

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



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

6 2023

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



*Научно-методический подход к поискам
гигантских скоплений нефти и газа (стр. 7)*

*Перспективы нефтегазоносности карбонатных пластов
венда и кембрия Сибирской платформы (стр. 41)*

*Нефтегазогеологическое районирование
куонамской формации Лено-Тунгусской НГП (стр. 67)*

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)



6

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, ALL-RUSSIAN RESEARCH
GEOLOGICAL OIL INSTITUTE

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 нефтегазописковых работ, стратиграфии, литолого-фациальной зональности и седиментологического моделирования нефтегазоносных палеобассейнов, тектонического районирования, уточнения количественной и геолого-экономической оценки ресурсного потенциала, методическим аспектам геологических, геофизических и геохимических работ; систематизация и публикация обоснованных материалов по новым геологическим концепциям и методам, нетрадиционным источникам и трудноизвлекаемым запасам углеводородного сырья с охватом не только отечественных, но и зарубежных достижений, особенно в тех случаях, когда это представляет интерес для заимствования успешных новаций; содействие продвижению актуальных направлений исследований и публикаций молодых талантливых авторов на страницах журнала.

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Зам. главного редактора

Мельников П.Н.

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

Зам. главного редактора

Соловьев А.В.

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

Афанасенков А.П.

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

Богоявленский В.И.

Доктор технических наук,
член-корреспондент РАН,
ИПНГ РАН, Москва, Российская Федерация
e-mail: geo.ecology17@gmail.com

Высоцкий В.И.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Прищепа О.М.

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

Сен-Жермес М.Л.

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

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Ступакова А.В.

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

Фортунатова Н.К.

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

Шиманский В.В.

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

Элов М.И.

Доктор технических наук, академик РАН,
ИНГТ 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: gulmishkek@wavetechenergy.com



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

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilie,

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

Deputy Editor in Chief

Pavel N. Melnikov,

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

Deputy Editor in Chief

Aleksei V. Solov'ev,

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

Aleksandr P. Afanasenkov,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

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

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Evgeniy B. Grunis,

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

Oleg M. Prishchepa,

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

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 Ulmishkek (USA),

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

Denis Voskov (Netherlands),

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



СОДЕРЖАНИЕ

К 90-ЛЕТИЮ А.Э. КОНТОРОВИЧА

7

Дмитриевский А.Н., Пунанова С.А., Шустер В.Л. Научно-методический подход к прогнозу и поискам крупных и гигантских скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

19

Важенина О.А. Перспективы нефтегазоносности восточной периферийной зоны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

31

Фомин А.Н., Меленевский В.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности протерозойских, палеозойских и мезозойских отложений Лено-Анабарского междуречья

41

Шемин Г.Г., Вахромеев А.Г., Смирнов О.А., Смирнов А.С., Моисеев С.А., Глазырин П.А., Деев Е.В. Строение, состав, оценка качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности продуктивных карбонатных пластов венда и кембрия центральных и южных районов Сибирской платформы

РЕСУРСЫ И ЗАПАСЫ УВ

67

Горлов Д.А., Левшунова С.П., Роот Д.В., Мигурский С.Ф. Нефтегазогеологическое районирование куонамской формации отложений нижне-среднекембрийского возраста Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

81

Ольнева Т.В., Егоров А.С., Орешкова М.Ю. Улучшение сейсмического изображения на этапе интерпретации для решения задач сейсмофациального анализа

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

97

Пунанова С.А., Гусейнов Д.А., Мартынова Г.С., Нанаджанова Р.Г. Геохимические особенности нефтей и нефтепроявлений грязевых вулканов западного борта Южно-Каспийской впадины

107

**СПИСОК СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ
В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»
В 2023 Г.**

**CONTENTS****THE 90TH ANNIVERSARY OF A.E. KONTOROVICH**

7

Dmitrievsky A.N., Punanova S.A., Shuster V.L. Scientific and methodological approach to the forecast and search for large and giant oil and gas accumulations associated with mega-reservoirs

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

67

Gorlov D.A., Levshunova S.P., Root D.V., Migurskii S.F. Geopetroleum zoning of Lower-Middle Cambrian Kuonamsky Formation in Lena-Tungusky Petroleum Province

GEOCHEMICAL SURVEYS

97

Punanova S.A., Huseynov D.A., Martynova G.S., Nanajanova R.G. Mud volcanoes of western flank of South Caspian depression: geochemical features of oils and mud volcano oil shows

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

19

Vazhenina O.A. Petroleum potential of eastern marginal zones of West Siberian Petroleum Province

31

Fomin A.N., Melenevskii V.N. Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Proterozoic, Palaeozoic, and Mesozoic formations of Lena-Anabarsky interfluvium

41

Shemin G.G., Vakhrameev A.G., Smirnov O.A., Smirnov A.S., Moiseev S.A., Glazyrin P.A., Deev E.V. Vendian and Cambrian carbonate pay intervals in central and southern regions of Siberian Platform: architecture, composition, assessment of reservoir quality and petroleum potential

GEOPHYSICAL SURVEYS

81

Ol'neva T.V., Egorov A.S., Oreshkova M.Yu. Improvement of seismic image in interpretation stage for the purposes of seismic facies analysis

107

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



**Конторович Алексей Эмильевич
(28.01.1934 – 24.10.2023)**

24 октября 2023 г. ушел из жизни выдающийся ученый в области фундаментальных и прикладных проблем нефтегазовой геологии и энергетического комплекса России, академик РАН Алексей Эмильевич Конторович.

А.Э. Конторович родился 28 января 1934 г. в Харькове. С 1941 г. учился в школе в Прокопьевске, которую закончил в 1951 г. с золотой медалью, а в 1956 г. – физический факультет Томского государственного университета. Затем два года работал школьным учителем в Кемеровской области.

С 1958 по 1989 г. Алексей Эмильевич трудился в Сибирском НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, где прошел путь от инженера-спектроscописта до заместителя директора по научной работе. С 1989 г. Алексей Эмильевич работал в Сибирском отделении АН СССР РАН заместителем директора Института геологии и геофизики (1989–1992 гг.), заместителем генерального директора

Объединенного института геологии, геофизики и минералогии СО РАН (1992–2006 гг.), заместителем директора Института геологии (1992–1997 гг.). С 1997 по 2006 г. он был директором-организатором Института геологии нефти и газа СО РАН, а с 2006 по 2007 г. – Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. С 2007 г. являлся советником РАН, руководил направлениями нефти и газа, стратиграфии и палеонтологии в ИНГГ СО РАН. Его усилиями был создан Западно-Сибирский филиал головного института. Многие годы академик А.Э. Конторович являлся научным руководителем ФИЦ угля и углехимии СО РАН в Кемерово.

В 1964 г. Алексей Эмильевич защитил кандидатскую диссертацию, а в 1968 г. – докторскую. В 1971 г. ему было присуждено звание профессора. В 1990 г. он был избран членом-корреспондентом АН СССР, в 1991 г. – академиком РАН.

А.Э. Конторович занимался исследованиями по геохимии органического вещества осадочных горных пород, что принесло ему мировую известность. Его научные интересы охватывали широкий круг объектов, процессов и проблем – от осадочно-миграционной теории нефте- и газообразования, геологии, стратиграфии и литологии осадочных бассейнов до региональной и глобальной экономики нефтегазового комплекса.

Алексею Эмильевичу принадлежит ключевая роль в разработке осадочно-миграционной теории образования нефти и газа, методике количественного прогноза перспектив нефтегазоносности, теории и методике поисковых и разведочных работ, экономике нефтегазового комплекса, изучении Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской и Лено-Вилуйской нефтегазоносных провинций, теоретическом обосновании и открытии нефтегазоносности докембрийских отложений Восточной Сибири. Под его руководством выполнен большой цикл работ по глобальным и региональным оценкам ресурсов нефти и газа.

А.Э. Конторович – автор и соавтор более 1000 научных работ, включая более 50 монографий.

Академик А.Э. Конторович активно участвовал в разработке стратегических вопросов социально-экономического развития страны, в первую очередь топливно-энергетического комплекса, государственных программ и стратегий укрепления сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности. Ему принадлежит значительная роль в научном обосновании строительства и выборе оптимальной трассы газопровода Сила Сибири.

Большое внимание А.Э. Конторович уделял научно-организационной работе. С 1997 г. он был членом Президиума СО РАН, а с 1992 по 2022 г. – Бюро Отделения наук о Земле РАН. С 2000 г. Алексей Эмильевич являлся бессменным председателем Научного совета РАН по геологии и разработке нефтяных, газовых и угольных месторождений. В это же время он входил в Международный комитет по присуждению премии «Глобальная энергия». По поручению Президиума РАН Алексей Эмильевич провел большую работу по реорганизации Кемеровского научного центра СО РАН, организовал два новых института, Центр коллективного пользования и создал на их базе единственный в России Федеральный исследовательский центр Угля и Углекислоты.

А.Э. Конторович вкладывал большую энергию в подготовку научных кадров. С 1983 г. он был профессором геолого-геофизического факультета Новосибирского государственного университета. В 1989 г. возглавил кафедру месторождений полезных ископаемых. В 1980 г. по инициативе профессоров В.С. Вышемирского, А.Э. Конторовича и академика А.А. Трофимука на кафедре началась подготовка специалистов по геологии и геохимии нефти и газа. В 2006 г. по инициативе Алексея Эмильевича была создана новая кафедра «Геология месторождений нефти и газа», которой он руководил по 2017 г. Многие годы он читал лекции в Томском Политехническом университете и Тюменском индустриальном университете. В своей альма-матер, Томском государственном университете, избран почетным профессором. Такой же чести А.Э. Конторович был удостоен в Китайском нефтяном университете. Под его руководством и при его консультациях защищено более сотни кандидатских и десятки докторских диссертаций. Среди его учеников члены РАН, заместитель министра РФ, директора и заместители директоров ведущих нефтяных институтов.

Академик А.Э. Конторович – кавалер орденов «За заслуги перед Отечеством» II, III и IV степеней, «Александра Невского», «Трудового Красного Знамени», «Почета». Он является лауреатом международной премии «Глобальная энергия», Государственной премии РФ в области науки и техники, премии Правительства РФ, премий РАН им. И.М. Губкина (дважды), а также многих других государственных и ведомственных наград и премий.

Алексей Эмильевич удостоен званий Заслуженный геолог РСФСР, Почетный работник нефтяной промышленности, Почетный работник газовой промышленности. Его именем названо нефтяное месторождение в Томской области.

Влияние Алексея Эмильевича на развитие нефтегазовой геологии и смежных областей сохранится на долгие годы, а масштабы понесенной нами потери еще предстоит осознать.

*Коллектив ФГБУ «ВНИГНИ»,
редколлегия и редакция журнала «Геология нефти и газа»*

УДК 553.98

DOI 10.47148/0016-7894-2023-6-7-17

Научно-методический подход к прогнозу и поискам крупных и гигантских скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам

© 2023 г. | А.Н. Дмитриевский, С.А. Пуанова, В.Л. Шустер

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; A.Dmitrievsky@ipng.ru; punanova@mail.ru; tshuster@mail.ru

Поступила 31.10.2023 г.

Доработана 06.11.2023 г.

Принята к печати 10.11.2023 г.

Ключевые слова: нефть; газ; крупные скопления; мегарезервуары; прогноз и поиски; количественные критерии; углеродсодержащие формации.

Аннотация: Приступая к формулировке научных основ и методических приемов прогноза и поисков крупных и гигантских скоплений УВ, авторы в своих исследованиях всегда обращаются к основополагающим работам ученого-мыслителя-практика академика Алексея Эмильевича Конторовича. Основные понятия органической геохимии, необходимые для осмысления и интерпретации современного материала по углеродсодержащим формациям, основы геолого-геофизико-геохимических знаний о нефтегазоносных бассейнах и процессах онтогенеза нафтидов в них, базируются на работах А.Э. Конторовича — о нефтематеринских и нефтепроизводящих свитах, битумоидах (аллохтонных, автохтонных, параавтохтонных), главной фазе (стадии) нефтегазообразования, катагенетической стадийности и зональности нефтегазообразования и многом другом. Масштабы миграции битумоидов лежат в основе объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов нефти, разработанного А.Э. Конторовичем по многим регионам Советского Союза, России и союзных республик, который имеет решающее значение при выборе объектов поисково-разведочных работ. Эти идеи и их преломление на огромном фактическом материале являются первоосновными, фундаментальными, тем краеугольным камнем, который необходим для дальнейшего развития новых направлений геолого-геохимических исследований. Анализ и систематизация представлений о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов проведены авторами статьи по нескольким направлениям: показаны общие оценки масштабности резервуаров нефтегазоносных бассейнов мира по ряду геолого-геохимических признаков, количественные критерии поисков месторождений-гигантов нефти и газа с применением геолого-математического моделирования и прогноз объектов нефтегазовых скоплений в сланцевых формациях геохимическими методами.

Для цитирования: Дмитриевский А.Н., Пуанова С.А., Шустер В.Л. Научно-методический подход к прогнозу и поискам крупных и гигантских скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 7–17. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-7-17.

Финансирование. Работа выполнена в рамках плана ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», №122022800253-3).

Scientific and methodological approach to prediction, exploration and prospecting of large and giant oil and gas accumulations confined to mega-reservoirs

© 2023 | A.N. Dmitrievsky, S.A. Punanova, V.L. Shuster

Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia; A.Dmitrievsky@ipng.ru; punanova@mail.ru; tshuster@mail.ru

Received 31.10.2023

Revised 06.11.2023

Accepted for publication 10.11.2023

Key words: oil; gas; large accumulations; mega-reservoirs; prediction and prospecting; quantitative criteria; hydrocarbon-bearing formations.

Abstract: When starting to formulate the scientific bases and methodologies to predict and explore large and giant hydrocarbon accumulations, authors in their research always advert to the fundamental works by scientist-thinker-practitioner Alexei Emilievich Kontorovich, Member of the Russian Academy of Sciences. The basic concepts of organic geochemistry, necessary for understanding and interpreting modern information on hydrocarbon-bearing formations, the background of geological-geophysical-geochemical knowledge about petroleum basins and naphthide ontogenesis in them are based on his works; they are devoted to oil source and oil producing formations, bitumens (allochthonous, autochthonous, parautochthonous), the main phase (stage) of oil and gas formation, catagenetic stages and zoning of oil and gas generation, and much more. Scale of bitumen migration makes the basis for the volumetric-genetic method for assessing predicted oil reserves, which was developed by A.E. Kontorovich for many regions in the Soviet Union, Russia and the union republics. This method is key to selection of exploration targets. These ideas and their refraction in a wealth of factual material are principal, fundamental, they are the cornerstone necessary for further development of new geological and geochemical research areas. The authors conducted an analysis and systematization of ideas about geological and geochemical factor

influence on and oil and gas content formation in mega-reservoirs of sedimentary basins. There were several focus areas in this research, namely: general estimates of reservoir scale in world oil and gas basins are demonstrated based on a number of geological and geochemical characteristics; quantitative criteria for giant oil and gas deposit prospecting with involvement of geological and mathematical modeling and prediction of oil and gas accumulations in shale formations using geochemical methods.

For citation: Dmitrievsky A.N., Punanova S.A., Shuster V.L. Scientific and methodological approach to the forecast and search for large and giant oil and gas accumulations associated with mega-reservoirs. Geologiya nefiti i gaza. 2023;(6):7–17. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-7-17. In Russ.

Funding: This work was carried out according to RAS Institute of Oil and Gas Problems plan ("Scientific and methodological basis for exploration and prospecting of oil and gas accumulations confined to mega-reservoirs of sedimentary cover", No. 122022800253-3).

Введение

Условия современной геополитической и экономической ситуации в России, связанные с санкциями западного блока, стимулируют новые подходы к развитию нефтегазового комплекса страны. В этой связи показателен ряд решений о принятии парадигмы развития нефтегазоносного комплекса России, которая в новой редакции дополнена и озвучена академиком А.Э. Конторовичем в его докладах на Международных научно-практических конференциях «Новые идеи в геологии нефти и газа» (Москва, МГУ, май 2023 г.), «Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях» (Казань, сентябрь 2023 г.). Предлагается повысить эффективность геолого-разведочных работ за счет совершенствования технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа как в традиционных, так и в нетрадиционных коллекторах (сланцевая нефть и газ, тяжелая нефть, природные битумы и др.), а также учитывать все запасы нефтяных и газовых залежей, включая не только кондиционные пласты и пропластки, но также нефть и газ во всех углерод-содержащих породах.

Общие представления о мегарезервуарах и мегабассейнах

Термин «природный резервуар» впервые был введен И.О. Бродом в 1951 г., далее его дополнили Н.А. Еременко (1968), А.Э. Конторович и др. (1981) и др. В монографии [1, с. 33–34] резервуар определяется как «геологическое тело, являющееся совокупностью флюидоупора и проницаемого комплекса...». Представляется, что понятие мегарезервуар имеет более широкое значение, сюда могут примыкать и нефтесборные площади, содержащие отложения, генерирующие УВ и их аккумулирующие.

Одно из направлений повышения рентабельности геолого-разведочных проектов, особенно в сложных природно-климатических условиях арктического Севера страны — поиски и освоение крупных по запасам месторождений нефти и газа. По мнению авторов работ [1–6], крупные и гигантские скопления УВ могут быть открыты в бассейнах, относимых к супербассейнам (мегабассейнам), которые могут и должны быть введены в разработку в ближайшие годы. По мнению А.Э. Конторовича с соавторами, «проблема анализа закономерностей локализации и поисков гигантских месторождений нефти и газа в последние десятилетия играет все большую роль в теоретической и прикладной гео-

логии нефти и газа. При разведке гигантских месторождений нефти и газа обеспечивается наибольшая эффективность геологоразведочных работ, с ними связана большая часть разведанных на сегодняшний день запасов УВ-сырья и добычи нефти, природного газа и конденсата в мире. Разработка таких месторождений обеспечивает наиболее дешевое энергетическое сырье» [1, с. 274].

Классификации седиментационных (или как синоним — осадочных) бассейнов, а в их рамках — нефтегазоносных бассейнов по площади, объему осадочного выполнения, величине начальных потенциальных геологических ресурсов УВ, соотношению в бассейне массы жидких и газообразных УВ, а также целесообразности вычленения класса мегабассейнов предлагались в классических работах исследователей [1, 7, 8]. В табл. 1, 2 приведены примеры такого деления седиментационных бассейнов на различные классы.

Одним из основных признаков отнесения осадочных бассейнов к категории мегабассейнов является величина накопленной добычи более 5 млрд баррелей в нефтяном эквиваленте и наличие в них мегарезервуаров. Наиболее вероятно открытие мегарезервуаров с гигантскими по запасам газовыми и нефтяными месторождениями в российском Западно-Арктическом регионе и прежде всего в Южно-Карской нефтегазоносной области. В последней с высокой вероятностью предполагается открытие 2–3 газовых месторождений с запасами до 2 трлн м³ каждое [9].

Количественные критерии поисков месторождений-гигантов нефти и газа с применением методов геолого-математического моделирования

Количественные критерии прогноза нефтегазоносности на основе детального анализа большинства нефтегазоносных бассейнов бывшего СССР разработаны в ряде работ А.Э. Конторовича с соавторами [1–3, 10, 11] и др., а использование и методические разработки продолжены, развиты и опубликованы в последующих многочисленных работах российских исследователей. Инициатором применения методов количественного прогноза нефтегазоносности в Советском Союзе был И.М. Губкин. Развитием и совершенствованием много и плодотворно занимались А.А. Бакиров, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, Н.А. Еременко, М.К. Калинин, С.Г. Неручев, А.А. Трофимук и многие другие известные геологи и геохимики нашей страны. Оценка количественного прогноза нефтегазоносности при использовании

Табл. 1. Классификация седиментационных бассейнов по объему осадочного выполнения [1]

Tab. 1. Classification of sedimentary basins according to sedimentary fill volume [1]

Объем осадочного выполнения, тыс. км ³	Класс	Подкласс	
		вариант I, порядок	вариант II
> 2500	Мега	–	A
1000–2500 250–1000 100–250	Мезо	I II III	B C D
25–100 10–25 < 10	Микро	I II III	E F G

Табл. 2. Классификация седиментационных бассейнов по величине площади [1]

Tab. 2. Classification of sedimentary basins according to area size [1]

Площадь бассейна на поверхности Земли, тыс. км ²	Класс	Подкласс	
		вариант I, порядок	вариант II
> 600	Мега	I	α
250–600		II	β
70–250	Мезо	I	γ
20–70		II	δ
15–30	Микро	I	ε
7,5–15		II	ζ
< 7,5		III	η

теории статистических решений, распознавания образов, а также аппарата регрессионного, корреляционного и логико-дискретного анализов основана на геолого-математическом моделировании закономерностей размещения залежей нефти и газа. Авторами метода приводятся достаточно сложные формулы и методы моделирования, с которыми можно детально познакомиться в монографиях [1, 10]. На основании анализа нефтегазоносности 195 нефтегазоносных бассейнов мира сделано заключение [11], что с увеличением объема осадочного выполнения седиментационного бассейна растет величина начальных потенциальных геологических ресурсов (рис. 1).

В качестве основных благоприятных геолого-геохимических факторов формирования месторождений нефти и газа авторы статьи рекомендуют следующие.

1. Наличие в пределах нефтегазосборной территории зоны нефтегазонакопления осадочных толщ – генераторов больших масс УВ; обычно эти толщи обогащены ОВ, однако определяющим является не количество его в единице объема, а абсолютная масса.

2. Близость зоны нефтегазонакопления к зоне максимального прогибания, т. е. к зоне наиболее интенсивной и длительной генерации нефти и газа, зоне, в которой процессы генерации и аккумуляции УВ в течение всей истории седиментационного бассейна преобладали над процессами их рассеивания из ловушек. Известно, что запасы крупных место-

рождений тесно связаны с такими параметрами, как расстояние до наиболее погруженной части седиментационного бассейна, средней мощности от фундамента до кровли основного продуктивного горизонта, мощности осадочного чехла, т. е. зоны локализации крупных месторождений располагаются в непосредственной близости от главного источника генерации УВ по латерали.

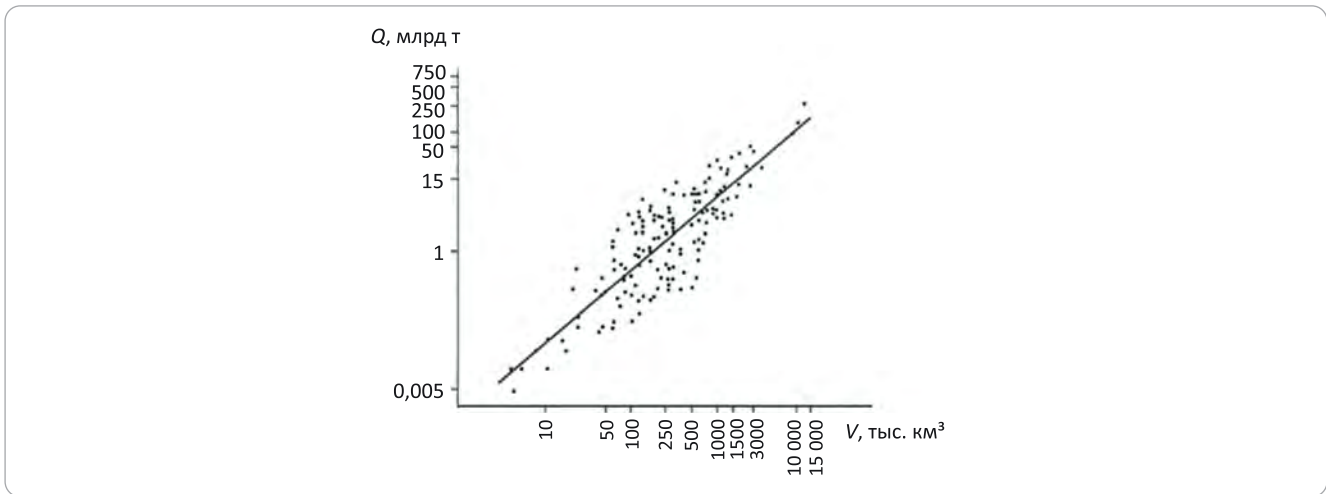
3. Наличие в резервуаре, содержащем основную часть ресурсов УВ на месторождении, надежного глинистого или эвапоритового регионального или межрегионального флюидоупора, обеспечивающего благоприятные условия для аккумуляции УВ и сохранения их залежей.

4. Приуроченность крупнейших скоплений нефти и газа к мощным, не разделенным большим числом зональных флюидоупоров, пронизываемым комплексам; крупные залежи нефти и газа чаще всего связаны с просто и весьма просто построенными пронизываемыми комплексами. Для формирования крупного скопления нефти или газа, как правило, необходима аккумуляция УВ в ловушках не только с большой нефтегазосборной территории, но и со значительной по мощности толщи пород, залегающей ниже ловушки. Важно, однако, что при большой роли как внутрирезервуарной, так и межрезервуарной вертикальной миграции УВ при формировании крупных скоплений, интенсивная тектоническая нарушенность является фактором негативным, так как способствует разрушению залежей.



Рис. 1. Зависимость величины начальных потенциальных геологических ресурсов УВ от объема осадочного выполнения седиментационных бассейнов [11]

Fig. 1. Amount of possible initial in-place HC resources as a function of sedimentary fill volume in sedimentary basins [11]



5. Связь крупных скоплений нефти и газа с большими по емкости ловушками, сформировавшимися ко времени, когда соответствующий комплекс переживал главную фазу нефтенакопления или один из периодов интенсивного газообразования.

6. Приуроченность нефтяных гигантов к морским, а газовых — к континентальным угленосным и субугленосным толщам (из этого правила имеются исключения).

В работах [12, 13] приводится более детальный учет факторов, контролирующих формирование зон, богатых нефтью, нефтью и газом, конденсатным газом, сухим газом, на примере бассейнов эпигерцинских плит. Анализ полученных материалов привел авторов статьи к выводу, что формирование зон, богатых начальными потенциальными геологическими ресурсами УВ, контролируется 5 факторами: тектоническим (8 показателей), литологическим (5 показателей), гидрогеологическим (2 показателя), геохимическим (5 показателей) и термодинамическим (2 показателя). Основными из них являются: мощность осадочного чехла, особенно мощность фанерозойских отложений; специфика истории развития и контрастность локальных структур; наличие в разрезе небольшого числа надежно изолированных мега- и региональных резервуаров; наличие в составе проницаемого комплекса достаточно большого объема песчано-алевритового материала; существование в настоящее время или в прошлом крутых (вплоть до вертикальных) участков подъема подземных вод, что в значительной мере способствует выделению УВ в свободную фазу; наличие в разрезе больших масс осадочных пород, богатых ОВ, которые могут быть источником нефти и газа; достаточная катагенетическая превращенность ОВ.

Количественный прогноз нефтеносности проводится также по данным битуминологических исследований. В основе прогноза — картирование

нефтепроизводящих отложений и оценка их нефтепроизводящего потенциала [1–3, 10]. С этой целью для каждой нефтепроизводящей толщи:

а) строятся карты мощностей: суммарных мощностей песчано-алевритовых пород в этих толщах; средней мощности пластов глин и аргиллитов; карты числа пластов глин и аргиллитов; карты содержания битумоидов в песчаниках и алевролитах и карты содержания битумоидов в аргиллитах и глинах;

б) проводится районирование территории в соответствии со значениями параметров, характеризующих нефтеотдачу материнских пород;

в) производится подсчет эмигрировавших УВ.

С использованием аппарата математической статистики предлагается два возможных метода оценки масштабов эмиграции жидких УВ. В многочисленных работах тех лет [10–13] и последующих публикуются карты количества УВ, эмигрировавших с 1 км² нефтепроизводящей толщи различных нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирского, Восточно-Сибирского и других нефтегазоносных бассейнов России, и карты генерации УВ.

Основные выводы, на которых базируются прогнозные оценки масштабности скоплений, сводятся к следующему:

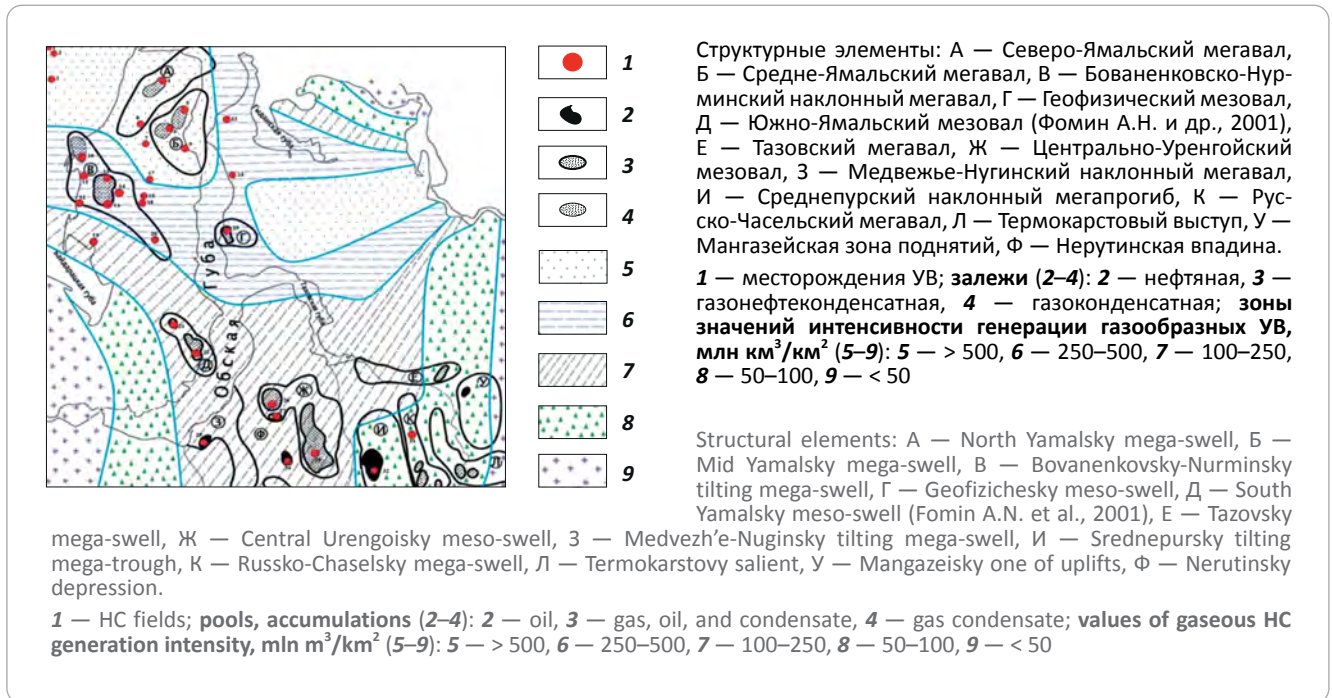
1) при масштабах эмиграции нефти меньше 200–400 тыс. т/км² аккумуляция их в промышленной залежи, судя по материалам изученных районов Западной Сибири, не происходит;

2) с ростом масштабов эмиграции УВ коэффициенты аккумуляции растут;

3) с улучшением коллекторских свойств и выдержанности проницаемых горизонтов коэффициенты аккумуляции увеличиваются.

Построенные на основании этих расчетов карты прогнозной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных нефтегазосодержащих толщ и сводная

Рис. 2. Схема-модель интенсивности генерации газообразных УВ в нижнеюрских отложениях, млн м³/км² [15]
Fig. 2. Schematic model of gaseous HC generation intensity in Lower Jurassic deposits, mln m³/km² [15]



карта для всего нефтегазоносного бассейна могут применяться для оценки потенциальных ресурсов нефти и газа в пределах всего бассейна и выделения зон крупных запасов в мегарезервуарах осадочного чехла. Использование результатов подобных расчетов по ниже-среднеюрским отложениям северных регионов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна по данным [14], а именно интенсивности эмиграции жидких УВ и интенсивности генерации газообразных УВ, применялось авторами статьи для выбора наиболее перспективных локальных объектов в доюрском комплексе региона [15]. На рис. 2 показан фрагмент схемы-модели зон интенсивности генерации газообразных УВ в нижнеюрских отложениях Западной Сибири.

На территории Северо- и Средне-Ямального мегавалов и южной акватории Карского моря значения эмиграции жидких УВ максимальны и составляют 1000–2000 тыс. т/км², также как и значения генерации газообразных УВ — свыше 500 млн м³/км², что соответствует высокой степени реализации нефтегазового потенциала. На территориях Геофизического мезовала, Бованенковско-Нурминского наклонного мегавала и Обской губы распространяются зоны со значениями эмиграции жидких УВ 500–1000 тыс. т/км² и генерации газообразных УВ 250–500 млн м³/км².

По масштабам эмиграции жидких и газообразных УВ в Западно-Арктической акватории (для Южно-Карского региона) установлена максимальная плотность эмиграции, приуроченная к глинистым отложениям ранне-среднеюрского возраста, которая составила 11 млн т/км² нефти и 7 млрд м³ газа, в неокме наблюдаются несколько меньшие значения [16].

Высокую перспективность глубокопогруженных отложений осадочного комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна подтверждают и данные по прогреву ОВ различных нефтегазоносных комплексов бассейна. Основываясь на существенных различиях интенсивности процессов палеопрогрева осадочных толщ всей территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна с глубиной в зависимости от возраста консолидации фундамента [17, 18], прогнозируются глубины процессов генерации УВ в соответствии с R₀ и палеотемпературами. Наиболее высокие генерационные показатели нефтегазопроизводящих толщ и большие глубины обнаружения нефтяных скоплений (до 4200 м) можно ожидать в областях с добайкальским фундаментом, а в областях жесткого палеопрогрева основными нефтегенерационными толщами будут юрские. Глубины обнаружения нефтяных скоплений ограничиваются 3200 м (табл. 3).

Для многих нефтегазоносных бассейнов России опубликованы карты количества УВ, эмигрировавших с 1 км² нефтепроизводящей толщи, и карты генерации УВ, построенные с использованием количественных критериев поисков месторождений-гигантов нефти и газа и применением статистических методов, что дает возможность при прочих благоприятных геолого-геохимических условиях прогнозировать крупные скопления УВ в мегарезервуарах.

В настоящее время продолжают исследования по оценке масштабности скоплений УВ в осадочных бассейнах различных регионов с применением усовершенствованного аппарата математической статистики, при использовании законов распределения по массе залежей и месторождений [20–22].

Табл. 3. Предполагаемые глубины протекания процессов [19]

Tab. 3. Expected depth of oil and gas generation processes [19]

Цикл консолидации фундамента [17, 18]	Основные области распространения [17, 18]	Температурный градиент	Вероятные нижние границы генерации УВ, м	
			нефти	легкой нефти и газоконденсата
Добайкальский	Приенисейская, часть Мансийской синеклизы, Сургутский и Нижневартовский своды	Низкий	4200	5200
Герцинский, каледонский	Центральная и юго-восточная части Западной Сибири	Средний	3650	4400
Триасовые рифты, гранитоидные массивы и флюидопроводящие разломы в фундаменте	Шаимский, Красноленинский и другие своды	Интенсивный	3200	4050

Приводятся данные количественного прогноза нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений северной части Западной Сибири и акватории Карского моря на основе специфических особенностей тектонических, литолого-фациальных и геохимических критериев оценки перспектив нефтегазоносности резервуаров. В результате рассматривается структура ресурсов УВ: распределение начальных суммарных ресурсов УВ по фазовому состоянию, категории ресурсов и запасов по региональным резервуарам и нефтегазоносным областям. Учитывая значительную мощность осадочных отложений в центральной части акватории Карского моря, существуют высокие перспективы открытия УВ-скоплений в юрских и более глубоких отложениях, помимо уже открытых в меловом комплексе (рис. 3) [23, 24]. Показано, что толщины палеозойских платформенных отложений в Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областях, с появлением в разрезе триасового комплекса, составляют суммарно 8–10 км, что существенно повышает перспективы нефтегазоносности этих отложений по сравнению с Ямальской нефтегазоносной областью. На Новопортовском месторождении в Ямальской нефтегазоносной области открыта нефтяная залежь в палеозойских метаморфизованных карбонатах девонского возраста, приуроченная к комбинированной ловушке. В Южно-Карской нефтегазоносной области выделяется два погружения, где толщина отложений платформенного палеозоя резко увеличивается до 12–14 км. В пределах выступа фундамента, разделяющего эти депрессии, толщина отложений осадочного палеозоя составляет 5 км.

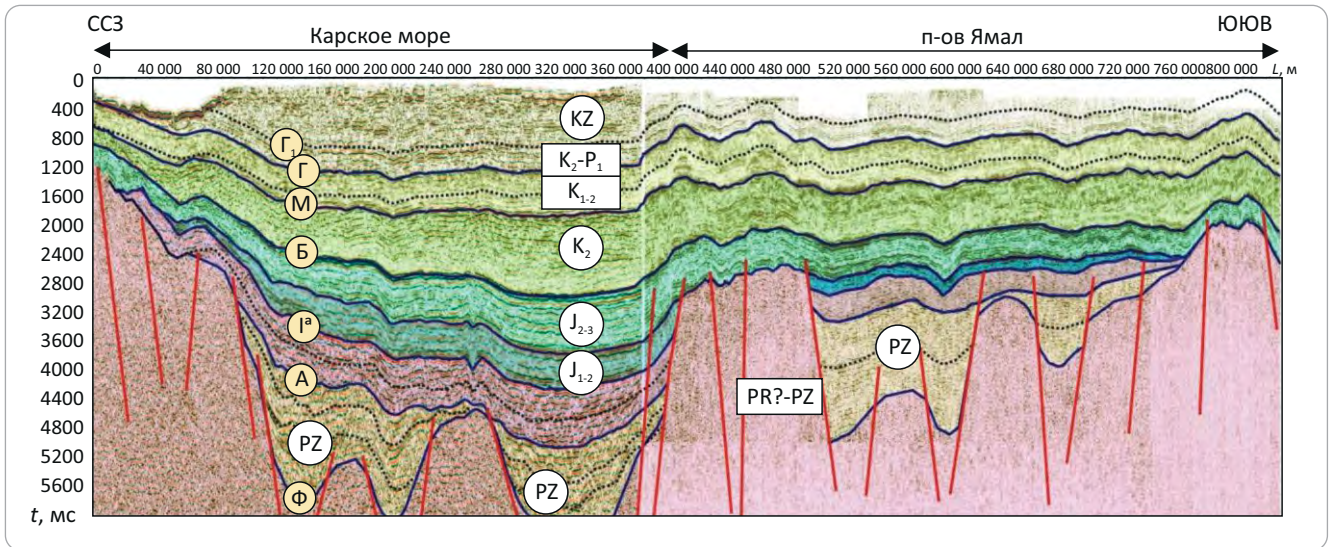
Прогноз продуктивных интервалов разреза сланцевых отложений геохимическими методами

Нефтяные системы сланцевых формаций являются исходными или нефтематеринскими, в которых образование и накопление УВ происходят одновременно в породах-источниках и породах-накопителях, и резервуарами становятся исходные породы. Сланцевые формации распространяются на обширных площадях, характеризуются высо-

ким содержанием ОВ и высокими генерационными способностями при определенных стадиях катагенетического прогрева (нефтяное и газовое окна). Эти отложения в ряде сланцевых бассейнов обладают огромными ресурсами. Так, площадь распространения баженовской свиты в Западной Сибири составляет более 1,2 млн км², ее запасы оцениваются в 40 млрд т. Нефтяной потенциал доманиковой формации в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне — 143,6 млрд т, газовый — 59,8 трлн м³, остаточный потенциал сохранившихся в толще генерации УВ — 98,2 млрд т нефти и 24,2 трлн м³ газа. Высокоперспективные прослои высокоуглеродистой доманиковой формации распространяются более чем на 80 тыс. км² [25–29].

По образному выражению А.Э. Конторовича, карбонатно-глинисто-кероген-кремнистые породы баженовской свиты — «уникальное скопление углеводородистого органического вещества (керогена) и нефти, а также серы, урана, ванадиевых порфиринов — наследников бывшего хлорофилла» [25]. Результаты большого цикла геохимических исследований в плане диагностики проницаемых нефтенакапливающих пластов в баженовской свите на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна отражены в ряде публикаций, в которых главенствующее значение отводится процессам катагенетических преобразований ОВ отложений. Так, в работе [30] показана большая роль диагностических различий разнообразного типа битумоидов, выявляемых в разрезе баженовских отложений. Проведена диагностика автохтонных (сингенетических, связанных) и аллохтонных (перемещенных) битумоидов, в том числе параавтохтонных мобильных битумоидов, которые утратили связь с исходным ОВ, но при этом не покинули нефтематеринскую толщу (перемещенных в самой нефтематеринской толще), и показано, что на концентрацию и состав битумоидов решающее влияние оказывает уровень катагенеза ОВ. Выявляется приуроченность нефтенасыщенных горизонтов баженовской толщи к пачкам пород, относительно обедненных ТОС с параавтохтонным битумоидом. Высокообогащенные ОВ (> 10 % современного со-

Рис. 3. Сейсмогеологический разрез по композитному профилю Reg_II-II (Карское море – п-ов Ямал) [24]
 Fig. 3. Geoseismic section along the Reg_II-I slalom line (Kara Sea – Yamal Peninsula) [24]



держания ТОС) пачки пород, как правило, не содержат параавтохтонной нефти. Процессы катагенеза и концентрация ОБ в породах баженовской свиты определяют не только масштабы нефтегазообразования, но и емкостные характеристики слагающих их пород [31–33]. Одним из важнейших процессов, приводящих к формированию эффективных коллекторов в породах баженовской свиты, является процесс катагенетического преобразования ОБ. Изучение влияния катагенетической зрелости ОБ на поровые характеристики и распространение коллекторов в баженовской формации основано на применении современных геохимических методов, включающих пиролиз, анализ строения пород (методом сканирующей электронной микроскопии), зрелости керогена и распространения УВ в породе (методом люминесцентной микроскопии). Полученные количественные зависимости пористости баженовской свиты от ее геохимических характеристик предлагается использовать при прогнозе перспектив нефтегазоносности и количественной оценке ресурсов нефти в баженовской свите.

Остановимся далее на исследованиях, проведенных непосредственно авторами статьи на основе анализа битуминозных компонентов баженовских отложений, которые также свидетельствуют о возможности использования геохимических различий битуминозных компонентов в составе ОБ сланцевых формаций для выводов об их продуктивности [34, 35]. В качестве генетических коррелятивов были привлечены данные по компонентному составу битумоидов, а также содержанию микроэлементов в нефтях и битумоидах. Сходство нефтей и сингенетичных битумоидов пород по распределению микроэлементов может свидетельствовать об участии этих толщ в процессах нефтеобразования. Для более обоснованного суждения о наличии в осадочном разрезе нефтематеринских отложений и возможности диагностировать нефтесборные

интервалы разреза необходимо четко разделять битуминозные компоненты на *автохтонные* (сингенетичные) и *эпигенетичные* (*параавтохтонные*), как это было предложено, выполнено и опубликовано в ряде работ по доманику и баженовской свите. Анализ состава битумоидов баженовской свиты по площади ее распространения показал их значительную неоднородность, что позволило выделить две генетические разновидности. Первая, *сингенетичные автохтонные битумоиды*, характеризуется высокими значениями $S_{орг}$ при низких значениях β (коэффициент битуминозности $\beta = V/S_{орг}$, %, где V — содержание битумоида) — не более 7–8 %, высоким коэффициентом метаморфизма $k_i = (P + \Phi) / (n-C_{17} + n-C_{18})$ — до 0,8, относительно высокой концентрацией и разнообразием различных кислородсодержащих структур при повышенной суммарной ароматичности. Первая разновидность характеризуется, как правило, высоким содержанием V, Ni, Co, Mo и других микроэлементов, связанных с асфальто-смолистыми компонентами. Концентрация «подвижных» микроэлементов, тех что ассоциируют с масляными УВ-компонентами — Fe, Au, Pb, Cu и др., в них ниже. Вторая разновидность битумоидов (*эпигенетичные, параавтохтонные битумоиды*) характеризуется повышенным β (до 30 %), низкими значениями k_i (0,1–0,3), невысокой концентрацией кислородсодержащих соединений и суммарной ароматичностью по отношению к группам C_nH_{2n} n -алканов. В битумоидах этого типа практически не обнаружены порфирины, характерны низкие содержания ванадия. Распределение микроэлементов в эпигенетичных битумоидах отражает их миграционный характер, иногда контаминационный, они более подвижны, по сравнению с сингенетичными битумоидами имеют более низкие концентрации «тяжелых» микроэлементов.

Таким образом, по результатам проведенных исследований любые перемещения флюидов вну-

три углеродсодержащих толщ приводят к изменению их состава, в частности к обогащению более подвижными (Au, As и Cu) и обеднению менее подвижными (V, Ni, Co, Mo, Zn) элементами и коррекции их отношений. Выявленные особенности микроэлементов в составе флюидов могут являться маркерами прогноза продуктивности резервуаров исследуемых формаций. Однако процесс перехода микроэлементов из одной УВ-субстанции в другую достаточно сложный и многофакторный. Об этом свидетельствуют исследования [36], основанные на детальном изучении образцов из нефтематеринских отложений формации Баккен, подвергшихся в лабораторных условиях запрограммированному пиролизу с получением данных по T_{\max} , R_o , УФ-флуоресценции мацеральной группы липтинита и по результатам ядерно-магнитно-резонансной спектроскопии. При этом хорошими индикаторами процессов катагенетического преобразования ОВ в изучаемых отложениях, наравне с УВ-показателями, явились концентрации редокс-чувствительных металлов, например V и Mo. Авторы статьи считают, что существует вероятность того, что повышение степени термической зрелости может привести к высвобождению некоторых чувствительных к окислительно-восстановительному потенциалу микроэлементов, таких как Mo и V, и способствовать повышению их концентраций в перемещающейся УВ-фракции и в поровой воде. Таким образом, необходимым условием применения определенных УВ и микроэлементов-показателей являются, на взгляд авторов статьи, равные условия сравнения, а именно — близость катагенетических преобразований и учет окислительно-восстановительного потенциала.

Выводы

К настоящему времени для многих нефтегазоносных бассейнов России, с использованием количественных критериев поисков месторождений-гигантов нефти и газа с применением статистических методов, основанных на методологии А.Э. Конторовича, им и его учениками-последователями, к коим авторы статьи причисляют и себя, опубликованы карты количества УВ, эмигрировавших с 1 км^2 нефтепроизводящей толщи, и карты генерации УВ. Это дает возможность при прочих благоприятных геолого-геохимических условиях прогнозировать наличие скоплений УВ в мегарезервуарах. В работах А.Э. Конторовича, его учеников и соавторов проведены исследования по оценке масштабности скоплений УВ в осадочных бассейнах различных регионов с применением усовершенствованного аппарата математической статистики, а также законов распределения по массе залежей и месторождений. Как показало детальное изучение «сланцевых толщ» разных регионов мира, несмотря на целый ряд различий в их строении и масштабах влияния на нефтеносность подстилающих и перекрывающих отложений, региональные закономерности распределения нефти в самих толщах контролируются одними и теми же факторами: начальными концентрациями ОВ в породах и стадийностью его катагенетического преобразования, причем стадийность катагенеза и концентрация ОВ в породах определяют не только масштабы нефтегазообразования, но и фильтрационно-емкостные характеристики «сланцевых толщ».

Литература

1. Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И., Леонтович Б.В., Растегин А.А. Прогноз месторождений нефти и газа. — М. Недра, 1981. — 350 с.
2. Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи. — Новосибирск : СО РАН, 2004. — 545 с.
3. Конторович А.Э. Геология нефти и газа: избранные труды : в 3-х т. Т. 3. Методы прогноза нефтегазоносности. — Новосибирск : Изд-во СНИИГГМС, 2008. — 331 с.
4. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е., Каракин А.В. Механизм формирования гигантских скоплений нефти и газа // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа : сб. научн. тр. — М. : ООО «Геоинформмарк», 2004. — С. 3–7.
5. Пуланова С.А. О необходимости системного подхода к оценке перспективности осадочных бассейнов на углеводородное сырье // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 4. — С. 10–13. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-4-10-13.
6. Шустер В.Л. Особенности формирования и размещения крупных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа в мегарезервуарах осадочных бассейнов // Socar Proceedings. — 2022. — № 2. — С. 30–38.
7. Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Бурлин Ю.К. и др. Нефтегазоносный бассейн — основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. — 1970. — № 5. — С. 13–24.
8. Хаин В.Е., Соколов Б.А. Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых : сб. научн. тр. — М. : Наука, 1973. — С. 94–108.
9. Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2021. — Т. 175. — № 1–6. — С. 20–25.
10. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов // Тр. ИГиГ СО АН СССР. — Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1971. — Вып. 143. — 167 с.
11. Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А. Принципы классификации седиментационных бассейнов в связи с их нефтегазоносностью // Геология и геофизика. — 1979. — № 2. — С. 3–11.

12. Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей) / Под ред. В.С. Лазарева, В.Д. Наливкина. – Ленинград, 1971. – 334 с.
13. Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н., Трофимук А.А. Поисковые признаки гигантских нефтяных месторождений // Специальный доклад (СД-8) : мат-лы VIII Мирового нефтяного конгресса (Москва, 3–19 июня 1971 г.). – М. : ВНИИОЭНГ, 1971. – 16 с.
14. Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 3. – Режим доступа: https://ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf (дата обращения 05.09.2023).
15. Schuster V.L., Punanova S.A. Oil and gas potential of the deep-lying Jurassic and pre Jurassic deposits of the North of Western Siberia in unconventional traps // Georesursy = Georesources. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 30–41. DOI: 10.18599/grs.2021.1.3.
16. Полякова И.Д., Данилина А.Н. Масштабы эмиграции жидких и газообразных углеводородов в Западно-Арктических акваториях России [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2013.pdf (дата обращения 05.09.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/31_2013.
17. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности : мат-лы Международной науч.-практ. конф. (Санкт-Петербург, 30 июня – 3 июля 2008 г.). – СПб. : ВНИГРИ, 2008. – С. 68–77.
18. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Горные ведомости. – 2011. – № 9. – С. 11–15.
19. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири — новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. – Saarbrücken : Lambert Academic Publishing, 2012. – 144 с.
20. Эпов М.И., Шемин Г.Г. Количественный прогноз нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений севера Западной Сибири и акватории Карского моря // Геология нефти и газа. – 2017. – № 4. – С. 7–32.
21. Конторович А.Э., Лившиц В.Р. О вероятностном распределении углеводородов по массе в дисперсно-рассеянном состоянии // Доклады РАН. – 2007. – Т. 415. – № 4. – С. 514–517.
22. Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций (на примере Волго-Уральской провинции) // Геология и геофизика. – 2017. – № 12. – С. 1835–1852. DOI: 10.15372/GiG20171201.
23. Конторович В.А., Конторович А.Э. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа Карского моря // Доклады РАН. – 2019. – Т. 489. – № 3. – С. 272–276. DOI: 10.31857/S0869-56524893272-276.
24. Конторович В.А., Сурикова Е.С., Аюнова Д.В., Гусева С.М. Сейсмические образы крупных газовых залежей в арктических регионах Западной Сибири и на шельфе Карского моря // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – Т. 36. – № 4. – С. 41–48. DOI: 10.20403/2078-0575-2018-4-41-48.
25. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А. и др. Баженовская свита — главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России [Электронный ресурс] // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2014. – Т. 10. – № 2. – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html (дата обращения 05.09.2023).
26. Дмитриевский А.Н. Нетрадиционные ресурсы нефти и газа России: проблемы и перспективы освоения [Электронный ресурс] // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2014. – Т. 10. – № 2. – Режим доступа: https://oilgasjournal.ru/vol_10/dmitrievsky.html (дата обращения 08.09.2023).
27. Zou Caineng Tao, Shizhen Yuan, Xuanjun Zhu et al. Global importance of «continuous» petroleum reservoirs: Accumulation, distribution and evaluation // Petroleum Exploration and Development. – 2009. – Т. 36. – № 6. – С. 669–682. DOI: 10.1016/S1876-3804(10)60001-8.
28. Прищепа О.М., Баженова Т.К., Никифорова В.С. и др. Уточнение геохимических особенностей распределения органического вещества в доманиковых отложениях Тимано-Печорской НГП // Успехи органической геохимии: мат-лы 2-й Всероссийской научной конференции (с участием иностранных ученых) (Новосибирск, 5–6 апреля 2022 г.). – Новосибирск : ИПЦ НГУ, 2022. – С. 212–215. DOI: 10.25205/978-5-4437-1312-0-212-215.
29. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Порожун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век. – 2017. – Т. 67. – № 4. – С. 104–115.
30. Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. Геохимия битумоидов баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 79–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88.
31. Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С. и др. Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 159–171. DOI: 10.18599/grs.2019.2.159-171.
32. Абукова Л.А., Юсупова И.Ф., Абрамова О.П. Роль органического вещества сланцевой залежи в формировании ее проницаемости на раннем катагенном этапе // Химия твердого топлива. – 2014. – № 2. – С. 19–24. DOI: 10.7868/S0023117714020029.
33. Бурштейн Л.М., Конторович А.Э., Костырева Е.А. Модель пористости пород баженовской свиты // Интерэкспо Гео Сибирь. – 2021. – Т. 2. – № 1. – С. 15–24. DOI: 10.33764/2618-981X-2021-2-1-15-24.
34. Пуанова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубоководных доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. – 2018. – Т. 2. – № 20. – С. 67–80. DOI: 10.18599/grs.2018.2.67-80.
35. Punanova S. Oil source deposits in the Bazhenov formation of Western Siberia // 29th International Meeting on Organic Geochemistry (Gothenburg, 1–6 сентября, 2019 г.): European Association of Geoscientists & Engineers, 2019. – С. 380–381. DOI:10.3997/2214-4609.201902805.
36. Abarghan A., Gentzis T., Liu B., Khatibi S., Bubach B., Ostadhassan M. Preliminary Investigation of the Effects of Thermal Maturity on Redox-Sensitive Trace Metal Concentration in the Bakken Source Rock, North Dakota, USA // ACS Omega. – 2020. – № 5(13). – pp. 7135–7148. DOI: 10.1021/acsomega.9b03467.

References

1. Kontorovich A.E., Fotiadi E.E., Demin V.I., Leontovich B.V., Rastegin A.A. Prognoz mestorozhdenii nefiti i gaza [Prediction of oil and gas fields]. Moscow: Nedra; 1981. 350 p. In Russ.
2. Kontorovich A.E. Ocherki teorii naftidogeneza: Izbrannye stat'i [Essays on naftidogenesis theory: Selected papers]. Novosibirsk : SO RAN; 2004. 545 p. In Russ.
3. Kontorovich A.E. Oil and gas geology: selectas: in 3 vol. Vol. 3. Prediction methods of oil and gas occurrence [Geologiya nefiti i gaza: izbrannye trudy : v 3-kh t. T. 3. Metody prognoza neftegazonosnosti]. Novosibirsk: Izd-vo SNIIGiMS, 2008. 331 p. In Russ
4. Dmitrievskii A.N., Balanyuk I.E., Karakin A.V. Mekhanizm formirovaniya gigantskikh skoplenii nefiti gaza [Giant oil and gas accumulations: mechanism of formation]. In: Prioritetnye napravleniya poiskov krupnykh i unikal'nykh mestorozhdenii nefiti i gaza : sb. nauchn. tr. Moscow: OOO "Geoinformmark"; 2004. pp. 3–7. In Russ.
5. Punanova S.A. On the need for a systemic approach to the assessment of the prospects for oil and gas potential of sedimentary basins. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2022;(4):10–13. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-4-10-13. In Russ.
6. Shuster V.L. Features of formation and placement of large and giant oil and gas deposits in megareservoirs of sedimentary basins. *Socar Proceedings*. 2022;(2):30–38. In Russ.
7. Vassoevich N.B., Arkhipov A.Ya., Burlin Yu.K. et al. Neftgazonosnyi bassein — osnovnoi element neftegeologicheskogo raionirovaniya krupnykh territorii [Petroleum basin as main element in geopetroleum zoning of wide areas]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya*. 1970;(5):13–24. In Russ.
8. Khain V.E., Sokolov B.A. Sovremennoe sostoyanie i dal'neishee razvitiye ucheniya o neftegazonosnykh basseinakh [Theory of petroleum basins: current state and further development]. In: Sovremennyye problemy geologii i geokhimii goryuchikh iskopaemykh : sb. nauchn. tr. Moscow: Nauka, 1973. pp.94–108. In Russ.
9. Vysotskii V.I., Skorobogatov V.A. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*. 2021;175(1–6):20–25. In Russ.
10. Vyshemirskii V.S., Kontorovich A.E., Trofimuk A.A. Migration of dispersed bitumoids. IGIG SO AN USSR proceedings. Novosibirsk: Nauka. Sibirskoe otdelenie; 1971. Issue 143. 167 p. In Russ.
11. Kontorovich A.E., Modelevskii M.S., Trofimuk A.A. Printsipy klassifikatsii sedimentatsionnykh basseinov v svyazi s ikh neftegazonosnost'yu [Principles of sedimentary basin classification in the context of their hydrocarbon potential]. *Geologiya i geofizika*. 1979(2):3–11. In Russ.
12. Analiz vliyaniya razlichnykh faktorov na razmeshchenie i formirovanie mestorozhdenii nefiti i gaza (na primere platformnykh oblastei). In: V.S. Lazareva, V.D. Nalivkina, eds. Leningrad, 1971. 334 p. In Russ.
13. Vyshemirskii V.S., Dmitriev A.N., Trofimuk A.A. Poiskovye priznaki gigantskikh neftyanykh mestorozhdenii [Prospecting indicators of giant oil fields]. In: Spetsial'nyi doklad (SD-8) : mat-ly VIII Mirovogo neftyanogo kongressa (Moscow, 3–19 June 1971). Moscow: VNIIOENG; 1971. 16 p. In Russ.
14. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. Geochemical aspects of Lower and Middle Jurassic sediments of the West-Siberian plate in view of hydrocarbon potential evaluation. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(3). Available at: https://ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf (accessed 05.09.2023). In Russ.
15. Schuster V.L., Punanova S.A. Oil and gas potential of the deep-lying Jurassic and pre Jurassic deposits of the North of Western Siberia in unconventional traps. *Georesursy = Georesources*. 2021;23(1):30–41. DOI: 10.18599/grs.2021.1.3. In Russ.
16. Polyakova I.D., Danilina A.N. Hydrocarbon migration intensity in the Western Arctic offshore of Russia. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2013;(8):3. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2013.pdf (accessed 05.09.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/31_2013. In Russ.
17. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Katagenez organicheskogo veshchestva mezozoiskikh i paleozoiskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri [Catagenesis of organic matter of West Siberian Mesozoic and Palaeozoic formations]. In: Litologicheskie i geokhimicheskie osnovy prognoza neftegazonosnosti : mat-ly Mezhdunarodnoi nauch.-prakt. konf. (Sankt-Peterburg, 30 June – 3 July 2008). Sain-Petersburg : VNIIGRI, 2008. pp. 68–77. In Russ.
18. Fomin A.N. Katagenez organicheskogo veshchestva i perspektivy neftegazonosnosti osadochnykh otlozhenii triasa Zapadno-Sibirskogo megabasseina [Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Triassic sedimentary formations in West Siberian mega-basin]. *Gornye vedomosti*. 2011;(9):11–15. In Russ.
19. Dmitrievskii A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. Doyurskii kompleks Zapadnoi Sibiri — novyi etazh neftegazonosnosti. Problemy poiska, razvedki i osvoeniya mestorozhdenii uglevodorodov [West Siberian pre-Jurassic sequence: new level of oil and gas occurrence Problems of hydrocarbon field exploration, prospecting, and development]. Saarbrücken : Lambert Academic Publishing, 2012. 144 p. In Russ.
20. Epov M.I., Shemin G.G. Quantitative forecast of oil-and-gas-bearing capacity of regional Jurassic sedimentary reservoirs in the north of West Siberia and in the Kara sea. *Geologiya nefiti i gaza*. 2017;(4):7–32. In Russ.
21. Kontorovich A.E., Livshits V.R. O veroyatnostnom raspredelenii uglevodorodov po masse v dispersno-rasseyannom sostoyanii [Probabilistic mass distribution of dispersed hydrocarbons]. *Doklady RAN*. 2007;415(4):514–517. In Russ.
22. Kontorovich A.E., Livshits V.R. New methods of assessment, structure, and development of oil and gas resources of mature petroleum provinces (Volga-Ural province). *Russian Geology and Geophysics*. 2017;(12):1453–1467. DOI: 10.15372/GIG20171201. In Russ.
23. Kontorovich V.A., Kontorovich A.E. Geological structure and petroleum potential of the Kara sea shelf. *Doklady RAN*. 2019;489(3):272–276. DOI: 10.31857/S0869-56524893272-276. In Russ.
24. Kontorovich V.A., Surikova E.S., Ayunova D.V., Guseva S.M. Seismic images of large gas accumulations in arctic regions of Western Siberia and off shore the Kara sea. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2018;36(4):41–48. DOI: 10.20403/2078-0575-2018-4-41-48. In Russ.
25. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Kazanenkov V.A. et al. The Bazhenov suite is the main reserve of unconventional oil in Russia. *Aktual'nye problemy nefiti i gaza*. 2014;10(2). Available at: http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html (accessed 05.09.2023). In Russ.
26. Dmitrievskii A.N. Mastering of the unconventional hydrocarbon resources of Russia. *Aktual'nye problemy nefiti i gaza*. 2014;10(2). Available at: https://oilgasjournal.ru/vol_10/dmitrievsky.html (accessed 08.09.2023). In Russ.

