

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

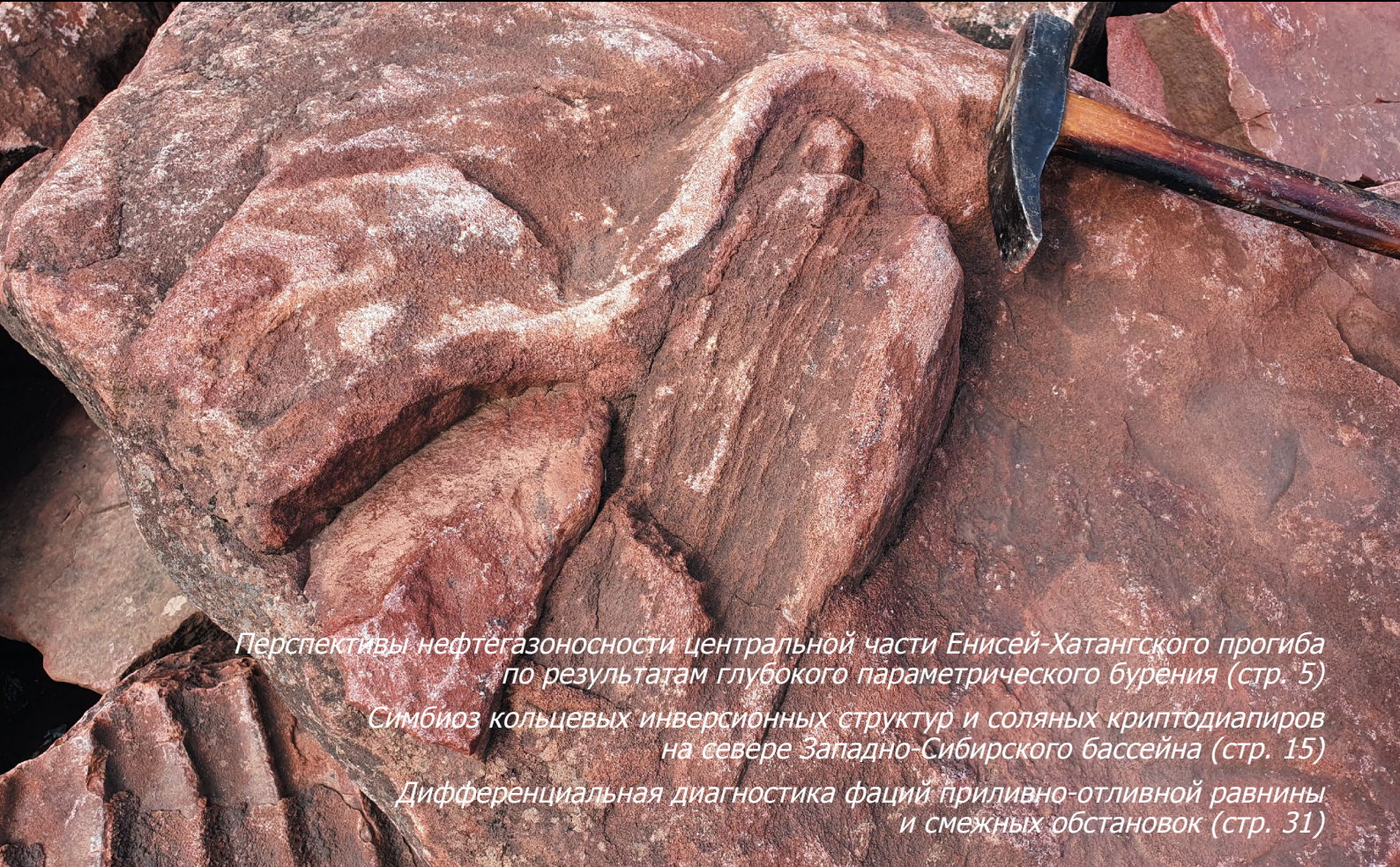


ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

6 2024

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



Перспективы нефтегазоносности центральной части Енисей-Хатангского прогиба по результатам глубокого параметрического бурения (стр. 5)
Симбиоз кольцевых инверсионных структур и соляных криптодиапиров на севере Западно-Сибирского бассейна (стр. 15)
Дифференциальная диагностика фаций приливно-отливной равнины и смежных обстановок (стр. 31)

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)



6

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

Пороскун В.И.

Доктор геолого-минералогических наук, ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: poroskun@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: gogonenkov@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-GeoТехнологии», Москва, Российская Федерация
e-mail: info.toscov@beicip.com

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Ступакова А.В.

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

Фортунатова Н.К.

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

Шиманский В.В.

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

Эпов М.И.

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

Бабашева М.Н. (Казахстан)

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

Восков Д. (Нидерланды)

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

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

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



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

Vladimir I. Poroskun,

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

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: am_rk@mail.ru

Denis Voskov (Netherlands),

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



СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

5

Скворцов М.Б., Обухов А.Н., Кирсанов А.М., Левченко П.А. Перспективы нефтегазоносности центральной части Енисей-Хатангского прогиба по результатам глубокого параметрического бурения

ПРОБЛЕМЫ РЕГИОНАЛЬНОЙ ГЕОЛОГИИ
И СТРАТИГРАФИИ

15

Соборнов К.О. Симбиоз кольцевых инверсионных структур и соляных криптодиапиров на севере Западно-Сибирского бассейна

31

Лопатина Е.С. Дифференциальная диагностика фаций приливно-отливной равнины и смежных обстановок

45

Храмцова А.В., Зверев К.В., Мельников А.В. Гиперпикнальные турбидиты как основной тип песчаных отложений ачимовской толщи Западной Сибири

57

Агаджанов Ф.Т., Погорелова Е.Ю. Геотектонические аспекты формирования мезозойского комплекса юго-западной части Евлах-Агджабединского прогиба

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

67

Фурсенко Е.А., Бурухина А.И., Костырева Е.А., Сотнич И.С. Геохимия нефтей и конденсатов юрских залежей на юго-востоке Западной Сибири

ЭКОЛОГИЯ И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

85

Польская Н.Н., Самойленко А.Ю., Чухнин Д.А., Ермоловский А.В., Колесникова Е.В., Хамзина Н.А. Оценка степени загрязнения и восстановление композиционного состава проб нефти, содержащих фильтрат бурового раствора на углеводородной основе

91

СПИСОК СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ
В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»
В 2024 Г.

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

5

Skvortsov M.B., Obukhov A.N., Kirsanov A.M., Levchenko P.A. Petroleum potential of the central part of Yenisei-Khatanga Trough: the results of deep stratigraphic drilling

ISSUES OF REGIONAL GEOLOGY AND STRATIGRAPHY

15

Sobornov K.O. Symbiosis of ring inversion structures and salt cryptodiapirs in the north of the West Siberian basin

31

Lopatina E.S. The differential diagnosis of tidal flat facies and adjacent depositional environments

45

Khramtsova A.V., Zverev K.V., Melnikov A.V. Hyperpycnal turbidites as the main type of sandy deposits of the Achimov formation of Western Siberia

57

Aghajanov F.T., Pogorelova Y.Yu. South-western part of Yevlakh-Aghjabedinsky trough: geotectonic aspects of Mesozoic series formation

GEOCHEMICAL SURVEYS

67

Fursenko E.A., Burukhina A.I., Kostyreva E.A., Sotnich I.S. Geochemistry of Jurassic oils and condensates in West Siberian south-east

ECOLOGY AND PROBLEMS OF OIL AND GAS DEPOSITS DEVELOPMENT

85

Pol'skaya N.N., Samoilenko A.Yu., Chukhnin D.A., Ermolovskii A.V., Kolesnikova E.V., Khamzina N.A. Oil samples containing hydrocarbon-based mud filtrate: assessment of contamination level and fluid composition restoration

91

THE LIST OF ARTICLES, PUBLISHED IN SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL GEOLOGIYA NEFTI I GAZA (RUSSIAN OIL AND GAS GEOLOGY) IN 2024

УДК 550.8, 550.832

DOI 10.47148/0016-7894-2024-6-5-14

Перспективы нефтегазоносности центральной части Енисей-Хатангского прогиба по результатам глубокого параметрического бурения

© 2024 г. | М.Б. Скворцов, А.Н. Обухов, А.М. Кирсанов, П.А. Левченко

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»), Москва, Россия; skvortsov@vnigni.ru, obukhov@vnigni.ru, kirsanov@vnigni.ru, levchenko@vnigni.ru

Поступила 19.06.2024 г.

Доработана 11.08.2024 г.

Принята к печати 20.09.2024 г.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин; параметрическое бурение; Енисей-Хатангская нефтегазоносная область; Агапский прогиб; клиноформный комплекс.

Аннотация: В статье представлены результаты аналитических исследований, которые осуществлялись в ходе бурения параметрической скв. Новоякимовская-1. В процессе бурения скважины проведено: отбор и детальное описание керна и шлама; полный комплекс лабораторных петрофизических и геохимических исследований; геолого-технические и геофизические исследования и опробование объектов в открытом стволе, а также вертикальное сейсмическое профилирование. Комплекс проведенных исследований позволил уточнить стратиграфическое строение меловой, верхнеюрской и среднеюрской частей разреза. В ходе обобщения информации о вскрытых скважиной отложений выяснилось, что ранее предполагаемый яновстановский тип разреза из-за резко увеличенной толщины отложений правильнее отнести к гольчихинскому. В юрском комплексе разрез также имеет строение, отличное от наблюдаемого на соседнем Пайяхском месторождении. Установлено также, что граница между меловым и юрским комплексами хорошо отбивается по повышению концентрации органического вещества. В результате комплексной интерпретации были выделены новые перспективные горизонты, которые после проведения испытаний могут дать продуктивные притоки углеводородов. Интерпретация стандартного комплекса ГИС позволила выделить коллекторы с предположительно нефтяным насыщением в отложениях нижнехетской свиты. Перспективные на углеводороды коллекторы с применением новых методов анализа были обнаружены в малышевской свите средней юры. По результатам работ в неокомском разрезе выделены объекты для перфорации в колонне долганской, верхнемалохетской, суходудинской и нижнехетской свит. Таким образом, подтверждена перспективность мощного и обширного клиноформного комплекса нижнего мела восточной части Агапского прогиба — Енисей-Хатангская нефтегазоносная область, что дает повод продолжать изучение данной области в будущем.

Для цитирования: Скворцов М.Б., Обухов А.Н., Кирсанов А.М., Левченко П.А. Перспективы нефтегазоносности центральной части Енисей-Хатангского прогиба по результатам глубокого параметрического бурения // Геология нефти и газа. – 2024. – № 6. – С. 5–14. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-5-14.

Petroleum potential of the central part of Yenisei-Khatanga Trough: the results of deep stratigraphic drilling

© 2024 | M.B. Skvortsov, A.N. Obukhov, A.M. Kirsanov, P.A. Levchenko

All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; skvortsov@vnigni.ru, obukhov@vnigni.ru, kirsanov@vnigni.ru, levchenko@vnigni.ru

Received 19.06.2024

Revised 11.08.2024

Accepted for publication 20.09.2024

Key words: well logging; stratigraphic drilling; Yenisei-Khatanga Petroleum Region; Agapky trough; clinoform sequence.

Abstract: The authors present the results of analytical studies conducted during the course of drilling the Novoyakimovskaya-1 stratigraphic well. Drilling of the well was accompanied by the following activities: taking and detailed description of core and cuttings; full suite of petrophysical and geochemical laboratory studies; geotechnical and geophysical studies and open hole testing of objects; and vertical seismic profiling. The set of studies completed allowed updating stratigraphy of Cretaceous, Upper Jurassic, and Middle Jurassic intervals of the section. Integration of information on the deposits encountered by the well made it clear that the earlier supposed Yanovstanovsky type of the section should be more correctly assigned to the Gol'chikhinsky type because of the sharply increased thickness of the deposits. In the Jurassic series, the section also has a structure different from that observed in the adjacent Pajakhsky field. It is also revealed that interface between the Cretaceous and Jurassic sequences is well defined by the increase in Organic Matter concentration. As a result of integrated interpretation, new promising horizons were identified, which (after testing) can yield commercial hydrocarbon inflows. Interpretation of standard well logging suite allowed delineating reservoirs with the expected oil saturation in Nizhnekhetky Formation. Using the new analysis methodologies, promising hydrocarbon reservoirs were identified in the Middle Jurassic Malyshevsky Formation. The studies performed allowed delineating objects for casing perforation in

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Neocomian Dolgansky, Verkhnemalokhetsky, Sukhodudinsky, and Nizhnekhetky formations. Thereby, prospectivity of the Yenisei-Khatanga Petroleum Region — thick and wide-ranging Lower Cretaceous clinoform sequence in the eastern part of the Agapky trough — has been confirmed, which gives a reason to continue studies in this area in the future.

For citation: Skvortsov M.B., Obukhov A.N., Kirsanov A.M., Levchenko P.A. Petroleum potential of the central part of Yenisei-Khatanga Trough: the results of deep stratigraphic drilling. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(6):4–14. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-5-14. In Russ.

Введение

В последние годы особый интерес в нефтяной и газовой индустрии вызывает Енисей-Хатангская нефтегазоносная область. Растет ресурсный потенциал территории, лицензируются участки, открываются новые месторождения. В то же время изученность этой области геолого-геофизическими методами и глубоким бурением остается крайне неравномерной. В западной части территории пробурено уже более 100 скважин, проводятся плотные 2D и новейшие 3D сейсморазведочные съемки.

В восточной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области до сих пор продолжаются региональные работы — уплотняющие 2D региональные сейсморазведочные и аэрогеофизические съемки. По результатам новейших работ по обобщению перспективных геолого-геофизических материалов и современной сейсморазведочной съемки 2017–2019 гг. в центральной части Агапского прогиба была заложена параметрическая скв. Новоякимовская-1 (рис. 1).

Анализ результатов бурения параметрической скв. Новоякимовская-1

Административно параметрическая скв. Новоякимовская-1 находится в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе Сибирского федерального округа. В тектоническом плане скважина расположена в центральной части Агапского прогиба (западная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба), вблизи зоны сочленения Западно-Сибирской плиты и Сибирской платформы. Полная глубина проходки скважины составляет 5020 м.

Место заложения скважины было выбрано на пересечении двух сейсмических профилей с учетом структурных построений и интерпретации методом Оптимизационной технологии динамической интерпретации [1, 2] (рис. 2).

Главные задачи, которые должна была решить скв. Новоякимовская-1 — изучение глубинного геологического строения и получение комплекса геолого-геофизических параметров юрско-меловых отложений западной части Енисей-Хатангского прогиба для оценки перспектив Агапской потенциально нефтегазоносной зоны.

В процессе бурения скважины были проведены следующие виды исследований:

- отбор и детальное описание керна и шлама;
- детальные лабораторные петрофизические и геохимические исследования;
- геолого-технические и геофизические исследования в открытом стволе скважины;
- опробование объектов в открытом стволе;
- вертикальное сейсмическое профилирование.

Проведенный комплекс исследований позволил осуществить литостратиграфическое расчленение разреза, уточнить особенности стратиграфии верхнемеловых, нижнемеловых, верхнеюрских и среднеюрских отложений (рис. 3).

Самым верхним резервуаром неокомского комплекса являются отложения долганской свиты ($K_{1-2}dl$). Они образуют массивное аллювиально-озерное песчаное тело с подчиненным распространением алевролитов и глин. Отложения свиты представляют собой корреляционный репер, легко различимый во всех скважинах.

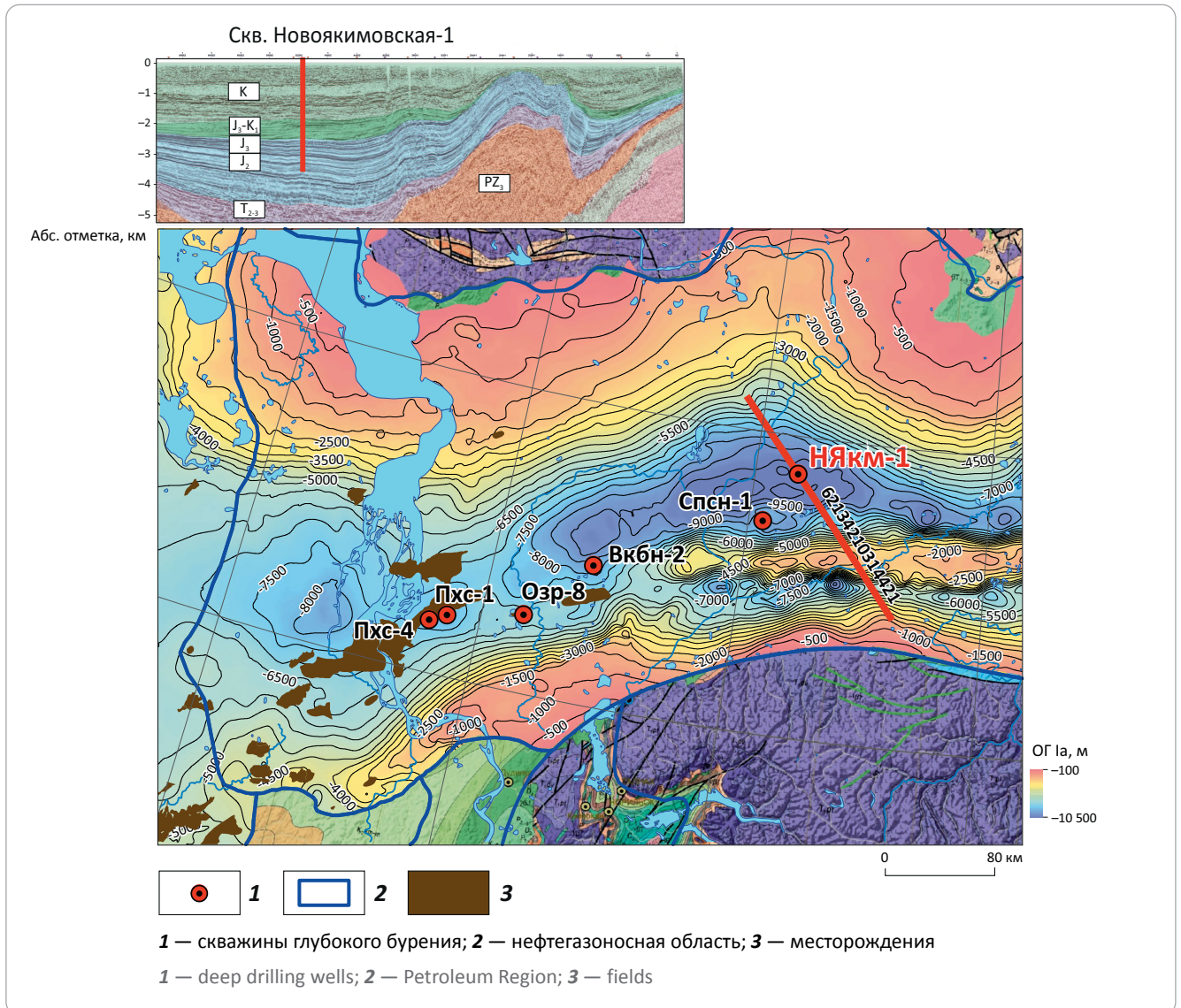
Снижение песчаности ниже по разрезу отражает переход в речные отложения яковлевской свиты (K_{1jak}). Их отличительная черта — появление углей, а сам разрез представлен чередованием песчаников и глин.

Верхняя часть малохетской свиты (K_{1mch}) аналогично долганской свите сильно опесчанена. Маломощные интервалы неколекторов представлены преимущественно уплотненными неглинистыми, часто карбонатизированными породами. Ниже по разрезу могут появляться глины, постепенно снижается песчаность. Это осложняет проведение границы между малохетской и суходудинской свитами.

Суходудинская свита (K_{1sd}) — шельфовая часть клиноформного комплекса. Она представляет собой чередование песчаников (коллекторов) и аргиллитов (флюидоупоров). Их соотношение может меняться по разрезу, но в нижней части свиты выделяется зона с перерывом в накоплении пород-коллекторов.

Нижнехетская свита относится к ундаформной части клиноформного комплекса. Граница с вышележащей суходудинской свитой уверенно отбивается по существенной глинизации разреза и исчезновению пластов-коллекторов. Определение эффективных толщин затруднено из-за существенной глинизации коллекторов и низких фильтрацион-

Рис. 1. Обзорная карта района скв. Новоякимовская-1
Fig. 1. Location map of the Novoyakimovskaya-1 well neighbourhood



но-емкостных свойств. Свита является заглинизированным аналогом ачимовской толщи и представлена переслаивающимися алевролитами, аргиллитами, глинами и прослоями песчаников [3, 4].

Таким образом, видно, что по мере продвижения с запада, с Пайяхского месторождения, на восток к скв. Новоякимовская-1 строение мелового комплекса существенно не меняется. Соответственно, сохраняется вероятность открытия нефтяных месторождений в нижнехетской свите.

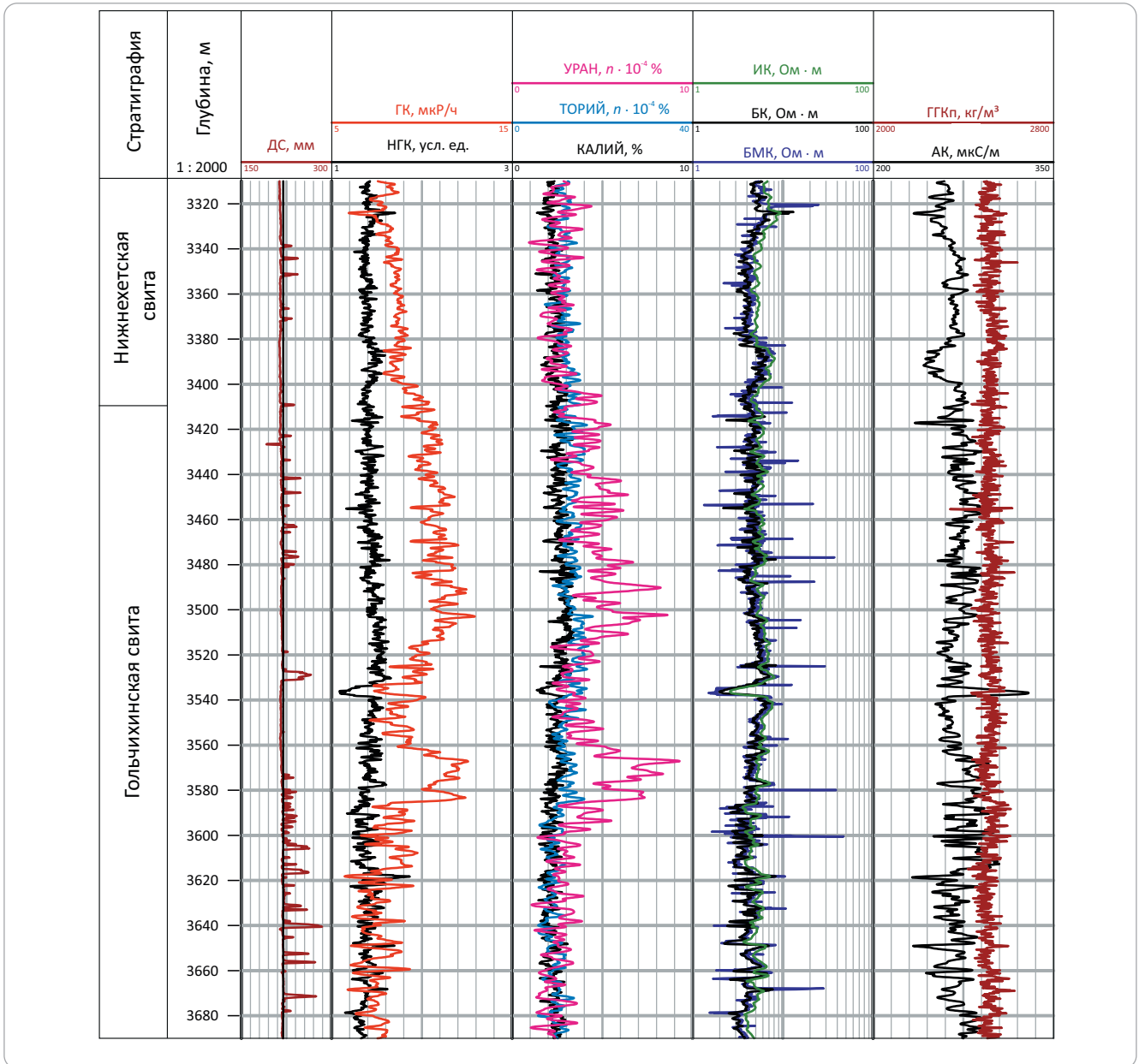
Граница между меловым и юрским комплексами хорошо прослеживается по повышению концентрации ОВ. В скв. Новоякимовская-1 граница уверенно выделяется не только по повышению интегральной радиоактивности, но и по анализу спектральной радиоактивности. При постоянном отношении тория и калия аномалия естественной радиоактивности связана исключительно с повышенными концентрациями урана (рис. 4).

На территории Енисей-Хатангского регионального прогиба в свою очередь встречается два типа разреза — танамо-малохетский и притаймырский. Они отличаются мощностью отложений и в данной области представляют собой возрастные аналоги баженовской свиты [3, 5, 6]. Это яновстановская (K_1-J_2) и гольчихинская свиты (K_1-J_2) соответственно.

Изначально предполагалось, что скв. Новоякимовская-1 вскроет именно яновстановскую свиту. По привязке сейсморазведки предполагалось, что яновстановская свита будет вскрыта на глубине 4400 м, но радиоактивная аномалия начинается уже с глубины 3500 м.

Однако по результатам изучения скважинных данных и сейсморазведки было установлено, что в интервале 3400–4000 м не наблюдается уверенного отражения, которое можно было бы ассоциировать с ОГ Б и соответственно с подошвой яновстановской свиты. Ближайшая контрастная акустическая

Рис. 4. Геофизическая характеристика разреза, вскрытого скв. Новоякимовская-1
Fig. 4. Geophysical characteristics of the section penetrated by Novoyakimovskaya-1 well



граница находится в интервале 4350–4400 м. Этот факт, а также результаты палеонтологических исследований приводят к необходимости смещения границы мел – юра ниже по разрезу (рис. 5).

Пройденная толща не может быть яновстановской свитой (K_1-J_3), так как имеет большую толщину (более 1000 м) и принимается по ближайшему возрастному аналогу за нерасчленяемую гольчихинскую свиту (K_1-J_2) [3, 6].

Исходя из этого можно сделать вывод, что в юрском комплексе тип разреза имеет строение, отличное от существующего на Пайяхском месторождении.

Важно отметить, что абсолютная глубина нижнехетской свиты и аналогов баженита (аномально радиоактивной толщи с большим количеством ОБ) находится на той же абсолютной глубине, что и на

Пайяхском месторождении. Это означает, что вне зависимости от источника генерации УВ – баженская свита или собственные нефтегазоматеринские интервалы в клиноформах – в данном интервале скважины сохраняются те же термобарические условия, что и в западной части Енисей-Хатангского прогиба, в районе доказанной нефтеносности. Это важный вывод, так как он подтверждает, что в центральной части Агапского прогиба в нижнехетской свите можно искать новые залежи нефти [3].

Проведенная интерпретация данных стандартного комплекса ГИС также позволила выделить коллекторы с предположительно нефтяным насыщением в отложениях нижнехетской свиты (рис. 6), которая является продуктивной на Пайяхском месторождении. По результатам интерпретации были получены средние значения пористости 15–20 %.



Рис. 5. Схема корреляции скважин по верхне- и среднеюрской частям разреза Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (с запада на восток)
Fig. 5. Correlation chart for the wells in the Upper and Middle Jurassic part of the section, Yenisei-Khatanga Petroleum Region (from West to East)

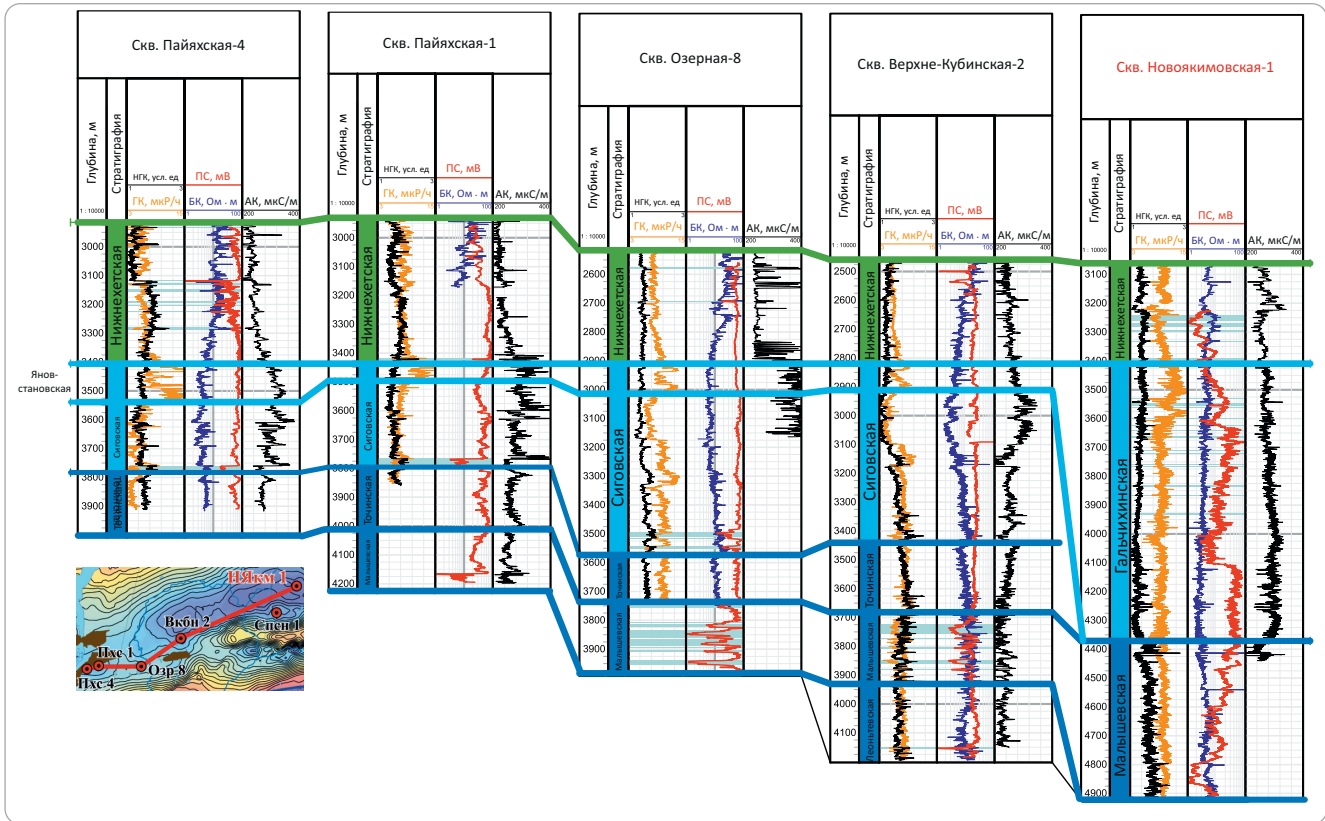


Рис. 6. Планшет с результатами интерпретации ГИС в интервале нижнехетской свиты по скв. Новоякимовская-1
Fig. 6. Composite log with well logging data interpretation in the Nizhnehetsky Fm interval, Novoyakimovskaya-1 well

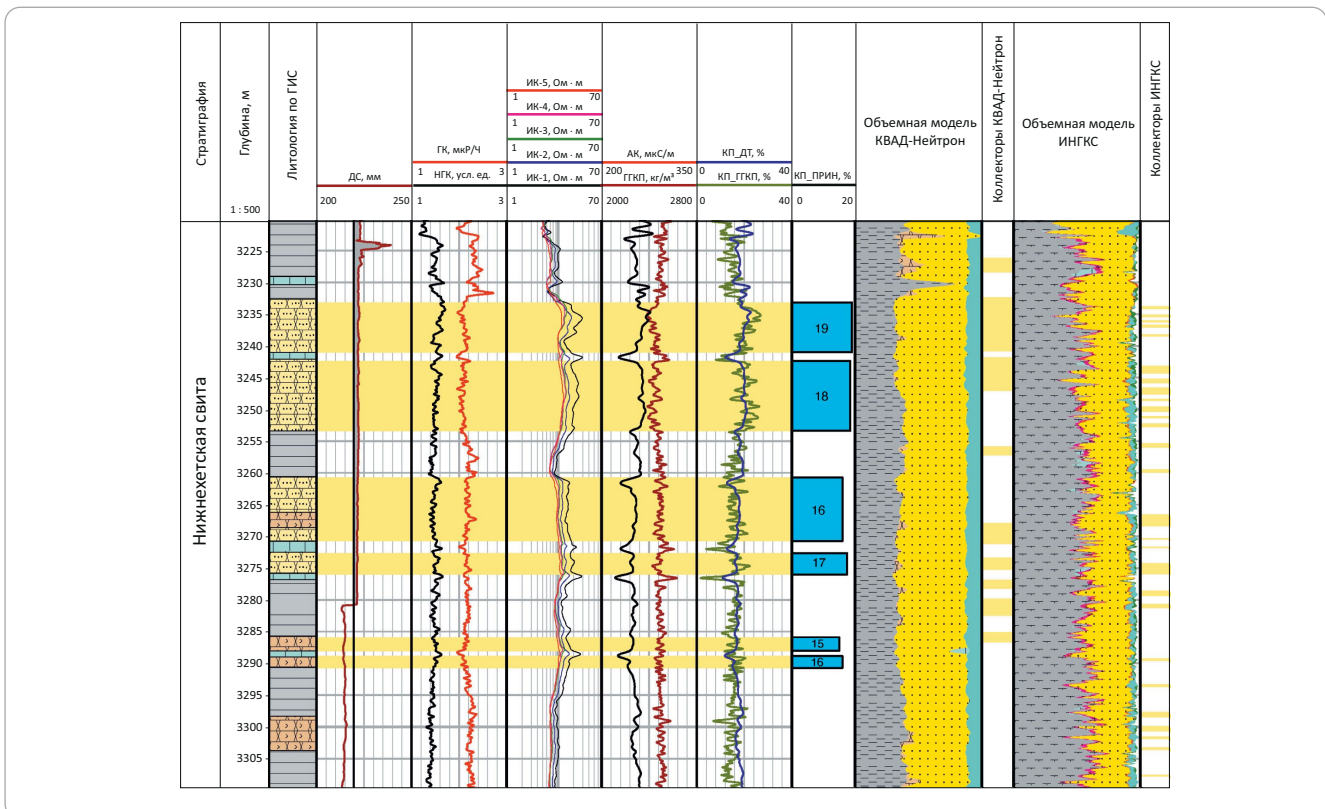
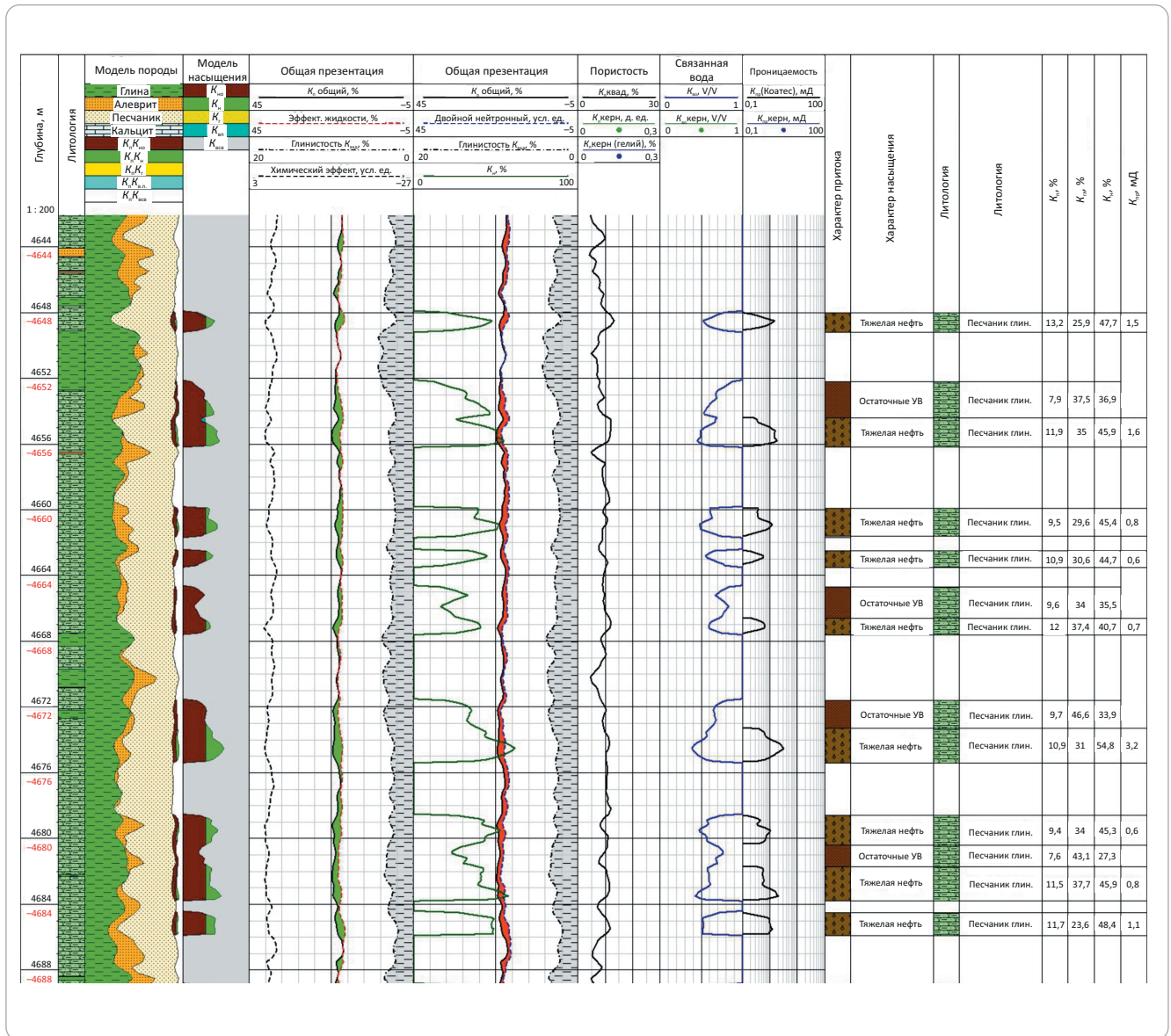


Рис. 7. Планшет с результатами интерпретации метода Квад-Нейтрон в интервале мальшевской свиты по скв. Новоякимовская-1 (по ООО «Роук Интернэшнл»)
Fig. 7. Composite log with Quad Neutron data interpretation in the Malyshevsky Fm interval, Novoyakimovskaya-1 well (Roke International Company)



К сожалению, по техническим причинам не был использован метод ядерно-магнитного каротажа, который подтвердил бы это, поэтому были проведены исследования двумя независимыми нейтронными методами в закрытом стволе, которые подтвердили присутствие коллекторов и их насыщение УВ.

Перспективные на УВ коллекторы были выделены в мальшевской свите средней юры (рис. 7). Свита представлена серыми песчаниками с прослоями серых алевролитов и темно-серых аргиллитов [3, 6]. Коллекторы сложены мелкозернистыми песчаниками. Средняя пористость по результатам интерпретации метода КВАД-Нейтрон составляет 15–20 %.

Также удалось выделить перспективные коллекторы и в интервале долганской свиты (рис. 8) верхнего – среднего мела. Свита отбивается единым песчаным телом с редкими прослоями неколекто-

ров [3, 5, 6]. Предположительное насыщение — газ. Пористость варьирует от 25 до 30 %.

Закключение

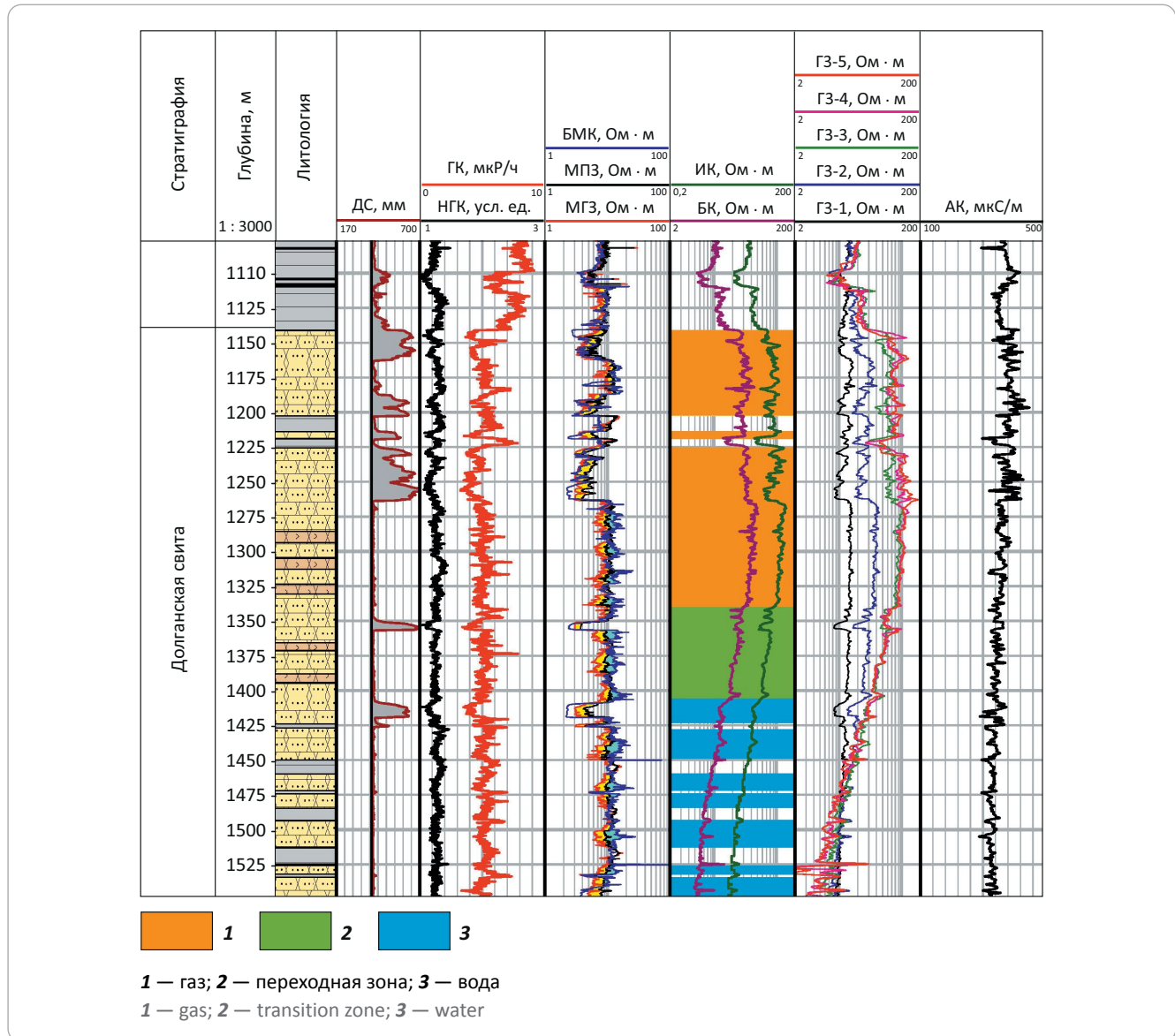
В ходе бурения параметрической скв. Новоякимовская-1 были решены все поставленные задачи по параметризации разреза.

Получена комплексная литолого-стратиграфическая, геофизическая, петрофизическая, геохимическая характеристики вскрытого скважиной разреза меловой, верхнеюрской и среднеюрской частей разреза центральной части Агапского прогиба Енисей-Хатангской нефтегазоносной области.

Комплекс проведенных исследований позволил уточнить стратиграфическое строение меловой, верхнеюрской и среднеюрской частей разреза. Определены типы разреза, выделены стратиграфические границы, построены схемы межскважинной корреляции.



Рис. 8. Планшет с результатами интерпретации ГИС в интервале долганской свиты по скв. Новоякимовская-1
Fig. 8. Composite log with well logging data interpretation in the Dolgansky Fm interval, Novoyakimovskaya-1 well



Изучены фильтрационно-емкостные свойства пород, оценен характер насыщения пород-коллекторов по результатам комплексной интерпретации данных ГИС.

Подтверждена перспективность клиноформного комплекса нижнего мела в центральной части

Агапского прогиба Енисей-Хатангской нефтегазоносной области.

По результатам комплексной интерпретации выделены объекты с УВ-насыщением для перфорации в колонне в интервале долганской, нижнехетской и малышевской свит.

Литература

- Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Бондаренко М.Т. и др. Методология комплексного геолого-геофизического изучения малоизученных нефтегазоперспективных территорий Российской Федерации на примере северного обрамления Сибирской платформы // ВНИГНИ-65: Люди, результаты и перспективы. – М.: Изд-во ВНИГНИ, 2018. – С. 150–209.
- Афанасенков А.П., Кондратьев И.К., Киссин Ю.М., Бондаренко М.Т., Рейгасс А.В., Любаев Р.Р. Применение системы оптимизационной технологии динамической интерпретации для прогноза литолого-физических свойств геологических разрезов в региональной сейсморазведке // ВНИГНИ-65: Люди, результаты и перспективы. – М.: Изд-во ВНИГНИ, 2018. – С. 296–310.

3. *Афанасенков А.П., Кирсанов А.М., Чикишев А.А.* Литолого-емкостная характеристика юрско-меловых резервуаров Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 43–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-43-54.
4. *Афанасенков А.П., Бондаренко М.П., Кондратьев И.К., Обухов А.Н., Киссин Ю.М.* Выявление и детализация перспективных объектов в Енисей-Хатангской и Гыданской нефтегазоносных областях с применением пластовой инверсии данных сейсморазведки // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 79–86.
5. *Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З., Низамутдинова И.Н.* Проблемы и методы стратификации (на примере юрско-меловых отложений северо-востока Западной Сибири) // Геофизика. – 2020. – № 3. – С. 17–30.
6. *Исаев А.В., Афанасенков А.П., Поляков А.А., Хилько И.А., Чикишев А.А.* Строение и перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63. – № 11. – С. 1591–1603. DOI: 10.15372/GiG2021189.

References

1. *Afanasenkov A.P., Obukhov A.N., Bondarenko M.T. et al.* Metodologiya kompleksnogo geologo-geofizicheskogo izucheniya maloizuchennykh neftegazoperspektivnykh territorii Rossiiskoi Federatsii na primere severnogo obramleniya Sibirskoi platformy [Methodology of complex geological and geophysical study of poorly studied oil and gas prospective territories of the Russian Federation on the example of the northern framing of the Siberian platform]. In: VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty i perspektivy. Moscow: VNIGNI; 2018. pp. 150–209. In Russ.
2. *Afanasenkov A.P., Kondrat'ev I.K., Kissin Yu.M., Bondarenko M.T., Reigass A.V., Lyubaev R.R.* Primenenie sistemy optimizatsionnoi tekhnologii dinamicheskoi interpretatsii dlya prognoza litologo-fizicheskikh svoystv geologicheskikh razrezov v regional'noi seismorazvedke [Application of the system of optimization technology of dynamic interpretation for forecasting lithological and physical properties of geological sections in regional seismic exploration]. In: VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty i perspektivy. Moscow: VNIGNI; 2018. pp. 296–310. In Russ.
3. *Afanasenkov A.P., Kirsanov A.M., Chikishev A.A.* Lithology, porosity and permeability of Jurassic-Cretaceous reservoirs in Gydan and Yenisei-Khatanga petroleum provinces. *Geologiya nefti i gaza*. 2019;(1):43–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-43-54. In Russ.
4. *Afanasenkov A.P., Bondarenko M.P., Kondratyev I.K., Obukhov A.N., Kissin Yu.M.* Identification and detailed study of HC prospects in the Yenisei-Hatangskaya and Gydanskaya oil and gas areas using stratum inversion of seismic data. *Geologiya nefti i gaza*. 2017;(5): 79–86.
5. *Baldin V.A., Igoshkin V.P., Munasyrov N.Z., Nizamutdinova I.N.* Problems and methods of stratification (as exemplified by Jurassic-Cretaceous sediments in Northeastern West Siberia). *Geofizika*. 2020;(3):17–30. In Russ.
6. *Isaev A.V., Afanasenkov A.P., Polyakov A.A., Khilko I.A., Chikishev A.A.* The Clinoform Complex of the Yenisei-Khatanga Regional Trough: The Structure and Oil Potential. *Russian Geology and Geophysics*. 2022;63(11):1320–1331. DOI: 10.2113/RGG20214399.

Информация об авторах

Скворцов Михаил Борисович

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

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: 0009-0004-3701-8340

Кирсанов Алексей Михайлович

Заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: kirsanov@vnigni.ru
ORCID: 0009-0002-1878-8441

Information about authors

Mikhail B. Skvortsov

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

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: 0009-0004-3701-8340

Aleksei M. Kirsanov

Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: kirsanov@vnigni.ru
ORCID: 0009-0002-1878-8441

Левченко Павел Андреевич

Геофизик

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: levchenko@vnigni.ru

ORCID: 0009-0005-7757-3530

Pavel A. Levchenko

Geophysicist

All-Russian Research

Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: levchenko@vnigni.ru

ORCID: 0009-0005-7757-3530

УДК 551.72

DOI 10.47148/0016-7894-2024-6-15-30

Симбиоз кольцевых инверсионных структур и соляных криптодиапиров на севере Западно-Сибирского бассейна

© 2024 г. | К.О. Соборнов

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»), Москва, Россия; Sobornov@vnigni.ru

Поступила 19.06.2024 г.

Доработана 30.06.2024 г.

Принята к печати 20.09.2024 г.

Ключевые слова: *Западно-Сибирский бассейн; кольцевые инверсионные структуры; соляные криптодиапиры; геодинамика; месторождения нефти и газа; сейсморазведка.*

Аннотация: Кольцевые инверсионные структуры являются феноменом геологического строения северных районов Западно-Сибирского бассейна. Они включают синклинали, сложенные юрскими отложениями, перекрытые пологими поднятиями мелового возраста. Интерпретация сейсмических данных показывает, что эти дисгармоничные структуры, вероятно, возникли за счет роста соляных диапиров в палеозойских отложениях. Симбиоз кольцевых инверсионных структур и криптодиапиров определялся стадийным ростом соляных поднятий, что согласуется с геодинамическим контекстом развития Западно-Сибирского бассейна. Высокорельефные синклинальные элементы инверсионных структур, сложенные преимущественно юрскими отложениями, вероятно, возникли в условиях сводового растяжения над быстрорастущими криптодиапирами. Последующее образование куполообразных поднятий, сложенных отложениями мелового возраста, интерпретируется как результат новой фазы умеренного роста соляных поднятий в позднем кайнозое. Эта фаза ограниченного роста диапиров модифицировала синклинали, но не привела к их расформированию. Приуроченность кольцевых инверсионных структур к криптодиапирам в палеозойских отложениях создавала благоприятные условия для формирования крупных многозалежных месторождений нефти и газа. Доюрские отложения могут являться источником дополнительных объемов углеводородов для залежей в юрско-меловом чехле.

