



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА 2023

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



*Открытие нового нефтегазоносного района
на северо-западном склоне Алданской антеклизы
(стр. 5)*

*Перспективные направления поисково-
разведочных работ на территории ХМАО – Югры
(стр. 17)*

*Зональный прогноз нефтегазоносности
Северного Устьюрта (стр. 53)*

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefiti i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

Соучредители
Co-founders

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



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



ПАО «Газпром»
PAO "Gazprom"



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



2

2023

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN
OIL AND GAS
GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza



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

2023

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 результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора геолого-минералогических наук. Журнал индексируется в системах «Российский индекс научного цитирования», Scopus, GEOBASE, GeoRef, Russian Science Citation Index на платформе Web of Science, Ulrich's Periodicals Directory, Library of Congress, WorldCat.

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

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

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Афанасенков А.П.

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

Боговявленский 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@vzgz.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@geson.ru

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Конторович А.Э.

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

Мельников П.Н.

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

Прищепа О.М.

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

Сен-Жермес М.Л.

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

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Соловьев А.В.

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

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

Элов М.И.

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

Бабашева М.Н. (Казахстан)

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

Восков Д. (Нидерланды)

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

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

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

Ульмишек Г. (США)

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

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

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilye,

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

Aleksandr P. Afanasev,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

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

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Evgeniy B. Grunis,

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

Aleksey E. Kontorovich,

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

Pavel N. Melnikov,

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

Oleg M. Prishchepa,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Professor,
Saint-Petersburg Mining University,
St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: prishchepa_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

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Gregory Ulmishek (USA),

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

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

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

Denis Voskov (Netherlands),

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



СОДЕРЖАНИЕ

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ
НЕФТИ И ГАЗА

5

Мельников П.Н., Погодаев А.В., Матвеев А.И., Пороскун В.И., Царев В.В., Соболева Е.Н. Открытие нового нефтегазоносного района на северо-западном склоне Алданской антеклизы Сибирской платформы

17

Олейник Е.В., Икон Е.В., Попова Н.Л. Результаты и перспективные направления поисково-разведочных работ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

37

Савинов В.Н., Александрова Т.В. Перспективы открытия новых месторождений углеводородов в протерозойских отложениях Волго-Уральского региона

КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

71

Савинова Т.В. Анализ коллекторских свойств пород эмско-тиманского нефтегазоносного комплекса на территории Камского Предуралья в связи с нефтегазоносностью

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И
РЕЗУЛЬТАТЫ ГРР

53

Бабашева М.Н., Бабашев В.Н., Куанышев Ф.М., Пронин А.П. Зональный прогноз нефтегазоносности Северного Устьярта

63

Макиев Т.Т., Корякин С.Ю. Прогноз нефтегазоносности в зоне сочленения восточной части Пермского свода, северных окончаний Бымско-Кунгурской моноклинали и Бабкинской седловины и северо-западной части Юрюзано-Сылвенской депрессии

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

85

Матюхина Т.А., Немова В.Д., Микитин Е.О., Гаврилова Н.Е., Воронкова О.А., Спиридонов Д.А. Особенности углеводородного состава бензиновых фракций и генезис нефтей Средне-Назымского месторождения

**CONTENTS****FORMATION AND LOCATION
OF OIL AND GAS POOLS**

5

Mel'nikov P.N., Pogodaev A.V., Matveev A.I., Poroskun V.I., Tsarev V.V., Soboleva E.N. Discovery of new Petroleum District on north-western slope of Aldansky Syncline (Siberian Platform)

17

Oleynik E.V., Ikon E.V., Popova N.L. Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra: results and promising areas for exploration

37

Savinov V.N., Aleksandrova T.V. Potential for new hydrocarbon field discovery in Proterozoic deposits of Volga-Urals Region

OIL AND GAS RESERVOIRS

71

Savinova T.V. Analysis of rock reservoir properties in the context of petroleum potential: Emsian-Timanian Play in the Kama territory of the western Urals piedmont

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

53

Babasheva M.N., Babashev V.N., Kuanyshev F.M., Pronin A.P. Northern Ustyurt: zonal forecast of oil and gas occurrence

63

Makiev T.T., Koryakin S.Yu. Prediction of oil and gas occurrence in the zone of Permian arch, northern terminations of Bymsky-Kungursky monocline and Babkinsky saddle, and north-western part of Yuryzno-Sylvensky depression junction

GEOCHEMICAL SURVEYS

85

Matyukhina T.A., Nemova V.D., Mikitin E.O., Gavrilova N.E., Voronkova O.A., Spiridonov D.A. Sredne-Nazymsky field: features of gasoline cut hydrocarbon composition and oil genesis.

УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2023-2-5-16

Открытие нового нефтегазоносного района на северо-западном склоне Алданской антеклизы Сибирской платформы

© 2023 г. | П.Н. Мельников¹, А.В. Погодаев², А.И. Матвеев³, В.И. Пороскун¹, В.В. Царев¹, Е.Н. Соболева¹¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Россия, Москва, melnikov@vnigni.ru; poroskun@list.ru; tsarev.vladimir@mail.ru; soboleva2105@mail.ru;²АО «Туймааданефтегаз», Россия, Якутск, alexandrvpogodaev@gmail.com;³АО НК «Туймаада-нефть», Россия, Якутск, amatveev1949@gmail.com

Поступила 21.02.2023 г.

Доработана 03.03.2023 г.

Принята к печати 13.03.2023 г.

Ключевые слова: Северо-Алданская нефтегазоносная область; Усть-Бирюкская структура; Мухтинское газовое месторождение; кембрий; венд; рифей; зона нефтегазоаккумуляции; поисковое бурение.

Аннотация: В статье представлены результаты сейсморазведочных работ и поискового бурения на Бирюкском и Мухтинском лицензионных участках. Работы выполнялись в рамках Восточной газовой программы с целью поиска залежей нефти и газа, уточнения перспектив нефтегазоносности отложений кембрия, венда и рифея. Сейсморазведочными работами впервые установлена перспективная зона нефтегазоаккумуляции, расположенная вдоль тектонической границы Березовской впадины и северо-западного склона Алданской антеклизы, которая представлена группой антиклинальных структур. Промышленная газоносность зоны подтверждена поисковым бурением на двух подготовленных локальных структурах: Усть-Бирюкской — на юге и Мухтинской — на севере указанной зоны. В скв. Бирюкская-646-2ПБ, пробуренной на Усть-Бирюкской структуре, получен приток газа из венд-кембрийских отложений осинского и юряхского горизонтов. Продуктивность горизонтов чарской свиты подтверждена данными бурения скв. Мухтинская-647-1ПМ. Открыт новый нефтегазоносный район. По результатам поисково-оценочных работ получают дополнительную аргументацию представления о высоких перспективах и возможности обнаружения промышленных залежей газа в рифейских отложениях (алексеевская, чекурдахская свиты). В отложениях венда перспективы сохраняются за телгеспитским горизонтом, об этом косвенно свидетельствует высокое содержание водорастворенного газа в пластовой воде, полученной при испытании. Ключевыми контролирующими факторами размещения залежей являются структурно-тектонические и литологические показатели. Поисковым признаком служит наличие замкнутой антиклинальной ловушки.

Для цитирования: Мельников П.Н., Погодаев А.В., Матвеев А.И., Пороскун В.И., Царев В.В., Соболева Е.Н. Открытие нового нефтегазоносного района на северо-западном склоне Алданской антеклизы Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 5–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-5-16.

Discovery of new Petroleum District on north-western slope of Aldansky Syncline (Siberian Platform)

© 2023 | P.N. Mel'nikov¹, A.V. Pogodaev², A.I. Matveev³, V.I. Poroskun¹, V.V. Tsarev¹, E.N. Soboleva¹¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Russia, Moscow, melnikov@vnigni.ru; poroskun@list.ru; tsarev.vladimir@mail.ru; soboleva2105@mail.ru;²Tuimaadaneftegaz, Russia, Yakutsk, alexandrvpogodaev@gmail.com;³Tuimaada-neft', Russia, Yakutsk, amatveev1949@gmail.com

Received 21.02.2023

Revised 03.03.2023

Accepted for publication 13.03.2023

Key words: North Aldansky Petroleum Area; Ust'-Biryuisky structure; Mukhtinsky gas field; Cambrian; Vendian; Riphean; zone of oil and gas accumulation; wild-cat drilling.

Abstract: The paper presents the results of seismic surveys and wildcat drilling in the Biryuisky and Mukhtinsky license areas. The works were conducted within the framework of the Vostochny (Eastern) Gas Program and had the purposes of searching for oil and gas pools, updating petroleum potential of the Cambrian, Vendian, and Riphean deposits. Seismic exploration has for the first time identified a promising oil and gas accumulation zone situated along the tectonic boundary of the Berezovsky depression and the north-western slope of the Aldansky antecline, which is represented by a group of anticlinal structures. Wildcat drilling on two prepared local structures (Ust'-Biryuisky in the south and Mukhtinsky in the north of the mentioned zone) has confirmed the commercial gas bearing capacity of the zone. In the Biryuiskaya-646-2ПБ well drilled on the Ust'-Biryuisky structure, gas influx was obtained from the Vendian-Cambrian deposits of the Osinsky and Yuryakhsky horizons. Drilling data of the Mukhtinskaya-647-1ПМ well confirmed productivity of horizons of the Charsky Formation. The new Petroleum District was discovered. The results of prospecting and appraisal works support the concept of high potential and chances of commercial gas pool discovery in the Riphean deposits (Alekseevsky, Chekurdakhsy formations). In the Vendian deposits, Telgspitsky horizon is still considered promising, and high content of gas dissolved

in formation water obtained in testing is an indirect evidence of this fact. Structural and tectonic as well as lithological indicators are key drivers for the accumulation occurrence. Presence of the closed stratigraphic (anticline) trap is an exploration lead.

For citation: Mel'nikov P.N., Pogodaev A.V., Matveev A.I., Poroskun V.I., Tsarev V.V., Soboleva E.N. Discovery of new Petroleum District on north-western slope of Aldansky Syncline (Siberian Platform). *Geologiya nef'ti i gaza*. 2023;(2):5–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-5-16. In Russ.

Введение

В современных условиях при реализации Восточной газовой программы обеспечение воспроизводства и наращивания минерально-сырьевой базы УВ на территории Сибирской платформы приобретает характер государственной задачи. С учетом этого обстоятельства, приоритетными районами для поисков нефти и газа становятся, прежде всего, территории вблизи крупных транспортных артерий, таких как трубопроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан и газопровод Сила Сибири (рис. 1).

Очевидно, что по расположению и наличию благоприятных показателей общегеологического характера одним из наиболее значимых участков здесь является западная половина Северо-Алданской нефтегазоносной области (НГО) с прилегающими к ней территориями Березовской впадины. Одновременно с этим оценка сырьевого потенциала на всей площади НГО не превышает 300 млн т извлекаемых ресурсов усл. УВ [1], что, по всей видимости, может частично нивелировать инвестиционную привлекательность для недропользователей.

Здесь необходимо учитывать, что существующие представления о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности территории Алданской антеклизы с указанной количественной оценкой ресурсов, включая районы северо-западного склона, основываются на ограниченных по объему материалах полевых сейсморазведочных работ и глубокого бурения, которые были выполнены преимущественно в 1980-е гг. При этом, принимая во внимание данные параметрического бурения и установленные прямые признаки нефтегазоносности перспективных комплексов Северо-Алданской НГО, вероятность открытия средних и крупных газовых залежей и месторождений, безусловно, сохраняется [2].

Краткие сведения об изученности северо-западного склона Алданской антеклизы параметрическим бурением

Для опережающего получения сведений о разрезе в пределах северо-западного склона пробурены две параметрические скважины — Усть-Бирюкская-1 и 2. Эти скважины, размещенные на Усть-Бирюкской складке, одними из первых вскрыли отложения венда – рифея в погруженных участках северо-западного склона Алданской антеклизы и прилегающей территории Березовской впадины. Бурение скв. Усть-Бирюкская-1 началось в мае 1979 г. и завершилось в марте 1980 г. на глубине 3591 м, а скв. Усть-Бирюкская-2 проходило с июня 1981 г. по июль 1982 г. до глубины 3697 м.

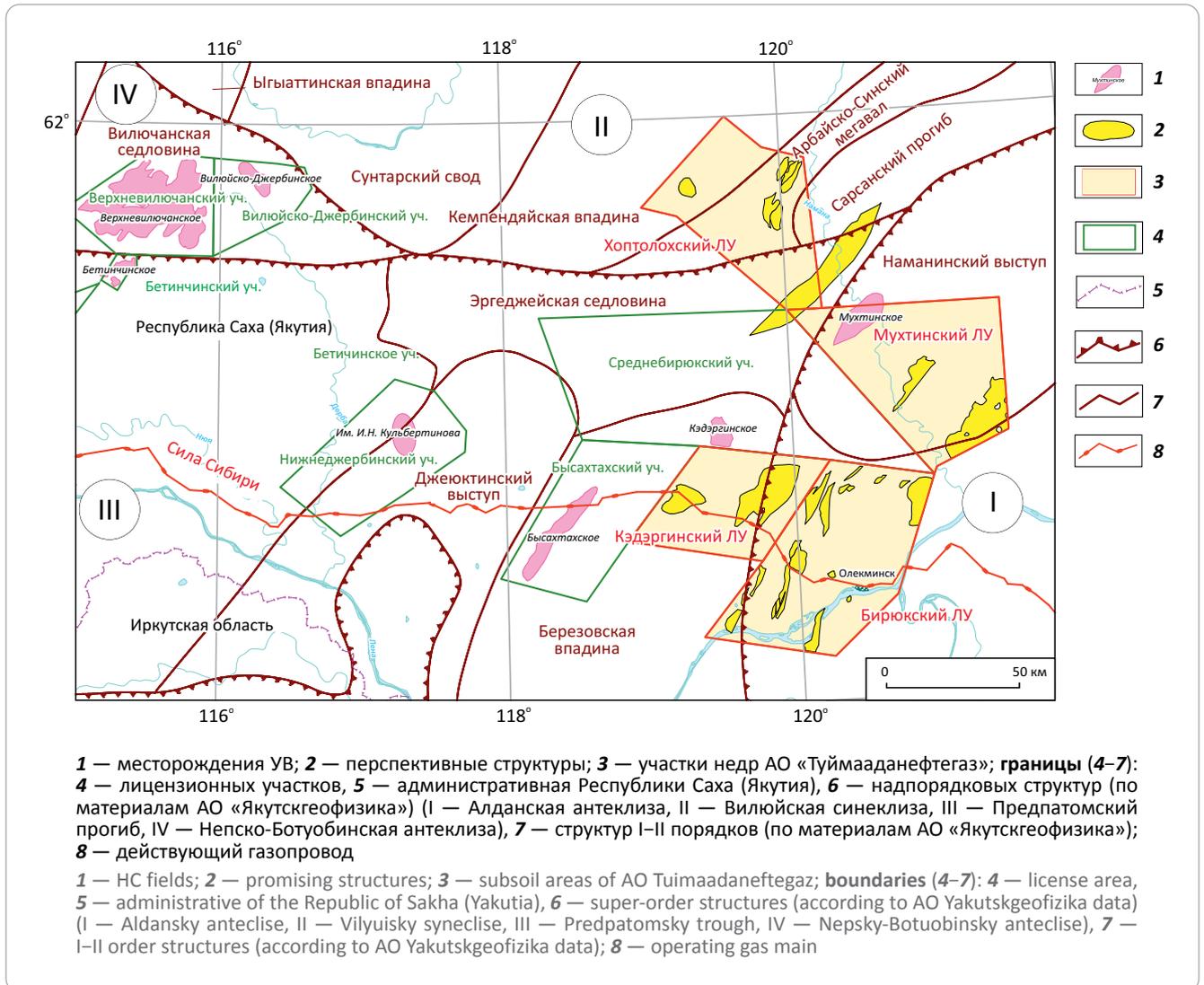
Материалы бурения параметрических скважин Усть-Бирюкские подтвердили присутствие терригенных отложений позднего докембрия, промышленная нефтегазоносность которых была установлена на юге Сибирской платформы. В разрезе осадочного чехла выявлены основные перспективные нефтегазоносные комплексы (НГК) и отдельные горизонты, благоприятные для образования скоплений УВ в пределах всей зоны сочленения Березовской впадины и Алданской антеклизы [3]. При опробовании отложений иктехской серии в скв. Усть-Бирюкская-1 получен незначительный приток нефти.

В 1980–1984 гг. на соседних площадях, в пределах северо-западного склона Алданской антеклизы, были пробурены дополнительно еще две параметрические скважины: Мухтинская-2210 и Джаджанская-2610. В скв. Мухтинская-2210 в процессе бурения в интервале 762–1122 м были вскрыты соленосные отложения чарской свиты и межсолевой газонасыщенный горизонт с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Коэффициент аномальности — 1,37. При забое 1022 м (–832,6 м) наблюдалось интенсивное разгазирование промывочной жидкости. В колонне испытан интервал 1088–1107 м (–898...–917 м). По материалам ГИС пласт характеризовался как продуктивный карбонатный коллектор ($K_{п}^{НГК} = 7–16\%$; $K_{п}^{АК}$ до 11,8 %). Вскрытие интервала производилось с привязкой по радиоактивному каротажу зарядами ПКС-105 плотностью прострела 12 отв/пог. м. После интенсификации притока однократной соляно-кислотной обработкой получен приток газа до 28 тыс. м³/сут.

В скв. Джаджанская-2610 в процессе бурения отложений чарской свиты при забое 721 м наблюдалось разгазирование промывочной жидкости. Керн представлен нефтенасыщенным доломитом с резким запахом конденсата на свежем сколе. По материалам ГИС в интервале 679,6–727,4 м выделено 5 пластов-коллекторов с $K_{п}^{АК} = 8,4–16\%$, $K_{пр} = 50–68\%$, которые интерпретировались как нефтегазо-насыщенные. Высокая пористость подтверждается определениями коллекторских свойств в керне. Так, в отдельных образцах она достигала 14,6–20 %. При опробовании интервала перфорации на трубах в интервале 720–739 м (абсолютная отметка –547,9...–666,9 м) получен слабый приток разгазированного бурового раствора 0,1 м³ с пленкой нефти.

Результаты геолого-разведочных работ последних лет на Бирюкском и Мухтинском лицензионных участках, где отработано более 3400 пог. км сейсмопрофилей МОГТ и пробурены 2 поисковые скважины (Бирюкская-646-2ПБ глубиной 3811 м и Мухтинская-647-1ПМ глубиной 2653 м), нагляд-

Рис. 1. Обзорная карта месторождений УВ и лицензионных участков в зоне газопровода Сила Сибири
Fig. 1. Overview map of HC fields and license areas in the zone of Power of Siberia (Sila Sibiri) gas main



но показывают, что невысокие оценки указанной перспективной территории могут отчасти являться следствием слабой изученности. Здесь в отложениях чаро-толбочанского комплекса открыто Мухтинское газовое месторождение, получен приток газа из отложений билирской и юрской свит в скв. Бирюкская-646-2ПБ. Эти факты могут свидетельствовать о более значительном потенциале нового нефтегазоносного района и предполагаемой зоны нефтегазоаккумуляции (ЗНГА), приуроченной к моноклиальному склону северо-западной части Алданской антеклизы, как более крупного аккумуляционного объекта.

В качестве доминирующих факторов для выделения ЗНГА выступают благоприятное структурно-тектоническое положение и наличие надежных региональных флюидоупоров. Установление региональных закономерностей будет способствовать совершенствованию системы поисково-оценочных работ [4].

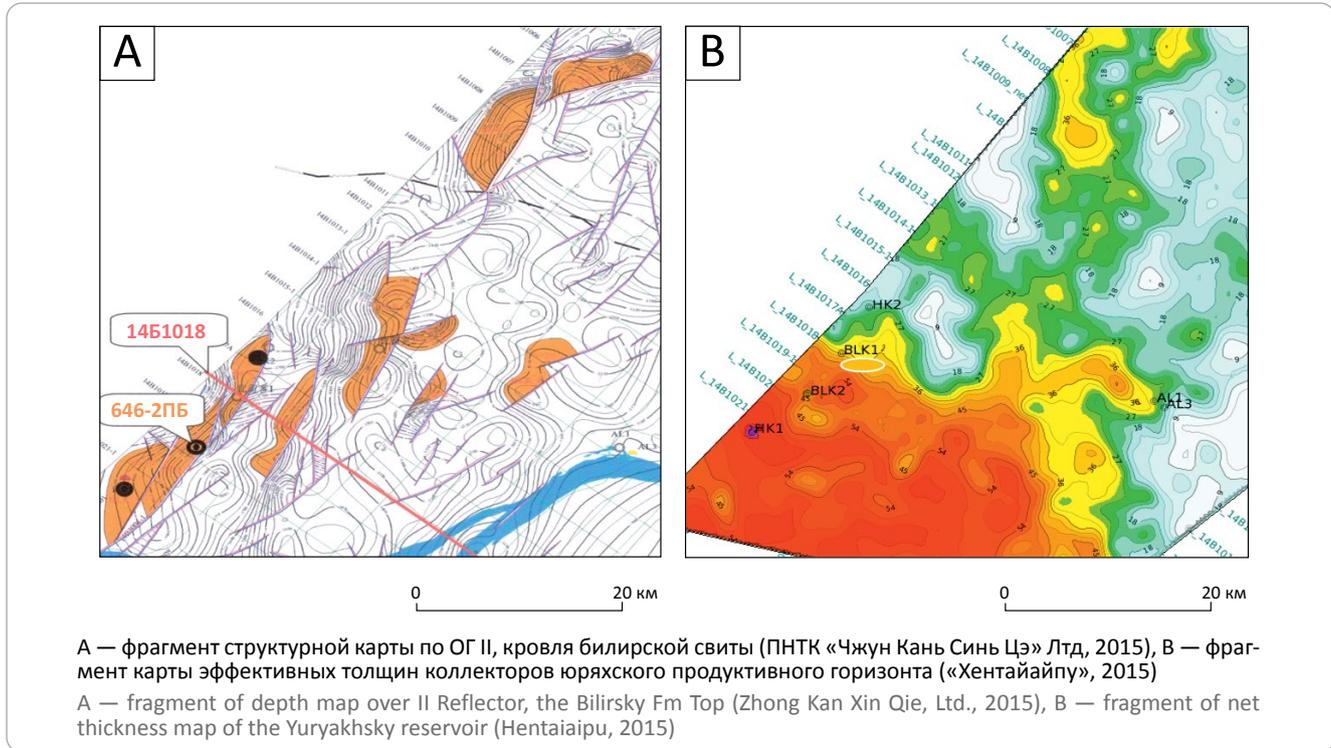
Новые данные полевых геофизических исследований и поискового бурения на северо-западном склоне Алданской антеклизы (скв. Бирюкская-646-2ПБ)

В тектоническом отношении исследуемый Бирюкский участок недр расположен в пределах северо-западного склона Алданской антеклизы и, частично, восточного приплатформенного борта Березовской впадины, которая входит в состав Предпатомского краевого прогиба и является структурой I порядка. Все ранее проведенные сейсморазведочные работы, как уже было отмечено, относились к 1970–1980-м гг. Общая протяженность профилей МОВ-ОГТ здесь не превышала 400 пог. км. Для локализации перспективных объектов и поискового бурения по программе геолого-разведочных работ АО «Туймааданефтегаз» в 2013–2015 гг. был выполнен значительный объем сейсморазведочных работ. Отработано более 1800 пог. км профилей, расположенных по равномерной, взаимно перпендикулярной сети, со стороны квадрата 4 × 4 км на



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Элементы геологического строения Бирюковского лицензионного участка по материалам МОГТ (масштаб 1 : 200 000)
Fig. 2. Elements of geological structure of the Biryukyky License Area (according to CDP data, scale 1 : 200 000)



всей площади лицензионного участка. С учетом выполненных работ достигнутая плотность профилей составляет 0,61 пог. км/км² площади участка. Выявлены и подготовлены перспективные объекты общей площадью 300 км², расположенные вдоль западной периферии участка (рис. 2).

По новым материалам сейсморазведочных работ в западной половине участка оконтурена группа локальных антиклинальных структур, расположенных вдоль тектонической границы Березовской впадины и северо-западного склона Алданской антеклизы, формируя перспективную ЗНГН [5], промышленная газоносность которой уже подтверждена бурением на установленных локальных структурах (ловушках): Усть-Бирюкской — на юге и Мухтинской — на севере указанной зоны.

Усть-Бирюкская структура имеет линейно вытянутую складчатую форму, характеризуется блоковым строением. Состоит из трех блоков, пробуренные скважины расположены по одной в каждом из них, амплитуда складки превышает 125 м, линейные размеры — 6 × 30 км (см. рис. 2 А). На основе динамической интерпретации волновой картины сейсмических отражений выполнен качественный прогноз распространения коллекторов основных перспективных горизонтов, включая горизонты юряхской свиты (см. рис. 2 В). В региональном плане отмечается общее моноклинальное погружение основных отражающих горизонтов (II, KB) в направлении к центральной, наиболее прогнутой части Березовской впадины (рис. 3).

Незначительный градиент наклона свидетельствует о развитии обширной, пологой и достаточно

ровной структурной поверхности вдоль территории моноклинального склона, имеющей северо-восточное простирание и осложненной в западном окончании пологой части серией линейных складчатых форм и разрывных дислокаций.

Скв. Бирюкская-646-2ПБ пробурена в своде Усть-Бирюкской структуры между двумя параметрическими скважинами 1 и 2. Начата и закончена бурением в 2015 г. при глубине забоя 3811 м (чекурдахская свита рифея), завершена испытанием в 2022 г.

В эксплуатационной колонне исследовано 4 объекта. Приток газа получен при испытании объекта 4 из отложений билирской и юряхской свит в интервале глубин 2226–2309 м.

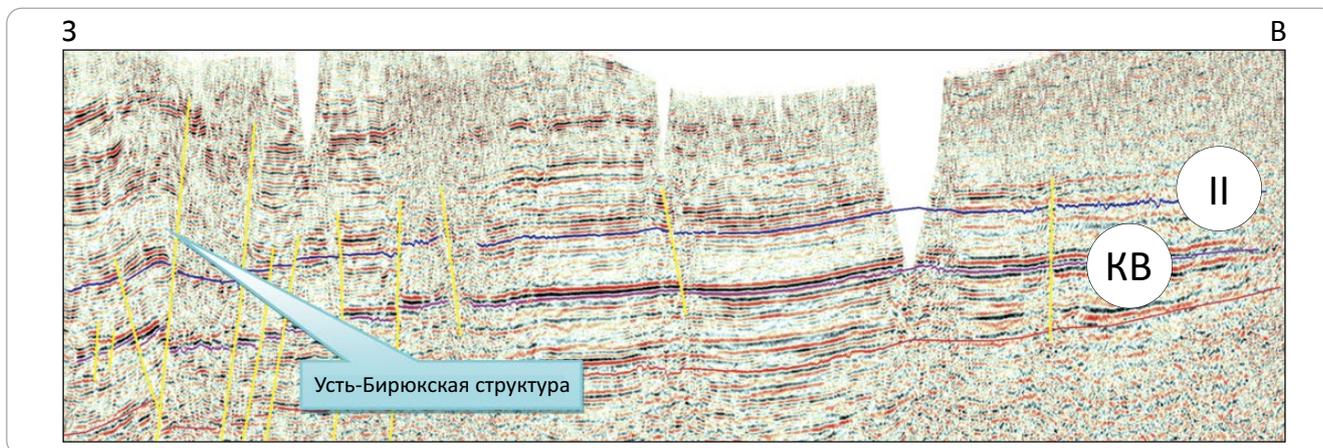
Объект 1 (рифей, чекурдахская свита, интервал 3740–3789 м) показал себя как бесприточный. Температура на забое скважины 3789 м составляет 43 °С.

Объект 2 (рифей, алексеевская свита, интервал 3340–3380 м) охарактеризован как газовый с низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллектора. При понижении уровня до 2300 м поступление газа из интервала перфорации составляло около 50 м³/сут. Газ метановый, с присутствием тяжелых УВ, суммарное содержание УВ-газов составляет свыше 72 %, азота — 25 %. Присутствуют углекислый газ, гелий и водород. Пластовое давление не определено, пластовая температура в кровле интервала достигает 32,2 °С.

Объект 3 (венд, телгеспитский горизонт, интервал 2846–2857м). Объект гидрогеологический с во-

Рис. 3. Временной разрез Усть-Бирюкской структуры по сейсмопрофилю 14Б1018 (протяженность 48 км, временная шкала от 0 до 1,5 с)

Fig. 3. Time section of 14Б1018 seismic survey line across the Ust'-Biryuisky structure (length 48 km, time scale 0 to 1.5 s)



дорастворенным газом, газовый фактор — $0,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Содержание метана в газе более 60 %, азота — около 37 %. Пластовая вода с минерализацией до 290 г/л, плотность — $1,17 \text{ г}/\text{см}^3$, дебит при пониженном уровне 2100 м — $4 \text{ м}^3/\text{сут}$. За весь период исследования извлечено свыше 20 м^3 пластовой воды. Пленок нефти не отмечено. Температура — $25 \text{ }^\circ\text{C}$, пластовое давление не определено.

Объект 4 (венд – кембрий, билирская, юряхская свиты, интервал 2226–2309 м) характеризуется газовым насыщением. При испытании в колонне получен приток газа. На шайбе 6 мм скважина работала на факел в режиме падающего дебита. Относительная стабилизация режимов наблюдалась при устьевых давлениях: $P_{\text{тр}} = 61,9\text{--}37,2 \text{ кг}/\text{см}^2$, $P_{\text{зпр}} = 74,3\text{--}47,7 \text{ кг}/\text{см}^2$, $P_{\text{заб}} = 88,2\text{--}55,5 \text{ кгс}/\text{см}^2$, дебит газа составлял от 36,28 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ до $19 \text{ т м}^3/\text{сут}$, $T_{\text{заб}} = 13,5 \text{ }^\circ\text{C}$. Общая толщина работающего интервала достигает 16 м. Пластовое давление, рассчитанное по кривой восстановления давления, равно $228 \text{ кг}/\text{см}^2$, температура на глубине 2225 м составляет $16,2 \text{ }^\circ\text{C}$. Относительная плотность газа по воздуху — $0,6037$. Содержание метана 92 %. Газоконденсатный фактор составляет $55,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$, плотность конденсата — $0,708 \text{ г}/\text{см}^3$, в составе притока присутствует вода (менее $1 \text{ м}^3/\text{сут}$).

В скв. Бирюкская-646-2ПБ был выполнен необходимый комплекс промысловых исследований (рис. 4) по определению характера притока, регистрации работающих газовых интервалов, положения границ разделов фаз (газоводяной контакт).

Наиболее выразительные отрицательные термоаномалии, характерные для отдающих газовых пластов-коллекторов, отмечаются напротив интервалов 2226–2232, 2276–2282 м. Газоводяной контакт залежи юряхского горизонта по материалам ГИС, с учетом предварительных данных, находится на глубине 2287 м (абсолютная отметка –1837,5 м). В интервале 2282–2287 м газонасыщенность равна 66 %, нижележащий интервал 2293–2298 м (Ю-II) имеет предположительно смешанное насыщение

газ + вода, характеризуется как переходная приконтактная зона с газонасыщенностью 59 % по ГИС.

По материалам бурения поисковой скв. Бирюкская-646-2ПБ и новым данным сейсмо-разведочных работ МОГТ-2D предполагается открытие газоконденсатной залежи, предварительно установлены ее геометрические размеры и емкостные параметры. Газоносными, по данным прямого опробования, являются три продуктивных горизонта в интервале билирской и юряхской свит: осинский (О-II) и юряхские (Ю-I; Ю-II). Газовая залежь пластовая сводовая, приурочена к антиклинальной структуре линейно вытянутой формы, имеющей блоковое строение. Высота залежи более 100 м. Ловушка заполнена под замок. В качестве контролирующих элементов строения ловушки, кроме структурного, значение приобретают литологический и тектонический факторы, совместно определяющие геометрические размеры и границы контура газовой залежи в плане.

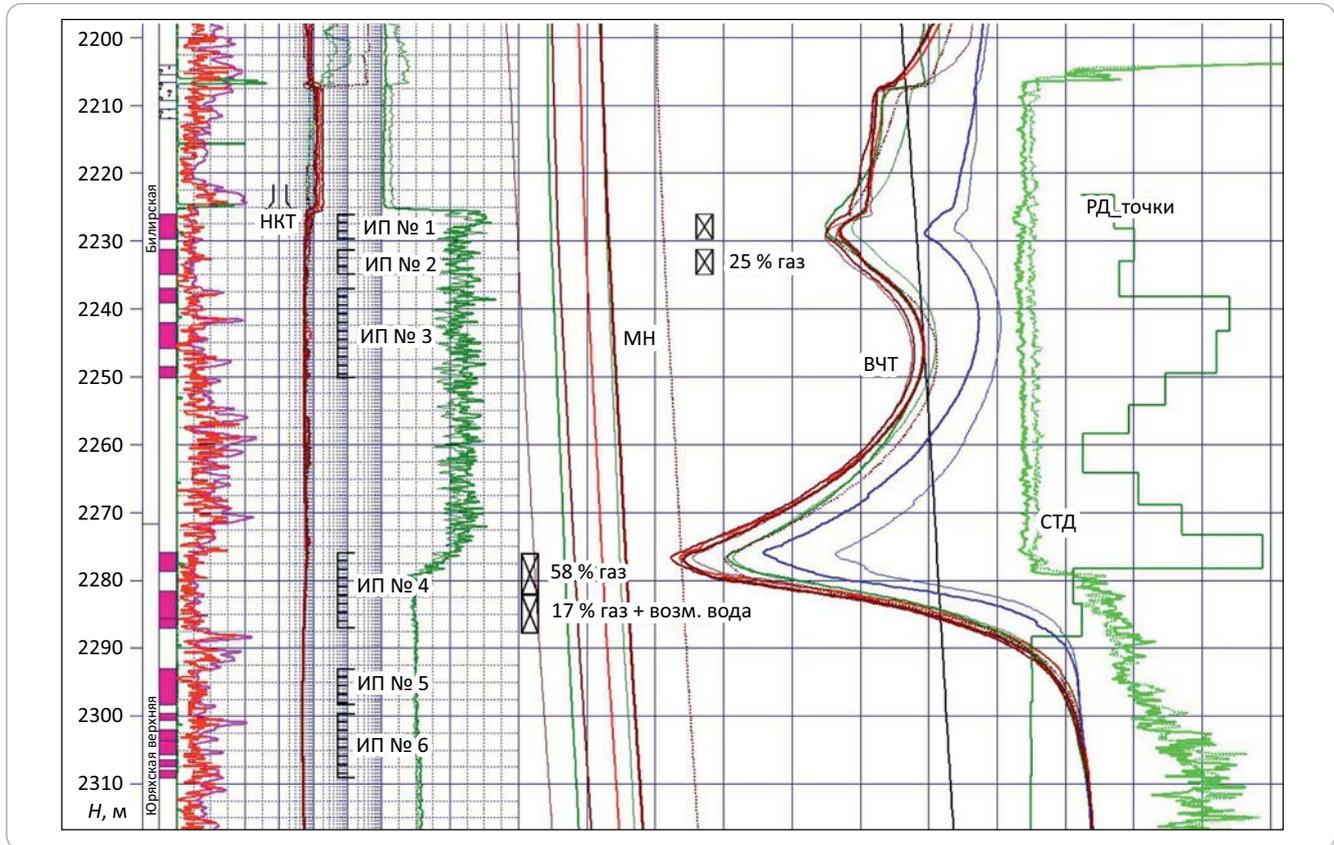
Энергетический потенциал газовой залежи, обусловленный значением пластового давления, можно считать высоким. Сопоставление замеров пластовых давлений в трех скважинах указывает на единство гидрогеологической системы. Блоки относительно друг друга не являются гидрогазодинамически разобщенными. Может присутствовать частичная изолированность, что сказывается на темпах восстановления давления в призабойной зоне поисковой скважины и проявляется в периоды остановки и накопления давления после возмущения, вызванного отбором газа из залежи.

Главной и определяющей особенностью промысловых исследований являются низкие фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов осинского и юряхского горизонтов, представленных трещиновато-кавернозными доломитами и известняками с пористостью до 12–14 %, и, как следствие, невысокие дебиты газа на начальном этапе освоения вне зависимости от создаваемой депрессии.



Рис. 4. ГИС-контроль работающих интервалов верхневенд-нижнекембрийского продуктивного комплекса, осинский – юрхский горизонты, скв. Бирюкская-646-2ПБ (интервал 2226–2309 м)

Fig. 4. Well log monitoring of producing intervals in the Upper Vendian – Lower Cambrian pay zone, Osinsky – Yuryakhsy horizons, Biryuyskaya-646-2PB well (2226–2309 m interval)



Результаты геофизических исследований и поискового бурения на Мухтинском участке недр в пределах северо-западного склона Алданской антеклизы

На Мухтинском лицензионном участке полевые сейсморазведочные работы МОГТ-2D выполнялись сейсморазведочными организациями ОАО «Якутскгеофизика» и ОАО «ВНИИГеофизика», отработано в общем объеме 1600 пог. км по равномерной взаимно перпендикулярной сети со стороной квадрата 4×4 км. Плотность покрытия сейсморазведочными профилями (456,2 пог. км) до начала поисково-оценочных работ составляла $0,14$ км/км². После проведения сейсморазведочных работ МОГТ-2D, выполненных в 2012–2015 гг. (1600 пог. км), плотность покрытия лицензионного участка сейсморазведочными профилями составила $0,65$ км/км².

Площадь работ характеризуется сложным складчато-блоковым строением, здесь широко распространены зоны глубинных разломов, интродуцированные дайками, северо-восточного и северо-западного простираний, контролируемые блоки и выступы фундамента, временной интервал регистрируемых волновых отражений находится в пределах $0,2–1,4$ с (рис. 5). Целевыми отражающими горизонтами в пределах площади работ являются А, II, KB, R3, они прослежены практически повсеместно.

Волна А характеризуется как отражение от стратиграфической границы: кровля карбонатов олекминской свиты – подошва соленосных отложений чарской свиты.

Волна II формируется на контакте солей юрегинской свиты с карбонатами бирюкской свиты; двухфазная, прослеживается по положительной фазе, ее видимый период $0,025$ мс, в районах замещения соленосных отложений юрегинской свиты карбонатами теряет динамические признаки и постепенно затухает.

Волна KB отождествляется с кровлей терригенных отложений венда – кровлей ботубинской свиты, по мере выпадения ее из разреза – кровлей сералахской свиты. Двухфазная, видимый период $0,025–0,03$ с, наблюдается изменение динамических признаков волны KB по площади исследований, что можно связать с изменением мощности терригенных отложений или литологическими замещениями песчаников сералахской свиты глинистыми, карбонатными разностями.

Волна R3 приурочена к кровле чекурдахской свиты рифея, динамически не выдержана, интенсивность меняется ввиду значительного сокращения толщины свиты и контакта с вышележащими карбонатными, терригенно-карбонатными породами верхнего рифея – торгинской и алексеевской свит в зависимости от их литологии.

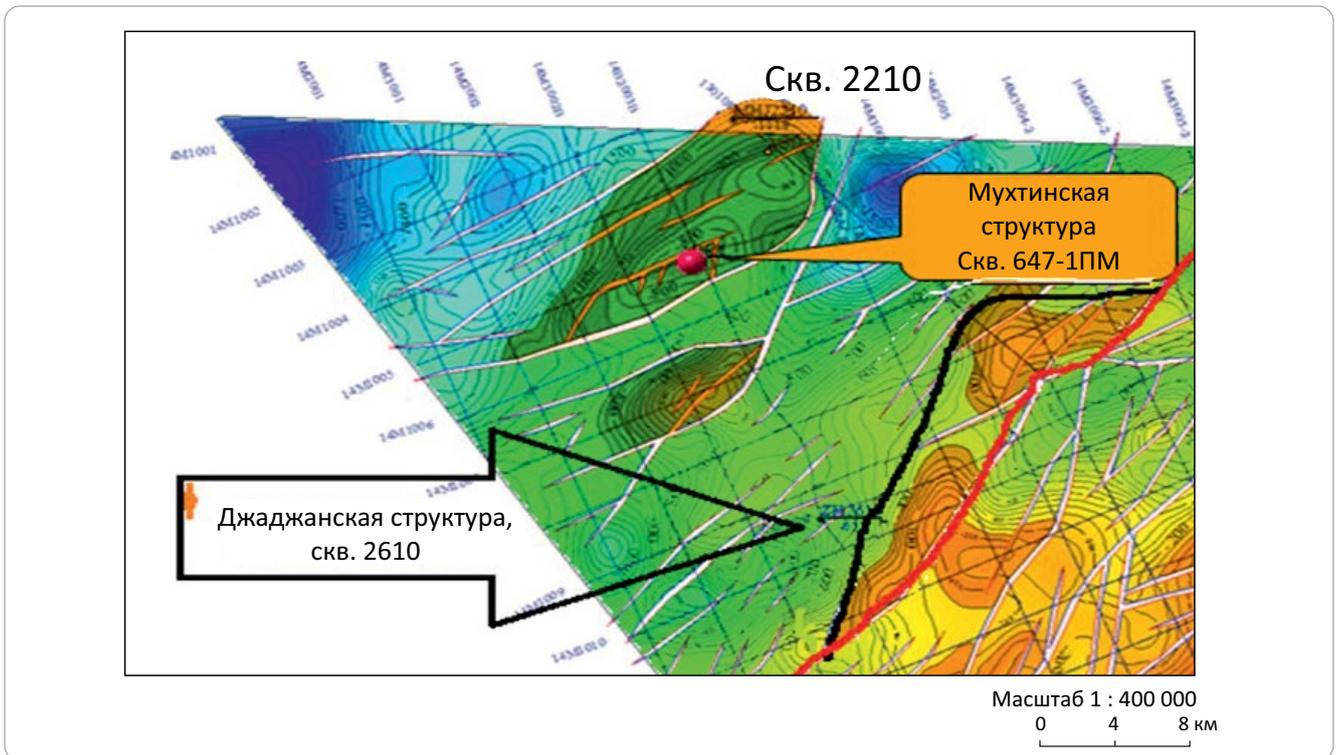
Рис. 5. Временной разрез Мухтинской структуры по сейсмопрофилю 08-ТНГ-13 (протяженность 70 км, временная шкала от 0 до 2 с)

Fig. 5. Time section of 08-ТНГ-13 seismic survey line across the Mukhtinsky structure (length 70 km, time scale 0 to 2 s)



Рис. 6. Фрагмент структурной карты по подошве чарской свиты (Мухтинский лицензионный участок, ОГ А; Мухтинская ловушка (месторождение), Джаджанская перспективная ловушка)

Fig. 6. Fragment of depth map over the Charsky Fm Bottom (Mukhtinsky License Area, A Reflector; Mukhtinsky trap (field), Dzhadzhanzansky lead)



Волна Ф отождествляется с кровлей кристаллического фундамента, на Мухтинском участке практически не прослеживается.

В региональном плане наблюдается общее погружение отражающих горизонтов на западе в сторону центральной (наиболее погруженной) части Березовской впадины и на северо-западе в направлении Вилуйской синеклизы, район Сарсанского прогиба, что отображается в виде обширного пологого моноклиального склона (северо-восточно-

го простирания), осложненного рядом складчатых форм и разрывных дислокаций.

Проведенные сейсмические исследования позволили уточнить особенности региональной структурно-тектонической позиции территории лицензионного участка в целом, определить характеристики структур и потенциальных ловушек, установить основные элементы их строения как поисковых объектов.

Джаджанская структура. По материалам сейсморазведочных работ установлено, что параметрическая скв. Джаджанская-2610, в которой при испытании получены признаки наличия УВ в виде нефтяной пленки, пробурена не в оптимальных структурных условиях — на северо-западном погружении Джаджанской структуры. По новым построениям Джаджанская структура представляет собой вытянутую линейную складку с двумя приподнятыми участками, юго-восточное крыло которой осложнено тектоническим нарушением. Ловушка структурно-тектоническая, предположительно нефтяного насыщения, результаты испытания скв. Джаджанская-2610 характеризуют ее приконтактную зону (рис. 6).

Мухтинская структура. В результате проведения сейсморазведочных работ МОГТ-2D в объеме 1600 пог. км существенно уточнено строение Мухтинской ловушки. Параметрическая скв. Мухтинская-2210, которая в 1985 г. закладывалась в своде Мухтинской структуры, оконтуренной по редкой сети профилей, по новым построениям оказалась в крыльевой части структуры, на северо-восточном периклинальном замыкании. Отчетные структурные построения по материалам сейсморазведочных работ были выполнены по основным горизонтам А, II, KB, R₃. В плане по отражающим горизонтам структура в направлении длинной оси складки имеет северо-восточное простирание, амплитуда превышает 400 м, юго-восточное крыло осложнено разрывным нарушением, северо-западное крыло имеет относительно спокойное моноклинальное погружение в направлении Сарсанского прогиба и Кемпендйайской впадины. По горизонту А линейные размеры в контуре замкнутой изолинии – 1000 м составляют 10 × 25 км, площадь в границах лицензионного участка около 100 км² (см. рис. 6).

В 2015 г. в своде Мухтинской структуры, на северо-западе лицензионного участка, была заложена и пробурена поисковая скв. Мухтинская-647-1ПМ. В 2022 г. скважина завершена испытанием, по результатам которых обнаружена газовая залежь, подтверждена продуктивность отложений чарской свиты, а также установлена промышленная газоносность нижележащих горизонтов толбачанской свиты.

Скважиной вскрыты основные реперные отражающие границы на отметках, которые соответствовали принятым структурным построениям, что подтверждает достоверность сейсмической интерпретации и наличие благоприятных структурных условий для формирования залежей.

Продуктивные горизонты с проявлениями АВПД, установленные по материалам бурения скв. Мухтинская-2210, также нашли свое подтверждение в интервале чарской свиты, в скв. Мухтинская-647-1ПМ на глубинах 758–1053 м, и находятся на более высоких гипсометрических отметках. Здесь в процессе бурения наблюдались значительные по интенсивности газопроявления, которые с переменной периодичностью сопровождали про-

цесс бурения до спуска промежуточной технической колонны (244,5 мм, 0–1541 м). Утяжеление бурового раствора до значений плотности 1,33–1,36 г/см³ выполнялось с применением баритового реагента BaSO₄. Общее календарное время с момента вскрытия отложений чарской свиты до перекрытия промежуточной технической колонной составило около 35 сут.

Испытание в колонне после завершения бурения скв. Мухтинская-647-1ПМ выполнено на двух объектах: **объект 1** — толбачанская свита, интервал 1193–1206 м; **объект 2** — чарская свита, интервал 883–944 м. В процессе исследования из этих двух интервалов были получены притоки газа и открыто Мухтинское газовое месторождение (рис. 7).

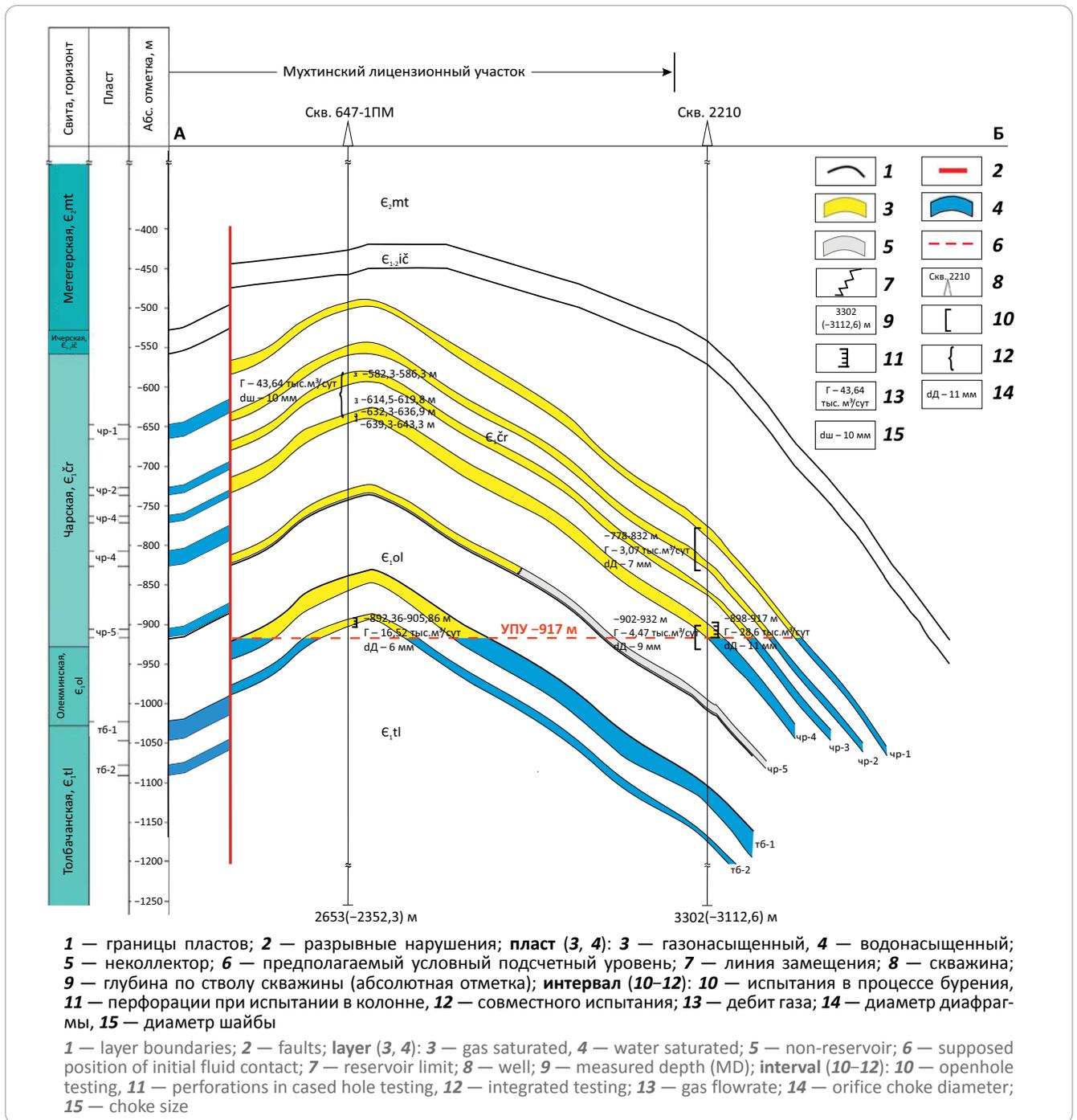
Результаты комплексной обработки и интерпретация всех имеющихся геолого-геофизических материалов глубокого бурения и сейсморазведочных работ позволили определить геометрию ловушки и составить геологическую модель газовой залежи чаро-толбачанского комплекса. Данные испытания поисковой скв. Мухтинская-647-1ПМ, в которой получен газ из интервала толбачанского горизонта до глубины 1206 м, подтверждают принятую ранее геологическую модель залежи в составе указанного комплекса, составленную с учетом материалов бурения параметрической скв. Мухтинская-2210, и стали основой для оперативного подсчета запасов УВ нового месторождения.

Залежь пластово-массивная, интервал глубин залегания 800–1217 м (абсолютная отметка –500...–917 м), контур газоносности определен по положению газоводяного контакта на абсолютной отметке –917 м. Интервал газоносности составляет более 400 м, пластовое давление, замеренное в скв. Мухтинская-2210 на уровне отметки газоводяного контакта, составляет 146,2 кг/см². Пластовая температура в залежи достигает 8 °С. Самые нижние газонасыщенные горизонты (два пласта) приурочены к интервалу толбачанской свиты (скв. Мухтинская-647-1ПМ). В отложениях чарской свиты выделено пять основных горизонтов, вскрытых в скв. Мухтинская-647-1ПМ.

Отработка скважины на стационарных режимах приведена в таблице, где в сравнении представлены итоговые данные замеров дебитов и давлений при первоначальном освоении и после проведения соляно-кислотной обработки. При освоении скважины после соляно-кислотной обработки и очистки призабойной зоны от продуктов реакции получен промышленный приток газа, что показывает эффективность применения соляно-кислотных обработок для интенсификации для получения необходимых дебитов и подтверждает промышленную значимость чарской газовой залежи.

Природный газ чарского продуктивного горизонта является метановым. Содержание метана колеблется в пределах 93,29–94,13 %, этана — 2,82–3,13 %, на долю остальных УВ приходится от 2,74

Рис. 7. Геологический профильный разрез Мухтинского месторождения по линии скв. Мухтинская-647-1ПМ – скв. Мухтинская-2210, залежь чаро-толбочанского комплекса
Fig. 7. Geological section across the Mukhtinsky field along the line from Mukhtinskaya-647-1PM well to Mukhtinskaya-2210 well; accumulation in the Charo-Tolbochansky sequence



до 3,89 %, азота 1,57–2,13 %. Содержание $C_{5+высш.}$ составляет от 0,05 до 0,08 %. Плотность газа при 20 °C и 760 мм рт. ст. изменяется от 0,7053 до 0,7138 кг/м³. Относительная плотность газа — 0,5854–0,5925. Наличие сероводорода в газе не отмечено, а содержание углекислого газа не превышает 0,1 %. Доля гелия в газе составляет от 0,114 до 0,172 %.

По новым данным, Бирюкская и Мухтинская ловушки могут представлять собой примеры однотипных по строению месторождений и залежей,

расположенных в ЗНГН северо-западного склона Алданской антеклизы и ожидающих открытия. Ключевыми контролирующими факторами размещения залежей являются структурно-тектонические и литологические показатели. Наличие структурной ловушки в пределах установленной ЗНГН может стать первостепенным поисковым признаком для обнаружения газовых месторождений.

При низкой плотности сеймопрофилей интерпретация геологического строения территории ра-

Таблица. Дебиты газа объекта 2 (скв. Мухтинская-647-1ПМ, интервал 883–944 м, горизонты чарской свиты)
Table. Gas flowrates of Object 2 (Mukhtinskaya-647-1PM well, 883–944 m interval, the Charsky Fm horizons)

Режим	Диаметр шайбы (ДИКТ) dш, мм	$P_{тр}$ кг/см ²	$P_{этр}$ кг/см ²	$P_{дикта}$ кг/см ²	$P_{заб}$ кг/см ²	Q_g тыс. м ³ /сут
Результаты первичных исследований после проведения перфорации интервала 883–994 м (апрель 2022 г.)						
1	4	25,3	34	25,1	38,09	6,592
2	6	16,3	28,8	16,2		9,319
Результаты исследования после проведения интенсификации методом соляно-кислотной обработки (сентябрь 2022 г.)						
1	2	91,5	91,1	91,4		5,899
2	4	70,3	72,4	70,2	75	19,692
3	6	50,5	52,6	50,4	61	29,722
4	8	36,9	38,7	37,6		37,576
5	10	27,9	31,2	27,8		43,637

нее не имела необходимой детальной основы, выявленные и подготовленные структуры объективно отсутствовали.

Факты получения притоков газа из чарской и толбочанской свит в скв. Мухтинская-647-1ПМ, из отложений билирской и юряжской свит в скв. Бирюкская-646-2ПБ прямо указывают на значительный и прежде не раскрытый потенциал нефтегазоносного района и ЗНГН, приуроченной к моноклиналильному склону северо-западной части Алданской антеклизы.

