

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



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

5 2022

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



Перспективы газоносности отложений верхнеберезовской подсвиты (стр. 5)

Характеристика карбонатных пород баженовского горизонта севера Западной Сибири (стр. 63)

Генезис сеноманских залежей газа (стр. 71)

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

Соучредители
Co-founders

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



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



ПАО «Газпром»
PAO "Gazprom"



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



5

2022

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN
OIL AND GAS
GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza



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

2022

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций. Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-60780 от 5 марта 2015 г.

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

Научно-технический журнал «Геология нефти и газа» включен в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, рекомендованных ВАК России для публикации основных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора геолого-минералогических наук. Журнал индексируется в системах «Российский индекс научного цитирования», Scopus, GEOBASE, GeoRef, Russian Science Citation Index на платформе Web of Science, Ulrich's Periodicals Directory, Library of Congress, WorldCat.

Цель издания: публикация новых научных и практических результатов фундаментальных и прикладных исследований по актуальным проблемам геологии нефти и газа и повышение на этой основе информационного обмена между геологами-нефтяниками различных ведомств —

Министерства природных ресурсов и экологии, Роснедр, Российской академии наук, геологических вузов и факультетов, компаний-недропользователей, сервисных предприятий и организаций других форм собственности России и зарубежных стран.

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

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Афанасенков А.П.

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

Богоявленский В.И.

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

Высоцкий В.И.

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

Габриэлянц Г.А.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
президент НТКФ «Геосервис»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: gabrigeo@mail.ru

Гогоненков Г.Н.

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

Григорьев М.Н.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Конторович А.Э.

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

Мельников П.Н.

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

Прищепа О.М.

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
Санкт-Петербургский горный университет,
Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: prischepa_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

Соловьев А.В.

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

Ступакова А.В.

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

Фортунова Н.К.

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

Шиманский В.В.

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

Элов М.И.

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

Бабашева М.Н. (Казахстан)

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

Восков Д. (Нидерланды)

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

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

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

Ульмишек Г. (США)

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

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

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilye,

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

Aleksandr P. Afanasev,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

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

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Evgeniy B. Grunis,

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

Aleksey E. Kontorovich,

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

Pavel N. Melnikov,

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

Oleg M. Prishchepa,

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

Mariya L. Saint-Germes,

PhD in Geological and Mineralogical sciences,
Beicip-GeoTechnologies,
Moscow, Russian Federation
e-mail: info.moscow@beicip.com

Vladimir V. Shimanskiy,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Geologorazvedka,
St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: geo@geolraz.com

Svetlana A. Sidorenko,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Professor,
Russian Academy of Sciences,
Moscow, Russian Federation
e-mail: sidorenko@ipng.ru

Viktor A. Skorobogatov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
"Gas resources" center, Gazprom VNIIGAZ,
Moscow, Russian Federation
e-mail: v_skorobogatov@vniigaz.gazprom

Aleksei V. Solov'ev

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Gregory Ulmishek (USA),

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

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

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

Denis Voskov (Netherlands),

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



СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

5

Дистанова Л.Р., Нассонова Н.В., Кудаманов А.И. Геологическое строение и перспективы газоносности отложений верхнеберезовской подсвиты кампанского возраста на примере одного из месторождений Западной Сибири

17

Соборнов К.О. Каменноугольный комплекс низкого стояния уровня моря: новое направление нефтепоисковых работ в Косью-Роговской впадине Тимано-Печорского бассейна

31

Корякин С.Ю., Львовская Я.Л. Прогноз нефтегазоносности слабоизученной территории восточной части Ракшинской седловины, Висимской моноклинали и южного окончания Камского свода на основе седиментационного и бассейнового моделирования

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

39

Мельников А.В., Коряков Д.А., Мирясова Я.А. Применение акустической инверсии на терригенных отложениях формации Мирадор на месторождении Альтуритас, Венесуэла

КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

51

Балагуров М.Д. Литологический состав и обстановки накопления нижневендских отложений на юго-западном склоне Непского свода (Восточная Сибирь)