Для цитирования: Соборнов К.О. Симбиоз кольцевых инверсионных структур и соляных криптодиапиров на севере Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. – 2024. – № 6. – С. 15–30. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-15-30.

Благодарности. Автор выражает глубокую признательность В.А. Балдину (АО Башнефтегеофизика), И.П. Короткову (ГСД), А.М. Никишину (МГУ) за плодотворные дискуссии, касающиеся различных аспектов сейсмической интерпретации и геологии Западной Сибири. Автор благодарит ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания» за техническую поддержку при выполнении исследования.

Symbiosis of ring inversion structures and salt cryptodiapirs in the north of the West Siberian basin

© 2024 | К.О. Sobornov

All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; Sobornov@vnigni.ru

Received 19.06.2024

Revised 30.06.2024

Accepted for publication 20.09.2024

Key words: *West Siberian basin; ring inversion structures; salt cryptodiapirs; geodynamics; oil and gas fields; seismic surveying.*

Abstract: Ring inversion structures are a phenomenon of geological structure of the northern regions of the West Siberian Basin. They include synclines in Jurassic sediments overlain by subtle uplifts in Cretaceous sediments. Interpretation of seismic data shows that these disharmonic structures probably resulted from salt diapir growth in Paleozoic sediments. The symbiosis of ring inversion structures and cryptodiapirs was determined by the staged growth of salt structures, which is consistent with the geodynamic context of the West Siberian Basin development. The high-relief synclinal elements of the inversion structures, which are composed predominantly of Jurassic deposits, were probably formed under conditions of crestral stretching above the rapidly growing cryptodiapirs. The subsequent formation of swells composed of Cretaceous deposits is interpreted as the result of a new phase of salt diapir' moderate growth in the Late Cenozoic. This phase of limited diapir growth modified the synclines but did not result in their elimination. The confinement of ring inversion structures to cryptodiapirs in the Paleozoic sediments was favorable for the formation of large multiplay oil and gas fields. Pre-Jurassic deposits could be a source of additional hydrocarbon amount for accumulations in the Jurassic-Cretaceous sedimentary cover.

For citation: Sobornov K.O. Symbiosis of ring inversion structures and salt cryptodiapirs in the north of the West Siberian basin. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(6):15–30. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-15-30. In Russ.

Acknowledgments. The author is deeply indebted to V.A. Baldin (AO Bashneftegeofizika, Ufa, Russia), I.P. Korotkov (GDS, Moscow, Russia), A.M. Nikishin (MSU, Moscow, Russia) for fruitful discussions concerning various aspects of seismic interpretation and geology of Western Siberia. The author is also appreciating Severo-Uralskaya Oil and Gas Company LLC for technical support of the research.

Введение

Северная часть Западно-Сибирского бассейна является районом крупнейшего сосредоточения нефтегазовых запасов. Активное освоение этих запасов ведется с 1960-х гг. Здесь разведаны уникальные месторождения, разработка которых обеспечивает львиную долю добычи газа в России (рис. 1). В пределах этого региона выполнены разносторонние геолого-геофизическое исследования, пробурено несколько тысяч глубоких скважин. Интерпретации накопленных данных посвящены работы специалистов ведущих научно-исследовательских организаций ([1–4] и др.).

К настоящему времени достаточно детально исследовано строение юрско-меловых отложений, с которыми связаны основные запасы нефти и газа. Существенно меньше изучено строение глубокозалегающих доюрских отложений, которые также могут обладать значительным нефтегазовым потенциалом. Несмотря на наличие большого объема накопленной геолого-геофизической информации, характеризующей северную часть Западно-Сибирского бассейна, некоторые черты строения этого региона остаются дискуссионными. К числу таких вопросов относится происхождение своеобразных кольцевых инверсионных структур¹ ([5–10] и др.).

К кольцевым инверсионным структурам относят пологие куполовидные поднятия, сложенные меловыми отложениями, которые подстилаются синклиналими структурами, выраженными в основном в юрских толщах. Диаметр кольцевых структур достигает десятков километров. Нижележащие их синклинали имеют меньшие размеры, но структурно являются более амплитудными, чем перекрывающие антиклинали. Как правило, синклинали нарушены многочисленными крутопадающими разломами. Вверх по разрезу разломов становится значительно меньше. Многие подобные структуры разбурены. В них открыт ряд крупных месторождений нефти и газа. Характерный пример изображения кольцевой инверсионной структуры на сейсмическом разрезе показан на рис. 2.

Эти своеобразные структуры были выявлены в Западной Сибири по данным сейсморазведки в 1980-х гг. ([10] и др.). Первоначально их рассматривали как локальные экзотические объекты, не имеющие существенного значения для понимания регионального геологического строения бассейна. Однако по мере накопления новых данных стало очевидно, что кольцевые инверсионные структуры являются важным элементом строения северных районов Западной Сибири. Анализ происхождения этих структур может позволить лучше разобраться в особенностях нефтегазовости юрско-меловых отложений, а также расширить представления о составе, строении и нефтегазовом потенциале доюрских толщ.

В настоящее время в пределах северной части Западно-Сибирского бассейна и прилегающего участка Енисей-Хатангского прогиба выявлено около 60 таких структур¹ (см. рис. 1) ([5, 7] и др.). С большой вероятностью можно считать, что в ходе дальнейших исследований их число возрастет.

Региональное геологическое строение Западно-Сибирского бассейна

Западно-Сибирский бассейн представляет собой обширную зону погружения (площадь порядка 2,5 млн км²), наложенную на гетерогенное складчатое основание. Оно возникло в позднем палеозое в ходе глобального коллизионного события, в результате которого был образован суперконтинент Пангея ([11, 12] и др.). На территории Северной Евразии в состав нового континентального массива вошли периферические зоны Сибирской платформы, коллаж казахских микроконтинентов, вулканические дуги, задуговые и междуговые бассейны. Урал был одним из крупнейших гетерогенных складчатых сооружений, возникших в это время. В позднем палеозое площадь Урала существенно превышала его современные очертания, так как большая часть его внутреннего океанического сегмента не была погребена под мезозой-кайнозойским плитным чехлом Западной Сибири. На рубеже перми и триаса вновь образованный континентальный массив Пангея испытал крупнейшее магматическое событие, сопровождавшееся массовым излиянием трапповых базальтов с центром в Северной Евразии ([13] и др.). В пределах Западно-Сибирского бассейна и Енисей-Хатангского прогиба это событие сопровождалось растяжением литосферы, что привело к постколлизионному коллапсу обширных окраино-континентальных складчатых зон. В результате здесь возникли крупные впадины, ставшие в дальнейшем центрами продолжительного термического погружения земной коры в мезозое.

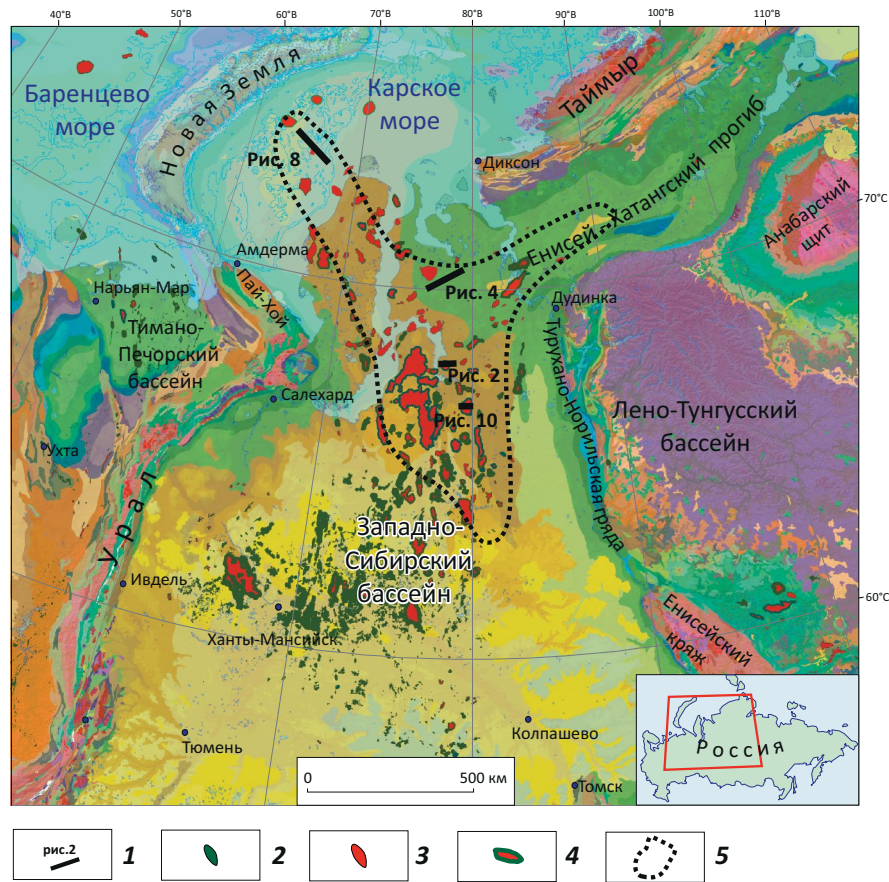
Устойчивое погружение в мезозое – кайнозое периодически прерывалось фазами деформаций в позднем триасе, раннем мелу и конце кайнозоя. В позднем триасе основной причиной деформаций были коллизии в зоне тетической окраины Евразии, а также на Пай-Хое и Таймыре ([11, 12] и др.). В раннем мелу деформации были обусловлены главным образом коллизией в Верхоянье ([13] и др.). Позднекайнозойские деформации коррелируют со складчатостью в Альпийско-Гималайском поясе и с раскрытием Северного Ледовитого океана ([11, 12] и др.). В Западной Сибири эти тектонические события в основном проявились в виде внутриплитных деформаций. Значительная часть этих деформаций была локализована в зонах разломов позднепалеозойского заложения за счет их сдвиговой реактивации ([14] и др.).

Существенное и, вероятно, не в полной мере исследованное значение для структурного развития севера Западной Сибири и формирования нефтегазовых систем имело позднекайнозойское

¹Загоровский Ю.А. Роль флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей углеводородов на севере Западной Сибири: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень : ТИУ, 2017. – 201 с.

Рис. 1. Обзорная геологическая карта Западно-Сибирского бассейна и прилегающих регионов¹

Fig. 1. Geological map of the West Siberian Basin and adjacent regions. Oil and gas fields, and seismic survey lines across interpreted cryptodiapirs presented in the paper are shown¹



1 — сейсмический разрез; **месторождения (2–4): 2** — нефти, **3** — газа, **4** — газонефтяные и нефтегазовые; **5** — ареал развития кольцевых инверсионных структур

1 — line of seismic section; **fields (2–4): 2** — oil, **3** — gas, **4** — gas and oil and oil and gas; **5** — area of the ring inversion structure occurrence

оледенение ([15] и др.). Трансгрессии и регрессии ледникового покрова, по-видимому, вызвали существенные вертикальные подвижки осадочного выполнения и его эрозию. Промерзание верхней части осадочного чехла привело к гляционным деформациям, адиабатической дегазации пластовых вод, образованию газогидратов и др. Потепление и отступление ледникового покрова в новейшее время способствовали изостатическому подъему на севере бассейна, реактивации разломов, формированию «газовых трубок». Вероятно, неотектоническое поднятие привело к переходу значительной части нефти в залежах, залегающих на небольших глубинах (до 1,5 км), в газообразное состояние за счет ее биодеградации [16].

В схематизированном виде тектоностратиграфия осадочного чехла с основными элементами нефтегазовых систем северной части Западно-Сибирского бассейна показана на рис. 3.

Дююрские отложения вскрыты скважинами преимущественно в периферических частях рассматриваемых бассейнов, где они залегают на доступных для бурения глубинах. Соответственно,

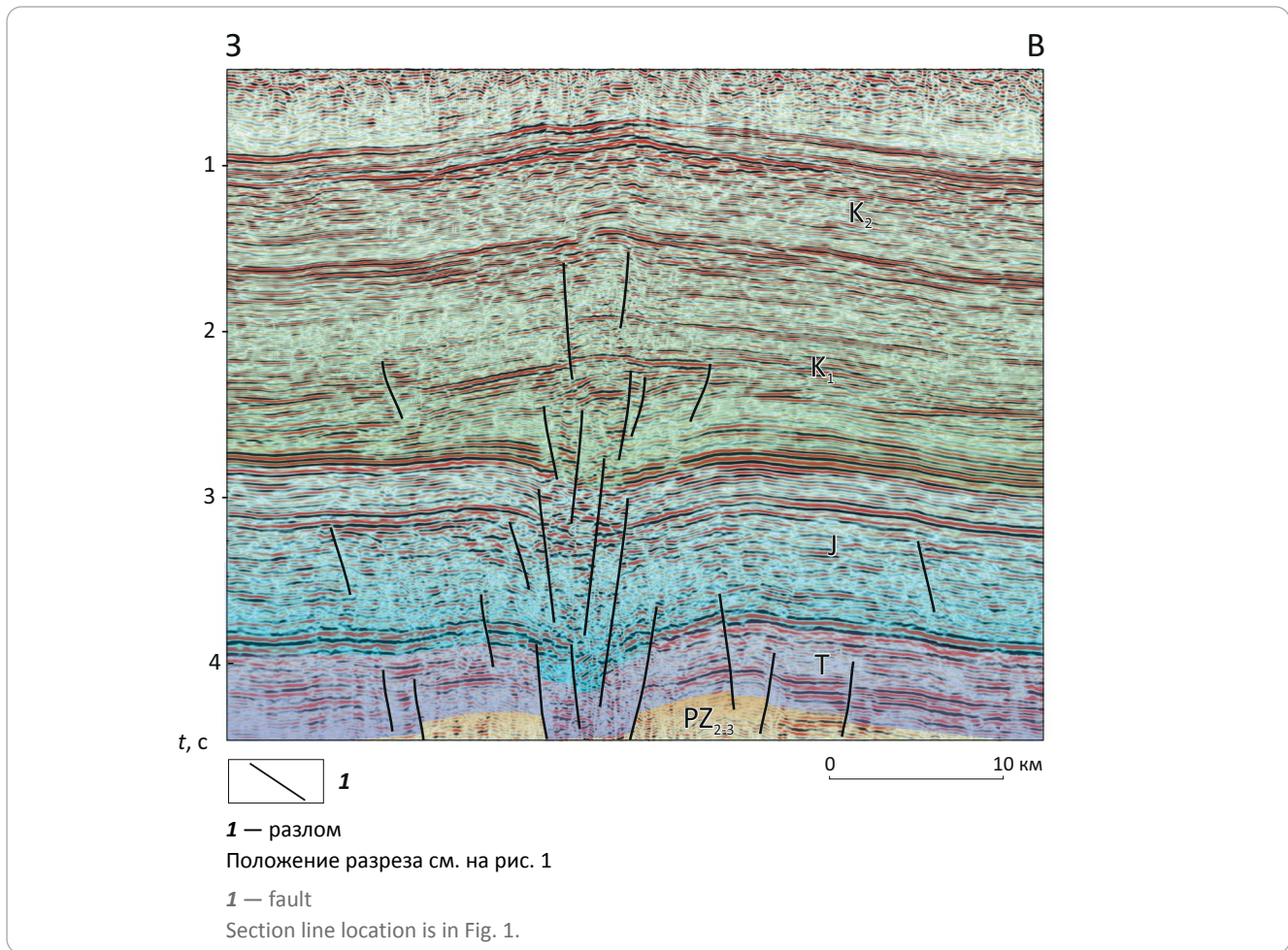
представления о строении и нефтегазоносности дююрского основания в погруженных частях севера Западно-Сибирского бассейна носят гипотетический характер. Они основаны на интерпретации регионального геологического контекста и моделях геодинамической эволюции.

Новым элементом в интерпретируемом строении палеозойских отложений северной части Западно-Сибирского бассейна является предположение о наличии в палеозойском осадочном чехле соляных криптодиапиров. В пользу допустимости предположения о развитии палеозойских криптодиапиров в рассматриваемом районе свидетельствует наличие соляных структур на периферии бассейна. Они установлены в Енисей-Хатангском прогибе, на Таймыре и на юго-востоке Западной Сибири, к западу от Енисейского кряжа, в Красноярском крае и Томской области ([17–19] и др.).

В пользу существования соляных криптодиапиров в северной части Западной Сибири прежде всего свидетельствуют материалы сейсмической интерпретации. Основную ценность представляют данные регионального сейсмического профилиро-



Рис. 2. Интерпретированный временной сейсмический разрез кольцевой инверсионной структуры Находкинского месторождения
Fig. 2. Interpreted seismic time section crossing the ring inversion structure of the Nakhodkinskoye field



вания, освещающего строение осадочного чехла до глубин 10–15 км и более. Они позволяют выделить структурные формы в нижней доюрской части осадочного чехла, которые с большой вероятностью имеют диапировое происхождение. Пример структуры такого рода показан на рис. 4.

В пользу диапировой природы этого поднятия свидетельствуют следующие признаки.

1. Структура изометрична, не имеет выраженной вергентности и линейности, свойственной зонам коллизионной складчатости.

2. Она имеет крупные размеры: высота порядка 5 км по доюрским отложениям, поперечный размер — 50 км.

3. Внутри предполагаемого соляного поднятия нет выраженных протяженных сейсмических осей синфазности (интервал сейсмически прозрачен), что свидетельствует об отсутствии выдержанной слоистости слагающих ее пород. Это согласуется с предположением о формировании поднятия за счет соляного диапиризма.

4. На крыльях структуры выделяются слои роста или галокинетические последовательности, которые фиксируют этапы быстрого роста поднятия.

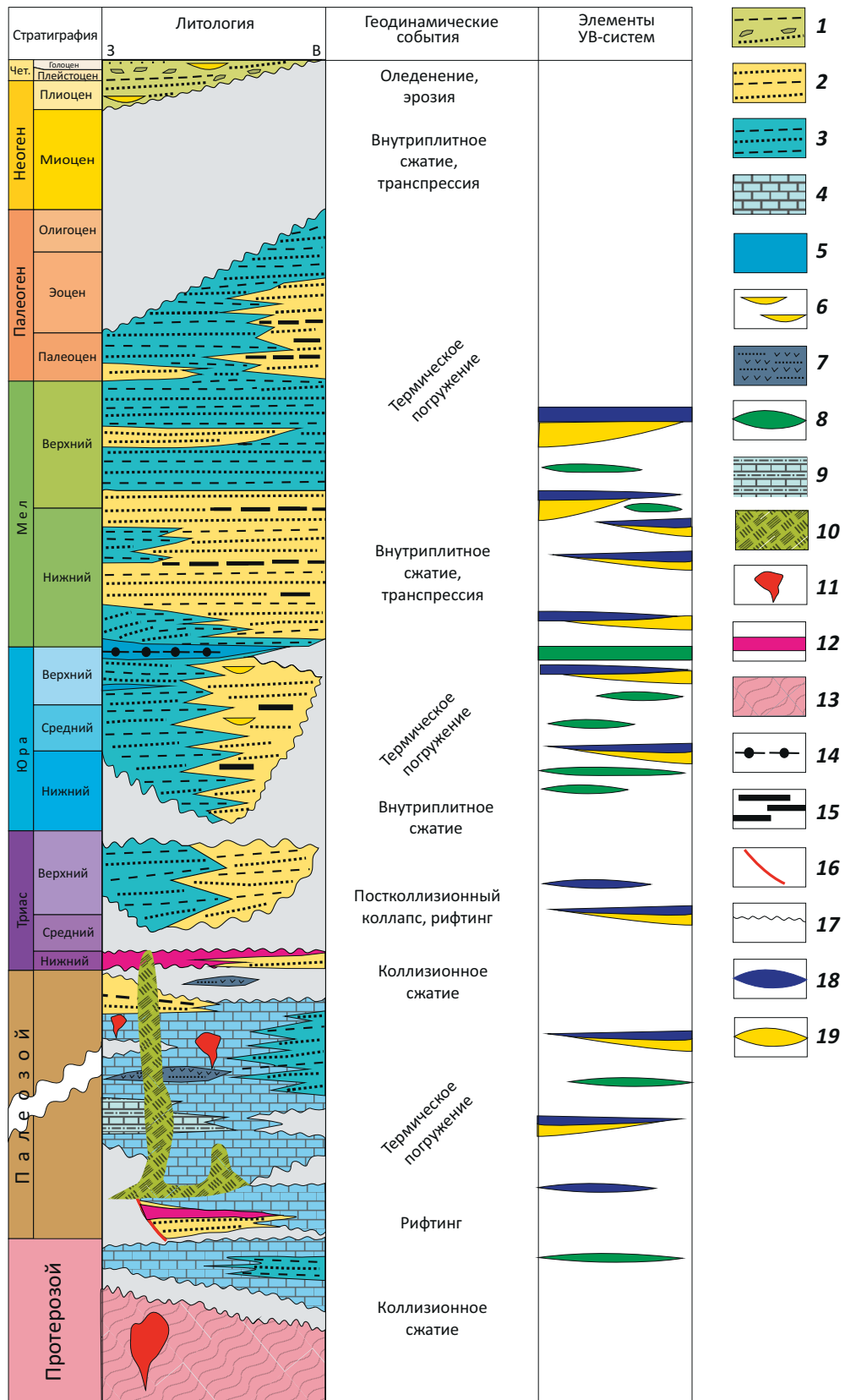
5. Над поднятием прослеживается система радиальных разломов, что типично для диапировых структур.

Эти признаки характерны для соляных криптодиапиров слабодислоцированных внутриплитных бассейнов ([20, 21] и др.). Наличие слоев роста или галокинетических последовательностей в широком стратиграфическом диапазоне, а также радиальных разломов в юрско-меловых отложениях свидетельствует о длительности роста таких структур. Это отличает их от горстовых поднятий, надвиговых складок или внедрений магматических тел. Деформации этих типов, как правило, являются результатом дискретных фаз тектонической активности. Соответственно, им не свойственны слои роста в широком стратиграфическом диапазоне и радиальные системы разломов в перекрывающих толщах, образование которых вызвано продолжительным импульсивным ростом соляных диапиров.

Сейсмическая интерпретация позволяет полагать, что возраст соли является раннепалеозойским. Возможно, что эта соль принадлежит кембрийскому ареалу накопления эвапоритов, который располагается на Сибирской платформе [13]. Альтернативно соль может иметь позднеордовикский возраст, так

Рис. 3. Тектоностратиграфия осадочного чехла и элементы УВ (нефтегазовых) систем северной части Западно-Сибирского бассейна (с использованием данных [1–4] и др.)

Fig. 3. Tectonics and stratigraphy of the sedimentary cover and hydrocarbon system elements in the northern part of the West Siberian Basin (data from [1–4] is used)





Усл. обозначения к рис. 3

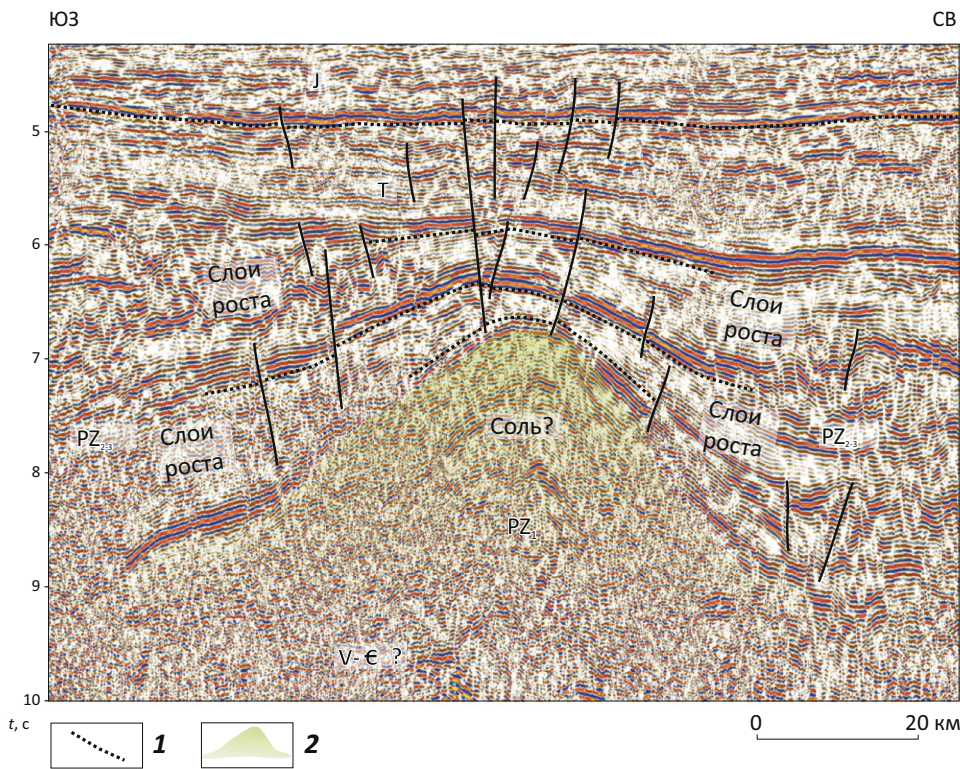
Legend for Fig. 3

Отложения (1–8): 1 — континентальные ледниковые, дельтовые и прибрежно-морские, 2 — преимущественно песчаные мелководные и аллювиальные, 3 — преимущественно глинистые мелководного шельфа, 4 — морские карбонатные, 5 — сланцевые шельфовых впадин, 6 — русловые, 7 — вулканокластические, 8 — нефтегазоматеринские; 9 — переслаивание карбонатных и терригенных отложений; 10 — эвапориты; 11 — гранитные интрузии; 12 — трапповые базальты; 13 — метаморфизованные породы; 14 — битуминозные сланцы (бажениты); 15 — угли; 16 — разлом; 17 — несогласие; 18 — покрывки залежей нефти и газа; 19 — коллекторы нефти и газа

Deposits (1–8): 1 — continental glacial, deltaic, and coastal-marine, 2 — mainly shallow-marine and alluvial sands, 3 — mud-dominated of shallow shelf, 4 — offshore carbonate, 5 — shaly of shelf depressions, 6 — channel, 7 — volcanoclastic, 8 — oil and gas source rocks; 9 — intercalation of carbonate and terrigenous deposits; 10 — evaporates; 11 — granite intrusions, 12 — trap basalts; 13 — metamorphosed rocks; 14 — bituminous shales (Bazhenite); 15 — coal; 16 — fault; 17 — unconformity; 18 — oil and gas pool seals; 19 — oil and gas reservoirs

Рис. 4. Фрагмент временного сейсмического разреза с выделением предполагаемого соляного поднятия в палеозойских отложениях

Fig. 4. Fragment of seismic time section showing the supposed salt uplift in Paleozoic deposits



На крыльях структуры показаны слои роста, соответствующие этапам быстрого роста соляного поднятия.

1 — несогласие, 2 — соль.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2.

Положение разреза см. на рис. 1

Growth layers are shown on the structure flanks, which correspond to phases of a rapid growth of the salt diapir

1 — unconformity, 2 — salt

For other legend items see fig. 2

Position of the section is shown in Fig. 1

как специалисты АО «СМНГ» и ПАО «Роснефть» предполагают присутствие солей этого возраста в Карском море.

Изучение кольцевых структур

Изучению кольцевых инверсионных структур посвящены работы многих исследователей¹ ([5–10] и др.). В последние годы наиболее полное их описание содержится в публикациях специа-

листов ОАО «Башнефтегеофизика»¹ ([5, 6] и др.). В результатах проведенных исследований приведена характеристика морфологии этих структур, исследованных на многих поисково-разведочных площадях и месторождениях с применением современной сейсморазведки, включая высокоинформативные съемки 3D.

На ряде изученных кольцевых структур отмечается значительная изменчивость интервальных

сейсмических скоростей, что в некоторых случаях несколько меняет морфологию во временной и глубинной областях. Определенный вклад в искажение геометрии этих структур вносит газонасыщение, которое создает локальные вариации скоростных параметров вмещающих пород [6, 7]. Вместе с тем эти факторы не устраняют дисгармонии структурных планов, определяющих рассматриваемую инверсию. Основным дискуссионным вопросом является происхождение кольцевых структур.

В настоящее время на тему возникновения кольцевых структур существует несколько гипотез¹ ([5–10] и др.). Одни связывают их происхождение с флюидными потоками из глубинных слоев земной коры и мантии. Другие первопричиной считают дифференциальное уплотнение литологически разнородных отложений. Кроме этого, допускается их образование за счет наложения и комбинирования различных разломных деформаций. Многие гипотезы весьма интересны. Вероятно, упомянутые факторы проявляли себя в различных комбинациях на разных этапах развития рассматриваемого региона. Вместе с тем анализ этих гипотез показывает, что они не дают системного объяснения совокупности наблюдаемых особенностей строения кольцевых структур. Например, непонятно как поток глубинных флюидов создает структурную дисгармонию на различных структурных уровнях. Относительно роли фактора дифференциального уплотнения можно заметить, что остается неясным почему эти структуры имеют кольцевую форму. Логично предположить, что в терригенном разрезе, сложенном преимущественно дельтовыми отложениями, следовало бы ожидать формы, повторяющие русловые песчаные тела, прибрежные бары, конуса выноса и др. Сочетание линейных систем разломов, характерных для Западной Сибири, также затрудняет толкование кольцевой морфологии этих структур. Неясно что может контролировать размещение этих структур, так как они установлены только на севере Западно-Сибирского бассейна и прилегающей части Енисей-Хатангской впадины (см. рис. 1) и неизвестны в центральной и южной частях бассейна.

Некоторые авторы отмечают существенную роль предполагаемого карстования в доюрских отложениях, которое могло повлиять на формирование структурного плана юрско-меловых толщ рассматриваемого региона. Важность этого фактора не вызывает сомнений. Зоны глубинного (гипогенного) карстования установлены во многих регионах мира. Как правило, возникновение таких зон связано с выщелачиванием глубокозалегающих карбонатных и эвапоритовых отложений под воздействием циркулирующих агрессивных пластовых флюидов. Это приводит к доломитизации известняков и растворению солей, а следовательно, к сокращению объема этих пород. В результате над этими зонами формируются мульды проседания. Последние часто имеют округлые изометричные формы (рис. 5).

В центральной части разреза Непской антеклизы в Восточной Сибири выделяется интервал карстования в нижнекембрийских карбонатно-эвапоритовых отложениях (см. рис. 5). Его возникновение, вероятно, связано с миграцией агрессивных флюидов по нижележащим разломам. Над интервалом карстования расположена мульда проседания. В поперечном сечении ее размер составляет около 2 км. В пользу формирования этой мульды за счет глубинного карстования свидетельствует то, что эта мульда выражена по всему разрезу перекрывающих отложений. Это означает, что она возникла после их накопления. Если бы наблюдаемый прогиб возник на раннем этапе формирования осадочного чехла за счет образования грабена, эрозионного вреза или иного конседиментационного процесса, он был бы компенсирован перекрывающими слоями.

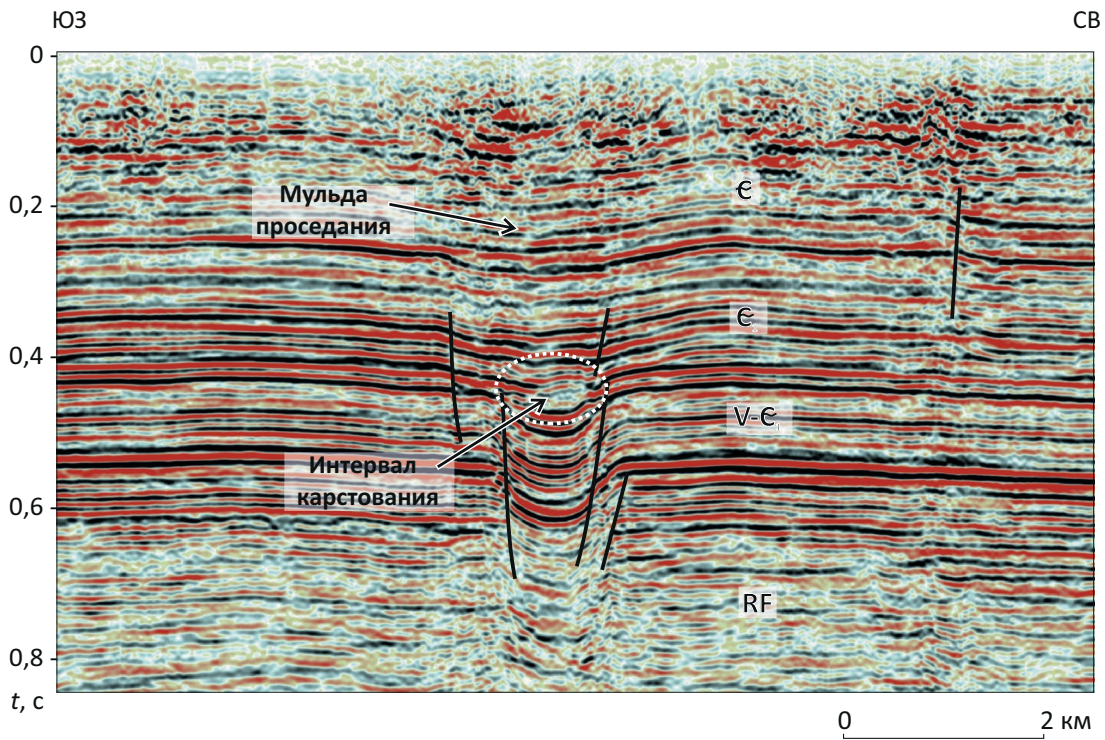
Сходные структуры, связанные с карстованием, известны в Тимано-Печорском и Волго-Уральском бассейнах, Персидском заливе и Западноканадском бассейне, ряде регионов Китая и других районах мира ([21–23] и др.). Вероятно, описанный механизм формирования впадин подходит для объяснения происхождения синклинальных элементов кольцевых структур, однако он не объясняет механизм образования антиклиналей в вышележащих слоях. Кроме этого, в известных примерах провалы над зонами карстования существенно меньше, чем наблюдаемые кольцевые структуры в Западной Сибири. В первом случае диаметр синклиналей измеряется сотнями метров, максимум первыми километрами. В то же время диаметр инверсионных структур составляет десятки километров. Следовательно, фактор глубинного карстования не может объяснить происхождение рассматриваемых инверсионных структур. В определенных условиях он дополняет общую картину структурного развития. Важность этого фактора состоит в том, что с зонами карстования могут быть связаны высокочемкие коллаторские интервалы.

Симбиоз кольцевых инверсионных структур и криптодиapiров

Анализ геологических явлений, способных объяснить происхождение кольцевых инверсионных структур на севере Западно-Сибирского бассейна, приводит к предположению об их вероятной связи с соляными криптодиapiрами в доюрском разрезе. Предположение о «соляном следе» в процессе образования кольцевых инверсионных структур может показаться неожиданным. На севере Западно-Сибирского бассейна до настоящего времени не было установлено наличие соляных структур. Очевидной причиной является то обстоятельство, что в этой части бассейна они залегают на больших глубинах. Кроме того, при проведении геолого-разведочных работ основное внимание традиционно уделялось строению юрско-меловых отложений.

Фундаментальным фактором, позволяющим рассматривать соляную тектонику как возможную

Рис. 5. Сейсмический временной профиль Непского свода (Иркутская область)
Fig. 5. Seismic time section across the Nepa Arch (Irkutsk Region)



В нижней части разреза осадочного чехла выделяется зона глубинного выщелачивания, над которой образована мульда проседания.

Усл. обозначения см. на рис. 2

A zone of hypogenic leaching is interpreted in the low part of the sedimentary cover, which is overlain by a sag
 For legend see fig. 2

причину формирования кольцевых инверсионных структур, является способность соляных диапиров импульсивно расти в течение продолжительного времени. Это вызвано инверсией плотности солей и перекрывающих их литифицированных пород, что является движущей силой роста диапиров. При этом в зависимости от геодинамических условий, объема соли, питающей растущий диапир, состава и толщины перекрывающих отложений морфология соляных структур может меняться. Динамика роста диапира, в свою очередь, влияет на условия залегания более молодых толщ, накапливающихся над соляными структурами.

Прежде чем рассмотреть связи предполагаемых криптодиапиров в палеозойских отложениях и кольцевых инверсионных структур на примере севера Западной Сибири, следует кратко упомянуть о морфологии структур, которые возникают в ходе роста соляных диапиров. Во многих случаях они имеют в плане кольцевую форму. В прилегающих к диапиру отложениях отмечаются слои роста или галокинетические последовательности, фиксирующие динамику роста диапиров. В ходе роста диапиров в перекрывающих отложениях часто отмечается формирование радиальных систем разломов и зон прогибания. Последние возникают за счет сво-

дового растяжения над быстрорастущим диапиром. В структурной геологии эти образования называются «сводовыми грабенами» (рис. 6).

Другим процессом, который приводит к образованию прогибов над диапирами, является растворение соли при ее выходе на эрозионную поверхность. В таких местах соль растворяется под воздействием атмосферных осадков или морской воды. На суше в таких условиях часто возникают соляные озера. В результате в кровле диапира образуется прогиб, заполняемый молодыми осадками (рис. 7).

Таким образом, рост соляных диапиров часто сопровождается образованием прогибов в перекрывающих слоях за счет сводового растяжения или растворения соли вблизи эрозионной поверхности. Эти факторы, связанные с соляным диапиризмом, позволяют объяснить наличие синклиналичных структур в основании плитного чехла, выраженных в основном в юрских отложениях. К этому следует добавить, что размер диапиров во многих известных соленосных бассейнах приблизительно соответствует размерам кольцевых инверсионных структур. Диаметр этих структур может достигать десятков километров.

Рис. 6. Ортогональное пересечение двух сейсмических временных профилей 2D в своде диапировой структуры Прикаспийского бассейна

Fig. 6. Normal crossing of two 2D seismic time sections in the salt diapir crestal part, the Caspian Basin

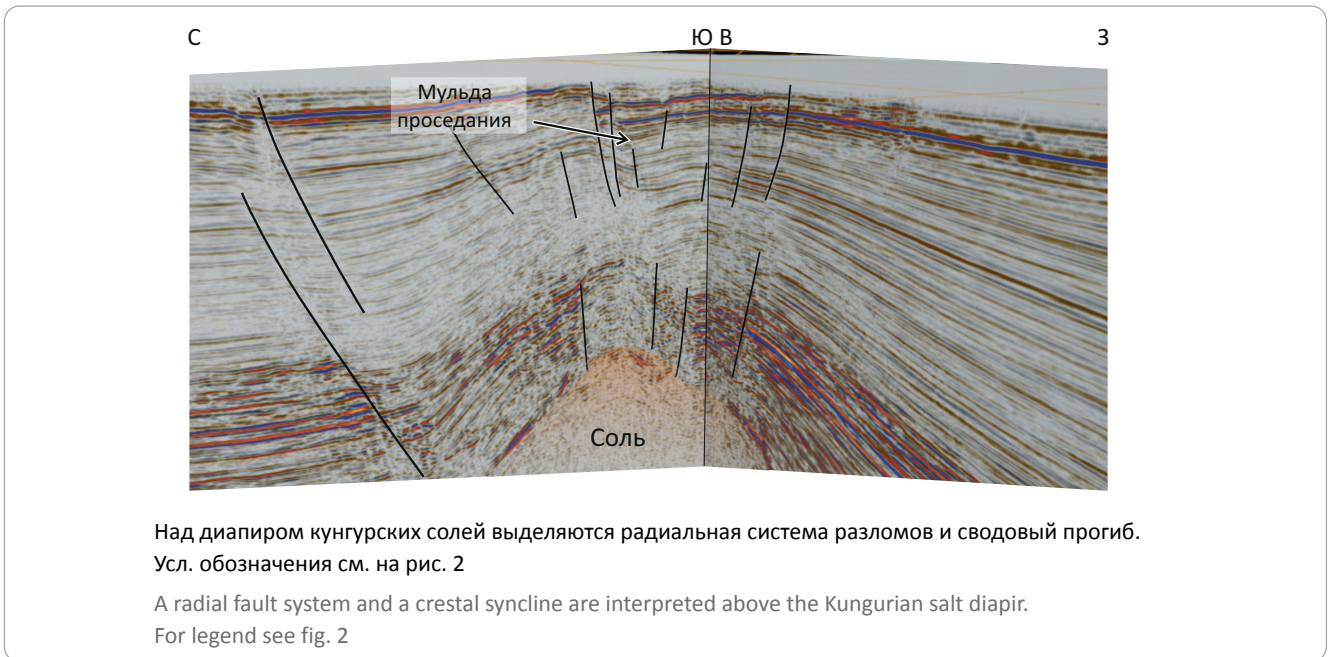
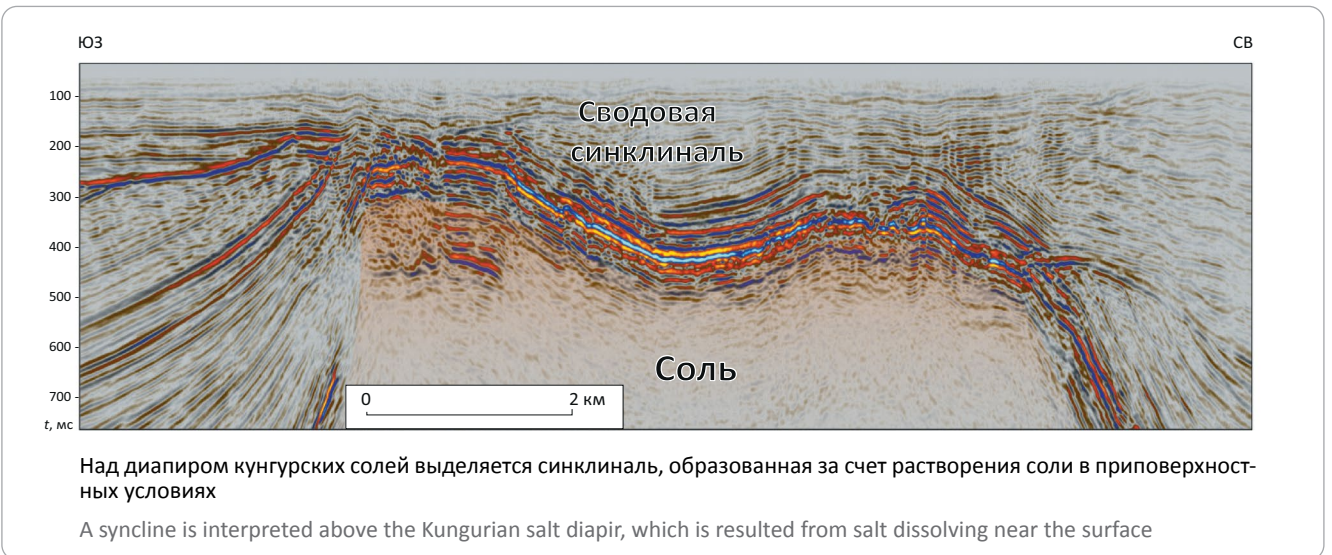


Рис. 7. Сейсмический временной профиль в своде диапировой структуры Прикаспийского бассейна

Fig. 7. Seismic time section in the salt diapir crestal part, the Caspian Basin



Приуроченность кольцевых инверсионных структур к соляным криптодиапирам в палеозойских отложениях можно видеть на некоторых высокоинформативных сейсмических разрезах с большой длиной записи. Особый интерес в этой связи представляют разрезы в акваториальной части бассейна юга Карского моря, где существуют благоприятные сейсмогеологические условия для получения данных высокого качества. Интерпретированный сейсмический разрез с выделением кольцевой инверсионной структуры, расположенной над предполагаемым криптодиапиром, показан на рис. 8.

В пользу соляной диапировой природы поднятия в основании кольцевой инверсионной структуры свидетельствует наличие характерных признаков. К их числу относятся: большая амплитуда поднятия, сейсмическая прозрачность тела диапира, слои роста на ее флангах, система радиальных разломов в перекрывающих отложениях.

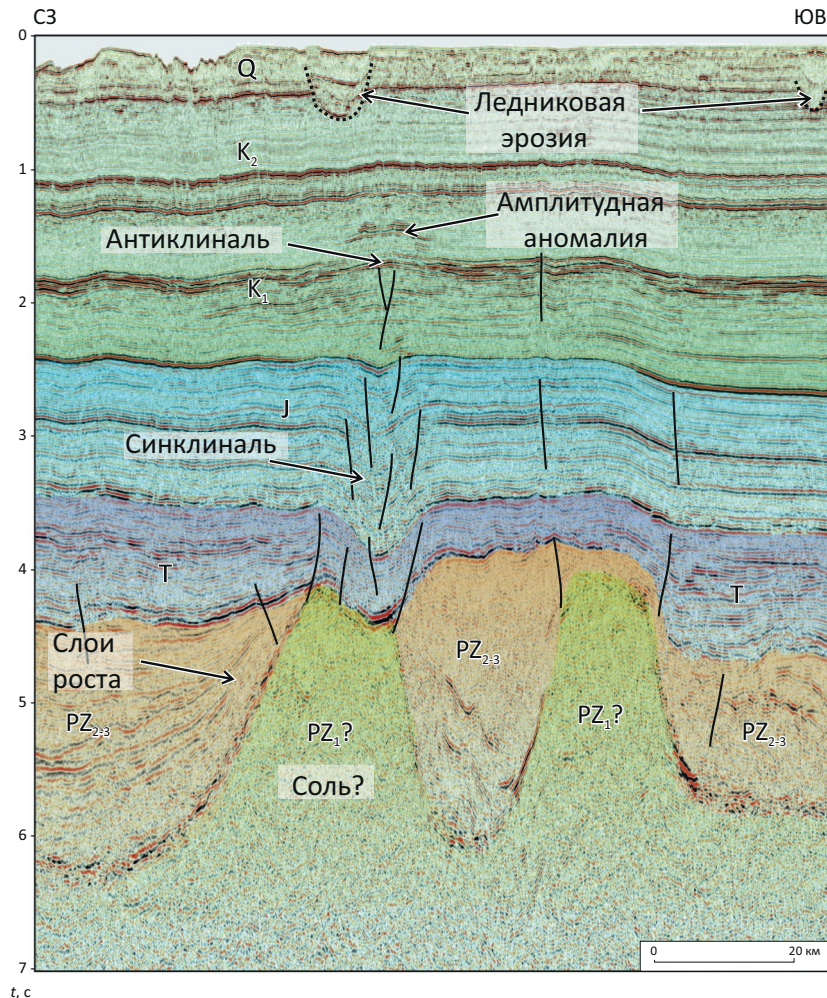
Последовательность формирования кольцевых инверсионных структур

Симбиоз соляных криптодиапиров и кольцевых инверсионных структур в полной мере укла-



Рис. 8. Интерпретированный временной сейсмический разрез, пересекающий кольцевую инверсионную структуру в акваториальном продолжении Западно-Сибирского бассейна в южной части Карского моря

Fig. 8. Interpreted seismic time section crossing the ring inversion structure in the offshore extension of the West Siberian Basin in the southern part of the Kara Sea



В палеозойской части разреза под инверсионной структурой интерпретируется существование соляного криптодиапира.

Усл. обозначения см. на рис. 2, 4.

Положение разреза см. на рис. 1

A salt cryptodiapir in the Paleozoic interval is interpreted below the inversion structure.

For other legend items see fig. 2, 4.

Position of the section is shown in Fig. 1

дывается в представления о поэтапной динамике роста соляных поднятий. Последовательность формирования рассматриваемых кольцевых структур в связи с соляной тектоникой представляется в следующем виде. Возникновение синклинали структур в слоях, перекрывающих диапир, объясняется быстрым ростом диапиров. Прототипом этого процесса может служить пример, показанный на рис. 6. Рост диапиров в конце триаса — начале юры коррелирует с фазой внутриплитных деформаций (см. рис. 2). При этом в вышележащих юрских слоях в условиях локального сводового растяжения возникают радиальные системы разломов. Здесь образуются мульды проседания, компенсированные юрскими отложениями. В миниатюре этот процесс

можно уподобить рифтогенезу, вызванному восходящим потоком магмы. Только в данном случае роль магмы играет соль. Дополнительным фактором локального погружения в юрское время может быть растворение соли там, где диапиры достигали эрозионной поверхности.

Образование более обширного куполовидного поднятия, которое сложено меловыми отложениями, по-видимому, обусловлено дополнительной более поздней фазой роста криптодиапиров. Этот рост, вероятно, начался в раннем мелу и более уверенно проявился в позднем кайнозое. В это время на севере Западной Сибири также отмечались фазы возрождения тектонической активности (см. рис. 2), что оживило рост соляных криптодиапиров.

Это движение наложилось на юрский структурный план и вызвало его изменения. Однако из-за небольшой амплитуды новообразованного поднятия контрастная синклиальная структура по юрским слоям сохранилась под молодым куполом. Сочетание этих фаз роста криптодиапиров согласуется со строением наблюдаемой инверсионной структуры.

Структурная схема на рис. 9 иллюстрирует основные стадии формирования инверсионной кольцевой структуры, которые определяются продолжительными и импульсивными соляными деформациями.

Согласно предлагаемой схеме формирования инверсионной кольцевой структуры над соляным диапиром, выделяются следующие стадии развития.

Стадия 1. В палеозое накапливаются эвапоритовые толщи, они перекрываются более молодыми осадками. По мере погружения плотность перекрывающих отложений постепенно повышается и становится больше плотности подвижных солей, что приводит к зарождению диапировых структур.

Стадия 2. В конце – начале триаса тектоническая активизация ускоряет рост диапиров. В своде высокоамплитудных поднятий возникают зоны растяжения. В их пределах локализуются прогибы. В юрское время эти прогибы компенсируются осадконакоплением.

Стадия 3. В позднем кайнозое оживление роста диапиров под влиянием новых фаз тектонической активизации приводит к формированию куполообразной антиклинали, сложенной меловыми отложениями. Судя по строению известных кольцевых структур, величина этого подъема была меньше, чем глубина погружения на предыдущем этапе в триасе и юре (стадия 2). В результате в нижних горизонтах плитного чехла бассейна сохранилась остаточная синклиальная структура, перекрытая антиклиналью.

Предлагаемый механизм структурного развития кольцевых инверсионных структур над палеозойскими криптодиапирами объясняет наблюдаемую морфологию структуры и полностью укладывается в региональный тектоностратиграфический контекст. Главным фактором развития этих структур был продолжительный импульсивный рост соляных диапиров, который коррелирует с геодинамическими событиями на севере Западной Сибири (см. рис. 2). Допуская проявление данного механизма, можно полагать, что ареал кольцевых инверсионных структур может включать зону распространения соляных криптодиапиров (см. рис. 1). Возможно, она принадлежит части Сибирской платформы, затронутой позднепалеозойской складчатостью и перекрытой мезозойским чехлом [19]. На значительной части этой платформы широко распространены соленосные толщи кембрийского возраста. Вероятно, эти соли могут распространяться в пределах северо-восточной части Западно-Си-

бирского бассейна и в прилегающих районах Енисей-Хатангской впадины.

