделение в разрезах скважин кровли малышевского регионального резервуара в большинстве случаев выполняется erroneously и не вызывает затруднений у специалистов (по характерному повышению сопротивления и снижению показаний на диаграммах ГК). Граница связана со сменой обстановок седиментации от



Рис. 2. Стратотипический разрез пластов нижней – средней юры на севере Западной Сибири по скв. Малохетская-10 (индексация пластов в авторском варианте)

Fig. 2. Type section of Lower-Middle Jurassic horizons in the West Siberian north, Malokhetskaya-10 well (the authors version of indexing)

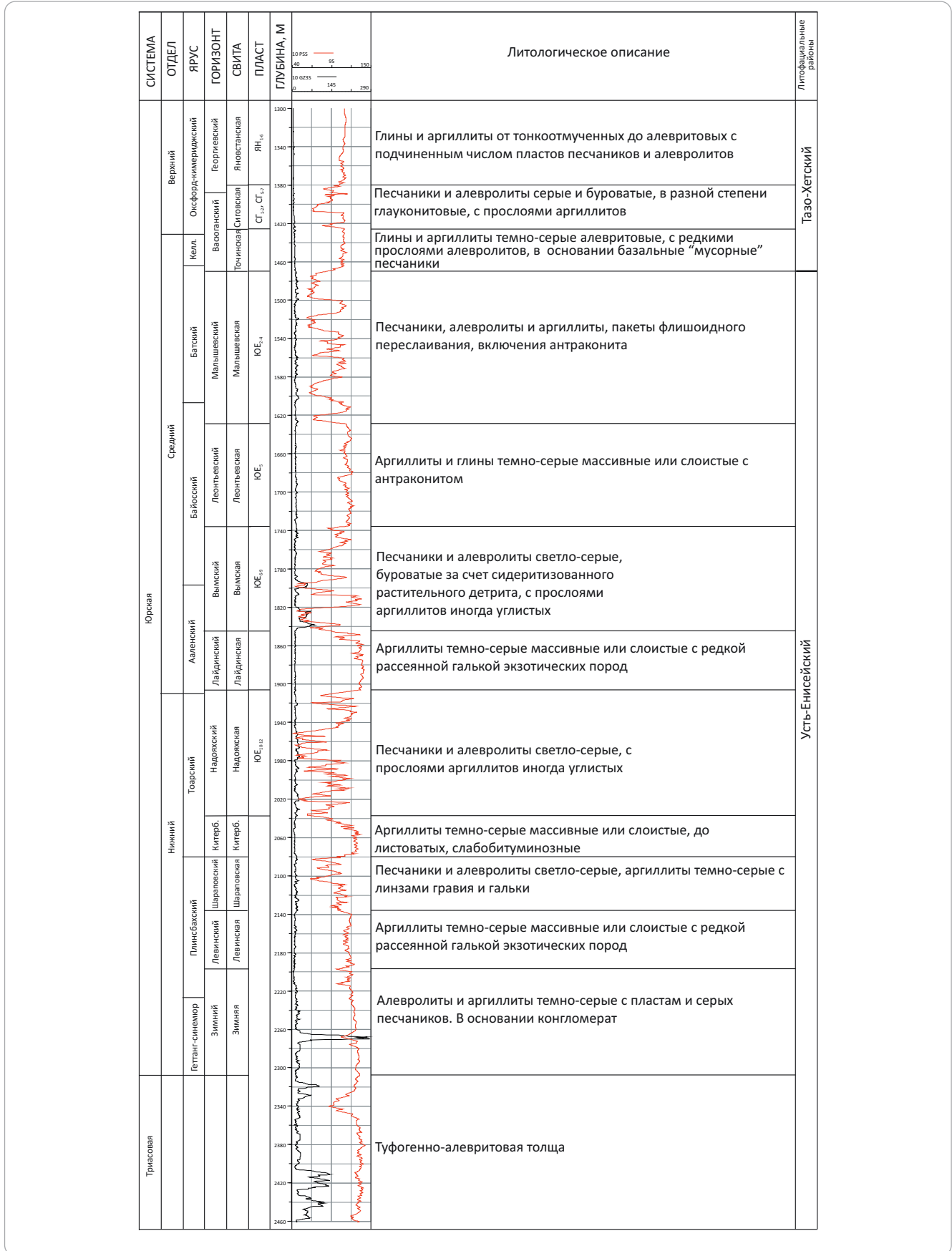
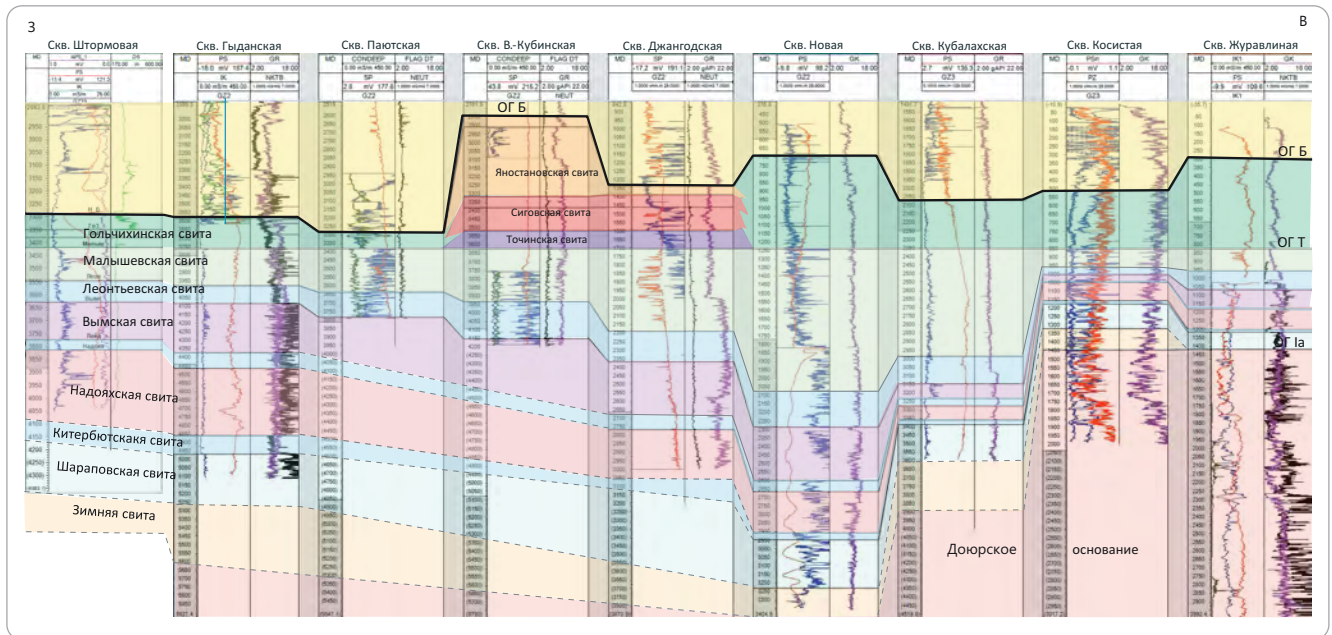


Рис. 3. Схема корреляции каротажных диаграмм в юрской части разреза по скважинам севера Западной Сибири
Fig. 3. Correlation chart of well logs in the Jurassic interval, wells drilled in the West Siberian north



прибрежно-континентальных (мальшевская свита) до морских (точинская свита).

Корреляция юрских отложений по скважинам должна выполняться по принципу прослеживания по ГИС реперных пачек, которым соответствуют непрерывные отражающие границы на временных сейсмических разрезах. Такими реперами являются преимущественно глинистые толщи, образовавшиеся в трансгрессивный этап развития бассейна. По форме кривых ГИС можно проследить отдельные пачки, отвечающие трансгрессивным либо регрессивным циклам осадконакопления. Сопоставление разрезов глубоких скважин должно проводиться путем сопоставления изохронных ритмов. На рис. 3 приведен пример сопоставления разрезов глубоких скважин в юрском интервале по площадям севера Западной Сибири.

Согласно корреляционным схемам (рис. 4, 5), в объеме нижне-среднеюрских отложений опорные сейсмические отражающие горизонты приурочены к следующим стратиграфическим границам: ОГ Т — к кровле мальшевской свиты, ОГ Т₁ — к кровле леонтьевской свиты, ОГ Т₂ — к кровле вымской свиты, ОГ Т₃ — к кровле надояхской свиты, ОГ Т₄ — к кровле шариповской свиты, ОГ Т₅ — к кровле зимней свиты; ОГ Ia — к границе юрских и нижезалегающих образований. Таким образом, к кровлям нижне-среднеюрских комплексов приурочены отражающие сейсмические горизонты от Т до Т₅.

Характерной особенностью геодинамики северных районов Западной Сибири является более интенсивное погружение территории в ранне-среднеюрское время относительно центральных районов провинции, что объясняет увеличение толщин и мористости разреза.

Относительно границ распространения юрских горизонтов можно отметить, что наиболее древние комплексы выклиниваются раньше (ближе к центру), относительно молодые имеют более широкое площадное распространение и последовательно выклиниваются в направлении обрамления бассейна.

Пример сейсмогеологического разреза с последовательным выклиниванием юрских осадочных комплексов в направлении обрамления Западно-Сибирской плиты представлен на рис. 4.

Еще один важный вопрос касается наличия стратиграфических несогласий на границе юры и мела в ряде районов. Перерывы в осадконакоплении возникают в результате преобладания положительных колебательных движений в отдельные отрезки геологического времени. Стратиграфические несогласия, с одной стороны, могут быть связаны с размывом и переотложением ранее сформировавшихся слоев, с другой, осадки могли не накапливаться.

Зоны отсутствия части отложений верхней юры и нижнего мела приурочены, главным образом, к крупным поднятиям. Однако на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба отмечаются стратиграфические несогласия, затрагивающие, в том числе, среднеюрские горизонты (например, на Владимирской площади отложения валанжинского возраста залегают на осадочных образованиях леонтьевской свиты байосского возраста).

Пример прекращения прослеживаемости сейсмического отражающего горизонта Т, соответствующего кровле мальшевской свиты, в пределах крупных поднятий проиллюстрирован на рис. 5.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Пример сейсмогеологического разреза с последовательным выклиниванием юрских осадочных комплексов в направлении обрамления Западно-Сибирской плиты

Fig. 4. Example of geoseismic section with successive wedging out of Jurassic sedimentary sequences towards West Siberian Plate framing

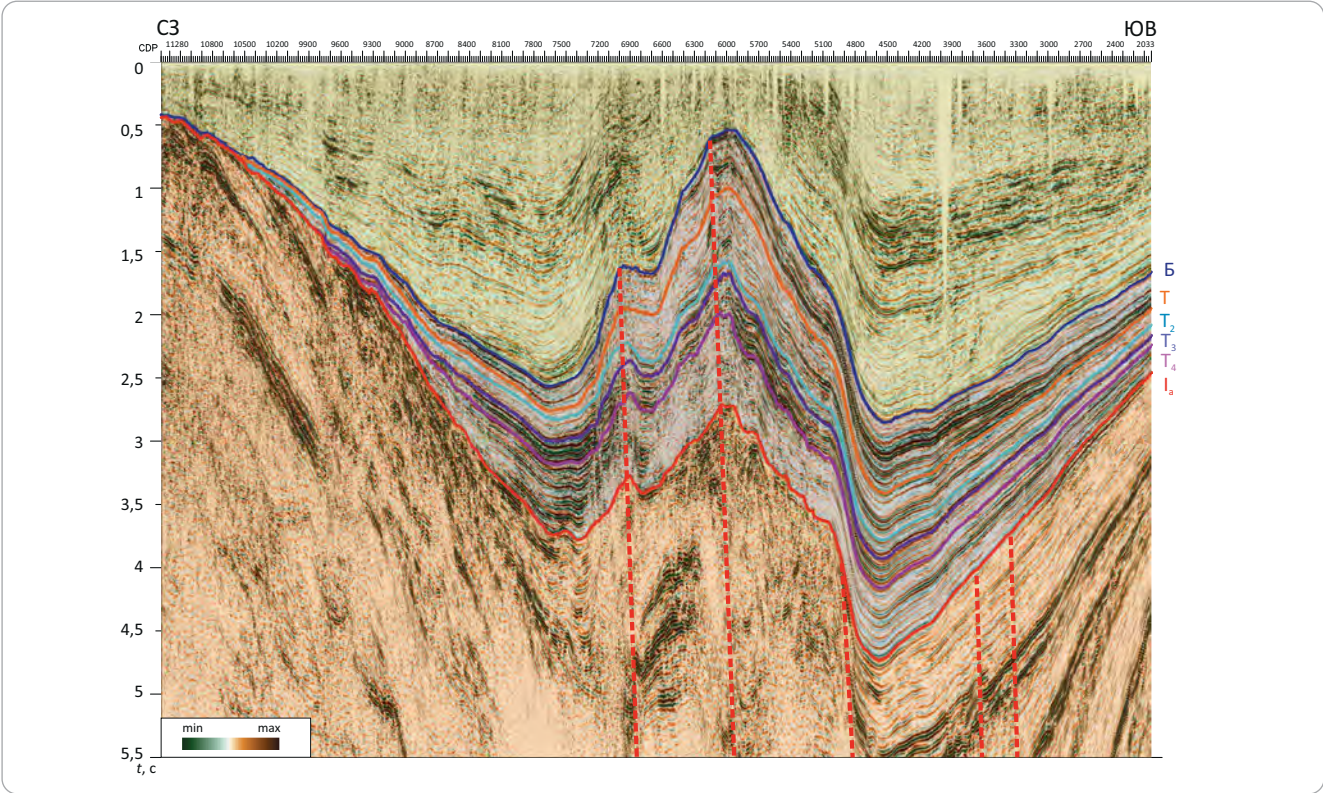
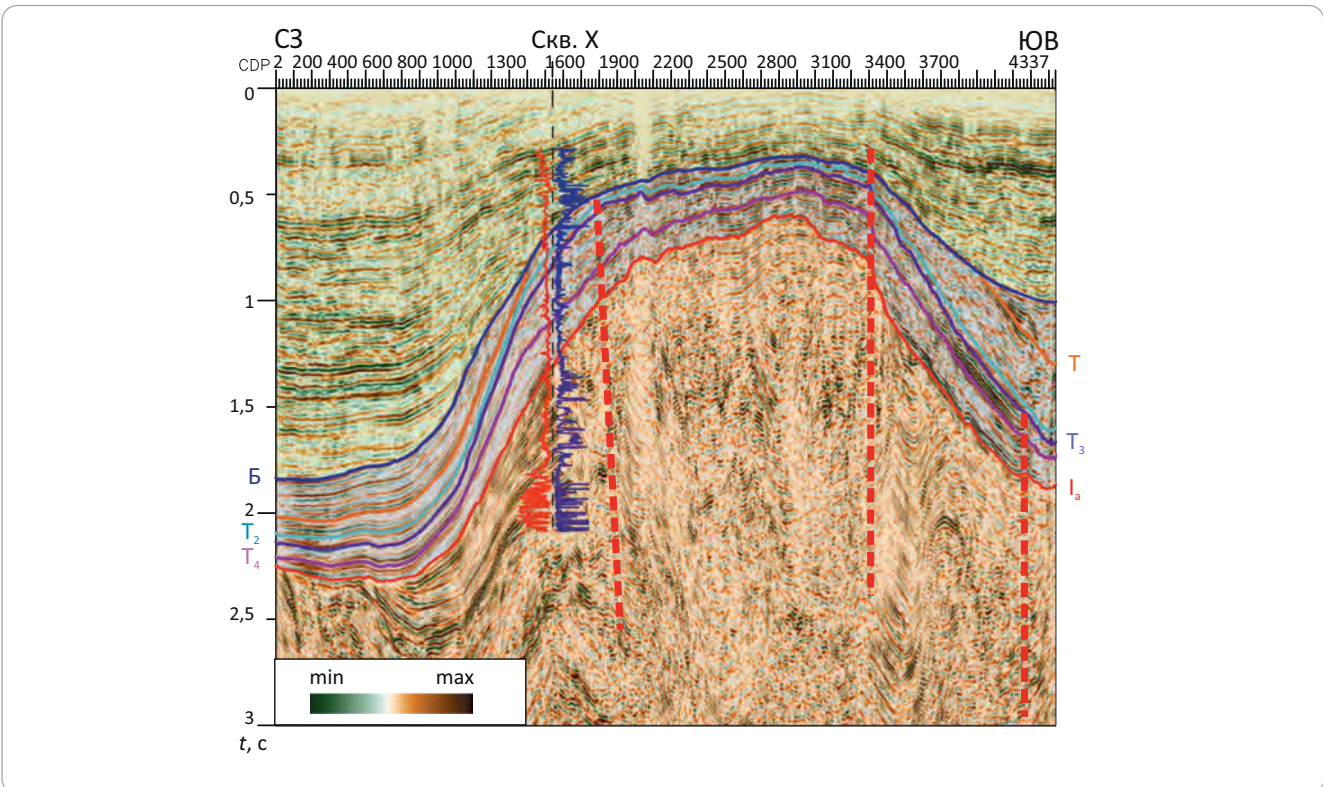


Рис. 5. Пример прекращения прослеживаемости сейсмических отражающих горизонтов в верхней части отложений средней юры в пределах Балахнинского мегавала

Fig. 5. Example of seismic event tracing failure in the upper part of Middle Jurassic deposits within the Balakhninsky mega-swell



Восходящие тектонические движения в центральных частях поднятий приводили к глубокой эрозии их сводов (местами достигающей сотен метров). Параллельно с ростом структур отмечается погружение прилегающих депрессионных зон и их заполнение обломочным материалом — как поступающим с Сибирской платформы, так и представляющим собой продукты разрушения сводовых частей поднятий [16].