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ

63

Бумагина В.А., Мартынюк Е.В., Швецов Е.И., Ширяев А.В. Характеристика карбонатных пород баженовского горизонта севера Западной Сибири (Яптиксалинская мегавпадина)

ДИСКУССИИ

71

Зубков М.Ю. Генезис сеноманских залежей газа (Ямало-Ненецкий автономный округ)

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

5

Distanova L.R., Nassonova N.V., Kudamanov A.I. Geological structure and gas potential of Campanian Verkhneberezovsky member by the example of one West Siberian field

17

Sobornov K.O. The Carboniferous low stand complex: a new conceptual petroleum play in the Kosyu-Rogov Foredeep, the Timan-Pechora Basin

31

Koryakin S.Yu., L'vovskaya Ya.L. Underexplored territory of eastern part of Rakshinsky Saddle, Visimsky Monocline, and southern end of Kamsky Arch: prediction of oil and gas occurrence using depositional and basin modelling

GEOPHYSICAL SURVEYS

39

Mel'nikov A.V., Koryakov D.A., Miryasova Ya.A. Ter-rigenous Mirador formation of Alturitas field, Vene-zuela: application of Acoustic Inversion

OIL AND GAS RESERVOIRS

51

Balagurov M.D. Lower Vendian deposits in south-western slope of Nepsky Arch (Eastern Siber-ia): lithology and depositional settings

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

63

Bumagina V.A., Martynyuk E.V., Shvetsov E.I., Shiryayev A.V. Characteristic of Bazhenov carbon-ate rocks: Yaptiksalinsky Megadepression, northern part of Western Siberia

DISCUSSIONS

71

Zubkov M.Yu. Genesis of Cenomanian gas reservoirs (Yamal-Nenets Autonomous District)

УДК 553.981+550.8

DOI 10.31087/0016-7894-2022-5-5-16

Геологическое строение и перспективы газоносности отложений верхнеберезовской подсвиты кампанского возраста на примере одного из месторождений Западной Сибири

© 2022 г. | Л.Р. Дистанова, Н.В. Нассонова, А.И. Кудаманов

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

Поступила 04.07.2022 г.

Доработана 29.07.2022 г.

Принята к печати 05.08.2022 г.

Ключевые слова: березовская свита; верхнеберезовская подсвита; ОКТ-фаза кремнезема; рентгенофлуоресцентный анализ химического состава породы; рентгеноструктурный анализ; литолого-минералогические исследования.

Аннотация: Текущее состояние разработки месторождений сеноманского газа на территории Западной Сибири свидетельствует о необходимости восполнения и приращения запасов углеводородов, в том числе за счет коллекторов надсеноманской части разреза, с которыми связаны нередкие проявления и притоки газа. Перспективные отложения березовской свиты залегают на 100–150 м выше кровли сеноманских отложений и широко распространены в Западной Сибири. Актуальность исследований связана с тем, что испытания березовской свиты на месторождении подтвердили промышленную продуктивность пласта ВБ₁. В статье обобщены результаты геологического изучения пласта ВБ₁ березовской свиты кампанского возраста на примере одного из месторождений Западной Сибири. Продуктивный пласт ВБ₁ на изученном месторождении сформировался в условиях развития глобальной надсеноманской трансгрессии и отражает локальный эпизод регрессии в среднем кампане. В результате комплексного анализа геолого-геофизических данных (сейсморазведка, картаж, данные по керну) определены обстановки седиментации. Отложения пласта на изученном месторождении сформировались в мелководно-морских условиях. Породы представлены преимущественно алевролитами мелко-крупнозернистыми, глинистыми алевролитами и являются продуктами эрозии слабосцементированных осадков нижележащих отложений. Удаленность от источника сноса предопределила тонкозернистый состав. Проведенный анализ геолого-геофизических данных позволил выявить закономерности пространственного распределения перспективных газоносных отложений пласта ВБ₁.

Для цитирования: Дистанова Л.Р., Нассонова Н.В., Кудаманов А.И. Геологическое строение и перспективы газоносности отложений верхнеберезовской подсвиты кампанского возраста на примере одного из месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2022. – № 5. – С. 5–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-5-16.