В определенных условиях сходные структурные формы могут возникать и за счет глиняного диапиризма. Такие структуры имеют широкое распространение в молодых бассейнах, заполненных мощными толщами слабоуплотненных отложений. Они хорошо известны, например, в Южнокаспийской впадине. Однако по отношению к исследуемому району глиняный диапиризм представляется маловероятным. Это связано с тем, что доюрские отложения подверглись позднепалеозойской складчатости и значительному катагенезу. По этой причине трудно предполагать наличие в них высокообводненных глинистых отложений, способных к образованию крупных глиняных диапиров.

Влияние соляных структур на нефтегазоносность

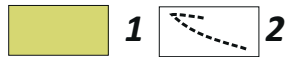
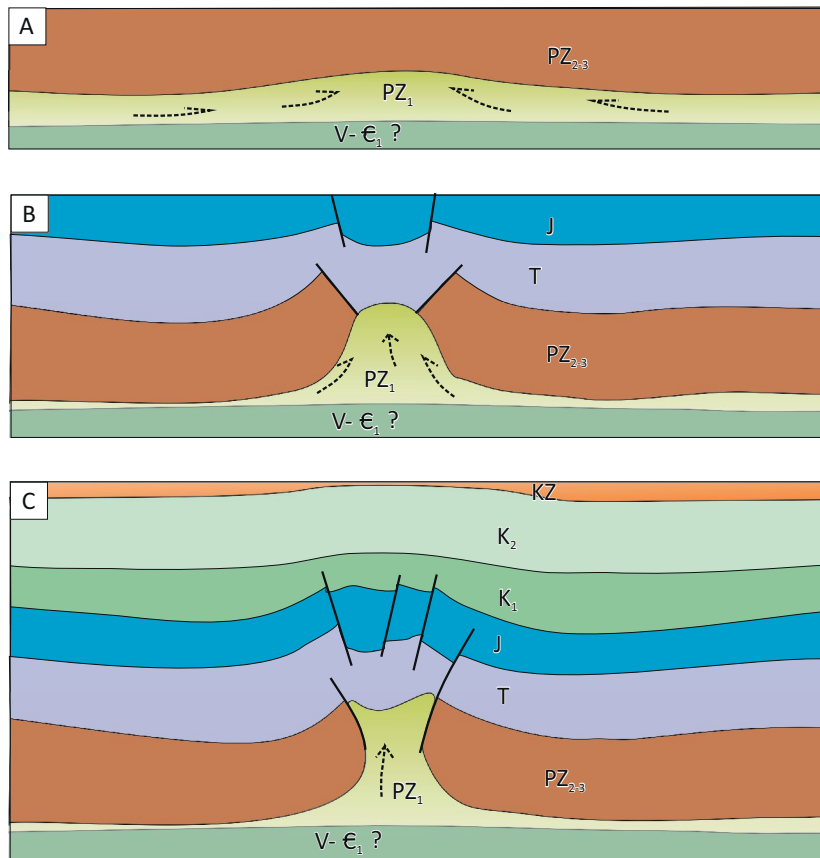
Наличие соляных структур — важный фактор нефтегазоносности многих крупнейших нефтегазоносных бассейнов. Одним из ярких примеров является бассейн Персидского залива, в строении и нефтегазоносности которого соли играют исключительно важную роль ([20, 21, 24] и др.). К одной из особенностей этого бассейна относится широкий глубинный и стратиграфический диапазоны нефтегазоносности.

Влияние солей на развитие нефтегазовых систем имеет множество аспектов. Соляные деформации образуют крупные складки, способные вмещать скопления нефти и газа. Длительный рост соляных структур влияет на фациальные условия осадконакопления в перекрывающих отложениях, контролируя тем самым размещение в них коллекторских горизонтов. Строение соленосных интервалов определяет пути миграции нефти и газа в доюрских отложениях, фокусируя УВ-потоки в зонах примыкания к диапирам и бессолевым мульдам. Относительно высокая теплопроводность способствует локальному прогреву осадочного чехла над соляными поднятиями. Вероятно, что этот фактор влиял на пластовые термобарические условия в зоне кольцевых инверсионных структур, активизировал миграцию нефти и газа, способствовал образованию разломов и «газовых трубок». В то же время в подсолевых отложениях из-за повышенной теплопроводности соли температуры могут сохраняться в умеренном диапазоне, что позволяет залежам нефти и газа не разрушаться даже на больших глубинах.

Приуроченность крупных газовых залежей к кольцевым инверсионным структурам иллюстрирует разрез Заполярного месторождения (рис. 10). Залежам газа в сеноманских отложениях на сейсмическом разрезе отвечает амплитудная аномалия «плоское пятно». В доюрской части разреза под продуктивной антиклиналью интерпретируется высокоамплитудное поднятие, вероятно, связанное с соляным криптодиапиром.



Рис. 9. Схема стадийности формирования инверсионной кольцевой структуры над соляным диапиром
Fig. 9. Scheme of ring inversion structure formation stages above the salt diapir



1 — соль; 2 — направления перемещения мобильных солей.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

1 — salt; 2 — directions of mobile salt movement.

For other legend items see Fig. 2

Специфическая динамика формирования соляных диапиров могла влиять на пути миграции нефти и газа, фокусируя их потоки. Ареалу предполагаемого развития соляных диапиров на севере Западно-Сибирского бассейна отвечают зоны преимущественной газоносности. Это вполне согласуется с тем, что палеозойские отложения здесь достигли высокой степени термического преобразования. В совокупности с рядом других факторов (состав и динамика прогрева ОВ, биодеградация и др.) это способствовало преимущественному газообразованию на севере Западной Сибири.

Вероятное поступление нефти и газа из палеозойских отложений в зонах диапиров в дополнение к УВ юрско-меловых источников объясняет продуктивность в широком стратиграфическом диапазоне и многозалежность ряда месторождений. Например, на Мессояхском месторождении установлена продуктивность 29 интервалов в юрско-меловом разрезе [25]. Это явно отличает северную часть бассейна от нефтеносных районов Центрального

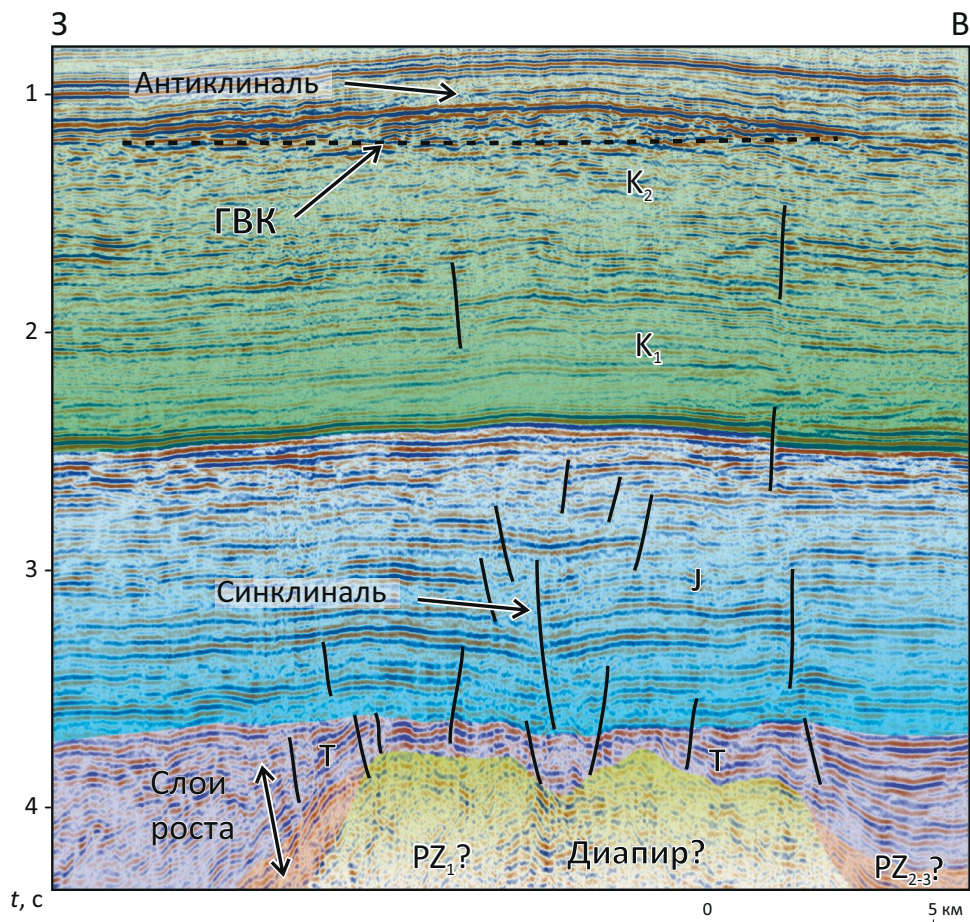
Приобья, в пределах которых залежи заключены в относительно узком стратиграфическом интервале неокома. Доюрские отложения могли быть источником дополнительных объемов УВ для залежей в юрско-меловом чехле. Кроме того, они также могут представлять самостоятельный поисковый интерес, что подтверждается продуктивностью этих отложений на Новопортовском месторождении.

В целом совокупность факторов структурного и нефтегеологического развития кольцевых инверсионных структур позволяет считать их высокоперспективными объектами поисково-разведочных работ, обладающими потенциалом распространения залежей в широком стратиграфическом и глубинном диапазонах.

Заключение

Изучение регионального геологического строения северных районов Западно-Сибирского бассейна позволяет предполагать, что кольцевые инверсионные структуры связаны с соляными

Рис. 10. Интерпретированный временной сейсмический разрез Заполярного месторождения
Fig. 10. Interpreted seismic time section, Zapolyarnoye field



В палеозойской части разреза под инверсионной структурой интерпретируется существование соляного криптодиапира.

Усл. обозначения см. рис. 2, 4.

Положение разреза см. на рис. 1

A salt cryptodiapir in the Paleozoic section interpreted below the inversion structure.

For legend see fig. 2, 4.

Position of the section is shown in Fig. 1

криптодиапирами в палеозойских отложениях. Признаками соляных диапиров являются:

- 1) изометричность этих структур;
- 2) их крупные размеры — высота до 5 км и более, диаметр — несколько десятков километров;
- 3) сейсмическая прозрачность тел диапиров;
- 4) наличие слоев роста на крыльях соляных поднятий;
- 5) радиальные системы разломов в перекрывающих их отложениях.

Симбиоз кольцевых инверсионных структур и криптодиапиров определяется импульсивным ростом соляных поднятий, что согласуется с общим геодинамическим контекстом развития Западно-Сибирского бассейна. Высокоамплитудные синклинали элементы инверсионных структур, представленные преимущественно юрскими отложениями, сформировались в условиях сводового

растяжения при быстром росте криптодиапиров. Последующее появление куполообразных поднятий, сложенных меловыми отложениями, интерпретируется как результат наложенного умеренного роста соляных поднятий в позднем кайнозое. В пределах рассматриваемых структур это молодое восходящее движение привело к изменению формы прогибов, представленных юрскими отложениями, но не вызвало их расформирование. Это определило общее инверсионное строение рассматриваемых структур.

Приуроченность кольцевых инверсионных структур к криптодиапирам в палеозойских отложениях создавало благоприятные условия для формирования многозалежных месторождений нефти и газа. Доюрские отложения могут быть источником дополнительных объемов УВ для залежей в юрско-меловом чехле. Кроме того, они могут представлять самостоятельный поисковый интерес.

Литература

1. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И., Skorobogatov V.A. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики. – Тюмень : МНП Геодата, 2020. – 464 с.
2. Бородкин В.Н., Смирнов О.А., Лукашов А.В., Плавник А.Г., Тепляков А.А. Седиментологическая модель меловых отложений полуострова Ямал на базе комплекса геолого-геофизических исследований // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2022/6_2022.html (дата обращения: 05.06.2024).
3. Геология и полезные ископаемые России. Т. 2. Западная Сибирь / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
4. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. – М. : ВНИГНИ, 2012. – 848 с.
5. Адиев Я.Р., Гатауллин Р.М. Кольцевые структуры — «газовые трубы» севера Западной Сибири // Геофизика. – 2003. Специальный выпуск к 70-летию «Башнефтегеофизики». – С. 23–33.
6. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Писецкий В.Б. История изучения инверсионных кольцевых структур в Западной Сибири // Геофизика. – 2023. – № 3. – С. 13–20. DOI: 10.34926/geo.2023.59.93.002.
7. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Писецкий В.Б. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности инверсионных кольцевых структур мезозоя на севере Западной Сибири // Геофизика. – 2023. – № 3. – С. 21–29. DOI: 10.34926/geo.2023.61.96.003.
8. Бембель Р.М., Бембель М.Р., Мегеря В.М. Геосолитонная модель формирования залежей углеводородов на севере Западной Сибири // Геофизика. – 2014. – № 6. – С. 9–17.
9. Бородкин В.Н., Кислухин В.И., Нестеров И.И. (мл.), Федоров Ю.Н. Инверсионные кольцевые структуры как один из критериев локального прогноза нефтегазоносности // Горные ведомости. – 2006. – № 10. – С. 24–39.
10. Гиршгорн Л.Ш. Дисгармоничные поднятия в осадочном чехле севера Западно-Сибирской плиты // Советская геология. – 1987. – № 4. – С. 63–71.
11. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР: в 2 кн. – М : Недра, 1990. – 666 с.
12. Соборнов К.О., Якубчук А. Плитотектоническое развитие и формирование бассейнов Северной Евразии // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2. – С. 10–18.
13. Никишин А.М., Соборнов К.О., Прокопьев А.В., Фролов С.В. Тектоническая история Сибирской платформы в венде – фанерозое // Вестник Московского университета. – Серия 4. – Геология. – 2010. – № 1. – С. 3–16.
14. Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2007. – № 3. – С.3–11.
15. Астахов В.И. Четвертичная гляциотектоника Урало-Сибирского севера // Геология и геофизика. – 2019. – № 12. – С. 1692–1708. DOI: 10.15372/GIG2019136.
16. Milkov A. Methanogenic biodegradation of petroleum in the West Siberian Basin (Russia): Significance for formation of giant Cenomanian gas pools // AAPG Bull. – 2010. – Т. 94. – № 10. – С. 1485–1541.
17. Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф. Анализ геолого-геофизических данных с целью уточнения геологического строения, оценки перспектив нефтегазоносности и выработки рекомендаций по лицензированию недр домезозойских комплексов в Предъенисейской зоне Западно-Сибирской равнины. – Новосибирск : ИГНГ СО РАН, 2004. – 289 с.
18. Корнелюк Ю.И., Кочетков Т.П., Емельянцева Т.М. Нордвик-Хатангский нефтеносный район (краткий очерк геологии и нефтеносности). – Недра Арктики. Ленинград : Изд-во Главсевморпути, 1946. – 73 с.
19. Соборнов К.О. Строение соляных диапиров Западно-Сибирского бассейна и Енисей-Хатангского прогиба по сейсмическим данным // Геотектоника. – 2024. – № 5. – В печати.
20. Беленицкая Г.А. Соли Земли: тектонические, кинематические и магматические аспекты геологической истории. М. : Геос, 2020. – 605 с.
21. Jackson M.P.A., Hudec M.R. Salt tectonics: principles and practice. – Cambridge University Press, 2017. – 498 с. DOI: 10.1017/9781139003988.
22. Broughton P.L. Breccia pipe and sinkhole linked fluidized beds and debris flows in the Athabasca Oil Sands: dynamics of evaporite karst collapse-induced fault block collisions // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 2017. – Т. 65. – № 1. – С. 200–234. DOI: 10.2113/gscpgbull.65.1.200.
23. Sun Q., Cartwright J., Wu S., Chen D. 3D seismic interpretation of dissolution pipes in the South China Sea: Genesis by subsurface, fluid induced collapse // Marine Geology. – 2013. – Т. 337. – С. 171–181. DOI: 10.1016/j.margeo.2013.03.002.
24. Alipour M., Petroleum systems of the Iranian Zagros Fold and Thrust Belt // Results in Earth Sciences. – 2024. – № 2. 100027. DOI: 10.1016/j.rines.2024.100027.
25. Харахинов В.В., Кулишкин Н.М., Шленкин С.И. Мессояхский порог — уникальный нефтегазогеологический объект на севере Сибири // Геология нефти и газа. – 2013. – № 5. – С. 34–48.

References

1. Brekhuntsov A.M., Monastyrsev B.V., Nesterov I.I., Skorobogatov V.A. Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoi Arktiki [Oil and Gas Geology of the West Siberian Arctic]. Tyumen': MNP Geodata, 2020. 464 p.

2. Borodkin V.N., Smirnov O.A., Lukashov A.V., Plavnik A.G., Teplyakov A.A. Sedimentological model of the cretaceous strata of the Yamal peninsula on the basis of composite geological and geophysical investigations. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2022;17(1). – Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2022/6_2022.html (accessed: 05.06.2024)
3. *Geology and mineral resources of Russia*. V. 2. West Siberia. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, eds. St. Petersburg: VSEGEI; 2000. 477 p.
4. Shein V.S. *Geologiya i neftegazonosnost' Rossii* [Geology and petroleum potential of Russia]. Moscow: VNIGNI; 2006. 774 p. In Russ.
5. Adiev Ya.R., Gataullin R.M. Kol'tsevye struktury — «gazovye trubyy» severa Zapadnoi Sibiri [Ring structures — “gas pipes” of the north of Western Siberia]. *Geofizika*. 2003. Spetsial'nyi vypusk k 70-letiyu «Bashneftegeofiziki». 23–33 pp.
6. Baldin V.A., Munasyrov N.Z., Pisetskii V.B. Istoriya izucheniya inversionnykh kol'tsevykh struktur v Zapadnoi Sibiri [History of the study of inversion ring structures in Western Siberia]. *Geofizika*. 2023;(3):13–20. DOI: 10.34926/geo.2023.59.93.002.
7. Baldin V.A., Munasyrov N.Z., Pisetskii V.B. Structural features and oil and gas potential of mesozoic inversion ring structures in the North of Western Siberia. *Geofizika*. 2023;(3):21–29. DOI: 10.34926/geo.2023.61.96.003.
8. Bembel' R.M., Bembel' M.R., Megerya V.M. Geo-soliton model of hydrocarbon deposits generation in the north of Western Siberia. *Geofizika*. 2014;(6):9–17.
9. Borodkin V.N., Kislukhin V.I., Nesterov I.I. (ml.), Fedorov Yu.N. Inversionnye kol'tsevye struktury kak odin iz kriteriev lokal'nogo prognoza neftegazonosnosti [Inversion ring structures as one of the criteria for local forecast of oil and gas potential]. *Gornye vedomosti*. 2006;(10):24–39.
10. Girshgorn L.Sh. Disgarmonichnye podnyatiya v osadochnom chekhle severa Zapadno-Sibirskoi plity [Disharmonic uplifts in the sedimentary cover of the north of the West Siberian plate]. *Sovetskaya geologiya*. 1987;(4):63–71.
11. Zonenshain L.P., Kuz'min M.I., Natapov L.M. Tektonika litosfernykh plit territorii SSSR [Lithosphere plate tectonics: USSR territory]. Moscow: Nedra; 1990. 666 p. In Russ.
12. Sobornov K.O., Yakubchuk A. Plate-tectonic development and formation of Northern Euroasia basins. *Geologiya nefiti i gaza*. 2006;(2):10–18.
13. Nikishin A.M., Sobornov K.O., Prokop'ev A.V., Frolov S.V. Vendian to phanerozoic tectonic history of the Siberian platform region. *Vestnik Moskovskogo universiteta*. Seriya 4. – Geologiya. 2010;(1):3–16.
14. Gogonenkov G.N., Kashik A.S., Timurziev A.I. Horizontal displacements of West Siberia's basement. *Geologiya nefiti i gaza*. 2007;(3):3–11.
15. Astakhov V.I. Quaternary Glaciotectonics of the Ural-Siberian North. *Geologiya i geofizika*. 2019;(12):1692–1708. DOI: 10.15372/RGG2019136
16. Milkov A. Methanogenic biodegradation of petroleum in the West Siberian Basin (Russia): Significance for formation of giant Cenomanian gas pools. *AAPG Bull.* 2010;94(10): 1485–1541.
17. Kontorovich V.A., Filipov Yu.F. Analiz geologo-geofizicheskikh dannykh s tsel'yu utochneniya geologicheskogo stroeniya, otsenki perspektivn neftegazonosnosti i vyrabotki rekomendatsii po litsenzirovaniyu nedr domezozoiskikh kompleksov v Pred'eniyeiskoi zone Zapadno-Sibirskoi ravniny [Analysis of geological and geophysical data for the purpose of clarifying the geological structure, assessing the potential for oil and gas potential and developing recommendations for licensing the subsoil of pre-Mesozoic complexes in the Pre-Yenisei zone of the West Siberian Plain]. Novosibirsk: IGGG SO RAN, 2004. 289 p.
18. Kornelyuk Yu.I., Kochetkov T.P., Emel'yantsev T.M. Nordvik-Khatangskii neftenosnyi raion (kratkii ocherk geologii i neftenosnosti) [Nordvik-Khatanga oil-bearing region (a brief outline of geology and oil potential)]. Nedra Arktiki. Leningrad : Izd-vo Glavsevmorputi, 1946. 73 p.
19. Sobornov K.O. Structure of salt diapirs of the West Siberian basin and Yenisei-Khatanga trough according to seismic data. *Geotectonics*. 2024;58(5): In press.
20. Belenitskaya G.A. Salts of the earth: tectonic, kinematic and magmatic aspects of geological history. Moscow: Geos, 2020. 605 s
21. Jackson M.P.A., Hudec M.R. Salt tectonics: principles and practice. Cambridge University Press; 2017. 498 p. DOI: 10.1017/9781139003988.
22. Broughton P.L. Breccia pipe and sinkhole linked fluidized beds and debris flows in the Athabasca Oil Sands: dynamics of evaporite karst collapse-induced fault block collisions. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*. 2017;65(1):200–234. DOI: 10.2113/gscpgbull.65.1.200.
23. Sun Q., Cartwright J., Wu S., Chen D. 3D seismic interpretation of dissolution pipes in the South China Sea: Genesis by subsurface, fluid induced collapse. *Marine Geology*. 2013;(337):171–181. DOI: 10.1016/j.margeo.2013.03.002.
24. Alipour M., Petroleum systems of the Iranian Zagros Fold and Thrust Belt. *Results in Earth Sciences*. 2024;(2):100027. DOI: 10.1016/j.rines.2024.100027.
25. Kharakhinov V.V., Kulishkin N.M., Shlenkin S.I. The Messoyakhsy threshold as unique oil and gas geological object in the north of Siberia. *Oil and gas geology*. 2013;(5):34–48.

Информация об авторах**Соборнов Константин Олегович**

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: sobornov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

Information about authors**Konstantin O. Sobornov**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief researcher

All-Russian Research
Geological Oil institute,

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: Sobornov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

УДК 551.3.051:552.122

DOI 10.47148/0016-7894-2024-6-31-43

Дифференциальная диагностика фаций приливо-отливной равнины и смежных обстановок

© 2024 г. | Е.С. Лопатина

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ES_Lopatina2@tnnc.rosneft.ru

Поступила 03.07.2024 г.

Доработана 16.08.2024 г.

Принята к печати 25.09.2024 г.

Ключевые слова: *сеноманские отложения; литолого-фациальный анализ; седиментологический анализ; приливо-отливная равнина; дифференциальная диагностика; фация; ичнофация; концептуальная модель; осадконакопление.*

Аннотация: В статье предложена авторская схема, позволяющая определить по керну фациальную принадлежность отложений в пределах приливо-отливной равнины и смежных обстановок, учитывая различия генетически схожих фаций. Показана ключевая роль литолого-фациального анализа при геологическом моделировании и прогнозировании распространения коллекторов. Отмечены трудности взаимопонимания между специалистами смежных дисциплин, связанные с разрозненностью седиментологических школ, отсутствием общепринятой фациальной терминологии и субъективностью интерпретации седиментолога. Замечена необходимость в верификации определений и понятий, используемых при седиментологических работах. Подчеркнуто отсутствие детальных различий диагностических признаков в существующих классификациях фаций в пределах общих обстановок осадконакопления. Особое внимание уделено характерным и ключевым диагностическим признакам отложений приливо-отливной равнины. Парагенетические (соседствующие) ассоциации фаций способствуют прогнозу фациальной изменчивости при изменении уровня моря и латеральной миграции каналов. Предлагаемый принцип с сохранением предложенной структуры диагностических признаков может быть применен для создания дифференциальных схем определения фаций для любых обстановок на любых месторождениях. Созданная схема на примере отложений приливо-отливной равнины, с которыми работала автор статьи, способствует проведению дифференциальной фациальной диагностики и отражает переход одних обстановок в другие. Подобное наглядное представление понятно широкому кругу специалистов и исключает неоднозначность трактовки терминологии при определении фаций.

Для цитирования: Лопатина Е.С. Дифференциальная диагностика фаций приливо-отливной равнины и смежных обстановок // Геология нефти и газа. – 2024. – № 6. – С. 31–43. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-31-43.

The differential diagnosis of tidal flat facies and adjacent depositional environments

© 2024 | E.S. Lopatina

Tyumen Oil Research Center, LLC, Tyumen, Russia; es_lopatina2@tnnc.rosneft.ru

Received 03.07.2024

Revised 16.08.2024

Accepted for publication 25.09.2024

Key words: *Cenomanian sediments; lithological and facies analysis; tidal plain; differential diagnostics; facies; ichnofacies; conceptual model; sedimentation.*

Abstract: The visual scheme is proposed, which makes it possible to determine facies belonging of sediments within the tidal plain and adjacent environments according to core data, taking into account differences between genetically similar facies. The key role of lithological and facies analysis in geological modeling and forecasting reservoir distribution is demonstrated. The lack of sedimentological schools' coordination, unavailability of generally accepted facies terminology, and subjectivity of interpretation of a sedimentologist do not contribute to mutual understanding between specialists in related disciplines. The need for verification of definitions and concepts used in sedimentological work is noted. The absence of detailed differences in diagnostic features in the existing classifications of facies within the general sedimentation settings is emphasized. Paragenetic (neighboring) associations of facies contribute to prediction of facies variability during sea level changes or lateral channel migration. The proposed principle of maintaining the proposed structure of diagnostic features can be applied to create differential schemes for determining facies for any environment in any field. In this work, the scheme is shown by the example of sediments of the tidal plain, which the author worked with. The created scheme facilitates differential facies diagnostics and clearly displays the transition from one environment to another. Such a visual representation is understandable to a wide range of specialists and eliminates ambiguity of terminology interpretation when determining facies.

For citation: Lopatina E.S. The differential diagnosis of tidal flat facies and adjacent depositional environments. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(6):31–43. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-31-43. In Russ.

Введение

Геологические вызовы, связанные с возрастающей сложностью строения вводимых в эксплуатацию месторождений, обусловили постоянно растущий интерес к литолого-фациальному анализу и прогнозу распространения коллекторов. Вместе с тем по-прежнему обсуждаются критически значимые зависимости результатов литофациального анализа от компетенций и авторского видения седиментолога. Более того, в настоящее время в России не существует общепринятой утвержденной классификации фаций и фациальных обстановок. В результате масштабной фундаментальной работы по созданию классификационной схемы терригенных седиментологических объектов, проделанной О.С. Черновой [1], воедино собраны фации в русской и английской терминологии, однако обязательной к исполнению эта схема не является. В нефтегазодобывающих и поисковых компаниях приняты свои классификации, которые хоть и совпадают в целом, но могут отличаться отдельными понятиями и даже целыми ассоциациями. Так, намывные отложения русел в разных классификациях могут называться пойнт-баром (Point-Bar), аккреционным комплексом, меандровой отмелью, косой, прирусловой отмелью, береговым валом, гравийно-песчаными осадками русла равнинных рек, пристержневыми осадками, прирусловой отмелью.

В результате даже узкие специалисты-седиментологи, начиная обсуждение обстановки осадконакопления, в первую очередь вынуждены договариваться между собой о терминологии.

Формат работы в многопрофильных группах неизбежно требует общего понимания терминологии всеми специалистами, в том числе и фациальных обстановок. Поэтому открытость, наглядность и доступность описания условий осадконакопления на конкретном месторождении обязательны для всеобщего понимания строения залежи.

Используемый в данной статье базовый термин «фация» в литературе имеет несколько определений. Важно подчеркнуть, что принципиальным моментом является отражение и литологии, и обстановки осадконакопления. Примером корректного определения для целей геологического моделирования в нефтегазовой отрасли может служить следующее: «Фация — конечное геологическое тело с трехмерными характеристиками, образованное в определенных геологических процессах с присущими геоморфологическими особенностями» [2]. Унификация и наглядность фациальных обстановок способствуют междисциплинарному взаимопониманию и открытой дискуссии, поскольку отпадает необходимость в верификации терминологии.

Наглядные иллюстрации и схемы воспринимаются лучше, чем стандартное описание керна. Поэтому возникла потребность в четком графическом отображении фациальной приуроченности отложений.

Обзор существующих представлений

Фаии традиционно выделяются специалистами-седиментологами по данным макроисследований керна [3–6]. Основные диагностические признаки фации: структура, текстура породы, органические остатки, следы ихнофоссилий [7], минеральные включения, контакты, переход, а также прочие признаки — реакция с HCl, цемент, цвет и т. д. [8]. По данным изучения керна определяются процессы осадконакопления, включая направление, силу и стабильность энергии переноса осадков, а также наличие водного агента [9, 10]. В результате интерпретации этих процессов определяется обстановка осадконакопления [11]. Выделенные фации в свою очередь образуют фациальные ассоциации и служат источником для формирования концептуальной модели осадконакопления для всего месторождения.

Одним из первопроходцев в отечественной геологии в вопросах классификации текстур осадочных пород была Л.Н. Ботвинкина [12]. Созданная ей таблица сопоставления типов слоистостей и фаций остается актуальной и является надежным подспорьем для определения условий осадконакопления.

Работа Л.Н. Ботвинкиной была продолжена учеником и выдающимся геологом — В.П. Алексеевым [13], который дополнил диагностическую таблицу выделения фаций такими категориями, как структура, сортированность и наличие растительных остатков. В результате была получена таблица, по которой можно оконтурить наиболее вероятные обстановки осадконакопления с учетом исходного набора описания кернового материала.

К неоспоримому преимуществу этой классификации относится возможность ее применения в широком диапазоне обстановок — от континентальных до глубоководных. Для общего понимания условий осадконакопления конкретного месторождения таблица Алексеева [13] по-прежнему остается актуальной.

Если керновых данных недостаточно для исследований, в анализ добавляется форма кривых литологических методов геофизических исследований скважин для континентальных, прибрежных и морских отложений. Многообразные модели в свое время независимо были предложены разными авторами: Т.И. Гуровой¹, Л.С. Черновой [14], М.Р. Лидером [15], Р.Е. Кингом [16], Ч.Э.Б. Конибиром [5], А.Д. Бушем [17], Г.Д. Хобсоном [18], Р.Ч. Селли [6], Ф. Дауди [19]. Наибольшее распространение в отечественном геологическом сообществе получила знаменитая классификация электрометрических моделей В.С. Муромцева [20]. Ее основная суть заключается в возможности определения генезиса осадков и реконструкции палеогидродинамических обстановок по электро-

¹Гурова Т.И. Литология мезозойских и палеогеновых отложений Западно-Сибирской низменности : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. — М., 1963. — 27 с.

метрическим разрезам скважин без использования ядерного материала.

Несмотря на неоспоримые преимущества, все описанные выше способы определения фаций имеют ряд ограничений, что делает затруднительным прямое использование схемы широким кругом специалистов смежных специальностей в прикладной работе.

Схема определения фациальной приуроченности В.П. Алексеева [13] не содержит названия фаций, а оперирует комплексными определениями, включающими в себя литологию и обстановку осадконакопления. Например, «алеврито-песчаные осадки прирусловой части поймы и ее паводковых вод» вместо «прирусловой бар» и «пески разлива». Предлагаемые широкие определения не позволяют однозначно оконтурить конкретный геоморфологический объект.

Более того, разные фации обладают схожим набором диагностических признаков, что закономерно и учитывается седиментологами. Такими примерами в терминологии Алексеева являются фации БУГ и БУТ (алевролитоглинистых осадков открытой части бассейна и песчано-алевролитовых осадков открытой части бассейна), БДЦ и БДП (гравийно-песчаных осадков центральных частей конусов выноса рек и гравийно-песчаных осадков оснований конусов выноса рек), АРР и АРГ (гравийно-песчаных осадков русла крупных равнинных рек и песчано-гравийных и галечниковых осадков русла горных рек).

Электрометрические модели, предложенные Муромцевым [20], при всей их универсальности, доказанной в ходе многократных апробаций, также следует использовать с осторожностью и пониманием физики образов кривых, отражающих литологическую изменчивость в разрезе. Так, в скважинах не всегда получается качественная запись метода самопроизвольной поляризации ПС. Метод изучения естественной радиоактивности ГК чувствителен к присутствию в разрезе радиоактивных элементов, углей и карбонатизированных пропластков, в результате чего происходит искажение записи.

Еще одним ограничением вышеуказанных методик, создающим препятствия на пути точной фациальной диагностики, является отсутствие сравнительного описания схожих фаций. Например, в одной главе описывается фация поймы и ее характерные признаки, а в другой — фация соленых маршей. При этом не приводятся принципиальные отличия между поймой и маршами в той зоне, где одна фация постепенно переходит в другую, согласно закону Головкинского-Вальтера (1894). В трудах по практической седиментологии [21] фациальные характеристики фаций описываются в пределах обособленных обстановок осадконакопления без уточнения сравнительных изменений, которые происходят в осадках при колебаниях относительного уровня моря. Этот вопрос становится актуаль-

ным при изучении месторождения, осадки которого сформированы в широком спектре смежных фаций.

Объект исследования

К объекту исследования относятся терригенные породы сеномана (пласты ПК₁₋₇) на крупном нефтегазовом месторождении Пур-Тазовской нефтегазоносной области Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Верхнемеловые покурские отложения являются также основным объектом добычи газа в России, поэтому проведение детальных литолого-фациальных исследований и прогноз распространения коллекторов становятся необходимым условием для успешной реализации проектов разработки месторождений.

В условиях газонасыщенности верхних пластов покурских отложений и связанной с ней слабой информативностью методов сейсморазведки, на первый план выходит прогноз пространственного распространения фациальных (коллекторских) зон с использованием концептуального видения осадконакопления, полученного на основе данных седиментологического анализа [22, 23].

Керн является основным прямым источником и носителем информации о свойствах горных пород, поэтому для определения условий осадконакопления был использован весь имеющийся на площади исследований ядерный материал, в том числе полноразмерные образцы по 11 скважинам общей длиной 1502 м. Линейный вынос керна составил 92 %, что позволяет в достаточной степени детально и полно провести седиментологический анализ.

В предыдущих работах аналогичного характера, выполненных рядом авторов в разные годы, фации различаются названиями. Создание унифицированной схемы позволяет исключить расхождение в терминологии.

Таким образом, предпосылками для создания единой наглядной схемы дифференциальной фациальной диагностики, понятной широкому кругу специалистов и исключающей неоднозначные трактовки в терминологии при определении конкретной фации, послужили рассогласованность в терминологии, отсутствие сравнительных характеристик фаций, а также нехватка повсеместно используемых надежных методов геофизических исследований скважин для определения осадконакопления.

В результате проведенного литолого-фациального анализа с учетом данных региональных исследований [24] и всей имеющейся информации по керну и скважинам, условия осадконакопления пластов ПК₁₋₇ были определены как широкий фациальный ряд континентальных, переходных приливо-отливных и прибрежно-морских обстановок (рис. 1). Вверх по разрезу прослеживается отчетливый трансгрессивный тренд, знаменующий собой

региональное затопление территории. Вместе с тем наблюдались борреальные ингрессии (эпизодические затопления), повлекшие за собой изменение фациальных обстановок. В результате на конечном формирование фаций повлияли два основных процесса — изменение уровня моря и латеральная миграция каналов. В сумме они способствовали появлению сложной мозаики из взаимопереходов, размывтия и невыдержанности литологических разностей терригенных горных пород.

Первая попытка сведения фаций в таблицу

При седиментологическом описании керна слой — это горная порода толщиной от 0,2–0,4 м с общими текстурно-структурными особенностями, отличающимися от вмещающих пород, и ограниченная границами.

Необходимость унификации критериев выделения конкретных фаций в каждом из описываемых слоев керна предопределила создание сводной таблицы диагностических признаков. Основной предпосылкой послужило желание получить статистический набор критериев для определения фаций по наиболее представительным скважинам с целью последующего использования при прогнозе фациальной приуроченности с применением алгоритмов машинного обучения. Для этого на начальном этапе сбора информации каждому описываемому слою (всего выделено 1082 слоя по 5 скважинам) был присвоен набор дискретных значений — 0 или 1 по каждой характеристике (размер зерен, тип слоистости, органические включения и т. д.). При этом фация определялась «классическим» методом путем анализа процессов накопления, направления потока, присутствия водного агента, стабильности среды и т. д. После завершения седиментологического выделения фаций, таблица была составлена таким образом, чтобы напротив каждой выделенной фации цветом был обозначен набор характерных и второстепенных признаков, а также указаны гидродинамические условия образования осадка (рис. 2).

Прообразом данной таблицы послужила сводная таблица Алексеева [13], адаптированная под обстановку осадконакопления исследуемого месторождения по данным изучения керна, отобранного в пяти скважинах из пластов ПК_{1–7}. Предполагалось, что эта таблица будет использована при определении фациальной приуроченности отложений по оставшимся шести скважинам с отбором керна и таким образом будет достигнуто единство критериев и характеристик выделения фаций по всему разрезу месторождения, что позволит исключить субъективность и неоднозначность интерпретации обстановок осадконакопления. Однако машинное обучение по обозначенным критериям не продемонстрировало высокой точности прогноза выделения фаций.

Применение полученной таблицы при определении фаций в оставшихся шести скважинах не

дало ожидаемого удобства и наглядности. Мелкие разноцветные ячейки и их сложные комбинации оказались непригодными для решения практических задач.

Схема дифференциальной диагностики

Поиск пути систематизации накопленных сведений и их наглядного отображения для широкого круга специалистов способствовал созданию схемы дифференциальной диагностики (рис. 3).

Каждая фация на схеме имеет набор характеристик, определенных по керну и взятых из отечественной и зарубежной литературы [4, 7, 8, 21]. Терминология фаций использована в соответствии с нормативными документами ПАО НК «Роснефть», продублирована также на английском языке и является точной и оптимальной для обозначения приуроченности отложений к конкретной обстановке осадконакопления.

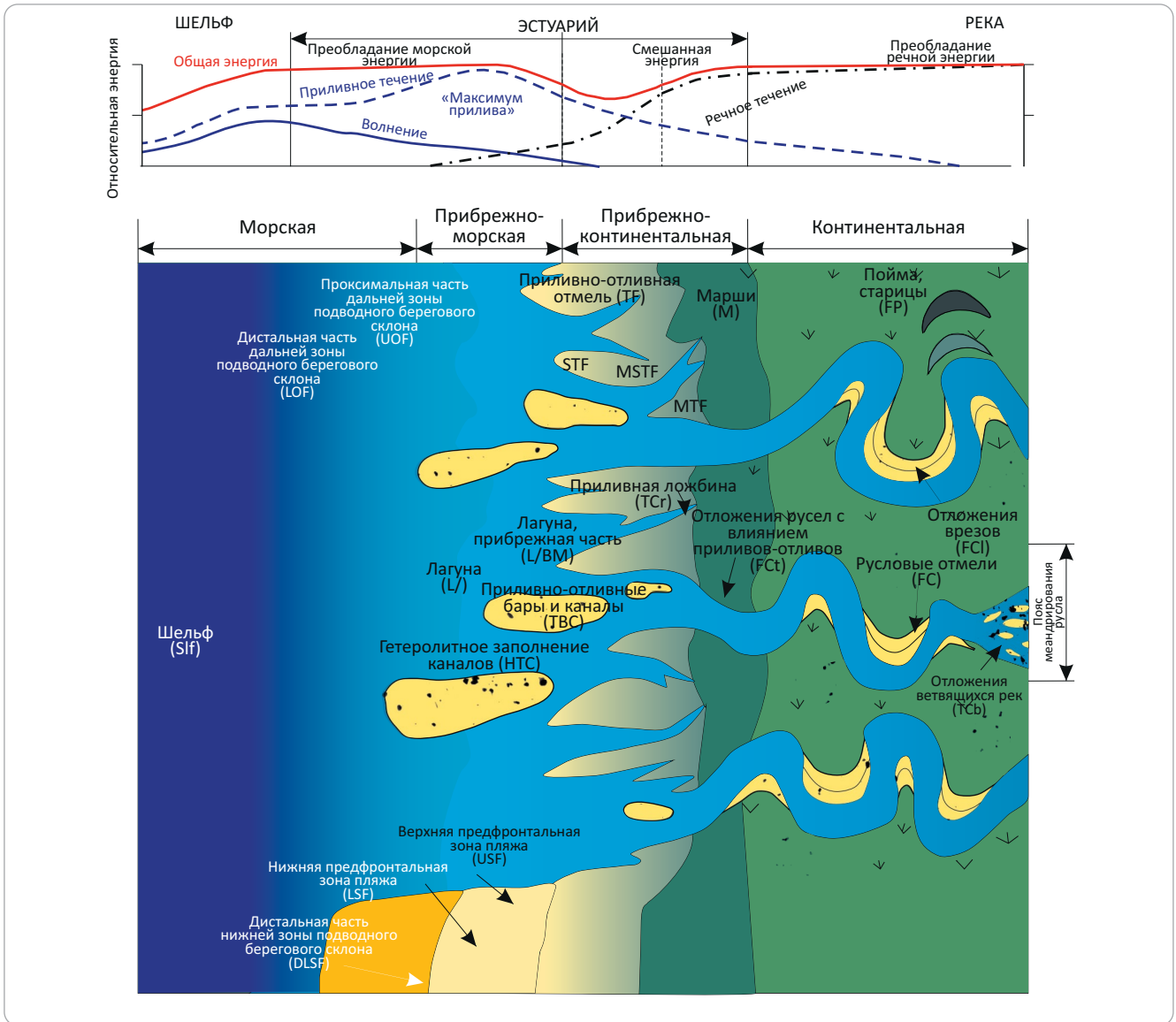
Таким образом, после единовременной обработки имеющейся информации и получения набора диагностических характеристик по каждой фации по данным керна была составлена схема, при помощи которой можно быстро и удобно определить условия образования отложений приливно-отливной равнины.

Горизонтальная ось схемы отражает один из главных факторов описания терригенных отложений — размер зерен. В данном случае речь идет о размерности фракций от алевролитовой до гравелитовой. Определение размера зерен позволяет установить интенсивность энергии осадконакопления. Так, для накопления гравелитовых отложений была необходима мощная энергия, в то время как формирование затапливаемых маршей происходило в условиях минимальной гидродинамики. Отложения, представленные переслаиванием песчаников и алевролитов, были сформированы в условиях неравномерного поступления осадков песчаной и глинистой фракции под влиянием приливно-отливной или волновой энергии.

Вертикальная ось схемы связана с условной глубиной осадконакопления, соответствующей фациальным зонам — от возвышенных континентальных аллювиальных равнин до прибрежно-морского мелководья.

Таким образом, фации, находящиеся на одной горизонтальной линии, соответствуют парагенетическим ассоциациям осадконакопления. Фации одного вертикального ряда на схеме отражают изменчивость обстановки осадконакопления при приближении/удалении от береговой линии. Так, можно наблюдать фациальный переход русла FC в русло с влиянием приливов-отливов FCt и далее в приливно-отливные бары и каналы ТВС. Этот фациальный взаимопереход можно также наглядно проследить на созданной концептуальной схеме осадконакопления. (см. рис. 1).

Рис. 1. Концептуальная схема осадконакопления пластов ПК₁₋₇ исследуемого месторождения (Nichols, 2009; Walker, James, 1992; Posamentier, 2007 с изменениями)
Fig. 1. Conceptual scheme of PK₁₋₇ layers sedimentation in the studied field (modified from Nichols, 2009; Walker, James, 1992; Posamentier, 2007)



Несмотря на высокие фильтрационно-емкостные свойства всех фаций коллектора на исследуемом месторождении ($K_n = 32-43 \%$, $K_{пр} = (300-2800) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$), определение фациальной приуроченности отложений имеет большое значение и влечет за собой прогноз геоморфологии геологических тел в процессе моделирования. Так, фации отложений русел FC вследствие надстраивания достигают толщины 30 м при ширине пояса меандрирования 1000 м [25]. При этом высока вероятность гидродинамической изолированности отдельных линзовидных тел. Ближе к морю эрозионная способность русла снижается, мощность отложений FCt сокращается до 10–20 м, при этом улучшается связь отдельных тел между собой, что характерно для приливно-отливных отмелей. Пляжевые отложения фаций DLSF и LSF представляют собой геологические объекты выдержанного площадного

распространения, встречаемые на всей территории исследования. Прогноз объемов фаций, сложенных коллекторами, и их связи между собой, полученный по результатам седиментологического анализа, имеет существенное значение для разработки месторождений. Например, зона распространения русел характеризуется шнурковой формой коллекторов и высоким риском попадания в пойменную заглинизированную зону. Вместе с тем отложения пляжей представлены коллектором равной толщины, поэтому риск непопадания в него практически отсутствует. Поэтому седиментологический анализ с учетом фильтрационно-емкостных свойств и обстановок осадконакопления способствует прогнозу морфологии коллекторов в объемной модели.

При расположении фаций на схеме учитывалось присутствие угля или обугленной древесины в отложениях. Закономерно, что наибольшее коли-

Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

1 — основной и определяющий признаки для данной фации, **2** — вспомогательный признак, часто встречающийся, но не доминирующий при определении фации.

Площадь развития фациальной обстановки: - — ограниченная для конкретной фациальной обстановки, --- — значительная (обширная) для конкретной фациальной обстановки.

Нефтенасыщенность: 1 — отсутствует, 2 — прослоями, 3 — сплошная.

Биотурбация: 0 — отсутствует (BI = 0–1), 1 — слабая (BI = 2–3), 2 — интенсивная (BI = 4–6).

Глинистые интракласты: 1 — слабоокатанные (острые края), 2 — средней окатанности, 3 — хорошо окатанные (овальные).

Гидродинамика: 1 — низкая, 2 — умеренная, 3 — высокая.

Стабильность энергии среды: 1 — устойчивая, 2 — неустойчивая.

Соленость: 0 — отсутствует, 1 — смешанная, ближе к пресной, 2 — смешанная, ближе к морской, 3 — морская

1 — the main and determining features of given facies, — auxiliary feature that is often observed but not dominating in determining the facies.

Area of facies environment occurrence: - — limited for certain facies environment, --- — considerable (extensive) for certain facies environment.

Oil saturation: 1 — absent, 2 — interbedded, 3 — continuous.

Bioturbation: 0 — absent (BI = 0–1), 1 — weak (BI = 2–3), 2 — intense (BI = 4–6).

Argillaceous intraclasts: 1 — poorly rounded (sharp edges), 2 — medium rounding, 3 — well rounded (egg-shaped).

Hydrodynamics: 1 — low, 2 — moderate, 3 — high.

Environment energy stability: 1 — stable, 2 — unstable.

Salinity: 0 — no salinity, 1 — mixed, closer to soft, 2 — mixed, closer to , 3 — marine

чество крупных обугленных растительных остатков сосредоточено в пойменной зоне и сокращается по мере приближения к морю.

Еще к одному показательному признаку относится наличие в породе сдвоенных углисто-глинистых слойков, являющихся свидетельством приливо-отливной зоны [11].

Примечательной характеристикой горной породы при определении соответствующих ей условий осадконакопления служит присутствие следов жизнедеятельности ихнофаций [7]. Само по себе наличие тех или иных следов не является принципиальным и ключевым фактором при фациальной диагностике, однако комплекс ихнофоссилий, их сменяемость и степень биотурбации служат надежным подспорьем при определении степени мористости отложений. Так, породы прибрежной части лагуны, содержащие следы сублиторальной ихнофоссилии *Cruziana*, послужили убедительным доказательством локального затопления и появления прибрежно-морских отложений среди более континентальных. На схеме голубым фоном обозначены глубины и зоны распространения ихнофоссилий. Интерпретация и использование этих зон в качестве доказательной базы возможны при уверенной диагностике остальных признаков породы.

Практическое применение схемы дифференциальной диагностики

На схеме каждая фация представлена квадратом, в центре которого находится фотография зерна в дневном и ультрафиолетовом свете, внизу — сокращенное название фации в соответствии с принятой классификацией.

Каждый маленький квадрат содержит в себе информацию о ключевых характеристиках, присутствующих конкретной фации. Рассмотрим их по очереди начиная с нижнего левого угла и двигаясь по часовой стрелке (рис. 4).

Область 1 отражает наличие глауконита как индикатора морской обстановки.

Область 2 включает углефицированные остатки корней растений — ризокреции — как индикатор континентальной или прибрежно-континентальной обстановки.

Область 3 указывает на наличие глинистых интракластов и степень их окатанности как свидетельство лаггового (врезового) слоя континентального русла (угловатые края интракластов) или канала с влиянием приливов-отливов (окатанные края интракластов).

Область 4 характеризует преимущественную размерность зерен или комбинацию размеров фракций при переслаивании породы, отражающую на энергию и стабильность осадконакопления.