Обоснование выделения зоны, представленное выше, хорошо согласуется с главными признаками, сформулированными в [6]. Первый признак — зона нефтегазонакопления — это группа месторождений нефти и газа. Второй — наличие однотипных ловушек, в которых уже открыты месторождения и могут находиться новые залежи нефти и газа. Третий — это общий структурный или литологический контур территории, внутри которого размещены месторождения. Четвертый — к этому контуру направлены миграционные потоки УВ. Достоверность определяемой зоны основана на фактах открытия газовых залежей.

Заключение

1. По материалам бурения поисковых скважин и новым данным сейсморазведочных работ МОГТ-2D уточнены представления о характере потенциальной нефтегазоносности отложений кембрия, венда и рифея Северо-Алданской НГО, выявлена перспективная ЗНГН, представленная серией локальных антиклинальных структур, которые протягиваются вдоль границы Березовской впадины и северо-западного склона Алданской антеклизы. Открыт новый нефтегазоносный район с доказанной промышленной газоносностью.

2. В составе кембрийского НГК при испытании поисковой скв. Мухтинская-647-1ПМ открыто Мух-

тинское газовое месторождение. Широкое распространение солей в интервале данного комплекса отложений обеспечивает необходимые условия для экранирования пластовых залежей, которые образуют значительные по высоте скопления массивного характера в пределах всей толщи отложений.

3. В интервале венда – кембрия перспективными являются отложения осинского и юряжского горизонтов, залегающие под соленосной покровкой юрегинской свиты. Притоки газа получены в скв. Бирюкская-646-2ПБ. Пласты-коллекторы характеризуются неоднородными фильтрационно-емкостными свойствами, пористость по данным ГИС изменяется от 9 до 14 %, при этом билирская свита более уплотнена, а коллекторские свойства юряжского горизонта относительно выше.

4. В отложениях венда перспективы связаны с телгеспитским горизонтом. Слагающие его карбонатные разности непосредственно в скв. Бирюкская-646-2ПБ в интервале 2846–2857 м (абсолютная отметка –2396...–2407 м) имеют достаточно высокие коллекторские свойства. Содержание водорастворенного УВ-газа в пластовой воде косвенно указывает на то, что газовая залежь может находиться в непосредственной близости, скважина расположена в законтурной части ловушки.

5. Сохраняют и получают дополнительную аргументацию представления о значительных перспективах и возможности обнаружения промышленных залежей газа (нефти?) в рифейских отложениях (алексеевская свита). Газонасыщенный интервал 3340–3380 м алексеевской свиты (скв. Бирюкская-646-2ПБ) имеет весьма низкие фильтрационно-емкостные свойства, но в толще пород содержатся УВ-газы. Все эти данные могут свидетельствовать о значительной роли вертикальной миграции УВ в пределах северо-западного склона Алданской антеклизы и масштабном развитии современных миграционных процессов,

обуславливающих весьма широкий стратиграфический диапазон установленных нефтегазопроявлений и промышленных скоплений, которые указывают на повсеместный характер нефтегазонасности разреза.

6. Перспективы нефтегазонасности также следует связывать и с горизонтами чекурдахской свиты рифея, которые образуют структуры приле-

гания к выступам фундамента. На временном разрезе, пересекающем Мухтинскую ловушку с запада на восток, отчетливо прослеживается «литологический клин», примыкающий к структурному выступу фундамента, при глубине залегания 2800–3000 м [7]. Аналогии ловушек такого типа и связанных залежей можно наблюдать в пределах Верхневилучанского месторождения (вилучанский горизонт).

Литература

1. Слепцова М.И., Ситников В.С., Севостьянова Р.Ф. Прогнозные ресурсы углеводородов и их освоение на северных территориях Якутии [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2018/44_2018.html (дата обращения: 20.02.2023 г.). DOI: 10.17353/2070-5379/44_2018.
2. Ситников В.С., Кушмар И.А., Баженова Т.К. и др. Геология и нефтегазовый потенциал юго-запада Республики Саха (Якутия). Реалии, перспективы, прогнозы / Под ред. В.С. Ситникова, О.М. Прищепы. – СПб. : ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 436 с.
3. Моисеев С.А., Фомин А.М. Характеристика нефтегазоносных комплексов на западе Северо-Алданской НГО // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – Т. 347. – № 11. – С. 31–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-11(347)-31-43.
4. Ситников В.С., Кушмар И.А., Прищепка О.М., Погодаев А.В. О возможном открытии на юге Вилкойской синеклизы нового нефтеносного района (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 2–12.
5. Погодаев А.В., Матвеев А.И. Перспективы нефтегазонасности северо-западного склона Алданской антеклизы в свете новых данных поискового бурения // Геология и минерально-сырьевые ресурсы северо-востока России : мат-лы XII Всероссийской науч.-практ. конф. (Якутск, 23–25 марта 2022 г.). – Якутск : Изд-во «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова», 2022. – С. 538–543. DOI: 10.52994/9785751332846_2022_112.
6. Мельников Н.В., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. Зоны нефтегазоаккумуляции в районах проведения геолого-разведочных работ Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1151–1163.
7. Погодаев А.В. Новые данные о перспективах нефтегазонасности северного склона Алданской антеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы северо-востока России : мат-лы VIII Всероссийской науч.-практ. конф. (Якутск, 18–20 апреля 2018 г.) : в 2 т. – Якутск : Изд-во «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова», 2018. – Т. 1. – С. 312–315.

References

1. Sleptsova M.I., Sitnikov V.S., Sevost'yanova R.F. Hydrocarbons forecast resources and their development in the Northern Yakutia territories. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2018;13(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2018/44_2018.html (accessed on: 20.02.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/44_2018. In Russ.
2. Sitnikov V.S., Kushmar I.A., Bazhenova T.K. et al. *Geologiya i neftegazovyi potentsial yugo-zapada Respubliki Sakha (Yakutiya). Realii, perspektivy, prognozy* [Geology and oil and gas potential of the southwest of the Republic of Sakha (Yakutia). Realities, prospects, forecasts]. In: V.S. Sitnikov, O.M. Prishchepa, eds. St. Petersburg: VNIGRI; 2014. 436 p. In Russ.
3. Moiseev S.A., Fomin A.M. Characteristic of oil and gas bearing complexes in the West of the North-Aldan oil and gas region. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2020;347(11):31–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-11(347)-31-43.
4. Sitnikov V.S., Kushmar I.A., Prishchepa O.M., Pogodaev A.V. On the possible discovery of new oil-bearing region in the South of Vilyuy syncline (Siberian platform). *Geologiya nefiti i gaza*. 2013;(4):2–12.
5. Pogodaev A.V., Matveev A.I. Perspektivy neftegasonosnosti severo-zapadnogo sklona Aldanskoj anteklizy v svete novykh dannykh poiskovogo bureniya [Petroleum potential of north-western slope of Aldansky antecline in the perspective of new wildcat drilling data]. In: *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy severo-vostoka Rossii: materialy XII Vserossiiskoi nauch.-prakt. konf.* (Yakutsk, 23–25 March 2022). Yakutsk: Izd-vo Severo-Vostochnyi federal'nyi universitet imeni M.K. Ammosova, 2022. pp. 538–543. DOI: 10.52994/9785751332846_2022_112.
6. Mel'nikov N.V., Mel'nikov N.P., Smirnov E.V. The petroleum accumulation zones in the geological-prospecting regions of the Lena-Tunguska province. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(8):906–916. DOI: 10.1016/j.rgg.2011.07.012.
7. Pogodaev A.V. Novye dannye o perspektivakh neftegasonosnosti severnogo sklona Aldanskoj anteklizy [New data on the oil and gas potential of the northern slope of the Aldan antecline]. In: *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy severo-vostoka Rossii: materialy VIII Vserossiiskoi nauch.-prakt. konf.* (Yakutsk, 18–20 April, 2018). Yakutsk: Izd-vo Severo-Vostochnyi federal'nyi universitet imeni M.K. Ammosova, 2018. V. 1. pp. 312–315. In Russ.

Информация об авторах

Мельников Павел Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор

ФГБУ «ВНИГНИ»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: melnikov@vnigni.ru

Scopus ID: 57457543400

ORCID ID: 0000-0001-6076-2937

Information about authors

Pavel N. Mel'nikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Director General

All-Russian Research Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: melnikov@vnigni.ru

Scopus ID: 57457543400

ORCID ID: 0000-0001-6076-2937

Погодаев Александр Валентинович

Кандидат геолого-минералогических наук, главный инженер
АО «Туймааданефтегаз»,
677005, Республика Саха (Якутия),
Якутск, ул. Курашова, д. 44А
e-mail: alexandrvgodaev@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-1371-207X

Матвеев Александр Иннокентьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
АО «Нефтяная Компания «Туймаада-Нефть»,
677005, Республика Саха (Якутия), Якутск,
ул. Курашова, д. 46
e-mail: amatveev1949@gmail.com

Пороскун Владимир Ильич

Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: poroskun@vnigni.ru
Scopus ID: 6506503536

Царёв Владимир Владимирович

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: tsarevvladimir@mail.ru

Соболева Евгения Николаевна

Кандидат геолого-минералогических наук, зав. сектором
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: soboleva@vnigni.ru
Scopus ID: 57246623700

Aleksandr V. Pogodaev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Engineer
Tuimaadaneftegaz,
44A, ul. Kurashova, Yakutsk, Republic of Sakha (Yakutia),
677000, Russia
e-mail: alexandrvgodaev@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-1371-207X

Aleksandr I. Matveev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General
Tuimaada-neft',
46, ul. Kurashova, Yakutsk, Republic of Sakha (Yakutia),
677000, Russia
e-mail: amatveev1949@gmail.com

Vladimir I. Poroskun

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: poroskun@vnigni.ru
Scopus ID: 6506503536

Vladimir V. Tsarev

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

Evgeniya N. Soboleva

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Head of Section
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: soboleva@vnigni.ru
Scopus ID: 57246623700

УДК 553.982.2(553.044)

DOI 10.31087/0016-7894-2023-2-17-36

Результаты и перспективные направления поисково-разведочных работ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

© 2023 г. | Е.В. Олейник, Е.В. Икон, Н.Л. Попова

АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана», Тюмень, Россия; oleynik@crru.ru; ikon@crru.ru; marinenkova@crru.ru

Поступила 15.02.2023 г.

Доработана 21.02.2023 г.

Принята к печати 22.02.2023 г.

Ключевые слова: перспективы; нефтегазоносность; нефтегазопроисковые работы; ресурсы углеводородного сырья; нижнемеловые и юрские отложения; Западная Сибирь.

Аннотация: Учитывая высокую выявленность ресурсов углеводородного сырья Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, актуальной проблемой является восполнение минерально-ресурсной базы этой территории. Поиск новых залежей связан не только с изучением отложений, содержащих трудноизвлекаемые запасы, но и с нефтегазоносными комплексами, традиционно осваиваемыми в Западной Сибири. Перспективными для поиска являются отложения всего этажа нефтегазоносности на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, а это нижнемеловые и юрские отложения, вмещающие коллекторы которых не всегда обладают низкими фильтрационными свойствами. Площадь слабоизученных территорий нераспределенного фонда недр в пределах округа достаточно велика. В результате комплексирования геолого-геофизической информации и данных оценок начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья в округе по всем нефтегазоносным комплексам в нераспределенном фонде недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры выделено 14 поисковых зон, которые по степени перспективности разделены на три группы. Территория распределенного фонда недр также недоизучена, практически все участки компаний-недропользователей ограничены по глубине исследований, поэтому отложения нижней юры и доюрские породы на большей части территории округа не изучаются. Активность оформления компаниями-недропользователями поисковых лицензий на нижележащие горизонты низкая и обусловлена выработанностью выявленных запасов. Упрощение доступа к изучению нижележащих отложений — один из путей поддержания объемов поисковых работ.

Для цитирования: Олейник Е.В., Икон Е.В., Попова Н.Л. Результаты и перспективные направления поисково-разведочных работ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 17–36. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-17-36.

Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra: results and promising areas for exploration

© 2023 | E.V. Oleynik, E.V. Ikon, N.L. Popova

Autonomous institution of Khanty-Mansisk Autonomous Okrug – Yugra V.I. Shpilman Research and Analytical Center for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, Russia; oleynik@crru.ru; ikon@crru.ru; marinenkova@crru.ru

Received 15.02.2023

Revised 21.02.2023

Accepted for publication 22.02.2023

Key words: potential; oil and gas occurrence; hydrocarbon exploration; hydrocarbon resources; Lower Cretaceous and Jurassic deposits; Western Siberia.

Abstract: Given giant amount of hydrocarbon resources discovered in the West Siberian Petroleum Province, the urgent problem is the replenishment of the mineral resource base of this territory. Prospecting for new accumulations is associated not only with the studies of the deposits containing difficult-to-recover reserves, but also with the plays historically developed in the Western Siberia. The deposits of the entire oil and gas column are promising for exploration all over the territory of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra; these are Lower Cretaceous and Jurassic deposits, which host reservoirs that do not always have low porosity and permeability. Acreage of the territories belonging to unallocated fund of subsurface mineral resources and having low exploration maturity is rather large within the Okrug. The results of geological and geophysical data integration and estimates of total initial hydrocarbon resources over all the plays from the unallocated fund of subsurface mineral resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra allowed identifying 14 areas of interest and dividing them into three groups according to expected potential. Territory of the allocated fund of subsurface mineral resources is also underexplored; almost all of the subsoil users' areas are limited in exploration depth, so the Lower Jurassic and pre-Jurassic deposits in most of the territory are not being studied. Activity of subsoil user companies in documenting the exploration licenses for deep horizons is low and results from the degree of the discovered reserve depletion. Making easier the access to studies of the deeper lying deposits is one of the ways to support amount of prospecting efforts.

For citation: Oleynik E.V., Ikon E.V., Popova N.L. Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra: results and promising areas for exploration. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(2):17–36. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-17-36. In Russ.

Введение

Концепция геологического изучения нераспределенного фонда недр за счет привлечения средств недропользователей, разработанная в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2002 г. с учетом ликвидации ставок на воспроизводство минерально-сырьевой базы, реализуется с 2004 г. В 2004–2015 гг. для поиска новых месторождений со сроком действия 5 лет было отлицензировано 298 участков. Начиная с 2015 г. наметилась тенденция увеличения числа ежегодно выдаваемых краткосрочных поисковых лицензий: если на 01.01.2016 г. таких лицензий было 117, то на 01.01.2021 г. – 134. За 2004–2015 гг. пройдено 604 тыс. м поискового бурения (около 200 скважин), открыто 49 месторождений нефти, суммарные запасы которых по категориям $C_1 + C_2$ составили 257 млн т, в том числе по категории C_1 – 32 млн т.

Анализ результатов геолого-разведочных работ в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре на 01.01.2022 г.

С 2016 г. в округе намечается тенденция снижения объемов поискового бурения на участках реализации Концепции. На фоне увеличения числа выдаваемых ежегодно лицензий на геологическое изучение недр в округе с 2016 по 2020 г. пробурено 180 тыс. м (около 60 скважин). В этот период также снизилось число открытых месторождений – только 6 (18 залежей) с суммарными извлекаемыми запасами категорий $C_1 + C_2$ 19 млн т, в том числе по категории C_1 – 5,5 млн т. Эффективность поискового бурения на участках с краткосрочными поисковыми лицензиями составила 30,5 т/м.

На участках распределенного фонда недр в целом в 2017–2021 гг. в округе наблюдается увеличение объемов поискового бурения [1], суммарный объем составил 652 тыс. м, что немного ниже суммарного объема поискового бурения за предыдущие 7 лет (рис. 1). Таким образом, объем поискового бурения в округе увеличивается в основном за счет работ, проводимых компаниями на участках с долгосрочными лицензиями, при этом площадь таких участков в округе по крайней мере с 2010 г. практически не увеличивается. Геологическое изучение фонда недр на участках с краткосрочными лицензиями в рамках Концепции проводится в недостаточном объеме.

В течение 2021 г. в центральной части округа проводилась в основном доразведка месторождений. Поисковые работы в 2021 г. осуществлялись на территории Красноленинского свода и Юганской мегавпадины, в меньшем объеме – во Фроловской мегавпадине и в бортовых частях Пякупурского и Толькинского мегапрогибов (согласно Тектонической карте под редакцией Шпильмана В.И. и др., 1998). В целом компании изучают поисково-разведочным бурением весь продуктивный разрез провинции. В 2021 г. большая степень опробования на приток проводилась в юрской части разреза

(таблица), в единичных скважинах при испытании среднеюрских отложений получают значительные по объему дебиты. Высокие притоки зафиксированы в нижнемеловой части разреза – в шельфовых пластах и в ачимовских отложениях неокомского нефтегазоносного комплекса. Высокие значения дебитов получают в отложениях с трудноизвлекаемыми запасами (баженовская и абалакская свиты), которые достигаются только с применением методов интенсификации притока.

Анализ данных по залежам, открытым с 2010 по 2020 г., так же показал, что новые запасы выявляются в границах долгосрочного лицензирования, только 15 % залежей в этот период открыты на участках поисковых программ. Залежи обнаружены не только по результатам поисково-разведочного бурения. Часть залежей открыта по результатам полученных притоков нефти в эксплуатационных скважинах, есть открытия, поставленные на Государственный баланс по данным переинтерпретации ГИС, и часть залежей отнесена к вновь открытым после пересмотра компаниями объема промышленного дебита района низкодебитных скважин и постановки на баланс ранее не оцененных запасов. Более 40 % залежей, открытых с 2010 по 2020 г., приходится на неокомский комплекс, из них почти половина – это залежи ачимовской части разреза неокома. К среднеюрскому нефтегазоносному комплексу относится около 30 % открытых залежей, более 10 % открытий – к васюганскому нефтегазоносному комплексу. Остальная часть залежей открыта в баженовско-абалакских, сеноманских, доюрских отложениях и в нижнеюрской части разреза.

Залежи, открытые в 2021 г., в целом подтверждают закономерность 2010–2020 гг.: 40 % залежей, открытых в 2021 г., относится к неокомскому нефтегазоносному комплексу, из них чуть больше половины выявлены в нижнемеловых шельфовых пластах, менее половины – в ачимовских отложениях (рис. 2). Около 30 % залежей относится к среднеюрской части разреза, немного более 10 % – к васюганскому нефтегазоносному комплексу, 15 % залежей приходится на баженовско-абалакский, сеноман-неокомский, нижнеюрский и доюрский нефтегазоносные комплексы.

Распределение по нефтегазоносным комплексам залежей по объему вновь выявленных в 2021 г. запасов отличается от распределения по их числу (см. рис. 2). Большой процент выявленных геологических запасов относится к среднеюрскому, васюганскому и баженовско-абалакскому нефтегазоносным комплексам, лишь около 20 % запасов выявлено в неокомском комплексе и нижнеюрских отложениях. Максимальные извлекаемые запасы залежей, открытых в 2021 г., относятся к отложениям васюганского и среднеюрского нефтегазоносных комплексов, на неокомский, баженовско-абалакский и нижнеюрский комплексы приходится около 20 % извлекаемых запасов в залежах, открытых в 2021 г.

Рис. 1. Объемы поисково-разведочного бурения и поисковой съемки 2D на территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры с 2010 по 2021 г.

Fig. 1. Footage of exploratory drilling and 2D prospecting in the territory of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra in the period of 2010–2021

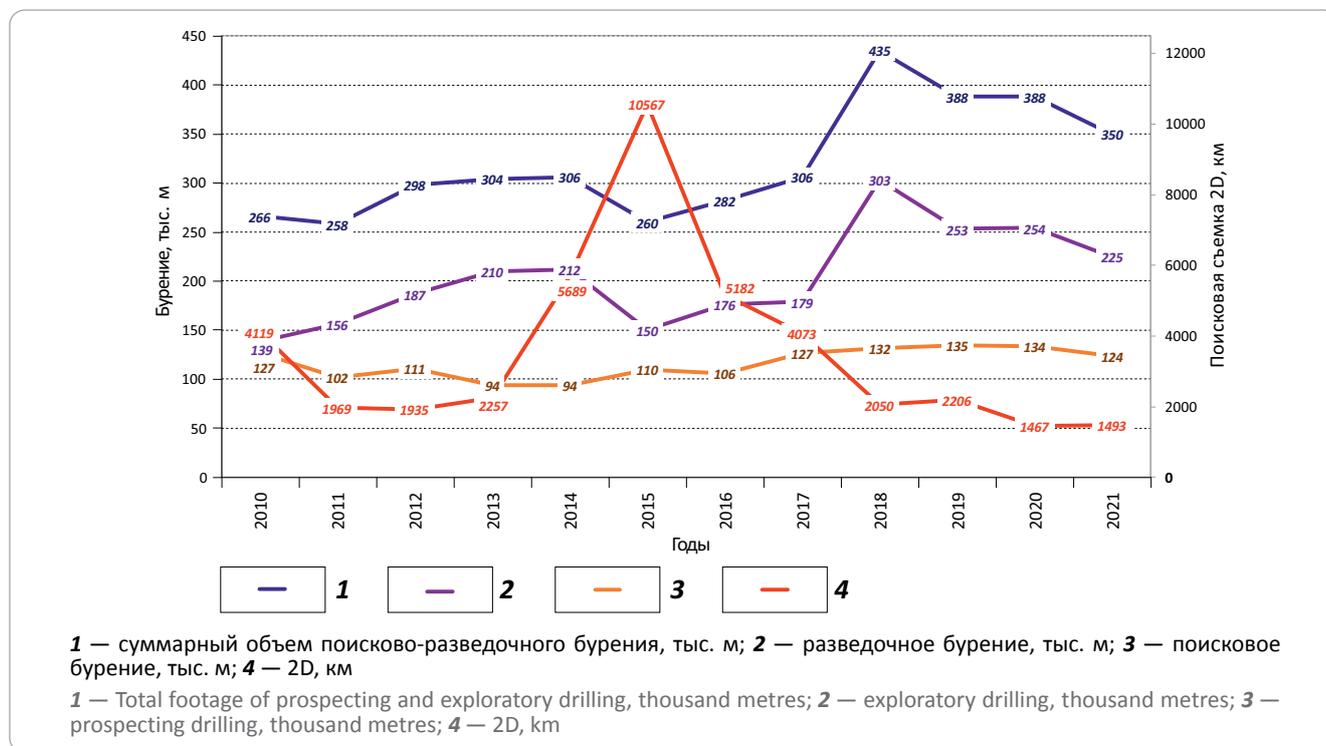


Таблица. Данные испытаний поисково-разведочных скважин, законченных строительством в 2021 г.

Table. Data of testing exploratory wells completed in 2021

Нефтегазоносный комплекс	Число скважин с испытаниями	Число продуктивных скважин	Дебит нефти, м ³ /сут	Дебит нефти после гидроразрыва пласта, м ³ /сут
Доюрский	14	2	71,5	2,05
Нижнеюрский	3	1	1,44	
Среднеюрский	63	54	0,3–59 до фонтанирующих 124	1,5–48
Васюганский	7	5	0,01–13,9	
Абалакская свита	1	1		115,6
Баженовская свита	11	5		0,5–24
Ачимовские отложения	4	4	0,14–79,8	
Неокомский	20	18	0,1–69,5	
Пласт АС ₁ аптский	2	1		6,9
Пласт ВК ₁ аптский	3	3	0,5–4,5	5,7

Таким образом, в неокомских отложениях выявляется большое число залежей, но мелких и мельчайших по запасам. В васюганском комплексе выявлено не самое большое число залежей, при этом объем выявленных извлекаемых запасов самый высокий, т. е. выявляются залежи более крупные по запасам, чем в остальных нефтегазоносных комплексах. В среднеюрском комплексе высокий процент извлекаемых запасов связан с большим числом открытых залежей, компании уделяют большое внимание поиску в этих отложениях. В баженовско-абалакском нефтегазоносном комплексе при достаточных геологических запасах, выявленных в 2021 г., коэффициент извлечения нефти низкий.

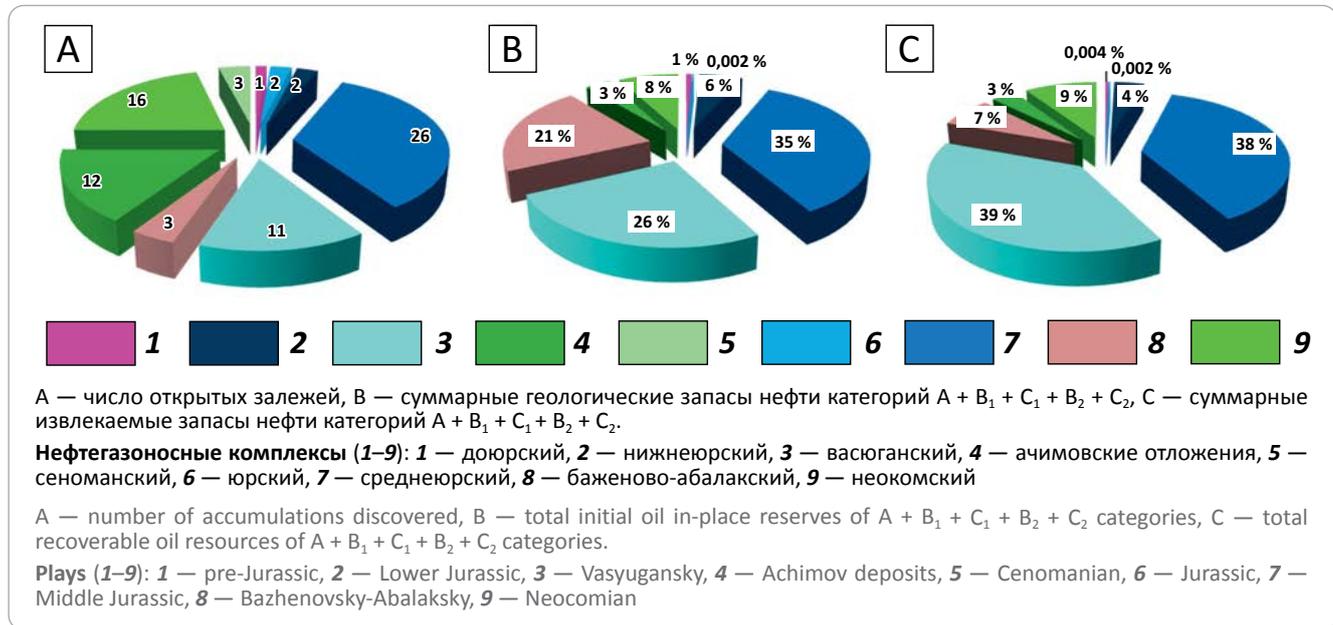
Выделение зон для проведения поисковых работ в нераспределенном фонде недр

Количественная оценка начальных суммарных ресурсов УВ-сырья Ханты-Мансийского автономного округа – Югры выполнялась «Научно-аналитическим центром рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» по состоянию на 01.01.2002 г. (по заказу Департамента по нефти, газу и минеральным ресурсам Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры) и на 01.01.2009 г. (по заказу Федерального государственного унитарного предприятия «ВНИГНИ»). Результаты оценок использованы при разработке энергетической стра-



Рис. 2. Распределение залежей и запасов по нефтегазоносным комплексам

Fig. 2. Pools and reserves distribution across the plays



тегии развития округа на долгосрочный период, в рамках формирования которой были выделены и в дальнейшем уточнены зоны, перспективные для проведения поисковых работ. Всего выделено восемь поисковых зон: Предуральская, Березовская, Сергинская, Юильская, Карабашская, Колтогорская, Юганская и Восточная [2]. По всем зонам проводились комплексные научно-исследовательские работы для обобщения полученных в границах зон результатов геолого-разведочных работ [3–5]. Участки в границах территорий поисковых зон предоставлялись в пользование для геологического изучения за счет средств недропользователей, в результате чего открыты месторождения (залежи) УВ-сырья и часть поисковых лицензий переоформлена на более долгий срок пользования недрами.

Карабашская и Югано-Колтогорская (объединенные Юганская и Колтогорская зоны) вошли в список первоочередных зон поиска нефтегазоносных провинций России, определенный головным институтом Роснедр ФГБУ «ВНИГНИ» по предложениям научно-исследовательских институтов и центров (ВНИГНИ, ВНИГРИ, СНИИГТиМС, НВНИИГТ, ЗапСибНИИГТ, НАЦ РН им. В.И. Шпильмана и СибНАЦ). В пределах зон проводятся региональные работы по геологическому изучению, что позволяет активизировать процесс лицензирования недр, а следовательно, прирост запасов УВ-сырья [6].

Среди выделенных в 2009 г. поисковых зон интерес недропользователей в большей степени привлекли участки Юганской зоны, проведенные на ее территории поисковые работы были наиболее результативными. Восточная часть Карабашской зоны, центральная часть Колтогорской зоны и южная часть Юильской зоны так же перешли в распределенный фонд недр. Всего в пределах поисковых зон 2009 г. на 01.01.2023 г. открыто 25 месторожде-

ний, содержащих 68 залежей в отложениях всех нефтегазоносных комплексов.

Согласно утвержденной оценке начальных суммарных ресурсов УВ-сырья на 01.01.2010 г., невыявленная часть потенциала составляет 33 %. Несмотря на то, что большая часть ресурсов нефти Ханты-Мансийского автономного округа – Югры выявлена, отложения основных нефтесодержащих комплексов не исчерпали себя и перспективны для проведения поисковых работ. Перспективы поиска в отложениях нижнего мела и юры связаны как с территорией распределенного фонда недр, так и с нераспределенным фондом, который составляет более половины площади территории округа. Вмещающие коллекторы перспективных для поиска отложений не всегда обладают низкими фильтрационными свойствами. Это могут быть залежи сложного строения, т. е. осложненные тектоническими и литологическими экранами, например ачимовская толща, среднеюрские породы или отложения глубоководных слабоизученных горизонтов, такие как нижнеюрские и доюрские отложения в центральной части округа.

Неокомский нефтегазоносный комплекс является одним из основных нефтегазосодержащих в разрезе провинции. Строение отложений в составе комплекса сложное, он включает породы разных условий седиментации — от континентальных до морских относительно глубоководных. Нефтегазосодержательность выявлена по всему разрезу неокомского нефтегазоносного комплекса и во всех нефтегазоносных областях, от Приуральской на западе до Васюганской на востоке. При этом комплекс отличается высоким процентом выявленности ресурсов, более 60 % залежей разрабатывается. Однако процент невыявленных ресурсов в ачимовских и шельфовых пластах неокома сопоставим с васюганским

и среднеюрским нефтегазоносными комплексами, а суммарный процент невыявленных ресурсов по комплексу даже превышает невыявленные ресурсы юрских комплексов. Более половины залежей шельфовых пластов комплекса по типу ловушки относится к структурным, около 40 % — к структурно-литологическому типу, около 10 % — к литологическому типу. В неосложненной части неокомского нефтегазоносного комплекса залежи структурного типа составляют 70 %, структурно-литологического — около 30 %, литологически ограниченные — около 2 % общего числа залежей этой части разреза комплекса.

Более 25 % залежей, открытых в 2010–2020 гг., относится к шельфовой и неосложненной части неокома. Залежи в неосложненной частям неокомского нефтегазоносного комплекса за рассматриваемый период открыты преимущественно эксплуатационным бурением в основном на территории Среднеобской нефтегазоносной области (НГО), в пластах группы АВ на крупных месторождениях (Покачевско-Урьевское, Самогловское, Аганское). Во Фроловской и Красноленинской НГО, в пластах АС_{1–6}, открыты залежи на Тортасинском, Средненазымском, Северо-Моимском, Верхнесалымском месторождениях. Залежи шельфовых пластов осложненной части неокомского нефтегазоносного комплекса открыты во всех клиноформных резервуарах от пластов АС_{7–9} на западе до пластов БВ_{15–16} в восточной части Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Большее число залежей открыто на территории Среднеобской НГО, однако более крупные по запасам скопления выявлены в южной части Фроловской НГО. Залежи в основном обнаружены на месторождениях, открытых до 2010 г. На вновь открываемых месторождениях (позднее 2010 г.) залежи в шельфовых пластах неокомского комплекса выявлены в клиноформных резервуарах пластов БВ_{8–9}, БС_{11–13}, БС₁₀, БС_{8–9} и АС_{10–12} на Полесском, Юккунганском, Западно-Тукаганском, Леклорском, им. Александра Жагрина, им. В.М. Матусевича и им. И.Н. Логачева месторождениях, установленных крупными вертикально интегрированными компаниями — ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Газпром».

На рис. 3 представлены зоны, перспективные для проведения поисковых работ в неокомском нефтегазоносном комплексе, которые включают не только территории нераспределенного фонда недр, но и поисковые участки, геолого-разведочные работы на которых по каким-либо причинам еще не были начаты. В зонах, расположенных в центральной и восточной частях территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, перспективы связаны с опосредованным структурными ловушками шельфовых пластов осложненной части неокомского нефтегазоносного комплекса. На территориях вблизи оси раннемелового бассейна отложения комплекса характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами, однако выявленные

залежи в нераспределенном фонде недр на этой территории есть, например залежь пласта АС₆ на Восточно-Шебурском месторождении, где получен фонтанный приток нефти. То есть перспективными для поиска являются пласты неосложненной части неокомского нефтегазоносного комплекса, залегающие в кровле фроловской свиты. Восточная зона включает территории Тагринского и Пякупурского прогибов. В этом районе можно ожидать тектонически экранированные залежи в бортовых частях прогибов. Кроме того, эта зона перспективна для поиска в отложениях сеноманского возраста.

Неокомские и апт-альб-сеноманские отложения в восточной части Ханты-Мансийского автономного округа – Югры представляют собой единый нефтегазоносный комплекс в силу отсутствия выдержанных по площади флюидоупоров внутри всей толщи пород.

Сеноман-неокомский нефтегазоносный комплекс распространен в центральной и восточной частях Ханты-Мансийского автономного округа на территориях Среднеобской, Надым-Пурской, Васюганской, Пайдугинской и Каймысовской НГО.

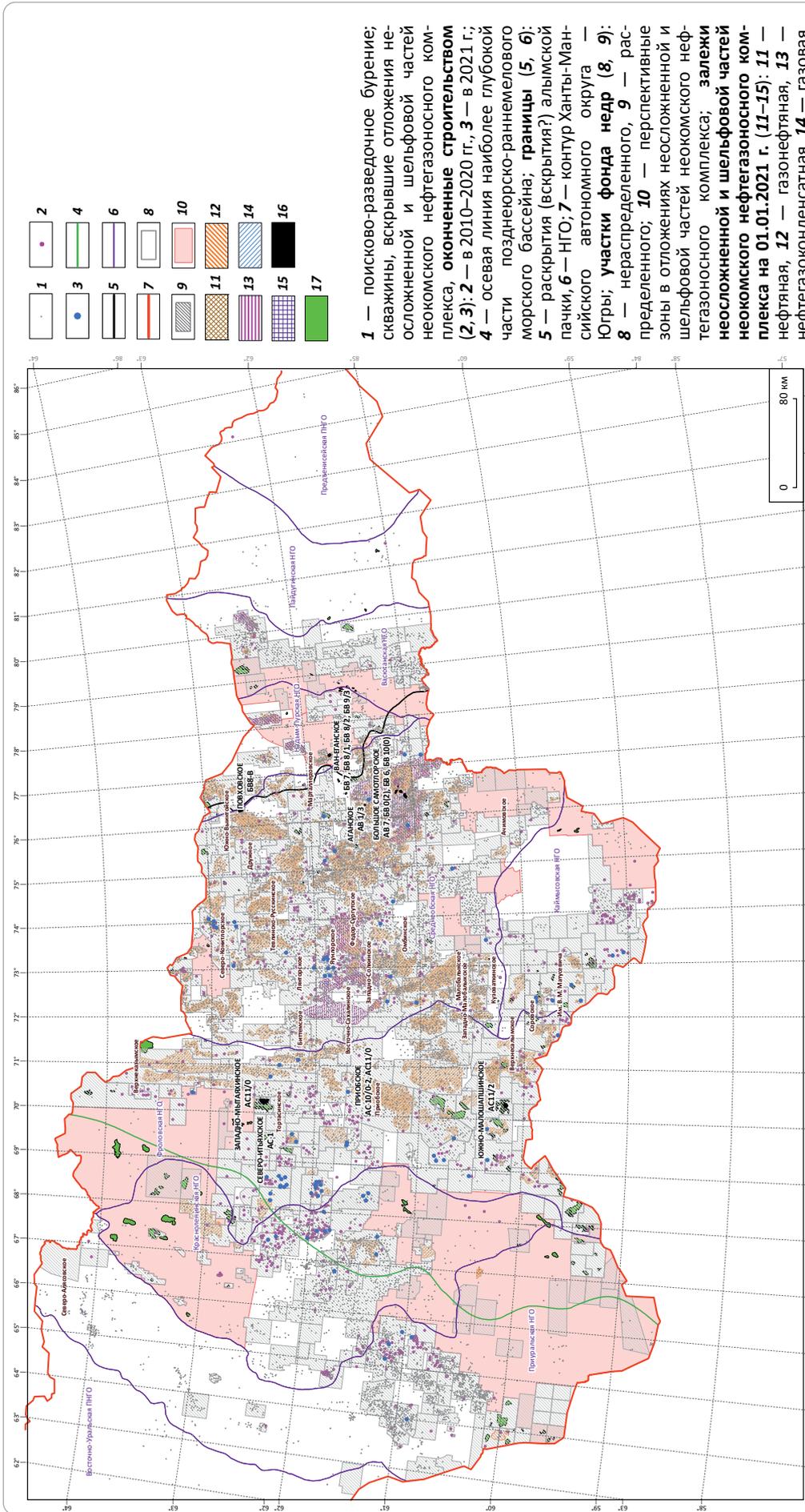
В отложениях комплекса выявлены различные по типу флюида скопления УВ-сырья, что является его отличительной особенностью. Преобладают нефтяные залежи, около 30 % открытых залежей — газовые, нефтегазовые (газонефтяные), в меньшем количестве скопления имеют нефтегазоконденсатный и газоконденсатный состав флюида. Начальные дебиты нефти из скважин, вскрывших продуктивные пласты, в основном средние (5–30 т/сут) и высокие (более 30 т/сут). Максимальные значения дебитов для залежей в покурской свите достигают 100–150 т/сут, для залежей вартовской свиты — 50 т/сут. Начальные дебиты свободного газа очень высокие и для большинства залежей превышают 100 тыс. м³/сут. Максимальный дебит газа из пластов покурской свиты (630 тыс. м³/сут) зафиксирован на Варьеганском месторождении, для отложений вартовской свиты (930 тыс. м³/сут) — на Бахиловском месторождении.

Из крупных вертикально интегрированных компаний с отложениями комплекса в большей степени работы ведет ПАО «НК «Роснефть», участки которой расположены во всех вышеописанных НГО. Компания ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» разрабатывает залежи в пластах комплекса на Надеждинском и Восточно-Перевальном участках недр. На соседних с этими участками территориях работы в отложениях комплекса проводит ПАО «Сургутнефтегаз». Кроме того, скопления УВ-сырья в отложениях комплекса открыты на участках ПАО «Русснефть» и АО «Томскнефть ВНК».

Территория развития сеноман-неокомского нефтегазоносного комплекса в целом неравномерно изучена поисково-разведочным бурением. Высокая степень изученности характерна для наиболее приподнятой части мегавалов. За 2010–2020 гг.



Рис. 3. Схема изученности и перспектив шельфовых пластов и неосложненной части неокомского нефтегазового комплекса на 01.01.2022 г.
Fig. 3. Scheme of exploration maturity and potential of the shelf reservoirs and uncomplicated part of the Neocomian Play as on 01.01.2022



1 — поисково-разведочное бурение; скважины, вскрывшие отложения неосложненной и шельфовой частей неокомского нефтегазового комплекса, **оконченные строительство (2, 3): 2** — в 2010–2020 гг., **3** — в 2021 г.; **4** — осевая линия наиболее глубокой части позднеюрско-раннемелового морского бассейна; **границы (5, 6): 5** — раскрытия (вскрытия?) алымской пачки, **6** — НГО; **7** — контур Ханты-Мансийского автономного округа — Югры; **участки фонда недр (8, 9): 8** — нераспределенного, **9** — распределенного; **10** — перспективные зоны в отложениях неосложненной и шельфовой частей неокомского нефтегазового комплекса; **залегли неосложненной и шельфовой частей неокомского нефтегазового комплекса на 01.01.2021 г. (11–15): 11** — нефтяная, **12** — газонефтяная, **13** — нефтегазоконденсатная, **14** — газовая, **15** — газоконденсатная; **16** — залежи неосложненной и шельфовой частей неокомского нефтегазового-

неосложненной и шельфовой частей неокомского нефтегазового комплекса, открытые в 2021 г.; **17** — ловушки неосложненной и шельфовой частей неокомского нефтегазового комплекса на 01.01.2021 г.

1 — prospecting and exploratory drilling; wells that encountered the deposits of uncomplicated and shelf parts of the Neocomian Play, completed in (2, 3): **2** — 2010–2020, **3** — 2021; **4** — axial line of the deepest part of the Late Jurassic-Early Cretaceous marine basin; **boundaries (5, 6): 5** — penetration of the Alymsky member, **6** — outline of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yurga; **areas of the fund of subsurface mineral resources (8, 9): 8** — unallocated, **9** — allocated; **10** — promising zones in the uncomplicated and shelf parts of the Neocomian Play; **accumulations in the uncomplicated and shelf parts of the Neocomian Play as on 01.01.2021. (11–15): 11** — oil, **12** — gas and oil, **13** — oil and gas condensate, **14** — gas, **15** — gas condensate; **16** — accumulations in the uncomplicated and shelf parts of the Neocomian Play discovered in 2021; **17** — traps in the uncomplicated and shelf parts of the Neocomian Play as on 01.01.2021

в границах распространения комплекса пробурено 435 скважин, вскрывших описываемые отложения, из них только в 12 скважинах проведены испытания отложений комплекса. Все скважины расположены в контуре открытых до 2010 г. залежей комплекса и продуктивны по результатам испытаний. Новые открытия в 2010–2020 гг. в пластах комплекса числятся на Верхнеколикьеганском и Тагринском месторождениях, расположенных на участках ПАО «Роснефть» и ПАО «Руснефть». Залежи открыты эксплуатационным бурением. Интервалы отложений комплекса в контуре вновь открытых залежей испытаны только в эксплуатационных скважинах, в скважинах поисково-разведочного фонда, пробуренных до 2010 г., проведена переинтерпретация ГИС.

На территории развития комплекса в нераспределенном фонде недр выявлены две зоны, перспективные на поиск залежей УВ-сырья (рис. 4). Одна из зон расположена в западной части территории развития сеноман-неокомского нефтегазозносного комплекса вблизи Верхненадымского и Восточно-Перевального месторождений, вторая зона расположена на границе Надым-Пурской и Васюганской НГО.

Нефтегазозносность *ачимовских отложений неокомского нефтегазозносного комплекса* доказана на территории распространения толщи от Красноленинской НГО на западе до Васюганской НГО в восточной части Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Наиболее крупные и даже уникальные скопления открыты в Приобском НГР Фроловской НГО на Приобском месторождении. По типу флюида залежи ачимовской толщи, как правило, нефтяные, единичные скопления по типу флюида относятся к газоконденсатным, нефтегазоконденсатным и газонефтяным. Работы с отложениями ачимовской толщи ведут все крупные вертикально интегрированные компании. Более 50 % открытых залежей в описываемых отложениях находится в стадии разведки. Начальные дебиты нефти из скважин, вскрывших продуктивные пласты, в основном средние (5–30 м³/сут), реже высокие (более 30 м³/сут). Максимальные значения дебитов для залежей ачимовской толщи достигают 100 м³/сут.

В целом территория развития ачимовской толщи имеет высокую степень изученности поисково-разведочным бурением. За 2010–2020 гг. в границах распространения осложненной части неокомского нефтегазозносного комплекса пробурено 916 скважин, вскрывших описываемые отложения, из них в 253 скважинах проведены испытания ачимовских пластов. Большинство скважин расположено в контуре открытых до 2010 г. ачимовских залежей, и отложения толщи в этих скважинах продуктивны по результатам испытаний.

В границах развития толщи в нераспределенном фонде недр выделены зоны, перспективные для поиска залежей в ачимовской части разреза неокомского нефтегазозносного комплекса. Учитывая

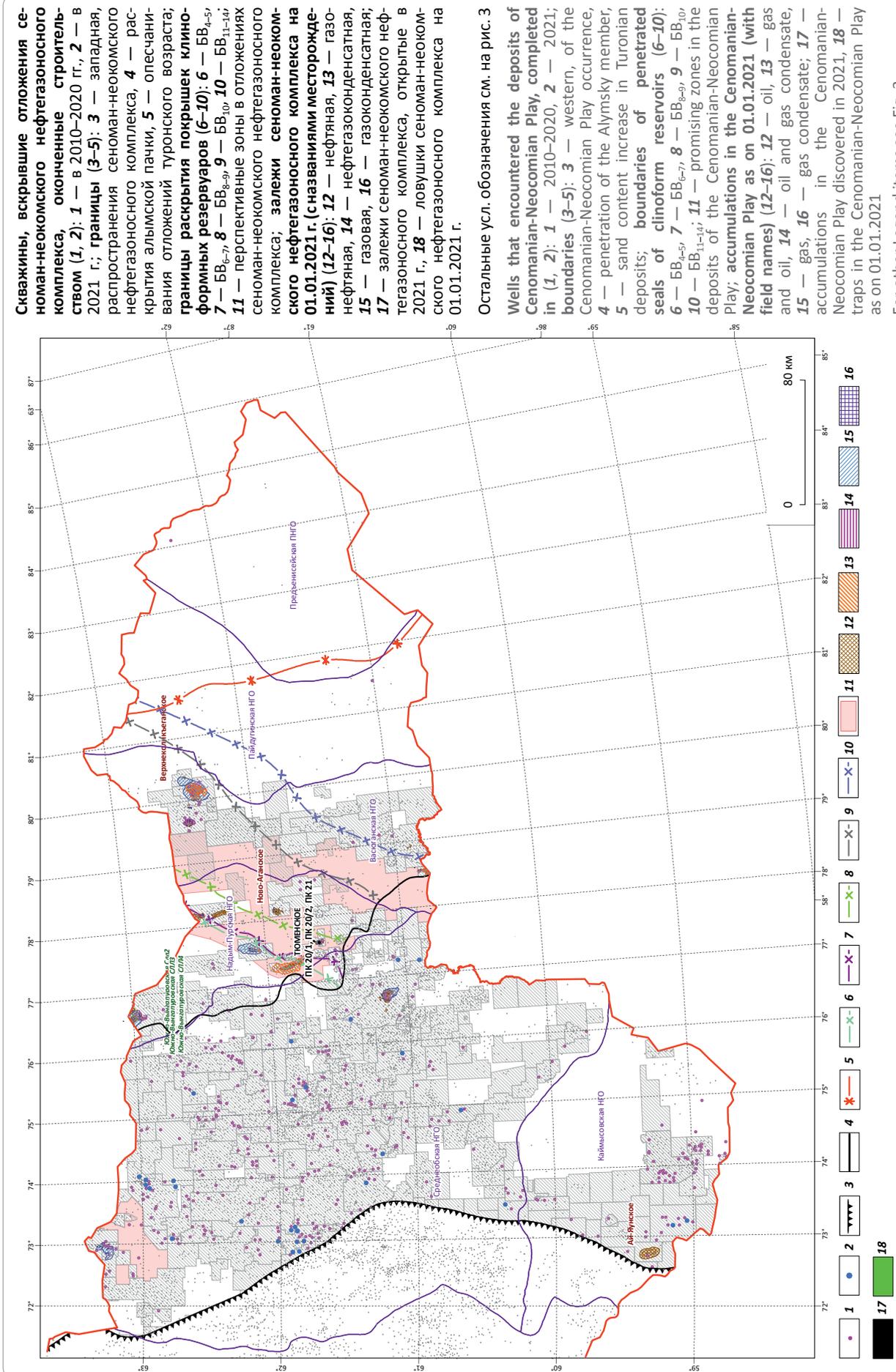
изменение общих мощностей толщи и мощностей песчано-алевролитовых пород в ее составе, зоны по перспективности разделены на две группы (рис. 5). В первую группу включены зоны ачимовских отложений клиноформных резервуаров от пластов АС_{10–12} на западе до пластов БВ_{11–14} на востоке. В этих резервуарах коллекторы в ачимовской толще развиты повсеместно, нефтеносность ачимовских пластов доказана на многих месторождениях.

Перспективные зоны второй группы расположены в краевых частях территории развития ачимовской толщи, входят в состав клиноформных резервуаров пластов АС_{7–9} и БВ_{15–18}. Отложения ачимовской части резервуара пластов АС_{7–9} существенно заглинизированы. По данным макроскопического описания керна, в разрезе, сложенном преимущественно аргиллитами (часто битуминозными), присутствуют тонкие миллиметровые прослои алевролитов. В породах такого типа открыта единственная залежь на Емангальском месторождении, которая на Государственном балансе числится с индексом Ачим (АС₉). Отложения испытаны в скважинах 94, 95 и 96 Емангальской площади. Притоки безводной нефти получены в скважинах 94 и 96, дебиты составили 5,37 и 5,1 м³/сут соответственно. В скв. 95 притока не получено. Не совсем ясно, какие породы являются коллектором в надбаженновской части разреза в клиноформном резервуаре пластов АС_{7–9}, а также в зоне примыкания ачимовских отложений к кровле баженновской свиты клиноформного резервуара пластов АС_{10–12}. Это могут быть и прослои алевролитов, которые описаны по данным керна, и листоватые битуминозные аргиллиты, схожие с аргиллитами баженновской свиты и нижней подсвиты тутлеймской свиты. В том и в другом случае выделение коллектора по данным ГИС неоднозначно.

В восточной части Ханты-Мансийского автономного округа – Югры распространение ачимовских отложений ограничено. В составе наиболее древних циклитов ачимовские проницаемые породы на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры не выделяются. Это связано с незначительным уклоном древних клиноформ, т. е. с отсутствием условий для начала процессов лавинной седиментации. Граница распространения толщи пересекает территорию восточной части Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в субмеридиональном направлении и проходит вдоль восточного склона Бахиловского мегавала на севере, далее продолжается на юг, пересекая Ларьеганский мегапрогиб, Верхнекаралькинский мегавал, Касский мегапрогиб, Пылькарामинский мегавал, и протягивается по территории Томской области вдоль восточного борта Александровского мегавала. Проницаемые породы ачимовской толщи в восточной части территории ее развития имеют сложный характер распространения.



Рис. 4. Схема изученности и перспектив сеноман-неокомского нефтегазоносного комплекса на 01.01.2022 г.
Fig. 4. Scheme of exploration maturity and potential of the Cenomanian-Neocomian Play as on 01.01.2022



Увеличение толщин проницаемых пород отмечается в центральной части Ларьеганского мегапрогиба, в зоне его сочленения с Хохряковской мегаседловиной и Верхнекаралькинским мегавалом. Толщины здесь достигают 40–50 м. Кроме того, повышенные толщины проницаемых пород наблюдаются в районе Варынгской и Пурумской площадей, расположенных на территории Бахиловского мегавала, и в районе Люкпайской площади, находящейся в центральной части Междуреченского вала, осложняющего Александровский мегавал. Ачимовские отложения восточных районов слабо изучены бурением, испытания ачимовских отложений клиноформных резервуаров пластов БВ₁₅₋₁₈ проводились в единичных скважинах, притоков нефти не получено.

Если рассматривать отложения баженовской свиты как основные генерирующие породы для неокомского нефтегазоносного комплекса, то вмещающие УВ-сырье ачимовские отложения расположены в непосредственной близости к источнику УВ. Поэтому все выделенные зоны первой группы являются перспективными для поисковых работ в отложениях ачимовских пластов. Формирование залежей в ачимовской толще зависит от структурного фактора и, учитывая ее линзовидное строение, от наличия литологических экранов.

Васюганский нефтегазоносный комплекс распространен в восточной части Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, на большей части Среднеобской, в Надым-Пурской, Васюганской, Каймысовской, Пайдугинской НГО и в Предъенисейской перспективной НГО. Залежи комплекса преимущественно введены в разработку. Несмотря на значительную выявленность ресурсов комплекса, недропользователи ежегодно открывают новые залежи в этих отложениях, в том числе и в 2021 г. Основная нефтеносность сосредоточена в центральной части территории развития васюганского нефтегазоносного комплекса, это Среднеобская и Надым-Пурская НГО. Территории нераспределенного фонда недр в этих областях перспективны для проведения поисковых работ в отложениях комплекса (рис. 6). Поставленная на Государственный баланс в 2021 г. залежь Западно-Вонтерского месторождения повышает перспективы поиска в зоне прогибов Надым-Пурской и Васюганской НГО.

Перспективы поиска можно связывать и с крайними частями территории распространения васюганского нефтегазоносного комплекса. На западе комплекс входит узкой полосой на территорию развития абалакской свиты, где прослеживается переходная зона васюганской свиты в абалакскую [7]. Территория переходной зоны в основном относится к распределенному фонду недр. Разрез переходной зоны по мощности сопоставим с васюганским типом разреза, а по литологическому составу схож с глинистыми отложениями абалакской свиты. В северной части переходной зоны в кровле разреза выделяется пласт Ю₁, в котором выявлены

нефтяные залежи. В южном направлении разрез переходной зоны существенно глинизируется, его нефтеносность гораздо ниже. Результаты переинтерпретации данных ГИС показывают высокую вероятность нефтенасыщения пород в этой части разреза. Несмотря на то, что отложения переходной зоны обладают низкими коллекторскими свойствами, на современном этапе, этапе освоения трудноизвлекаемых запасов, эта часть разреза требует доизучения.

В восточной части округа в качестве объекта геологического изучения вызывает интерес часть нераспределенного фонда недр, нефтеносность в пределах которой не выявлена, за исключением залежи пласта Ю₁ Борового месторождения. Эта территория развития комплекса не пользуется спросом компаний, не изучается, хотя не является бесперспективной.