27. Zou Caineng Tao, Shizhen Yuan, Xuanjun Zhu et al. Global importance of “continuous” petroleum reservoirs: Accumulation, distribution and evaluation. *Petroleum Exploration and Development*. 2009;36(6):669–682. DOI: 10.1016/S1876-3804(10)60001-8. In Russ.
28. Prishchepa O.M., Bazhenova T.K., Nikiforova V.S. et al. Refinement of geochemical features of the distribution of organic matter in the Domanik deposits of the Timan-Pechora oil and gas field. In: Uspekhi organicheskoi geokhimii: mat-ly 2-i Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii (s uchastiem inostrannykh uchenykh) (Novosibirsk, 5–6 April 2022). Novosibirsk : IPTs NGU, 2022;212–215. DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-212-215. In Russ.
29. Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Gurii A.G. Vremennye metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefiti v domanikovykh produktivnykh otlozheniyakh [Temporary recommended practices for oil reserves assessment in productive Domanik formations]. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2017;(4):102–115. In Russ.
30. Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Rodyakin S.V., Sotnich I.S., Yan P.A. Geochemistry of the Bazhenov Formation bitumoids. *Geologiya nefiti i gaza*. 2018;(2):79–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88. In Russ.
31. Kalmykov A.G., Karpov Yu.A., Topchii M.S. et al. The effect of catagenetic maturity on the formation of reservoirs with organic porosity in the Bazhenov formation and peculiarities of their extension. *Georesursy*. 2019;21(2):159–171. DOI: 10.18599/grs.2019.2.159-171. In Russ.
32. Abukova L.A., Yusupova I.F., Abramova O.P. Role of the organic matter of a shale layer in the formation of its permeability at the early catagenetic stage. *Solid Fuel Chemistry*. 2014;(2):92–27. DOI: 10.7868/S0023117714020029. In Russ.
33. Burshtein L.M., Kontorovich A.E., Kostyreva E.A. Model of porosity of rocks of the bazhenovskaya formation. *Interespo Geo Sibir'*. 2021;2(1):15–24. DOI: 10.33764/2618-981X-2021-2-1-15-24. In Russ.
34. Punanova S.A., Shuster V.L. A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia. *Georesursy*. 2018;2(20):67–80. DOI: 10.18599/grs.2018.2.67-80.
35. Punanova S. Oil source deposits in the Bazhenov formation of Western Siberia. In: 29th International Meeting on Organic Geochemistry (Gothenburg, 1–6 September, 2019). European Association of Geoscientists & Engineers, 2019. pp. 380–381. DOI:10.3997/2214-4609.201902805. In Russ.
36. Abarghan A., Gentzis T., Liu B., Khatibi S., Bubach B., Ostadhassan M. Preliminary Investigation of the Effects of Thermal Maturity on Redox-Sensitive Trace Metal Concentration in the Bakken Source Rock, North Dakota, USA. *ACS Omega*. 2020;5(13):7135–7148. DOI: 10.1021/acsomega.9b03467. In Russ.

Информация об авторах

Дмитриевский Анатолий Николаевич

Доктор геолого-минералогических наук,
научный руководитель
ФГБУН Институт проблем
нефти и газа РАН,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: A.Dmitrievsky@ipng.ru
ORCID ID: 0000-0002-6894-3596

Пунанова Светлана Александровна

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУН Институт проблем
нефти и газа РАН,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: punanova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-2022-2906

Шустер Владимир Львович

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУН Институт проблем
нефти и газа РАН,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: tshuster@mail.ru
ORCID ID: 0000-0001-6809-0135

Information about authors

Anatoly N. Dmitrievsky

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Scientific supervisor
Oil and Gas Research Institute
Russian Academy of Sciences (OGRI RAS),
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: A.Dmitrievsky@ipng.ru
ORCID ID: 0000-0002-6894-3596

Svetlana A. Punanova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher
Oil and Gas Research Institute
Russian Academy of Sciences (OGRI RAS),
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: punanova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-2022-2906

Vladimir L. Shuster

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher
Oil and Gas Research Institute
Russian Academy of Sciences (OGRI RAS),
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: tshuster@mail.ru
ORCID ID: 0000-0001-6809-0135

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ЛИДЕРЫ РОССИИ И СТРАН СНГ:

ГАЗ И ХИМИЯ 2024

Конференция и выставка по технологиям и оборудованию для газовой и химической промышленности

27-28 февраля, Москва

Подробнее о мероприятии

**Ключевые темы**

- Рынок природного газа, СПГ и химической продукции: тенденции и перспективы
- Импортзамещение и возможности поставщиков из других стран для химической и газовой промышленности
- Технологии, проектирование и инжиниринг
- Оборудование, катализаторы и решения для химической и газовой промышленности
- Получение метанола, аммиака и их производных. Разработка новых продуктов
- Сера и ее производные: современные тенденции в удалении серосодержащих соединений и получение серной кислоты
- Повышение операционной эффективности производств. Энергоэффективность
- Экологические аспекты производства. Снижение вредных выбросов и углеродного следа
- Логистика и выстраивание новых цепочек сбыта готовой продукции

ЛИДЕРЫ РОССИИ И СТРАН СНГ:

КАТАЛИЗАТОРЫ 2024

Конференция и выставка по катализаторам нефтепереработки и нефтехимии

29 февраля-1 марта, Москва

Подробнее о мероприятии

**Ключевые темы**

- Объем, анализ, прогнозы, маркетинговые исследования
- Катализаторы для процессов нефтепереработки
- Катализаторы для процессов нефтехимии
- Катализаторы для химической и азотной промышленности
- Катализаторы для «зеленой химии»:
 - Катализаторы, используемые в процессах устранения экологического ущерба
 - Опыт применения
 - Стимулы для внедрения принципов «зеленой химии»: драйверы внутреннего рынка
 - НИОКР
- Управление катализаторами и оптимизация эксплуатационных затрат:
 - Регенерация и реактивация
 - Рекуперация и аффинаж
 - Загрузка и выгрузка
 - Логистика и хранение
 - Моделирование процессов, мониторинг и прогнозирование каталитических стадий
 - Независимая оценка катализатора
 - Цифровизация процессов
 - Обучение персонала
- Развитие катализаторных производств:
 - Международное сотрудничество
 - Инновационные разработки для повышения качества продукции
 - Новые линейки катализаторов, адсорбентов
 - Носитель для катализатора
 - Цеолиты и молекулярные сита
 - Критические элементы для производства катализаторов
 - Лабораторное оборудование

Организатор

www.enleader.ru info@enleader.ru

**Energy Leader**

УДК 550.4; 550.8

DOI 10.47148/0016-7894-2023-6-19-30

Перспективы нефтегазоносности восточной периферийной зоны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

© 2023 г. | О.А. Важенина

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия; vazheninaoa@zsniiigg.ru

Поступила 31.05.2023 г.

Доработана 20.06.2023 г.

Принята к печати 10.07.2023 г.

Ключевые слова: *аналитика; изученность; комплекс; перспективы; периферийная зона; резервуар; скважина; территория; уровень нефтегазоносности; флюидоупор.*

Аннотация: Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является крупнейшей в мире по запасам и ресурсам нефти и газа. Широкомасштабное освоение углеводородных богатств Западной Сибири началось в 1953 г. с получения газового фонтана в опорной скв. 1 на Березовской площади, доказавшей огромные перспективы провинции. Анализ показателей геолого-разведочных работ (объем и стоимость) и состояния лицензирования позволяет сделать вывод о серьезном прогрессе в освоении потенциала Западной Сибири. Однако, несмотря на более чем полувековую историю освоения, территория нераспределенного фонда недр занимает все еще более половины ее площади (58,2 %). Темпы ведения геолого-разведочных работ явно недостаточны для поддержания ресурсной базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, поэтому на сегодняшний день очень остро стоит вопрос о поисках новых объектов, способных изменить ситуацию с кризисными тенденциями в освоении ресурсного потенциала Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Открытие новых объектов должно быть основано на пересмотре направлений, объемов и стадийности геолого-разведочных работ на нефть и газ с приоритетным изучением территории периферийных зон Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, на которые приходится около 60–90 % нераспределенного фонда недр провинции.

Для цитирования: Важенина О.А. Перспективы нефтегазоносности восточной периферийной зоны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 19–30. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-19-30.

Petroleum potential of eastern marginal zones of West Siberian Petroleum Province

© 2023 | O.A. Vazhenina

Federal Autonomous Institution "West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics", Tyumen', Russia; vazheninaoa@zsniiigg.ru

Received 31.05.2023

Revised 20.06.2023

Accepted for publication 10.07.2023

Key words: *analysis; exploration maturity; sequence; petroleum potential; marginal zone; reservoir; well; territory; oil and gas content; impermeable bed.*

Abstract: West Siberian Petroleum Province is the world's largest one in terms of oil and gas resources and reserves. Gas flowing from the 1 key well in the Berezovsky site in 1953 proved the formidable potential of the province and gave start to large-scale resource development in Western Siberia. Analysis of geological exploration indicators (scope and costs) as well as the current state of licensing allows concluding that considerable progress has been made in developing the potential of Western Siberia. However, despite more than half a century of development, the lands of the unallocated subsoil fund still occupy more than half of its area (58.2%). Pace of geological exploration is obviously insufficient to maintain the resource base of West Siberian Petroleum Province. That is why there is much tension around the issue of prospecting for new objects capable of altering the situation with recessionary trends in resource potential development in West Siberian Petroleum Province. Discovery of new objects should be based on the revision of focus areas, scope and stages of geological exploration for oil and gas with priority studies in marginal zones of West Siberian Petroleum Province, which account for about 60-90% of the unallocated fund of subsurface mineral resources of the province.

For citation: Vazhenina O.A. Petroleum potential of eastern marginal zones of West Siberian Petroleum Province. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(6):19–30. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-19-30. In Russ.

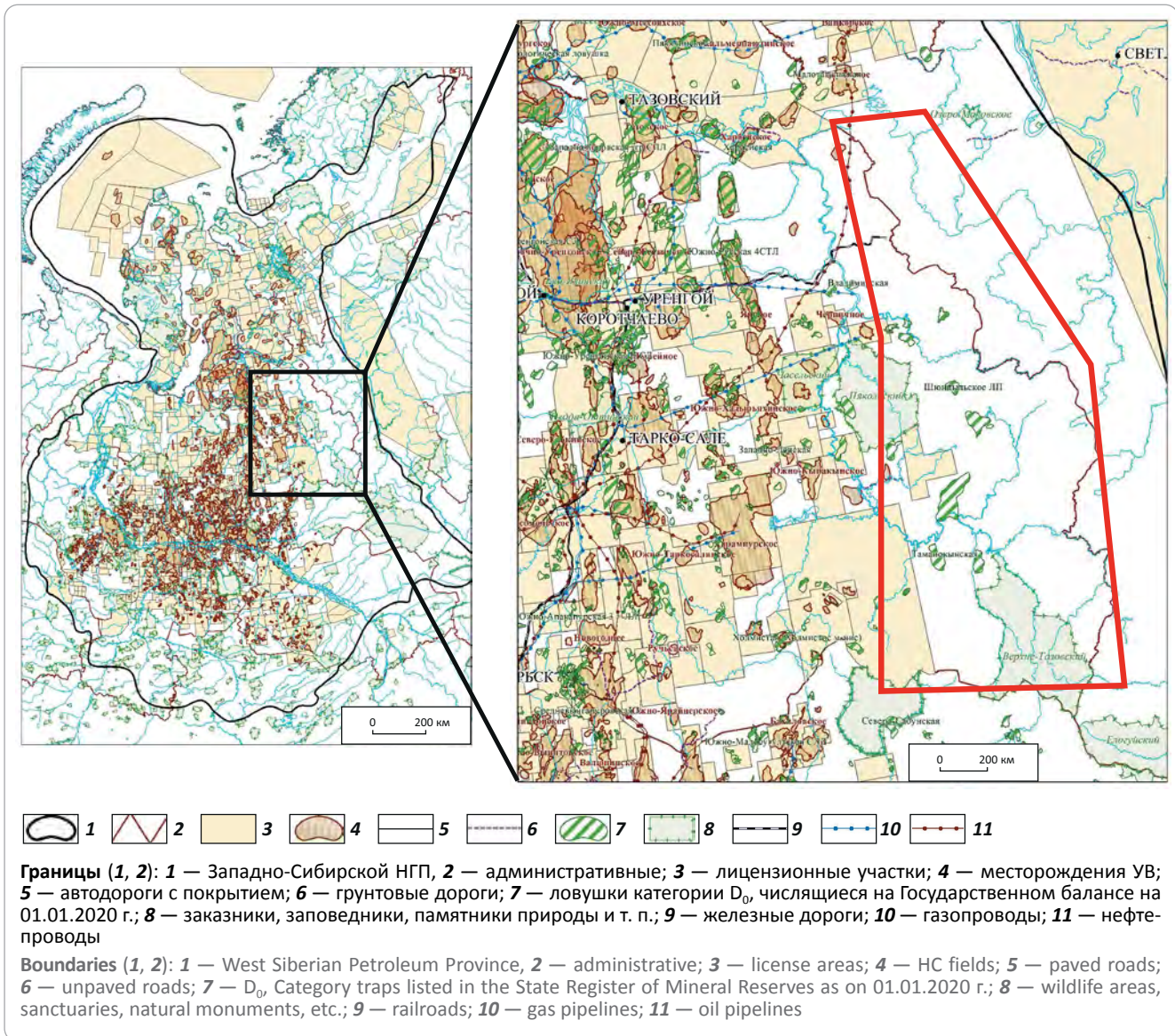
Сведения о районе исследований

В связи с большой вероятностью открытия новых объектов для воспроизводства УВ-сырьевой базы в рамках Западно-Сибирской равнины, автор статьи предлагает обратить внимание на восточную

периферию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НПП), административно охватывающую Красноселькупский район Ямало-Ненецкого автономного округа (рис. 1). Район характеризуется неравномерной степенью геолого-геофизической



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

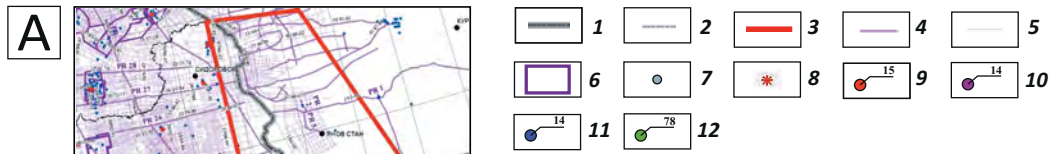


изученности (рис. 2). Практически вся западная часть района лицензирована нефтяными компаниями. На распределенных участках силами недропользователей проводятся сейсмические работы, в том числе МОГТ-3D, и бурятся поисково-оценочные и разведочные скважины. Восточная часть территории обладает крайне низкой плотностью 2D-сейсмопрофилирования, особенно в пределах современного Худосейского мегапрогиба и Сидоровской мегатеррасы. Также имеется ряд партий, у которых качество обработки данных не позволяет или с трудом позволяет провести корреляцию опорных и целевых ОГ. Разная степень геолого-геофизической изученности в пределах восточной части исследуемого района влияет на детальность структурных построений и выделение поисковых объектов: пространственные размеры перспективных ловушек недостаточно точны, а количественная оценка ресурсов УВ значительно занижена.

В рамках исследуемого района и сопредельных территорий пробурена 21 глубокая скважина, вскрывшая породы доюрского мегакомплекса, что составляет немного более 1 скважины на 10 000 км². Такой показатель достаточно убедительно свидетельствует о крайне низкой степени изученности глубоким бурением рассматриваемой части региона. Отложения нижней юры вскрыты 30 скважинами, средней юры — 318 скважинами и верхней юры — 463 скважинами. Скважины бурились в основном с учетом структурного фактора, что не всегда благоприятно для поиска сложнопостроенных коллекторов.

В тектоническом отношении в пределах данной зоны выделяется три крупных блока фундамента — Центрально-Западно-Сибирский на западе, Енисей-Туруханский на востоке и небольшой фрагмент Приалатаусского блока у южной границы площади. Также выделяется две ветви Уренгойско-Колтогор-

Рис. 2. Геолого-геофизическая изученность района исследований
Fig. 2. Geological and geophysical exploration maturity of the study area

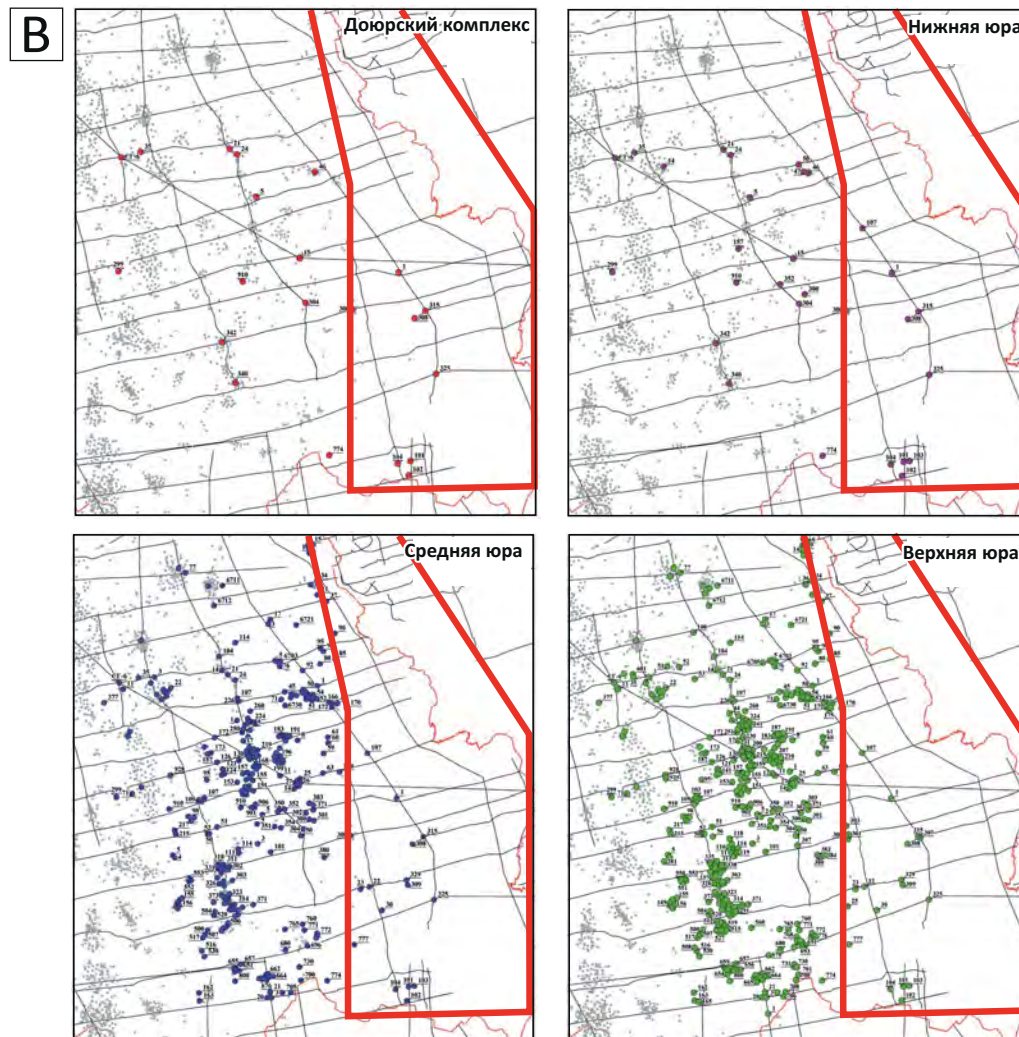


A — сейсмозвездкой, B — глубоким бурением.

Границы (1-3): 1 — областей, 2 — административных районов, 3 — района исследований; **профили (4, 5):** 4 — региональные, 5 — МОГТ-2D; 6 — контуры работ МОГТ-3D, **скважины (7-12):** 7 — глубокого бурения, 8 — с сейсмокаротажем (СК-ВСП), 9 — вскрывшие доюрское основание, 10 — вскрывшие нижнеюрские отложения, 11 — вскрывшие среднеюрские отложения, 12 — вскрывшие верхнеюрские отложения

A — seismic surveys, B — deep drilling.

Boundaries (1-3): 1 — areas, 2 — administrative districts, 3 — study area; **survey lines (4, 5):** 4 — regional, 5 — 2D CDP; 6 — 3D CDP; **wells (7-12):** 7 — deep drilling, 8 — with checkshot surveys (VSP check shot), 9 — encountered pre-Jurassic Basement, 10 — encountered Lower Jurassic deposits, 11 — encountered Middle Jurassic deposits, 12 — encountered Upper Jurassic deposits



ской тектономагматической системы — Колтогорский рифт с Верхнетолькинским развилком на западе участка и Худосейский — на востоке (рис. 3). В этой части региона происходит последовательное выклинивание в восточном и юго-восточном направлениях отложений нижней юры (пласты Ю₁₂, Ю₁₁, Ю₁₀). При этом вблизи контрастных выступов доюрского основания предполагается формирование грубообломочных пород, обладающих высокими коллекторскими свойствами.

В рамках исследуемого района и сопредельных территорий открыто 52 месторождения УВ в юрских и меловых отложениях, на Государственном балансе числится около 130 ловушек категории D₀. Подавляющее число открытых месторождений УВ расположено западнее современной Русско-Часельской гряды, большая часть запасов которых сосредоточена в аптско-альбско-сеноманском и неокомском нефтегазоносных комплексах (НГК) (рис. 4). Единичные месторождения, открытые на востоке района, содержат запасы в средне- и верхнеюрских отложениях. При этом подавляющая часть открытых месторождений длительный срок находится в разработке и уже исчерпала свой потенциал, а вновь открываемые месторождения не обеспечивают необходимого прироста запасов УВ для стабильной нефтедобычи.

Перспективы нефтегазоносности

Все вышесказанное свидетельствует о том, что возникает необходимость в проведении геолого-разведочных работ в пределах малоизученных территорий, к которой и относится восточная периферия Ямало-Ненецкого автономного округа, при этом основной вектор должен быть направлен на нераспределенный фонд недр. Аналитика геолого-геофизических исследований показала, что нижне-среднеюрские отложения являются одним из наиболее важных объектов поисково-разведочных работ в пределах восточной части исследуемой территории, в меньшей степени интересен верхнеюрский комплекс, при этом перспективы обнаружения залежей УВ в меловых отложениях здесь крайне низки. Это связано с рядом факторов, главным из которых является отсутствие нефтегазоматеринских пород. Еще к одному фактору низких перспектив вышеупомянутых отложений можно отнести значительные риски по наличию покрышек для неокомского комплекса и пластов группы ПК. На востоке, ввиду относительно близкого расположения источника сноса обломочного материала, который поставлялся с Сибирской платформы, происходило опесчанивание разреза. Данные условия осадконакопления сказались в первую очередь на качестве флюидоупоров для резервуаров неокомского НГК. Для каждого из них закартированы предполагаемые границы опесчанивания покрышек, восточнее которых отложения резервуаров экранируются маломощными и невыдержанными по латерали локальными флюи-

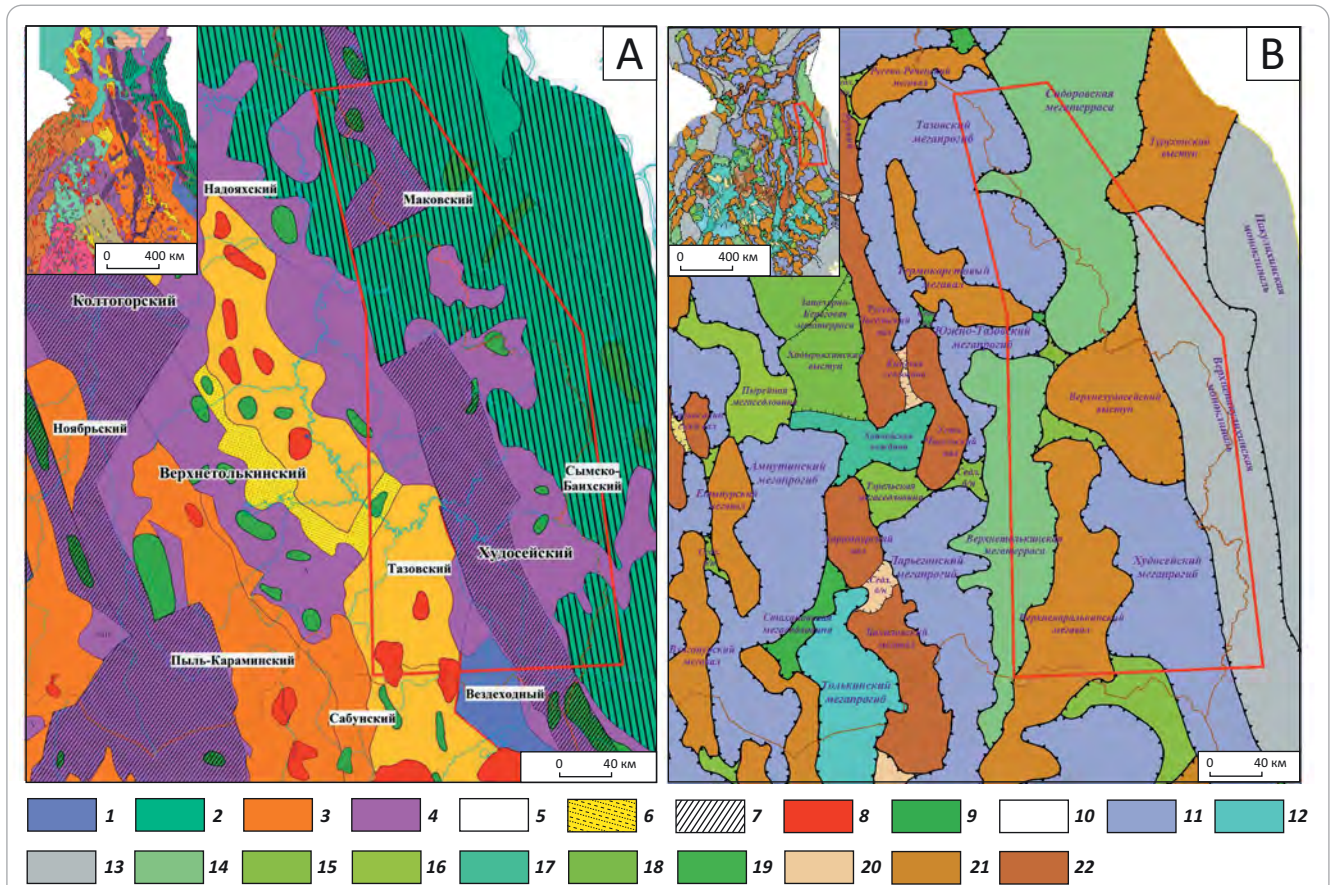
доупорами (рис. 5), а значит, вероятность наличия залежей УВ крайне низка.

Рассмотрим основные перспективы открытия залежей УВ в пределах восточной периферии Западно-Сибирской НПП, связанных с нижне- и среднеюрским НГК. Промышленная нефтегазоносность данных комплексов доказана открытием многочисленных залежей, в том числе и крупных по объему запасов, в различных нефтегазоносных областях. На 01.01.2021 г. в отложениях нижней юры на территории Западно-Сибирской НПП открыто 45 месторождений, средней юры — 357 месторождений. Общая оценка ресурсов в пересчете на нефть составляет: начальные геологические — 45 (извлекаемых 10,4) млрд т, газа растворенного — 7,3 (1,7) млрд т, газа свободного — 19,3 трлн м³, конденсата — 3,3 (2,1) млрд т [1].

Нижнеюрский НГК объединяет разнофациальные толщи песчаных пластов Ю₁₀, Ю₁₁, Ю₁₂ и разделяющих их глинистых пород-покрышек плинсбахтоарского и плинсбахского возраста. Региональной покрышкой НГК являются глинистые отложения лайдинского горизонта (радомская пачка, лайдинская свита) тоар-ааленского возраста, подошвой комплекса — доюрские образования. Нижнеюрский НГК на исследуемой территории включает отложения котухтинской (на западе района работ), худосейской (восточная часть исследуемой территории), ягельной и береговой свит, содержащих три преимущественно песчаных резервуара — пласты Ю₁₂ (плинсбах), пласты Ю₁₁ (плинсбах — тоар) и Ю₁₀ (поздний тоар), перекрытые соответственно левинской свитой, тогурской и радомской глинистыми пачками, являющимися надежными флюидоупорами. Хотя промышленная нефтеносность данного комплекса на изучаемой территории пока не установлена, западнее рассматриваемой зоны открыто Ярайнерское месторождение, в пределах которого доказана продуктивность нижнеюрских отложений. Непосредственно в рамках исследуемого района и сопредельных территорий при испытании нижнеюрского НГК в единичных скважинах получены непромышленные притоки нефти и нефтегазопроявления, которые подтверждают наличие коллекторов и их заполнение УВ. В целом по нижнеюрскому комплексу испытано 18 скважин, притоки воды получены в 11 скважинах, из них только в 2 скважинах вода с пленками нефти, 7 скважин оказались сухими.

В фациальном отношении нижнеюрские отложения накапливались преимущественно в условиях денудационно-аккумулятивной и низменной равнины, а также прибрежной равнины, временами заливаемой морем. Коллекторы пластов Ю₁₂, Ю₁₁ и Ю₁₀ обладают пониженными значениями фильтрационно-емкостных свойств: коэффициент пористости (K_p) в среднем изменяется от 12 до 16 %, коэффициент проницаемости ($K_{пр}$) — от 0,1 до 50 мД. Увеличенные эффективные толщины и повышенные значения коэффициента песчаности ($K_{песч}$)

Рис. 3. Фрагменты тектонических карт в рамках района исследований
Fig. 3. Fragments of tectonic maps covering the study area



A — домезозойское основание Западно-Сибирской плиты¹, B — осадочный чехол Западно-Сибирской плиты²

Консолидированные блоки доюрского основания (1–3): 1 — Приалатаусский; 2 — Енисей-Туруханский; 3 — Центрально-Западно-Сибирский; 4 — районы Уренгойско-Колтогорской тектономагматической системы; 5 — впадины, прогибы, выполненные карбонатными и терригенными породами; 6 — впадины, прогибы, выполненные терригенно-осадочными породами; 7 — зоны полной или частичной деструкции консолидированной коры; 8 — гранитоиды; 9 — габброиды; 10 — административные границы; 11 — структуры I порядка и входящие в них структуры II порядка — мегавпадины, мегапрогибы (нерайонированные); 12 — элементы внутреннего районирования впадин, мегапрогибов: впадины, прогибы, днища впадин, котловины; 13 — моноклинали (нерайонированные); 14 — мегатеррасы, террасы (нерайонированные); 15 — мегаседловины, седловины нейтральные; 16 — мегаседловины, седловины поднятий (наивысшая отметка седловины ближе к отметке поднятия); 17 — элементы внутреннего районирования мегатеррас: впадины, прогибы, ложбины; 18 — поднятия, валы, выступы; 19 — мегаседловины, седловины впадин (наивысшая отметка седловины ближе к отметке впадины); 20 — седловины внутреннего районирования поднятий (элементы внутреннего районирования сводов, мегавалы); 21 — своды, мегавалы (нерайонированные); 22 — валы, поднятия, вершины (элементы внутреннего районирования сводов, мегавалов)

A — pre-Mesozoic Basement of West Siberian Plate¹, B — sedimentary cover of West Siberian Plate²

Consolidated blocks of pre-Jurassic Basement (1–3): 1 — Alataussky; 2 — Yenisei-Turukhansky; 3 — Central West Siberian; 4 — regions of Urengoi-Koltogorsky tectonic and plutonic system; 5 — depressions, troughs filled with carbonate and terrigenous rocks; 6 — depressions, troughs filled with terrigenous and sedimentary rocks; 7 — zones of complete or partial destruction of consolidated crust; 8 — granitoids; 9 — gabbroids; 10 — administrative boundaries; 11 — I-st order and II-nd order structures included in them — mega-depressions, mega-troughs (not zoned); 12 — elements of inner zoning of depressions, mega-troughs: depressions, trough, depression bottom, basins; 13 — monoclines (not zoned); 14 — mega-terraces, terraces (not zoned); 15 — neutral mega-saddles, saddles; 16 — mega-saddles, saddles of highs (the highest point of the saddle closer to the high elevation point); 17 — elements of inner zoning of mega-terraces: depressions, troughs, cloughs; 18 — highs, swells, salients; 19 — mega-saddles, saddles of depressions (the highest point of the saddle closer to the depression point); 20 — saddles of the inner zoning of highs (elements of inner zoning of arches, mega-swells); 21 — arches, mega-swells (not zoned); 22 — swells, highs, crests (elements of inner zoning of arches, mega-swells)

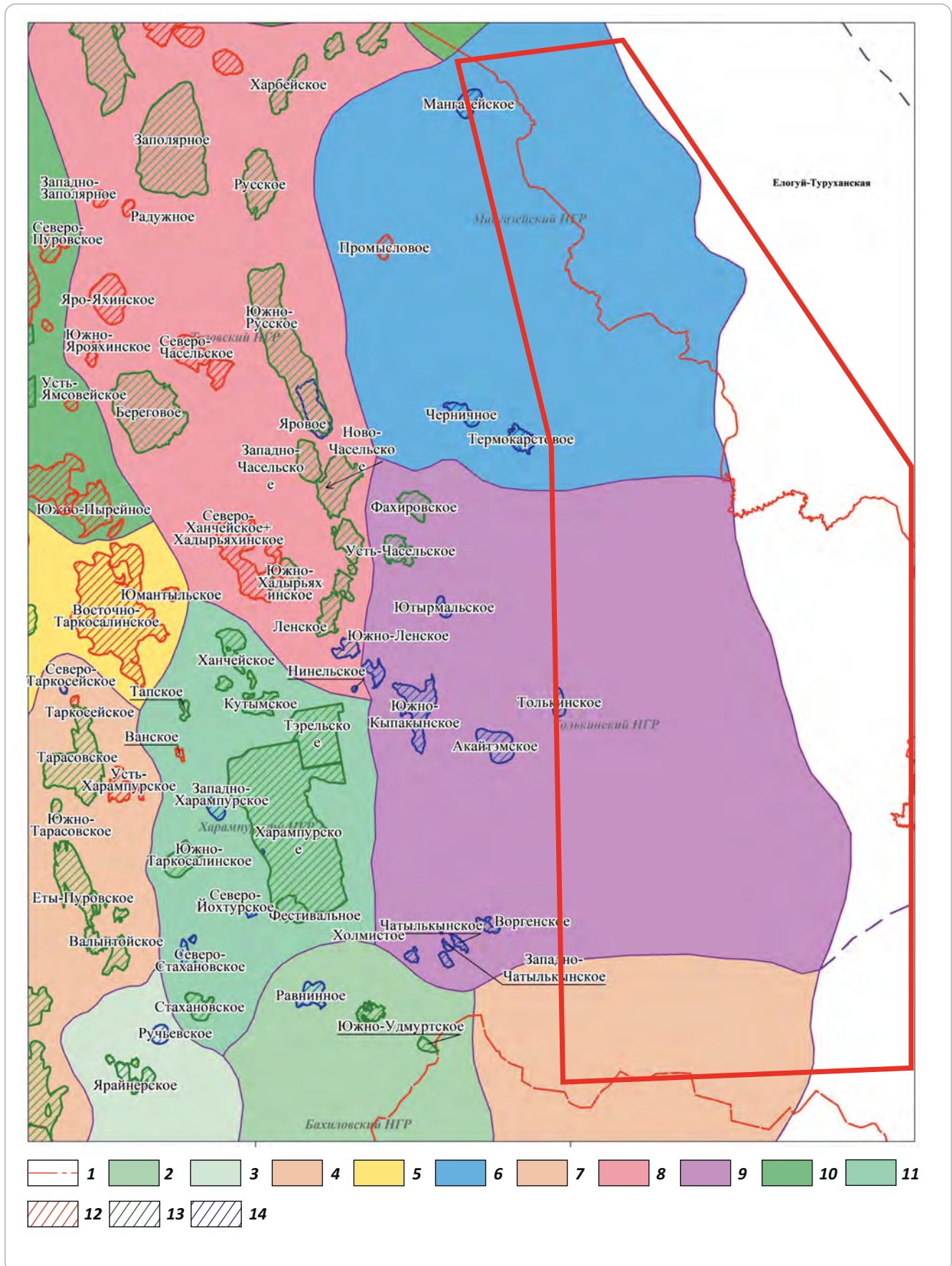
¹Цимбалюк Ю.А. и др. Создание геолого-геофизических моделей доюрского основания Западной Сибири с целью выявления новых нефтегазоперспективных объектов на основе инновационных технологий обработки и интерпретации геолого-геофизических данных : отчет. Тюмень: ФГБУ ЗапСибНИИГГ, 2016.

²Шпильман А.В. Создание детальной модели геологического строения нижнесреднеюрских образований Западной Сибири, оценка ресурсного потенциала и обоснование главных направлений поисково-разведочных работ. – Тюмень. 2008ф.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Фрагмент схемы нефтегазгеологического районирования в рамках района исследований (ФГБУ «ВНИГНИ», 2022 г., под ред. П.Н. Мельникова)

Fig. 4. Fragment of the scheme of geopetroleum zoning within the study area (VNIGNI, 2022, eds. P.N. Mel'nikova)



Усл. обозначения к рис. 4

Legend for Fig. 4

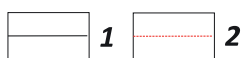
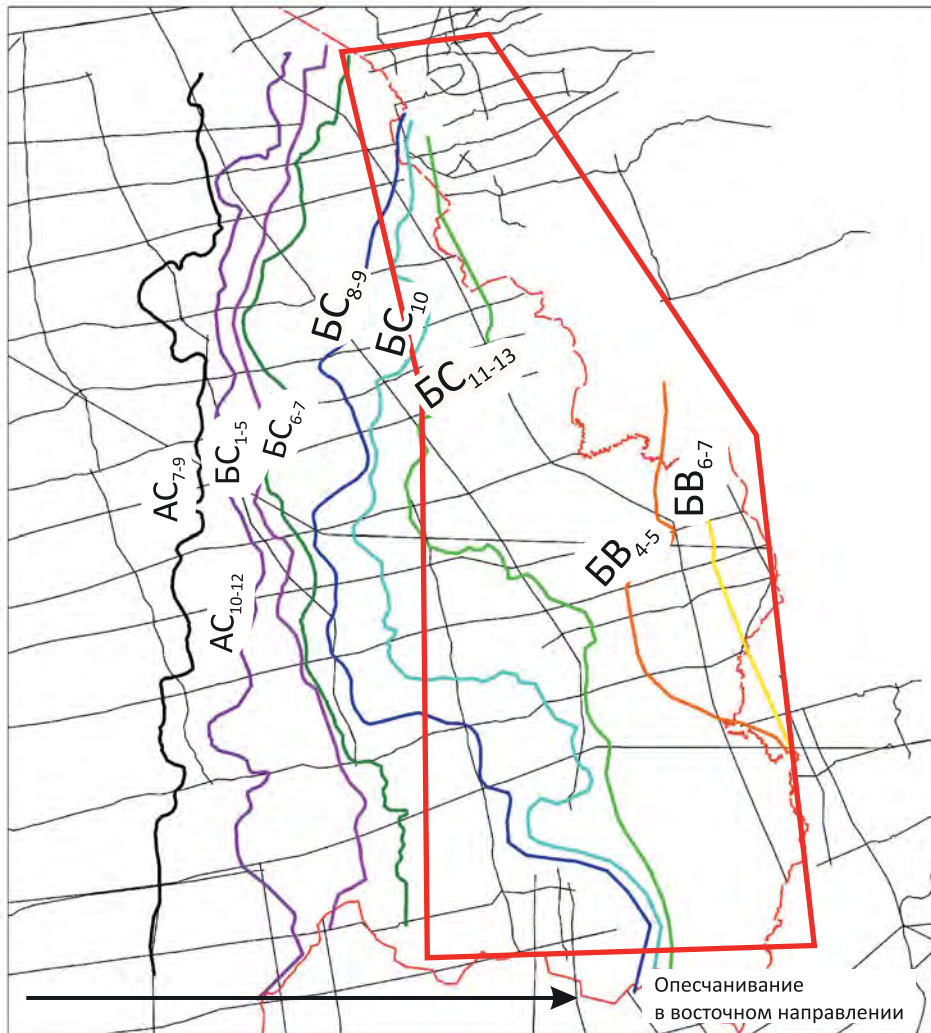
1 — административные границы; **нефтегазоперспективные районы (2–11)**: **2** — Бахилловский, **3** — Варьеганский, **4** — Вынгапуровский, **5** — Губкинский, **6** — Мангазейский, **7** — Пыль-Караминский, **8** — Тазовский, **9** — Толькинский, **10** — Уренгойский, **11** — Харампурский; **продуктивные отложения (12–14)**: **12** — меловые, **13** — юрские и меловые, **14** — юрские.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

1 — administrative boundaries; **oil and gas promising areas (2–11)**: **2** — Bakhilovsky, **3** — Varyogansky, **4** — Vyngapurovsky, **5** — Gubkinsky, **6** — Mangazeisky, **7** — Pyl'-Karminsky, **8** — Tazovsky, **9** — Tol'kinsky, **10** — Urengoiy, **11** — Kharampursky; **pay zones (12–14)**: **12** — Cretaceous, **13** — Jurassic and Cretaceous, **14** — Jurassic.

For other Legend items see Fig. 2

Рис. 5. Границы опесчанивания покровов для сейсмофациального комплекса неокома по данным ФАУ «ЗапСибНИИГ»
Fig. 5. Limits of increase in sand content in seals, Neocomian seismic facies sequence (according to ZapSibNIIGG)



1 — региональные профили; **2** — административные границы.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

1 — regional survey lines; **2** — administrative boundaries.

For other Legend items see Fig. 2

приурочены к депрессионным зонам, по которым транспортировалась основная масса терригенного материала.

Характерной особенностью строения нижнеюрского НГК в пределах восточной периферии Западно-Сибирской НПП является закономерное выклинивание нижележащих горизонтов нижней юры и сокращение толщин коллекторов к приподнятым частям палеорельефа (район современной Сидоровской мегатеррасы, Верхнехудосейского выступа, Верхнекаралькинского мегавала). Сначала выклиниваются отложения пласта Ю₁₂, затем Ю₁₁ и Ю₁₀. В связи с вышесказанным первоочередной интерес в нижнеюрском НГК в рамках исследуемого района представляют структурно-стратиграфические ловушки вблизи выступов фундамента, а также структурные и структурно-литологические объекты, фациально связанные с палеодренажными системами или находящиеся в непосредственной близости от них, где накапливались мощные толщи песчаников (рис. 6).

Вторым потенциальным уровнем нефтегазоносности прогнозируется среднеюрский НГК (аален – ранний келловей), включающий интервал тюменской свиты с подразделениями – нижняя (Ю₇₋₉), средняя (Ю₅₋₆) и верхняя (Ю₂₋₄) подсвиты. Отложения средней юры на исследуемой территории имеют преимущественно покровный характер развита.

Отложения среднеюрского НГК являются продуктивными практически на всей территории Западно-Сибирской НПП. Основные перспективы нефтегазоносности связываются с верхней частью разреза (мальшевский горизонт), который регионально нефтеносен. Стоит отметить, что в батском резервуаре учтены значительные запасы УВ, однако их освоение по всей территории Западно-Сибирской НПП в целом остается ничтожно низким. Так, выработанность запасов нефти от начальных составляет 5,7 %, а газа (свободного и газовых шапок) – около 0,002 % [2].

В рамках исследуемого района в отложениях мальшевского горизонта открыто 16 месторождений, при этом ближайшими месторождениями, где доказана продуктивность пластов Ю₇₋₉ и Ю₅₋₆, являются Вынгапуровское (ЮВ₇), Западно-Таркосалинское (ЮВ_{5,2}), Новогоднее (ЮВ₅), Вынгапуровское (ЮВ₅, ЮВ₆), Северо-Варьеганское (ЮВ₅), расположенные западнее исследуемой территории.

Притоки флюида из пластов Ю₇₋₉ и Ю₅₋₆, которые следует рассматривать лишь как предполагаемые или второстепенные объекты нефтегазописковых работ в связи со слабой их изученностью в рамках исследуемой территории, получены в 13 скважинах, отложения характеризуются средними коллекторскими свойствами (в среднем $K_p = 14-16\%$, $K_{np} = (10-50) \cdot 10^{-5}$ мкм²). Причиной довольно низкой продуктивности вышеуказанных пластов может служить тот факт, что глинистые перемычки

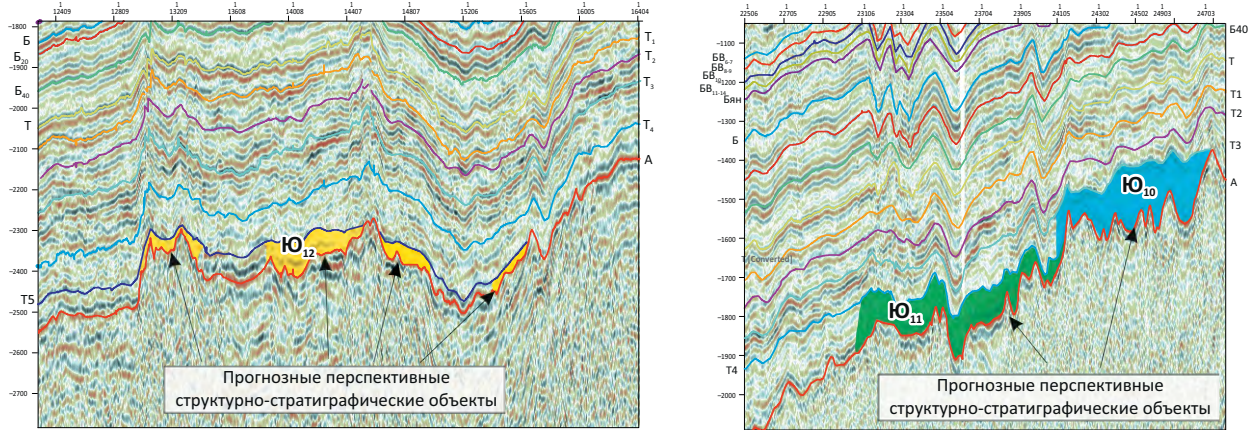
между пластами ниже- и среднетюменской подсвиты, которые могли бы быть флюидоупорами, или полностью отсутствуют, или представлены незначительными прослоями мощностью менее 5 м.

Наибольший интерес в среднеюрском разрезе представляют регионально-продуктивные песчаные пласты Ю₂₋₃ и Ю₄ верхней подсвиты тюменской свиты. Из отложений пласта Ю₄ в 7 скважинах на Геологической, Северо-Пырейной, Тычельской, Усть-Ямсовейской и Южно-Русской площадях по результатам испытаний получен продукт (нефть, пленка нефти, газоконденсат). Дебиты нефти варьируют от 2 до 9,6 м³/сут при диаметре штуцера 4 мм, конденсата – от 0,48 до 4,33 м³/сут. Из отложений пластов Ю₂₋₃ продукт получен в 42 скважинах. Дебиты нефти варьируют от 0,2 до 134 м³/сут, конденсата – от 0,88 до 43 м³/сут, дебиты газа достигают 1 тыс. м³/сут. Также установлены многочисленные нефтегазопроявления. Коллекторы пластов Ю₂₋₄ обладают преимущественно пониженными и средними значениями фильтрационно-емкостных свойств.

Данные о палеорельефе, характере распространения песчаных тел коллекторов и современный структурный план среднеюрских отложений позволяют сделать вывод, что основные перспективы связаны со структурными и структурно-литологическими ловушками, в формировании которых участвуют крылья юрских крупных локальных поднятий, а также депрессионные зоны (рис. 7). Здесь накапливались песчаные отложения палеодренажных систем, которые протягиваются в меридиональном направлении в восточной и западной частях территории исследований. При выделении и районировании зон распространения предполагаемых резервуаров с высокими фильтрационно-емкостными свойствами необходимо учитывать, что пласты Ю₄₋₉ формировались в континентальных и субконтинентальных условиях, в то время как накопление пластов Ю₂₋₃ происходило в условиях переходных от континентальных к морским, в период начавшейся трансгрессии морского бассейна. Все это предопределило не только мозаичный характер распространения песчаных пластов средней юры, но и неоднородность коллекторов в рамках исследуемого региона. Основная проблема поиска залежей УВ в этих пластах сводится к проблеме поиска пород-коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Пласты-коллекторы имеют сложное линзовидное строение, обычно они небольшой толщины и протяженности.

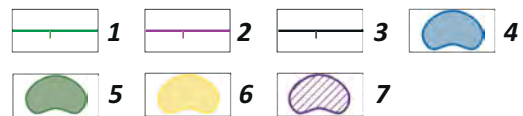
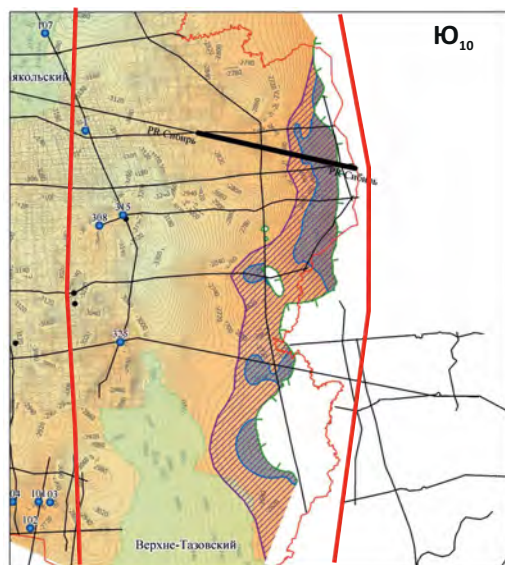
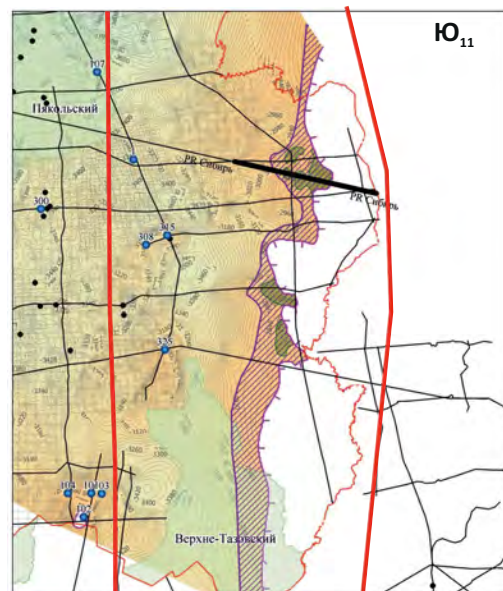
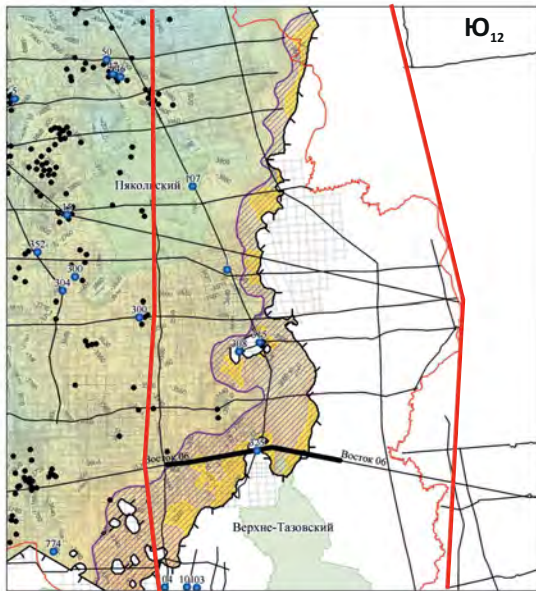
Для оценки перспектив обнаружения залежей УВ в ниже-среднеюрских отложениях в рамках восточной периферии Западно-Сибирской НПП оценены прогнозные ресурсы УВ в пределах нераспределенного фонда недр восточной части региона. По результатам данной оценки геологические/извлекаемые ресурсы УВ в отложениях нижнеюрского НГК составляют 423,6/54,2 млн т усл. топлива, среднеюрского НГК – 615,2/136,3 млн т усл. топлива,

Рис. 6. Структурно-стратиграфические нефтегазоперспективные объекты в нижнеюрских отложениях
Fig. 6. Oil and gas promising structural and stratigraphic objects in Lower Jurassic deposits



Абс. отметка, м

Абс. отметка, м



Линии выклинивания пластов (1–3): 1 — Ю₁₀, 2 — Ю₁₁, 3 — Ю₁₂; **структурно-стратиграфические ловушки по пластам (4–6):** 4 — Ю₁₀, 5 — Ю₁₁, 6 — Ю₁₂; 7 — нефтегазоперспективные зоны по нижнеюрским отложениям.

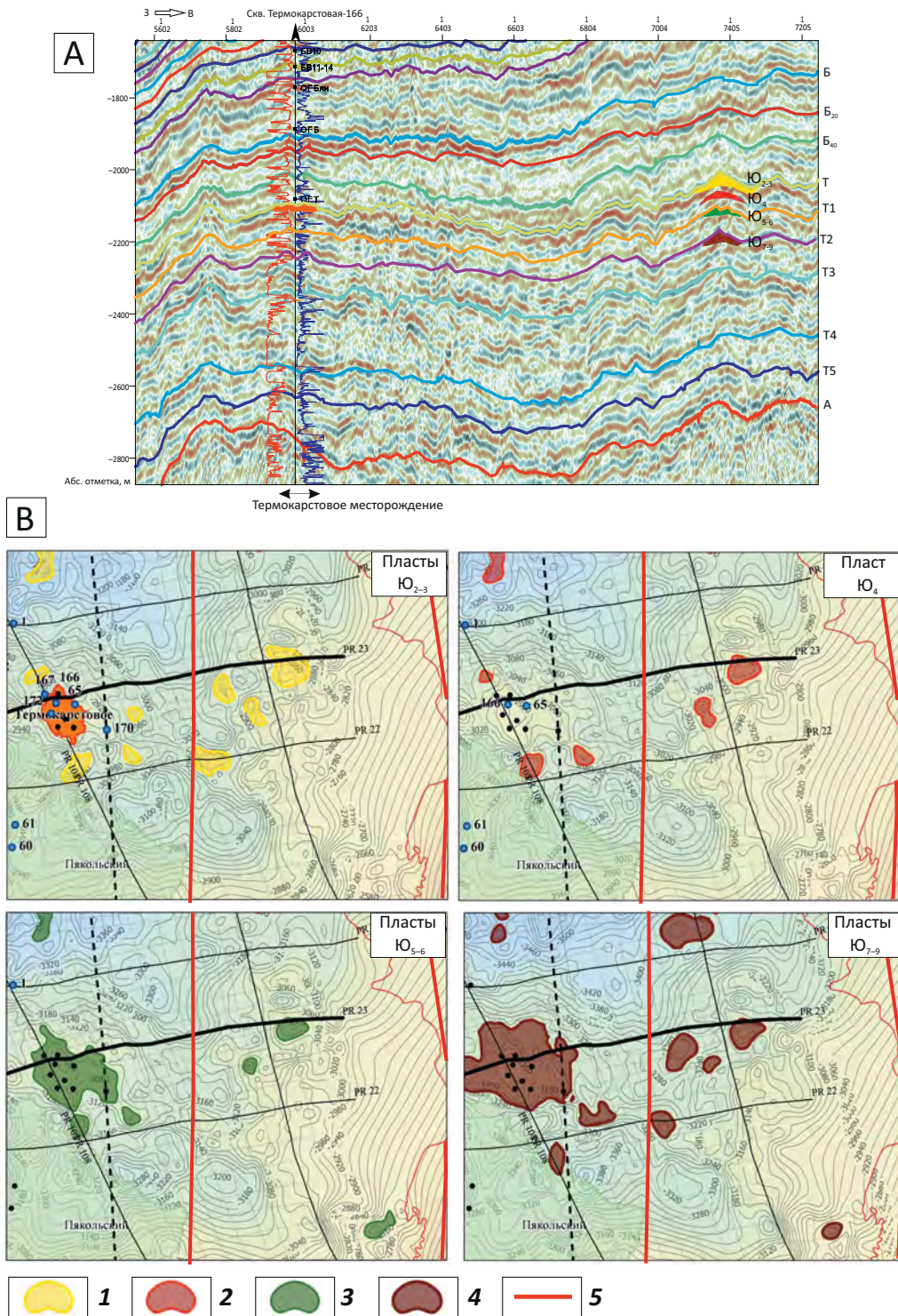
Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

Lines of bed pinch-out (1–3): 1 — Ю₁₀, 2 — Ю₁₁, 3 — Ю₁₂; **combination traps in the layers (4–6):** 4 — Ю₁₀, 5 — Ю₁₁, 6 — Ю₁₂; 7 — oil and gas promising zones in Lower Jurassic deposits.

For other Legend items see Fig. 2



Рис. 7. Структурно-стратиграфические нефтегазоперспективные объекты в среднеюрских отложениях
Fig. 7. Oil and gas promising structural and stratigraphic objects in Middle Jurassic deposits



А — фрагмент временного сейсмического разреза вдоль PR 23, В — структурные и структурно-литологические нефтегазоперспективные объекты.

Структурные и структурно-литологические ловушки по пластам (1–4): 1 — Ю₂₋₃, 2 — Ю₄, 3 — Ю₅₋₆, 4 — Ю₇₋₉; 5 — границы исследуемой территории

A — Fragment of seismic time section along PR 23 survey line, B — structural and structural and lithological oil and gas promising objects.

Structural and combination traps in the layers (1–4): 1 — Ю₂₋₃, 2 — Ю₄, 3 — Ю₅₋₆, 4 — Ю₇₋₉; 5 — boundaries of the study area

Таблица. Прогнозные ресурсы УВ в пределах исследуемого района

Table. Undiscovered HC Resources in the study area

Пласт	Геологические ресурсы УВ, млн т усл. топлива	Извлекаемые ресурсы УВ, млн т усл. топлива
Ю ₂₋₃	43,5	20,3
Ю ₄	261,2	50,5
Ю ₅₋₆	169,8	30,2
Ю ₇₋₉	140,7	35,3
ИТОГО среднеюрские отложения	615,2	136,3
Ю ₁₀	187,5	22,1
Ю ₁₁	140,4	17,8
Ю ₁₂	95,8	13,6
ИТОГО нижнеюрские отложения	423,6	53,5
ИТОГО отложения нижней + средней юры	1038,8	189,8

в то время как в целом для всей исследуемой территории ресурсы УВ в нижнеюрском НГК составляют 1686,2/168,6 млн т усл. топлива, среднеюрском НГК — 1958,8/366,4 млн т усл. топлива (таблица). Однако здесь необходимо иметь в виду, что в связи с малой степенью геолого-геофизической изученности восточной части региона, не удалось детализировать ее структурное строение. В связи с этим пространственные размеры выделенных перспективных объектов определяются недостаточно точно, а количественная оценка ресурсов УВ вероятнее всего значительно занижена. С постановкой на данной территории геолого-разведочных работ ресурсная база может быть кратно увеличена.

Заключение

Таким образом, основные перспективы исследуемой части региона связаны со структурно-стратиграфическими (крупные положительные тектонические элементы и их склоны) и структурно-литологическими (палеодренажные системы) объектами ниже-среднеюрских отложений. Аналогичное строение юрских отложений характерно вдоль всей восточной периферийной зоны, что позволяет предположить широкое развитие структурно-стратиграфических ловушек на всем протяжении последовательного выклинивания пластов нижней – средней юры.

Необходимо иметь в виду, что при оценке перспектив ниже- и среднеюрских отложений в пределах восточной периферии Западно-Сибирской

НГП также важно учитывать риски, связанные с наличием нефтегазоматеринских пород, способных генерировать УВ. Для данных НГК нефтегазоматеринскими являются тогурская и радомская пачки глин, а также локальные глинистые прослои в отложениях тюменской свиты, при этом свойства нефтегазоматеринских пород в восточной части района на порядок ниже, чем на западе исследуемой территории.

Следует также отметить, что эффективное изучение периферийных зон с учетом всего спектра геологических рисков возможно путем последовательного проведения геолого-разведочных работ, включающих в себя на начальных этапах 2D-сейсморазведочные работы и бурение поисково-оценочных скважин с применением в дальнейшем бассейнового моделирования. Данные виды работ необходимы для получения новой информации о строении недр (в частности, требуется детально закартировать границы выклинивания нижеюрских отложений, уточнить седиментологические модели нефтегазоперспективных интервалов и обосновать контуры ловушек), выделения очагов генерации УВ, зон дренирования и путей миграции флюида, а также для оценки объема сгенерированных УВ. Следует особо отметить, что для принятия крупного инвестиционного решения и разворачивания масштабного проекта недостаточно только геологической перспективности нефтегазоносности. Для появления региона, перспективного в отношении сбыта, необходимо также развивать и инфраструктуру.

Литература

1. Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.
2. Казаненков В.В. Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналоги в Западной Сибири // Бурение и нефть – 2016. – № 3. – С. 18–25.

References

1. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I. et al. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhnei-srednei yury Zapadno-Sibirskoi provintsii [Geological structure and hydrocarbon potential of Lower – Middle Jurassic in the West Siberian Province]. Novosibirsk: Nauka; 2005. 156 p. In Russ.
2. Kazanenkov V.V. The raw material base of hydrocarbons and regional features of distribution of deposits in the Tyumen suite and its analogues in Western Siberia. *Burenie I nef't*. 2016;(3):18–25. In Russ.

Информация об авторах**Важенина Ольга Александровна**

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник департамента

ФГУ «Западно-Сибирский
научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: vazheninaoa@zsniiigg.ru
ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Information about authors**Ol'ga A. Vazhenina**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department

ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: vazheninaoa@zsniiigg.ru
ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

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

в рамках
**ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА**

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

**27-28
МАРТА****г. Новый Уренгой
2024**

УДК 552.16:553.98 (571.5)

DOI 10.47148/0016-7894-2023-6-31-39

Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности протерозойских, палеозойских и мезозойских отложений Лено-Анабарского междуречья

© 2023 г. | А.Н. Фомин^{1,2}, В.Н. Меленевский¹¹ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; FominAN@ipgg.sbras.ru;²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия; vmelenevsky@yandex.ru

Поступила 05.09.2023 г.

Доработана 23.10.2023 г.

Принята к печати 07.11.2023 г.

Ключевые слова: Лено-Анабарское междуречье; катагенез органического вещества протерозойских и фанерозойских отложений; перспективы нефтегазоносности.

Аннотация: При оценке перспектив нефтегазоносности катагенез органического вещества является одним из важнейших критериев, поэтому он интенсивно изучается во всех осадочных бассейнах, представляющих интерес для поисков залежей нефти и газа. В Лено-Анабарском междуречье подобные исследования выполнены в небольшом объеме и для оценки уровня зрелости органического вещества использовались преимущественно пиролитические данные, реже углепетрографические. В настоящей статье авторы использовали собственные данные по отражательной способности мацералов органического вещества (витринита, псевдовитринита, битуминита и сорбомикстинита), а также его пиролитические характеристики протерозойских и фанерозойских отложений, которые позволяют существенно дополнить сделанные ранее заключения. Материалом для исследования послужил керн глубоких скважин, а также образцы из обнажений. В протерозое уровень зрелости органического вещества изменяется в пределах градаций MK_3^2 – AK_3 (обозначения по А.Э. Конторовичу), в кембрии, ордовике и девоне — от начального мезокатагенеза (MK_1^1) до глубокого апокатагенеза (AK_3), а в карбоне и перми — от MK_1^2 до AK_3 . В триасе катагенез достиг градации MK_2 , в юре — MK_1^1 – MK_1^2 , в мелу — PK_3 – MK_1^1 . Перспективы нефтегазоносности могут быть связаны с отдельными палеозойскими и мезозойскими толщами с умеренным уровнем зрелости органического вещества.