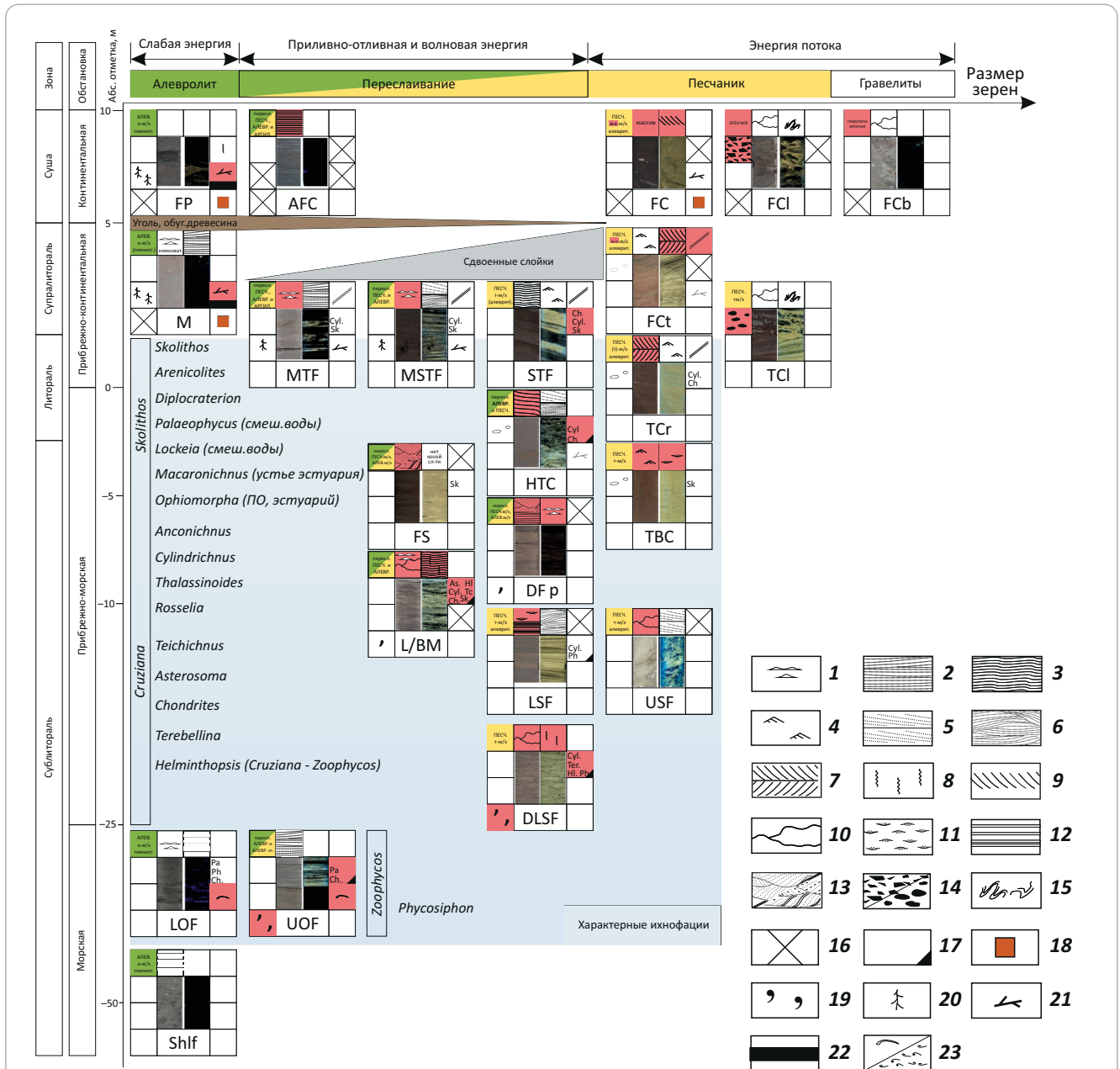
Области 5–6 демонстрируют преобладающую и второстепенную слоистости, характеризующие энергию и интенсивность осадконакопления.

Область 7 указывает на наличие сдвоенных слойков, являющихся индикатором приливо-отливной зоны.

Область 8 содержит сокращенные названия характерных ихнофоссилий, способствующих определению солености и глубины осадконакопления.

Область 9 включает данные об органических включениях (уголь, обугленная древесина) как об индикаторе континентальной или прибрежно-кон-

Рис. 3. Схема дифференциальной диагностики фаций приливо-отливной равнины и смежных обстановок
 Fig. 3. The scheme of differential diagnostics of tidal plain facies and adjacent environments



Текстуры пород (1–16): 1 — линзовидная слоистость (линзы волновой/течениевой ряби), 2 — субгоризонтальная слоистость, 3 — тонкая полого-волнистая слоистость, 4 — мелкая косая слоистость волновой ряби, 5 — пологонаклонная крупная косая слоистость, 6 — бугорчатая косая слоистость, 7 — косая разнонаправленная слоистость, 8 — биотурбированная порода, 9 — косая слоистость, 10 — неправильная, неясно-слоистая слоистость, 11 — флазерная слоистость, 12 — ритмичная горизонтальная слоистость, 13 — троговая косая слоистость, 14 — интракласты аргиллита (неокатанные и окатанные), 15 — конволютная, 16 — отсутствие признака; **фаунистические и растительные остатки (17–23):** 17 — глауконит, 18 — янтарь, 19 — прослой угля, 20 — ризокреции; 21 — обломки углефицированной древесины, 22 — крупные фрагменты раковин/раковинный детрит, 23 — обильная биотурбация

Ихнофоссилии: Sk — Skolithos, Arenicolites, Diplocraterion, Pa — Palaeophycus, Cyl — Cylindrichnus, Tc — Teichichnus, As — Asterosoma, Ch — Chondrites, Ter — Terebellina, HI — Helminthopsis, Ph — Phycosiphon.

Фации: FP — отложения поймы, AFC — отложения отмирания канала, FCb — отложения сплетающихся русел, FC — отложения русел/пойнт бары, FCI — лагговые отложения флювиальных каналов, M — марши, MTF — глинистая приливо-отливная отмель, MSTF — смешанная песчано-глинистая приливо-отливная отмель, STF — песчаная приливо-отливная отмель, FCI — лагговые отложения приливо-отливного канала, TBC — приливо-отливные бары и каналы внешней зоны эстуария, TCr — приливо-отливная ложбина, DFp — проксимальная часть фронта дельты, L — лагуна, FS — нижний пляж, USF — верхняя зона подводного берегового склона/верхняя предфронтальная зона пляжа, LSF — нижняя зона подводного берегового склона/нижняя предфронтальная зона пляжа, DLSF — дистальная часть нижней зоны подводного берегового склона, UOF — проксимальная часть дальней зоны подводного берегового склона, LOF — дистальная часть дальней зоны подводного берегового склона, Shlf — отложения шельфа

Legend for Fig. 3

Structural features of rocks (1–16): 1 — lenticular bedding (wave ripples/current ripple lenses), 2 — subhorizontal bedding, 3 — thin low angle wavy bedding, 4 — crenulation cross bedding of wave ripples, 5 — gently-sloping thick cross bedding, 6 — tubercular cross-bedding, 7 — multidirectional cross bedding, 8 — bioturbated rock, 9 — cross bedding, 10 — irregular bedding, 11 — flaser bedding, 12 — rhythmic lamination, 13 — trough cross bedding, 14 — mudstone intraclasts (rounded and unrounded), 15 — convolute bedding, 16 — absence of a feature; **fauna and plant remains (17–23):** 17 — glauconite, 18 — amber, 19 — coal seams, 20 — rhizocretions, 21 — coalified wood fragments, 22 — large shell fragments/shell detritus, 23 — abundant bioturbation

Ichnofossils: Sk — *Skolithos*, *Arenicolites*, *Diplocraterion*, Pa — *Palaeophycus*, Cyl — *Cylindrichnus*, Tc — *Teichichnus*, As — *Asterosoma*, Ch — *Chondrites*, Ter — *Terebellina*, Hl — *Helminthopsis*, Ph — *Phycosiphon*

Facies: FP — Floodplain, AFC — Abandoned Fluvial Channel, FCb — Braided Channels, FC — Fluvial Channels / Point Bars, FCI — Fluvial Channel Lagg Deposit, M — Marshes, MTF — Mud Tidal Flat, MSTF — Mixed Sandy-Argillaceous Tidal Flat, STF — Sandy Tidal Flat, FCt — Tidally — Influenced Fluvial Channel, HTC — Heterolithic Tidal Channel, TCI — Tidal Channel Lagg Deposits, TBC — Tidal Bar-Channel Complex of Outer Estuary, TCR — Tidal Creeks, DFp — Proximal Delta Front, L — Lagoon, FS — Foreshore, USF — Upper Shoreface, LSF — Lower Shoreface, DLSF — Distal Lower Shoreface, UOF — Upper Offshore, LOF — Lower Offshore, Shlf — Shelf

тинентальной обстановки.

Область 10 указывает на содержание крупных (первые миллиметры) фрагментов янтаря, свидетельствующее о континентальной или прибрежно-континентальной обстановке.

Область, закрашенная красным цветом, демонстрирует ключевой, обязательный для фации диагностический признак.

Зачеркнутая зона означает отсутствие элемента для данной фации.

Пустая зона указывает на незначительность признака для диагностики фации.

В качестве примера использования схемы дифференциальной диагностики рассмотрим поэтапно слой осадочных пород, описанный как «неравномерное пологоволнистое, линзовидное переслаивание (2:1) алевритов мелкозернистых глинистых темно-серых с пологоволнистой слоистостью, нарушенной слабой и умеренной биотурбацией (*Skolithos*, *Chondrites*, *Cylindrichnus*), и песчаников мелкозернистых алевритистых, подчеркнутой углисто-растительным детритом. По всему слою встречаются тонкие «нитевидные» включения, наблюдается крупный углисто-растительный детрит, редко обломки углефицированной древесины».

1. Размер фракций, а в данном случае переслаивание песчаников и алевритов означает, что искомая фация располагается в вертикальной зоне под размерностью «переслаивание».

2. Нитевидные включения и визуальный осмотр керн выявили наличие сдвоенных глинистых слоев. Следовательно, искомая фация — одна из трех (заглинизированная MTF, смешанная MSTF или песчаная STF приливно-отливная отмель).

3. Присутствие углефицированной древесины сужает область поиска до заглинизированной MTF и смешанной MSTF приливно-отливной отмели.

4. Определяющий фактор в данном случае — отношение песчаников и алевритов 2:1, т. е. заглинизированная приливно-отливная отмель MTF исключается.

5. Остается фация смешанной приливно-отливной отмели MSTF, что подтверждается визуальным осмотром.

6. Пологоволнистая и линзовидная слоистость, икнофоссилии *Skolithos* и *Cylindrichnus* в данном случае являются второстепенными признаками, подтверждающими верное определение фации.

Таким образом, шаг за шагом сужая область предполагаемой фации, с помощью схемы дифференциальной диагностики можно определить фациальную принадлежность породы по макроописанию и изображению (фотографиям) керн.

Ключевым отличием предлагаемой схемы служит наглядное отображение парагенетических ассоциаций — к примеру, можно проследить, что континентальная фация русел FC накапливается одновременно с поймой FP. При этом повышение относительного уровня моря способствует переходу русловых отложений FC в отложения каналов с влиянием приливов-отливов FCt, а пойма FP переходит в марши M. В результате можно проследить и спрогнозировать как латеральную изменчивость фаций, так и преобразование фациального ряда по мере продвижения к морю.

На практике это полезно с точки зрения дифференциальной диагностики фаций, т. е. определения принадлежности осадка к фации в случае, когда стоит выбор из двух и более обстановок. Каждая фация, обозначенная квадратом, отличается от смежных по литологическому составу (горизонтальная ось) и удалению от моря (вертикальная ось), что позволяет выполнять многофакторную интерпретацию обстановок осадконакопления. Описанный в подобном ключе разрез месторождения представляет собой уже трехмерную картину распространения обстановок осадконакопления.

Заключение

Создание концептуальной модели осадконакопления является фундаментом для обоснования принципов корреляции геологических границ, прогноза распространения фациальных зон по площади, построения наиболее адекватной 3D геологической модели и, в конечном счете, понимания гидродинамических процессов разработки залежи.

Необходимость унификации критериев выделения фаций в пределах сеноманских отложений исследуемого месторождения обусловила создание

Рис. 4. Составные диагностические признаки фаций
Fig. 4. Composite diagnostic features of facies

Размер зерен/ переслаивание 4	Слоистость основная 5	Слоистость дополни- тельная 6	Сдвоенные слойки 7
Интракласты/ окатанность 3	Фото керна		Ихнофации 8
Ризокреции 2			Органика 9
Глауконит 1	Название		Янтарь 10

наглядной схемы дифференциальной диагностики фаций приливно-отливной равнины и смежных обстановок по данным седиментологического анализа полноразмерного керна. Взаимное расположение фаций соответствует парагенетическим ассоциациям и позволяет проследить и спрогнозировать фациальную изменчивость при колебаниях уровня моря и миграции каналов.

Соединяя в себе накопленные и систематизированные данные, схема дифференциальной диагностики, благодаря своей наглядности, может применяться широким кругом специалистов-седиментологов, геологов, разработчиков и 3D-модельеров для корректного понимания такого значимого объекта, как фация.

При выполнении литолого-фациального анализа схема дифференциальной диагностики способствует упорядоченному представлению о фациальных переходах, связывая воедино данные о колебаниях уровня моря и латеральной миграции русел и каналов.

Предлагаемый принцип с сохранением предложенной структуры диагностических признаков может применяться с целью создания дифференциальных схем определения фаций для любых обстановок практически на любых месторождениях. В данной статье схема рассмотрена на примере отложений приливно-отливной равнины, с которыми работала автор статьи.

Литература

1. Чернова О.С., Захарова А.А. К вопросу о классификации обстановок осадконакопления, фаций, генетических типов пород и осадочных текстур с позиции кластерного анализа // Геологическое строение и нефтегазоносность отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) : сб. науч. тр. – Новосибирск : 2006. – С. 175–178.
2. Чернова О.С. Классификационная схема обстановок осадконакопления, литогенетических типов и фаций терригенных нефтегазоносных толщ. – Томск : Томский политехнический университет, 2009. – С. 65–73.
3. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков) – М. : Недра, 1981. – 439 с.
4. Nichols G. Sedimentology and stratigraphy: 2nd ed. – UK : Wiley-Blackwell Publishing, 2009. – 432 с.
5. Конибир Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. – М. : Недра, 1979. – 256 с.
6. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. – М. : Недра, 1989. – 294 с.
7. Pemberton S.G., Spila M., Pulham A.J. et al. Ichnology and Sedimentology of Shallow Marine to Marginal Marine Systems: Ben Nevis & Avalon Reservoirs, Jeanne d'Arc Basin // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 2003. – Т. 51. – № 2. – С. 206–208. DOI: 10.2113/51.2.206.
8. Ботвинкина Л.Н., Алексеев В.П. Цикличность осадочных толщ и методика ее изучения. – Свердловск : Изд-во Урал. ун-та, 1991. – 336 с.
9. Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature // Newsletters on Stratigraphy. – 2011. – Т. 44. – С. 173–245.
10. Conybeare C.E.B. Geomorphology of oil and gas fields in sandstone bodies. – Amsterdam, Oxford, New-York : Elsevier, 1976. – С. 353.

11. Рединг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А. и др. Обстановки осадконакопления и фации : в 2 т. – М. : Мир, 1990. – Т. 1. – 352 с.; Т. 2. – 384 с.
12. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости. – М. : Наука, 1965. – 260 с.
13. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». Екатеринбург : Изд-во УГГГА, 2003. – 147 с.
14. Чернова Л.С. Генетические модели некоторых типов фаций прибрежно-морских и континентальных отложений // Литология и коллекторские свойства палеозойских и мезозойских отложений Сибири: тр. СНИИГГиМС. Вып. 232. – Новосибирск, 1976. – С. 93–97.
15. Лидер М.Р. Седиментология. Процессы и продукты. – М. : Мир, 1986. – 439 с.
16. Кинг Р.Е., Лаврушко И.П., Такаев Ю.Г., Максимов С.Н. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. – М. : Недра, 1975. – 472 с.
17. Busch D.A. Stratigraphic traps in sandstones — exploration techniques // AAPG Memoir. – Т. 21. – Талса, 1974. – С. 174. DOI: 10.1306/M21378.
18. Осмастон М.Ф., Тиссо Б., Кинжи Магара и др. Достижения в нефтяной геологии. – М. : Недра, 1980. – 328 с.
19. Daudi F. Classifications, sedimentary features and facies associations of tidal flats // Journal of Palaeography. – 2013. – Т. 2. – № 1. – С. 66–80. DOI: 10.3724/SP.J.1261.2013.00018.
20. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. – Л. : Недра, 1984. – 260 с.
21. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном. – Тверь : ООО Изд-во ГЕРС, 2011. – 152 с.
22. Жемчугова В.А., Бербенов М.О. Седиментационная модель отложений покурской свиты как основа прогноза фильтрационно-емкостных свойств (верхний мел Западной Сибири) // Литология и полезные ископаемые. – 2018. – № 2. – С. 142–151. DOI: 10.7868/S0024497X18020039.
23. Лебедев М.В., Шакирова А.Н., Великих А.В., Лапина Л.В., Лебедев С.А., Яневиц Р.Б., Политова А.И., Снохин А.А. Секвенс-стратиграфия субконтинентальных резервуаров верхней части танопчинской свиты Минховского месторождения (север Западной Сибири) // Геология и геофизика. – 2024. – Т. 65. – № 4. – С. 552–567. DOI: 10.15372/GiG2023179.
24. 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.
25. Gibling M.R. Width and thickness of fluvial channel bodies and valley fills in the geological record: a literature compilation and classification // Journal of Sedimentary Research. – 2006. – Т. 76. – № 5. – С. 731–770. DOI: 10.2110/jsr.2006.060.

References

1. Chernova O.S., Zakharova A.A. K voprosu o klassifikatsii obstanovok osadkonakopleniya, fatsii, geneticheskikh tipov porod i osadochnykh tekstur s pozitsii klasternogo analiza [On the question of classification of sedimentary environments, facies, genetic types of rocks and sedimentary textures from the standpoint of cluster analysis]. In: Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' otlozhenii yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoi plity (Tomskaya oblast'). Novosibirsk: 2006. pp. 175–178. In Russ.
2. Chernova O.S. Klassifikatsionnaya skhema obstanovok osadkonakopleniya, litogeneticheskikh tipov i fatsii terrigenykh neftegazonosnykh tolshch [Classification scheme of sedimentation environments, lithogenetic types and facies of terrigenous oil and gas bearing strata]. Tomsk: Tomskii politekhnicheskii universitet, 2009. pp. 65–73. In Russ.
3. Reineck H.E., Singh I.B. Depositional sedimentary environments. With reference to Terrigenous clastics. Moscow: Nedra, 1981. 439 p. In Russ.
4. Nichols G. Sedimentology and stratigraphy: 2nd ed. UK: Wiley-Blackwell Publishing; 2009. 432 p.
5. Konibir Ch.E.B. Paleogeomorfologiya neftegazonosnykh peschanykh tel [Paleomorphology of oil and gas bearing sand bodies]. Moscow: Nedra; 1979. 256 p. In Russ.
6. Selli R.Ch. Ancient depositional environments. Moscow: Nedra; 1989. 294 p. In Russ.
7. Pemberton S.G., Spila M., Pulham A.J. et al. Ichnology and Sedimentology of Shallow Marine to Marginal Marine Systems: Ben Nevis & Avalon Reservoirs, Jeanne d'Arc Basin. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*. 2003;51(2):206–208. DOI: 10.2113/51.2.206.
8. Botvinkina L.N., Alekseev V.P. Tsiklichnost' osadochnykh tolshch i metodika ee izucheniya [Cyclicality of sedimentary strata and methods of its study]. Sverdlovsk: Izdatel'stvo Ural. Un-ta, 1991. 336 p. In Russ.
9. Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*. 2011;(44):173–245.
10. Conybeare C.E.B. Geomorphology of oil and gas fields in sandstone bodies. Amsterdam, Oxford, New-York : Elsevier, 1976. 353 p.
11. Reading H.G. et al. Sedimentary environments and facies. Elsevier; 1978. 557 p.
12. Botvinkina L.N. Metodicheskoe rukovodstvo po izucheniyu sloistosti [Methodological guide for studying layering]. Moscow: Nauka, 1965. 260 p. In Russ.
13. Alekseev V.P. Litologo-fatsial'nyi analiz: Uchebno-metodicheskoe posobie k prakticheskim zanyatiyam i samostoyatel'noi rabote po distsipline «Litologiya» [Lithological-facies analysis: A teaching aid for practical classes and independent work in the discipline "Lithology"]. Ekaterinburg: Izd-vo UGGGA, 2003. 147 p. In Russ.

14. Chernova L.S. Geneticheskie modeli nekotorykh tipov fatsii pribrezhno-morskikh i kontinental'nykh otlozhenii [Genetic models of some types of facies of coastal-marine and continental deposits]. In: *Litologiya i kollektorskie svoystva paleozoiskikh i mezozoiskikh otlozhenii Sibiri*: tr. SNIIGGiMS. V. 232. Novosibirsk, 1976. pp. 93–97. In Russ.
15. Lider M.R. Sedimentologiya. Protsessy i produkty [Sedimentology. Processes and products]. Moscow: Mir; 1986. 439 p. In Russ.
16. King R.E., Lavrushko I.P., Takaev Yu.G., Maksimov S.N. Stratigraficheskie i litologicheskie zalezhi nefti i gaza [Stratigraphic and lithological deposits of oil and gas]. Moscow: Nedra, 1975. 472 p. In Russ.
17. Busch D.A. Stratigraphic traps in sandstones — exploration techniques. *AAPG Memoir*. V. 21. Tulsa, 1974. 174 p. DOI: 10.1306/M21378.
18. Osmaston M.F., Tisso B., Kinzhi Magara et al. Dostizheniya v neftyanoi geologii [Advances in Petroleum Geology]. Moscow: Nedra, 1980. 328 p. In Russ.
19. Daudi F. Classifications, sedimentary features and facies associations of tidal flats. *Journal of Palaeography*. 2013;2(1):66–80. DOI: 10.3724/SP.J.1261.2013.00018.
20. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies — oil and gas stratigraphic traps. Leningrad: Nedra; 1984. 260 p. In Russ.
21. Baraboshkin E.Yu. Prakticheskaya sedimentologiya. Terrigennye rezervuary. Posobie po rabote s kernom [Practical sedimentology. Terrigenous reservoirs. Reference guide for core handling]. Tver': Izdatel'stvo "GERS"; 2011. 152 p. In Russ.
22. Zhemchugova V.A., Berbenev M.O. Sedimentation Model of Rocks of the Pokur Formation: Basis for the Prediction of Filtration-Volumetric Characteristics (Upper Cretaceous, West Siberia). *Lithology and Mineral Resources*. 2018;53(2):142–151. DOI: 10.1134/S0024490218020050. In Russ.
23. Lebedev M.V., Shakirova A.N., Velikikh A.V., Lapina L.V., Lebedev S.A., Yanevits R.B., Politova A.I., Snokhin A.A. Sequence Stratigraphy of Subcontinental Reservoirs of the Upper Part of the Tanopcha Formation of the Minkhov Field (North of Western Siberia). *Russian Geology and Geophysics*. 2024;65(4):552–567. DOI: 10.2113/RGG20234668. In Russ.
24. 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. In Russ.
25. Gibling M.R. Width and thickness of fluvial channel bodies and valley fills in the geological record: a literature complication and classification. *Journal of Sedimentary Research*. 2006;76(5):731–770. DOI: 10.2110/jsr.2006.060.

Информация об авторах

Лопатина Екатерина Сергеевна

Главный специалист

ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»,

625002 Тюмень, ул.Осипенко, д. 79/1

e-mail: es_lopatina2@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0009-0000-1449-9066

Information about authors

Ekaterina S. Lopatina

Chief Specialist

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

79/1, ul. Osipenko, Tyumen, 625002, Russia

e-mail: es_lopatina2@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0009-0000-1449-9066



6 ноября исполнилось 75 лет Заслуженному геологу Российской Федерации и Республики Татарстан Накипу Салаховичу Гатиятуллину, доктору геолого-минералогических наук, директору Казанского филиала ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых».

После окончания Казанского государственного университета Накип Салахович работал в системе нефтяной промышленности. Трудовой путь начал геологом, старшим геологом Управления буровых работ «Альметьевбурнефть», затем руководил геологической службой на первой в Татарстане параметрической сверхглубокой скв. Минибаевская-20000. Там сформировалось научное направление, которому Накип Салахович следует всю

жизнь — изучение глубинных докембрийских осадочных и кристаллических комплексов пород с нефтегазопромысловыми целями. В дальнейшем Н.С. Гатиятуллин работал в геологическом отделе спецapparата Производственного объединения «Татнефть» и главным геологом Казанской геологической экспедиции.

Накип Салахович успешно совмещал административную работу с научно-исследовательской деятельностью, много сил и энергии отдавая любимому делу — поискам и разведке залежей углеводородов. По его инициативе в 1993 г. было организовано Татарское геологическое управление ОАО «Татнефть», которым он руководил до 2015 г. Под руководством Н.С. Гатиятуллина группой специалистов открыто 26 новых месторождений нефти, а в 2006 г. по его инициативе было создано новое направление в ТГРУ по составлению проектных технологических документов на разработку нефтяных месторождений и организован научно-производственный центр «Проект». Благодаря данной инициативе и подготовке квалифицированных разработчиков в Казани стало возможным в 2011 г. создать Татарстанскую нефтяную секцию Центральной комиссии по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию, которой Накип Салахович руководит по настоящее время.

И вот, уже почти 10 лет Н.С. Гатиятуллин возглавляет Казанский филиал ФБУ «ГКЗ». Являясь опытным руководителем, он поднял работу филиала на высокий уровень, сделав его одним из лучших в структуре ФБУ «ГКЗ».

Гатиятуллин Н.С. — специалист современного уровня, профессионал, постоянно ищущий все новое, обладающий высокой эрудицией, глубокими практическими знаниями, умеющий находить перспективные направления деятельности. Накип Салахович является членом Академии горных наук и членом-корреспондентом Международной Академии минерального сырья, автором более 100 научных работ по вопросам нефтяной геологии, том числе соавтором 14 монографий.

За многолетний плодотворный труд в отрасли, высокое качество работы Н.С. Гатиятуллин неоднократно отмечен государственными и ведомственными наградами СССР и РФ, ему присвоены звания Заслуженного геолога РФ и Республики Татарстан, «Почетный нефтяник» Министерства энергетики Российской Федерации. Накип Салахович является лауреатом Премии имени академика И.М. Губкина и лауреатом Премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники.

Благодаря обширным разносторонним знаниям, высокому профессионализму и доброжелательному отношению к людям Н.С. Гатиятуллин снискал заслуженный авторитет и уважение среди коллег и друзей.

Сердечно поздравляем Накипа Салаховича с юбилеем, желаем крепкого здоровья и дальнейших творческих успехов!

Коллектив ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»

УДК 551.86

DOI 10.47148/0016-7894-2024-6-45-56

Гиперпикнальные турбидиты как основной тип песчаных отложений ачимовской толщи Западной Сибири

© 2024 г. | А.В. Храмова¹, К.В. Зверев², А.В. Мельников¹¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; avkhramtsova@rosneft.ru, avmelnikov2@tnnc.rosneft.ru;²ООО «Газпромнефть научно-технический центр», Красноярск, Россия; Zverev.KV@gazpromneft-ntc.ru

Поступила 17.06.2024 г.

Доработана 06.08.2024 г.

Принята к печати 25.09.2024 г.

Ключевые слова: экстрабассейновые турбидиты; гиперпикнальные потоки; растительный детрит; ачимовская толща; глубоководные каналы; глубоководные конусы выноса.

Аннотация: Особенности строения пород ачимовской толщи, изученных по керну скважин и результатам 3D-сейсморазведки, свидетельствуют о том, что большая их часть была сформирована гиперпикнальными (экстрабассейновыми) турбидитовыми потоками, а не классическими (интрабассейновыми) турбидитовыми течениями. Практически все песчаные и алевропесчаные породы являются отложениями экстрабассейновых турбидитов, возникновение которых было связано непосредственно с разгрузкой речных паводковых вод в морской бассейн. На гиперпикнальный генезис турбидитов указывают следующие признаки: наличие растительного детрита и крупных обломков древесины; отсутствие полной классической последовательности цикла Боума; переходы русловых систем на бровке шельфа в склоновые каналы, наблюдаемые на седиментационных срезах, построенных по результатам 3D-сейсморазведки. В отличие от классических турбидитовых потоков, гиперпикнальные турбидитовые течения могли существовать достаточно продолжительное время — нескольких суток или недель (в течение всего периода развития речного паводка на суше), транспортируя большие объемы речных осадков в глубоководный бассейн. Таким образом, форма и размеры подводных конусов выноса ачимовской толщи, сформированных гиперпикнальными турбидитовыми течениями, определялись длительностью речных паводков, а также объемом водной разгрузки и осадочной нагрузки реки на суше. Более длительные периоды речных паводков и более крупный размер рек приводили к образованию более крупных подводных конусов выноса, и наоборот.

Для цитирования: Храмова А.В., Зверев К.В., Мельников А.В. Гиперпикнальные турбидиты как основной тип песчаных отложений ачимовской толщи Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2024. – № 6. – С. 45–56. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-45-56.

Hyperpycnal turbidites: main type of Lower Cretaceous Achimov sandy deposits in Western Siberia

© 2024 | A.V. Khramtsova¹, K.V. Zverev², A.V. Melnikov¹¹LLC "Tyumen Petroleum Research Center", Tyumen, Russia; avkhramtsova@rosneft.ru, avmelnikov2@tnnc.rosneft.ru;²LLC "Gazpromneft scientific and technical center", Tyumen, Russia; Zverev.KV@gazpromneft-ntc.ru

Received 17.06.2024

Revised 06.08.2024

Accepted for publication 25.09.2024

Key words: extrabasinal turbidites; hyperpycnal flows; plant detritus; Achimov Formation; deep-water channels; deep-sea fans.

Abstract: Structural features of the Achimov rocks studied from well cores and 3D seismic survey results, are indicative of the fact that most of them were formed by hyperpycnal (extrabasinal) rather than classical (intrabasinal) turbidite flows. Almost all sandy and silt-sandy rocks are deposits of extra-basin turbidites the formation of which was directly related to river floodwater discharge into the sea basin. The following signs point to hyperpycnal genesis of turbidites: presence on plant detritus and wood fragments; absence of the complete classical Bouma cycle sequence; transitions of the shelf edge riverbed systems into slope channels observed in depositional slices obtained from 3D seismic data. In contrast to those classical, hyperpycnal turbidite flows could exist for quite a long time: several days or weeks (during the entire period of onshore river flooding), transporting large volumes of fluvial sediments into the deep-water basin. The shape and size of the Achimov submarine fans formed by hyperpycnal turbidite flows were thus determined by the duration of river floods, as well as water discharge volume and onshore river sediment load. Longer periods of river floods and larger river sizes resulted in formation of larger submarine fans, and vice versa.

For citation: Khramtsova A.V., Zverev K.V., Melnikov A.V. Hyperpycnal turbidites as the main type of sandy deposits of the Achimov formation of Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(6):45–56. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-45-56. In Russ.

Введение

Ачимовская пачка впервые была выделена Ф.Г. Гурари в 1959 г. в Обь-Иртышском междуречье Западной Сибири и переведена в ранг толщи в 1964 г. И.И. Нестеровым и Ю.В. Брадучаном [1]. Ачимовская толща рязанско-ранневаланжинского возраста залегает в основании нижнемелового клиноформного комплекса [2] и традиционно является перспективным объектом для поиска ловушек неструктурного типа и наращивания ресурсного потенциала УВ.

Строению и условиям формирования клиноформного нижнемелового комплекса Западной Сибири посвящены многочисленные работы Ф.В. Гурари [1], В.В. Шиманского и др. [3], А.Э. Конторовича и др. [4], В.П. Алексеева [5]. Большинство исследователей считает, что ачимовские отложения формировались в глубоководно-морском бассейне за счет турбидитовых течений, связанных с обрушениями верхней части подводного склона и бровки шельфа или прямого дельтового питания. Тем не менее комплексирование результатов детальных седиментологических исследований керна и данных 3D-сейсморазведки свидетельствует о гиперпикнальном генезисе турбидитовых отложений ачимовской толщи. Гиперпикнальные потоки возникают, когда плотность втекающих в приемный бассейн речных вод выше плотности вод самого приемного бассейна. Гиперпикниты (гиперпикнальные турбидиты) — продукты гиперпикнальных потоков, особый тип турбидитов с характерным набором признаков (таблица), которые отличают их от классических (интрабассейновых) турбидитов.

Фактический материал и методы исследований

Изучение осадочных процессов, механизмов транспортировки и перераспределения осадков в бассейне седиментации при формировании ачимовской толщи Западной Сибири проводилось на керновом материале (более 3 тыс. пог. м) с привязкой к геофизическим исследованиям скважин (ГИС) и результатам сейсморазведки 3D (карты атрибута Variance, среднеквадратичных амплитуд (RMS), спектральной декомпозиции, временных толщин).

При седиментологическом описании отложений ачимовской толщи литотипы выделялись по структурному и текстурному признакам без привязки к какой-либо из существующих идеализированных текстурных последовательностей (Лови, Боума и Стоу [6]). Это связано с тем, что изученные ачимовские отложения не относятся по генезису к классическим турбидитам, строение которых отражает изменение гидродинамических свойств в условиях постепенно замедляющегося турбулентного гравитационного осадочного потока. Гиперпикнальные турбидитовые потоки существуют более продолжительное время и характеризуются неоднократными изменениями скорости течения, что приводит к формированию осадков, строение которых не соответствует в полной мере идеали-

зированным текстурным последовательностям, выделенным для классических турбидитов. Кроме того, при изучении турбидитовых отложений ачимовской толщи были выявлены слои гибридных потоков [7], а также признаки переработки турбидитовых осадков контурными течениями и внутренними приливами [8, 9], строение которых также не укладывается в текстурные схемы классических турбидитов.

Основные результаты седиментологического анализа керна

В результате детального седиментологического анализа керна, отобранного из отложений ачимовской толщи, были выявлены признаки, указывающие на их формирование гиперпикнальными турбидитовыми потоками:

- наличие большого количества углефицированного растительного детрита и крупных обломков углефицированной древесины в песчаниках и алевролитах, что не характерно (не может транспортироваться на значительные расстояния и накапливаться в пределах подводных конусов выноса) для классических турбидитов;

- присутствие трещин синерезиса, свидетельствующих о периодическом распреснении глубоководных осадков, вызванное привнесением пресной воды гиперпикнальными турбидитовыми потоками;

- наличие в песчаниках и алевроглинистых породах аутигенного сидерита (развитие слабостановительных условий в осадке за счет истощения кислорода, вследствие окисления растительной органики, привнесенной вместе с осадками гиперпикнальным потоком);

- отсутствие в песчаниках классической текстурной последовательности Боума, выделенной для классических турбидитов.

На ведущую роль гиперпикнальных течений в транспортировке терригенных осадков с суши на глубоководный склон и его подножие при формировании отложений ачимовской толщи указывает повсеместное присутствие в отложениях углефицированных растительных остатков (рис. 1, 2): растительного детрита, крупных обломков древесины, а также стеблей наземных растений.

В отложениях ачимовской толщи растительный детрит и обломки углефицированной древесины отмечаются повсеместно во всех изученных керновых интервалах (см. рис. 1).

Углефицированный растительный материал обычно представлен в песчаниках и алевроглинистых породах тонкими (от 1 до 50 мм толщиной) углистыми слойками и линзочками (см. рис. 2) либо рассеян в массе породы, подчеркивая ее градационное строение (см. рис. 2 D).

Сохранение в гиперпикнальном турбидитовом потоке основной массы транспортируемого им растительного детрита и растительных остатков (листьев и обломков древесины) на всем пути его

Таблица. Диагностические признаки классических и гиперпикнальных турбидитов ачимовской толщи Западной Сибири
Table. Diagnostic criteries for the recognition of Intrabasinal and Extrabasinal turbidites of the West Siberian Achimov Formation

Породы	Классические турбидиты мелко-среднезернистые и тонкозернистые	Гиперпикниты (гиперпикнальные турбидиты)
Структура	Песчаники от средне-мелкозернистых до алевролитов	Песчаники от средне-мелкозернистых до алевролитов
Текстура	Массивная, конволютная, флюидальная, градационная (Ta), горизонтальная (Tb), восходящая рябь течений (Tc)	Массивная, мелкая косая, восходящая рябь течений, горизонтальная
Включения	Глинистые интракласты	Глинистые интракласты
Ихнофоссилии и интенсивность биотурбации	<i>Chondrites (Ch)</i> , <i>Phycosiphon (Ph)</i> , редко <i>Ophiomorpha rudis (Or)</i> . BI = 0–3	<i>Chondrites (Ch)</i> , <i>Phycosiphon (Ph)</i> . BI = 0–2
Фауна и флора	Редко аммониты, двустворки <i>Vuchia</i> и иноцерамы	Обломки древесины, углистые линзочки и слойки, углистый детрит, углефицированные остатки стеблей и листьев наземных растений
Контакты и переходы	Градационный и эрозионный, градация прямая	Эрозионный до резкого, градация прямая до обратной
Реология и режим течения	Турбулентный поток, верхний и нижний режимы течения	Турбулентный поток, верхний и нижний режимы течения
Поведение потока	Кратковременный однонаправленный убывающий (снижение скорости потока во времени)	Долговременный однонаправленный с неустойчивым скоростным режимом (колебания скорости во времени)
Время существования	Часы	Дни до нескольких недель
Источник питания	Обрушение подводного склона и бровки шельфа	Паводковые речные воды
Ссылка на некоторые литературные источники	Bouma, 1962; Stow, 1980, 1992; Dykstra, 2012	Zavala, 2011, 2012, 2016, 2020; Dykstra, 2012; Mulder et al., 2002

движения осуществляется за счет процесса даунвеллинга (downwelling), т. е. погружения вытекающего из устья реки пресного речного потока, обогащенного алевроитоглинистым и тонкопесчаным материалом, под менее плотную массу морской воды и последующего его движения по морскому дну в сторону бассейна [10]. Процесс даунвеллинга не развивается в классическом турбидитовом потоке из-за отсутствия разницы плотности воды в потоке и окружающей его морской среде (рис. 3).

В результате процесса даунвеллинга окружающая морская вода в пристеночном слое гиперпикнального потока («пристеночный слой» — гидродинамический термин, обозначающий границу потока с дном или окружающей его массой вещества другой плотности) увлекается с ним вниз по склону, не приводя к смешиванию пресной воды самого потока с вмещающей его морской водой (за счет небольшой разницы скоростей гиперпикнального потока и увлекаемой им морской воды в пристеночном слое). Этому способствует также и низкая скорость головной части гиперпикнального турбидитового потока.

Таким образом, отсутствие или очень слабое перемешивание опресненного гиперпикнального потока с вмещающей морской водой препятствует

выносу из него растительных остатков в процессе движения.

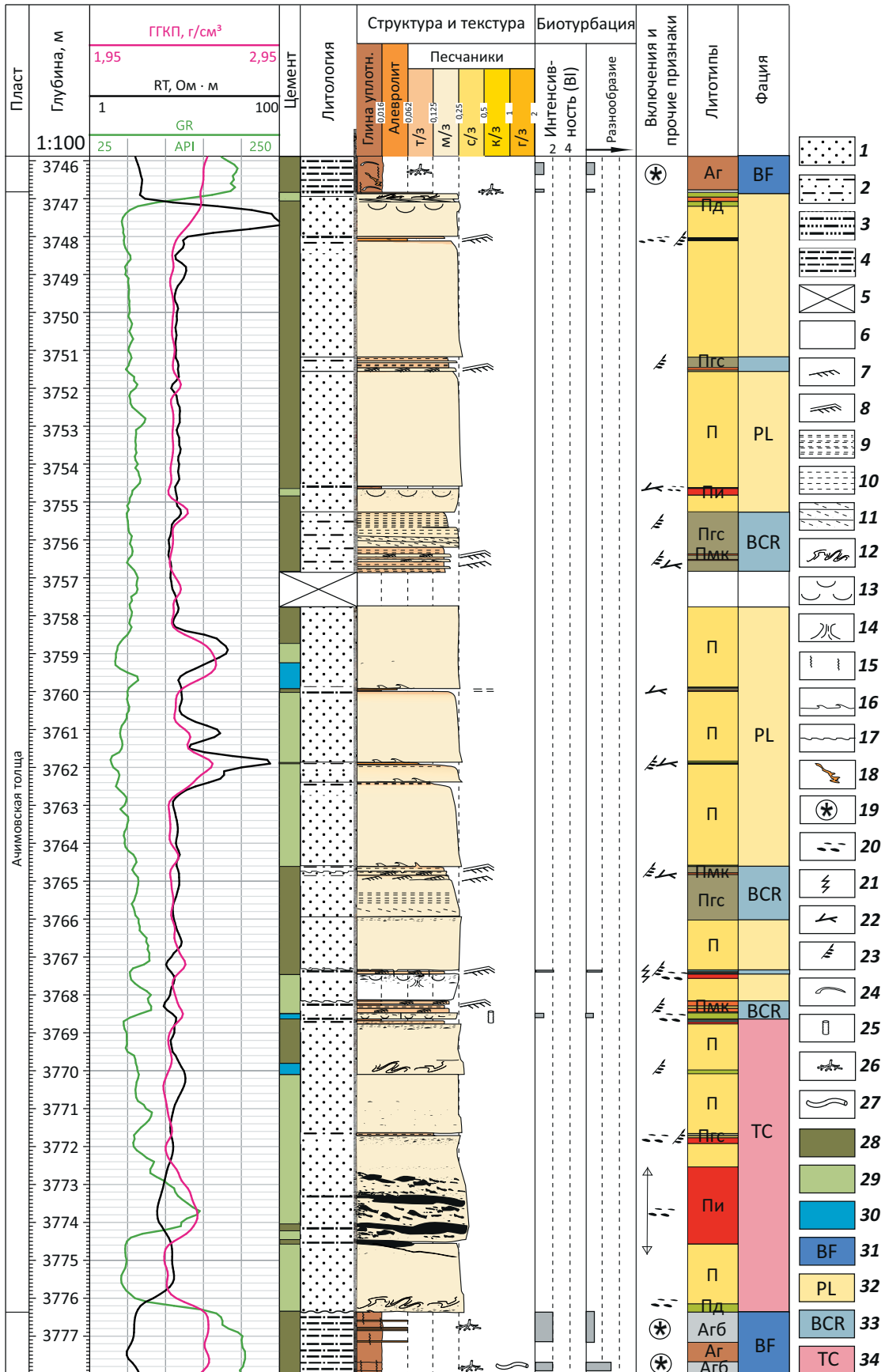
Имеющиеся в настоящее время теоретические представления о процессах транспортировки осадков гиперпикнальными (экстрабассейновыми) турбидитовыми потоками и классическими (интрабассейновыми) турбидитовыми течениями указывают на невозможность переноса углистого детрита классическими турбидитовыми течениями на большие расстояния [11]. Это свидетельствует в пользу гиперпикнального генезиса ачимовских песчаников, обогащенных углистым материалом.

Кроме того, в последние десятилетия накопился обширный научный материал, подтверждающий связь образования турбидитов с прямой разгрузкой осадка в бассейн речными паводковыми водами в виде гиперпикнальных потоков [12–19].

Хорошим примером существования отложений гиперпикнальных турбидитовых потоков на значительном удалении от береговой линии является подводный конус выноса р. Конго (Заирский конус выноса). В современных отложениях этого подводного конуса выноса на глубине 3862 м и удалении 441 км от береговой линии были обнаружены турбидитовые осадки, обогащенные листьями и обломками древесины [20]. Нахождение раститель-



Рис. 1. Седиментологическая колонка ачимовской толщи севера Западной Сибири
 Fig. 1. Sedimentological log of the Achimov series, the West Siberian north



Усл. обозначения к рис. 1

Legend for Fig. 1

Литология (1–5): 1 — песчаники, 2 — песчаники алевритовые, 3 — алевролиты крупнозернистые, 4 — алевролиты мелкозернистые глинистые, аргиллиты, 5 — керн не отобран; **текстуры (6–18):** 6 — массивная, 7 — рябь течений, 8 — сдвоенные слойки в мелкокосослоистых сериях, 9 — сдвоенные слойки в субгоризонтальной слоистости, 10 — субгоризонтальная слоистость, 11 — косяя слоистость, 12 — конволютная, 13 — блюдцеобразная, 14 — трубки обезвоживания, 15 — биотурбационная, 16 — пламенная, 17 — знаки нагрузки на контакте слоев, 18 — инъекционная; **включения (19–24):** 19 — пирит, 20 — глинистые интракласты, 21 — трещины синерезиса, 22 — обломки древесины, 23 — растительный детрит, 24 — раковинный детрит; **ихнофоссилии (25–27):** 25 — *Ophiomorpha rudis*, 26 — *Chondrites*, 27 — *Helminthopsis*; **состав цемента (28–30):** 28 — глинистый, 29 — карбонатно-глинистый, 30 — карбонатный; **фации (31–34):** 31 — дно бассейна, 32 — проксимальной части лопасти, 33 — отложений, переработанных донными течениями, 34 — турбидитового канала

Lithology (1–5): 1 — sandstone, 2 — silty sandstone, 3 — coarse-grained siltstone, 4 — fine-grained clayey siltstone, claystone, 5 — no recovery; **textures (6–18):** 6 — massive, 7 — current ripples, 8 — ripple with mud drapes, 9 — mud-draped in subhorizontal bedding, 10 — parallel lamination, 11 — cross-bedding, 12 — convolute lamination, 13 — dish structures, 14 — water-escape pipes, 15 — bioturbation, 16 — flame structure, 17 — load casts, 18 — injection; **inclusions (19–24):** 19 — pyrite, 20 — clay clasts, 21 — syneresis cracks, 22 — wood fragments, 23 — plant detritus, 24 — shell detritus; **trace fossils (25–27):** 25 — *Ophiomorpha rudis*, 26 — *Chondrites*, 27 — *Helminthopsis*; **cement composition (28–30):** 28 — clay, 29 — clayey-carbonate, 30 — carbonate; **facies (31–34):** 31 — basin floor, 32 — proximal lobes, 33 — deposits reworked by bottom currents, 34 — turbidite channel

ных остатков отмечается также на дне Японского моря на глубине 3382 м в современных осадках, которые были сформированы гиперпикнальными потоками, перемещавшимися от береговой линии вглубь бассейна на расстояние 700 км [21].

Следует также отметить, что углистые слойки могут быть локальным источником УВ для турбидитовых отложений. Одним из примеров с доказанным локальным нефтегенерационным потенциалом углистого материала турбидитовых песчаников служат миоценовые отложения бассейна Кутей в Индонезии [22]. Таким образом, наличие значительного количества углистого материала в песчаниках и алевролитах ачимовской толщи, сформированных гиперпикнальными турбидитовыми течениями, позволяет рассматривать их как участки, возможно обладающие собственным генерационным потенциалом.

Источники питания и механизмы движения классических и гиперпикнальных турбидитов

Классические (интрабассейновые) и гиперпикнальные (экстрабассейновые) турбидитовые потоки полностью или частично отличаются друг от друга источником материала (см. таблицу, рис. 3 А), механизмом движения, особенностями транспортировки потоком осадочного материала, структурой турбидитового потока в процессе движения, составом транспортируемого материала, а также процессами седиментации, наличием углефицированных остатков, морфологией конусов выноса.

Источником материала для классических (интрабассейновых) турбидитов являются осадки, расположенные на подводном склоне, внутри самого морского бассейна (см. рис. 3 А). Питание гиперпикнальных турбидитовых потоков осуществляется за счет разгрузки осадка речным потоком в периоды паводков. В такие периоды речной поток максимально нагружен осадком, что позволяет речному потоку, вытекающему из устья реки в бассейн, до-

стичь необходимой плотности ($> 1036\text{--}1043 \text{ кг/м}^3$) для образования придонного гиперпикнального потока, текущего по поверхности морского дна в сторону бассейна [23].

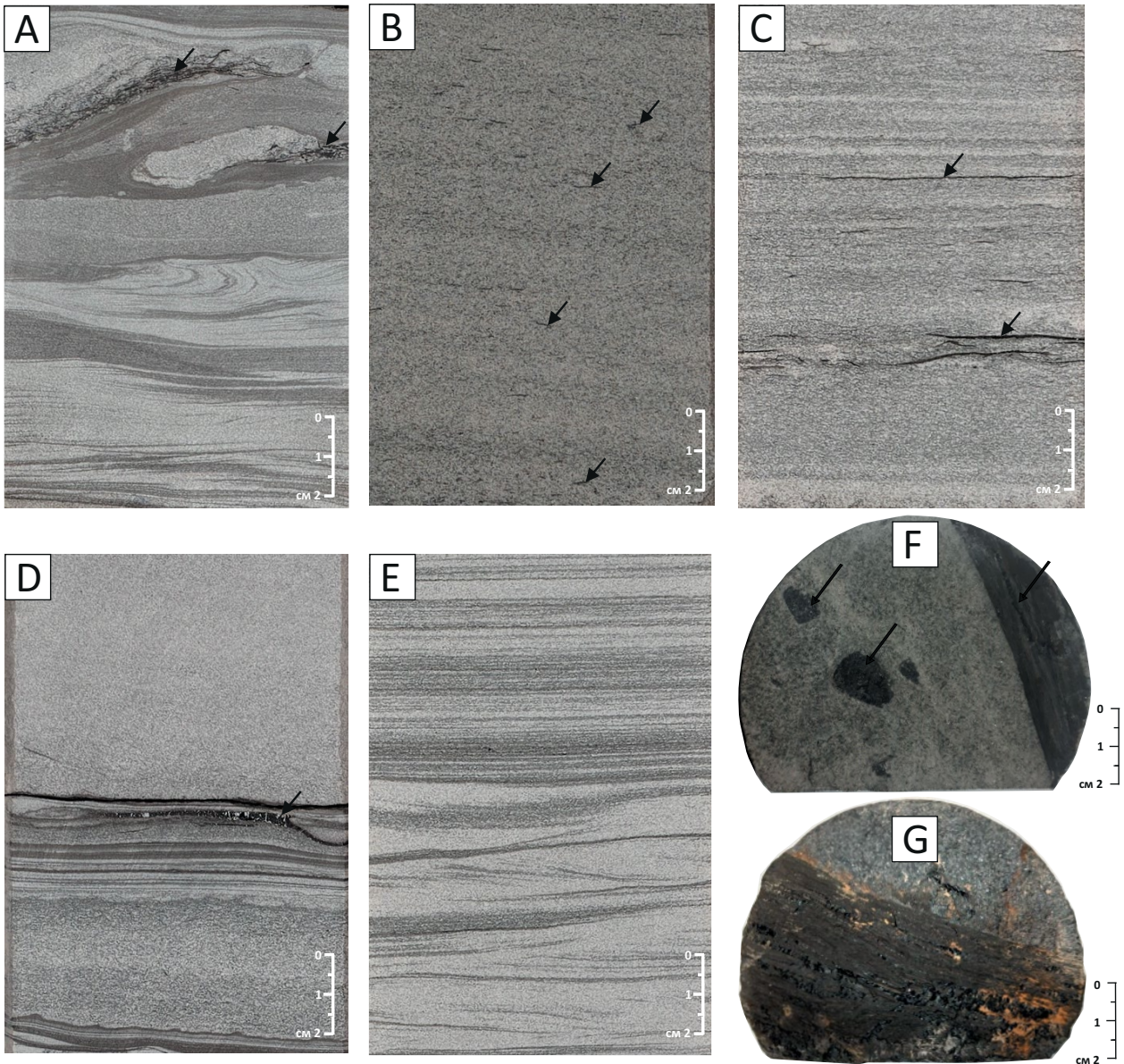
В классическом турбидитовом потоке, в отличие от гиперпикнального турбидитового потока, движение происходит исключительно на подводном склоне и осуществляется только за счет воздействия силы гравитации на взвешенные осадочные частицы (см. рис. 3 В). Действующая на взвешенные осадочные частицы гравитационная составляющая, параллельная склону, придает им импульс движения вниз по склону, трансформируя потенциальную энергию осадочных частиц в кинетическую. Вызванное гравитацией движение взвешенных осадочных частиц вниз по склону, в свою очередь, увлекает за собой и окружающую их водную массу (в гиперпикнальных потоках наоборот — вытекающая из устья реки вода приводит в движение транспортируемые ею осадки), происходит так называемое зажигание турбидитового потока и его дальнейшее движение по склону за счет автосуспензирования.