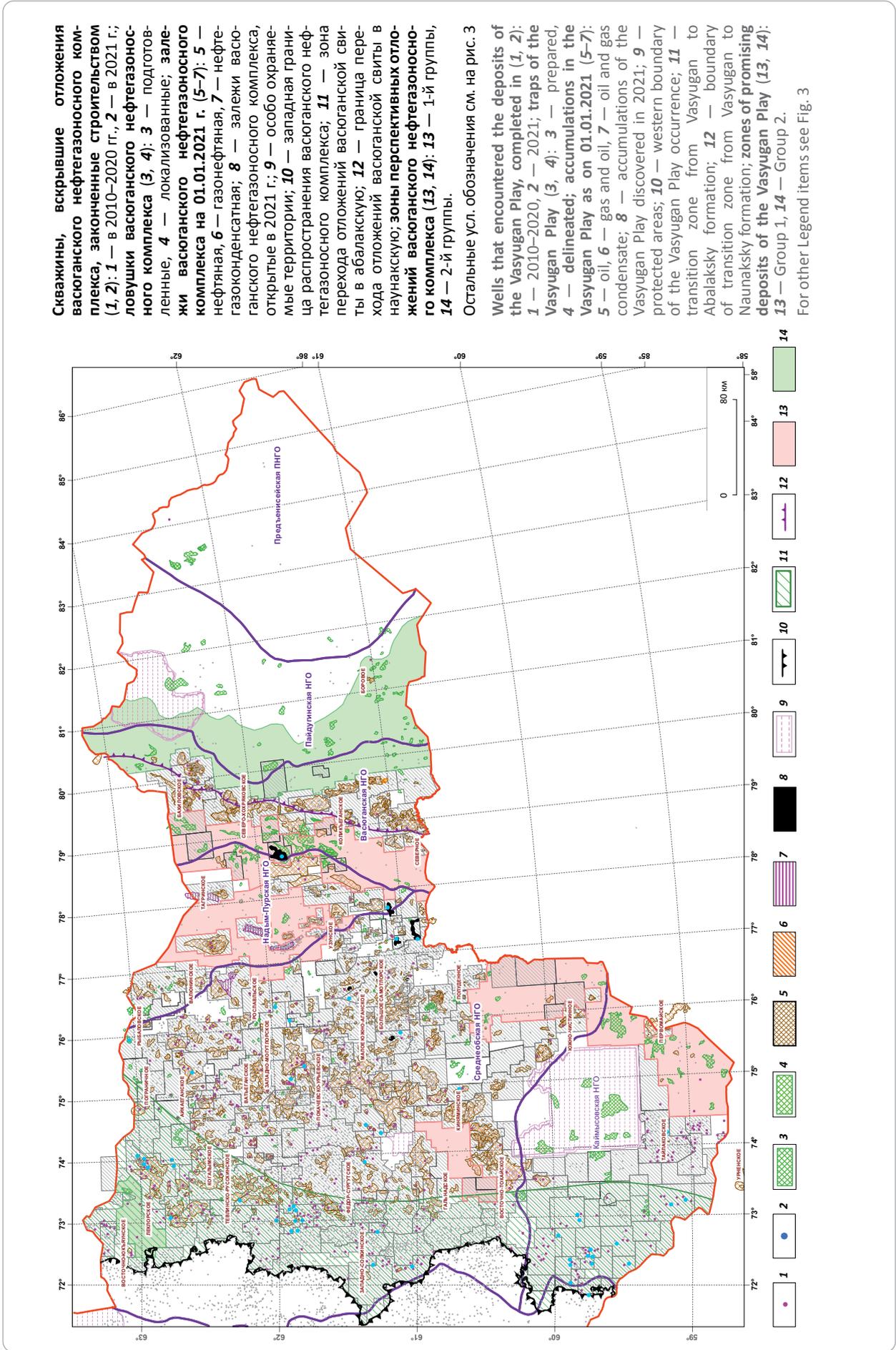
Среднеюрский нефтегазоносный комплекс объединяет разнофациальные толщи пород, включающие пласты Ю₂₋₉ ааленского, байосского и батского возраста. Залежи в отложениях комплекса открыты во всех нефтегазоносных областях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. К настоящему времени в пределах округа пробурено более 7000 поисково-разведочных скважин, вскрывших среднеюрские отложения, выявлено около 200 месторождений нефти, которые содержат более 900 залежей, связанных с пластами Ю₂₋₉ тюменской свиты.

Более 50 % пробуренных скважин, вскрывших среднеюрский нефтегазоносный комплекс, принадлежит компании ПАО «Сургутнефтегаз», примерно по 16 % приходится на компании ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «НК «ЛУКОЙЛ». По испытаниям в скважинах за этот период наблюдается такая же картина: наибольший объем испытаний проведен компанией ПАО «Сургутнефтегаз».

При выделении перспективных зон учитывались геолого-геофизическая изученность, концентрация потенциала (рис. 7). Принимая это во внимание, западные перспективные зоны прогнозируются как территории с наименьшими геологическими рисками. Эта территория достаточно полно, хотя не равномерно, изучена бурением и сейсморазведочными работами. Здесь выявлены многочисленные залежи нефти и газа в пластах малышевского горизонта.

В восточных перспективных зонах залежи также открыты в верхней подсвите тюменской свиты. Отложения здесь менее изучены в связи с ограничением лицензий по глубине. Хотя скважин, вскрывших кровлю среднеюрского комплекса, достаточно много, но вскрытая толщина отложений в большинстве случаев не превышает 50–60 м. Также в этих районах ухудшаются экранирующие свойства регионального флюидоупора комплекса. Однозначного вывода о том, что эти территории малоперспективны, сделать нельзя из-за их слабой геологической изученности [8]. Перспективными для проведения

Рис. 6. Схема изученности и перспектив васюганского нефтегазового комплекса на 01.01.2022 г.
 Fig. 6. Scheme of exploration maturity and potential of the Vasyugan Play as on 01.01.2022



Скважины, вскрывшие отложения васюганского нефтегазового комплекса, законченные строительством (1, 2): 1 — в 2010–2020 гг., 2 — в 2021 г.; ловушки васюганского нефтегазового комплекса (3, 4): 3 — подготовленные, 4 — локализованные; залежи васюганского нефтегазового комплекса на 01.01.2021 г. (5–7): 5 — нефтяная, 6 — газонефтяная, 7 — нефтегазоконденсатная; 8 — залежи васюганского нефтегазового комплекса, открытые в 2021 г.; 9 — особо охраняемые территории; 10 — западная граница распространения васюганского нефтегазового комплекса; 11 — зона перехода отложений васюганской свиты в абалакскую; 12 — граница перехода отложений васюганской свиты в абалакскую; зоны перспективных отложений васюганского нефтегазового комплекса (13, 14): 13 — 1-й группы, 14 — 2-й группы.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3
 Wells that encountered the deposits of the Vasyugan Play, completed in (1, 2): 1 — 2010–2020, 2 — 2021; traps of the Vasyugan Play (3, 4): 3 — prepared, 4 — delineated; accumulations in the Vasyugan Play as on 01.01.2021 (5–7): 5 — oil, 6 — gas and oil, 7 — oil and gas condensate; 8 — accumulations of the Vasyugan Play discovered in 2021; 9 — protected areas; 10 — western boundary of the Vasyugan Play occurrence; 11 — transition zone from Vasyugan to Abalaksy formation; 12 — boundary of transition zone from Vasyugan to Naunaksky formation; zones of promising deposits of the Vasyugan Play (13, 14): 13 — Group 1, 14 — Group 2.

For other Legend items see Fig. 3

поисковых работ являются участки в Сургутской зоне, где выявлено много залежей среднеюрского нефтегазового комплекса. Здесь основной проблемой является получение промышленных притоков из отложений тюменской свиты.

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс объединяет разнофациальные толщи пород пластов Ю₁₀₋₁₂ и разделяющие их глинистые породы покровы плинсбах-гоарского и геттанг-синемюрского возраста. Отложения комплекса изучены недостаточно, но являются одним из наиболее важных объектов поисковых работ. Их промышленная нефтегазоносность доказана открытием многочисленных залежей, в том числе и крупных по величине запасов, в различных НГО (рис. 8). В пределах развития нижнеюрских отложений в нераспределенном фонде недр округа предлагается выделить пять перспективных для поиска залежей УВ зон. В нераспределенном фонде недр пробурено около 70 поисково-разведочных скважин, вскрывших нижнеюрский нефтегазоносный комплекс, опробование отложений проведено в 13 скважинах.

Территория нераспределенного фонда недр Красноленской НГО, где изученность бурением и сейсмическими работами выше, является территорией с наименьшими геологическими рисками. Здесь открыто максимальное число залежей, связанных с пластами нижней юры. Территория, приуроченная к Надым-Пурской НГО, на взгляд авторов статьи, также является территорией для первоочередного изучения. Здесь открыты месторождения в нижнеюрском нефтегазоносном комплексе, глубина для поиска залежей составляет 3–3,5 км. Зоны, покрашенные желтым цветом (см. рис. 8), не являются менее перспективными, они менее изучены, что повышает риск открытия залежей. В НАЦ РН ранее проводились тематические работы, в результате которых на этих территориях специалисты выделяли зоны и локальные структуры, более благоприятные для формирования залежей УВ.

Перспективы поиска в юрских отложениях Приуральской НГО рассмотрены отдельно, так как отложения абалакской и тюменской свиты в ее границах объединяются в *юрский нефтегазоносный комплекс*. Отложения комплекса неравномерно изучены бурением и сейсмическими исследованиями, наиболее изучена территория Шаимского нефтегазоносного района. В пределах Приуральской НГО свою деятельность ведут следующие компании: Шаимский нефтегазоносный район — ПАО «НК «ЛУКОЙЛ», Березовский нефтегазоносный район — НОВАТЭК и независимые компании, Иусский нефтегазоносный район — ЕвротЭК-Югра, ПАО «Газпром» и независимые компании, Карабашский нефтегазоносный район — ПАО «Газпром», ПАО «Сургутнефтегаз» и независимые компании.

Большая часть территории Приуральской НГО на сегодняшний день остается территорией нераспределенного фонда недр. Разрез средней юры на этой территории сокращенный, главным об-

разом, — это пласты мальшевского горизонта, на локальных поднятиях осадки средней юры выклиниваются. Поисково-разведочными работами территория изучена слабо. Плотности начальных суммарных ресурсов на данной стадии исследований здесь низкие, поэтому территория нераспределенного фонда недр относится к малоперспективной для проведения поисковых работ в юрской части разреза.

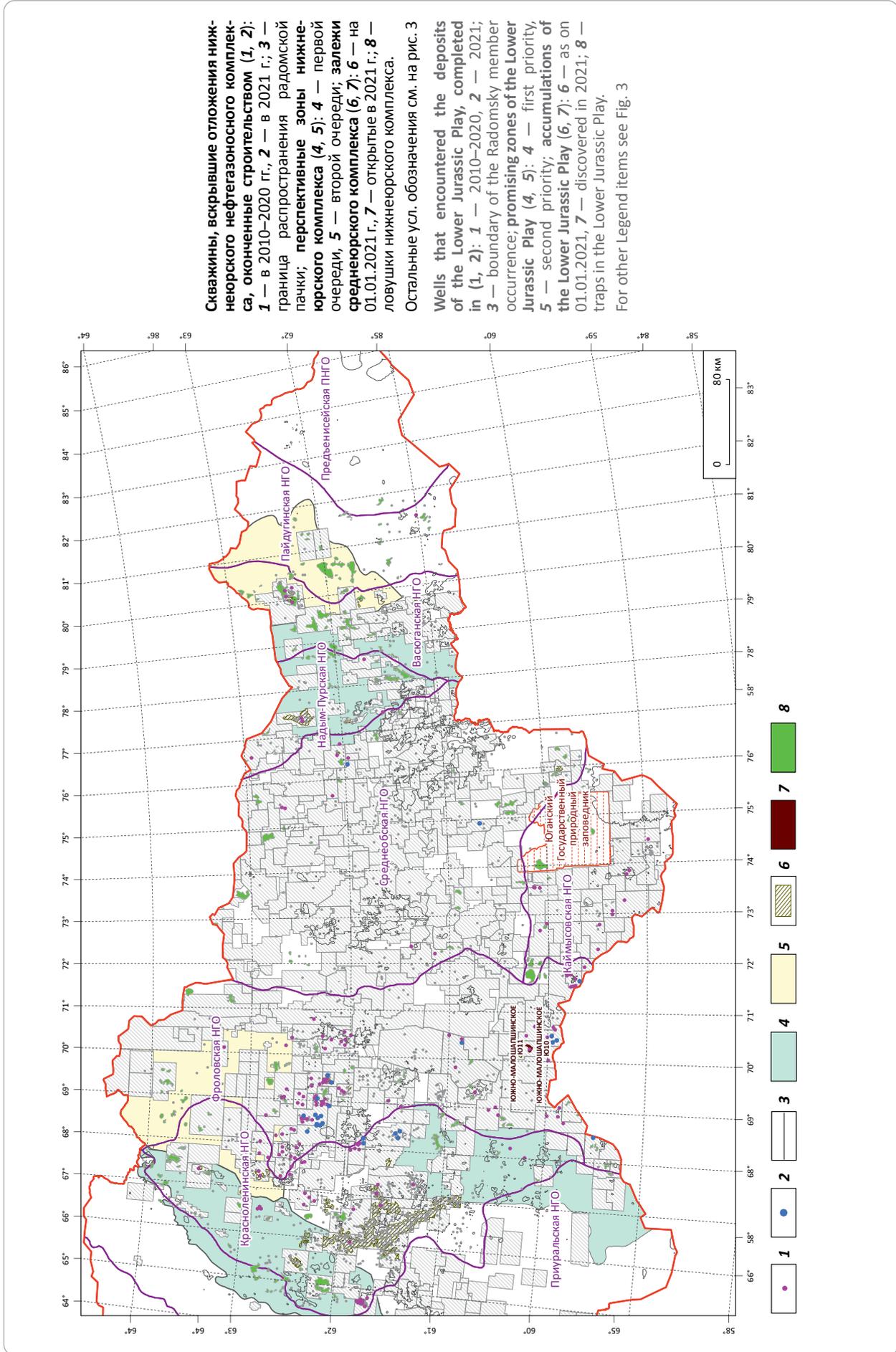
В результате комплексирования данных по всем нефтегазоносным комплексам в Ханты-Мансийском автономном округе — Югра выделено 14 поисковых зон (рис. 9). Все зоны обладают низкой степенью изученности, это главный принцип выделения границ поисковых зон, который использовался и ранее. Для зон характерно практически полное отсутствие выявленной нефтеносности, что является следствием низкой изученности. При выделении зон учтены границы развития нефтегазоносных комплексов, в связи с чем можно проследить различие их по плотности начальных суммарных ресурсов нефти. Этот фактор ранее не использовался при выделении поисковых зон. Основываясь на плотности ресурсов, зоны разделены на три группы по принципу светофора [9]. Зеленым цветом выделены зоны с наибольшей плотностью начальных суммарных ресурсов — от 80 тыс. т/км² и выше, желтым цветом — зоны с плотностью от 40 до 100 тыс. т/км² и красным — с наименьшей плотностью (см. рис. 9).

Территории, расположенные в центральной части провинции, отнесены к наиболее перспективным. Плотность начальных суммарных ресурсов этих территорий более 80 тыс. т/км², причем перспективны для поиска неокомский и, за исключением Казымской и Карабашско-Красноленской зон, васюганский нефтегазоносные комплексы, в которых развиты коллекторы с хорошими фильтрационно-емкостными характеристиками. Кроме того, на всех участках высока вероятность обнаружения залежей в среднеюрском нефтегазоносном комплексе, а в некоторых зонах — в баженовско-абалакском нефтегазоносном комплексе. Отложения нижнеюрского и доюрского нефтегазоносных комплексов залегают в районе расположения зон на больших глубинах (более 3000 м). В этих отложениях выявлены единичные залежи, отложения глубоководных горизонтов не изучены, и поиск в них сопряжен с определенными рисками.

В зонах, расположенных в западной части округа, выделяется достаточно высокий этаж перспектив нефтегазоносности. Однако отложения и нижнемеловой, и юрской частей разреза на этих территориях обладают одинаково низкими фильтрационно-емкостными свойствами, следствием чего является получение низких дебитов в пределах этих зон. То есть трудноизвлекаемыми можно назвать все запасы, содержащиеся в перспективных отложениях этих зон.



Рис. 8. Схема изученности и перспектив нижнеюрского нефтегазоносного комплекса на 01.01.2022 г.
Fig. 8. Scheme of exploration maturity and potential of the Lower Jurassic Play 01.01.2022



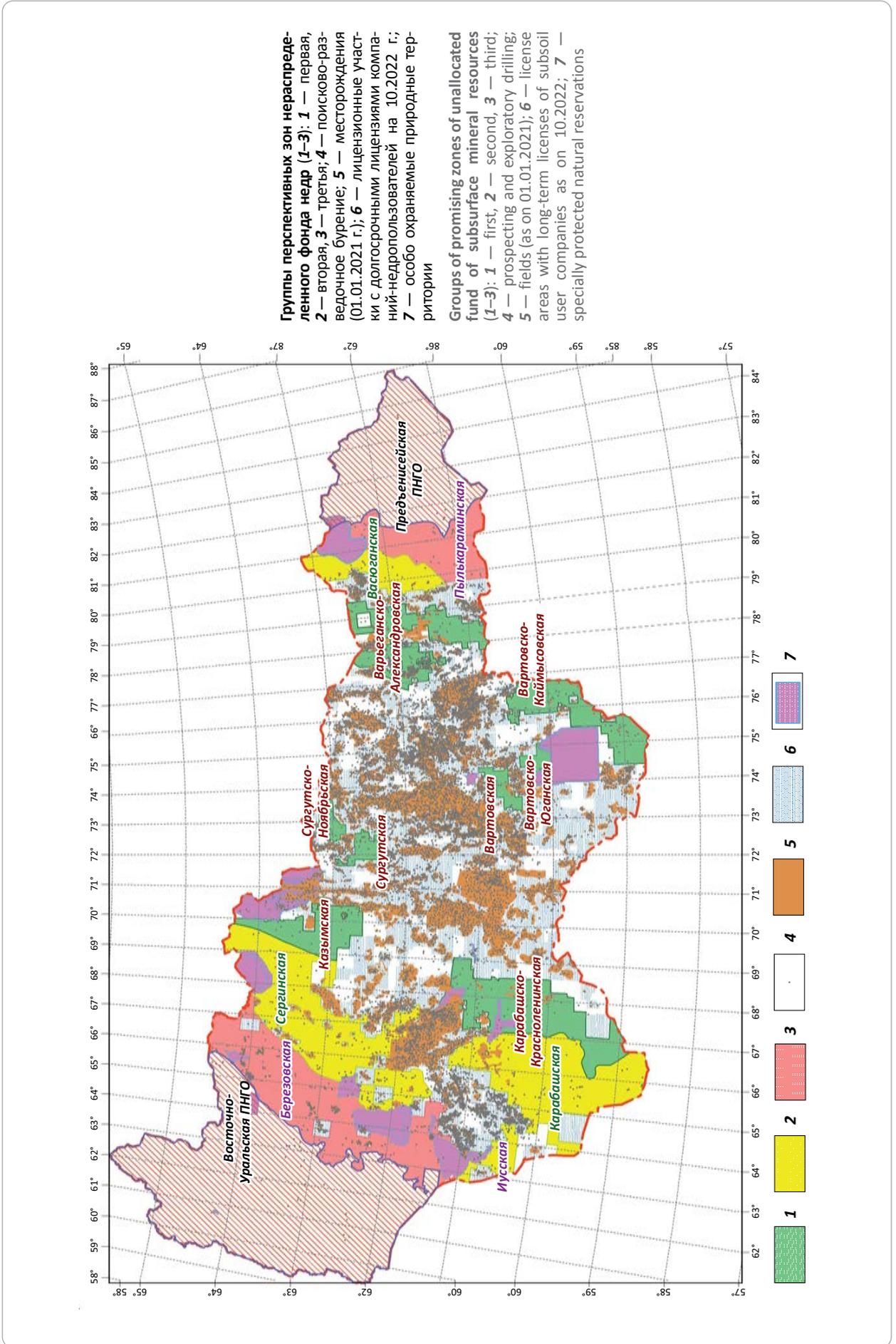
Скважины, вскрывшие отложения нижнеюрского нефтегазоносного комплекса, оконченные строительством (1, 2): 1 — в 2010–2020 гг., 2 — в 2021 г.; 3 — граница распространения радомской пачки; перспективные зоны нижнеюрского комплекса (4, 5): 4 — первой очереди, 5 — второй очереди; залежи среднеюрского комплекса (6, 7): 6 — на 01.01.2021 г., 7 — открытые в 2021 г.; 8 — ловушки нижнеюрского комплекса.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

Wells that encountered the deposits of the Lower Jurassic Play, completed in (1, 2): 1 — 2010–2020, 2 — 2021; 3 — boundary of the Radomsky member occurrence; promising zones of the Lower Jurassic Play (4, 5): 4 — first priority, 5 — second priority; accumulations of the Lower Jurassic Play (6, 7): 6 — as on 01.01.2021, 7 — discovered in 2021; 8 — traps in the Lower Jurassic Play.

For other Legend items see Fig. 3

Рис. 9. Карта расположения зон нераспределенного фонда недр, перспективных для поисково-разведочных работ
Fig. 9. Location map of the zones of unallocated fund of subsurface mineral resources promising for exploration and prospecting efforts



Перспективы Васюганской зоны, находящейся в восточной части округа, ограничены юрской частью разреза, где в качестве нефтематеринской толщи прогнозируются породы тогурской пачки, что требует изучения. Зоны Березовская и Пылькарминская с наиболее низкими плотностями начальных суммарных ресурсов отнесены к территориям с высокими рисками поисковых работ. Но надо отметить, что начальные суммарные ресурсы оцениваются исходя из современного состояния изученности и повышение степени изученности может привести к изменению оценок ресурсного потенциала.

Краевые части территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, согласно схеме нефтегеологического районирования, выделяются как Восточно-Приуральская и Предъенисейская перспективные НГО. Максимальные риски проведения поисковых работ на этих территориях связаны с крайне низкой степенью изученности. Здесь прогнозируется развитие высокочемических коллекторов и флюидоупоров, а возможно, и нефтематеринских толщ в доюрских отложениях.

Таким образом, площадь слабоизученных территорий нераспределенного фонда недр в пределах Ханты-Мансийского автономного округа – Югры достаточно велика. Эти районы отличаются по величине начальных суммарных ресурсов нефти, согласно принятой оценке. Однако начальный суммарный потенциал недр оценивается исходя из современного состояния изученности. И повышение степени изученности может привести к изменению оценок.

Перспективные направления поисковых работ в распределенном фонде недр

Территория распределенного фонда недр также недоизучена, практически все участки компаний ограничены по глубине исследований. В центральной части округа нижние ограничения горных отводов чаще всего совпадают с подошвой наиболее глубоководного продуктивного пласта, как правило, в юрско-меловой части разреза (рис. 10). Среднеюрская часть разреза хоть на небольшую глубину, но исследуется компаниями, и на большинстве участков в кровле среднеюрского нефтегазоносного комплекса открываются залежи нефти.

Отложения нижней юры и доюрские породы на большей части территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры не изучаются. Эти отложения в центральной части территории округа являются глубоководными. Для того чтобы определить степень их перспективности или, наоборот, доказать их бесперспективность для поиска, не хватает фактического материала — данных бурения. Для геологического изучения наиболее интересны погруженные территории, так как в них прогнозируется полный разрез нижней юры, в состав которой входит тогурская пачка — наиболее вероятная нефтепроизводящая толща. Лаборатор-

ных исследований количественных и качественных характеристик ОБ нижнеюрских отложений крайне мало, как правило, эта часть разреза не изучена в скважинах, вскрывших глубоководные горизонты, не проектируется отбор керн из глинистых пород. Поэтому тогурская пачка в большей степени теоретически является нефтематеринской толщей, чем экспериментально подтвержденной, и если она таковой не является, то с точки зрения биогенной теории происхождения нефти опосредованное выделение объектов в нижней юре крайне рискованно.

Кроме изучения отложений, залегающих глубже лицензионных ограничений, на многих участках в распределенном фонде недр геологические исследования необходимо проводить в их крайних зонах. Многие залежи в трансграничной части участков разных недропользователей ограничены территорией их деятельности или имеют условные литологические границы распространения, также конформные границам участков недр. Наблюдается несоответствие структурных планов одного и того же горизонта на границе лицензионных участков, а следовательно, контуры залежей одного пласта могут существенно расходиться в плане в районе границ лицензирования. Площадь распространения залежей вдоль границ разных участков может отличаться в разы. Случаи нестыковки залежей могут иметь место и на участках одной компании (рис. 11).

Пересмотр имеющейся геолого-геофизической информации в крайних частях участков распределенного фонда недр с учетом материалов соседних недропользователей является одним из направлений планирования поисково-разведочных работ компаний и может уточнить запасы, поставленные на Государственный баланс, причем как в сторону их увеличения, так и наоборот.

Выводы

1. Расширение территорий деятельности компаний является одним из путей восполнения ресурсной базы УВ-сырья Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

2. В НАЦ РН им. В.И. Шпилемана в нераспределенном фонде недр округа рассмотрены перспективы проведения поисковых работ по всем основным нефтегазоносным комплексам: юрскому, нижнеюрскому, среднеюрскому, васюганскому, неоккомскому, аптскому, сеноман-неоккомскому. В результате комплексирования данных всех нефтегазоносных комплексов на территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры выделено 14 поисковых зон.

3. По степени перспективности поисковые зоны в нераспределенном фонде недр разделены на три группы. В одну группу вошли территории, на которых перспективны отложения нескольких нефтегазоносных комплексов, включая и основные нефтесодержащие верхнеюрско-нижнемеловые резервуары и отложения, содержащие трудноизвлекаемые запасы. В другую группу — территории,

Рис. 10. Участки распределенного фонда недр, ранжированные по ограничению по глубине
Fig. 10. Areas of the allocated fund of subsurface mineral resources ranked in accordance with depth limitation

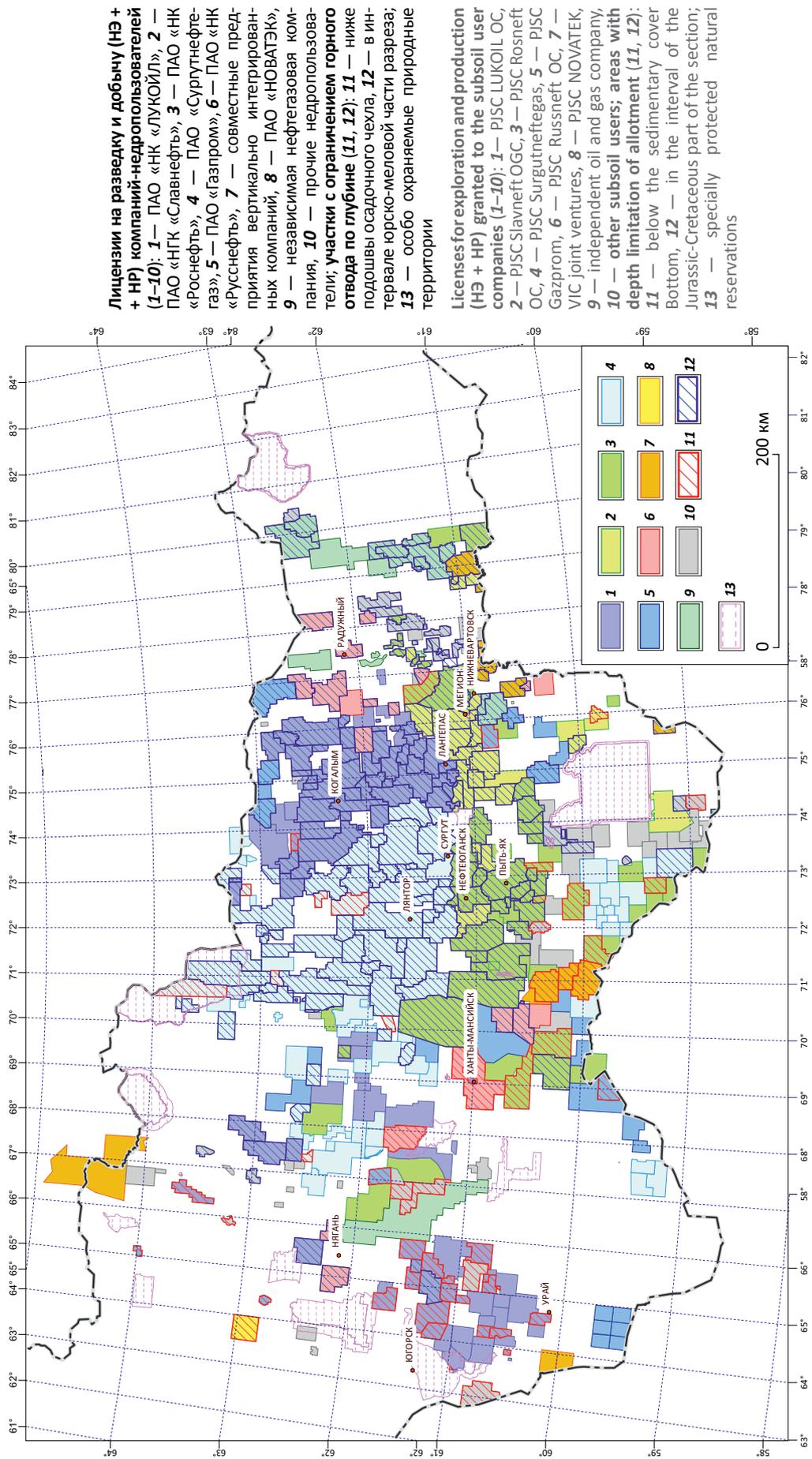
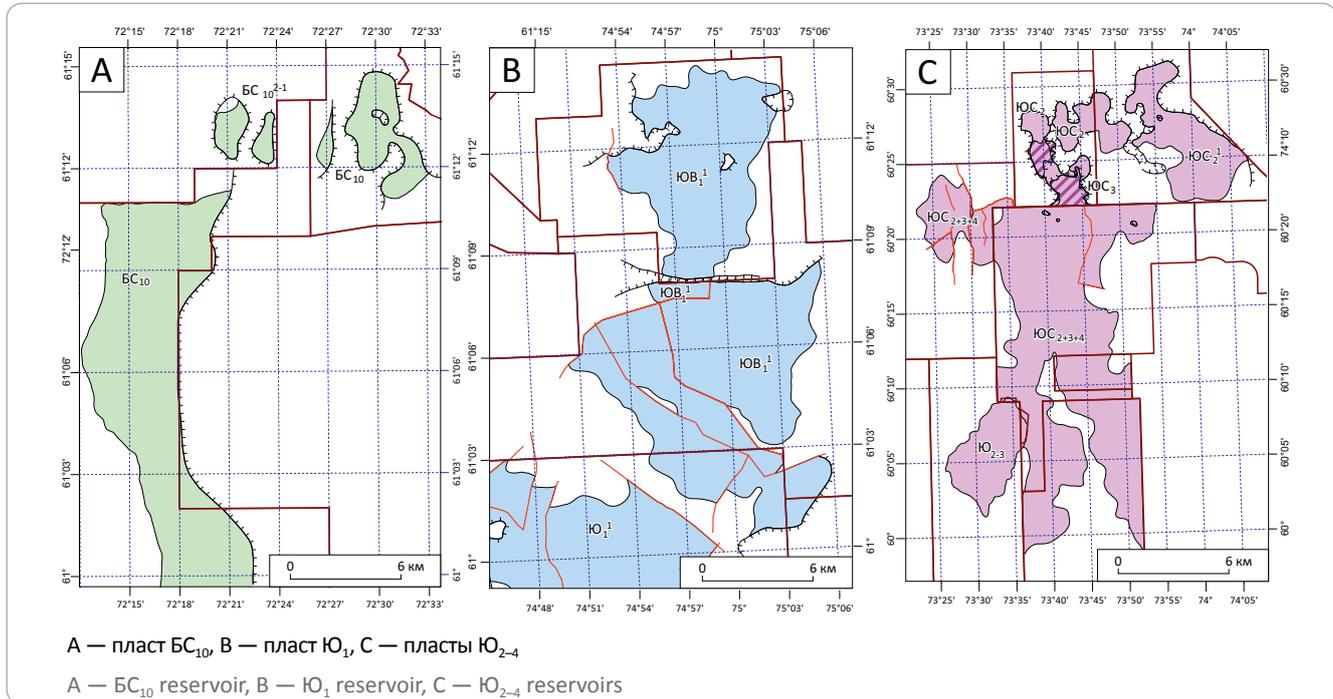




Рис. 11. Расхождение геологических моделей залежей разных недропользователей
Fig. 11. Discrepancy between geological models of accumulations created by different subsoil users



где выявленная нефтегазоносность связана либо с одним из основных нефтесодержащих комплексов, либо только с отложениями, содержащими трудноизвлекаемые запасы. Перспективы отложений в пределах зон третьей группы наименее ясны в силу их слабой изученности. Для проведения дополнительных объемов поисковой сейсморазведки, поискового и параметрического бурения для оценки перспектив слабоизученных зон третьей группы и краевых частей территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры необходима государственная поддержка.

4. Изучение краевых зон провинции является основным направлением геолого-разведочных работ для подготовки новых перспективных районов под лицензирование недр. Это в первую очередь территории Восточно-Приуральской и Предъенисейской перспективных НГО, в том числе и в границах Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, где должны преобладать региональные работы за счет федерального бюджета.

5. Доразведка открытых залежей и поиск новых в центральной части провинции так же являются

важными направлениями геолого-разведочных работ, которые в большей степени должны осуществляться силами недропользователей. Изучение бурением глубоководных горизонтов на участках распределенного фонда, ограниченных продуктивной частью разреза юры или мела, необходимо для оценки перспектив нижнеюрской и доюрской частей разреза. Активность оформления компаниями-недропользователями поисковых лицензий на нижележащие горизонты низкая и обусловлена выработанностью выявленных запасов. Восполнение ресурсной базы должно быть своевременным, по расчетам на фоне падающей добычи в округе, при поддержании объемов поисково-разведочных работ на современном уровне, компенсация добычи запасами возможна только в 2040-х гг. Упрощение доступа к изучению нижележащих отложений — один из путей поддержания объемов поисковых работ.

6. Пересмотр геологических моделей залежей в трансграничной части участков разных недропользователей затруднен в силу отсутствия доступа к геолого-геофизическим данным друг друга.

Литература

1. Икон Е.В., Савранская М.П., Поповская В.Г. Геологоразведочные работы в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре в период 2010–2020 гг. и их результаты // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири : мат-лы XXV научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 23–26 ноября 2021 г.). — Ханты-Мансийск, 2022. — С. 30–42.
2. Шпильман А.В. Энергетическая стратегия Ханты-Мансийского автономного округа — Югры до 2020 г. Обоснование целевых параметров нефтяной отрасли // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа. — Ханты-Мансийск, 2009. — Т. 1. — С. 7–21.
3. Волков В.А. Основные результаты оценки перспектив нефтегазоносности восточной части ХМАО — Югры // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа. — Ханты-Мансийск, 2011. — Т. 1. — С. 33–45.
4. Волков В.А. Результаты переинтерпретации материалов по строению и нефтегазоносности Карабашской зоны // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа. — Ханты-Мансийск, 2016. — Т. 1. — С. 7–21.

5. Шпильман А.В., Волков В.А. Реализация концепции поисковых зон на примере Юганско-Колтогорской зоны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2017. – № 2. – С. 27–37.
6. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Виценовский М.Ю., Давыденко Б.И., Иутина М.М., Кравченко М.Н., Мельников П.Н., Порожун В.И., Скворцов М.Б., Fortunatova N.K. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 5–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-5-25.
7. Олейник Е.В., Икон Е.В. Геолого-геофизическая характеристика абалаской свиты и ее зоны перехода в георгиевскую и васюганскую // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа. – Ханты-Мансийск, 2017. – Т. 2. – С. 313–320.
8. Волков В.А., Мухер А.Г., Смирнов Л.В., Судат Н.В., Судат Л.Г., Южакова В.М. Выделение и характеристика перспективных объектов нижней и средней юры на территории Западной Сибири // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2018. – № 29. – С. 14–41.
9. Олейник Е.В., Икон Е.В., Попова Н.Л. Перспективы поисковых работ в нераспределенном фонде недр ХМАО – Югры // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири : мат-лы XXV научно-практической конф-ции (Ханты-Мансийск, 23–26 ноября 2021 г.). – Ханты-Мансийск, 2022. – С. 43–52.

References

1. Ikon E.V., Savranskaya M.P., Popovskaya V.G. Geologorazvedochnye raboty v Khanty-Mansiiskom avtonomnom okruge – Yugre v period 2010–2020 gg. i ikh rezul'taty [Exploration works in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra in 2010–2020 and their results]. In: Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Zapadnoi Sibiri : mat-ly XXV nauchno-prakticheskoi konf-tsii (Khanty-Mansiisk, 23–26 November 2021). Khanty-Mansiisk; 2022. pp. 30–42. In Russ.
2. Shpil'man A.V. Ehnergeticheskaya strategiya Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga – Yugry do 2020. Obosnovanie tselevykh parametrov nefteynoi otrasli [Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra Energy Strategy 2020. Substantiation of petroleum industry targets]. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga. Khanty-Mansiisk; 2009. V. 1. pp. 7–21. In Russ.
3. Volkov V.A. Osnovnye rezul'taty otsenki perspektiv neftegazonosnosti vostochnoi chasti KHAMAO – Yugry [Assessment of hydrocarbon potential in the eastern part of KhMAO – Yugra: main results]. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga. Khanty-Mansiisk; 2011. V. 1. pp. 33–45. In Russ.
4. Volkov V.A. Rezul'taty pereinterpretatsii materialov po stroeniyu i neftegazonosnosti Karabashskoi zony [The results of re-interpretation data on structure and petroleum potential of Karabashsky zone]. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga. Khanty-Mansiisk; 2016. V. 1. pp. 7–21. In Russ.
5. Shpil'man A.V., Volkov V.A. Realization of the concept of exploration zones, case study of the Yugansk-Koltogorsk zone of the West Siberian oil and gas province. *Geologiya nef'ti i gaza*. 2017;(2):27–37. In Russ.
6. Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Vitsenovskii M.Yu., Davydenko B.I., Iutina M.M., Kravchenko M.N., Mel'nikov P.N., Poroskun V.I., Skvortsov M.B., Fortunatova N.K. Status and ways to build up the hydrocarbon raw materials base in the Russian Federation. *Geologiya nef'ti i gaza*. 2018;(3):5–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-5-25. In Russ.
7. Oleinik E.V., Ikon E.V. Geologo-geofizicheskaya kharakteristika abalaskoi svity i ee zony perekhoda v georgievskuyu i vasyuganskuyu [Geological and geophysical characteristics of the Abalak suite and its transition zone to the Georgievskaya and Vasyuganskaya suites]. Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga. Khanty-Mansiisk; 2017. V. 2. pp. 313–320. In Russ.
8. Volkov V.A., Mukher A.G., Smirnov L.V., Sudat N.V., Sudat L.G., Yuzhakova V.M. Vydelenie i kharakteristika perspektivnykh ob"ektov nizhnei i srednei yury na territorii Zapadnoi Sibiri [Identification and characterization of promising objects of the Lower and Middle Jurassic in Western Siberia]. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga*. 2018;(29):14–41. In Russ.
9. Oleinik E.V., Ikon E.V., Popova N.L. Perspektivy poiskovykh rabot v neraspredelennom fonde neдр KHAMAO – Yugry [Future trends of exploration and prospecting: unallocated fund of subsurface mineral resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra]. In: Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Zapadnoi Sibiri : mat-ly XXV nauchno-prakticheskoi konf-tsii (Khanty-Mansiisk, 23–26 2021). Khanty-Mansiisk; 2022. pp. 43–52. In Russ.

Информация об авторах

Олейник Елена Владимировна

Кандидат
геолого-минералогических наук,
заведующая лабораторией
АУ «НАЦ РН
им. В.И. Шпильмана»,
625026 Тюмень, ул. Малыгина, д. 75
e-mail: oleynik@crru.ru
Scopus ID: 57194727536
ORCID ID: 0009-0003-8762-6291

Икон Елена Владимировна

Заведующая
лабораторией
АУ «НАЦ РН
им. В.И. Шпильмана»,
625026 Тюмень, ул. Малыгина, д. 75
e-mail: ikon@crru.ru
ORCID ID: 0009-0004-3644-1155

Information about authors

Elena V. Oleynik

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
Autonomous institution of Khanty-Mansiisk Autonomous Okrug –
Yugra V.I. Shpilman Research and Analytical Center for the Rational
Use of the Subsoil,
75, ul. Malygina, Tyumen, 625026, Russia
e-mail: oleynik@crru.ru
Scopus ID: 57194727536
ORCID ID: 0009-0003-8762-6291

Elena V. Ikon

Head of Laboratory
Autonomous institution of Khanty-Mansiisk Autonomous Okrug –
Yugra V.I. Shpilman Research and Analytical Center for the Rational
Use of the Subsoil,
75, ul. Malygina, Tyumen, 625026, Russia
e-mail: ikon@crru.ru
ORCID ID: 0009-0004-3644-1155

Попова Наталья ЛеонидовнаЗаведующая
лабораторией

АУ «НАЦ РН

им. В.И. Шпилмана»,

625026 Тюмень, ул. Малыгина, д. 75

e-mail: marinenkova@cr.ru

ORCID ID: 0009-0005-1413-7985

Natalya L. Popova

Head of Laboratory

Autonomous institution of Khanty-Mansisk Autonomous Okrug –
Yugra V.I. Shpilman Research and Analytical Center for the Rational
Use of the Subsoil,

75, ul. Malygina, Tyumen, 625026, Russia

e-mail: marinenkova@cr.ru

ORCID ID: 0009-0005-1413-7985

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



Геомодель

**Геомодель 2023**25-я конференция по вопросам геологоразведки
и разработки месторождений нефти и газа

4–7 сентября 2023 г. | Геленджик, Россия

Разделы научной программы

- Общая геология
- Региональные сессии
- Сейсморазведочные исследования
- Несейсмические и дистанционные методы поисков
- Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных
- Методы промысловой геофизики и петрофизики, геомеханика
- Количественный анализ геолого-геофизической информации
- Разработка месторождений
- Машинное обучение и искусственный интеллект в геонауках
- Энергетический переход - вызовы и решения
- Экономическая эффективность ГРП
- Круглый стол: Состояние и перспективы импортозамещения программного обеспечения и полевого геофизического оборудования

СРОК ПОДАЧИ ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ - 20 МАЯ 2023 Г.!www.geomodel.ru

Telegram-канал



УДК 553.981,982 (552.541,543; 552.51,513)

DOI 10.31087/0016-7894-2023-2-37-51

Перспективы открытия новых месторождений углеводородов в протерозойских отложениях Волго-Уральского региона

© 2023 г. | В.Н. Савинов¹, Т.В. Александрова²¹АО «КамНИИКИГС», Пермь, Россия; savinovvn@rusgeology.ru;²АО «Росгеология», Москва, Россия; tatalex-08@mail.ru

Поступила 14.03.2023 г.

Доработана 17.03.2023 г.

Принята к печати 22.03.2023 г.

Ключевые слова: вендские и рифейские отложения; коллектор трещинно-кавернозного типа; пористость; проницаемость; флюидоупор; нефтематеринские породы; перспективы нефтегазоносности верхнепротерозойских пород; Волго-Уральский регион.

Аннотация: Скромные успехи в освоении рифей-вендских отложений Волго-Уральского региона связаны с низкой и неравномерной изученностью этих комплексов бурением по площади и разрезу, разобщенностью геолого-геофизической информации разных лет и ее закрытостью, отсутствием общепринятого стратиграфического расчленения и корреляции докембрийских отложений, в том числе из-за дефицита параметрической привязки разреза, с недостаточной информативностью данных бурения и объясняются, соответственно, высокими рисками недропользователей и нерентабельностью освоения. В статье приведен сводный литолого-стратиграфический разрез осадочного протерозоя для территории Прикамья. Определены основные закономерности распространения нефтегазоносности в верхнепротерозойских отложениях северной части Волго-Уральского региона. В статье отражены результаты петрофизических исследований 1628 образцов (112 скважин) на предмет изучения коллекторских свойств рифей-вендских отложений. Отмечается, что большое влияние на фильтрационные характеристики оказывает трещиноватость рифейских карбонатных пород. В результате в породах калтасинской свиты нижнего рифея установлены коллекторы трещинного типа в арланской подсвите и трещинно-кавернозного типа в ашитской. В вендских отложениях хорошими фильтрационными свойствами обладают пористые мелкозернистые песчаники и алевролиты кыквинской и верещагинской свит. Рекомендован ряд объектов, перспективных на поиски углеводородов, и подготовлены предложения по направлениям дальнейших геолого-разведочных работ.

Для цитирования: Савинов В.Н., Александрова Т.В. Перспективы открытия новых месторождений углеводородов в протерозойских отложениях Волго-Уральского региона // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 37–51. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-37-51.

Potential for new hydrocarbon field discovery in Proterozoic deposits of Volga-Urals Region

© 2023 | V.N. Savinov¹, T.V. Aleksandrova²¹JSC KamNIIKIGS, Perm', Russia; savinovvn@rusgeology.ru;²JSC "Rosgeologia", Moscow, Russia; tatalex-08@mail.ru

Received 14.03.2023

Revised 17.03.2023

Accepted for publication 22.03.2023

Key words: Vendian and Riphean deposits; fractured-cavernous reservoir; porosity; permeability; impermeable bed; source rock; petroleum potential of Upper Proterozoic rocks; Volga-Urals region.

Abstract: Modest progress in the Vendian-Riphean deposits development in Volga-Urals region are related to the low and nonuniform drilling exploration maturity of these sequences in the area and in the section, scattered and inaccessible geological and geophysical data of various years, absence of the common stratigraphic breakdown and correlation of the Precambrian series (not least because of the lack of parametric matching of the column), insufficient information content of drilling data. All the mentioned factors cause high subsoil user risks and unprofitability of development. The authors present the composite lithologic and stratigraphic section of sedimentary Proterozoic deposits in the Kama Region. They identify the key patterns of oil and gas occurrence in the Upper Proterozoic deposits of the north of the Volga-Urals region. The paper contains the results of petrophysical studies on 1628 samples (taken from 112 wells) for the purpose of studies of Riphean-Vendian reservoir properties. The authors note that fracturing of the Riphean carbonate rocks has a great influence on their porosity and permeability. Resulting from the studies, fractured reservoirs are identified in the Arlansky member of Lower Riphean Kaltasinsky formation, and fractured-cavernous — in the Ashitsky member. Among the Vendian deposits, porous fine-grained sandstone and siltstone of the Kykvinsky and Vereshaginsky formations have good reservoir quality. The authors recommend a number of objects promising for hydrocarbon exploration and make a proposal on future trends of geological exploration efforts.

For citation: Savinov V.N., Aleksandrova T.V. Potential for new hydrocarbon field discovery in Proterozoic deposits of Volga-Urals Region. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(2):37–51. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-37-51. In Russ.

Введение

Интерес к верхнепротерозойским отложениям Волго-Уральского региона обоснован открытием в них залежей нефти и широким развитием нефтегазопроявлений, появлением новых технических ресурсов для получения геофизических (сейсмических) материалов высокой разрешенности на больших глубинах, возможностью использования новых методических подходов и современного лабораторного оборудования, а главное, необходимостью поисков новых крупных УВ-объектов в регионе с развитой инфраструктурой.

Общие сведения

На 1 января 2023 г. на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в протерозойских (вендских) отложениях открыто шесть залежей нефти, три из которых (Шарканская, Тыловайская и Ефремовская) — в восточной части Удмуртской Республики и три (Верещагинская, Ларионовская, Сивинская) — в западной части Пермского края (рис. 1). В тектоническом отношении все открытые залежи расположены в пределах Верхнекамской вендской впадины, согласно нефтегазогеологическому районированию — это Соколовская, Титпинская и Верещагинская зоны нефтегазоаккумуляции (Центрально-Верхнекамский нефтегазоносный район Верхнекамской нефтегазоносной области).¹ В Госбалансе учтены только запасы вендской нефти Шарканского и Тыловайского месторождений по промышленным категориям А + В₁ и В₂ общей суммой 2066/104 тыс. т (геологические / извлекаемые). Стоит отметить, что все залежи открыты с 1967 по 1991 г., но в промышленную эксплуатацию введено только Шарканское месторождение, на котором добыча из вендских отложений в настоящее время не ведется.

Скромные успехи в освоении рифей-вендских отложений Волго-Уральского региона связаны с низкой и неравномерной изученностью этих комплексов бурением по площади и разрезу, разобщенностью геолого-геофизической информации разных лет и ее закрытостью, отсутствием общепринятого стратиграфического расчленения и корреляции докембрийских отложений (в том числе из-за дефицита параметрической привязки разреза), недостаточной информативностью данных бурения и объясняются высокими рисками недропользователей и нерентабельностью освоения.

Промышленная нефтегазоносность верхнепротерозойских отложений была доказана в прошлом веке советскими геологами и в Восточной Сибири. Наиболее крупные месторождения в венде откры-

ты в 1970–1980 гг. в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, Ковыктинского выступа Ангаро-Ленской ступени и Катангской седловины. Нефтегазоносность рифейского комплекса была установлена в Юрубчено-Тохомской зоне Байкитской антеклизы в 1973 г. при испытании скв. Куяумбинская-1, а промышленные притоки нефти были получены в 1976 г. из скважин К-9 и К-2 [1]. После ряда неудачно пробуренных скважин интерес к рифейским отложениям пропадает до 1982–1984 гг., пока не был получен первый фонтан нефти с дебитом свыше 400 м³/сут в скв. Юрубченская-5 [2]. Геолого-разведочные работы на Байкитской антеклизе были возобновлены в рамках «Комплексной программы оптимизации региональных, поисковых и разведочных работ в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазоаккумуляции», идейным вдохновителем и руководителем которой стал А.Э. Конторович. В итоге на 01.01.2018 г. на Государственном балансе запасов (извлекаемых) по Юрубчено-Тохомскому и Куяумбинскому месторождениям числится более 580 млн т нефти и более 800 млрд м³ газа [3].

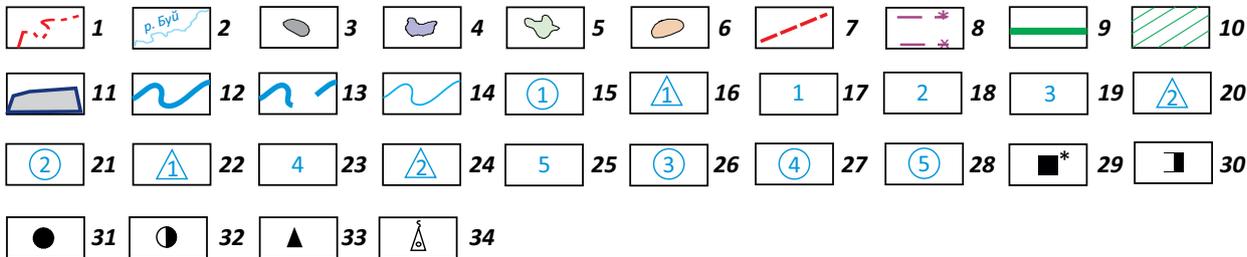
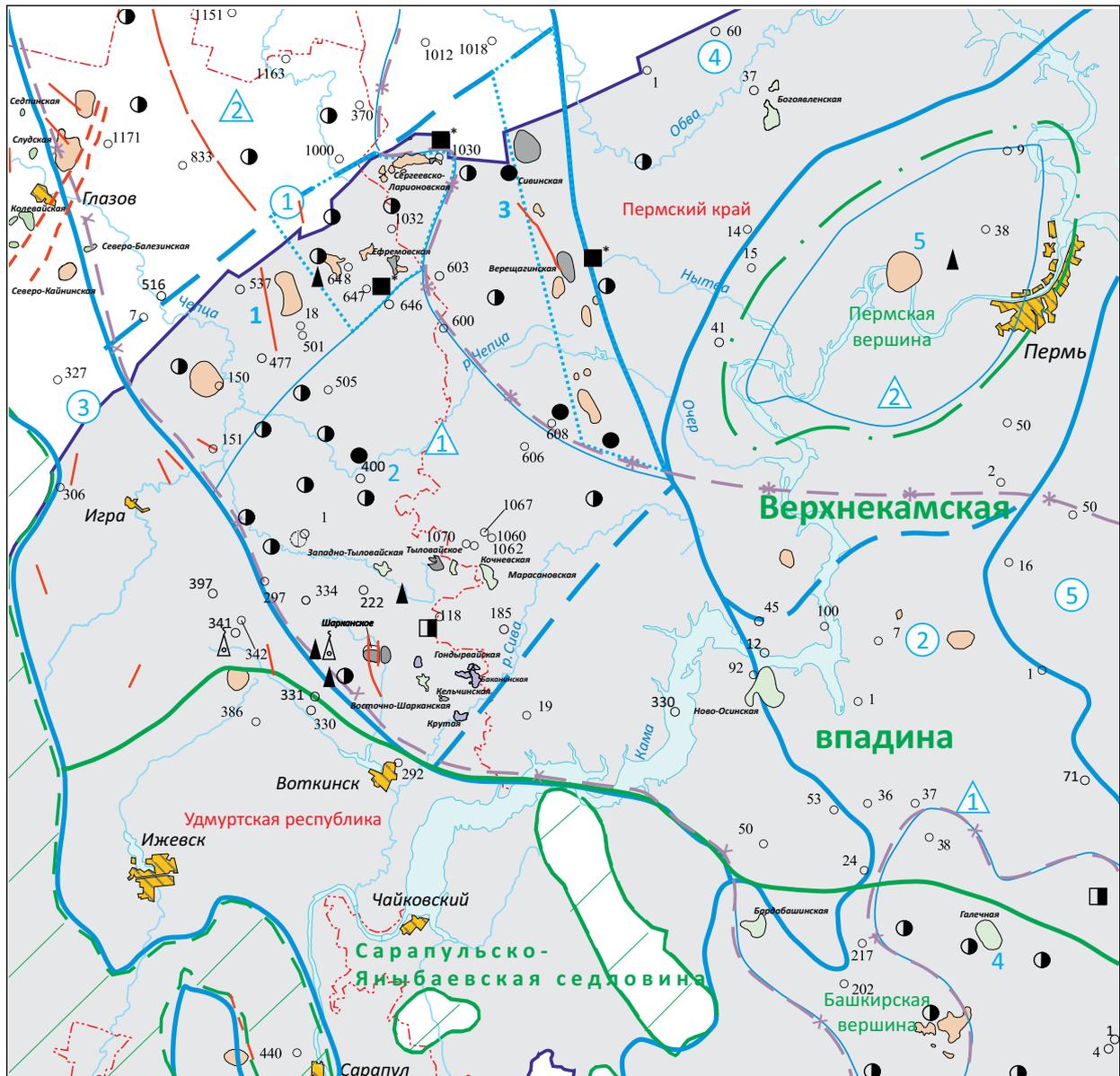
Здесь следует отметить, что в Восточной Сибири от получения первых нефтепроявлений до промышленного освоения прошло полвека. Связано это и с технологическим прогрессом, который позволил в настоящее время запустить в эксплуатацию залежи из трещинных коллекторов рифея. Сложность геологического строения рифейских кавернозно-карстово-трещинных коллекторов потребовала многолетнего и тщательного изучения разреза, создания новых концепций развития региона, разработки специфических технологических подходов к освоению месторождений в условиях вечной мерзлоты и др. Этаж нефтегазоносности верхней части рифейского комплекса Восточной Сибири составляет 135–250 м. Рифейские нефти имеют плотность от 0,815 до 0,85 г/см³. Они малосернистые (до 0,3 %), содержание твердых парафинов — до 2 %, смол — до 4–10 %, асфальтенов практически не содержат [4].

Геологическое строение Камско-Бельского рифейского авлакогена

Изученность протерозойских отложений Волго-Уральского региона до сих пор остается очень низкой. Так, на территории Пермского края комплексные зонально-региональные работы, нацеленные на изучение рифей-вендских пород методом МОГТ-2D, выполнены за счет госбюджета в 2006 г. на Бедряжской и в 2008 г. на Верещагинской площадях. По результатам работ на Бедряжской площади закартирована Ново-Дубовогорская тектоническая структура (ОГ VI — кровля отложений арланской подсвиты), а также Хатымское и Валийское поднятия (ОГ V^{ВП} — кровля рифейских отложений),

¹Александрова Т.В., Шибанова А.М. и др. Обобщение геолого-геофизических и геохимических данных по территории Пермского края, Удмуртской Республики и Кировской области с целью уточнения модели геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности: отчет по договору № 194Ф/13-01 АО «КамНИИКИГС» с ФГУП «НВНИИГ». — Пермь, 2015. — 412 с.