Для цитирования: Фомин А.Н., Меленевский В.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности протерозойских, палеозойских и мезозойских отложений Лено-Анабарского междуречья // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 31–39. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-31-39.

Финансирование: Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта № FWZZ-2022-0011 программы ФНИ.

Благодарности: Авторы благодарны сотрудникам Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН за предоставление для исследования образцов пород из обнажений.

Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Proterozoic, Palaeozoic, and Mesozoic formations of Lena-Anabarsky interfluvium

© 2023 | A.N. Fomin^{1,2}, V.N. Melenevskii¹¹The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; FominAN@ipgg.sbras.ru;²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; vmelenevsky@yandex.ru

Received 05.09.2023

Revised 23.10.2023

Accepted for publication 07.11.2023

Key words: Lena-Anabarsky interfluvium; catagenesis of organic matter in Proterozoic and Phanerozoic formations; petroleum potential.

Abstract: Organic Matter catagenesis is one of the key criteria in evaluation of petroleum potential; therefore, it is actively studied in all the sedimentary basins of interest for oil and gas exploration and prospecting. In Lena-Anabarsky interfluvium, these studies were carried out to rather small extent, and pyrolysis data and, less frequently, coal petrographic data were used to assess the level of organic matter maturity. In this paper, the authors used their own data on reflectance of Organic Matter macerals (vitrinite, pseudo-vitrinite, bitumenite, and sorbomixtinite), as well as its pyrolysis characteristics in Proterozoic and Phanerozoic formations, which allows considerably update the previous conclusions. Core from deep wells and samples from outcrops were the materials for investigation. The degree of Organic Matter maturity in Proterozoic formations ranges within MK_3^2 to AK_3 gradations (designations according to A.E. Kontorovich); in Cambrian, Ordovician, and Devonian — from early mesocatagenesis (MK_1^1) to deep apocatagenesis (AK_3), and in Carboniferous and Permian — from MK_1^2 to AK_3 . In Triassic, catagenesis reached MK_2 gradation, in Jurassic — MK_1^1 – MK_1^2 , and in Cretaceous — PK_3 – MK_1^1 . Petroleum potential may be associated with certain Paleozoic and Mesozoic formations with a moderate degree of Organic Matter maturity.

For citation: Fomin A.N., Melenevskii V.N. Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Proterozoic, Palaeozoic, and Mesozoic formations of Lena-Anabarsky interfluvium. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(6):31–39. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-31-39. In Russ.

Funding: The research is completed with the financial support of FWZZ-2022-0011 Project under the Science Foundation Program.

Acknowledgments: The authors thank the colleagues from the SB RAS Institute of Petroleum Geology and Geophysics for rock samples from outcrops provided for the study.

Введение

При оценке перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов катагенез ОВ является одним из важнейших критериев. В Лено-Анабарском междуречье подобные исследования выполнены в небольшом объеме и для оценки уровня зрелости ОВ использовались преимущественно пиролитические данные [1–9], реже углепетрографические (отражательная способность витринита)^{1–3} и постседиментационные изменения песчаных пород [10]. Тем не менее еще в 1981 г. под руководством А.Э. Контуровича с учетом закономерностей катагенеза ОВ, палеотектонических и палеотемпературных реконструкций, имеющихся в то время материалов по элементному составу керогена и показателю преломления витринита для рассматриваемой территории построены региональные схемы катагенеза ОВ по некоторым стратиграфическим горизонтам мезозоя, палеозоя и венда [11]. В настоящей статье авторы использовали собственные данные по отражательной способности мацералов (140 замеров), а также пиролитические характеристики (104 анализа) ОВ протерозойских и фанерозойских отложений, которые позволяют существенно дополнить сделанные ранее заключения. Материалом для исследования послужил керн глубоких скважин, а также образцы из обнажений (рис. 1).

Методика исследований

В настоящее время наиболее точными методами диагностики катагенеза ОВ признаны углепетрографические, главным образом отражательная способность витринита ($R_{\text{в}}^0$). В морских и древних (додевонских) отложениях, где он отсутствует, определение уровня зрелости ОВ проводилось по альгиниту ($R_{\text{алг}}^0$) — мацералу аквагенного ОВ, внешне похожему на витринит, но относящемуся к водорослям. При отсутствии его в породах использовалась отражательная способность битуминита ($R_{\text{бт}}^0$) и сорбомикстинита ($R_{\text{см}}^0$). При этом учитывалось, что в мезокатагенезе R^0 этих мацералов отстает от аналогичных значений витринита. И поскольку по этим компонентам нет утвержденных шкал катагенеза, а показатели их отражения пересчитываются

¹Комплексный анализ критериев нефтегазоносности с целью выделения основных направлений и объектов нефтепоисковых работ в Анабаро-Ленском прогибе: геологический отчет / В.Б. Арчegov, С.В. Головин, В.Н. Зинченко и др. — Л.: Фонды ВНИГРИ, 1982. — 561 с.

²Комплексные геолого-геофизические работы в области сочленения Лено-Тунгуской НГП и Лаптевской НГО: геологический отчет / С.В. Прокопцева, В.И. Савченко, А.К. Цехмейстрик и др. — Геленджик: ФГУП «Южморгеология», 2014.

³Уточнение модели строения осадочных бассейнов Лаптевоморского шельфа и зоны их сочленения со структурами Сибирской платформы: геологический отчет / Е.А. Васильева, В.А. Понина, О.Н. Кот и др. — Геленджик: Фонды ФГУП «Южморгеология», 2015. — 526 с.

на отражательную способность витринита, то оценка уровня зрелости по этим трем мацералам может быть только ориентировочной. Причем в древних толщах обычно отсутствуют крупные фрагменты водорослей и приходится ориентироваться на битуминит. Но в мезокатагенезе у него отмечается значительный разброс показателей отражения (возможно, из-за присутствия битуминитов разных этапов генерации и преобразованности) и невозможно надежно установить уровень зрелости ОВ, а в апокатагенезе эти различия постепенно нивелируются. Замеры отражательной способности проводились на микроскопе-спектрофотометре МСФП-2 при длине волны 546 нм в иммерсионной (R^0) среде. Изучались полированные пришлифовки образцов пород без дробления и последующего обогащения их в сильных кислотах. Действие последних, как известно, приводит к изменению оптических характеристик ОВ. Ниже приведены углепетрографические и пиролитические данные, полученные в ИНГТ СО РАН, по уровню зрелости ОВ протерозойских и фанерозойских толщ рассматриваемого района, при этом учитывались также материалы других организаций. Ограниченный объем аналитического материала не позволяет построить схемы катагенеза по рассматриваемым ниже комплексам пород.

Результаты исследований

Протерозойские отложения. Органическое вещество этих толщ было исследовано в скважинах Бурская-3410, Усть-Оленекская-2370 и Хастахская-930. В последней из интервала 2911–2928 м (верхний **рифей**, хайпахская свита) определен показатель отражения битуминита ($R_{\text{бт}}^0 = 1,75–2,15\%$), свидетельствующий о преобразованности ОВ конца мезокатагенеза — начала апокатагенеза (градации $\text{МК}_3^2\text{–АК}_1$). Но, судя по пиролитическому параметру T_{max} (440–448 °С), ОВ здесь изменено слабее и эти толщи еще не вышли из главной зоны нефтеобразования. Подобные данные получены и другими исследователями [8, 9]. Хотя пиролитические материалы С.В. Фролова с соавторами [5] свидетельствуют, что эти толщи находятся уже в нижней зоне газообразования, т. е. они подтверждают данные авторов статьи по $R_{\text{бт}}^0$. Возможные причины подобных противоречий в отношении уровня зрелости ОВ, полученного углепетрографическими и пиролитическими методами, рассмотрены далее. Ниже по разрезу (до глубины 3362 м) в породах этого возраста были обнаружены ярко анизотропные графитизированные частицы неясной генетической природы с $R^0 = 7–14\%$. Такие высокие значения характерны для ОВ, прошедшего этапы метакатагенеза и метаморфизма. Поскольку показатель отражения битуминита существенно ниже, по-видимому, эти частицы являются переотложенными. В скв. Усть-

Рис. 1. Схема расположения изученных скважин и обнажений в Лено-Анабарском междуречье
Fig. 1. Location map of studied wells and outcrops in Lena-Anabarsky interfluve



Оленекская-2370, в глинистых породах верхнего рифея были встречены только ярко анизотропные графитизированные частицы неясной генетической природы с $R^0 = 7,1\%$. Однако по имеющемуся ограниченному материалу трудно судить об их сингенетичности вмещающим толщам.

В аргиллитах верхнего рифея (интервал 2249–3191 м) в керне скв. Бурская-3410 фиксируется значительный разброс отражательной способности альгинита и битуминита, что не позволяет однозначно судить о степени преобразованности этих отложений. Причем здесь не отмечается обычно закономерного роста этого показателя с глубиной. Так, в интервале 2249–2358 м (куладинская свита) R^0 альгинита ($R^0_{alg} = 1,9–2,15\%$) и битуминита ($R^0_{BT} = 1,9–2,39\%$) отвечает концу градации $МК_3^2$ – началу AK_1 . Ниже по разрезу (2558–2756 м, куладинская и хастахская свиты) R^0 битуминита ($R^0_{BT} = 1–1,15\%$) соответствует концу градации $МК_2$. О слабом уровне зрелости этих отложений свидетельствуют пиролитические данные ($T_{max} = 437–447\text{ }^\circ\text{C}$). Аналогичные результаты по пиролизу приведены в статье М.В. Дахновой с соавторами [3]. Микроскопические исследования показывают, что в рассмотренных горизонтах разреза присутствуют ярко анизотропные графитизированные частицы ($R^0 = 10–11\%$), которые, вероятнее всего, являются перетолженными. В нижележащих толщах верхнего рифея (хайпахская и тукуланская свиты), на глубинах 3002–3191 м, встречены сильно анизотропные частицы битуминита с $R^0 = 5,6–6\%$, свидетельствующей о преобра-

зованности ОВ до стадии глубокого апокатагенеза (градации AK_{4-5}). Противоречивые результаты по диагностике уровня зрелости этих отложений углепетрографическими методами, возможно, связаны с тем, что замеры сделаны по битуминитам разной генерации, прошедшим различные этапы катагенеза. Следует отметить, что не всегда однозначные заключения о преобразованности ОВ можно сделать и по пиролитическим данным. Так, T_{max} на глубинах 3184–3191 м изменяется в интервале 392–470 $^\circ\text{C}$, что может свидетельствовать как о незрелом, так и перезрелом ОВ, т. е. находящемся за пределами главной зоны нефтеобразования. Возможные причины такого явления рассмотрены ниже.

Венд. В скважинах Усть-Оленекская-2370 и Хастахская-930 встречены только ярко анизотропные графитизированные частицы неясной генетической природы с $R^0 = 7,1–10\%$. Такие высокие значения характерны для ОВ, прошедшего этапы метакатагенеза и, возможно, уже метаморфизма. Но по имеющемуся ограниченному материалу трудно судить об их сингенетичности вмещающим толщам. В скв. Дьяпальская-1 обнаружены высокопреобразованные фрагменты битуминита с $R^0 = 7,25\%$, характерным для этапа метакатагенеза. Иной вывод можно сделать по пиролитическим данным, полученным в ИНГТ СО РАН и П.Н. Соболевым с соавторами [8], ОВ в скважинах Дьяпальская-1 и Бурская-3410 находится в главной зоне нефтеобразования, а в Усть-Оленекской достигло конца мезокатагенеза – начала апокатагенеза.

Палеозойские отложения. Кембрий. В скв. Хастахская-930, на глубине 1940 м (средний кембрий), R^0 битуминита ($R^0_{BT} = 0,7\%$) свидетельствует об уровне зрелости ОБ начала градации MK_1^2 . В нерасчлененных отложениях среднего – верхнего кембрия в скв. Дьяпальская-1 (глубина 1942 м) этот параметр ($R^0_{BT} = 1,71\%$) отвечает середине MK_3^2 . Примерно с той же интенсивностью изменено ОБ огоньерской свиты верхнего кембрия в обнажениях около пос. Чекуровка на левом берегу р. Лена. Здесь, судя по R^0 битуминита ($R^0_{BT} = 1,22–1,92\%$), ОБ достигло конца мезокатагенеза (градации MK_3^{1-2}). Следует отметить, что в изученных толщах кембрия присутствуют также высокопреобразованные ярко анизотропные частицы неясной генетической природы с $R^0 = 4,7–6,21\%$, которые являются переотложенными.

В породах среднего **ордовика** (курпахская свита) скв. Усть-Оленекская-2370 (глубина 3081 м) R^0 битуминита ($R^0_{BT} = 2,7\%$) свидетельствует об уровне зрелости ОБ градации AK_2 . С этим согласуются пиролитические данные ($T_{max} = 552\text{ }^\circ\text{C}$). Подобные сведения приведены и в статье Д.С. Лежнина с соавторами [9]. Очень сильный катагенез ОБ установлен в обнажениях верхнего **девона** на о-ве Столб, в устье р. Лена. Здесь, судя по R^0 витринита ($R^0_{vt} = 6,21–7,6\%$) и сорбомикстинита ($R^0_{CM} = 4,7\%$), ОБ достигло конца апокатагенеза (градации AK_{4-5}) и, возможно, уже начала метагенеза. Высокая преобразованность ОБ подтверждается яркой анизотропией растительных остатков.

Катагенез органического вещества **карбона** изучен в береговых обнажениях устья р. Лена. Высокий уровень зрелости ОБ установлен в тиксинской свите нижнего карбона, где R^0 витринита ($R^0_{vt} = 3,7–4,34\%$) свидетельствует о середине градации AK_3 . Здесь на растительных остатках наблюдается яркая анизотропия, характерная для апокатагенеза. Судя по R^0 битуминита ($R^0_{BT} = 2,97–3,96\%$) и сорбомикстинита ($R^0_{CM} = 3,32–5,2\%$), аналогичный уровень зрелости отмечается в нижнекаменноугольных породах крестяхской, атырдахской и бастахской свит. Примерно с той же интенсивностью изменено ОБ ($R^0_{vt} = 3,7–4,18\%$) верхнего карбона (тугасирская свита). В нерасчлененных толщах **пермокарбона** (верхоянская – хараулахская свиты) катагенез несколько слабее и не превышает начала – середины градации AK_2 ($R^0_{vt} = 2,45–2,9\%$).

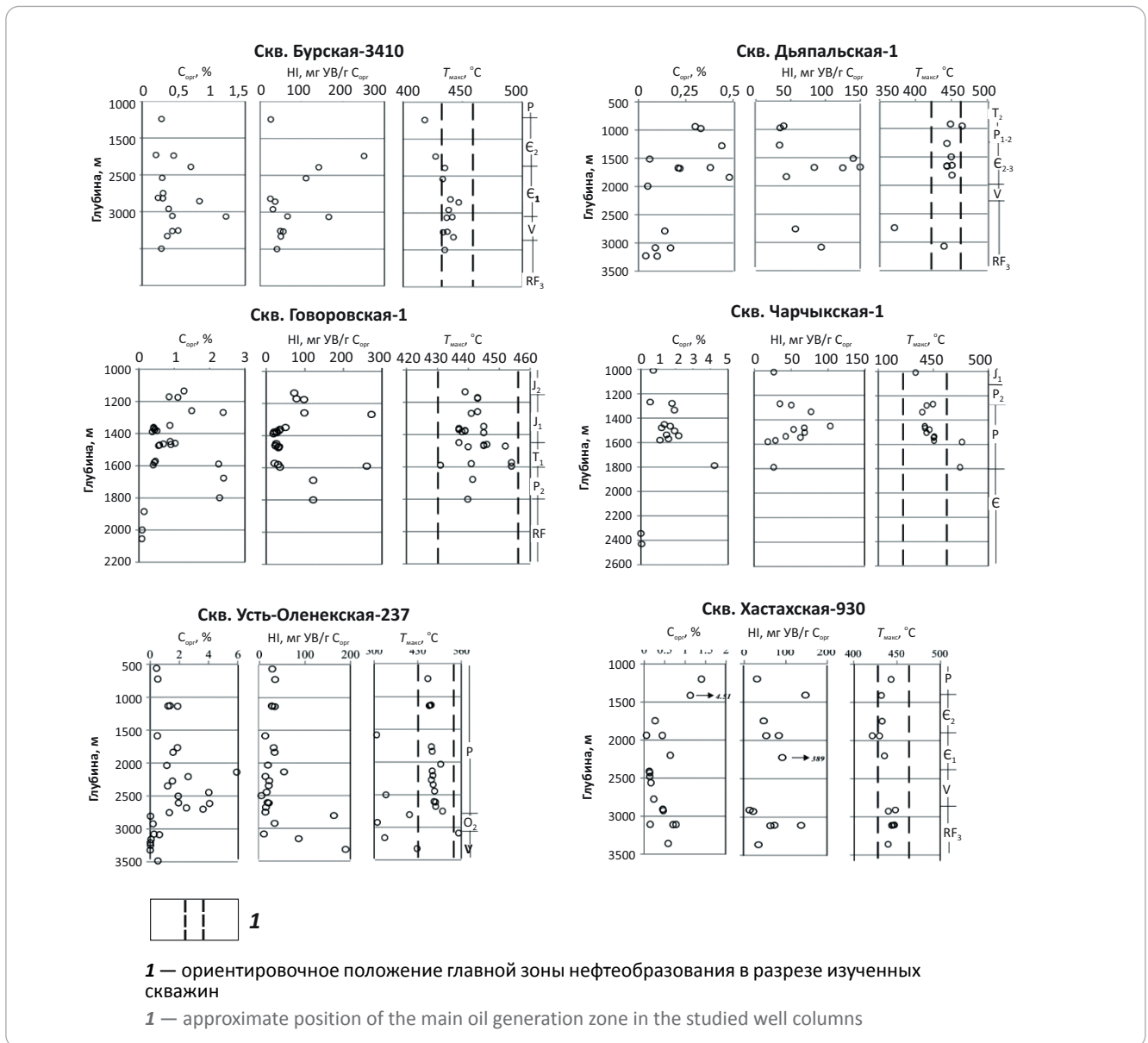
Пермь. В этих толщах уровень зрелости ОБ изменяется в широком диапазоне шкалы катагенеза – от начала градации MK_1^2 до начала AK_2 . Наиболее преобразовано ОБ в тустахской свите нижней перми в скв. Усть-Оленекская-2370. Здесь в интервале 2754–2607 м R^0 витринита ($R^0_{vt} = 2,73–2,6\%$) отвечает началу градации AK_2 . Вверх по разрезу свиты (2275–1767 м) катагенез постепенно снижается до AK_1 и затем MK_3^2 ($R^0_{vt} = 2,41–1,98\%$). Далее в этом направлении продолжается понижение уровня зрелости ОБ, который в верхнекожевниковской свите верхней перми (1120–1134 м) отвечает града-

ции MK_2 ($R^0_{vt} = 1,01–1,09\%$). Заметно слабее преобразовано ОБ этой свиты в обнажениях хр. Прончищева (бассейн р. Песчаная), где R^0 витринита ($R^0_{vt} = 0,71–0,73\%$) свидетельствует о середине градации MK_1^2 . Углепетрографическим данным по уровню зрелости ОБ пермских отложений не противоречат пиролитические материалы, полученные ИНГТ СО РАН и другими организациями [4, 9].

Самый низкий уровень зрелости ОБ зафиксирован в джаргалахской свите нижней перми в скв. Хастахская-930 (1410–1200 м), где R^0_{vt} (0,66–0,64%) отвечает концу градации MK_1^1 – началу MK_1^2 . Более высокая преобразованность ОБ этих отложений отмечается в скв. Чарчкская-1 (1786 м) и соответствует середине MK_2 ($R^0_{vt} = 0,94–0,97\%$). Вверх по разрезу джаргалахской свиты (1653–1505 м) степень катагенеза уменьшается и отвечает концу MK_1^2 ($R^0_{vt} = 0,84–0,8\%$). В вышележащих толщах бурской свиты средней перми (1335–1270 м) уровень зрелости еще ниже – середина этой градации ($R^0_{vt} = 0,76–0,75\%$). В разновозрастных отложениях скв. Говоровская-1 (1678–1800 м) ОБ преобразовано сильнее и достигло конца градации MK_3^1 ($R^0_{vt} = 1,42–1,45\%$). Близкий уровень зрелости ОБ пермских отложений Лено-Анабарского прогиба отмечают и П.Н. Соболев с соавторами [8].

Неоднозначные данные об уровне зрелости ОБ протерозойских и палеозойских толщ получены авторами по пиролизу. Этот метод в варианте Рок-Эвал стал широко распространенным в геохимических исследованиях при диагностике нефтематеринских пород и оценке их генерационного потенциала. Возможности рассеянного ОБ генерировать УВ определяются следующими характеристиками: содержанием органического углерода ($C_{орг}$) в породах; типом ОБ (его качеством), т.е. числом алифатических группировок в структуре керогена; степенью катагенеза. Известно, что объем прогенерированных УВ зависит от уровня зрелости ОБ, которая обычно определяется по R^0 витринита (R^0_{vt}). Другим параметром, по которому оценивается преобразованность ОБ, является химический состав керогена, а именно концентрация в нем углерода (С) и водорода (Н), которые закономерно изменяются – содержание первого возрастает, а второго уменьшается за счет выхода из керогена УВ в процессе катагенеза, что приводит к уменьшению атомного отношения $(H/C)_{ат}$. Температура максимальной скорости выделения УВ при пиролизе ОБ при нагреве образца с постоянной скоростью в инертной атмосфере (T_{max}) служит в качестве «пиролитического» параметра уровня зрелости. Увеличение степени катагенеза приводит к сокращению в составе керогена алифатических группировок, а следовательно, и содержания водорода – при этом значение водородного индекса HI (остаточный генерационный потенциал) уменьшается, а температура T_{max} возрастает. На рис. 2 по T_{max} ориентировочно приведено положение главной зоны нефтеобразования в разрезе изученных сква-

Рис. 2. Пиролитические характеристики органического вещества ($C_{орг}$, HI, T_{max}) протерозойских и палеозойских отложений Лено-Анабарского междуречья
Fig. 2. Pyrolysis characteristics of Organic Matter ($C_{орг}$, HI, T_{max}) in Proterozoic and Palaeozoic formations of Lena-Anabarsky interfluvium



жин. Из представленных пиролитических данных вытекает несколько неожиданный вывод — во всем изученном интервале (от рифея до юры) ОВ находится преимущественно (за исключением скважин Чарчкская-1 и Усть-Оленекская-2370) в главной зоне нефтеобразования. Такое несистематическое изменение уровня зрелости с глубиной находится в противоречии с одним из основных положений теории нафтидогенеза — глубинной зональности катагенеза, согласно которому непрерывное погружение осадков сопровождается возрастанием степени зрелости ОВ в связи с повышением температуры и давления — основных факторов катагенеза. Так, в отложениях ордовика в скв. Усть-Оленекская-2370 пиролитический параметр T_{max} , характеризующий уровень зрелости ОВ, с глубиной изменяется следующим образом: 2925 м — $T_{max} = 307$ °C; 3089 м —

552 °C; 3160 м — 329 °C. Такие случаи наблюдаются и в других скважинах. Исключение из закономерного роста T_{max} с глубиной возможно при катагенетическом перерыве вследствие размыва осадочных отложений. В этом случае фиксируется скачок роста значений параметра T_{max} с глубиной, но не его снижение. Влияние интрузий также может приводить к локальному повышению степени зрелости в отдельных интервалах разреза.

При изучении катагенеза ОВ палеозойского и более древнего возраста проявляется осложняющий фактор, свойственный пиролитическому методу, который до сих пор не получил достаточно полного освещения в литературе. Из анализа имеющихся данных установлено, что начиная с градации АК₃ ($R_{vt}^0 > 3,5$ %) содержание водорода в керогене сокра-

щается настолько, что количество выделяющихся УВ при его крекинге становится меньше чувствительности пиролитического метода. Органическое вещество в апокатагенезе становится «пиролитически прозрачным», и пик S_2 не фиксируется. Тогда источником пиролитических УВ могут быть битумоиды. Они способны образовываться на этапах охлаждения осадочного бассейна (за счет «высадки» миграционных битумоидов, которая происходила на стадии подъема бассейна или размыва вышележащих толщ).

Наблюдаемые вариации пиролитических данных (температура максимального выхода УВ T_{\max} , значение водородного индекса HI) не позволяют однозначно судить об уровне зрелости ОВ протерозойских и палеозойских толщ. Хотя в большинстве изученных проб значения T_{\max} отвечают главной зоне нефтеобразования (430–460 °С), здесь в одной и той же скважине и близко по разрезу (пример по скв. Усть-Оленекская-2370 показан выше) отмечаются значения этого параметра < 400 и > 500 °С, т. е. отвечающие как незрелому ОВ, так и сильно преобразованному. Разброс значений наблюдается и по водородному индексу HI. В большинстве проб этот параметр < 50 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (при вариациях от 10 до 300 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$). Хотя с глубиной, по мере роста катагенеза и истощения генерационного потенциала, он должен снижаться. Однако в изученных авторами статьи скважинах это наблюдается не всегда (см. рис. 2). Попробуем предположить возможные причины такого явления.

На рис. 3 (линия 1) показана пирогрamma образца, в котором сигнал от УВ начиная с ~ 350 °С повышается одновременно с ростом температуры анализа. Но при 650 °С возникает изотермическая ступень, в результате чего скорость выделения УВ начинает уменьшаться и полученное таким образом значение T_{\max} является минимальным. Для большей части образцов не представлялось возможным определить значение T_{\max} , поскольку полезный сигнал на пирограммах не превышал аналитического предела обнаружения УВ. Для ряда образцов предполагается наличие твердых битумоидов, так как T_{\max} для них находится в интервале разложения смолистых компонентов — 300–350 °С (см. рис. 3, линия 2). Для установления природы этих битумоидов требуются дополнительные исследования. Не исключено, что они могли образоваться в ходе пробоотбора или пробоподготовки, поскольку концентрация УВ в них не превышает 0,005 %.

Таким образом, по пиролитическим данным получены не совсем однозначные выводы о катагенезе ОВ изученных отложений. Возможно, это объясняется их сложной палеотектонической и палеотермической предысторией. Необходимо также отметить и недостаток в методологическом подходе при определении зрелости ОВ в таких сложных древних толщах. К сожалению, приходится констатировать, что химически (или механически) разделить смесь высокопреобразованного ОВ (матрица)

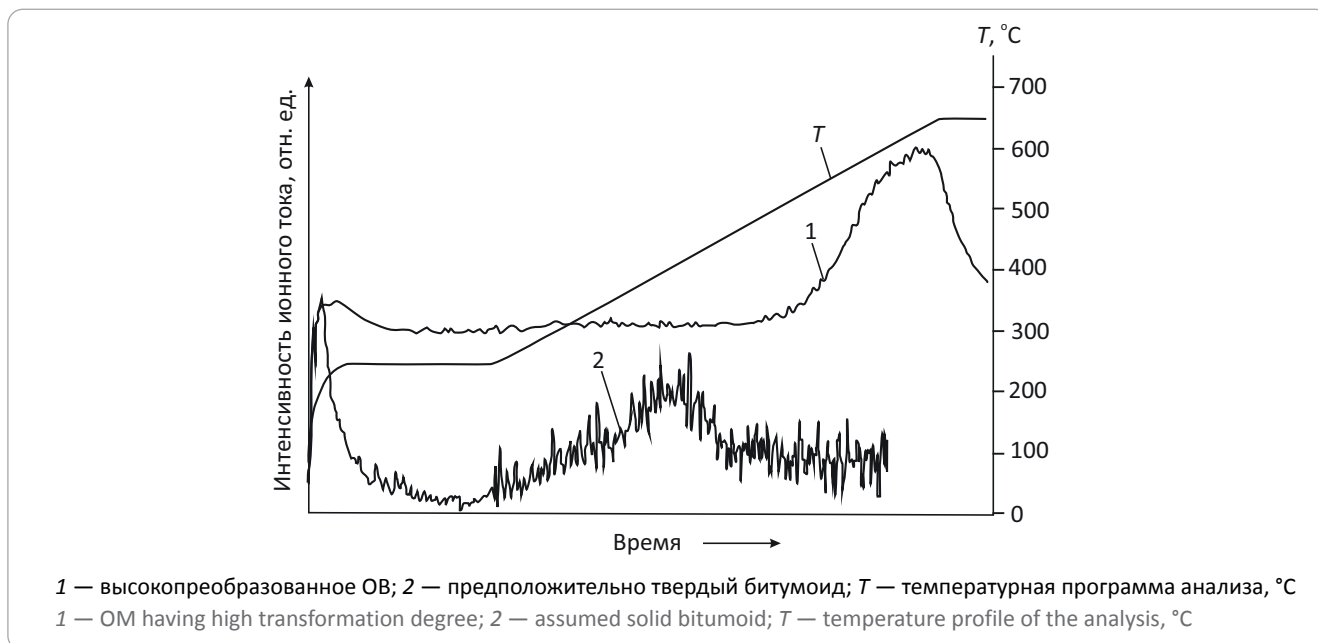
и наложенного битумоида в количестве 0,1–0,01n % имеющимися методами в настоящее время не представляется возможным. Выходом из этого является элементный анализ нерастворимого ОВ (керогена) образца, так как небольшим вкладом от битумоида можно пренебречь.

Мезозойские отложения. Триас. Уровень зрелости ОВ этих толщ установлен только в обнажениях Оленекского залива, о-ва Котельный и в скв. Говоровская-1. В последней R^0 витринита свидетельствует о том, что в ыстанахской и чекановской свитах нижнего триаса (1461–1596 м) ОВ преобразовано до начала градации MK_2 ($R^0_{\text{vt}} = 0,9–0,95$ %). В разновозрастных породах из обнажений Оленекского залива ОВ достигло середины – конца MK_2 ($R^0_{\text{vt}} = 0,99–1,12$ %). Аналогичные данные по этому району приводят и другие исследователи [8, 9]. Несколько ниже уровень зрелости ОВ в стационарной свите среднего триаса на о-ве Котельный (середины MK_1^2 – начало MK_2 , $R^0_{\text{vt}} = 0,6–0,87$ %). **Юра.** В нижнеюрских породах кыринской свиты скв. Говоровская-1 (1350–1450 м) R^0 витринита ($R^0_{\text{vt}} = 0,73–0,83$ %) соответствует середине – концу градации MK_1^2 . Вверх по разрезу степень катагенеза ОВ снижается и в келимярской свите средней юры (1136–1176 м) отвечает концу MK_1^1 ($R^0_{\text{vt}} = 0,62$ %). Близкий уровень зрелости ОВ ($R^0_{\text{vt}} = 0,59–0,61$ %) отмечается в разновозрастных породах из обнажений Оленекского залива (чекуровская и келимярская свиты) и р. Оленек. В верхней юре скв. Говоровская-1 (984 м) ОВ преобразовано до середины градации MK_1^1 ($R^0_{\text{vt}} = 0,57$ %). Аналогичный катагенез ОВ зафиксирован в среднеюрских отложениях из обнажений р. Чайдах-Юрях хр. Прончищева ($R^0_{\text{vt}} = 0,57–0,6$ %). **Мел.** В кигиляхской и буолкалахской свитах нижнего мела (обнажения Оленекского залива) ОВ слабо преобразовано и не превышает конца градации PK_3 ($R^0_{\text{vt}} = 0,49–0,5$ %). Подобный уровень зрелости ОВ установлен в угольном пласте этого же возраста (салгинская свита) на р. Оленек. Середина MK_1^1 ($R^0_{\text{vt}} = 0,57$ %) зафиксирована в обнажениях хр. Прончищева (р. Чайдах-Юрях). Близкая степень катагенеза ОВ отмечается в разновозрастных толщах о-ва Котельный (конец MK_1^1 , $R^0_{\text{vt}} = 0,62$ %). По данным других исследователей, уровень зрелости ОВ юрско-неокомского комплекса на материковом обрамлении изменяется в соответствии с глубиной их залегания — от градации PK_3 до MK_2^{1-3} [8, 9].

Заключение

Перспективы нефтегазоносности. В данной статье авторы статьи учитывали только катагенез ОВ, т. е. были ли в рассмотренных отложениях реализованы термобарические условия, обеспечившие генерацию УВ и сохранность их залежей. Для оценки уровня зрелости были использованы данные по отражательной способности мацералов ОВ, в меньшей мере — его пиролитические характеристики. В связи с высокой степенью преобразованности (градации MK_3^2 – AK_3) протерозойских толщ, в них

Рис. 3. Типичные пирограммы изученных образцов
Fig. 3. Typical pyrograms of the studied samples



практически исключается возможность сохранения нефтяных скоплений, хотя небольшие газовые могли сохраниться. В палеозое уровень зрелости ОБ изменяется от начального мезокатагенеза (MK_1^1) до глубокого апокатагенеза (AK_3). В главной зоне нефтеобразования находятся отложения среднего кембрия в скв. Хастахская-930 (градация MK_1^2), а также пермские породы (градации MK_1^1 – MK_2) в скважинах Усть-Оленекская-2370, Хастахская-930 и Чарчкская-1. В этих толщах по термобарическим условиям могли сохраниться нефтяные и газовые залежи. В отложениях с уровнем зрелости ОБ конца мезокатагенеза – начала апокатагенеза (градации MK_3^1 – AK_1), которые уже вышли из главной зоны нефтеобразования и находятся в глубинной зоне газообразования, могли сохраниться скопления сухого и конденсатного газа. Органическое вещество такого уровня зрелости было встречено в кембрийских (скв. Дьяпальская-1, обнажения по р. Чекуровка), нижнепермских (скв. Усть-Оленекская-2370) и среднепермских (скв. Говоровская-1) отложениях. В толщах с преобразованностью ОБ градаций AK_{2-3} и выше практически полностью исключается возможность нахождения сингенетических залежей УВ. В рассматриваемом районе эти отложения преобладают.

Содержание $C_{орг}$ в большинстве изученных образцов превышает 0,5 % (см. рис. 2), что позволяет отнести их к «хорошим» нефтематеринским породам. Вполне вероятно, что в палеозойских отложениях Лено-Анабарского междуречья существовали все предпосылки для формирования нефтегазопродуцирующих толщ с высоким генерационным потенциалом. Уровень катагенеза ОБ в них был вполне достаточным для реализации главных фаз нефти и газообразования. Следовательно, при умерен-

ном катагенезе ОБ в них проходили интенсивные процессы нафтидогенеза, о чем свидетельствуют находки битумопроявлений. Однако современная преобразованность этих толщ не позволяет оценивать их высоко. На значительной части рассматриваемой территории палеозойские отложения претерпели существенные термобарические изменения, малоблагоприятные для сохранения крупных сингенетических залежей УВ. Из-за высокого уровня зрелости остаточный нефтегазогенерационный потенциал ОБ практически исчерпан (HI в основном < 50 мг УВ/г $C_{орг}$) и только в отложениях, претерпевших катагенез до градации MK_2 , оно способно еще генерировать нефтяные УВ. Однако ожидать открытия крупных залежей нефти в осадочных комплексах палеозоя с более преобразованным ОБ маловероятно. Нельзя исключать обнаружение в дальнейшем осадочных толщ с умеренным катагенезом ОБ, в которых палеотермобарические условия недр не приводили к полной деструкции скоплений УВ.

Осадочные отложения триаса и юры еще не вышли из главной зоны нефтеобразования (градации MK_1^1 – MK_2) и могли бы представлять интерес для поисков залежей УВ. Нижнемеловые отложения достигли конца протокатагенеза – начала мезокатагенеза (градации PK_3 – MK_1^1) и находятся в верхней зоне газообразования. Но преимущественно террагенный (гумусовый) состав ОБ мезозойских толщ малоблагоприятен для генерации нефтяных УВ, хотя не исключена возможность образования газообразных. Но эти теоретические предпосылки перспектив нефтегазоносности рассматриваемых толщ пока не подтвердились результатами геологоразведочных работ.

Имеются и другие мнения на оценку перспектив нефтегазоносности Лено-Анабарского междуречья. Опираясь на геолого-геофизические и пиролитические материалы [1–9], исследователи дают более высокий прогноз нефтегазоносности рассматриваемой территории. В частности, ими отмечается, что диапазон перспективных отложений

здесь достаточно широк, но нефтегазоносность связывают преимущественно с двумя комплексами — рифей-венд-нижнепалеозойским и верхнепалеозой-мезозойским. В пользу этого свидетельствуют прямые признаки нефте- и битумопроявлений, встреченные в отложениях венда, кембрия, перми и мезозоя.

Литература

1. Ким Б.И., Яшин Д.С., Евдокимова Н.К. Углеводородный потенциал отложений осадочного чехла шельфов Восточно-Арктических морей России (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского) // Геология нефти и газа. – 2008. – № 2. – С. 4–13.
2. Ким Б.И., Евдокимова Н.К. Геология и нефтегазоносность Лаптевоморского замыкания Евразийского бассейна // Геология нефти и газа. – 2010. – № 2. – С. 3–10.
3. Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В. Генерационные характеристики ОВ и распределение биомаркеров в битумоидах нефтематеринских пород рифея, венда и кембрия Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 953–961.
4. Бакай Е.А., Смирнова М.Е., Коробова Н.И., Надежкин Д.В. Литолого-геохимическая характеристика пермского нефтегазонасного комплекса Лено-Анабарского прогиба (на примере скважины Усть-Оленекская-2370) // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2016. – № 1. – С. 71–81. DOI: 10.33623/0579-9406-2016-1-71-81.
5. Фролов С.В., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Курдина Н.С. Углеводородные системы и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Ленского прогиба // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. – Ч. 2. – С. 173–185. DOI: 10.18599/grs.19.18.
6. Ульмасвай Ф.С., Еремин Н.А., Шабалин Н.А., Сидоренко Св.А. Нефтегазовый потенциал Анабаро-Ленского прогиба // Neftegaz.RU. – 2017. – № 1. – С. 46–52.
7. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А. Углеводородный потенциал Арктической зоны Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1. – С. 4–10.
8. Соболев П.Н., Лежнин Д.С., Панарин И.А. и др. Геохимические критерии нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Лено-Анабарского регионального прогиба и сопредельных территорий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8. – С. 62–74. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74.
9. Лежнин Д.С., Афанасенков А.П., Соболев П.Н., Найденов Л.Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28.
10. Япаскurt О.В. Катагенез и метакатагенез отложений палеозоя и мезозоя в геологической истории Северного и Западного Верхоянья // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 1980. – № 4. – С. 15–24.
11. Геология нефти и газа Сибирской платформы // Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

References

1. Kim B.I., Yashin D.S., Evdokimova N.K. Hydrocarbon potential of sedimentary cover deposits of offshore East Arctic Seas of Russia (Laptev, East Siberian and Chukotsk). *Geologiya nefi i gaza*. 2008;(2):4–13. In Russ.
2. Kim B.I., Evdokimova N.K. Geology and oil and gas potential of the Laptev sea closure of Eurasian basin. *Geologiya nefi i gaza*. 2010(2):3–10. In Russ.
3. Dakhnova M.V., Zhelglova T.P., Mozhegova S.V. Generation characteristics of organic matter and distribution of biomarkers in bitumens of the Riphean, Vendian, and Cambrian source rocks of the Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(5–6):755–762. DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.018.
4. Bakai E.A., Smirnova M.E., Korobova N.I., Nadezhkin D.V. Permian petroleum system of Lena-Anabar trough - lithological-geochemical studies (at an example of well Ust'-Olenek 2370). *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2016;(1):71–81. DOI: 10.33623/0579-9406-2016-1-71-81. In Russ.
5. Frolov S.V., Korobova N.I., Bakay E.A., Kurдина N.S. Hydrocarbon systems and petroleum potential of the Anabar-Lena trough. *Georesursy*. 2017;(5):173–185. DOI: 10.18599/grs.19.18. In Russ.
6. Ulmasvay F.S., Eremin N.A., Shabalin N.A., Sidorenko S.V.A. Petroleum potential of the Anabar-Lena trough. *Delovoy Zhurnal Neftegaz.Ru*. 2017;(1):46–52. In Russ.
7. Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Shabalin N.A. Petroleum potential of the northern Siberian Platform. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefityanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2018;(1):4–10. In Russ.
8. Sobolev P.N., Lezhnin D.S., Panarin I.A. et al. Geochemical criteria of petroleum potential of the riphean-paleozoic sediments of the lena-anabarsky regional trough and adjacent territories. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefityanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2019;(8):62–74. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74. In Russ.
9. Lezhnin D.S., Afanasenkov A.P., Sobolev P.N., Naidenov L.F. Riphean-Palaeozoic series in the Khatanga-Lena interfluvium: geological structure and petroleum potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28. In Russ.
10. Yapakurt O.V. Katagenesis and metagenesis of Palaeozoic and Mesozoic formations in geological history of Northern and Western Verkhoyansk region [Catagenesis and metagenesis of Palaeozoic and Mesozoic formations in geological history of Northern and Western Verkhoyansk region]. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 1980;(4):15–24. In Russ.
11. Oil and gas geology of the Siberian Platform. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkova, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.

Информация об авторах

Фомин Александр Николаевич

Доктор геолого-минералогических наук,
заведующий кафедрой

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: FominAN@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-5174-4304

Меленевский Василий Николаевич

Кандидат физико-математических наук,
старший научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: vmelenevsky@yandex.ru

Information about authors

Aleksandr N. Fomin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospekt Koptuyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: FominAN@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-5174-4304

Vasilii N. Melenevskii

Candidate of Physical and Mathematical Sciences
Senior Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
3, prospekt Koptuyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: vmelenevsky@yandex.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

VII МЕЖДУНАРОДНАЯ
ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
И ВЫСТАВКА
«ГЕОЕВРАЗИЯ-2024. ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ - НАУКА И БИЗНЕС»

11- 13 марта 2024 года

г. Москва, Краснопресненская набережная, 12
Центр международной торговли
Гибридный формат (offline+online)



Крупнейшее событие в
геолого-геофизической
отрасли в России



www.gece.moscow

Прием аннотаций
и льготная регистрация

до 29.12

УДК 553.981/982 (571.3)

DOI 10.41748/0016-7894-2023-6-41-65

Строение, состав, оценка качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности продуктивных карбонатных пластов венда и кембрия центральных и южных районов Сибирской платформы

© 2023 г. | Г.Г. Шемин¹, А.Г. Вахромеев², О.А. Смирнов³, А.С. Смирнов⁴, С.А. Моисеев¹, П.А. Глазырин^{1,5}, Е.В. Деев^{1,5}

¹ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; SheminGG@ipgg.sbras.ru; MoiseevSA@ipgg.sbras.ru;

²ФГБУН «Институт земной коры СО РАН», Иркутск, Россия; andrey_igp@mail.ru;

³ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия; smirnov.oa@gmail.com;

⁴ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия; SmirnovAS@vniigaz.gazprom.ru;

⁵ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», Новосибирск, Россия; glazyrinpa@ipgg.sbras.ru; deev@ngs.ru

Поступила 24.10.2023 г.

Доработана 30.10.2023 г.

Принята к печати 03.11.2023 г.

Ключевые слова: пласт; строение; состав; коллектор; пористость; проницаемость; залежь; месторождение; перспективы нефтегазоносности.

Аннотация: В статье впервые, применительно к центральному и южному районам Сибирской платформы, кратко изложены результаты комплексных исследований строения, состава, оценки качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности всех выделенных карбонатных пластов наиболее изученного подсолевого карбонатного (пласты B_{12} – B_{10} , B_5 , B_{4-3}) и менее изученного кембрийского галогенно-карбонатного (пласты B_1 , A_6 – A_1) комплексов. Показано, что, несмотря на сложность их строения, низкую эффективность выделения объектов поисково-разведочных работ, поскольку они в основном относятся к неантиклинальному типу, а также использования устаревших технологий при вскрытии и испытаний карбонатных пластов, они обладают достаточно высокими перспективами нефтегазоносности. Во всех пластах выявлена промышленная нефтегазоносность. В целом в этих отложениях обнаружено 90 залежей углеводородов, расположенных на 42 месторождениях. Спрогнозированы первоочередные объекты подготовки запасов нефти и газа. При современных методах проведения геолого-разведочных работ в рассматриваемых комплексах объем добычи углеводородного сырья может существенно вырасти до объемов терригенного комплекса венда рассматриваемого региона.

Для цитирования: Шемин Г.Г., Вахромеев А.Г., Смирнов О.А., Смирнов А.С., Моисеев С.А., Глазырин П.А., Деев Е.В. Строение, состав, оценка качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности продуктивных карбонатных пластов венда и кембрия центральных и южных районов Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 41–65. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-6-41-65.

Vendian and Cambrian carbonate pay intervals in central and southern regions of Siberian Platform: architecture, composition, assessment of reservoir quality and petroleum potential

© 2023 | G.G. Shemin¹, A.G. Vakhromeev², O.A. Smirnov³, A.S. Smirnov⁴, S.A. Moiseev¹, P.A. Glazyrin^{1,5}, E.V. Deev^{1,5}

¹The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; SheminGG@ipgg.sbras.ru; MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

²Institute of the Earth's Crust SB RAS, Irkutsk, Russia; andrey_igp@mail.ru;

³LLC "Ingeoservice", Tyumen, Russia; Russia; smirnov.oa@gmail.com;

⁴Gazprom VNIIGAZ, Tyumen, Russia; SmirnovAS@vniigaz.gazprom.ru

⁵Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; glazyrinpa@ipgg.sbras.ru; deev@ngs.ru

Received 24.10.2023

Revised 30.10.2023

Accepted for publication 03.11.2023

Key words: formation; structure; composition; reservoir; porosity; permeability; accumulation; pool; field; petroleum potential.

Abstract: With respect to the central and southern regions of the Siberian Platform, the authors for the first time briefly discuss the results of integrated studies of architecture, composition, assessment of reservoir quality and petroleum potential of all the carbonate formations identified within the best investigated subsalt carbonate (B_{12} – B_{10} , B_5 , B_{4-3} beds) and less investigated halogenic-carbonate (B_1 , A_6 – A_1 beds) sequences. The authors show that, despite their complicated structure, low efficiency of exploration target determination (since they are mainly of non-anticline type), as well as outdated technologies of carbonate formations drilling-in and testing, they have rather high petroleum potential. Commercial oil and

gas occurrence was revealed in all the formations. A total of 90 hydrocarbon accumulations have been discovered in these sediments situated in 42 fields. The priority targets for preparing oil and gas reserves were predicted. Using modern geological exploration techniques in the sequences under consideration can significantly increase the amount of hydrocarbon production up to the volumes typical of the terrigenous Vendian sequence within the region under consideration.

For citation: Shemin G.G., Vakhrameev A.G., Smirnov O.A., Smirnov A.S., Moiseev S.A., Glazyrin P.A., Deev E.V. Vendian and Cambrian carbonate pay intervals in central and southern regions of Siberian Platform: architecture, composition, assessment of reservoir quality and petroleum potential. *Geologiya nef'ti i gaza*. 2023;(6):41–65. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-6-41-65. In Russ.

Введение

В центральных и южных районах Сибирской платформы, включающих Непско-Ботуобинскую, Байкитскую антеклизы, Ангаро-Ленскую ступень, Предпатомский региональный прогиб и Кантагскую седловину, основным продуктивным комплексом по подготовке запасов и добычи УВ-сырья являются вендские терригенные отложения. Вышезалегающие венд-кембрийские карбонатные и галогенно-карбонатные образования также обладают высокими прогнозными ресурсами УВ, но их освоение сдерживается сложностью строения, низкой эффективностью выделения объектов поисково-разведочных работ, поскольку они в основном относятся к неантиклинальному типу, а также использованием устаревших технологий при вскрытии и испытании карбонатных пластов.

Тем не менее результаты выполненных нефтегазопроисловых работ подтверждают представление о высоких перспективах их нефтегазоносности на территории рассматриваемого региона. Во всех выделенных пластах подсолевого вендского карбонатного комплекса (Б₁₂, Б₁₁, Б₁₀, Б₅, Б₃₋₄) и 7 карбонатных пластах кембрийских галогенно-карбонатных отложений (Б, А₆–А₁) подготовлены промышленные запасы нефти и газа и конденсата на 42 месторождениях, содержащих 90 залежей УВ (рис. 1, табл. 1). Только в наиболее изученном геолого-разведочными работами Непском своде, осложняющем Непско-Ботуобинскую антеклизу, суммарные запасы УВ по категориям А + В + С₂ этих отложений составляют 3400 млн т усл. УВ, а извлекаемые — 837 млн т усл. УВ.

Различные аспекты изучения коллекторов: состава, характеристик их фильтрационно-емкостных свойств, условий образований и оценки перспектив нефтегазоносности отмеченных отложений приведены в работах многих исследователей: В.Е. Бакина, Ю.И. Буддо, В.А. Ващенко, В.Н. Воробьева, Т.И. Гуровой, Н.Е. Гузиной, О.В. Донн, М.А. Жарикова, Н.Л. Иванова, В.Н. Карасева, В.С. Карпышева, К.С. Кондриной, И.Н. Комаровой, В.Н. Коркинской, В.Г. Кузнецова, Л.М. Курылева, Н.В. Мельникова, Т.В. Одинцовой, М.М. Потловой, Я.К. Писарчик, М.В. Степановой, Л.С. Черновой, Э.И. Чечеля, С.Г. Шашина, Г.Г. Шемина и многих других. В настоящей статье впервые для огромного региона Сибирской платформы кратко изложены результаты комплексных исследований строения, состава, оценки качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности всех выделенных продуктивных карбонатных пластов венда и кембрия.

Краткие сведения о методике и результатах детальной корреляции венд-кембрийских отложений. Стратиграфическое положение карбонатных пластов

При корреляции венд-кембрийских отложений рассматриваемого региона использовались ранее разработанные комплексы литолого-стратиграфических и циклостратиграфических методов [1, 2]. В этих образованиях уверенно опознаются в разрезе и прослеживаются по латерали сменяющие друг друга комплексы терригенных, карбонатных и галогенно-карбонатных пород, образующих регоциклиты, которые в общем виде соответствуют свитам и подсвитам. Регоциклиты в свою очередь подразделяются на циклиты более низкого порядка. Среди них наиболее четко выражены в разрезах и уверенно прослеживаются по площади циклически построенные пачки (зональные циклиты), которые использовались в качестве литостратонов при корреляции венд-кембрийских терригенных, карбонатных и галогенно-карбонатных отложений.

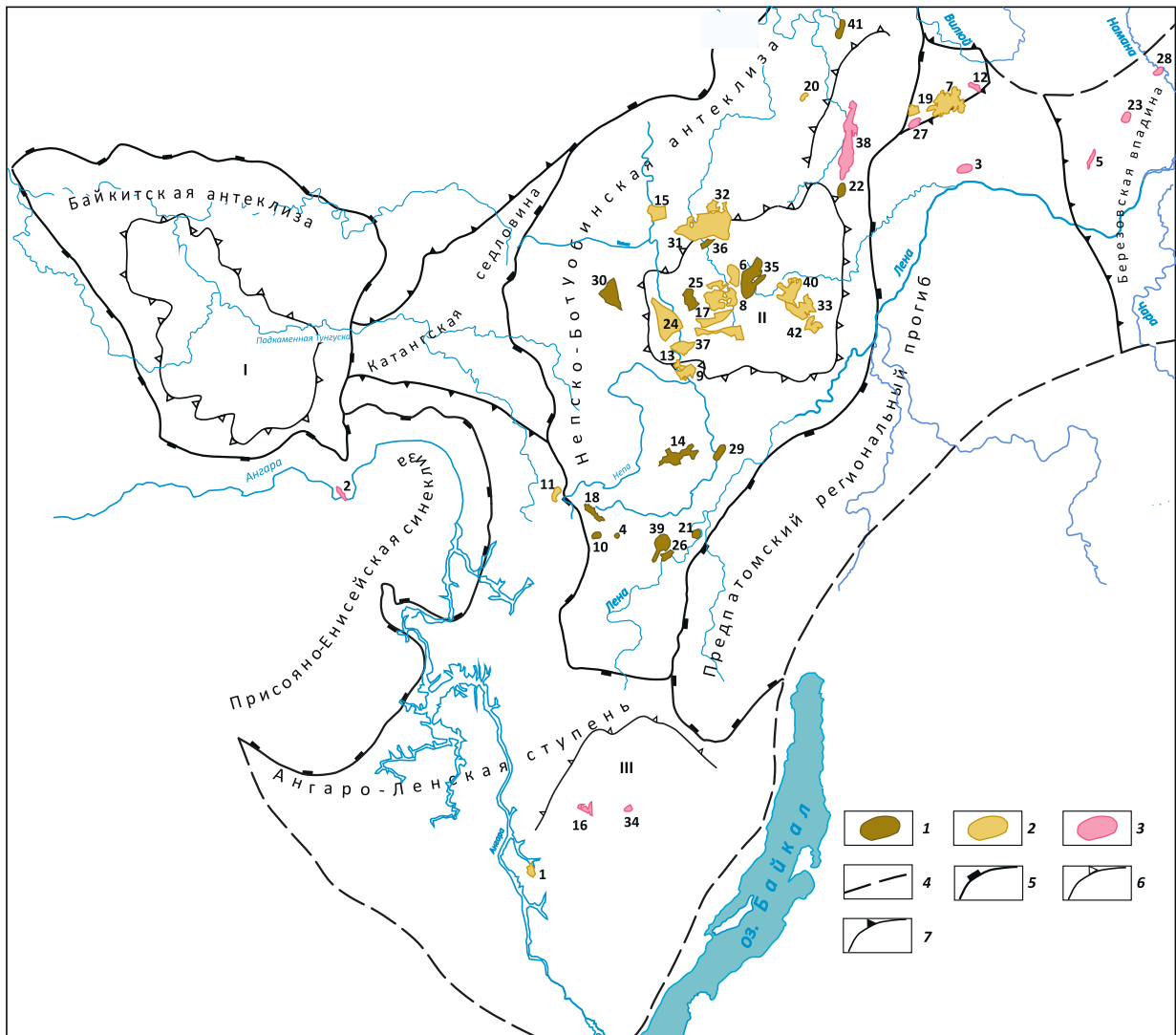
При расчленении и корреляции отложений использовался следующий фактический материал: комплекс каротажных диаграмм КС, ПС, ГК, НГК и описание кернa скважин. Корреляция отложений осуществлялась с использованием правил последовательности залегания пачек и прослеживания этой последовательности на разрезах, изменения их толщин в соответствии с изменением этого показателя местных стратиграфических подразделений (свит, подсвит, стратиграфических горизонтов).

В терригенных разрезах венда в качестве основного признака выделения циклитов выступает направленность изменения их гранулометрического состава — от аргиллитов до гравелитов, расположенных в упорядоченном ряду. Полный ряд терригенных пород применительно к исследуемым разрезам обычно состоит из 3–5 разностей пород: аргиллит, алевролит, песчаник; аргиллит, глинистый алевролит, алевролит, алевролит песчаный и песчаник.

В галогенно-карбонатных и сульфатно-карбонатных разрезах венда и кембрия в качестве основного признака выделения циклитов выступает последовательность отбора солей от менее растворимых (карбонатов) к более растворимым (хлоридам). Полный ряд галогенно-карбонатных пород применительно к рассматриваемым разрезам состоит из семи разностей: доломит, доломит ангидритистый, доломит ангидритовый, доломитоангидрит, ангидрит, галит и сильвин.

Рис. 1. Карта расположения месторождений венд-нижнекембрийских карбонатных и галогенно-карбонатных отложений центральных и южных районов Сибирской платформы

Fig. 1. Location map of the fields in Vendian-Lower Cambrian carbonate and halogenic-carbonate deposits of central and southern regions of Siberian Platform



Месторождения УВ (1–3): 1 — нефтяные, 2 — нефтегазовые и газонефтяные, 3 — газовые и газоконденсатные; **контуры (4–7):** 4 — Сибирской платформы, 5 — надпорядковых структур, 6 — структур I порядка, 7 — седловин.

Положительные структуры: I — Комовский свод, II — Непский свод, III — Ковыктинский выступ.

Месторождения: 1 — Атовское, 2 — Берыанбинское, 3 — Бетинчинское, 4 — Большетирское, 5 — Бысахтахское, 6 — Вакунайское, 7 — Верхневилучанское, 8 — Верхнечонское, 9 — Верхнеичерское, 10 — Верхнетирское, 11 — Верхненепское, 12 — Вилуйско-Джербинское, 13 — Даниловское, 14 — Дулисьминское, 15 — Ербогаченское, 16 — Знаменское, 17 — Игнялинское, 18 — Ичединское, 19 — Иктехское, 20 — Кубалахское, 21 — Криволукское, 22 — Курунское, 23 — Кэдэргинское, 24 — им. Н. Лисовского, 25 — им. В.Б. Мазура, 26 — Марковское, 27 — им. Меньшакова, 28 — Мухтинское, 29 — Пилюдинское, 30 — Санарское, 31 — им. Савостьянова, 32 — им. Б. Синявского, 33 — Талаканское, 34 — Тутурское, 35 — Тымпучиканское, 36 — Северо-Вакунайское, 37 — Северо-Даниловское, 38 — Среднеботуобинское, 39 — Северо-Марковское, 40 — Северо-Талаканское, 41 — Сьюльдюкарское, 42 — Южно-Талаканское

HC fields (1–3): 1 — oil, 2 — oil and gas, gas and oil, 3 — gas and gas condensate; **outlines (4–7):** 4 — Siberian Platform, 5 — super-order structures, 6 — I-st order structures, 7 — saddles.

Positive structures: I — Komovsky arch, II — Nepsky arch, III — Kovyktinsky uplift.

Fields: 1 — Atovsky, 2 — Beryanbinsky, 3 — Betinchinsky, 4 — Bol'shetirsky, 5 — Bysakhtakhsy, 6 — Vakunaisky, 7 — Verkhnevilyuchansky, 8 — Verkhnechonsky, 9 — Verkhneichersky, 10 — Verkhnetirsky, 11 — Verkhnenepsky, 12 — Vilyuisky-Dzherbinsky, 13 — Danilovsky, 14 — Dulis'minsky, 15 — Erbogachensky, 16 — Znamensky, 17 — Ignyalinsky, 18 — Ichedinsky, 19 — Iktekhsy, 20 — Kubalakhsky, 21 — Krivoluksky, 22 — Kurunsky, 23 — Kederginsky, 24 — N. Lisovsky, 25 — V.B. Mazur, 26 — V.B. Mazur, 27 — Men'shakova, 28 — Mukhtinsky, 29 — Pelyudinsky, 30 — Sanarsky, 31 — Savostyanov, 32 — B. Sinyavsky, 33 — Talakansky, 34 — Tutursky, 35 — Tympuchikansky, 36 — North Vakunaisky, 37 — North Danilovsky, 38 — Srednebotuobinsky, 39 — North Markovsky, 40 — North Talakansky, 41 — Syul'dyukarsky, 42 — South Talakansky

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Табл. 1. Распределение залежей УВ и фазового состава по продуктивным карбонатным пластам месторождений венд-кембрийских отложений центральных и южных районов Сибирской платформы**Tab. 1.** Occurrence of HC accumulations and phase composition of Vendian-Cambrian carbonate reservoir beds in the fields of central and southern regions of Siberian Platform

Порядковый номер	Месторождения	Продуктивные пласты									
		Б ₁₀₋₁₁	Б ₅	Б _{3,4}	Б ₁	А ₆	А ₅	А ₄	А ₃	А ₂	А ₁
1	Атовское				Н			Г, ГК			
2	Берябинское							Г, ГК			
3	Бетинчинское		Г, ГК								
4	Большетирское				Н						
5	Бысахтахское	Г, ГК	Г, ГК	Г, ГК							
6	Вакунайское	НГ, ГН	Н		Г, ГК						
7	Верхневилучанское		ГК	Н							
8	Верхнечонское	Н			НГ, ГН						
9	Верхнеичерское		НГ, ГН								
10	Верхнетирское				Н						
11	Верхненепское	Г, ГК	Н		Н						
12	Вилуюско-Джербинское		ГК								
13	Даниловское	НГ, ГН	Н	Н							
14	Дулисьминское		Н	Н							
15	Ербогаченское	НГ, ГН		Н							
16	Знаменское					Г, ГК					
17	Игнялинское	НГ, ГН	Н		Н						
18	Ичединское				Н						
19	Иктехское			НГ, ГН							
20	Кубалахское	НГ, ГН	НГ, ГН		НГ, ГН						
21	Криволукское				Н						
22	Курунское		Н		Н						
23	Кэдэргинское		Г, ГК					Г, ГК		Г, ГК	
24	Им. Н. Лисовского	НГ, ГН		Н							
25	Им. В.Б. Мазура	Н	Н	Н	Н						
26	Марковское				Н						
27	Им. Меньшакова		Г, ГК								
28	Мухтинское							Г, ГК		Г, ГК	
29	Пилюдинское		Н		Н						
30	Санарское		Н	Н							
31	Им. Савостьянова	Н	НГ	ГК							
32	Им. Б. Синявского	Н		Н	Г, ГК						
33	Талаканский				НГ, ГН						
34	Тутурское								Г, ГК		
35	Тымпучиканское	Н	Н								
36	Северо-Вакунайское	Н									
37	Северо-Даниловское	Г, ГК	Н	Н	Н						
38	Среднеботуобинское				Г, ГК						
39	Северо-Марковское				Н						
40	Северо-Талаканское		НГ	НГ	НГ, ГН						
41	Сюльдюкарское							Н			
42	Южно-Талаканское		Н		НГ, ГН						

Залежи УВ: Н — нефтяные; НГ, ГН — нефтегазовые и газонефтяные; Г, ГК — газовые и газоконденсатные.

HC accumulations: Н — oil; НГ, ГН — oil and gas, gas and oil; Г, ГК — gas and gas condensate.

В нижней и средней частях венд-нижнекембрийских отложений на всей территории рассматриваемого региона выделено и прослежено 44 пачки циклического строения, из них: 23 — в непском терригенном горизонте (np-1–np-23); 8 — в даниловском карбонатном горизонте (dn-1–dn-8); 7 — в усольском (us-1–us-7) и 6 — в толбанском (tbl-1–tbl-6) галогенно-карбонатных горизонтов (рис. 2).

Верхняя часть рассматриваемых образований (отложения урицкого, олекминского, чарского, нанманского и зелеевского горизонтов) участками значительно дислоцирована и подвержена процессу выщелачивания каменной соли, поскольку находится в зоне вымывания солей поверхностными водами. Поэтому корреляция этих отложений осуществлена на уровне свит и подсвит (рис. 3).

Результаты вышерассмотренной корреляции венд-кембрийских отложений позволили уточнить стратиграфическое положение и проследить территории распространения продуктивных карбонатных пластов: B_{12} – B_{10} , B_5 – B_3 , B_1 ; A_6 – A_3 , A_{2-4} – A_{2-1} и A_1 .