В быстродвигающейся голове потока формируется высокоплотный придонный инерционный (зерновой) слой. Верхняя низкоплотная часть потока, обогащенная тонкозернистой взвесью, движется медленнее головы потока.

В процессе гравитационного перемещения осадочной массы вниз по склону происходит ее постепенное обводнение окружающей морской водой, сопровождающееся неоднократными трансформациями потока, связанными с изменениями его реологических свойств, концентрации и плотности (вниз по склону связанный дебрисный поток переходит в гиперконцентрированный осадочный поток, далее в сверхкритический концентрированный ламинарный осадочный поток, субкритический высокоплотный турбидитовый поток и низкоплотный турбидитовый поток). Движение классического турбидитового потока вниз по склону происходит



Рис. 2. Углефицированные растительные остатки в ядре глубоководных конусов выноса ачимовской толщи Западной Сибири
Fig. 2. Plant remains in the core of the Achimov submarine fans

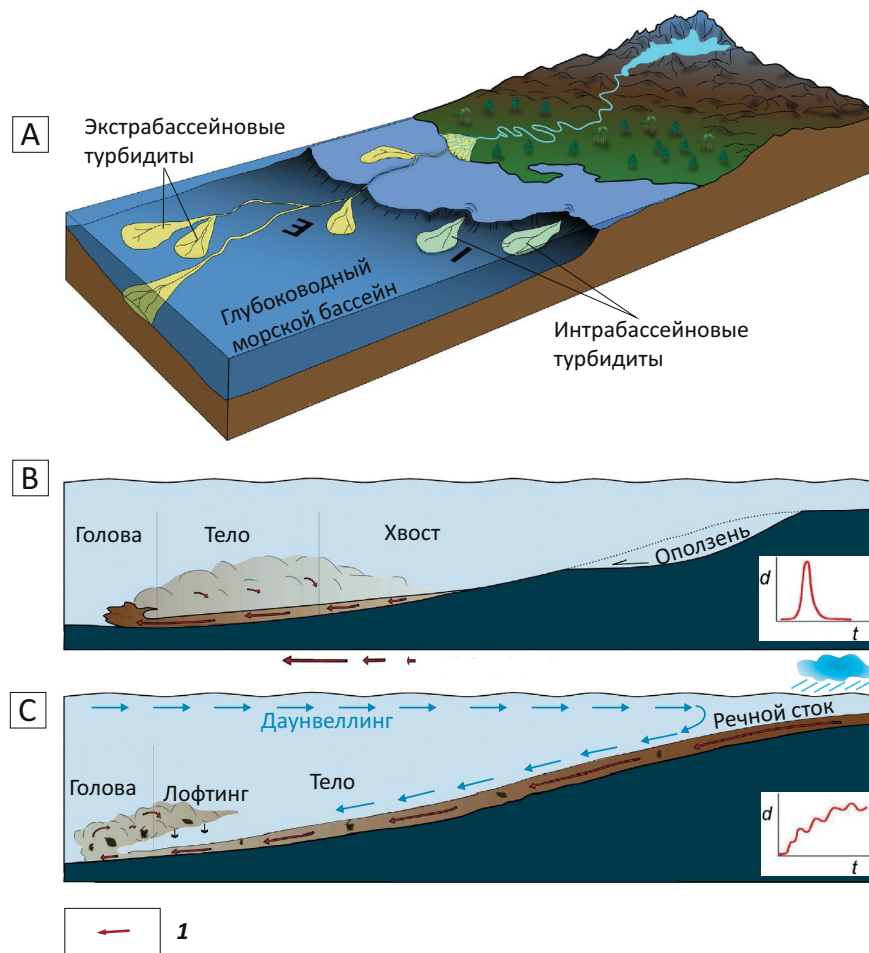


А — конседиментационные деформации (текстуры внедрения) в песчанике мелкозернистом мелкокослоистом и алевролите глинистом, содержащие крупный углефицированный растительный детрит (черные стрелки), В — рассеянный углефицированный растительный детрит в массивном мелкозернистом песчанике, проявляющего слабо выраженное полосчатое строение (гибридный поток), С — крупные обломки углефицированной древесины в песчанике мелкозернистом, характеризующемся неоднократными изменениями строения от горизонтально-слоистого к массивному, отражающими флуктуации в скорости гиперпикального турбидитового потока, D — песчаник мелкозернистый с градиционной слоистостью, подчеркиваемой рассеянным мелким углистым детритом (в нижней части образца), перекрывается выше тонкогоризонтально-слоистым алевролитом, на который в свою очередь ложится массивный песчаник с крупным обломком углефицированной древесины (черная стрелка) в подошве, E — песчаник мелко-тонкозернистый с мелкой косой слоистостью со сдвоенными слойками (низ образца) и горизонтальной слоистостью (лофтинг ритмы), подчеркнутую углистым растительным детритом, F, G — крупные обломки древесины (больше диаметра ядра) в песчанике на сколах ядра

A — plastic deformations in fine-grained sandstone with fine cross-bedding and clayey siltstone containing plant detritus (black arrows), B — scattered carbonaceous detritus in massive fine-grained sandstone exhibiting weakly banded structure (hybrid flow), C — large fragments of coal in very fine-grained sandstone, characterized by repeated changes in structure from horizontally-layered to massive, reflecting fluctuations in the hyperpycnal turbidite flow rate, D — the fine-grained sandstone with carbonaceous detritus (in the lower part of the sample), overlain by horizontally laminated siltstone, which in turn is overlain by massive sandstone with a large fragment of wood (black arrow) at the base, E — large wooden fragments at the base of the sample) in the fine-grained sandstone, F, G — large wooden fragments (larger than core of diameter) in sandstone

Рис. 3. Блок-диаграмма формирования классических (интрабассейновых — I) и гиперпикальных (экстрабассейновых — E) турбидитов

Fig. 3. Scheme of turbidite formation: classical (intrabasin — I) and hyperpycnal (extrabasin — E)



A — в морском бассейне, B — профили движения для интрабассейновых, C — экстрабассейновых.
 1 — скорость потока.

Длина горизонтальных стрелок показывает изменения скорости потока (по [10] с изменениями)
 t — время, d — сток

A — deep sea; movement profile, B — comparison of the flow behavior of I turbidites, C — sustained E turbidites.

1 — decreasing velocity (according to [10], modified)

t — time, d — discharge

до тех пор, пока энергия потока достаточно для того, чтобы объем осадка, поступающего в поток за счет эрозии дна в головной части потока, превышал количество осадка, уходящего из потока за счет его осадения из более медленно движущейся остальной части потока — тела потока и его хвостовой части.

В процессе движения классического турбидитового потока вниз по склону происходят обтекание окружающей морской водой головы турбидитового потока, а также ее смешивание с турбидитовым потоком во фронтальной зоне головы потока (см. рис. 3 B). В тыловой части головы потока из взвеси осаждаются (возврат в поток) наиболее крупные осадочные частицы, что приводит к постепенному обогащению головы потока наиболее крупнозерни-

стым осадочным материалом и, как следствие, постепенному развитию в голове потока высокоплотного придонного инерционного (зернового) слоя. Остающиеся значительно дольше во взвеси мелкие осадочные частицы вымываются из головы турбидитового потока, осаждаются в более медленно движущихся частях турбидитового потока (его теле и хвостовой части).

Таким образом, наиболее легкий и плавучий растительный материал полностью вымывается из классического турбидитового потока в процессе его движения вниз по склону. В результате присутствие растительных остатков оказывается нехарактерным для отложений классических турбидитовых потоков.

Скорость классического турбидитового потока сначала резко увеличивается вниз по подводному склону (см. рис. 3 В) и затем по мере торможения постепенно снижается в подножии склона.

В отличие от классических турбидитов, непрерывное движение гиперпикнального турбидитового потока вдоль выровненной поверхности морского дна осуществляется за счет постоянного притока (подпора) речной воды из устья реки в период речного паводка, поступающая вода как поршень давит на уже излившуюся на шельф (и прилегающий склон) речную водную массу, обогащенную осадочным материалом (гиперпикнальный поток), придавая ей импульс для дальнейшего поступательного движения в сторону бассейна. Таким образом, придонный гиперпикнальный поток может двигаться на значительные расстояния вдоль выровненной поверхности дна шельфа вплоть до его бровки. На шельфе р. Ориноко по сейсмическим данным выявлены современные подводные гиперпикнальные каналы, протягивающиеся на 150 км по дну от дельты реки до бровки шельфа (рис. 4 А).

Скорость движения гиперпикнального турбидитового потока на склоне (см. рис. 3 С) может несколько повышаться за счет дополнительного действия на поток гравитационной составляющей (одновременно с уменьшением высоты потока) и затем снижаться у подножия склона, но существенно более медленно за счет непрерывной высокой разгрузки в бассейн речной воды в течение всего паводкового периода, приводя к движению потока в бассейн на значительно большее расстояние по сравнению с классическим турбидитовым потоком.

На стадии затухания речного паводка сокращение объема разгрузки речной воды в бассейн приводит к замедлению скорости гиперпикнального турбидитового потока и, в конце концов, его остановке. Это замедление наиболее резко происходит на выровненных участках дна шельфа, где гиперпикнальный поток двигался только за счет давления поступающих на шельф из устья реки новых порций паводковых вод, и более быстро на склоне и его подножии, где движение потока помимо поступления паводковых вод осуществлялось еще и за счет гравитационной составляющей на склоне. После начала замедления гиперпикнального турбидитового потока происходит процесс осаднения взвешенного песчаного материала на всех участках его движения (быстрее на шельфе, медленнее на склоне и у его подножия). По мере осаднения из потока песчаной взвеси постепенно снижается его плотность.

По мере снижения плотности потока, при достижении определенных критических значений плотности (более 1036 кг/м^3), начинается развитие лофтинга (lofting), который заключается в подъеме/отрыве от дна верхней наименее плотной части опресненного потока, обогащенной тонкозернистым алеврито-глинисто-детритовым материалом (см. рис. 3 С), с образованием низкоплотно-

го межпотока (interflow), медленно растекающегося не только в направлении движения потока, но и в стороны от него.

По мере дальнейшего замедления латеральное растекание межпотока приводит к отложению транспортируемого им взвешенного алеврито-глинисто-детритового материала в боковой части турбидитового канала с образованием тонкозернистых наносов (лофтинг ритмитов) подводных прирусловых валов, ограничивающих канал по бокам. Таким образом, образование подводных прирусловых валов могло происходить не только на подводном склоне у его подножия и на прилегающей к слону части подводной равнины, но и в подводных каналах на дне мелководной части шельфа (вплоть до бровки шельфа). Развитие прирусловых валов благоприятно для формирования подводных шельфовых каналов, что способствует устойчивости гиперпикнальных потоков, препятствуя их растеканию.

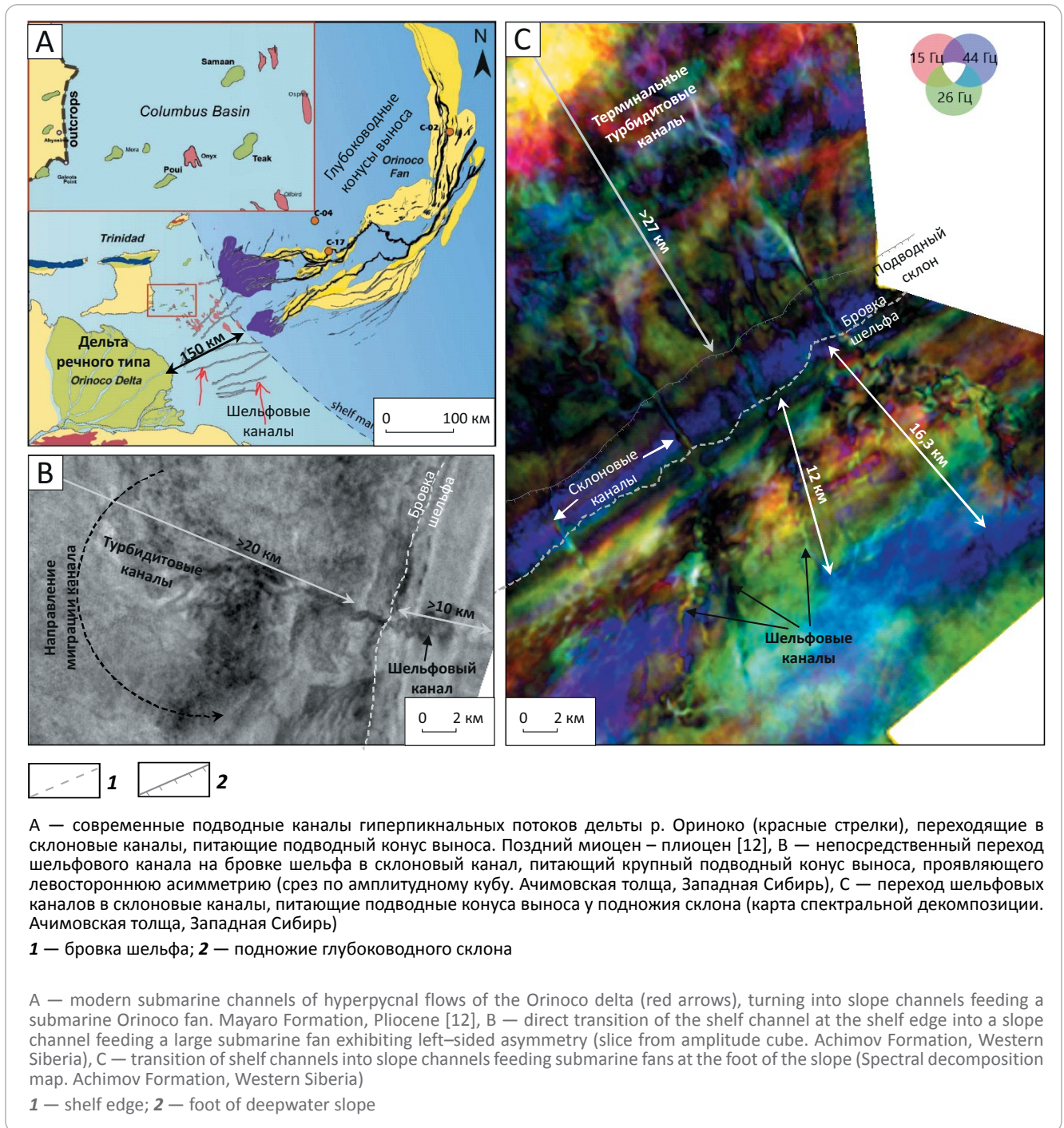
Морфология глубоководных конусов выноса, сформированных гиперпикнальными потоками

На основании анализа результатов 3D-сейсморазведки установлено, что практически все каньоны/склоновые каналы, в устье которых у подножия склона присутствуют крупные подводные конусы выноса, имеют шельфовое русловое питание. Фиксируемое на седиментационных сейсмических срезах и картах спектральной декомпозиции впадение русловых систем на краю шельфа в головную часть подводных склоновых каньонов, прорезающую бровку шельфа, также свидетельствует о речном питании подводных конусов выноса (см. рис. 4 В, С). Если эрозия в голове каньона получает дополнительную энергию за счет перехвата на шельфе речного стока или осадков шельфового дрейфа (шельфовыми течениями), тогда голова каньона может проникать далеко на шельф — на 12 км и более от бровки шельфа.

Форма и размеры подводных конусов выноса ачимовской толщи, сформированных гиперпикнальными турбидитовыми течениями, определялись длительностью речных паводков, а также осадочной нагрузкой реки на суше и объемом водной разгрузки. Более длительные периоды речных паводков и большая величина рек приводили к образованию более крупных подводных конусов выноса, и наоборот. Ранее было установлено, что морфология глубоководных конусов выноса зависит от объема и гранулометрического состава обломочного материала, поставляемого на подводный склон, типа питающей дельты, количества источников питания, угла наклона склона, влияния силы Кориолиса [24], изменения относительного уровня моря и других факторов [25, 26]. Глубоководные конусы выноса, питающиеся дельтой речного типа, как правило, имеют удлиненную форму и преимущественно смешанный или глинистый тип турбидитовой системы.

Турбидитовые распределительные каналы на многих площадях Западной Сибири протягиваются

Рис. 4. Питание глубоководных конусов выноса шельфовыми каналами
 Fig. 4. Deepwater fan feeding by shelf channels



вглубь бассейна на расстояние более 20–27 км (до 40 км) от подножия склона (см. рис. 4 В, С). Выраженность относительно маломощных терминальных каналов на сейсмических срезах может быть обусловлена их песчаным заполнением и тонкозернистым составом ограничивающих прирусловых валов. Быстрое накопление прирусловых валов, ограничивающих терминальные каналы, возможно при их питании гиперпикнальными турбидитовыми потоками. Большинство глубоководных конусов выноса Западной Сибири имеет левостороннюю асимметрию [27] за счет авульсионного смещения

распределительных каналов влево от основного питающего канала (см. рис. 4 В).

Рассмотренные выше особенности процессов осадконакопления в гиперпикнальных турбидитовых течениях должны приводить:

– к отложению хорошо сортированных песчаных наносов с хорошими первичными фильтрационно-емкостными свойствами в высокодинамичных зонах турбидитового осадконакопления — осевой зоне каналов и проксимальных частях лопастей, с постепенным ухудшением свойств в сторону пери-

ферии (дистальных частей). При этом хорошие первичные фильтрационно-емкостные свойства могут быть существенно ухудшены вторичными преобразованиями (карбонатизация, хлоритизация, регенерация кварца и полевых шпатов, сидеритизация по биотиту и др.);

– к формированию вытянутых в сторону бассейна седиментационных турбидитовых лопастей подводных конусов выноса, а сами турбидитовые каналы должны сохранять свою устойчивость на значительном расстоянии и прослеживаться вглубь бассейна даже в пределах дистальной зоны подводного конуса выноса. Это мнение согласуется с данными, полученными по результатам седиментологической интерпретации сейсмических срезов и карт спектральной декомпозиции, на которых в пределах дистальной части подводных конусов выноса видны многочисленные мелкие терминальные турбидитовые каналы, которые могут пересекаться, накладываясь на сформированные в их устьях мелкие терминальные турбидитовые лопасти.

Выводы

1. Детальный седиментологический анализ ачимовских отложений, изученных по керну сква-

жин, и результаты 3D-сейсморазведки указывают на их образование гиперпикнальными (экстрабасейновыми) турбидитовыми потоками, возникновение которых было связано непосредственно с разгрузкой речных паводковых вод в глубоководный морской бассейн.

2. Классические (интрабасейновые) и гиперпикнальные (экстрабасейновые) турбидитовые потоки отличаются друг от друга источниками материала, механизмом движения потоков, особенностями транспортировки осадочного материала потоком, структурой турбидитового потока в процессе движения, составом транспортируемого материала, а также процессами седиментации.

3. Важными отличиями гиперпикнальных турбидитов от классических являются обильное содержание в породах растительных остатков, а также наличие русловых систем, впадающих в головную часть склоновых каналов.

4. Глубоководные конусы выноса, образованные гиперпикнальными потоками, имеют преимущественно вытянутую форму. Более длительные периоды речных паводков и большая величина рек приводили к образованию более крупных подводных конусов выноса, и наоборот.

Литература

1. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). – Новосибирск : СНИИГИМС, 2003. – 140 с.
2. Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины / Под ред. И.И. Нестерова. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.
3. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Низяева И.С., Колпенская Н.Н., Раевская Е.Г., Васильев Н.Я., Мясникова М.А., Зельцер В.Н., Грислина М.Н., Мирзоева И.И., Нугуманова А.А. Палеогеография юры и нижнего мела Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: в 2 кн. Кн. 1. – СПб : ФГБУ «ВНИГНИ», Реноме, 2023. – 232 с.
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 меловой период // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 745–776.
5. Алексеев В.П. Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). – Екатеринбург : Изд-во УГГУ, 2014. – 284 с.
6. *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy*. 3rd edition / Под ред. Н.Г. Reading. – Оксфорд : Blackwell, 1996. – 689 с.
7. Houghton P., Christopher D., McCaffrey W., Barker S. Hybrid sediment gravity flow deposits — Classification, origin and significance // *Marine and Petroleum Geology*. – 2009. – Т. 26 – № 10. – С. 1900–1918. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2009.02.012.
8. Shanmugam G. Deep-water processes and facies models: implications for sandstone petroleum reservoirs. – Amsterdam, Elsevier, 2006. – Т. 5. – 476 с.
9. Stow D.A.V., Faugères J.-C. Contourite facies and the facies model // *Contourites*. – Amsterdam : Elsevier, 2008. – С. 223–256. DOI: 10.1016/S0070-4571(08)10013-9.
10. Zavala C., Arcuri M. Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics // *Sedimentary Geology*. – 2016. – Т. 337. – С. 36–54. DOI: 10.1016/j.sedgeo.2016.03.008.
11. Zavala C., Arcuri M., Valente L.B. The importance of plant remains as diagnostic criteria for the recognition of ancient hyperpycnites // *Revue de Paléobiologie*. – 2012. – Т. 11. – С. 457–469.
12. Zavala C. Hyperpycnal (over density) flows and deposits // *Journal of Palaeogeography*. – 2020. – № 9. – 21 с. DOI: 10.1186/s42501-020-00065-x.
13. Knapp R.T. Density currents: Their mixing characteristics and their effect on the turbulence structure of the associated flow: *Proceedings of the Second Hydraulics Conference: University of Iowa Studies in Engineering, Bulletin*. – 1943. – № 27. – С. 289–306.
14. Mutti E., Davoli G., Tinterri R., Zavala C. The importance of ancient fluvio-deltaic systems dominated by catastrophic flooding in tectonically active basins // *Memorie di Scienze Geologiche*. – 1996. – № 48. – С. 233–291.

15. *Mutti E., Mavilla N., Angella S., Fava L.L.* An introduction to the analysis of ancient turbidite basins from an outcrop perspective. *American Association of Petroleum Geologists // Continuing Education Course*. – 1999. – Т. 39. – С. 1–98. DOI: 10.1306/CE39687.
16. *Mutti E., Bernoulli D., Ricci Lucchi F., Tinterrì R.* Turbidites and turbidity currents from Alpine “Flysch” to the exploration of continental margins // *Sedimentology*. – 2009. – Т. 56. – № 1. – С. 267–318. DOI: 10.1111/j.1365-3091.2008.01019.x.
17. *Normark W.R., Piper D.J.* Initiation processes and flow evolution of turbidity currents: implications for the depositional record // *Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. Special Publication*. – 1991. – Т. 46. – С. 207–230. DOI: 10.2110/pec.91.09.0207.
18. *Pattison S.A.J.* Storm-influenced prodelta turbidite complex in the lower Kenilworth member at Hatch Mesa, Book Cliffs, Utah, USA: implications for shallow marine facies models // *Journal of Sedimentary Research*. – 2005. – Т. 75. – № 3. – С. 420–439. DOI: 10.2110/jsr.2005.033.
19. *Plink-Bjo Rklund P., And Steel R.J.* Initiation of turbidity currents: outcrop evidence for Eocene hyperpycnal flow turbidites // *Sedimentary Geology*. – 2004. – Т. 165. – № 1–2. – С. 29–52. DOI: 10.1016/j.sedgeo.2003.10.013.
20. *Heezen B.C., Menzies R.J., Schneider E.D., Ewing W.M., Granelli N.C.L.* Congo submarine canyon // *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. – 1964. – Т. 48. – № 7. – С. 1126–1149. DOI: 10.1306/BC743D7F-16BE-11D7-8645000102C1865D.
21. *Nakajima T.* Hyperpycnites deposited 700 km away from river mouths in the Central Japan Sea // *Journal of Sedimentary Research* – 2006. – Т. 76. – № 1. – С. 59–72. DOI: 10.2110/jsr.2006.13.
22. *Saller A., Li R., Dunham J.* Leaves in turbidite sands: The main source of oil and gas in the deep-water Kutei Basin, Indonesia // *American Association of Petroleum Geologists*. – 2006. – Т. 90. – № 10. – С. 1585–1608. DOI: 10.1306/04110605127.
23. *Mulder T., Syvitski J.P.M., Migeon S., Faugères J.C., Savoye B.* Marine hyperpycnal flows: initiation, behavior and related deposits. A review // *Marine and Petroleum Geology*. – 2003. – Т. 20. – № 6–8. – С. 861–882. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2003.01.003.
24. *Khramtsova A.V., Zverev K.V.* Left-sided asymmetry of Neocomian submarine fans of West-Siberian interior sea (Russia) // *A new Journey of Sedimentology: from the Pacific to the Himalaya. Abstract book. 21st International Sedimentological Congress. (Пекин, 22–26 августа 2022).* – Beijing, 2022. – 893 с.
25. *Posamentier H.W., Kolla V.* Seismic geomorphology and stratigraphy of depositional elements in deep-water settings // *Journal of Sedimentary Research*. – 2003. – Т. 73. – № 3. – С. 367–388. DOI: 10.1306/111302730367.
26. *Никушин А.М., Альмендингер О.А., Митюков А.В., Посаментьер Х.В., Рубцова Е.В.* Глубоководные осадочные системы: объемные модели, основанные на 3D сейсморазведке и полевых наблюдениях. – М.: МАКС Пресс, 2012. – 109 с.
27. *Храмцова А.В., Зверев К.В.* Асимметрия морфологии и гиперпикнальный генезис турбидитов ачимовской толщи Западной Сибири // *Литогенез и минералогия осадочных комплексов докембрия и фанерозоя Евразии. Материалы X Международного совещания по литологии (Воронеж, 18–23 сентября 2023 г.).* – Воронеж, 2023. – С. 466–469.

References

1. *Gurari F.G.* Clinofolds architecture and conditions of their formation in the Neocomian deposits of West Siberian Plate (concepts evolution history). Novosibirsk: SNIIGGIMS; 2003. 140 p. In Russ.
2. *Resheniya V Mezhdvedomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po mezozoiskim otlozheniyam Zapadno-Sibirskoi ravniny* [Decisions of the V Interagency meeting on regional stratigraphy of Mesozoic sequences in the West Siberian Plain]. Tyumen: ZapSibNIGNI; 1991. 54 p. In Russ.
3. *Shimanskii V.V., Taninskaya N.V., Nizyaeva I.S., Kolpenskaya N.N., Raevskaya E.G., Vasil'ev N.Ya., Myasnikova M.A., Zel'tser V.N., Grislina M.N., Mirzoeva I.I., Nugumanova A.A.* Paleogeografiya yury i nizhnego mela Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii [Paleogeography of the Jurassic and Lower Cretaceous of the West Siberian oil and gas province]: v 2 kn. Kn. 1. – Sankt-Peterburg : FGBU «VNIGNI», Renome, 2023. – 232 s. In Russ.
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.
5. *Alekseev V.P.* Atlas subakval'nykh fatsii nizhnemelovykh otlozhenii Zapadnoi Sibiri (KhMAO-Yugra) [Atlas of subaqueous facies of Lower Cretaceous sediments of Western Siberia (KhMAO-Yugra)]. Ekaterinburg: Izd-vo UGGU, 2014. 284 p. In Russ.
6. *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy*. 3rd Edition. In: H.G. Reading. In H.G. Reading. Blackwell, Oxford, 1996. 689 p.
7. *Haughton P., Christopher D., McCaffrey W., Barker S.* Hybrid sediment gravity flow deposits — Classification, origin and significance. *Marine and Petroleum Geology*. 2009;26(10):1900–1918. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2009.02.012.
8. *Shanmugam G.* Deep-water processes and facies models: implications for sandstone petroleum reservoirs. Amsterdam, Elsevier, 2006;(5):476 p.
9. *Stow D.A.V., Faugères J.-C.* Contourite facies and the facies model. *Contourites*. Amsterdam : Elsevier, 2008. pp. 223–256. DOI: 10.1016/S0070-4571(08)10013-9.
10. *Zavala C., Arcuri M.* Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics. *Sedimentary Geology*. 2016;(337)36–54.
11. *Zavala C., Arcuri M., Valente L.B.* The importance of plant remains as diagnostic criteria for the recognition of ancient hyperpycnites. *Revue de Paléobiologie*. 2012;(11):457–469.
12. *Zavala C.* Hyperpycnal (over density) flows and deposits. *Journal of Palaeogeography*. 2020;(9):p.21. DOI: 10.1186/s42501-020-00065-x.

13. Knapp R.T. Density currents: Their mixing characteristics and their effect on the turbulence structure of the associated flow: Proceedings of the Second Hydraulics Conference: University of Iowa Studies in Engineering, Bulletin. 1943;(27):289–306.
14. Mutti E., Davoli G., Tinterri R., Zavala C. The importance of ancient fluvio-deltaic systems dominated by catastrophic flooding in tectonically active basins. *Memorie di Scienze Geologiche*. 1996;(48):233–291.
15. Mutti E., Mavilla N., Angella S., Fava L.L. An introduction to the analysis of ancient turbidite basins from an outcrop perspective. American Association of Petroleum Geologists. *Continuing Education Course*. 1999;(39):1–98. DOI: 10.1306/CE39687.
16. Mutti E., Bernoulli D., Ricci Lucchi F., Tinterri R. Turbidites and turbidity currents from Alpine “Flysch” to the exploration of continental margins. *Sedimentology*. 2009;56(1):267–318. DOI: 10.1111/j.1365-3091.2008.01019.x.
17. Normark W.R., Piper D.J. Initiation processes and flow evolution of turbidity currents: implications for the depositional record. *Society of Economic Paleontologists and Mineralogists*. Special Publication. 1991;(46):207–230. DOI: 10.2110/pec.91.09.0207.
18. Pattison S.A.J. Storm-influenced prodelta turbidite complex in the lower Kenilworth member at Hatch Mesa, Book Cliffs, Utah, USA: implications for shallow marine facies models. *Journal of Sedimentary Research*. 2005;75(3):420–439. DOI: 10.2110/jsr.2005.033.
19. Plink-Bjo Rklund P., And Steel R.J. Initiation of turbidity currents: outcrop evidence for Eocene hyperpycnal flow turbidites. *Sedimentary Geology*. 2004;165(1–2):29–52. DOI: 10.1016/j.sedgeo.2003.10.013.
20. Heezen B.C., Menzies R.J., Schneider E.D., Ewing W.M., Granelli N.C.L. Congo submarine canyon. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 1964;48(7):1126–1149. DOI: 10.1306/BC743D7F-16BE-11D7-8645000102C1865D.
21. Nakajima T. Hyperpycnites deposited 700 km away from river mouths in the Central Japan Sea. *Journal of Sedimentary Research*. 2006;76(1):59–72. DOI: 10.2110/jsr.2006.13.
22. Saller A., Li R., Dunham J. Leaves in turbidite sands: The main source of oil and gas in the deep-water Kutei Basin, Indonesia. *American Association of Petroleum Geologists*. 2006;90(10):1585–1608. DOI: 10.1306/04110605127.
23. Mulder T., Syvitski J.P.M., Migeon S., Faugères J.C., Savoye B. Marine hyperpycnal flows: initiation, behavior and related deposits. A review. *Marine and Petroleum Geology*. 2003;20(6–8):861–882. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2003.01.003.
24. Khramtsova A.V., Zverev K.V. Left-sided asymmetry of Neocomian submarine fans of West-Siberian interior sea (Russia) // A new Journey of Sedimentology: from the Pacific to the Himalaya. Abstract book. 21st International Sedimentological Congress. (Beijing, 22–26 august 2022). Beijing, 2022. 893 p.
25. Posamentier H.W., Kolla V. Seismic geomorphology and stratigraphy of depositional elements in deep-water settings // *Journal of Sedimentary Research*. 2003;73(3):367–388. DOI: 10.1306/111302730367.
26. Nikishin A.M., Al'mendinger O.A., Mityukov A.V., Posamentier Kh.V., Rubtsova E.V. Glubokovodnye osadochnye sistemy: ob'emnye modeli, osnovannye na 3D seismorazvedke i polevykh nablyudeniya [Deep-sea sedimentary systems: volumetric models based on 3D seismic and field observations]. Moscow: MAKS Press, 2012. 109 p. In Russ.
27. Khramtsova A.V., Zverev K.V. Asimmetriya morfologii i giperpyknal'nyi genezis turbiditov achimovskoi tolshchi Zapadnoi Sibiri [Asymmetry of morphology and hyperpycnal genesis of turbidites of the Achimov formation of Western Siberia] Litogenez i minerageniya osadochnykh kompleksov dokembriya i fanerozoia Evrazii. Materialy X Mezhdunarodnogo soveshchaniya po litologii (Voronezh, 18–23 September 2023). Voronezh, 2023. pp. 466–469. In Russ.

Информация об авторах

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

Зверев Константин Витальевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий эксперт
ООО «Газпромнефть научно-технический центр»
625048 Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14
e-mail: Zverev.KV@gazpromneft-ntc.ru

Мельников Александр Валерьевич

Менеджер
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
625003 Тюмень, ул. Перекопская, 19
e-mail: avmelnikov2@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-4587-1788

Information about authors

Alena V. Khramtsova

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

Konstantin V. Zverev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
leading expert
LLC Gazpromneft Scientific and Technical Center
625048, Tyumen, st. 50 Let Oktyabrya, 14
e-mail: Zverev.KV@gazpromneft-ntc.ru

Alexander V. Melnikov

Manager
LLC Tyumen Petroleum Research Center
625003, Tyumen, st. Perekopskaya, 19
e-mail: avmelnikov2@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-4587-1788

УДК 550.8; 553.2

DOI 10.47148/0016-7894-2024-6-57-65

Геотектонические аспекты формирования мезозойского комплекса юго-западной части Евлах-Агджабединского прогиба

© 2024 г. | Ф.Т. Агаджанов, Е.Ю. Погорелова

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности», Баку, Азербайджан; fikretagacanov@mail.ru; yy_pgrlova@mail.ru

Поступила 29.07.2024 г.

Доработана 07.08.2024 г.

Принята к печати 19.09.2024 г.

Ключевые слова: *Евлах-Агджабединский прогиб; тектоническая структура; мезозойские отложения; углеводородный потенциал; геологический анализ; ловушки структурного типа.*

Аннотация: В статье представлены результаты геолого-геофизических работ и анализ скважинных данных, пробуренных в пределах юго-западной части Евлах-Агджабединского прогиба, а также оценки углеводородного потенциала региона, полученные методами геологического картирования, стратиграфического профилирования и геологического анализа. Приведены результаты исследования нефтегазоносности мезозойских отложений в юго-западной части Евлах-Агджабединского прогиба Азербайджана для выявления перспективных зон в целях дальнейших исследований и разведки на основе геолого-геофизических данных и структурных особенностей региона. Юго-западная часть Евлах-Агджабединского прогиба, расположенная на границе Куринской впадины и Малого Кавказа, характеризуется сложным геологическим строением. Основное внимание уделено мезозойским отложениям, среди которых юрско-нижнемеловые вулканогенно-терригенные и верхнемеловые вулканогенно-карбонатные породы имеют ключевое значение. Карбонатные отложения верхнего мела достигают значительной толщины, что делает их перспективными для накопления углеводородов. Палеоструктурные изменения в конце эоцена и начале палеогена, приведшие к формированию новых поднятий и изменению глубин залегания осадков, оказали влияние на нефтегазоносность региона. Юго-западная часть прогиба обладает потенциальными углеводородными ресурсами в силу благоприятных условий для накопления ловушек углеводородов, особенно в верхнемеловых и палеогеновых отложениях. Оценка геологического строения и палеоструктурных изменений подчеркивает высокую перспективность юго-западной части прогиба для разведки углеводородов, что требует дальнейших детализированных сейсморазведочных исследований и бурения скважин для более точной оценки нефтегазоносного потенциала и экономической целесообразности.

Для цитирования: Агаджанов Ф.Т., Погорелова Е.Ю. Геотектонические аспекты формирования мезозойского комплекса юго-западной части Евлах-Агджабединского прогиба // Геология нефти и газа. – 2024. – № 6. – С. 57–65. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-57-65.

South-western part of Yevlakh-Aghjbedinsky trough: geotectonic aspects of Mesozoic series formation

© 2024 | F.T. Aghajanov, Y.Yu. Pogorelova

Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan; fikretagacanov@mail.ru; yy_pgrlova@mail.ru

Received 29.07.2024

Revised 07.08.2024

Accepted for publication 19.09.2024

Key words: *Yevlakh-Aghjbedinsky trough; tectonic framework; Mesozoic deposits; hydrocarbon potential; paleogeology analysis; structural traps.*

Abstract: The authors present the results of geological and geophysical works and well data analysis, which were obtained using methods of geological mapping, stratigraphic profiling, and geological analysis. The wells were drilled within the south-western part of the Yevlakh-Aghjbedinsky trough. The paper also contains an assessment of the region petroleum potential. The demonstrated results of studies of oil and gas occurrence in Mesozoic deposits in the south-western part of the Yevlakh-Aghjbedinsky trough aimed at identification of promising zones for further investigations and exploration on the basis of geological and geophysical data and structural features of the region. The south-western part of the Yevlakh-Aghjbedinsky trough is situated at the Kurinsky trough and the Lesser Caucasus boundary; and complicated geological architecture is typical of it. The authors were concentrated on Mesozoic deposits, where the Jurassic-Lower Cretaceous volcanogenic-terrigenous and Upper Cretaceous volcanogenic-carbonate rocks are of key importance. The Upper Cretaceous carbonate rocks reach a considerable thickness, which makes them favourable for hydrocarbon accumulation. Paleostuctural changes at the Eocene end and Paleogene beginning caused formation of new uplifts and variation of sediments' depth of occurrence, thus influenced the oil and gas potential of the region. South-western part of the trough is expected to contain hydrocarbon resources because of the conditions favourable for hydrocarbon trap formation, especially in Upper Cretaceous and Paleogene deposits. Assessment of geological structure and paleostuctural changes is indicative

of high prospectivity of the south-western part of the trough in terms of hydrocarbon exploration, which requires further in-depth seismic studies and drilling wells for more precise assessment of hydrocarbon potential and economic viability.

For citation: Aghajanov F.T., Pogorelova Y.Yu. South-western part of Yevlakh-Aghjabadinsky trough: geotectonic aspects of Mesozoic series formation. Geologiya nefti i gaza. 2024;(6):57–65. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-57-65. In Russ.

Введение

Юго-западная часть Евлах-Агджабединского прогиба, расположенная в пределах зоны сочленения Куринской впадины и Малого Кавказа, является ключевым объектом для выявления УВ-потенциала в Азербайджане. Этот регион, охватывающий юго-западный борт прогиба, представляет собой чередование структурных выступов и гемисинклиналей, резко контрастирующих с относительно пологой моноклиалью в его северо-восточной части, и характеризуется сложным геологическим строением и разнообразными осадочными отложениями. В мезозойских толщах, которыми сложен бассейн, заметно выделяются юрско-нижнемеловые вулканогенные терригенные и верхнемеловые вулканогенные карбонатные породы. Они не только отличаются разнообразным литологическим составом, но и имеют важное значение для разведки и оценки УВ-потенциала.

В статье приведены результаты всестороннего геологического изучения юго-западной части Евлах-Агджабединского прогиба, включая его структурные особенности, характеристики осадочных отложений и особенности литологического состава, используемые для оценки УВ-потенциала региона. С целью выявления перспективных зон для дальнейшего проведения геолого-разведочных работ и разработки месторождений выполнен анализ тектонических и палеогеологических условий, влияющих на формирование и накопление УВ.

Исходными данными для настоящей работы являются результаты геологического картирования, стратиграфического профилирования, геологического анализа, а также скважинные данные. Приведены материалы изучения литологического состава и толщин осадков, а также тектонических особенностей и палеоструктурных условий накопления карбонатных и вулканогенных отложений в юго-западной части Евлах-Агджабединского прогиба, позволяющие всесторонне оценить УВ-потенциал региона.

Исследования включали глубокий анализ геологического строения и литологического состава юго-западной части Евлах-Агджабединского прогиба, выявление таких ключевых структурных элементов, как антиклинали и синклинали, а также оценку их УВ-потенциала.

Проведенные исследования значительно расширили знания о геологическом строении и УВ-потенциале юго-западной части Евлах-Агджабединского прогиба. Применение современных методов геологического картирования, стратиграфического профилирования и палеогеологического анализа позволяют детализировать литологические и стратиграфические характеристики, выявлять ключе-

вые структурные элементы и оценивать их УВ-потенциал. Ранее проведенные исследования не в полной мере учитывали сложные геологические особенности этой области, что оставило значительные пробелы в понимании ее нефтегазового потенциала.

В исследовании использовались методы геологического картирования для определения структурных элементов и осадочных образований юго-западной части Евлах-Агджабединского прогиба. Было проведено детальное стратиграфическое профилирование с целью характеристики литологического состава и изменений толщины мезозойских отложений в различных палеоструктурных зонах. Палеогеологический анализ сыграл ключевую роль в реконструкции истории эволюции бассейна. Он включал интерпретацию поверхностей осадочных толщ, реконструкцию структурной эволюции и палеоэкологических условий в мезозойский и палеогеновый периоды. Материалы по разведочным и исследовательским скважинам CD-1 и Борсунлу-1 были проанализированы для определения литологического состава, толщины осадков и УВ-потенциала в определенных геологических формациях. Совместное использование этих методов позволяет провести комплексное исследование геологических и осадочных характеристик юго-западной части Евлах-Агджабединского прогиба, результаты которого способствуют выявлению УВ-потенциала бассейна и вносят вклад как в региональное понимание геологической обстановки, так и в оценку нефтегазового потенциала Южного Кавказа в целом.

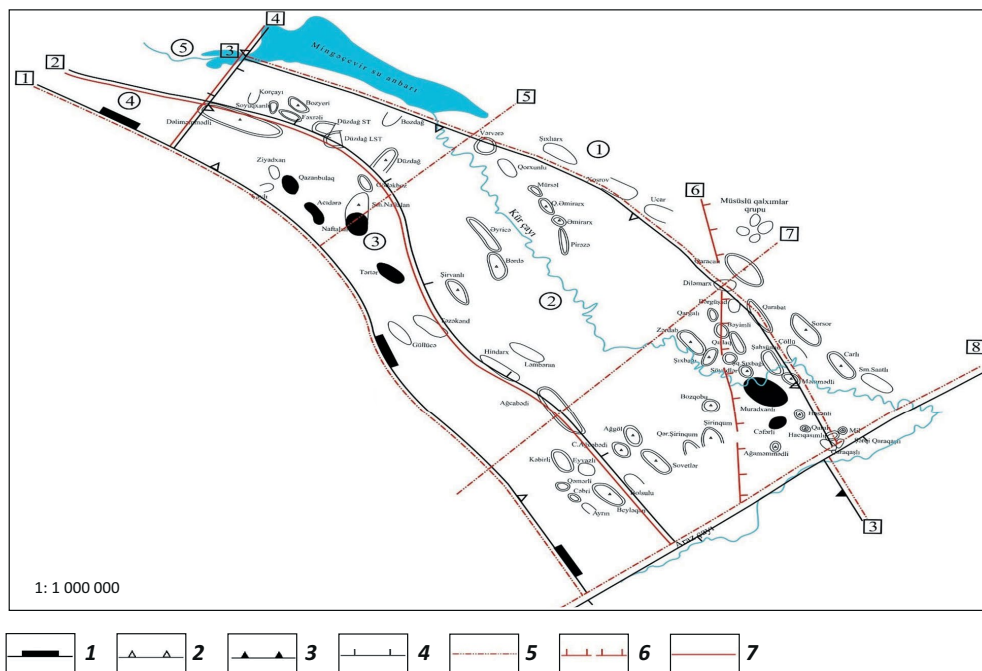
Обзор геологического строения

Юго-западный борт Евлах-Агджабединского прогиба осложнен слабовыраженными структурными выступами и гемисинклиналями. Структурные выходы расположены на юго-восточном продолжении Муровдагской и Агдамской антиклиналей, а гемисинклинали — на юго-восточном продолжении Агджакендской и Агдаринской синклиналей (рис. 1). Геологическое строение северо-восточного борта прогиба существенно отличается от юго-западного. Этот борт имеет вид относительно пологой крупномасштабной моноклинали [1].

Мезозойский комплекс в юго-западной части Евлах-Агджабединского прогиба сложен юрско-нижнемеловыми вулканогенно-терригенными и верхнемеловыми вулканогенно-карбонатными толщами.

Отложения нижнего мела и юры были обнаружены в скв. CD-1, пробуренной на Саатлинском поднятии Кюрдамирско-Саатлинской зоны погребенного поднятия, и в основном представлены

Рис. 1. Тектоническая карта Евлах-Агджабединского прогиба [4]
Fig. 1. Tectonic framework of the Yevlakh-Aghjabadinsky trough [4]



Границы структурных элементов (1–4): 1 — региональные, 2 — субрегиональные (I), 3 — крупнорегиональные (+), 4 — субрегиональные (III); 5 — глубинные разломы, 6 — флексура, 7 — тектонические разломы.

Структурные элементы: 1 — зона поднятия Мингячевир-Гейчай, 2 — Геранбой-Мурадханлинская впадина, 3 — Гянджинская моноклираль, 4 — Казахская моноклираль, 5 — Джейранчельская впадины.

Глубинные разломы: 1 — Предмалокавказский, 2 — Товуз-Лагадехи, 3 — Мингячевир-Ленкорань, 4 — Гянджа-Алазан, 5 — Арпачай-Самур, 6 — Имишли-Огуз, 7 — Азербайджан, 8 — Нижний Араз

Boundaries of structural elements (1–4): 1 — regional, 2 — subregional (I), 3 — large-regional (+), 4 — subregional (III); 5 — deep-seated faults, 6 — flexure, 7 — faults.

Structural elements: 1 — zone of Mingyachevir-Geichai uplift, 2 — Geranboi-Muradkhanlinsky depression, 3 — Gyandzhinsky monocline, 4 — Kazakhsky monocline, 5 — Dzheiranchelsky depression.

Deep-seated faults: 1 — Predmalokavkazsky, 2 — Tovuz-Lagadekhi, 3 — Mingyachevir-Lenkoran, 4 — Gyandzha-Alazan, 5 — Arpachai-Samur, 6 — Imishli-Oguz, 7 — Azerbaijan, 8 — Lower Araz

вулканическими образованиями. В скважинах, пробуренных в юго-восточной части юго-западного крыла площади Бейлаган, отложения нижнего мела также сложены вулканическими породами.

Вулканические породы преобладают и в разрезе верхнего мела (до сантона). Верхний сантонско-маастрихтский интервал в основном представлен карбонатными породами [2].

Толщина карбонатных отложений, более благоприятных для образования и накопления УВ, достигает 750 м в северо-западной части бассейна (скв. Борсунлу-1) и 800 м в юго-западной части (Агджабединский район). Минимальная толщина верхнемеловых карбонатных отложений (50–200 м) зафиксирована в зоне Мурадханлы-Зардабской антиклинали и на расположенном к северо-западу от нее поднятии Амирарх.

Юго-западная часть Евлах-Агджабединского прогиба отделена от прогиба Габырри-Аджинохур северо-восточной частью Шамкирского поднятия, представленного вулканическими образованиями,

а на юго-востоке от прогиба Тальшгарши — поднятием Билясувар [3].

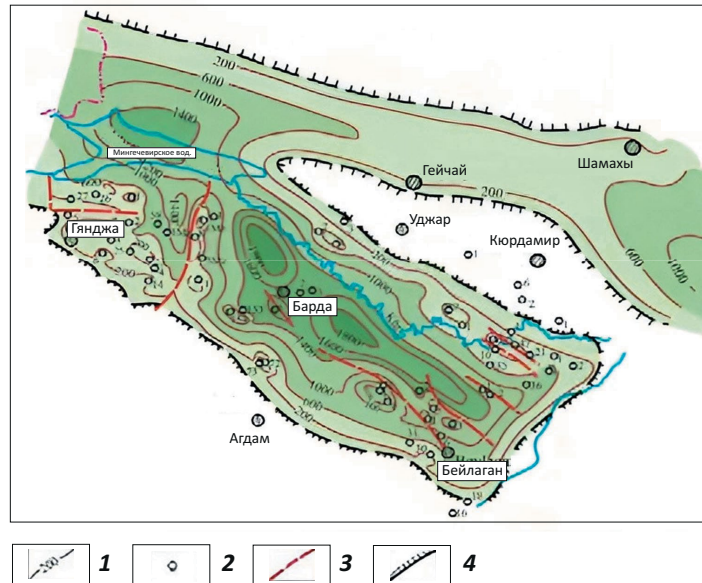
В конце мезозойской эры и в начале палеогена карбонатные отложения верхнего мела были частично размывы во внешних частях прогиба и зонах поднятий, а в сводовых частях структур Мурадханлы, Гюллудже и Делимамедлы полностью уничтожены.

Палеоструктурные условия поверхности осадочных толщ верхнего мела в конце эоцена свидетельствуют, что мезозойский нефтегазоносный комплекс претерпел существенные изменения в течение раннего и среднего палеогена (рис. 2). В этот период в северо-западной части Евлах-Агджабединского прогиба формируется меридиональное Нафталано-Гедекбозское поднятие.

Эта зона поднятия меловых отложений, расположенная на глубинах 400–600 м, разделяет структуру Борсунлу, которая все еще существует в позднем мелу, и структуру Барда, на востоке которой расположены нефтегазоносные регионы Азербайджана.



Рис. 2. Палеоструктурные условия мезозойской осадочной поверхности в конце эоцена [5]
Fig. 2. Paleostructure of Mesozoic sedimentary surface at the end of Eocene [5]



1 — изогипсы, м; **2** — параметрические, исследовательские и разведочные скважины; **3** — разрывы; **4** — зона выклинивания отложений

1 — isohypses, m; **2** — stratigraphic, investigation, and exploratory wells; **3** — faults; **4** — zone of deposits thinning out

В данных структурах верхнемеловые отложения находятся на глубине 1400 и 1800 м соответственно [5].

Предполагается, что меловые отложения в более крупном Агджабединском бассейне имеют такой же уровень погружения. На юго-востоке впадина, замкнутая в долине р. Араз, образует призаливные депрессии в районах Джафарлы и Худаферин-Бахманлы. В данных структурах отложения верхнего мела залегают на глубине 400–1000 м.

Сводовая часть поднятия Мурадханлы, почти повсеместно развитая на северо-восточном борту прогиба, была областью размыва в течение позднего и среднего палеогена. Здесь вулканические породы верхнего мела выходят на поверхность и подвергаются эрозии. В соседней Зардабской антиклинали небольшой толщины карбонатные, мощные туфогенные и вулканические отложения верхнего мела залегают на глубине до 200 м (рис. 3).

Как Мурадханлинская, так и Зардабская антиклинали имеют резко асимметричное строение. В конце эоцена узкие северо-восточные крылья этих структур отделены от юго-западного крыла зоны поднятия Кюрдамир-Саатлы неглубокими впадинами.

Эта структура испытывает моноклиальное погружение верхнемеловых эоценовых отложений до 1000–1200 м к юго-западу от зоны прируслового пояса на площади протяженностью 28–30 км², расположенной между структурами Зардаб и Амирарх. На месторождении Амирарх палеоструктура, о контуренная замкнутой изогипсой 300 м, отделена от зоны прируслового пояса неглубокой и широкой

синклиальной впадиной, как и на месторождении Зардаб (см. рис. 3).