Рис. 1. Схема расположения перспективных нефтегазоносных районов вендского комплекса
 Fig. 1. Location map of promising oil and gas bearing regions in Vendian series



1 — административные границы; 2 — гидросеть; 3 — месторождения (залежи) нефти; **структуры (4, 5):** 4 — подготовленные, 5 — выявленные; 6 — локальные поднятия, установленные по данным сейсморазведки; 7 — тектонические нарушения; **границы (8, 9):** 8 — выклинивания отложений кудымкарской и бородулинской серий, 9 — тектонические, по поверхности вендских отложений; 10 — зона отсутствия вендских отложений; 11 — зона распространения рифейских отложений; **нефтегазогеологическое районирование (12–14):** 12 — границы НГО, 13 — границы НГР, 14 — границы НГН; 15 — Верхнекамская НГО; 16 — Центрально-Верхнекамский НГР; 17 — Соколовская ЗНГН; 18 — Титпинская ЗНГН; 19 — Верещагинская ЗНГН; 20 — Нирировский потенциальный НГР; 21 — Пермско-Башкирская НГО; 22 — Башкирский перспективный НГР; 23 — Северо-Башкирская ЗНГН; 24 — Пермский потенциальный НГР; 25 — Краснокамская ЗНГН; 26 — Сарапульская потенциальная НГО; 27 — Северо-Верхнекамская потенциальная НГО; 28 — Кунгуро-Красноуфимская потенциальная НГО; **нефтепроявления (29–34):** 29 — промышленный приток УВ, 30 — непромышленный приток УВ, 31 — значительные, 32 — незначительные, 33 — битумопроявления, 34 — газопроявления

Legend for Fig. 1

1 — administrative borders; 2 — hydrographic network; 3 — oil pools (accumulations); **structures (4, 5):** 4 — prepared, 5 — identified; 6 — local highs delineated in seismic data; 7 — faults; **boundaries (8, 9):** 8 — thinning out of Kudymkarsky and Borodulinsky deposits, 9 — tectonic boundaries in the Vendian Top; 10 — zone where Vendian deposits are absent; 11 — zone of the Riphean deposit occurrence; **geopetroleum zoning (12–14):** 12 — boundary of Petroleum Area, 13 — boundary of Petroleum District, 14 — boundary of Lowest Known Hydrocarbons; 15 — Verkhnekamsky Petroleum Area; 16 — Central Verkhnekamsky Petroleum District; 17 — Sokolovsky oil and gas accumulation zone; 18 — Titpinsky oil and gas accumulation zone; 19 — Vereshaginsky oil and gas accumulation zone; 20 — Nirimsky prospective petroleum district; 21 — Permsky-Bashkirsky Petroleum Area; 22 — Bashkirsky prospective petroleum district; 23 — North Bashkirsky oil and gas accumulation zone; 24 — Permsky prospective petroleum district; 25 — Krasnokamsky oil and gas accumulation zone; 26 — Sarapulsky prospective petroleum area; 27 — North Verkhnekamsky prospective petroleum area; 28 — Kunguro-Krasnoufimsky prospective petroleum area; **oil shows (29–34):** 29 — commercial HC inflow, 30 — marginal HC inflow, 31 — considerable, 32 — moderate, 33 — bitumen shows, 34 — gas shows

являющиеся останцами калтасинских доломитов.² В отложениях ашитской свиты на Ново-Дубовогорском поднятии установлена система веерообразных субвертикальных зон разуплотнения пород — области повышенной трещиноватости. Данный факт принят по пониженным значениям параметров γ (V_p/V_s) и σ (коэффициент Пуассона), которые соответственно указывают на вероятное развитие пород с улучшенными коллекторскими свойствами [5]. В этом же районе в 1989–1991 гг. пробурено две скважины с максимальным вскрытием разреза рифейских отложений (Бедряжские-203, 204).

В пределах Верещагинской площади, расположенной в бортовой зоне Камско-Бельского (Калтасинского) авлакогена, изучено разломно-блоковое строение фундамента, залегающего на глубине 3000–6300 м и погружающегося в южном направлении, в сторону осевой части Осинской впадины. Уточнены границы выклинивания рифейских отложений. Мощность комплекса увеличивается в южном направлении и достигает 3300 м. По волновой картине в терригенных отложениях верещагинской свиты венда установлено развитие линзовидных тел, которые могут служить ловушками для УВ. Здесь рифей-вендские породы залегают на сравнительно небольших глубинах и не попадали в жесткие условия катагенеза (MK_4 и выше). Результатами моделирования процессов нефтегазообразования также подтверждено, что в северной части авлакогена калтасинские отложения прошли главную фазу нефтеобразования в каменноугольно-пермское время. Следовательно, нефтематеринский потенциал протерозоя достаточно высок и именно к этой бортовой зоне приурочены все шесть установленных вендских залежей УВ на территории Волго-Урала (см. рис. 1).

Сейсмогеологический профиль, построенный на основе результатов бурения 12 глубоких скважин и нескольких сейсмопрофилей, наглядно отражает строение протерозойской части разреза в южной части Пермского края (рис. 2). По поверхности нижнепротерозойского фундамента в направлении с

запада на восток выделяется четыре приподнятых блока фундамента: Северо-Татарский свод, Ножовский, Осинцевско-Красноуфимский и Дружининский выступы. Погруженные области между этими блоками заполнены мощной 12-км толщей нижнерифейских преимущественно терригенных отложений Игрино-Кезской впадины, 8–9-км толщей карбонатно-терригенных и карбонатных отложений рифея Осинской впадины и 5-км толщей заполнения Бухаровской рифейской впадины.

Таким образом, Калтасинский авлакоген представляет собой древний аналог океанического и континентального рифтов. Рифейские отложения Волго-Уральского региона, так же как и в Восточной Сибири, накапливались в обстановках рифтогенеза. Калтасинский рифт, расположенный на востоке Волго-Урала, представлен в раннерифейское время собственно рифтовой, окраинно-рифтовой и перикратонной структурно-формационными зонами. Зрелая стадия раннерифейского цикла рифтогенеза в окраинно-рифтовой зоне представлена тремя подсвитами терригенно-карбонатной калтасинской свиты (саузовской, арланской, ашитской) общей мощностью более 3 км.

Литолого-стратиграфический разрез протерозоя

О неравномерной изученности региона говорит и тот факт, что фундамент на территории Пермского края вскрыт всего 13 скважинами, расположенными преимущественно в северной части края, а изученность бурением представлена одной скважиной на 12 400 км² (0,00008 скв/км²).

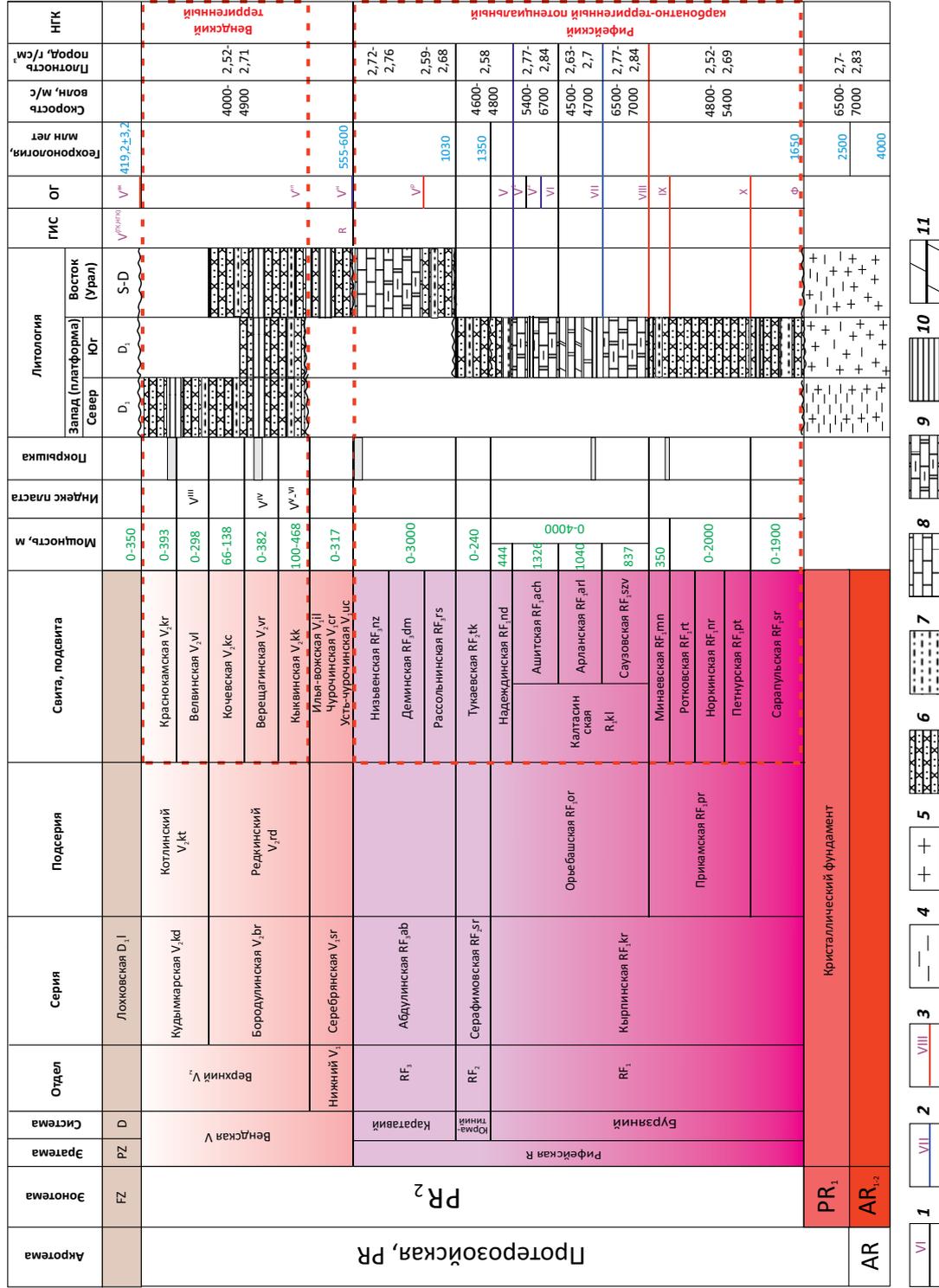
Стратификация рифейских отложений выполнена на основе стратиграфической шкалы докембрия 2000 г. по разрезам 61 глубокой скважины. Таким образом, изученность бурением рифейского комплекса — 1 скважина на 1300 км² (0,00076 скв/км²).

Представленный в статье сводный литолого-стратиграфический разрез осадочного протерозоя составлен по материалам многолетних, систематических (М.М. Балашова, В.М. Проворов, А.В. Кутуков, Ю.А. Ехлаков, А.З. Коблова, Т.В. Карасева, Н.Е. Соснин, В.М. Неганов и др.) исследований и отражает литологическую характеристику и площадное распространение пород по территории края, основные реперы ГИС и ОГ, геохронологическую привязку, расположение пластов-коллекторов и флюидоупоров (рис. 3).

²Александров Ю.М., Тиунова Т.А. и др. Зонально-региональные площадные сейсмические и гравиметрические съемки на Бедряжской площади (Калтасинский авлакоген) с целью обнаружения и локализации нефтеперспективных объектов в рифей-вендском комплексе с целью лицензирования: отчет сейсмической партии 15 ОАО «Пермнефтегеофизика», ОАО «КамНИИКИГС» и ГИ УрО РАН. — Пермь, 2006. — 737 с.



Рис. 3. Сводный литолого-стратиграфический разрез осадочного протерозоя на территории Пермского края
Fig. 3. Composite lithologic and stratigraphic section of sedimentary Proterozoic deposits in the Perm Krai lands



Отражающие горизонты: (1-3) 1 — терригенно-карбонатного комплекса, 2 — карбонатного комплекса, 3 — терригенного комплекса; 4 — гнейсы; 5 — граниты; 6 — песчаники; 7 — алевролиты; 8 — известняки; 9 — доломиты; 10 — аргиллиты; 11 — мергели

Reflection horizons: (1-3): 1 — terrigenous-carbonate sequence, 2 — carbonate sequence, 3 — terrigenous sequence; 4 — gneiss; 5 — granite; 6 — sandstone; 7 — siltstone; 8 — limestone; 9 — dolomite; 10 — claystone; 11 — marl

Таблица. Стратификация и индексация отражающих горизонтов протерозоя
Table. Stratification and indexing of reflection horizons of Proterozoic deposits

Стратиграфическая приуроченность отражающих горизонтов	Принятая индексация отражающих горизонтов			Индексация, предлагаемая авторами*
	Удмуртская Республика, Кировская обл. [6]	Пермский край, Свердловская обл.*	Республика Башкортостан	
Кровля вендских терригенных отложений (V)	–	V ^{БК} , IIIп	–	V ^{2К}
Подшва вендских терригенных отложений (V)	V	V ^{ВП}	II	V ^{2П}
Поверхность рифейских отложений (R ₃)	VI ^К			R ^{3К}
Кровля среднего рифея (R ₂)			Ус	R ^{2К}
Кровля калтасинской свиты нижнего рифея (ашитская подсвита)	VI	V	III	R ^{1аш}
Кровля арланских терригенно-карбонатных отложений калтасинской свиты	VI ¹	V ^К	–	R ^{1ар-к}
Кровля арланских карбонатно-терригенных отложений калтасинской свиты	VI ²	VI ^П	IV ^а	R ^{1ар-т}
Кровля саузовских преимущественно карбонатных отложений калтасинской свиты	VI ²	VII	IV ^с	R ^{1sz}
Кровля прикамской подсерии нижнего рифея	VI ³	VIII	IV ^м	R ^{1пр}
Кровля ротковских (тюрюшевских) терригенных отложений нижнего рифея	VI ^Т	I ^х	IV ^Т	R ^{1т}
Кровля сарапульской свиты нижнего рифея	VI ⁴	X	IV ^{сап}	R ^{1sr}
Поверхность архей-нижнепротерозойского фундамента (AR + PR ₁)	VII	Ф	V	F

*К — кровля, П — подшва.

Часто, в связи с разной трактовкой одних и тех же терминов, а главное, использованием разных источников стратиграфической шкалы, возникают серьезные ошибки в интерпретации геологических данных, выделении и корреляции пластов.

Разобъясненность геологической информации иллюстрируется на примере стратификации отражающих горизонтов пяти граничащих субъектов Российской Федерации (таблица).

Отсутствием общепринятого стратиграфического расчленения и корреляции докембрийских отложений (в том числе из-за дефицита параметрической привязки разреза) объясняются, соответственно, высокие риски недропользователей при изучении отложений протерозоя. Особый интерес вызывает вопрос о влиянии верхнепротерозойских отложений на нефтегазоносность вышележащих палеозойских комплексов. Дело в том, что нефти верхнего протерозоя имеют специфические генетические особенности и состав биомаркеров. Так, по изотопному составу углерода они в основном облегчены, металлопорфирины обнаружены в небольшом количестве или вообще отсутствуют. В настоящее время имеется только один достоверный факт обнаружения протерозойских нефтей в палео-

зойских отложениях³. Девонская нефть Чубойского месторождения (Удмуртская Республика) существенно отличается от палеозойских нефтей, что, в сочетании с расположением залежи в зоне развития глубинных разломов, указывает, возможно, на новую роль рифея и венда в формировании нефтегазоносности всего осадочного чехла.

Коллекторские свойства верхнепротерозойских пород Волго-Уральского региона

Проведенное в ОАО «КамНИИКИГС» исследование коллекторских свойств рифейских карбонатов позволило установить в породах калтасинской свиты несколько систем трещин естественного генезиса, ориентированных определенным образом по отношению к слоистости [7]. Кроме трещин в ряде образцов отмечены каверны размером до 6 мм.

Данные особенности позволяют сделать вывод, что породы арланской подсвиты отличаются сильно развитой микротрещиноватостью, кото-

³Карасева Т.В. Разработать комплекс критериев количественной оценки прогнозных ресурсов и осуществить прогноз нефтегазоносности рифей-вендского комплекса европейской части России: отчет по гос. контракту № АТ-03-28/829. – Ярославль : Недра, 2006. – 821 с.

рая связана с «растрескиванием» по ослабленным глинистым пропласткам. Наряду с вызванными разгрузкой от горного давления микротрещинами, в породах встречаются трещины естественного генезиса. На рис. 4 представлен снимок шлифа образца 184 скв. Бедряжская-203, известняка светло-серого с коричневатым оттенком, тонкозернистого, доломитистого, глинистого, с редкими волосяными трещинками. Шлиф изготовлен перпендикулярно оси керна, ориентировка трещин — вертикальная.

В разрезе арланской подсвиты калтасинской свиты отмечается существование коллекторов трещинного типа [8] низкой емкости, но хорошо проницаемых. Глинистые карбонаты и аргиллиты с проницаемостью $< 10^{-3}$ мкм², выделенные по разрезу в этой подсвите, при достаточной мощности могут служить флюидоупорами.

Ашитская подсвита калтасинской свиты по керну характеризуется наличием коллекторов трещинно-кавернозного типа, которые могут служить резервуарами для УВ (рис. 5). Низкопористые и практически непроницаемые карбонатные породы в разрезе ашитской подсвиты могут являться нетипичными карбонатными покрывками для залежей УВ.

Практически по всему разрезу Бедряжских скважин в керне отмечены битуминозность и примазки глинисто-органического вещества, часто с вкраплениями и россыпями пирита. В породах арланской подсвиты битуминозность отмечается в аргиллитах и реже — в глинистых карбонатных породах. Глинисто-битуминозное вещество развито в виде прослоев, стяжений, распространено по трещинам. Нижняя часть ашитской свиты обогащена глинисто-битуминозным веществом в виде примазочек, придающим карбонатным породам микрослоистую текстуру. В образце 152 из интервала 3256,7–3263,2 м скв. 203 отмечено слабое нефтенасыщение по горизонтальным волосяным и нитевидным полым трещинкам, а также пустотам между зернами породы (рис. 6).

Результаты исследований фильтрационно-емкостных свойств в скважинах Бедряжские-203, 204 были обобщены с результатами других более ранних исследований рифейских отложений, выполненных в АО «КамНИИКИГС» в предшествующие годы. В качестве критерия, влияющего на фильтрационно-емкостные свойства, рассматривалась структура, а также текстура и другие характеристики пород по макро- и микроописаниям. Особое значение придавалось породам с нефтепроявлениями. Было проанализировано 1628 образцов, отобранных из 112 скважин по 63 площадям поисково-разведочного бурения на территории края. Исследуемое множество пород было разделено на терригенные и карбонатные.

Терригенные породы рифея. Коллекторские свойства песчано-алевритовых разностей рифейских отложений изменяются в широком диапазоне (рис. 7). Максимальное значение открытой

пористости 22,5 % отмечено у образца 115 из интервала отбора 2845,8–2849,3 м скв. 1 Сивинской площади. Образец представлен уплотненным кварцевым песчаником с контактным типом цементации (глинистый материал практически отсутствует). Пустотное пространство песчаника представлено ветвящимися угловатыми порами и трещинами. Образец равномерно нефтенасыщен. Зависимость газопроницаемости пород от открытой пористости отличается относительно низким значением коэффициента корреляции, что связано с трещиноватостью пород (отмеченной при микроописании), различными типами цементации, неотсортированностью кластического материала и битуминизацией. Максимальное значение коэффициента газопроницаемости ($K_{\text{пр}}$) $1470 \cdot 10^{-3}$ мкм² отмечено у образца с максимальной пористостью (115, скв. Сивинская-1), описанного выше. Большинство песчано-алевритовых пород классифицируются как среднепористые и среднепроницаемые и могут являться хорошими коллекторами нефти и газа [9].

Аргиллиты рифейских отложений обладают пониженными фильтрационно-емкостными свойствами. Значение открытой пористости у изученных образцов не превышает 3,9 % при среднем значении 1,42 %. Породы сильно гравитационно уплотнены, что сказывается и на фильтрационных характеристиках — среднее геометрическое значение коэффициента газопроницаемости составляет $0,07 \cdot 10^{-3}$ мкм² (см. рис. 7). Стоит отметить, что в аргиллитах часто встречаются трещины, залеченные кальцитом, не участвующие в процессе фильтрации через образец. Плотные, низкопористые и низкопроницаемые аргиллиты рифея могут служить покрывками в природных резервуарах нефти.

Карбонатные породы рифея. Известняки рифейских отложений обладают пониженными емкостными свойствами. Коэффициент открытой пористости ($K_{\text{по}}$) изученных образцов изменяется от 0,13 до 3,8 % (см. рис. 7). Минимальное значение $K_{\text{по}}$ зафиксировано у образца 186, отобранного из интервала 3501,2–3508,2 м скв. Бедряжская-204. Образец представлен известняком микрозернистым, очень крепким, глинистым, битуминозным. Максимальное значение $K_{\text{по}}$ зарегистрировано у образца 7 с глубины 2406 м скв. Песчанковская-2. Образец представлен известняком темно-серым, глинистым, битуминозным с примесью терригенного кварца. Значения коэффициента газопроницаемости известняков изменяются в пределах $(0,0017-46,3) \cdot 10^{-3}$ мкм² при среднегеометрическом значении $0,215 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Относительно низкие фильтрационные характеристики известняков связаны с их глинистостью и влиянием термобарических условий, результатом воздействия которых является доломитизация и утрата первичной пористости, что отмечено по микроописанию пород. Вторичное пустотное пространство пород представлено редкими трещинами, часто залеченными кальцитом и доломитом.

Рис. 4. Снимок сканированием петрофизического шлифа образца 184 арланской подсвиты скв. Бедряжская-203 (красное — пустотное пространство образца, насыщенное окрашенным полимером)

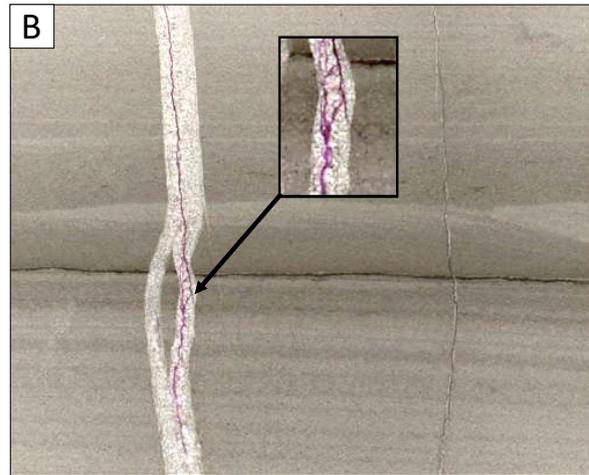
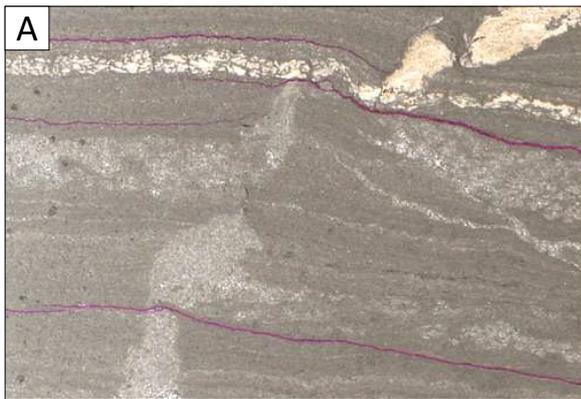
Fig. 4. Scan image of petrophysical thin section, Sample 184 from the Arlansky Member, Bedryazhsky-203 well (red — void space of the sample filled with dyed polymer)



3650,9–3655,1 м, $K_{\text{нпр}} = 5,16 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $K_{\text{нпр}} = 5,16 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, раскрытость трещин, мкм: min = 3, max = 23, сред. = 10
 3650.9–3655.1 m, $K_{\text{нпр}} = 5.16 \cdot 10^{-3} \text{ }\mu\text{m}^2$, $K_{\text{нпр}} = 5.16 \cdot 10^{-3} \text{ }\mu\text{m}^2$, joint aperture, μm : min = 3, max = 23, mean = 10

Рис. 5. Снимки сканированием петрофизических шлифов карбонатных пород ашитской подсвиты скважин Бедряжской площади (красное — пустотное пространство пород, насыщенное окрашенным полимером)

Fig. 5. Scan images of petrophysical thin sections of the Ashitsky carbonate rocks from the Bedryazhsky wells (red — void space of the rock filled with dyed polymer)



А — образец 510 (2858,5–2861,8 м, $K_{\text{но}} = 1,26 \%$, $\delta_n = 2,77 \text{ г/см}^3$, $K_{\text{нпр}} = 1,14 \text{ мкм}^2$, раскрытость трещин, мкм: min = 5, max = 45, сред. = 17), В — образец 152 (3256,7–3263,2 м, $K_{\text{но}} = 0,32 \%$, $\delta_n = 2,65 \text{ г/см}^3$, $K_{\text{нпр}} = 2,11 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, раскрытость трещин, мкм: min = 4, max = 13, сред. = 8)

А — Sample 510 (2858.5–2861.8 m, $K_{\text{но}} = 1.26 \%$, $\delta_n = 2.77 \text{ g/cm}^3$, $K_{\text{нпр}} = 1.14 \text{ }\mu\text{m}^2$, joint aperture, μm : min = 5, max = 45, mean = 17), В — Sample 152 (3256.7–3263.2 m, $K_{\text{но}} = 0.32 \%$, $\delta_n = 2.65 \text{ g/cm}^3$, $K_{\text{нпр}} = 2.11 \cdot 10^{-3} \text{ }\mu\text{m}^2$, joint aperture, μm : min = 4, max = 13, mean = 8)

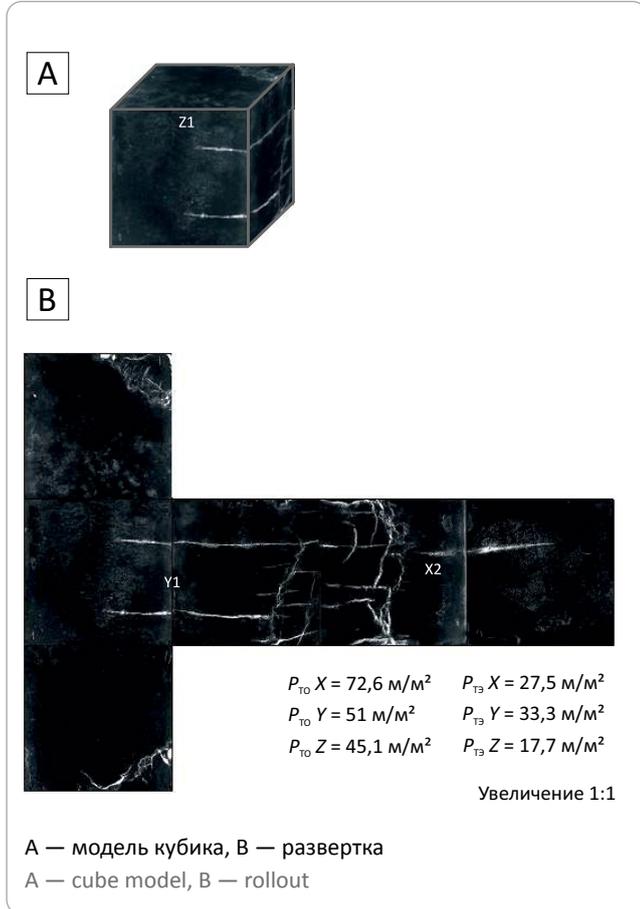
По данным лабораторных исследований открытая пористость доломитов рифея не превышает 5,1 % (см. рис. 7). Судя по их макро- и микроописанию, первичная пористость практически утеряна, а пустотное пространство представлено кавернами и трещинами. Максимальная пористость зарегистри-

рована у образца 147, отобранного с глубины 2154,3–2158,3 м скв. Яборовская-110. Образец представлен доломитом мелкозернистым, слоистым, трещиноватым с редкими кавернами. Стоит отметить, что пустотное пространство изученных образцов ядра составляют трещины и редкие каверны. Учитывая



Рис. 6. Снимки сканированием реплик граней кубического образца 152 ашитской подсвиты, скв. Бедряжская-203 (интервал отбора 3256,7–3263,2 м)

Fig. 6. Scan image of replica of faces of cubic Sample 152 from the Ashitsky Member, Bedryazhsky-203 well (sampling interval 3256.7–3263.2 m)



неполный вынос керна при отборе из скважины, можно предположить, что наиболее трещиноватые и кавернозные карбонатные породы рифея не были исследованы при лабораторных работах.

Трещиноватость пород оказывает большое влияние на их фильтрационные характеристики. Наибольшее значение коэффициента газопрооницаемости $175 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ зарегистрировано у образца 68, отобранного из интервала 2359,5–2366,5 м скв. Бедряжская-203, доломита светло-серого, слабоизвестковистого, трещиноватого. Высокая проницаемость при низкой пористости ($K_{\text{по}} = 0,79 \%$) данного образца связана с трещиноватостью. Еще одной особенностью доломитов рифея является их неоднородность за счет различных включений в составе пород.

В терригенных отложениях рифея нефтенасыщение в кернах в виде выпотов нефти встречено в песчаниках в скважинах Асюльская-7, Батырбайская-55, Очерская-14, Сивинские-1, 2, Соколовская-52, Таныпская-1. Нефтенасыщенность неравномерная, чаще всего по слоям и пористым участкам, иногда с выпотами черной вязкой нефти.

Слабое нефтенасыщение карбонатных пород рифея отмечено только в скв. Бедряжская-203. Битуминозность наблюдается в изученных доломитах и известняках скважин Ножовская-92, Бедряжская-203, Песчанковская-2, Тундюкская-60, в аргиллитах скважин Бедряжские-203, 204, а также в песчаниках и алевролитах скважин Таныпская-1, Бедряжская-203, Песчанковская-2, Сивинская-2.

Терригенные породы венда. Емкостные свойства изученных песчанисто-алевролитовых разновидностей венда изменяются в широких пределах. Наиболее высокими показателями $K_{\text{по}}$ отличаются средне-мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты, хорошо отсортированные, с контактным типом цементации, а низкими — мелкозернистые глинистые алевролиты. Максимальное значение $K_{\text{по}} = 17,3 \%$ зарегистрировано у образца 172 скв. Асюльская-1, отобранного из интервала 2229,15–2234,55 м. Образец представлен песчаником мелкозернистым кварцевым, слоистым, слюдястым средней крепости.

Газопроницаемость алевропесчанистых пород венда изменяется от $0,001 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ у образца 11 из интервала 2185–2192 м скв. Бедряжской-204 до $404 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ у образца 107 из интервала 2547,9–2551,4 м скв. Чермозская-3. Минимальными показателями $K_{\text{прг}}$ характеризуются плотные глинистые алевролиты с плохой сортировкой кластического материала, тип цементации — поровый, иногда базальный. Хорошими фильтрационными свойствами обладают пористые мелкозернистые песчаники и алевролиты с хорошей степенью сортировки кластического материала, слабоцементированные, тип цемента — контактный.

Аргиллиты венда трещиноватые плитчатые в своем составе имеют примеси алевролита, слюды. Открытая пористость изученных образцов изменяется от 0,78 до 10,9 % при среднем значении 4,48 %.

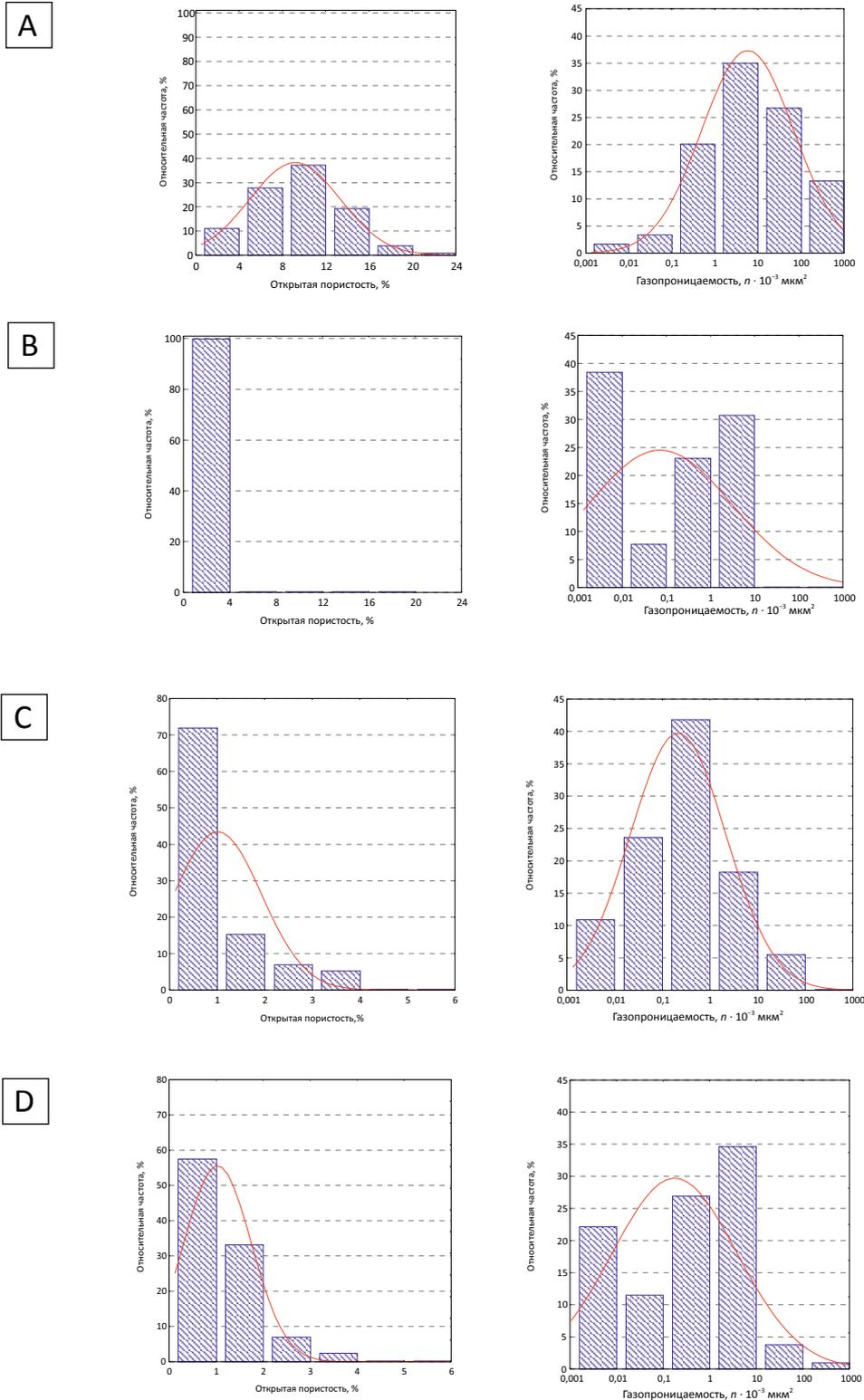
С вендскими терригенными отложениями связан широкий спектр распространения нефтегазо- и битумопроявлений как по площади, так и по разрезу.

Закономерности распространения нефтегазоносности

Анализ материалов по установленным в Волго-Уральском регионе нефтяным залежам в протерозойских отложениях позволил выделить следующие закономерности:

- все месторождения и нефтепроявления открыты в 1970–1980 гг., когда осуществлялось активное изучение и бурение на глубокие горизонты;
- нефтегазоносность отложений стратиграфически связана с песчано-алевролитовыми пластами верещагинской и кыквинской свит бородулинской серии (пласты V_{IV} , V_{V}), которые имеют более широкое распространение и относительно выдержанную мощность или глубины залегания;
- глубины залегания залежей УВ составляют 2300–2800 м;

Рис. 7. Гистограммы распределения коллекторских свойств рифейских отложений
 Fig. 7. Histogram of reservoir properties distribution in the Riphean deposits



A — терригенные породы рифея, песчаники и алевриты, B — аргиллиты, C — карбонатные породы рифея, известняки, D — доломиты
 A — terrigenous Riphean rock, sandstone and siltstone, B — claystone, C — Riphean carbonate rock, limestone, D — dolomite

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

– структуры-ловушки антиклинального типа, литологически и тектонически экранированные, амплитуды колеблются в пределах 20–36 м;

– продуктивные пласты отличаются невыдержанностью коллекторских свойств со значительным изменением их мощности по латерали, расчлененности, литологического состава, пористости;

– залежи пластово-сводовые, литологически экранированные (в связи с литологической изменчивостью проницаемых пластов) и тектонически экранированные (бортовые зоны активной тектоники);

– нефтенасыщенная толщина продуктивного пласта – 3–9 м;

– дебиты изменяются в пределах от 1,1 до 6–8 м³/сут, в среднем составляют 3,3 м³/сут;

– нефти вендских отложений очень тяжелые (0,94–0,98 г/см³), высокосмолистые (14–27 % смол и 6,3–10 % асфальтенов), высокоазотистые (0,2–0,37 %). При этом они малосернистые (0,21–0,42 %), малопарафинистые (0,4–3,2 %), лишенные светлых фракций (не более 8 % – до 200 °С, 14–28 % – до 300 °С, начало кипения – 100–254 °С).

В вендском терригенном комплексе установлены многочисленные нефтегазо- и битумопроявления, приуроченные как к Верхнекамской, так и к Пермско-Башкирской нефтегазоносным областям (см. рис. 1). С рифейским потенциальным нефтегазоносным комплексом связаны только установленные нефтегазо- и битумопроявления в отдельных скважинах Гаринско-Соколовской зоны нефтегазонакопления (Камский нефтегазоносный район Калтасинской нефтегазоносной области) и Чернушинской зоны нефтегазонакопления (Маркетовско-Чернушинский нефтегазоносный район Калтасинской нефтегазоносной области).

Территориально установленные нефтепроявления и залежи УВ-сырья в венде расположены только в области развития рифейских отложений, т. е. не выходят за пределы Камско-Бельского авлакогена. Возможно это объясняется тем, что территория Камско-Бельского авлакогена характеризуется региональным развитием основной генерационной калтасинской свиты нижнего рифея, где ее мощность составляет от 1,5 до 5 км и более в районе Башкирского выступа фундамента. Нефтематеринские свиты представлены преимущественно глинистыми карбонатными породами (глинистые доломиты, алевролиты, мергели) с повышенными геохимическими характеристиками в ашитской и арланской подсвиты калтасинской свиты. Формирование их происходило в восстановительных геохимических обстановках при относительно глубоководных условиях осадконакопления, что и обусловило высокий нефтематеринский потенциал. По материалам пробуренных скважин, в разрезе рифейских отложений выделяются как терригенные породы, обладающие повышенными емкостными свойствами за счет сохранившейся первичной пористости,

так и карбонатные вторичные коллекторы, емкостные свойства которых обеспечиваются в основном развитой тектонической трещиноватостью пород (скв. Бедряжская-203).

Таким образом, установлено благоприятное соотношение зон генерации УВ в отложениях рифейской толщи и аккумуляции их в вендском комплексе, перекрывающем отложения калтасинской свиты нижнего рифея.

Заслуживают также внимания закономерности, установленные на основании анализа результатов лабораторно-аналитических исследований, обработки геолого-геофизических материалов и данных глубокого бурения, моделирования процессов генерации и аккумуляции УВ:

– нефтематеринские породы выделены практически на всех стратиграфических уровнях рифей-вендского комплекса, за исключением прикамской подсерию нижнего рифея, ввиду низких геохимических характеристик ОВ и преобладания в разрезе песчаников;

– нефтематеринские породы представлены аргиллитами, глинистыми разностями доломитов, известняков, мергелей, алевролитами с содержанием рассеянной органики не менее 0,15 %;

– по всему разрезу рифей-вендских толщ отмечаются зоны с повышенной битуминозностью, что говорит о широком развитии эпигенетичных битумоидов и остаточных миграционных процессов;

– в вендских отложениях зоны с повышенной битуминозностью приурочены к областям аккумуляции УВ;

– катагенетические условия благоприятны для генерации нефтяных УВ в венде и нефтяных и газовых в рифейском комплексе;

– зоны развития нефтематеринских пород в рифейском комплексе приурочены к северной прибортовой и приосевой зонам Камско-Бельского прогиба, а также выделяются локальными участками в северо-восточной части в зоне развития верхнерифейских пород;

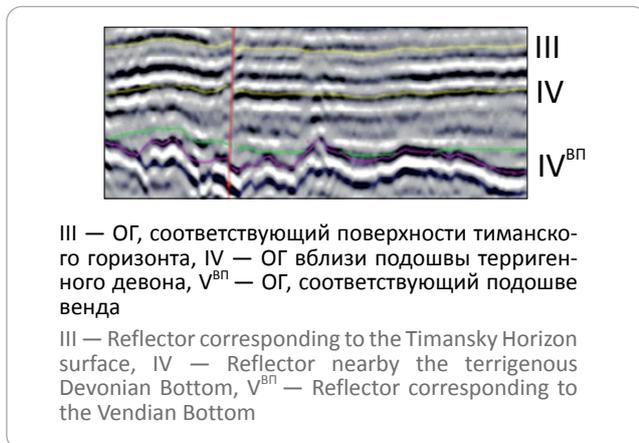
– зоны развития нефтематеринских пород в вендском комплексе выделяются в Верхнекамской впадине в южной части Пермского края и восточной части Удмуртской Республики, локальными участками – в центральной и северо-восточной частях Верхнекамской впадины;

– залежи в венде установлены в областях развития вендских отложений мощностью от 300 до 900 м, нефтепроявления отмечаются в более широком диапазоне – до 1800 м;

– большинство установленных нефте- и газопроявлений приурочено к бортовым частям авлакогена, к которым тяготеют зоны выклинивания рифейских отложений;

– как правило, залежи и нефтепроявления в протерозойских отложениях отмечаются под освоенными разрезами среднего карбона, в которых от-

Рис. 8. Фрагмент временного разреза с аккумулятивными телами в венде
Fig. 8. Fragment of time section showing accumulative bodies in Vendian interval



крыты одноименные месторождения нефти (Верещагинское, Сивинское, Тыловайское, Шарканское);

– залежи вендских нефтей могли попасть в зону гипергенеза (при подъеме территории и размыве отложений), где подверглись влиянию окислительно-восстановительных процессов, приведших к резкому ухудшению их свойств. Более благоприятные условия для обнаружения залежей более легких нефтей в рифейском комплексе;

– по данным петрофизических исследований установлено, что в рифейских отложениях встречаются поровые коллекторы с пористостью до 22,5 %, проницаемостью до $1470 \cdot 10^{-3}$ мкм² среди песчаников прикамской подсерии, порово-трещинные — в терригенно-карбонатной толще (арланской, ашитской подсвит) калтасинской свиты. Газопроявления и повышенные газопоказания в терригенно-карбонатных отложениях саузовской, арланской подсвит и доломитов ашитской подсвиты указывают на наличие коллекторов в калтасинских отложениях, благоприятных, по крайней мере, для аккумуляции газов и газоконденсатов;

– по данным петрографических исследований возможные скопления УВ связывают с кавернозностью и трещиноватостью доломитов. В среднем рифее лучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники тукаевской свиты. Пористость колеблется в разных районах от 0,5 до 20,4 %, проницаемость составляет $35 \cdot 10^{-3}$ мкм²;

– терригенные коллекторы венда отличаются хорошими емкостными и фильтрационными свойствами. Тип коллектора — обычно поровый. Повышенные значения коллекторских свойств терригенных пород верхнего венда часто приурочены к границам свит. Флюидоупорами для природных резервуаров венда могут служить только мощные пласты алевроглинистых пород в связи с их частой сланцеватостью и неуплотненностью.

Следовательно, физико-химические свойства вендской нефти таковы, что при существующем

уровне технологии ее извлечения нельзя получить приток нефти при малой нефтенасыщенной толщине пласта. Таким образом, необходимо нацелить поиски на крупные (высокоамплитудные) объекты, прослеживающиеся в бортовой зоне Камско-Бельского авлакогена.

Перспективные объекты

На современном этапе исследований наиболее подготовленными объектами для изучения перспектив рифея являются Ново-Осинская и Ново-Дубовогорская тектонические высокоамплитудные структуры. По кровле калтасинской свиты амплитуда Ново-Осинского объекта составляет 75 м, размеры 24×15 км. Ново-Дубовогорская структура по кровле рифейских отложений характеризуется амплитудой 65–70 м и размерами $10,5 \times 10,2$ км. Вероятностным методом по ним оценены извлекаемые ресурсы, которые составляют 1,4–7,8 млн т по Ново-Осинской и 1,7–9,4 млн т по Ново-Дубовогорской соответственно [10].

Еще одним перспективным объектом на поиски УВ в протерозое является Кулигинский вал, осложняющий Соколовский выступ фундамента. На основе переинтерпретации данных сейсморазведки, по кровле рифейских отложений на валу прослеживается субширотная Сергеевско-Ларионовская структура эрозионно-тектонического генезиса, амплитудой 44 м. С учетом получения промышленного притока из кыквинских (вендских) песчаников на Ларионовской структуре и более высокого гипсометрического положения этого пласта в сергеевской складке, можно предположить наличие залежи УВ с увеличением в объеме в 6–7 раз (см. рис. 1).

Также при переинтерпретации сейсмических данных вендского комплекса на территории Верхнекамской впадины неоднократно были зафиксированы песчаные аккумулятивные объекты мощностью 100–150 м, возможно представляющие собой русла древних рек¹ [11]. Такие объекты в сочетании со структурным фактором обеспечивают картирование первоочередных для освоения на венд подъятий (рис. 8).

Следовательно, для переоценки перспектив нефтегазоносности верхнепротерозойских комплексов необходимо также выполнение комплексных исследований по обобщению накопленного геолого-геофизического материала и обработки его на основе новых инструментов и методик.

Верхнепротерозойские отложения относятся к нераспределенной части фонда, а скважины, из которых получены притоки УВ, на сегодняшний день находятся в состоянии консервации (некоторые ликвидированы). Одним из путей возможного увеличения ресурсной базы УВ с наименьшими экономическими рисками для недропользователя является расконсервация старых поисково-разведочных скважин, в которых уже получены притоки УВ из верхнепротерозойских отложений. Получение новых материалов о скоростных параметрах

разреза, глубинах и коллекторах на современной научно-исследовательской базе позволит заново оценить продуктивность перспективных пластов. Работы по расконсервации исторических скважин, выполнению полного комплекса каротажных исследований и последующих испытаний повышают вероятность открытия новых месторождений УВ в регионе.

Выводы

Для активного вовлечения в освоение верхнепротерозойских отложений Волго-Уральского региона необходимо разработать комплексную федеральную программу геолого-разведочных работ, включающую в том числе бурение скважин, возможно даже на основе партнерского сотрудничества с недропользователями.

Перспективы открытия залежей УВ в верхнепротерозойских отложениях Пермского края возможны в ближайшем будущем в случае обобщения

накопленного геолого-геофизического материала и обработки его на основе новых инструментов и методик.

Одним из перспективных направлений можно считать выявление песчаных линз и трассирование вендских врезов на основе переобработки и переинтерпретации сейсмических данных и обязательной увязки их со структурными построениями по кровле кыквинской свиты венда. Такого рода объекты уже выявлены на Волго-Урале, а продолжение их картирования и прослеживание на территории Верхнекамской впадины позволит подготовить новый блок объектов, перспективы которых возрастут в сочетании с палеозойскими структурами.

Одним из перспективных вариантов освоения вендских и рифейских отложений Волго-Уральского бассейна является анализ фонда ликвидированных и законсервированных скважин для доизучения и установления новых нефтегазоносных объектов.

Литература

1. Трофимук А.А. Куюмбо-Юрубчено-Тайгинское газонефтяное месторождение — супергигант Красноярского края: Основы технико-экономического обоснования разработки. — Новосибирск : ОИГГМ, 1992. — 60 с.
2. Харахинов В.В., Шленкин С.И., Зеренинов В.А. и др. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазоаккумуляции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2011. — Т. 6. — № 1. — Режим доступа: https://ngtp.ru/rub/4/12_2011.pdf (дата обращения 23.01.2023).
3. Краевский Б.Г., Яшкин М.С., Наговицин К.Е. Региональная стратиграфическая схема рифейских отложений западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2018. — № 7. — С. 4–14.
4. Бакин В.В., Воробьев В.Н., Евтушенко В.М. и др. Нефтегазоносность рифейских и вендских осадочных толщ Сибирской платформы // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока — Новосибирск : Наука, 1981. — С. 25–42.
5. Ситчихин О.В. Структура и нефтегазоносность рифейских пород северо-востока Волго-Уральского бассейна (Пермский край) [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. — 2009. — № 1. — Режим доступа: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sitchikhin/Sitchikhin_1.pdf (дата обращения: 14.02.2023 г.).
6. Неганов В.М. Сейсмогеологическая интерпретация геофизических материалов Среднего Приуралья и перспективы дальнейших исследований на нефть и газ: монография. — Пермь : RIO ПГУ, 2010. — 247 с.
7. Гмид Л.П., Леви С.Ш. Атлас карбонатных пород-коллекторов // Тр. ВНИИГРИ, Вып. 313. — Л. : Недра, 1972. — 176 с.
8. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. — М. : Недра, 1982. — 256 с.
9. Кобранова В.Н. Петрофизика. — М. : Недра, 1986. — 392 с.
10. Никитина М.В. Оценка перспектив нефтегазоносности рифей-вендских отложений на территории Пермского края // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое дело. — 2013. — № 9. — С. 7–17.
11. Савельев В.А., Шпилева И.К., Фурман Н.Ф. и др. Особенности геологического строения вендских залежей на примере Шарканского месторождения // Нефтяное хозяйство. — 2004. — № 12. — С. 14–16.

References

1. Trofimuk A.A. Kuyumbo-Yurubcheno-Taiginskoye gazoneftyanoye mestorozhdenie — supergigant Krasnoyarskogo kraya: Osnovy tekhniko-ehkonomicheskogo obosnovaniya razrabotki [Kuyumbo-Yurubcheno-Taiginsky elephant gas and oil field: basic principles of development feasibility study]. Novosibirsk : OIGGM; 1992. 60 p. In Russ.
2. Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Zereninov V.A. et al. Petroleum potential of precambrian strata of Kuyumbinsko-Yurubcheno-Tokhomsky oil and gas accumulation area. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(1): Available at: https://ngtp.ru/rub/4/12_2011.pdf (accessed 23.01.2023). In Russ.
3. Kraevskii B.G., Yashkin M.S., Nagovitsin K.E. The regional stratigraphic chart for the riphean deposits of the western Siberian platform. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2018;(7):4–14. In Russ.
4. Bakin V.V., Vorob'ev V.N., Evtushenko V.M. et al. Neftegazonosnost' rifeiskikh i vendskikh osadochnykh tolshch Sibirskoi platformy [Hydrocarbon potential of Riphean and Vendian sedimentary sequences of the Siberian Platform]. *Neftegazonosnost' Sibiri i Dal'nego Vostoka*. Novosibirsk : Nauka, 1981. pp. 25–42. In Russ.
5. Sitchikhin O.V. Structure and oil-and-gas content of the riphean rocks of the north-east part of Volga-and-Ural sedimentary basin (Perm kray). *Neftegazovoe delo*. 2009;(1): Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sitchikhin/Sitchikhin_1.pdf (accessed on 14.02.2023). In Russ.
6. Neganov V.M. Seismogeologicheskaya interpretatsiya geofizicheskikh materialov Srednego Priural'ya i perspektivy dal'neishikh issledovaniy na nef't' i gaz [Geoseismic interpretation of geophysical data from Northern Urals and further oil and gas exploration trends: monograph]. Perm' : RIO PGU; 2010. 247 p. In Russ.

7. Gmid L.P., Levi S.Sh. Atlas karbonatnykh porod-kollektorov [Atlas of carbonate reservoir rocks]. In: Tr. VNIIGRI, Вып. 313. Leningrad : Nedra; 1972. 176 p. In Russ.
8. Bagrintseva K.I. Treshchinovost' osadochnykh porod [Sedimentary rock fracturing]. Moscow : Nedra; 1982. 256 p. In Russ.
9. Kobranova V.N. Petrofizika [Petrophysics]. Moscow: Nedra, 1986. 392 p. In Russ.
10. Nikitina M.V. Evaluation of oil-and-gas potential of the riphean-vednian sediments in perm krai. Vestnik PNIPU. *Geologiya. Neftegazovoe delo*. 2013;(9):7–17. In Russ.
11. Savel'ev V.A., Shpilevaya I.K., Furman N.F. et al. Osobennosti geologicheskogo stroeniya vendskikh zalezhei na primere Sharkanskogo mestorozhdeniya [Geostructural features of Vendian accumulations: an example of Sharkansky field]. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2004;(12):14–16. In Russ.

Информация об авторах

Савинов Виктор Николаевич

Директор

АО «КамНИИКИГС»,

614016 Пермь, ул. Краснофлотская д. 15

e-mail: savinovvn@rusgeology.ru

ORCID ID: 0000-0003-2518-2763

Александрова Татьяна Витальевна

Управляющий директор

АО «Росгеология»,

117246 Москва, ул. Херсонская д. 43, корп. 3

e-mail: tatalex-08@mail.ru

ORCID ID: 0009-0004-8352-5845

Information about authors

Viktor N. Savinov

Director

JSC KamNIKIGS,

15, ul. Krasnoflotskaya, Perm, 614016, Russia

e-mail: savinovvn@rusgeology.ru

ORCID ID: 0000-0003-2518-2763

Tat'yana V. Aleksandrova

Managing director

JSC "Rosgeologia",

43 building 3, Khersonskaya ulitsa, Moscow, 117246, Russia

e-mail: tatalex-08@mail.ru

ORCID ID: 0009-0004-8352-5845

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

7-й ежегодный международный
инвестиционный форум и выставка

**Восточный
нефтегазовый форум**

28–29 июня 2023, Владивосток



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР:



ГАЗПРОМБАНК

ЛОГИСТИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР:



VOSTOK CAPITAL
— 20 лет успеха —



Заслуженный геолог Российской Федерации, один из первооткрывателей Ванкорского нефтегазового месторождения, лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники, кандидат геолого-минералогических наук Владимир Александрович Кринин 9 апреля 2023 г. отметил 70-летний юбилей.

Трудовой путь В.А. Кринина наполнен яркими событиями, прошел на передовых рубежах геологической отрасли в Сибири.

Владимир Александрович родился в 1953 г. на благодатной земле Красноярского края, в дер. Быстрая Минусинского района. Закончив в 1975 г. Томский политехнический институт им. С.М. Кирова и получив квалификацию горного инженера-геолога, В.А. Кринин начал трудовую деятельность в суровых условиях Крайнего Севера в должности геолога в Борской геофизической экспедиции, а позднее — в Туруханской нефтегазоразведочной экспедиции.

Владимир Александрович, накопив большой опыт инженерной и руководящей работы в геолого-разведочных организациях Красноярского края, в 1987 г. был заслуженно назначен главным геологом ПГО «Енисейнефтегазгеология». В период работы В.А. Кринина в этой организации были открыты Ванкорское нефтегазовое месторождение, а также Тагульское, Лодочное, Собинское и другие, ставшие позднее основой для создания в Красноярском крае новых центров нефтедобычи и дальнейшего развития нефтегазовой отрасли в новейшей истории страны.

В 1992 г. Владимир Александрович перешел в государственные органы управления недропользованием и стал заместителем председателя по нефти и газу Комитета по геологии и использованию недр Красноярского края (Красноярскгеолком). Заметным событием в его биографии стало назначение в 2001 г. на должность заместителя губернатора Красноярского края А.И. Лебеда — начальника главного управления природных ресурсов Администрации Красноярского края. Работая в государственных органах, В.А. Кринин всегда выступал полномочным представителем государства и защитником национальных интересов.