Продуктивный карбонатный пласт B_{12} (чайкинский) впервые вскрыт одноименной скв. 279, которая расположена в юго-восточной части Непского свода, осложняющего Непско-Ботубинскую антеклизу, на границе ее с Предпатомским региональным прогибом. Согласно выполненной корреляции, он является возрастным аналогом песчаного пласта B_{11} , залегающего в верхней части вендских терригенных отложений. Авторы статьи прогнозируют распространение этого карбонатного пласта в пограничной зоне, не изученной бурением и включающей смежные участки Непско-Ботубинской антеклизы и Предпатомского регионального прогиба.

Продуктивный карбонатный пласт B_{11} (ербогаченский) залегаєт в основании тирского горизонта и впервые вскрыт одноименной скв. 200, расположенной в северо-восточной части Непского свода Непско-Ботубинской антеклизы.

Продуктивные карбонатные пласты B_{10} (преображенский), B_5 – B_3 (усть-кутские) вендского карбонатного комплекса, повсеместно распространенные в пределах рассматриваемого региона, приурочены соответственно к пачкам dn-1, dn-7, dn-8.

Продуктивные карбонатные пласты B_1 (осинский), A_6 (балыхтинский), A_5 (христофоровский), A_4 (атовский) нижнекембрийского галогенно-карбонатного комплекса развиты на всей территории региона, приурочены к пачкам us-2, us-7, tbl-1, tbl-4.

Продуктивные карбонатные пласты A_3 (балыхтинский), A_{2-4} , A_{2-3} , A_{2-2} , A_{2-1} (бильчирские), A_1 (келорский), имеющие региональное и зональное распространение на территории рассматриваемого региона, приурочены к верхней части кембрийского галогенно-карбонатного комплекса.

Краткая характеристика строения, состава коллекторов и оценка перспектив нефтегазоносности продуктивных карбонатных пластов подсолевого венд-нижнекембрийского комплекса

Как отмечалось выше, в отложениях венд-кембрийского подсолевого комплекса выделяется шесть карбонатных продуктивных пластов: чайкинский (B_{12}), ербогаченский (B_{11}), преображенский (B_{10}) и усть-кутские (B_5 , B_{3-4}). Ниже приведена их краткая комплексная характеристика.

Чайкинский продуктивный карбонатный пласт (B_{12})

Чайкинский продуктивный карбонатный пласт впервые вскрыт одноименной скв. 279, которая расположена в юго-восточной части Непского свода, осложняющего Непско-Ботубинскую антеклизу, на границе ее с Предпатомским региональным прогибом. Он залегаєт в средней части паршинской свиты в интервале глубин 1614–1630 м, являясь возрастным аналогом песчаного пласта B_{11} терригенных отложений венда. Этот пласт четко выделяется по комплексу ГИС среди вмещающих глинистых пород (рис. 4). Сложен он доломитами преимущественно органогенными, характеризующимися повышенной субвертикальной открытой трещиноватостью, значительной битуминозностью и высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Открытая пористость его изменяется от 8 до 18 %, проницаемость составляет $(19-775) \cdot 10^{-5}$ мкм². Тип коллекторов порово-трещинно-каверновый. Из пласта получены притоки газа (дебит 165,4 тыс. м³/сут) и конденсата (дебит 4–6 м³/сут) [3]. Несколько позже на Чайкинской площади пробурена одноименная скв. 367, которая также вскрыла одновозрастной карбонатный пласт.

Следовательно, на Чайкинской площади среди терригенного разреза венда впервые вскрыт карбонатный пласт B_{12} , характеризующийся самыми высокими фильтрационно-емкостными свойствами среди карбонатных продуктивных пластов венда и кембрия исследуемого региона. Его распространение авторы статьи прогнозируют в пограничных участках Непско-Ботубинской антеклизы и Предпатомского регионального прогиба. В этом пласте на отмеченной территории могут быть выявлены крупные залежи УВ.

В настоящее время недропользователем Чайкинского лицензионного участка является ПАО «Сургутнефтегаз», которое осуществляет на его территории поисково-оценочные работы.

Ербогаченский продуктивный карбонатный пласт (B_{11})

Ербогаченский продуктивный пласт залегаєт в основании сокращенного сверху стратиграфического объема тирского регионального горизонта, распространенного только в северо-западной части Непского свода, в сводовой части раннее существовавшей Катангской антеклизы [2]. Впервые он

Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

1 — структурно-тектонические элементы (1 — Непско-Ботубобинская антеклизы, 2 — Байкитская антеклизы, 3 — Предпатомский прогиб, 4 — Ангаро-Ленская ступень); **породы (2–8):** 2 — доломиты, 3 — каменная соль, 4 — мергели, 5 — ангидритистые и ангидритовые, 6 — глинистые, 7 — засоленные, 8 — карбонатно-галогенные; **границы (9–12):** 9 — свит, 10 — подсвит, 11 — пачек, 12 — продуктивных пластов; 13 — перерывы

1 — structural and tectonic elements (1 — Nepsky-Botuobinsky anteclise, 2 — Baikitsky anteclise, 3 — Pre-Patomsky trough, 4 — Angaro-Lensky flat); **rocks (2–8):** 2 — dolomite, 3 — halite, 4 — marl, 5 — anhydritic, 6 — argillaceous, 7 — saline, 8 — carbonate-halogenic; **boundaries (9–12):** 9 — formations, 10 — members, 11 — series, 12 — reservoir beds; 13 — hiatus

вскрыт одноименной скв. 200 (рис. 5). Степень изученности геолого-разведочными работами пласта низкая. На территории его распространения, кроме вышеупомянутой скважины, пробурено еще несколько скважин в пределах двух месторождений: им. Севостьянова и им. Б. Синявского (см. рис. 1).

Пласт сложен преимущественно доломитами, микро-тонкозернистыми, реже мелкозернистыми, послойно ангидритистыми и магнезитоносными, трещиноватыми с незначительной примесью глинистого материала. Наиболее распространены органогенно-обломочные, биохемогенные и хемогенные генетические типы пород. В нижней части пласта доминируют хемогенные и биохемогенные доломиты, обогащенные органическими остатками (до 25 % объема пород). Вверх по разрезу они замещаются доломитами со строматолитовой структурой, послойно обогащенными магнезитом. Верхняя половина разреза пласта сложена хемогенными доломитами, послойно микрофитолитовыми, иногда глинистыми. Толщина пласта обычно составляет 10–30 м.

Коллекторы ербогаченского горизонта характеризуются пониженными и средними значениями фильтрационно-емкостных свойств. Пористость их изменяется от 5–6 до 12 %, проницаемость — $(0,1–25) \cdot 10^{-3}$ мкм².

В процессе проведения нефтегазопроисковых работ в рассматриваемом пласте выявлено три залежи УВ в пределах нефтегазовых месторождений Ербогаченского, им. Севостьянова и им. Б. Синявского. Учитывая низкую изученность территории распространения рассматриваемого пласта нефтегазопроисковыми работами, в ее пределах может быть открыто еще несколько месторождений УВ-сырья.

Преображенский продуктивный карбонатный пласт (Б₁₀)

Преображенский карбонатный продуктивный пласт залегает в подошве венд-нижнекембрийского подсолевого карбонатного комплекса и почти повсеместно распространен на территории рассматриваемого региона. Лишь в центральной и восточной частях Байкитской антеклизы карбонатные отложения замещаются глинами тохомской свиты (рис. 6). Этот пласт однозначно прослеживается по материалам ГИС на площади его развития, являясь отражающим электрокаротажным репером М₂. Степень изученности его наиболее высокая среди

рассматриваемых карбонатных пластов. Результаты комплексных исследований этого пласта приведены в работах Т.И. Гуровой, М.В. Степановой., Л.С. Черновой [4]; С.Г. Шашина, И.Н. Комаровой, Т.В. Одинцовой, Л.М. Курылева [5]; Н.Е. Гушиной, М.М. Потловой, Л.С. Черновой [6]; Ю.Л. Брылкина, В.А. Ващенко, Н.Е. Гушиной [7]; Г.Г. Шемина [8, 9] и многих других ученых. Ниже кратко изложены результаты комплексных исследований преобразенского карбонатного пласта.

Литологический состав и строение преобразенского пласта

Согласно упомянутым публикациям, преобразенский пласт сложен преимущественно доломитами с прослоями ангидритов, ангидритодоломитов и глинистых доломитов. Среди них выделяется три основных типа: хемогенный, органогенный (микрофитолитовый) и органогенно-обломочный.

Хемогенный тип повсеместно распространен и представлен зернистыми хемогенными доломитами, на долю которых приходится в среднем 10–40 % толщины пласта. В этом типе отмечается постоянная примесь глинистого материала и ангидрита. Микрофитолитовый тип также распространен повсеместно и по процентному отношению в разрезе (50–70 %, редко 70–90 %) преобладает над хемогенным. Для этого типа доломитов характерно незначительное содержание глинистого материала и ангидрита (до 2 %). Органогенно-обломочный генетический тип представлен продуктами разрушения хемогенных и органогенных доломитов.

По отношению в разрезах отмеченных генетических типов доломитов, степени их глинизации и сульфатности они подразделяются на четыре типа.

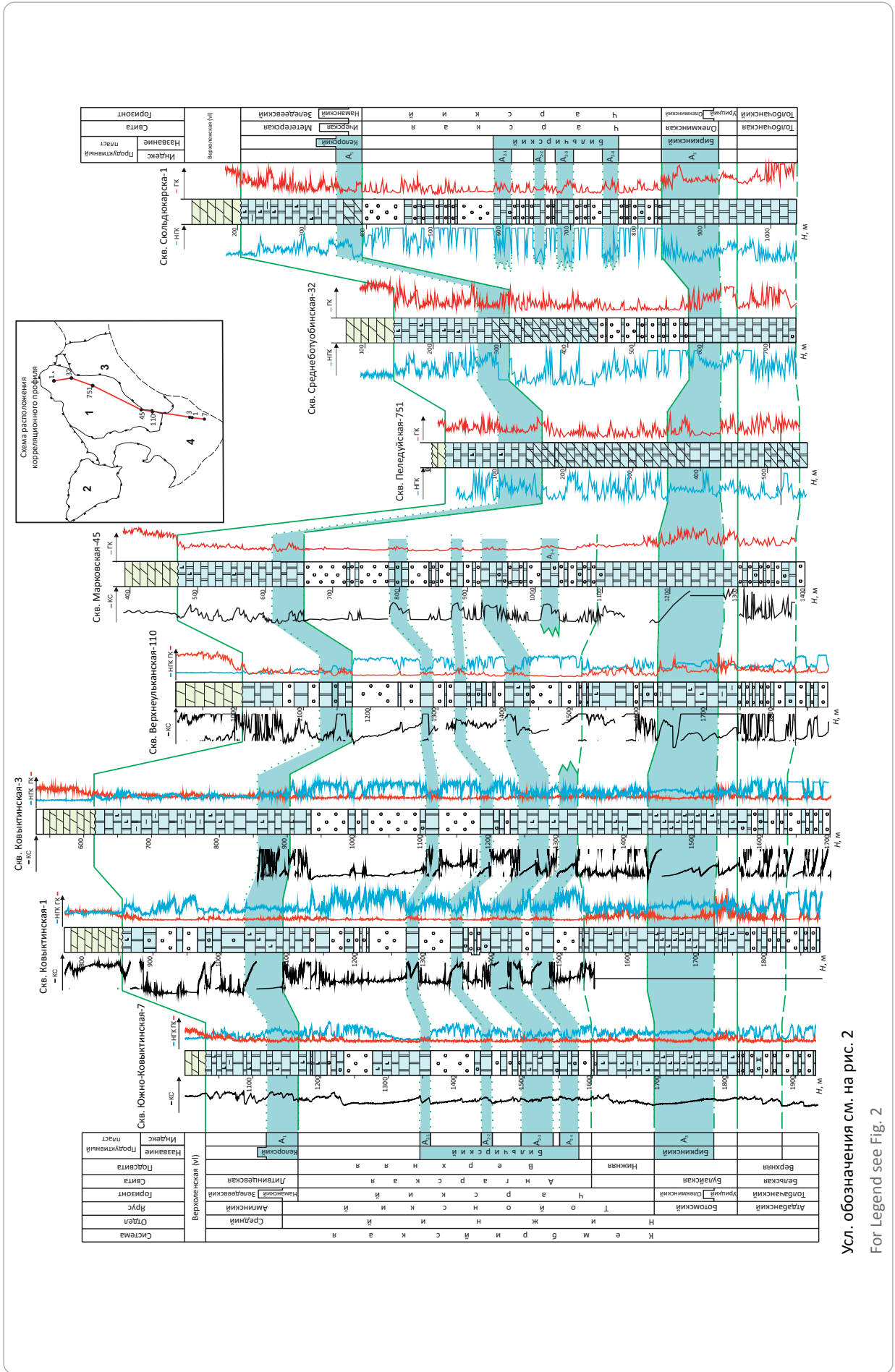
Первый тип разреза в основном представлен микрофитолитовыми (> 70 %) и органогенно-обломочными (15–25 %) доломитами, содержащими небольшую примесь глинистого и сульфатного материала.

Второй тип разреза сложен преимущественно микрофитолитовыми (40–70 %) и органогенно-обломочными доломитами (10–20 %). Хемогенная составляющая в нем несколько увеличена (10–30 %). Этот тип разреза, в отличие от первого, характеризуется несколько большей долей глинистых и сульфатных разновидностей пород. Он развит преимущественно в центральной части Непско-Ботубобинской антеклизы.



Рис. 3. Схема корреляции разрезов нижнекембрийских отложений северо-восточной части Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботубовинской антеклизы по профилю Ковыктинское месторождение — Сольдюкарская площадь

Fig. 3. Correlation chart of Lower Cambrian intervals in the north-eastern part of the Angaro-Lensky flat and Nepsky-Botubovinsky antecline along the line “Kovyktinsky field—Sul'dyukarsky area”

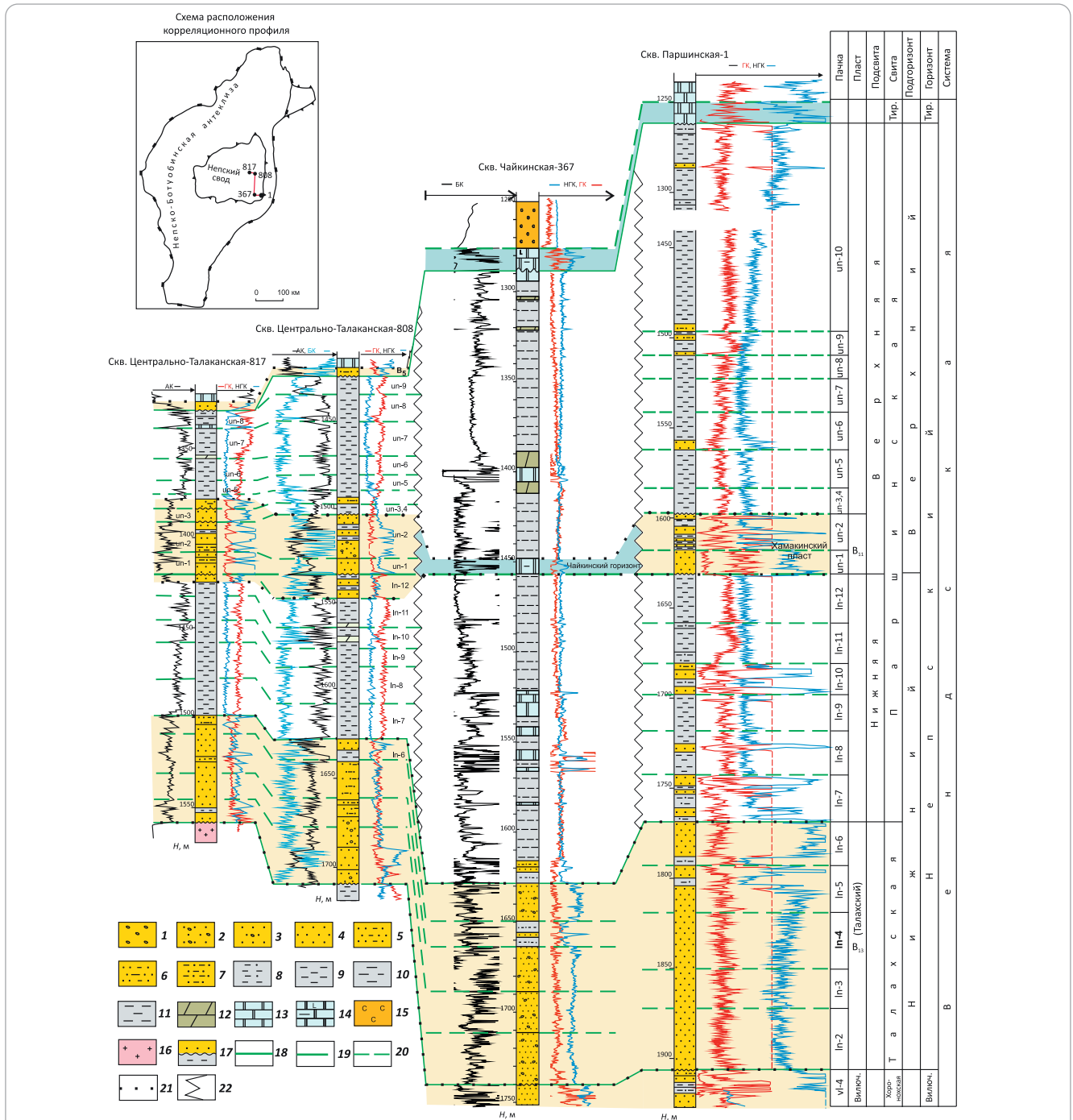


Усл. обозначения см. на рис. 2

For Legend see Fig. 2

Рис. 4. Детальная корреляция разрезов терригенного венда по профилю Паршинская — Центрально-Талаканская площади Непско-Ботубобинской антеклизы

Fig. 4. Terrigenous Vendian: correlation chart along the Parshinsky — Central Talakansky areas of Nepsky-Botuobinsky anticline



1 — гравелиты, конгломераты; 2 — песчаники гравелитистые и гравелитовые; 3 — песчаники с «плавающей» галькой; 4 — песчаники; 5 — песчаники алевритовые; 6 — песчаники глинистые и алевритистые; 7 — алевритопесчаники; 8 — алевролиты песчанистые; 9 — алевролиты; 10 — аргиллиты алевритистые; 11 — ариллиты; 12 — мергели; 13 — карбонатные породы; 14 — доломиты глинистые и ангидритовые; 15 — каменная соль; 16 — породы фундамента; 17 — перерывы; **границы (18–21):** 18 — свит, 19 — подсвет, 20 — пачек циклического строения, 21 — продуктивных пластов; 22 — фациальные замещения отложений.

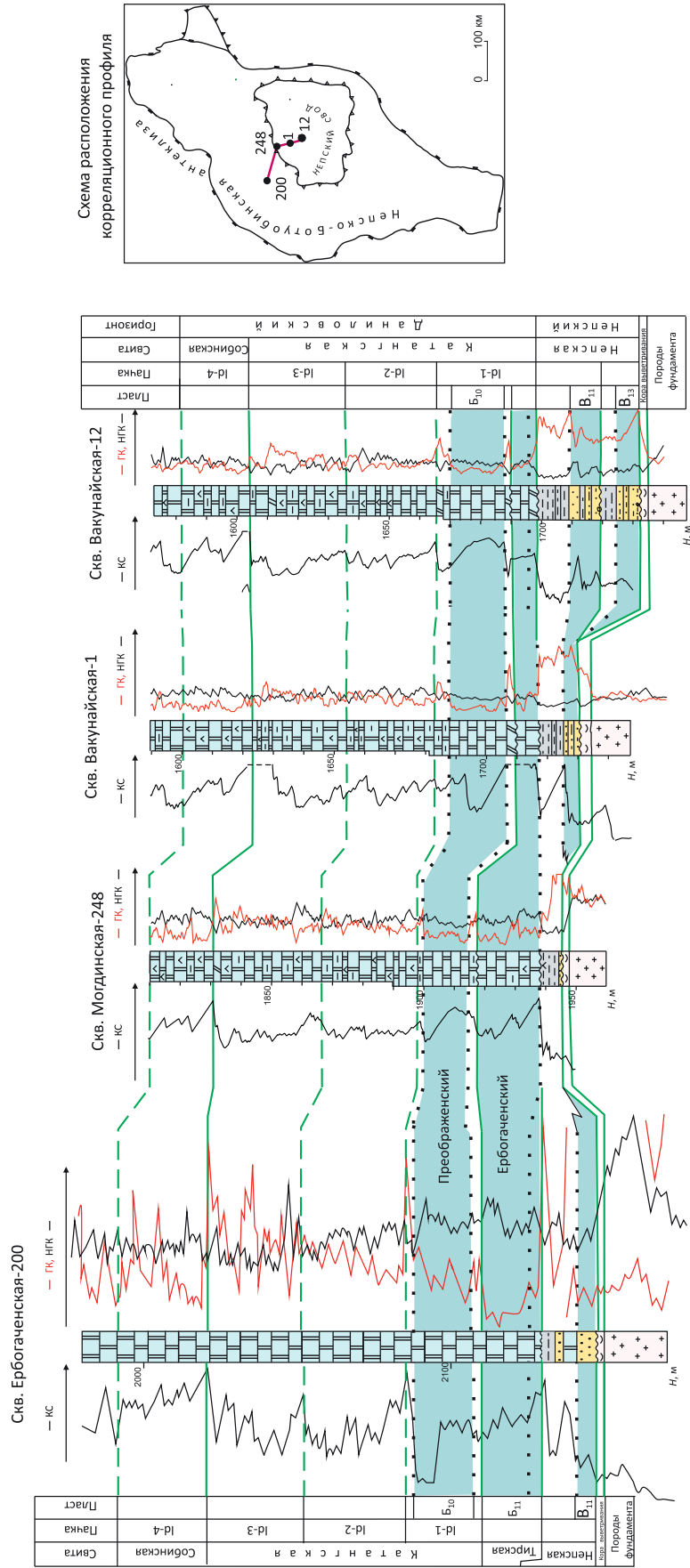
Продуктивные пласты: B₅ — ботубобинский, B₁₁ — хамакинский

1 — gravelstone, conglomerate; 2 — semigravel sandstone; 3 — sandstone with “floating” pebble; 4 — sandstone; 5 — silty sandstone; 6 — argillaceous and silty sandstone; 7 — siltstone-sandstone; 8 — sandy siltstone; 9 — siltstone; 10 — silty claystone; 11 — claystone; 12 — marl; 13 — carbonate rock; 14 — argillaceous and anhydritic dolomite; 15 — halite; 16 — Basement rocks; 17 — hiatuses; **boundaries (18–21):** 18 — formations, 19 — members, 20 — cyclic series, 21 — pay beds; 22 — facies substitution of deposits.

Pay beds: B₅ — Botuobinsky, B₁₁ — Khamakinsky



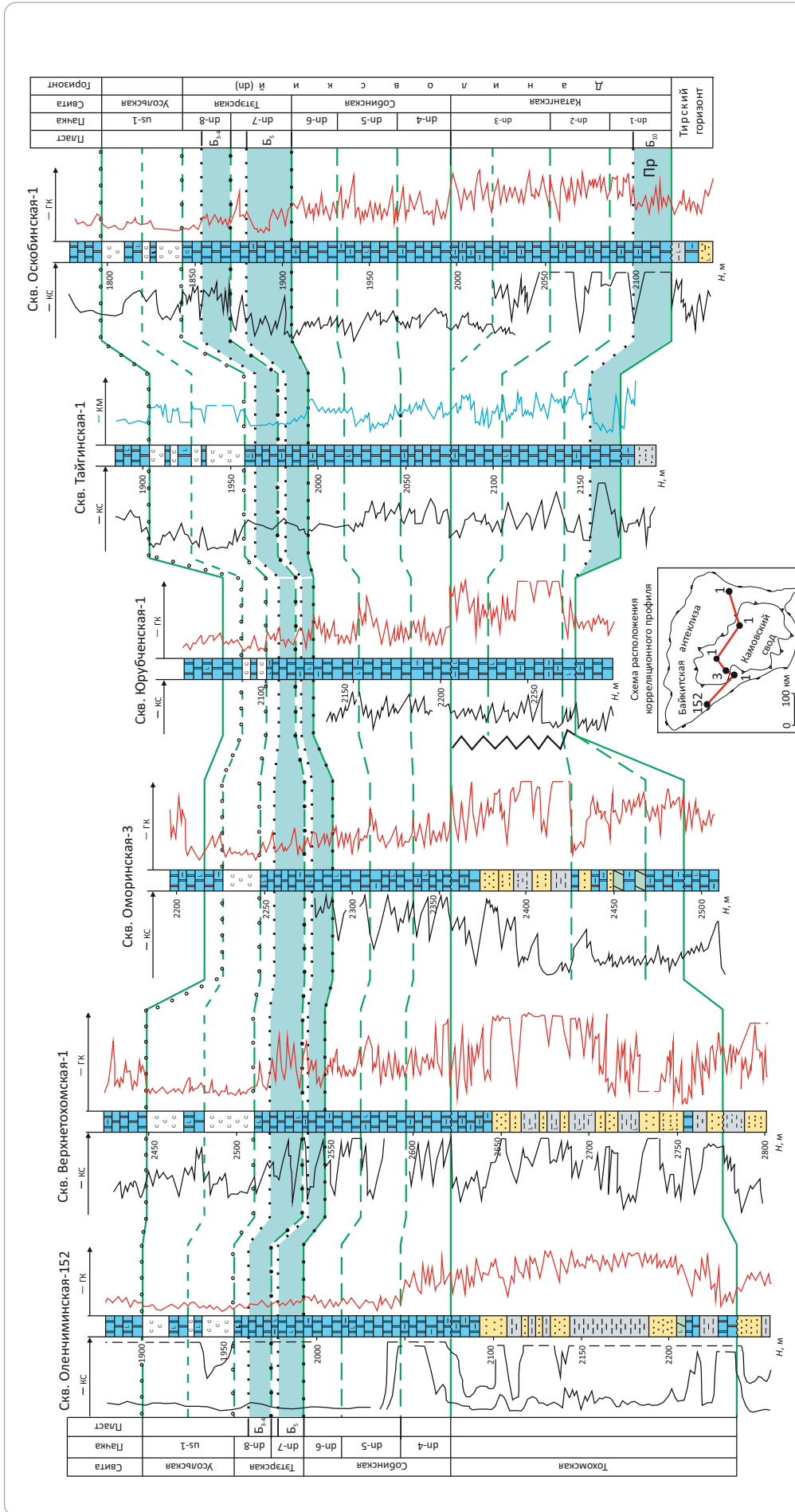
Рис. 5. Детальная корреляция подсолевых венд-нижнекембрийских карбонатных и терригенных отложений Непско-Ботубинской антеклизы по профилю Ербогаченская – Вакунайская площадь
Fig. 5. Detailed correlation of Vendian-Lower Cambrian carbonate and terrigenous subsalt deposits of Nepsky-Botubinsky antecline along the line "Erbogachensky – Vakunaisky areas"



Усл. обозначения см. на рис. 2
 For Legend see Fig. 2



Рис. 6. Детальная корреляция разрезов даниловского горизонта нижнекембрийских отложений Байkitской антеклизы по профилю Оскобинская – Оленчминская площади
Fig. 6. Detailed correlation of the section of Lower Cambrian Danilovsky Horizon in Baikitsky anticline along the line "Oskobinsky – Olenchiminsky areas"



Продуктивные пласты: УК-I — усть-кутский I, УК-II — усть-кутский II, Пр — преображенский.

Усл. обозначения см. на рис. 2

Pay beds: УК-I — Ust'-Kutsky I, УК-II — Ust'-Kutsky II, Пр — Preobrazhensky.

For Legend see Fig. 2

Третий тип разреза сложен хемогенными (30–50 %) и микрофитолитовыми (20–40 %) доломитами с подчиненным количеством органогенно-обломочных разностей (10–20 %). Объем глинистых и сульфатных прослоев доломитов в нем составляет от 20 до 50 %. Этот тип разреза развит в северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы.

Четвертый наиболее глинистый и сульфатный тип разреза представлен преимущественно хемогенными доломитами (50–90 %). Микрофитолитовый и органогенно-обломочный типы доломитов в нем составляют 10–20 и 5–10 % соответственно. Он распространен в юго-западной части Непско-Ботубинской антеклизы.

Вышеотмеченный второй тип разреза преобразованного пласта, сложенный преимущественно органогенными и органогенно-обломочными доломитами, вскрыт разведочной скв. Верхнечонская-900, в которой осуществлен повышенный отбор кернового материала. Он являлся объектом детальных литолого-фациальных, петрофизических, геохимических, фильтрационно-емкостных и промыслово-геофизических исследований из единой коллекции проб.

В комплекс исследований кернового материала преобразованного пласта включалось детальное макроскопическое литологическое описание с отбором проб на различные виды анализа в количестве 38 образцов пород из расчета 3–4 образца с 1 м отбора керна. Ниже приведена краткая характеристика литологического состава и строения разреза преобразованного пласта, вскрытого скв. Верхнечонская-900, который является типовым для второго типа разреза рассматриваемого пласта. Полное их описание приведено в публикации [10].

Преобразованный пласт в разрезе скв. Верхнечонская-900 сложен преимущественно доломитами тонко-микрозернистыми до микро-тонкозернистыми, послойно слабоглинистыми, сульфатизированными с редкими тонкими прослоями ангидритодоломитов. Глинистость пород (до 20 %) повышена в нижней части разреза, на контакте с нижезалегающими глинистыми доломитами с высоким содержанием нерастворимого остатка до 30 %. Сульфатность доломитов возрастает в верхней половине разреза до 20–30 %. Пласт однороден по литологическому составу. Преобладающим компонентом пород является доломит (рис. 7).

Породы пласта горизонтально-линейно-, линзовидно-волнисто-, реже наклонно-косослоистые до массивных. Глинистый материал их преимущественно гидрослюдистого состава. Распределен он в основной массе в виде линз, микрослойков, тонких нитевидных прожилок.

Генетические типы пород представлены микрофитолитовыми (онколито-вермикулито-везикуляритовыми), послойно органогенно-обломочными и хемогенными разностями. В нижней части разреза преобразованного пласта преобладают вези-

кулярито-онколитовые генетические типы пород, в средней — везикуляритовые, в верхней — смешанного (онколито-вермикулито-везикуляритового) комплекса, в кровле — до хемогенного.

Изучение проб разреза преобразованного пласта рассматриваемой скважины под люминесцентной лампой позволило подразделить его на три части: нижнюю, среднюю и верхнюю, отличающиеся составом вытяжки, различной интенсивностью вытяжки, характером и типом нафтидонасыщенности пород (рис. 8).

Нижняя часть пласта (интервал 1610–1615,5 м) характеризуется интенсивной молочно-голубой до желтой, буряющей вытяжкой с максимальным остаточным нефтенасыщением. Нафтиды можно отнести к мальтам и асфальтам, реже нефтям. Они заполняют в основном поры коллектора, реже каверны и стилолитовые швы.

Средняя часть разреза (интервал 1603–1610 м) представляет собой переслаивающийся коллектор среднего и интенсивного нафтидонасыщения. Цвет вытяжки изменяется от молочно-голубого до желтого, ярко-желтого, редко буряющего.

Верхняя часть преобразованного пласта (интервал 1596–1603 м) характеризуется вытяжкой средней интенсивности с редкими прослоями толщиной до 0,5 м с отсутствием остаточных нефтей. Цвет вытяжки изменяется от молочно-голубого до желтого, часто цвет вытяжки буряет. Это свидетельствует о том, что рассеянные в породах-коллекторах нафтиды можно отнести к мальтам и асфальтам.

Содержание хлороформенного битумоида ($B_{хл}$) увеличивается сверху вниз по разрезу. В верхней части преобразованного пласта содержание $B_{хл}$ на породу составляет 0,1–0,15 %, в средней — 0,2 %, в нижней — 0,5 %.

Естественная гамма-активность пород преобразованного пласта изменяется от 2 до 10 мкР, наиболее часто — от 4 до 7 мкР. Распределение ее значений по разрезу отличается от рассмотренных выше параметров. Высокие ее значения фиксируются в средней части, а в подошве и кровле — максимальные. В целом естественная радиоактивность преобразованного пласта характеризуется меньшими значениями по отношению к перекрывающим и подстилающим отложениям.

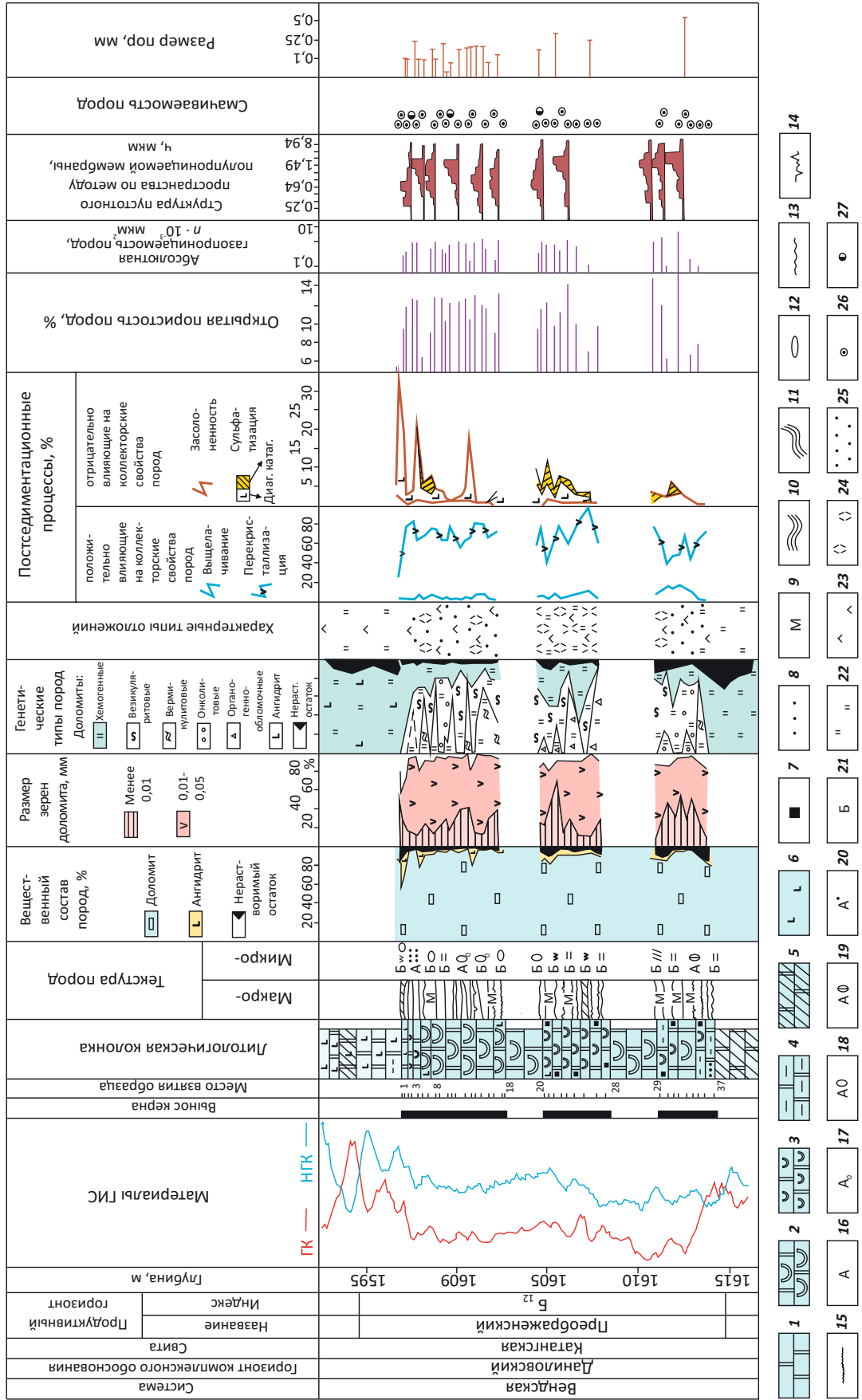
Условия формирования отложений преобразованного пласта

Литолого-палеогеографические исследования отложений преобразованного пласта, выполненные по методике В.Д. Ильина и Н.К. Фортунатовой [11] с учетом специфических условий формирования древних карбонатных формаций, позволяют следующим образом представить условия их формирования на территории Непско-Ботубинской антеклизы.

Как отмечалось выше, литолого-палеонтологические исследования доломитов преобразованного пласта позволили выделить среди них три основ-



Рис. 7. Детальная литолого-фациальная и фильтрационно-емкостная характеристики преобразенского пласта скв. Верхнечонская-900 (опорный разрез)
Fig. 7. Detailed lithologic and facies column and reservoir parameters of Preobrazhensky layer, Verkhnechonsky-900 well (key section)





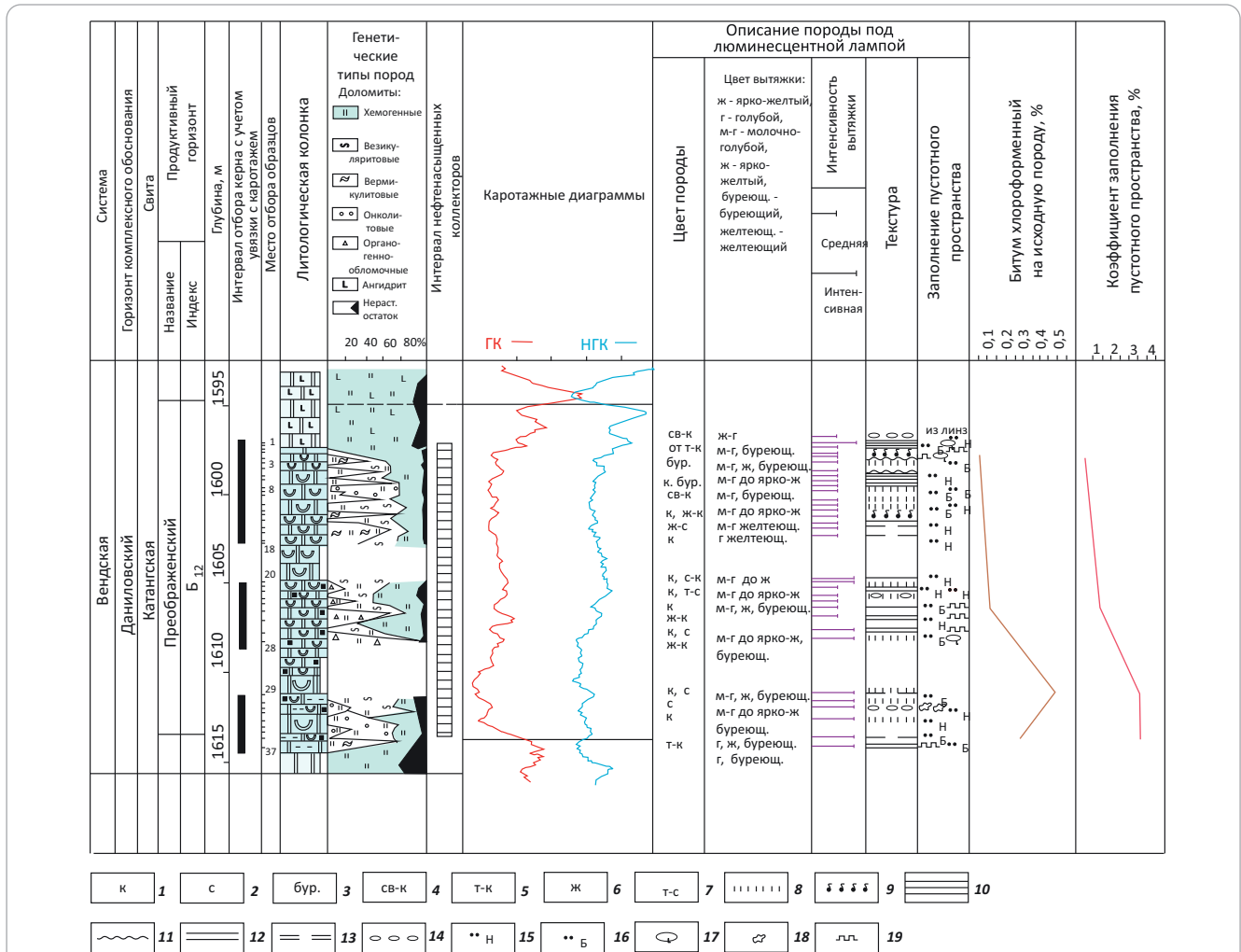
Усл. обозначения к рис. 7
Legend for Fig.7

1 — доломиты; доломиты микрофитолитовые с содержанием органических остатков (**2, 3**): **2** — > 50 %, **3** — < 25 %; **4** — доломиты глинистые; **5** — переслаивание доломитов, глинистых доломитов и мергелей; **6** — ангидрит; **7** — пирит; **8** — примесь песчано-алевритового материала; макротекстуры пород (**9–13**): **9** — массивная, **10** — горизонтально-слоистая, **11** — косослоистая, **12** — линзовидная, **13** — волнистая; **14** — стилолиты; **15** — сuture; микротекстуры (**16–21**): **16** — массивная, **17** — сгустковая, **18** — пятнистая, **19** — органогенная, **20** — зернистая, **21** — слоистая; характерные типы отложений (**22–25**): **22** — приливно-отливных равнин, **23** — прибрежных лагун, **24** — малоподвижных придонных вод, **25** — подвижных придонных вод; смачиваемость пород (**26, 27**): **26** — гидрофобная, **27** — гидрофильная

1 — dolomite; microphytolitic dolomite comprising organic remains (**2, 3**): **2** — > 50 %, **3** — < 25 %; **4** — argillaceous dolomite; **5** — interbedding of dolomite, argillaceous dolomite, and marl; **6** — anhydrite; **7** — pyrite; **8** — sandy-argillaceous admixture; rock macrotexture (**9–13**): **9** — massive, **10** — horizontally bedded, **11** — cross-bedded, **12** — lenticular, **13** — wavy; **14** — stylolites; **15** — sutures; microtexture (**16–21**): **16** — massive, **17** — clotted, **18** — spotted, **19** — organic, **20** — granular, **21** — bedded; typical deposits (**22–25**): **22** — tidal plains, **23** — coastal lagoons, **24** — slow-moving bottom waters, **25** — mobile bottom waters; rock wettability (**26, 27**): **26** — hydrophobic, **27** — hydrophilic

Рис. 8. Литолого-геохимическая характеристика преобразенского пласта скв. Верхнечонская-900

Fig. 8. Lithological and geochemical description of Preobrazhensky layer, Verkhnechonsky-900 well



Цвет породы (1–7): **1** — коричневый, **2** — серый, **3** — бурый, **4** — светло-коричневый, **5** — темно-коричневый, **6** — желтый, **7** — темно-синий; **текстуры породы (8–14):** **8** — массивная, **9** — пятнистая, **10** — слоистая, **11** — волнисто-слоистая, **12** — полосчатая, **13** — неясно полосчатая, **14** — линзовидная; **заполнение пустотного пространства (15–19):** **15** — нефть в порах, **16** — битум в порах, **17** — линзы сульфатов, **18** — каверны, **19** — стилолитовые швы, заполненные глинистым веществом.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

Rock colour (1–7): **1** — brown, **2** — grey, **3** — grayish brown, **4** — light brown, **5** — dark brown, **6** — yellow, **7** — dark blue; **rock texture (8–14):** **8** — massive, **9** — spotted, **10** — bedded, **11** — wavy-bedded, **12** — banding, **13** — indistinctly banding, **14** — lenticular; **void space filling (15–19):** **15** — oil in pores, **16** — bitumen in pores, **17** — sulfate lenses, **18** — vugs, **19** — stylolite seams filled with argillaceous matter.

For other Legend items see Fig. 2

ных генетических типа, которые достаточно четко выделяются по материалам ГИС: хемогенный, микрофитолитовый и органогенно-обломочный (рис. 9).

Органогенные (микрофитолитовые) доломиты, в которых в основном развиты коллекторы, характеризуются аномально пониженными и пониженными значениями естественной радиоактивности (от 1,24 до 3,4 мкР/ч при среднем значении 2,56 мкР/ч). Хемогенные же доломиты, обычно не содержащие промышленных коллекторов, имеют повышенные и высокие показатели естественной радиоактивности (от 3,05 до 6,1 мкР/ч при среднем значении 4,39 мкР/ч). Эти показатели гамма-каротажа позволяют практически однозначно выделить в разрезах основные генетические типы пород пласта. Что касается органогенно-обломочных доломитов, составляющих незначительную часть разреза, значения их естественной радиоактивности ближе к показателям микрофитолитовых доломитов. Полученные зависимости позволили выделить генетические типы пород преобразованного пласта в разрезах всех пробуренных скважин на рассматриваемой территории.

Результаты этих исследований с учетом степени глинизации и ангидритизации выделенных четырех типов разрезов преобразованного пласта позволили существенно уточнить условия формирования его отложений (рис. 10, 11).

Первый тип разреза преобразованного пласта, представленный в основном органогенными и органогенно-обломочными доломитами, содержащими небольшую примесь глинистого и сульфатного материала, сформировался, вероятнее всего, в наиболее насыщенных организмами участках (банках) внутри шельфовой отмели в условиях малоподвижных весьма мелководных (до 1–3 м) вод, близких к «болотным». Эти условия формирования отложений преобразованного пласта отмечались лишь на отдельных локальных участках (Преобразованская, Верхнечонская, Вакунайская площади) (см. рис. 11).

Разрез второго типа, сложенный преимущественно микрофитолитовыми и органогенно-обломочными доломитами и имеющий более глинистый и сульфатный состав пород, чем первый, сформировался внутри шельфовой отмели в условиях преимущественно малоподвижных мелководных вод, также близких к «болотным». Отмеченные условия седиментации отложений пласта имели более широкое распространение. Они существовали в центральной части Непско-Ботубинской антеклизы.

Третий тип разреза, представленный хемогенными и органогенными доломитами с прослоями ангидритов, ангидритодоломитов, глинистых доломитов, составляющих 20–50 % разреза горизонта, образован в условиях мелководного шельфа, которые в преобразованное время господствовали в центральной и северо-восточной частях Непско-Ботубинской антеклизы.

Четвертый, наиболее глинистый и сульфатный тип разреза преобразованного пласта, представлен преимущественно хемогенными доломитами. Он, наиболее вероятно, сформировался в обстановке приливно-отливной равнины, существовавшей в рассматриваемое время в юго-западной части Непско-Ботубинской антеклизы.

Прогноз толщин коллекторов, характеристика их фильтрационно-емкостных свойств и выявленная нефтегазоносность преобразованного пласта

Как отмечалось выше, наиболее изученной частью исследуемого региона является Непско-Ботубинская антеклиза. Для ее территории приведена характеристика коллекторов и результаты выполненных нефтегазопроисловых работ (табл. 2). Толщина пород-коллекторов преобразованного пласта на территории антеклизы изменяется от нескольких до 20 м. Наибольшие ее значения закартированы в наиболее приподнятой части структуры, в пределах Непского свода (см. рис. 11). Средние их значения (5–10 м) прогнозируются на зональных и локальных участках, расположенных в северо-восточной части антеклизы.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов пласта характеризуются следующими показателями: открытая пористость изменяется от 7 до 20 %, межзерновая проницаемость — от $0,25 \cdot 10^{-3}$ до $300 \cdot 10^{-3}$ мкм². Распределение открытой пористости и проницаемости по площади в целом сходное с таковым для коллекторов пласта. Характерной особенностью строения коллекторов является региональная выдержанность их толщин и фильтрационно-емкостных свойств по площади.

В результате проведения нефтегазопроисловых работ в преобразованном пласте выявлены залежи УВ на 15 месторождениях, расположенных в пределах наиболее изученной бурением части Непско-Ботубинской антеклизы — Непском своде (см. рис. 1).

На территории Ангаро-Ленской ступени, Канганской седловины и западной части Байкитской антеклизы преобразованный пласт имеет каротажную характеристику и толщины отложений, сходные с таковыми в Непско-Ботубинской антеклизе, однако они существенно меньше изучены. Должного внимания изучению этого пласта не уделяется и до настоящего времени. Поэтому оценка его перспектив в упомянутых структурах района не выполнена.

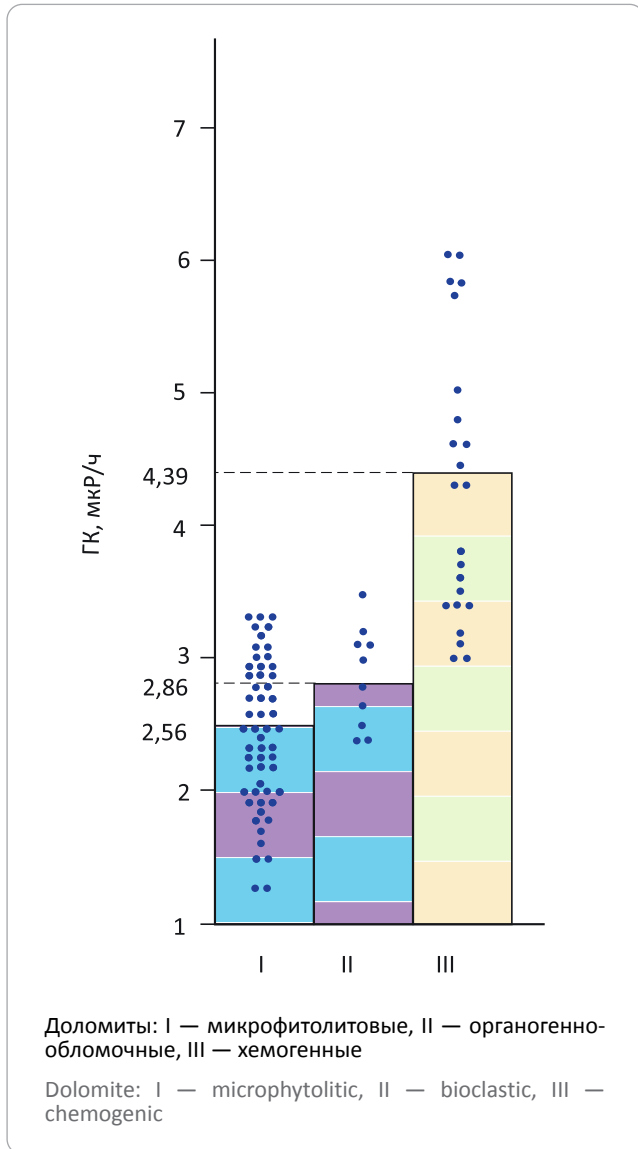
Нижний продуктивный карбонатный пласт усть-кутского карбонатного горизонта (Б₅)

Продуктивный пласт Б₅ включает нижнюю половину тэтэрской свиты и четко прослеживается по материалам ГИС на всей территории рассматриваемого региона. Его толщина изменяется от 8–12 до 20–25 м. Наибольшие значения (18–25 м) распространены в пределах Непско-Ботубинской антеклизы, западной части Байкитской антеклизы и



Рис. 9. Распределение значений естественной радиоактивности (ГК) в различных литологических типах доломитов преобразованного пласта, вскрытого скважинами на Верхнечонском месторождении

Fig. 9. Distribution of natural radioactivity (GR) in different dolomite lithotypes of Preobrazhensky layer encountered by wells in Verkhnechonsky field



соединяющей их Катангской седловины (см. рис. 2). Наиболее изучен он в пределах первой из отмеченных антеклиз, в которой выявлена региональная нефтегазоносность. Поэтому ниже приведена характеристика этого пласта в Непско-Ботуобинской структуре.

Этот пласт представлен доломитами (на 80–90 % его толщины). Среди них доминируют органогенные, реже зернистые и обломочные разновидности. По генетическим признакам и структурным особенностям ведущее место в разрезах пласта занимают водорослевые доломиты, а в виде прослоев — микрофитолитовые. Органогенные породы составляют 40–50 % толщины пласта.

Коллекторы пласта B_5 имеют обычно очаговое распространение и толщину от 1–2 до 15 м (преимущественно — от 2,3 до 7 м). Открытая пористость их изменяется от 7 до 20 % (преимущественно — от 7 до 14 %), проницаемость — от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $30 \cdot 10^{-3}$ мкм² (преимущественно $(0,5–5) \cdot 10^{-3}$ мкм²). Типы коллекторов: каверно-поровый и порово-трещинно-каверновый.

Промышленная нефтегазоносность пласта доказана на территории Непско-Ботуобинской антеклизы и северной части Предпатомского регионального прогиба, где залежи нефти и газа выявлены на 21 месторождении. Основная их часть открыта в пределах наиболее изученного геолого-разведочными работами Непского свода (см. рис. 1, см. табл. 1). Авторы статьи прогнозируют открытие новых месторождений в этом пласте на территории Катангской седловины и западной части Байкитской антеклизы.

Верхние продуктивные карбонатные пласты усть-кутского горизонта (B_{3-4})

Пласты B_{3-4} охватывают верхнюю половину тэтэрской свиты и, как вышеотмеченный, четко прослеживаются по материалам ГИС на всей территории рассматриваемого региона. Толщина пластов изменяется от 10 до 70 м. Наибольшие значения (45–70 м) наблюдаются в Ангаро-Ленской ступени, меньшие — на территории Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз (соответственно 15–30 и 10–25 м).

Представлены они микрофитолитами, органо-генно-обломочными и хемогенными доломитами с прослоями онколито-оолитовых и водорослевых отложений небольшой толщины.

Коллекторы этих пластов обычно имеют очаговое распространение. Их толщина изменяется от 1–2 до 20 м, преимущественно от 2–3 до 10 м. Открытая пористость коллекторов варьирует от 7 до 20 %, проницаемость — от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $50 \cdot 10^{-3}$ мкм². Типы коллекторов: поровый, трещинно-поровый и трещинно-каверно-поровый.

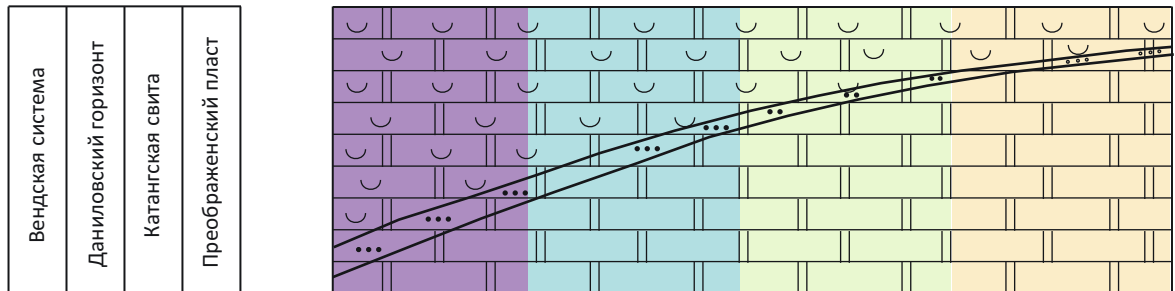
Промышленная нефтегазоносность пластов, как и вышеописанного, доказана в северной и центральной частях Непско-Ботуобинской антеклизы, где выявлены залежи нефти и газа в основном на том же 21 месторождении, что и нижезалегающего пласта (см. рис. 1, см. табл.1). Кроме отмеченного района авторы статьи прогнозируют перспективные на поиски залежей УВ земли на территории Ангаро-Ленской ступени, поскольку здесь прогнозируются наибольшие толщины этих пластов.

Краткая характеристика строения, состава коллекторов и оценка перспектив нефтегазоносности карбонатных пластов кембрийского галогенно-карбонатного комплекса

Как отмечалось выше, в кембрийском галогенно-карбонатном комплексе выделяются следующие продуктивные карбонатные пласты: осинский

Рис. 10. Седиментационная модель преобразенского пласта Непско-Ботубинской антеклизы
Fig. 10. Depositional model of Preobrazhensky layer, Nepsky-Botuobinsky anteclise

Формация	Карбонатная			
Подформация	Терригенно-сульфатно-карбонатная			
Фациальные зоны	Банки	Внутришельфовые отмели	Мелководный шельф	Приливно-отливная равнина
Типы разрезов	I	II	III	IV



Средняя толщина горизонта, м		8–18	8–18	8–18	15–22
Коэффициенты, %	Глинистость $H_f/H_{гор}$	< 10	10–20	10–20	20–50
	Сульфатность $H_a/H_{гор}$	< 10	10–20	10–30	10–40
	Отношение $H_{эф}/H_{гор}$	50–80	30–60	15–50	0–20
Содержание генетических типов пород в разрезах, %	Микрофитолитовый	> 70	40–70	20–40	< 20
	Органогенно-обломочный	20–30	10–20	10–20	5–10
	Хемогенный	< 10	10–30	30–50	50–90



Доломиты (1–3): 1 — микрофитолитовые, 2 — органогенно-обломочные, 3 — хемогенные.

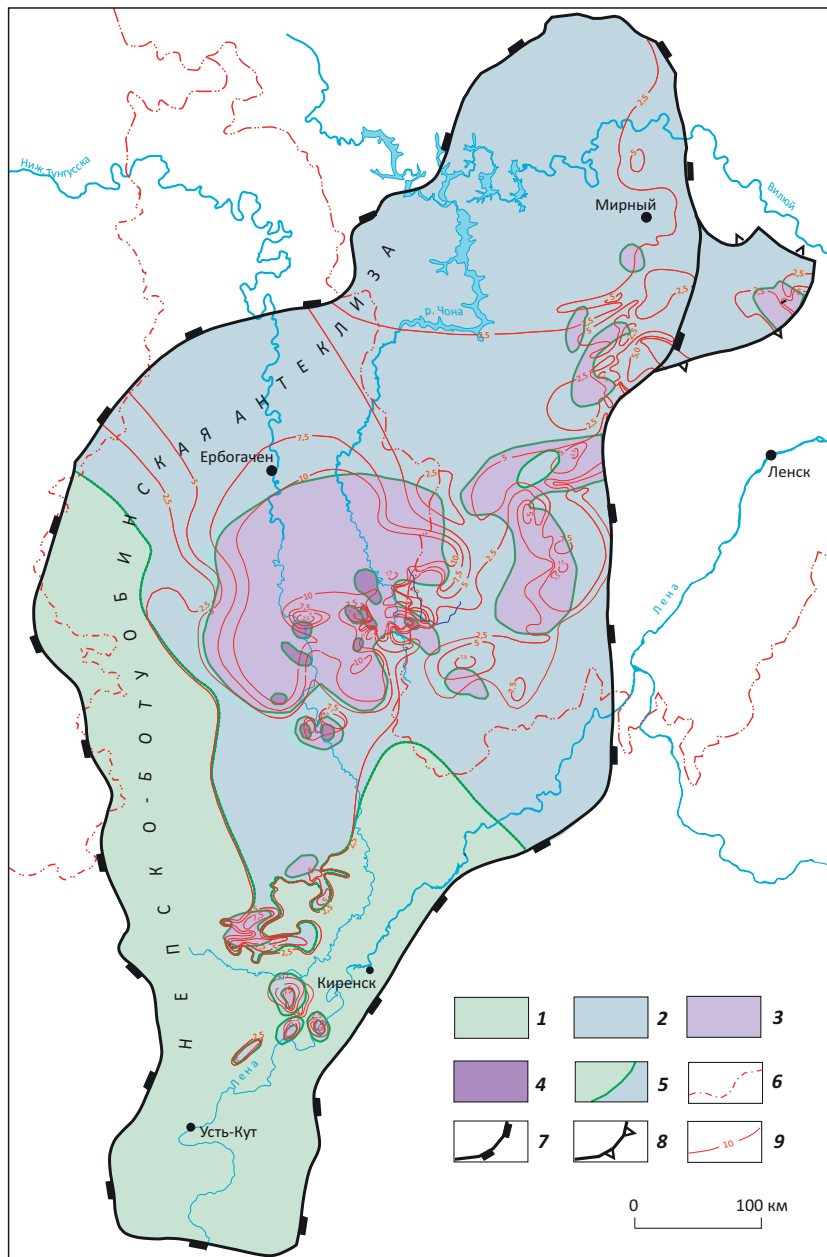
Толщины: H_f — глинистых доломитов, $H_{гор}$ — горизонта, H_a — ангидритистых доломитов, $H_{эф}$ — эффективных коллекторов

Dolomites (1–3): 1 — microphytolitic, 2 — bioclastic, 3 — chemogenic

Thickness of: H_f — argillaceous dolomite, $H_{гор}$ — horizon, H_a — anhydritic dolomite, $H_{эф}$ — net reservoir



Рис. 11. Карта фациальной зональности и эффективных толщин преобразенского пласта Непско-Ботубинской антеклизы
Fig. 11. Map of facies zonation and net thickness of Preobrazhensky layer, Nepsky-Botuobinsky Anteclyse



Области осадконакопления (1–4): 1 — приливно-отливные равнины (преимущественно хемогенные зоны), 2 — мелководный шельф (хемогенно-биоогенные зоны), 3 — внутршельфовые отмели (преимущественно биоогенные зоны), 4 — банки (биоогенные зоны); **границы (5–8):** 5 — фациальных зон, 6 — административные, 7 — Непско-Ботубинской антеклизы, 8 — Вилючанской седловины; 9 — изопахиты коллекторов преобразенского горизонта, м

Areas of sedimentation (1–4): 1 — tidal plains (mainly chemogenic zones), 2 — shallow-water shelf (chemogenic-biogenic zones), 3 — intra-shelf mudflats (mainly biogenic zones), 4 — banks (biogenic zones); **boundaries (5–8):** 5 — facies zones, 6 — administrative, 7 — Nepsky-Botuobinsky Anteclyse; 8 — Vilyuchansky saddle; 9 — isopachs of reservoirs of Preobrazhensky Horizon, m

(Б₁), балыхтинский (А₆), христофоровский (А₅), атовский (А₄), биркинский (А₃), бильчирские (А₂₋₄, А₂₋₃, А₂₋₂, А₂₋₁) и келорский (А₁).

Осинский продуктивный карбонатный пласт (Б₁)

Пласт Б₁ выделяется в объеме среднеусольской подсистемы и повсеместно распространен на территории рассматриваемого региона. Он однозначно

выделяется в разрезах скважин, поскольку подстилается и перекрывается галогенно-карбонатными породами. Толщина его изменяется от 20–30 до 140 м, обычно от 40 до 80 м. Наибольшие и наименьшие толщины пласта отмечаются на локальных участках. Первые из них обычно соответствуют рифоподобным постройкам, а вторые — участкам некомпенсированного прогибания [2].