Geological structure and gas potential of Campanian Verkhneberezovsky member by the example of one West Siberian field

© 2022 | L.R. Distanova, N.V. Nassonova, A.I. Kudamanov

Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; irdistanova@tnnc.rosneft.ru; nvnassonova@tnnc.rosneft.ru; aikudamanov@rosneft.ru

Received 04.07.2022

Revised 29.07.2022

Accepted for publication 05.08.2022

Key words: Berezovsky Formation; Verkhneberezovsky member; Opal-Cristobalite-Tridymite phase of silica; X-ray fluorescence analysis of rock chemical composition; lithological and mineralogical studies.

Abstract: The current state of Cenomanian gas fields development in Western Siberia is indicative of the need to replace and augment hydrocarbon reserves, including the increase on account of the reservoirs of above-Cenomanian part of the section, which the often gas shows and influxes are associated with. The promising Berezovsky deposits occur 100–150 m above the Cenomanian Top; they are very common in Western Siberia. Topicality of the studies responds to the fact that testing of Berezovsky Formation in the field have confirmed the commercial productivity of ВБ₁ reservoir. The paper summarizes the results of geological studies of ВБ₁ bed (Campanian Berezovsky Formation) by the example of one West Siberian fields. In the field under consideration, ВБ₁ pay zone was formed in the settings of global development of the above-Cenomanian transgression; it is a reflection of local regression event in the Middle Campanian. The results of integrated analysis of geological and geophysical data (seismic, well logging, and core data) allowed determining depositional settings. Reservoir deposits in the field under consideration were formed in shallow-marine environment. The rocks are represented mainly by fine-coarse-grained siltstone, argillaceous siltstone; they are the product of erosion of poorly consolidated underlying

deposits. Remoteness of provenance area predetermined the fine-grained composition. Analysis of geological and geophysical data resulted in identification of spatial distribution patterns for the promising gas-bearing deposits of ВВ₁ reservoir.

For citation: Distanova L.R., Nassonova N.V., Kudamanov A.I. Geological structure and gas potential of Campanian Verkhneberезовский member by the example of one West Siberian field. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(5):5–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-5-16. In Russ.

Введение

Текущее состояние разработки месторождений сеноманского газа на территории Западной Сибири свидетельствует о необходимости восполнения и приращения запасов УВ, в том числе за счет коллекторов надсеноманской части разреза, с которыми связаны нередкие проявления и притоки газа.

К надсеноманской части разреза верхнего мела (турон-маастрихтского возраста) в пределах изучаемого месторождения относятся отложения кузнецовской, березовской и ганькинской свит. Березовская свита (коньяк – сантон – кампан) и ее аналоги залегают под ганькинским горизонтом (маастрихт), подстилаются кузнецовским горизонтом (турон – нижний коньяк) и включают два горизонта (нижнеберезовский и верхнеберезовский). Глубина залегания кровли свиты изменяется преимущественно в пределах от 500 до 1200 м. Общая мощность березовской свиты составляет 200–300 м. По результатам анализа больших объемов ГИС и лабораторного изучения керн в объеме свиты было выделено и описано четыре пласта нижнеберезовского горизонта – НБ₄, НБ₃, НБ₂, НБ₁ и четыре пласта верхнеберезовского горизонта – ВВ₃, ВВ₂, ВВ₁, ВВ₀ [1–8] (рис. 1). Отложения верхнеберезовского горизонта (*подсвиты*) – биогенно-хемогенные (глинистого состава), с эпизодами терригенного типа седиментации (алевролиты), с примесью кремнистого материала – формировались преимущественно в условиях позднемеловой трансгрессии Западно-Сибирской плиты.

Цели данной проведенной работы – изучение геологического строения и структуры порового пространства пород пласта ВВ₁ на месторождении и перспективы газоносности.