Для прогноза пород-коллекторов были построены палеогеографические схемы по региональным стратиграфическим горизонтам нижней и средней юры, сформированным на этапах крупных регрессий (рис. 6). Отложения ниже-среднеюрского комплекса изучены бурением преимущественно по окраинам Западно-Сибирской равнины, наиболее всего охарактеризованы отложения мальшевской свиты байос-батского возраста. Практически вся толща нижней и средней юры севера Западной Сибири формировалась в морских и переходных условиях седиментации. Морской бассейн был преимущественно мелководным (до 100 м) с нормальной и нестабильной соленостью вод, о чем свидетельствует комплекс бентосных организмов ихнофауны *Skolithos-Cruziana*, ассоциации пектинидовых и протокардиевых двустворок и аммодисцидовых фораминифер.

Основным поставщиком обломочного материала в морской бассейн служили реки. В мелководной части морского бассейна формировались песчаные тела фронта дельты и/или предфронтальной зоны пляжа. На палеогеографических картах штриховкой показаны зоны развития песчаных аккумулятивных тел сублиторали.

Обрамляют морской бассейн глинисто-песчаные осадки с прослоями и редкими линзами гравия и галечника прибрежной равнины (см. рис. 6). С севера и юго-востока от прибрежной равнины располагается низменная аккумулятивная равнина, где формировались песчано-глинистые и глинисто-песчаные осадки с обилием растительного детрита, прослоями углей и гравия.

Денудационная равнина, плато и нагорья, находящиеся на периферии палеобассейна, а также локальные палеоподнятия являлись областями сноса.

Отложения нижеюрского комплекса залегают несогласно на разновозрастных отложениях триаса и палеозоя. В подошве зимнего горизонта (рис. 7 А, В) выделяются грубозернистые песчаники и гравелиты руслового генезиса. Вверх по разрезу происходит увеличение мористости, песчаники руслового генезиса сменяются на слабобиотурбированные отложения подводной дельты (см. рис. 7 D), на песчаники интенсивно биотурбированные трансгрессивного слоя/нижней предфронтальной зоны пляжа (см. рис. 7 E). Для песчаников характерны следы ихнофоссилий *Skolithos-Cruziana* разной интенсивности и разновидности. Единичные находки аммо-

дисцидовых фораминифер свидетельствуют о морском мелководье с нестабильной соленостью.

Временные толщины зимнего горизонта (геттангский-синемюрский-раннеплинсбахский века) увеличиваются в западном направлении (зона максимального погружения соответствует Ямало-Гыданскому литолого-фациальному району). Выклинивание комплекса происходит по периферии бассейна (см. рис. 6 А). По керну скв. 130 Гыданской площади на глубине более 5500 м среди аргиллитов выделяются прослойки песчаников тонкозернистых, слабобиотурбированных (*Teichichnus*, *Planolites*, *Thalassinoides*). В аргиллитах наблюдаются «жидкие илы», характерные для продельтового склона, встречаются трещины, залеченные кальцитом, а также прослойки алевролитов глинистых интенсивно биотурбированных *Phycosiphon*, *Chondrites*.

Открытая пористость по керну в отложениях подводной дельты зимнего горизонта изменяется от 10,8 % (Гыданская, Семеновская площадь) до 20,0–23 % (скважины Косистая-1, Волочанская-1). Максимальная проницаемость достигает $39,32 \cdot 10^{-3}$ мкм² и характерна для отложений фронта дельты.

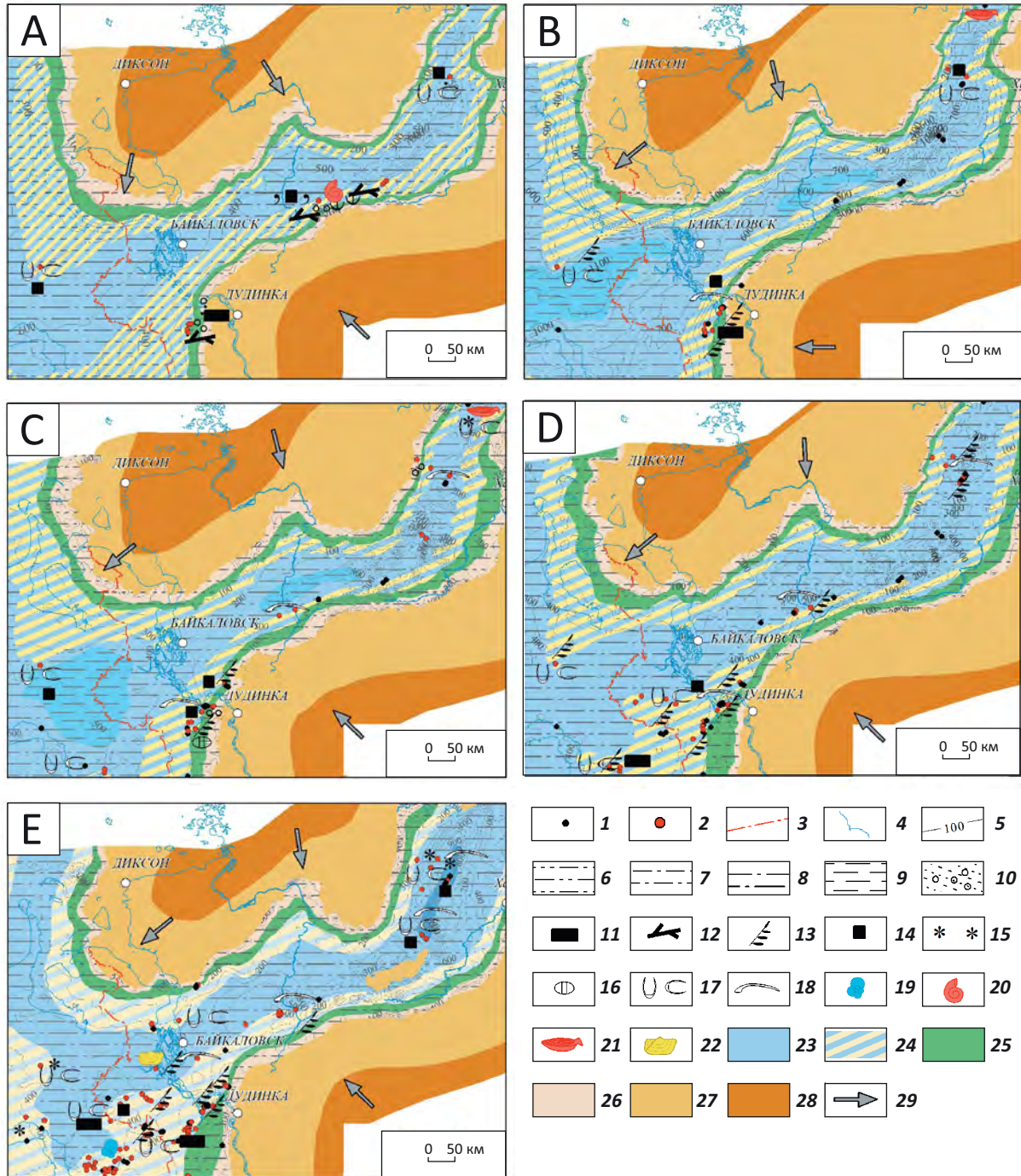
Максимальные мощности шараповского и надояхского комплексов (см. рис. 6 В, С) наблюдаются в Гыданском литолого-фациальном районе и локально — в центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. По периферии бассейна сокращается мощность отложений, по скважинным данным в пределах прибрежной равнины и фронта дельты наблюдаются в разной степени биотурбированные песчаники, раковинный детрит. В северо-восточной части района работ по пектинидовым двустворкам определено мелководье с активной гидродинамикой, на котором формировались песчаники фронта дельты и/или предфронтальной зоны пляжа. Пористость по керну в песчаниках не превышает 19 %, в скв. Гыданская-130 снижается до 11,3 %.

Вымский горизонт (аален-раннебайосский век) также характеризуется наибольшим прогибанием и максимальными толщинами в западной части района работ и в пределах Агапско-Енисейского желоба. Песчаники мелкозернистые, в разной степени биотурбированные, выделяются по скважинным данным по обрамлению морского бассейна на Северо-Мессояхской, Южно-Тамбейской, Зимней, Гыданской площадях. Открытая пористость в песчаниках фронта дельты изменяется от 11,8 до 21 %, проницаемость не превышает $6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В рассматриваемом стратиграфическом интервале разреза наиболее подробно охарактеризован бурением мальшевский резервуар (см. рис. 6 E). При этом продуктивность подтверждена лишь на части ранее предполагаемых перспективных объектов: в отдельных случаях не проводились испытания, в других случаях при испытании были получены непромышленные притоки УВ либо абсолютно



Рис. 6. Палеогеографические схемы нижне-среднеюрского комплекса севера Западной Сибири
 Fig. 6. Paleogeographic charts of Lower-Middle Jurassic sequence in West Siberian north



А — зимний, В — шараповский, С — надоякский, D — вымский, E — малышевский.

Скважины (1, 2): 1 — вскрывшие отложения, 2 — с отбором керна; 3 — административная граница; 4 — современная гидросеть; 5 — изохоры, мс; **литологические области (6–9):** 6 — глинисто-песчано-алевритовая, 7 — глинисто-алевритовая с прослоями песчаников, 8 — алевритоглинистая с прослоями песчаников, 9 — преимущественно глинистая; 10 — примесь гальки и гравия; 11 — прослой угля; 12 — обломки древесины; 13 — растительный детрит; 14 — пирит, 15 — глендониты; 16 — сидерит; 17 — икнофоссилии, 18 — раковинный детрит и отпечатки фауны; **ассоциация фораминифер (19–20):** 19 — трохамминидовая, 20 — аммодисцидовая; **ассоциация двустворок (21–22):** 21 — ппектинидовая, 22 — протокардиевая; **палеогеографические области (23, 24):** 23 — море мелкое (до 100 м); 24 — зоны развития песчаных аккумулятивных тел в мелководном бассейне (фронт дельты, предфронтальная зона пляжа); **равнины (25–27):** 25 — прибрежная, временно заливаемая морем, 26 — аллювиальная, 27 — денудационная; 28 — плато, нагорье; 29 — основные направления сноса обломочного материала

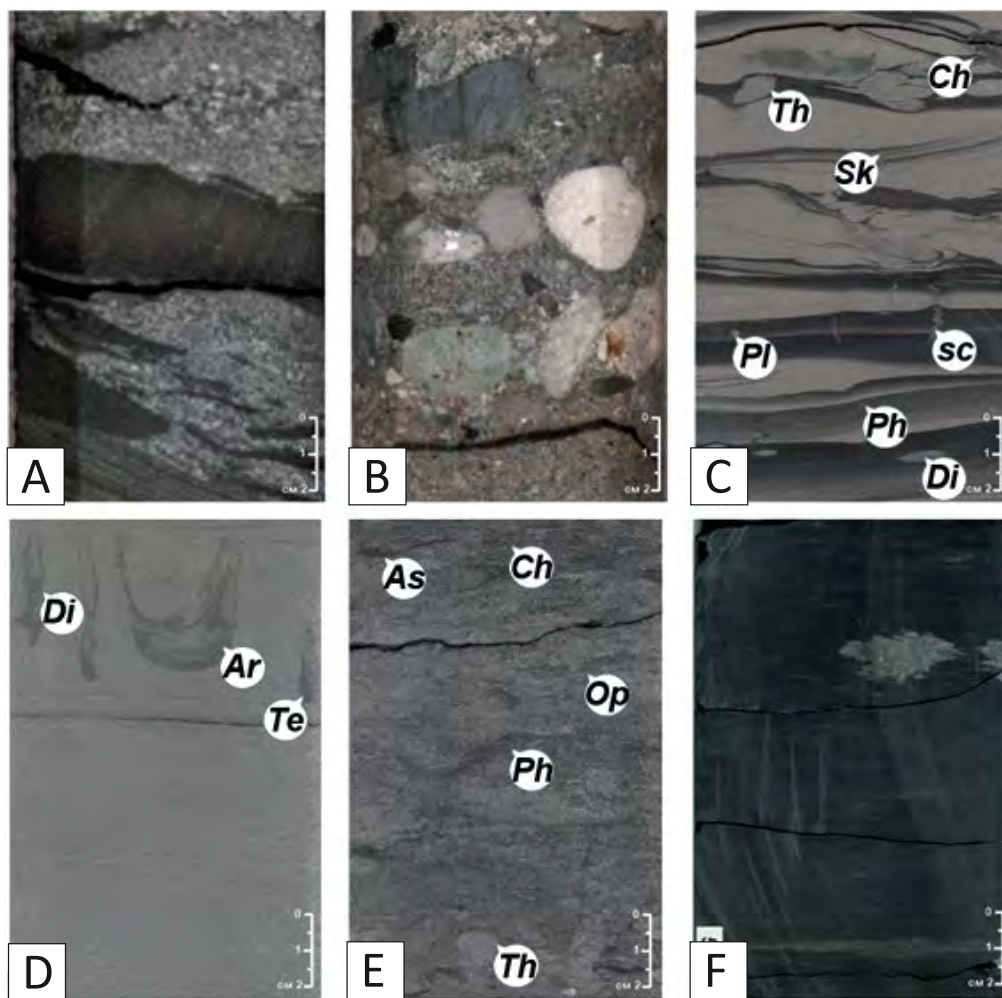
Legend for Fig. 6, end.

A — Zimny, B — Sharapovsky, C — Nadoyakhsky, D — Vymsky, E — Malyshevsky.

Wells (1, 2): 1 — penetrating the deposits, 2 — cored; 3 — administrative border; 4 — present-day hydrographic network; 5 — isochore, ms; **lithological areas (6–9):** 6 — sandy-silty-argillaceous, 7 — argillaceous-silty with sandstone partings, 8 — silty-argillaceous with sandstone partings, 9 — mainly argillaceous; 10 — coarse sand, pebble admixture; 11 — coal seams; 12 — wood fragments; 13 — plant slack; 14 — pyrite; 15 — glendonite; 16 — siderite; 17 — ichnofossils; 18 — shell detritus and fauna imprints; **foraminiferal assemblage (19–20):** 19 — trochamminides, 20 — ammodiscides, **bivalve assemblage (21–22):** 21 — pectinacea, 22 — protocardia; **paleogeographic regions (23, 24):** 23 — shallow water (up to 100 m); 24 — zone of depositional sand bodies occurrence in shallow-water basin (delta front, shoreface); **plains (25–27):** 25 — periodically sea-drawing coastal, 26 — fluvial, 27 — denudation; 28 — plateau, highland; 29 — main directions of clastic material transportation

Рис. 7. Текстурные особенности отложений нижней и средней юры севера Западной Сибири

Fig. 7. Textural features of Lower and Middle Jurassic deposits in the West Siberian north



A — песчаники разномерные, плохо сортированные, с крупными глинистыми интракластами и обломками углефицированной древесины. Отложения речных каналов. Скв. Косистая-1, зимняя свита; B — обилие окатанных галек различной размерности в песчаном матриксе, с крупными обломками древесины. Отложения речных каналов. Скв. Косистая-1, зимняя свита; C — неравномерное переслаивание песчаников тонкозернистых и алевролитов мелкозернистых глинистых. Слоистость пологоволнистая, градационная, слабо нарушенная биотурбацией (Skolithos (Sc), Thalassinoides (Th), Chondrites (Ch), Phycosiphon (Ph), Planolites (Pl), Diplocraterion (Di)), BI = 0–2 (индекс биотурбации). Отмечаются трещины синерезиса (sc), стяжения пирита. Фация продельтового склона. Скв. Минховская-80, тюменская свита; D — песчаники тонко-мелкозернистые со слабо выраженной субгоризонтальной слоистостью, с редкими ходами Arenicolites (Ar), Diplocraterion (Di), Teichichnus (Te); E — песчаники мелко-тонкозернистые глинистые, интенсивно биотурбированные (Thalassinoides (Th), Chondrites (Ch), Asterosoma (As), Ophiomorpha (Op), Phycosiphon (Ph)), BI = 4–5. Фация трансгрессивного слоя. Скв. Минховская-80, тюменская свита; F — аргиллиты алевроитовые с включениями глендонитов. Фация относительно глубоководного морского бассейна. Скв. Гыданская-130, леонтьевская свита

Legend for Fig, 7, end.