Табл. 2. Обобщенная характеристика типов коллекторов, их толщин и фильтрационно-емкостных свойств осинского (Б₁), усть-кутских (Б₂₋₃, Б₄) и преображенского (Б₁₀) продуктивных карбонатных пластов

Tab. 2. Generalized characterization of reservoir types, their thickness, reservoir properties for Osinsky (B₁), Ust'-Kutsky (B₂₋₃ and B₄), and Preobrazhensky (B₁₀) pay carbonate beds

Пласт	Тип коллектора	Толщина коллектора, м	Пористость коллектора, %	Проницаемость коллектора $n \cdot 10^{-3}$ мкм ²
Б ₁	Каверно-поровый, поровый, трещинно-каверно-поровый	От 1–2 до 30, преимущественно от 3–5 до 15	От 7 до 25, преимущественно от 8 до 13	От 5 до 160, преимущественно от 3 до 20
Б ₃₋₄	Поровый, трещинно-поровый, трещинно-каверно-поровый	От 1–2 до 20, преимущественно от 2–3 до 10	От 7 до 20, преимущественно от 8 до 11	От 0,5 до 50, преимущественно от 0,5 до 10
Б ₅	Каверно-поровый, порово-трещинно-каверновый	От 1–2 до 15, преимущественно от 2–3 до 7	От 7 до 20, преимущественно от 7 до 14	От 0,5 до 30, преимущественно от 0,5 до 5
Б ₁₀	Поровый, порово-трещинный	От 2 до 120, преимущественно от 5–7 до 20	От 7 до 20, преимущественно от 8 до 12	От 0,25 до 30, преимущественно от 0,25 до 5

Литологический состав и строение пласта Б₁ весьма разнообразны. Во многих разрезах в его составе велика роль известняков водорослевых с прослоями органогенно-обломочных, оолито-онколитовых и хемогенных разностей.

Коллекторы пласта имеют локальное и зональное распространение. Они обычно приурочены к областям развития органогенных и рифоподобных образований, которых в наиболее изученных бурением Непско-Ботуобинской, Байкитской антеклиз и Катангской седловины выделено три: Чамбинско-Алтыбско-Мирнинская, Верхнетохомско-Катско-Пилудинская и Вельминско-Муторайская (рис. 12). Их толщина изменяется от нескольких до 35 м, обычно она составляет 5–10 м. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов варьируют в широких пределах. Их открытая пористость колеблется от 7 до 25 %, проницаемость — от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $160 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Промышленная нефтегазоносность осинского пласта доказана в основном на наиболее изученной бурением Непско-Ботуобинской антеклизе, где на 21 месторождении выявлены залежи нефти и газа. В основном они приурочены к Чамбинско-Алтыбско-Мирнинской и восточной части Верхнетохомско-Катско-Пилудинской области развития органогенных и рифоподобных образований.

Авторы статьи прогнозируют их распространение на территории Ангаро-Ленской ступени, где уже выявлена залежь УВ в осинском пласте на Атовском месторождении и получены притоки нефти и газа на Осинской, Парфеновской, Радуйской, Кутулинской, Большеразводнинской, Балыхтинской и других площадях проведения буровых работ. Кроме того, их распространение прогнозируется на территории Вельминско-Муторайской области развития органогенных и рифоподобных образований, расположенной на территории Байкитской антеклизы. Следовательно, территории Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени являются перспективными на поиски залежей нефти и газа

в осинском продуктивном пласте. Однако их выявление весьма затруднительно даже современными методами, поскольку они обычно приурочены к неантиклинальным ловушкам, содержащим вторичные коллекторы.

Балыхтинский продуктивный карбонатный пласт (А₆)

Балыхтинский пласт А₆ залегает в кровле усольского горизонта и повсеместно распространен на территории рассматриваемого региона. На большей части территории пласт представлен переслаиванием пластов доломитов и каменной соли. Лишь в северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы он сложен только карбонатными породами (см. рис. 2). Толщина пласта изменяется от 30 до 70 м, на большей части территории рассматриваемого региона — от 40 до 60 м.

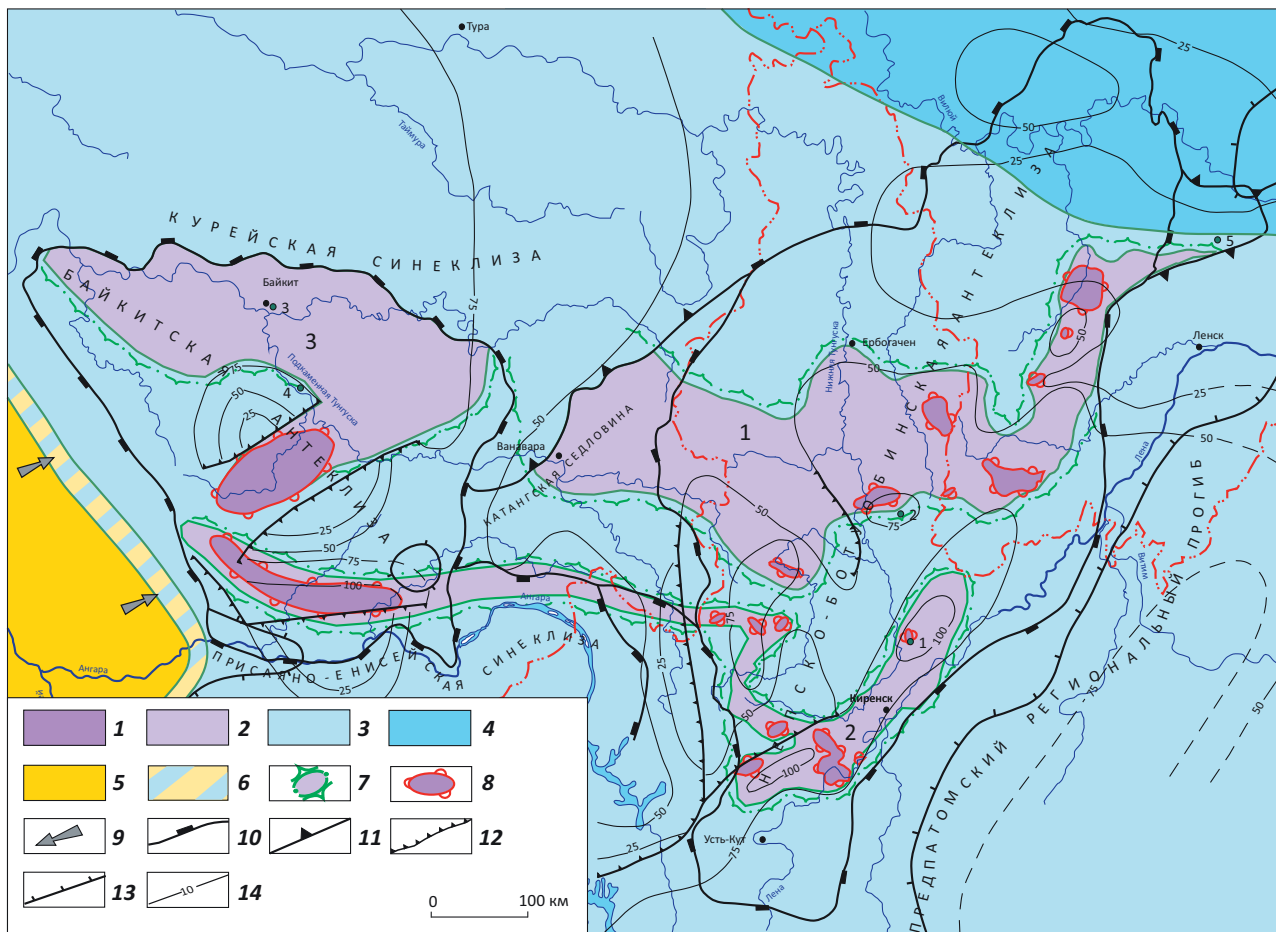
Промышленная продуктивность пласта выявлена лишь на Знаменском газовом месторождении, расположенном в центральной части Ангаро-Ленской ступени. Кроме того, в рассматриваемом пласте выявлены положительные признаки перспектив его нефтегазоносности при бурении скважин Кутулинская, Большеразводнинская, Тыптанская и Балыхтинская, расположенных в южной части Ангаро-Ленской ступени. В первой из них в рассматриваемом пласте выделен интервал поглощения бурового раствора, во второй — получен приток газа, в третьей — зафиксировано водопроявление, а в последней — получен приток газа и воды (рис. 13).

Христофоровский продуктивный карбонатный пласт (А₅)

Христофоровский пласт А₅, включающий низы бельской свиты и ее стратиграфические аналоги, также повсеместно распространен и однозначно выделяется на всей территории рассматриваемого региона. Представлен он известняками, доломитами и известняковыми доломитами. На некоторых участках Байкитской антеклизы в его составе присутствует пласт каменной соли толщиной 3–5 м.



Рис. 12. Литолого-палеогеографическая карта среднеусольского (осинского) времени северной части исследуемого региона
Fig. 12. Lithological and gross depositional environment map for Sredneusol'sky (Osinsky) time, the northern part of the study area



Море (1–4): 1 — очень мелкая часть шельфа (банки), 2 — очень мелкая часть шельфа (внутришельфовые отмели), 3 — мелкая часть шельфа, 4 — глубокая часть шельфа; 5 — суша с выровненным рельефом; 6 — прибрежные равнины, временно заливавшиеся морем; 7 — области развития рифоподобных образований; 8 — рифоподобные и органогенные постройки; 9 — направление сноса терригенного материала; **контуры пликативных структур (10–13):** 10 — надпорядковых (антеклиз, синеклиз), 11 — седловин, 12 — бортов некомпенсированных прогибов, 13 — современного сплошного распространения отложений; 14 — изопахиты, м.

Области развития органогенных и рифоподобных образований: 1 — Чамбинско-Алтыбско-Мирнинская, 2 — Верхнетохомско-Катско-Пилюдинская, 3 — Вельминско-Муторайская

Sea (1–4): 1 — shallowest part of shelf (bench lands), 2 — shallowest part of shelf (intra-shelf mudflats), 3 — shallow part of shelf, 4 — deep part of shelf; 5 — onshore part with flattened landforms; 6 — coastal plains temporarily flooded by sea; 7 — areas of reef-type structures development; 8 — reef-type and organic buildups; 9 — direction of terrigenous material transportation; **outlines of plicative structures (10–13):** 10 — super-order (anteclises, synclises), 11 — saddles, 12 — flanks of uncompensated troughs, 13 — modern continuous occurrence of sediments; 14 — isopachs, m.

Areas of organic and reef-type structures development: 1 — Chambinsky-Altybysky-Mirninsky, 2 — Verkhnetokhomy-Katsky-Pilyudinsky, 3 — Vel'minsky-Mutoraisky

Толщина христофоровского пласта изменяется от 60 до 100–110 м, на большей части территории региона — 80–100 м (см. рис. 2).

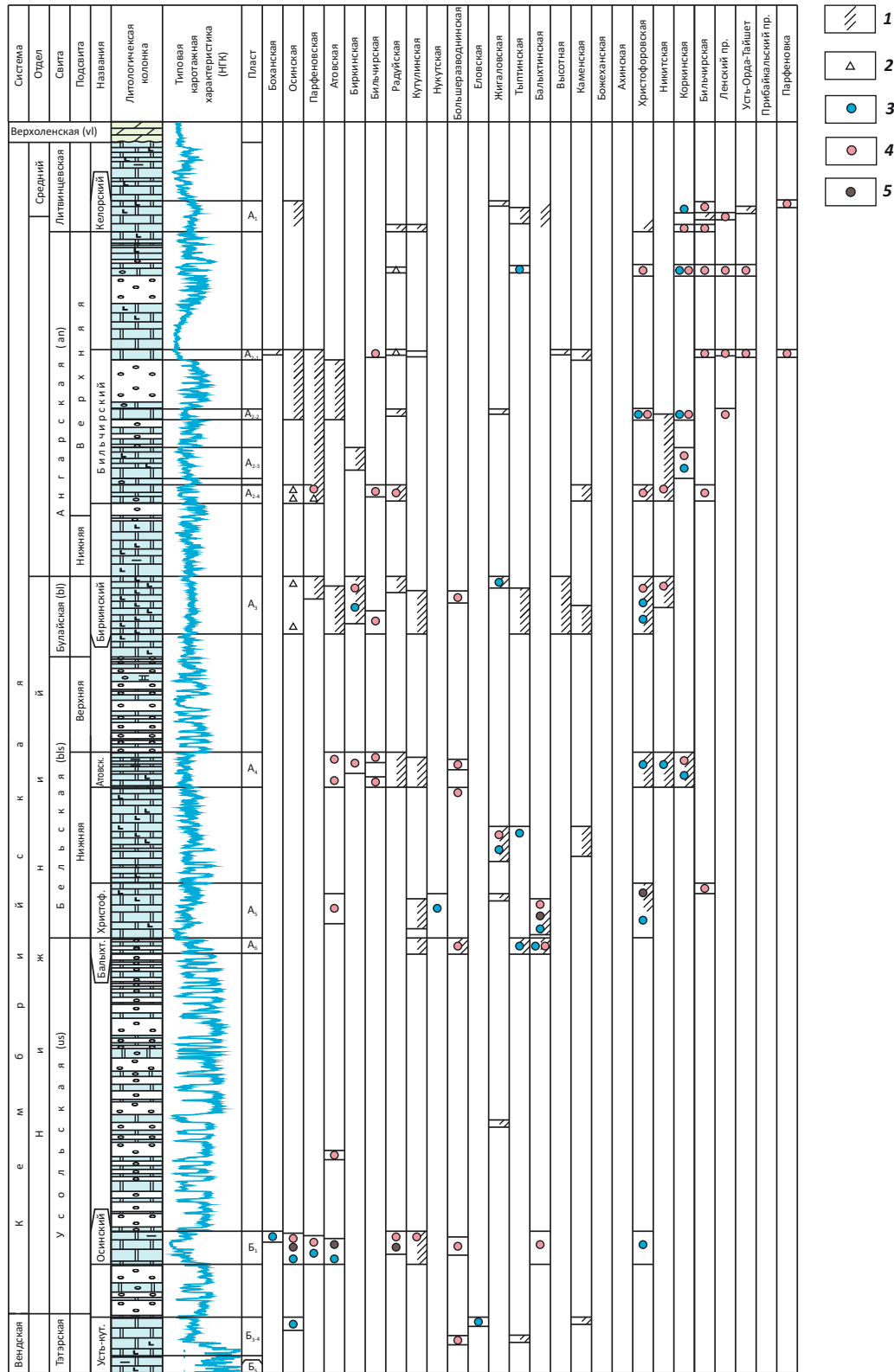
Промышленная продуктивность пласта, как и вышеописанного, выявлена только на Знаменском месторождении, где обнаружена также газовая залежь. Выполненные буровые работы свидетельствуют о том, что христофоровский пласт обладает определенными перспективами нефтегазоносности и на других участках исследуемого региона. Об этом свидетельствуют результаты бурения на Атов-

ской, Кутулинской, Нукутской, Жигаловской, Балыхтинской, Христофоровской и Бильчирской площадях, в пределах которых зафиксированы прямые признаки перспектив нефтегазоносности этого пласта (притоки нефти, газа и пластовой воды (см. рис. 13).

Атовский продуктивный пласт (А₄)

Атовский пласт А₄ включает верхнюю часть отложений нижнебельской подсвиты и ее возрастные аналоги, повсеместно распространенные на всей

Рис. 13. Схема распределений и испытаний продуктивных пластов венд-кембрийского галогенно-карбонатного комплекса
Fig. 13. Scheme of distribution and testing of pay beds of Vendian-Cambrianhalogenic-carbonate sequence



1 — интервалы поглощения бурового раствора; 2 — признаки запаха нефти; 3 — водопроявления; приток (4, 5): 4 — газа, 5 — нефти.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

1 — mud loss intervals; 2 — oil odor; 3 — water kicks; inflow (4, 5): 4 — gas inflow, 5 — oil inflow.
 For other Legend items see Fig. 2

территории рассматриваемого региона. Сложен он известняками, известковыми доломитами, доломитами, в нижней части разреза местами глинистыми. В его кровле среди отмеченных разностей пород встречаются доломиты ангидритистые и доломитоангидриты. Толщина пласта изменяется от 70 до 90 м.

Промышленная нефтегазоносность пласта выявлена на крайнем востоке Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского регионального прогиба, а также в центральной части Ангаро-Ленской ступени и на севере Присаяно-Енисейской синеклизы, в пределах соответственно Сюльдюкарского нефтяного и Мухтинского, Атовского и Берябинского газовых месторождений. Кроме того, при бурении скважин в южной части Ангаро-Ленской ступени получены притоки газа на Атовской, Биркинской, Бильчирской, Большеразводнинской, Коркинской, а пластовой воды — на Христофоровской, Никитской площадях.

Биркинский продуктивный пласт (A_3)

Биркинский пласт A_3 включает среднюю и верхнюю часть разреза булайской свиты и отложения биркинской свиты. Он повсеместно распространен на территории региона, его толщина изменяется от 40–50 до 100 м, на большей части территории региона — от 60 до 80 м. Сложен он в основном доломитами, участками органогенными и глинистыми, которые по разрезу постепенно замещаются известняками.

Промышленная нефтегазоносность пласта выявлена на крайнем северо-востоке Предпатомского регионального прогиба и в центральной части Ангаро-Ленской ступени, где обнаружены соответственно газовые залежи УВ на Кэдэргинском и Тутурском месторождений. Косвенные признаки также указывают на то, что этот пласт обладает определенными перспективами нефтегазоносности. Об этом свидетельствуют притоки газа и воды из него при бурении скважин Биркинская, Бильчирская, Большеразводнинская, Христофоровская и Никитская, пробуренных в южной части Ангаро-Ленской ступени.

Бильчирский продуктивный горизонт (пласты: A_{2-4} , A_{2-3} , A_{2-2} , A_{2-1})

Бильчирский продуктивный горизонт в целом и содержащиеся в нем пласты прослеживаются только в галогенно-карбонатных разрезах ангарской и чарской свит. Этот тип разреза распространен только на территории Ангаро-Ленской ступени и отдельных наиболее погруженных участках Непско-Ботуобинской, Байкитской антеклиз и Предпатомского прогиба. На приподнятых участках отмеченных структур соли верхней части кембрийского галогенно-карбонатного комплекса выщелочены поверхностными водами [2] (см. рис. 3). Поэтому выделить вышеотмеченные пласты на их территориях не представляется возможным.

Пласт A_{2-4} залегает в подошве бильчирского горизонта, где четко прослеживается лишь в южной части Анагаро-Ленской ступени и в юго-западной и северо-восточной частях Непско-Ботуобинской антеклизы. Толщина его обычно составляет 20–30 м. Состав его карбонатный (см. рис. 2). Он, как и нижезалегавший биркинский пласт, обладает определенными перспективами нефтегазоносности. В процессе бурения скважин Парфеновская, Бильчирская, Христофоровская, Радуйская, Никитская и др. в Ангаро-Ленской ступени из него получены притоки газа.

Пласт A_{2-3} залегает несколько выше по разрезу относительно рассмотренного, отделяясь от него обычно пачкой галогенно-карбонатных пород толщиной от 20–30 до 50 м. Толщина его изменяется от 30–40 до 60 м. Сложен он карбонатными породами, участками засоленными и ангидритизированными. Он также обладает перспективами нефтегазоносности, поскольку из него получен приток газа при бурении скв. Коркинская.

Пласт A_{2-2} залегает в основании верхней половины бильчирского горизонта и простирается в вышеотмеченных участках рассматриваемого региона. Толщина его обычно изменяется от 30 до 40 м. Сложен он, как и вышеописанный, доломитами, участками засоленными и ангидритизированными. Тем не менее при бурении скважин Христофоровская, Коркинская и др. из него получены притоки газа.

Пласт A_{2-1} включает верхнюю часть разреза бильчирского горизонта и распространен в тех же участках региона, как и вышеописанные пласты. Толщина его также изменяется от 20 до 80 м. Представлен пласт доломитами участками засоленными и ангидритизированными. Из него также получены притоки газа при бурении глубокой скв. Бильчирская и нескольких колонковых.

Промышленная продуктивность бильчирского горизонта в целом выявлена только на Мухтинском газовом месторождении, расположенном в северо-восточной части Предпатомского регионального прогиба.

Келорский продуктивный пласт (A_1)

Келорский пласт A_1 залегает в основании литвинцевской, ичерской свит и распространен на территории Ангаро-Ленской ступени и большей части Непско-Ботуобинской антеклизы (см. рис. 2). Толщина его изменяется от 50–60 до 70 м, сложен он карбонатными породами, местами с прослоями каменной соли. Он обладает определенными перспективами нефтегазоносности, поскольку при проведении буровых работ в этом пласте выявлена газовая залежь на Кэдэргинском месторождении и в скважинах Коркинская, Бильчирская, Парфеновская и Прибайкальская из него получены притоки газа и пластовой воды.

Заключение

Итоги выполненной детальной корреляции на уровне пачек циклического строения с использованием литостратиграфического и циклостратиграфического методов свидетельствуют о том, что почти все продуктивные карбонатные пласты четко прослеживаются на территории исследуемого региона. Исключение составляют лишь пласты B_{12} , B_{11} и A_{2-4} – A_{2-1} . Первый из них (чайкинский) распространен в пограничных участках Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского регионального прогиба; второй (ербогаченский) — только в северной части Непского свода и остальные — на территории Ангаро-Ленской ступени и в наиболее погруженных участках Непско-Ботуобинской, Байкитской антеклиз и Предпатомского регионального прогиба.

Строение и состав карбонатных продуктивных пластов исследуемого региона весьма разнообразны, поскольку обусловлены не только условиями их образования, но и, в значительной мере, проявлениями последующих вторичных процессов перекристаллизации, выщелачивания, доломитизации и засоления. Породы пластов обычно субгоризонтально-линейно-линзовидно-волнистые, реже наклонно-косослоистые до массивных. Слоистость пород обусловлена их неоднородной перекристаллизацией и глинизацией, распределением ангидрита и битума, а также стилолитовыми и сутуровидными образованиями. Сложены пласты доломитами, ангидритами, известняками и их переходными разностями. В балыхтинском (A_6) и бильчирских пластах (A_{2-4} – A_{2-1}) среди доломитов присутствуют прослои каменной соли. Соотношение отмеченных разностей пород и их стратиграфическое положение в разрезах пластов разное. Среди отмеченных литотипов основными породообразующими являются доломиты, известняки. В их составе обычно выделяется три основных генетических типа: органогенные (микрофитоликовые), хемогенные и органогенно-обломочные, соотношение которых, как и литотипов, в разрезах карбонатных пластов разное. Наиболее широко развиты поровые и каверно-поровые коллекторы, обычно приуроченные к органогенным и органогенно-обломочным типам коллекторов.

Толщины продуктивных пластов в целом выдержаны на территории рассматриваемого региона. В зависимости от их значений выделяется три категории продуктивных пластов: I — с высокими (от 30–40 до 100–140 м), II — со средними (от 20–30 до 50–70 м) и III — низкими их значениями (от 8–10 до 20–30 м). К I категории относятся: осинский (B_1), христофоровский (A_5), атовский (A_4) и биркинский (A_3); ко II категории: усть-кутские (B_{3-4}), балыхтинский (A_6) и келорский (A_1); к III категории: чайкинский (B_{12}), ербогаченский (B_{11}), преображенский (B_{10}), усть-кутский (B_5) и пласты A_{2-4} , A_{2-3} , A_{2-2} , A_{2-1} .

В результате выполненных нефтегазопоско-вых работ в венд-кембрийских карбонатных, кем-

брийских галогенно-карбонатных отложениях на территории рассматриваемого региона выявлено 90 залежей УВ на 42 месторождениях. Из них нефтяных — 41 (45,6 %), нефтегазовых и газонефтяных — 24 (26,6 %) и газовых и газоконденсатных — 25 (27,8 %). В подсолевом карбонатном комплексе (пласты B_{12-11} , B_{5-3}) выявлено 58 (64,4 %) залежей, а в вышезалегающем галогенно-карбонатном комплексе — 32 (35,6 %).

Вышерассмотренные залежи УВ по величине запасов подразделяются на крупные, средние и мелкие. Их число соответственно равно: 11 (12,2 %), 12 (13,3 %) и 67 (74,5 %). Крупные залежи выделены на следующих месторождениях: Верхнечонском, им. Савостьянова, им. Лисовского (пласт B_{10}); Верхневилючанском, Дулисьминском, Санарском, Северо-Даниловском, Верхнеичерском (пласты B_{3-5}); Верхнечонском, Талаканском, Северо-Талаканском и им. В.Б. Мазура (пласт B_1).

Результаты комплексных исследований карбонатных пластов венд-кембрийских отложений рассматриваемого региона позволили авторам статьи выделить следующие первоочередные объекты по подготовке запасов УВ-сырья на территории распространения наиболее перспективных карбонатных пластов B_{10} , B_{3-5} и B_1 .

Пласт B_{10} (преображенский) наиболее изучен бурением на территории Непско-Ботуобинской антеклизы. В приподнятой ее части, на Непском своде и смежных с ним участках, этот пласт характеризуется органогенным составом и достаточно выдержанными по площади наибольшими нефтенасыщенными толщинами коллекторов, обладающих высокими фильтрационно-емкостными свойствами. На этом объекте в не изученных бурением участках могут быть подготовлены значительные объемы УВ-сырья.

Пласты B_{3-5} наиболее изучены бурением на территории Непско-Ботуобинской антеклизы. В ее пределах выявлена их региональная нефтегазоносность. Наименее изученные участки антеклизы могут быть объектами проведения нефтегазопоско-вских работ.

Для пласта B_1 (осинский) характерно локальное и зональное распространение коллекторов, которые обычно приурочены к областям развития органогенных и рифоподобных образований. Подобных областей на территории рассматриваемого региона выделено три: Чамбинско-Алтыбско-Мирнинская, Верхнетохомско-Катско-Пилюдинская и Вельминско-Муторайская. Они прогнозируются в качестве первоочередных объектов подготовки запасов нефти.

Литература

1. Шемин Г.Г. Циклостратиграфия венда и нижнего кембрия, центральных районов Лено-Тунгусской провинции // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1991. – С. 10–22.
2. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с.
3. Шемин Г.Г., Терлеев А.А., Постников А.А., Токарев Д.А., Кочнев Б.Б. Особенности строения разреза вендско-нижнекембрийских отложений Сибирской платформы, вскрытых Чайкинской параметрической скважиной // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 4. – С. 21–29.
4. Гурова Т.И., Степанова М.В., Чернова Л.С. Литолого-палеонтологическая характеристика кембрийских карбонатных толщ Непско-Ботубинского района // Стратиграфия и фации осадочных бассейнов Сибири : сб. науч. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС. – С. 25–35.
5. Шашин С.Г., Комаров И.Н., Одинцова Т.В., Курьева Л.М. Породы-коллекторы подсолевых карбонатных отложений западной части Непско-Ботубинской НГО и их битуминозность // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы : сб. науч. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1991. – С. 106–113.
6. Гущина Н.Е., Потлова М.М., Чернова Л.С. Литолого-палеонтологическая характеристика кембрийских карбонатных толщ Непско-Ботубинского района // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы : сб. науч. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1991. – С. 99–106.
7. Брылкин Ю.Л., Ващенко В.А., Гущина Н.Е. Опорный разрез преобразованного горизонта // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы : сб. науч. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1991. – С. 59–66.
8. Шемин Г.Г. Ереминско-Чонское скопление нефти в преобразованном резервуаре — крупнейший объект по подготовке запасов и добыче углеводородного сырья в Восточной Сибири. – Новосибирск : СО РАН, 2011. – 122 с.
9. Шемин Г.Г. Комплексное обоснование Ереминско-Чонского нефтегазоконденсатного месторождения — крупнейшего объекта по подготовке запасов и добыче нефти и газа в Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 61–84. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-61-84.
10. Шемин Г.Г., Чернова Л.С., Потлова М.М., Ващенко В.А., Дорогиницкая Л.М., Ларичев А.И. Опорный разрез преобразованного продуктивного горизонта венд-нижнекембрийского карбонатного комплекса // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 2. – С. 226–236.
11. Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. – М. : Недра, 1988. – 201 с.

References

1. Shemin G.G. Tsiklostratigrafiya vendi i nizhnego kembriya, tsentral'nykh raionov Leno-Tungusskoi provintsii [Cyclostratigraphy of Vendian and Cambrian series in central regions of Lena-Tungusky Petroleum Province]. In: Stroeniya i neftegazonosnost' karbonatnykh rezervuarov Sibirskoi platform. Novosibirsk: SNIIGGiMS; 1991. pp. 10–22. In Russ.
2. Shemin G.G. Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti vendi i nizhnego kembriya tsentral'nykh raionov Sibirskoi platformy (Nepsko-Botuobinskaya, Baikitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina) [Geology and petroleum potential of Vendian and Lower Cambrian of the central Siberian Platform regions (Nepsky-Botuobinsky, Baikitsky anteklises, and Katangsky saddle)]. Novosibirsk: SO RAN; 2007. 467 p. In Russ.
3. Shemin G.G., Terleev A.A., Postnikov A.A., Tokarev D.A., Kochnev B.B. Structure features of the vendian — lower cambrian section on the Siberian platform, intersected by Chaikinskaya 279 parametrical well. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*, 2011(4):21–29. In Russ.
4. Gurova T.I., Stepanova M.V., Chernova L.S. Litologo-paleontologicheskaya kharakteristika kembriiskikh karbonatnykh tolshch Nepsko-Botuobinskogo raiona [Lithological and paleontological description of Cambrian carbonate series in Nepsky-Botuobinsky region]. In: Stratigrafiya i fatsii osadochnykh basseinov Sibiri. Novosibirsk : SNIIGGiMS; pp. 25–35. In Russ.
5. Shashin S.G., Komarov I.N., Odintsova T.V., Kuryeva L.M. Porody-kollektory podsolevykh karbonatnykh otlozhenii zapadnoi chasti Nepsko-Botuobinskoi NGO i ikh bituminoznost' [Western part of Nepsky-Botuobinsky Petroleum Area: reservoir rocks of subsalt carbonate deposits and their bituminosity]. In: Stroeniya i neftegazonosnost' karbonatnykh rezervuarov Sibirskoi platform. Novosibirsk: SNIIGGiMS; 1991. pp. 106–113. In Russ.
6. Gushchina N.E., Potlova M.M., Chernova L.S. Litologo-paleontologicheskaya kharakteristika kembriiskikh karbonatnykh tolshch Nepsko-Botuobinskogo raiona [Lithological and paleontological description of Cambrian carbonate series in Nepsky-Botuobinsky region]. In: Stroeniya i neftegazonosnost' karbonatnykh rezervuarov Sibirskoi platform. Novosibirsk : SNIIGGiMS; 1991. pp. 99–106. In Russ.
7. Brylkin Yu.L., Vashchenko V.A., Gushchina N.E. Oporniy razrez preobrazhenskogo gorizonta [Standard column of Preobrazhensky Horizon]. In: Stroeniya i neftegazonosnost' karbonatnykh rezervuarov Sibirskoi platform. Novosibirsk: SNIIGGiMS; 1991. pp. 59–66. In Russ.
8. Shemin G.G. Ereminsky-Chonskoe skoplenie nefte v preobrazhenskom rezervuare — krupneishii ob'ekt po podgotovke zapasov i dobyche uglevodorodnogo syr'ya v Vostochnoi Sibiri [Ereminsky-Chonsky oil accumulation in the Preobrazhensky reservoir: the largest East Siberian object for hydrocarbon reserves preparation and production]. Novosibirsk: SO RAN; 2011. 122 p. In Russ.
9. Shemin G.G. Integrated substantiation of Ereminsky-Chonsky oil and gas condensate field — largest object for oil and gas reserves preparation and production in Nepsky-Botuobinsky Petroleum Region (Eastern Siberia). *Geologiya nefte i gaza*. 2022;(1):61–84. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-61-84. In Russ.
10. Shemin G.G., Chernova L.S., Potlova M.M., Vashchenko V.A., Doroginskaya L.M., Larichev A.I. Key section of the preobrazhenka productive horizon in the Vendian-Lower Cambrian carbonate complex. *Russian Geology and Geophysics*. 2012;53(2):226–236. In Russ.
11. Il'in V.D., Fortunatova N.K. Metody prognozirovaniya i poiskov neftegazonosnykh rifovykh kompleksov [Oil and gas bearing reef sequences: methods of prediction and prospecting]. Moscow: Nedra; 1988. 201 p. In Russ.

Информация об авторах

Шемин Георгий Георгиевич

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Академика Коптюга, д. 3
e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0001-6579-3425

Вахромеев Андрей Гелиевич

Доктор геолого-минералогических наук,
заведующий лабораторией
ФГБУН «Институт земной коры СО РАН»,
664033 Иркутск, ул. Лермонтова, д. 128
e-mail: evakhromeevag@rn-burenie.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-0712-6568

Смирнов Олег Аркадьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный геолог
ООО «ИНГЕОСЕРВИС»,
625019 ул. Республики, 211, Тюмень, Россия
e-mail: smirnov.oa@gmail.com
Scopus: 56400448200

Смирнов Александр Сергеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник центра
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
625000 Тюмень, ул. Старый Тобольский тракт 5 км, д. 6
e-mail: smirnovas@vniigaz.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0001-6837-199X
Scopus: 56401458700

Моисеев Сергей Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,
Ведущий научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Академика Коптюга, д. 3
e-mail: moiseevsa@ipgg.sbras.ru
Scopus: 36922668300

Глазырин Павел Андреевич

Бакалавр
ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный
исследовательский государственный университет»,
630090 Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2
e-mail: glazyrinpa@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0001-8514-6516

Деев Евгений Викторович

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Академика Коптюга, д. 3
e-mail: deev@ngs.ru
ORCID ID: 0000-0002-8300-6736

Information about authors

Georgii G. Shemin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, pr. Akademika Koptuyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0001-6579-3425

Andrey G. Vakhromeev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
Institute of the Earth's Crust SB RAS,
128, ul. Lermontova, Irkutsk, 664033, Russia
e-mail: evakhromeevag@rn-burenie.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-0712-6568

Oleg A. Smirnov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Geologist
LLC INGEOSERVICE
211 ul. Republic, Tyumen, 625019, Russia
e-mail: smirnov.oa@gmail.com
Scopus: 56400448200

Aleksandr S. Smirnov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of the center
LLC Gazprom VNIIGAZ,
6, ul. Staryi Tobol'skii trakt 5 km, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: smirnovas@vniigaz.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0001-6837-199X
Scopus: 56401458700

Sergei A. Moiseev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
3, pr. Akademika Koptuyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: moiseevsa@ipgg.sbras.ru
Scopus: 36922668300

Pavel A. Glazyrin

Bachelor of Science
Novosibirsk
State University,
2, ul. Pirogova, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: glazyrinpa@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0001-8514-6516

Evgeny V. Deev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prosp. Akademika Koptuyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: deev@ngs.ru
ORCID ID: 0000-0002-8300-6736

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

КАЛЕНДАРЬ 2024

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



<p>1-6 апреля 2024 / Сочи</p>	<p>13-я Международная научно-практическая конференция Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов.</p>
<p>3-8 июня 2024 / Сочи</p>	<p>12-я Международная научно-практическая конференция Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы.</p>
<p>23-28 сентября 2024 / Сочи</p>	<p>19-я Международная научно-практическая конференция Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин. Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов.</p>
<p>21-26 октября 2024 / Сочи</p>	<p>Международная научно-практическая конференция Инженерные изыскания. Современные технологии и перспективы развития.</p>




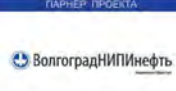
В рамках конференций пройдут рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественные фуршеты в честь открытия конференций, спортивные соревнования и экскурсионная программа.




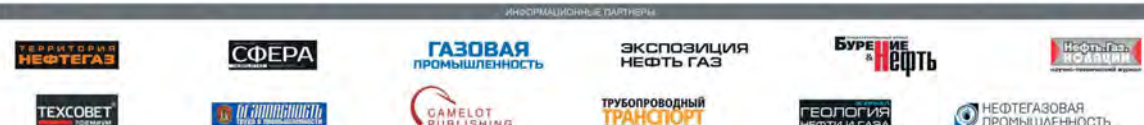
В случае введения ограничительных мер на проведение массовых мероприятий в связи с пандемией коронавируса место и время проведения может быть изменено.



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА: 

ПАРТНЕР ПРОЕКТА: 

ОРГАНИЗАТОР ПРОЕКТА: 

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ: 

УДК 553.983

DOI 10.47148/0016-7894-2023-6-67-79

Нефтегазогеологическое районирование куонамской формации отложений ниже-среднекембрийского возраста Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

© 2023 г. | Д.А. Горлов, С.П. Левшунова, Д.В. Рот, С.Ф. Мигурский

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; gorlov@vnigni.ru; lev@vnigni.ru; s.migurskij@vnigni.ru; root_dv@vnigni.ru

Поступила 02.10.2023 г.

Доработана 12.10.2023 г.

Принята к печати 15.10.2023 г.

Ключевые слова: куонамская формация; Сибирская платформа; карбонатно-сланцевая битуминозная формация; иниканская свита; кембрий; оценка ресурсов; нефтегазогеологическое районирование.

Аннотация: В геологической истории Земли неоднократно возникали условия для концентрации в морских осадках аномально высоких содержаний органического вещества. Проблема изучения таких образований весьма актуальна, так как они часто содержат сланцевую нефть. В настоящее время высокие перспективы в отношении запасов сланцевой нефти и газа связывают с различными по возрасту толщами горных пород. В пределах Сибирской платформы наиболее высокие концентрации органического вещества накапливались в куонамской битуминозной глинисто-кремнисто-карбонатной формации конца раннего – начала среднего кембрия. В статье рассмотрены материалы, полученные в ходе изучения естественных обнажений куонамской формации Восточной Сибири, а также на основе накопленных данных по геофизической, геохимической и петрофизической изученности отложений. По результатам проведения диагностики генетических типов отложений выполнено структурно-фациальное районирование территории в зоне распространения куонамской и иниканской свит и на прилегающих площадях, что позволило определить в изучаемых отложениях три основные структурно-фациальные зоны и оценить ресурсный потенциал по впервые выделенным расчетным участкам и нефтегазогеологическим областям Лено-Тунгусской провинции в целом. Выделены зоны с максимальной плотностью начальных ресурсов для проведения первоочередных геолого-разведочных работ. Максимальные значения плотностей ресурсов прогнозируются в пределах Анабарской, Вилюйской и Северо-Алданской нефтегазоносных областей.

Для цитирования: Горлов Д.А., Левшунова С.П., Рот Д.В., Мигурский С.Ф. Нефтегазогеологическое районирование куонамской формации отложений ниже-среднекембрийского возраста Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 67–79. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-67-79.

Geopetroleum zoning of Lower-Middle Cambrian Kuonamsky Formation in Lena-Tungusky Petroleum Province

© 2023 | D.A. Gorlov, S.P. Levshunova, D.V. Root, S.F. Migurskii

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; gorlov@vnigni.ru; lev@vnigni.ru; s.migurskij@vnigni.ru; root_dv@vnigni.ru

Received 02.10.2023

Revised 12.10.2023

Accepted for publication 15.10.2023

Key words: Kuonamsky Formation; Siberian Platform; shaly-carbonate bituminous formation; Inikansky Formation; Cambrian; resource assessment; geopetroleum zoning.

Abstract: During geological history of the Earth, settings for concentration of abnormally high amount of Organic Matter in marine sediments have repeatedly arisen. These formations often contain shale oil, so the problem of studying them is highly relevant. Great expectations in terms of shale oil and gas resources are currently pinned on rocks sequences of different age. Time of formation of the largest Organic Matter concentrations within the Siberian Platform is the Kuonamsky bituminous argillaceous-siliceous-carbonate formation (end of Early — beginning of Middle Cambrian). The authors discuss materials obtained during the course of studies of Kuonamsky Fm natural exposures in Eastern Siberia, as well as the collected data on geophysical, geochemical, and petrophysical surveys and studies of these deposits. Based on the results of the deposits' genetic type diagnostics, structural and facies zoning of the area in the zone of Kuonamsky and Inikansky formations occurrence and in its neighbourhood was carried out. This work allowed determining three main structural and facies zones in the deposits under the question, and evaluating natural resource potential in the calculation areas identified for the first time, as well as in geopetroleum regions of the Lena-Tungusky Petroleum Province as a whole. Zones with maximum density of initial resources are delineated; they are recommended for priority geological exploration. Maximum values of resource density are predicted within the Anabarsky, Vilyuisky, and North Aldansky oil and gas bearing areas.

For citation: Gorlov D.A., Levshunova S.P., Root D.V., Migurskii S.F. Geopetroleum zoning of Lower-Middle Cambrian Kuonamsky Formation in Lena-Tungusky Petroleum Province. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(6):67–79. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-67-79. In Russ.

Введение

В северной и восточной частях Сибирской платформы достаточно широко распространены высокоуглеродистые глинисто-кремнисто-карбонатные сланцевые отложения куонамской свиты ранне-среднекембрийского возраста. По содержанию ОВ эта свита сравнима с такими нефтепроизводящими толщами, как породы доманикового типа верхнего девона Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. История изучения обогащенного ОВ куонамского комплекса отложений нижнего и среднего кембрия насчитывает более 80 лет. Детальные и длительные исследования литологии, стратиграфии и органической геохимии проводились многочисленными научно-исследовательскими организациями: Якутским и Красноярским геологическими управлениями, НИИ геологии Арктики, институтами Министерства геологии и Академии наук СССР — ВСЕГЕИ, СНИИГТиМС, ГИН, ВНИГРИ, ПИН, ВНИГНИ, Институтом геологии и геофизики СО АН СССР и др. Труды сотрудников этих организаций позволили накопить и проанализировать большой объем фактического материала, опубликованного в статьях и монографиях [1, 2].

Отложения куонамской, иниканской и шумнинской свит распространены в пределах Северо-Тунгусской, Сюгджерской, Анабарской, Западно-Вилойской, Алдано-Майской, частично Северо-Алданской и Предверхожанской нефтегазоносных областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, протягивающейся более, чем на 2500 км от Игарского района на северо-западе (шумнинская свита) через современное Прианабарье и бассейн р. Оленек (куонамская свита) до Алданского щита на юго-востоке Сибирской платформы (иниканская свита).

Породы куонамской свиты и ее аналоги охарактеризованы крайне неравномерно, вскрыты в пределах Анабарской антеклизы, в скважинах Сохолохская-706, Айхальская-708, Северо-Линденская-1, Мархино-Андоиская-3231, Эйикская-3430, Дьяпальская-1, Ханнинская-3220, на территории Курейской синеклизы, в разрезе параметрической скв. Чиридинская-1, а также изучены в естественных обнажениях в бассейнах рек Б. Куонамка, М. Куонамка, Арга-Сала и т. д., в том числе рядом с неглубокими колонковыми скважинами. Отложения иниканской свиты вскрыты на востоке Алданской антеклизы, в скважинах Мокуйская-1, Хочомская-1, Баппагайская-1, Уордахская-1. Но при бурении данных скважин практически отсутствовал отбор керн иниканской свиты. Исключение представляет скв. Усть-Майская-366, из которой поднято 8 м керн из иниканской свиты. Отложения иниканской свиты изучены в естественных обнажениях в бассейнах рек Юдома, Мая и др. Отложения шумнинской свиты установлены в разрезах рек Кулюмбэ, Брус и Сухариха и в скважинах в районе Норильска и Игарки, где мощность их колеблется от 30 до 150 м.

Указанная информация по изученности рассматриваемых отложений показана на рис. 1. Здесь также приведены результаты выполненного авторами статьи структурно-фациального районирования.

Проведенные авторами статьи работы по сбору, упорядочиванию, оцифровке и анализу данных (104 скважины с различным комплексом ГИС) и изучению естественных обнажений куонамской свиты и ее возрастных аналогов (40 обнажений) позволили выполнить литофизическую дифференциацию по разрезу и площади Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Породы куонамской и иниканской свит отличаются крайне неоднородным и смешанным составом и представлены переслаиванием темно-коричневых до черных, листоватых высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород, органогенных и кремнистых известняков и прослоев кремней. В переслаивании преобладают карбонатно-кремнистые породы. Особенностью данных отложений является повсеместная обогащенность их ОВ, коричневые и черные тона окраски, резко отличающие породы куонамского комплекса от перекрывающих и подстилающих толщ. Количество ОВ на породу колеблется от десятых долей до 30–35 %.

На всей площади своего распространения куонамская свита и ее стратиграфические и фациальные аналоги согласно надстраивают глинисто-карбонатную пестроцветную толщу, выделенную на северо-востоке как еркекетская и эмяксинская свиты, а на юго-востоке — как пестроцветная свита. Перекрывается комплекс терригенно-глинисто-карбонатными отложениями оленекской и маяктахской свит на севере Юдомо-Оленекского региона, на юго-востоке — чайской и усть-майской свитами [3].

Структурно-фациальное районирование

Авторами статьи впервые проведена диагностика генетических типов отложений по результатам изучения керн и интерпретации ГИС, построена схема корреляции скважин в зоне распространения куонамской и иниканской свит и на прилегающих площадях. Анализ толщин, строения и распространения потенциально продуктивного горизонта позволил выделить в изучаемых отложениях три основные структурно-фациальные зоны (рис. 2).

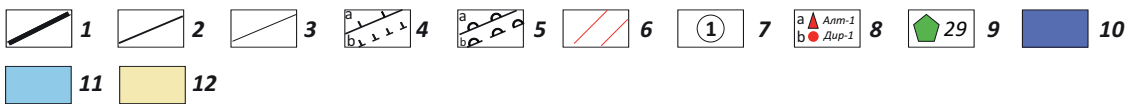
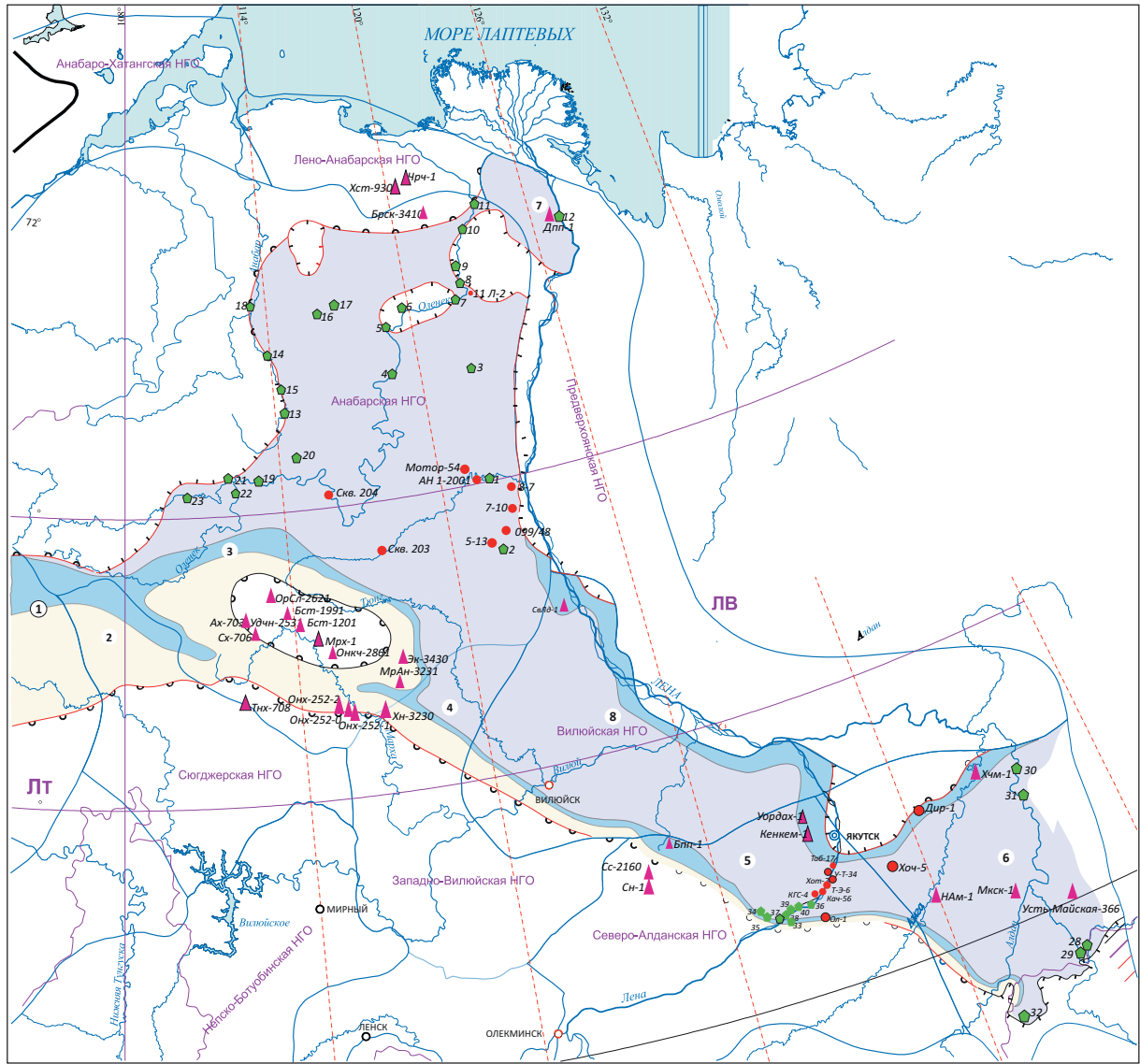
Основными критериями для проведения районирования ниже-среднекембрийских отложений куонамской свиты и ее аналогов являются границы распространения отложений, степень преобразованности и объем ОВ, строение разрезов, их толщины и глубины залегания.

На практике разделение на зоны куонамской формации было выполнено по двум основным критериям:

– общей толщине куонамской свиты и ее аналогов;

Рис. 1. Карта структурно-фациального районирования нижне-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

Fig. 1. Structural and facies zoning of Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky formations of the Lena-Tungusky Petroleum Province

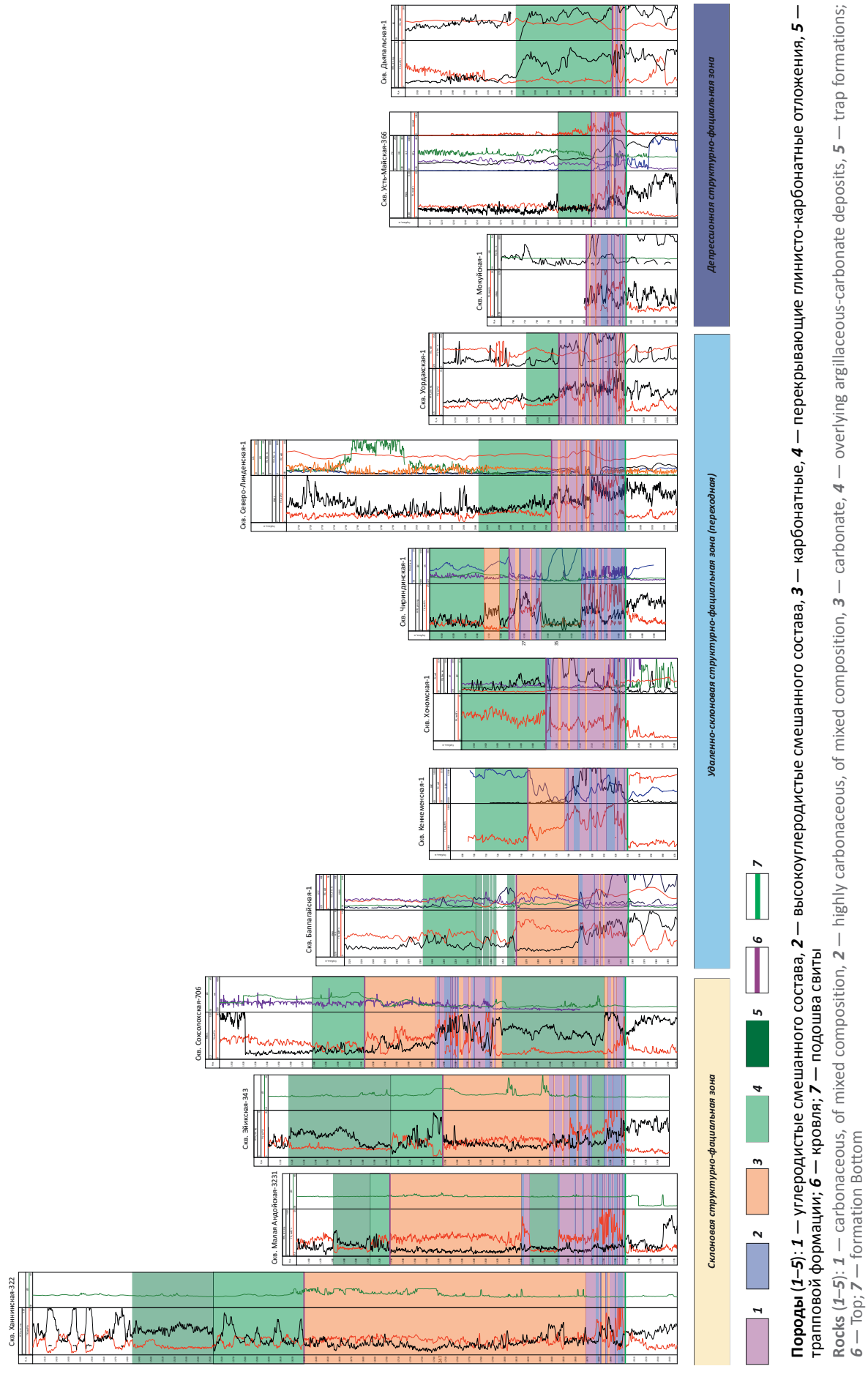


Границы (1–5): 1 — нефтегазоносных провинций (ЛТ — Лено-Тунгусская, ЛВ — Лено-Вилуйская), 2 — нефтегазоносных областей, 3 — административные; **распространения пород куонамской свиты и ее возрастных и фациальных аналогов (4, 5):** 4 — эрозийные (а — достоверные, b — предполагаемые), 5 — фациальные (а — достоверные, b — предполагаемые); 6 — зона шарьжных дислокаций (Нелькано-Кыллахского надвига); 7 — нефтегеологические области нижне-среднекембрийских отложений куонамской формации Восточной Сибири (1 — Северо-Тунгусская, 2 — Сюгдзерская, 3 — Анабарская, 4 — Западно-Вилуйская, 5 — Северо-Алданская, 6 — Алдано-Майская, 7 — Предверхоанская, 8 — Вилуйская); 8 — скважины (а — глубокие, b — колонковые); 9 — обнажения; **структурно-фациальные зоны (10–12):** 10 — депрессионная, 11 — удаленно-склоновая (переходная), 12 — склоновая

Boundaries (1–5): 1 — petroleum provinces (LT — Lena-Tungusky, LV — Lena-Vilyuisky), 2 — petroleum areas, 3 — administrative; **occurrence of Kuonamsky Fm rocks and its age and facies analogues (4, 5):** 4 — erosion (a — reliable, b — supposed), 5 — facies (a — reliable, b — supposed); 6 — zone of overthrust dislocations (Nel'kano-Kyllakhsky thrust); 7 — geopetroleum areas of Lower-Middle Cambrian Kuonamsky deposits in Eastern Siberia (1 — North Tungusky, 2 — Syugdzhersky, 3 — Anabarsky, 4 — West Vilyuisky, 5 — North Aldansky, 6 — Aldano-Maisky, 7 — Predverkhoyansky, 8 — Vilyuisky); 8 — wells (a — deep, b — core holes); 9 — outcrops; **structural and facies zones (10–12):** 10 — depression, 11 — remote slope (transition), 12 — slope



Рис. 2. Схема корреляции отложений куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции
Fig. 2. Correlation chart of Kuonamsky and Inikansky formations of the Lena-Tungusky Petroleum Province



– соотношению карбонатной и углеродистой частей разреза.

Рассмотрим выделенные структурно-фациальные зоны.

Склоновая структурно-фациальная зона характеризуется повышенными общими толщинами куонамской свиты и ее стратиграфических и фациальных аналогов. В разрезе преобладают карбонатизированные разности. При этом отмечается замещение черносланцевых образований на органично-обломочные с общим увеличением толщин синхронных отложений, значительно меньшая концентрация растворенного ОВ. Склоновая структурно-фациальная зона вскрыта скважинами Ханнинская-3230, Сохолохская-706, Мархино-Андоиская-3231, Эйикская-3430 со средней мощностью отложений до 250 м. Она выделяется и прослеживается в пределах присклоновой части зоны развития Танхайской рифовой системы.

Удаленно-склоновая структурно-фациальная зона (переходная) характеризуется развитием глинисто-кремнисто-карбонатных отложений, обогащенных рассеянным ОВ, и карбонатных пород в равном соотношении. В некоторых скважинах отмечается неявное преобладание углеродистых разностей за счет увеличения их толщин. К данной зоне отложений относятся скважины Чирингдинская-1, Северо-Линденская-1, Баппагайская, Кенкенская-1, Уордахская-1 со средней мощностью отложений 65–70 м. Удаленно-склоновые отложения наиболее характерны для южной части Анабарской, Западно-Вилуйской и Северо-Алданской нефтегазоносных областей.

Депрессионная структурно-фациальная зона представлена типичной конденсированной толщей (возникшей благодаря крайне медленному осадконакоплению), характеризуется наиболее обогащенными рассеянными ОВ породами и минимальными толщинами — 25–30 м. Формирование этих отложений происходило в открытом морском бассейне вдали от источников карбонатного материала, при медленном тектоническом погружении дна бассейна, некомпенсированном накоплении осадков, в теплом, сравнительно глубоководном бассейне при слабой циркуляции придонных вод и ниже базиса штормовых волн. О последнем свидетельствуют текстурные особенности куонамской формации, а именно тонкая горизонтальная ненарушенная микрослоистость, выдержанность пластов и горизонтов на обширной изученной территории — все это говорит о том, что режим осадконакопления был спокойным на протяжении всего времени формирования изучаемых отложений. Депрессионная структурно-фациальная зона картируется в пределах Анабарской, Западно-Вилуйской, Вилуйской, Северо-Алданской, Алдано-Майской нефтегазоносных областей и северной части Предверхоанской нефтегазоносной области. Данная зона охарактеризована скважинами Усть-Майская-366, Мокуйская-1 и Дьяпальская-1 со средней мощностью отложений

30 м. Основными типами пород, слагающими депрессионную структурно-фациальную зону, являются микрослоистые черные карбонатно-кремнистые породы, тонколистоватые, сланцеватые и тонкоплитчатые, залегающие в виде прослоев и пачек различной мощности — от долей миллиметра до нескольких метров. Для них характерна ненарушенная тонко- и микрослоистость, черные кремни, плитчатые и линзовидно залегающие с микро-тонкослойчатой текстурой, часто в виде линзовидных включений с пиритовой оторочкой, тонкослоистые темно-серые известняки и доломиты и породы смешанного состава.

На северо-западе (Норильский, Игарский районы) возрастными аналогами куонамских отложений являются породы шумнинской свиты. Эта свита имеет значительно большую мощность (300–400 м) по сравнению с куонамской. Представлена серыми известняками, доломитистыми известняками, темноцветными кремнисто-карбонатными породами, темно-серыми известняками с прослоями кремней. Средневзвешенные значения $C_{орг}$ в шумнинской свите составляют 0,4–0,86 %, а в куонамской на востоке Сибирской платформы достигают 3,3–10 % на породу. В связи с повышенным уровнем катагенетического преобразования рассеянного ОВ пород шумнинской свиты они не рассматриваются в качестве потенциально нефтегазоносных [4].

Оценка прогнозных ресурсов отложений куонамской и иниканской свит

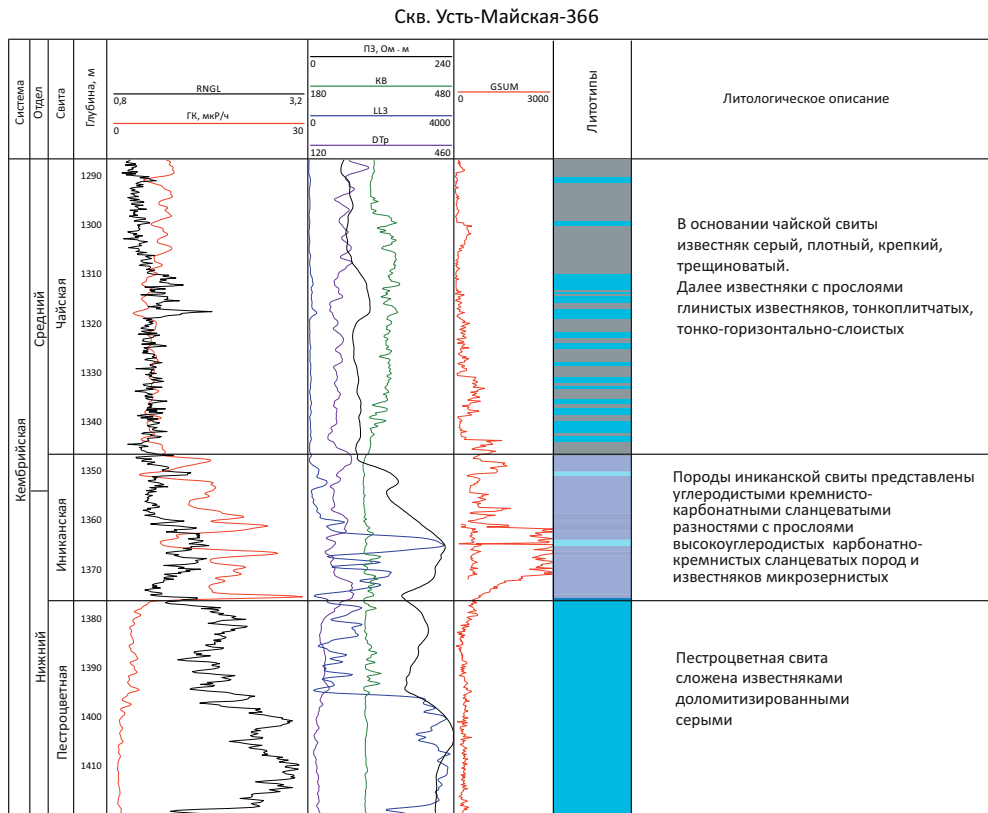
Для оценки ресурсного потенциала районов и разрезов ниже-среднекембрийских отложений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (куонамская, иниканская свиты) были выделены расчетные участки распространения потенциально продуктивных отложений куонамской и иниканской свит по нефтегазоносным областям Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Рассчитаны их площади, выделены эталонные скважины, характеризующие каждый участок (рис. 3).

Эталонными являются те скважины, которые отражают строение разрезов конкретных фациальных зон и стратиграфических интервалов палеобассейна, наиболее охарактеризованные керном и комплексом ГИС, отличающиеся определенными выдержанными параметрами строения осадочного комплекса. Таким образом подобрано семь типовых геолого-геофизических разрезов скважин в имеющихся структурно-фациальных зонах. В качестве примера приведен типовой геолого-геофизический разрез депрессионной структурно-фациальной зоны скв. Усть-Майская-366 (см. рис. 3).