В 2003 г. Владимир Александрович возвращается к производственной деятельности в структуре ООО «Енисейнефть», а в 2004 г. становится заместителем генерального директора по геологии и геофизике ООО «Ванкорнефть» — организации, впервые начавшей на красноярской земле промышленное освоение нефтяных залежей и в первую очередь уникального по запасам Ванкорского месторождения. Это позволило начать первые поставки нефти в новую нефтетранспортную магистраль Восточная Сибирь – Тихий океан. В.А. Кринин в период работы в ООО «Ванкорнефть» принял непосредственное участие в открытии Северо-Ванкорского месторождения, а в 2009 г. — Байкаловского нефтегазоконденсатного месторождения на Таймыре.

С 2017 г. по настоящее время Владимир Александрович работает в Новосибирском филиале ФГБУ «ВНИГНИ» в должности ведущего научного сотрудника, вносит значительный вклад в выполнение государственного задания Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) по сопровождению нефтегазового недропользования на территориях Сибирского и Дальневосточного федеральных округов.

Также В.А. Кринин с 2009 г. по совместительству является заведующим кафедрой геологии нефти и газа Сибирского федерального университета в Красноярске.

Владимир Александрович — участник многих значимых событий и героических страниц в истории отечественной геологии. Добросовестный труд, высокий профессионализм, требовательность к себе и коллегам, целеустремленность при исполнении служебных обязанностей неоднократно отмечались правительственными и служебными наградами, а также многочисленными коллегами, учениками и студентами. Организаторские и человеческие качества, энергия, которой он заражает окружающих, позволяют решать самые смелые и сложные задачи геологической отрасли.

Коллектив ФГБУ «ВНИГНИ», редколлегия и редакция журнала «Геология нефти и газа» поздравляет Владимира Александровича Кринина с 70-летним юбилеем, желает крепкого здоровья и достижения новых горизонтов в профессиональной деятельности!

УДК 553.98:551.24(574.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2023-2-53-61

Зональный прогноз нефтегазоносности Северного Устьурта

© 2023 г. | М.Н. Бабашева¹, В.Н. Бабашев¹, Ф.М. Куанышев², А.П. Пронин²¹ТОО «Timal Consulting Group», Атырау, Казахстан; babasheva.m@timal.kz; victor@timal.kz;²ТОО «КазКорРесерч», Атырау, Казахстан; f.kuanyshev@zhahancompany.kz; kcr@zhahancompany.kz

Поступила 20.01.2023 г.

Доработана 31.01.2023 г.

Принята к печати 07.02.2023 г.

Ключевые слова: *фации; материнская порода; источник нефти; палеоструктура; тектоническая активность; дизъюнктив; миграция; верхний палеозой; мезозой; нефтегазоносный комплекс; формирование залежи; модель; прогнозирование.*

Аннотация: Актуальность статьи обусловлена низкой эффективностью поисковых работ на Северном Устьурте при использовании традиционных способов оценки перспектив территории – выявления наличия пород-коллекторов, флюидоупоров, современных прогибов и обрамляющих поднятий, числа подготовленных локальных структур. Бытует мнение, что решающую роль при выборе объектов для поисковых работ играет районирование современного структурного плана мезозойских отложений. Наиболее привлекательны для поисковых работ валообразные поднятия, сопряженные с прогибами. Такой подход к оценке перспектив территории не может объяснить трендовое распределение выявленных месторождений – все открытые скопления нефти образуют два тренда достаточно строгого простирания: юго-восточного и субширотного. Направленное распределение месторождений по площади совпадает с простиранием верхнепалеозойских зон карбонатакопления, в том числе нижнепермь-каменноугольного карбонатного вала юго-восточного простирания, впервые выявленного авторами статьи на Северном Устьурте по данным изучения каменного материала, на склонах которого формировались верхнепалеозойские скопления нефти – источники нефти для открытых мезозойских залежей. Оценка роли мезозойского периода в формировании юрских залежей нефти выявила существенное влияние палеотектонической активности юрского периода, создававшей благоприятные предпосылки для вертикального перетока нефти из пород верхнего палеозоя в юрские ловушки. Впервые предлагается использовать палеогеографические и палеотектонические факторы как дискриминанты участков, где с высокой вероятностью можно ожидать открытия новых месторождений нефти, что позволяет минимизировать поисковые риски. Для казахстанского сектора Северного Устьурта составлена карта распределения нефтеносных участков, учитывающая реальные условия, необходимые для нефтенакпления в юрских отложениях – положение в плане наиболее вероятного источника нефти, механизм контакта юрских отложений с источником нефти.

Для цитирования: Бабашева М.Н., Бабашев В.Н., Куанышев Ф.М., Пронин А.П. Зональный прогноз нефтегазоносности Северного Устьурта // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 53–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-53-61.

Northern Ustyurt: zonal forecast of oil and gas occurrence

© 2023 | M.N. Babasheva¹, V.N. Babashev¹, F.M. Kuanyshev², A.P. Pronin²¹LLP “Timal Consulting Group” Atyrau, Kazakhstan; babasheva.m@timal.kz; victor@timal.kz;²LLP “KazKorReserch”, Atyrau, Kazakhstan; f.kuanyshev@zhahancompany.kz; kcr@zhahancompany.kz

Received 20.01.2023

Revised 31.01.2023

Accepted for publication 07.02.2023

Key words: *facies; source rock; oil source; paleostructure; tectonic activity; fault; migration; Upper Palaeozoic; Mesozoic; Play; formation of accumulation; model; prediction.*

Abstract: Topicality of the work responds to the low prospecting efficiency on the Northern Ustyurt, where the common methods of the territory potential are being used (identification of reservoir rocks, impermeables, modern troughs with bounding uplifts), as well as number of local structures prepared. There is an opinion that zoning of the modern structural geometries if the Mesozoic deposits plays crucial role in exploration object selection. In terms of exploration, ridge-like uplifts associated with troughs are the most attractive. This approach to evaluation of the territory potential cannot explain the trend in the discovered field occurrence, namely: all the identified accumulations follow south-eastern or roughly EW trending course. These directions in field occurrence over the area coincides with the extension of Upper Palaeozoic carbonate accumulation zones, including the Lower Permian-Carboniferous carbonate swell of south-eastern strike. This structure was first identified by the authors in the Northern Ustyurt from the study of rock material. Upper Palaeozoic oil accumulations were formed on the slopes of the swell; they became the oil sources for the Mesozoic pools discovered. Judging about the role of the Mesozoic in formation of the Jurassic oil accumulations showed that the Jurassic paleotectonic activity was a favourable basis for vertical oil migration from the Upper Palaeozoic rocks into the Jurassic traps was critical. The authors are the first to propose using paleogeographic and paleotectonic features as factors for identifying areas having high probability of new oil field discovery, which allows minimizing exploration risks. Map of oil and gas bearing areas is created for

the Kazakhstani sector of the Northern Ustyurt, which takes into account the actual settings required for oil accumulation in Jurassic deposits, they are: position of most likely oil source; and mechanism of the Jurassic deposits contacting with an oil source.

For citation: Babasheva M.N., Babashev V.N., Kuanyshev F.M., Pronin A.P. Northern Ustyurt: zonal forecast of oil and gas occurrence. Geologiya nefi i gaza. 2023;(2):53–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-53-61. In Russ.

Введение

Северо-Устыуртский бассейн рассматривался исследователями как привлекательный нефтепоисковый район. Такая оценка региона базировалась на стандартном наборе благоприятных геологических предпосылок, таких как повсеместное развитие регионально-нефтеносных среднеюрских и нижне-меловых отложений, широкое развитие в разрезах средней юры и нижнего мела пород-коллекторов и пород-флюидопоров, тектоническая дифференциация мезозойского комплекса с выделением прогнутых зон и обрамляющих поднятий — нефтесборных участков, значительное число выявленных локальных структур — локальных ловушек. Были также предположения о перспективности палеозойских и верхнетриасовых отложений Северного Устыурта [1], но относительно верхнепалеозойского комплекса существуют и противоположные представления, например, по мнению Ю.А. Воложа и др. [2], палеозойские (докунгурские) отложения из-за сложной структуры, наличия магматических пород, отсутствия надежных покрышек (раскрытости), отсутствия поровых коллекторов практически не представляют поискового интереса, выявление небольших по запасам месторождений нефти возможно в прогибах на глубинах, превышающих 6 км [3].

Основные условия формирования залежей нефти

В результате выполненных поисковых работ в регионе было выявлено только 5 нефтяных месторождений в юрских отложениях (Култук, Комсомольское, Каракудук, Арыстановское, Аккулковское), поэтому Северо-Устыуртский бассейн в последние 30–40 лет не вызывал поисково-разведочного интереса у недропользователей. И для этого были все основания: десятки пробуренных поисковых скважин, не давших положительного результата, обусловили пессимистичные представления о перспективах нефтегазоносности этого региона.

Открытие в последние годы залежей нефти в мезозойских отложениях на площадях Колбас и Тепке заставляет с оптимизмом смотреть на привлекательность Северного Устыурта для поисков новых месторождений нефти и газа, особенно при том, что дебиты нефти на площади Тепке по некоторым данным превышают 600 тыс. т/сут. Следует особо отметить, что выявленные новые месторождения (Колбас и Тепке) хорошо вписываются в тренды уже открытых скоплений нефти. Очевидно, что это не случайно и решение задачи выявления закономерностей размещения в пространстве месторождений нефти для минимизации поисковых рисков пред-

ставляется актуальной задачей. Классическая схема образования скоплений УВ (источник УВ — ловушка) представляется весьма перспективным логичным механизмом для решения этой задачи. Трендовое распределение выявленных мезозойских месторождений при ограниченной изученности таких доминантных факторов, как источники УВ, период реализации их потенциала, возраст и эволюция локальных ловушек, пути сообщения ловушек с источниками нефти и газа, позволяет выделить два важных фактора зонального прогноза:

- 1) присутствие источника нефти;
- 2) наличие механизма сообщения локальной ловушки с источником нефти.

Из накопленных фактических данных важнейшими для понимания истории формирования выявленных скоплений нефти представляются следующие.

1. В триасовых отложениях не открыто ни одного месторождения. Бесперспективность триасового комплекса обусловлена главным образом отсутствием пород-коллекторов промышленных кондиций в отложениях нижнего – среднего триаса, развитых повсеместно. Основная масса изученных образцов пород-коллекторов нижнего – среднего триаса имеет открытую пористость ниже или близко к нижнему граничному порогу (10 % и меньше). Верхнетриасовые образования, содержащие пласты пород с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, развиты спорадически (в опущенных зонах).

2. Выявленные залежи нефти приурочены к юрским и меловых горизонтам.

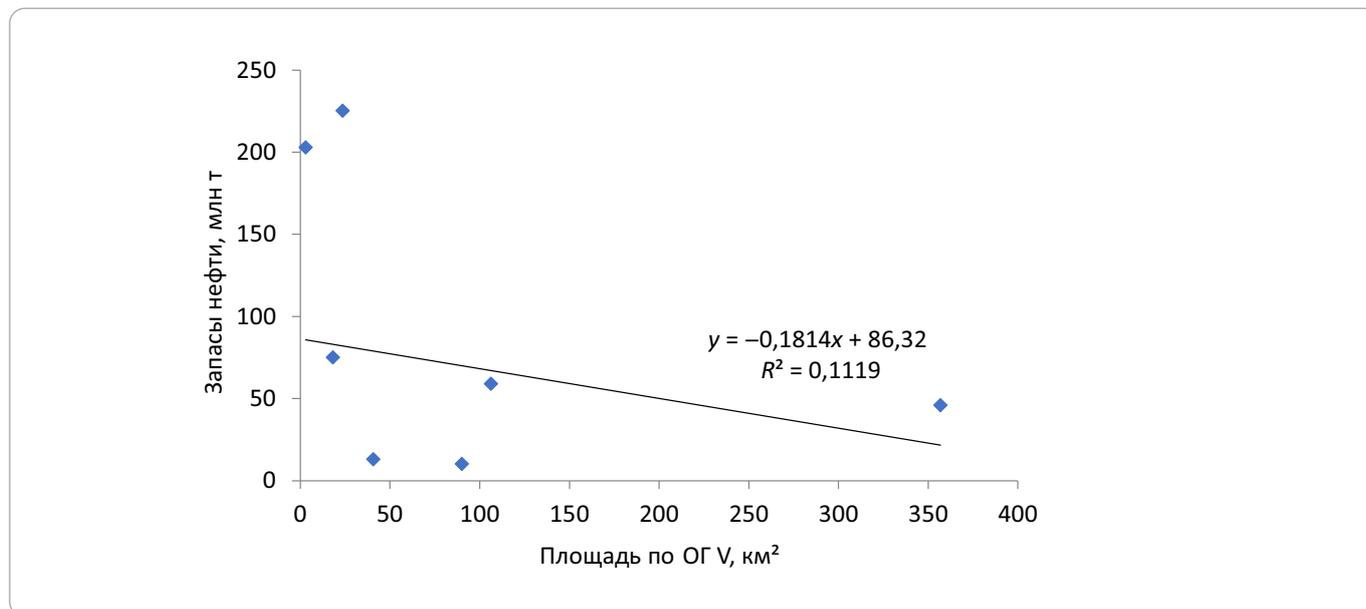
3. Все открытые месторождения связаны с ловушками, осложненными тектоническими нарушениями.

4. Запасы нефти выявленных месторождений не зависят от площади продуктивных локальных структур, более того, наблюдается обратная зависимость (рис. 1).

5. Отмечается устойчивая связь стратиграфического положения в разрезе нефтевмещающих пластов с периодом тектонической активизации. Все юрские нефтяные залежи связаны с ловушками, где дизъюнктивы погребены меловым комплексом пород (Арыстановское, Каракудук, Тепке), при наличии тектонических нарушений мелового комплекса пород основные запасы нефти сосредоточены в меловых горизонтах (Колбас).

6. Континентальный характер триасовых и нижне-среднеюрских отложений, что обусловило их бедный нефтематеринский потенциал.

Рис. 1. Зависимость запасов нефти от площади ловушки по отражающему горизонту (ОГ) V (Северный Устюрт)
Fig. 1. Oil resources as a function of trap acreage for V Reflector (Northern Ustyurt)



7. Доказанная генетическая связь мезозойских нефтей Бузачинского поднятия с верхнепалеозойскими отложениями примыкающего юго-востока Прикаспийской впадины (Турков О.С. и др., 1998). Также единый источник газа установлен по данным изучения состава газа в палеозойских и юрских коллекторах в юго-восточной (узбекской) части Северного Устюрта.

8. Модель прогрева осадочных комплексов Северного Устюрта показывает незначительную роль мезозойских пород в насыщении нефтью выявленных залежей.

Изложенные фактические данные заставляют задуматься о ключевой роли в образовании выявленных мезозойских залежей нефти на Северном Устюрте верхнепалеозойского комплекса пород как источника нефти. В связи с этим задача определения характера и фациального районирования верхнепалеозойского комплекса отложений приобретает конкретные очертания, а именно: выделение контуров фациальных зон, где аккумуляровались потенциально нефтематеринские породы и отложения, благоприятные для образования верхнепалеозойских ловушек и первичных скоплений УВ — вероятных источников нефти для формирования юрско-меловых залежей при благоприятных предпосылках для вертикального перетока. Необходимо подчеркнуть, что верхнепалеозойские отложения северной части Туранской плиты, примыкающей с юга к Прикаспийскому бассейну, до настоящего времени являются «вещью в себе». Распространена версия, что нижняя часть мезозойского комплекса Туранской плиты входит в состав переходного пермотриасового комплекса [4, 5], накопленного в период переходного этапа развития от геосинклинального к платформенному, платформенный комплекс пород начинается с юрских отложений.

Неоднозначное представление о характере пород верхнего палеозоя в казахстанском секторе Северного Устюрта вызвано слабой изученностью его разреза, вскрытого двумя скважинами — Елигажи-1 и ARL NW-1. Учитывая это обстоятельство, для генерализации модели распределения фаций и типов разрезов верхнепалеозойского комплекса в северной части Туранской плиты авторы статьи исследовали каменный материал (образцы керна и шлама) по широкому контуру пограничной зоны сочленения Прикаспийской впадины и Туранской плиты. Были изучены разрезы скважин, пробуренных на участке Жемчужины в акватории Каспийского моря, в Бузачинской зоне и, собственно, на Северном Устюрте (рис. 2–4).

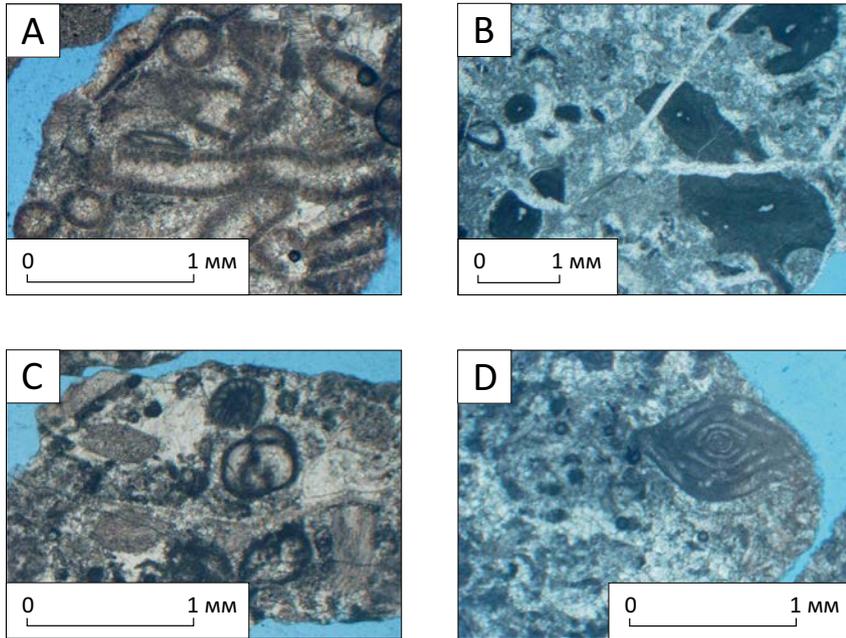
Полученные результаты не только подтвердили существование зоны карбонатакопления субширотного простирания в пограничной зоне, фрагменты которой были установлены на Северо-Каспийском поднятии и Бузачах [6, 7], но и позволили выявить протяженный карбонатный вал юго-восточного простирания на Северном Устюрте.

По данным выполненных исследований на Северном Устюрте прогнозируется две верхнепалеозойские палеогеографические зоны: обширная зона осадков глубоководного генезиса и валообразная зона накопления мелководных карбонатных пород (рис. 5).

Относительно глубоководные фациальные зоны верхнего палеозоя, занимающие большую часть территории Северного Устюрта, обладают высоким материнским потенциалом и создают благоприятную обстановку для формирования скоплений УВ в ловушках мелководной зоны.

Выделенные зоны накопления мелководных карбонатных комплексов, включая рифогенные отложения и склоновые осадки, имеют все предпо-

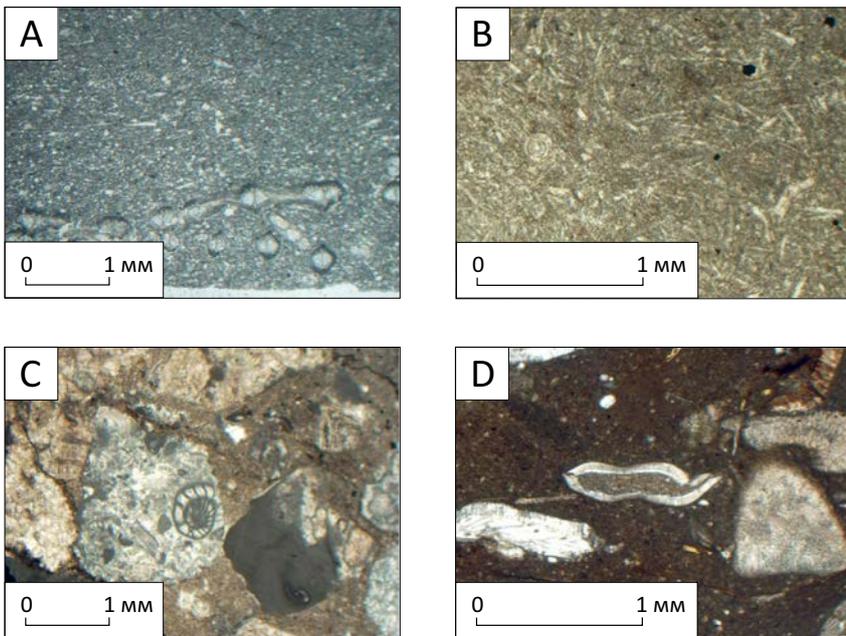
Рис. 2. Типы известняков палеозойских отложений блока Жемчужины
Fig. 2. Types of Palaeozoic limestone in the Zhemchuzhiny Block



A — грейнстоун с водорослями березелла, скв. Хазар-1, глубина 2085 м, B — баундстоун с водорослями тубифитес, скв. Ауэзов-1, глубина 2460 м, C — грейнстоун, скв. Тулпар-1, глубина 2360 м, D — грейнстоун, скв. Нарын-1, глубина 1675 м

A — grainstone with Berezella algae, Khazar-1 well, depth 2085 m, B — boundstone with Tubiphytes algae, Auevov-1 well, depth 2460 m, C — grainstone, Tulpar-1 well, depth 2360 m, D — grainstone, Naryn-1 well, depth 1675 m

Рис. 3. Типы известняков палеозойских отложений п-ова Бузачи
Fig. 3. Types of Palaeozoic limestone of the Buzachi Peninsula



A — мадстоун с фрагментами мшанок, скв. Восточный Каратурун-П-1, интервал 3496–3508 м, B — вакстоун со спикулами губок, скв. Восточный Каратурун-П-1, глубина 3454–3468 м, C — пакстоун с обломками известняков, скв. Северные Бузачи-7, глубина 2430–2435 м, D — мадстоун с члениками криноидей и раковинами остракод, скв. Арман-П-1, глубина 3306–3333 м

A — mudstone with bryozoan fragments, Eastern Karaturun-P-1 well, 3496–3508 m interval, B — wackestone with sponge spicules, Eastern Karaturun-P-1 well, 3454–3468 m interval, C — packstone with limestone fragments, Norhten Buzachi-7 well, 2430–2435 m interval, D — mudstone Crinoidea columnals and ostracode shells, Arman-P-1 well, 3306–3333 m interval

Рис. 4. Типы известняков палеозойских отложений скв. Елигажи-1
Fig. 4. Types of Palaeozoic limestone from Yeligazhi-1 well

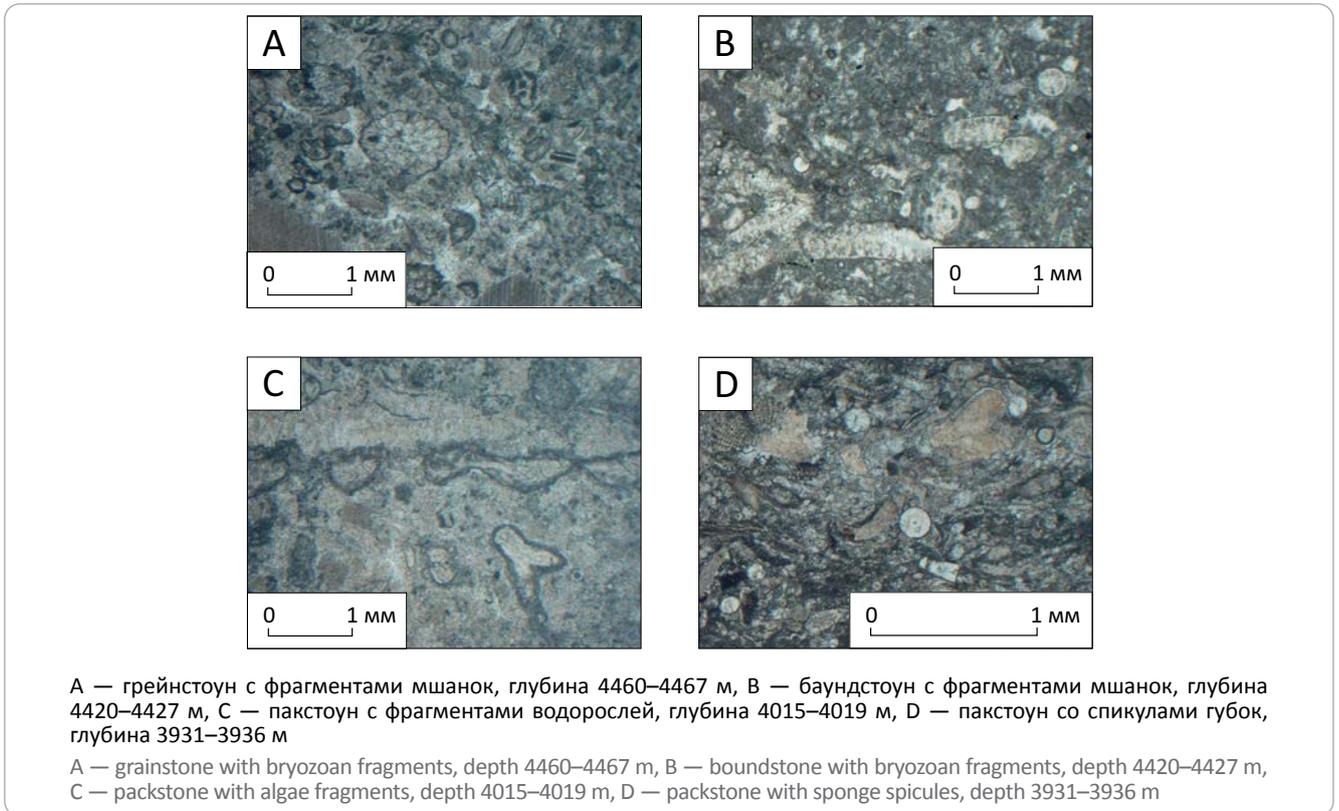
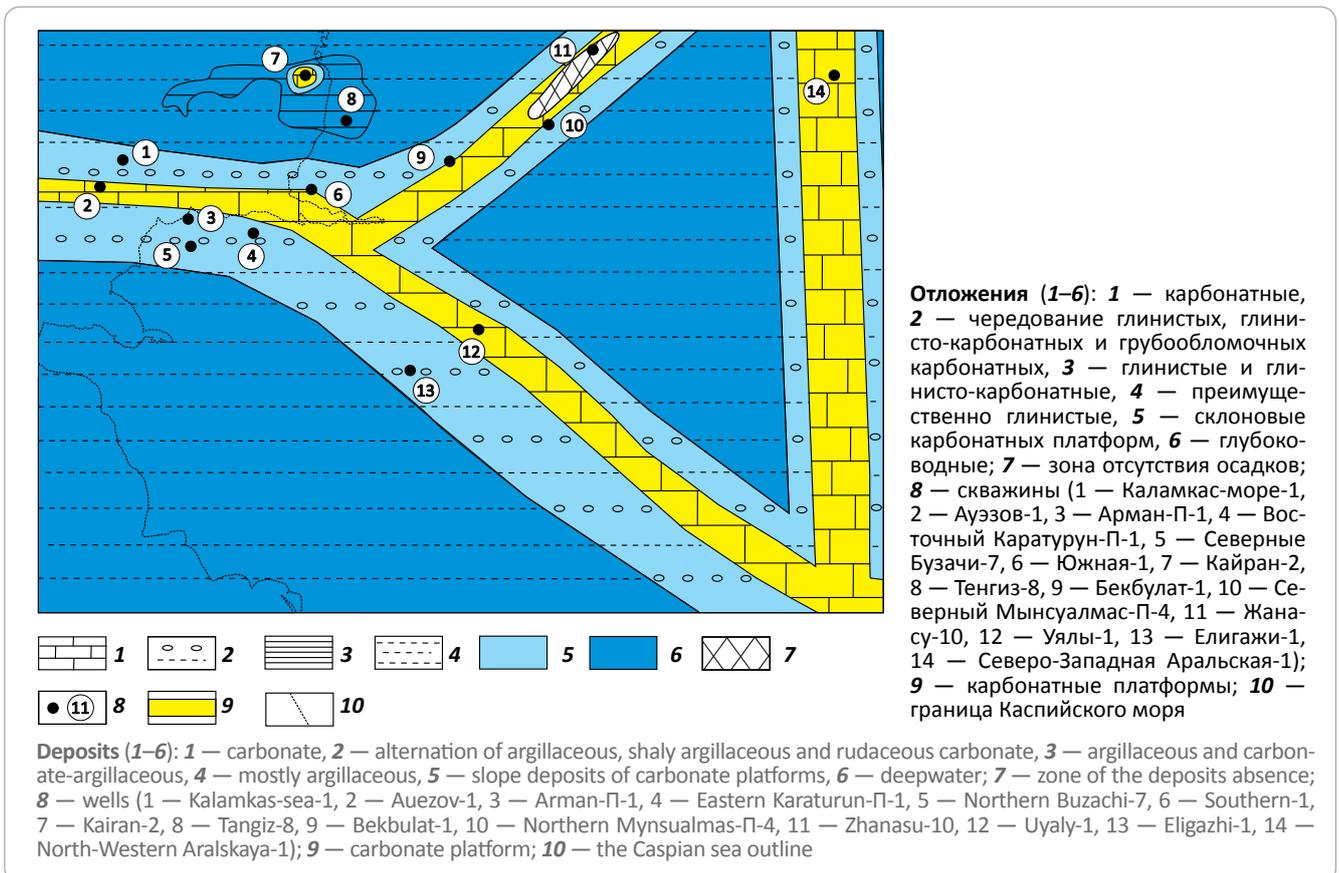


Рис. 5. Карта распределения фаций нижнепермского комплекса зоны сочленения Прикаспийской впадины и Северного Устюрта
Fig. 5. Map of Lower Permian facies occurrence in the zone of the Caspian depression and Northern Ustyurt joint



сылки для формирования палеозойских ловушек и первичных скоплений нефти.

Распознавание перспективных зон

По данным узбекских исследователей, в южной части Северного Устюрта, на Куаныш-Коскалинском (Аламбекском) валу, разделяющем Барсакельмесский и Судочий прогибы, на ряде структур из каменноугольных отложений получены притоки нефти и газа [8]. Например, в скв. Каракудук-1 (Узбекистан) из кавернозных известняков нижнего карбона (интервал перфорации 3654–3722 м), перекрытых небольшой пачкой красноцветных глин пермского возраста, в результате испытания было получено 6,5 м³ нефти и 12,5 м³ воды.

Наличие твердого битума в порых пород поздне триасового возраста, изученных авторами статьи, свидетельствует о вертикальной миграции палеозойской нефти в мезозойские отложения на ранних стадиях их накопления до образования надежного флюидоупора.

Насыщение верхнетриасовых пород-коллекторов нефтью из палеозойских отложений возможно при контакте резервуара с источником нефти в поздне триасовое время, на этапе активной фазы развития тектонического и нефтеобразовательного процессов. Преимущественно глинистый состав и низкие значения пористости и проницаемости отложений нижнего и среднего триаса, спорадическое развитие отложений верхнего триаса делают невозможным или маловероятным латеральную миграцию нефти в мезозойских отложениях.

Подъем и размыв отложений триаса в предюрский период привели к разрушению первых мезозойских скоплений нефти.

Относительная тектоническая пассивность в мезозой-кайнозойское время, благодаря удаленности от альпийской складчатой области, несомненно, отрицательно сказалась на интенсивности миграции нефти из палеозойских толщ в мезозойские. Очевидно, что благоприятные условия для насыщения пластов-коллекторов юрского и мелового комплексов в результате вертикальной миграции нефти могли возникнуть на участках дизъюнктивной тектонической активности, в результате которой происходило перераспределение УВ по разрезу, главным образом из каменноугольно-нижнепермских ловушек в юрские и (или) меловые нефтегазоносные комплексы, в зависимости от времени, интенсивности и продолжительности развития тектонических нарушений — каналов миграции нефти.

Напрашивается вывод, что для Северного Устюрта актуально влияние времени проявления тектонической активности на распределение по разрезу мигрирующей нефти.

Суммируя полученные выводы, можно определить модель формирования залежей нефти на Северном Устюрте в формализованном виде.

1-й этап — триасовый период. Верхнепалеозойские материнские породы достигли зоны «нефтяного окна», мигрирующая масса нефти, образованная в палеозойских глубоководных породах, аккумулируется в ловушках сопряженных участков развития мелководных отложений и склонов палеоподнятий. На тектонически активных участках, где развивались дизъюнктивные дислокации, осложняющие палеозой-триасовый комплекс, происходило частичное перераспределение по разрезу образованных скоплений нефти. Об этом свидетельствует присутствие твердого битума в породах верхнего триаса на месторождениях Мунайбай, Култук, Ауэзов, где содержание твердого битума в порах достигает 10–15 %, местами 30 %.

2-й этап — юрский период. На участках тектонической активности с развитием дизъюнктивной дислокации пород формирующиеся ловушки в юрском комплексе заполнились нефтью из палеозойских скоплений. Материалы корреляционного анализа подтверждают решающее влияние тектонических нарушений на размещение выявленных скоплений нефти по разрезу.

Из вышесказанного следует, что положительные палеотектонические структурные элементы отложений верхнего палеозоя, благоприятные для формирования палеозойских скоплений нефти, участки, испытывавшие восходящие движения в юрский период, определяют распределение по площади нефтяных залежей в мезозойском комплексе.

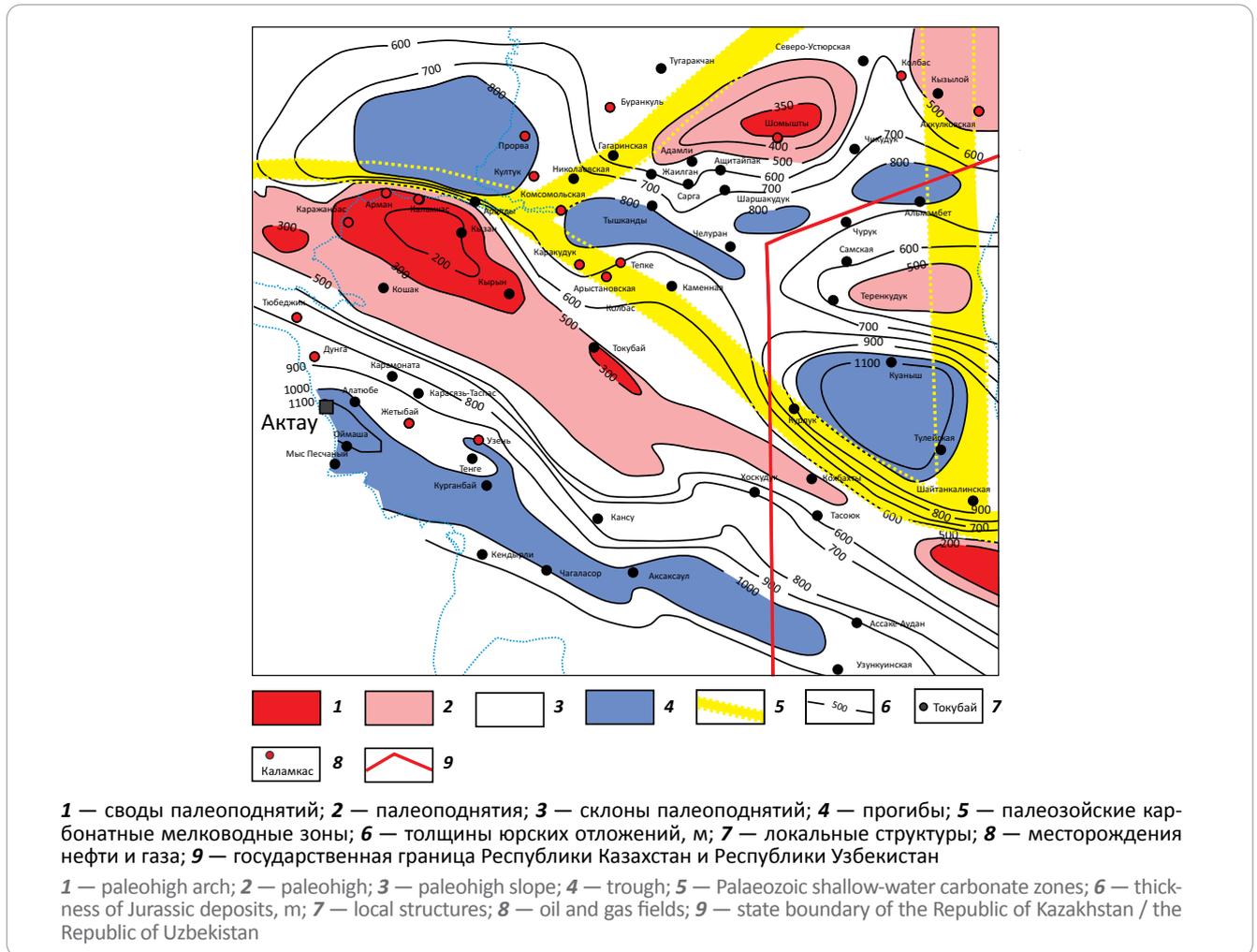
Дальнейшее развитие нефтяных систем связано с вертикальным перемещением скоплений нефти вверх по разрезу по формирующимся тектоническим нарушениям.

В упрощенной форме проблема выявления привлекательных для поисковых работ юрско-меловых зон сводится к определению участков, соответствующих в плане зоне возможного развития каменноугольно-нижнепермских ловушек (верхнепалеозойские палеоподнятия и их склоны), выступающих в качестве источников нефти, и участков, тектонически активных в юрское и последующее время.

Одним из главных инструментов оценки уровня тектонической активности и динамических напряжений в послетриасовое время является анализ распределения толщин юрских отложений, учитывая тот факт, что на начало юрского периода поверхность триасового комплекса достигла пенепленизированного состояния. Как видно из распределения толщин юрского комплекса, определяемого по разнице глубин залегания сейсмических ОГ III — кровли юрского комплекса и V — поверхности триасового комплекса и отражающего степень дислокации доюрских и юрских отложений в предмеловой период (рис. 6), четко выделяются участки активного тектонического роста, характеризующиеся толщинами отложений юры 200–300 м.

Участки высокого палеогипсометрического положения юрского бассейна обрамляются обширной

Рис. 6. Схема распределения толщин юрского комплекса Северного Устьюрта
Fig. 6. Scheme of the Jurassic sequence depth in the Northern Ustyurt



зоной погружения (центральная часть Северного Устьюрта), где толщина юрских отложений достигает 700–1100 м. Все выявленные месторождения нефти на Северном Устьюрте приурочены к склонам палеоподнятий, сформированных в юрский период (см. рис. 6). При сопоставлении палеоструктур нижней перми и юрского периода напрашивается вывод о достаточно сильном влиянии палеотектонических условий в верхнем палеозое на палеогеографию юрского бассейна — зона прогибания, охватывающая центральную зону Северного Устьюрта, в плане соответствует зоне накопления глубоководных отложений в раннепермский период, палеосводы юрского комплекса тяготеют к зонам предполагаемого накопления мелководных осадков верхнего палеозоя.

Таким образом, широкое развитие пород-коллекторов и пород-флюидоупоров в разрезах нефтеносных среднеюрских и нижнемеловых отложений, современная тектоническая дифференциация мезозойского комплекса, выявленные локальные структуры не являются характерными признаками. Предлагаемая модель распознавания перспективных участков для поисков мезозойских место-

рождений нефти на Северном Устьюрте позволяет выявить по сейсмическим материалам нефтеперспективные зоны, тектонически активные в юрский период, осложненные дизъюнктивами и соответствующие в плане верхнепалеозойским палеоподнятиям и их склонам (рис. 7).

Выводы

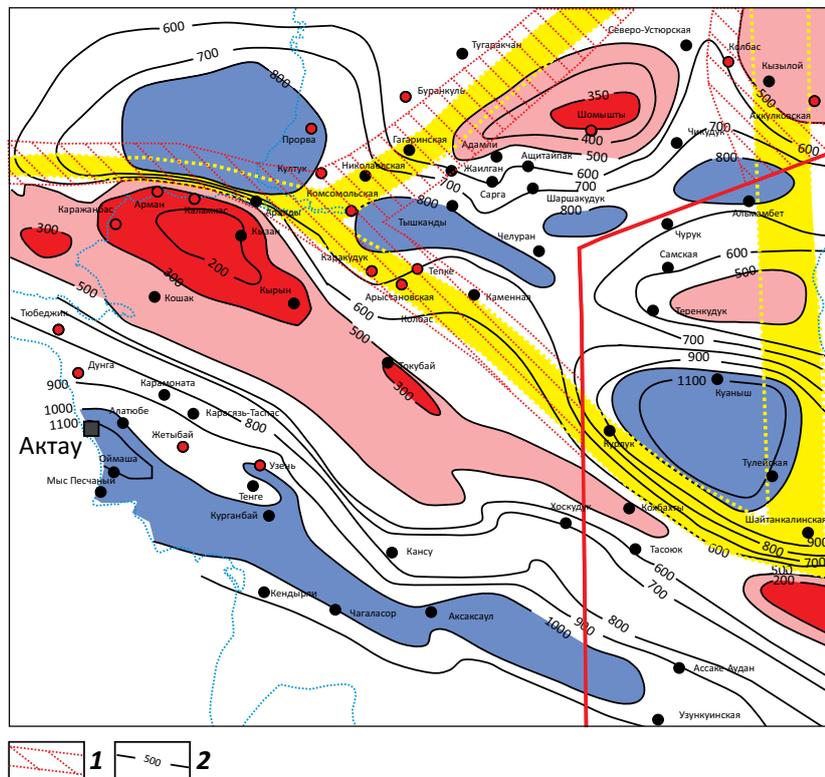
1. Очаги генерации нефти на Северном Устьюрте — верхнепалеозойские депрессионные зоны, мелководные отложения — обладают ограниченным материнским потенциалом, мезозойский комплекс пород можно не рассматривать как источник нефти, учитывая континентальный характер осадков триасового и юрского периодов до келловоя.

2. Время начала образования и активной эмиграции нефти из среднекаменноугольных и нижнепермских материнских отложений — триасовый период, определенный по результатам моделирования бассейна Северного Устьюрта.

3. Палеоподнятия в верхнепалеозойском бассейне и их склоны, сопряженные с депрессионными зонами — благоприятные участки для формирования палеозойских скоплений нефти.



Рис. 7. Карта нефтеперспективных зон мезозойского комплекса Северного Устьурта (казахстанская часть)
Fig. 7. Map of oil promising zones in the Mesozoic sequence of the Northern Ustyurt (the Kazakhstan part)



1 — перспективные зоны мезозойского комплекса; **2** — изопахиты юрского комплекса, м
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 6

1 — promising zones of the Mesozoic sequence; **2** — the Jurassic sequence isopachs, m
 For other Legend items see Fig. 6

4. Источники нефти для формирования мезозойских залежей нефти — локальные скопления нефти в позднем палеозое.

5. Пути миграции нефти в мезозойские ловушки — тектонические нарушения в периоды тектонической активности (среди продуктивных ловушек отсутствуют локальные структуры, не осложненные тектоническими нарушениями).

6. Время поступления нефти в мезозойские ловушки — время образования тектонических нарушений. Отмечено, что если дизъюнктивные дислокации осложняют только юрский комплекс,

залежи нефти выявлены в юрских отложениях (месторождения Каракудук, Тепке, Арыстановское), если нарушения проникают в меловой комплекс — основные разведанные запасы нефти связаны с меловыми горизонтами (месторождения Аккулковское, Колбас).

7. Регионально-нефтеосны только юрский и меловой комплексы, возможно, нефтеосны отложения верхнего триаса и верхнего палеозоя.

8. Нижне- и среднетриасовые комплексы не представляют поискового интереса.

Литература

1. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Парасына В.С., Рыбальченко В.В., Огородников И.В. Палеозойские и триасовые отложения Устьурта (сейсмостратиграфия, палеогеография, нефтегазоносность) // Бюл. МОИП. Отд. геол. — 2011. — Т. 86. — Вып. 2. — С. 47–65.
2. Липатова В.В., Волож Ю.А., Воцалевский Э.С., Кривонос В.Н., Николенко В.П. Доюрский комплекс Северного Устьурта и полуострова Бузачи // Тр. ВНИГНИ. — Вып. 254. — М., 1985. — 133 с.
3. Бабаджанов Т.Л., Кунин Н.Я., Лук-Зильберман В.И. Строение и нефтегазоносность глубоко погруженных комплексов Средней Азии по геофизическим данным. — Ташкент: ФАН, 1986. — 184 с.
4. Летавин А.И. Фундамент молодой платформы юга СССР. — М.: Наука, 1978. — 150 с.
5. Бененсон В.А., Кунин Н.Я., Морозова М.Н. Палеозойские отложения пограничных районов Туранской и Русской плит (геоструктура и нефтегазоносность). — М.: Наука, 1978. — 102 с.

6. *Пронин А.П., Шестоперова Л.В.* Литолого-стратиграфическая характеристика доюрских отложений Северо-Каспийского поднятия // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2019. – Вып. 99. – С. 35–47. DOI: 10.24411/1997-8316-2019-19902.
7. *Пронин А.П., Шестоперова Л.В., Мунара А.М.* Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений северного склона Бузачинского поднятия // Нефть и газ. – 2021. – № 5. – С. 34–45. DOI: 10.37878/2708-0080/2021-5.02.
8. *Гафаров Н.А., Гулев В.Л., Карнаузов С.М., Соколов В.И., Гризик А.Я., Заболотная Ю.И., Крылов Н.А., Кучеря М.С.* Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности Восточного Устюрта. – М. : Недра, 2010. – 261 с.

References

1. *Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Parasyina V.S., Rybal'chenko V.V., Ogorodnikov I.V.* Paleozoiskie i triasovye otlozheniya Ustyurta (seismostratigrafiya, paleogeografiya, neftegazonosnost') [Paleozoic and Triassic deposits of Ustyurt (seismostratigraphy, paleogeography, oil and gas potential)]. *Byul. MOIP. Otd. geol.* 2011;86(2):47–65. In Russ.
2. *Lipatova V.V., Volozh Yu.A., Votsalevskii Eh.S., Krivonos V.N., Nikolenko V.P.* Doyurskii kompleks Severnogo Ustyurta i poluostrova Buzachi [Pre-Jurassic Complex of Northern Ustyurt and the Buzachi Peninsula]. In: Tr. VNIGNI. Vyp. 254. Moscow, 1985. 133 p. In Russ.
3. *Babadzhanov T.L., Kunin N.Ya., Luk-Zil'berman V.I.* Stroenie i neftegazonosnost' gluboko pogruzhennykh kompleksov Srednei Azii po geofizicheskim dannym [Structure and oil and gas potential of deep-immersed complexes of Central Asia according to geophysical data]. Tashkent: FAN; 1986. 184 p. In Russ.
4. *Letavin A.I.* Fundament molodoi platformy yuga SSSR [Foundation of the young platform in the south of the USSR]. Moscow: Nauka; 1978. 150 p. In Russ.
5. *Benenson V.A., Kunin N.Ya., Morozova M.N.* Paleozoiskie otlozheniya pogranychnykh raionov Turanskoi i Russkoi plit (geostruktura i neftegazonosnost') [Paleozoic deposits of the border regions of the Turan and Russian plates (geostructure and oil and gas potential)]. Moscow: Nauka; 1978. 102 p. In Russ.
6. *Pronin A.P., Shestoperova L.V.* Lithological and stratigraphic characteristics of the pre-Jurassic deposits of the North Caspian uplift. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya.* 2019;(99):35–47. DOI: 10.24411/1997-8316-2019-19902. In Russ.
7. *Pronin A.P., Shestoperova L.V., Munara A.M.* Oil-and-gas potential of the pre-Jurassic deposits of the Northern slope of the Buzachinsky uplift. *Neft' i gaz.* 2021;(5):34–45. DOI: 10.37878/2708-0080/2021-5.02. In Russ.
8. *Gafarov N.A., Gulev V.L., Karnaukhov S.M., Sokolov V.I., Grizik A.Ya., Zabolotnaya Yu.I., Krylov N.A., Kucherya M.S.* Novyi vzglyad na perspektivy neftegazonosnosti Vostochnogo Ustyurta [A new look at the oil and gas potential of Eastern Ustyurt]. Moscow: Nedra; 2010. 261 p. In Russ.

Информация об авторах

Бабашева Мансия Нурғалиевна

Заместитель директора, кандидат технических наук
 ТОО «Тимал Консалтинг групп»,
 063709 Республика Казахстан, Атырау, мкр-н Нурсая,
 пр-т Елорда, стр. 33
 e-mail: babasheva.m@timal.kz

Бабашев Виктор Нурғалиевич

Директор, кандидат технических наук
 ТОО «Тимал Консалтинг групп»,
 050059 Республика Казахстан, Алматы, пр-т Аль-Фараби 7,
 корп. 5
 e-mail: victor@timal.kz

Куанышев Фарухат Муханович

кандидат геолого-минералогических наук
 ТОО «КазКорРесерч»,
 060026 Республика Казахстан, Атырау, Северная промзона, д. 32
 e-mail: f.kuanyshev@zhahancompany.kz

Пронин Алексей Петрович

Менеджер
 ТОО «КазКорРесерч»,
 060026 Республика Казахстан, Атырау, Северная промзона, д. 32
 e-mail: kcr@zhahancompany.kz
 ORCID ID: 0000-0002-1285-5255

Information about authors

Mansiya N. Babasheva

Deputy Director, Candidate of Technical Sciences
 LLP "Timal Consulting Group",
 Building 33, mkr. Nursaya, prospect Yelorda, Atyrau,
 063709, Kazakhstan
 e-mail: babasheva.m@timal.kz

Viktor N. Babashev

Director, Candidate of Technical Sciences
 LLP "Timal Consulting Group",
 7, building 5A, prospect Al-Farabi, Almaty,
 050059, Kazakhstan
 e-mail: victor@timal.kz

Farukhat M. Kuanyshev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
 LLP "KazKorReserch",
 32, Severnaya promzona, Atyrau, 060026, Kazakhstan
 e-mail: f.kuanyshev@zhahancompany.kz

Aleksei P. Pronin

Manager
 LLP "KazKorReserch",
 32, Severnaya promzona, Atyrau, 060026, Kazakhstan
 e-mail: kcr@zhahancompany.kz
 ORCID ID: 0000-0002-1285-5255



23-26 мая 2023
Уфа, Республика Башкортостан

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

31-я международная выставка



www.gntexpo.ru

+7 (347) 246-41-77

gasoil@bvkeexpo.ru

ВДНХ ЭКСПО

ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ

ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ



ПАРТНЕРЫ ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ



ЦСМ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
ФЕУ «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в
Республике Башкортостан»



РОСНЕФТЬ

БАШНЕФТЬ



НАУФР
Национальная Ассоциация
Углеводородов Работодателей



УДК 550.8.072

DOI 10.31087/0016-7894-2023-2-63-70

Прогноз нефтегазоносности в зоне сочленения восточной части Пермского свода, северных окончаний Бымско-Кунгурской моноклинали и Бабкинской седловины и северо-западной части Юрюзано-Сылвенской депрессии

© 2023 г. | Т.Т. Макиев, С.Ю. Корякин

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИНефть», Пермь, Россия; timur.makiev@pnn.lukoil.com; semen.koryakin@pnn.lukoil.com

Поступила 22.04.2022 г.

Доработана 03.10.2022 г.

Принята к печати 02.02.2023 г.

Ключевые слова: *бассейновое моделирование; нефтегазоносный комплекс; нефтематеринские породы; калибровка; органическое вещество; отражательная способность витринита; аккумуляции; PetroMod; кероген.*

Аннотация: Снижение геологических рисков, в частности затрат на бурение сухих скважин, за счет повышения достоверности прогноза перспектив нефтегазоносности на слабоизученных территориях является актуальной проблемой региональных геолого-разведочных работ в современных экономических реалиях. Одним из стандартов таких работ за последние 10 лет стало трехмерное бассейновое моделирование, которое существенно снижает риски и расходы компаний, возникающие при недостоверной оценке нефтегазоносности. В данной статье авторы оценили перспективы и ресурсный потенциал всех основных нефтегазоносных комплексов на слабоизученной территории Пермского края с применением метода анализа геолого-геофизических данных на основе бассейнового моделирования. В результате исследования построена трехмерная бассейновая модель зон сочленения Юрюзано-Сылвенской депрессии, Бымско-Кунгурской моноклинали, Бабкинской седловины и Пермского свода и выданы рекомендации по дальнейшему направлению нефтепоисковых работ. Помимо практических задач поиска новых залежей углеводородов и их количественной оценки, коллективу авторов статьи удалось выявить основные закономерности миграции нефти и газа по исследуемой территории. Данные научные выводы позволят в дальнейших исследованиях минимизировать погрешности моделирования, связанные с выбором границ моделирования и с учетом распространения нефтематеринских пород на территории для оценки генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Для цитирования: Макиев Т.Т., Корякин С.Ю. Прогноз нефтегазоносности в зоне сочленения восточной части Пермского свода, северных окончаний Бымско-Кунгурской моноклинали и Бабкинской седловины и северо-западной части Юрюзано-Сылвенской депрессии // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 63–70. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-63-70.

Prediction of oil and gas occurrence in the zone of Permian arch, northern terminations of Bymsky-Kungursky monocline and Babkinsky saddle, and north-western part of Yuryuzano-Sylvensky depression junction

© 2023 | T.T. Makiev, S.Yu. Koryakin

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch, Perm, Russia; timur.makiev@pnn.lukoil.com; semen.koryakin@pnn.lukoil.com

Received 22.04.2022

Revised 03.10.2022

Accepted for publication 02.02.2023

Key words: *basin modelling; Play; oil and gas source rocks; calibration; Organic Matter; Vitrinite Reflectance; accumulation; PetroMod; kerogen.*

Abstract: In present-day economic realities, mitigating geological risks and, in particular, costs of dry well drilling by improving reliability of hydrocarbon potential prediction in underexplored territories is an actual problem of regional geological exploration activities. Over the past decade, 3D basin modelling has become one of the standards for these activities; this methodology reduces the risks and costs to companies, which may originate from inaccurate evaluation of oil and gas bearing capacity. In this work, the authors are assessing future trends and resource potential of all major plays in the underexplored lands of the Perm Krai; they have used the method of geological and geophysical data analysis based on basin modelling. Resulting from the study, 3D basin model of the junction zones (Yuryuzano-Sylvensky depression, Bymsky-Kungursky monocline, Babkinsky saddle, and Permian arch) was created, and recommendations on future trends in oil and gas exploration were provided. In addition to the practical problems of prospecting for new hydrocarbon accumulations and their quantitative assessment, the authors have managed to identify the key patterns of oil and gas migration across the study area. The mentioned scientific findings will allow minimizing the modelling errors associated with selection of mod-

elling boundaries and with accounting for oil and gas source rock occurrence in the territory in the future studies aimed at evaluation of hydrocarbon generation, migration, and accumulation.

For citation: Makiev T.T., Koryakin S.Yu. Prediction of oil and gas occurrence in the zone of Permian arch, northern terminations of Bymsky-Kungursky monocline and Babkinsky saddle, and north-western part of Yuryuzano-Sylvensky depression junction. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(2):63–70. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-63-70. In Russ.

Изученность и тектоническое строение территории

Изученность участка сейсморазведочными работами и глубоким бурением неравномерная и недостаточная (рис. 1). Наиболее плотно изучены краевые области участка, приуроченные к бортовым зонам Камско-Кинельской системы прогибов. Основная же площадь участка изучена крайне слабо.