Актуальность исследований связана с тем, что испытания березовской свиты на месторождении подтвердили промышленную продуктивность пласта ВВ₁: по данным испытания скважин, дебит газа без гидроразрыва пласта составляет до 50 тыс. м³/сут [9]. Проведение гидроразрыва в пласте ВВ₁ способствует повышению продуктивности. По данным исследований пласта, практически во всех испытанных скважинах выход на радиальный режим отмечается уже с 10–39 ч записи кривой восстановления давления. По данным исследований керн, проницаемость пласта $K_{пр}$ составляет 0,008–0,01 мкм², по данным гидродинамических исследований скважин – $K_{пр} = (1,38–3,03) \cdot 10^{-3}$ мкм². Ввиду высокой глинистости и малых глубин залегания пласт обладает относительно высокой пористостью и низкой газонасыщенностью. При этом, по данным сейсморазведочных исследований, для изучаемых отложений характерны интенсивные динамические аномалии, установленные еще на двух

лицензионных участках и на изученном месторождении (на последнем – с подтвержденной газоносностью).

Строение верхнеберезовской подсвиты

Породы нижнеберезовской подсвиты (коньяк-сантонского возраста) залегают на кузнецовской свите (кровле мярояхинской пачки). Нижнеберезовская свита представлена опоковидными глинами (пласты НБ₄, НБ₂) с незначительной примесью терригенного материала (пласт НБ₃), в кровле – неравномерно-глинистыми опоками (пласт НБ₁).

Рассмотрим подробнее строение верхнеберезовской подсвиты. Отложения подсвиты залегают на эрозионной поверхности в кровле хэяхинской пачки (пласта опок НБ₁) и представлены неравномерно-кремнистыми глинами (пласты ВВ₃, ВВ₂, ВВ₀) и привнесенными алевролитами из пласта ВВ₁.

Для пласта ВВ₃ характерно значительное содержание кремневых агрегатов тонкоалевритовой и пелитовой размерности (пониженные значения кривой гамма-каротажа) (см. рис. 1).

Рассеянная примесь микроскопических обломков опок не имеет заметного влияния на коллекторские свойства отложений, однако снижает плотность пород, повышает их пористость, что может ухудшать экранирующие свойства покрышки для нижезалегающего газонасыщенного пласта НБ₁ и создавать вероятность рассеивания УВ вверх по разрезу.

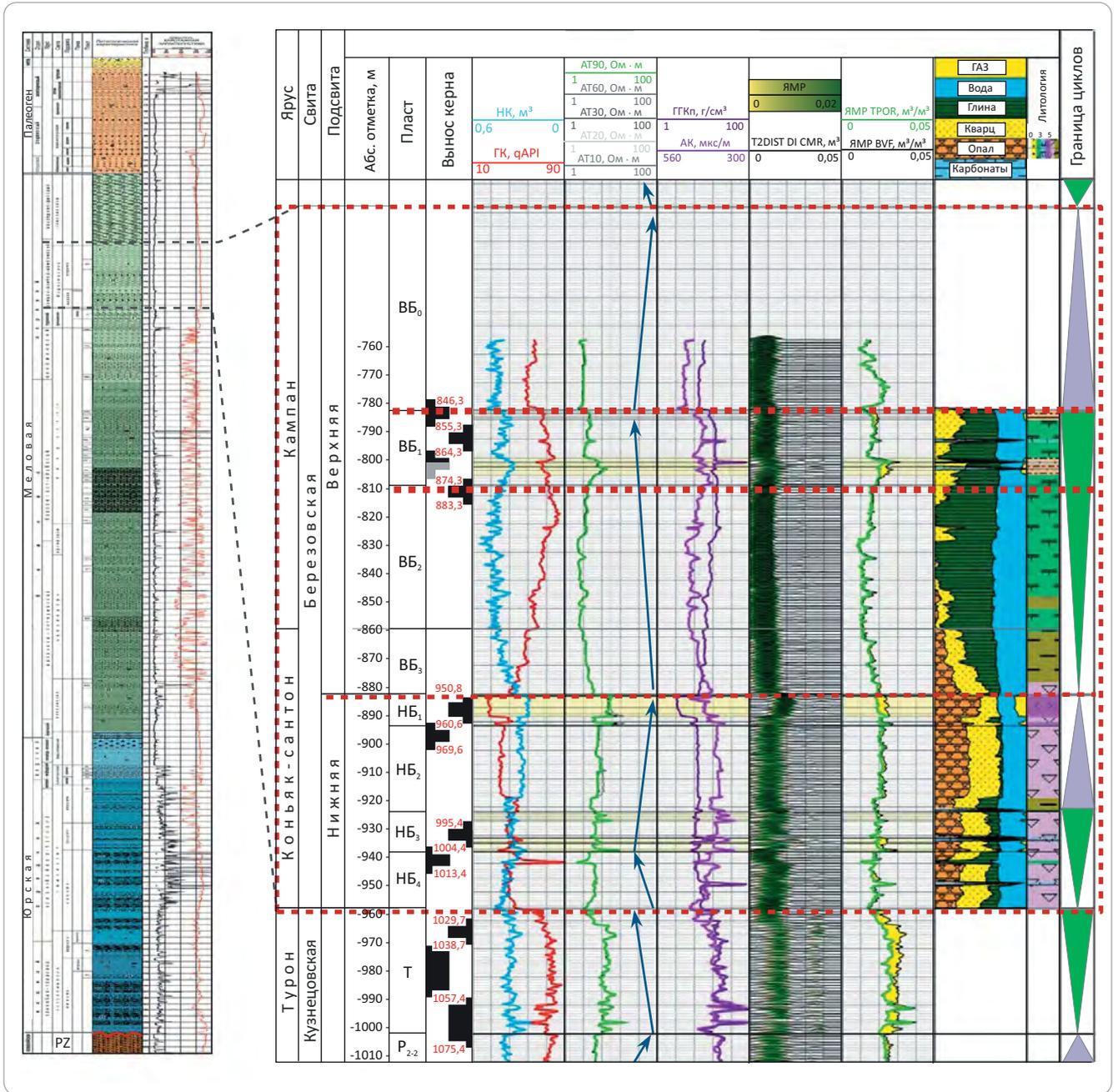
Пласт ВВ₂ представлен темно-серыми кремнистыми глинами с органическими остатками. Характерна умеренная степень биотурбации.