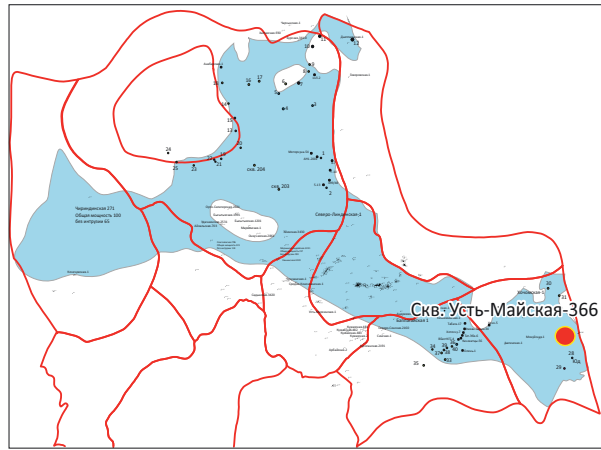
В расчетных участках с отсутствием скважин использованы параметры эталонных скважин аналогичных участков с близкими литолого-физическими и геохимическими особенностями разрезов, по которым имеется геолого-геофизическая информация, основанная на результатах представительного комплекса ГИС, геохимических, химико-битумино-



Рис. 3. Типовой геолого-геофизический разрез депрессионной структурно-фациальной зоны скв. Усть-Майская-366
Fig. 3. Characteristic geological and geophysical cross-section of depression structural and facies zone, Ust'-Mayskaya-366 Well



Скв. Усть-Майская-366 относится к депрессионной структурно-фациальной зоне. Данная зона характеризуется наиболее обогащенными рассеянным ОВ породами и минимальными мощностями (25–30 м). Является типичной конденсированной толщей, формировавшейся в открыто-морском бассейне вдали от источников карбонатного материала при аридном климате и слабой циркуляции придонных вод в бескислородных условиях. Эти породы имеют тонко-горизонтально-микрослоистую текстуру, содержат линзовидные включения серого известняка и прослои черных кремней. Депрессионная структурно-фациальная зона картируется в пределах Анабарской, Алдано-Майской нефтегазоносных областей и северной части Предверхоанской нефтегазоносной области.



Данная зона охарактеризована скважинами Усть-Майская-366, Мокуйская-1 и Дьяпальская-1 со средней мощностью 30 м. Основными типами пород, слагающими депрессионную структурно-фациальную зону, являются микрослоистые черные карбонатно-кремнистые породы тонколистчатые, сланцеватые и тонкоплитчатые, залегающие в виде прослоев и пачек различной мощности — от долей миллиметра до нескольких метров. Характерна ненарушенная тонко- и микрослоистость. Черные кремни, плитчатые и линзовидно залегающие с микро-тонкослойчатой текстурой, часто в виде линзовидных включений с пиритовой оторочкой. Тонкослоистые темно-серые известняки, доломиты и породы смешанного состава. Скв. Усть-Майская-366 является эталонной для расчетных участков с номерами 8, 18 и является внутренним эталоном для участка 18 с мощностью отложений иниканской свиты 30 м. Свита представлена углеродистые кремнисто-карбонатными сланцеватыми породами с прослоями высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых сланцеватых пород и известняков микрозернистых

логических и других видов лабораторных исследований керна и ОВ. Для каждого расчетного участка рассчитаны площади, эффективные толщины, коэффициенты содержания углеродистых пластов.

Дана оценка начальных суммарных ресурсов нижне-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, полученная объемным методом.

Площадь перспективной территории, рассчитанная авторами статьи, составляет 269 925 тыс. км².

При прогнозировании нефтегазоносности принимается, что высокоуглеродистые кремнисто-глинисто-карбонатные породы являются одновременно и нефтепроизводящими и нефтесодержащими. Степень катагенетических преобразований вмещающих пород и ОВ в перспективных районах определяли условия и масштабы генерации УВ, а выполненный анализ литологических, петрофизических и геохимических параметров позволил локализовать потенциально нефтеперспективные площади для первоочередного изучения и освоения [5].

Расчет прогнозных ресурсов нефти в отложениях куонамской и иниканской свит проводится объемным методом по формуле

$$Q_n = S \cdot h_n \cdot K_n \cdot K_{\text{н}} \cdot \Theta \cdot \rho \cdot K_{\text{сн}},$$

где Q_n — геологические ресурсы нефти, тыс. т; S — площадь расчетного участка, тыс. м²; h_n — нефтенасыщенная толщина, м; K_n — коэффициент пористости (пустотности), доли ед.; $K_{\text{н}}$ — коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.; Θ — пересчетный коэффициент, доли ед.; ρ — плотность нефти, т/м³.

При этом отметим следующее. Под эффективной (нефтенасыщенной) толщиной разреза понимается весь интервал развития углеродистых карбонатно-кремнистых пород с повышенным содержанием ОВ, определяемый экспертно по повышению показаний каротажа естественной радиоактивности (гамма-каротажа). На рис. 2 показано разделение нефтенасыщенных толщин по данным ГИС в отложениях куонамской и иниканской свит. При выделении эффективной толщины из интервала развития углеродистых отложений исключаются пласты известняков (или доломитов), глин и высокоуглеродистых (ОВ > 10–15 %) карбонатно-кремнистых пород. В пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции общая мощность нижне-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит достигает 150 м. При этом средняя суммарная эффективная толщина высокоуглеродистых пород составляет около 40 м. Авторы статьи надеются на возможность в дальнейшем (при разбуривании изучаемых отложений) уточнить методику и результаты выделения эффективных толщин за счет использования данных геолого-технологических (газового каротажа) и геохимических исследований герметизированного керна глубоких скважин [2].

Коэффициент пористости принимается на основании данных исследований на образцах из образований нижне-среднекембрийских отложений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Пористость была принята условно равной 4 % по аналогии с доманиковыми отложениями Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов. Ясно, что в дальнейшем это значение будет уточнено.

В отличие от традиционных резервуаров, которые, помимо УВ, содержат воду, высокоуглеродистые формации являются практически гидрофобными, т. е. свободной воды в них практически нет. Это позволяет считать, что все пустотное пространство породы заполнено УВ и коэффициент нефтенасыщенности близок к 1, поэтому принято среднее значение — 0,9. Пересчетный коэффициент принят равным 0,735. В связи с отсутствием месторождений нефти в отложениях куонамской формации в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, нефтенасыщенность и пересчетный коэффициент приняты по аналогии с Троицким месторождением нефти в отложениях доманикового типа в Бузулукской впадине.

Плотность УВ определена по результатам исследований химического состава и плотности нефти отложений в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, а также в отложениях доманикового типа уже открытых месторождений в Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях. Средние значения для подсчета ресурсов были взяты 0,838 т/м³.

Наибольшей неопределенностью при оценке ресурсов нефти в породах доманикового типа отличается коэффициент извлечения. В настоящее время, в связи с условностью выделения интервалов нефтенасыщенных пород, отсутствием на этапе поисковых работ информации о фильтрационно-емкостных характеристиках продуктивных пластов и опыта разработки залежей подобного типа, методов определения коэффициента извлечения нефти из отложений доманикового типа нет [2]. По данным общества инженеров по оценке запасов нефти и газа (SPEE), коэффициент извлечения нефти нетрадиционных коллекторов изменяется от 2 до 8 %. При таких значительных изменениях оценок значений коэффициента извлечения нефти, оценка извлекаемых ресурсов нефти объемным методом характеризуется высокой неопределенностью.

Авторы статьи считают, что при оценке ресурсов нижне-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции значение коэффициента извлечения нефти может быть принято условно равным 3 %.

Учитывая слабую изученность территорий и специфику высокоуглеродистых отложений с высокой сорбционной емкостью, а также достаточно обширную область распространения отложений куонамской свиты и ее аналогов, авторами статьи

было принято решение включить в расчет коэффициент слабой изученности $K_{\text{сн}}$ — 0,5. По мере изучения отложений куонамской свиты вопрос о необходимости и численном значении коэффициента $K_{\text{сн}}$ будет уточняться.

Начальные суммарные ресурсы оценивались по 26 расчетным участкам, результаты расчетов приведены в табл. 1 и на рис. 4.

Из данной таблицы и рисунка следует, что в пределах **Северо-Тунгусской нефтегазоносной области** выделяются: Вилуйский участок площадью 10 480,45 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₄–МК₅. В качестве внешнего эталона использована скв. Ханнинская-3230 с мощностью отложений куонамской свиты 272 м. Суммарные ресурсы составляют 2,291 млн т, извлекаемые ресурсы — 69 млн т. Верхневилуйский участок площадью 2266 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₄–МК₅. В качестве внешнего эталона использована скв. Сохолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,263 млн т, извлекаемые ресурсы — 38 млн т. Чирингинский участок имеет площадь 2628 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₄–МК₅. В качестве внутреннего эталона использована скв. Северо-Линденская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 62,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,166 млн т, извлекаемые ресурсы составляют 35 млн т.

В пределах **Сюджерской нефтегазоносной области** выделяются: Нижне-Вилуйский участок площадью 10 086 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₄. В качестве внешнего эталона использована скв. Ханнинская-3230 с мощностью отложений куонамской свиты 272 м. Суммарные ресурсы оценены в 2,203 млн т, извлекаемые ресурсы — 66 млн т. Могдынский участок площадью 5184 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₄. В качестве внешнего эталона использована скв. Сохолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 2,888 млн т, извлекаемые ресурсы составляют 87 млн т. Сюджерский участок площадью 6872 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₄. В качестве внутреннего эталона использована скв. Северо-Линденская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 62,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 3,048 млн т, извлекаемые ресурсы — 91 млн т.

В пределах **Анабарской нефтегазоносной области** выделяются: Линденский участок площадью 42 364 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₄. В качестве эталона использована скв. Северо-Линденская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 62,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 18,787 млн т, извлекаемые ресурсы — 564 млн т. Оленекский участок площадью 15 477 км². Катагенетическая преобразованность ОВ

соответствует уровню МК₂–МК₄. В качестве внешнего эталона использована скв. Усть-Майская-366 с мощностью отложений иниканской свиты 29,7 м. Суммарные ресурсы оценены в 5,813 млн т, извлекаемые ресурсы — 174 млн т. Онхойдохский участок площадью 7019 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₃. В качестве внешнего эталона использована скв. Ханнинская-3230 с мощностью отложений куонамской свиты 272 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,533 млн т, извлекаемые ресурсы — 46 млн т. Сохолохский участок площадью 22 998 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₁–МК₃. В качестве внутреннего эталона использована скв. Сохолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 12,813 млн т, извлекаемые ресурсы — 384 млн т. Мархино-Андоийский участок площадью 16 313 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₃. В качестве внутреннего эталона использована скв. Мархино-Андоийская-3231 с мощностью отложений куонамской свиты 175 м. Суммарные ресурсы оценены в 7,585 млн т, извлекаемые ресурсы — 263 млн т.

В пределах **Западно-Вилуйской нефтегазоносной области** выделяются: Ханнинский участок площадью 3921 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₄. В качестве внутреннего эталона использована скв. Ханнинская-3230 с мощностью отложений куонамской свиты 272 м. Суммарные ресурсы оценены в 856 млн т, извлекаемые ресурсы составляют 26 млн т. Мархинский участок площадью 2113 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₅. В качестве внешнего эталона использована скв. Сохолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,177 млн т, извлекаемые ресурсы — 35 млн т. Тюнгский участок площадью 14 527 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₅. В качестве внешнего эталона использована скв. Северо-Линденская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 62,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 6,443 млн т, извлекаемые ресурсы — 193 млн т.

В пределах **Вилуйской нефтегазоносной области** выделяются: Северо-Линденский участок площадью 18 858 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₅. В качестве внутреннего эталона использована скв. Северо-Линденская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 62,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 8,363 млн т, извлекаемые ресурсы составляют 251 млн т. Олекминский участок площадью 3363 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₄–МК₅. В качестве эталона использована скв. Ханнинская-3230 с мощностью отложений куонамской свиты 272 м. Суммарные ресурсы оценены в 735 млн т, извлекаемые ресурсы — 22 млн т. Тымтайдахский участок площадью

Таблица. Начальные суммарные ресурсы нефти ниже-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит по расчетным участкам Лено-Тунгусской НГП

Table. Total initial oil resources of Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky formations in calculation areas within the Lena-Tungusky Petroleum Province

Нефтегазоносная область	Порядковый номер	Участок	Площадь, км ²	Объем ресурсов нефти, млн т			
				Суммарные геологические ресурсы по расчетным участкам	Извлекаемые ресурсы по расчетным участкам	Суммарные геологические ресурсы по НГО	Извлекаемые ресурсы по НГО
				Є ₁₋₂ -kn-in	КИН = 0,03	Є ₁₋₂ -kn-in	КИН = 0,03
Северо-Тунгусская	1	Вилюйский	10 489,45	2 291	69	4 719	142
	2	Верхне-вилюйский	2266,5	1 263	38		
	3	Чирингдинский	2628,63	1 166	35		
Сюгджерская	4	Нижне-вилюйский	10 086,77	2 203	66	8 139	244
	5	Могдынский	5184,63	2 888	87		
	6	Сюгджерский	6872,66	3 048	91		
Анабарская	7	Линденский	42 364,34	18 787	564	46 804	1 404
	8	Оленекский	15 477,63	5 813	174		
	9	Онхойдохский	7019,1	1 533	46		
	10	Сохсолохский	22 998,86	12 813	384		
	11	Мархино-Андоийский	16 313,14	7 858	236		
Западно-Вилюйская	12	Ханинский	3921,16	856	26	8 476	254
	13	Мархинский	2113,12	1 177	35		
	14	Тюнгский	14 527,75	6 443	193		
Вилюйская	15	Северо-Линденский	18 858,15	8 363	251	21 619	649
	16	Олекминский	3363,13	735	22		
	17	Тымтайдахский	1414,89	788	24		
	18	Андреевский	26 456,81	11 733	352		
Северо-Алданская	19	Северо-Синский	4083,41	892	27	9 114	273
	20	Ленский	2475,91	1 379	41		
	21	Баппагайский	15 429,41	6 842	205		
Алдано-Майская	22	Усть-Майский	4484,11	1 684	51	15 699	471
	23	Алданский	2903,64	1 571	47		
	24	Хандинский	18 413,47	10 258	308		
	25	Хочомский	4040,22	2 186	66		
Предверхоанская	26	Дьяпальский	5737,49	509	15	509	15

1414 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₄. В качестве эталона использована скв. Сохсолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 788 млн т, извлекаемые ресурсы — 24 млн т. Андреевский участок площадью 26 456 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₃–МК₅. В качестве внешнего эталона использована скв. Северо-Линденская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 62,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 11,733 млн т, извлекаемые ресурсы — 352 млн т.

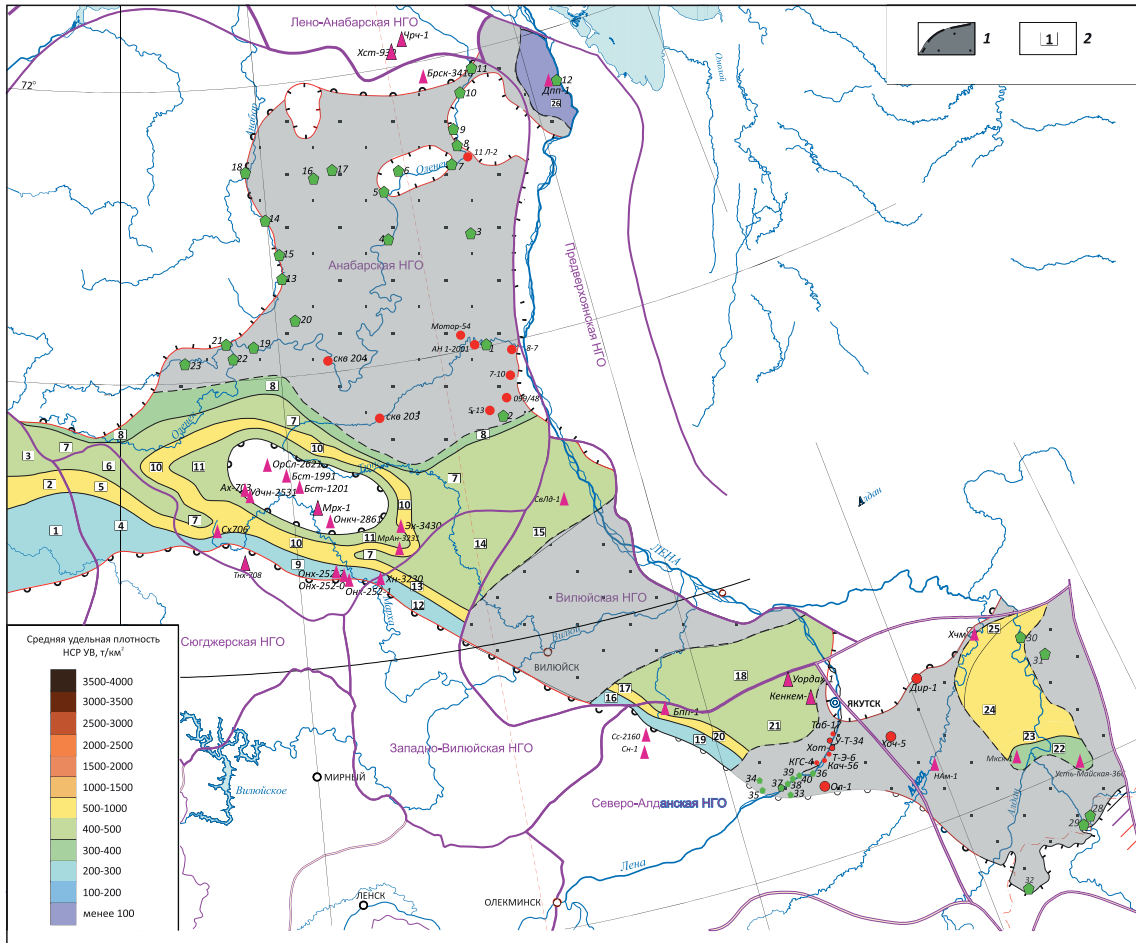
В пределах **Северо-Алданской нефтегазоносной области** выделяются: Северо-Синский участок площадью 4083 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₄. В качестве внешнего эталона использована скв. Ханнинская-3230 с мощностью отложений куо-

намской свиты 272 м. Суммарные ресурсы оценены в 892 млн т, извлекаемые ресурсы составляют 27 млн т. Ленский участок площадью 2475 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₄. В качестве внешнего эталона использована скв. Сохсолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,379 млн т, извлекаемые ресурсы — 41 млн т. Баппагайский участок площадью 15 429 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₄. В качестве внутреннего эталона использована скв. Баппагайская-1 с мощностью отложений иниканской свиты 95 м. В данной зоне расположено 3 скважины (Баппагайская-1, Кенкеменская-1, Уордахская-1) со средней мощностью отложений иниканской свиты 78,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 6,842 млн т, извлекаемые ресурсы — 205 млн т.



Рис. 4. Подсчетный план начальных суммарных ресурсов УВ по расчетным участкам в ниже-среднекембрийских отложениях куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

Fig. 4. Total initial oil resource estimation plan for calculation areas in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky deposits within the Lena-Tungusky Petroleum Province



1 — территории с неблагоприятными условиями для сохранности УВ; **2** — нефтегеологические области ниже-среднекембрийских отложений куонамской формации Восточной Сибири.

Расчетные участки: 1 — Вилуйский, 2 — Верхневилуйский, 3 — Чирингдинский, 4 — Нижневилуйский, 5 — Могдынский, 6 — Сюгджерский, 7 — Линденский, 8 — Оленекский, 9 — Онхойдохский, 10 — Сохсолухский, 11 — Мархино-Андоиский, 12 — Ханинский, 13 — Мархинский, 14 — Тунгский, 15 — Северо-Линденский, 16 — Олекминский, 17 — Тымтайдахский, 18 — Андреевский, 19 — Северо-Синский, 20 — Ленский, 21 — Баппагайский, 22 — Усть-Майский, 23 — Алданский, 24 — Хандинский, 25 — Хочомский, 26 — Дьяпальский.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — territories with settings unfavourable for HC preservation; **2** — geopetroleum areas in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky Fm deposits, Eastern Siberia.

Calculation areas: 1 — Vilyuisky, 2 — Upper Vilyuisky, 3 — Chiringdinsky, 4 — Lower Vilyuisky, 5 — Mogdynsky, 6 — Syugdzhersky, 7 — Lindensky, 8 — Oleneksky, 9 — Onkhoidokhsky, 10 — Sokhsolokhsky, 11 — Markhino-Andoisky, 12 — Khaninsky, 13 — Markhinsky, 14 — Tyungsky, 15 — North Lindensky, 16 — Olekminsky, 17 — Tyntaudakhsky, 18 — Andreevsky, 19 — North Sinsky, 20 — Lensky, 21 — Bappagaisky, 22 — Ust'-Maysky, 23 — Aldansky, 24 — Khandinsky, 25 — Khochomsky, 26 — Dyapalsky. For other Legend items see Fig. 1

В пределах **Алдано-Майской нефтегазоносной области** выделяются: Усть-Майский участок площадью 4484 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₁-МК₂. В качестве внутреннего эталона использована скв. Усть-Майская-366 с мощностью отложений иниканской свиты 29,7 м. В данной зоне расположено две скважины (Усть-Майская-366 и Мокуйская-1)

со средней мощностью отложений иниканской свиты 31 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,684 млн т, извлекаемые ресурсы — 51 млн т. Алданский участок площадью 2903 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₁-МК₂. В качестве внешнего эталона использована скв. Хочомская-1 с мощностью отложений иниканской свиты 67,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 1,571 млн т,

извлекаемые ресурсы — 47 млн т. Хочомский участок площадью 4040 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₁–МК₂. В качестве внутреннего эталона использована скв. Хочомская-1 с мощностью отложений иниканской свиты 67,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 10,258 млн т, извлекаемые ресурсы — 308 млн т. Хандинский участок площадью 18 413 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₁–МК₂. В качестве внешнего эталона использована скв. Сохолохская-706 с мощностью отложений куонамской свиты 135 м. Суммарные ресурсы оценены в 2,186 млн т, извлекаемые ресурсы — 66 млн т.

В пределах *Предверхоанской нефтегазоносной области* выделяется Дьяпальский участок площадью 5738 км². Катагенетическая преобразованность ОВ соответствует уровню МК₂–МК₃. В качестве внутреннего эталона использована скв. Дьяпальская-1 с мощностью отложений куонамской свиты 11,5 м. Суммарные ресурсы оценены в 509 млн т, извлекаемые ресурсы — 15 млн т.

Всего прогнозные геологические ресурсы отложений куонамской свиты и ее аналогов в пределах Тунгусской нефтегазоносной провинции составляют 115 млрд т. Учитывая то, что коэффициент извлечения ресурсов нефти из этих отложений принят в 3 %, суммарные извлекаемые ресурсы нефти будут составлять около 3,45 млрд т. Плотности начальных геологических ресурсов составили от 88–557 тыс. т/км². Максимальные значения плотностей ресурсов прогнозируются в пределах Анабарской, Вилюйской и Северо-Алданской нефтегазоносных областей. Для этих зон характерно оптимальное сочетание повышенных толщин высокобитуминозных отложений и благоприятных катагенетических условий [6].

Выводы

1. Истощение запасов нефти из традиционных источников, с одной стороны, и успехи добычи сланцевой нефти в мировой практике, с другой стороны, обеспечили высокий интерес нефтяников к добыче УВ из нетрадиционных источников. Этот интерес подогревается и бурно развивающимися технологиями бурения скважин с зарезкой горизонтальных стволов и проведением в них операций многоступенчатого гидроразрыва пласта, что существенно повышает нефтеотдачу и снижает себестоимость добычи. В Российской Федерации такие компании, как Роснефть, Сургутнефтегаз и Газпромнефть, уже получили лицензии на добычу нефти из нетрадиционных источников — как из доманиковой формации в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, так и из баженовской формации в За-

падно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Нет сомнений, что добыча нефти в России из сланцевых толщ с течением времени будет возрастать и расширяться географически, благодаря вовлечению в разработку новых сланцевых формаций. Авторам статьи представляется, что куонамская кремнисто-карбонатная битуминозная формация, широко распространенная на территории Восточной Сибири и Республики Саха – Якутия, в ближайшие годы привлечет внимание добывающих компаний и будет вовлечена в разработку на территории Сибирской платформы.

2. Куонамская формация по всей площади распространения имеет явно выраженную фациальную зональность, что установлено авторами статьи при диагностике генетических типов отложений. После детального изучения керна и интерпретации ГИС, построения схемы корреляции скважин в зоне распространения куонамской и иниканской свит и на прилегающих площадях, анализа толщин, строения и распространения потенциально продуктивного горизонта авторы статьи в изучаемых отложениях выделили три основные структурно-фациальных зоны и построили карту структурно-фациальных зон ниже-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

3. Прогнозные геологические ресурсы отложений куонамской свиты и ее аналогов в пределах Тунгусской нефтегазоносной провинции составляют 115 млрд т. Учитывая то, что коэффициент извлечения ресурсов нефти из этих отложений принят равным 3 %, суммарные извлекаемые ресурсы нефти будут находиться в пределах 3,45 млрд т. Авторами статьи даны результаты оценок плотностей прогнозных геологических ресурсов, которые могут позволить наметить направления возможных геолого-разведочных работ. Построены карты плотностей в пределах районирования ниже-среднекембрийских отложений куонамской и иниканской свит Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (за исключением территории с неблагоприятными условиями для сохранности УВ). Согласно полученным картам, плотности начальных геологических ресурсов составили от 88–550 тыс. т/км². Максимальные значения плотностей ресурсов прогнозируются в Вилюйской и Северо-Алданской нефтегазоносных областях. Для этих зон характерно оптимальное сочетание повышенных толщин высокобитуминозных отложений и благоприятных катагенетических условий.

Литература

1. Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. – Новосибирск : Наука, 1988. – 160 с.
2. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 51–65.
3. Горлов Д.А. Литологическая характеристика отложений куонамской свиты и ее аналогов ранне-среднекембрийского возраста Лено-Тунгусской НГП // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: сборник материалов II Международной научной конференции (Пермь, 28–29 ноября 2019). – Пермь, 2019. – С. 116–120.
4. Левшунова С.П., Горлов Д.А. Влияние глубинных тепломассоносителей на генерацию углеводородов в куонамской свите Восточной Сибири // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021 : тезисы Международного Совещания (Москва, 27–28 мая 2021). – М. : МГУ, 2021.
5. Фортунатова Н.К., Пороскун В.И., Петерсилье В.И., Варламов А.И., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Баранова А.В., Канев А.С., Дахнова М.В., Асташкин Д.А., Горлов Д.А., Мушин И.А., Белоусов Г.И., Френкель С.М., Комар Н.В., Можегова С.В. Нетрадиционные источники углеводородных отложений доманикового типа / Под ред. А.И. Варламова // ВНИГНИ-65. Люди, результаты и перспективы. – М. : ФГБУ «ВНИГНИ», 2018. – 520 с.
6. Горлов Д.А., Левшунова С.П. Прогноз зон раздельного нефтегазоаккумуляции в отложениях куонамской и иниканской свит нижне-го — среднего кембрия Восточной Сибири // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 67–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-67-77.

References

1. Bakhturov S.F., Evtushenko V.M., Pereladov V.C. Kuonamskaya bituminoznaya karbonatno-slantsevaya formatsiya [Kuonamsky shaly-carbonate bituminous formation]. Novosibirsk: Nauka; 1988. 160 p. In Russ.
2. Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Gurii A.G. Technique of oil reserves estimation in domanik deposits. *Geologiya nefiti i gaza*. 2017;(5):51–65. In Russ.
3. Gorlov D.A. Lithological characteristics of deposits of the kuonam suite and its analogues of the early middle cambrian age of the leno-tungus NGP. In: *Novye napravleniya neftegazovoi geologii i geokhimii. Razvitie geologorazvedochnykh работ: sbornik materialov II Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii (Perm', 28–29 November 2019)*. Perm, 2019. pp. 117–120. In Russ.
4. Levshunova S.P., Gorlov D.A. Vliyanie glubinykh teplomassonositelei na generatsiyu uglevodorodov v kuonamskoi svite Vostochnoi Sibiri [Influence of deep-seated heat and mass transfer media on hydrocarbon generation in East Siberian Kuonamsky Formation]. In: *Novye idei v geologii nefiti i gaza. Novaya real'nost' 2021: tezisy Mezhdunarodnogo Soveshchaniya (Moscow, 27–28 May 2021)*. Moscow: MGU; 2021. In Russ.
5. Fortunatova N.K., Poroskun V.I., Petersil'e V.I., Varlamov A.I., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Baranova A.V., Kanev A.S., Dakhnova M.V., Astashkin D.A., Gorlov D.A., Mushin I.A., Belousov G.I., Frenkel' S.M., Komar N.V., Mozhegova S.V. Netraditsionnye istochniki uglevodorodnykh otlozhenii domanikovoogo tipa [Unconventional sources of the Domanik hydrocarbon-bearing deposits]. In: *VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty i perspektivy*. M. : Izd-vo FGBU "VNIGNI"; 2018. 350 p. In Russ.
6. Gorlov D.A., Levshunova S.P. Predicting zones of separate oil and gas accumulation in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky deposits of Eastern Siberia. *Geologiya nefiti i gaza*. 2022;(2):67–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-67-77. In Russ.

Информация об авторах**Горлов Денис Александрович**

Руководитель группы

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: gorlov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-0564-5740

Левшунова Светлана Павловна

Доктор геолого-минералогических наук,

ведущий научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: lev@vnigni.ru

Роот Дмитрий Владимирович

Геофизик

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: root_dv@vnigni.ru

ORCID ID: 0009-0008-6990-8259

Information about authors**Denis A. Gorlov**

Head of Group

All-Russian Research

Geological Oil institute,

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: gorlov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-0564-5740

Svetlana P. Levshunova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,

Leading Researcher

All-Russian Research

Geological Oil institute

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: lev@vnigni.ru

Dmitrii V. Root

Geophysicist

All-Russian Research

Geological Oil institute,

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: root_dv@vnigni.ru

ORCID ID: 0009-0008-6990-8259

Мигурский Степан Феликсович

Геолог

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: s.migurskij@vnigni.ru

Stepan F. Migurskii

Geologist

All-Russian Research

Geological Oil institute,

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: s.migurskij@vnigni.ru



Геомодель

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



8-Я НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО РАЗВЕДКЕ НЕДР

ТЮМЕНЬ 2024

Актуальные тренды технологического и операционного развития
нефтегазовой отрасли

23–27 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. | ТЮМЕНЬ | РОССИЯ

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

www.geomodel.ru

УДК 550.834.05

DOI 10.47148/0016-7894-2023-6-81-95

Улучшение сейсмического изображения на этапе интерпретации для решения задач сейсмофациального анализа

© 2023 г. | Т.В. Ольнева¹, А.С. Егоров², М.Ю. Орешкова²

¹Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; olnetta@gmail.com;

²Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия; egorov_as@pers.spmi.ru; s215017@stud.spmi.ru

Поступила 18.08.2023 г.

Доработана 13.09.2023 г.

Принята к печати 30.10.2023 г.

Ключевые слова: *сейсморазведка; разрешающая способность; частотно-зависимые атрибуты; спектральная декомпозиция; палеорусл.*

Аннотация: В данной обзорной статье рассмотрено улучшение сейсмического изображения на этапе интерпретации сейсмических данных для решения задач сейсмофациального анализа. В статье детально представлены теоретические аспекты вертикальной и горизонтальной разрешающей способности сейсморазведки и анализируются два технологических направления. Первое направление касается использования возможных средств пост-обработки волнового поля. В статье приведен обзор эффективности применения частотно-зависимых атрибутов, в частности спектральной декомпозиции волнового поля. Второе направление связано с графической «дообработкой» изображений, визуализацией данных и их возможной трансформацией инструментами обработки непосредственно статичных изображений. Для иллюстрации отдельных положений и выводов авторы статьи акцентируют внимание на таких седиментационных объектах, как палеоканалы, изучение которых сопряжено с ограничениями, связанными с разрешающей способностью сейсмического метода. В статье рассмотрен практический пример комплексного подхода к интерпретации сейсмических данных для изучения палеорусловых систем тюменской свиты на примере одного из месторождений Ханты-Мансийского автономного округа. Комплексование подходов динамической интерпретации сейсмических данных позволяет выделить и закартировать на площади исследования сеть палеорусел и провести параметризацию объекта с последующим прогнозом мощности русловых отложений.

Для цитирования: Ольнева Т.В., Егоров А.С., Орешкова М.Ю. Улучшение сейсмического изображения на этапе интерпретации для решения задач сейсмофациального анализа // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 81–95. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-81-95.

Improvement of seismic image in interpretation stage for the purposes of seismic facies analysis

© 2023 | T.V. Ol'neva¹, A.S. Egorov², M.Yu. Oreshkova²

¹Gazprom нефт company group, Saint Petersburg, Russia; olnetta@gmail.com;

²St. Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia; egorov_as@pers.spmi.ru; s215017@stud.spmi.ru

Received 18.08.2023

Revised 13.09.2023

Accepted for publication 30.10.2023

Key words: *seismic exploration; resolution; frequency-dependent attributes; Frequency Decomposition; paleochannels.*

Abstract: This review relates to an improvement of seismic image in interpretation stage for the purposes of seismic facies analysis. The paper presents in detail the theoretical aspects of vertical and horizontal resolution of seismic data. The authors analyse two technological approaches. The first approach is related to application of feasible wavefield post-processing tools. The paper contains an overview of efficiency of frequency-dependent attribute use, in particular, frequency decomposition of wavefield. The second approach is about an “additional graphical processing” of images, data visualization, and their feasible transformation using tools for direct processing of static images. To illustrate certain provisions and conclusions, the authors concentrate on sedimentary objects, such as paleochannels; the studies of them face limitations caused by resolution of the seismic method. The paper also presents the case study of integrated seismic data interpretation for the Tyumen paleo riverbed system investigations by the example of one field in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug. Integration of the approaches of amplitude interpretation of seismic data allows identifying and mapping a network of paleo riverbeds within the study area as well as parametrization of the object with further prediction of riverbed deposit thickness.

For citation: Ol'neva T.V., Egorov A.S., Oreshkova M.Yu. Improvement of seismic image in interpretation stage for the purposes of seismic facies analysis. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(6):81–95. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-81-95. In Russ.

Введение

Для геометризации литологических ловушек в процессе интерпретации сейсмических данных одним из главных условий является наличие качественного сейсмического изображения, получение которого достигается сложением и умножением усилий на каждом этапе сейсмических исследований: от грамотного планирования полевых работ и их качественного проведения до тщательной обработки зарегистрированного волнового поля с последующим корректным применением разнообразных трансформаций на этапе интерпретации.

Качество исходных сейсмических данных во многом зависит от сейсмогеологических условий. Например, в Западной Сибири, по заключению А.А. Нежданова, информативность сейсмической записи резко снижают неоднородности строения верхней части разреза, обусловленные наличием многолетнемерзлых пород переменной толщины и присутствием низкоскоростных прослоев. В связи с этим в северных регионах Западной Сибири разрешающая способность данных сейсморазведки МОГТ априори ниже, чем в южных регионах и в районах Среднего Приобья, где глубины залегания продуктивных комплексов значительно меньше, а верхняя часть разреза имеет более однородное строение [1].

Одним из наиболее критичных факторов в изучении геологических седиментационных объектов является ограничение разрешающей способности сейсморазведки как дистанционного геофизического метода исследований. Применительно к задачам сейсмофациального анализа крайне важное значение имеет понимание механизма формирования сейсмического отклика в конкретных сейсмогеологических условиях [2], учитывая тот факт, что большинство отражений представляет собой результат интерференции сигналов, отраженных от серии близкорасположенных акустических границ, а также наличие в исходном волновом поле разнообразных помех, способных исказить или завуалировать регистрируемые отражения.

Соотнесение геометрии изучаемых объектов с разрешающей способностью сейсморазведки позволяет определиться с приемами и методами работы, направленными на улучшение сейсмического изображения.

В данной статье затронута тема улучшения сейсмического изображения на этапе интерпретации сейсмических данных. Авторы статьи предлагают рассмотреть два направления. Первое направление касается использования возможных средств постобработки волнового поля. В статье приведен обзор причинно-следственных связей эффективного применения частотно-зависимых атрибутов. Второе направление связано с визуализацией данных и их возможной трансформацией инструментами обработки непосредственно статичных изображений. Для иллюстрации отдельных положений

и выводов авторы фокусируются на таких седиментационных объектах, как палеоканалы [3].

Разрешающая способность сейсмического метода

Под разрешающей способностью сейсмических исследований понимается способность различать близкорасположенные объекты в двух направлениях: по вертикали (по времени и глубине) и по горизонтали (от трассы к трассе). Ключевым параметром в определении разрешающей способности метода является длина волны. В практических исследованиях **длина волны** варьирует в широких пределах — от 15 до 300 м [2], увеличиваясь с глубиной вследствие изменения **скоростных характеристик** среды в сторону повышения и снижения **частоты колебаний**. Основная часть энергии сейсмического импульса приходится на некоторую полосу частот, в центре которой оценивается доминирующая частота. В производственных исследованиях спектр характеризуется полосой частот от 7 до 120 Гц.

Обозначенные параметры связаны следующим соотношением:

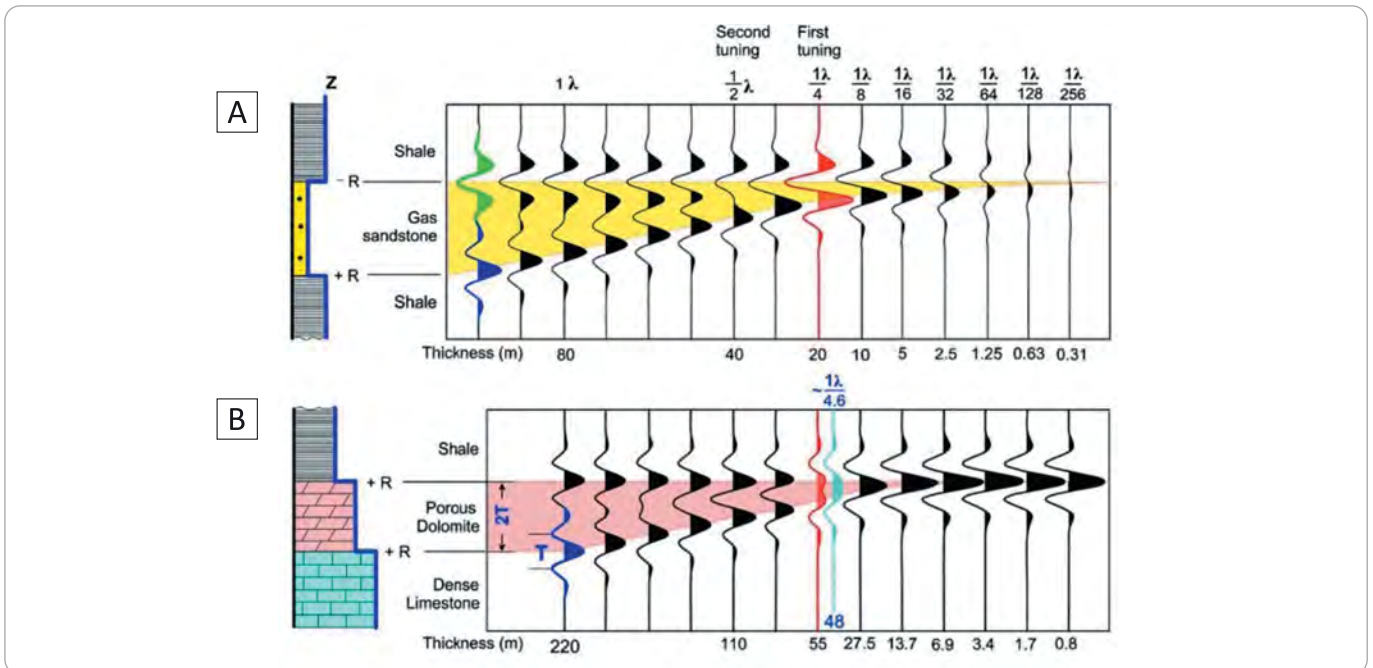
длина волны λ = скорость \times период = скорость/частота.

Разрешающая способность по вертикали [2] оценивается в $1/8$ – $1/4$ длины волны. Р.Е. Шерифф допускает, что при простом строении среды, наличии четко выраженного опорного горизонта и при условии минимума помех возможно различать и более близкорасположенные границы. Обращает на себя внимание замечание этого автора о том, что разрешающую способность можно отнести к субъективным характеристикам, так как она зависит, в том числе, и от способности интерпретатора улавливать незначительные изменения формы сигнала. В современных реалиях эта способность тесно увязывается с профессиональным владением инструментами трансформации исходных данных (постобработки) для повышения качества сейсмического изображения.

На рис. 1 для акустически контрастного пласта на модельных данных продемонстрировано отношение длины волны и формы трассы при условии нульфазового импульса [4]. Рассмотрено два варианта. В первом варианте (см. рис. 1 А) кровле и подошве пласта соответствуют разноименные экстремумы (min/max), во втором варианте (см. рис. 1 В) — одноименные (max/max). Для первого варианта разрешенность оценивается в $\lambda/4$ (λ — длина волны) [5–8]; для второго варианта — $\lambda/4,6$ [9].

Для практических исследований динамической интерпретации и прогноза коллекторских свойств наиболее предпочтительными считаются сейсмические данные, приведенные к нульфазовому импульсу [8], так же как и в рассмотренном модельном примере. В качестве обоснования выдвигаются следующие положения: форма импульса симметричная, большая часть энергии сосредоточена в центральном экстремуме, экстремум соот-

Рис. 1. Два варианта модели клина [4]
Fig. 1. Two versions of wedge model [4]



ветствует непосредственно акустической границе и совпадает с временным горизонтом, разрешенность данных выше, чем при использовании других форм импульса в том же частотном диапазоне. Однако реальные сейсмические импульсы в основном являются минимально-фазовыми (или близкими к таковым). Р.Е. Шерифф отмечает, что от формы элементарного импульса зависит, как будет выглядеть сложный сигнал, однако она не влияет непосредственно на разрешающую способность, если изменение не связано с изменением частотной характеристики.

Предел «видимости» (разрешенности) зависит в первую очередь от степени акустической контрастности кровли и подошвы пласта, а также общей зашумленности данных (рис. 2).

В табл. 1 [8] демонстрируется матрица из 20 различных ситуаций, иллюстрирующая широкий возможный диапазон разрешения данных. Некоторые постпроцессинговые трансформации позволяют получать дополнительную геолого-геофизическую информацию при разложении интерференционных сигналов на отдельные их составляющие и таким образом влиять на улучшение разрешенности сейсмической записи.

Наилучшим образом возможности разрешающей способности сейсмического метода демонстрируют синтетические модели.

На рис. 3 представлены результаты двумерного синтетического моделирования. Геологическая основа создана в соответствии с современными аналогами фациальной модели сечения барьерного острова с приливно-отливным каналом. Литофации представлены песчаниками барьерного

острова в виде двух прослоев во вмещающей их глинистой толще — песчаниками приливно-отливной отмели и аргиллито-алевролитовыми разностями, заполняющими приливно-отливной канал. В первой модели (см. рис. 3 В) использовался вейвлет с доминирующей частотой 20 Гц, во второй (см. рис. 3 С) — вейвлет с доминирующей частотой 35 Гц. Результаты моделирования показывают, что данные с частотой 20 Гц не отображают деталей геологического строения, заложенных изначально в модель. Два слоя песчаного коллектора, как и другие детали разреза, могут быть идентифицированы только на сейсмических данных с частотой 35 Гц. Выполненное моделирование позволило в процессе переобработки данных сфокусироваться на получении финальных разрезов с доминирующей частотой 35 Гц [10].

На рис. 4 продемонстрированы результаты синтетического моделирования системы палеоканалов. В модель заложены следующие параметры: ширина одного канала составляет 150 м (15 трасс), максимальная мощность одного канала составляет 8 м, область тонкого переслаивания песчаника существует в трассах 12–15 и 23–26. Мощности области вертикального наложения фаций палеоканалов составляют 3 и 4 м. Синтетическая модель рассчитывалась с доминирующей частотой 50 Гц (вейвлет Рикера, шаг дискретизации — 1 мс) [11].

Для палеоканалов в кровле тюменской свиты по результатам двумерного сейсмогеологического моделирования установлено, что резкое увеличение толщин песчаников (от 0 до 25 м) может быть зафиксировано на сейсмических временных разрезах при рабочих частотах около 40 Гц и оно прак-



Рис. 2. Матрица взаимосвязи сейсмической разрешенности, акустической контрастности, уровня шума и мощности изучаемого пласта [8]

Fig. 2. Relationship between seismic resolution, acoustic contrast, noise level, and thickness of a studied bed [8]

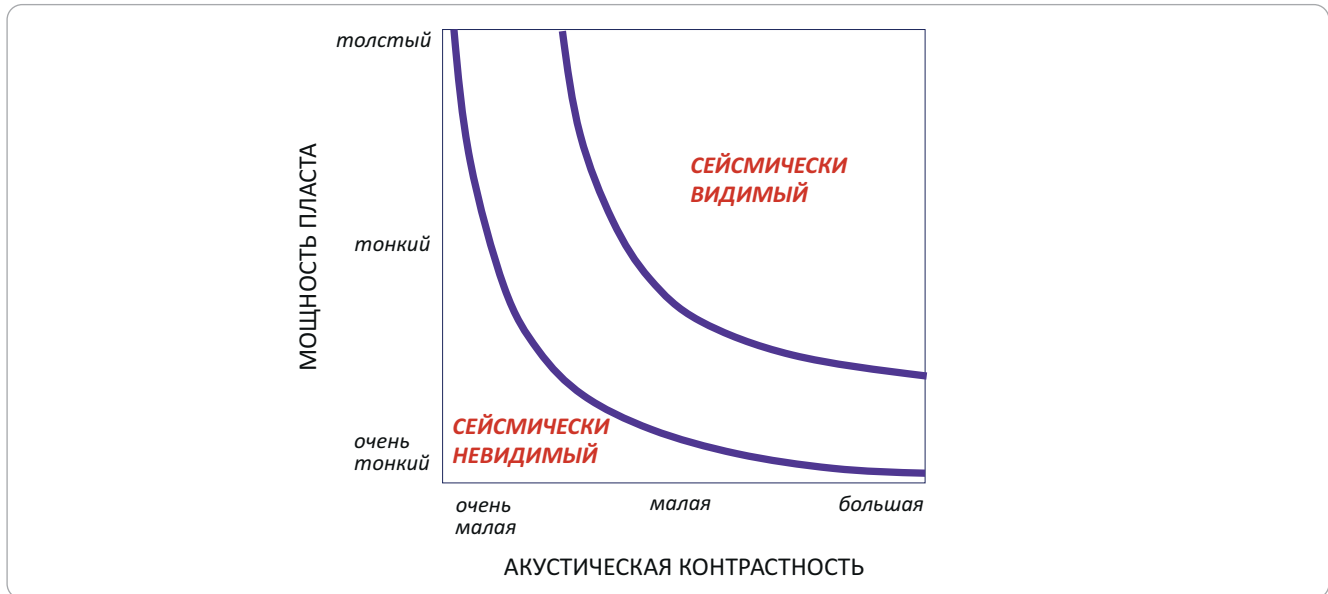


Табл. 1. Отличия в разрешающей способности при различных сейсмогеологических условиях [8]

Tab. 1. Comparison of resolution in different geoseismic conditions [8]

Возраст пород			Очень молодые	Молодые	Средние	Древние	Очень древние	
Глубина залегания			Очень малая	Малая	Средняя	Глубокая	Очень глубокая	
Скорость волны в горной породе, м/с			1600	2000	3500	5000	6000	
Доминирующая частота, Гц			70	50	35	25	20	
Длина волны, м		λ	23	40	100	200	300	
Предел «разделимости»		$\lambda/4$	6	10	25	50	75	
Предел «видимости»	Низкое отношение сигнал/помеха	Песчаник, насыщенный водой. Данные низкого качества	$\sim\lambda/8$	3	5	13	25	38
	Среднее отношение сигнал/помеха	Песчаник, насыщенный водой/нефтью. Достаточно хорошее качество данных	$\sim\lambda/12$	2	3	8	17	25
	Высокое отношение сигнал/помеха	Песчаник газовый. Хорошее качество данных	$\sim\lambda/20$	1	2	5	10	15
	Очень высокое отношение сигнал/помеха	Песчаник газовый. Отличное качество данных	$\sim\lambda/30$	< 1	1	3	7	10

тически не проявляется на более низкочастотных разрезах [1].

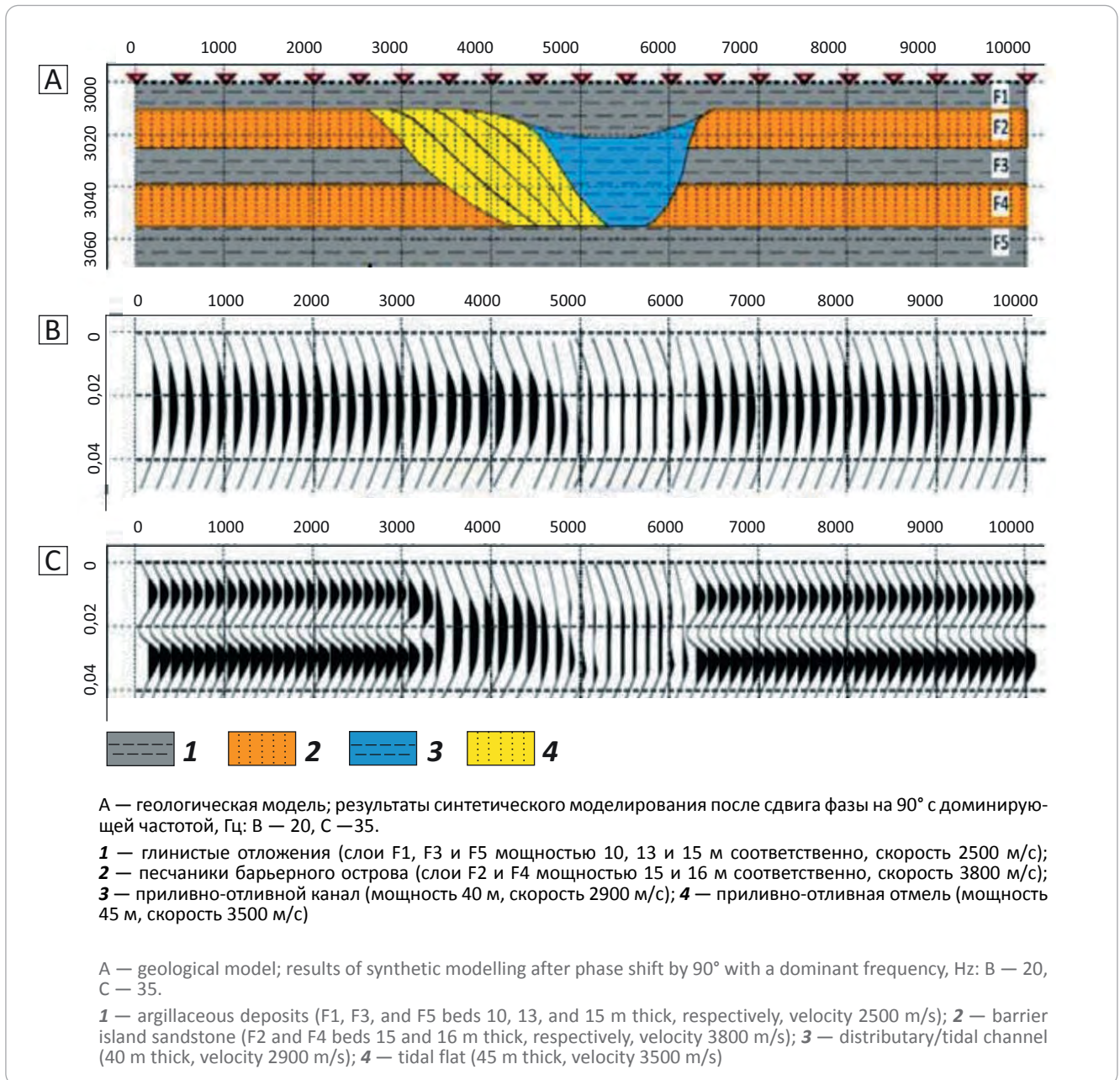
Разрешающая способность сейсмического метода по латерали определяется шириной первой зоны Френеля. Для оценки горизонтального разрешения использовались формулы следующих авторов: Денхам (1980), Клербуот (1985), Эмбри (1985), Фрилэнд, Хогг (1990), Эбром и др. (1995), Вермеер (1997) и др.

Представление о том, что отраженный сигнал генерируется не точкой, а некоторым фрагмен-

том отражающей поверхности, является основой для понимания разрешающей способности метода (рис. 5, 6).

Размеры зоны Френеля зависят от частоты, так как частота влияет на длину волны (рис. 7). Следовательно, разным частотным компонентам сейсмической волны будут соответствовать разные по величине эффективной площади участки отражающей поверхности [2]. Например, в случае плоской отражающей поверхности, расположенной на глубине 1000 м при скорости сейсмических волн 2000 м/с,

Рис. 3. Седиментационная модель (A) [10] и результаты синтетического моделирования (B, C)
Fig. 3. Depositional model (A) [10] and results of synthetic modelling (B, C)



радиус первой зоны Френеля будет равен 130 м для волнового поля с частотой 60 Гц и 183 м для волнового поля с частотой 30 Гц. Размер зоны Френеля зависит также от расстояния до точки наблюдения (*d*) и кривизны отражающей поверхности.

Для условий Западной Сибири (при целевом интервале на 2,5 с, частоте 30–40 Гц, скорости 3,5–4 км/с) ширина зоны Френеля составляет в среднем 450–600 м [1]. Существуют общие теоретические представления, применяемые в определении предельных размеров поисковых объектов при наблюдениях по методике многократных перекрытий, которые сводятся к значениям, равным 1/4 первой зоны Френеля. Для палеоканалов, идентифицируемых в отложениях тюменской свиты, ширина, как правило, составляет от 100 до 500 м.

В качестве основного метода улучшения горизонтального разрешения используются миграционные преобразования, направленные на смещение отражения в точку его изначального формирования; фокусировку энергии, распределенную по зоне Френеля, и нивелирование дифракционных эффектов, возникающих от отдельных неоднородностей среды. Очевидно, что наибольший эффект от применения миграции достигается для трехмерных сейсмических данных. Точность миграционных преобразований зависит от корректности скоростной модели, отношения сигнал/шум, выбранной апертуры миграции и конкретного алгоритма.

В работе [8] основные факторы, оказывающие влияние на разрешающую способность сейсмического метода, сведены в блок-схему (см. рис. 7).

Рис. 4. Геологическая (А) и синтетическая (В) модели [11]
Fig. 4. Geological (A) and synthetic (B) models [11]

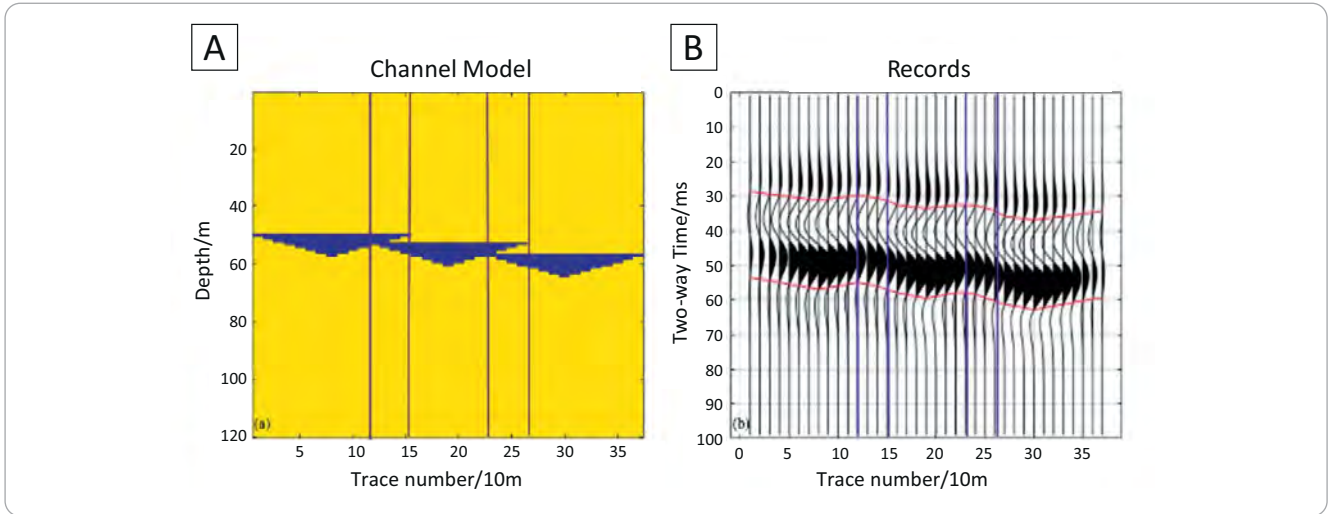
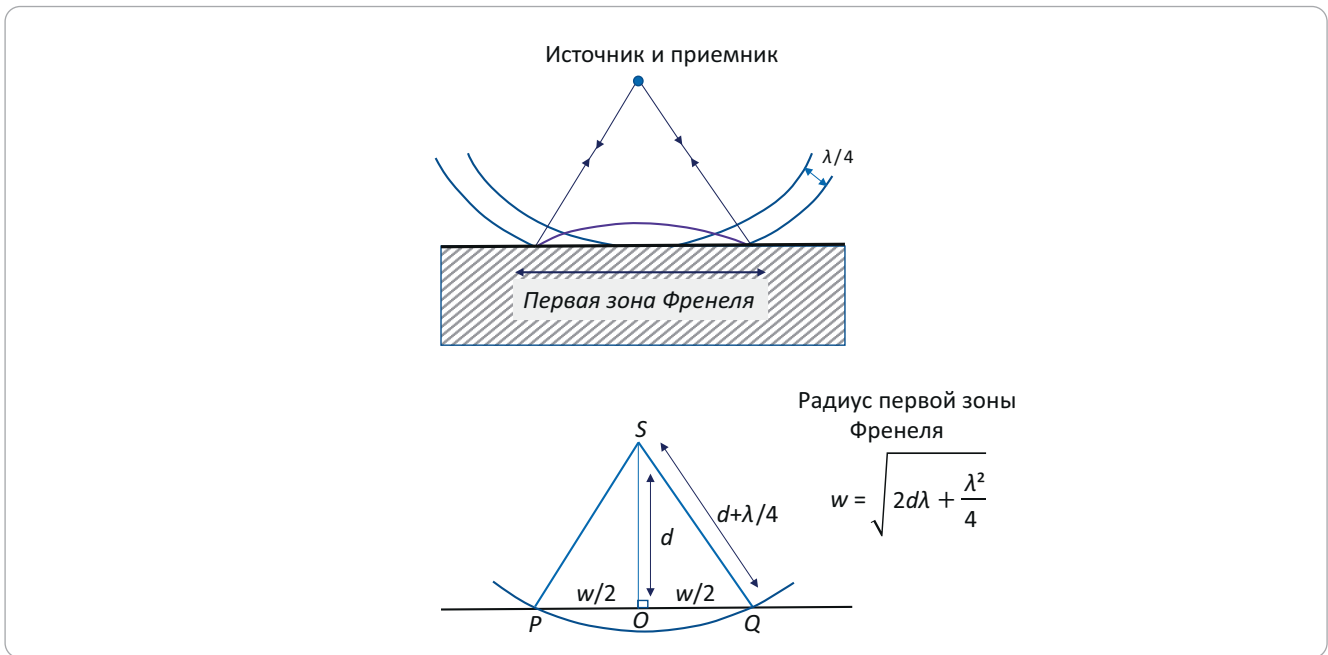


Рис. 5. Определение радиуса первой зоны Френеля [2]
Fig. 5. How the first Fresnel zone radius is determined [2]



Повышение качества сейсмического изображения на этапе интерпретации

Анализ разрешающей способности сейсмических исследований позволяет сделать вывод, что улучшение сейсмического изображения, повышение его детальности во многом определяется частотными характеристиками. Параметры амплитудно-частотного спектра являются важными индикаторами в процессе интерпретационного сопровождения обработки [12]. Доминирование низких частот в амплитудно-частотном спектре ведет к потере детальности сейсмогеологической интерпретации, однако трансформации, направленные на приоритетное выделение высоких частот, могут привести к расфокусировке опорных (условных) отражающих горизонтов.

На этапе интерпретации сейсмических данных работа с частотными характеристиками волнового поля может осуществляться через расчет соответствующих атрибутов и декомпозицию волнового поля по частотам.

Частотные атрибуты в библиотеке ПО Petrel

Instantaneous frequency (мгновенная частота) — характеризует скорость изменения фазы. Сейсмическое изображение атрибута смотрится достаточно разрешенным по сравнению с исходными амплитудными разрезами. Например, может выгодно подсветить на разрезе внутреннее строение клиноциклита. Однако параметр имеет тенденцию быть нестабильным в присутствии шума и его достаточно трудно интерпретировать.