A — poorly sorted anisometric sandstone with large argillaceous intraclasts and coalified wood fragments. Riverbed deposits. Kostistaya-1 well, Zimny Fm; B — abundance of rounded pebbles of various sizes in sand matrix, with large wood fragments. Riverbed deposits. Kostistaya-1 well, Zimny Fm; C — irregular interbedding of close-grained sandstone and fine-grained argillaceous siltstone. Bedding is low-angle, graded, slightly breached by bioturbation (Skolithos (Sc), Thalassinoides (Th), Chondrites (Ch), Phycosiphon (Ph), Planolites (Pl), Diplocraterion (Di)), BI = 0–2 (bioturbation index). There are syneresis cracks (sc), pyrite nodules. Prodelta slope facies. Minkhovskaya-80 well, Tyumen Fm; D — close-fine-grained sandstone with poorly expressed subhorizontal bedding, with rare trails of Arenicolites (Ar), Diplocraterion (Di), Teichichnus (Te); E — close-fine-grained highly bioturbated sandstone (Thalassinoides (Th), Chondrites (Ch), Asterosoma (As), Ophiomorpha (Op), Phycosiphon (Ph)), BI = 4–5. Transgressive bed facies. Minkhovskaya-80 well, Tyumen Fm; F — silty claystone with glendonite inclusions. Facies of relatively deepwater sea basin. Gydanskaya-130 well, Leontievsky Fm

свободные дебиты оценивались визуально. Открытые в регионе залежи УВ также в большей степени приурочены к отложениям мальшевской свиты (пласты Ю₂₋₄).

Для оценки нефтегазогенерационного потенциала ниже-среднеюрских отложений севера Западной Сибири были проанализированы ранее опубликованные материалы. А.И. Ларичевым и др. [17], О.И. Бостриковым, А.И. Ларичевым и др. [18], А.С. Фомичевым [19], Е.А. Предтеченской [20] детально охарактеризовано рассеянное ОВ ниже-среднеюрских отложений Западной Сибири. Авторами статьи установлено, что катагенез ОВ в ниже-среднеюрских отложениях имеет четкую зональность: закономерно усиливается с глубиной залегания осадочных комплексов. Коллекции ниже-среднеюрских пород скважин, пробуренных в 2016–2022 гг., изучены пиролитическим методом. Например, на Западно-Мессояхской и Восточно-Мессояхской площадях проанализированы параметры, характеризующие рассеянное ОВ пород.

В скважинах Западно-Мессояхской площади рассеянное ОВ лайдинской и надояхской свит соответствует III типу керогена, преобразовано до градации мезокатагенеза МК₂–МК₃¹ и не обладает генерационными способностями. Рассеянное ОВ вымской свиты соответствует II, II-III и III типам керогена, преобразовано до градации мезокатагенеза МК₂ и характеризуется потенциалом к генерации УВ от удовлетворительного до отличного.

В скважинах Восточно-Мессояхской площади рассеянное ОВ мальшевской свиты соответствует III типу керогена, преобразовано до градации мезокатагенеза МК₂ и обладает как удовлетворительным, так и хорошим потенциалом генерации УВ.

Присутствующее в породах углистое вещество чаще всего представлено рассеянным детритом. Значения параметра С_{орг} изменяются от 4,54 до 17 %. Углистое вещество, характеризующееся значениями параметра водородного индекса более 200 мг УВ/г С_{орг}, способно к генерации некоторого количества жидких УВ.

Комплексная характеристика флюидоупоров ниже-среднеюрских горизонтов по результатам рентгеноструктурного анализа глинистой фракции и пиролитических исследований рассеянного ОВ представлена в таблице.

Отложения мальшевского резервуара арктических районов Западной Сибири формировались в условиях прибрежной равнины и мелкого моря. Мористость увеличивается снизу вверх по разрезу, в этом направлении отмечается закономерное повышение интенсивности биотурбации и разнообразия бентосных организмов. Характерной особенностью отложений мальшевского горизонта является наличие глендонитов (псевдоморфоза кальцита по икаиту) в аргиллитах (см. рис. 7 Е), которое свидетельствует об эпизодах похолодания палеоклимата [21]. Палеогеографическая карта построена на конец формирования мальшевского горизонта (см. рис. 6 Е). По комплексу двустворок протокардиевых и фораминифер трохамминидовых уточняются глубина и соленость морского бассейна.

Открытая пористость в песчаниках мальшевского горизонта изменяется от 15,0 до 22,5 %, проницаемость — снижается от периферии к центральной части бассейна от $1 \cdot 10^{-3}$ до $124 \cdot 10^{-3}$ мкм². Наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются песчаники распределительных каналов и проксимальных частей фронта дельты/верхней предфронтальной зоны пляжа. Низкая проницаемость в центральной части бассейна связана с относительно большими глубинами, уменьшением размерности песчаников и развитием вторичных минералов (кальцит, сидерит, хлорит), запечатывающих поровое пространство.

Регионально-продуктивным является полифациальный мальшевский горизонт с улучшенными коллекторскими свойствами. По новым сейсморазведочным материалам МОГТ-3D на левобережье Енисея в пределах мальшевского комплекса выделяются многочисленные меандрирующие каналы прибрежной равнины, которые исчезают к кровле свиты в связи с увеличением мористости разреза.

Акцент на изучении мальшевского комплекса, занимающего наивысшее положение в разрезе среди отложений нижней и средней юры, вполне объясним, учитывая существенные глубины их залегания. Вместе с тем, в нижней части разреза следует ожидать повышения проницаемости горизонтов за счет вторичных преобразований (растворение и выщелачивание зерен кварца и полевых шпатов под давлением, трещиноватость).

При этом недостаточная изученность позволяет предполагать наличие пропущенных неболь-

Таблица. Комплексная характеристика флюидоупоров ниже-среднеюрских горизонтов

Table. Integrated characteristics of impermeables in Lower-Middle Jurassic horizons

Свита	Число скважин, площади	Лито-логический состав	Толщины по скважинным данным, м	Глинистые минералы, %	$C_{орг}$, %	Тип керогена	Генерационный потенциал по значениям водородного индекса ($HI = S_2/C_{орг}$, мг УВ/г $C_{орг}$)	Градации катагенеза (R_o , %, пиролитический метод T_{max} , °C)	Тип генерированного флюида
Левинская	3 скважины, Нижнехетская, Балахинская, Малохетская, Гыданская	Аргиллиты	38,6–264	–	0,95–1,14	II-III	Удовлетворительный до хорошего	$MK_1^1-1,4$ (R_o)* AK_1-524^*	Газ
Китербютская	5 скважин, Балахинская, Майская, Сузунская, 3-Мессояхская, Гыданская	Алевролиты глинистые, аргиллиты	10,5–107,9	ССО, X, ГС (8,20,70)	0,67–0,8	III-IV	(23–134) бедный до удовлетворительного	$MK_1^2-MK_3^1$ (445-473)	Газ
Лайдинская	4 скважины, Балахинская, Долганская, 3-Мессояхская, Медвежья	Аргиллиты, алевролиты глинистые	13,5–100,6	ССО, X, ГС (7,29,62)	0,95–1,7	III-II	(80–284) удовлетворительный до хорошего	$MK_1^2-MK_2$ (433-461)	Газ и нефть
Леонтьевская	12 скважин, Балахинская, Горчинская, Джангодская, Яровская, Гыданская, Восточно-Кубалахская	Аргиллиты	18,0–220,2	K, X, ГС (17,17,66)	0,36–2	III	(44–203) бедный до хорошего	$MK_1^2-MK_3^2$ (437-481)	Газ

Примечание. Глинистые минералы (по данным рентгеноструктурного анализа): K — каолинит, X — хлорит, ГС — гидрослюда, ССО — смешанослойные минералы.

Note. Argillaceous minerals according to X-ray diffraction analysis: K — kaolinite, X — chlorite, ГС — hydromica, ССО — mix-layered minerals.

ших по площади скоплений УВ-сырья в ловушках пластово-сводового и массивного типов. Помимо возможного открытия промышленных скоплений в отложениях юры, объекты могут быть продуктивны также в вышележающих пластах мелового возраста. Проведение уточняющих сейсморазведочных работ позволит оценить их ресурсный потенциал и подготовить к глубокому бурению.

Еще одним примером предполагаемых перспективных объектов могут стать области стратиграфических несогласий, включая краевые (прибортовые) зоны Западно-Сибирского бассейна: при интенсивном погружении центральной части провинции отмечаются сокращение толщин осадочных комплексов до полного их выклинивания в направлении обрамления, тектоническая раздробленность и формирование зон развития угловых несогласий.

Дополнительный ресурсный потенциал ниже-среднеюрских комплексов также может быть связан со стратиграфически и тектонически экранированными объектами, сформировавшимися

в направлении обрамления Западно-Сибирской плиты, где происходит последовательное выклинивание осадочных комплексов от наиболее древних к молодым. Вначале закономерно выклиниваются ниже-среднеюрские горизонты, затем отложения поздней юры, далее последовательно прекращают прослеживаться комплексы мелового разреза. Однако, говоря о возможности аккумуляции УВ в таких зонах, особое внимание следует уделять качеству флюидоупора: далеко не всегда покрывка, сформировавшаяся в прибортовой зоне, вблизи источника сноса может обеспечить сохранность залежей УВ. Качество юрских флюидоупоров следует признать более высоким по сравнению с меловыми горизонтами, поскольку периоды формирования крупных литолого-стратиграфических комплексов, характеризующихся формированием осадков преимущественно песчано-алевритового состава, сменяются периодами максимального затопления территории. При этом территории, охваченные затоплением, по площади превышают области отложения песчаников предыдущего этапа развития.

Выводы

1. Отложения ниже-среднеюрского комплекса арктических районов Западной Сибири залегают на значительных глубинах, характеризуются аномально высоким пластовым давлением и слабо изучены бурением.

2. На основании новых данных по бурению и результатов интерпретации данных сейсморазведочных работ детализированы палеогеографические карты ниже-среднеюрского комплекса арктических районов Западной Сибири. Уточнены зоны развития пород-коллекторов руслового генезиса, фронта дельты и/или предфронтальной зоны пляжа, с которыми могут быть связаны литологические и структурно-литологические ловушки УВ.

3. Наилучшие коллекторские свойства наблюдаются в песчаниках фронта дельты и распределительных каналах мальшевского горизонта, что объясняется гипсометрическим положением отложений и меньшей степенью преобразованности.

4. На уровнях отложений тоара, байос-бата выделены прослои аргиллитов с включениями глендонитов, которые являются показателями

эпизодов холодного палеоклимата и могут быть использованы в качестве реперов при корреляции разрезов скважин.

5. Рассеянное ОВ ниже-среднеюрских комплексов соответствует II, II–III и III типам керогена, преобразовано до градации мезокатагенеза МК₂ (главная зона нефтеобразования). Рассеянное ОВ обладает хорошим и отличным генерационным потенциалом и способно к генерации УВ (преимущественно газа). Углеводороды сингенетичны рассеянному ОВ ниже-среднеюрских пород.

6. Анализ геолого-геофизических данных указывает на возможность открытия залежей УВ-сырья, приуроченных к антиклинальным, структурно-стратиграфическим, а также структурно-тектоническим ловушкам в отложениях нижней – средней юры на северо-востоке провинции.

7. Для восполнения ресурсного потенциала региона и сохранения текущих темпов добычи УВ-сырья на длительный период актуальной задачей является разработка программы последовательного введения в опоскование перспективных объектов ранне-среднеюрского возраста на севере Западной Сибири.

Литература

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Объяснительная записка. Новосибирск, 2003. – Новосибирск, 2004. – 113 с.
2. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Кислухин В.И., Кислухин И.В. Стратиграфическая, литолого-фациальная характеристика юрских отложений Западной Сибири и перспективы их нефтегазоносности: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 177 с.
3. Объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1 : 5 000 000 / Под ред. И.И. Нестерова – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976. – 85 с.
4. 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.
5. Афанасенков А.П., Бордюг А.В., Никишин А.М., Танинская Н.В., Шиманский В.В., Бордунов С.И. Уточнение палеогеографии севера Сибирской платформы с учетом новых данных // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 5–23. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-5-23.
6. Казаненков В.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в позднем байосе-бате // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – №8. – С. 1172–1187. DOI: 10.15372/GiG2021121.
7. Шемин Г.Г., Верниковский В.А., Москвин В.И., Вакуленко Л.Г., Деев Е.В., Первухина Н.В. Литолого-палеогеографические реконструкции юрского периода севера Западно-Сибирского осадочного бассейна // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 35–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-35-61.
8. Жемчугова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при модерировании углеводородных систем. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. – 344 с.
9. Рейнек Г.-Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением кластических осадков). – М.: Недра, 1981. – 439 с.
10. Walker R.G., James N.P. Facies Models: Geological Association of Canada. – 1992. – 409 p.
11. Pemberton S.G., Spila M., Pulham A.J. et al. Ichnology and sedimentology of shallow to marginal marine systems. Geological Association of Canada, Short Course. – 2001. – V. 15. – 343 p.
12. Сакс В.Н., Ронкина З.З. Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины. – М.: Госгеолтехиздат, 1957. – 245 с.
13. Кислухин В.И., Кислухин И.В. Этапы формирования осадочных образований юрского возраста в арктических районах Западной Сибири // Горные ведомости. – 2010. – № 8 (75). – С. 36–42.
14. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Раевская Е.Г. Выявление структурно-литологических ловушек в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири на основе палеогеографических реконструкций. – 2019. – № 3. – С. 39–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-39-46.
15. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Мозучева Н.К. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал Гео, 2000. – 480 с.

16. Кислухин И.В., Нечаева Е.Е., Студнев Е.А., Варакина Н.И. Стратиграфические несогласия на рубеже юры и мела севера Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири: материалы XXV научно-практической конференции. – Тюмень, 2021. – С. 565–571.
17. Ларичев А.И., Рязанова Т.А., Меленевский В.Н., Сухоручко В.И., Чуйкова Т.Э., Видик С.В., Соловьева Н.С. Органическая геохимия среднеюрско-нижнемелового разреза восточного борта Большехетской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – №11. – С. 4–13.
18. Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6. – №3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf (дата обращения: 24.04.2023).
19. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
20. Предтеченская Е.А. О влиянии катагенетических изменений нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирского осадочного мегабассейна на их нефтегазоносность [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/11_2011.pdf (дата обращения: 27.04.2023).
21. Рогов М.А. Глендониты в юрских отложениях Северного полушария // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. VI Всероссийское совещание: научные материалы. – Махачкала: АЛЕФ, 2015. – 344 с.

References

1. Reshenie 6-go Mezhdovedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoiskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri. Ob'yasnitel'naya zapiska. Novosibirsk, 2003. [Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the review and adoption of updated stratigraphic columns of Mesozoic deposits of West Siberia. Novosibirsk, 2003]. – Novosibirsk; 2004. – 113 p. In Russ.
2. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Kislukhin V.I., Kislukhin I.V. Stratigraficheskaya, litologo-fatsial'naya kharakteristika yurskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri i perspektivy ikh neftegazonosnosti: uchebnoe posobie [Stratigraphic and lithological-facies characteristics of the Jurassic deposits of West Siberia and the oil and gas potential: Textbook]. Tyumen': TyumGNGU; 2014. – 177 p. In Russ.
3. Ob'yasnitel'naya zapiska k atlasu litologo-paleogeograficheskikh kart yurskogo i melovogo periodov Zapadno-Sibirskoi ravniny v masshtabe 1 : 5 000 000 [Explanatory note to the Atlas of lithologic and paleogeographic maps of Jurassic and Cretaceous systems, West Siberian plain, scale 1: 5 000 000]. In: I.I. Nesterov, ed. – Tyumen': ZapSibNIGNI; 1976. – 85 p. In Russ.
4. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanekov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Jurassic period. *Russian Geology and Geophysics*. 2013;54(8):747–779. DOI: 10.1016/j.rgg.2013.07.002.
5. Afanasenkov A.P., Boryug A.V., Nikishin A.M., Taninskaya N.V., Shimanskii V.V., Bordunov S.I. Update of paleogeography of Siberian platform North accounting for new data. *Geologiya nefi i gaza*. 2018;(2):5–23. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-5-23. In Russ.
6. Kazanekov V.A. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Late Bajocian-Bathonian. *Russian Geology and Geophysics*. 2021;62(8):1172–1187. DOI: 10.15372/GiG2021121. In Russ.
7. Shemin G.G., Vernikovskiy V.A., Moskvina V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V. Lithologic and paleographic reconstruction of Jurassic system in West Siberian sedimentary basin. *Geologiya nefi i gaza*. 2018;(6):35–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-35-61. In Russ.
8. Zhemchugova V.A. Prakticheskoe primeneniye rezervuarnoi sedimentologii pri moderirovaniy uglevodorodnykh sistem [Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems]. Moscow: RGU nefi i gaza im. I.M. Gubkina; 2014. – 344 p. In Russ.
9. Reinek G.-E., Singh I.B. Obstanovki terrigennoy osadkonakopleniya (s rassmotreniem klasticheskikh osadkov) [Depositional sedimentary environments]. – M. : Nedra; 1981. 439 p. In Russ.
10. Walker R.G., James N.P. Facies Models: *Geological Association of Canada*. 1992. 409 p.
11. Pemberton S.G., Spila M., Pulham A.J. et al. Ichnology and sedimentology of shallow to marginal marine systems. *Geological Association of Canada, Short Course*. 2001. V. 15. 343 p.
12. Saks V.N., Ronkina Z.Z. Yurskie i melovye otlozheniya Ust'-Eniseiskoi vpadiny [Jurassic and Cretaceous deposits of Ust-Yenisei depression]. Moscow: Gosgeoltekhizdat; 1957. 245 p. In Russ.
13. Kislukhin V.I., Kislukhin I.V. Etapy formirovaniya osadochnykh obrazovaniy yurskogo vozrasta v arkticheskikh raionakh Zapadnoi Sibiri [Stages of formation of Jurassic sedimentary formations in the Arctic regions of West Siberia]. *Gornye vedomosti*. 2010;75(8):36–42. In Russ.
14. Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Raevskaya E.G. Identification of combination traps in Jurassic and Lower Cretaceous series of Western Siberia based on paleogeography reconstructions. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(3):39–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-39-46. In Russ.
15. Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Deviatov V.P., Ilyina V.I., Meledina S.V., Gaydeburova E.A., Dzyuba O.S., Kazakov A.M., Mogucheva N.K. Stratigrafiya neftegazonosnykh basseinov Sibiri. Yurskaya Sistema [Stratigraphy of Siberian oil and gas bearing basins. The Jurassic system]. Novosibirsk: SO RAN, filial Geo; 2000. 480 p. In Russ.
16. Kislukhin I.V., Nechaeva E.E., Studnev E.A., Varakina N.I. Stratigraficheskie nesoglasiya na rubezhe yury i mela severe Zapadnoi Sibiri [Stratigraphic unconformities at the boundary of the Jurassic and Cretaceous in the north of West Siberia]. In: Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Zapadnoi Sibiri: materialy XXV nauchno-prakticheskoi konferentsii. Tyumen'; 2021. pp. 565–571. In Russ.
17. Larichev A.I., Ryzanovaya T.A., Melenevskii V.N., Sukhoruchko V.I., Chuikova T.E., Vidik S.V., Solov'eva N.S. Organicheskaya geokhimiya sredneyursko-nizhne-melovogo razreza vostochnogo borta Bol'shekhetskoi vpadiny [Organic geochemistry of the Middle Jurassic-Lower Cretaceous section of the eastern side of the Bolshekhetskaya depression]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2003;(11):4–13. In Russ.
18. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. Geokhimicheskie aspekty izucheniya nizhnesredneyurskikh otlozhenii Zapadno-Sibirskoi plity v svyazi s otsenкой ikh UV-potentsiala [Geochemical aspects of the study of Lower-Middle Jurassic deposits of the West Siberian Plate in connection with the assessment of their hydrocarbon potential]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(3). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf (accessed 24.04.2023). In Russ.

19. *Fomin A.N.* Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozojskikh i paleozojskikh otlozhenij Zapadno-Sibirskogo megabassejna [Organic matter catagenesis and oil and gas potential of the Mesozoic and Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin]. – Novosibirsk: INGG SO RAN; 2011. 331 p. In Russ.
20. *Predrechenskaya E.A.* O vliyani katageneticheskikh izmenenii nizhne-sredneyurskikh otlozhenii Zapadno-Sibirskogo osadochnogo megabasseina na ikh neftegazonosnost' [On the influence of catagenetic changes in the Lower-Middle Jurassic deposits of the West Siberian sedimentary megabasin on their oil and gas potential]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika.* 2011;6(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/11_2011.pdf (data obrashcheniya: 27.04.2023). In Russ.
21. *Rogov M.A.* Glendonity v yurskikh otlozheniyakh Severnogo polushariya [Glendonites in the Jurassic deposits of Northern Hemisphere]. In: *Yurskaya sistema Rossii: problemy stratigrafii i paleogeografii. VI Vserossiiskoe soveshchanie: nauchnye materialy.* Makhachkala: ALEF; 2015. 344 p. In Russ.

Информация об авторах**Кислухин Иван Владимирович**

кандидат геолого-минералогических наук,
эксперт по геологии
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19
e-mail: ivkislukhin@rosneft.ru

Храмцова Алена Валерьевна

кандидат геолого-минералогических наук,
эксперт по литологии и седиментологии
терригенных резервуаров
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19
e-mail: avkhramtsova@rosneft.ru
ORCID ID: 0009-0003-7017-5578

Маклакова Екатерина Александровна

начальник отдела
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, 19
e-mail: eamaklakova@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0009-0003-7017-5578

Леонов Александр Павлович

менеджер
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19
e-mail: apleonov@tnnc.rosneft.ru

Астафьев Евгений Владимирович

кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель начальника управления
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19
e-mail: evastafyev@tnnc.rosneft.ru

Рязанова Татьяна Алексеевна

кандидат геолого-минералогических наук,
эксперт по геохимии
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19
e-mail: taryazanova@rosneft.ru

Гладышев Антон Анатольевич

кандидат геолого-минералогических наук,
главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19
e-mail: aagladyshev@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0009-0009-4399-6454

Information about authors**Ivan V. Kislukhin**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Geology Expert
Tyumen Oil Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: ivkislukhin@rosneft.ru

Alena V. Khramtsova

Candidate of Geological
and Mineralogical Sciences,
Litolology and Sedimentology Expert
Tyumen Oil Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: avkhramtsova@rosneft.ru
ORCID ID: 0009-0003-7017-5578

Ekaterina A. Maklakova

Head of Department
Tyumen Oil Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: eamaklakova@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0009-0003-7017-5578

Aleksandr P. Leonov

Manager
Tyumen Oil Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: apleonov@tnnc.rosneft.ru

Evgenii V. Astaf'ev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Head
Tyumen Oil Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: evastafyev@tnnc.rosneft.ru

Tatiana A. Ryazanova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Geochemistry expert
Tyumen Oil Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: taryazanova@rosneft.ru

Anton A. Gladyshev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Specialist
Tyumen Oil Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: aagladyshev@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0009-0009-4399-6454

УДК 551.77, 551.87, 553.98

DOI 10.47148/0016-7894-2023-5-103-115

Закономерности формирования и особенности распространения чокракских песчаных коллекторов Придагестанского шельфа

© 2023 г. | И.В. Куницына¹, П.А. Земцов², Н.А. Малышев³, В.Е. Вержбицкий³¹ООО «РН-Эксплорейшн» (дочернее общество ПАО «НК «Роснефть»), Москва, Россия; ivkunitsina@rn-exp.rosneft.ru²ООО «НК «Роснефть-НТЦ» (дочернее общество ПАО «НК «Роснефть»), Краснодар, Россия; pazemtsov@ntc.rosneft.ru³ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия; n_malyshv@rosneft.ru, v_verzhbitskiy@rosneft.ru

Поступила 29.09.2023 г.

Доработана 19.10.2023 г.

Принята к печати 27.10.2023 г.

Ключевые слова: Предгорный Дагестан; Придагестанский шельф; чокракские отложения; сейсмические данные; сиквенс-стратиграфия; сейсмофации; неантиклинальные ловушки; перспективы нефтегазоносности.

Аннотация: Нефтегазоносность чокракских песчаников среднего миоцена доказана на территории Предгорного Дагестана, где формирование ловушек углеводородов предопределяется наличием высокоамплитудных складок, осложненных разрывными нарушениями. На прилегающей части Среднего Каспия открыто только одно месторождение — Инчхе-море, а остальная часть акватории по чокракским отложениям представляет собой прогиб, слабо затронутый тектоническими деформациями, поэтому здесь поиск залежей углеводородов должен быть направлен на выявление ловушек неантиклинального типа. В пределах акваториальной части Предгорного Дагестана скважинные данные практически отсутствуют, что определило необходимость выполнения реконструкций обстановок осадконакопления, опираясь главным образом на сейсмические материалы, «привязанные» на суше к разрезам скважин и материалам геолого-съёмочных работ. В данной статье прогноз строения осуществлялся согласно методологии сиквентной стратиграфии. В интервале чокрак-караганских отложений выделено шесть секвенций. Установлено, что к началу среднего миоцена на изучаемой территории располагалась относительно глубоководная впадина, заполнение чокракскими осадками которой происходило за счет северных источников сноса терригенного материала и проградации прибрежных обстановок осадконакопления, в результате чего палеорельеф к караганскому времени был практически полностью сnivelирован. Полученная геологическая модель формирования чокракских отложений позволила объяснить закономерности распределения в них песчаного материала с уменьшением его объема в разрезе с северо-запада на юго-восток района исследований вдоль береговой линии Каспия. Коллекторы в чокракских отложениях связаны с донными конусами выноса в нижней части разреза и шельфовыми песчаниками в верхней. Наиболее перспективные области в прибрежных водах Каспийского моря, где по результатам сиквенс-стратиграфического анализа формирование литологических ловушек наиболее вероятно, приурочены к участкам выклинивания отдельных песчаных тел фановых комплексов свит В и Г на севере и юге исследуемой территории.

Для цитирования: Куницына И.В., Земцов П.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е. Закономерности формирования и особенности распространения чокракских песчаных коллекторов Придагестанского шельфа // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 103–115. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-103-115.

Благодарности: Авторы выражают особую благодарность доктору геолого-минералогических наук Валентине Алексеевне Жемчужовой за оказанную помощь при проведении исследований и написании статьи и главному геологу АО «Дагнефтегаз» Джаватхану Шапиевичу Шапиеву за организацию полевых геологических наблюдений и ценные советы по геологии миоценовых отложений на суше.

Depositional settings and patterns of Chokrak sandy reservoir distribution within Dagestan shelf

© 2023 | I.V. Kunitsyna¹, P.A. Zemtsov², N.A. Malyshev³, V.E. Verzhbitskiy³¹LLC RN-Exploration (Rosneft Oil Company affiliate), Russia, Moscow; ivkunitsina@rn-exp.rosneft.ru²LLC RN-NTC (Rosneft Oil Company affiliate), Russia, Krasnodar; pazemtsov@ntc.rosneft.ru³PLC Rosneft Oil Company, Russia, Moscow; n_malyshv@rosneft.ru, v_verzhbitskiy@rosneft.ru

Received 29.09.2023

Revised 19.10.2023

Accepted for publication 27.10.2023

Key words: Piedmont Dagestan; Dagestan shelf; Chokrak sedimentary rocks; seismic data; sequence stratigraphy; seismic facies; non-anticlinal traps; petroelum potential.

Abstract: Petroelum potential of the Middle Miocene Chokrak sandstones has been proven in the territory of Piedmont Dagestan, where the existence of hydrocarbon traps is predetermined by the presence of high-amplitude folds complicated by faults. The only Inchkhe-More field has been discovered in the adjacent part of the Middle Caspian. Based on top Chokrak structure map, the rest of the Dagestan offshore is a trough slightly affected by tectonic deformations, so hydrocarbon accumulations should be expected in non-structural traps here. There is virtually no well data on the Piedmont Dagestan shelf, therefore it is necessary to reconstruct depositional environments basing mainly on seismic data calibrated to onshore well columns and geological maps. In this work, the Sequence Stratigraphy methodology was applied to predict structural

features. Six sequences have been identified within the of Chokrak-Karagan succession. It has been found that by the early Middle Miocene a relatively deepwater depression was situated in the study area; and the Chokrak sedimentary rocks were accumulated there because of sediment supply from the northern sources of terrigenous material and progradation of coastal depositional environments. As a result, the paleo-topography was almost completely levelled-out by the Karagan time. The final geological model of the Chokrak deposit formation made it possible to explain the sand distribution patterns, where the sand volume decreases along the Caspian coastline from northwest to southeast of the study area. Chokrak reservoirs are associated with basin-floor fans in the lower part and shelf sandstones in the upper part of the section. According to the results of sequence stratigraphy analysis, the most promising areas on the Caspian Dagestan shelf with most probable presence of lithological traps are confined to pinch-outs of fan sandbodies of B and G formations in the north and south of the study area.

For citation: Kunitsyna I.V., Zemtsov P.A., Malyshev N.A., Verzhbitskiy V.E. Depositional settings and patterns of Chokrak sandy reservoir distribution within Dagestan shelf. Geologiya nefi i gaza. 2023;(6):103–115. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-103-115. In Russ.

Acknowledgements: The authors wish to acknowledge Valentina A. Zhemchugova, Dr. habil. in Geology and Mineralogy, for her assistance in research and writing the paper, and Javatkhon S. Shapiev, Dagneftegaz Chief Geologist, for managing field geological observations and valuable advice on the issues of onshore Miocene deposit geology.

Введение

Предгорный Дагестан является одним из старейших регионов нефтедобычи в Российской Федерации. Длительная история эксплуатации месторождений, расположенных в сухопутной части Дагестана, привела к последовательному сокращению объемов добычи нефти и газа. Это обстоятельство определило необходимость поиска новых месторождений и залежей УВ, способных восполнить выработанные запасы УВ-сырья. Для решения этой задачи требуется комплексное изучение как наземной, так и морской (каспийской) частей региона. При этом для перспективной части акватории следует учитывать наработанный опыт по значительно более изученной области прилегающей суши.

Из анализа геолого-геофизических материалов по Предгорному Дагестану в районе его сочленения с Терско-Каспийским передовым прогибом, проведенного авторами статьи, следует, что перспективным комплексом отложений на прилегающей акватории Каспийского моря могут служить практически неизученные бурением отложения чокракского горизонта среднего миоцена, результатам исследования которых и посвящена данная статья.

Данные по прилегающей суше

В Предгорном Дагестане в чокракских отложениях открыто шесть месторождений на суше и одно на прилегающей акватории (рис. 1). Запасы УВ связаны с регионально-развитыми, но часто невыдержанными по латерали песчаниками чокракского горизонта среднемиоценового нефтегазоносного комплекса (рис. 2).

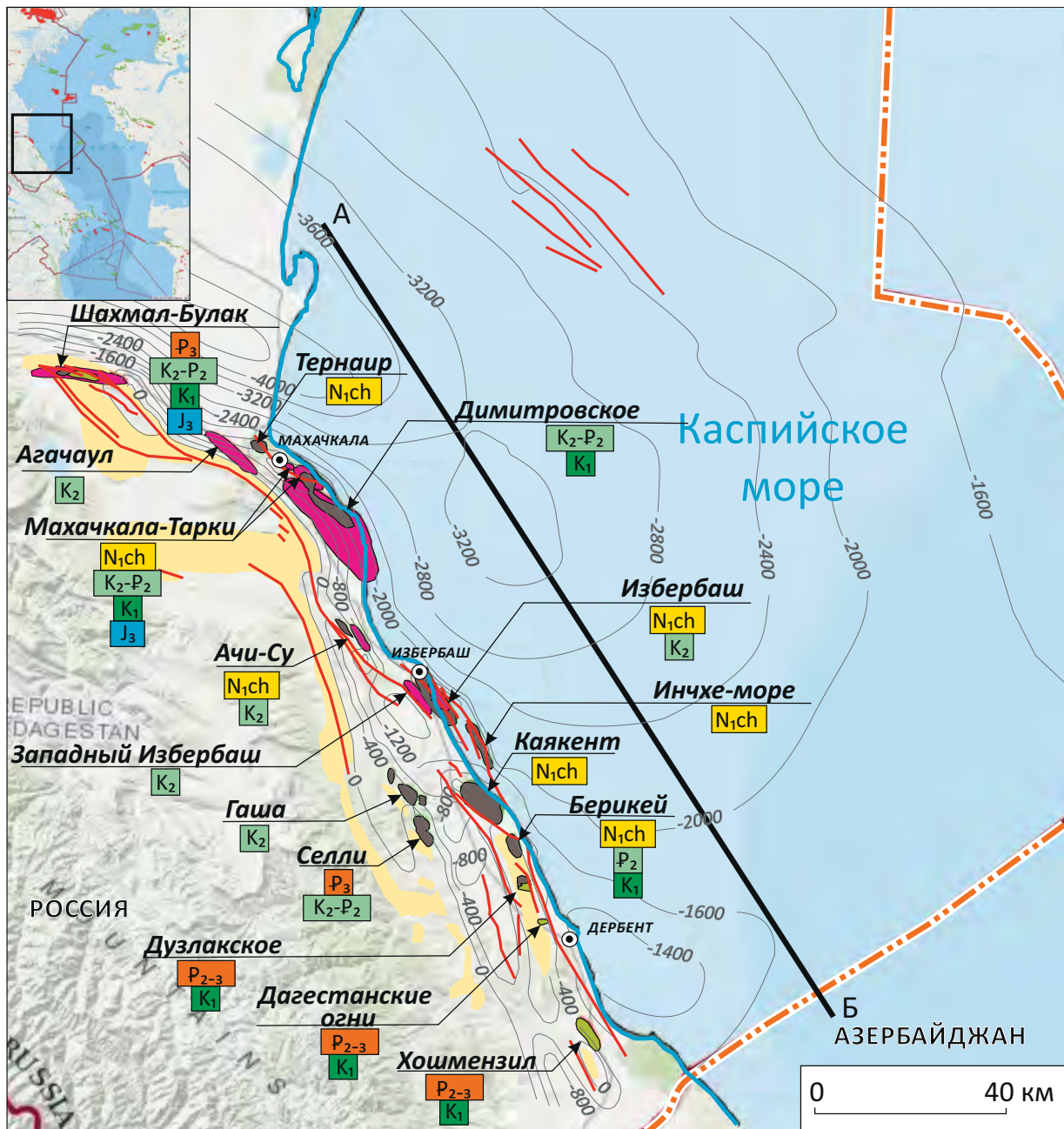
В сухопутной части территории Предгорного Дагестана для чокракских отложений характерно развитие высокоамплитудных складок, осложненных разрывными нарушениями. В сводах большинства антиклинальных структур олигоцен-четвертичные отложения размыты. Однако все структуры с неэродированными сводами содержат залежи УВ в чокракских отложениях в ловушках антиклинального либо комбинированного типа. При этом прилегающая акватория по кровле чокракских отложений представляет собой прогиб (рис. 3), слабо затронутый тектоническими деформациями, что

приводит к необходимости поиска здесь литологических ловушек УВ неантиклинального типа.

О строении и литологии отложений чокракского горизонта можно судить по разрезам скважин сухопутной части Предгорного Дагестана, пробуренным на расстоянии 1–10 км от акватории, а также по отдельным естественным выходам пород на дневную поверхность. Чокракский горизонт повсеместно представлен толщей неравномерного переслаивания главным образом кварцевых и полевошпатово-кварцевых разнозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Среди песчаников встречаются разности как с низкими, так и с высокими фильтрационно-емкостными свойствами: пористость в них достигает 25 %, проницаемость — 500 мД [1].

Скудость биостратиграфических определений и низкое качество материалов сейсморазведки по Предгорному Дагестану предопределили применение общепринятого для суши принципа расчленения отложений чокрака, основанного на литологической характеристике разреза. Выразительными реперами для этого приняты регионально-выдержанные карбонатные прослои (α , α_1 , β_1 и γ) либо глинистые (а, б, в, и г) пачки (рис. 4), разделяющие преимущественно песчаные интервалы разреза (свиты А, Б, В и Г). Эти элементы достаточно уверенно определяются на электрокаротажных диаграммах, что позволяет с высокой степенью надежности расчленять и сопоставлять разрезы скважин в пределах разбуренных участков. Однако передача корреляции, основанной только на общих закономерностях изменения литологического состава чокракского горизонта и его толщин между площадями (месторождениями), является в ряде случаев неоднозначной из-за отсутствия хроностратиграфических данных в условиях низкой плотности информативных сейсморазведочных материалов. В целом данные бурения свидетельствуют о сокращении мощности разреза и снижении его песчаности с северо-запада на юго-восток. Так, по линии площадей Махачкала – Избербаш общие толщины отложений чокрака изменяются в пределах 900–1100 м, а песчаность разреза достигает 35–50 % за счет развития песчаных пачек в каждой из свит

Рис. 1. Обзорная карта района работ
Fig. 1. Location map of the study area



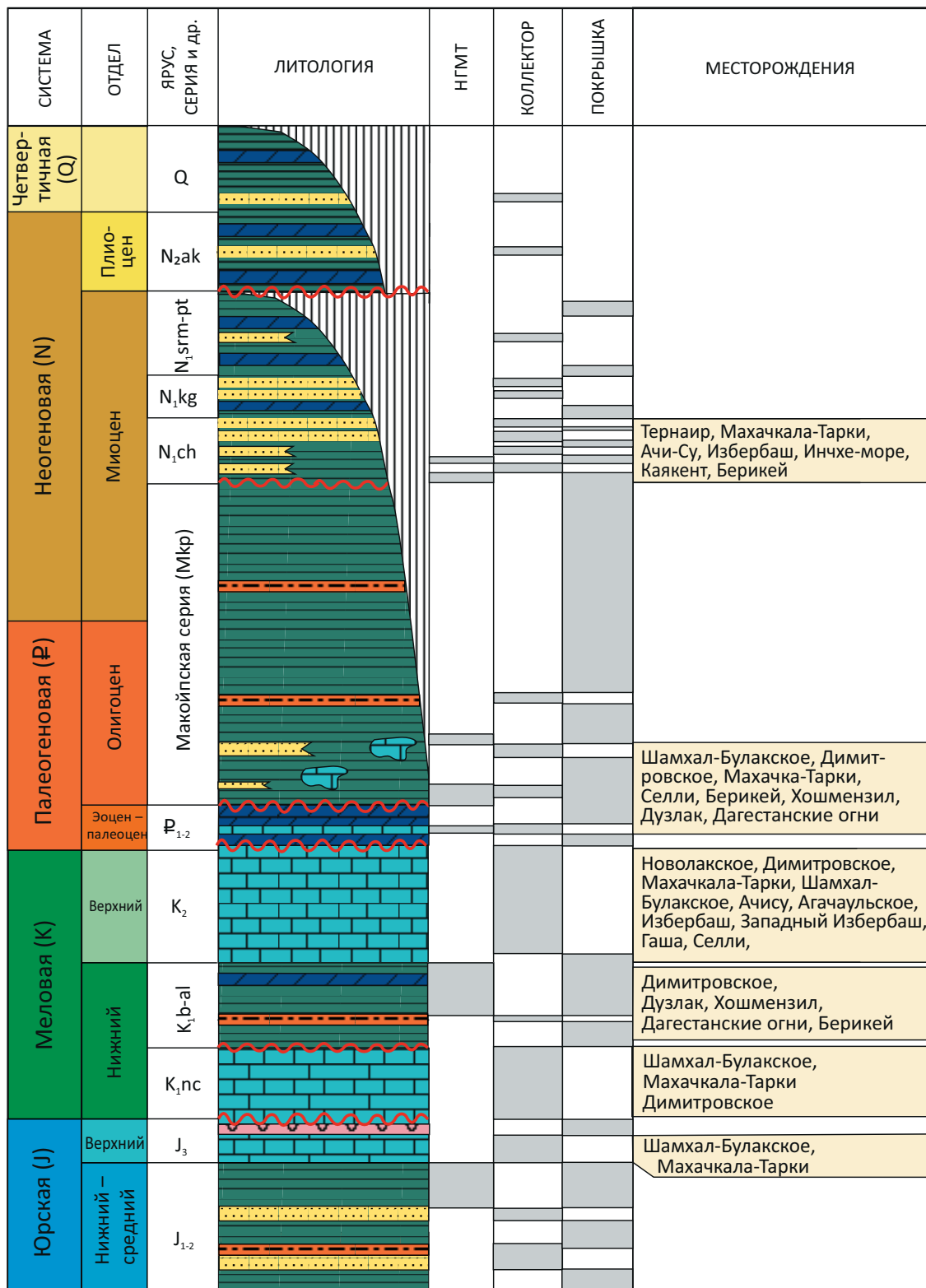
1 — береговая линия; 2 — государственная граница; 3 — сейсморазведочный профиль 2D; месторождения (4–6): 4 — нефти, 5 — газа, 6 — газоконденсата; 7 — продуктивный интервал; 8 — изогипсы отложений кровли чокрака, м; 9 — тектонические нарушения; 10 — выходы отложений чокрака на дневную поверхность
1 — shoreline; 2 — state border; 3 — 2D seismic survey line; fields (4–6): 4 — oil, 5 — gas, 6 — gas condensate; 7 — pay interval; 8 — structural contours of Chokrak Top, m; 9 — faults; 10 — Chokrak crop out to the day

А–Г (тип I) (см. рис. 4). Юго-восточнее, в районе площади Каякент, отмечается выпадение отдельных частей разреза в интервале свит В и Г (тип II), однако какие именно пласты здесь выклиниваются установить по каротажу невозможно. Далее, по линии Берикей – Хошмензил общая толщина отложений чокрака сокращается до 400–300 м (тип III),

пропорционально этому снижается и песчаность разреза (до 5–15 %, в редких случаях достигая 20 %), которая обусловлена развитием коллекторов только в верхней части разреза (свиты А и Б)¹.

¹ Галин В.Л. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Предгорного Дагестана : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Грозный, 1965. – 32 с.

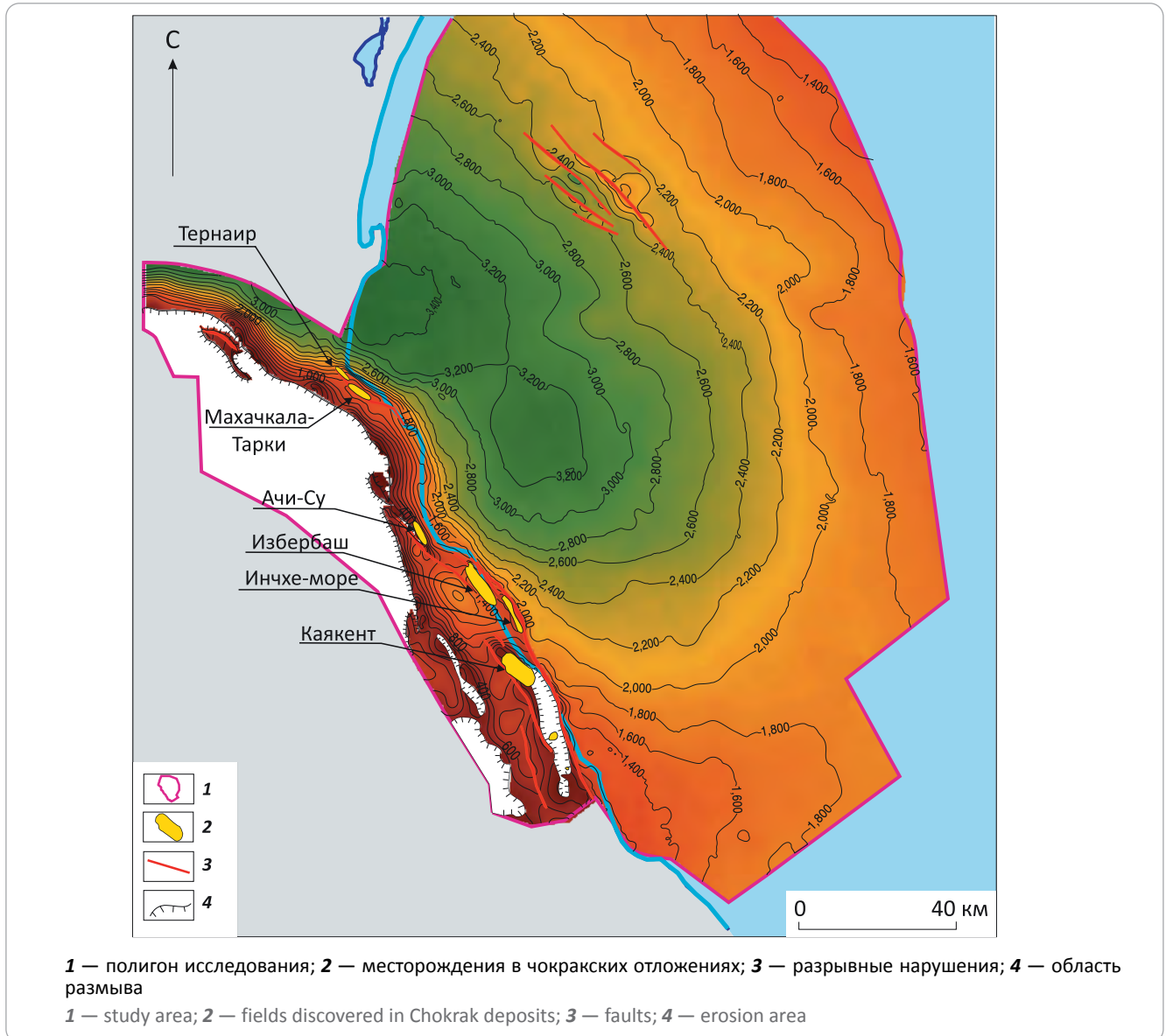
Рис. 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез Предгорного Дагестана с элементами УВ-систем
Fig. 2. Composite lithologic and stratigraphic section across the Piedmont Dagestan; elements of HC systems are shown



1 — глины; 2 — песчаники; 3 — алевролиты; 4 — карбонаты; 5 — мергели; 6 — ангидриты; 7 — отсутствие отложений; 8 — несогласия

1 — clay; 2 — sandstone; 3 — siltstone; 4 — carbonate; 5 — marl; 6 — anhydrite; 7 — deposits lacking; 8 — unconformities

Рис. 3. Структурная карта по кровле чокракских отложений
Fig. 3. Depth map over the Chokrak Top



Несмотря на то, что детальное (попластовое) седиментологическое изучение чокракских отложений не проводилось и вопросы генезиса коллекторов свит А–Г имеют дискуссионный характер, опираясь на ряд диагностических признаков, можно с определенной долей условности предположить их фациальную принадлежность в пределах сухопутной части Предгорного Дагестана.

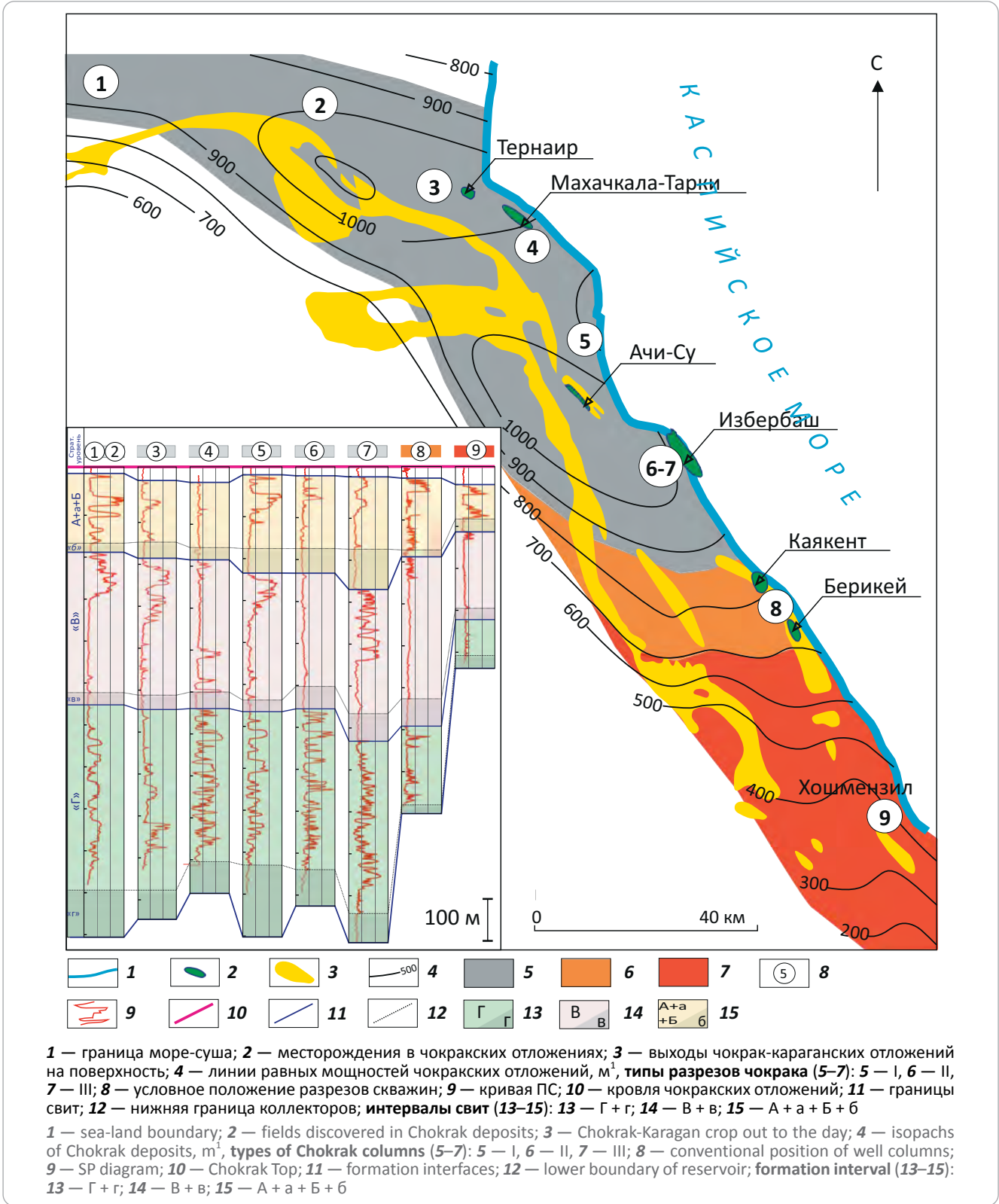
Во-первых, из сохранившихся описаний результатов геолого-съёмочных работ, датируемых первой половиной XX в., известно, что в естественных обнажениях пород нижнего чокрака присутствует градационная слоистость и широко распространены подводно-оползневые деформации, а в песчаниках свит А–Б встречаются косая слоистость и знаки ряби. Во-вторых, конфигурация кривой ПС часто в нижней и реже в средней части разреза соответствует «колоколообразной» и «блочной» формам. В средней и верхней частях разреза доля

кривых типа «обратный колокол» увеличивается. Геометрия отдельных песчаных тел в плане свиты Г и, реже, свиты В на участках высокой разбуренности часто соответствует заливообразным (лопастным) и шнурковым (русловым) формам. В-третьих, в обнажениях отмечаются резкие верхний и нижний контакты массивных песчаников свиты Г с глубоководными глинами (рис. 5), а для свит А и Б характерны хорошая сортировка, наличие прослоев (линз) окатанной гальки, отсутствие глинистого цемента и включения растительного детрита (см. рис. 5).