Структуры Бейлаган, Советлер, Агджабеди, Гюллудже, Газанбулаг, Делимамедли и др., которые являются основными палеоструктурными элементами верхнемеловых отложений, в конце эоцена находились на юго-западном борту Евлах-Агджабединского осадочного бассейна [4].

В структурах, расположенных в центральной и северо-западной частях юго-западного борта, верхнемеловые отложения находятся на глубине 200–300 м и разделены на юго-востоке структурами Агджабеди, Уджар, Ширванлы и др., а в палеоструктурах они залегают на глубине 600–1200 м. Это свидетельствует о том, что данные структуры подверглись более интенсивному погружению в палеоцене и эоцене (рис. 4).

В олигоцен-раннемиоценовое (майкопское) время ускоряется процесс осадконакопления в юго-западной части Евлах-Агджабединского бассейна. В конце майкопского века в Евлахской и Агджабединской впадинах, расположенных в центре бассейна, верхнемеловые отложения погребены на глубине 3800–4000 м, в прогибе смещаются в осевом направлении, сближаясь друг с другом (см. рис. 4).

Процесс опускания охватывает зону меридионального поднятия Нафталана-Гедекбоз, разделяющую Евлахскую и Борсунлинскую структуры. Гипсометрический уровень кровли верхнемеловых отложений снижается до 2000–2500 м [6].

Сводовая часть поднятия Мурадханлы, представляющая собой зону размыва на северо-восточном борту прогиба, также сложена верхнемелайкопскими отложениями толщиной 250–400 м (см. рис. 3). Палеоструктура верхнемеловых отложений в Зардабской антиклинали, погружающейся быстрее, замыкается по изолинии 900–1200 м. Расположенная на северо-западе Амирархская антиклиналь также находится примерно на уровне Зардабской антиклинали (рис. 5). Эти структуры, как и в конце эоцена асимметричны, отделены от зоны выклинивания майкопских отложений узкой, но более глубокой синклиналью (см. рис. 1, 5).

Большинство структур, расположенных на юго-западном борту Евлах-Агджабединского прогиба, проявлены более четко [8]. Палеоструктуры верхнемеловых отложений конца майкопского века, сохранившие асимметричное строение, контуры замкнутыми изогипсами не реже чем через каждые 200 м. В структурах Южно-Бейлаганская, Агджабединская и Советлерская, расположенных в юго-восточной части бассейна, расстояния между изогипсами составляет соответственно 400, 1200 и 2400 м.

Структура Гуллуджа, находящаяся в самой высокой части юго-западного борта, также замыкается по изолинии 400 м. В то время, как палеоструктура Газанбулаг, замыкающаяся по изолинии 1800 м в северо-западном направлении, отделена от моноклинали Малого Кавказа асимметричной седловиной глубиной 100 м на юго-западе, соседние районы Аджидара, Сарыялдаг и Алюшаги несколько осложняют строение региональной моноклинали, образуя небольшие структурные выступы на ней. Нафталано-Гедекбозские поднятия сохраняют прежнее направление простиранья и глубину залегания (2000–2500 м) [7]. В структуре Борсунлу, которая находится западнее зоны поднятия, процесс опускания несколько усиливается, а отложения верхнего мела углубляются до 3200–3400 м (см. рис. 3).

В структурах, расположенных в зоне Зардаб-Мурадханлы, поверхность верхнемеловых отложений понижается и достигает 800 м в сводовой части поднятия Мурадханлы и 2000 м в сводовой части поднятия Зардаб. Существующая структурная терраса в районе Амирарх опускается до глубины 2200 м (рис. 6).

При оценке перспектив нефтегазоносности мезозойского комплекса следует в первую очередь отметить, что Куринская впадина, являющаяся останцом Южно-Кавказского массива, считается бесперспективным в нефтегазоносном отношении регионом, так как в юрский период она была сложена вулканическими образованиями.

Более благоприятные условия для формирования УВ в осадочных бассейнах существовали при накоплении верхнемеловых отложений [6]. В этих отложениях открыто несколько крупных месторождений нефти и газа, некоторые участки которых содержат промышленные запасы УВ.

В мезозойских отложениях наблюдаются покрышки, обеспечивающие накопление и сохранность УВ. К таким покрышкам для верхнемеловых отложений относятся палеоцен-нижнеэоценовые, в основном майкопские, глинистые отложения. Большинство складок в регионе было образовано в верхнемеловой и палеогеновый периоды. Именно эти структуры создали благоприятные условия для накопления ловушек УВ в отложениях, подвергшихся латеральной миграции. В то же время ловушки стратиграфического типа, образованные в зонах глинизации сингенетичных нефтегазоносных отложений, также имеют важное значение с точки зрения сохранения нефти и газа.

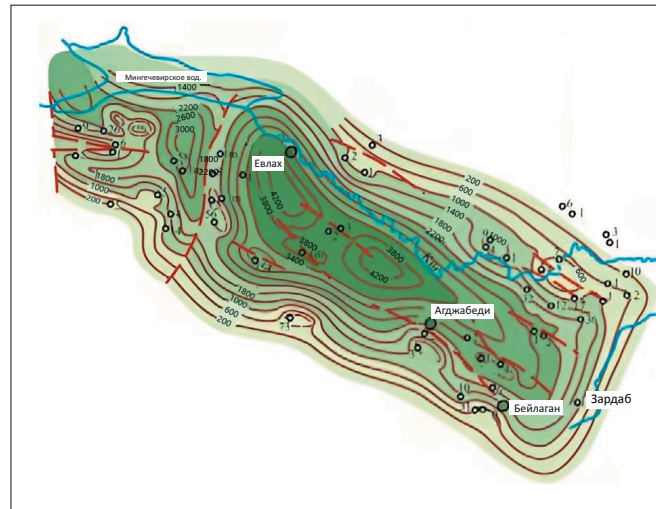
Основные нефтегазоносные комплексы в Евлах-Агджабединском бассейне сформировались в мезозое и палеоген-миоцене. Палеоструктурная история развития этих комплексов имеет большое значение с точки зрения определения времени начала массовой генерации нефти и газа, направленной миграции, формирования и сохранности залежей нефти и газа. Часть верхнемеловых отложений Евлах-Агджабединского прогиба считается бесперспективной до сантона. Верхняя часть разреза накапливалась в палеотектонических и палеогеографических условиях, благоприятных для образования УВ [9]. Здесь толщина осадков постепенно увеличивается к центру прогиба и достигает 700–800 м, они сложены пелитоморфными известняками, чередующимися с мергелями. В нефтегазовом отношении большее значение имеют маастрихские отложения, которые подстилаются верхнемеловыми отложениями до глубины более 5000 м, что свидетельствует о наличии термобарических условий, необходимых для генерации УВ в этих отложениях.

Поверхность мезозойского возраста на северо-западном борту Евлах-Агджабединского прогиба, считающаяся более перспективной в нефтегазоносном отношении, относится к моноклинали с низким углом наклона слоев в конце эоцена (см. рис. 2). Верхнемеловые отложения находятся здесь на глубине 4000–5000 м. Эоценовые, майкопские и миоценовые отложения залегают северо-восточнее в возвышенных частях моноклинали.

Борсунлинская и Агджабединская структуры с максимальной толщиной отложений в конце эоцена были зонами нефтегазообразования, а Мурадханлы-Зардабская и Амирархская структуры, сложенные в конце эоцена карбонатными отложениями с минимальной мощностью слоев, были зонами накопления УВ [3].

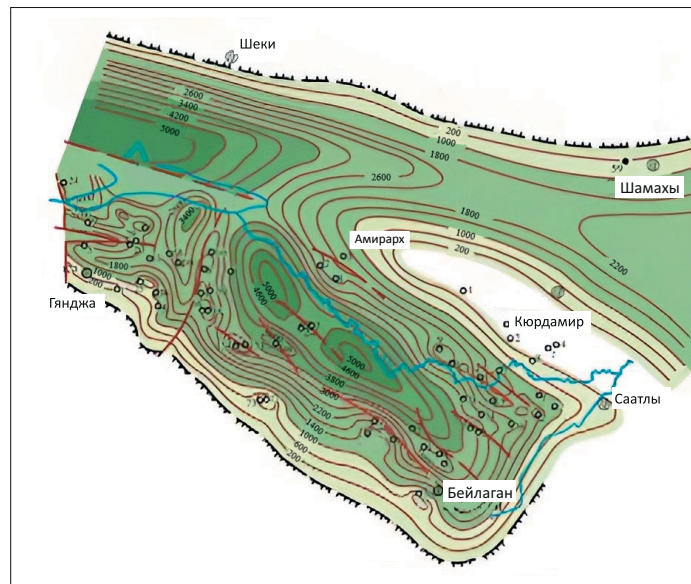
Палеогеновые глинистые отложения, несогласно залегающие на размытой поверхности верхнего мела, находятся в палеогеологических условиях, благоприятных для образования ловушек стратиграфического типа как в карбонатных, так и в вулканических отложениях верхнего мела (Амирарх) [10]. Структуры замкнуты по изогипсам 200 и 300 м. Более крутые юго-западные крылья асимметричных структур считаются более перспективными,

Рис. 5. Палеоструктурные условия мезозойской осадочной поверхности в конце майкопа [4]
Fig. 5. Paleostructure of Mesozoic sedimentary surface at the end of Maykop [4]



1 — дислокации.
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 2
 1 — dislocations.
 For other Legend items see Fig 2

Рис. 6. Палеоструктурные условия мезозойской осадочной поверхности в конце миоцена [4]
Fig. 6. Paleostructure of Mesozoic sedimentary surface at the end of Miocene [4]



Усл. обозначения см. на рис. 2, 5
 For other Legend items see Fig 2, 5

так как они расположены на пути миграции нефти и газа. На этом борту прогиба методами сейсморазведки на расстоянии 40 км от Зардаба до Амирарха замкнутые структуры не обнаружены.

На этой территории, имеющей по данным сейсморазведки моноклинальное строение, отложения верхнего мела залегают на глубине 4000–5000 м. Эоценовые, майкопские и миоценовые отложения

последовательно развиваются в северо-восточном направлении в возвышенных частях моноклинали. Палеогеологические условия были благоприятны для формирования ловушек стратиграфического типа в меловых карбонатных и вулканических отложениях на участках, перекрытых палеогеновыми глинистыми отложениями, несогласно залегающими на размытой поверхности верхнего мела.

На юго-западном борту юго-восточной части Евлах-Агджабединского прогиба верхнемеловые отложения зафиксированы на глубине от 200–300 до 3000–4000 м. Углеводороды, образующиеся на больших глубинах, начали мигрировать в юго-западном направлении вдоль борта прогиба. Сформированные структуры стали ловушками для накопления нефти и газа. При этом региональные разломы, хотя и обусловили рассеивание УВ, в ряде случаев способствовали образованию тектонически экранированных ловушек [10].

Заключение

Юго-западная часть Евлах-Агджабединского прогиба имеет сложное геологическое строение,

характеризующееся наличием моноклиналей, антиклиналей и синклиналей, которые в основном сложены вулканическими и карбонатными породами от юрского до позднемелового возраста. Толщина осадков заметно варьирует, достигая 800 м, при этом карбонатные отложения верхнего мела определены как весьма перспективные для накопления УВ. Тектоническая активность в палеогене сыграла решающую роль в создании ловушек, благоприятных для накопления УВ, особенно в антиклинальных и синклинальных областях. Отложения верхнего мела, особенно маастрихского возраста, считаются идеальными для генерации УВ из-за благоприятных термических условий и литологического состава. Сравнительный анализ с соседними бассейнами подчеркивает значимые геологические особенности и потенциал бассейна. Будущие геолого-разведочные работы должны быть сосредоточены на проведении передовых сейсмических исследований и бурении скважин для проверки ресурсного потенциала и оценки экономической целесообразности.

Литература

1. Салманов А.М., Магеррамов Б.И., Аббасов Г.А., Абдуллаева Г.Т. О тектонических особенностях отдельных структурных единиц междуречья Кура и Габырры // Науки о земле. – 2017. – № 1. – С. 4–12.
2. Салманов А.М., Магеррамов Б.И., Аббасов Г.А., Гусейнов Р.М., Абдуллаева Г.Т. Характеристика изменения литофациальных мощностей разрезов неантиклинальных ловушек на эоценовых отложениях (на примере района междуречья Куры и Габырры Азербайджана) // SOCAR Proceedings. – 2019. – № 2. – С. 4–15. DOI: 10.5510/OGP20190200383.
3. Салманов А.М., Сулейманов А.М., Магеррамов Б.И. Палеогеология нефтегазоносных районов Азербайджана. – Баку : Марс-Принт, 2015. – 472 с.
4. Юсифов Х.М., Эфендиев А.А. и др. Геологические основы поисков нефтегазовых месторождений в палеоген-миоценовых отложениях Восточного Азербайджана // Геолог Азербайджана – 2006. – № 11 – С. 46–63.
5. Салманов А.М., Юсифов Х.М. К перспективам нефтегазоносности северо-восточного борта Евлах-Агджабединского прогиба // Научные труды НИПИ «НефтеГаз». – 2013. – № 2. – С. 6–13. DOI: 10.5510/OGP20130200149.
6. Юсифов Х.М., Асланов Б.С. Нефтегазоносные бассейны Азербайджана. – Баку : Марс-Принт, 2018. – С. 71–84.
7. Юсифов Х.М., Рзаев М.А., Сулейманов А.М., Зейналов Р.Л. К вопросу нефтегеологического районирования территории Азербайджана по мезозойскому нефтегазоносному комплексу // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1993. – № 4. – С. 3–12.
8. Юсифов Х.М., Рахманов Р.Р. Стратегия поиска мезозойской нефти в Азербайджане // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6–7. – С. 10–18.
9. Юсифов Х.М., Салманов А.М. Основные критерии нефтегазоносности мезозойских отложений Азербайджана // Научные труды НИПИ «НефтеГаз». – 2012. – № 2. – С. 6–14. DOI: 10.5510/OGP20120200108.
10. Yusifov Kh.M. About justification of oily-gaseous perspective of deep lying Meso-Cenozoic deposits of Azerbaijan // Azerbaijan oil industry. – 2013. – № 5. – С. 5–13.

References

1. Salmanov A.M., Magerramov B.I., Abbasov G.A., Abdullaeva G.T. Tectonic features of structural units in Kura and Gabirri interfluvial area. *GeoScience*. 2017;(1):4–12.
2. Salmanov A.M., Magerramov B.I., Abbasov G.A., Guseinov R.M., Abdullaeva G.T. Thickness variability of different Eocene lithofacies in nonanticline traps. *SOCAR Proceedings*. 2019;(2):4–15. DOI: 10.5510/OGP20190200383. In Russ.
3. Salmanov A.M., Suleimanov A.M., Magerramov B.I. Paleogeologiya neftegazonosnykh raionov Azerbaidzhana [Paleogeology of oil and gas bearing regions of Azerbaijan]. Baku: Mars-Print; 2015. 472 p. In Az.
4. Yusifov Kh.M., Efendiev A.A. et al. Geological bases of oil and gas fields exploration in Paleogen-Miocene deposites of East Azerbaijan. *Geolog Azerbaidzhana*. 2006;(11):46–63. In Az.

5. *Salmanov A.M., Yusifov Kh.M.* To petroleum prospects of a northeast board Yevlakh-Agdzhabedy depression. *SOCAR Proceedings*. 2013;(3):6–13. DOI: 10.5510/OGP20130200149. In Russ.
6. *Yusifov Kh.M., Aslanov B.S.* Neftegazosnye basseiny Azerbaidzhana, Bibliografiya, Baku: Izdatel'stvo "Mars-Print"; 2018. pp. 71–84. In Russ.
7. *Yusifov Kh.M., Rzaev M.A., Suleimanov A.M., Zeinalov R.L.* K voprosu neftegeologicheskogo raionirovaniya territorii Azerbaidzhana po mezozoiskomu neftegazosnomu kompleksu [More on the petroleum zoning of Azerbaijan territory in the Mesozoic play]. *Azerbaijan Oil Industry*. 1993;(4):3–12.
8. *Yusifov Kh.M., Rakhmanov R.R.* Strategy for research of oil of Mesozoic period in Azerbaijan. *Azerbaijan Oil Industry*. 2011; (6–7):10–18.
9. *Yusifov Kh.M., Salmanov A.M.* The main criteries of oilgasbearing of Mesozoi deposits in Azerbaijan. *SOCAR Proceedings*. 2012;(2):6–14. DOI: 10.5510/OGP20120200108. In Russ.
10. *Yusifov Kh.M.* About justification of oily-gaseous perspective of deep lying Meso-Cenozoic deposits of Azerbaijan. *Azerbaijan oil industry*. 2013;(5):5–13.

Информация об авторах

Агаджанов Фикрет Тельман оглы

Докторант

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,

AZ1010 Азербайджан, Баку, пр-кт Азадлыг, 20

e-mail: fikretagacanov@mail.ru

ORCID ID: 0009-0000-1254-1099

Погорелова Елена Юрьевна

Доцент

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,

AZ1010 Азербайджан, Баку, пр-кт Азадлыг, 20

e-mail: yy_pgrlova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0002-2412-4441

Scopus: 57218113615

Information about authors

Fikrat T. Aghajanov

Postdoctoral Student

Azerbaijan State

Oil and Industry University,

20, Azadliq avenue, Baku, AZ1010 Azerbaijan

e-mail: fikretagacanov@mail.ru

ORCID ID: 0009-0000-1254-1099

Yelena Yu. Pogorelova

Assistant professor

Azerbaijan State

Oil and Industry University,

20, Azadliq avenue, Baku, AZ1010 Azerbaijan

e-mail: yy_pgrlova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0002-2412-4441

Scopus: 57218113615



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

**19-20
МАРТА**

г. Новый Уренгой



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

в рамках

**ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА**

СИБЭКС SERVICE

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск

Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vkxes@yandex.ru, www.ses.net.ru



2025

УДК 540.4: 552.578:571.762.12(571.1-12)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-6-67-83

Геохимия нефтей и конденсатов юрских залежей на юго-востоке Западной Сибири

© 2024 г. | Е.А. Фурсенко, А.И. Бурухина, Е.А. Костырева, И.С. Сотнич

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; FursenkoEA@ipgg.sbras.ru; BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru; KostyrevaEA@ipgg.nsc.ru; SotnichIS@ipgg.sbras.ru

Поступила : 19.07.2024 г.

Доработана 08.08.2024 г.

Принята к печати 25.09.2024 г.

Ключевые слова: нефть; конденсат; органическая геохимия; углеводороды-биомаркеры; Западная Сибирь.

Аннотация: В статье приведены материалы исследования нефтей и конденсатов юрских залежей Пудинского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области. Установлена существенная неоднородность физико-химических характеристик углеводородных флюидов как по площади, так и по разрезу, что свидетельствует о значительном влиянии на их состав миграционных процессов. В соответствии с геохимической интерпретацией аналитических данных по составу низкомолекулярных углеводородов C₃-C₉, n-алканов, ациклических изопренанов, стеранов, терпанов и аренов проведена генетическая типизация исследованной коллекции. Показано, что большинство нефтей и конденсатов из верхнеюрских залежей (наунакская свита) имеют преимущественно аквагенный генезис и их источником является органическое вещество баженовской свиты. Изученные конденсаты из среднеюрских залежей (тюменская свита, Казанская и Останинская площади) по генетическим параметрам близки преимущественно террагенному органическому веществу тюменской свиты. Смешанный генетический тип, диагностированный для отдельных проб из залежей в наунакской свите, свидетельствует об участии в генерации углеводородных флюидов верхнеюрских залежей нескольких источников с разным фациально-генетическим типом органического вещества (баженовская, тогурская, тюменская свиты). Согласно базовым молекулярным показателям термокаталитической зрелости (индексы нечетности n-алканов, стереоизомерные отношения стеранов C₂₉, параметр Ts/Tm, отношения составов фенантронов и дибензтиофенов), исследованные нефти и конденсаты генерированы в условиях главной зоны нефтеобразования.

Для цитирования: Фурсенко Е.А., Бурухина А.И., Костырева Е.А., Сотнич И.С. Геохимия нефтей и конденсатов юрских залежей на юго-востоке Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2024. – № 6. – С. 67–83. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-67-83.

Geochemistry of Jurassic oils and condensates in West Siberian south-east

© 2024 | E.A. Fursenko, A.I. Burukhina, E.A. Kostyreva, I.S. Sotnich

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; FursenkoEA@ipgg.sbras.ru; BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru; KostyrevaEA@ipgg.nsc.ru; SotnichIS@ipgg.sbras.ru

Received : 19.07.2024

Revised 08.08.2024

Accepted for publication 25.09.2024

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

Abstract: The authors present the materials of Jurassic oil and condensate studies in the Pudinsky Petroleum District, the Vasyugansky Petroleum Area. It is found that physical and chemical properties of hydrocarbon fluids are essentially inhomogeneous both over the area and in the section, which is indicative of a considerable influence of migration processes on their composition. Genetic typification of the investigated collection was conducted on the basis of analytical data geochemical interpretation in accordance with composition of low-molecular hydrocarbons C₃-C₉, n-alkanes, acyclic isoprenanes, steranes, terpanes, and arenes. It is shown that the majority of oils and condensates from the Upper Jurassic accumulations (Nunaksky Formation) have predominantly aquatic genesis, and their source is Organic Matter of the Bazhenov Formation. The studied condensates from Middle Jurassic accumulations (Tyumen Formation, Kazansky, and Ostaninsky areas) are similar to mainly terrigenous Organic Matter of the Tyumen Formation in terms of genetic parameters. The mixed genetic type determined for individual samples from the Naunaksky accumulations is indicative of the fact that several sources with different Organic Matter facies and genetic types (Bazhenov, Togursky, and Tyumen formations) were involved in generation of hydrocarbon fluids of Upper Jurassic accumulations. In accordance with basic molecular characteristics of catalytic thermal maturity (n-alkane oddness indices, stereoisometric ratios of C₂₉ steranes, Ts/Tm parameter, phenanthrene and dibenzothiophene composition ratios), the studied oils and condensates were generated in oil window conditions.

For citation: Fursenko E.A., Burukhina A.I., Kostyreva E.A., Sotnich I.S. Geochemistry of Jurassic oils and condensates in West Siberian south-east. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(6):67–83. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-67-83. In Russ.

Введение

Геохимическое исследование нефтей и конденсатов представляет собой важную составляющую комплексного изучения геологии и нефтегазоносности осадочных бассейнов. В статье обобщена аналитическая информация о физико-химических характеристиках и молекулярном составе УВ-фракций нефтей и конденсатов, локализованных в юрских залежах на юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Пробы изученных УВ-флюидов отобраны на месторождениях и нефтегазоносных площадях, расположенных в пределах Пудинского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области. В административном отношении район исследования находится в пределах Томской области (Сибирский федеральный округ) (рис. 1).

Согласно тектоническому районированию юрского структурно-формационного комплекса [1], рассматриваемая территория соответствует северной части Северо-Межовской мегамоноклинали, которая на западе граничит с Колтогорско-Нюрольским желобом, а на востоке — с Барабинско-Пихтовой мегамоноклизой — надпорядковым структурным элементом Внешнего пояса Западно-Сибирской геосинеклизы. Локальные структуры, в пределах которых обособляются месторождения и нефтегазоносные площади, осложняют положительные структурные элементы разных порядков. На северо-востоке Пудинского куполовидного поднятия локализовано Рыбальное нефтяное месторождение, в центральной его части — Лосино-Ярская нефтегазоносная площадь, Северо-Останинское нефтяное и Юбилейное нефтегазоконденсатное месторождения, а на юге — Пинджинское нефтяное, Останинское и Мирное нефтегазоконденсатные месторождения. Селимхановское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на западе Горелоярского куполовидного мезоподнятия. На северо-западе Калгачского наклонного мегавала локализуются Западно-Сомовская нефтегазоносная площадь, Казанское нефтегазоконденсатное и Болтное нефтяное месторождения. Район исследования интересен тем, что находится на границе юго-восточной части внутренней области с Внешним поясом Западно-Сибирской геосинеклизы.

Несмотря на продолжительный период изучения нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири (более 50 лет), комплексные геохимические исследования нефтей и конденсатов из юрских залежей Пудинского нефтегазоносного района, выполненные на современном аналитическом уровне, приведены в ограниченном числе публикаций. Так, в статье [2] на основе результатов геохимических исследований обсуждаются источники УВ-флюидов региона, а по данным изучения нафтидов Казанского месторождения реконструирована история формирования УВ-скоплений. Сотрудники ИНГГ СО РАН [3] на основе данных о распределении высокомолекулярных УВ-биомаркеров провели гене-

тическую типизацию коллекции нефтей из верхнеюрских залежей западной части Томской области. В исследованиях, проведенных в ИХН СО РАН (Томск), рассмотрены состав и структура разных групп органических соединений в нефтях отдельных месторождений Пудинского нефтегазоносного района и предложены варианты использования этой информации для их типизации [4–6]. Исследования, описанные в данной статье, позволили получить дополнительную геохимическую информацию об особенностях состава и свойств УВ-флюидов, которая может быть использована для расширения и уточнения имеющихся представлений о процессах нефтегазообразования в осадочных толщах региона и источниках аккумулированных в них УВ-скоплений. Цели исследований заключались в геохимической типизации нефтей и конденсатов коллекции и выявлении их потенциальных источников — нефтегазоматеринских толщ.

Материалы и методы

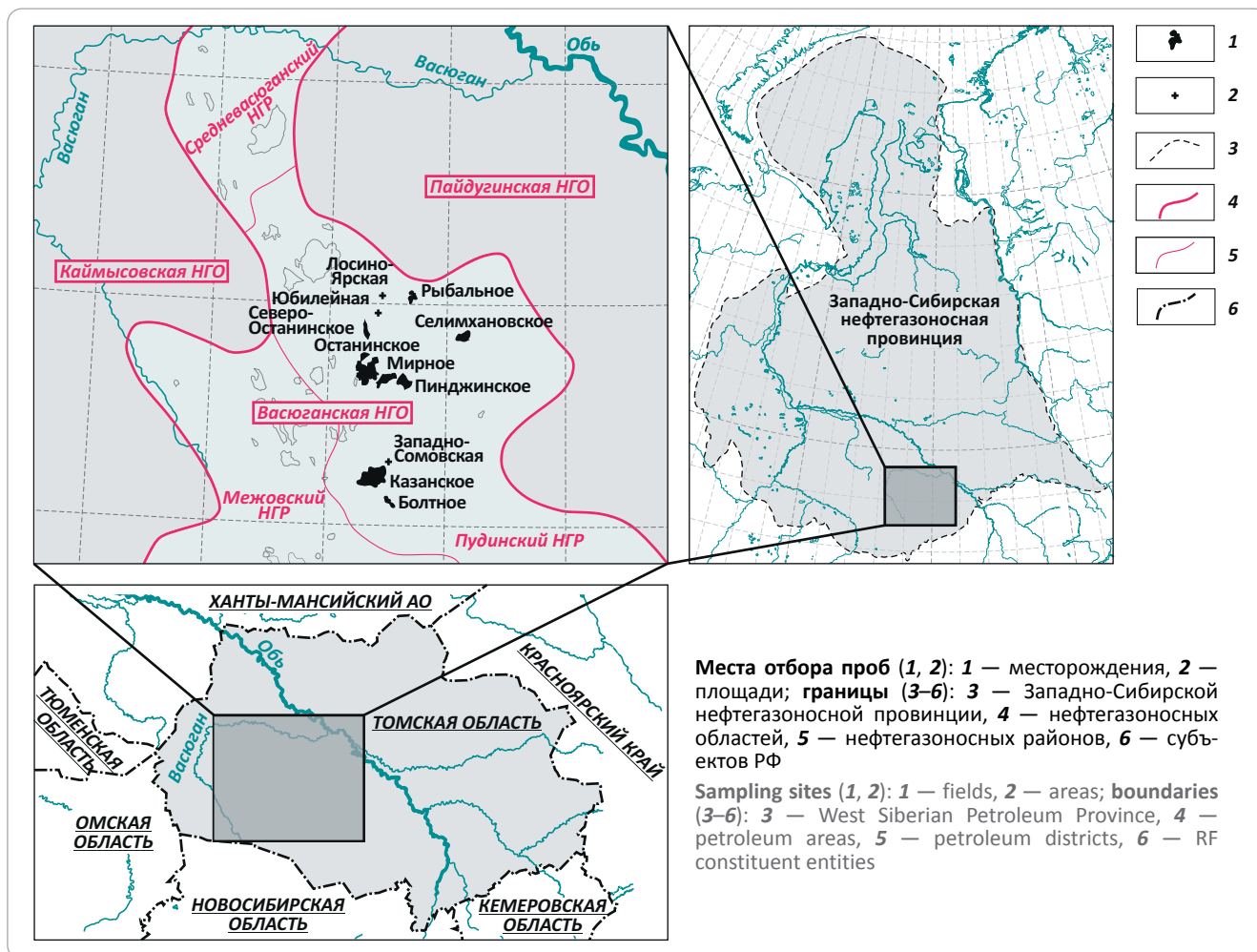
Объектами геохимического исследования стали поверхностные пробы нефтей и конденсатов из юрских залежей рассматриваемого района (см. рис. 1). Интервалы глубин перфорации, с которых при испытаниях были отобраны пробы нефтей и конденсатов, укладываются в диапазон от 2400 до 3100 м. В статье обобщена аналитическая информация о базовых физико-химических характеристиках нафтидов: плотности, вязкости, фракционном составе, содержании серы и твердых парафинов, групповом составе (табл. 1). Физико-химические параметры в разные годы изучались с помощью стандартизированных методов (ГОСТов). Аналитические данные для обобщения заимствованы из фондовых материалов ИНГГ СО РАН. Физико-химические свойства 12 образцов нефтей и 5 конденсатов (табл. 2) исследованы в лаборатории геохимии нефти и газа Института. Классификация нефтей и образцов конденсатов по их физико-химическим свойствам соответствует методическим рекомендациям Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации [7].

Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) нефтей и конденсатов (см. табл. 2) определялся на масс-спектрометре DELTA V Advantage (Thermo Fisher Scientific) в Томском филиале АО «СНИИГТиМС» (ответственный исполнитель — Н.Л. Падалко), результаты анализа приведены к международному белемнитовому стандарту V-PDB.

Информация о распределении УВ-биомаркеров в исследованных пробах (см. табл. 2) получена методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии насыщенных и ароматических фракций в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН. УВ-фракции выделены из дистиллятов нефтей и конденсатов с температурой начала кипения выше 200 °С методом жидкостной (элюентной) адсорбционной хроматографии с предварительным осаждением асфальтенов.

Рис. 1. Схема отбора проб нефтей и конденсатов (нефтегазогеологическое районирование приводится в соответствии со схемой, принятой в ИНГГ СО РАН)

Fig. 1. Map of oil and condensate sampling (geopetroleum zoning corresponds to the scheme accepted in INGG SB RAS)



Алканы нормального и изопреноидного строения в насыщенных фракциях определялись при помощи газового хроматографа «Маэстро» (Agilent Technologies 7820A GC System) с пламенно-ионизационным детектором, кварцевой капиллярной колонкой HP5 в режиме линейного программирования температуры с гелием в качестве газа-носителя. Идентификация индивидуальных УВ осуществлялась по временам удерживания в программном обеспечении GC ChemStation. Высокомолекулярные полициклические УВ-биомаркеры в насыщенной фракции и ароматические соединения в ароматической фракции изучены методом хромато-масс-спектрометрии на системе, включающей газовый хроматограф Hewlett Packard 5890 с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent MSD 5972A и компьютерное обеспечение для регистрации и обработки информации HPG 1034. Идентификация индивидуальных соединений осуществлялась при помощи программного обеспечения GC ChemStation по временам удерживания и подтверждалась сравнением масс-спектров пиков на полученных масс-фрагментограммах с имеющимися спектрами из библиотеки Национального

института стандартов и технологий NIST-05, а также с опубликованными данными. Для насыщенной фракции по масс-фрагментограммам m/z 217, 218 идентифицированы стераны, а по m/z 191 — трицикланы (хейлантаны), тетрацикланы, гопаны и моретаны. С помощью хромато-масс-спектрометрии проводился анализ ароматической фракции в режиме записи характерных осколочных ионов m/z 178, 192 (фенантрен и его монометилзамещенные), m/z 184, 198 (дибензотиофен и его монометилзамещенные), m/z 253 и 231 (моно- (МАС) и триароматические (ТАС) стероиды). Относительное содержание индивидуальных насыщенных и ароматических соединений рассчитывалось как отношение площади соответствующего пика к сумме площадей всех идентифицированных соединений данного типа отдельно для насыщенной и ароматической фракций.

Для установления генетических связей нефтей и конденсатов с ОВ пород был проведен сравнительный анализ особенностей распределения УВ-биомаркеров (n -алканы, ациклические изопрены, стераны, терпаны, арены) и определен изотопный

Табл. 1. Физико-химические характеристики поверхностных проб нефтей и конденсатов

Tab. 1. Physical and chemical characteristics of oil and condensate surface samples

Нефтегазоносный комплекс	Плотность, кг/м ³	Сера, %	T, °C	Фракционный состав, %		Групповой состав, %		
				до 200 °C	после 200 °C	УВ	Смолы	Асфальтены
Конденсаты								
Наунакская свита (J _{3o})	(694–801,9)/746(97)	(0,002–,6)/0,084(93)	(28–85)/42(55)	(46–78)/60(55)	(22–54)/40(55)	(94,94–99,53)/97,20(37)	(0,01–5,06)/2,44(37)	(0,00–0,61)/0,2(37)
Тюменская свита (J ₂)	(709,5–804,4)/747,8(8)	(0,005–,18)/0,053(4)	(28–98)/52(8)	(38–86)/62(7)	(14–62)/38(7)	(96,76–99,30)/98,61(4)	(0,44–2,14)/1,14(4)	(0,00–1,10)/0,33(4)
Нефти								
Наунакская свита (J _{3o})	(768,3–908,3)/812,7(90)	(0,045–0,470)/0,199(83)	(30–137)/60(48)	(12–56)/36(48)	(44–100)/65(48)	(76,90–97,96)/93,33(42)	(1,97–22,40)/6,08(42)	(0,07–3,01)/0,6(42)
Тюменская свита (J ₂)	(806–884,9)/835,1(12)	(0,039–0,490)/0,174(11)	(57–155)/83(12)	(8–26)/19(10)	(74–92)/80(10)	(92,47–97,49)/94,19(10)	(2,50–7,60)/5,48(10)	(0,01–0,87)/0,39(10)

Примечание. Числитель — минимум-максимум, знаменатель — среднее, в скобках — число проб. **Конденсаты:** верхнеюрские залежи — Болтная, Западно-Сомовская, Казанская, Мирная, Останинская, Селимхановская площади; среднеюрские залежи — Казанская, Останинская площади; **нефти:** верхнеюрские залежи — Западно-Сомовская, Казанская, Лосино-Ярская, Мирная, Останинская, Пинджинская, Рыбальная, Селимхановская, Юбилейная площади; среднеюрские залежи — Западно-Сомовская, Казанская, Останинская, Рыбальная площади.

Note. Numerator — min-max; denominator — mean; in brackets — number of samples. **Condensates:** Upper Jurassic accumulations — Boltny, West Somovsky, Kazansky, Mirny, Ostaninsky, Selimkhanovsky areas; Middle Jurassic accumulations — Kazansky, Ostaninsky areas; **oils:** Upper Jurassic accumulations — West Somovsky, Kazansky, Losino-Yarsky, Mirny, Ostaninsky, Pindzhinsky, Rybal'ny, Selimkhanovsky, Yubileiny areas; Middle Jurassic accumulations — West Somovsky, Kazansky, Ostaninsky, Rybal'ny areas.

Табл. 2. Представительность коллекции нефтей и конденсатов, исследованных в ИНГГ СО РАН

Tab. 2. Representativeness of oil and condensate collection studies in INGG SB RAS

Площадь	Номер скважины	Интервалы перфорации, м	Возраст	Свита
Конденсаты				
Останинская	428	2466–2476	J ₃	Наунакская + баженовская
Болтная	3	2461–2493	J ₃	Наунакская
Селимхановская	1	2247–2257		
Казанская	1	2541–2547, 2551–2556	J ₂	Тюменская
Останинская	420	2542–2560		
Нефти				
Мирная	413	2486–2516	J ₃	Наунакская + баженовская
Западно-Сомовская	12	2507–2515	J ₃	Наунакская
Казанская	31	2688–2692, 2692–2704		
Лосино-Ярская	41	2443–2453		
Мирная	413	2507–2521		
Мирная	414	2500–2516		
Пинджинская	127	2529–2545		
Рыбальная	406	2420–2425		
Рыбальная	408	2416–2420		
Селимхановская	2	2252–2263		
Останинская	422	2440–2458		
Останинская	455	2470–2477		

состав углерода в нефтидах и экстрактах пород (Казанская, Западно-Сомовская, Останинская площади) по единой методике, принятой в ИНГТ СО РАН, а также использовались опубликованные материалы по геохимии ОБ осадочных толщ региона.

Для 6 проб нефтей (верхнеюрские залежи Лосино-Ярской, Мирной, Рыбальной, Юбилейной площадей) и 3 проб конденсата коллекции (верхнеюрские залежи Болтной и Останинской площадей, среднеюрская залежь Казанской площади) коллекции методом хромато-масс-спектрометрии определен компонентный состав легкокипящих фракций (УВ C_3 – C_9). Идентификация индивидуальных УВ C_3 – C_9 и расчет их относительных концентраций осуществлялись при помощи хроматограмм по общему ионному току, которые были получены для нефракционированных проб нефтей и конденсатов. Исследование проводилось на аналитическом комплексе, состоящем из газового хроматографа Hewlett Packard 5890, высокоэффективного масс-селективного детектора Agilent MSD 5972 и компьютерной системы регистрации и обработки информации GN ChemStation. Для деления проб использована капиллярная кварцевая колонка DB1, газ-носитель — гелий.

Результаты и их обсуждение

Физико-химические свойства нефтей и конденсатов. Плотность конденсатов изменяется от очень низкой (694 – 699 $кг/м^3$, Казанская площадь) до характерной для особо легких нефтей (например, у проб из наунакской свиты Мирной и Западно-Сомовской площадей — $801,9$ и $801,3$ $кг/м^3$ соответственно), а в среднем составляет 746 и $747,8$ $кг/м^3$ для конденсатов из залежей в наунакской и тюменской свитах соответственно (см. табл. 1). Исследованные конденсаты закономерно характеризуются низкой вязкостью (при 20 °С не более 5 $мм^2/с$). Их температуры начала кипения находятся в диапазоне от 28 до 98 °С (см. табл. 1). Относительно повышенные значения этого параметра (≥ 70 °С) определены для единичных проб из залежей наунакской (Болтная и Казанская площади) и тюменской свит. (Казанская площадь). Выход бензиновой фракции ($T < 200$ °С) в среднем выше 50 % и достигает 86 % (Казанская площадь, J_2) и 78 % (Казанская площадь, J_{30}). В конденсатах рассматриваемого района содержание УВ составляет более 95 %, а концентрации смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) очень низкие (см. табл. 1). В наибольшей степени обогащены УВ конденсаты из залежей тюменской свиты Казанской и Останинской площадей (> 99 %) и единичные пробы из наунакской свиты Казанской, Останинской и Селимхановской площадей. Повышенными концентрациями смол (> 3 %) характеризуются отдельные пробы конденсатов из наунакской свиты (Мирная, Казанская, Болтная, Западно-Сомовская, Рыбальная площади). В составе УВ исследованных проб преобладают насыщенные структуры, которых в несколько раз больше, чем ароматических

(отношение насыщенные УВ/ароматические УВ в среднем составляет $17,9$, диапазон изменения — $2,5$ – $81,3$). Конденсаты из тюменской свиты (Казанская, Останинская площади) малопарафинистые — содержание в них твердых парафинов в среднем соответствует $0,26$ % (диапазон изменения $0,10$ – $0,63$ %). В залежах из наунакской свиты встречаются как малопарафинистые ($< 1,5$ % Болтная, Казанская, Селимхановская площади), так и парафинистые конденсаты ($1,5$ – $3,9$ % Болтная, Казанская, Мирная, Рыбальная площади). В большинстве конденсатов содержания серы не превышают $0,2$ %. Наиболее сернистыми в исследованной выборке являются единичные пробы из наунакской свиты Казанской ($0,60$ %) и Болтной ($0,33$ %) площадей. Конденсаты из залежей в наунакской свите в среднем более обогащены серой (в среднем $0,08$ %) по сравнению с конденсатами из нижележащих скоплений тюменской свиты (в среднем $0,05$ %) (см. табл. 1).

Плотность нефтей в изучаемом районе изменяется в широком диапазоне (см. табл. 1). Основная часть проб представляет собой УВ-флюиды особо легкого типа с плотностью < 830 $кг/м^3$. К этой группе относятся пробы, близкие по плотности к конденсатам (~ 800 $кг/м^3$ и менее) — нефти из наунакской свиты Казанской площади, отдельные пробы из залежей разного возраста других площадей. Значительно меньше легких (831 – 850 $кг/м^3$) и средних (851 – 870 $кг/м^3$) по плотности нефтей. В эту группу попали почти все нефти Рыбальной площади, несколько проб Казанской (J_2), нефти из залежей наунакской свиты Мирной, Западно-Сомовской, Останинской, Пинджинской и Юбилейной площадей. Единичные пробы классифицируются как тяжелые (871 – 895 $кг/м^3$) — с Пудинской (J_2), Лосино-Ярской (J_{30}), Мирной (J_{30}) и Пинджинской (J_{30}) площадей и битуминозные (> 895 $кг/м^3$) с Останинской площади (J_{30}). Нефти из отложений тюменской свиты (Западно-Сомовская, Казанская, Пудинская, Рыбальная площади) в основном более вязкие (при 20 °С в среднем $16,88$ $мм^2/с$, диапазон изменения $2,99$ – $40,42$ $мм^2/с$) по сравнению с нефтью из проб вышележащих наунакских залежей ($4,44$ $мм^2/с$, $1,71$ – $25,23$ $мм^2/с$). Среди наунакских нефтей наиболее вязкими являются единичные пробы Юбилейной и Селимхановской площадей (при 20 °С теряют текучесть). Повышенная вязкость этих нефтей, а также проб из тюменских залежей обусловлена их высокой парафинистостью. Так, к высокопарафинистым относятся нефти из залежей тюменской свиты Западно-Сомовской, Казанской и Рыбальной площадей (в среднем $18,51$ %, диапазон изменения $5,01$ – $33,3$ %). В большинстве наунакских нефтей содержание парафинов ниже по сравнению с пробами из нижележащих залежей и в среднем составляет $4,68$ % (диапазон изменения $1,12$ – $20,1$ %), однако среди них также встречаются парафинистые и высокопарафинистые нефти. Максимальное содержание парафинов для нефти из залежей этого возраста определено на Юбилей-

ной площади (20,1 %). Вместе с тем высокая вязкость ($> 20 \text{ мм}^2/\text{с}$) тяжелых нефтей из наунакских залежей Лосино-Ярской и Пинджинской площадей может быть связана с повышенным содержанием в них высокотемпературных (температура начала кипения выше $200 \text{ }^\circ\text{C}$) фракций ($> 80 \%$ на нефть) и САВ ($> 10 \%$ на нефть). Температура кипения и выход высокотемпературных фракций всех исследованных нефтей закономерно выше по сравнению с конденсатами. Внутри выборки нефтей эти параметры выше для вязких и наиболее тяжелых проб. Основная часть нефтей района исследования подобно конденсатам более чем на 90% состоит из УВ (см. табл. 1), среди которых насыщенные соединения преобладают над ароматическими. Тем не менее, относительное содержание ароматических соединений в составе нефтей в среднем выше, чем в конденсатах, а отношение насыщенных УВ к ароматическим ниже (в среднем 4,3, диапазон изменения 1–14,8). Вместе с тем некоторые нефти выборки характеризуются относительно пониженными содержаниями УВ и, как следствие, повышенными концентрациями САВ, что позволяет отнести эти пробы к типу смолистых ($10\text{--}20 \%$ Западно-Сомовская (J_3O), Казанская (J_3O), Мирная (J_3), Пинджинская (J_3O), Рыбальная (J_3O), площади) и высокосмолистых ($20\text{--}35 \%$ Мирная (J_3O), Останинская (J_3O) площади). Содержание серы в нефтях коллекции немного выше, чем в конденсатах, но в целом незначительное — $< 0,5 \%$ (см. табл. 1), что характеризует их как УВ-флюиды малосернистого типа. Наиболее сернистыми в исследованной выборке являются смолистые нефти с повышенной плотностью и высокими концентрациями САВ. Отмеченная для конденсатов тенденция к относительно повышенному содержанию серы в пробах из залежей наунакской свиты по сравнению с нижележащими отложениями в нефтяной выборке не наблюдается.

Таким образом, анализ физико-химических свойств нефтей и конденсатов рассматриваемого района позволил выявить следующие основные закономерности. Несмотря на достаточно широкий диапазон значений плотности, по этому параметру все изученные УВ-флюиды, за исключением единичных проб, являются легкими и особо легкими. При этом на одних и тех же стратиграфических уровнях в пределах одних и тех же месторождений могут встречаться УВ-флюиды в диапазоне от особо легких и легких до тяжелых. Помимо низкой плотности, в среднем для исследованных нефтей и конденсатов характерны низкие содержания серы и САВ ($< 10 \%$) и наоборот, высокие концентрации бензиновых фракций. Повышенные значения вязкости, зафиксированные для нефтей и конденсатов из залежей тюменской свиты и единичных проб из верхнеюрских залежей (Юбилейная и Селимхановская площади) обусловлены их высокой парафинистостью, а для тяжелых нефтей из наунакских залежей (Лосино-Ярская, Пинджинская площади)

связаны со значительным содержанием высокотемпературных фракций и САВ.

Среди нефтей и конденсатов, для которых измерен изотопный состав углерода, относительно обогащен тяжелым изотопом ^{13}C конденсат из тюменской свиты Останинской площади ($\delta^{13}\text{C} -28, \text{‰}$), а также нефть и конденсат из наунакской свиты Селимхановской площади ($\delta^{13}\text{C} -27,8$ и -28‰ соответственно) (рис. 2). Нефти из верхнеюрских отложений Болтной, Западно-Сомовской, Казанской, Лосино-Ярской, Мирной, Пинджинской, Рыбальной и Останинской площадей и конденсат из тюменской свиты Казанской площади характеризуются легким изотопным составом углерода ($\delta^{13}\text{C} < 29 \text{‰}$).

Распределение легкокипящих УВ $C_3\text{--}C_9$. Как отмечалось выше, для нескольких проб коллекции (три образца конденсата — Болтная, Казанская и Останинская площади; шесть образцов нефтей — Болтная, Лосино-Ярская, Мирная, Рыбальная и Юбилейная площади) определен компонентный состав бензиновой фракции. В этих пробах идентифицированы *n*-алканы, алкилзамещенные алканы, легкие ароматические УВ (бензол, толуол, этилбензол, ксилолы), циклопентаны (ЦП) и циклогексаны (ЦГ), а также их метил- и этил-производные. Сравнительный анализ распределения индивидуальных УВ $C_3\text{--}C_9$, позволил установить существенные различия состава исследованных конденсатов. Так, в останинской пробе из интервала, объединяющего баженовскую и наунакскую свиты, преобладают *n*-алканы, 2- и 3-метилалканы, содержания цикланов и аренов значительно ниже. Для большинства изученных конденсатов среди идентифицированных низкомолекулярных *n*-алканов максимум концентрации приходится на *n*- C_6 . Исключением представляет конденсат из тюменской свиты Казанской площади, в котором, наоборот, концентрации идентифицированных низкомолекулярных УВ растут с увеличением их молекулярной массы и достигают максимума на *n*- C_9 . Закономерно, что в этой пробе при стандартной для конденсатов плотности ($778,2 \text{ кг/м}^3$) выход бензиновой фракции ниже (58% на конденсат) по сравнению, например, с конденсатами Останинской площади ($> 70 \%$ на конденсат). Такие особенности фракционного состава и распределения низкомолекулярных УВ казанского конденсата могут быть обусловлены миграционными (фазово-ретроградными) процессами [9].