Вверх по разрезу значение кремнистой составляющей практически стремится к нулю, и для пласта ВВ₁ весьма характерна преобладающая роль терригенного материала (аллохтонный тип осадконакопления), что можно объяснить относительно малоамплитудными вертикальными движениями дна, нестабильностью условий жизнедеятельности и усилением темпов седиментации за счет терригенных источников на северо-востоке Западно-Сибирской плиты. Пласт представлен алевролитами и глинистыми алевролитами.

Судя по всему, развитие регрессии было постепенным: по керну верхняя граница пласта ВВ₂ однозначно не установлена (по данным ГИС, граница ВВ₂ и ВВ₁ уверенно интерпретируется в редких случаях, как исключение).

Результаты региональных исследований на северо-востоке Западно-Сибирской плиты показали, что тело алевролитов пласта ВВ₁ имеет клиновидную форму, что отражает регрессию территории в среднем кампане, понижение уровня моря, нако-

Рис. 1. Сводный геолого-геофизический разрез отложений березовской свиты
 Fig. 1. Composite geological and geophysical column of the Berezovsky Formation deposits



пление в прибрежной части на северо-востоке западно-сибирского обломочного материала, сноса с Сибирской платформы флювиальным (плоскостной смыв) и частично аэрозольным (эоловым) способами транспортировки с гораздо большей скоростью относительно нижележащих трансгрессивных, в основном автохтонных осадков [5].

Осадконакопление преимущественно глинистого пласта ВБ₀ автохтонного типа, перекрывающего пласт ВБ₁, является результатом очередного этапа поздне меловой (поздний кампан) трансгрессии глобального характера. К юго-западу, на большей части площади Западно-Сибирской плиты, в разрезе кампанского яруса неравномерно-кремни-

стые глины пачек ВБ₂–ВБ₃ и ВБ₀ сливаются, уверенно разделить их по данным ГИС невозможно.