Чокракские отложения палеонтологически слабо охарактеризованы. Преобладающим видом среди обнаруженных остатков являются моллюски, присутствуют также фораминиферы, реже серпулы, мелкие ракообразные и отпечатки листьев двудольных. В целом для района работ характерно развитие тонкостенных и отсутствие прикрепляющихся форм в отложениях нижнего и увеличение



Рис. 4. Типизация разрезов чокракских отложений Предгорного Дагестана
Fig. 4. Typification of Chokrak deposits in Piedmont Dagestan

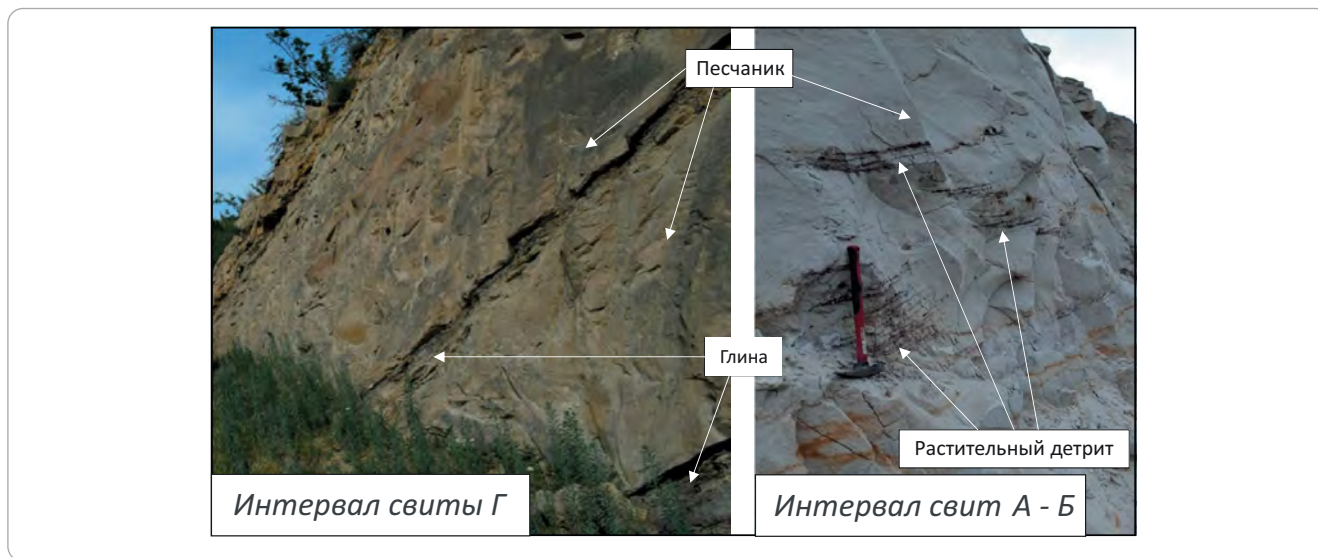


доли более мелководных видов в породах верхнего чокрака.

Таким образом, имеющиеся данные по суше свидетельствуют о развитии в пределах чокракского бассейна двух генетически взаимосвязанных систем осадконакопления: относительно глубо-

ководной, с проявлением подводно-оползневых процессов и формированием фэновых систем, в основном в нижней части разреза (свита Г) и преимущественно мелководной с накоплением шельфовых отложений в верхнем чокраке (свиты А–Б). Средняя часть разреза чокрака занимает погранич-

Рис. 5. Обнажения чокракских отложений (Предгорный Дагестан, 2021)
Fig. 5. Chokrak outcrops (Piedmont Dagestan, 2021)



ное положение, где в зависимости от близости палеосуши и источника сноса, а также конфигурации палеобровки и морфологии дна бассейна, возможно формирование как относительно глубоководных отложений, так и мелководных. Это определяет своеобразие морфологии и структуры приуроченных к ним природных резервуаров, а соответственно, и выбор методики их прогноза.

Методика исследования

В основе выбора стратегии поисково-разведочных работ, конечной целью которых является открытие новых месторождений нефти и газа, лежит геологическая модель перспективных территорий, разработанная, прежде всего, на базе комплексной интерпретации скважинных геолого-геофизических данных и материалов сейсморазведочных работ. Однако для акваториальной части Предгорного Дагестана скважинные данные практически отсутствуют, что определяет необходимость выполнения реконструкций обстановок осадконакопления, опираясь главным образом на сейсмические материалы, «привязанные» на суше к разрезам скважин.

Особую сложность такой привязки представляет геологическая интерпретация в зонах сочленения суша-море, где транзитные сейсмические съемки редки, а сухопутные материалы отсутствуют либо имеют низкое качество, или находятся на значительном удалении от акватории. Это не позволяет осуществить надежную увязку и интерполяцию геолого-геофизических данных. В такого рода условиях определяющими являются результаты анализа региональных геологических событий по морской и сухопутной частям с целью создания единой, непротиворечивой и обладающей прогностическими возможностями модели.

В геологическом мире самой признанной в настоящее время методологией прогноза строения осадочных толщ является сиквентная стратиграфия [2–4], позволяющая разрабатывать модели

осадочных образований, структура и фациальное наполнение которых регулируются изменениями относительного уровня моря и интенсивностью поступления обломочного материала в бассейн осадконакопления. Отражающие горизонты, маркирующие границы секвенций, чаще всего связывают с поверхностями несогласий и коррелятивным им согласий. Особенности выделения несогласий на сейсмических разрезах отображаются в поведении осей синфазности. Так, взаимоотношение вышележащих слоев по отношению к границе несогласия выражается в виде: подошвенного прилегания отложений слоистой толщи к более пологой поверхности несогласия; подошвенного налегания, когда толщи горизонтально лежащих слоев налегают на наклонную поверхность (прислонены к ней). На разрезах могут встречаться, например, налегания к склоновой поверхности и к бортам эрозионных систем. Взаимоотношение нижележащих слоев под поверхностью несогласия выражается в виде их кровельного прилегания к ней или эрозионного срезания.

Выделение обстановок осадконакопления по сейсмическим материалам основывалось на следующих данных:

- результатах выполненной предшествующей интерпретации геолого-геофизической информации;
- фрагментарных данных о строении разреза изучаемых отложений в скважинах, пробуренных на прилегающей суше;
- поведении отражений на временных разрезах;
- генетической интерпретации выделенных сейсмофаций;
- анализе временных толщин выделенных осадочных комплексов.

В основу работы легли 15 тыс. км сейсморазведочных данных 2D на акватории Каспийского моря.

Следует отметить, что сейсморазведочные данные получены различными партиями и в разные годы, а обработка выполнена не по единой методике, что в совокупности с редкой сетью профилей 2D (расстояние между профилями достигает 15–20 км) затрудняет корреляцию ОГ.

Сейсмофациальный анализ

Чокракский интервал разреза рассматриваемой части акватории Каспия представлен комплексом разнообразных сейсмофаций, большая часть которых, судя по строению разреза «сухопутных» скважин имеет, вероятнее всего, седиментационную природу. Среди них выделены четыре основные разновидности (рис. 6).

Горизонтально-слоистая высокоамплитудная сейсмофация характеризуется хорошо прослеживаемыми в волновом поле субпараллельными высокоамплитудными динамически выдержанными отражениями. В случаях проявления умеренных по интенсивности складчатых (складчато-разрывных) деформаций, рефлекторы приобретают заметные на сейсмических разрезах углы падения (см. рис. 6). Учитывая особенности распространения этой сейсмофации в разрезе и по площади, она может характеризовать обстановку накопления донных глубоководных осадков в условиях седиментационного «голода».

Клиноформная сейсмофация представлена ярко выраженными сигмовидными отражающими горизонтами. Клиноформы как правило отвечают достаточно быстрой проградации терригенных осадков вглубь бассейна и формируются в относительно глубоководных склоновых обстановках.

Линзовидная сейсмофация представлена большими по протяженности линзовидными телами с внутренним клиноформным строением. По характеру ограничивающих ОГ такие сейсмофации подразделяются на «симметричные» и «асимметричные». В первом случае они ограничены сверху ОГ, подошвенно прилегающими с обеих сторон к основанию линзы. Подобные формы наиболее характерны для донных конусов выноса, как правило, сложенных песчаным материалом.

Субпараллельная сейсмофация характеризуется удовлетворительно прослеживаемыми горизонтально-волнистыми отражениями с разной динамической выраженностью. Пакет таких отражений часто сопровождается выдержанностью временных толщин на большей части площади исследований. Особенности распространения данной сейсмофации в разрезе и по площади позволяют предположить, что ее формирование происходило в мелководно-морских условиях.

Сиквенс-стратиграфический анализ

На площади исследования в разрезе чокрак-караганских отложений было прослежено семь ОГ, которые соответствуют поверхностям несогласий и

максимального затопления. Границы секвенций на сейсмических разрезах, отождествляемые на большей части территории их развития с поверхностями несогласий, прослеживались по характерному эрозионному срезанию и кровельному прилеганию ОГ. Кроме того, часть секвенций была выделена по смене поверхностей подошвенного прилегания последовательно развивающихся клиноформных комплексов.

Анализ геолого-геофизической информации позволил обосновать стадийность развития Чокракского и Караганского палеобассейнов седиментации, обусловленную комплексным влиянием тектонических и эвстатических событий. В результате чего в разрезе чокракского яруса было выделено шесть секвенций (SQ1–SQ6) (рис. 7).

Исходя из представлений о региональной фациальной зональности Чокракского палеобассейна (рис. 8), можно предположить, что рассматриваемая часть Каспия в начале среднего миоцена представляла собой впадину на глубоководном шельфе. К северу от нее располагался мелководный и восточнее — глубоководный шельф, а южнее и юго-западнее — палеоархипелаг Кавказа.

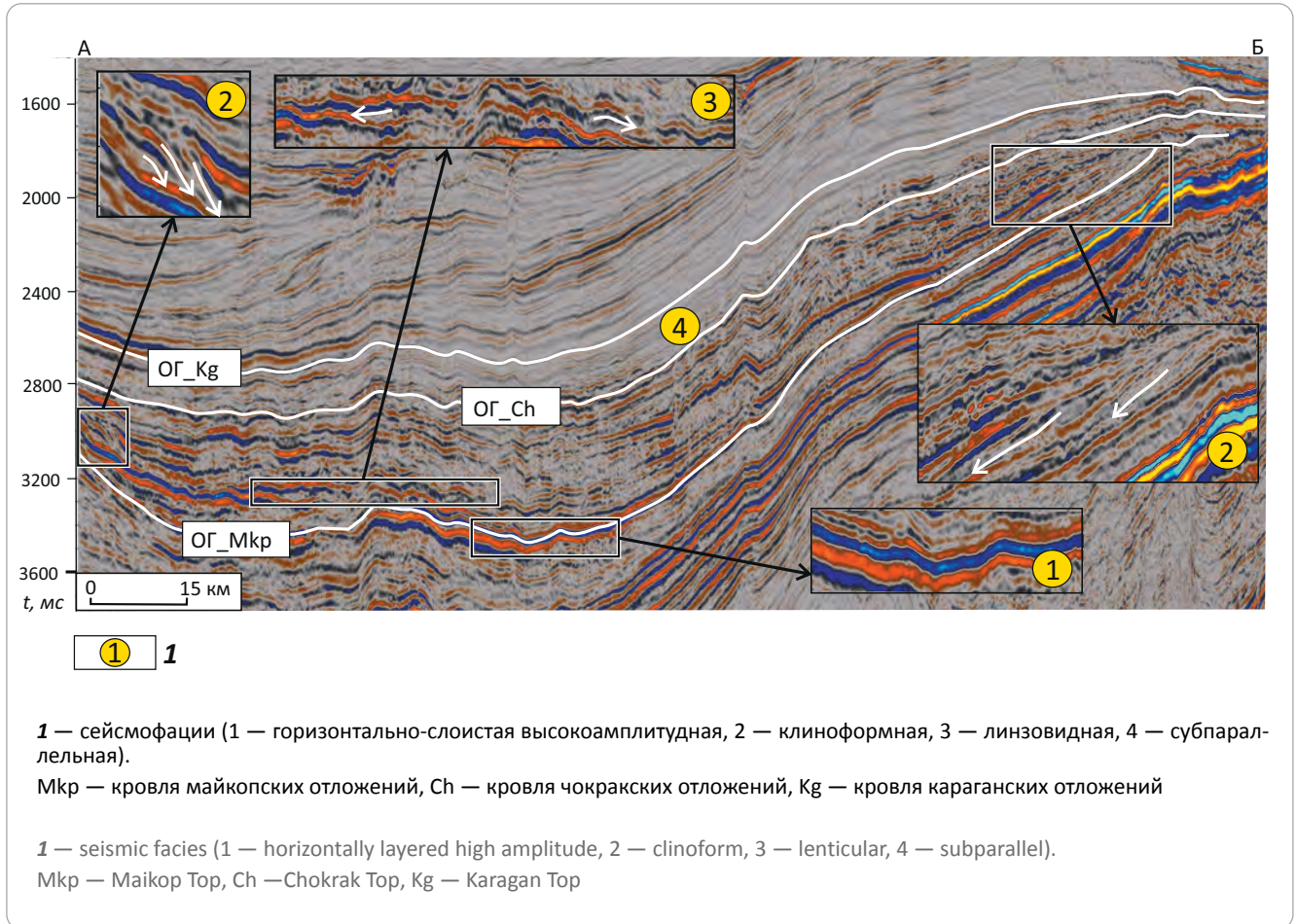
Секвенция SQ1 выделена между ОГ Mkr_top и ОГ 11 (см. рис. 7). Большая часть этой секвенции представлена в волновом поле симметричной линзовидной сейсмофацией, а перекрывающая ее маломощная толща — *горизонтально-слоистой высокоамплитудной*. Региональные данные позволяют рассматривать *линзовидную* сейсмофацию на исследуемой территории как толщу пород тракта форсированной регрессии (FSST) и интерпретировать ее как образования глубоководного донного конуса выноса. Подтверждением этого являются вскрытые в разрезах скважин на месторождении Махачкала-Тарки невыдержанные пласты песчаников в низах чокракского интервала, на глубоководный генезис которых указывают находки фауны мелких планктонных раковин моллюсков *Spiralis*.

Секвенция SQ2 выделена между ОГ 11 и ОГ G (см. рис. 7). Ее нижняя часть представлена на северо-западе полигона исследований *симметричной линзовидной* сейсмофацией, в которой оси синфазности подошвенно прилегают к ОГ 11. Особенности строения волнового поля и латеральные изменения его характеристик позволяют предположить формирование на рассматриваемой части полигона исследований отложений тракта форсированной регрессии, представленных песчаными породами глубоководного конуса выноса. Такое предположение подтверждается вскрытием многочисленных прослоев песчаников в пласте Г в разрезах скважин на месторождениях Махачкала-Тарки, Димитровское и Избербаш. Эти песчаники не выдержаны по площади распространения подобно песчаникам такого же типа тракта в секвенции SQ1.