В большинстве проб, изученных данным методом, в групповом составе УВ $C_3\text{--}C_9$, преобладают *n*-алканы и *i*-алканы, далее в порядке снижения относительных концентраций следуют цикланы и легкие арены (рис. 3). Согласно распределению алканов и цикланов состава C_7 (см. рис. 3) в сочетании со значениями генетических показателей, рассчитанных по составу УВ $C_3\text{--}C_9$, ($\Sigma \text{ЦП}/\Sigma \text{ЦГ} > 0,7$, $\text{этилбензол}/\Sigma \text{ксилолов} > 0,2$, $n\text{-гептан}/\text{метил ЦГ} > 0,8$), рассматриваемые конденсаты Болтной и Останинской площадей, нефти Лосино-Ярской, Мирной и Рыбальной площадей, отобранные из верхнеюрских

Рис. 2. Изотопный состав углерода исследованных нафтидов, ОВ и битумоидов (генетическая типизация по [8])
Fig. 2. Carbon isotopic signature of studied naphthides, Organic Matter, and bitumoids (genetic typification according to [8])

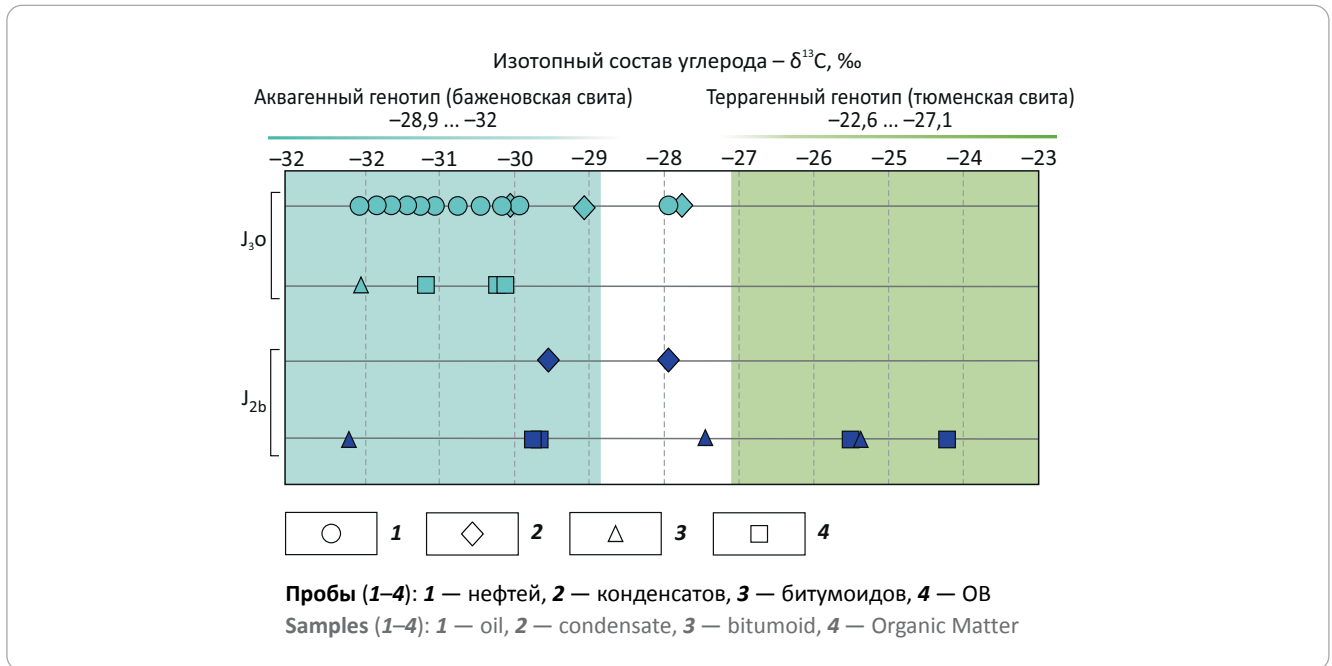
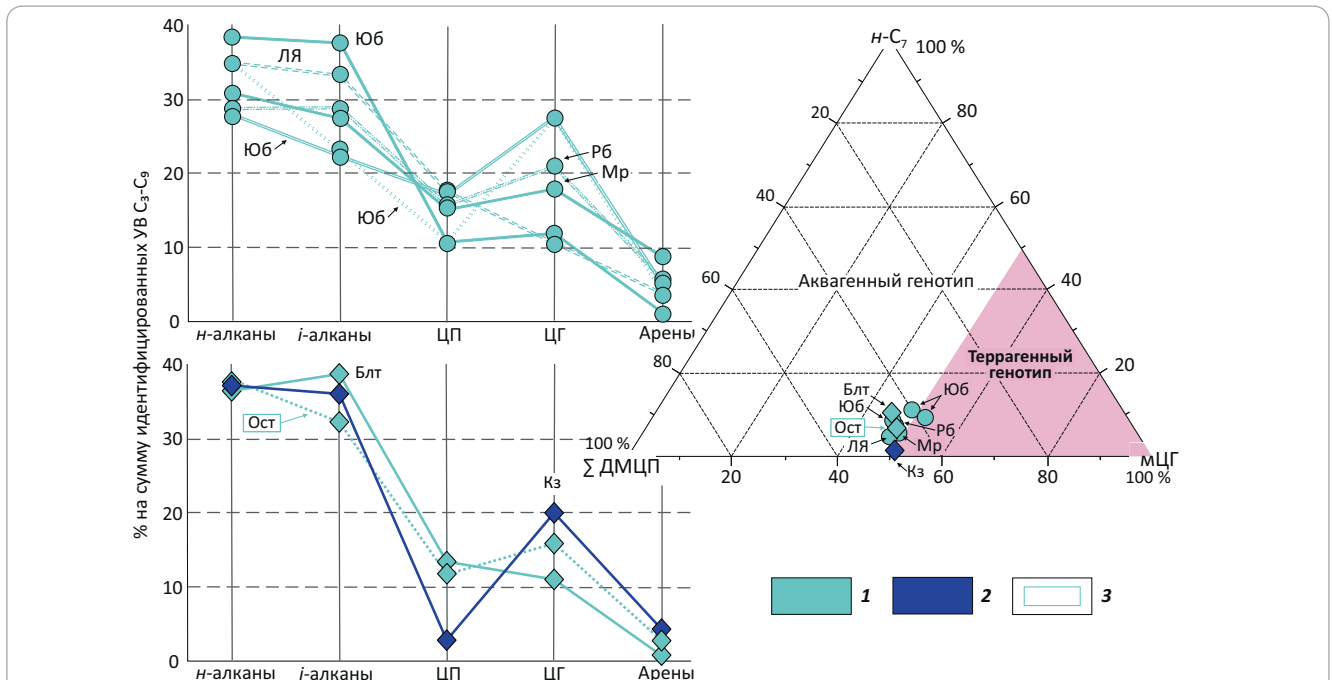


Рис. 3. Групповой состав бензиновой фракции (УВ C₃–C₉) и распределение УВ-состава C₇ (по [11]) в нефтях и конденсатах рассматриваемого района
Fig. 3. Naphta (C₃–C₉ hydrocarbons) group analysis and distribution of C₇ hydrocarbon composition (according to [11]) in oils and condensates of the region under consideration



Возраст вмещающих отложений (1, 2): 1 — J₃₀, 2 — J_{2b}; 3 — пробы из интервала перфорации, объединяющего наунакскую и башеновскую свиты.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2.

Нефтегазоносные площади: **Блт** — Болтная, **Кз** — Казанская, **ЛЯ** — Лосино-Ярская, **Мр** — Мирная, **Ост** — Останинская, **Рб** — Рыбальная, **Юб** — Юбилейная

Age of host formations (1, 2): 1 — J₃₀, 2 — J_{2b}; 3 — samples from perforation interval that includes Naunaksky and Bashenov formations.

For other Legend items see Fig. 2.

Oil and gas bearing areas: **Блт** — Boltny, **Кз** — Kazansky, **ЛЯ** — Losino-Yarsky, **Мр** — Mirny, **Ост** — Ostaninsky, **Рб** — Rybal'ny, **Юб** — Yubileiny

залежей, следует классифицировать как аквагенные [10–13]. Аквагенный генотип этих нафтидов подтверждается в том числе легким изотопным составом углерода ($< 29\%$) и генетическими показателями по составу алканов, стеранов и терпанов. Нефти из наунакской залежи Юбилейной площади согласно генетическим показателям УВ C_3 – C_9 относятся к УВ-флюидам смешанного генотипа (Σ ЦП/ Σ ЦГ 0,4–0,9, этилбензол/ Σ ксилолов 0,2, *n*-гептан/метил ЦГ 0,5–1,4). Генетические показатели по составу УВ C_3 – C_9 (Σ ЦП/ Σ ЦГ 0,1, этилбензол/ Σ ксилолов 0,2, *n*-гептан/метил ЦГ 0,5) конденсата из тюменской свиты Казанской площади и его положение на тригонограмме распределения УВ-состава C_7 (см. рис. 3) свидетельствуют о его генерации за счет ОВ неморского происхождения.

Распределение *n*-алканов и ациклических изопренов. В насыщенных фракциях исследованных нафтидов методом газожидкостной хроматографии идентифицированы *n*-алканы C_{10} – C_{40} и ациклические изопрены C_{13} – C_{25} . В большинстве проб максимум молекулярно-массового распределения *n*-алканов приходится на УВ со средней длиной цепи (C_{15} – C_{19}). Для всех изученных проб отношение n - C_{27}/n - C_{17} не превышает 0,7, причем для конденсатов этот параметр ниже (в среднем 0,17, диапазон изменения 0,02–0,53) по сравнению с нефтями (0,44, 0,29–0,65). Считается, что низкие значения отношения n - C_{27}/n - C_{17} ($< 0,3$ – $0,5$) свидетельствуют о генетической связи нефтематеринского ОВ с одноклеточными водорослями, а высокие ($> 0,7$ – $0,8$) рассматриваются как признак вклада в его состав смол и восков наземной растительности и/или липидных компонентов прикрепленных многоклеточных водорослей [14–16]. Однако наименьшее для изученной выборки значение этого параметра (0,02) получено для конденсата Казанской площади (I_2) и обусловлено, вероятнее всего, не генетическими причинами, а селективным накоплением более легких компонентов, в том числе *n*-алканов, вследствие фазово-ретроградных процессов при формировании соответствующей газоконденсатной залежи [9].

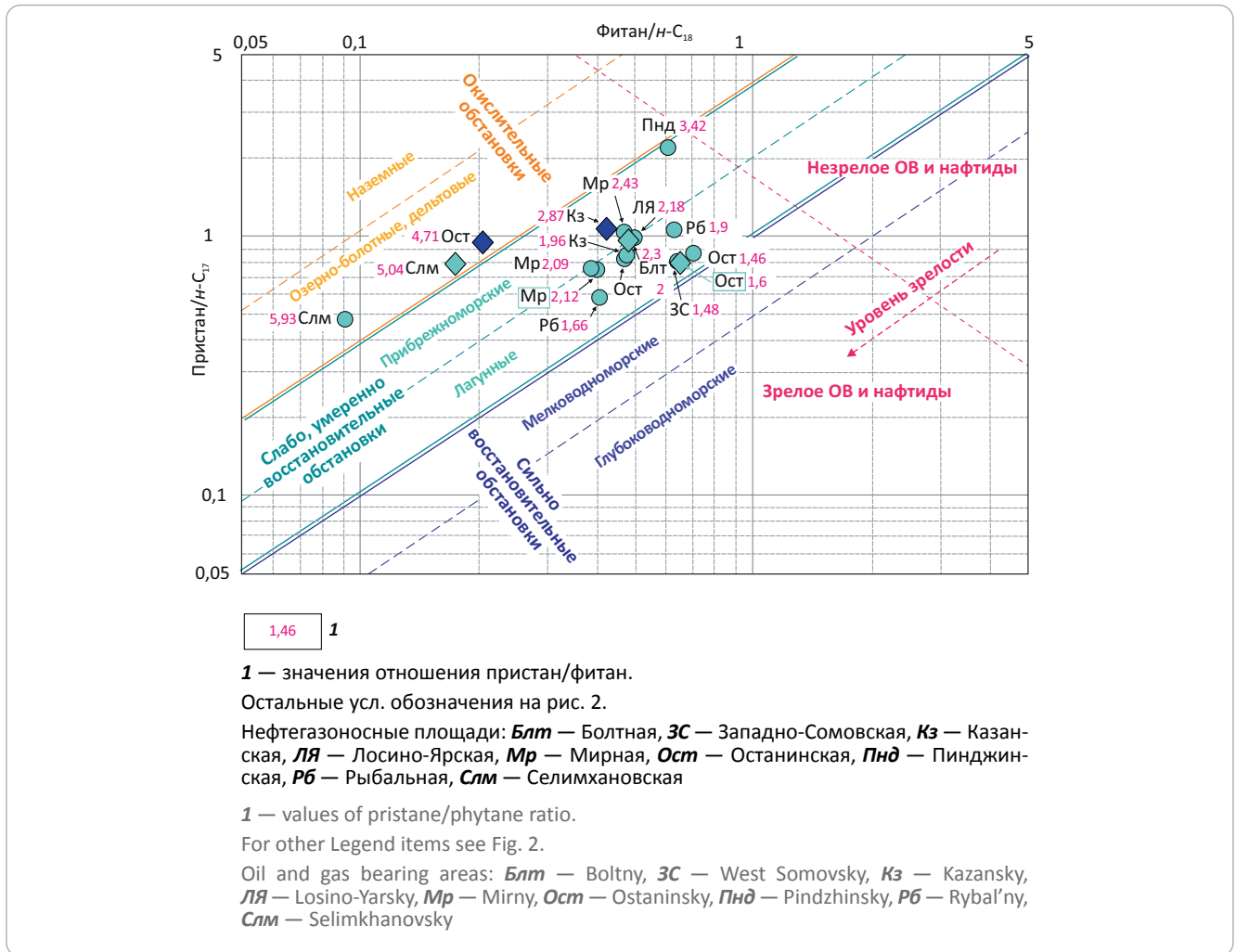
Индексы нечетности ОЕР для исследованных нефтей и конденсатов близки к 1 (диапазон изменения 0,9–1,1). На существенное преобладание в исследованных пробах неразветвленных структур также указывают высокие значения отношения *n*-алканы/ациклические изопрены (в среднем 5,3, диапазон изменения 3,1–11,4) и изопреноидного коэффициента ($K_{130} = (\text{пристан} + \text{фитан}) / (n\text{-}C_{17} + n\text{-}C_{18})$; среднее 0,7, диапазон изменения 0,3–1,4). Перечисленные показатели принимают значения, характерные для зрелых нафтидов, т. е. осформированных в условиях главной зоны нефтеобразования (ГЗН) [15, 16].

Отношение пристан/фитан для нефтей и конденсатов в среднем составляет 2,7 и изменяется в широком диапазоне — от 1,5 до 5,9. На диаграмме Кеннона-Кессоу (рис. 4) наунакские нефти (Западно-

Сомовская, Казанская, Рыбальная, Останинская площади) и останинский конденсат с низкими (< 2) значениями этого показателя сгруппированы в области, которая свидетельствующая о накоплении нефтематеринского ОВ в умеренно-восстановительных условиях и его зрелости, соответствующей ГЗН [16, 17]. К этой же области на диаграмме тяготеют наунакские нефти Лосино-Ярской, Мирной, Останинской площадей и конденсат Болтной площади, а также конденсат Казанской площади тюменской свиты, для которых отношение пристан/фитан выше 2. Согласно расположению точек проб на диаграмме (см. рис. 4), менее зрелым и более окисленным было ОВ, за счет которого образована конденсатоподобная нефть (плотность 799,1 кг/м³) из наунакской свиты Пинджинской площади. Пробы Селимхановской площади из верхнеюрских залежей и конденсат Останинской площади из тюменской свиты расположены в области диаграммы, которая характерна для нафтидов, генетически связанных с более зрелым и более окисленным ОВ по сравнению с нефтематеринским ОВ большинства наунакских проб. На значительную окисленность исходного ОВ этих проб также указывают очень высокие значения отношения пристан/фитан [15, 16]. Данные ИНГТ СО РАН и опубликованные результаты исследований [18–21] показывают, что низкие значения отношения пристан/фитан (< 2) характеризуют аквагенное ОВ баженовской свиты, а повышенные значения этого показателя (> 2) наблюдаются для смешанного и террагенного ОВ ниже-среднеюрских толщ (тюменская и тогурская свиты). Вместе с тем следует отметить, что аномально высокие значения отношения пристан/фитан ($>> 2$) для конденсатов и легких нефтей могут быть обусловлены фазово-ретроградными процессами и, как следствие, они не всегда отражают условия накопления нефтематеринского ОВ [9].

Распределение стеранов и терпанов. Исследованные пробы по распределению стеранов разной молекулярной массы разделяются на несколько групп (рис. 5). Содержания гомологов C_{30} в насыщенных фракциях всех исследованных нефтей и конденсатов не превышают 10 % суммы идентифицированных стеранов. В нефтях (Западно-Сомовская, Казанская, Мирная, Лосино-Ярская, Рыбальная, Останинская площади) и конденсатах (Болтная, Останинская площади) из наунакской свиты концентрации стеранов C_{27} превосходят или примерно соответствуют содержаниям стеранов C_{29} . Стеранов C_{28} больше, чем стеранов C_{29} в тех пробах, в которых существенно преобладают стераны C_{27} . Данные нефти характеризуются отношением стераны $C_{29}/C_{27} \approx 1$ или < 1 (см. рис. 5), что вместе с локализацией этих проб на тригонограмме (см. рис. 5) указывает на аквагенный генотип исходного для них ОВ [15, 16]. В нефти из наунакской залежи Селимхановской площади и в конденсатах из тюменской свиты (Казанская и Останинская площади) максимум концентрации приходится на стераны C_{29} , далее в

Рис. 4. Диаграмма Кеннона-Кессоу для исследованных нефтей и конденсатов (по [16, 17])
Fig. 4. Connan-Cassou diagram for studied oils and condensates (according to [16, 17])



порядке убывания следуют стераны C_{27} и C_{28} . Следовательно, для этой группы проб характерны высокие значения отношения стераны C_{29}/C_{27} (1,49, 3,51, 3,86 соответственно) (см. рис. 5), что свидетельствует об их происхождении за счет преимущественно террагенного биоматериала. Согласно материалам ИНГТ СО РАН (см. рис. 5) и опубликованным исследованиям [18–21], отношение стеранов C_{29}/C_{27} для ОВ основных нефтематеринских толщ имеет следующие значения: аквагенное ОВ баженовской свиты, как правило, меньше или близко 1; террагенное ОВ тюменской свиты — больше 1; смешанное ОВ ниже-среднеюрских отложений (включая тогурскую свиту) изменяется в широком диапазоне, достигая значений существенно выше 1.

Среди изомерных групп стеранов в большинстве проб регулярные структуры ($\alpha\alpha + \beta\beta$) преобладают над перегруппированными ($\beta\alpha$). Диастерановый индекс ($\beta\alpha / (\alpha\alpha + \beta\beta)$) в среднем составляет 0,83 (диапазон изменения 0,29–2,01) (табл. 3). Значения этого индекса выше 1 наблюдаются для единичных проб из наунакской свиты Мирной и Останинской площадей, для конденсатов — из тюменских залежей Казанской и Останинской площадей. Повышен-

ные значения диастеранового индекса ($> 0,6–0,8$ и выше) могут быть обусловлены более окислительными условиями и каталитическим воздействием алюмосиликатов на ОВ при его захоронении [15, 16]. В исследованной коллекции самые низкие значения диастеранового индекса отмечены в наунакской нефти и конденсате Селимхановской площади (0,29 и 0,32 соответственно).

В составе терпанов изученных проб преобладают гопаны и гомогопаны (в среднем 77,61 и 63,03 % на сумму терпанов, диапазоны изменения — 74,19–81,7 и 45,54–76,11 % в нефтях и конденсатах соответственно), далее в порядке убывания концентрации следуют трицикланы (хейлантаны) (в среднем 15,37 и 28,77 % на сумму терпанов, диапазон изменения 11,98–19,85 и 13,59–46,34 % в нефтях и конденсатах соответственно), моретаны (5,43 и 5,94, 3,69–8,74 и 2,69–8,23 %) и тетрациклические терпаны (1,59 и 2,27, 1–2,16 и 1,31–3,11 %). Подобно распределению n -алканов, для УВ терпанового ряда в составе конденсатов, в отличие от нефтей, отмечается относительная обогащенность более легкими компонентами — трицикланами, что для исследованных проб, вероятнее всего, связано с перерас-



Рис. 5. Генетическая типизация исследованных нефтей и конденсатов по отношению между трицикловым индексом (I_{TC} , [22]) и показателем стераны C_{29}/C_{27} (А), тригонограмме распределения стеранов C_{27} – C_{29} (В) и ее сопоставление с установленными генотипами ОВ нефтематеринских толщ (по материалам ИНГГ СО РАН)

Fig. 5. Genetic typification of studied oils and condensates according to the relationship between the tricyclic index (I_{TC} , [22]) and C_{29}/C_{27} sterane index (A); the triangular diagram of C_{27} – C_{29} sterane distribution (B), and its comparison with the determined OM genotypes of source formations (according to INGG SB RAS materials)

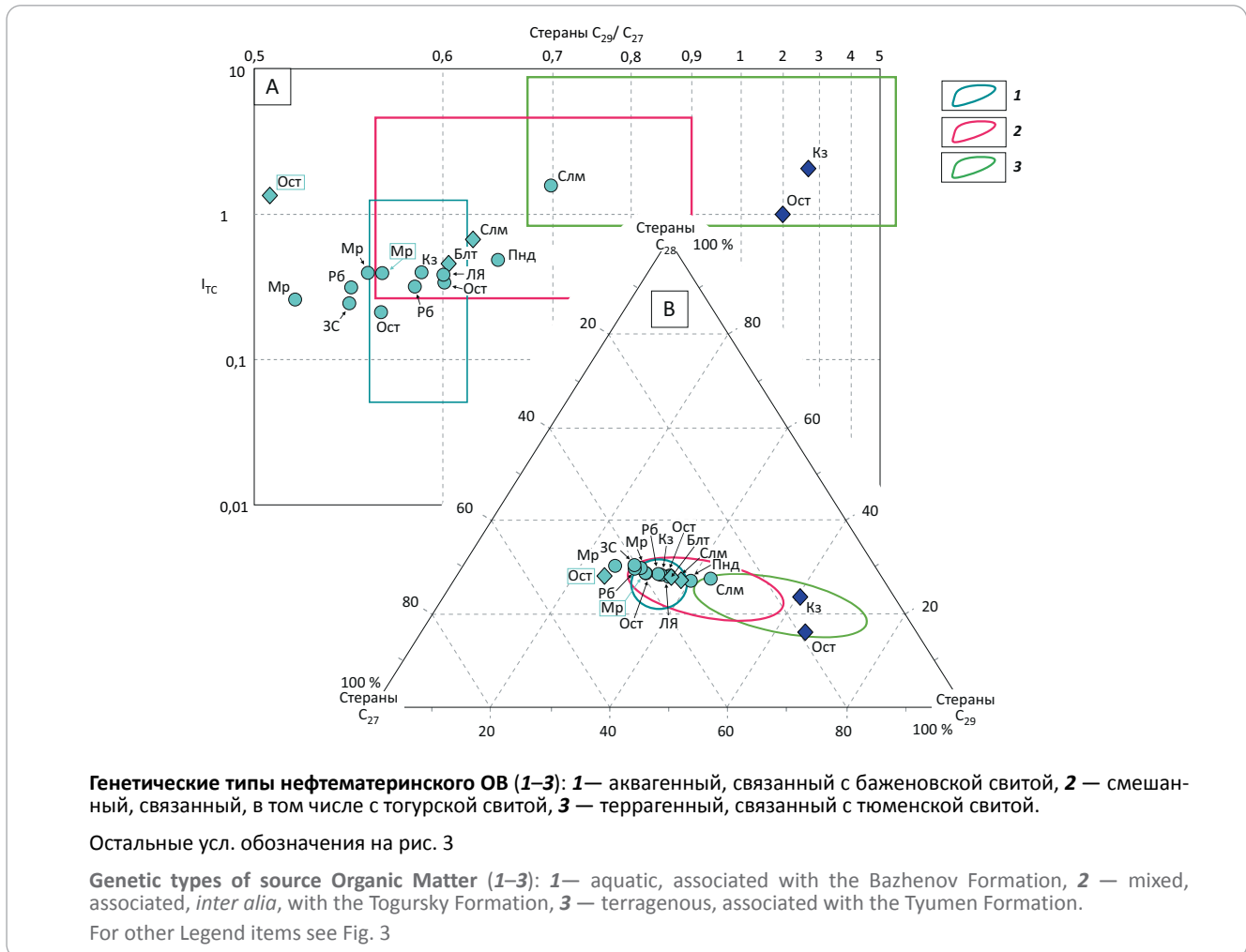


Табл. 3. Геохимические показатели исследованных нефтей и конденсатов по составу высокомолекулярных насыщенных полициклических углеводородов-биомаркеров

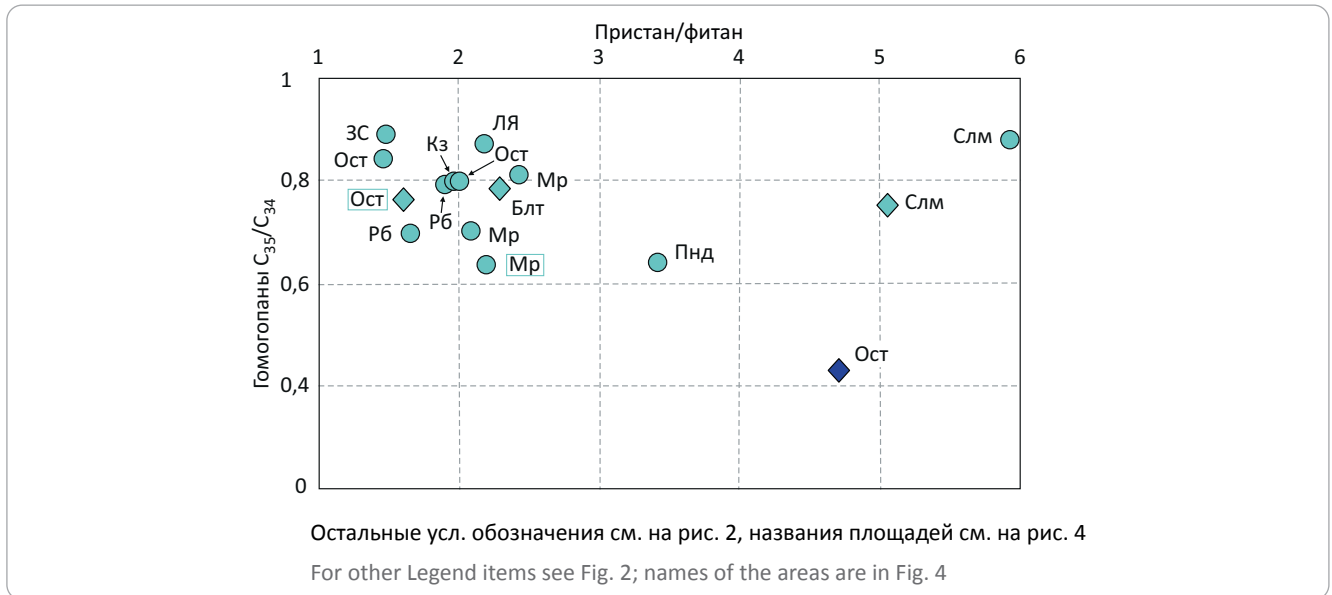
Tab. 3. Geochemical parameters of studied oils and condensates according to composition of saturated high molecular polycyclic biomarker hydrocarbons

Нефтегазоносный комплекс	Ts/Tm	Диастерановый индекс ($\beta\alpha/(\beta\beta + \alpha\alpha)$)	Изомерные отношения стеранов C_{29}			
			$\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$	20S/(20S + 20R)	$\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$	20S/20R
Конденсаты						
Науная свита (J_3o)	(0,47–0,69)/0,59 (3)	(0,32–1,18)/0,74 (3)	(0,43–0,48)/0,43 (3)	(0,4–0,47)/0,43 (3)	(2,32–3)/2,75 (3)	(0,66–0,87)/0,77 (3)
Тюменская свита (J_2)	не опр.; 0,46	2,01; 1,02	0,45; 0,53	0,57; 0,49	3,05; 4,74	1,33; 0,95
Нефти						
Науная свита (J_3o)	(0,37–1,75)/0,99 (12)	(0,29–1,1)/0,73 (12)	(0,41–0,6)/0,51 (12)	(0,43–0,54)/0,47 (12)	(2,24–5,81)/3,89 (12)	(0,74–1,18)/0,91 (12)

Примечание. не опр. – не определено; (минимум–максимум)/среднее (число проб); **конденсаты:** верхнеюрские залежи – Болтная, Останинская, Селимхановская площади; среднеюрские залежи – Казанская, Останинская площади; **нефти:** Западно-Сомовская, Казанская, Лосино-Ярская, Мирная, Останинская, Пинджинская, Рыбальная, Селимхановская площади.

Note. не опр. – not determined; (min/max)/mean (number of samples); **condensates:** Upper Jurassic accumulations – Boltnya, Ostaninsky, Selimkhanovsky areas; Middle Jurassic accumulations – Kazansky, Ostaninsky areas; **oils:** West Somovsky, Kazansky, Losino-Yarsky, Mirny, Ostaninsky, Pindzhinsky, Rybal'ny, Selimkhanovsky areas.

Рис. 6. Отношение между геохимическими показателями гомогопаны C_{35}/C_{34} и пристан/фитан в исследованных нефтях и конденсатах
Fig. 6. The relationship between the geochemical parameters of homohopane C_{35}/C_{34} and pristane/phytane in the studied oils and condensates



пределением компонентов по молекулярной массе при формировании залежей [9].

Низкие значения трициклового индекса (I_{TC}) для большинства нефтей и конденсатов из наунакской свиты ($< 0,5$), как и отношения стеранов C_{29}/C_{27} , свидетельствуют о преимущественно аквагенном генотипе их источника (см. рис. 5) [22]. Нефть из наунакской свиты Селимхановской площади (1,56) и конденсаты из тюменской свиты Казанской и Останинской площадей согласно высоким значениям I_{TC} (2,05, 1,33 соответственно) имеют преимущественно террагенный генезис. По материалам ИНГТ СО РАН (см. рис. 5), высокие значения I_{TC} (> 1) характерны для террагенного ОВ нижне-среднеюрских отложений, низкие (< 1) — для аквагенного ОВ баженовской свиты.

Значения отношений гомогопанов C_{35}/C_{34} для проб исследованной коллекции изменяется от 0,43 до 0,89 при среднем 0,76. Относительно повышенные значения этого показателя ($> 0,6$) для проб из наунакской свиты главным образом согласуются с низкими значениями отношения пристан/фитан (рис. 6) и указывают на восстановительные условия накопления нефтематеринского ОВ [15, 16]. Более низкое значение отношения гомогопанов C_{35}/C_{34} (0,43) для конденсата из тюменской свиты Останинской площади соответствует более высокой окисленности нефтематеринского ОВ, которая фиксируется как по высокому значению отношения пристан/фитан (4,71), так и по соответствующей локализации значений на диаграмме Кеннона-Кессоу (см. рис. 4). Следует отметить, что согласно исследованиям И.В. Гончарова с коллегами [2, 18], высокими значениями отношения пристан/фитан ($>> 2$) характеризуется террагенное ОВ средней юры и генетически связанные с ними нефти юго-востока

Западной Сибири. В конденсате из тюменской свиты Казанской площади гомогопаны C_{35} отсутствуют. Обстановки fossilization нефтематеринского ОВ для нафтидов из наунакской залежи Селимхановской площади диагностируются неоднозначно. Эти пробы характеризуются высокими значениями отношения гомогопанов C_{35}/C_{34} (0,88 и 0,75) и низким диастерановым индексом (0,29 и 0,32), что соответствует восстановительным обстановкам накопления нефтематеринского ОВ и не согласуется с аномально высокими значениями отношения пристан/фитан (5,93 и 5,04). Можно предположить, что такие высокие значения последнего отношения обусловлены не генетическими причинами, а фазово-ретроградными процессами [9].

Сравнительный анализ изомерных отношений стеранов C_{29} и Ts/Tm (см. табл. 3) в общем случае показывает, что формирование исследованных нафтидов происходило в условиях ГЗН [15, 16]. Широкие диапазоны значений показателей, основанных на отношении между изомерами стеранов C_{29} в конфигурациях *R* и *S* (см. табл. 3), вероятнее всего, обусловлены особенностями условий нефтегазогенерации в материнских толщах (*PT*-условия, каталитические свойства минеральной матрицы, длительность нефтегазогенерации), которые привели к разному уровню изомеризации стеранов. Значения терпанового показателя зрелости Ts/Tm проб из наунакских залежей для большинства исследованных проб близки к среднему для выборки (см. табл. 3). Минимальное значение этого показателя характеризует одну из нефтей Останинской площади, а повышенные значения параметра Ts/Tm наблюдаются у проб Мирной площади (1,37–1,75) и нефти Рыбальной площади (1,64). Наблюдаемая контрастность отношения между терпанами Ts и Tm для од-

нотипных по генотипу нафтидов Западной Сибири отмечалась для нефтей баженовской свиты (диапазон изменения T_s/T_m 0,43–4,52) [23], а также для нафтидов, локализованных на юго-востоке региона (показатель $T_s/(T_s + T_m)$): для нефтей баженовского типа 0,4–0,8; для нефтей тогурского типа 0,1–0,8) [2]. Подобно изомерным отношениям стеранов C_{29} наблюдаемые различия этого отношения могут быть обусловлены как разным уровнем зрелости нефтематеринского ОБ, так и составом содержащих его пород, катализирующих процессы изомеризации терпанов [15, 16].

Распределение ароматических соединений. В составе нафтно-ароматической фракции нефтей методом хромато-масс-спектрометрии идентифицированы фенантрены (Ф), дибензотиофены (ДБТ), моно- (МАС) и триароматические (ТАС) стероиды (рис. 7). В большинстве исследованных проб среди идентифицированных аренов преобладают фенантрены (в среднем 63,63 % на сумму аренов, диапазон изменения 29,39–84,84 %). Исключение составляют конденсат из тюменской свиты Казанской площади и наунакская нефть Останинской площади, в которых суммарные концентрации МАС и ТАС (55,17 и 57,24 % на сумму аренов соответственно) самые высокие для исследованной коллекции (см. рис. 7). Чуть меньше ТАС и МАС в ароматических фракциях наунакских нефтей Западно-Сомовской (40,18 %), Казанской (34,68 %), Лосино-Ярской (42,1 %) площадей. В то же время для большинства исследованных проб характерно невысокое, значительно пониженное по сравнению с дибензотиофенами и фенантренами, содержание ароматических стероидов. При этом самые низкие относительные концентрации ароматических стероидов определены для конденсатов Останинской площади (9,50 % (I_2), 4,28 % (I_3)), нефти из наунакской свиты Мирной (6,55 и 7,89 %) и Пинджинской (6,96 %) площадей.

Отношение между ароматическими стероидами ($\sum \text{ТАС}/\sum \text{МАС}$) выше для нефтей из наунакских залежей (в среднем 4,42) по сравнению с конденсатами (табл. 4). Самое низкое значение этого показателя типично для обогащенного ароматическими стероидами казанского конденсата из залежей тюменской свиты (0,17), а максимальное (18,84) — нефти из залежей наунакской свиты Мирной площади.

В большинстве проб из залежей в наунакской свите (Останинская, Мирная, Пинджинская, Рыбальная площади) наблюдаются высокие содержания дибензотиофенов ($>> 10\%$ на сумму идентифицированных аренов). Относительно повышенные содержания дибензотиофенов обычно рассматривают как свидетельство восстановительных обстановок при накоплении нефтематеринского ОБ [24]. Сочетание относительно повышенных (по сравнению с остальными пробами) концентраций дибензотиофенов и ароматических стероидов при $\sum \text{ТАС}/\sum \text{МАС}$ больше 1 указывает на генетическое родство нефтей из наунакских залежей Запад-

но-Сомовской, Казанской, Мирной, Рыбальной и Останинской площадей с аквагенным ОБ баженовской свиты [24]. Согласно материалам ИНГТ СО РАН, высокие концентрации дибензотиофенов ($>> 10\%$) при преобладании ТАС над МАС наблюдается для аквагенного ОБ баженовской свиты из разрезов Казанской и Рыбальной площадей.

Во всех исследованных пробах на масс-фрагментограммах m/z 219 (\rightarrow 234) в разных концентрациях идентифицирован триароматический УВ-ретен, биопредшественником которого являются смолы хвойных растений [16, 25]. Самые высокие концентрации этого УВ определяются в ароматических фракциях конденсата из тюменской свиты Казанской площади и в наунакских пробах Селихановской площади, для которых по другим генетическим показателям (отношение стеранов C_{29}/C_{27} , I_{TC}) предполагается преимущественно террагенный генезис. Содержание ретена повышено в конденсате из наунакской свиты Останинской площади. Напротив, наиболее низкими концентрациями ретена характеризуются нефти аквагенного генотипа из наунакских залежей Мирной, Рыбальной и Останинской площадей. Исследования ОБ юрских пород из разрезов Казанской, Рыбальной, Останинской площадей, выполненные в ИНГТ СО РАН, показали, что ретен присутствует практически во всех исследованных пробах. Максимальные его концентрации характеризуют террагенное ОБ ниже-среднеюрских отложений, а минимальные — аквагенное ОБ баженовской свиты.

Показатели зрелости (см. табл. 4), рассчитанные по составу идентифицированных аренов и дибензотиофенов (дибензотиофеновый индекс (ДБТИ), триароматический стероидный индекс (ТАСИ), метилфенантреновый индекс (МФИ 1), 4-метилДБТ/1-метилДБТ) соответствуют характеристикам нафтидов, которые генерированы в условиях ГЗН [16, 24, 26]. Соответственно, согласно показателям, рассчитанным по составу дибензотиофенов, наиболее преобразованным на период генерации было ОБ — источник конденсатов из среднеюрских залежей Казанской и Останинской площадей. Широкий диапазон значений показателей 4-метилДБТ/1-метилДБТ и МФИ 1, определяемых для ОБ ГЗН, рассмотрен в работе [27], где на примере баженовской свиты показано, что эти параметры зрелости весьма информативны для характеристик термокаталитического преобразования ОБ.

Заключение

По результатам комплексной геохимической интерпретации аналитических данных показано, что в юрских залежах исследованного района локализованы нефти и конденсаты, разнородные по своим физическим и химическим характеристикам. Это многообразие свидетельствует о значительном влиянии на их состав миграционных, в первую очередь фазово-ретроградных процессов на их состав. Вместе с тем сравнительный анализ базовых фаци-

Рис. 7. Распределение ароматических соединений, идентифицированных в нафтено-ароматических фракциях исследованных нефтей и конденсатов

Fig. 7. Distribution of aromatic compounds identified in naphtheno-aromatic fractions of studied oils and condensates

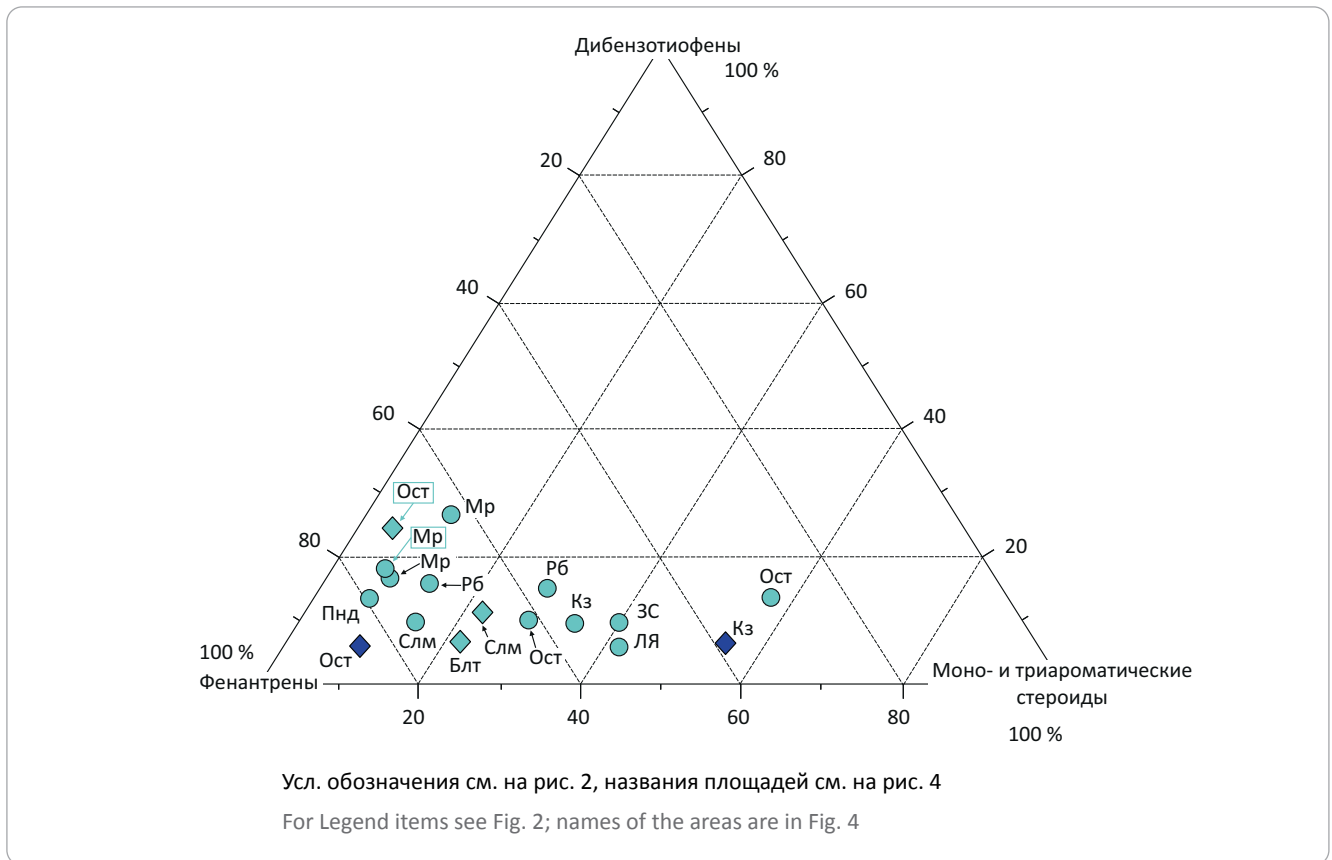


Табл. 4. Геохимические показатели исследованных нефтей и конденсатов по составу идентифицированных ароматических соединений

Tab. 4. Geochemical parameters of studied oil and condensates according to composition of identified aromatic compounds

Нефтегазоносный комплекс	$\Sigma \text{TAC} / \Sigma \text{MAC}$	$\Sigma \text{Ф} / \Sigma \text{ДБТ}$	ДБТИ	ТАСИ	МФИ 1	4-метилДБТ / 1-метилДБТ
Конденсаты						
Наунакская свита (J _{3o})	(0,98–2,02) / 1,66(3)	(2,94–11,42) / 6,81(3)	(0,99–3,92) / 2,07(3)	(0,04–0,53) / 0,24(3)	(0,46–0,73) / 0,58(3)	(1,82–4,17) / 2,72(3)
Тюменская свита (J ₂)	0,17; 1,86	6,4; 14,98	11,43; 6,52	0,2; 0,24	0,67; 0,59	5,56; 5,56
Нефти						
Наунакская свита (J _{3o})	(1,11–18,84) / 4,42(12)	(2,2–9,59) / 5,28(12)	(0,7–9,47) / 1,7(12)	(0,08–0,49) / 0,23(12)	(0,36–1,51) / 0,61(12)	(0,94–6,25) / 2,32(12)

Примечание. Дибензотиофеновый индекс ДБТИ = (2- + 3-метилДБТ) / Σ ДБТ; индекс ТАСИ = (ТАС C₂₀ + ТАС C₂₁) / Σ ТАС; метилфенантренный индекс МФИ 1 = 1,5 (3-метилФ + 2-метилФ) / (Ф + 9-метилФ + 1-метилФ); **конденсаты:** верхнеюрские залежи – Болтная, Останинская, Селимхановская площади; среднеюрские залежи – Казанская, Останинская площади; **нефти:** Западно-Сомовская, Казанская, Лосино-Ярская, Мирная, Останинская, Пинджинская, Рыбальная, Селимхановская площади.

Note. Dibenzothiophene index DBTI = (2- + 3-methylDBT) / Σ DBT; triaromatic steroid index TASI = (TASC₂₀ + TASC₂₁) / Σ TAS; methylphenanthrene index MPI 1 = 1,5 · (3-methylP + 2-methylP) / (P + 9-methylP + 1-methylP); **condensates:** Upper Jurassic accumulations – Boltny, Ostaninsky, Selimkhanovsky areas; Middle Jurassic accumulations – Kazansky, Ostaninsky areas; **oils:** West Somovsky, Kazansky, Losino-Yarsky, Mirny, Ostaninsky, Pindzhinsky, Rybal'ny, Selimkhanovsky areas.

ально-генетических параметров (изотопный состав углерода, молекулярно-массовое распределение УВ-биомаркеров и ароматических соединений) позволил выделить в исследованной выборке три основные генетические группы УВ-флюидов.

Конденсаты из тюменской свиты (Казанская и Останинская площади) по своим геохимическим

показателям (высокая парафинистость; относительно тяжелый изотопный состав углерода; высокие значения отношений пристан/фитан, стераны C₂₉/стераны C₂₇, I_{TC} и низкое – гомогопаны C₃₅/гомогопаны C₃₄; повышенные концентрации ретена) генетически связаны с ОВ террагенного генотипа, вероятнее всего, тюменской свиты [6, 18, 19,

27–29]. Среди исследованных проб не обнаружены УВ-флюиды, которые могли быть генерированы ОБ нижнеюрской тогурской свиты.

К нафтидам смешанного генотипа отнесены пробы с противоречивым набором значений геохимических показателей, когда одни параметры указывают на аквагенный фациально-генетический тип, а другие — на террагенный. Изотопно легкая нефть Пинджинской площади ($\delta^{13}\text{C}$ 30,2 ‰) характеризуется высоким содержанием дибензотиофенов (13,16 % на сумму аренов), отсутствием ретена, низким значением показателя I_{TC} (0,48) и одновременно высокими значениями показателей пристан/фитан (3,42) и стераны C_{29}/C_{27} (1,23). Нефть и конденсат из наунакской свиты Селимхановской площади различаются по I_{TC} (1,56 и 0,67 соответственно), для них при высоких значениях отношения гомогпанов C_{35}/C_{34} (0,88 и 0,75 соответственно) и низких значениях диастеранового индекса (0,29 и 0,32 соответственно) определены тяжелый изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$ –27,8 и –28 ‰), высокие значения отношений стераны C_{29}/C_{27} (1,49 и 1,12 соответственно), пристан/фитан (5,93 и 5,04 соответственно), наблюдаются высокие концентрации ретена. В соответствии с данными о распределении УВ C_3 – C_9 , к группе проб смешанного генотипа относится парафинистая нефть из наунакской залежи Юбилейной площади. Перечисленные нафтиды могли быть образованы за счет нескольких источников, содержащих ОБ разных генотипов (баженовская, тогурская и тюменская свиты).

Согласно базовым геохимическим показателям (легкий изотопный состав углерода; низкие значе-

ния отношений пристан/фитан, стераны C_{29} /стераны C_{27} , I_{TC} и высокое — гомогпанов C_{35}/C_{34} , высокие содержания дибензотиофенов, моно- и триароматических стероидов) в группу аквагенного генотипа обособляются нефти и конденсаты из верхнеюрских залежей рассматриваемого района (Болтная, Западно-Сомовская, Казанская, Лосино-Ярская, Мирная, Рыбальная, Останинская площади). Аквагенный генотип нефтей из верхнеюрских залежей Болтной, Лосино-Ярской, Мирной и Рыбальной площадей подтверждается распределением УВ C_3 – C_9 . Очевидным источником этих УВ-флюидов является ОБ баженовской свиты [2, 3, 20, 21, 27, 30], которое сопоставимо с ними как по фациально-генетическим показателям, так и по уровню термокаталитической преобразованности. Несмотря на то, что основные геохимические показатели указывают на преимущественно аквагенный генотип нафтидов Лосино-Ярской, Останинской и Болтной площадей, присутствие ретена в их составе свидетельствует о незначительной террагенной примеси в генерировавшем их нефтематеринском ОБ.

Индексы нечетности n -алканов, локализация проб на диаграмме Кеннона-Кессоу, стереоизомерные отношения стеранов C_{29} , параметр Ts/Tm , отношения состава фенантронов и дибензотиофенов свидетельствуют о генерации исследованных нефтей и конденсатов в условиях ГЗН. Для исходного ОБ нефтей и конденсатов из среднеюрских залежей по многим из этих показателей диагностируется более высокая степень термокаталитической преобразованности по сравнению с пробами из наунакской свиты.

Литература

1. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
2. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Сметанин А.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Журова Е.Л. Генетические типы и природа углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 8–13.
3. Данилова В.П., Конторович А.Э., Костырева Е.А., Моисеева Н.В. Геохимия высокомолекулярных углеводородов-биомаркеров в келловей-верхнеюрских нефтях Томской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 1. – С. 98–104.
4. Серебренникова О.В., Стрельникова Е.Б., Стахина Л.Д., Николаева Т.Л. Распределение и состав гетероатомных соединений в нефтях отложений юрского комплекса юго-востока Западной Сибири // Нефтехимия. – 2006. – Т. 46. – № 1. – С. 11–18.
5. Стрельникова Е.Б., Серебренникова О.В., Рябова Н.В. Типизация нефтей юры юго-востока Западной Сибири по данным ИК-спектроскопии // Нефтехимия. – 2008. – Т. 48. – № 6. – С. 418–425.
6. Серебренникова О.В., Филиппова Т.Ю., Краснаярова Н.А. Взаимосвязь состава алканов и металлопорфиринов нефтей и органического вещества пород юго-востока Западной Сибири как отражение условий формирования нефтематеринских толщ // Нефтехимия. – 2003. – Т. 43. – № 3. – С. 163–167.
7. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденные распоряжением Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.02.2016 г. № 3-Р. – 2016. – Режим доступа: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhdennye.pdf (дата обращения 12.07.2024).
8. Конторович А.Э., Верховская Н.А., Тимошина И.Д., Фомичев А.С. Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти // Геология и геофизика. – 1986. – № 5. – С. 3–12.
9. Старобинец И.С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов. – Л.: Недра, 1974. – 152 с.

10. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 180 с.
11. Odden W., Patience R.L., Van Graas G.W. Application of light hydrocarbons (C₄–C₁₃) to oil/source rock correlations: a study of the light hydrocarbon compositions of source rocks and test fluids from offshore Mid-Norway // *Organic Geochemistry*. – 1998. – Vol. 28. – No. 12. – P. 823-847. DOI: 10.1016/S0146-6380(98)00039-4.
12. Huang S., Wang Z., Lv Z., Gong D., Yu C., Wu W. Geochemical identification of marine and terrigenous condensates—A case study from the Sichuan Basin, SW China // *Organic Geochemistry*. – 2014. – Vol. 74. – P. 44-58. DOI: 10.1016/j.orggeochem.2014.04.001
13. Фурсенко Е.А. Геохимия низкомолекулярных углеводородов нефтей и конденсатов Надым-Тазовского междуречья и северных районов Широкого Приобья (Западная Сибирь). – Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2014. – 146 с.
14. Bray E.E., Evans E.D. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1961. – Vol. 22. – No. 1. – P. 2–15. DOI: 10.1016/0016-7037(61)90069-2.
15. Петров А.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
16. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. 2nd ed. – New York: Cambridge University Press, 2005. – 1155 с. DOI:10.1017/CBO9780511524868.
17. Connan J., Cassou A.M. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 1980. – Т. 44. – № 1. – P. 1–23. DOI: 10.1016/0016-7037(80)90173-8.
18. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Носова С.В. Углеродное органическое вещество нижней и средней юры Западной Сибири и его роль в формировании углеводородных скоплений // *Нефтяное хозяйство*. – 2006. – № 8. – С. 19–23.
19. Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) [Электронный ресурс] // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2014. – Т. 9. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtr.ru/rub/1/13_2014.pdf (дата обращения 15.07.2024).
20. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В., Веклич М.А., Кашапов Р.С., Трушков П.В., Бахтина Е.С. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов // *Нефтяное хозяйство*. – 2016. – № 10. – С. 20–25.
21. Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. Геохимия битумоидов баженовской свиты // *Геология нефти и газа*. – 2018. – № 2. – С. 79–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88.
22. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Буриштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Году Л., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // *Геология и геофизика*. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676–1693.
23. Фурсенко Е.А., Конторович А.Э., Костырева Е.А., Падалко Н.Л., Родченко А.П., Рыжкова С.В. Геохимия нефтей баженовского горизонта (Западная Сибирь) // *Геология и геофизика*. – 2024. – Т. 65. – № 1. – С. 101–116. DOI: 10.15372/GiG2023188.
24. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Иванова Е.Н., Фомин А.Н. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии // *Геология и геофизика*. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 873–883.
25. Alexander R., Larcher A.V., Kagi R.I., Price P.L. An oil-source correlation study using age-specific plant-derived aromatic biomarkers // *Biological Markers in Sediments and Petroleum*. – Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1992. – С. 201–221.
26. Radke M., Welte D. H., Willisch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // *Organic Geochemistry*. – 1986. – Vol. 10 – No. 1–3. – P. 51-63.
27. Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В. Катагенез органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) // *Нефтяное хозяйство*. – 2013. – № 10. – С. 32–37.
28. Данилова В.П., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Фомин А.Н., Махнева Е.Н. Геохимия мезозойских отложений востока Томской области // *Геология нефти и газа*. – 1998. – № 8. – С. 33–43.
29. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал ГЕО, 2005. – 183 с.
30. 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. DOI: 10.1016/j.rgg.2013.07.002.

References

1. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*. 2001;42(11–12):1832–1845.
2. Goncharov I.V., Oblasov N.V., Smetanin A.V., Samoilenko V.V., Fadeeva S.V., Zhurova E.L. Genetic types and nature of fluid of hydrocarbon deposits south-east of Western Siberia. *Oil Industry*. 2012;(11):8–13. In Russ.
3. Danilova V.P., Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Moiseeva N. V. Geokhimiya vysokomolekulyarnykh uglevodorodov-biomarkerov v kellovei-verkhneyurskikh neftnyakh Tomskoi oblasti [Geochemistry of high-molecular-weight hydrocarbon-biomarkers in Callovian–Upper Jurassic oils from Tomsk region]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2004;(1):98–104. In Russ.
4. Serebrennikova O.V., Strel'nikova E.B., Stakhina L.D., Nikolaeva T.L. Distribution and composition of heteroatomic compounds in oils from jurassic deposits in the southeastern part of Western Siberia. *Petroleum Chemistry*. 2006;46(1):9–15. DOI: 10.1134/S0965544106010026.

5. Strel'nikova E.B., Serebrennikova O.V., Ryabova N.V. Classification of Jurassic oils from southeastern West Siberia by IR data. *Petroleum Chemistry*. 2008;48 (6):420–427. DOI: 10.1134/S0965544108060030.
6. Serebrennikova O.V., Filippova T.Yu., Krasnoyarova N.A. Interrelation between the composition of alkanes and metalloporphyrins in crude oils and rock organic matter as a reflection of formation conditions of oil-bearing strata in the southeast of West Siberia. *Petroleum Chemistry*. 2003;43(3):145–149.
7. Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu klassifikatsii zapasov i resursov nefti i goryuchikh gazov [Guidelines on application of petroleum resources classification]. Moscow: Russian Ministry of Natural Resources and Environment Publ. house; 2016. 32 p. Available at: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhdennye.pdf (accessed 12.07.2024).
8. Kontorovich A.E., Verkhovskaya N.A., Timoshina I.D., Fomichev A.S. Isotope composition of carbon of disperse organic matter and bitumoids and some issue points in the theory of oil formation. *Russian geology and geophysics*. 1986;(5):3–12. In Russ.
9. Starobinets I.S. Geologo-geokhimicheskie osobennosti gazokondensatov [Geological and geochemical features of gascondensates]. Leningrad: Nedra; 1974. 152 p. In Russ.
10. Goncharov I.V. Geokhimiya neftei Zapadnoi Sibiri [Oil geochemistry in Western Siberia]. Moscow: Nedra; 1987. 180 p. In Russ.
11. Odden W., Patience R.L., Van Graas G.W. Application of light hydrocarbons (C₄–C₁₃) to oil/source rock correlations: a study of the light hydrocarbon compositions of source rocks and test fluids from offshore Mid-Norway. *Organic Geochemistry*. 1998;28(12):823–847. DOI: 10.1016/S0146-6380(98)00039-4.
12. Huang S., Wang Z., Lv Z., Gong D., Yu C., Wu W. Geochemical identification of marine and terrigenous condensates—A case study from the Sichuan Basin, SW China. *Organic Geochemistry*. 2014;(74):44–58. DOI: 10.1016/j.orggeochem.2014.04.001.
13. Fursenko E.A. Geochemistry of low-molecular hydrocarbons of oils and condensates in the northern areas of the Middle OB region and Nadym-Taz interfluvium (Western Siberia). Novosibirsk: IPGG SB RAS; 2014. 146 p. In Russ.
14. Bray E.E., Evans E.D. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1961;22(1): 2–15.
15. Petrov A.A. Oil hydrocarbons. Moscow: Nauka; 1984. 264 p.
16. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. 2nd ed. New York: Cambridge University Press; 2005. 1155 p. DOI: 10.1017/CBO9780511524868.
17. Connan J., Cassou A.M. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1980;44(1):1–23. DOI: 10.1016/0016-7037(80)90173-8.
18. Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoilenko V.V., Nosova S.V. Carbonaceous organic substance of lias and dogger of Western Siberia and its role in formation of hydrocarbonic accumulation, on an example of Tomsk area. *Oil industry*. 2006;(8):19–23. In Russ.
19. Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. OM geochemistry and oil generation potential of Lower Jurassic Togur Fm (south-east of Western Siberia). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2014;9(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf (accessed 15.07.2024).
20. Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Trushkov P.V., Bahtina E.S. Types of organic matter and catagenesis of the Bazhenov formation and its same-aged analogues. *Oil industry*. 2016;(10):20–25. In Russ.
21. Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Rodyakin S.V., Sotnich I.S., Yan P.A. Geochemistry of the Bazhenov Formation bitumoids. *Oil and gas geology*. 2018;(2):79–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88.
22. Kontorovich A.E., Bakhturov S.F., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Burshtein L.M., Kontorovich A.A., Krinin V.A., Larichev A.I., Goudou L., Melenevskii V.N., Timoshina I.D., Fradkin G.S., Khomenko A.V. Heterochronous centers of naphthide formation and accumulation in the North-Asian Craton. *Geologiya i geofizika*. 1999;40(11):1676–1693.
23. Fursenko E.A., Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Padalko N.L., Rodchenko A.P., Ryzhkova S.V. Geochemistry of crude oils from the Bazhenov horizon (West Siberia). *Russian Oil and Gas Geology*. 2024;(1):85–97. DOI: 10.2113/RGG20234682.
24. Kontorovich A.E., Melenevskii V.N., Ivanova E.N., Fomin A.N. Phenanthrenes, Aromatic Steranes, And Dibenzothiophenes in Jurassic Deposits of the West Siberian Petroleum Province: Implications for Organic Geochemistry. *Russian Geology and Geophysics*. 2004;45(7):873–883.
25. Alexander R., Larcher A.V., Kagi R.I., Price P.L. An oil-source correlation study using age-specific plant-derived aromatic biomarkers: Biological Markers in Sediments and Petroleum: J.M. Moldowan, P. Albrecht and R.P. Philp, eds. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall; 1992. 201–221 pp.
26. Radke M., Welte D. H., Willisch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. *Organic Geochemistry*. 1986;10(1–3):51–63.
27. Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V. Catagenesis of organic matter Bazhenov formation rocks in the South-East of West Siberia (Tomsk region). *Neftyanoe khozyaistvo*. 2013;(10):32–37. In Russ.
28. Danilova V.P., Kostyreva E.A., Melenevskii V.N., Moskvina V.I., Fomin A.N., Makhneva E.N. Geochemistry of Mesozoic deposits of east Tomsk region. *Russian Oil and Gas Geology*. 1998;(8):33–43. In Russ.
29. Kostyreva E.A. Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in southeastern West Siberia. Novosibirsk: SB RAS Publ. house, "GEO" branch; 2005. 183 p. In Russ.
30. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2013;54(8):747–779. DOI: 10.1016/j.rgg.2013.07.002.

Информация об авторах

Елена Анатольевна Фурсенко

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-7297-7342,
SCOPUS ID: 6506569527

Александра Ильинична Бурухина

младший научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-9968-8065,
SCOPUS ID: 57209140793

Елена Анатольевна Костырева

кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: KostyrevaEA@ipgg.nsc.ru
SCOPUS ID: 6507178223

Инга Сергеевна Сотнич

кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: SotnichIS@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0009-0003-8531-5457,
SCOPUS ID: 57189490058

Information about authors

Elena A. Fursenko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospekt Koptuyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-7297-7342,
SCOPUS ID: 6506569527

Aleksandra I. Burukhina

Junior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospekt Koptuyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-9968-8065,
SCOPUS ID: 57209140793

Elena A. Kostyreva

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospekt Koptuyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: KostyrevaEA@ipgg.nsc.ru
SCOPUS ID: 6507178223

Inga S. Sotnich

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospekt Koptuyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: SotnichIS@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0009-0003-8531-5457,
SCOPUS ID: 57189490058



Уважаемые читатели!

открыта
ПОДПИСКА
на **2025** год

«Пресса России»
43299

«Почта России»
П4631

«Урал-Пресс»
43299

Подписка в издательстве:
info@oilandgasgeology.ru

Для подписки доступны печатная
и электронная версии журнала

УДК 54.064

DOI 10.47148/0016-7894-2024-6-85-90

Оценка степени загрязнения и восстановление композиционного состава проб нефти, содержащих фильтрат бурового раствора на углеводородной основе

© 2024 г. | Н.Н. Польская, А.Ю. Самойленко, Д.А. Чухнин, А.В. Ермоловский, Е.В. Колесникова, Н.А. Хамзина

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Волгоград, Россия; Natalya.Polskaya@lukoil.com; Andrey.Samoilenko@lukoil.com; Denis.Chukhnin@lukoil.com; Alexey.Ermolovsky@lukoil.com; Elena.Kolesnikova@lukoil.com; Nadezhda.Khamzina@lukoil.com

Поступила 05.08.2024 г.

Доработана 26.08.2024 г.

Принята к печати 25.09.2024 г.

Ключевые слова: математическое моделирование очистки состава нефти; загрязнение проб флюидов; фильтрат бурового раствора на углеводородной основе; метод удаления загрязнений; метод вычитания; испытание скважин в открытом стволе; восстановление композиционного состава.

Аннотация: Актуальность статьи обусловлена необходимостью получения сведений об истинном компонентном составе нефтей, загрязненных фильтратом бурового раствора на углеводородной основе. В данной статье проанализированы методы оценки загрязнения проб флюидов раствора на углеводородной основе. Рассмотрено два метода количественной оценки степени загрязнения пластового флюида: метод удаления загрязнений (Skimming Method) и метод вычитания (Subtraction Method). Методом хроматографического анализа нефти определялось молярное содержание углеводородов в загрязненной пробе нефти и раствора на углеводородной основе и по пропорции вычислялась доля базового масла бурового раствора. Для определения степени загрязнения нефти готовились искусственные смеси нефти с раствором на углеводородной основе. По экспериментальным данным рассчитывалась степень загрязненности методом удаления и методом вычитания. При оценке степени загрязнения лучший результат получен методом удаления, в то же время с помощью метода вычитания можно получить восстановленный композиционный состав пластового углеводорода. Отмечено, что оба метода необходимо использовать совместно. Чтобы определить условия применимости изученных методов и оценить степень соответствия восстановленного флюида пластовому, требуется провести дополнительные исследования на образцах пластовых флюидов, которые были загрязнены фильтратами раствора на основе дизельного топлива, сырой нефти и других углеводородов.

Для цитирования: Польская Н.Н., Самойленко А.Ю., Чухнин Д.А., Ермоловский А.В., Колесникова Е.В., Хамзина Н.А. Оценка степени загрязнения и восстановление композиционного состава проб нефти, содержащих фильтрат бурового раствора на углеводородной основе // Геология нефти и газа. – 2024. – № 6. – С. 85–90. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-85-90.

Oil samples containing hydrocarbon-based mud filtrate: assessment of contamination level and fluid composition restoration

© 2024 | N.N. Polskaya, A.Y. Samoilenko, D.A. Chukhnin, A.V. Ermolovsky, E.V. Kolesnikova, N.A. Khamzina

LUKOIL-ENGINEERING LLC, Volgograd, Russia; Natalya.Polskaya@lukoil.com; Andrey.Samoilenko@lukoil.com; Denis.Chukhnin@lukoil.com; Alexey.Ermolovsky@lukoil.com; Elena.Kolesnikova@lukoil.com; Nadezhda.Khamzina@lukoil.com

Received 05.08.2024

Revised 26.08.2024

Accepted for publication 25.09.2024

Key words: mathematical modelling of oil treatment; contamination of fluid samples; hydrocarbon-based drilling fluid filtrate; contaminant removal method; subtraction method; openhole formation testing; fluid composition restoration.

Abstract: The urgency of the work is determined by the need to obtain information on the true component composition of oils contaminated with hydrocarbon-based mud (OBM) filtrate. The authors discuss methods used to analyse contamination of OBM fluid samples. Two methods of quantitative assessment of formation fluid contamination are considered, they are: Skimming Method and Subtraction Method. Oil chromatography was used to determine hydrocarbon molar content in contaminated sample of oil and hydrocarbon-based mud, and the proportion of base oil in drilling mud was calculated according to the proportion. In order to determine oil contamination level, synthetic mixes of oil and hydrocarbon-based mud were prepared. Based on experimental data, contamination level was calculated using Skimming Method and Subtraction Method. Skimming Method showed the best result in contamination level assessment, while the Subtraction Method allows obtaining the restored formation fluid composition. It is shown that both methods need to be used together. In order to determine the applicability of the methods considered and to estimate the degree of restored and formation fluid matching, further investigations with formation fluid samples contaminated with filtrate of hydrocarbon-based (diesel-oil, crude and other hydrocarbon) mud are required.

For citation: Pol'skaya N.N., Samoilenko A.Yu., Chukhnin D.A., Ermolovskii A.V., Kolesnikova E.V., Khamzina N.A. Oil samples containing hydrocarbon-based mud filtrate: assessment of contamination level and fluid composition restoration. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(6):85–90. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-85-90. In Russ.

Введение

Недостаточность и неточность информации о свойствах пластовых флюидов приводит к неопределенности при оценке запасов и прогнозе добычи нефти. [1]. В значительной степени на свойства пластовых нефтей и газов влияет композиционный состав. Примеси техногенных жидкостей на УВ основе влияют на результаты исследований пластовых флюидов [2].

Основными загрязнителями пластовых нефтей и газов являются фильтраты буровых растворов на УВ основе, которые широко применяются при бурении [3]. В процессе бурения создается репрессия, при которой фильтрат бурового раствора проникает в пласт вблизи ствола скважины. При отборе проб пластовой нефти во время испытания скважины в открытом стволе в пробоотборник, наряду с пластовыми УВ, чаще всего попадает также и фильтрат бурового раствора, который влияет на состав и качество пробы пластового флюида. Ситуация особенно осложняется, когда на морских месторождениях исследование скважины выполняется только в открытом стволе с ее последующей консервацией. Пробы, отобранные в таких условиях, нуждаются в особом подходе, который предусматривает: 1) проведение исследований термофизических свойств пластового продукта (фазовое поведение, измерение вязкости и плотности); 2) определение степени загрязнения флюида; 3) восстановление компонентного состава; 4) математическое моделирование фазового поведения пластового флюида с применением специальных программных комплексов.

В данной статье рассмотрены вопросы оценки степени загрязнения проб нефти и возможности восстановления ее композиционного состава.

Методы оценки степени загрязнения флюидов

Существуют качественные и количественные методы оценки загрязнения проб флюидов буровыми растворами на УВ основе (РУО). Пример качественной оценки показан в работе [2], где загрязненность флюида объясняется изменением физико-химических свойств и результатами газожидкостной хроматографии УВ.

Количественную оценку можно выполнить, применяя расширенный хроматографический анализ нефти. На хроматограммах нефти, загрязненной буровым раствором, наблюдается присутствие техногенных УВ, пики которых накладываются на пики пластовых флюидов и во много раз могут превышать их по интенсивности. Используя хроматографию и интегрирование, можно рассчитать отдельно техногенные и нефтяные составляющие.

Ф. Гозалпур с коллегами [4, 5] и еще ряд авторов [6] разработали два метода количественной оценки степени загрязнения пластового флюида: метод удаления загрязнений (Skimming Method) и метод вычитания (Subtraction Method).

В основе обоих подходов лежит утверждение о том, что концентрация (молярная доля) компонентов пластовых флюидов (естественно существующих УВ) начиная с C_8 и вышекипящей части и их соответствующие молекулярные массы (или углеродные числа) следуют экспоненциальной зависимости убывания:

$$z_i = \exp(A M_i + B) = \exp(A' C_i + B'), \quad (1)$$

где z_i , M_i и C_i — молярная концентрация, молекулярная масса и углеродное число компонента i для $C_i \geq 8$; A , B , A' и B' — регулируемые (подбираемые) коэффициенты.

На рисунке представлены зависимости молярной концентрации от молекулярной массы в полулогарифмических координатах для сепарированной нефти.

Согласно вышеприведенному утверждению, график зависимости молярной концентрации флюида от молекулярной массы в полулогарифмических координатах должен иметь вид прямой линии. Отклонение от прямой свидетельствует о присутствии во флюиде техногенной составляющей. Чем больше график зависимости отклоняется от прямой, тем больше техногенной составляющей содержится во флюиде (см. рисунок В).

На рисунке В представлена зависимость молярной концентрации от молекулярной массы УВ нефти в смеси с РУО со степенью загрязнения 17,1 %. РУО содержит в своем составе преимущественно УВ от C_{13} до C_{20} (молярная масса 175–275 г). Это согласуется с тем, что отклонение зависимости от прямой наблюдается на участке между указанными значениями молярной массы компонентов.

Метод удаления загрязнений (Skimming Method)

Процедура исследования методом удаления загрязнения заключается в следующем:

1) проводится хроматографический анализ сепарированной нефти с определением молярных концентраций компонентов по ГОСТу Р 54291-2010 [7];

2) строится зависимость молярной концентрации от молекулярной массы в полулогарифмических координатах и определяется диапазон, в котором точки отклоняются от прямой;

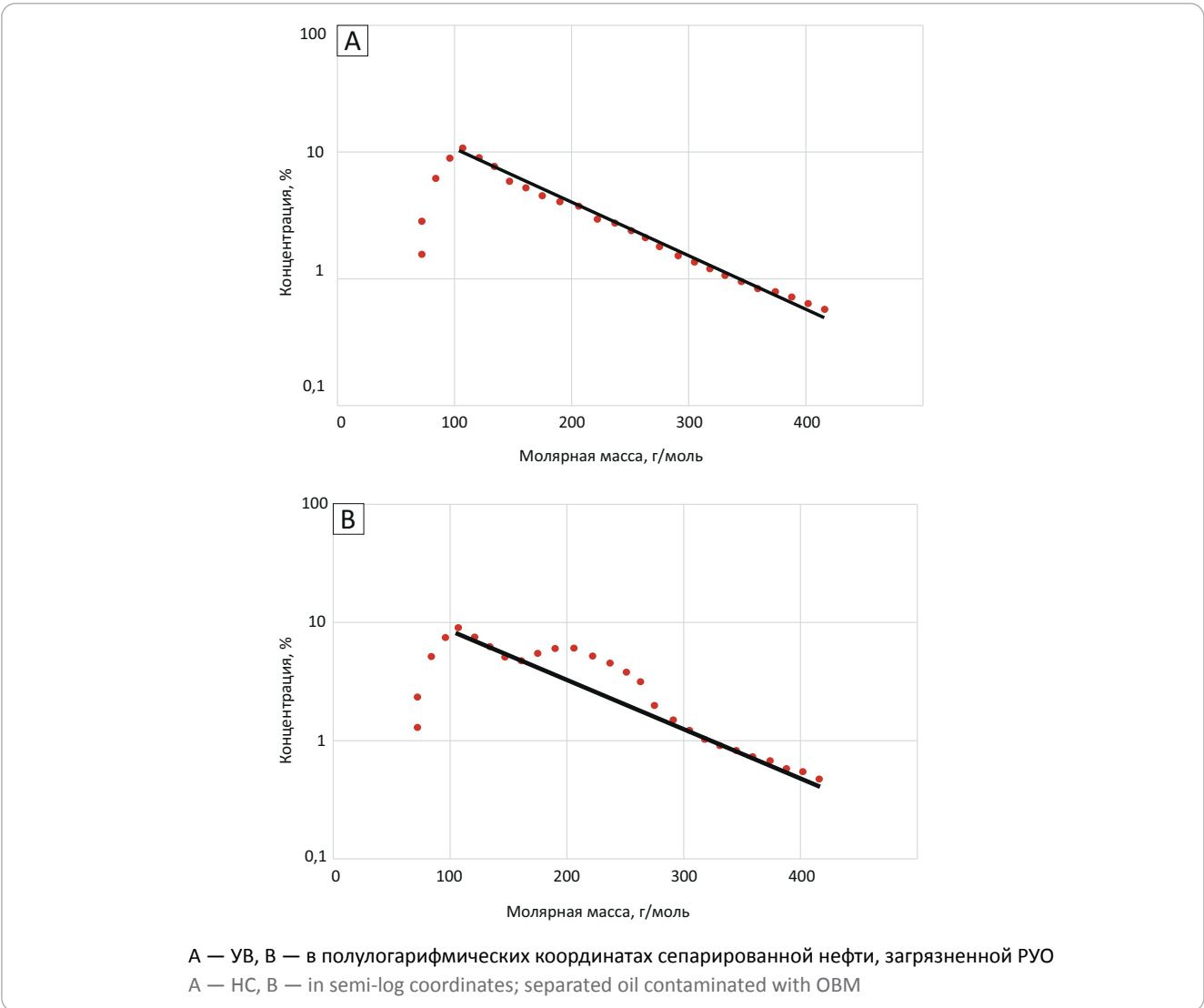
3) по точкам, не отклоняющимся от прямой, проводится кривая зависимости молярной концентрации от молярной массы в полулогарифмических координатах;

4) определяется уравнение линии тренда и на его основе рассчитываются молярные концентрации;

5) проводится вычитание из исходных молярных концентраций. В диапазоне C_8 – C_{30} вычитаются концентрации, полученные (1), рассчитанные по уравнению (4);

6) рассчитывается сумма разностей (5), которая численно равна степени загрязнения пробы РУО.

Рисунок. Зависимость мольной концентрации от молекулярной массы
Figure. Molar concentration as a function of molecular weight



Метод вычитания (Subtraction Method)

Материальный баланс для каждого компонента (C₈–C₃₀) рассчитывается по уравнению баланса массы:

$$z_i = m y_i + (1 - m) x_i, \tag{2}$$

где z_i , y_i и x_i — мольные концентрации i -го компонента в загрязненном флюиде, в РУО и пластовом флюиде; m и $(1 - m)$ количество молей РУО и пластовых УВ в загрязненном флюиде.

Соответственно из уравнения (2) получаем:

$$x_i = (z_i - m y_i) / (1 - m). \tag{3}$$

Мольные концентрации загрязненного флюида z_i и фильтрата бурового раствора y_i известны. Концентрацию нативного УВ x_i получают из уравнения (3). Далее вычисленные значения подставляют в уравнение (1) и перебором значений степени загрязнения m получают наилучшее соответствие функции распределения концентраций УВ с экспоненциальным затуханием при максимальном значении коэффициента достоверности аппроксимации (R^2). С

помощью данного метода можно получить не только степень загрязнения флюида, но и исходный компонентный состав пластового флюида.

Экспериментальная часть

Для определения степени загрязнения нефти компонентами фильтрата бурового раствора авторы статьи использовали оба описанных выше метода.

Для этого приготовили искусственную смесь нефти с РУО со степенью загрязнения 8,4, 17,1, 26,1, 35,4 и 45,2 %. Затем провели анализ смесей по ГОСТу Р 54291–2010, после чего рассчитали степень загрязнения. Результаты расчетов представлены в табл. 1.

Полученные данные свидетельствуют о том, что для оценки степени загрязнения нефти фильтратом бурового раствора более предпочтителен метод удаления загрязнения (Skimming Method).

Далее для смеси со степенью загрязнения 17,1 % была математически рассчитана очистка состава

ECOLOGY AND PROBLEMS OF OIL AND GAS DEPOSITS DEVELOPMENT

Табл. 1. Результаты расчетов степени загрязнения нефти фильтратом бурового раствора

Tab. 1. Results of calculation of the level of oil contamination by drill mud filtrate

Номер смеси	Исходная смесь	Метод удаления загрязнений (Skimming Method)			Метод вычитания (Substruction Method)		
		Значение, %	Δ^1	Σ^2	Значение, %	Δ^1	Σ^2
1	8,4	7,7	0,7	8,9	7,1	1,3	18,1
2	17,1	17,1	0	0	15,5	1,6	10,2
3	26,1	26,8	0,7	2,7	18,4	7,7	41,8
4	35,4	36,9	1,5	3,9	31,2	4,2	13,6
5	45,2	44,6	0,6	1,3	39,2	6	15,2

1 — абсолютная погрешность; 2 — относительная погрешность

1 — absolute error; 2 — relative error

Табл. 2. Результаты математического моделирования очистки состава нефти

Tab. 2. Results of mathematical modelling of oil treatment

Содержание	Исходная нефть	Фильтрат бурового раствора	Загрязненный флюид (17,1 %)	Восстановленный флюид	
				Степень загрязнения, рассчитанная по методу вычитания	Степень загрязнения, рассчитанная по методу удаления
	%	%	%	%	%
Метан	0,006	0,001	0,005	0,005	0,005
Этан	0,121	0,001	0,094	0,111	0,113
Пропан	0,729	0	0,58	0,686	0,7
<i>i</i> -бутан	0,529	0	0,427	0,505	0,515
<i>n</i> -бутан	1,97	0	1,588	1,879	1,915
<i>i</i> -пентан	1,565	0,001	1,293	1,53	1,559
<i>n</i> -пентан	2,856	0,001	2,339	2,768	2,821
psC ₆	6,224	0,007	5,136	6,077	6,194
psC ₇	8,989	0,031	7,449	8,81	8,979
psC ₈	10,798	0,151	9,031	10,66	10,862
psC ₉	9,053	0,324	7,502	8,818	8,982
psC ₁₀	7,729	0,579	6,231	7,267	7,397
psC ₁₁	5,773	1,569	5,089	5,735	5,815
psC ₁₂	4,731	4,156	4,741	4,848	4,862
psC ₁₃	4,533	9,822	5,467	4,668	4,568
psC ₁₄	4,068	14,94	6,023	4,387	4,184
psC ₁₅	3,75	16,615	6,052	4,115	3,873
psC ₁₆	2,961	14,787	5,188	3,427	3,207
psC ₁₇	2,758	17,252	4,525	2,19	1,899
psC ₁₈	2,403	9,35	3,787	2,767	2,64
psC ₁₉	2,119	5,837	3,146	2,653	2,592
psC ₂₀	1,803	2,74	1,981	1,842	1,824
psC ₂₁	1,527	1,039	1,495	1,579	1,589
psC ₂₂	1,363	0,394	1,223	1,375	1,394
psC ₂₃	1,204	0,157	1,024	1,183	1,203
psC ₂₄	1,068	0,09	0,906	1,056	1,075
psC ₂₅	0,954	0,066	0,825	0,964	0,982
psC ₂₆	0,839	0,046	0,73	0,855	0,871
psC ₂₇	0,794	0,028	0,675	0,794	0,809

Табл. 2, окончание
Tab. 2, end.

Содержание	Исходная нефть	Фильтрат бурового раствора	Загрязненный флюид (17,1 %)	Восстановленный флюид	
				Степень загрязнения, рассчитанная по методу вычитания	Степень загрязнения, рассчитанная по методу удаления
				%	%
psC ₂₈	0,722	0,003	0,579	0,684	0,697
psC ₂₉	0,641	0,006	0,546	0,646	0,658
psC ₃₀	0,576	0,001	0,473	0,559	0,57
Остаток	4,844	0,003	3,851	4,557	4,645
Всего	100	100	100	100	100

методом вычитания (Substruction Method). Концентрация компонентов пластового флюида рассчитывалась по формуле (3). Результаты представлены в табл. 2.

При восстановлении компонентного состава нефти с использованием в расчете степени загрязнения флюида, полученного по методу удаления загрязнения, можно получить более точное содержание УВ.

Выводы

1. Для оценки степени загрязнения нефти фильтратом бурового раствора лучший результат получен методом удаления загрязнения (Skimming Method).

2. Методом вычитания (Subtraction Method) можно восстановить компонентный состав пластового флюида.

3. Метод удаления загрязнения и метод вычитания необходимо использовать совместно: по первому определять степень загрязнения флюида, а по второму восстанавливать композиционный состав.

4. Для установления условий применимости рассмотренных методов и определения степени соответствия восстановленного флюида пластовому необходимо продолжить исследования с пробами пластовых флюидов, загрязненных фильтрациями РУО на основе дизельного топлива, сырых нефтей и других УВ.

Литература

1. Лобанов А.А., Федоровский С.А., Промзелев И.О., Лукашов А.Н., Тихомиров Е.В., Жуков В.В., Коваленко В.А., Мошарев П.А., Золотухин А.Б. Системный подход к управлению качеством глубинных проб пластовых нефтей в современных условиях // Недропользование XXI век. – 2020. – Т. 85. – № 2. – С. 60–81.
2. Косякова Л.С., Парфенова Н.М., Крайн Д.Р., Шафиев И.М., Логинов В.А., Наренков Р.Ю. К вопросу оценки качества проб пластовых флюидов // Вести газовой науки. – 2017. – Т. 30. – № 2 – С. 125–131.
3. Austad T., Isom T.P. Compositional and PVT properties of reservoir fluids contaminated by drilling fluid filtrate. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2001. – Т. 30 – № 3–4. – С. 213–244. DOI: 10.1016/S0920-4105(01)00133-4.
4. Zuo J.Y., Gisolf A., Pfeiffer T., Achourov V., Chen L., Mullins O.C., Edmundson S., Partouche A. Advances in quantification of miscible contamination in hydrocarbon and water samples from downhole to surface laboratories // *Petrophysics*. – 2017. – Т. 58. – № 4. – С. 397–410.
5. Gozalpour F., Danesh A., Tehrani D.-H., Todd A.C., Tohidi B. Predicting Reservoir Fluid Phase and Volumetric Behaviour from Samples Contaminated with Oil-Based Mud // *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. – 1999. – Т. 5. – № 3. – С. 197–205. DOI: 10.2118/56747-MS.
6. Schou Pedersen K., Lindskou Christesen P. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. – Бока Патон : CRC Press, 2006. – 422 с. DOI: 10.1201/9781420018257.
7. ГОСТ Р 54291-2010 Нефть сырая. Газохроматографический метод определения распределения компонентов по диапазону температур кипения. – М. : Стандартинформ, 2019. – 18 с.

References

1. Lobanov A.A., Fedorovskii S.A., Promzelev I.O., Lukashov A.N., Tikhomirov E.V., Zhukov V.V., Kovalenko V.A., Mosharev P.A., Zolotukhin A.B. Systems approach to management of in-place oil downhole samples under current conditions. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2020;85(2):60–81. In Russ.
2. Kosyakova L.S., Parfenova N.M., Krain D.R., Shafiev I.M., Loginov V.A., Narenkov R.Yu. On measuring quality of reservoir fluid samples. *Vesti gazovoi nauki*. 2017;30(2):125–131. In Russ.
3. Austad T., Isom T.P. Compositional and PVT properties of reservoir fluids contaminated by drilling fluid filtrate. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2001;30(3–4):213–244. DOI: 10.1016/S0920-4105(01)00133-4.

4. Zuo J.Y., Gisolff A., Pfeiffer T., Achourov V., Chen L., Mullins O.C., Edmundson S., Partouche A. Advances in quantification of miscible contamination in hydrocarbon and water samples from downhole to surface laboratories. *Petrophysics*. 2017;58(4):397–410.
5. Gozalpour F., Danesh A., Tehrani D.-H., Todd A.C., Tohidi B. Predicting Reservoir Fluid Phase and Volumetric Behaviour from Samples Contaminated with Oil-Based Mud. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 1999;5(3):197–205. DOI: 10.2118/56747-MS.
6. Schou Pedersen K., Lindskou Christesen P. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Boca Raton: CRC Press; 2006. 422 p. DOI: 10.1201/9781420018257.
7. GOST R 54291-2010 Crude petroleum. Gas chromatography method for determination of components boiling temperature range distribution. Moscow: Standartinform; 2019. 18 p. In Russ.

Информация об авторах

Польская Наталья Николаевна

Начальник отдела
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
 400078 Волгоград, пр-кт им. В.И. Ленина, д. 96
 e-mail: Natalya.Polskaya@lukoil.com
 ORCID ID: 0009-0009-8434-3118

Самойленко Андрей Юрьевич

Кандидат технических наук,
 заместитель начальника
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
 400078 Волгоград, пр-кт им. В.И. Ленина, д. 96
 e-mail: Andrey.Samoylenko@lukoil.com

Чухнин Денис Анатольевич

Ведущий инженер
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
 400078 Волгоград, пр-кт им. В.И. Ленина, д. 96
 E-mail: Denis.Chukhnin@lukoil.com

Ермоловский Алексей Владимирович

Начальник отдела
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
 400078 Волгоград, пр-кт им. В.И. Ленина, д. 96
 E-mail: Alexey.Ermolovsky@lukoil.com

Колесникова Елена Вячеславовна

Ведущий инженер
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
 400078 Волгоград, пр-кт им. В.И. Ленина, д. 96
 E-mail: Elena.Kolesnikova@lukoil.com

Хамзина Надежда Александровна

Инженер
 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
 400078 Волгоград, пр-кт им. В.И. Ленина, д. 96
 E-mail: Nadezhda.Khamzina@lukoil.com

Information about authors

Natalya N. Polskaya

Head of Department
 LUKOIL Engineering LLC,
 96, prospekt V. I. Lenina, Volgograd, 400078, Russia
 e-mail: Natalya.Polskaya@lukoil.com
 ORCID ID: 0009-0009-8434-3118

Andrey Y. Samoylenko

Candidate of Technical Sciences,
 Deputy Head
 LUKOIL Engineering LLC,
 96, prospekt V. I. Lenina, Volgograd, 400078, Russia
 e-mail: Andrey.Samoylenko@lukoil.com

Denis A. Chukhnin

Lead Engineer
 LUKOIL Engineering LLC,
 96, prospekt V. I. Lenina, Volgograd, 400078, Russia
 E-mail: Denis.Chukhnin@lukoil.com

Alexey V. Ermolovsky

Head of Department
 LUKOIL Engineering LLC,
 96, prospekt V. I. Lenina, Volgograd, 400078, Russia
 E-mail: Alexey.Ermolovsky@lukoil.com

Elena V. Kolesnikova

Lead Engineer
 LUKOIL Engineering LLC,
 96, prospekt V. I. Lenina, Volgograd, 400078, Russia
 E-mail: Elena.Kolesnikova@lukoil.com

Nadezhda A. Khamzina

Engineer
 LUKOIL Engineering LLC,
 96, prospekt V. I. Lenina, Volgograd, 400078, Russia
 E-mail: Nadezhda.Khamzina@lukoil.com

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

Каламкарров 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. № 1

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 Предуралья Краевого прогиба. № 1

Богданов А.Н., Хмыров П.В. Результаты проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ и освоения ресурсной базы УВ Бухаро-Хивинского региона. № 1

Меркулов О.И., Стенин В.П., Малявин С.Ю., Щеглов В.Б., Сизинцев С.В. Нижнепермские подсолевые отложения Астраханского свода: перспективное направление поисков нефти в Юго-Западном Прикаспии. № 2

Мельников П.Н., Соловьев А.В., Скворцов М.Б., Грушевская О.В., Уварова И.В., Кравченко М.Н., Шиманский С.В., Козлова А.В. Основные результаты геолого-разведочных работ на углеводородное сырье в Арктической зоне Российской Федерации в 2020-2022 гг. и перспективы ее дальнейшего освоения. № 3

Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Колюбакин А.А., Комиссаров Д.К., Бородулин А.А., Обметко В.В., Попова А.Б., Данилкин С.М., Васильева И.С., Тимошенко Т.А., Александрова Г.Н., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Никишин А.М. Технологические аспекты и опыт стратиграфического бурения в морях российской Арктики. № 3

Черных А.А., Медведева Т.Ю., Горбенко Е.И., Гуцин А.С. Проблемы и перспективы региональных геолого-разведочных работ на арктическом шельфе Российской Федерации. № 3

Соборнов К.О. Соленосные складчато-надвиговые пояса Северной и Центральной Евразии: строение и нефтегазоносность. № 5

Кринин В.А. Западная граница Сибирской платформы и перспективы нефтегазоносности ее окраины. № 5

Быкадоров В.А., Антипов М.П., Ткачева А.А. Строение и нефтегазоносность фаменско-нижнекаменноугольных отложений Южного Зауралья (Кустанайская седловина). № 5

Скворцов М.Б., Обухов А.Н., Кирсанов А.М., Левченко П.А. Перспективы нефтегазоносности центральной части Енисей-Хатангского прогиба по результатам глубокого параметрического бурения. № 6

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Важенина О.А., Кляшторная Е.А., Кулагина С.Ф., Тригуб А.В. Строение и перспективы нижнемелового клиноформного комплекса западной окраины Западно-Сибирской провинции. № 1

Карташова А.К., Ершов С.В., Шестакова Н.И. Особенности строения и условий формирования берриас-нижнеаптских отложений западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. № 1

Кислухин И.В., Храмцова А.В., Маклакова Е.А., Леонов А.П., Астафьев Е.В., Рязанова Т.А., Гладышев А.А. Особенности формирования ниже-среднеюрских отложений на востоке арктических районов Западной Сибири. № 1

Куницына И.В., Земцов П.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е. Закономерности формирования и особенности распространения чокракских песчаных коллекторов Придагестанского шельфа. № 1

Попков В.И., Попков И.В. Тектоника Бузачинской зоны нефтегазоаккумуляции на западе Туранской плиты. № 2

Гришкевич В.Ф., Нежданов А.А., Олейник Е.В. Возможный способ отображения аномальных разрезов баженовской свиты на региональной стратиграфической схеме Западно-Сибирской провинции. № 2

Ульянов Г.В., Богоявленская О.В., Голованов Д.Ю., Малышев Н.А., Комиссаров Д.К., Вержбицкий В.Е., Колюбакин А.А., Калмыков А.Г., Сулова А.А. Актуальные вопросы формирования и сохранности углеводородов в пределах Восточно-Баренцевского бассейна. № 3

Мятчин О.М., Клещина Л.Н., Малышев Н.А., Горбачев С.В., Соломатина Е.А., Черников К.С., Черенкова М.А. Особенности геологического строения зоны сочленения Печоро-Колвинского авлакогена и Большеземельского свода в акватории Печорского моря по результатам комплексного анализа геофизических данных. № 3

Волож Ю.А., Мельников П.Н., Милетенко Н.В., Орешкин И.В., Петров Е.И., Хафизов С.Ф. Освоение ресурсов углеводородов глубоких горизонтов Прикаспийской нефтегазоносной провинции. № 5

Шиманский С.В., Петрова Ю.Э., Васильев Н.Я., Меркулова А.Н., Галаджян Г.А. Особенности формирования углеводородных систем и приоритетные направления геолого-разведочных работ в пределах континентальной части Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области на основе бассейнового моделирования. № 5

Сидорова Н.Ю., Балина Т.О., Савенко В.А. Особенности разломной тектоники Северо-Сергинской зоны. № 5

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Дубровина Л.А., Иванов Е.А., Смирнова Е.В., Розбаева Г.Л., Рейдик Ю.В. Методические подходы к выделению перспективных объектов ачимовского типа в районах арктической зоны севера Западной Сибири. № 2.

Ермолова Т.Е., Канев А.С., Белоусов Г.А., Ступак А.А. Палеогеографические закономерности формирования и типы неантиклинальных ловушек эмско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса Благовещенской впадины. № 2.

Обрядчиков О.С. История геологического развития юго-востока Восточно-Европейской платформы в связи с дальнейшими поисками скоплений углеводородов. № 4.

Сокулина К.Б., Войтович С.Е., Попова П.Ф., Хуснуллина Г.Ф., Сивожелезов Е.В. Выявление перспективных объектов в сложных геолого-геофизических условиях соляно-купольной тектоники Прикаспийской впадины. № 4.

Савинова Т.В., Костарева К.В., Макиев Т.Т. Вариант стратификации вендских отложений Прикамья для решения задач нефтяной геологии. № 4.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Тимошина И.Д., Фомин А.Н., Конторович А.Э. Геохимия органического вещества бурых углей Барзасского месторождения Кузбасса. № 2.

Можегова С.В., Пайзанская И.Л., Герасимов Р.С., Алферова А.А., Кравченко Е.М. Изучение кинетики преобразования органического вещества пород методом пиролизической газовой хроматографии. № 4.

Ярославцева Е.С., Парфенова Т.М., Конторович А.Э., Бурштейн Л.М. Распределение органического углерода в породах куонамского комплекса (кембрий Сибирской платформы). № 4.

Гресов А.И. Газогеохимические признаки нефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур Лаптево-Сибироморской зоны Восточно-Арктического шельфа. № 5.

Фурсенко Е.А., Бурухина А.И., Костырева Е.А., Сотнич И.С. Геохимия нефтей и конденсатов юрских залежей на юго-востоке Западной Сибири. № 6.

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ

Матвеева Т.В., Логвина Е.А., Назарова О.В. Газовые гидраты акваторий: методы и результаты ресурсных оценок. № 3.

Чистякова Н.Ф., Немова В.Д., Субботин М.Д. Деформационно-прочностные характеристики пород баженовской свиты Западной Сибири. № 4.

ЭКОЛОГИЯ И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Польская Н.Н., Самойленко А.Ю., Чухнин Д.А., Ермоловский А.В., Колесникова Е.В., Хамзина Н.А. Оценка степени загрязнения и восстановление композиционного состава проб нефти, содержащих фильтрат бурового раствора на углеводородной основе. № 6.

ДИСКУССИИ

Харахинов В.В. Глубинное дыхание Земли и нефтегазоносность. № 2.

Ивлев А.А. Гипотезы двух основных путей образования углеводородных скоплений. № 4.

ПУТИ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ

Григорьев М.Н. Локализация минерально-сырьевых центров нефти и газа как объектов управления развитием ресурсной базы Арктической зоны. № 3.

ПРОБЛЕМЫ РЕГИОНАЛЬНОЙ ГЕОЛОГИИ И СТРАТИГРАФИИ

Соборнов К.О. Симбиоз кольцевых инверсионных структур и соляных криптодиапиров на севере Западно-Сибирского бассейна. № 6.

Лопатина Е.С. Дифференциальная диагностика фаций приливно-отливной равнины и смежных обстановок. № 6.

Храмцова А.В., Зверев К.В., Мельников А.В. Гиперпикнальные турбидиты как основной тип песчаных отложений ачимовской толщи Западной Сибири. № 6.

Агаджанов Ф.Т., Погорелова Е.Ю. Геотектонические аспекты формирования мезозойского комплекса юго-западной части Евлах-Агджабединского прогиба. № 6.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

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. № 1.

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. № 1.

Bogdanov A.N., Khmirov P.V. Results of geological exploration for oil and gas and hydrocarbon resource base development in Bukhara-Khivinsky region. № 1.

Merkulov O.I., Stenin V.P., Malyavin S.Yu., Shcheglov V.B., Sizintsev S.V. Lower Permian subsalt deposits of the Astrakhan arch: promising focus area for oil and gas exploration in south-west of Caspian region. № 2.

Mel'nikov P.N., Solov'ev A.V., Skvortsov M.B., Grushevskaya O.V., Uvarova I.V., Kravchenko M.N., Shimanskii S.V., Kozlova A.V. Main results of geological exploration for hydrocarbons in the Arctic zone of the Russian Federation in 2020–2022 and prospects for its further development. № 3.

Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Kolyubakin A.A., Komissarov D.K., Borodulin A.A., Obmetko V.V., Popova A.B., Danilkin S.M., Vasil'eva I.S., Timoshenko T.A., Aleksandrova G.N., Gatovskii Yu.A., Suslova A.A., Nikishin A.M. Technological aspects and experience of stratigraphic drilling in the seas of the Russian Arctic. № 3.

Chernykh A.A., Medvedeva T.Yu., Gorbenko E.I., Gushchin A.S. Problems and opportunities of regional geological exploration on the Russian Federation Arctic shelf. № 3.

Sobornov K.O. Salt-bearing fold-and-thrust belts of Northern and Central Eurasia: structure and petroleum potential. № 5

Krinin V.A. Western boundary of Siberian Platform and petroleum potential of its margin. № 5.

Bykadorov V.A., Antipov M.P., Tkacheva A.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Tkacheva A.A. Famennian-Lower Carboniferous deposits of Southern Trans-Urals (Kustanaisky saddle): architecture and hydrocarbon potential. № 5.

Skvortsov M.B., Obukhov A.N., Kirsanov A.M., Levchenko P.A. Petroleum potential of the central part of Yenisei-Khatanga Trough: the results of deep stratigraphic drilling. № 6.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

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 cliniform sequence. № 1.

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. № 1.

Kislukhin I.V., Khramtsova A.V., 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. № 1.

Kunitsyna I.V., Zemtsov P.A., Malyshev N.A., Verzhbitskiy V.E. Depositional settings and patterns of Chokrak sandy reservoir distribution within Dagestan shelf. № 1.

Popkov V.I., Popkov I.V. Tectonics of Buzachinsky zone of oil and gas accumulation in Turansky Plate western part. № 2

Grishkevich V.F., Nezhdanov A.A., Oleynik E.V. Possible way of abnormal Bazhenov section imaging on regional stratigraphic scheme of West Siberian Province. № 2.

Ul'yanov G.V., Bogoyavlenskaya O.V., Golovanov D.Yu., Malyshev N.A., Komissarov D.K., Verzhbitskii V.E., Kolyubakin A.A., Suslova A.A., Kalmykov A.G. Actual studies of petroleum-series hydrocarbon formation and preservation within East Barents Basin. № 3.

Myatchin O.M., Kleshchina L.N., Malyshev N.A., Gorbachev S.V., Solomatina E.A., Chernikov K.S., Cherenkova M.A. Geological features of Pechora-Kolvinsky aulacogen and Bolshezemelsky arch junction zone in the Pechora Sea waters: the results of geophysical data integrated analysis. № 3.

Volozh Yu.A., Melnikov P.N., Miletenko N.V., Oreshkin I.V., Petrov E.I., Khafizov S.F. Deep horizons of Caspian Petroleum Province: hydrocarbon resource development. № 5.

Shimanskiy S.V., Petrova Yu.E., Vasil'ev N.Ya., Merkulova A.N., Galadzhyan G.A. Features of hydrocarbon system formation based on basin modelling and geological exploration priorities in continental part of Baltic Independent Petroleum Area № 5.

Sidorova N.Yu., Balina T.O., Savenko V.A. Features of fault tectonics in North Serginsky zone. № 5.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Dubrovina L.A., Ivanov E.A., Smirnova E.V., Rozbaeva G.L., Reidik Yu.V. Methodological approaches to identification of Achimov-type exploration targets in the Arctic zone of West Siberian north. № 2.

**THE LIST OF ARTICLES, PUBLISHED IN SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEOLOGIYA NEFTI I GAZA (RUSSIAN OIL AND GAS GEOLOGY) IN 2023**

Ermolova T.E., Kanev A.S., Belousov G.A., Stupak A.A. Emsian-Lower Frasnian Play of Blagoveschensky depression: paleogeographic patterns of formation and types of non-anticlinal traps. № 2.

Obryadchikov O.S. South-western part of East European Platform: history of geological evolution in the context of further prospecting for hydrocarbon accumulations. № 4.

Sokolina K.B., Voitovich S.E., Popova P.F., Khusnullina G.F., Sivozhelezov E.V. Salt dome tectonics in Caspian Basin: identification of exploration targets in complicated geological and geophysical conditions. № 4.

Savinova T.V., Kostareva K.V., Makiev T.T. Option for stratigraphy of Vendian deposits in Kama Region for the purposes of petroleum geology. № 4.

Timoshina I.D., Fomin A.N., Kontorovich A.E. Geochemistry of brown coal Organic Matter in Barzassky field, Kuznetsk Basin. № 2.

Mozhegova S.V., Paizanskaya I.L., Gerasimov R.S., Alferova A.A., Kravchenko E.M. Study of Organic Matter thermal decomposition kinetics using pyro-GC method. № 4.

Yaroslavtseva E.S., Parfenova T.M., Kontorovich A.E., Burshtein L.M. Organic carbon distribution in the Kuonamka formation (Cambrian of Siberian platform). № 4.

Gresov A.I. Sedimentary basins and geostructures of Laptev-Siberian Sea zones in East Arctic shelf: gas-geochemical indicator of oil and gas occurrence. № 5.

Fursenko E.A., Burukhina A.I., Kostyreva E.A., Sotnich I.S. Geochemistry of Jurassic oils and condensates in West Siberian south-east. № 6.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Matveeva T.V., Logvina E.A., Nazarova O.V. Submarine gas hydrates: methods and results of resource assessment. № 3.

Chistyakova N.F., Nemova V.D., Subbotin M.D. West Siberian Bazhenov rocks: deformation behaviour and strength properties. № 4.

ECOLOGY AND PROBLEMS OF OIL AND GAS DEPOSITS DEVELOPMENT

Pol'skaya N.N., Samoilenko A.Yu., Chukhnin D.A., Ermolovskii A.V., Kolesnikova E.V., Khamzina N.A. Oil samples containing hydrocarbon-based mud filtrate: assessment of contamination level and fluid composition restoration. № 6.

DISCUSSIONS

Kharakhinov V.V. Abyssal breathing of Earth and hydrocarbon potential. № 2.

Ivlev A.A. Hydrocarbon accumulations: hypothesis of two main formation ways. № 4.

ROUTES OF THE HYDROCARBON RESOURCE BASE DEVELOPMENT IN THE ARCTIC ZONE OF RUSSIA

Grigoryev M.N. Localization of oil and gas resource centres — objects of management of the Arctic zone resource base development. № 3.

ISSUES OF REGIONAL GEOLOGY AND STRATIGRAPHY

Sobornov K.O. Symbiosis of ring inversion structures and salt cryptodiapirs in the north of the West Siberian basin. № 6.

Lopatina E.S. The differential diagnosis of tidal flat facies and adjacent depositional environments. № 6.

Khramtsova A.V., Zverev K.V., Melnikov A.V. Hyperpycnal turbidites as the main type of sandy deposits of the Achimov formation of Western Siberia. № 6.

Aghajanov F.T., Pogorelova Y.Yu. South-eastern part of Yevlakh-Aghjabedinsky trough: geotectonic aspects of Mesozoic series formation. № 6.

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, объем 90–150 слов; вторая — для перевода на английский язык, более подробная, объем 150–250 слов). Аннотации должны быть содержательными, включать полученные данные, выводы.

5. Правила оформления текста.

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

6. Правила написания математических формул.

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

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

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

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

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

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

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

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

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

- **Фактический размер рисунка не должен превышать формат 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
Владимир Ильич Пороскун
+7(495)673-47-17, poroskun@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, веб-мастер *П.Д. Шматченко*

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

Индекс в каталоге «Урал-Пресс» — 43299
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн-каталоге «Почта России» — П4631

Фото на обложке: Таймырский Долгано-Ненецкий район, Красноярский край, Россия, 2023 г.

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief
Vladimir Poroskun
+7(495)673-47-17, poroskun@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, website P.D. Shmatchenko

Adress
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Website
www.oilandgasgeology.ru

Catalogue "The Ural-Press Agency" Index — 43299
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Cover photo: Taymyrsky Dolgano-Nenetsky District, Krasnoyarsk Krai, Russia, 2023

Цена свободная
Подписано в печать 18.11.2024. Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Радугапринт»
117105, Москва, Варшавское шоссе, д. 28А.

Open price
Signed to print 18.11.2024. Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Radugaprint"
117105, 28A, Varshavskoe shosse, Moscow, Russia