Рис. 6. Влияние частоты колебаний на размер зоны Френеля [2]
Fig. 6. Oscillation frequency influence on the Fresnel zone size [2]

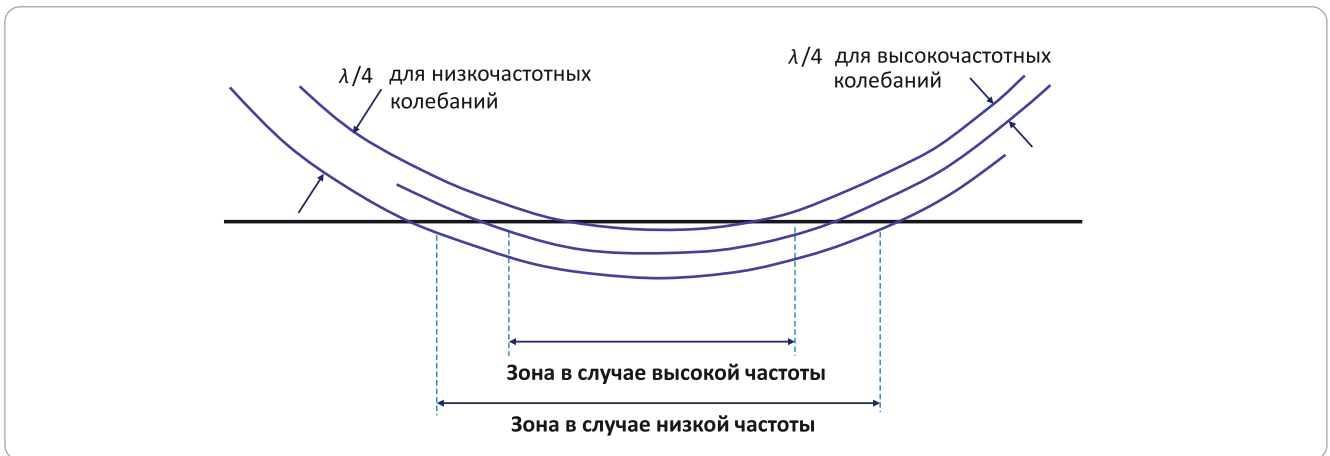
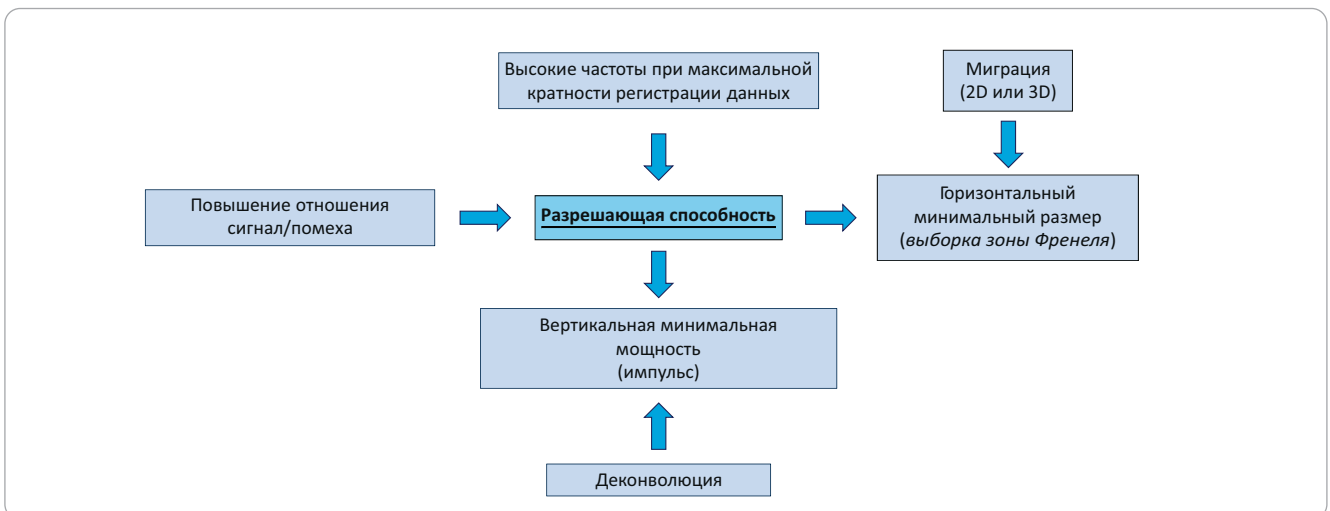


Рис. 7. Факторы, влияющие на разрешающую способность сейсмического метода [8]
Fig. 7. Factors influencing the seismic method resolution [8]



Instantaneous bandwidth (Мгновенная ширина полосы частот). Атрибут отражает стандартное отклонение ширины мгновенного спектра от его среднего значения, представляет собой меру интенсивности относительного изменения мгновенной амплитуды.

Dominant frequency (Доминантная частота) определяется как корень квадратный от суммы квадратов *Instantaneous frequency* и *Instantaneous bandwidth*. Данную трансформацию исходного разреза можно использовать для обоснования сеймо-стратиграфических комплексов, картирования поверхности фундамента и др.

Instantaneous bandwidth и *Dominant frequency* дополняют *Instantaneous frequency*. Совместно эти три атрибута представляют собой переменные во времени спектральные свойства сейсмических данных. С их помощью можно картировать низкочастотные области с нечеткими очертаниями.

Frequency filter (частотный фильтр) — атрибут позволяет усилить конкретное событие в волновом поле за счет переменной во времени фильтрации,

сопровождается библиотекой фильтров низких, высоких частот, фильтрами Баттерворта, Ормсби и др.

Graphic equalizer — является интерактивным фильтром и позволяет получить сейсмический массив данных в выбранной полосе частот. На основе заданных пользователем параметров алгоритм рассчитывает индексированную весовую функцию для усиления или уменьшения выбранной частотной составляющей исходного сигнала.

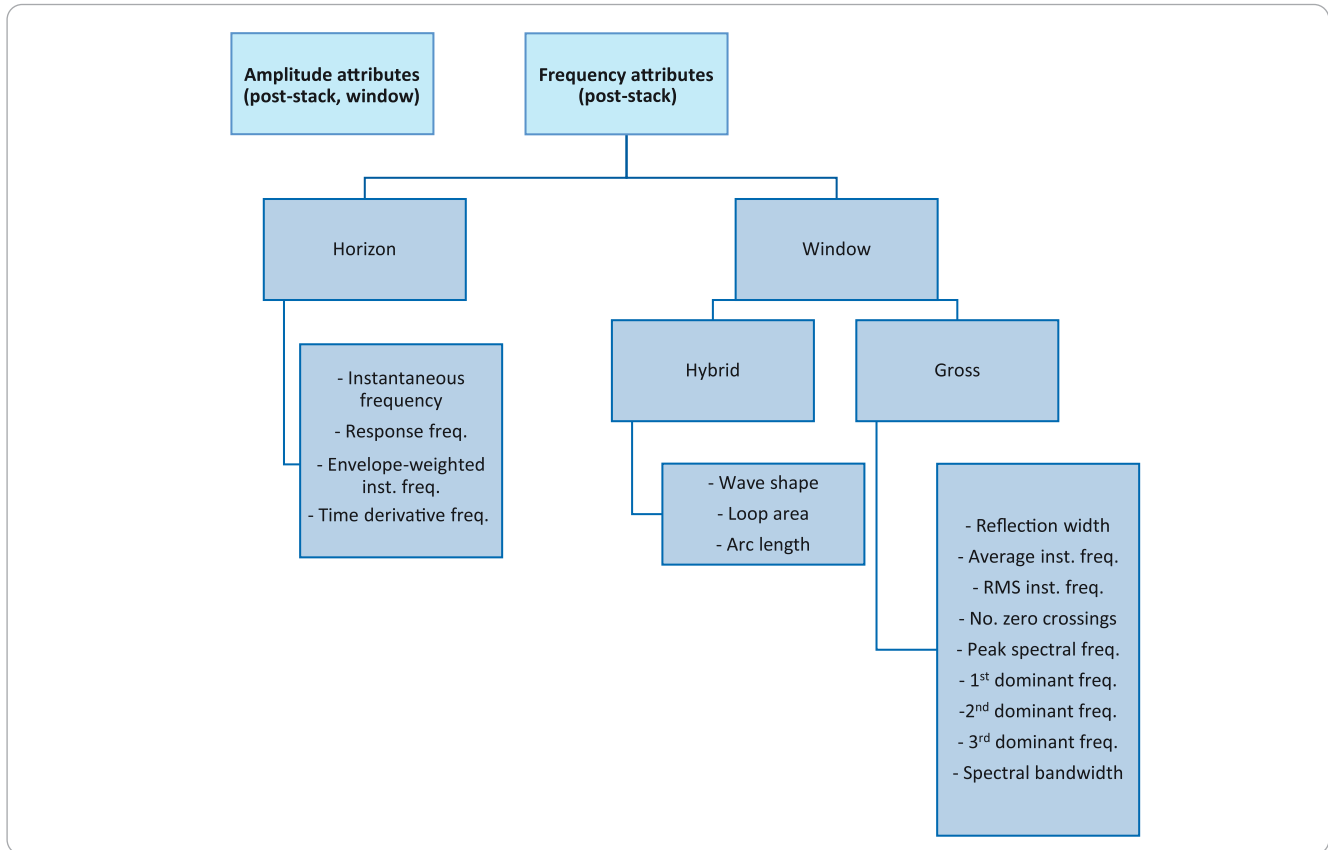
*t*Attenuation* (*t**Затухание) — атрибут, вычисление которого основывается на оценке затухания частот в заданном окне. Физический смысл параметра для трещиноватого коллектора связывают с наличием трещин открытого типа и их плотностью (алгоритм запатентован компанией Шлюмберже).

Iso-frequency — запатентованная компанией Шлюмберже методика сейсмической декомпозиции, в процессе которой создается набор кубов атрибутов на заданных пользователем частотах.

Generalized Spectral Decomposition (обобщенное спектральное разложение) — атрибут позволяет раз-



Рис. 8. Частотные атрибуты [8]
Fig. 8. Frequency attributes [8]



ложить сейсмический сигнал на составляющие его частоты, помогая интерпретатору выявить геологические объекты, находящие отклик в волновом поле на определенной частоте. В алгоритме GSD используется гибридный подход, основанный на преобразовании Фурье (STFT) и непрерывном вейвлет-преобразовании (CWT) [13].

Обобщающая таблица рассмотренных частотных атрибутов представлена на рис. 8.

Спектральная декомпозиция. Приемы визуализации

В настоящее время спектральная декомпозиция активно применяется при интерпретации сейсмических данных, этот подход позволяет «проявить» на слайсах геологические объекты, которые существенно хуже распознаются при анализе стандартных амплитудных атрибутов, рассчитанных в обычной полосе частот. В процессе декомпозиции сейсмический сигнал раскладывается на ряд частотных составляющих, что позволяет проанализировать амплитуду и фазу, настроенные на заданную длину волны. Учитывая тот факт, что сейсмические отражения в слоистом разрезе являются результатом интерференции от нескольких близкорасположенных границ, а геологические объекты с различной мощностью, литологическим составом и насыщением имеют различный частотный отклик в полях упругих волн, то спектральное разложение позволяет извлечь уникальную информацию,

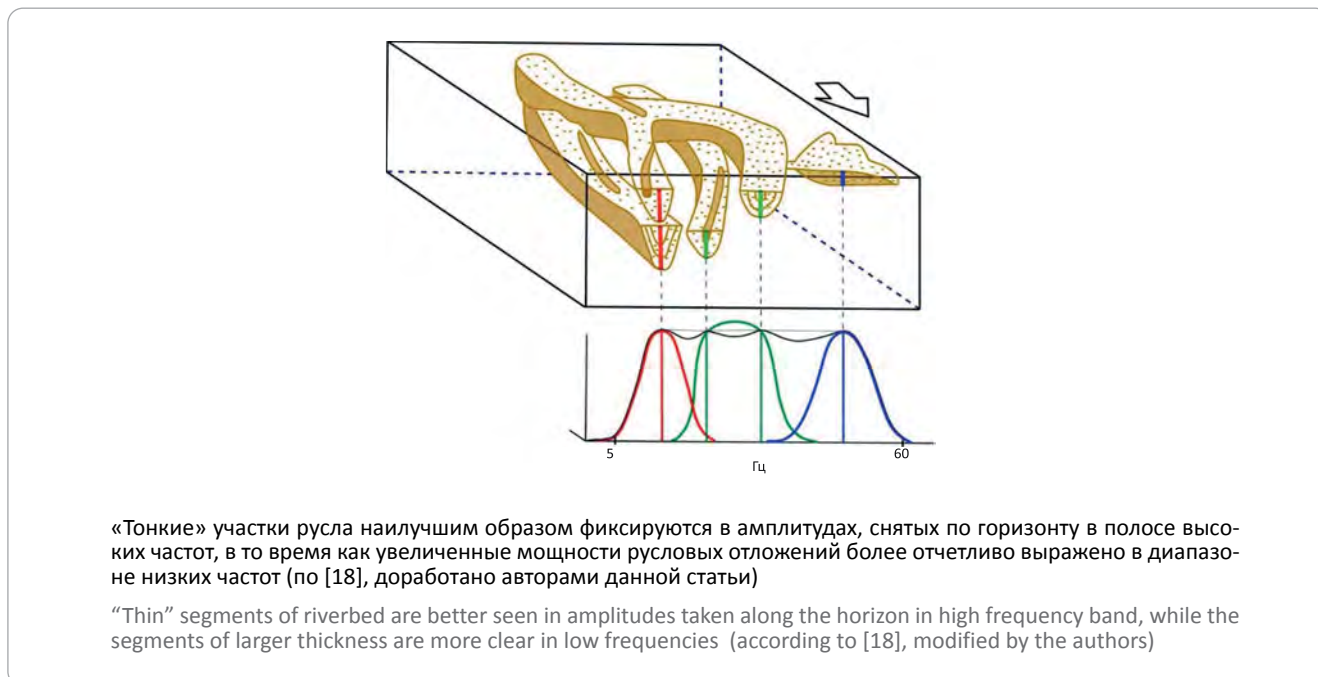
связанную с локальными объектами. Для анализа частотных компонент сигнала используются такие методы, как оконное преобразование Фурье во временной области (Short Time Fourier Transform) [14, 15], непрерывное вейвлет-преобразование (Continuous Wavelet Transform) [16] в переменном диапазоне временного окна, декомпозиция максимального подобия (MPD) и др.

Наибольшую эффективность спектральной декомпозиции специалисты отмечают в процессе интерпретации сейсмических данных, вмещающих отклик от палеоканалов.

В статье [17] приведен классический пример применения спектральной декомпозиции для изучения русловых отложений. Автором обоснован тот факт, что «тонкие» участки русла наилучшим образом фиксируются в амплитудах, снятых по горизонту в полосе высоких частот, в то время как увеличенные мощности русловых отложений более отчетливо выражены в диапазоне низких частот. В статье [18] представлено наглядное схематическое изображение данного случая (рис. 9), на котором демонстрируется, что в краевых зонах палеоканала, где мощность отложений невелика, тюнинг-эффект наблюдается на спектральной компоненте высоких частот, в осевой части русла — в области максимальных значений мощности [19].

Известно, что изучение палеорусловых систем сейсморазведкой сопряжено с ограничениями в

Рис. 9. Классический пример использования спектральной декомпозиции для изучения русловых отложений
Fig. 9. Textbook example of using Frequency Decomposition in riverbed deposit studies



латеральной и вертикальной разрешающей способности метода, так как для речных систем характерно многообразие фаций при незначительной мощности геологических тел. Например, типичными параметрами для изолированных меандрирующих поясов можно считать мощность от 5 до 15–20 м, ширину — от 1 до 5 км; прирусловые валы рек имеют обычно высоту 0,5–1 м (у крупных рек редко до 5 м); у сформированных в периоды сильных паводков конусов прорыва (кревассов), сложенных пойменным аллювием, мощность составляет обычно 0,5–1, реже до 3 м. Аллювиальные системы отличаются крайней неоднородностью строения в силу того, что русла непрерывно трансформируются, претерпевая различные флуктуации. В связи с вышеизложенным, в волновом поле объект может проявляться фрагментарно, что затрудняет его интерпретацию. В большинстве случаев в сейсмическом изображении наблюдается интегральная картина сложного сочленения палеоканалов с частичным размывом и переотложением осадка, не отображающая современную морфологию речной палеосистем [20].

Одной из особенностей интерпретации результатов спектральной декомпозиции является синхронная визуализация, как правило, трех наиболее информативных амплитудных слайсов, полученных в разных полосах частотного диапазона при помощи аддитивной цветовой модели RGB (Red, Green, Blue — красный, зеленый, синий) (рис. 11). Технология визуализации является важным инструментом при интерпретации сейсмических данных, и, в случае спектральной декомпозиции, она сыграла ключевую роль в активном внедрении данного подхода. Схематическое пред-

ставление спектральной декомпозиции и RGB-суммирования представлено на рис. 10.

Обработка цветowych изображений

Для улучшения разрешения цветowe изображения, получаемые в результате динамической интерпретации сейсмических данных, можно подвергнуть графической «дообработке». Для этого используются различные фоторедакторы, фильтрации, способы коррекции фотографий и рисунков, технологии компьютерного зрения, которые за последнее десятилетие получили широкое распространение.

В статье [21] представлено два способа фильтрации изображений, которые успешно зарекомендовали себя для картирования отложений типа «русло».

Первый способ основан на фильтрации изображения (карты какого-либо атрибута, где требуется найти «русло») с помощью библиотеки двумерных импульсов Морле, также известных как фильтр Габора. Фильтр Габора широко применяется при обработке изображений со структурной избыточностью, имеющих квазипериодическую структуру, например при цифровом анализе отпечатков пальцев, выделении сосудов на изображениях биологических тканей.

Второй способ заключается в преобразовании каждого фрагмента изображения заданного размера в область Радона. Полученная таким образом «синограмма» отражает вероятность наличия линейной аномалии каждого направления на исходном фрагменте.

Рис. 10. Принципиальная схема алгоритма спектральной декомпозиции и цветового (RGB) смешивания разночастотных компонент (<https://www.petroleumengineers.ru>)

Fig. 10. Schematics of Frequency Decomposition algorithm and RGB blending of components having different frequencies (<https://www.petroleumengineers.ru>)

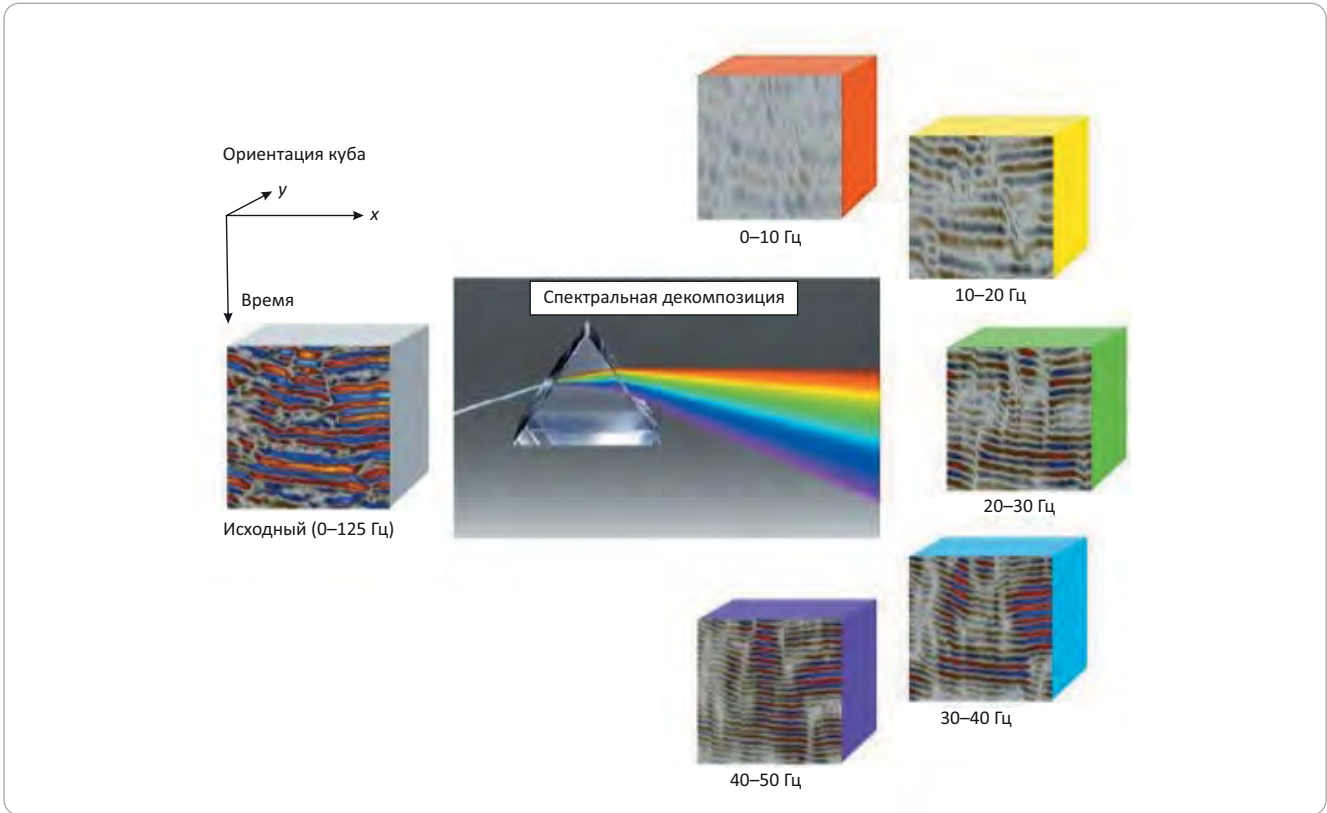


Рис. 11. Цветовая карта спектральной декомпозиции в визуализации RGB-смешивания и цветовые карты по отдельным цветам
Fig. 11. Frequency Decomposition coloured map in RGB blending visualization and monochrome maps

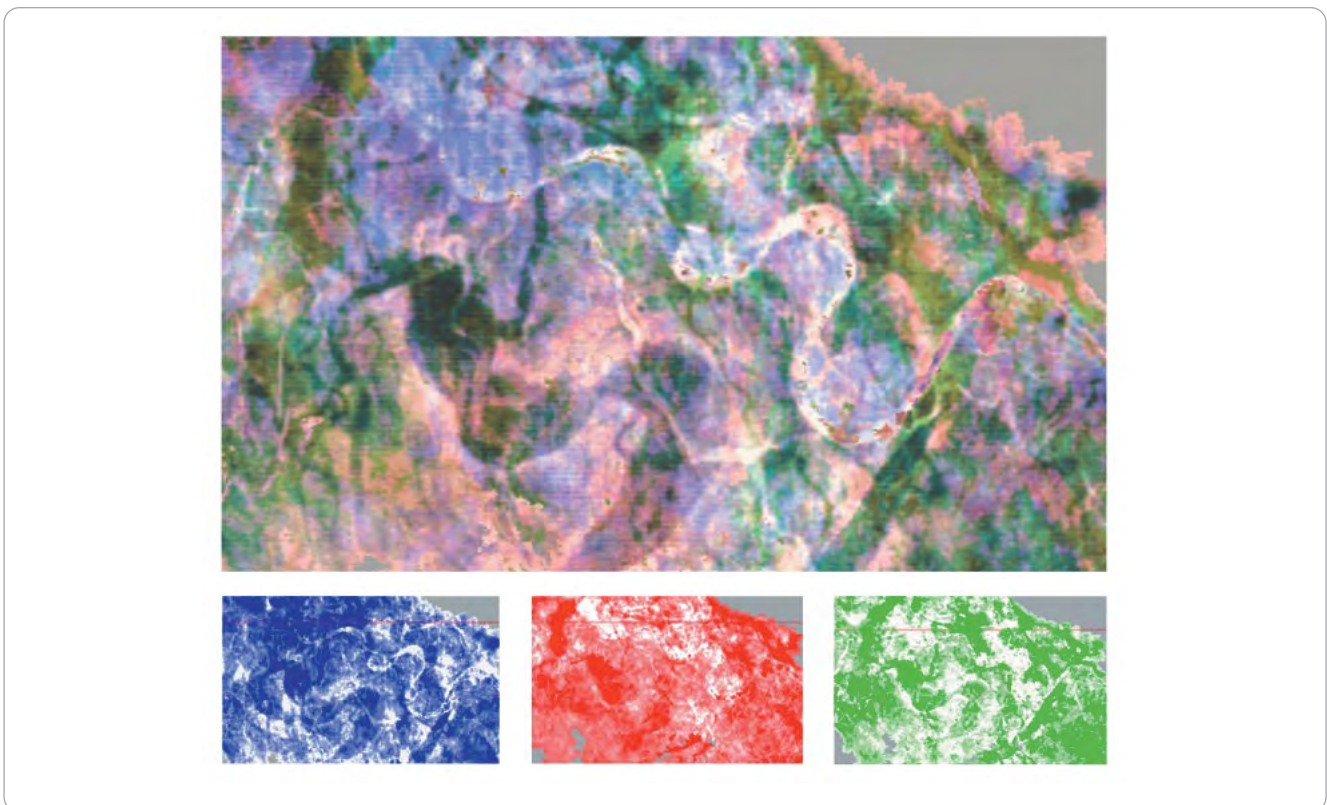
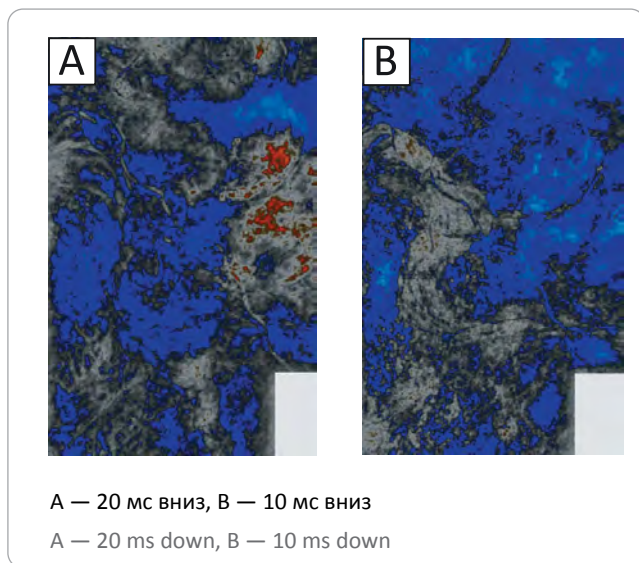


Рис. 12. Карта экстрагированных значений амплитуды
Fig. 12. Map of extracted amplitude values



Авторы статьи [21] отмечают ограничение универсальности этих методов. Они позволяют выделить русла только заранее известной ширины, отличающиеся по амплитуде от вмещающих пород. В более сложных случаях (русло переменной ширины, русловая долина, пересекающиеся объекты) погрешность таких методик фильтрации изображений возрастает.

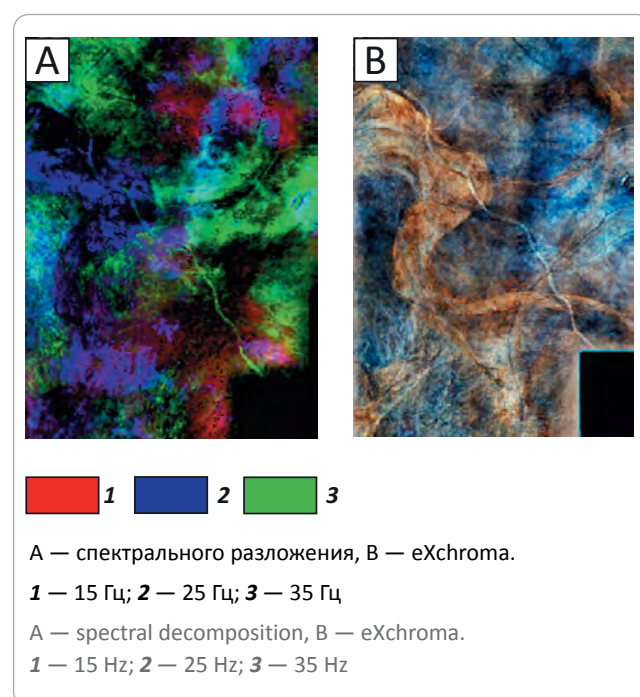
В статье [22] описан опыт применения криволинейного преобразования и морфологического фильтра для детектирования палеоканалов, показывающий хорошую способность изображения края кривой. Авторы подчеркивают, что именно сочетание морфологического градиента с криволинейным преобразованием позволяет более точно закартировать элементы палеоречной системы.

Развитие направления обработки цифровых изображений применительно к сейсмогеологической интерпретации, возможно, в будущем позволит решить задачу автоматизации процесса выделения палеоканалов. В настоящий момент на цветовых картах спектральной декомпозиции палеорусл выделяются вручную, что требует больших затрат времени, приводит к высокой неопределенности, так как ручная интерпретация достаточно субъективна, не учитывает индивидуальных особенностей зрительного восприятия.

Практический пример

Рассмотрим комплексный подход к интерпретации сейсмических данных для изучения палеорусл систем тюменской свиты на примере одного из месторождений Ханты-Мансийского АО. Комплексирование полученной информации об изменчивости динамических характеристик волнового поля в пространстве позволило выделить и закартировать на площади исследования сеть

Рис. 13. Цветовые карты
Fig. 13. Coloured maps



палеорусл, изучение которых осложнено в связи с ограничениями разрешающей способности сейсмического метода. В данном примере были использованы следующие подходы сейсмофациального анализа.

1. Атрибутный анализ поспособствовал экспресс-идентификации палеорусл систем, позволил оценить качество исходных данных и характерные особенности шнурковых аномалий. Однако на картах отобразились только объекты, наиболее контрастно проявленные в волновом поле. В данной работе рассчитывались атрибуты, представленные в библиотеке ПО Petrel, вблизи ОГ Т. Слайсы, демонстрирующие вариации амплитуд в пределах съемки 3D, представлены на рис. 12.

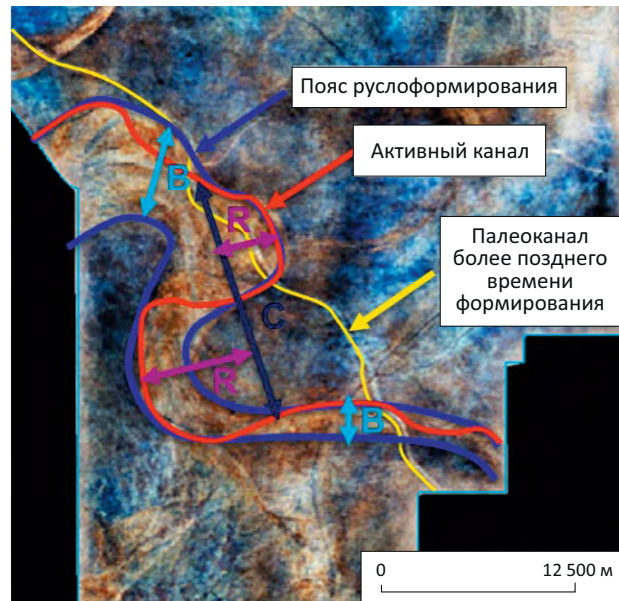
2. Алгоритмы спектральной декомпозиции позволили в значительной степени уточнить конфигурацию и распространение палеорусл. Полученная схема представлена на рис. 13 А. Стоит отметить, что по сравнению с атрибутным анализом, русла и пояса меандрирования выделяются с более высокой степенью детальности и контрастности.

3. Технология eXchroma, реализованная в ПО Petrel и заключающаяся в цветовом смешивании амплитудных срезов, сдвинутых относительно друг друга на дискреты по вертикали, позволила закартировать палеорусл с наиболее высокой степенью детальности. На изучаемой площади данная технология показала наиболее высокую степень детальности и информативности как для палеорусл, так и для поясов руслоформирования. Цветовая карта eXchroma представлена на рис. 13 В.

4. Кластеризация по методу *k*-среднего применялась для фиксации наиболее критичных границ



Рис. 14. Оценка морфологии палеоруслу по параметрам синусоидальности
Fig. 14. Judgmental estimate of paleo riverbed using harmonicity parameters



в вариациях сейсмических атрибутов, что способствовало картированию характерных объектов и определению границ фациальных обстановок.

Оценка информативности перечисленных подходов происходила в процессе работы, в основном на экспертном уровне.

Применение вышеперечисленных подходов позволило закартировать в пределах целевого интервала несколько палеорусел. Для наиболее контрастно проявленного объекта авторами статьи выполнена оценка его морфометрических характеристик [23], представленных на рис. 14, таких как ширина пояса руслоформирования (B), длина излучины (C), радиус кривизны (R). В данном примере предполагаемая средняя мощность русловых отложений, рассчитанная по зависимости Collinson (1987), прогнозируется равной $14,6 \pm 3$ м. В табл. 2 представлены измеренные и рассчитанные параметры геометрии палеоруслу.

Выводы

Предложенная авторами статья является обзорной и посвящена направлениям улучшения сейсмического изображения на этапе интерпретации сейсмических данных. Авторы проанализировали разнообразные подходы и их возможности, сосредоточив свое внимание на интерпретации таких седиментационных объектов, как палеоканалы. В первую очередь, получение сейсмического изображения подобных геологических событий зависит от разрешающей способности сейсмических исследований. Анализ вертикальной и горизонтальной разрешающей способности позволяет сделать

вывод, что качественное сейсмическое изображение во многом зависит от частотных характеристик волнового поля. Примеры синтетического моделирования позволяют определиться с оптимальными значениями.

На этапе интерпретации сейсмических данных работа с частотными характеристиками волнового поля осуществляется интерпретатором через расчет соответствующих частотно-зависимых атрибутов и декомпозицию волнового поля по частотам. Одним из наиболее информативных подходов в настоящий момент является спектральная декомпозиция с синхронной визуализацией, как правило, трех наиболее информативных амплитудных слайсов, полученных в разных полосах частотного диапазона при помощи аддитивной цветовой модели RGB.

Интересным направлением интерпретации представляется графическая «дообработка» изображений, получаемых в результате динамической интерпретации. Развитие этого направления, возможно, в будущем позволит решить задачу автоматизации процесса выделения палеоканалов, что позволит снизить неопределенность и влияние фактора субъективности.

На практическом примере представлен комплексный подход интерпретации сейсмических данных для изучения палеоруловых систем тюменской свиты. В процессе работы для целевого интервала выполнен атрибутный анализ, спектральная декомпозиция, кластеризация, применен подход, реализованный в технологии eXchroma. Оценка информативности перечис-

Табл. 2. Параметры морфологии палеорусл
Tab. 2. Parameters of paleo riverbed morphology

Параметры	Значения, вычисленные по площади исследования
Ширина пояса руслоформирования (<i>B</i>), м	4000
Ширина русла (<i>W</i>), м	450
Длина палеорусл, км	47
Длина долины палеорусл, км	25
Коэффициент извилистости	1,88
Длина излучины (<i>C</i>), м	От 7000 до 10 000
Радиус кривизны (<i>R</i>), м	От 1500 до 2500
Вычисленная средняя мощность в пределах пояса меандрирования (<i>h</i>), м	14,6 ± 3

ленных подходов осуществлялась на экспертном уровне. Применение вышеперечисленных подходов позволило закартировать в пределах целевого

интервала несколько палеорусл и спрогнозировать для одного из них морфометрические характеристики.

Литература

1. Нежданов А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: курс лекций для студентов специальностей 21.05.02 Прикладная геология, 21.05.03 Технология геологической разведки. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2017. – 171 с.
2. Шериф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка: в 2 т. – М. : Мир, 1987. – Т 1. – 447 с.; Т 2. – 400 с.
3. Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Kochneva O.Y. Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia // Periodico Tche Quimica. – 2020. – № 17. – С. 915–924.
4. Guoqiang X., Bilal U.H. Seismic facies analysis: Past, present, and future // Earth-Science Reviews. – 2022. – V. 224. – 103876. DOI: 10.1016/j.earscirev.2021.103876.
5. Ricker N. The Form and Laws of Propagation of Seismic Wavelets // Geophysics. – 1953. – № 18. – С. 10–40. DOI: 10.1190/1.1437843.
6. Widess M.B. How thin is a thin bed? // Geophysics. – 1973. – Т. 38. – № 6. – С. 1176–1180. DOI: 10.1190/1.1440403.
7. Nigel A. Anstey Seismic Interpretation: The Physical Aspects. – Dordrecht : Springer, 1977. – 625 с. DOI:10.1007/978-94-015-3924-1.
8. Brown A.R. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data // AAPG & SEG. – 1999. – Т. 42. – № 9. – 665 с. DOI: 10.1190/1.9781560802884.
9. Badley M.E. Practical Seismic Interpretation, International Human Resources Development Corporation, 1985, 266 с. DOI: 10.1121/1.395350.
10. Xin C., Zhaowei L., Zhaofeng W., Wenyuan T., Yaliang X., Yanjing L., Xiaodong W., Hongmei W., Yu J., Xiaohuan Y. Complex Reservoirs Characterisation Technique Based on Geological Seismic Conditioning and its Application in a Oilfield, Middle East // Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference : мат-лы между. конф-ции (Абу-Даби, 12–15 ноября, 2018). – 2018. DOI: 10.2118/193239-MS.
11. Yunlong Zh., Cheng Y., Ding F. The identification of thin interbedded sandstone boundaries based on seismic waveform structure attributes // Paper presented at the 2018 SEG International Exposition and Annual Meeting : мат-лы конф-ции (Анахайм, США, 17 октября 2018). – Анахайм, 2018. – С. 1673–1677. DOI: 10.1190/segam2018-2995954.1.
12. Егоров А.С., Глазунов В.В., Сысоев А.П. Геофизические методы поисков и разведки месторождений. – СПб. : Горный университет, 2016. – 275 с.
13. Руководство по интерпретации сейсмических атрибутов / Сост. Р. Дабер, Л. Густафсон, Р. Пеннер и др. – Petrel, Schlumberger, 2007. – 119 с.
14. Chakraborty A., Okaya D. Frequency-time decomposition of seismic data using wavelet-based methods // Geophysics. – 1995. – Т. 60. – № 6. – С. 1906–1916. DOI: 10.1190/1.1443922.
15. Zabibi N.E., Siahkoobi H.R. Single frequency seismic attribute based on Short Time Fourier Transform, Continuous Wavelet Transform, and S Transform : мат-лы шестой международной конф-ции (Калькута, 9–11 января 2006). – Калькута, 2006. – С. 662–666. – Режим доступа: https://spgindia.org/conference/6thconf_kolkata06/222.pdf (дата обращения 18.06.2023)
16. Morlet J., Arens G., Fourgeau E., Glard D. Wave propagation and sampling theory — Part I: Complex signal and scattering in multilayered media // Geophysics. – 1982. – Т. 47. – № 2. – С. 203–221. DOI: 10.1190/1.1441328.
17. Partyka G.A., Gridley J., Lopez J. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization // The Leading Edge. – 1999. – Т. 18. – № 3. – С. 353–360. DOI: 10.1190/1.1438295.
18. Laughlin K., Garossino P., Partyka G. Spectral decomposition applied in 3D // AAPG Explorer. – 2002. – Т. 23. – № 5. – С. 28–31.
19. Chopra S., Marfurt K. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization // SEG Geophysical Development Series – 2007. – № 11. – 481 с. DOI: 10.1190/1.9781560801900.
20. Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. Комплексное изучение толщи неогеновых отложений Паннонского бассейна на основе сейсмостратиграфических подходов с элементами сейсмофациального анализа // Записки Горного института. – 2017. – Т. 228. – С. 631–641. DOI: 10.25515/pmi.2017.6.631.
21. Grinevskiy A., Kazora I., Kerusov I., Miroshnichenko D. Seismic Reservoir Characterization of Tyumen Formation in Frolov Megadepression : мат-лы онлайн конф-ции SPE Russian Petroleum Technology Conference (Октябрь, онлайн, 2021). DOI: 10.2118/206592-MS.

22. Boustani B., Javaherian A., Nabi-Bidhendi M., Torabi S., Amindavar H.R. Mapping channel edges in seismic data using curvelet transform and morphological filter // *Journal of Applied Geophysics*. – 2019. – T. 160. – С. 57–68. DOI: 10.1016/J.JAPPGEO.2018.11.004.

23. Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. Способ прогнозирования морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов): патент РФ № 2672766. – 2018.

References

1. Nezhdanov A.A. Geologicheskaya interpretatsiya seismorazvedochnykh dannykh: Kurs lektsii dlya studentov spetsial'nostei 21.05.02 "Prikladnaya geologiya", 21.05.03 "Tekhnologiya geologicheskoi razvedki" [Geological interpretation of seismic data: a course of lectures for students specializing in 05.21.02 Applied Geology, 05.21.03 Geological exploration technology]. Tyumen': Tyumenskii industrial'nyi universitet; 2017. 171 p. In Russ.

2. Sheriff R., Geldart L. Seismorazvedka [Seismic survey]: v 2 T. Moscow: Mir; 1987. V. 1. 447 p.; V. 2. 400 p. In Russ.

3. Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Kochneva O.Y. Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia. *Periodico Tche Quimica*. 2020;(17):915–924.

4. Guoqiang X., Bilal U.H. Seismic facies analysis: Past, present, and future. *Earth-Science Reviews*. 2022;(224):103876. DOI: 10.1016/j.earscirev.2021.103876.

5. Ricker N. The Form and Laws of Propagation of Seismic Wavelets. *Geophysics*. 1953;(18):10–40. DOI: 10.1190/1.1437843.

6. Widess M.B. How thin is a thin bed? *Geophysics*. 1973;38(6):1176–1180. DOI: 10.1190/1.1440403.

7. Nigel A. Anstey Seismic Interpretation: The Physical Aspects. Dordrecht: Springer; 1977. 625 p. DOI:10.1007/978-94-015-3924-1.

8. Brown A.R. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data. AAPG & SEG. 1999;42(9):665. DOI: 10.1190/1.9781560802884.

9. Badley M.E. Practical Seismic Interpretation, International Human Resources Development Corporation. 1985, 266 p. DOI: 10.1121/1.395350.

10. Xin C., Zhaowei L., Zhaofeng W., Wenyuan T., Yaliang X., Yanjing L., Xiaodong W., Hongmei W., Yu J., Xiaohuan Y. Complex Reservoirs Characterisation Technique Based on Geological Seismic Conditioning and its Application in a Oilfield, Middle East. In: Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference : mat-ly mezhd. konf-tsii (Abu Dhabi, 12–15 November, 2018). 2018. DOI: 10.2118/193239-MS.

11. Yunlong Zh., Cheng Y., Ding F. The identification of thin interbedded sandstone boundaries based on seismic waveform structure attributes. In: Paper presented at the 2018 SEG International Exposition and Annual Meeting : mat-ly mezhd. konf-tsii (Anaheim, USA, 17 October 2018). Anaheim; 2018. pp. 1673–1677. DOI: 10.1190/segam2018-2995954.1.

12. Egorov A.S., Glazunov V.V., Sysoev A.P. Geofizicheskie metody poiskov i razvedki mestorozhdenii [Geophysical methods of prospecting and exploration of deposits]. St. Petersburg: Gornyi universitet, 2016. 275 p. In Russ.

13. Rukovodstvo po interpretatsii seismicheskikh atributov [Guide to Seismic Attribute Interpretation]. In: R. Daber, L. Gustafson, R. Pepper et al. eds. Petrel, Schlumberger, 2007. 119 p. In Russ.

14. Chakraborty A., Okaya D. Frequency-time decomposition of seismic data using wavelet-based methods. *Geophysics*. 1995;60(6):1906–1916. DOI: 10.1190/1.1443922.

15. Zabibi N.E., Siahkoobi H.R. Single frequency seismic attribute based on Short Time Fourier Transform, Continuous Wavelet Transform, and S Transform : mat-ly 6th mezhd. konf-tsii (Kolkata, 9–11 January 2006). Kolkata; 2006. pp.662–666. Available at: https://spgindia.org/conference/6thconf_kolkata06/222.pdf (accessed 18.06.2023)

16. Morlet J., Arens G., Fourgeau E., Glard D. Wave propagation and sampling theory — Part I: Complex signal and scattering in multilayered media. *Geophysics*. 1982;47(2):203–221. DOI: 10.1190/1.1441328.

17. Partyka G.A., Gridley J., Lopez J. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. *The Leading Edge*. 1999;18(3):353–360. DOI: 10.1190/1.1438295.

18. Laughlin K., Garossino P., Partyka G. Spectral decomposition applied in 3D. *AAPG Explorer*. 2002;23(5):28–31.

19. Chopra S., Marfurt K. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. *SEG Geophysical Development Series*. 2007(11):481 p. DOI: 10.1190/1.9781560801900.

20. Ol'neva T.V., Zhukovskaya E.A. Kompleksnoe izuchenie tolshchi neogenovykh otlozhenii Pannonskogo basseina na osnove seismostratigraficheskikh podkhodov s elementami seismofatsial'nogo analiza [Comprehensive study of the Neogene deposits of the Pannonian basin based on seismostratigraphic approaches with elements of seismic facies analysis]. *Zapiski Gornogo instituta*. 2017;228:631–641. DOI: 10.25515/pmi.2017.6.631. In Russ.

21. Grinevskiy A., Kazora I., Kerusov I., Miroshnichenko D. Seismic Reservoir Characterization of Tyumen Formation in Frolov Megadepression : mat-ly mezhd. konf-tsii SPE Russian Petroleum Technology Conference (October, Online, 2021). DOI: 10.2118/206592-MS. In Russ.

22. Boustani B., Javaherian A., Nabi-Bidhendi M., Torabi S., Amindavar H.R. Mapping channel edges in seismic data using curvelet transform and morphological filter. *Journal of Applied Geophysics*. 2019;160:57–68. DOI: 10.1016/J.JAPPGEO.2018.11.004.

23. Ol'neva T.V., Zhukovskaya E.A. Sposob prognozirovaniya morfometricheskikh parametrov ruslovykh tel (paleokanalov) [Method for predicting morphometric parameters of channel bodies (paleochannels)]: Patent RF № 2672766. 2018. In Russ.

Информация об авторах

Ольнева Татьяна Владимировна

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий эксперт

Группа компаний "Газпром нефть",
190000 Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5
e-mail: Olneva.TV@gazpromneft-ntc.ru

Егоров Алексей Сергеевич

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор

Санкт-Петербургский горный университет,
199106 Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия д. 2
e-mail: egorov_as@pers.spmi.ru
ORCID ID: 0000-0002-3501-9145

Орешкова Мария Юрьевна

Аспирант

Санкт-Петербургский горный университет,
199106 Санкт-Петербург,
Васильевский остров, 21 линия, д. 2
e-mail: s215017@stud.spmi.ru
ORCID ID: 0000-0002-9643-0253

Information about authors

Tatiana V. Ol'neva

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading expert

Gazprom neft company group,
3–5, ul. Pochtamtskaya, Saint Petersburg, 190000, Russia
e-mail: Olneva.TV@gazpromneft-ntc.ru

Aleksei S. Egorov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor

St. Petersburg Mining University,
2, 21st Vasilyevskogo ostrova line, Saint Petersburg, 199106, Russia
e-mail: egorov_as@pers.spmi.ru
ORCID ID: 0000-0002-3501-9145

Mariya Yu. Oreshkova

Postgraduate

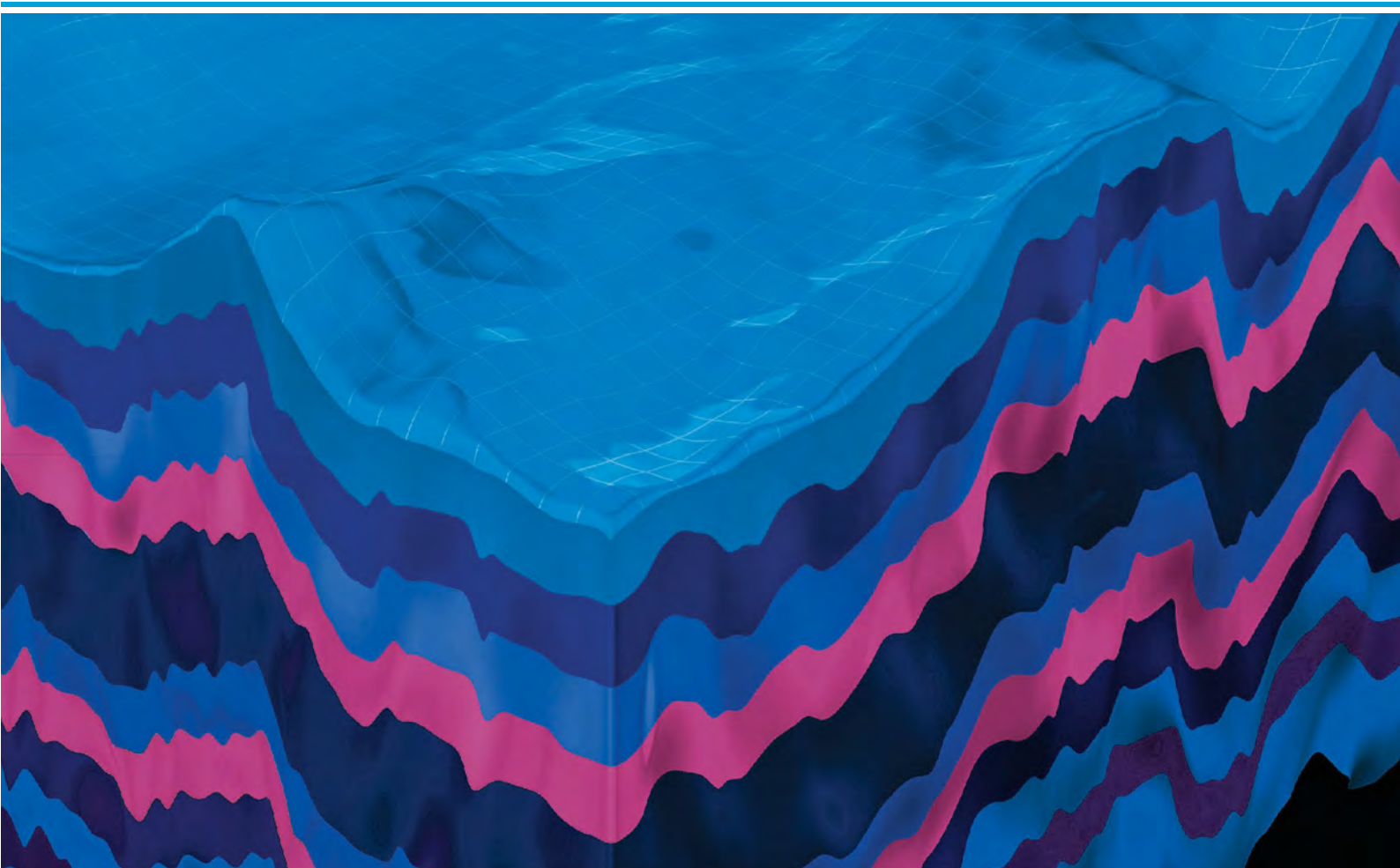
St. Petersburg Mining University,
2, 21st Vasilyevskogo ostrova line,
Saint Petersburg, 199106, Russia
e-mail: s215017@stud.spmi.ru
ORCID ID: 0000-0002-9643-0253

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



Геомодель 2024

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



ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ – 15 МАЯ 2024 г.

9-12 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. / ГЕЛЕНДЖИК, РОССИЯ

www.geomodel.ru

УДК 550.4.41

DOI 10.47148/0016-7894-2023-6-97-106

Геохимические особенности нефтей и нефтепроявлений грязевых вулканов западного борта Южно-Каспийской впадины

© 2023 г. | С.А. Пунанова¹, Д.А. Гусейнов², Г.С. Мартынова², Р.Г. Нанаджанова²

¹Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, Москва, Россия; punanova@mail.ru;

²Институт геологии и геофизики Министерства науки и образования Азербайджана, Баку, Азербайджан; d_huseynov@yahoo.com; martgs@rambler.ru; raxile_scorpion@inbox.ru

Поступила 20.06.2023 г.

Доработана 24.07.2023 г.

Принята к печати 15.08.2023 г.

Ключевые слова: Южно-Каспийская впадина; нефть; нефтепроявления; грязевой вулканизм; микроэлементы; генезис нафтидов.

Аннотация: В статье приведены результаты изучения генезиса нафтидов Азербайджана, направленного на выявление возможности нефтегазообразования в глубоких горизонтах осадочного чехла региона. Представлены результаты геохимических исследований продуктов деятельности грязевых вулканов и нефтей месторождений западного борта Южно-Каспийской впадины. Впервые современными инструментальными методами исследован микроэлементный состав продуктов выбросов грязевых вулканов в виде нефтепроявлений в Апшеронской, Шамаха-Гобустанской и Нижнекуруинской областях Азербайджана и нефти из соседних месторождений тех же регионов. Сравнение содержания микроэлементов в пробах нефтей и в нефтепроявлениях, а также изотопных характеристик, компонентного состава и биомаркерных показателей свидетельствует о едином генезисе нафтидов. Сопоставление продуктов вулканической деятельности и нефтей месторождений Азербайджана по конкретным регионам, а также использование результатов корреляционного анализа состава вод грязевого вулканизма, изложенных в статье, способны дополнить и обогатить исследования, проведенные ранее, новыми результатами. Отмечено, что в трех изучаемых регионах концентрации микроэлементов в нефтепроявлениях грязевых вулканов существенно выше, чем в нефтях. Это явление связано с процессами гипергенного преобразования нефтепроявлений грязевых вулканов, потерей и улутучиванием легких фракций, процессами окисления и биодеградациии и соответствующим повышением смолисто-асфальтеновых компонентов, содержащих в них микроэлементов и изменением биомаркерных показателей. Выявленная связь коэффициентов корреляции микроэлементного состава вод грязевых вулканов Азербайджана с составом земной коры среднего уровня, генетическое единство нефтей и нефтепроявлений грязевого вулканизма может свидетельствовать о возможном дополнительном источнике микроэлементов и вовлеченности в процессы нефтегазообразования глубинных горизонтов.

Для цитирования: Пунанова С.А., Гусейнов Д.А., Мартынова Г.С., Нанаджанова Р.Г. Геохимические особенности нефтей и нефтепроявлений грязевых вулканов западного борта Южно-Каспийской впадины // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 97–106. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-97-106.

Финансирование. Статья подготовлена в рамках плана ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3) и тематического плана Института геологии и геофизики Министерства науки и образования Азербайджанской Республики (тема «Флюидодинамика зоны конвергенции Черноморско-Каспийского сегмента Евразийской и Аравийской плит»).

Mud volcanoes of western flank of South Caspian depression: geochemical features of oils and mud volcano oil shows

© 2023 | S.A. Punanova¹, D.A. Huseynov², G.S. Martynova², R.G. Nanajanova²

¹Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russia; punanova@mail.ru;

²Institute of Geology and Geophysics, Ministry of Science and Education of Azerbaijan, Baku, Azerbaijan; d_huseynov@yahoo.com; martgs@rambler.ru; raxile_scorpion@inbox.ru

Received 20.06.2023

Revised 24.07.2023

Accepted for publication 15.08.2023

Key words: South Caspian depression; oil; oil show; mud volcanism; trace elements; naphtide genesis.

Abstract: The authors discuss the results of naphtide genesis studies in Azerbaijan, which are aimed at discovery of oil and gas formation opportunities in deep sedimentary cover horizons in the region. The results of geochemical studies of the products of mud volcanoes activity and oil from the fields of the western sidewall of South Caspian depression are presented. Instrumental methods were for the first time used to analyse the trace element composition of material ejected from mud volcanoes (oil shows in Absheron, Shamakha-Gobustansky. and Nizhnekurinsky regions of Azerbaijan) and oil from the neighbouring fields of mentioned regions. Comparison of trace element content in oil samples and oil shows, as well as isotopic characteristics, composition, and biomarker features are indicative of common genesis of naphtides. Comparison of the products of volcanic activity and oil from Azerbaijan fields in certain regions, as well as involvement of the correla-

tion analysis results for mud volcanism water content presented in the paper, will complement and enrich the results of previous studies. It was found that trace element concentrations in oil shows of mud volcanoes in three studied regions are considerably higher than in the oils. This phenomenon is related to supergene transformation of mud volcano oil shows, light fraction loss and escape, oxidation and biodegradation accompanied by increase in resinous-asphaltenic components and trace element content in them, and changes in biomarker characteristics. The revealed dependence of trace element composition of mud volcano waters in Azerbaijan on the composition of intermediate-level Earth's crust, syngensis of oils and oil shows of mud volcanism can be indicative of possible additional source of trace elements and involvement of deep-lying horizons in oil generation.

For citation: Punanova S.A., Huseynov D.A., Martynova G.S., Nanajanova R.G. Mud volcanoes of western flank of South Caspian depression: geochemical features of oils and mud volcano oil shows. Geologiya nefti i gaza. 2023;(6):97–106. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-97-106. In Russ.

Funding: The paper is prepared according to RAS Institute of Oil and Gas Problems plan ("Scientific and methodological basis of exploration and prospecting for oil and gas accumulations confined to mega-reservoirs of sedimentary cover", subject No. 122022800253-3) and subject-matter plan of the Institute of Geology and Geophysics of Ministry for Science and Education of the Republic of Azerbaijan (subject "Fluid dynamics of zone of Chernomorsky-Caspian segment of Eurasian and Arabian plate convergence").

Введение

В данной статье приведены результаты работ по выявлению геохимических особенностей нефтей и нефтепроявлений грязевых вулканов западного борта Южно-Каспийской впадины для установления их генетической связи. Впервые проведенный анализ зависимостей характеристик нефтей и нефтепроявлений вулканической деятельности на территориях Апшеронского, Шамах-Гобустанского и Нижнекуруинского районов Азербайджана является актуальным. Изотопно-геохимические, биомаркерные исследования и оценка микроэлементного состава природных нафтидов, а также продуктов деятельности грязевых вулканов и нефтей месторождений западного борта Южно-Каспийской впадины Азербайджана проливают свет на их происхождение, возможные источники генерации УВ и перспективность глубоководных отложений мощного осадочного выполнения региона. Впервые для оценки глубинности корней грязевого вулканизма привлечены результаты корреляционных зависимостей состава микроэлементов вод грязевых вулканов Азербайджана от состава земной коры разного уровня. Именно глубоководные отложения во многих нефтегазоносных бассейнах мира являются основными объектами проведения геолого-поисковых работ, поэтому оценка их возможной перспективности становится научно-значимой и практической задачей.

Обычно области распространения грязевых вулканов совпадают с наиболее крупными нефтегазоносными бассейнами и соответствующими им элизионными системами. На участках грязевых вулканов обнаружены богатые месторождения газоконденсата и нефти.

Микроэлементный состав нафтидов заинтересовал ученых еще с конца XIX в., практически сразу после обнаружения соединений V и Ni в золе нефти при ее сжигании (Kyle J.J., 1892; Ramsay W., 1924; Виноградов А.П., Бергман Г.Р., 1935). Среди научных направлений по изучению микроэлементного состава нефтей и их производных обособляется несколько научных школ: московская, питерская, сибирская, казанская, бакинская, казахстанская и др. В настоящее время бакинская школа иссле-

дователей микроэлементного состава нефтей, горных пород, ОВ пород и пластовых вод нефтяных месторождений, опираясь на научные достижения таких ученых, как Д.И. Зульфугарлы, И.С. Гулиев, Ф.Р. Бабаев и др. [1–5], активно продолжает свои разработки в Институте геологии и геофизики Министерства науки и образования Азербайджана с привлечением широкого комплекса современных инструментальных методов анализа.

В работах Д.А. Гусейнова и др. [6, 7] на основе изучения изотопно-геохимических характеристик керогена и нефтей Южно-Каспийской впадины описаны модели УВ-систем быстропогружающихся бассейнов. Выделены очаги флюидогенерации в мезозой-кайнозойском разрезе Южно-Каспийской впадины, их эволюция и ареалы распространения. Установлено, что нефти, генерируемые палеоген-нижнемиоценовыми отложениями, характеризуются легким изотопным составом углерода: $\delta^{13}\text{C}$ –28,5...–27,5 ‰, а средне-верхнемиоценовыми – тяжелым изотопным составом углерода: $\delta^{13}\text{C}$ –24...–24,5 ‰. Исследованы микроэлементный состав и биомаркеры продуктов грязевулканической деятельности на территории Азербайджана [8, 9]. В работах Ад.А. Алиева [10], Н.П. Юсубова и И.С. Гулиева [11] приведены результаты исследований на основе современных геофизических и геохимических данных генезиса нафтидов Азербайджана, направленных на выявление возможности нефтеобразования в глубоких горизонтах осадочного чехла региона. Однако сопоставление продуктов вулканической деятельности и нефтей месторождений Азербайджана по конкретным регионам, а также использование изложенных в статье результатов корреляционного анализа состава вод грязевого вулканизма призваны дополнить и обогатить новые результаты проведенные ранее исследования.

Особенности нефтей Азербайджана

Особенности незрелых скоплений УВ мелководных дельтовых и прибрежно-морских фаций плиоценовых нефтей Азербайджана достаточно детально охарактеризованы в работе [12] на основе большого фактического материала. К нефтям незрелого генезиса относятся также третичные и неогеновые нефти Западной Туркмении, Грузии и

Западного Предкавказья. УВ-скопления образовались в доглавнофазовую стадию генерации нафтидов, в зоне протокатагенеза. Осадочный чехол Азербайджана представлен мезозой-кайнозойскими отложениями мощностью до 25–30 км. Промышленная нефтеносность связана в основном с плиоценовыми отложениями, мощность которых достигает 4 км. Основной нефтегазоматеринской толщей являются терригенные отложения среднего плиоцена, в которой развита полифаціальная дельтовая формация, сложенная мощным комплексом (> 3000 м) глинистых и песчано-алевритовых пород. Геохимические условия формирования данных отложений — от окислительных до восстановительных в пределах Бакинского архипелага, Апшеронского района и центральной части Нижнекуруинской впадины. Толща содержит сапропелево-гумусовое ОВ с кларковыми содержаниями $C_{орг} = 0,5-1\%$. Тип ОВ и степень его катагенетического преобразования очень изменчивы. В районах, приуроченных к бортовым частям Нижнекуруинской впадины, наблюдается ОВ гумусового и сапропелево-гумусового типов, а степень катагенеза ОВ в этом районе изменяется от градации ПК₁ до МК₁. Для Апшеронского района Бакинского архипелага и ряда участков внутренней зоны Нижнекуруинской впадины характерно присутствие ОВ, богатого сапропелевым материалом и преобразованного в основном до градаций катагенеза ПК₃-МК₁, редко — МК₂. Эти особенности характерны и для красноцветной толщи Западной Туркмении — аналога продуктивной толщи Азербайджана.

Неогеновые нефти Азербайджана малосернистые, малосмолистые и смолистые, малопарафинистые и парафинистые. Групповой УВ-состав нефтей разнообразен: на фоне преобладающих нафтенопарафиновых и парафинонафтеновых оснований присутствуют нефти с нафтеновым, нафтеноароматическим, ароматико-нафтеновым и ароматико-парафино-нафтеновым основаниями химических типов Б-1, Б-2. В нефтях типах Б-1 и Б-2 полностью отсутствуют нормальные и изопреноидные алканы. Стераны представлены холестанами (C₂₇), эргостанами (C₂₈) и ситостанами (C₂₉). Коэффициент созревания, представляющий отношение изостеранов к α-стеранам, составляет 1,7, что отвечает слабозрелому флюиду.

Отмечается, что незрелые нефти Азербайджана и близлежащих областей Западной Туркмении, Грузии и Западного Предкавказья по микроэлементному составу достаточно близки, образуют единый тип флюидов, генетически связанный с особенностями исходного ОВ и условиями его захоронения. Характеризуются как нефти, обедненные микроэлементами, в особенности основными, хорошо изученными элементами нефтяной золы — V и Ni. Содержания этих элементов ниже 10 г/т. Типично преобладание Fe и Ni над содержанием V. Генетический показатель — отношение V/Ni < 1, а тип нефти — железистый либо никелевый.