Согласно схеме тектонического районирования Пермского края, территория исследования расположена в зоне сочленения тектонических элементов I порядка: Юрюзано-Сылвенской депрессии, Бымско-Кунгурской моноклинали, Бабкинской седловины и Пермского свода (рис. 2). Относительно Камско-Кинельской системы прогибов участок занимает северную часть Калининского прогиба, с востока он окаймлен тектоническим элементом II порядка — Веслянской валообразной зоной, с запада — граничит с Лобановской валообразной зоной. В пределах участка прослежена Мазунинская валообразная зона¹.

Валообразные (бортовые) зоны в пределах участков осложнены тектоническими элементами III порядка — цепочками локальных структур тектоноседиментационного и седиментационного генезиса, большинство из которых содержит залежи нефти и газа. В осевой зоне выделяются локальные структуры тектонического генезиса.

По данным Государственного баланса [1, 2], на изучаемой территории открыто 25 месторождений с промышленными залежами в 6 нефтегазоносных комплексах: девонском терригенном, верхнедевон-турнейском карбонатном, нижне-средневизейском терригенном, верхневизейско-башкирском карбонатном, верейском терригенно-карбонатном и нижнепермском карбонатном, а основная доля промышленных запасов УВ связана с бортовыми зонами. Поскольку осевая и внутренняя прибортовая зоны Камско-Кинельской системы прогибов характеризуются низкой разбуренностью при наличии большого числа перспективных структур и приподнятых участков, для оценки нефтегазоносности авторами статьи построена 3D-бассейновая модель территории.

Построение и калибровка бассейновой 3D-модели

Для создания структурного каркаса (рис. 3) бассейновой 3D-модели использованы структурные

карты семи отражающих горизонтов (ОГ) (АК, АТ, ИК, ПП, ПК, ПП, ПП), построенные по результатам обобщения и систематизации данных сейсмических работ (Санькова Т.И., филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2018), три структурные карты по поверхностям вендских ($V_{вк}$), рифейских (V) отложений (Михайлов Д.Г., филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2015) и кровле кристаллического фундамента (Ф) (Бычков С.Г., ГИ УрО РАН, 2010). Детализация разреза выполнена по 108 скважинам (Ехлаков Ю.А., АО «КамНИИКИГС», 2001) [3, 4].

Заполнение литологического куба 3D-модели осуществлялось посредством создания литотипов пород (Габнасыров, 2015) и дальнейшей загрузки литолого-фациальных карт (Михайлов Д.Г., филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2011, 2015) в уже созданные слои структурной основы. Так как данные о величинах эрозии на территории Пермского края в пермское время отсутствуют, оценка значений размыва проведена методом сравнительных аналогий путем анализа строения и мощностей полных разрезов пермских отложений на изучаемой территории.

Калибровка режима недр выполнена по 16 одномерным моделям скважин (ПО «PetroMod») (рис. 4). Процесс восстановления тепловой истории происходил, согласно скважинным данным, по современным пластовым температурам, давлениям, а также отражательной способности витринита (Михайлов Д.Г., филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2015; Савинов В.Н., АО «КамНИИКИГС», 2018). Итоговая сходимость расчетных и фактических калибровочных данных соответствует допустимой погрешности и не превышает 5 %.

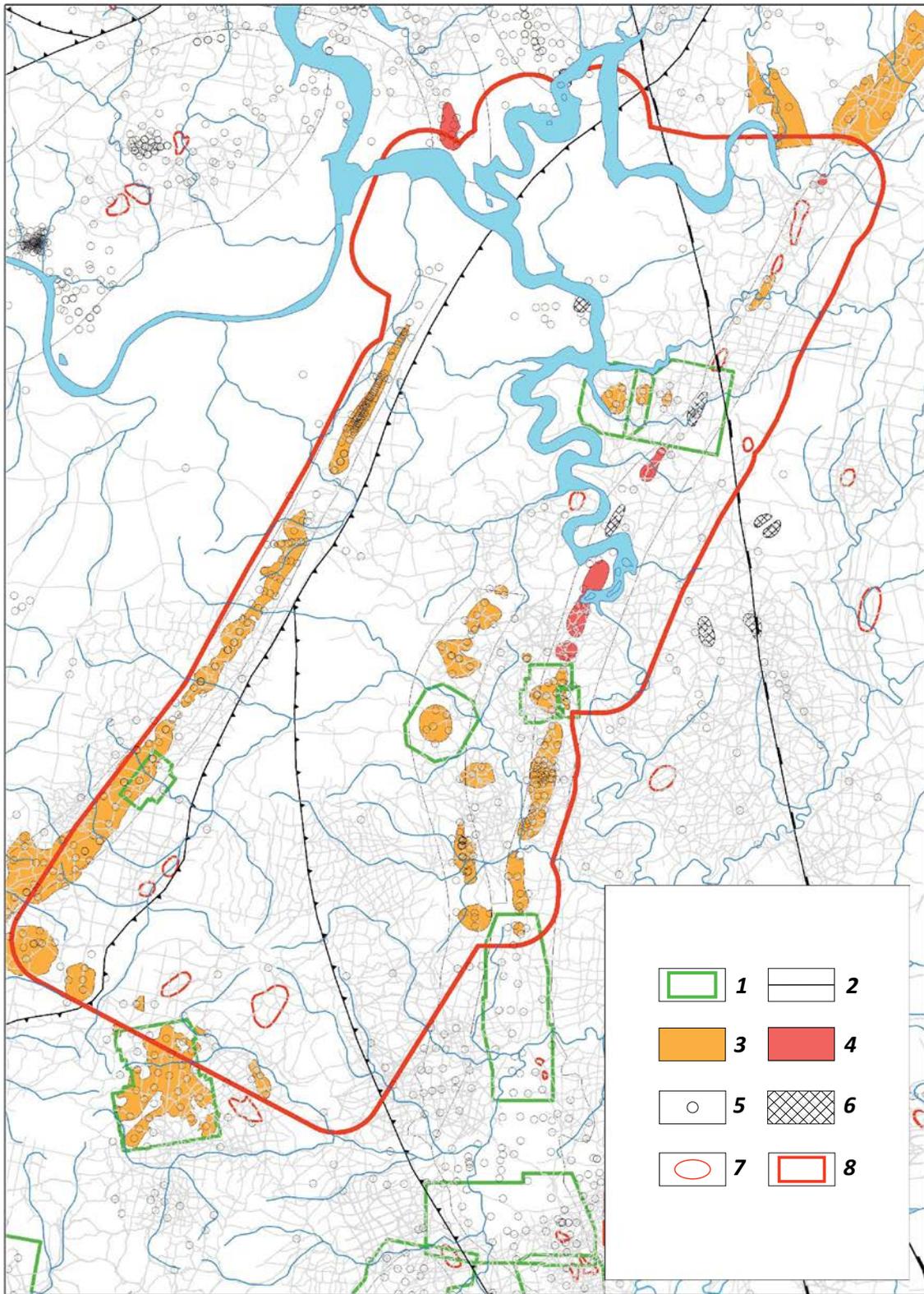
Модель рассчитана с помощью метода миграции Invasion Percolation, отличающегося относительно высокой скоростью вычислений и достоверностью оценки начальных суммарных ресурсов.

Анализ результатов и оценка достоверности бассейновой 3D-модели

По результатам проведенных исследований выявлено, что основными источниками генерации УВ в регионе исследования являются две нефтегазоматеринские толщи: калтасинская свита нижнего рифея [5] и семилукский горизонт среднефранского подъяруса верхнего девона. Наибольшей преобразованностью ОВ данных нефтегазоматеринских пород (НГМП) характеризуется северо-восточная наиболее погруженная часть полигона моделирования, здесь же отмечаются максимальные значения

¹Макаловский В.В. Новые представления о геологическом строении и обоснование направлений нефтепоисковых работ в Пермском Приуралье : дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. — Пермь, 1985. — 18 с.

Рис. 1. Схема изученности территории сейсморазведочными работами и глубоким бурением
Fig. 1. Exploration maturity scheme: seismics and deep drilling



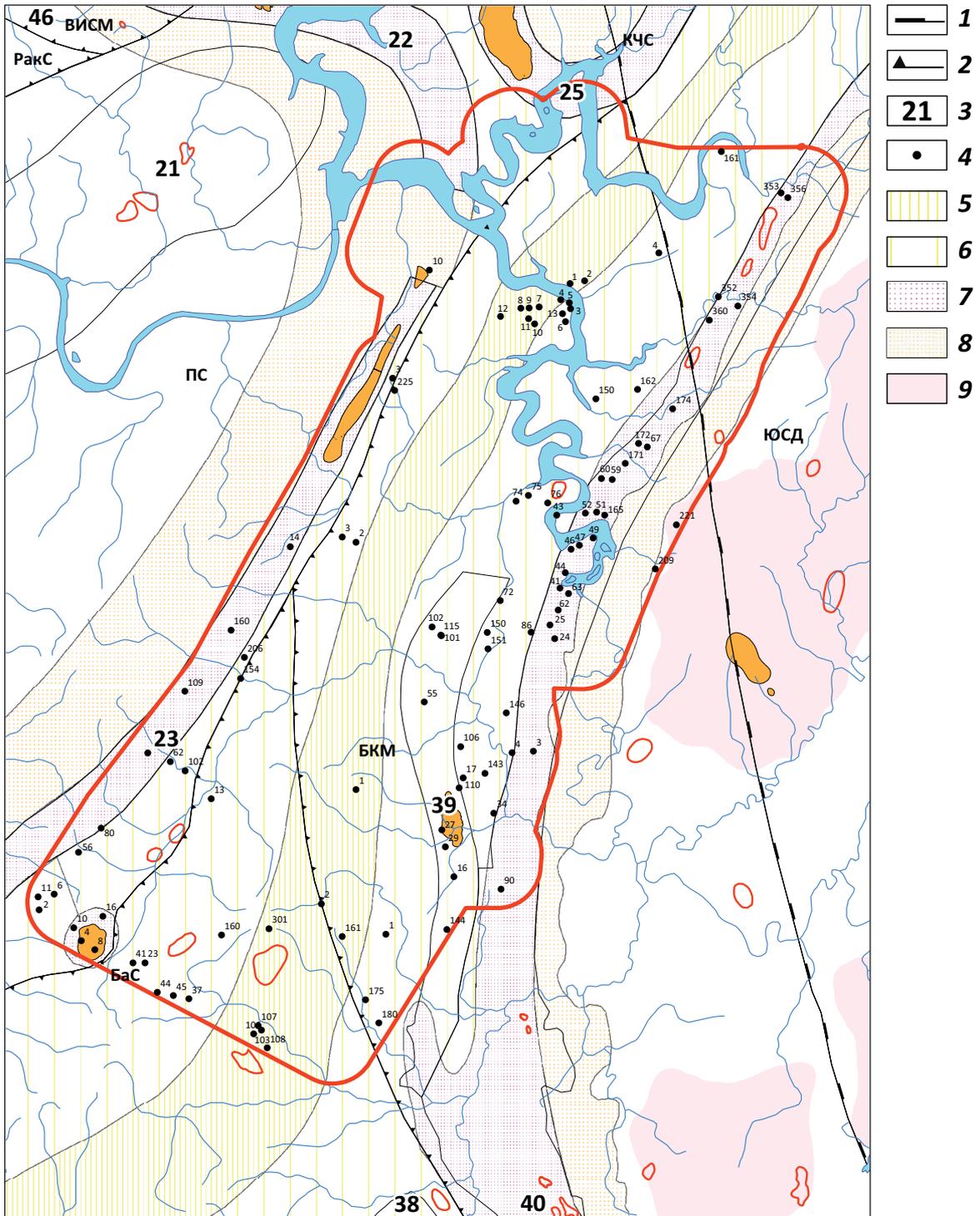
1 — площади сейсморазведочных работ 3D; **2** — линии сейсмических профилей 2D; **обобщенные контуры месторождений УВ-сырья (3, 4): 3** — распределенного фонда, **4** — нераспределенного фонда; **5** — глубокие скважины; **структуры (6, 7): 6** — с запасами, не поставленными на баланс, **7** — подготовленные и выявленные фонда недр УВ-сырья; **8** — границы 3D-бассейновой модели

1 — area of 3D seismic survey; **2** — 2D seismic survey lines; **generalized outlines of HC fields (3, 4): 3** — allocated fund, **4** — unallocated fund; **5** — deep wells; **structures (6, 7): 6** — with the reserves not included in the State Register, **7** — prepared and identified of the subsoil fund; **8** — boundaries of 3D basin model



Рис. 2. Тектоническая схема территории 3D-бассейнового моделирования и выбранные скважины для структурных построений (выкопировка из карты фонда структур и месторождений Пермского края на 01.01.2022 г.)

Fig. 2. Tectonic framework of the area of 3D basin modelling and wells selected for structural imaging (fragment of the map of structure fund and fields in the Perm Krai as for 01.01.2022)



Границы (1, 2): 1 — Предуральского прогиба, 2 — тектонических элементов I порядка (БКМ — Бымско-Кунгурская моноклиналь, БаС — Бабкинская седловина, ВИСМ — Висимская моноклиналь, КЧС — Косьвинско-Чусовская седловина, ПС — Пермский свод, РакС — Ракшинская седловина, ЮСД — Юрюзано-Сылвенская депрессия); 3 — тектонические элементы II порядка (21 — Краснокамский вал, 22 — Межевская валообразная зона, 23 — Лобановская валообразная зона, 25 — Каменоложская валообразная зона, 38 — Сосновский выступ, 39 — Мазунинская зона поднятий, 40 — Веслянская валообразная зона, 46 — Романшорский вал); 4 — скважины с данными для 3D-модели; **Камско-Кинельская система (5–9):** 5 — осевая зона, 6 — внутренняя прибортовая зона, 7 — бортовая зона и палеоплато, 8 — внешняя прибортовая зона, 9 — органогенные банки.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Legend for Fig. 2

Boundaries (1, 2): 1 — Urals foredeep, 2 — I-st order tectonic elements (БКМ — Bymsky-Kungursky monocline, БаС — Babkinsky saddle, ВИСМ — Visimsky monocline, КЧС — Kos'vinsky-Chusovsky saddle, ПС — Permian arch, РаКС — Rakshinsky saddle, ЮСД — Yuryuzano-Sylvensky depression); 3 — II-nd order tectonic elements (21 — Krasnokamsky swell, 22 — Mezhevsky swell-like zone, 23 — Lobanovsky swell-like zone, 25 — Kamenolozhsky swell-like zone, 38 — Sosnovsky salient, 39 — Mazuninsky zone of highs, 40 — Veslyansky swell-like zone, 46 — Romanshorskyy swell); 4 — wells with data for 3D model; **Kamsky-Kinel'sky system (5-9):** 5 — axial zone, 6 — inner near-flank zone, 7 — flank zone and paleo-plateau, 8 — outer near-flank zone, 9 — organic banks.

For other Legend items see Fig. 1

Рис. 3. Структурный каркас 3D-бассейновой модели

Fig. 3. Structural framework of the 3D basin model

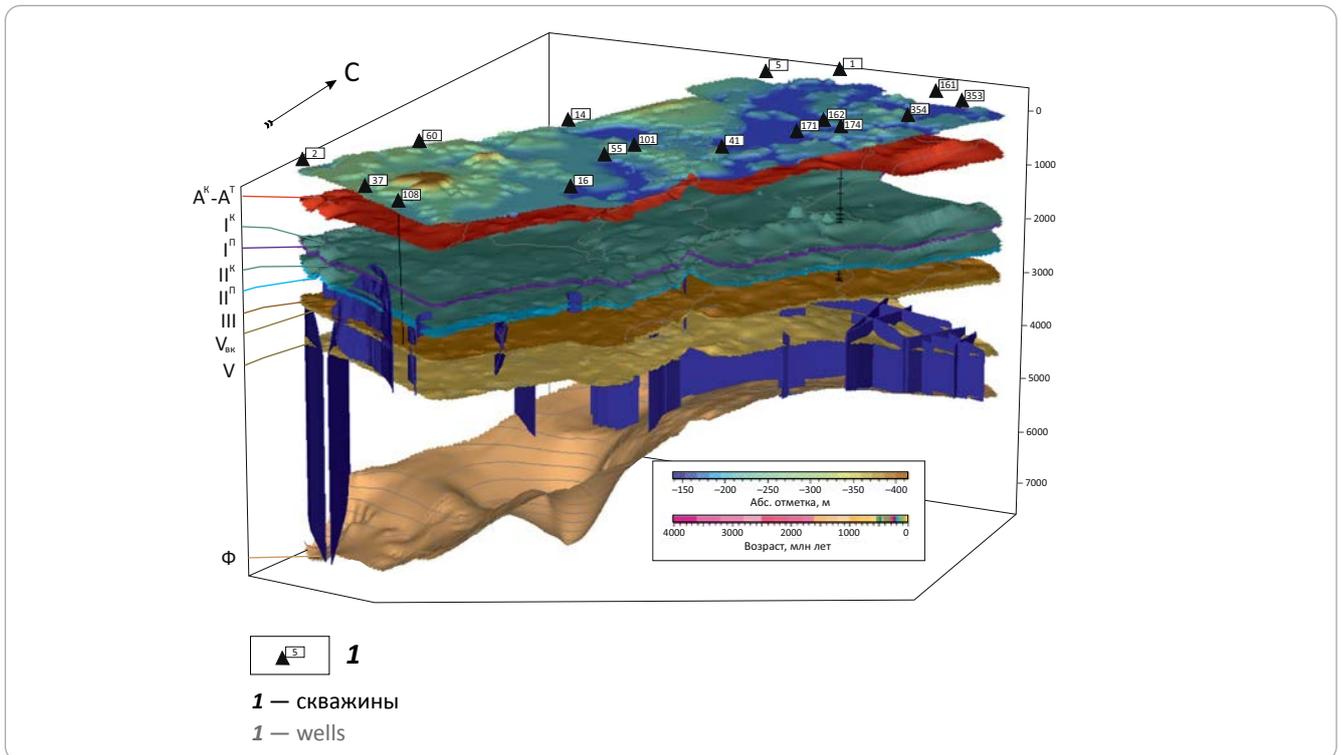


Рис. 4. Пример калибровки современного теплового режима недр и преобразованности ОВ в скв. 62

Fig. 4. Example of modern subsoil thermal conditions and OM transformation in 62 Well

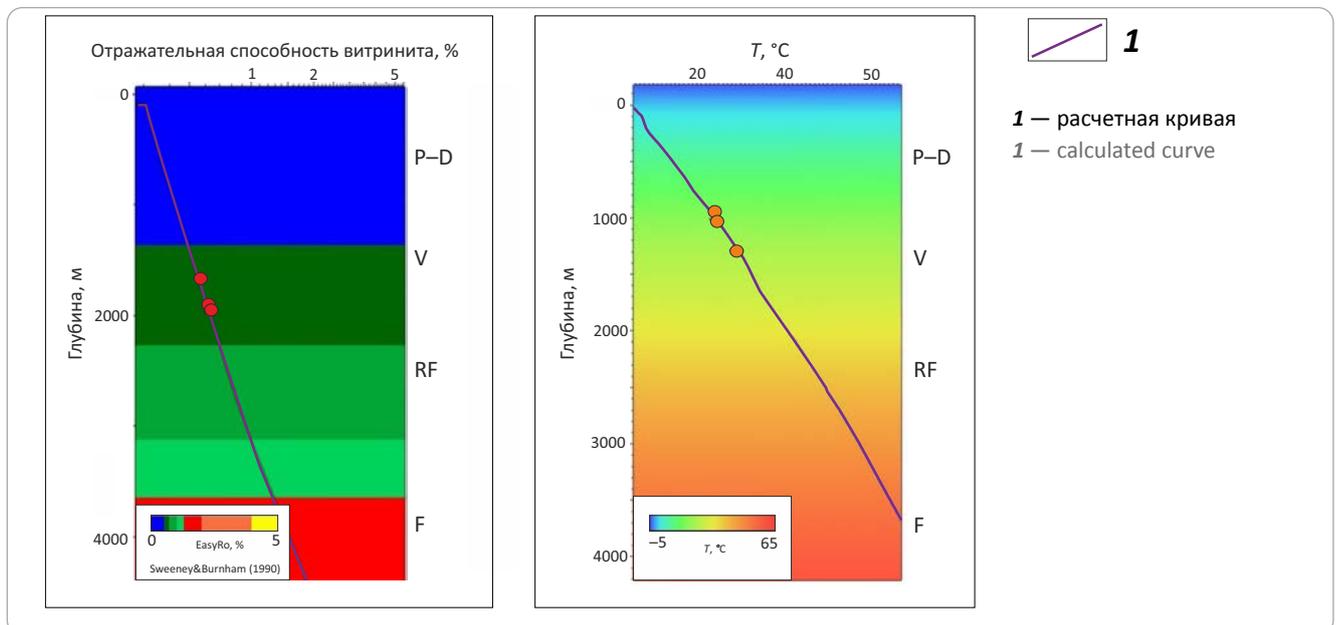
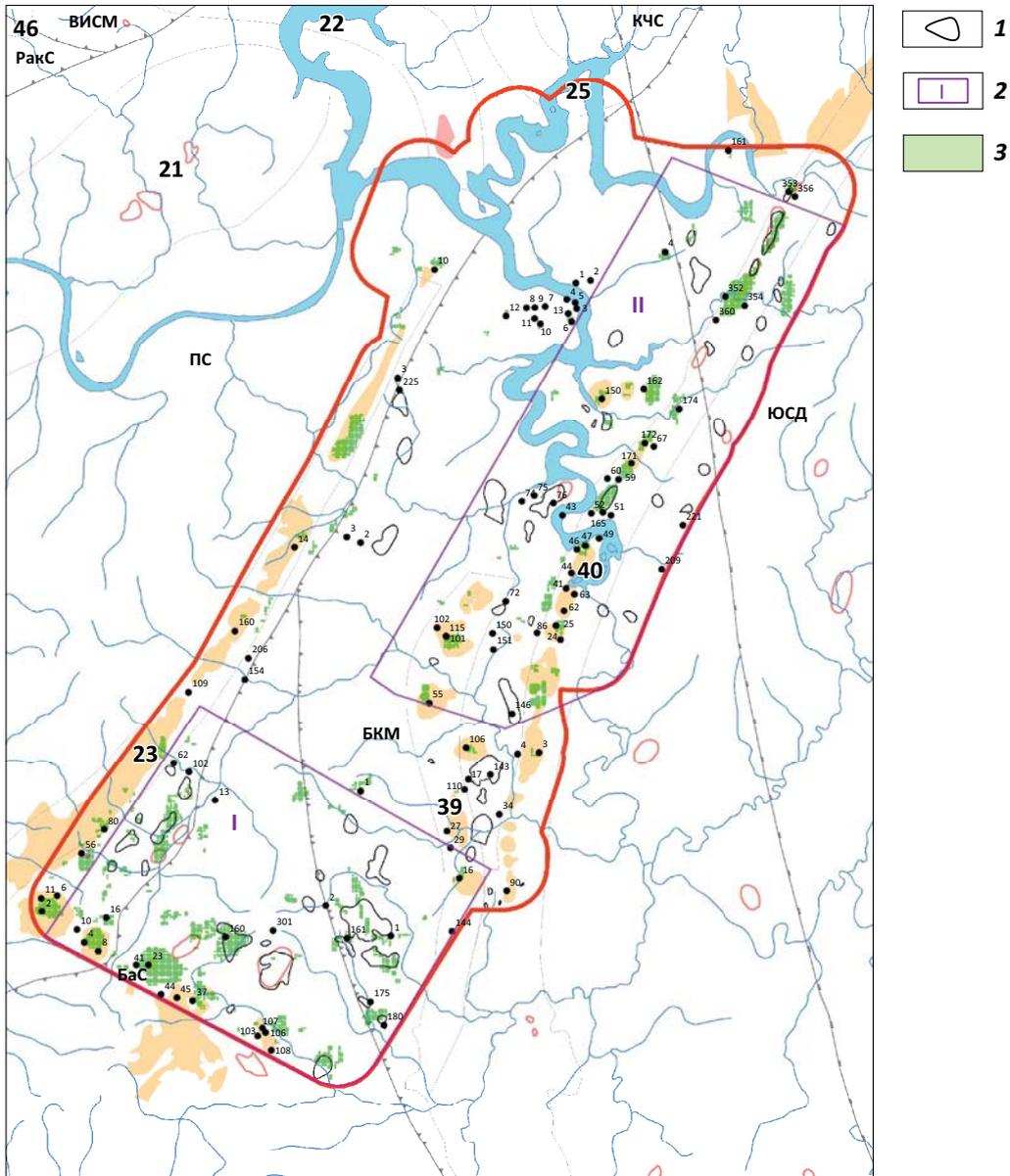




Рис. 5. Перспективные зоны по результатам бассейнового моделирования
Fig. 5. Promising zones according to the basin modelling results



1 — структуры, выявленные по сейсмическим данным; **2** — перспективные зоны, выявленные по результатам бассейнового моделирования; **3** — прогнозные аккумуляции УВ.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 2

1 — structures identified using seismic data; **2** — promising zones identified as a result of basin modelling; **3** — predicted HC accumulations.

For other Legend items see Fig. 1, 2

коэффициента трансформации керогена в рифейских отложениях (до 95 %) и семилукском горизонте (до 75 %). За счет больших мощностей калтасинской свиты в юго-западной части полигона моделирования выделен еще один крупный очаг генерации нефти. На данной территории генерационный потенциал рифейских НГМП выработан на 85–95 %, семилукского горизонта — 25–35 %.

Остальная же территория, в том числе центральная часть полигона моделирования, харак-

теризуется относительно высокой выработкой потенциала калтасинских НГМП (до 80 %) и средней — семилукских (30–50 %) [6].

Прочие НГМП (турнейского, фаменского, франского и окского возраста) оказывали меньшее влияние на заполнение структур полигона исследования (до 10 % сгенерированных УВ).

Анализ сходимости прогнозных аккумуляций и залежей УВ по данным Государственного баланса показал высокую достоверность моделирования.

Также прогнозные аккумуляции, обнаруженные в результате построения модели, подтверждаются фактическими данными — нефтепроявлениями по керну, результатами испытаний в скважинах.

Прогноз перспектив нефтегазоносности по результатам бассейнового 3D-моделирования

В целом модель успешно отразила распространение коллекторов на западном, восточном бортах и осевой части Камско-Кинельской системы прогибов. Результаты моделирования выявляют актуальную концепцию формирования [7], фазовый состав залежей и их ресурсный потенциал.

Выводы

1. В изучаемом разрезе установлено наличие НГМП с высоким генерационным потенциалом, достаточным для заполнения коллекторов в границах месторождений и структур основных нефтегазоносных комплексов.

2. В нижне-средневизейском терригенном и верхневизейско-башкирском карбонатном нефтегазоносных комплексах, по результатам моделирования, сосредоточено более 70 % начальных суммарных ресурсов, что подтверждает общую концепцию нефтегазоносности района.

3. По генезису ловушки УВ-сырья являются в основном структурными.

4. Фазовый состав флюида, по результатам бассейнового моделирования, — нефть. Это обусловлено выбором полигона моделирования, где восточная часть территории не испытывала достаточного погружения для достижения НГМП стадии катагенеза выше МК₃. Однако, по проведенным ранее

исследованиям [8], миграция флюидов с последующим образованием газовых залежей на восточном борту Камско-Кинельской системы прогибов происходит из восточной части Юрюзано-Сылвенской депрессии с достаточным погружением НГМП, где они достигают газового окна. Именно за счет этого северо-восточная часть территории в основном характеризуется залежами газообразных УВ.

5. Ресурсы изучаемой территории — 340 млн т усл. топлива (по данным Государственного баланса — 299 млн т усл. топлива [1, 2]), при этом заполняемость уже открытых залежей УВ по всем нефтегазоносным комплексам близка к максимально полной, что соответствует фактическим данным и свидетельствует о высокой достоверности исследования.

6. Аккумуляции, выявленные в пределах территории исследования и не попавшие в контуры месторождений, стоящих на балансе, рассматриваются как перспективные для открытия новых залежей УВ. Наличие скоплений в пластах по данным бассейнового моделирования рассматривается в качестве одного из критериев перспективности объекта.

7. Выделены две перспективные зоны (I и II) (рис. 5), включающие осевую и внутреннюю прибреговую зоны, где в контурах, выделенных по сейсморазведочным данным структур, получены прогнозные скопления УВ по результатам бассейнового моделирования. Остальные части территории исследования при текущем уровне изученности обладают средними перспективами обнаружения новых залежей УВ, в том числе за счет отсутствия подтвержденных сейсморазведочными работами структур и проявлений нефтегазоносности в скважинах.

Литература

1. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2021 г. Вып. 82. Газы горючие. Приволжский федеральный округ. Ч. 2. Пермский край : в 2 кн. — М., 2021. — 403 с.
2. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2021 г. Вып. 81. Нефть. Приволжский федеральный округ. Ч. 2. Пермский край : в 2 кн. — М., 2021. — 541 с.
3. Путилов И.С., Соловьев С.И., Климовских М.А., Сулима А.И., Винокурова Е.Е., Габнасыров А.В., Корякин С.Ю., Львовская Я.Л., Варушкин С.В. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности девонских карбонатных отложений юга и юго-востока Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2019. — № 6. — С. 29–35. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-29-35.
4. Путилов И.С., Винокурова Е.Е., Пулина А.С., Корякин С.Ю., Львовская Я.Л., Никитина М.В., Южаков А.Л., Габнасыров А.В., Макиев Т.Т. Региональная оценка нефтегазоносности девонских терригенных отложений на юге Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2020. — № 8. — С. 34–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-34-43.
5. Гиниятова Л.Ф., Башкова С.Е., Карасева Т.В. Анализ развития рифей-вендских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НГП в связи с их нефтегазоносностью // Вестник Пермского университета. Геология. — 2017. — Т. 16. — № 3. — С. 275–282. DOI: 10.17072/psu.geol.16.3.275.
6. Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen // Marine and Petroleum Geology. — 1995. — Т. 12. — № 3. — С. 291–319. DOI: 10.1016/0264-8172(95)98381-E.
7. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. — М. : «ЕАГЕ Геомодель», 2014. — 232 с.
8. Корякин С.Ю. Опыт бассейнового моделирования верхнедевонских карбонатных отложений на юго-восточной части Пермского края // Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. по мат-лам XII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Пермь, 2–5 апреля 2019 г.). — Пермь, 2019. — С. 313–315.

References

1. Gosudarstvennyi balans zapasov poleznykh iskopaemykh Rossiiskoi Federatsii na 1 yanvarya 2021 g. Vypusk 82. Gazy goryuchie. Privolzhskii federal'nyi okrug. Ch. 2. Permskii kraj : v 2 kn. [State Register of Mineral Reserves of the Russian Federation as on January 1, 2021; Vol. 82. Natural combustible gas. Volga Federal District. Part 2. Perm Krai: in two books]. Moscow; 2021. 403 p. In Russ.

2. *Gosudarstvennyi balans zapasov poleznykh iskopaemykh Rossiiskoi Federatsii na 1 yanvarya 2021 g. Vypusk 82. Gazy goryuchie. Privolzhskii federal'nyi okrug. Ch. 2. Permskii krai : v 2 kn. [State Register of Mineral Reserves of the Russian Federation as on January 1, 2021; Vol. 81. Oil. Volga Federal District. Part 2. Perm Krai : in two books]. Moscow; 2021. 541 p. In Russ.*
3. *Putilov I.S., Solov'ev S.I., Klimovskikh M.A., Sulima A.I., Vinokurova E.E., Gabnasyrov A.V., Koryakin S.Yu., L'vovskaya Ya.L., Varushkin S.V.* New data on the geological structure and oil and gas potential of the Devonian-carboniferous sediments in the south and southeast of the Perm region. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2019;(6):29–35. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-29-35. In Russ.
4. *Putilov I.S., Vinokurova E.E., Pulina A.S., Koryakin S.Yu., L'vovskaya Ya.L., Nikitina M.V., Yuzhakov A.L., Gabnasyrov A.V., Makiev T.T.* Regional assessment of oil and gas potential of the Devonian terrigenous deposits in the south of Perm territory. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2020;(8):34–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-34-43. In Russ.
5. *Giniyatova L.F., Bashkova S.E., Karaseva T.V.* The analysis of oil and gas potential of the riphean-vednian deposits of the northeast part of the Volga-Ural oil and gas province. *Bulletin of Perm University. Geology.* 2017;16(3):275–282. DOI: 10.17072/psu.geol.16.3.275. In Russ.
6. *Pepper A.S., Corvi P.J.* Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology.* 1995;12(3):291–319. DOI: 10.1016/0264-8172(95)98381-E.
7. *Zhemchugova V.A.* Rezervuarnaya sedimentologiya karbonatnykh otlozhenii [Reservoir sedimentology of carbonate deposits]. Moscow : "EAGE Geomodel"; 2014. 232 p. In Russ.
8. *Koryakin S.Yu.* Opyt basseinovogo modelirovaniya verkhnedevonskikh karbonatnykh otlozhenii na yugo-vostochnoi chasti Permskogo kraia [Experience in basin modeling of Upper Devonian carbonate deposits in the South-East of the Perm territory]. In: *Geologiya v razvivayushchemsya mire: sb. nauch. tr. po mat-lam XII Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh (Perm', 2–5 April 2019).* Perm'; 2019. pp. 313–315. In Russ.

Информация об авторах

Макиев Тимур Тариелович

Инженер 1-й категории

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,

614066 Пермь, ул. Пермская, д. 3А

e-mail: timur.makiev@pnn.lukoil.com

Корякин Семен Юрьевич

Ведущий инженер

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,

614066 Пермь, ул. Пермская, д. 3А

e-mail: semen.koryakin@pnn.lukoil.com

Information about authors

Makiev Timur Tarielovich

1st Category Engineer

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch,

3A, ul. Permskaya, Perm, 614066, Russia

e-mail: timur.makiev@pnn.lukoil.com

Koryakin Semen Yur'evich

Leading Engineer

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch,

3A, ul. Permskaya, Perm, 614066, Russia

e-mail: semen.koryakin@pnn.lukoil.com

УДК 551.83 (553.98)

DOI 10.31087/0016-7894-2023-2-71-84

Анализ коллекторских свойств пород эмско-тиманского нефтегазоносного комплекса на территории Камского Предуралья в связи с нефтегазоносностью

© 2023 г. | Т.В. Савинова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПнефть», Пермь, Россия; tatyana.savynova@pnn.lukoil.com

Поступила 15.12.2022 г.

Доработана 16.03.2023 г.

Принята к печати 17.03.2023 г.

Ключевые слова: литофациальный анализ; коллектор; палеогеографическая обстановка; флюидоупор; перспективы нефтегазоносности; эмско-тиманский терригенный комплекс.

Аннотация: На основе литофациального анализа прослежены палеогеографические обстановки и условия осадконакопления такатинско-тиманского этапа развития территории Камского Предуралья. Отражены особенности осадконакопления в Краснокамско-Чусовской палеовпадине, играющей ведущую роль в формировании потенциала нефтематеринского комплекса. По результатам литофациального анализа установлено, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаные тела прибрежно-морского генезиса, относящиеся к зоне низменной приморской дельтовой равнины. Оценка коллекторских свойств пашийских и тиманских отложений выполнена на основе построенных карт эффективных мощностей, песчаности и расчлененности разреза, а также качества коллекторов и мощности регионального тиманско-саргаевского флюидоупора. Установлено, что пашийские отложения характеризуются как преимущественно среднеемкие, среднепроницаемые коллекторы, а тиманские — как низкоемкие, низкопроницаемые. Лучшими коллекторскими свойствами в изученной части разреза обладают мелко- и среднезернистые песчаники, крупнозернистые алевролиты Пермского свода и Верхнекамской впадины, где пористость изменяется от 12 до 24 %, проницаемость достигает 1530 фм² (среднее значение 350 фм²). Выделены зоны, представляющие максимальный нефтепоисковый интерес. По результатам структурного и литолого-фациального анализов составлена палеотектоническая схема эмско-тиманского структурного яруса как основа нефтегазогеологического районирования и планирования дальнейших направлений геолого-разведочных работ. Основные перспективы нефтегазоносности эмско-тиманского терригенного комплекса связаны с восточной частью Верхнекамской впадины, Пермским сводом и Висимской моноклиналью.

Для цитирования: Савинова Т.В. Анализ коллекторских свойств пород эмско-тиманского нефтегазоносного комплекса на территории Камского Предуралья в связи с нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 71–84. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-71-84.

Analysis of rock reservoir properties in the context of petroleum potential: Emsian-Timanian Play in the Kama territory of the western Urals piedmont

© 2023 | T.V. Savynova

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPneft Branch, Perm, Russia; tatyana.savynova@pnn.lukoil.com

Received 15.12.2022

Revised 16.03.2023

Accepted for publication 17.03.2023

Key words: lithofacies analysis; reservoir; gross depositional environment; impermeable bed; petroleum potential; Emsian-Timanian terrigenous sequence.

Abstract: Based on lithofacies analysis, the authors have traced back gross depositional environments and settings for the Takatinsky-Timansky stage of the evolution in the Kama territory of the western Urals piedmont. They demonstrate the features of sedimentation in the Krasnokamsky-Chusovsky paleodepression that plays a leading role in building the potential of source rock sequence. The results of the lithofacies analysis allowed founding that sand bodies of coastal-marine genesis belonging to the zone of the seaside lowland delta plain have the better reservoir properties. Evaluation of reservoir properties of the Pashiisky and Timansky deposits is conducted on the basis of net thickness and net-to-gross maps, as well as section differentiation, reservoir quality, and thickness of the Timansky-Sargaevsky regional impermeable bed. It was found that the Pashiisky deposits are described as mainly medium-capacity medium-permeable reservoirs, while the Timansky — as low-capacity and low-permeable. Fine- and medium-grained sandstone, coarse-grained siltstone in the Permian Arch have the best reservoir properties in the studied interval of the section, where porosity ranges from 12 to 24 %, and permeability reaches 1530 mD (with the mean of 350 mD). The authors delineated zones of maximum interest in the context of petroleum exploration. Resulting from structural and lithofacies analyses, the paleotectonic scheme of the Emsian-Timanian structural stage was created that is the basis of geopetroleum zoning and planning of further trends of exploration

and prospecting activities. Main petroleum potential of the Emsian-Timanian terrigenous sequence are associated with the eastern part of the Verkhnekamsky depression, Permian arch, and Visimsky monocline.

For citation: Savinova T.V. Analysis of rock reservoir properties in the context of petroleum potential: Emsian-Timanian Play in the Kama territory of the western Urals piedmont. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(2):71–84. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-71-84. In Russ.

Стратиграфический разрез эмско-тиманского комплекса

Анализ коллекторских свойств отложений эмско-тиманского терригенного комплекса выполнен на основе данных Государственного баланса запасов УВ Пермского края (на 01.01.2021 г.), результатов лабораторно-аналитических исследований филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» и АО «КамНИИКИГС», а также материалов научно-исследовательских и производственных работ, проведенных на территории Пермского Прикамья.

Стратиграфический разрез приведен на основании [1, 2], где комплекс представлен 3 ярусами, объединяющими 12 горизонтов (рис. 1). Согласно [2], нижняя часть тиманского горизонта вошла в состав живетского яруса, а верхняя рассматривается в объеме франского яруса. Кроме того, стратиграфический объем тиманского горизонта (платформенной части) меньше кыновского (Урал) на одну палинологическую зону, которая включена в объем пашийского горизонта. Таким образом, и продуктивный пласт, который относился к основанию кыновского горизонта (D_{0-2}), теперь выделяется как верхнепашийский.

Палеогеография такатинско-тиманского времени развития региона

Палеогеографическая обстановка начала эмского времени диктовалась предшествовавшим длительным кембрий-силурийским этапом континентального развития, в течение которого рельеф суши Пермского Прикамья существенно нивелировался. Временной период эмско-тиманского этапа развития территории насчитывает 24,9 млн лет (407,6–382,7 млн лет) и характеризуется неоднократной сменой трансгрессивно-регрессивных циклов и фациальных обстановок. Существовавший в раннедевонскую эпоху (эмский век) единый континент под воздействием тектонических колебаний и наступления с востока Уральского палеоокеана разделился Краснокамско-Чусовским прогибом на Гайнинско-Чердынское с севера и Красноуфимское с юга палеоподнятия¹. Соответственно, в Краснокамско-Чусовском прогибе шло основное накопление осадочной толщи в условиях начавшейся трансгрессии Уральского моря (рис. 2). В такатинское время этот морской бассейн был довольно мелководным, и, ввиду отсутствия морской фауны, его можно сравнить с прибрежной лагуной, соединяющейся на востоке с открытым морем.

¹Цырлина В.Б. Стратиграфия, петрография, фашии и перспективы нефтеносности девонских отложений бассейна р. Чусовой, Прикамья и северной части Уфимского плато: отчет. – Л.: Фонды ВНИГРИ, 1953.

С окружающих лагуну поднятий речными потоками сносился обломочный несортированный материал, нередко пестроокрашенный. Отложившиеся породы отличаются кривой слоистостью. С вязовского времени в прогибе начинает формироваться нормально-морской мелководный бассейн. В прибрежных зонах прогиба преобладает накопление обломочного материала, приносимого с приподнятых участков суши. Граница между такатинским и вязовским горизонтами в таких разрезах установлена палинологически по смене комплекса спор [3]. Вязовские отложения имеют более широкое распространение и присутствуют в центральной части Краснокамско-Чусовской впадины, на северо-востоке — на Искорской, Исаневской и других площадях.

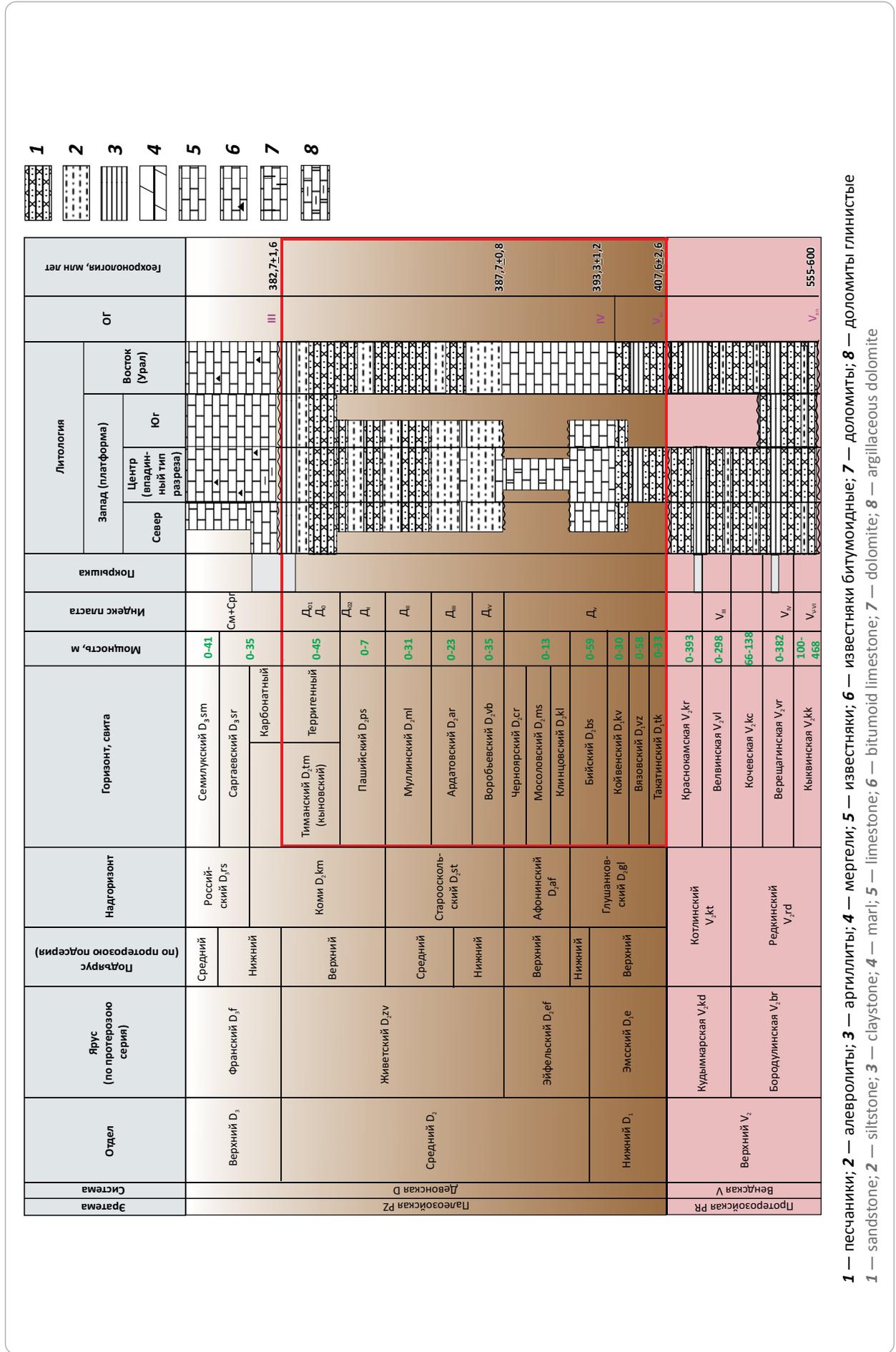
В северо-западной части Пермского края в эмский век продолжает существовать низменная суша, более приподнятая в районе Коми-Пермяцкого палеосвода (гайнинская часть), которая сохраняет свои границы на протяжении ранне- и среднедевонской эпох развития и позднее. В койвенское время обстановка в целом сохраняется, но в осевой зоне прогиба фиксируются мелководно-морские условия, где накапливались преимущественно карбонатные осадки с определяющим комплексом остракод, криноидей, брахиопод. В бийское время уже большая часть прогиба занята мелководным морем с богатым органическим миром кораллов, строматопор, брахиопод, криноидей и др. В условиях усиливающейся трансгрессии Уральского моря терригенные осадки в центральной части Краснокамско-Чусовской впадины сменяются на терригенно-карбонатные и карбонатные. Так, в скв. Старцевская в нижней терригенной части пород бийского возраста установлены споры, а выше по разрезу — уже типичные для этого времени брахиоподы, трилобиты и остракоды. Здесь же в разрезе присутствуют карбонатные отложения афонинского надгоризонта, соответствующего клинцовскому, мосоловскому и черноморскому временным интервалам. Для этого времени типичен максимум регрессии моря и преобладание суши, поэтому афонинские отложения сохранились как реликты морского бассейна и характеризуются повышенной соленостью.

Очередной трансгрессивный этап развития территории начинается в воробьевское время, где широкое развитие получили прибрежно-морские фашии, представленные песчано-алевритовыми осадками. Связаны они с авандельтами, отмелями и донными течениями, а также с переотложенными продуктами коры выветривания, приносимыми с ближайших суш.

В ардатовское время, после непродолжительного перерыва, наступила новая волна трансгрессии



Рис. 1. Сводный стратиграфический разрез эмско-тиманского нефтегазоносного комплекса на территории Пермского края
Fig. 1. Composite generalized stratigraphic column of the Emsian-Timanian Play in the territory of the Perm Krai

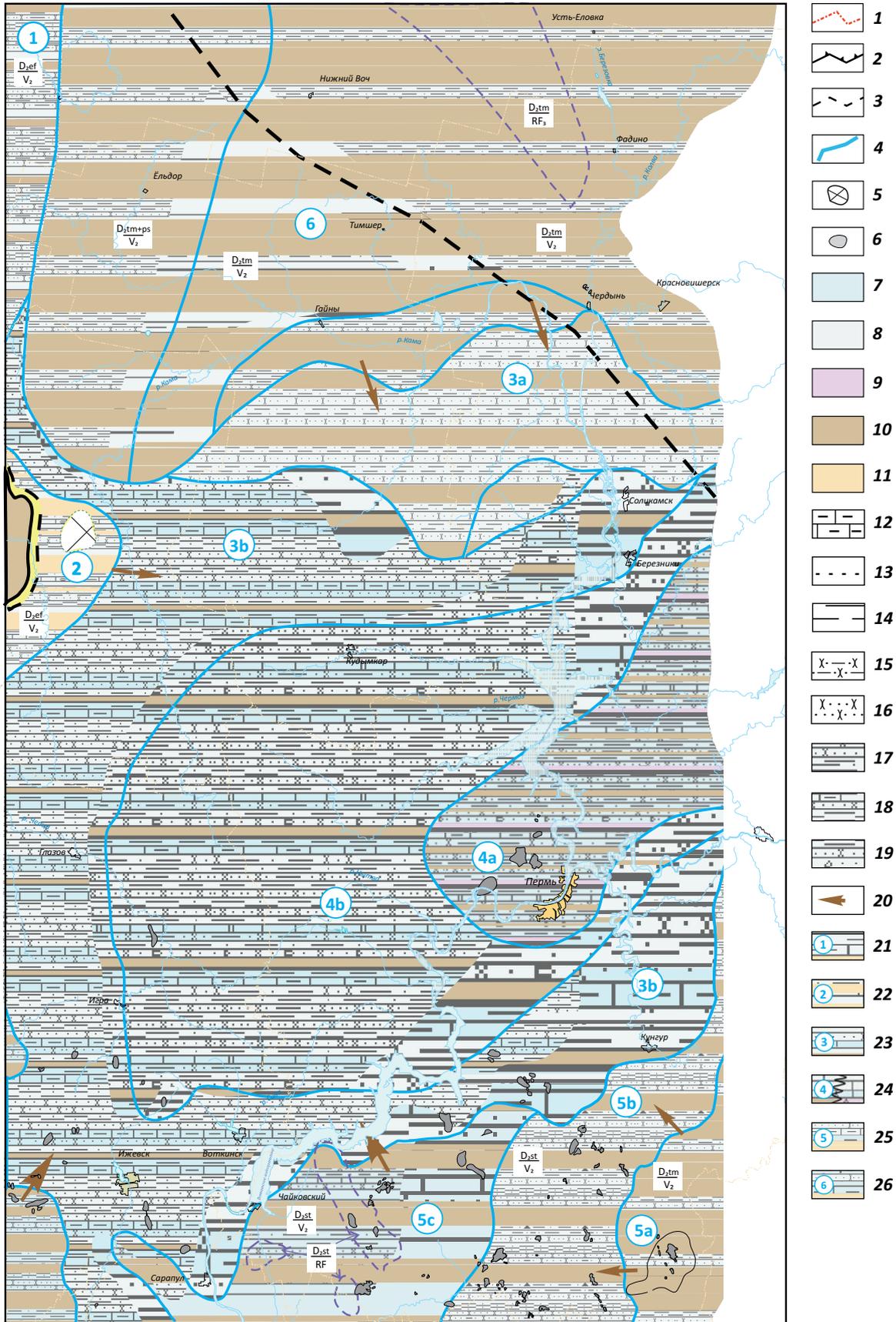


1 — песчаники; 2 — алевролиты; 3 — аргиллиты; 4 — мергели; 5 — известняки; 6 — известняки битумоидные; 7 — доломиты; 8 — доломиты глинистые
 1 — sandstone; 2 — siltstone; 3 — claystone; 4 — marl; 5 — limestone; 6 — bitumoid limestone; 7 — dolomite; 8 — argillaceous dolomite



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Литолого-палеогеографическая схема эмсско-тиманского времени
 Fig. 2. Scheme of lithology and paleogeography of the Emsian-Timanian time



Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

Границы (1–4): 1 — административные, 2 — тектонических элементов I порядка, 3 — Чердыннской шовной зоны, 4 — фациальных зон; 5 — зона отсутствия отложений; 6 — месторождения нефти в комплексе; **фациальные обстановки (7–11):** 7 — морская мелководная, 8 — прибрежно-морская, 9 — опресненная лагуна, 10 — суша относительно высокая, 11 — суша островная низменная; 12 — известняки глинистые; 13 — алевролиты; 14 — аргиллиты; 15 — песчаники глинистые; 16 — песчаники; **состав толщи пород девонского терригенного комплекса (17–19):** 17 — D_{2ps-tm} , 18 — D_{2vr-ml} , 19 — $D_{1e-D_{2ef}}$; 20 — направление сноса материалов; **зона (21–25):** 21 — активное прогибания и интенсивного накопления мощной песчано-алевритовой толщи (с включением грубообломочных пород, прослоев угля, растительных остатков) в прибрежно-морской обстановке; в эмсский век — континентальная суша; в позднегиманское время — морская обстановка с накоплением аргиллитовой толщи, местами морских карбонатных осадков, 22 — низменной островной суши, периодически заливаемой морем; осадконакопление в прибрежно-морской (в раннегиманское время — в мелководной) обстановке; в эмсский век — континентальная обстановка; осушение морского бассейна в воробьевско-муллинское время, 23 — склонов Краснокамско-Чусовской впадины, характеризующаяся развитием обстановок осадконакопления от прибрежно- до мелководно-морской и до полного осушения морского бассейна в предардатовское время (подзона 3a); подзона 3b — с часто меняющимся режимом морского бассейна: от мелководно-морского (эйфельский, франкийский века) до полного осушения участками в воробьевско-ардатовское время, 24 — Краснокамско-Чусовской впадины; в такатинское время в восточной части осевой зоны (подзона 4a) — обстановка опресненной лагуны (фации заливно-лагунного побережья) и ее локальное осушение в воробьевское и пашийское время; в западной (подзона 4b) — участками континентальная (выпадение из разреза отдельных горизонтов эмского яруса) и прибрежно-морская обстановка; в позднекойвинско-бийское время — мелководно-морская обстановка (фауна табулята, криноидей, брахиопод, водорослей), в старооскольское время — прибрежно-морская, в позднегиманское (местами и в позднепашийское) — обстановка мелкого моря, 25 — южного и юго-восточного обрамления Краснокамско-Чусовской впадины с континентальной обстановкой в эмсский, эйфельский века (подзона 5b), участками осушения бассейна в воробьевское (подзона 5c) и морской обстановкой — в ардатовско-муллинское (местами и в позднегиманское) время; подзона 5a — дотиманская суша; 26 — Гайнинско-Чердынская дотиманская (местами допашийская) суша, сложенная смятыми в складки терригенными и карбонатными породами верхнего рифея, юго-западнее — платформенными отложениями верхне-го венда, на которой трансгрессивно залегают терригенные и карбонатные отложения пашийско-тиманского возраста

Boundaries (1–4): 1 — administrative, 2 — 1-st order tectonic elements, 3 — Cherdynsky suture zone, 4 — facies zone; 5 — zone of the deposits absence; 6 — oil fields in the sequence; **facies environments (7–11):** 7 — shallow marine, 8 — coastal marine, 9 — fresh-water lagoon, 10 — relatively high land, 11 — low-lying island terrain; 12 — argillaceous limestone; 13 — siltstone; 14 — claystone; 15 — argillaceous sandstone; 16 — sandstone; **composition of the Devonian terrigenous rock association (17–19):** 17 — D_{2ps-tm} , 18 — D_{2vr-ml} , 19 — $D_{1e-D_{2ef}}$; 20 — direction of material transportation; **zone (21–25):** 21 — active subsidence and intensive accumulation of thick silty sandstone series (with rudaceous rocks, clay members, and plant remains embedded) in the coastal-marine environment; in the Emsian Stage — continental terrain; in the Later Timanian time — marine environment with deposition of claystone, and locally — marine carbonate sediments, 22 — low-lying island terrain from time to time flooded by sea; sedimentation in the coastal-marine (in the Early Timanian time — in the shallow-marine) environment; in the Emsian Stage — continental environment; drying out the marine basin in the Vorobyovian-Mullinsky time, 23 — slopes of Krasnokamsky-Chusovsky depression with depositional environments from coastal- to shallow-marine and up to complete drying out of the marine basin in the pre-Ardatovian time (3a subzone); 3b subzone — with a frequently changing regime of marine basin: from shallow-marine (Eifelian, Frasnian Stage) up to partial drying out in the Vorobyovian, Ardatovian time, 24 — Krasnokamsky-Chusovsky depression; in the Takatinsky time in the eastern part of the axial zone (4a subzone) — environment of fresh-water lagoon (facies of the gulf-lagoon coast) and its local drying out in the Vorobyovian and Pashiisky time; in the western part (4b subzone) — somewhere continental (falling certain Emsian horizons out of the column) and coastal-marine environments; in the Later Koivinsky-Biisky time — shallow-marine environment (tabulata, crinoids, brachiopods, algae fauna), in the Starooskolsky time — coastal-marine, in the Later Timanian (and locally in the Later Pashiisky) — shallow-marine environment, 25 — southern and south-eastern neighbourhood of the Krasnokamsky-Chusovsky depression with continental environment in the Emsian, Eifelian stages (5b subzone), and local areas of drying out in the Vorobyovian time (5c subzone) and marine environment — in the Ardatovky-Mullinsky time (locally in the Later Timanian time as well); 5a subzone — pre-Timanian terrain; 26 — Gaininsky-Cherdynsky pre-Timanian (locally pre-Pashiisky) terrain composed of the folded Upper Riphean terrigenous and carbonate rocks, to the south-west — Upper Vendian platform-type deposits with terrigenous and carbonate Pashiisky-Timanian series transgressively overlying them

Уральского моря. Осадки интенсивно поступали с Башкирско-Красноуфимской, Северо-Татарской и частично — с Гайнинско-Чердынской суши. Происходит дальнейшее погружение Краснокамско-Чусовской впадины, начавшееся в эйфельский век. Аналогичные процессы отмечены и в муллинское время. В прибрежно-морских условиях формируются осадки муллинского седиментационного цикла с образованием песчаноалевритовых пачек пласта D_{2c} . В области суши происходят непрерывные процессы механического выветривания. Накопление песчано-алевритового материала контролировалось неровностями рельефа морского дна и режимом колебательных движений. Дальнейшая трансгрессия обусловила развитие в муллинское время фаций открытого мелкого моря.