Таким образом, для верхнеберезовской подсвиты характерно глинисто-кремнистое накопление, породы состоят в основном из кремнистой и глинистой составляющих в различных соотношениях. Вверх по разрезу доля кремнистых компонентов постепенно снижается; локальная регрессия (средний кампан) отмечается за счет накопления пласта ВБ₁, с преобладанием неравномерно-глинистых алевролитов (интенсивное влияние терригенных источников). Пласт ВБ₁ с присутствием коллекторов выделен только на северо-востоке Западно-Сибирской плиты и простирается узкой

полосой с северо-запада на юго-восток. Распространение алевролитов на юго-запад контролируется, по всей видимости, зоной трансевразийского сдвига [8]. По данным ГИС и керн, литолого-петрофизические свойства пласта ВВ₁ на территории месторождения Х аналогичны характеристикам нетрадиционных коллекторов газалинской пачки кузнецовского горизонта (средний – верхний турон), что отражает генетическую близость обстановок и условий их формирования. Наличие в алевролитах (газалинской пачки и пласта ВВ₁) заметной примеси зерен глауконита со следами слабого окатывания, вероятно, свидетельствует о малоамплитудном воздымании территорий восточного и северо-восточного обрамлений Западной Сибири. Это сопровождалось выходом на субаэральную поверхность глинистых, обогащенных глауконитом толщ (дорожковской свиты и пласта ВВ₂ соответственно), развитием выветривания (эрозии) и перемещением продуктов выветривания вниз по склону прибрежного рельефа (плоскостной смыв и ветровой разнос).

Методы лабораторных исследований

Комплекс лабораторных работ по изучению отложений пласта ВВ₁ верхнеберезовской подсвиты, выполненных в Центре исследований керн Тюменского нефтяного научного центра, включает: профильные исследования; литологическое описание керн; гранулометрические анализы; литолого-минералогические исследования; рентгеноструктурный анализ общего состава породы ($РСА_{пор}$) — количественное определение общего минерального состава; рентгеноструктурный анализ пелитовой фракции породы ($РСА_{глин}$) — определение минерального состава пелитовой фракции; рентгенофлуоресцентный анализ химического состава породы (РФА) — определение элементного состава; изучение в прозрачных шлифах под поляризационным микроскопом; изучение образцов пород при большом увеличении (в несколько тысяч раз) с использованием растрового электронного микроскопа (РЭМ) со встроенным рентгеновским микроанализатором химического состава компонентов (кристаллических минералов и аморфных агрегатов) породы; изучение пустотного пространства породы по технологии комплексного мультимасштабного исследования внутренней структуры на мезо-, микро- и наномасштабах.

Лабораторное изучение отложений пласта ВВ₁ выполнено комплексом методов по керну шести скважин месторождения.

Анализ результатов исследований

Методика определения газонасыщенных толщин для отложений березовской свиты **по данным ГИС** характеризуется высокой степенью неопределенности. Прямые качественные признаки не работают, использование граничных значений пористости также невозможно из-за отсутствия контраста

пористости между коллекторами и неколлекторами. Это объясняется недоуплотнением глин и их высокой пористостью (около 30 %) за счет небольшой глубины залегания отложений.