По приведенной микроэлементной характеристике рассмотренные нефти ранней генерации существенно отличаются от близких по физико-химическим свойствам нефтей другого генезиса. Известно, что V и Ni, как и многие другие элементы группы железа, концентрируются в смолисто-асфальтеновых фракциях нефтей и их высокие концентрации характерны, как правило, для тяжелых нефтей. Для сравнения можно отметить, что тяжелые нефти некоторых месторождений Волго-Уральской области содержат V в концентрации до 500 г/т, а Ni — до 190 г/т, Тимано-Печорского региона — V до 240 г/т, а Ni — до 170 г/т.

Объекты и методы исследования

Для установления генетической общности онтогенеза нафтидов авторы статьи впервые современными инструментальными методами исследовали продукты выбросов грязевых вулканов в виде нефтепроявлений в Апшеронской, Шамаха-Гобустанской и Нижнекуруинской областях Азербайджана и нефти из соседних месторождений тех же регионов (рис. 1).

Микроэлементный состав (Mn, As, Co, Cr, Mo, Ti, Cu, Li, Ni, Pb, V, Zn, Fe) нафтидов изучен методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP/MS) на приборе NexION-300 D фирмы Perkin Elmer. Пределы обнаружения для большинства элементов составляют < 0,001 г/т, линейный динамический диапазон достигает 8 порядков измеряемых значений и позволяет одновременно определять концентрации элементов-примесей и основных компонентов пробы. Для стандартизации применялся комплект аттестованных многоэлементных стандартов Multiwave.

Результаты и обсуждение

Результаты анализа микроэлементного состава грязевулканических нефтепроявлений представлены на рис. 2, где последовательно сравниваются содержания Ni, V, Ti, Zn, Cr и Fe в пробах по трем областям: Апшеронской, Шамаха-Гобустанской и Нижнекуруинской.

Содержания микроэлементов изменяются от высоких концентраций, например Fe, Ti, Ni и Cr, равных соответственно > 5000; 500,8; 137,3 и 136,6 г/т, до низких содержаний Pb, As и Mn, составляющих соответственно 4,4; 3,2; 0,16 г/т. Концентрация V не превышает 51,8 г/т. Несмотря на отчетливо прослеживающуюся тенденцию обеднения нефтепроявлений Нижнекуруинской области большинством выявленных элементов (за исключением Ti и Mo), симбатность кривых распределения элементов в нефтепроявлениях свидетельствует о близком генетическом характере накопления элементов в пробах трех областей. Содержание ряда элементов в нефтепроявлениях Апшеронской и Шамаха-Гобустанской областей достаточно схоже. По отношению V и Ni нафтиды характеризуются никелевой металлогенией, так как содержание Ni во всех



Рис. 1. Расположение грязевых вулканов и месторождений нефти [9]
Fig. 1. Location map of mud volcanoes and oil fields [9]

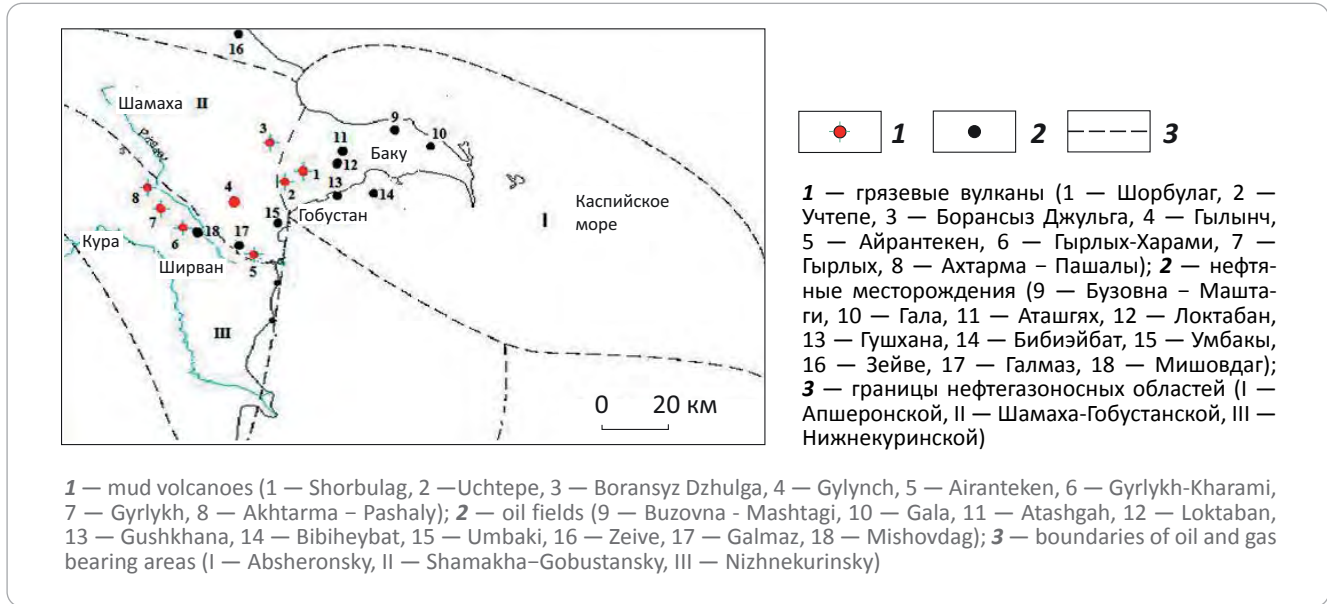
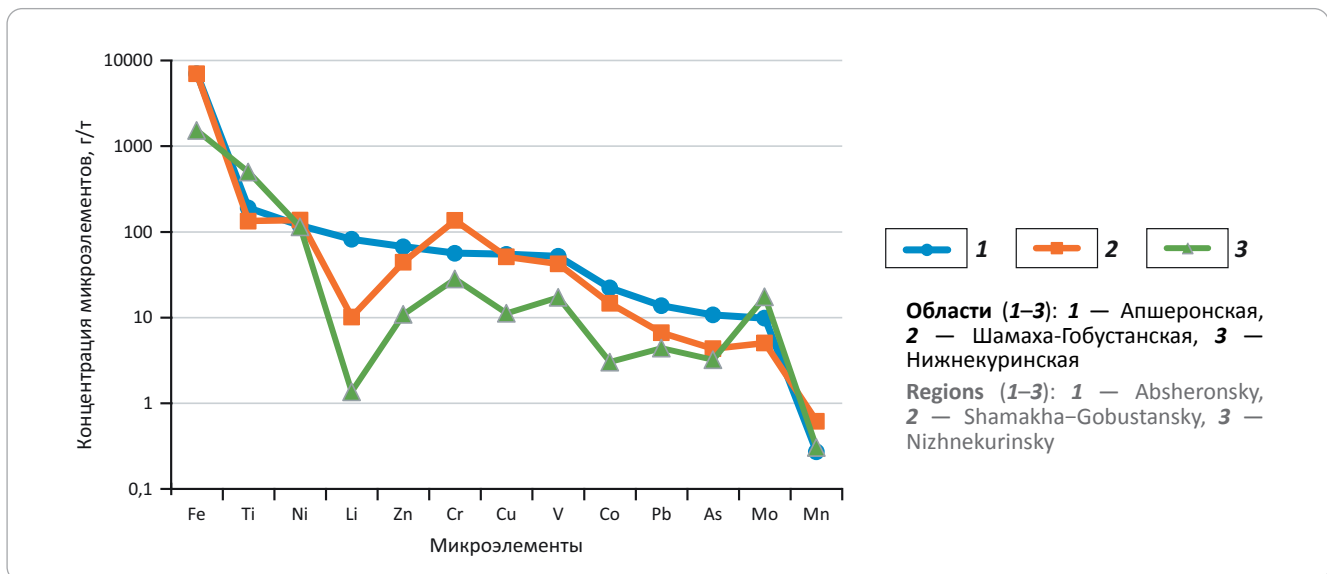


Рис. 2. Сравнительная характеристика микроэлементного состава нефтепроявлений грязевых вулканов в различных областях Азербайджана
Fig. 2. Comparison of trace element composition of mud volcano oil shows in various Azerbaijan regions



пробах преобладает над содержанием V ($V/Ni < 1$). Известно, что V и Ni составляют иногда 60 % их зольного остатка. Нефти отдельных нефтегазоносных комплексов по содержанию V и Ni и отношению V/Ni создают устойчивые геохимические типы — металлогенические провинции [5].

Сравнение содержаний микроэлементов в пробах нефтей и нефтепроявлений грязевых вулканов и нефтей, отобранных из тех же нефтегазоносных областей, свидетельствует о едином концентрационном распределении металлов, о никелевой металлогении, но более высоких концентрациях элементов в нефтепроявлениях вулканов по срав-

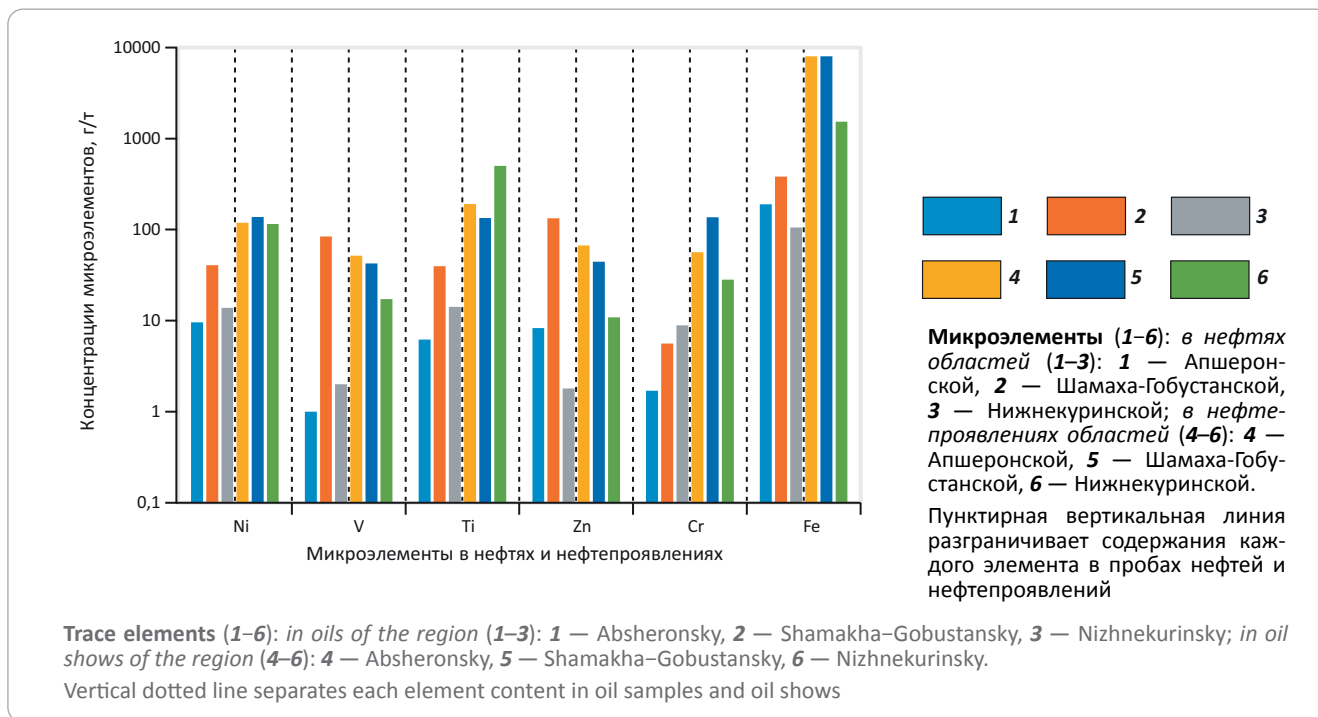
нению с нефтями из месторождений тех же областей (рис. 3).

Так, концентрация V в нефтепроявлениях вулканической деятельности изменяется от 17,2 до 51,8, а Ni — от 115 до 137,3 г/т (усредненные данные), а в нефтях эти содержания существенно ниже и варьируют для V от 1 до 8,4 г/т, а Ni — от 9 до 13,2 г/т. В соответствии с этими содержаниями изменяются и отношения Ni/V (соответственно от 6,7 до 2,7 и от 9 до 1,5).

Отмечаются более низкие концентрации элементов в нефтепроявлениях Нижнекуринской области (за исключением Ti) (см. рис. 2, 3). Подобная

Рис. 3. Оценка содержаний микроэлементов в нефтях и нефтепроявлениях грязевых вулканов в различных областях Азербайджана

Fig. 3. Assessment of trace element content in oils and mud volcano oil shows in various Azerbaijan regions



тенденция не наблюдается для проб нефтей. Наиболее обогащены шестью показанными на графиках элементами нефти Шамаха-Гобустанской области, а нефти Нижнекуруинской области по Ni, V, Ti, Cr занимают промежуточную позицию. Наиболее наглядно различие содержаний микроэлементов в нефтях и нефтепроявлениях каждой области отражено на рис. 4. Анализ представленных результатов хорошо согласуется с микроэлементным составом азербайджанских нефтей по более представительной базе данных (около 40 элементов). Подтверждается никелевая металлогения нефтей Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна, главными элементами являются Ni или Fe, содержание которых преобладает над концентрацией V ($V/Ni < 1$; $V/Fe < 1$) [4, 5, 12]. Разная обогащенность нефтей теми или иными микроэлементами объясняется различием исходного ОВ (сапропелевого или гумусово-сапропелевого) и степенью ее катагенетической преобразованности.

Результаты фракционного анализа проб вулканического нефтепроявления, представленные в табл. 1, свидетельствуют о низком выходе бензин-лигроиновой и керосин-газойливой фракций и высоком содержании смолистых компонентов и асфальтенов, т. е. в пробах нефтепроявлений из грязевых вулканов практически отсутствуют легкие фракции нефти, а пробы в основном содержат более тяжелые высокомолекулярные соединения: масла, смолы и асфальтены.

Биомаркерный анализ проб нефтепроявлений показал наличие терпанов, представленных сесквитерпанами, трициклическими терпанами

(хейлантанами), тетрациклическими (стеранами) и пентациклическими (гопанами) терпанами. Сесквитерпаны — это бициклические терпаны C_{14} – C_{16} или полиметилзамещенные бициклические декалины. Они наиболее устойчивы к биодegradации по сравнению с алканами и изопренанами, поэтому сесквитерпаны являются показателями степени биодegradации (Stout et al., 2002). Отмечается снижение содержания терпанов T_{19} – T_{25} в нефтепроявлениях грязевых вулканов, что может свидетельствовать о процессах биодegradации. Пробы частично биодegradированы, в биомаркерах отмечено значительное количество адиянтана C_{29} и олеана (α , β). Пентациклические терпаны представлены гопанами от C_{27} до C_{35} . В составе гопанов идентифицированы трисноргопаны, моретаны, диагопан и т. д.

Большой интерес представляет изучение состава и распределения адамантанов и его гомологов в вулканических нефтепроявлениях. Так, адамантан и его метилзамещенные соединения в вулканических нефтепроявлениях, как и в нефтях, располагаются в порядке увеличения их термодинамической устойчивости: $2-M_{ад} > 3-M_{ад} > 1-M_{ад}$.

Сравнительная характеристика содержания микроэлементов, а также приведенные результаты исследований фракционного, компонентного и биомаркерного анализов свидетельствуют о генетическом единстве нефтей и нефтепроявлений грязевых вулканов, однако нефтепроявления подвержены процессам вторичного изменения, биодegradации и гипергенного преобразования. Это подтверждают более высокие концентрации микроэлементов в них, особенно V, который обыч-



Рис. 4. Сравнение содержаний микроэлементов в нефтях и нефтепроявлениях грязевых вулканов в Апшеронской (А), Шамаха-Гобустанской (В) и Нижнекуруинской (С) областях Азербайджана

Fig. 4. Comparison of trace element content in oils and mud volcano oil shows of Absheronky (A), Shamakha-Gobustansky (B), and Nizhnekurinsky (C) regions of Azerbaijan

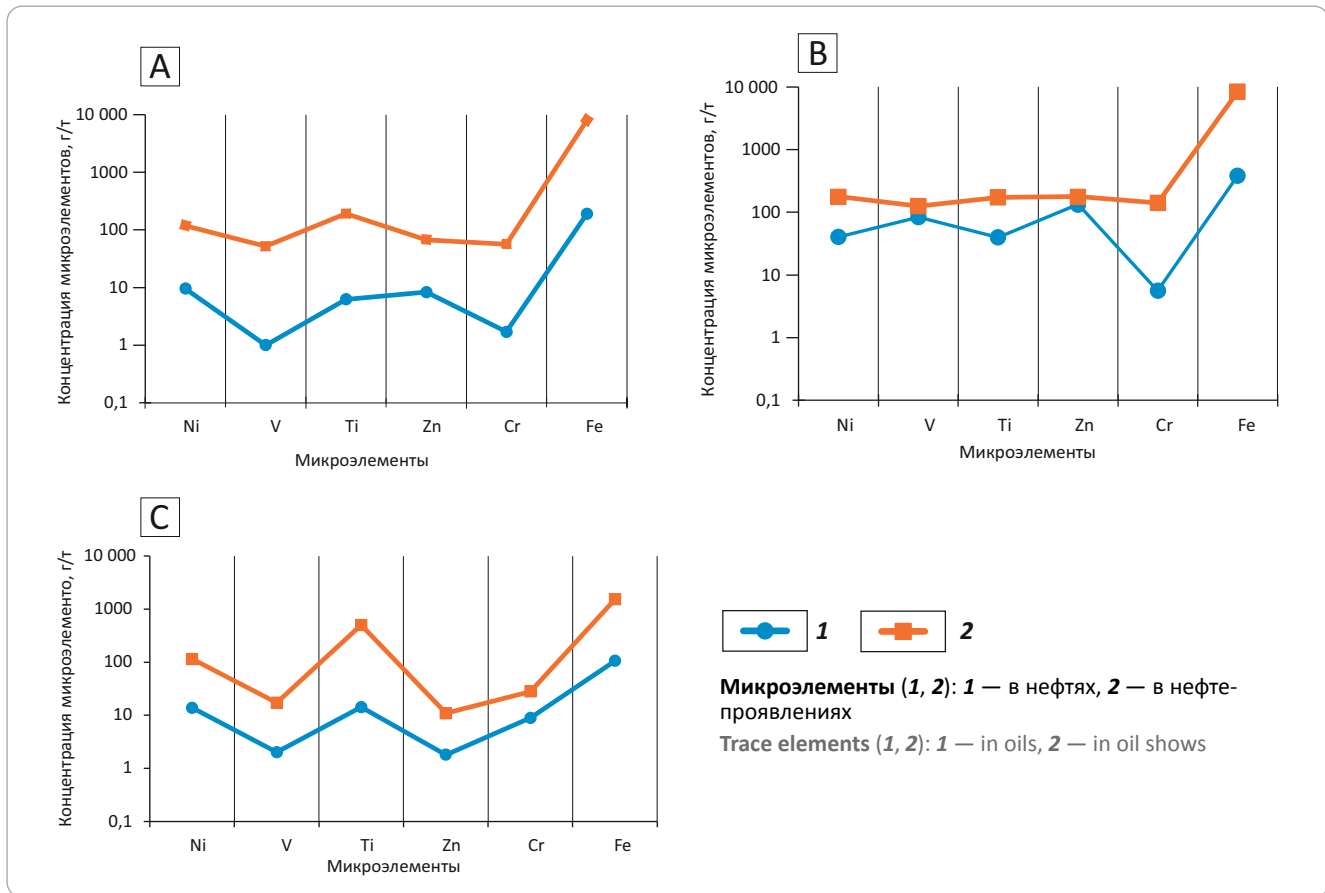


Табл. 1. Фракционный состав вулканических нефтепроявлений (только по нефтепроявлениям)

Tab. 1. Fractional composition of volcanic oil shows (only results for oil shows)

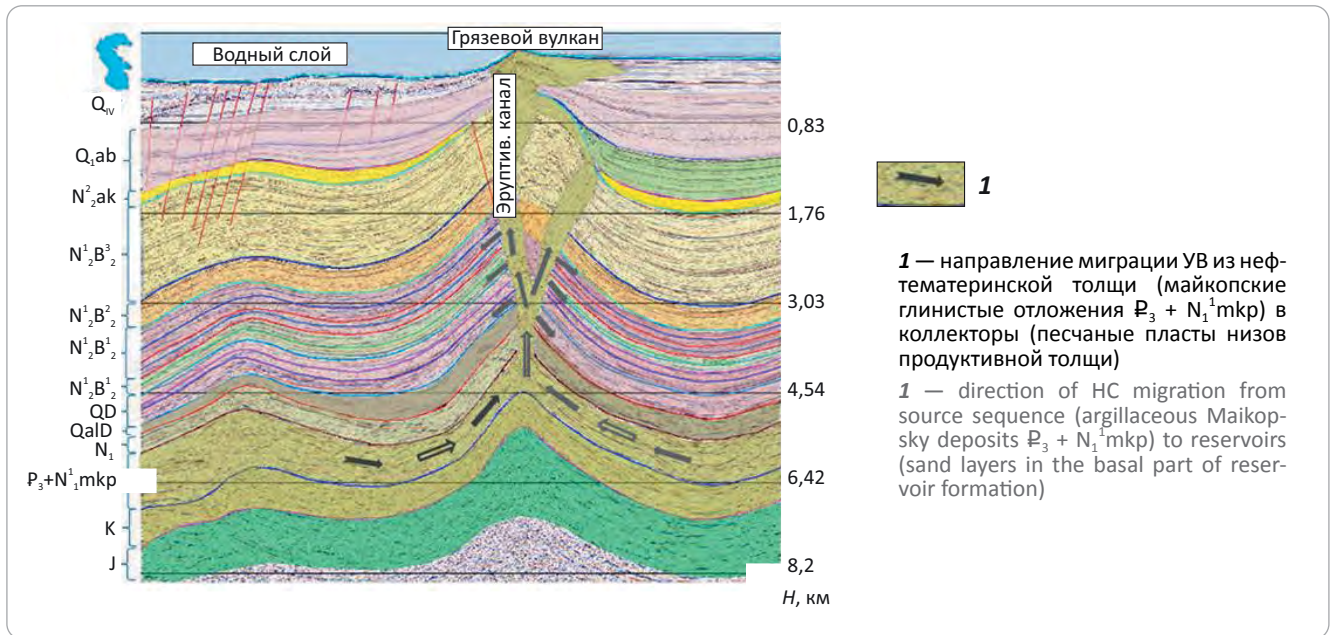
Область	Название пробы	Фракционный состав				
		Бензин-лигроиновая, НК – 200 °С	Керосин-газойлевая 200–300 °С	Масла и парафины, 300–400 °С	Смолы, 400–520 °С	Асфальтены, > 520 °С
Апшеронская	Шорбулаг	1,373	12,9	27,8	40,9	5,1
Шамаха-Гобустанская	Айрантекян	0,724	10	27,2	43,9	5,7
Нижнекуруинская	Гырлых	1,32	10,7	23,7	40,6	12,3

но накапливается в гипергенных нефтях за счет потери легких фракций и, возможно, вторичного обогащения, а также отсутствие нормальных алканов и повышенные содержания смолисто-асфальтеновых компонентов.

Известна тесная связь распространения грязевого вулканизма и нефтегазоносности. По образному выражению Ад.А. Алиева [10, с. 46], «грязевые вулканы выполняют роль бесплатных природных разведочных скважин и дают ценную информацию о нефтегазоносности недр, особенно тех глубин, которые сегодня недоступны бурению». Отмечается, что грязевой вулканизм часто свидетельствует о

процессе генерации УВ-газов в недрах, миграции и аккумуляции которых способствуют раздробленные глубинные зоны земной коры с многочисленными трещинами и кавернами. Так, на участках грязевых вулканов обнаружены газоконденсатные и нефтяные месторождения. Грязевые вулканы принято считать современными активно формирующимися нефтегенными структурами. Тектонически они, как правило, приурочены к разломным надвиговым зонам. От окружающих впадин орогенических элементов к ее внутренним частям наблюдается резкое погружение поверхности отложений мезозоя и соответственно возрастание

Рис. 5. Модель углеводородной и грязевулканической систем [11]
 Fig. 5. Model of hydrocarbon and mud volcanic systems [11]



мощности отложений кайнозоя, подошва которого может достигать глубины 8–12 км на Апшеронском полуострове, 8–10 км — в Шамаха-Гобустанском и Нижнекуруинском районах и 14–20 км — на Апшеронском пороге и в Южном Каспии. На западном борту Южно-Каспийской впадины Азербайджана установлено, что более 80 % известных нефтегазовых месторождений осложнены грязевыми вулканами [10, 13, 14]. Отмечается, что очаги грязевых вулканов приурочены к глубокозалегающим горизонтальным осадочного разреза Южно-Каспийской впадины, которые характеризуются сверхвысокими пластовыми давлениями (80–100 МПа и более) [15–17]. На рис. 5 показана схематическая модель образования УВ-систем в жерле вулкана и миграции по эруптивному каналу [11].

Изучена газовая фаза продуктов деятельности грязевых вулканов. Основным компонентом является метан, содержание которого достигает 99 %, присутствуют также и тяжелые УВ, CO₂, N₂ и инертные газы (гелий и аргон). Получены данные и об изотопном составе нефтепроявлений грязевых вулканов. Отмечается, что нефти нафтен-ароматического и метанового составов сильно биодegradированы, изотопный состав углерода изменяется в пределах -24,76...-27,88 ‰. Изотопно тяжелые нефти грязевых вулканов коррелируют с нефтями плиоценовых и верхнемиоценовых отложений, а изотопно более легкие — с нефтями палеогеновых отложений [7, 10]. Детальные пиролитические исследования на установке Rock-Eval образцов пород из грязевых вулканов Азербайджана, а также микронепти в выбросах грязевых вулканов подтвердили возможность процессов нефтегазообразования, протекающих на больших глубинах при высоких давлениях и температурах [16].

О перспективности глубинных отложений Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна могут свидетельствовать результаты расчетов коэффициентов корреляции между содержаниями микроэлементов грязевулканических вод Азербайджана (по аналитическим данным [13]) с модельным составом континентальной коры и биотой — морской и наземной, полученные ранее в комплексе с составами вод Большого Кавказа [18]. Наибольшая корреляция микроэлементного состава грязевулканических вод Азербайджана (по трем исследованным регионам) отмечается с составом средней коры по сравнению с составами верхней и нижней (табл. 2). Часто наблюдается более высокая корреляция с химическим составом морской фауны, а не наземной. Это является свидетельством сапропелево-гумусового типа исходного ОВ, что согласуется с геохимической характеристикой процессов генерации УВ на территории бассейна.

Результаты корреляционного анализа микроэлементного состава объектов, а именно высокая связь с составом средней коры, указывают на достаточно глубокое зарождение вод грязевых вулканов Азербайджана, что подтверждается сейсмологическими данными (Собисевич А.Л. и др., 2008; Шнюков Е.Ф., Нетребская Е.Я., 2013) о значительной (до 20 км) глубине корней ряда грязевых вулканов Черного моря и Азербайджана и данными о глубинах основных магматических камер.

Заключение

Впервые представлены результаты сравнительного анализа микроэлементного и УВ-составов нефтепроявлений грязевого вулканизма и нефтей месторождений Апшеронской, Шамаха-Гобустанской и Нижнекуруинской областей Азербайджана, которые показали следующее.

Табл. 2. Коэффициенты корреляции между составами вод, коры и биоты (модифицировано из [18])

Tab. 2. Coefficients of correlation between water, crust, and biota (modified from [18])

Район (число анализов)	Состав континентальной коры			Биота			
	Верхняя	Средняя	Нижняя	Морские		Наземные	
				Растения	Животные	Растения	Животные
Апшеронский (5)	0,42 ± 0,04	0,48 ± 0,04	0,44 ± 0,04	0,72 ± 0,04	0,77 ± 0,02	0,67 ± 0,02	0,65 ± 0,03
Шамаха – Гобустанский (23)	0,42 ± 0,01	0,48 ± 0,01	0,44 ± 0,01	0,75 ± 0,01	0,76 ± 0,01	0,66 ± 0,01	0,67 ± 0,01
Нижнекуруинский (12)	0,47 ± 0,03	0,55 ± 0,03	0,5 ± 0,03	0,76 ± 0,02	0,79 ± 0,01	0,7 ± 0,01	0,69 ± 0,01

* Погрешность оценки среднего коэффициента корреляции.

** Жирным шрифтом выделены максимальные значения корреляции (для коры и биоты).

*Error in estimating the average correlation coefficient.

**The maximum correlation values are shown in bold (for crust and biota).

1. Оценка содержания микроэлементов (Ni, V, Ti, Zn, Cr и Fe), физико-химических свойств и биомаркерных показателей в сравниваемых объектах (по каждой нефтегазоносной области) свидетельствует о генетическом единстве нефтяных месторождений (симбиотическое распределение металлов, единая никелевая металлогения, единая УВ-составляющая).

2. Выявлены отличия геохимических характеристик нефтяных месторождений между собой в трех изучаемых регионах, которые можно объяснить двояко.

С одной стороны, это связано с процессами гипергенного преобразования и биодеградациии продуктов вулканической деятельности, которые в силу геологических условий приближены к поверхности и подвержены значительным изменениям. Дифференциация флюидов в зонах гипергенеза проявилась улетучиванием легких фракций, т. е. значительным сокращением их объема, отсутствием нормальных алканов, обогащением смолисто-асфальтеновыми компонентами и микроэлементами, ассоциированными с ними (обратим внимание, что в продуктах вулканической деятельности при этом значительно повысилось содержание ванадия, что характерно для гипергенно измененных нефтяных месторождений).

С другой стороны, выявленная связь коэффициентов корреляции состава микроэлементных

вод грязевых вулканов Азербайджана с составом средней коры свидетельствует о вовлеченности в процессы нефтегазообразования более глубоких горизонтов и о возможном дополнительном источнике микроэлементов. Полигенный характер источника микроэлементов нефтяных месторождений неоднократно отмечался во многих публикациях авторов статьи. Часто более высокая корреляция с химическим составом морской фауны, а не наземной, является указанием на сапропелево-гумусовый тип исходного УВ, что согласуется с геохимической характеристикой процессов генерации УВ на территории бассейна. Безусловно, привлечение в исследование широкого комплекса микроэлементов (редкоземельных, платиноидов, радиоактивных) поможет более обоснованно решать спорные проблемы.

Таким образом, геохимическое изучение продуктов выбросов грязевого вулканизма и нефтяных месторождений западного борта Южно-Каспийской впадины и их сравнительный анализ способствуют познанию особенностей глубоких горизонтов земной коры, дополнительных источников УВ в глубокопогруженных отложениях осадочной толщи, уточнению онтогенеза УВ-скоплений и в конечном итоге более эффективной оценке перспективности поисков скоплений нефти и газа на больших глубинах.

Литература

1. Зулфугарлы Д.И. Распространение микроэлементов в каустобиолитах, организмах, осадочных породах и пластовых водах. – Баку: Изд-во Азерб. ун-та, 1960. – 230 с.
2. Израелян А.Д. Микроэлементы в золах нефтяных месторождений Азербайджана // Тр. Азерб. науч.-исслед. ин-та по добыче нефти. – Вып. 8. – Баку, 1959. – С. 274–280.
3. Гулиев И.С., Алиев Ад.А., Бабаев Ф.Р. Геохимическая характеристика нефтяных месторождений Южно-Каспийской впадины // Геология нефти и газа. – 2012. – № 4. – С. 79–83.
4. Бабаев Ф.Р., Мартынова Г.С. Геохимия нефти (геохимические показатели). – Баку: Indigo Print, 2012. – 52 с.
5. Бабаев Ф.Р., Пуланова С.А. Геохимические аспекты микроэлементного состава нефтяных месторождений. – М.: ООО «Издательский дом Недр», 2014. – 181 с.
6. Гусейнов Д.А. Очаги флюидогенерации в Южно-Каспийском бассейне: комплексный анализ результатов изотопно-геохимических исследований и трехмерного бассейнового моделирования // Известия Национальной Академии наук Азербайджана, Науки о Земле. – 2012. – № 1. – С. 3–12.
7. Фейзуллаев А.А., Гусейнов Д.А., Рашидов Т.М. Изотопный состав продуктов деятельности грязевых вулканов Южно-Каспийского бассейна в связи с нефтегазоносностью глубокопогруженных отложений // ANAS Transactions, Earth Sciences. – 2022. – № 1. – С. 68–80. DOI: 10.33677/ggias20220100073.

8. Гулиев И.С., Мартынова Г.С., Максакова О.П., Бабаев Ф.Р., Нанаджанова Р.Г., Джавадова А.С. Адамтанойды в нефтях как показатели наличия нефтематеринских пород на больших глубинах (Апшеронский архипелаг, Южно-Каспийская впадина) // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2020. – № 2. – С 4–9. DOI: 10.37474/0365-8554/2020-2-4-9.
9. Мартынова Г.С., Нанаджанова Р.Г., Гулиев И.С. Закономерности распространения микроэлементов в нефтепроявлениях грязевых вулканов // East European Scientific Journal. – 2022. – Т. 78. – № 2. – С. 21–26. DOI: 10.31618/ESSA.2782-1994.2022.1.78.264.
10. Алиев Ад.А. Грязевой вулканизм Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2006. – № 3. – С. 35–51.
11. Юсубов Н.П., Гулиев И.С. Грязевой вулканизм и углеводородные системы Южно-Каспийской впадины (по новейшим данным геофизических и геохимических исследований). – Баку : Элм, 2022. – 168 с.
12. Виноградова Т.Л., Пуланова С.А. Углеводородные системы ранней генерации. Особенности состава и геолого-геохимические закономерности формирования. – Saarbruchen : Lambert Academic Publishing, 2012. – 244 с.
13. Лаврушин В.Ю., Гулиев И.С., Киквадзе О.Е., Алиев А.А., Покровский Б.Г., Поляк Б.Г. Воды грязевых вулканов Азербайджана: изотопно-геохимические особенности и условия формирования // Литология и полезные ископаемые. – 2015. – № 1. – С. 3–29. DOI: 10.7868/S0024497X15010036.
14. Каграманов К.Н., Насибова Г.Д., Бабаева М.Т. Грязевые вулканы и их роль в оценке перспектив нефтегазоносности осадочного бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – Т. 374. – № 2. – С. 66–73. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-2(374)-59-65.
15. Алиев А.И. Грязевые вулканы — очаги периодической газогидродинамической разгрузки быстропогружающихся осадочных бассейнов и важные критерии прогноза газоносности больших глубин // Геология нефти и газа. – 2006. – № 5. – С. 26–32.
16. Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н. Генерация и аккумуляция углеводородов в условиях больших глубин земной коры // SOCAR Proceedings. – 2017. – № 1. – С. 4–16. DOI: 10.5510/OGP20160200273.
17. Гусейнов Д.А. Зрелость углеводородных флюидов и глубинно-стратиграфическая приуроченность очагов флюидогенерации в Южно-Каспийском бассейне // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2012. – № 4. – С. 11–21.
18. Родкин М.В., Пуланова С.А. Корреляционные зависимости микроэлементного состава природных объектов // Геология нефти и газа. – 2022. – № 4. – С. 99–107. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-99-107.

References

1. *Zulfugarly D.I.* Rasprostranenie mikroelementov v kaustobiolitakh, organizmakh, osadochnykh porodakh i plastovykh vodakh [Distribution of trace elements in caustobioliths, organisms, sedimentary rocks and formation waters]. Baku: Izd-vo Azerb. un-ta; 1960. 230 p. In Russ.
2. *Israelyan A.D.* Mikroelementy v zolakh neftei maikopskoi svity Azerbaidzhana [Microelements in oil ashes of the Maikop formation of Azerbaijan]. Trudy Azerb. nauch.-issled. in-ta po dobyche nefiti. Issue 8. Baku, 1959. pp. 274–280. In Russ.
3. *Guliev I.S., Aliev Ad.A., Babaev F.R.* Geochemical characteristics of oils of South-Caspian depression deposits. *Geologiya nefiti i gaza*. 2012;(4):79–83. In Russ.
4. *Babaev F.R., Martynova G.S.* Geokhimiya nefiti (geokhimicheskie pokazateli) [Oil geochemistry (geochemical indicators)]. Baku: Indigo Print; 2012. 52 p. In Russ.
5. *Babaev F.R., Punanova S.A.* Geokhimicheskie aspekty mikroelementnogo sostava neftei [Geochemical aspects of trace element composition of oils]. Moscow: OOO "Izdatel'skii dom Nedra"; 2014. 181 p. In Russ.
6. *Guseinov D.A.* Ochagi flyuidogeneratsii v Yuzhno-Kaspiiskom basseine: kompleksnyi analiz rezul'tatov izotopno-geokhimicheskikh issledovaniy i trekhmernogo basseinovogo modelirovaniya [Foci of fluid generation in the South Caspian basin: comprehensive analysis of the results of isotope-geochemical studies and three-dimensional basin modeling]. *Izvestiya Natsional'noi Akademii Nauk Azerbaidzhana, Nauki o Zemle*. 2012;(1):3–12. In Russ.
7. *Feizullaev A.A., Guseinov D.A., Rashidov T.M.* Isotopic composition of the products of the mud volcanoes activity in the South-Caspian basin in connection with petroleum potential of the deeply buried sediments. *ANAS Transactions, Earth Sciences*. 2022;(1):68–80. DOI: 10.33677/ggianas20220100073. In Russ.
8. *Guliev I.S., Martynova G.S., Maksakova O.P., Babaev F.R., Nanadzhanova R.G., Dzhavadova A.S.* Adamantans in the oils as the indexes of presence of oil source rocks in deep depths (Absheron archipelago, South Caspian depression). *Azerbaijan Oil Industry Journal*. 2020;(2):4–9. In Russ. DOI: 10.37474/0365-8554/2020-2-4-9. In Russ.
9. *Martynova G.S., Nanadzhanova R.G., Guliev I.S.* Patterns of distribution of microelements in oil manifestations of mud volcanoes. *East European Scientific Journal*. 2022;(78(2): 21–26. DOI: 10.31618/ESSA.2782-1994.2022.1.78.264. In Russ.
10. *Aliev Ad.A.* Gryazevoi vulkanizm Yuzhno-Kaspiiskogo neftegazonosnogo basseina [Mud volcanism of the South Caspian oil and gas basin]. *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana*. 2006;(3):35–51. In Russ.
11. *Yusubov N.P., Guliev I.S.* Gryazevoi vulkanizm i uglevodorodnye sistemy Yuzhno-Kaspiiskoi vpadiny (po noveishim dannym geofizicheskikh i geokhimicheskikh issledovaniy) [Mud volcanism and hydrocarbon systems of the South Caspian basin (according to the latest data from geophysical and geochemical studies)]. Baku: Elm; 2022. 168 p. In Russ.
12. *Vinogradova T.L., Punanova S.A.* Uglevodorodnye sistemy rannei generatsii. Osobennosti sostava i geologo-geokhimicheskie zakonomernosti formirovaniya [Hydrocarbon systems of early generation. Features of the composition and geological and geochemical formation patterns]. Saarbruchen: Lambert Academic Publishing; 2012. 244 p. In Russ.
13. *Lavrushin V.Yu., Kikvadze O.E., Pokrovsky B.G., Polyak B.G., Guliev I.S., Aliev A.A.* Waters from mud volcanoes of Azerbaijan: isotopic-geochemical properties and generation environments. *Lithology and Mineral Resources*. 2015;50(1):1–25. In Russ.
14. *Kagramanov K.N., Nasibova G.D., Babaeva M.T.* Mud volcanoes and their role in the evaluation of oil and gas potential prospects in a sedimentary basin. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2023;374(2):66–73. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-2(374)-59-65. In Russ.

15. Aliev A.I. Mud volcanoes — centers of periodic discharging of fast plunging sedimentary basins and important criteria of gas potential prognosis of large depths. *Geologiya nefi i gaza*. 2006;(5):26–32. In Russ.
16. Guliyev I.S., Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust. *SOCAR Proceedings*. 2017;(1):4–16. DOI: 10.5510/OGP20160200273. In Russ.
17. Guseinov D.A. Maturity of hydrocarbon fluids and depth-stratigraphic hotbeds of fluid generation sources in south caspian basin. *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo*. 2012;(4):11–21. In Russ.
18. Rodkin M.V., Punanova S.A. Trace element composition of natural objects: correlation dependences. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(4):99–107. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-99-107. In Russ.

Информация об авторах

Пунанова Светлана Александровна

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
Институт проблем нефти и газа
(ИПНГ) РАН,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: punanova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-2022-2906

Гусейнов Дадаш Ага-Джавад оглы

Доктор геолого-минералогических наук,
член-корреспондент НАНА
Институт геологии и геофизики
Министерства науки и образования Азербайджана,
AZ1143 Баку, пр-кт Г. Джавида, 119
e-mail: d_huseynov@yahoo.com

Мартынова Галина Сергеевна

Доктор физико-математических наук,
доцент
Институт геологии и геофизики
Министерства науки и образования Азербайджана,
AZ1143 Баку, пр-кт Г. Джавида, 119
e-mail: martgs@rambler.ru

Нанаджанова Рахила Гюльали гызы

Старший научный сотрудник
Институт геологии и геофизики
Министерства науки и образования Азербайджана,
AZ1143 Баку, пр-кт Г. Джавида, 119
e-mail: raxile_skorpion@inbox.ru

Information about authors

Svetlana A. Punanova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher
Oil and Gas Research Institute
Russian Academy of Sciences (OGRI RAS),
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: punanova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-2022-2906

Dadash Aga-Dzhavad ogly Guseinov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Corresponding Member of NANA
Institute of Geology and Geophysics,
Ministry of Science and Education of Azerbaijan,
119, prospekt H. Cavid, Baku, AZ1143, Azerbaijan
e-mail: d_huseynov@yahoo.com

Galina S. Martynova

Doctor of Physical and Mathematical Sciences,
Assistant professor
Institute of Geology and Geophysics,
Ministry of Science and Education of Azerbaijan,
119, prospekt H. Cavid, Baku, AZ1143, Azerbaijan
e-mail: martgs@rambler.ru

Rahilya Gyulali gizi Nanajanova

Senior Researcher
Institute of Geology and Geophysics,
Ministry of Science and Education of Azerbaijan,
119, prospekt H. Cavid, Baku, AZ1143, Azerbaijan
e-mail: raxile_skorpion@inbox.ru

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Соборнов К.О. Рифейские бассейны и суперзоны нефтегазонакопления платформ Северной Евразии. № 3.

Сабирьянова Р.Р., Шуваев А.О., Богданов О.А. Тектоническое строение и история развития Анабаро-Хатангской седловины. № 5.

Важенина О.А., Кляшторная Е.А., Шмелькова Т.В., Колцун А.Ю., Гайнетдинов Ф.Г., Василенко А.А. Учет региональных трендов при палеогеографических реконструкциях ниже-среднеюрских речных систем Западно-Сибирского бассейна (Ноябрьский район). № 5.

Дмитриевский А.Н., Пуанова С.А., Шустер В.Л. Научно-методический подход к прогнозу и поискам крупных и гигантских скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам. № 6.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

Соборнов К.О. Строение Южного Урала и Предуралья на основе интерпретации региональных сейсмических данных и происхождение богатейших залежей нефти в Волго-Уральском бассейне. № 1.

Шемин Г.Г., Верниковский В.А., Деев Е.В., Глазырин П.А., Сапьяник В.В., Вахрамеев А.Г., Первухина Н.В., Смирнов М.Ю. Детальная корреляция и уточненное фациальное районирование келловей-верхнеюрских нефтегазоносных отложений сибирского сектора Арктики. № 1.

Котик И.С., Саеггараев А.Д., Котик О.С., Бушнев Д.А., Валяева О.В., Савельева А.А. Нефтематеринские отложения и углеводородный потенциал нижнепалеозойских отложений Лайского вала Денисовского прогиба, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (по материалам скв. Кэрлайская-1). № 1.

Бабашева М.Н., Бабашев В.Н., Куанышев Ф.М., Пронин А.П. Зональный прогноз нефтегазоносности Северного Устьярта. № 2.

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. № 2.

Фортулатова Н.К., Бушуева М.А., Канев А.С., Белоусов Г.А., Баранова А.В., Холмянская Н.Ю. Закономерности строения и перспективы нефтегазоносности верхнедевон-турнейских карбонатных и глинисто-карбонатных комплексов прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов. № 3.

Низамутдинова И.Н., Балдин В.А., Мунасыпов Н.З. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности юрских отложений на севере Западной Сибири. № 3.

Соловьев А.В., Соболев П.О., Грушевская О.В., Васильева Е.А., Левочская Д.В., Хисамутдинова А.И., Прокофьев И.Н., Шиманский С.В., Белова М.А., Хоуриган Дж.К. Эволюция источников сноса и нефтегазоносность мезозойских отложений Баренцева моря: датирование обломочных цирконов из скважины Ферсмановская-1 и палеогеографические реконструкции. № 3.

Кондратьев А.Н., Осипова Э.В. Особенности строения и размещения зон нефтегазонакопления в подсолевых и надсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции. № 5.

Соболев П.Н., Мигурский Ф.А., Акимова З.З., Горлов Д.А. Проблема перспектив нефтегазоносности слабоизученных северных областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. № 5.

Пахомова Е.А., Нуруллина М.А., Кирюхина О.В., Щергин В.Г. Анализ нефтегазоносности продуктивных пластов савуйско-самбургско-комсомольско-урьевско-самотлорского мегациклита Широного Приобья. № 5.

Парасына В.С., Худорожков В.Г., Струнов А.В., Гутина О.В., Прицан Н.В. Перспективы нефтегазоносности юго-восточного склона Байкитской антеклизы (Таимбинская перспективная площадь). № 5.

Важенина О.А. Перспективы нефтегазоносности восточной периферийной зоны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. № 6.

Фомин А.Н., Меленевский В.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности протерозойских, палеозойских и мезозойских отложений Лено-Анабарского междуречья. № 6.

Шемин Г.Г., Вахрамеев А.Г., Смирнов О.А., Смирнов А.С., Моисеев С.А., Глазырин П.А., Деев Е.В. Строение, состав, оценка качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности продуктивных карбонатных пластов венда и кембрия центральных и южных районов Сибирской платформы № 6.

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

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. № 2.

Олейник Е.В., Икон Е.В., Попова Н.Л. Результаты и перспективные направления поисково-разведочных работ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. № 2.

Савинов В.Н., Александрова Т.В. Перспективы открытия новых месторождений углеводородов в протерозойских отложениях Волго-Уральского региона. № 2.

Грушевская О.В., Соловьев А.В., Васильева Е.А., Петрушина Е.П., Кот О.Н., Крюкова Г.Г., Шиманский С.В., Щепелев Ф.С. Условия формирования и развития клиноформных комплексов в Баренцевом море. № 3.

Кожевникова Е.Е., Яковлев Ю.А., Башкова С.Е., Боталова А.В. Оценка геофильтрационных условий девонского терригенного нефтегазоносного комплекса в северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. № 3.

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Бабашева М.Н., Бабашев В.Н., Панкратов В.Ф., Куанышев Ф.М., Пронин А.П. Поиск нетрадиционных подсолевых месторождений углеводородов в Прикаспийской впадине. № 1.

Калугин А.А. Концептуально новая геологическая модель продуктивных пластов готерив-баррем-аптского возраста на примере Ватьеганского месторождения. № 1.

Кузнецова Я.В. Повышение достоверности прогноза эффективного объема залежей углеводородов в условиях фациально неоднородной среды. № 5.

РЕСУРСЫ И ЗАПАСЫ УВ

Орешкин И.В., Истекова С.А., Новиков С.А., Нысанова А.С. Методические решения бассейнового моделирования при нефтегазо-геологическом районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции. № 3.

Горлов Д.А., Левшунова С.П., Роот Д.В., Мигурский С.Ф. Нефтегазогеологическое районирование куонамской формации ранне-среднекембрийских отложений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. № 6.

КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

Савинова Т.В. Анализ коллекторских свойств пород эмско-тиманского нефтегазоносного комплекса на территории Камского Предуралья в связи с нефтегазоносностью. № 2.

Постникова О.В., Магадова Л.А., Мухин М.М., Абрамов А.Н., Небеская А.П. Преобразование пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов башкирского яруса в результате воздействия соляно-кислотных растворов. № 5.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Капустина Ю.С., Белоусов С.Л. Геология линейных аномалий сейсмической записи фроловской свиты. № 1.

Ольнева Т.В., Егоров А.С., Орешкова М.Ю. Улучшение сейсмического изображения на этапе интерпретации под задачи сейсмо-фациального анализа. № 6.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Гресов А.И., Яцук А.В. Газогеохимические показатели углеводородности осадочных бассейнов и геоструктур центральной и западной частей Восточно-Сибирского моря. № 1.

Пунанова С.А., Гусейнов Д.А., Мартынова Г.С., Нанаджанова Р.Г. Геохимические особенности нефтей и нефтепроявлений грязевых вулканов западного борта Южно-Каспийской впадины. № 6.

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. № 2.

№ 4 Специальный выпуск

Петров Е.И., Шпуров И.В., Эдельман И.Я. Запасы углеводородов и энергопереход к возобновляемым источникам энергии: основные тренды

Варламов А.И., Мельников П.Н., Ефимов А.С., Кринин В.А., Мигурский Ф.А., Пороскун В.И., Кравченко М.Н., Смирнов М.Ю., Ухлова Г.Д., Гогоненков Г.Н., Парасына В.С., Виценовский М.Ю., Комлев Д.А. Методология, результаты работ и перспективы открытия месторождений нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

Алексеева А.К., Арутюнян С.С., Васильева О.А., Зуйкова О.Н., Хохлова Ю.Н., Прокопцева С.В. Актуализация количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата континентального шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017 г. — результаты и перспективы

Фортулатова Н.К., Канев А.С., Баранова А.В., Белоусов Г.А., Володина А.Г. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности отложений доманикового типа в пределах южно части Актаныш-Чишминского палеопргиба (Благовещенская впадина и Южно-Татарский свод)

Морозов В.Ю., Важенина О.А., Кулагина С.Ф., Нежданов А.А., Огибенин В.В., Пуртова И.П., Русаков П.С., Тригуб А.В., Тимчук А.С. Направления и методология изучения «остаточного» углеводородного потенциала Западной Сибири

Карташов А.А., Кондратьев А.Н., Кирсанов А.М., Матвеев В.В., Немцов И.Н., Осипова Э.В., Фомина Е.А. Надсолевой комплекс юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции — важный резерв восполнения ресурсной базы нефти и газа Республики Калмыкия

Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Сидоренко Св.А., Пронина Н.В., Ситар К.А., Мордасова А.В., Заглядин Я.А. Условия формирования углеродных парагенезов в позднем докембрии

Сотникова А.Г., Соборнов К.О., Пашков В.Г., Баранова А.В., Никитина С.М., Шапошникова А.Н., Карпюк Т.А. Новые представления о строении и перспективах нефтегазоносности Большесынинской впадины по данным региональных сейсморазведочных работ

Немцов Н.И., Березий А.Е., Гогоненков Г.Н., Скворцов М.Б., Титаренко И.А., Ступакова А.В., Алисолтанов А.А., Гейдеко Т.В., Дьяконова, Т.Ф., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Меркулова Н.М. Уточнение перспектив нефтегазоносности и приоритетных направлений геолого-разведочных работ в Северо-Кавказском федеральном округе по результатам региональных направлений геолого-разведочных работ 2020–2022 гг. и ранее проведенных исследований

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Sobornov K.O. Riphean basins and petroleum 9 superplays of the North Eurasia' platforms. № 3.

Sabiryanova R.R., Shuvaev A.O., Bogdanov O.A. Tectonic framework and history of Anabar-Khatanga Saddle evolution. № 5.

Vazhenina O.A., Klyashtornaya E.A., Shmel'kova T.V., Koltsun A.Yu., Gainetdinov F.G., Vasilenko A.A. Backstripping of Lower-Middle Jurassic river systems in West Siberian Basin (Noyabrsk district): accounting for regional trends. № 5.

Dmitrievsky A.N., Punanova S.A., Shuster V.L. Scientific and methodological approach to the forecast and search for large and giant oil and gas accumulations associated with mega-reservoirs. № 6.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Sobornov K.O. Structure of the South Urals and cis-Uralian foredeep as revealed by interpretation of regional seismic data and the origin of the prolific of oil reserves in the Volga Urals Basin. № 1.

Shemin G.G., Vernikovskii V.A., Deev E.V., Glazyrin P.A., Sap'yanik V.V., Vakhromeev A.G., Pervukhina N.V., Smirnov M.Yu. Detailed correlation and improved facies zoning of Callovian-Upper Jurassic oil and gas bearing formations (the Siberian Sector of the Arctic). № 1.

Kotik I.S., Saetgaraev A.D., Kotik O.S., Bushnev D.A., Valyaeva O.V. Savelyeva A.A. Petroleum source rocks and hydrocarbon potential of Lower Palaeozoic deposits in Laisky swell of Denisovsky trough, Timan-Pechora Petroleum Province (based on Kerlaikaya-1 well data). № 1.

Babasheva M.N., Babashev V.N., Kuanyshv F.M., Pronin A.P. Northern Ustyurt: zonal forecast of oil and gas occurrence. № 2.

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. № 2.

Fortunatova N.K., Bushueva M.A., Kanev A.S., Belousov G.A., Baranova A.V., Kholmianskaya N.Yu. Common structural features and petroleum potential of Upper Devonian-Tournaisian carbonate and argillaceous-carbonate sequences in near-flank zones of Kamsky-Kinelsky trough system. № 3.

Nizamutdinova I.N., Baldin V.A., Munasyrov N.Z. Structural features and petroleum potential of Jurassic formations in northern Western Siberia. № 3.

Soloviev A.V., Sobolev P.O., Grushevskaya O.V., Vasil'eva E.A., Levochskaya D.V., Khisamutdinova A.I., Prokof'ev I.N., Shimanskii S.V., Belova M.A., Khourigan Dzh.K. Evolution of provenance areas and petroleum potential of Barents Sea Mesozoic deposits: dating of clastic zircon from Fersmanovskaya-1 well and paleogeography reconstructions. № 3.

Kondrat'ev A.N., Osipova E.V. South-western part of Caspian Petroleum Province: structural features and aspects of oil and gas accumulation zone occurrence in subsalt and suprasalt sequences. № 5.

Sobolev P.N., Migurskii F.A., Akimova Z.Z., Gorlov D.A. Underexplored northern regions of Lena-Tungusky Petroleum Province: vision of petroleum potential. № 5.

Pakhomova E.A., Nurullina M.A., Kiryukhina O.V., Shchergin V.G. Analysis of oil and gas content in reservoirs of Savuisky-Samburgsky-Komsomolsky-Urievsky-Samotlorsky mega-cyclothem, Latitudinal Ob region. № 5.

Parasyna V.S., Khudorozhkov V.G., Strunov A.V., Gutina O.V., Pritsan N.V. Petroleum potential of south-eastern slope of Baikitsky Anticline (Taimbinsky promising area). № 5.

Vazhenina O.A. Petroleum potential of eastern marginal zones of West Siberian Petroleum Province. № 6.

Fomin A.N., Melenevskii V.N. Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Proterozoic, Palaeozoic, and Mesozoic formations of Lena-Anabarsky interfluvium. № 6.

Shemin G.G., Vakhrameev A.G., Smirnov O.A., Smirnov A.S., Moiseev S.A., Glazyrin P.A., Deev E.V. Vendian and Cambrian carbonate pay intervals in central and southern regions of Siberian Platform: architecture, composition, assessment of reservoir quality and petroleum potential. № 6.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

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). № 2.

Oleynik E.V., Ikon E.V., Popova N.L. Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra: results and promising areas for exploration. № 2.

Savinov V.N., Aleksandrova T.V. Potential for new hydrocarbon field discovery in Proterozoic deposits of Volga-Urals Region. № 2.

Grushevskaya O.V., Soloviev A.V., Vasilyeva E.A., Petrushina E.P., Kot O.N., Kryukova G.G., Shimanskij S.V., Shchepelev F.S. Clinoform sequences in the Barents Sea: settings of formation and evolution. № 3.

Kozhevnikova E.E., Yakovlev Yu.A., Bashkova S.E., Botalova A.V. Evaluation of geofiltration settings for Devonian terrigenous play in north-eastern part of Volga-Urals Petroleum Province. № 3.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Babasheva M.N., Babasheva V.N., Pankratov V.F., Kuanyshv F.M., Pronin A.P. Prospecting for unconventional subsalt hydrocarbon fields in Caspian Depression. № 1.

Kalugin A.A. Paradigm-shifting geological model of Hauterivian-Barremian-Aptian reservoirs: example of Vatyogansky field. № 1.

Kuznetsova Ya.V. Facially inhomogeneous medium: increasing reliability of prediction of hydrocarbon reservoir net productive volume. № 5.

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

Oreshkin I.V., Istekova S.A., Novikov S.A., Nysanova A.S. Geopetroleum zoning of Caspian Petroleum Province: methodological solutions of basin modeling. № 3.

Gorlov D.A., Levshunova S.P., Root D.V., Migurskii S.F. Geopetroleum zoning of Lower-Middle Cambrian Kuonamsky Formation in Lena-Tungusky Petroleum Province. № 6.

OIL AND GAS RESERVOIRS

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. № 2.

Postnikova O.V., Magadova L.A., Mukhin M.M., Abramov A.N., Nebesskaya A.P. Interstitial space transformation resulting from acid treatment of Bashkirian carbonate reservoir rocks. № 5.

GEOPHYSICAL SURVEYS

Kapustina Yu.S., Belousov S.L. Geology of linear seismic anomalies of Frolovskaya Formation. № 1.

Ol'neva T.V., Egorov A.S., Oreshkova M.Yu. Improvement of seismic image in interpretation stage for the purposes of seismic facies analysis. № 6.

GEOCHEMICAL SURVEYS

Gresov A.I., Yatsuk A.V. Gas geochemical indicators of coal, oil and gas potential of sedimentary basins and geostructures in the central and western part of the East Siberian sea. № 1.

Punanova S.A., Huseynov D.A., Martynova G.S., Nanajanova R.G. Mud volcanoes of western flank of South Caspian depression: geochemical features of oils and mud volcano oil shows. № 6.

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. № 2.

№ 4 Special Issue

Petrov E.I., Shpurov I.V., Ehdel'man I.Ya. Hydrocarbon resources and energy transition to renewable energy: main trends

Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Efimov A.S., Krinin V.A., Migurskii F.A., Poroskun V.I., Kravchenko M.N., Smirnov M.Yu., Ukhlova G.D., Gogonenkov G.N., Parasyna V.I., Vitsenovskii M.Yu., Komlev D.A. Methodology, working results and potential for oil and gas fields discovery in Lena-Tungusky Petroleum Province

Alekseeva A.K., Arutyunyan S.S., Vasil'eva O.A., Zuikova O.N., Khokhlova Yu.N., Prokoptseva S.V. Russian Federation continental shelf: update of quantitative estimate of oil, gas, and condensate resources as on 01.01.2017

Fortunatova N.K., Kanev A.S., Baranova A.V., Belousov G.A., Volodina A.G. Geostructural features and petroleum potential of Domanik-type deposits within southern part of Aktanysh-Chishminsky paleotrough (Blagoveschensky depression and South Tatarsky arch)

Morozov V.Yu., Vazhenina O.A., Kulagina S.F., Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Purtova I.P., Rusakov P.S., Trigub A.V., Timchuk A.S. Studies of "remaining" hydrocarbon potential of Western Siberia: general trends and methodology

Kartashov A.A., Kondrat'ev A.N., Kirsanov A.M., Matveev V.V., Nemtsov I.N., Osipova Eh.V., Fomina E.A. Suprasalt sequence of south-western part of Caspian Petroleum Province — an important reserve for petroleum resource base replenishment in the Republic of Kalmykia

Kozhanov D.D., Bol'shakova M.A., Sidorenko Sv.A., Pronina N.V., Sitar K.A., Mordasova A.V., Zaglyadin Ya.A. Settings for carbon parageneses formation in Late Precambrian

Sotnikova A.G., Sobornov K.O., Pashkov V.G., Baranova A.V., Nikitina S.M., Shaposhnikova A.N., Karpyuk T.A. Bol'shesyninsky depression: new ideas about structure and petroleum potential according to regional seismic data

Nemtsov N.I., Berezii A.E., Gogonenkov G.N., Ckvortsov M.B., Titarenko I.A., Stupakova A.V., Alisoltanov A.A., Geideko T.V., D'yakonova T.F., Mordasova A.V., Sautkin R.S., Merkulova N.M. The results of regional exploration and prospecting activities of 2020–2022 and previous studies: update of hydrocarbon potential and exploration and prospecting priority areas in North Caucasus Federal District

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

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

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

5. Правила оформления текста.

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

6. Правила написания математических формул.

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

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Правила рецензирования и опубликования.

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

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

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

10. Правила оформления списка литературы.

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

GUIDELINES FOR AUTHORS

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

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

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

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

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

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

4. The materials submitted should include:

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

5. Text formatting rules:

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

6. Rules for mathematical formulas presentation:

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

7. Figures and Tables formatting rules:

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

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

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

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

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

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

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

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

- We **do not recommend** to submit images in PowerPoint or Microsoft Word formats.

- **Tables formatting.** Submit tables in MS Word or CorelDRAW formats. Do not add notes inside the table; use endnote to entire table or its separate elements. All the tables should have names and continuous numbering. Do not clip words.

- The text should contain references to all figures and tables. In the first reference — Fig. 1 / Table 1; in the next references — see Fig. 1 / see Table 1.

8. Review and publication rules:

- We send all the submitted articles for **blind review**; reviewer examines the article for compliance with the topics of the journal and novelty of the material discussed in the article. As a result, he/she makes a decision whether the article is appropriate to be published in the journal.

- Publication of article is free for authors.

9. It is prohibited to duplicate articles submitted for publication (or already published) in the other journals/proceedings/books/etc. or posted on the Internet.

10. References formatting rules:

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

- References to theses, reports, and unpublished works are formed enclosed in round brackets within text of the article without mentioning in references.

- References should include at least 10 sources (recent, not more than 10 years old). References to the topical foreign researches on the subject are desirable.

- Reference formatting should comply with GOST R 7.0.5-2008.

- Number the sources in the order they are mentioned in the article.

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора

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

Редакция

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

Адрес учредителя, издателя и редакции

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

Сайт журнала «Геология нефти и газа»

www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *П.Д. Шматченко*

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

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief

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

Editorial office

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

Adress

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

Website

www.oilandgasgeology.ru

Webmaster P.D. Shmatchenko

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

Цена свободная

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

Open price

Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Radugaprint"
117105, 28A, Varshavskoe shosse, Moscow, Russia