Очередным этапом трансгрессии моря с обильным накоплением песков и алевролитов и проявлением вулканической деятельности ознаменовалось пашийское время. Конгломератовидные песчаники, песчаногравелиты, вскрытые скважинами на отдельных площадях (Гожанской, Краснокамской, Быркинской), свидетельствуют о предпашийском размыве и континентальном периоде осадконакопления. Отсутствие грубозернистых и плохо отсортированных песчаников в отложениях пашийского возраста и их кварцевый состав свидетельствуют о том, что формирование терригенной толщи происходило за счет переотложения и перемыывания ранее отложенных пород, в том числе и коры выветривания. Толща пород пашийского возраста характеризуется отсутствием фауны. В алевролитах

встречается обугленный и пиритизированный растительный детрит, редко — лингулы, из минеральных включений отмечаются сферолиты сидерита. Проявление вулканической деятельности отмечено в разрезах Куединской, Тартинской площадей и в других районах Приуралья. Перерывы в осадконакоплении в пашийское время имели место на северо- и юго-востоке Пермского края, где тиманские слои залегают на породах различных стратиграфических комплексов — от муллинского горизонта до рифея (южный борт Краснокамско-Чусовской впадины). В позднепашийское время во впадине по-прежнему существовала прибрежная равнина, в которой в условиях дельт, опресненных лагун и заливов осаждался плохо отсортированный алевритово-глинистый материал с примесью песчаного. Выше формировалась карбонатно-глинистая пачка, возникшая за счет усиления трансгрессии Уральского моря. Песчаноалевролитовые отложения пашийского возраста постепенно переходят в тиманские. В течение раннетиманского времени бассейн осадконакопления был мелководным и частично опресненным, со спокойным гидродинамическим режимом, о чем свидетельствуют тонкая горизонтальная слоистость, ходы илоедов и биоценоз фауны. Во второй половине тиманского времени, в результате дальнейшего опускания ложа бассейна седиментации и трансгрессии моря, накапливаются карбонатные осадки открытого моря с типичной морской фауной.

Севернее протрассированной здесь южной границы Чердынской шовной зоны континентальная обстановка существовала вплоть до тиманского века, а к югу от нее — до пашийского и тиманского. В северной зоне терригенные породы тиманского возраста залегают на породах верхнерифейского комплекса; южнее они перекрывают поверхность верхневендских отложений (см. рис. 2). Здесь в тиманский век фациальная обстановка сменилась на прибрежно-морскую. Терригенная толща сложена алевролитами серыми, светло-серыми и зеленовато-серыми, неравномерно-глинистыми, вверху ожелезненными, пестроокрашенными, крупнозернистыми с прослоями песчаников, аргиллитов, редко — известняков.

Схожая обстановка существовала на крайнем юго-востоке площади исследований, где в дотиманское время была низменная суша (Красноуфимская). Здесь маломощная осадочная толща тиманского времени, сформировавшаяся в прибрежно-морской обстановке, перекрывает отложения верхнего венда. На этой же территории предполагается существование незначительной по площади литоральной зоны, периодически заливаемой морем, которая окаймляла сушу, сложенную карбонатными породами калтасинской свиты нижнего рифея. Западнее прибрежно-морская обстановка сложилась раньше — в воробьевско-муллинское время. Постепенно в северном и западном направлениях обстановка сменяется мелководно-морской, процесс накопления терригенных осадков этого облика

происходил с воробьевского по тиманское время. В более пониженных участках рельефа мощность накопившейся осадочной толщи увеличивается от 12—29 до 34—87 м и более. В южной части территории Пермского края (на северном склоне Башкирского свода) выделяются отдельные участки, где толща терригенных пород старооскольского возраста перекрывает отложения среднего и нижнего рифея (зона 5с), т. е. участки суши, существовавшей в эмский и эйфельский века. Подтверждающий это предположение разрез вскрыт глубокими скважинами на Дубровской, Шалымской, Гожанско-Быркинской, Куединской и других площадях бурения.

Разрез южного борта Краснокамско-Чусовской палеовпадины сложен песчано-алевритовой толщей старооскольского надгоризонта, алевролитами с прослоями песчаников пашийского возраста и алевролито-аргиллитовой толщей, сформировавшейся в тиманский век. В склоновом типе разреза отложения воробьевского возраста отсутствуют. В пониженных участках морского ложа в воробьевское время осаждались карбонатные осадки, выраженные в разрезе отдельных скважин пропластками серых глинистых известняков и сидеритовых пород, перекрытых глинистыми алевролитами с растительными остатками. Разрезы ардатовско-муллинской толщи включают карбонаты, в связи с тем, что в это время в южные районы море трансгрессировало с территории Башкортостана.

Следовательно, за 25 млн лет эмско-тиманского развития территории, для большей (центральной) части области исследования были характерны прибрежно-морские условия осадконакопления (фации дельтовых протоков, песков разливов, прибрежно-аккумулятивных образований, заливно-лагунного побережья). Для этой области типичны наиболее полный разрез и максимальные мощности. Фации аллювиально-русловые и пойменные, характеризующие прибрежно-континентальные обстановки осадконакопления (переходные), распространены к югу и северу от Краснокамско-Чусовского прогиба. В этих условиях происходило накопление песчаников, алевролитов, аргиллитов, фациально сменяющих друг друга в разных соотношениях даже в пределах одной площади. Открытое нормальное мелкое море существовало в позднекойвинско-бийское (в центральной части) и поздне-нетиманское (на всей территории) время, когда накапливались мелко- и тонкозернистые известняки, а в бийское время — строматопоровые, криноидные и коралловые карбонаты.

Характеристика коллекторских свойств пластов тиманских и пашийских отложений

Палеогеографические обстановки осадконакопления и литолого-фациальный состав отложений предопределили условия формирования природных резервуаров девонского терригенного комплекса. Для анализа коллекторских свойств использовались данные ГИС и результаты лабораторных

исследований ядерного материала пашийского и тиманского горизонтов как основных резервуаров для аккумуляции УВ. Эмско-муллинские отложения имеют единичные определения данных параметров по керну и поэтому объектами исследования не являлись. Для отнесения коллекторов к тому или иному классу была использована классификация поровых коллекторов А.И. Кринари (1959) [4]:

низкоемкие (10–17 %), низкопроницаемые (1–100 фм²);

среднеемкие (17–21 %), среднепроницаемые (100–500 фм²);

высокоемкие (более 21 %), высокопроницаемые (500–1000 фм²).

Эффективные мощности пашийских отложений на большей части территории края изменяются в пределах 0–5 м. Увеличенные значения параметра (более 10 м) отмечаются на территории Пермского свода и в восточной части Верхнекамской впадины (рис. 3 А). Коэффициент песчаности в этих отложениях на отдельных площадях Висимской моноклинали, Пермского свода, Бабкинской седловины составляет 0,8–0,95 доли ед., на остальной части изменяется от 0,2 до 0,6 доли ед. (см. рис. 3 С). Число проницаемых пропластков в отложениях горизонта составляет 1–2, достигая на отдельных площадях Пермского свода, Висимской моноклинали и Верхнекамской впадины 3 (см. рис. 3 Е). Пашийские отложения характеризуются как преимущественно среднеемкие среднепроницаемые коллекторы, которые распространены в южной части Камского свода, почти на всей территории Верхнекамской впадины, на отдельных площадях Висимской моноклинали, Пермского и Башкирского сводов (см. рис. 3 G).

Тиманские породы характеризуются более широким спектром коллекторских свойств. Так, в восточной части изучаемой территории повышенные значения эффективных мощностей в тиманских отложениях наблюдаются в северной части Соликамской депрессии — 6,8 м, на Висимской моноклинали — от 4,7 до 6,5 м, на Пермском своде — 5,5 м. В основном эффективные мощности в отложениях тиманского горизонта варьируют от 0,6 до 4 м (см. рис. 3 В).

Коэффициент песчаности тиманских отложений изменяется от менее 0,1 доли ед. на Камском своде до 0,25 долей ед. на Висимской и до 0,29 доли ед. на Быско-Кунгурской моноклиналях. На южном склоне Башкирского свода коэффициент песчаности изменяется от 0 на Жуковской площади до 0,28 доли ед. на Этышской (см. рис. 3 D).

Зона развития высокоемких (более 21 %), высокопроницаемых коллекторов на Камском своде и в Ракшинской седловине более обширная, чем в Верхнекамской впадине (см. рис. 3 H). Среднеемкие (17–21 %), среднепроницаемые (100–500 фм²) коллекторы в тиманских отложениях развиты около границ развития высокоемких, высокопроницаемых

коллекторов. На большей части изучаемой территории в тиманских отложениях развиты низкоемкие (10–17 %), низкопроницаемые (10–100 фм²) коллекторы. На многих площадях Башкирского свода и Верхнекамской впадины (южная часть) в тиманских отложениях коллекторы не выделены.

Анализируя карты эффективных мощностей, расчлененности и песчаности разреза, качества коллекторов пашийских и тиманских отложений, можно отметить, что максимальный нефтепоисковый интерес представляют зоны:

- центральная и северо-восточная части Пермского свода;

- восточная часть Верхнекамской впадины в районе Соколовского и Ножовского выступов;

- южный склон Камского свода.

Строение тиманско-саргаевского флюидопора

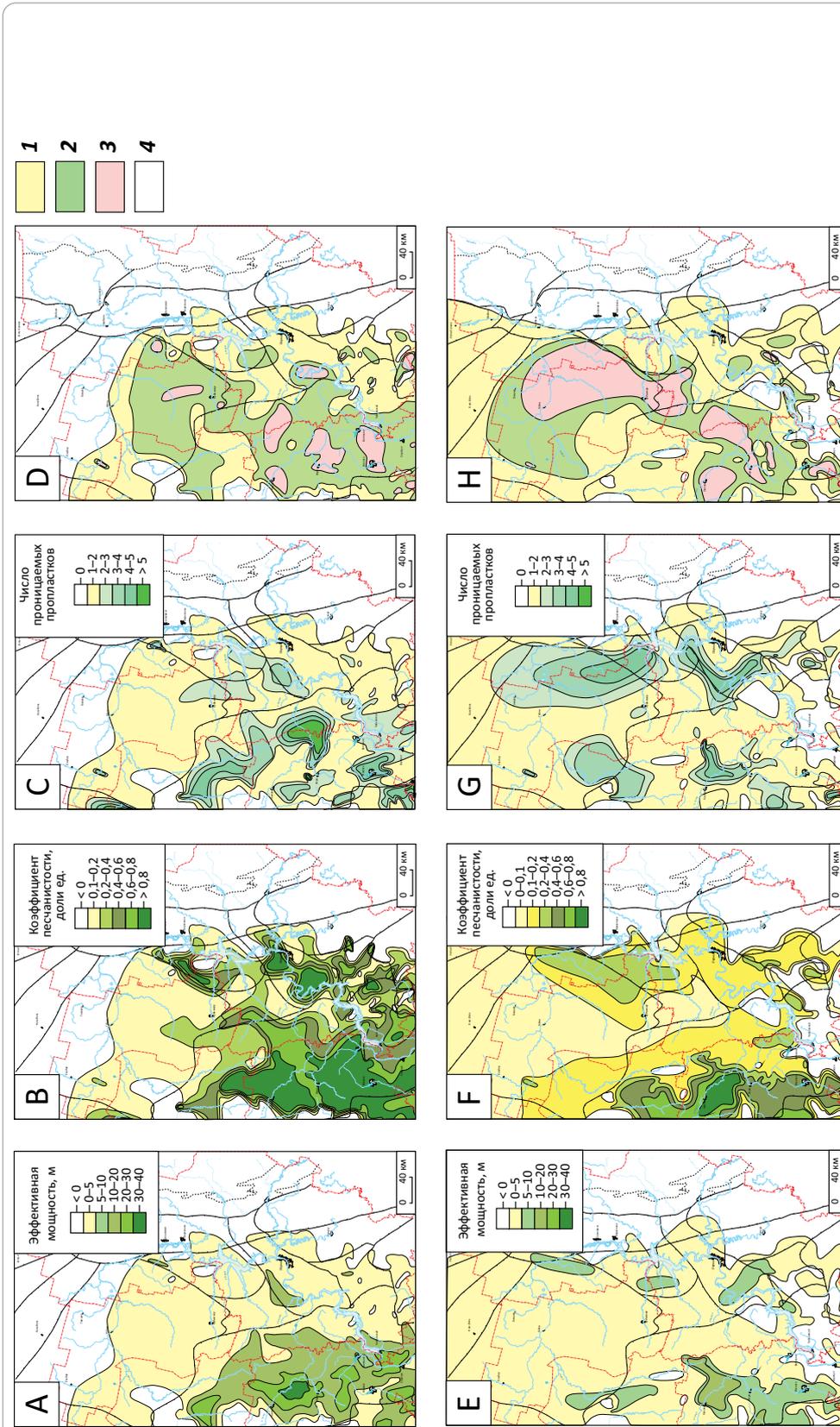
Помимо изучения коллекторских свойств пластов был выполнен анализ строения, распространения и мощности регионального флюидопора комплекса. Тиманско-саргаевская покрывка сложена аргиллитами, прослоями глинистых алевролитов и известняками. Аргиллиты серые, тонкоотмученные, прослоями алевролитистые, на востоке прослоями битуминозные. Алевролиты мелкозернистые, неравномерно-глинистые. Известняки серые, прослоями глинистые, тонко- и мелкозернистые. В составе глин тиманского горизонта преобладает гидрослюда, в подчиненном количестве развиты хлорит и каолинит. Монтмориллонит встречается сравнительно редко и в малых количествах. Однако даже незначительное количество набухающих минералов (монтмориллонита и смешанослойных) обеспечивает непроницаемость глинистых покрывок, тем самым определяя их высокую экранную способность. Тиманско-саргаевская покрывка глинистого и карбонатного составов, несмотря на неоднородность ее строения и на наличие микротрещин, имеет проницаемость менее 0,1 фм², т. е. значение, характеризующее хорошую экранную способность.

При анализе карты мощностей тиманско-саргаевской региональной покрывки удается установить сокращение ее мощности на исследуемой территории с запада на восток и с юга на север, что отражает особенности осадконакопления на востоке Русской платформы в среднем девоне. Мощность покрывки изменяется от 7 до 52 м на платформе и от 3 до 29 м в Предуральском прогибе (рис. 4). В Соликамской и Юрюзано-Сылвенской депрессиях мощность покрывки не превышает 8–15 м, а в Косьвинско-Чусовской седловине — достигает 29 м.

На платформе максимальными мощностями региональной покрывки характеризуется Башкирский свод (17–52 м), хотя на отдельных участках, таких как Аспинское месторождение, ее мощность не превышает 10 м. Возможно благодаря этому фактору, Башкирский свод является лидером по числу

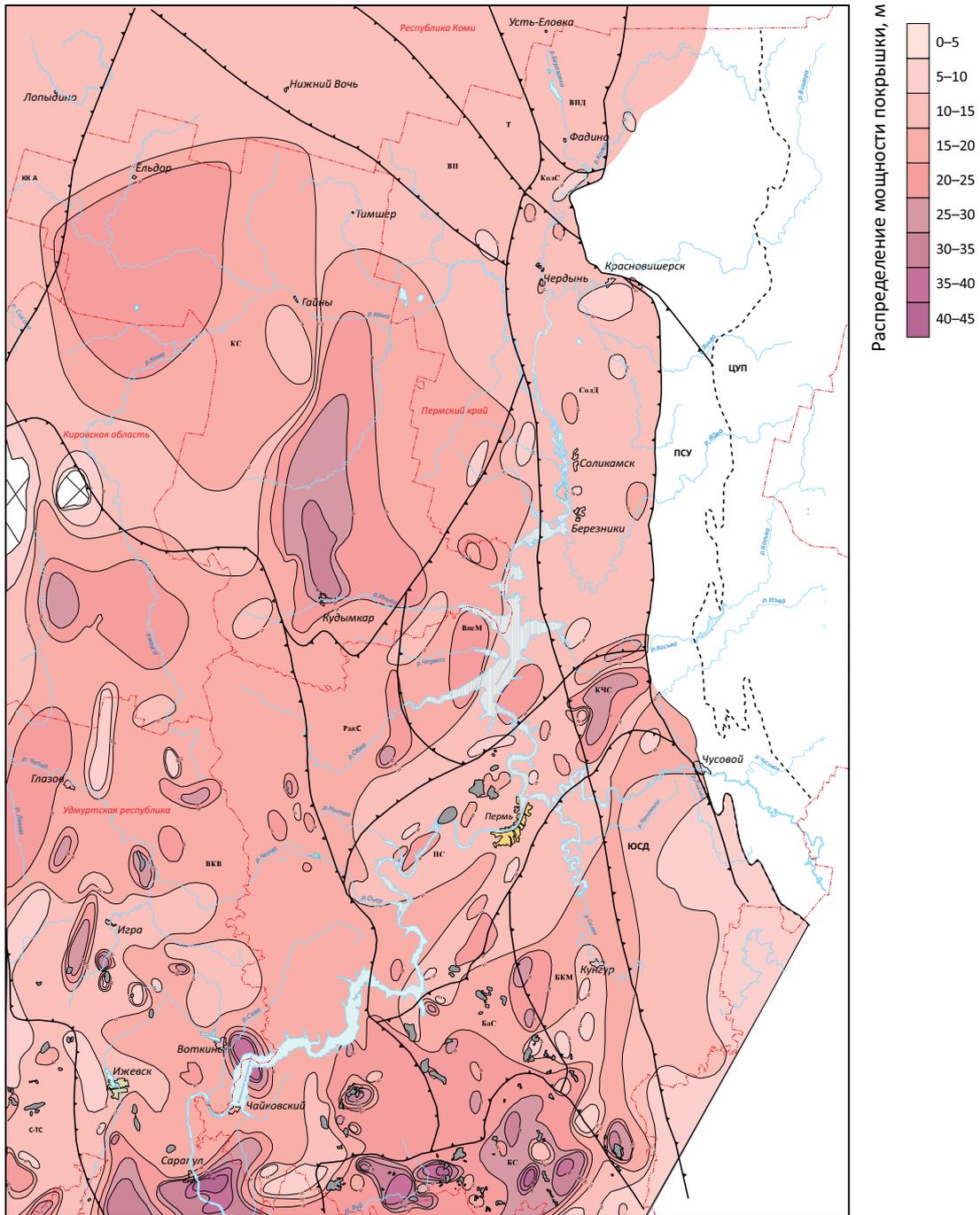


Рис. 3. Схемы распространения коллекторских свойств тиманского и пашийского горизонтов на территории Пермского края
Fig. 3. Schemes of reservoir properties distribution in the Timanian and Pashiisky horizons on the territory of the Perm region



Карты эффективной мощности: А — пашийского горизонта, В — тиманского горизонта; карты коэффициента песчаности: С — пашийского горизонта, D — тиманского горизонта; карты коэффициентов расчлененности: Е — пашийского горизонта, F — тиманского горизонта; карты качества коллекторов: G — пашийского горизонта, H — тиманского горизонта.
Зоны распространения коллекторов (1-3): 1 — низкоемкие (10–17%), низкопроницаемые (100–500 фм²), 2 — среднеемкие (17–21%), среднепроницаемые (100–500 фм²), 3 — высокоемкие (> 21%) высокопроницаемые (500–1000 фм²); 4 — зона отсутствия отложений
 Net thickness maps: A — Pashiisky Horizon, B — Timanian Horizon; NTG maps: C — Pashiisky Horizon, D — Timanian Horizon; maps of average number of permeable intervals in the section: E — Pashiisky Horizon, F — Timanian Horizon; maps of reservoir quality: G — Pashiisky Horizon, H — Timanian Horizon.
Zones of reservoir occurrence (1–3): 1 — having low storage capacity (10–17%) low-permeable (100–500 mD), 2 — having medium storage capacity (17–21%) medium-permeable (100–500 mD), 3 — having low storage capacity (> 21%) high-permeable (500–1000 mD); 4 — zone of the deposits absence

Рис. 4. Схема распространения мощностей региональной тиманско-саргаевской покрывки
Fig. 4. Scheme of the regional Timansky-Sargaevsky seal thickness



Тектонические элементы I порядка: ЦУП — Центрально-Уральское поднятие, ПСУ — передовые складки Урала, ККА — Казанско-Кажимский авлакоген, ВКВ — Верхнекамская впадина, Т — Тиманский кряж, ВП — Вычегодский прогиб, БС — Башкирский свод, ВИСМ — Висимская моноклираль, ВПД — Верхнепечорская депрессия, ЮСД — Юрюзано-Сылвенская депрессия, КЧС — Косвинско-Чусовская седловина, КолС — Колвинская седловина, СолД — Соликамская седловина, КС — Камский свод, БАС — Бабкинская седловина, БКМ — Бымско-Кунгурская моноклираль, ПС — Пермский свод, РакС — Ракшинская седловина, СТС — Северо-Татарский свод.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

I-st order tectonic elements: ЦУП — Central Urals uplift, ПСУ — Urals frontal folds, ККА — Kazansky-Kazhinsky aulacogen, ВКВ — Verkhnekamsky depression, Т — Timansky Ridge, ВП — Vychegodsky trough, БС — Bashkirsky arch, ВИСМ — Visimsky monocline, ВПД — Verkhnepechorsky depression, ЮСД — Yuryuzano-Sylvensky depression, КЧС — Kos'vinsky-Chusovsky saddle, КолС — Kolvinsky saddle, СолД — Solikamsky saddle, КС — Kamsky arch, БАС — Babkinsky saddle, БКМ — Bymsky-Kungursky monocline, ПС — Permsky arch, РакС — Rakshinsky saddle, СТС — North-Tatarsky arch.

For other Legend items see Fig. 2

открытых залежей УВ в этом комплексе. Толщина покрывки в Висимской моноклинали изменяется от 15 до 22 м, а на Камском своде достигает 28–31 м. Для Пермского свода типичны средние значения от 11 до 15 м. Так, на Краснокамском месторождении нефти мощность покрывки равна 12 м, а на Северокамском — 17 м. На Бымско-Кунгурской моноклинали это значение изменяется от 8 до 23 м. Верхнекамская впадина в северной части характеризуется значениями мощностей покрывки от 14 до 18 м. На Верещагинском и Очерском валах этот показатель изменяется от 11 до 27 м, а в южной части Верхнекамской впадины он возрастает от 10 до 32 м. На Андреевском месторождении нефти мощность покрывки составляет 31 м.

Несмотря на то, что одним из решающих условий, определяющих качество покрывки, является ее мощность, даже совсем небольшой пласт нефтегазоупора (2–3 м) может служить надежной покрывкой для формирования и сохранения залежи нефти. Примером являются Аспинское и Сосновское месторождения в Пермском крае (мощность покрывки 5–6 м), а также Областновское и Архангельское в Удмуртской Республике. На Областновском месторождении залежь нефти в тиманском горизонте находится под известняками и доломитами этого горизонта, причем мощность карбонатной пачки достигает 1,5 м. На Архангельском месторождении пашийская пластовая сводовая залежь перекрывается непроницаемой пачкой известняков и аргиллитов мощностью 5–9 м. В то же время на Верещагинском валу в зоне развития непроницаемой тиманской пачки большой мощности (более 27 м), при наличии замкнутых структур и проницаемых пластов, залежи УВ пока не установлены, что возможно объясняется плохими герметизирующими свойствами покрывки [5].

Современный структурный план поверхности терригенной части тиманского горизонта, сформированный в результате тектонических движений герцинского этапа тектогенеза, представляет собой совершенно другую картину. Так, над эмско-тиманской Краснокамско-Чусовской палеовпадиной можно наблюдать Пермский свод с Краснокамской вершиной, Висимскую впадину (не моноклиналь), разделяющую Камский и Пермский своды, при этом Башкирский свод по этим отложениям не выделяется (рис. 5, 6).

Таким образом, по результатам выполненных построений, литолого-фациального анализа и данных фильтрационно-емкостных свойств пород, для компетентной оценки перспектив нефтегазонасыщенности комплекса представляется целесообразным составление структурно-тектонической карты эмско-тиманского яруса как основы нефтегазогеологического районирования и планирования геолого-разведочных работ (рис. 7). Предлагаемый для рассмотрения вариант карты не претендует на окончательный и будет уточняться по результатам детальных работ.

Выводы

На основе проведенных исследований можно сделать следующие выводы.

1. Изученность эмско-тиманского нефтегазоносного комплекса сосредоточена в основном только на пашийско-тиманских отложениях преимущественно в южных районах края (Башкирский свод и Верхнекамская впадина). В то же время эти районы являются для комплекса не самыми высокоперспективными, что объясняется палеогеографическими обстановками, литологической изменчивостью фаций, неполнотой разреза, сложным строением коллекторов, а следовательно, и небольшими дебитами, и величиной запасов.

2. Обстановки осадконакопления способствовали формированию коллекторов порового типа с большими мощностями в восточной части Верхнекамской впадины, на склонах Пермского свода и Висимской моноклинали. Южное крыло Камского, северный и северо-восточный склоны Башкирского и Северо-Татарского сводов соответственно представляют собой зоны распространения множества речных палеорусел такатинско-бийского и клинцовско-тиманского времени формирования с разгрузкой в области Верхнекамской впадины и Пермского свода (в то время Краснокамско-Чусовской палеовпадины).

3. В результате многократной смены трансгрессивно-регрессивных циклов и фациальных обстановок Камский свод является областью, где выклиниваются койвенские, бийские, воробьевско-муллинские отложения, перспективные на поиски ловушек неантиклинального типа [6].

4. По результатам литофациального анализа установлено, что наилучшими коллекторскими свойствами (породы с пористостью 14,2–27,2 % и проницаемостью до 1285 фм²) обладают песчаные тела прибрежно-морского генезиса, относящиеся к зоне низменной приморской дельтовой равнины (зоны 3b и 4b на рис. 2).

5. Прослеживается четкая связь между значениями коллекторских свойств, мощностями и литологическим составом пород пласта. Лучшими коллекторскими свойствами в изученной части разреза обладают мелко- и среднезернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты Пермского свода и Верхнекамской впадины, где пористость изменяется от 12 до 24 % (среднее значение — 16,1%), проницаемость достигает 1530 фм² (среднее значение 350 фм²).

6. Нефтематеринский потенциал отложений комплекса Краснокамско-Чусовской палеовпадины доказан на основании выполненных геохимических исследований свойств пород и флюидов [7]. Кроме того, очагом генерации УВ с последующей аккумуляцией залежей в эмско-тиманском нефтегазоносном комплексе могли быть рифейские толщи Камско-Бельского авлакогена, северная часть которого располагается под Краснокамско-Чусов-

Рис. 6. Палеогеологический профиль по линии скважин 1–14 на конец тиманского времени
Fig. 6. Paleo-geological cross-section along the 1 to14 well line as on the end of the Timanian time (A)

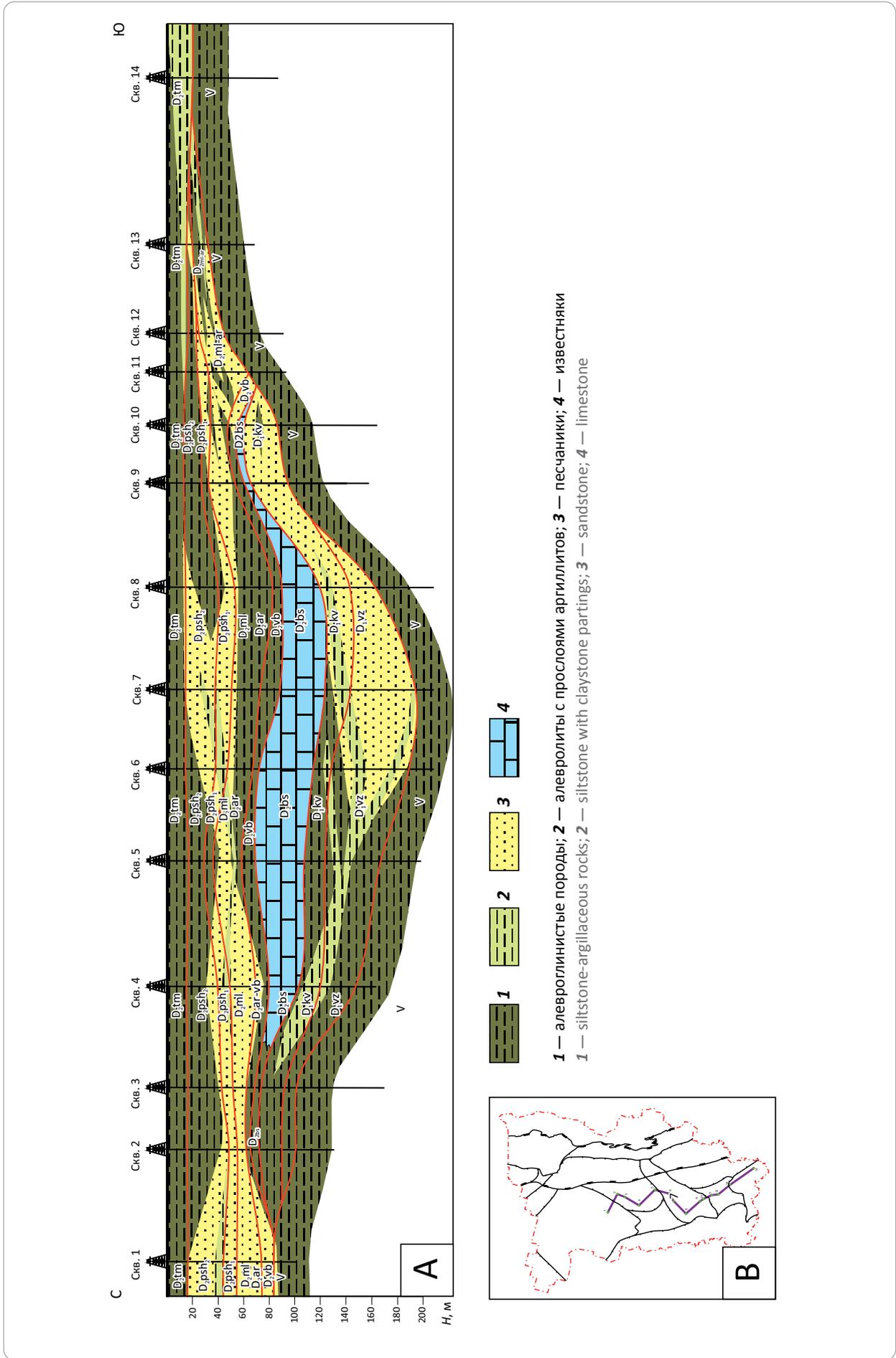
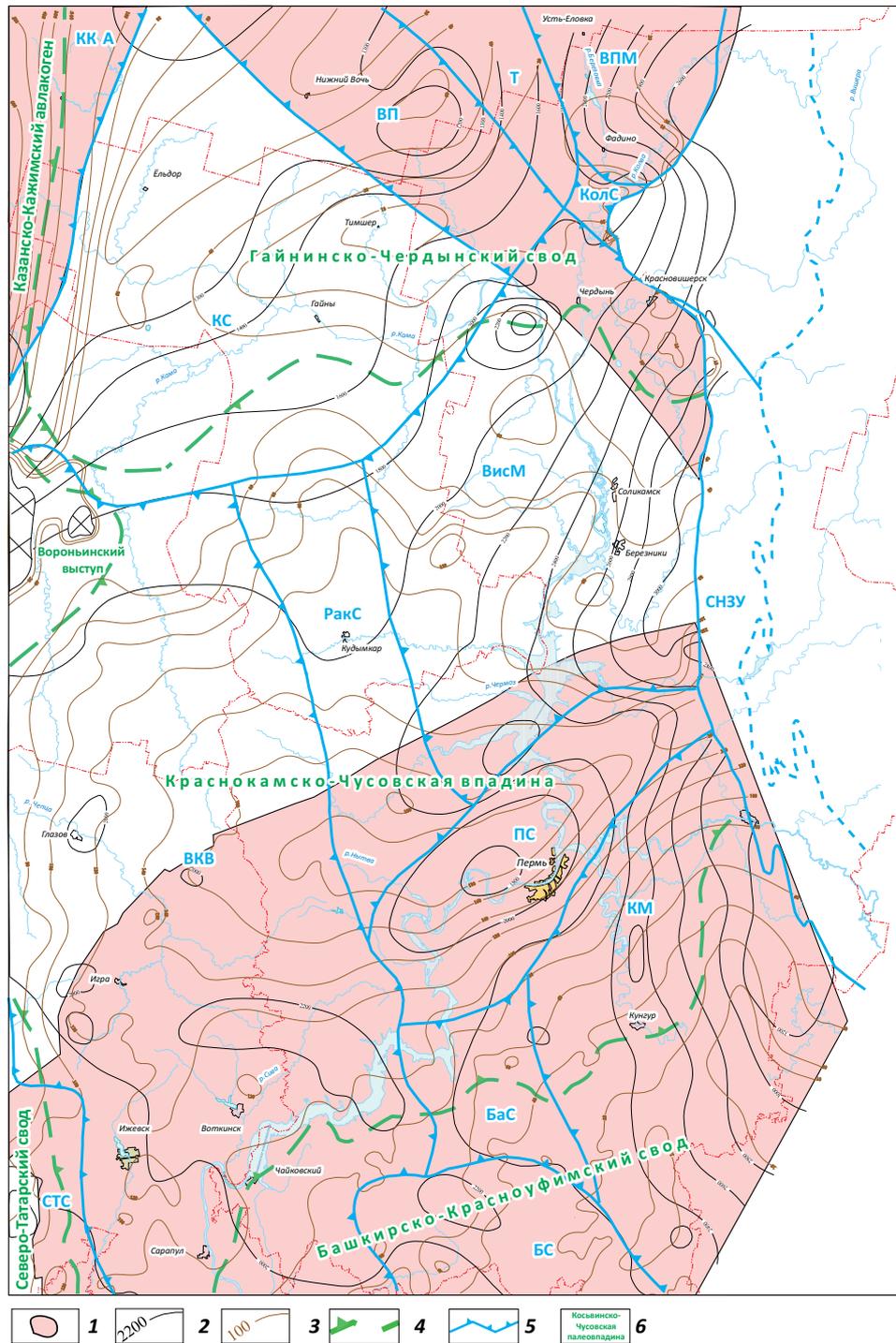


Рис. 7. Палеотектоническая схема эмско-тиманского структурного яруса
Fig. 7. Paleotectonic scheme of the Emsian-Timanian structural stage



1 — зона распространения рифейских отложений; **2** — изолинии глубин кровли тиманского горизонта, м; **3** — изопахи девонского терригенного нефтегазоносного комплекса, м; **границы (4, 5): 4** — палеотектонические, **5** — тектонических элементов эмско-тиманского структурного яруса; **6** — названия палеоэлементов.

Тектонические элементы: ВПМ — Верхнепечорская моноклираль, СНЗУ — складчато-надвиговая зона Урала, БС — Башкирский свод, КМ — Кунгурская моноклираль.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2, 4

1 — zone of the Riphean deposits occurrence; **2** — contour lines of the Timanian Top depth, m; **3** — isopachs of the Devonian terrigenous sequence, m; **boundaries (4, 5): 4** — paleotectonic, **5** — tectonic elements of the Emsian-Timanian structural stage; **6** — names of paleoelements.

Tectonic elements: ВПМ — Verkhnepechorsky monocline, СНЗУ — Urals fold and thrust zone, БС — Bashkirsky arch, КМ — Kungursky monocline.

For other Legend items see Fig. 2, 4

ской палеовпадиной. Следует отметить и тот факт, что все установленные залежи в терригенном девоне размещаются только над зоной распространения рифейских отложений.

7. Близость расположения очага генерации и структурных объектов Пермского и Башкирско-го сводов, а главное — наличие мощных средне- и высокочемких коллекторов и надежных флюидо-

упоров, являющихся компонентами единой УВ-системы, обеспечили сохранность залежей УВ в комплексе.

8. Основные перспективы поисков крупных залежей УВ в эмско-тиманском комплексе связаны с восточной частью Верхнекамской впадины, Пермским сводом и Висимской моноклиналью (центральная часть Пермского края).

Литература

1. *Решение* Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами. Девонская система. – Л., 1990. – 60 с.
2. *Постановление* Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 38. – СПб. : Изд-во «ВСЕГЕИ», 2008. – 131 с.
3. *Арасланова Р.М.* Стратиграфическое распределение спор в терригенных отложениях девона Пермского Прикамья // Геология и нефтегазоносность севера Урало-Поволжья: Научные труды КО ВНИГНИ. – 1973. – Вып. 123. – С. 182–190.
4. *Кринари А.И.* Об унифицированной схеме классификации коллекторов нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1959. – № 7. – С. 20–25.
5. *Балашова М.М., Салай А.П.* Влияние литологического фактора на размещение нефтяных залежей в терригенной толще девона Прикамья // Научные труды КО ВНИГНИ. – 1971. – Вып. 117. – С.57–64.
6. *Проворов В.М. и др.* Геологическое строение и нефтегазоносность Коми-Пермяцкого округа Пермского края. – Пермь : КамНИИКИГС, 2008. – 132 с.
7. *Сташкова Э.К., Фрик М.Г., Арасланова Р.М., Багаев А.Н.* Терригенный девон Пермского края. – Пермь : КамНИИКИГС, 2015. – 140 с.

References

1. *Reshenie* Mezhvedomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po srednemu i verkhnemu paleozoyu Russkoi platformy s regional'nymi stratigraficheskimi skhemami. Devonskaya sistema. [Decision of the Interdepartmental Regional Stratigraphic Meeting on the Middle and Upper Paleozoic of the Russian Platform with Regional Stratigraphic Schemes. The Devonian System]. Leningrad; 1990. 60 p. In Russ.
2. *Postanovleniya* mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo komiteta i ego postoyannykh komissii [Regulations of interagency commission on stratigraphy and its standing committees]. St. Petersburg: Izd-vo VSEGEI; 2008. Issue 38. 131 p. In Russ.
3. *Araslanova R.M.* Stratigraficheskoe raspredelenie spor v terrigennykh otlozheniyakh devona Permskogo Prikam'ya. In: Geologiya i neftegazonosnost' severa Uralo-Povolzh'ya: Nauchnye trudy KO VNIGNI. 1973. Vyp. 123. pp. 182–190. In Russ.
4. *Krinari A.I.* Ob unifikirovannoi skheme klassifikatsii kollektorov nefti i gaza [About the unified scheme of oil and gas reservoir classification]. *Geologiya nefti i gaza*. 1959;(7):20–25. In Russ.
5. *Balashova M.M., Salai A.P.* Vliyaniye litologicheskogo faktora na razmeshchenie neftyanykh zalezhei v terrigennoi tolshche devona Prikam'ya [Influence of lithological factor on oil accumulation occurrence in the Devonian terrigenous series of the Kama region]. In: Nauchnye trudy KO VNIGNI. 1971. Vyp. 117. pp. 57–64. In Russ.
6. *Provorov V.M. et al.* Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' Komi-Permyatskogo okruga Permskogo kraya [Geological structure and hydrocarbon potential of the Komi-Permyatsky Autonomous District (the Perm Krai)]. Perm' : KamNIKIIGGS; 2008. 132 p. In Russ.
7. *Stashkova E.K., Frik M.G., Araslanova R.M., Bagaev A.N.* Terrigennyi devon Permskogo kraya [Terrigenous Devonian of the Perm Krai]. Perm' : KamNIKIIGGS; 2015. 140 p. In Russ.

Информация об авторе

Савинова Татьяна Витальевна

Главный специалист

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть»,

614066 Пермь, ул. Пермская, д. 3А

e-mail: tatyana.savinova@pnn.lukoil.com

ORCID ID: 0009-0004-8352-5845

Information about author

Tat'yana V. Savinova

Chief Specialist

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch,

3A, Permskaya ul., Perm, 614066, Russia

e-mail: tatyana.savinova@pnn.lukoil.com

ORCID ID: 0009-0004-8352-5845

УДК 553.982

DOI 10.31087/0016-7894-2023-2-85-96

Особенности углеводородного состава бензиновых фракций и генезис нефтей Средне-Назымского месторождения

© 2023 г. | Т.А. Матюхина¹, В.Д. Немова¹, Е.О. Микитин¹, Н.Е. Гаврилова², О.А. Воронкова², Д.А. Спиридонов²¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Россия, Москва; tatyana.matyukhina@lukoil.com; varvara.nemova@lukoil.com; evgenij.mikitin@lukoil.com;²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть»; Россия, Пермь; natalja.gavrilova@pnn.lukoil.com; olga.a.voronkova@pnn.lukoil.com; dmitriy.spiridonov@lukoil.com

Поступила 17.01.2023 г.

Доработана 20.02.2023 г.

Принята к печати 22.02.2023 г.

Ключевые слова: *верхнеюрские отложения; нефтегазоматеринские породы; геохимические исследования нефтей; генетическая типизация; физико-химический анализ; бензиновая фракция; молекулярный анализ; биомаркеры; кероген.*

Аннотация: Статья посвящена изучению молекулярного состава нефти, содержащейся в сложнопостроенных низкопроницаемых породах-коллекторах, слагающих юрские и доюрские залежи Средне-Назымского месторождения, расположенного в пределах Фроловской нефтегазоносной области Западной Сибири. В настоящий момент дискуссионным остается вопрос об источнике углеводородов для залежей в доюрских и среднеюрских отложениях, а также актуальными и нетривиальными являются задачи, связанные с мониторингом за разработкой верхнеюрской высокоуглеродистой формации. В изучаемом разрезе с использованием пиролитических исследований методом Rock-Eval выявлены нефтематеринские толщи и определен их генерационный потенциал. Изучен молекулярный состав углеводородов-биомаркеров методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии для обоснования генетической типизации нефтей юрских и доюрских залежей и проведения хемотрелляции по типу «нефть – порода». Дополнительно использованы данные об изотопном составе углерода сырых нефтей, битумоидов, керогена верхнеюрских пород и о содержании микроэлементов и ванадилпорфиринов в нефтях различных продуктивных пластов рассматриваемого месторождения. Особое внимание уделено изучению углеводородов бензиновой фракции нефтей. Установлены информативные молекулярные параметры — соотношения углеводородного состава C_6-C_7 , позволяющие идентифицировать нефти из верхнеюрских, среднеюрских (пласты ЮК₂₋₇) отложений и доюрского комплекса (пласт PZ). Эти параметры предлагается использовать для определения принадлежности нефти к рассматриваемым объектам/залежам и для мониторинга за разработкой Средне-Назымского месторождения.

Для цитирования: Матюхина Т.А., Немова В.Д., Микитин Е.О., Гаврилова Н.Е., Воронкова О.А., Спиридонов Д.А. Особенности углеводородного состава бензиновых фракций и генезис нефтей Средне-Назымского месторождения // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 85–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-85-96.

Sredne-Nazymsky field: features of gasoline cut hydrocarbon composition and oil genesis

© 2023 | Т.А. Matyukhina¹, V.D. Nemova¹, E.O. Mikitin¹, N.E. Gavrilova², O.A. Voronkova², D.A. Spiridonov²¹LLC «LUKOIL-Engineering»; Russian Federation, Moscow; tatyana.matyukhina@lukoil.com; varvara.nemova@lukoil.com; evgenij.mikitin@lukoil.com;²LLC “LUKOIL-Engineering” Limited PermNIPIneft Branch; Russian Federation, Perm; natalja.gavrilova@pnn.lukoil.com; olga.a.voronkova@pnn.lukoil.com; dmitriy.spiridonov@lukoil.com

Received 17.01.2023

Revised 20.02.2023

Accepted for publication 22.02.2023

Key words: *Upper Jurassic deposits; oil and gas source rocks; geochemical studies of oil; genetic typification; physical and chemical analysis; gasoline cut; molecular analysis; biomarkers; kerogen.*

Abstract: The authors discuss studies of molecular composition of oil contained in structurally complicated low-permeable reservoir rocks constituting the Jurassic and pre-Jurassic accumulations in the Sredne-Nazymsky field; the field is situated within the West Siberian Frolovsky Petroleum Region. The hydrocarbon source of accumulations in pre-Jurassic and Middle Jurassic deposits is still debatable. At the same time, monitoring of the Upper Jurassic high-carbon formation development is a topical and sophisticated problem. The Rock-Eval pyrolysis was used to determine the possible source rocks, the Organic Matter type and generation potential in the studied interval. Molecular composition of biomarker hydrocarbons obtained from the gas-liquid chromatography and chromatography-mass spectrometry data were used in genetic typification of oil from the Jurassic and pre-Jurassic accumulations and in oil-rock chemocorrelation. In addition, data on the isotopic signa-

ture of carbon in crude oils, bitumoids, kerogen of Upper Jurassic rocks, and trace element and vanadyl porphyrin content in oils of different reservoirs in the field under consideration were used. Particular attention was paid to the study of hydrocarbons in gasoline cut of oils. Informative molecular parameters (C_6-C_7 , ratios in hydrocarbon composition) were determined that makes it possible to identify oils from Upper Jurassic, Middle Jurassic (ЮК₂₋₇ reservoirs) deposits and pre-Jurassic sequence (PZ reservoir). The authors propose to use these parameters in determination of oil belonging to the objects/accumulations under consideration and in monitoring of the Sredne-Nazymsky field development.

For citation: Matyukhina T.A., Nemova V.D., Mikitin E.O., Gavrilova N.E., Voronkova O.A., Spiridonov D.A. Sredne-Nazymsky field: features of gasoline cut hydrocarbon composition and oil genesis. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(2):85–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-85-96. In Russ.

Коллекция образцов и методы исследования

В статье проанализированы результаты геохимических исследований обширной коллекции устьевых проб нефти, отобранных в период 2018–2022 гг. Пробы нефти (общее число 272) отобраны из разновозрастных продуктивных горизонтов 144 скважин Средне-Назымского месторождения: 108 проб — из верхнеюрских отложений, 65 — из среднеюрских отложений (тюменская свита), пласты ЮК₂₋₇ и 99 — из доюрских отложений (пласт PZ) (рис. 1). Изучено органическое вещество (ОВ) потенциальных нефтегазоматеринских пород (НГМП) в разрезе скважин рассматриваемого месторождения.

Комплекс исследований включал следующие этапы: выделение потенциальных НГМП, проведение генетической типизации нефтей, корреляцию нефтей с битумоидами верхнеюрских НГМП, для каждого продуктивного горизонта установление «геохимического облика» («отпечатков пальцев») нефти по составу углеводородов (УВ) бензиновой фракции.

Молекулярный состав УВ-биомаркеров нефтей и битумоидов изучен методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС) в Филиале «ПермНИПИнефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», также определены общие физико-химические характеристики нефтей: плотность, вязкость, групповой состав, содержание парафина, серы, микрокомпонентов и ванадилпорфириновых комплексов. Изотопный анализ сырых нефтей (17 проб), битумоидов (4 пробы) и керогена (4 образца) (см. рис. 1) выполнен методом изотопной масс-спектрометрии в Сколковском институте науки и технологий. Выделение потенциальных НГМП, определение типа и степени зрелости ОВ, оценка генерационного потенциала проведены с использованием экспрессного метода пиролиза (Rock-Eval).

Нефтегазоносность Средне-Назымского месторождения

Средне-Назымское месторождение расположено в пределах Елизаровского прогиба Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, открыто в 1978 г. По состоянию на 01.01.2021 г. по Средне-Назымскому месторождению на балансе числится 23 залежи в 8 продуктивных пластах, приуроченных к широкому стратиграфическому диапазону: от доюрского фундамента (пласт PZ), отложений средней и верх-

ней юры — терригенные пласты ЮК₂₋₇ тюменской свиты и верхнеюрского комплекса, до нижнего мела — пласт AC₁ фроловской свиты, последняя также является региональным глинистым флюидоупором мощностью более 600 м.

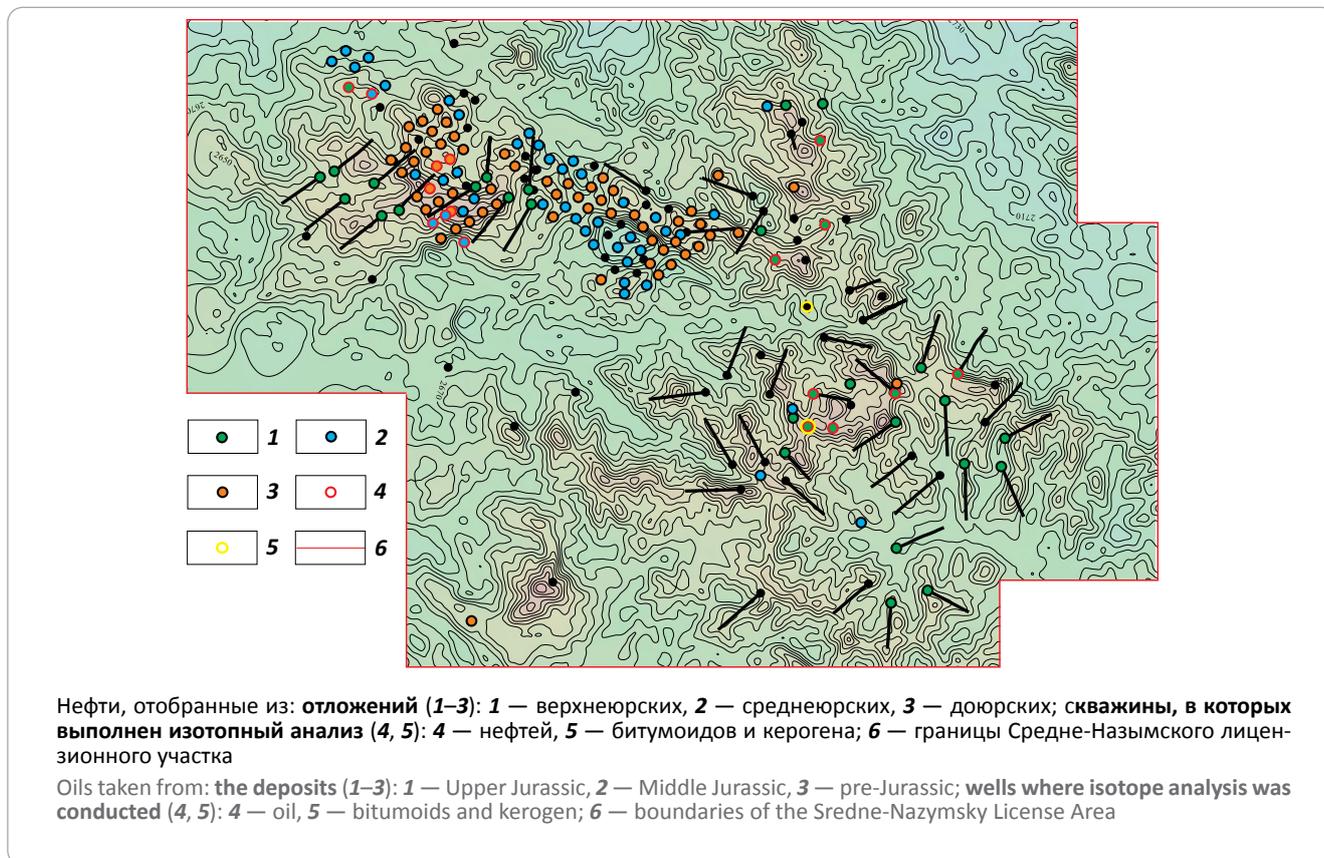
Выделение потенциальных нефтегазоматеринских пород

В разрезе юрских и доюрских отложений по пиролитическим параметрам авторами статьи выделено три основных типа материнских пород (рис. 2). К **первому типу материнских пород** отнесены верхнеюрские отложения морского генезиса, сложенные преимущественно карбонатно-глинисто-кремнистыми породами мощностью 30–40 м. Характерной особенностью данных пород является аномально высокое содержание сапропелевого ОВ: концентрация органического углерода (ТОС) изменяется от 0,5 до 25,9 % и в среднем по разрезу составляет 7,4 %. По классификации Тиссо и Вельте ОВ верхнеюрских отложений относится преимущественно ко II типу, часть образцов попадает на границу I/II типов (рис. 3). Отличительной чертой I и II типов керогена являются относительно высокие значения атомного отношения Н/С и низкие значения атомного отношения О/С [1]. Источником ОВ для материнских пород послужили остатки фитопланктона, зоопланктона и микроорганизмов (бактерий), накапливавшиеся в восстановительной обстановке. Генерационный потенциал пород ($S_1 + S_2$) варьирует от 0,2 до 131,8 мг УВ/г породы и в среднем составляет 25,2 мг УВ/г породы. Катагенетическая зрелость отложений, определенная по средним значениям $T_{max} = 445$ °С, соответствует градации катагенеза МК₂ (главной фазе нефтеобразования) [2]. Анализируя значения основных пиролитических параметров, верхнеюрские отложения можно отнести к очень хорошим и отличным нефтепроизводящим породам [1].

Также в разрезе верхнеюрских отложений в составе абалакской свиты выделяется **второй тип материнских пород** мелководно-морского генезиса, который сложен преимущественно глинами кремнистыми и алевролитами. Содержание ТОС варьирует от 0,1 до 4,2 % и в среднем составляет 1,1 %. По значениям водородного индекса ($HI = 10-262$ мг УВ/г ТОС) ОВ можно отнести к смешанному сапропелево-гумусовому типу (II/III). Генерационный потенциал пород изменяется от 0,1 до 13,7 мг УВ/г породы и в среднем составляет 1,8 мг УВ/г породы, что позволяет отнести данные отложения к хорошим НГМП. Породы абалакской

Рис. 1. Схема расположения скважин Средне-Назымского месторождения, в которых проведены исследования физико-химических свойств и молекулярного состава нефтей

Fig. 1. Map of well locations in the Sredne-Nazymsky field, where the studies of oil physical and chemical properties and oil molecular content were carried out



свиты находятся в главной зоне нефтеобразования — среднее значение $T_{\max} = 443 \text{ }^\circ\text{C}$, что соответствует градации катагенеза МК₂ [2].