Выше по разрезу на севере, западе и юге полигона работ выделяется клиноформная сейсмофация

Рис. 6. Временной сейсмический разрез по линии А–Б через Центральный Каспий с примерами сейсмофаций в разрезе чокрак-караганских отложений (положение профиля см. на рис. 1)

Fig. 6. Seismic time section along A–B line crossing the Central Caspian with seismic facies examples in the Chokrak-Karagan interval (position of the section is shown in Fig. 1)



с крутопадающими передовыми слоями. Данную сейсмофацию авторы статьи ассоциируют с отложениями нижнего системного тракта (LST). Анализ характера распространения клиноформ позволяет зафиксировать положение палеосклона бассейна седиментации во время формирования секвенции SQ2 на акватории. В глубоководной части бассейна поверхность максимального затопления совпадает с кровлей секвенции, ее маркирует ОГ G.

Секвенция SQ3 развита между ОГ G и ОГ 12 (см. рис. 7). Структура секвенции SQ3 отражает следующий этап проградации прибрежных обстановок в сторону бассейна осадконакопления. В пределах территории исследования основной объем секвенции представлен *клиноформной* сейсмофацией нижнего системного тракта (LST). В разрезах скважин на месторождениях Махачкала-Тарки, Димитровское и Избербаш клиноформный комплекс представлен алевропелитовыми разностями. Так же, как и в охарактеризованных выше секвенциях, отложения вышележащих трактов маломощные и представлены *горизонтально-слоистой высокоамплитудной* сейсмофацией, формирующейся в условиях «седиментационного голода». Кровлю секвенции SQ3

маркирует ОГ 12. На западе района исследований на временных разрезах вблизи месторождений Димитровское и Избербаш, ОГ 12 фиксирует поверхность эрозионного срезания подстилающих отложений.

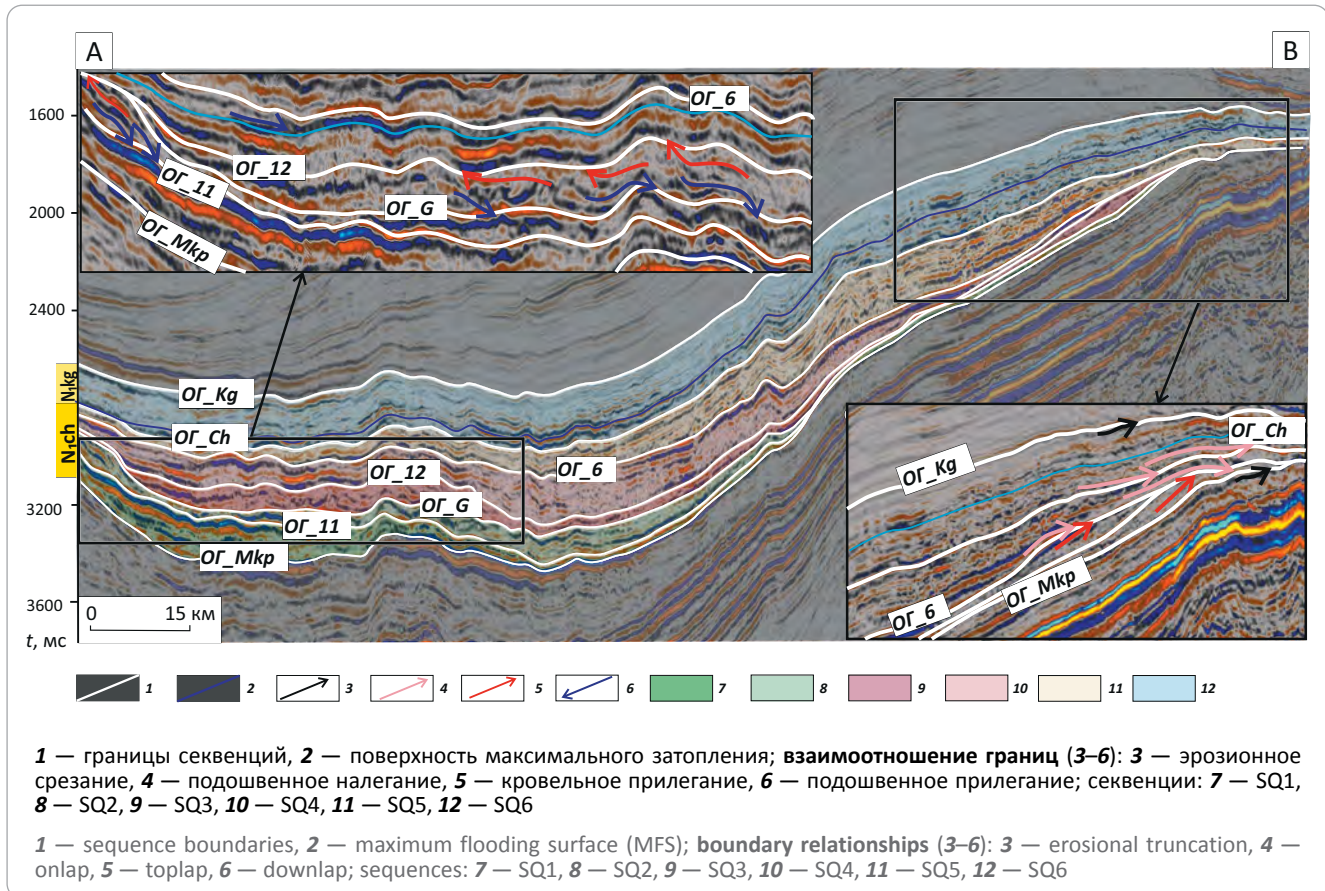
В подошве **секвенции SQ4** закартированы эрозионные врезы (рис. 9). Они служили, вероятно, путями транспортировки обломочного материала, переносимого по врезанным долинам во время падения относительного уровня моря в глубоководный бассейн, где формировались донные конусы выноса.

Комплекс отложений LST секвенции SQ4 сложен проградационной пачкой клиноформ, представленной в волновом поле *клиноформной* сейсмофацией. Отложения секвенции SQ4 практически полностью заполняли палеобассейн седиментации. Поверхность максимального затопления перекрывает отложения LST и TST и выделяется на сейсмических профилях как выдержанное на всей площади положительное отражение. На северо-западе полигона работ в волновом поле выделяется «асимметричная» линзовидная сейсмофация, оси синфазности которой подошвенно прилегают к поверхности максимального затопления. По сравнению с



Рис. 7. Сиквенс-стратиграфическая интерпретация волнового сейсмического поля в интервале развития чокрак-караганских отложений по профилю А–Б (положение профиля см. на рис. 1)

Fig. 7. Sequence Stratigraphy interpretation of wavefield in the Chokrak-Karagan interval in the section along A–B line (position of the section is shown in Fig. 1)



клиноформами LST, данные отложения смещены в направлении палеосуши. Такие характеристики типичны для отложений верхнего системного тракта (HST). На склоне и в глубоководной части палеобассейна отложения данного тракта представлены конденсированными осадками. Кровлю секвенции SQ4 отражает ОГ 6 (см. рис. 7). В скважинах прибрежных месторождений данный ОГ стратиграфически приурочен к кровле пласта В.

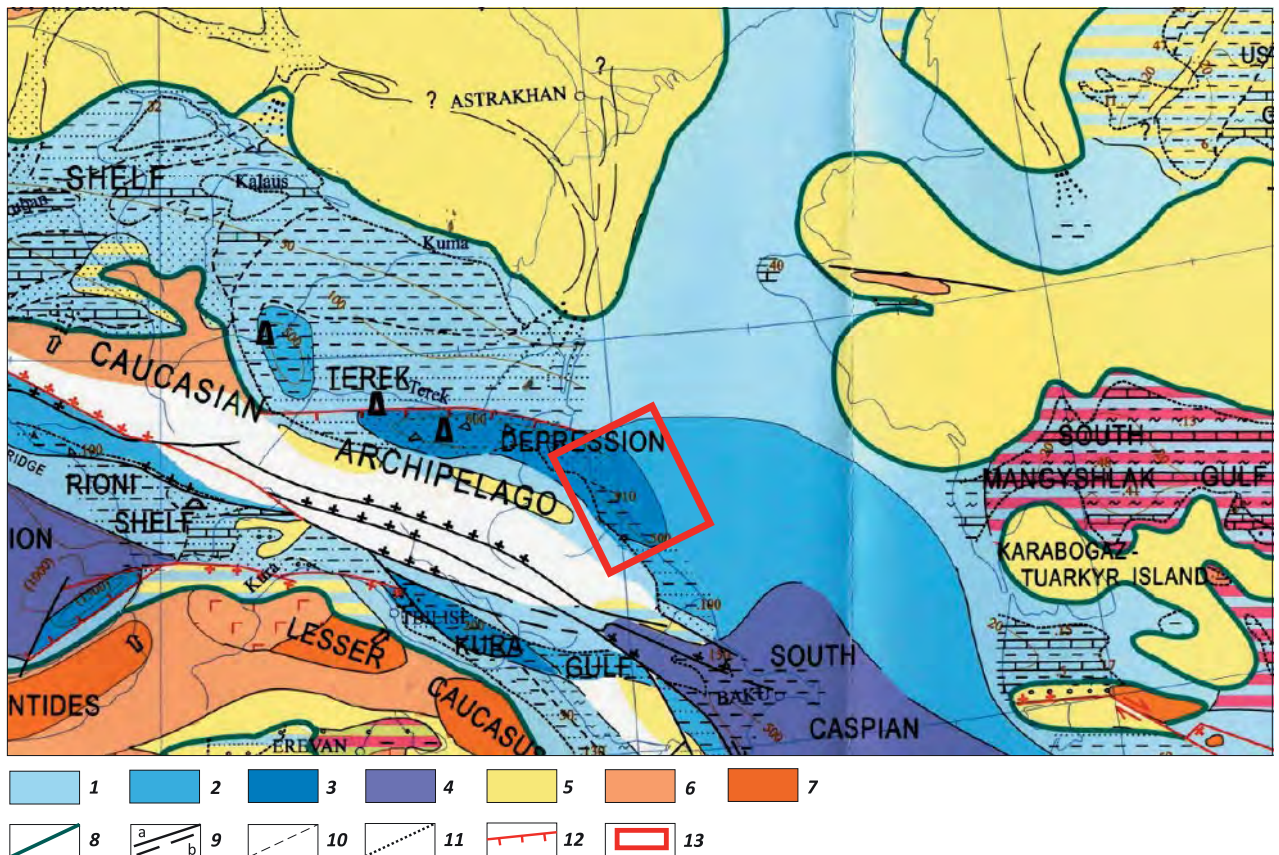
Таким образом, к началу формирования секвенции SQ5 глубоководный бассейн в пределах района работ оказался практически полностью заполнен образованиями LST секвенций SQ1–SQ4. Структура секвенции SQ5 фиксирует компенсированное заполнение осадками оставшейся области глубоководного палеобассейна, располагавшегося на юге полигона исследований. На временных разрезах это выражено в виде подошвенного прилегания к ОГ 6 небольшой по размерам клиновидной толщи в глубоководной части бассейна. Выше по разрезу в волновом поле выделяется субпараллельная сейсмofация, оси синфазности которой налегают на ОГ 6, смещаясь постепенно в сторону суши (см. рис. 6). В условиях трансгрессии происходило смещение береговой линии в направлении суши и расширение границ палеобассейна. Отложения HST формируют на мелководном шельфе выдержанные песчаные

пласты. Их вскрывают скважины на месторождениях Махачкала-Тарки, Димитровское и Избербаш (пласт Б). Кровля секвенции SQ5 в волновом поле выражена в виде поверхности кровельного налегания по отношению к перекрывающим отложениям.

Секвенция SQ6 отличается от секвенции SQ5 отсутствием клина LST в пределах территории работ. В волновом поле секвенция представлена субпараллельной сейсмofацией, отождествляемой с образованиями HST. Оси синфазности секвенции SQ6 кровельно налегают на границу секвенции, постепенно смещаясь в направлении суши и расширяя границы морского палеобассейна. Таким образом, пласты А и Б в чокракских отложениях и пласты песчаников в караганских отложениях в разрезах скважин представлены шельфовыми песчаниками секвенции SQ6. ОГ Ch_top маркирует кровлю чокракских отложений, отождествляемую в разрезах скважин на прибрежных месторождениях с пластами мергелей гяуртапинской свиты с многочисленными остатками мелких планктонных раковин моллюсков Spirialis. Кровля секвенции SQ6 отождествляется с ОГ Kg_top (см. рис. 7), примыкающим к подстилающим отложениям по типу кровельного прилегания.

Выполненные авторами статьи исследования позволили детально рассмотреть эволюцию сред-

Рис. 8. Выкопировка из палеогеографической карты начала среднего миоцена [5]
 Fig. 8. Fragment of paleogeographic map, early Middle Miocene [5]



Обстановки осадконакопления (1–7): морские (1–4): 1 — мелководного шельфа, 2 — глубоководного шельфа, 3 — впадины глубоководного шельфа, 4 — континентального склона и дна бассейна; **континентальные (5–7):** 5 — низменностей, 6 — холмистой местности, 7 — гористой местности; **границы (8–11):** 8 — морских и континентальных обстановок, 9 — палеогеографические (а — доказанные, б — предполагаемые), 10 — литофациальные, 11 — современного распространения отложений; 12 — разломы; 13 — территория исследования

Depositional environments (1–7): marine (1–4): 1 — shallow-water shelf, 2 — deep-water shelf, 3 — deep-water shelf depressions, 4 — continental slope and basin floor; **continental (5–7):** 5 — lowlands, 6 — undulating terrain, 7 — mountainous terrain; **boundaries (8–11):** 8 — marine and continental environments, 9 — paleogeographic (a — proven, b — supposed), 10 — lithofacies, 11 — present-day occurrence of deposits; 12 — faults; 13 — study area

Рис. 9. Временной разрез вблизи Димитровского месторождения, иллюстрирующий эрозионный врез в подошве секвенции SQ4
 Fig. 9. Time section in the vicinity of the Dimitrovsky field: erosion channel in the SQ4 sequence Bottom

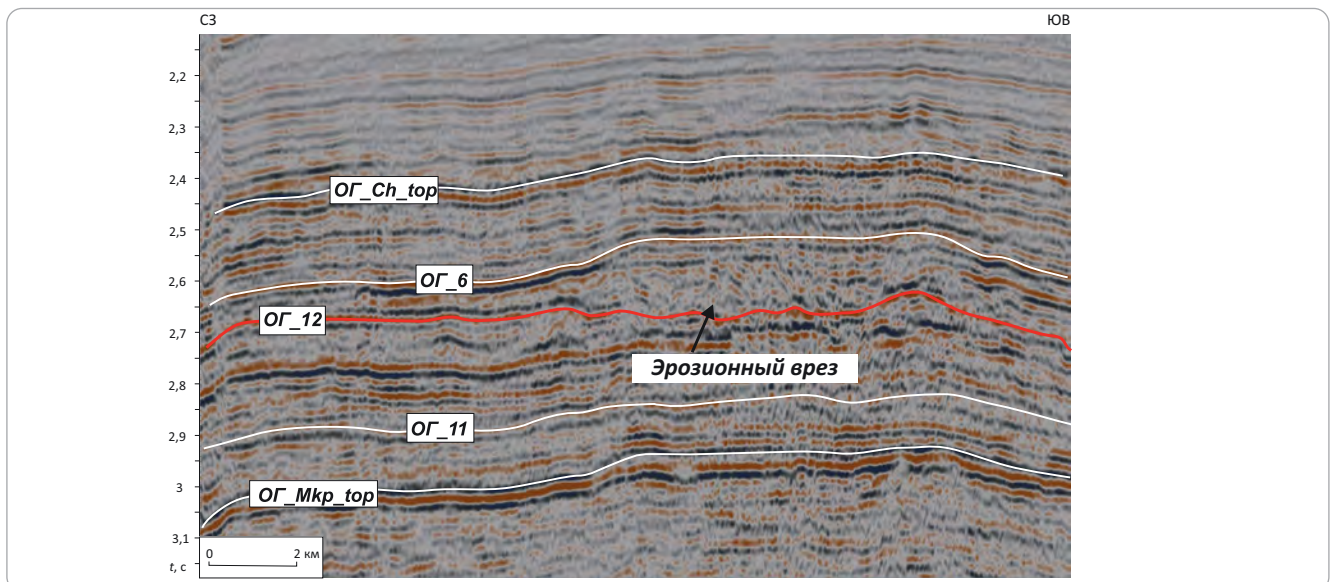
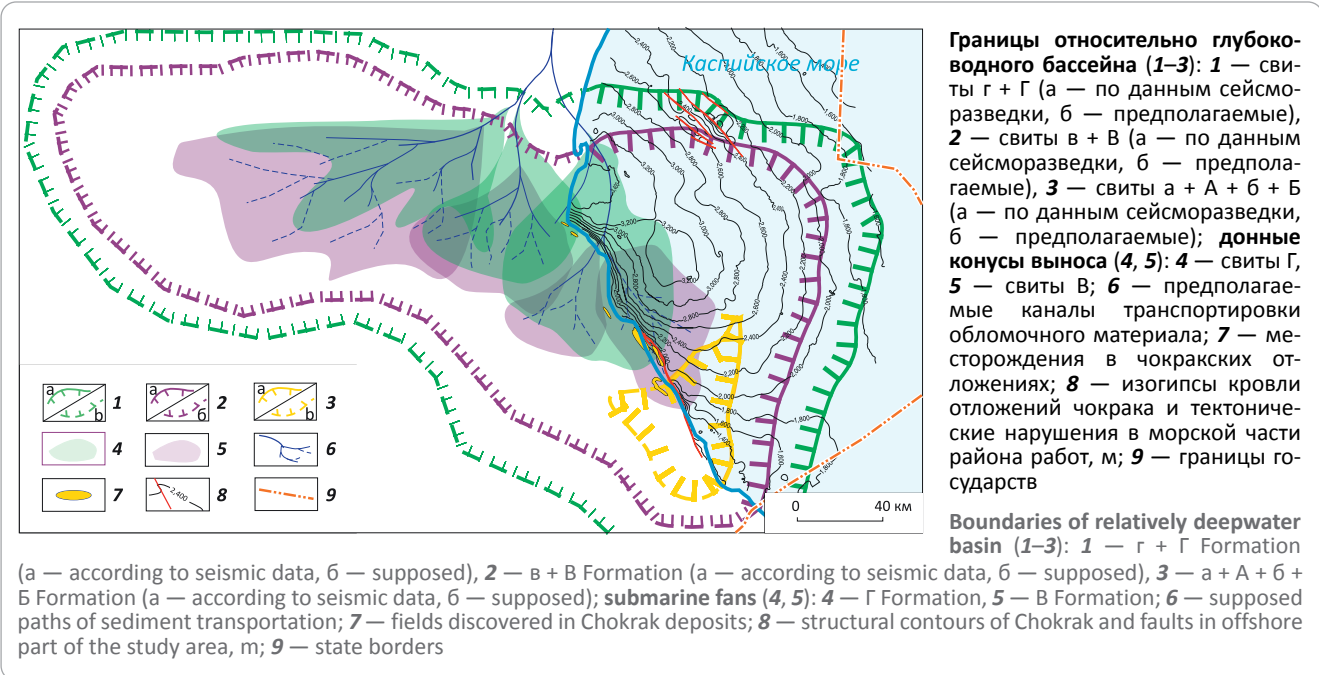




Рис. 10. Схема расположения относительно глубоководного бассейна в чокракское время
Fig. 10. Location map of relatively deepwater basin in the Chokrak time



немиоценового бассейна осадконакопления в пределах рассматриваемого сегмента современного Каспийского моря. К началу среднего миоцена на территории Центрального Каспия располагалась относительно глубоководная впадина и чокракские осадки постепенно заполняли ее в условиях проградации прибрежных обстановок осадконакопления. Основное направление сноса терригенного материала происходило с севера (в современных координатах). К караганскому времени отложения практически полностью сnivelировали палеорельеф. При этом максимальные падения относительно уровня моря в этот период происходили, вероятно, в начале чокракского времени, соответствующего накоплению свит г + Г (секвенции SQ1–SQ2) и в + В (секвенции SQ3–SQ4). Именно с этой частью разреза и связаны наиболее мощные и широко распространенные конусы выноса песчаного обломочного материала, доказанные бурением на суше и прогнозируемые в пределах акватории (рис. 10).

В течение формирования толщи а + А + б + Б происходили незначительные падения относительно уровня моря, поэтому в относительно глубоководной части бассейна (на территории южной части Дагестана) в это время формировались, возможно, фэны небольшого размера. В целом на большей части района работ коллекторы в данном интервале разреза представлены выдержанными по латерали песчаниками, накапливавшимися на мелководном шельфе, и поэтому формирование литологических ловушек в данном интервале маловероятно.

Выводы и рекомендации

1. В сухопутной части территории Предгорного Дагестана чокракские отложения слагают высоко-

амплитудные, осложненные разрывными нарушениями складки, а прилегающая акватория представляет собой прогиб, практически не затронутый (за исключением восточной части месторождения Избербаш и площади Инче-море) тектоническими деформациями и с отсутствием положительных структур (см. рис. 3). Таким образом, на акватории поиск залежей УВ в чокракских отложениях должен быть направлен на ловушки неантиклинального типа (сложнопостроенные литологические), реже — на комбинированные (структурно-литологические).

2. На основе проведенных исследований предложена геологическая модель формирования чокракских отложений, в соответствии с которой уменьшение объема песчаного материала с северо-запада (примерно от г. Махачкала) на юго-восток вдоль береговой линии Каспия контролируется трансгрессивно-регрессивными этапами заполнения палеобассейна. Коллекторы в чокракских отложениях связаны с локально распространенными донными конусами выноса в нижней части и шельфовыми песчаниками в верхней.

3. Наиболее перспективные участки в прибрежных водах Каспийского моря приурочены, по результатам сиквенс-стратиграфического анализа, к краевым частям фэновых комплексов свит Г и В (см. рис. 10) на севере и юге исследуемой территории. Для надежного выделения и детального картирования зон потенциального развития коллекторов, геометризации отдельных песчаных тел и подготовки объектов к бурению, в будущем целесообразна постановка 3D-сейсморазведочных работ.

Литература

1. *Шарафутдинов Ф.Г., Мирзоев Д.А., Алиев Р.М., Серебряков В.А.* Геология нефтегазовых месторождений Дагестана и прилегающей акватории Каспийского моря. – Махачкала : Дагестанское книжное изд-во, 2001. – 297 с.
2. *Mitchum R.M.* Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 1: Glossary of terms used in seismic stratigraphy. Seismic stratigraphy — applications to hydrocarbon exploration // AAPG Memoir. – 1977. – № 26. – С. 205–212.
3. *Van Wagoner C., Posamentier H.W., Mitchum R.M. et al.* An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions // SEMP Spec. Publ. – 1988. – Т. 42. – С. 39–45. DOI: 10.2110/pec.88.01.0039.
4. *Posamentier H.W., Jervey M.T., Vail P.R.* Eustatic controls on clastic deposition Sea Level Changes — An Integrated Approach // SEMP Spec. Publ. – 1988. – Т. 42. – С. 125–154.
5. *Popov S.V., Rogl F., Rozanov A.Y., Steinenger F.F., Shcherba I.G., Kovac M.* Lithological Paleogeographic maps of Paratethys (10 maps Late Eocene to Pliocene). – Stuttgart : CFS Courier Forschungsinstitut Senckenberg, 2004. – 73 с.

References

1. *Sharafutdinov F.G., Mirzoev D.A., Aliev R.M., Serebryakov V.A.* Geologiya neftegazovykh mestorozhdenii Dagestana i prilegayushchei akvatorii Kaspiiskogo morya [Geology of oil and gas fields of Dagestan and the adjacent Caspian Sea]. Makhachkala : Dagestanskoe knizhnoe izd-vo, 2001. 297 p. In Russ.
2. *Mitchum R.M.* Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 1: Glossary of terms used in seismic stratigraphy. Seismic stratigraphy — applications to hydrocarbon exploration. *AAPG Memoir.* 1977;(26):205–212.
3. *Van Wagoner C., Posamentier H.W., Mitchum R.M. et al.* An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions. *SEMP Spec. Publ.* 1988;(42):39–45. DOI: 10.2110/pec.88.01.0039.
4. *Posamentier H.W., Jervey M.T., Vail P.R.* Eustatic controls on clastic deposition Sea Level Changes — An Integrated Approach. *SEMP Spec. Publ.* 1988;(42):125–154.
5. *Popov S.V., Rogl F., Rozanov A.Y., Steinenger F.F., Shcherba I.G., Kovac M.* Lithological Paleogeographic maps of Paratethys (10 maps Late Eocene to Pliocene). Stuttgart : CFS Courier Forschungsinstitut Senckenberg, 2004. 73 p.

Информация об авторах

Куницына Ирина Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный специалист
ООО «РН-Эксплорейшн»,
119049 Москва, ул. Шаболовка, д. 10 корп. 2
e-mail: ivkunitsina@rn-exp.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-7520-8303
Scopus ID: 57219708498

Земцов Павел Анатольевич

Начальник отдела РГиПГРР
ООО «Роснефть-НТЦ»
350063 Россия, Краснодар, ул. Красная, д. 54
e-mail: pazemtsov@ntc.rosneft.ru

Мальшев Николай Александрович

Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель директора
ПАО «НК «Роснефть»
115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31А
e-mail: n_malyshev@rosneft.ru
Scopus ID: 24450420600

Вержицкий Владимир Евгеньевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник управления
ПАО «НК «Роснефть»
115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31А
e-mail: v_verzhbitskiy@rosneft.ru
Scopus ID: 56094877800

Information about authors

Irina V. Kunitsyna

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head Specialist
RN-Exploration,
10, building 2, Shabolovka street, Moscow, 119049, Russia
e-mail: ivkunitsina@rn-exp.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-7520-8303
Scopus ID: 57219708498

Pavel A. Zemtsov

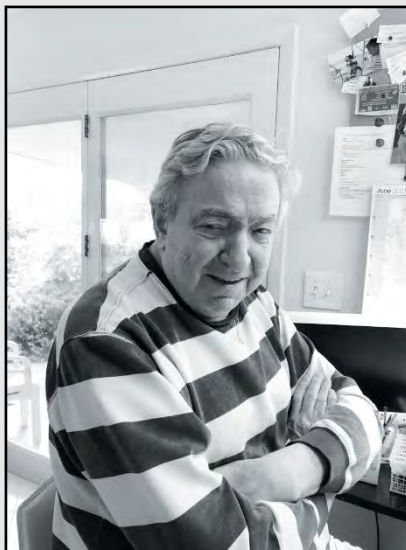
Head of sector
LLC RN-NTC (Rosneft Oil Company affiliate)
54, Krasnaya street, Krasnodar, 350063, Russia
e-mail: pazemtsov@ntc.rosneft.ru

Nikolai A. Malyshev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Deputy Director
Department of Geological Exploration
Rosneft Oil Company,
31A, Dubininskaya street, Moscow, 115054, Russia
e-mail: n_malyshev@rosneft.ru
Scopus ID: 24450420600

Vladimir E. Verzhbitskiy

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Administration, Department of Geological Exploration
Rosneft Oil Company,
31A, Dubininskaya street, Moscow, 115054, Russia
e-mail: v_verzhbitskiy@rosneft.ru
Scopus ID: 56094877800



Ушел из жизни Грегори Ульмишек — давний член редколлегии журнала «Геология нефти и газа», известный специалист в области поисков и разведки месторождений углеводородов.

Грегори родился в Москве в 1934 г., здесь же окончил школу и в 1957 г. поступил на геологический факультет Московского нефтяного института им. И.М. Губкина. После окончания института работал в геологических организациях Мингео СССР — в 1957–1959 гг. в Каракумской экспедиции, затем до 1969 г. в НИИ геологии зарубежных стран, а в 1970 г. поступил на должность старшего научного сотрудника в Институт океанологии АН СССР. В 1971 г. Г. Ульмишек защитил кандидатскую диссертацию.

Научные интересы Грегори касались главным образом вопросов изучения осадочных бассейнов, методики геолого-разведочных работ на региональном этапе, геохимических и геодинамических предпосылок нефтегазоносности, в том числе глубоководных и шельфовых бассейнов Арктики. Он является одним из основных авторов комплексного исследования бассейна Амударьи, где им были подробно описаны геологические особенности бассейна, выявлено развитие преимущественно газовых залежей. Важные работы были опубликованы Г. Ульмишеком по формированию и нефтегазоносности крупнейшего в мире Западно-Сибирского бассейна.

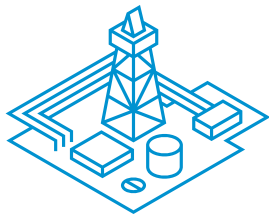
В период с 1980 до 1987 г. Грегори работал в Аргоннской национальной лаборатории в Иллинойсе, после чего много лет трудился в Геологической службе США в Денвере. В целом можно утверждать, что работы Г. Ульмишека внесли значительный вклад в результаты комплексной оценки мировых ресурсов нефти и газа во многих регионах мира.

После Геологической службы США Грегори работал в различных нефтяных и сервисных компаниях, где руководил геологическими исследованиями в Северной Африке, Центральной Азии, Восточной Европе, штате Колорадо. Он являлся идеологом и инициатором изучения и последующих открытий месторождений сланцевой нефти в верхнефранских отложениях доманикового типа в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции России.

Коллеги и друзья Грегори Ульмишека всегда будут помнить его, видного ученого, прекрасного специалиста и хорошего товарища.

*Редколлегия журнала «Геология нефти и газа»,
коллектив сотрудников ФГБУ «ВНИГНИ»*

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



ФОРУМЫ РНТК

Обустройство нефтегазовых месторождений

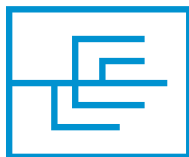
ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ

22-23 мая
2024 года
Отель Лесная Сафмар
Москва

ЦЕЛЬ ФОРУМА

Представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа, а также тренды и запросы индустрии по декарбонизации в мире и в России.

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



ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГРП-2024:

Технологии
внутрискваженных работ,
ГРП и ГНКТ

22-23 мая
2024 года
Отель Лесная Сафмар
Москва

ЦЕЛЬ ФОРУМА

Создать неформальную площадку для обмена опытом профессионалов и поделиться опытом и новыми разработками проведения ГРП и МГРП (многостадийного гидравлического разрыва пласта) и технологиями ГНКТ (гибкая насосно-компрессорная труба), а также технологиями заканчивания скважин для МГРП, технологиями диагностики и мониторинга ГРП и, конечно, опытом применения и разработки программного обеспечения для всех технологических процессов интенсификации работы скважин.

+7 (495) 488-6749 info@rntk.org wellstim.rntk.org

ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ВАШЕГО ПРОДВИЖЕНИЯ НА РЫНКЕ

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

+7 (495) 488-6749 +7 (495) 190-7216 info@rntk.org www.rntk.org



ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

КАЛЕНДАРЬ 2024

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



1-6
апреля
2024 / Сочи

13-я Международная научно-практическая конференция

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов.

3-8
июня
2024 / Сочи

12-я Международная научно-практическая конференция

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы.

23-28
сентября
2024 / Сочи

19-я Международная научно-практическая конференция

Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин. Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов.

21-26
октября
2024 / Сочи

Международная научно-практическая конференция

Инженерные изыскания. Современные технологии и перспективы развития.



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



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



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ПАРНЕР ПРОЕКТА

ОРГАНИЗАТОР ПРОЕКТА



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



+7 (861) 212 85 85



info@oilgasconference.ru



oilgasconference.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. Рекоменгуемый 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, объемом 90–150 слов; вторая — для перевода на английский язык, более подробная, объемом 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 А4 (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 nefti i gaza” (“Russian Oil and Gas Geology”)

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

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

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

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

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

4. The materials submitted should include:

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

5. Text formatting rules:

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

6. Rules for mathematical formulas presentation:

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

7. Figures and Tables formatting rules:

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

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

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

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

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

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

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

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

- **We do not recommend** to submit images in PowerPoint or Microsoft Word formats.

- **Tables formatting.** Submit tables in MS Word or CorelDRAW formats. Do not add notes inside the table; use endnote to entire table or its separate elements. All the tables should have names and continuous numbering. Do not clip words.

- The text should contain references to all figures and tables. In the first reference — Fig. 1 / Table 1; in the next references — see Fig. 1 / see Table 1.

8. Review and publication rules:

- We send all the submitted articles for **blind review**; reviewer examines the article for compliance with the topics of the journal and novelty of the material discussed in the article. As a result, he/she makes a decision whether the article is appropriate to be published in the journal.

- Publication of article is free for authors.

9. It is prohibited to duplicate articles submitted for publication (or already published) in the other journals/proceedings/books/etc. or posted on the Internet.

10. References formatting rules:

- Provide the references at the end of the article.
- References to the sources mentioned or somehow used in writing the articles are mandatory; enclose them in square brackets.

- References to theses, reports, and unpublished works are formed enclosed in round brackets within text of the article without mentioning in references.

- References should include at least 10 sources (recent, not more than 10 years old). References to the topical foreign researches on the subject are desirable.

- Reference formatting should comply with GOST R 7.0.5-2008.

- Number the sources in the order they are mentioned in the article.

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора

Виктор Иосифович *Петерсилье*
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция

Зав. редакцией *В.В. Виногорова*
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Выпускающий редактор *В.В. Виногорова*
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 каталоге «Урал-Пресс» — 43299
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 V.V. Vinogradova
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

Catalogue "The Ural-Press Agency" Index — 43299
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 «Радугапринт»
117105, Москва, Варшавское шоссе, д. 28А.

Open price

Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Radugaprint"
117105, 28A, Varshavskoe shosse, Moscow, Russia