Третий тип материнских пород представлен континентальными отложениями тюменской свиты средней юры и триас-юрскими отложениями аллювиального и озерного генезиса. В разрезе присутствуют алевролиты глинистые, углистые, а также пропластки углей, содержащие ОВ гумусового состава.

Содержание ТОС для материнских пород *тюменской свиты*, представленных преимущественно алевролитами, изменяется от 0,37 до 4,32 % (в среднем 1,58 %). Высокие концентрации ОВ зафиксированы для углистых алевролитов и углей, максимальные концентрации ТОС в них достигают 66,4 %. Значения водородного индекса в алевролитах варьируют от 36 до 238 мг УВ/г ТОС и в среднем составляют 110 мг УВ/г ТОС, что соответствует III типу керогена. Генерационный потенциал пород изменяется от 0,2 до 12,1 мг УВ/г породы и в среднем равен 2,8 мг УВ/г породы, что позволяет отнести их, согласно классификации [1], к удовлетворительным и хорошим газоматеринским породам. Катагенетическая зрелость тюменских отложений по значениям T_{\max} (443–457 °C) соответствует грациям катагенеза МК₂₋₃ [2].

В доюрском комплексе, а именно в *триас-юрских отложениях*, материнские породы характеризуются менее богатым генерационным потенциалом (0,1–1,32 мг УВ/г породы), ТОС изменяется от 0,24 до 0,79 %. По значениям водородного индекса ($HI = 28–167 \text{ мг УВ/г ТОС}$) ОВ относится к гумусовому III типу. По пиролитическим параметрам породы характеризуются как бедные и удовлетворительные [1], способные генерировать преимущественно газообразные УВ, но при этом породы находятся на грациях катагенеза МК₂₋₃ ($T_{\max} = 441–455 \text{ }^\circ\text{C}$), т. е. в главной фазе нефтеобразования.

Таким образом, в изученном разрезе юрских и доюрских отложений выделено три типа материнских пород, характеризующихся различным типом ОВ и генерационным потенциалом, которые в настоящее время находятся в условиях главной фазы нефтеобразования (МК₂₋₃).

Физико-химические свойства нефтей

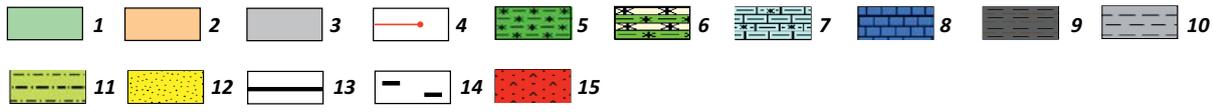
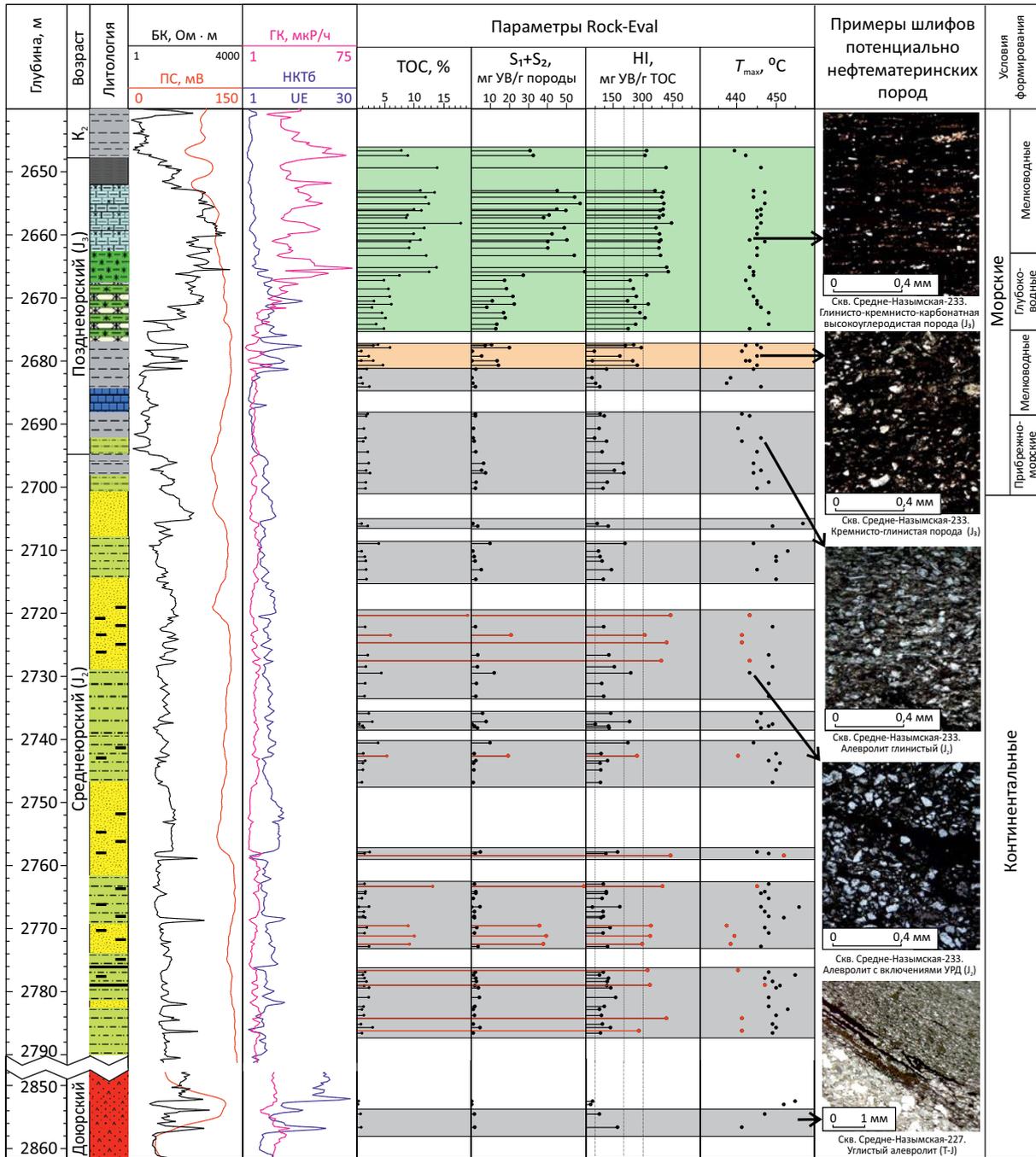
Для изучения особенностей состава нефтяных флюидов юрских и доюрских залежей Средне-Назымского месторождения использовались данные по физико-химическим свойствам, групповому, молекулярному и изотопному составу нефтей, рассчитывались УВ-индексы и коэффициенты.

В целом все изученные нефти из юрских и доюрских отложений обладают близкими физико-



Рис. 2. Литолого-геохимический планшет с выделенными типами нефтематеринских толщ в разрезе доюрских – позднюрских отложений скв. 233 Средне-Назымского месторождения

Fig. 2. Lithological and geochemical composite log with the types of oil source sequences shown in the pre-Jurassic – Later Jurassic interval, 233 well, Sredne-Nazymsky field



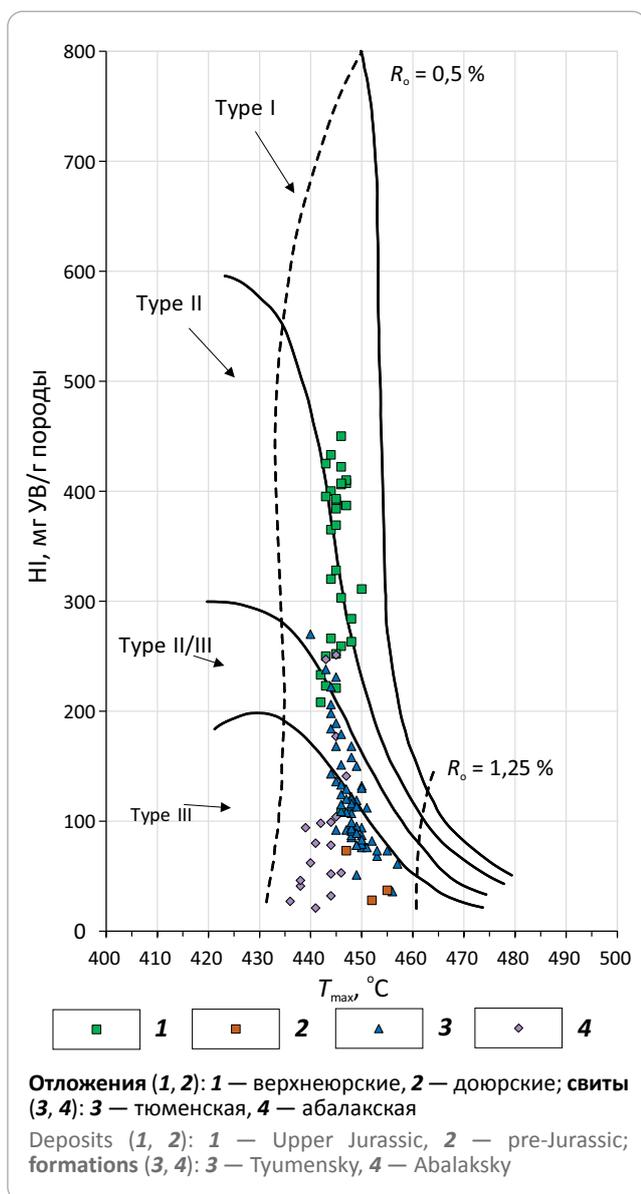
Типы толщ (1–3): 1 — нефтематеринская очень хорошая – отличная, 2 — нефтегазоматеринская хорошая, 3 — газоматеринская удовлетворительная – хорошая; 4 — образцы углей или пород с включениями углисто-растительного детрита/остатков; **литология (5–15):** 5 — силициты глинистые высокоуглеродистые, 6 — силициты малоглинистые углеродистые и радиоляриты, 7 — силициты глинисто-карбонатные углеродистые, 8 — известняки, 9 — глины кремнистые углеродистые, 10 — глины кремнистые, 11 — алевриты, 12 — песчаники, 13 — угли, 14 — включения углефицированного растительного детрита / угольно-растительных остатков, 15 — риолиты

Legend for Fig. 2

Type of formation (1–3): 1 — very good – excellent oil source, 2 — good oil and gas source, 3 — fair – good gas source; 4 — samples of coal or rock with incisions of carbonaceous plant detritus/remains; **lithology (5–15):** 5 — high-carbon argillaceous silicite, 6 — low-clay carbonaceous silicite and radiolarite, 7 — carbonate-argillaceous carbonaceous silicite, 8 — limestone, 9 — siliceous carbonaceous clay, 10 — siliceous clay, 11 — siltstone, 12 — sandstone, 13 — coal, 14 — incisions coalified plant slack/residues, 15 — rhyolite

Рис. 3. Эволюция генерационного потенциала ОВ с ростом его термической зрелости для юрских и доюрских отложений Средне-Назымского месторождения

Fig. 3. Evolution of the Organic Matter generation potential with its thermal maturity growth in the Jurassic and pre-Jurassic deposits of the Sredne-Nazymy field



химическими свойствами (таблица) и, согласно классификации [3], характеризуются как особо легкие и легкие, смолистые, парафинистые и малосернистые, а также имеют схожий характер распределения микроэлементов (V, Ni, Mo) (рис. 4) [4]. Геохимический профиль образцов нефти по содержанию парафиновых, нафтеновых и ароматических УВ позволяет отнести их к метаново-нафтеновому

типу. По полученным результатам исследований видно, что повышения значений плотности и вязкости вниз по разрезу не наблюдается (рис. 5). При этом необходимо отметить, что нефти из верхнеюрских отложений характеризуются меньшим содержанием серы и ванадилпорфириновых комплексов по сравнению с нефтями из тюменской свиты и доюрского комплекса.

Результаты изучения молекулярного состава нефти газожидкостным и хромато-масс-спектрометрическим методами

Для установления источника нефтеобразования и проведения последующей генетической типизации нефтей и хемокорреляции по типу «нефть – порода» методами высокоразрешающей ГЖХ и ХМС изучен молекулярный состав алкановых, полициклических и ароматических биомаркеров нефтей и битумоидов, рассчитаны основные УВ-индексы и коэффициенты¹ [1, 2, 5–8].

По результатам исследований ГЖХ и ХМС изученные образцы нефти являются не биодegradированными, поскольку для них отмечается высокое содержание низкомолекулярных нормальных алканов C₄–C₉, K_i (i(C₁₉ + C₂₀)/n(C₁₇ + C₁₈)) < 0,56 и отсутствие на хроматограммах «нафтенового горба» [6].

Уровень катагенетической преобразованности ОВ изученных образцов нефти определен по основным соотношениям биомаркеров. Согласно установленным диапазонам катагенетической преобразованности ОВ по моретановому отношению $\text{morC}_{30}/\text{C}_{30}$ от 0,8 (для незрелого ОВ) до < 0,15 (для зрелого ОВ) [2], изученные образцы нефти попадают в область зрелого ОВ в диапазоне значений $0,03 < \text{morC}_{30}/\text{C}_{30} < 0,14$. По терпановому соотношению «зрелости» ОВ C₃₁22S/C₃₁(22S + 22R) равновесное значение, характерное для начала главной фазы нефтеобразования, для всех изученных образцов достигнуто и составило 0,55–0,67. По стерановому соотношению «зрелости» ОВ C₂₉20S/C₂₉(20S + 20R) равновесное значение составляет 0,55–0,58, что характерно для середины главной фазы нефтеобразования [2]. Полученные значения метилфенантенового индекса (MPI), который можно использовать для расчета отражательной способности витринита [9], подтверждают уровень преобразованности изученных нефтей — стадию катагенеза МК₂. Полученные значения изопреноидного коэффициента

¹Самойленко В.В. Геохимия органического вещества верхнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов : дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 2011. – 351 с.



Таблица. Физико-химические свойства нефтей продуктивных пластов Средне-Назымского месторождения
Table. Physical and chemical properties of oil from reservoirs of the Sredne-Nazymsky field

Пласт	Число проб/скважин	Значение	Плотность при 20 °С, г/см ³	Фракционный состав, % объемный				Массовая доля, %			
				T _{нгр} , °С	до 100 °С	до 200 °С	до 300 °С	парафина	смола	асфальтенов	серы
ЮК ₀	108/34	Среднее	0,825	47,9	10,9	35,6	58,7	1,9	5,1	0,6	0,41
		Мин. – макс.	0,797–0,847	29,5–69	5–17,5	26–43	48–68,5	0,6–4,8	1,8–10,3	0,2–1,6	0,25–0,73
ЮК ₂₋₇	65/45	Среднее	0,828	45,8	10,8	33,9	56,9	1,5	5,1	0,7	0,47
		Мин. – макс.	0,816–0,849	35–80	4–14	29–38	52,5–62	0,4–3,3	2–10,4	0,3–1,2	0,42–0,54
PZ	99/65	Среднее	0,829	48,3	10,2	33,9	57,9	2	5,9	0,7	0,43
		Мин. – макс.	0,811–0,852	35–94	4–15	25,5–38	54,5–63	0,6–4,8	1,7–11,5	0,2–1,9	0,38–0,53

Рис. 4. Распределение микроэлементов (А) и содержание ванадилпорфиринов (В) в нефтях
Fig. 4. Distribution of trace elements (A) and vanadyl porphyrin content (B) in oils

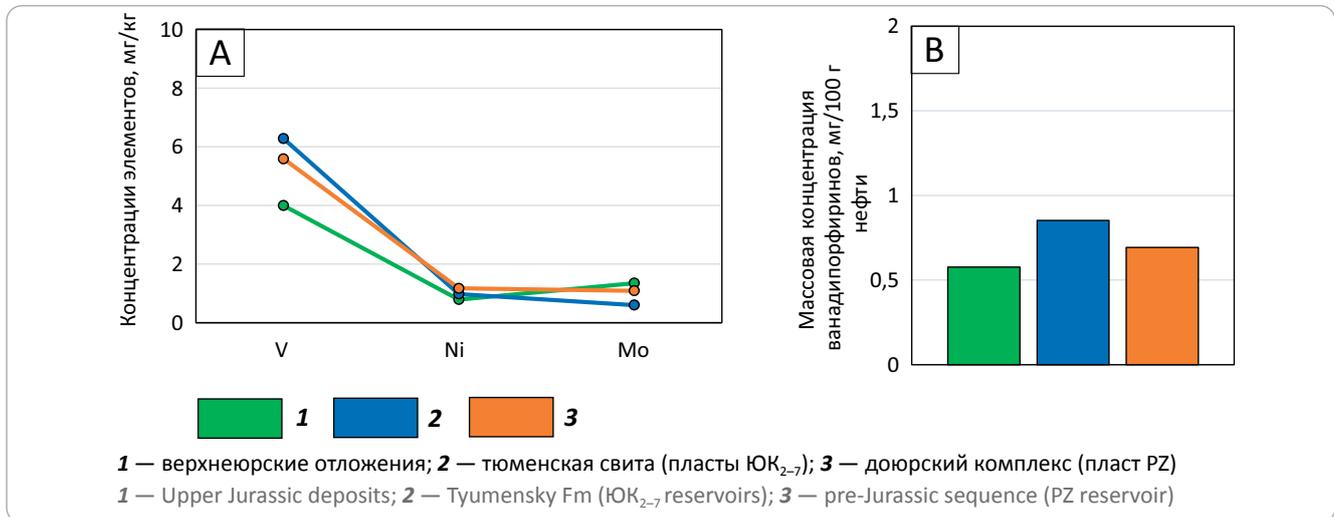
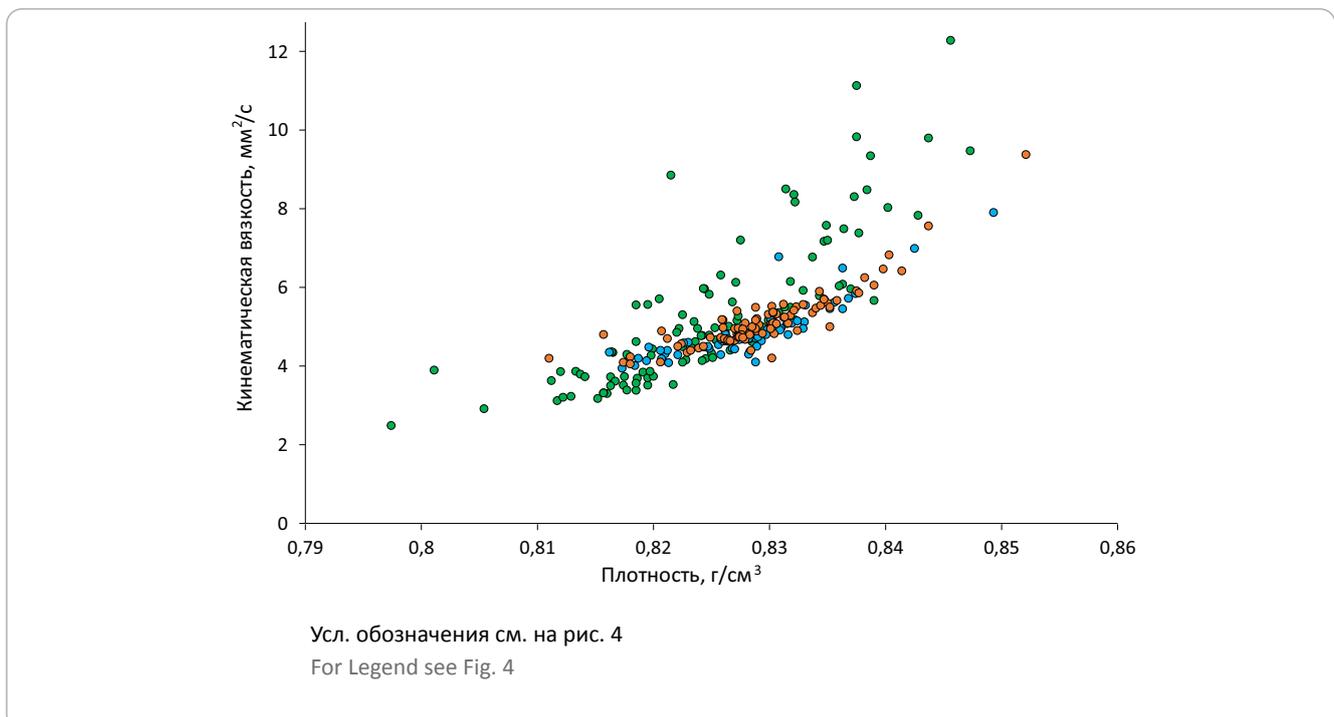


Рис. 5. График зависимости плотности нефти от вязкости нефти Средне-Назымского месторождения
Fig. 5. Oil density as a function of oil viscosity in the Sredne-Nazymsky field



($K_i = 0,37-0,56$), отражающего зрелость ОВ, соответствуют зрелым нефтям.

Информацию об источнике, катагенетической зрелости ОВ и процессах, происходящих после эмиграции нефти из материнских пород, можно получить и по **УВ бензиновой фракции**. В качестве информационных критериев использовали соотношения, рассчитанные по индивидуальному составу бензинов: коэффициент метаморфизма ($K_{мет}$) и гептановое соотношение (Н). Для большинства изученных образцов значение коэффициента метаморфизма $K_{мет}$ достигло равновесных значений ($>0,7$), свойственных нефтям, связанным со среднепреобразованным ОВ. Для нефтей Средне-Назымского месторождения значение гептанового индекса (Н) изменяется в пределах 26,47–35,99, что, согласно литературным данным [2], свидетельствует об их перезрелости. Геохимические исследования УВ бензиновой фракции дополняют информацию, полученную по биомаркерам.

На соотношения легких УВ и их изомеров могут повлиять следующие процессы: термический распад высокомолекулярных УВ на низкомолекулярные и изменение температуры в материнской породе или коллекторе, а также вторичные физические (фазовое разделение газ-жидкость, конденсатообразование и контакт с водой), химические (термохимическое сульфатное восстановление) и микробные процессы, а также миграция и др. В изученных образцах нефти содержание легких УВ практически одинаковое и составляет в среднем 22 %, что соответствует середине главной фазы нефтеобразования.

Температуру генерации изученных нефтей рассчитывали, согласно Манго [10], по раскрытию кольца циклопропановых соединений с образованием изогептанов 2,4-диметилпентана и 2,3-диметилпентана: $^{\circ}C_{темп} = 140 + 15 \cdot \ln(2,4\text{-диметилпентан}/2,3\text{-диметилпентан})$. Рассчитанные значения отношения 2,4-диметилпентан/2,3-диметилпентан и температуры генерации ($^{\circ}C_{темп}$) используют для определения термической зрелости ОВ нефти [2], поскольку данные параметры практически не зависят от источника ОВ и соответствуют температуре генерации нефти. Для изученных проб нефтей рассчитанные значения температуры генерации находятся в узком диапазоне значений 119–127 °С, что также отвечает главной фазе нефтеобразования.

Тип и условия осадконакопления исходного ОВ, проведение хемокорреляции по типу «нефть-порода». Геохимический облик битумоидов из верхнеюрских НГМП и образцов нефти из юрских отложений (пласты ЮК) и доюрского комплекса (пласт РЗ) Средне-Назымского месторождения близок по основным биомаркерным соотношениям нормальных и изо-алканов, стеранов, гопанов и терпанов, которые наиболее часто используются в генетической типизации и для проведения хемокорреляции по типу «нефть – порода». Для изученных нефтей отмечается одномодальный характер

распределения в насыщенной фракции нормальных алканов с максимумом в относительно низкомолекулярной области C_8-C_{15} , характерной для ОВ морского генезиса (рис. 6). На модифицированной диаграмме Кеннона – Кессоу образцы нефтей и битумоидов попадают в область мелководно-морского ОВ с умеренно-восстановительными условиями осадконакопления, представленного керогеном II типа (рис. 7). Распределение гомологического ряда стеранов $C_{27} > C_{28} > C_{29}$ характерно для ОВ морского происхождения. Морской характер исходного ОВ можно подтвердить высокими значениями отношения $C_{31}22R/C_{30} > 0,25$ и низкими значениями трициклических терпанов $C_{26}/C_{25} < 1$, согласно диапазонам, установленным для морского ОВ. Морской характер ОВ подтверждается и присутствием на масс-фрагментограммах (m/z 217) стеранов C_{30} [7]. Низкие значения отношений $TAR < 0,21$ и $n-C_{27}/n-C_{17} < 0,29$ указывают на большой вклад в ОВ водорослевой органики, накапливающейся в морском бассейне [11].

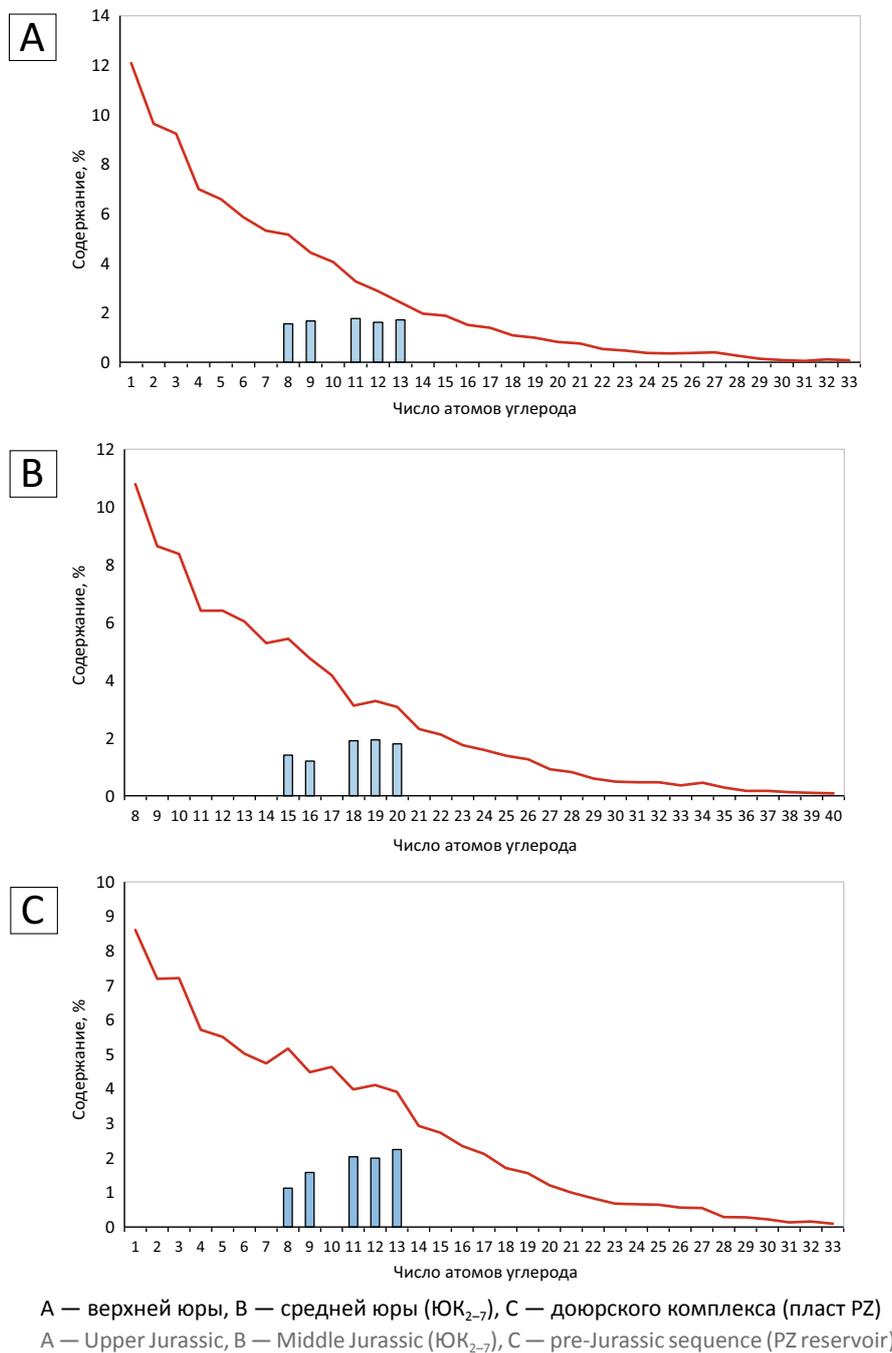
Значения отношения $C_{29}/C_{30} < 0,6$ свидетельствуют о преобладании глинистой составляющей в составе генерирующих толщ, которая также подтверждается и повышенными значениями отношений $Ts/(Ts + Tm) > 45 \%$ и $dia/reg > 47 \%$ (см. рис. 7). Вывод об умеренно-восстановительных условиях осадконакопления ОВ для изученных образцов нефти хорошо коррелирует с наблюдаемым значением C_{35} гомоганового индекса $C_{35}/C_{34} < 1,2$ и поддерживается значением гомоганового отношения $\Sigma homohopane < 10,2 \%$ и молекулярным распределением гомоганов ряда $C_{31}-C_{35}$, обеспечивающего сохранность гомогана C_{35} (см. рис. 7). Осадконакопление ОВ проходило в бассейне с нормальной соленостью, о чем свидетельствуют низкие значения отношения $Ga/C_{30} < 0,23$.

По результатам биомаркерного анализа и хемокорреляции по типу «нефть – порода» нефти из юрских и доюрских продуктивных пластов Средне-Назымского месторождения относятся к одному генетическому типу, связанному с верхнеюрскими НГМП, обогащенными преимущественно сапропелевым ОВ морского генезиса (см. рис. 7).

Данный вывод подтверждается и по результатам **изотопного анализа** сырых нефтей и битумоидов из верхнеюрских НГМП Средне-Назымского месторождения. Изученные экстракты характеризуются близким изотопным составом углерода (ИСУ) и азота со следующими значениями $\delta^{13}C$ от $-31,3$ до $-30,9 \%$ и $\delta^{15}N$ от 6,7 до 9,2 ‰ соответственно. Полученные значения полностью соответствуют диапазону вариаций изотопного состава углерода и азота в нефтях юрских и доюрских отложений (рис. 8). Дополнительно изучен ИСУ керогена из верхнеюрской НГМП, который характеризуется более тяжелым составом углерода ($\delta^{13}C$ от $-30,9$ до $-30,3 \%$). В целом ИСУ исследованных нефтей, битумоидов и керогена изменяется незначительно и в среднем составляет -31% . Полученные значения



Рис. 6. Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов и изопреноидов в нефти Средне-Назымского месторождения
Fig. 6. Molecular-mass distribution of *n*-alkanes and isoprenoids in the oil of the Sredne-Nazymsky field



ИСУ свидетельствуют о морском генотипе исходного ОВ [12] и указывают на единый источник углерода для битумоидов и нефтей из юрских и доюрских отложений Средне-Назымского месторождения.

Изучение молекулярного состава УВ бензиновой фракции для дифференциации нефтей юрских и доюрских продуктивных пластов Средне-Назымского месторождения

На Средне-Назымском месторождении разработка верхнеюрской толщи (средней мощностью около 30–35 м), которая одновременно является материнской породой и коллектором, осуществляется

с помощью горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта. При таком воздействии ключевым вопросом являются мониторинг за ее разработкой и контроль развития трещин по вертикали, а именно в близко расположенные продуктивные пласты тюменской свиты. Решение данной задачи возможно с помощью детального анализа молекулярного УВ-состава нефти. По тонким различиям в ее составе для каждого продуктивного объекта определяется свой уникальный «геохимический профиль» («отпечатки пальцев») [13], который в дальнейшем можно использовать для идентификации «работающего» интервала разреза.

Рис. 7. Определение фациальных условий седиментогенеза, окислительно-восстановительных условий начальной стадии фоссилизации ОБ и степени «зрелости» по составу алкановых и полициклических биомаркеров нефтей

Fig. 7. Determination of facies settings of sedimentogenesis, redox settings at the early OM fossilization stage, and maturity in accordance with alkane and polynuclear biomarkers of oils

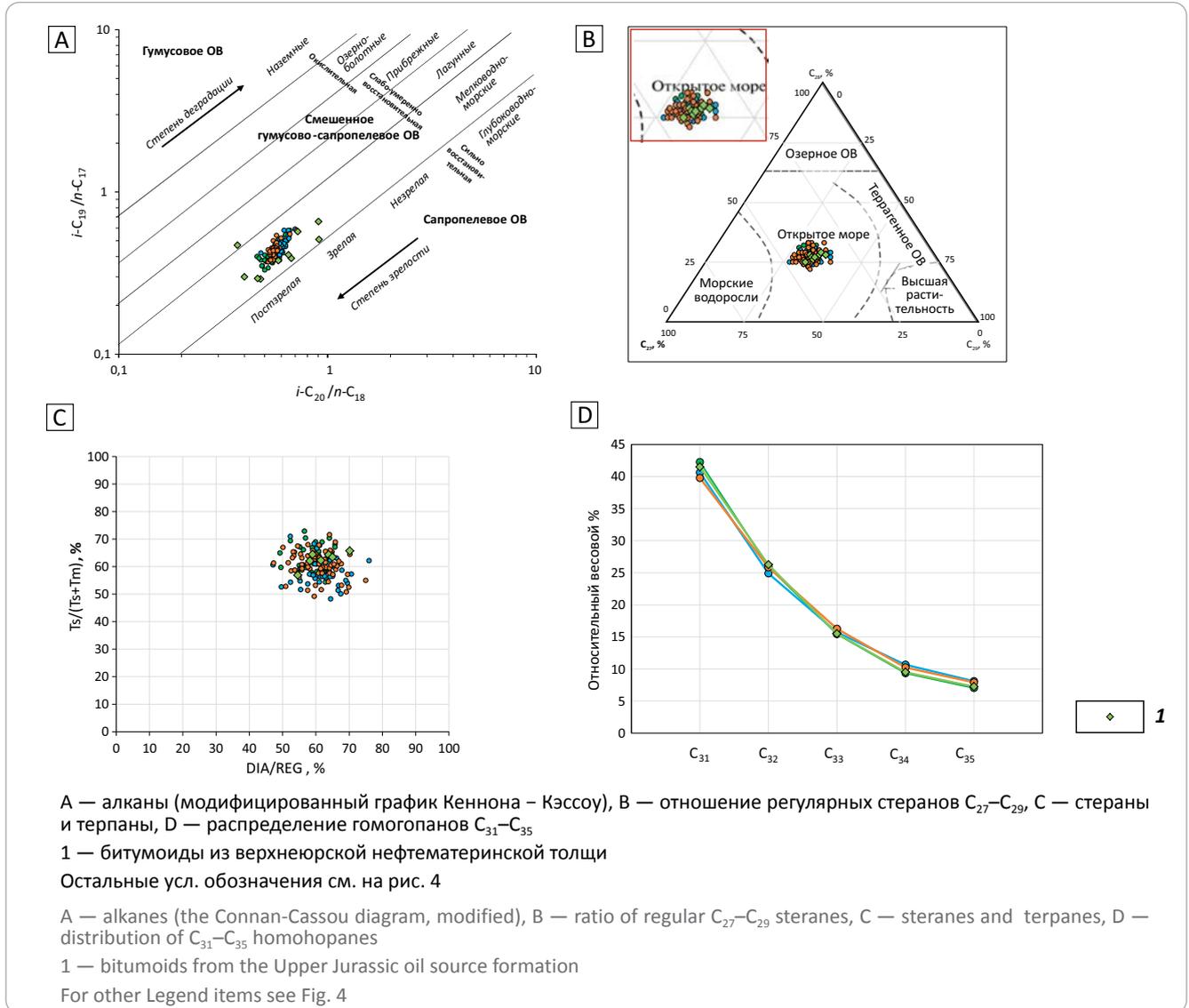
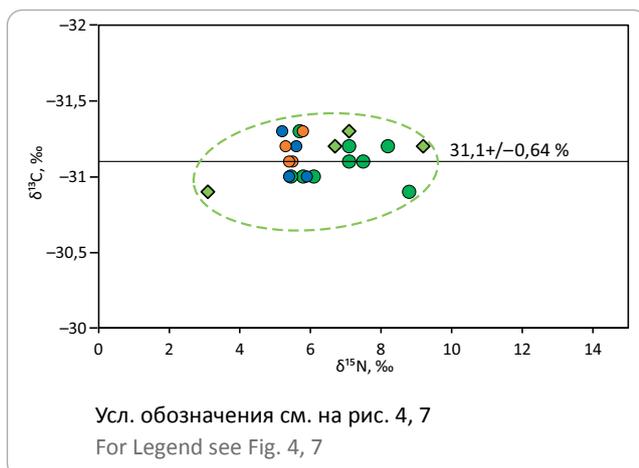


Рис. 8. Изотопный состав углерода и азота нефтей и битумоидов

Fig. 8. Isotopic signature of carbon and nitrogen in oils and bitumoids

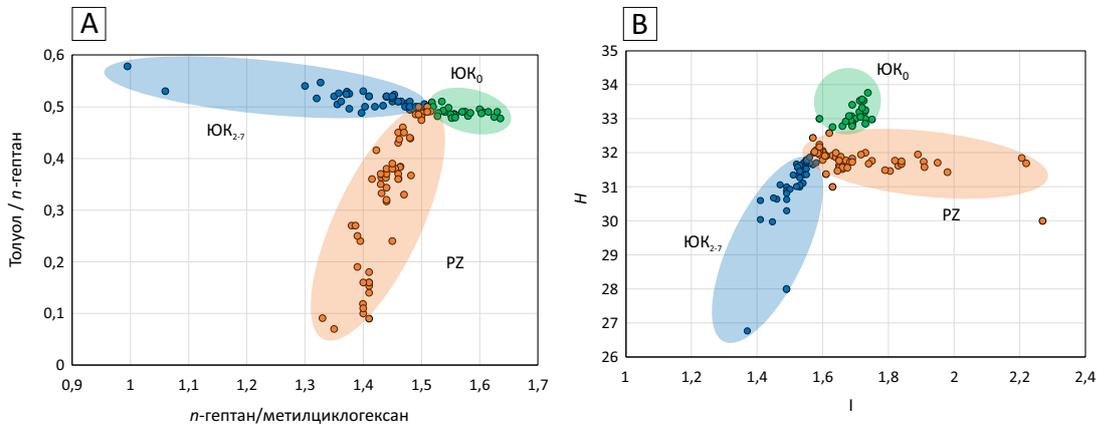


Для Средне-Назымского месторождения в ходе тестирования различных УВ-параметров авторами статьи предложен как наиболее информативный состав бензиновой фракции C_6 и C_7 . Углеводороды с длиной цепи C_6 и C_7 широко используются при проведении корреляции по типу «нефть – нефть» и дифференциации нефтей, так как они менее подвержены изменениям состава при отборе проб, во время их хранения, а также при подготовке образцов к исследованиям [2]. Диаграмма Томпсона, на осях которой откладываются отношения ароматичности (толуол/*n*-гептан) в сопоставлении с отношением парафинистости (*n*-гептан/метилциклогексан), и график зависимости соотношений Томпсона (Н от I) для УВ-состава C_6-C_7 [2] наглядно демонстрируют различия молекулярного состава бензиновой фракции нефтей продуктивных пластов верхнеюрских (ЮК₀), среднеюрских (пласты ЮК₂₋₇) и доюрских (пласты РЗ) отложений (рис. 9). Авторами статьи предлагается использовать данные УВ-параметры



Рис. 9. Информативные параметры бензиновой фракции для дифференциации нефтей из юрских и доюрских продуктивных горизонтов Средне-Назымского месторождения

Fig. 9. Informative parameters of gasoline cut used in differentiation of oils from Jurassic and pre-Jurassic reservoirs in the Sredne-Nazymsky field



$$H = 100 \cdot P1 / (\text{циклогексан} + 2\text{-метилгексан} + 1,1\text{-диметилциклопентан} + 3\text{-метилгексан} + 1с,2\text{-диметилциклопентан} + 1т,2\text{-диметилциклопентан} + 1с,3\text{-диметилциклопентан} + 1т,3\text{-диметилциклопентан} + n\text{-гептан} + \text{метилциклогексан});$$

$$I = (2\text{-метилгексан} + 3\text{-метилгексан}) / (1т,2\text{-диметилциклопентан} + 1с,3\text{-диметилциклопентан} + 1т,3\text{-диметилциклопентан})$$

Усл. обозначения см. на рис. 4

$$H = 100 \cdot P1 / (\text{cyclohexane} + 2\text{-methylhexane} + 1,1\text{-dimethylcyclopentane} + 3\text{-methylhexane} + 1с,2\text{-dimethylcyclopentane} + 1т,2\text{-dimethylcyclopentane} + 1с,3\text{-dimethylcyclopentane} + 1т,3\text{-methylcyclopentane} + n\text{-heptane} + \text{methyl cyclohexane});$$

$$I = (2\text{-methylhexane} + 3\text{-methylhexane}) / (1т,2\text{-dimethylcyclopentane} + 1с,3\text{-dimethylcyclopentane} + 1т,3\text{-dimethylcyclopentane})$$

For Legend see Fig. 4

для определения принадлежности нефти к рассматриваемым продуктивным объектам на Средне-Назымском месторождении.

Выводы

Изученные пробы нефти различных стратиграфических горизонтов Средне-Назымского месторождения не являются биодegradированными, обладают близкими физико-химическими свойствами и схожим групповым составом. Нефти характеризуются как особо легкие и легкие, незначительной вязкости, по составу — смолистые, парафинистые, малосернистые. Источником изученных нефтей является катагенетически зрелое морское, преимущественно планктоногенное ОВ карбонатно-глинистых нефтематеринских пород. Осадконакопление происходило в соленом бассейне в морских восстановительных условиях.

По данным пиролитических исследований, в изученном разрезе юрских и доюрских отложений выделено три типа материнских пород, характеризующихся различным типом ОВ и генерационным потенциалом, которые в настоящее время находятся в условиях главной фазы нефтеобразования (МК₂₋₃). Наиболее высоким генерационным потенциалом обладают нефтематеринские углеродистые породы верхней юры, содержащие преимущественно сапропелевое ОВ. В составе среднеюрских и доюрских потенциальных нефтегазо- и газоматеринских пород преобладает гумусовое ОВ, представленное остатками высшей растительности аллювиального и озерного генезиса.

По результатам биомаркерного анализа и проведения хемокорреляции по типу «нефть – поро-

да» нефти из юрских и доюрских продуктивных пластов Средне-Назымского месторождения относятся к одному генетическому типу, связанному с верхнеюрскими нефтематеринскими породами, обогащенными преимущественно сапропелевым ОВ морского генезиса средней степени зрелости (МК₂). Вывод о едином источнике подтверждается и по ряду других геохимических характеристик: близкому изотопному составу углерода, распределению микроэлементов и ванадилпорфиринов в сырых нефтях.

Установление генетического единства изученных нефтей позволяет рассматривать юрские и доюрские отложения как единый нефтегазоносный комплекс, региональной покрывкой которого являются глинистые породы фроловской свиты.

По составу бензиновой фракции нефтей авторами статьи установлены информативные молекулярные параметры, такие как толуол/*n*-гептан, *n*-гептан/метилциклогексан, график отношений Томпсона для УВ-состава C₆-C₇ (H от I), все они наглядно демонстрируют отличия молекулярного состава нефтей из верхнеюрских отложений (ЮК₀), тюменской свиты (пласты ЮК₂₋₇) и доюрского комплекса (пласт PZ). Данные УВ-параметры предлагается использовать для определения принадлежности нефти к рассматриваемым продуктивным объектам на Средне-Назымском месторождении, что имеет большое практическое значение для мониторинга за разработкой верхнеюрских отложений, а именно контроля вертикальной длины развития трещин гидроразрыва пласта, проведенного в горизонтальной части ствола скважины.

Литература

1. *Tisso B., Vel'te D.* Образование и распространение нефти и газа. – М. : Мир, 1981. – 504 с.
2. *Peters K.E., Walters C.C., Moldowan M.* The biomarker guide. T. 2: Biomarkers and isotopes in petroleum exploration and Earth history. – Cambridge : Cambridge University Press, 2005. – 1155 с.
3. 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_utverzhennyye.pdf (дата обращения 08.11.2022).
4. *Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А.* Доюрский комплекс Западной Сибири — новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов. – Саарбрюкен : Lambert Academic Publishing, 2012. – 144 с.
5. *Гончаров И.В.* Геохимия нефтей Западной Сибири. – М. : Недра, 1987. – 180 с.
6. *Чухмакчев В.А., Виноградова Т.Л.* Геохимические показатели фациально-генетических типов исходного органического вещества // Геохимия. – 2003. – № 5. – С. 554–560.
7. *Wakefield L.L. & Grantham P.J.* Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time // *Organic Geochemistry*. – 1988. – № 12. – 61–73. DOI: 10.1016/0146-6380(88)90115-5.
8. *Петров А.А.* Геохимическая типизация нефтей // Геохимия. – 1994. – № 6. – С. 876–891.
9. *Radke M.* Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // *Marine Petroleum Geology*. – 1988. – Т. 5. – № 3. – С. 224–236. DOI: 10.1016/0264-8172(88)90003-7.
10. *Mango F.D.* Invariance in the isoheptanes of petroleum // *Science*. – 1987. – Т. 237. – № 4814. – С. 514–517. DOI: 10.1126/science.237.4814.514.
11. *Philp R.P.* 1985 Fossil Fuel biomarkers: Applications and Spectra. – Нью-Йорк : Elsevier, 1985. – 294 с.
12. *Конторович А.Э., Богородская Л.И., Борисова Л.С. и др.* Геохимия и катагенетические превращения керогена верхнеюрских отложений // Геохимия. – 2019. – Т. 64. – № 6. – С. 585–593. DOI: 10.31857/S0016-7525646585-593.
13. *Дахнова М.В., Назарова Е.С., Славкин В.С., Колосков В.Н., Алексеев А.Д.* Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в верхнеюрских отложениях на западе Широкого Приобья // Геология нефти и газа. – 2007. – № 6. – С. 39–43.

References

1. *Tisso B., Vel'te D.* Obrazovanie i rasprostranenie nefiti i gaza [Oil and gas generation and propagation]. Moscow: Mir; 1981. 504 p. In Russ.
2. *Peters K.E., Walters C.C., Moldowan M.* The biomarker guide. V. 2: Biomarkers and isotopes in petroleum exploration and Earth history. Cambridge: Cambridge University Press; 2005. 1155 p.
3. *Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu Klassifikatsii zapasov i resursov nefiti i goryuchikh gazov, utverzhennyye rasporyazheniem Ministerstva prirodnykh resursov i ehkologii Rossiiskoi Federatsii ot 01.02.2016g. № 3-R. 2016.* Available at: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhennyye.pdf (accessed 08.11.2022).
4. *Dmitrievskii A.N., Shuster V.L., Punanova S.A.* Doyurskii kompleks Zapadnoi Sibiri — novyi ehtazh neftegazonosnosti. Problemy poiskov, razvedki i osvoeniya mestorozhdenii uglevodorodov [The pre-Jurassic complex of Western Siberia is a new level of oil and gas potential. Problems of prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits]. Saarbrücken: Lambert Academic Publishing; 2012. 144 p. In Russ.
5. *Goncharov I.V.* Geokhimiya neftei Zapadnoi Sibiri [Oil geochemistry in Western Siberia]. Moscow: Nedra; 1987. 180 p. In Russ.
6. *Chakhmakhev V.A., Vinogradova T.L.* Geochemical indicators of facies and genetic types of parent organic matter. *Geochemistry international*. 2003;41(5):554–560. In Russ.
7. *Wakefield L.L. & Grantham P.J.* Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Organic Geochemistry*. 1988;1(12):61–73. DOI: 10.1016/0146-6380(88)90115-5.
8. *Petrov A.A.* Geokhimitseskaya tipizatsiya neftei [Geochemical typification of oils]. *Geochemistry international*. 1994;(6):876–891. In Russ.
9. *Radke M.* Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Marine Petroleum Geology*. 1988;5(3): C. 224–236. DOI: 10.1016/0264-8172(88)90003-7.
10. *Mango F.D.* Invariance in the isoheptanes of petroleum. *Science*. 1987;237(4814):514–517. DOI: 10.1126/science.237.4814.514.
11. *Philp R.P.* 1985 Fossil Fuel biomarkers: Applications and Spectra. New York: Elsevier; 1985. 294 p.
12. *Kontorovich A.Eh., Bogorodskaya L.I., Borisova L.S. et all.* Geochemistry and catagenetic transformation of kerogen from the bazhenov horizon. *Geochemistry international*. 2019;64(6):585–593. DOI: 10.31857/S0016-7525646585-593. In Russ.
13. *Dakhnova M.V., Nazarova E.S., Slavkin V.S., Koloskov V.N., Alekseev A.D.* Geochemical methods for solving tasks as concern oil pools development in Bazhenov suite in the West of latitudinal priobie. *Russian Oil and Gas geology*. 2007;(6):39–43. In Russ.

Информация об авторах**Матюхина Татьяна Александровна**

Ведущий специалист
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
109028 Москва, Покровский б-р, д. 3 стр. 1
e-mail: tatyana.matyukhina@lukoil.com
ORCID ID: 0009-0003-3125-0512

Немова Варвара Дмитриевна

Доктор геолого-минералогических наук,
начальник отдела
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
109028 Москва, Покровский б-р, д. 3 стр. 1
e-mail: varvara.nemova@lukoil.com
ORCID ID: 0000-0003-0915-6952
SPIN 2746-3344

Микитин Евгений Орестович

Заместитель генерального директора
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
109028 Москва, Покровский б-р, д. 3 стр. 1
e-mail: evgenij.mikitin@lukoil.com
ORCID ID: 0009-0004-5850-548X

Гаврилова Наталья Евгеньевна

Кандидат химических наук,
начальник управления
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,
614015 Пермь, ул. Пермская, д. 3А
e-mail: natalja.gavrilova@pnn.lukoil
ORCID ID: 0009-0000-2728-4961

Воронкова Ольга Александровна

Начальник отдела
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,
614015 Пермь, ул. Пермская, д. 3А
e-mail: olga.a.voronkova@pnn.lukoil.com
ORCID ID: 0009-0002-5534-6095

Спирidonов Дмитрий Анатольевич

Начальник отдела
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»,
628486 Когалым, ул. Центральная д. 19/17
e-mail: dmitriy.spiridonov@lukoil.com
ORCID ID: 0009-0006-9279-7441

Information about authors**Tat'yana A. Matyukhina**

Lead Specialist
LLC «LUKOIL-Engineering»,
3 building 1, Pokrovsky boulevard, Moscow, 109028, Russia
e-mail: tatyana.matyukhina@lukoil.com
ORCID ID: 0009-0003-3125-0512

Varvara D. Nemova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
LLC «LUKOIL-Engineering»,
3 building 1, Pokrovsky boulevard, Moscow, 109028, Russia
e-mail: varvara.nemova@lukoil.com
ORCID ID: 0000-0003-0915-6952
SPIN 2746-3344

Evgenii O. Mikitin

Deputy Director General
LLC «LUKOIL-Engineering»,
3 building 1, Pokrovsky boulevard, Moscow, 109028, Russia
e-mail: evgenij.mikitin@lukoil.com
ORCID ID: 0009-0004-5850-548X

Natal'ya E. Gavrilova

Candidate of Chemical Sciences,
Head of Administration
LLC "LUKOIL-Engineering" Limited PermNIPIneft Branch,
3A, ul. Permskaya, Perm', 614015, Russia
e-mail: natalja.gavrilova@pnn.lukoil
ORCID ID: 0009-0000-2728-4961

Ol'ga A. Voronkova

Head of Department
LLC "LUKOIL-Engineering" Limited PermNIPIneft Branch,
3A, ul. Permskaya, Perm', 614015, Russia
e-mail: olga.a.voronkova@pnn.lukoil.com
ORCID ID: 0009-0002-5534-6095

Dmitrii A. Spiridonov

Head of Department
LLC "LUKOIL-Engineering" Limited PermNIPIneft Branch,
19/17, ul. Tsentral'naya, Kogalym, 628486, Russia
e-mail: dmitriy.spiridonov@lukoil.com
ORCID ID: 0009-0006-9279-7441

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:

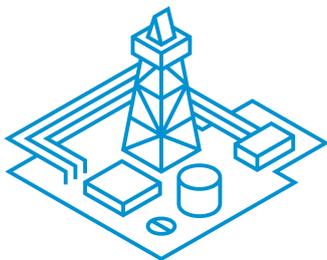
- Provide the references at the end of the article.
- References to the sources mentioned or somehow used in writing the articles are mandatory; enclose them in square brackets.

- 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.



ФОРУМЫ РНТК

Обустройство нефтегазовых месторождений

ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ

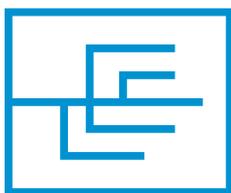
23-24 мая
2023 года
Холидей Инн
Лесная
Москва

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ЦЕЛЬ ФОРУМА

Представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа, а также тренды и запросы индустрии по декарбонизации в мире и в России.

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



ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГРП-2023:

Технологии
внутрискваженных работ,
ГРП и ГНКТ

24-25 мая
2023 года
Холидей Инн
Лесная
Москва

ЦЕЛЬ ФОРУМА

Создать неформальную площадку для обмена опытом профессионалов и поделиться опытом и новыми разработками проведения ГРП и МГРП (многостадийного гидравлического разрыва пласта) и технологиями ГНКТ (гибкая насосно-компрессорная труба), а также технологиями заканчивания скважин для МГРП, технологиями диагностики и мониторинга ГРП и, конечно, опытом применения и разработки программного обеспечения для всех технологических процессов интенсификации работы скважин.

+7 (495) 488-6749 fracking@rntk.org wellstim.rntk.org

ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ВАШЕГО ПРОДВИЖЕНИЯ НА РЫНКЕ

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

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

КАЛЕНДАРЬ 2023-2024

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ
ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ
2017



18 - 23
сентября
2023/Сочи

18-я Международная научно-практическая конференция
Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин.
Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов.

9 - 14
октября
2023/ Сочи

11-я Международная научно-практическая конференция
Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии
от пласта до магистральной трубы

Апрель
2024/Сочи

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

Сентябрь
2024/Сочи

Международная научно-практическая конференция
Инженерные изыскания. Современные технологии и перспективы развития.



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



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



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ПАРТНЕР ПРОЕКТА

ОРГАНИЗАТОР ПРОЕКТА



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора

Виктор Иосифович *Петерсилье*
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция

Зав. редакцией *В.В. Виноградова*
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Выпускающий редактор *В.В. Виноградова*
Научный редактор *О.И. Будянская*
Дизайн, верстка *Д.А. Потатюев*
Корректор *Е.И. Таранина*

Адрес учредителя, издателя и редакции

105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»

www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *П.Д. Шматченко*

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

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief

Viktor Petersilye
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Editorial office

Managing editor V.V. Vinogradova
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Executive editor V.V. Vinogradova
Science editor O.I. Budyanskaya
Design, layout D.A. Potatuev
Proofreader E.I. Taranina

Adress

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

Website

www.oilandgasgeology.ru

Webmaster P.D. Shmatchenko

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

Цена свободная

Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Типография Офсетной Печати»
115114 Москва, ул. Дербеневская, 20, стр. 6

Open price

Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Tipografiya Ofsetnoy Pechati"
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia