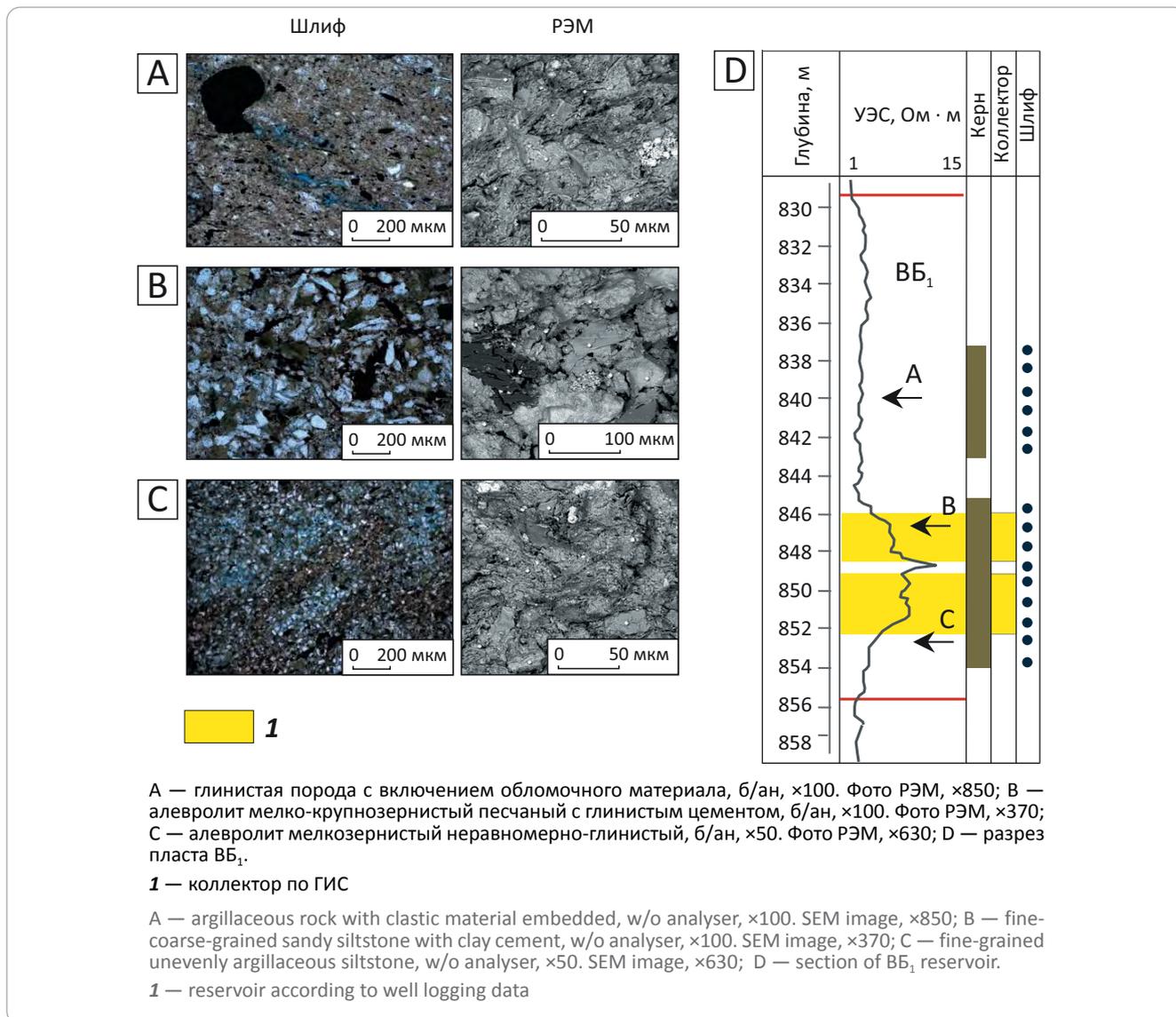
Лучшим решением является выделение коллекторов по данным ядерно-магнитного каротажа в скважинах, пробуренных на растворе УВ-основы. В этих скважинах на кривых распределения T_2 отмечается дополнительная мода, которая формируется от керосина (в составе раствора УВ-основы), попавшего в пласт при формировании зоны проникновения. В скважинах, пробуренных на растворе водной основы, эта мода не наблюдается. Наличие этой моды объясняется более длительным временем релаксации (T_2) водорода, входящего в состав керосина [10, 11].

По данным ГИС эффективные газонасыщенные толщины в пласте изменяются от 1,3 до 8,5 м (в среднем 4,7 м), коэффициент пористости высокий и составляет 22,1–36,6 % (в среднем $K_p = 29$ %). Рассматриваемые отложения на месторождении являются газонасыщенными, коэффициент газонасыщенности от 15 до 43,3 % (в среднем $K_g = 29$ %), проницаемость в среднем $K_{пр} = 0,0042$ мкм². Достоверные определения проницаемости по керну отсутствуют. Выдержанная связь проницаемости с открытой пористостью как для всего горизонта березовской свиты, так и для отдельных пластов не установлена [10].

По данным **анализа шлифов** в нижней части пачки ВВ₁ на месторождении порода представлена алевролитом мелко-крупнозернистым песчаным полимиктовым, неравномерно-глинистым (рис. 2 С). Цемент глинистый, по составу в основном иллитовый, реже хлоритовый, в виде скоплений чешуйчатых микроагрегатов, заполняющих поровое пространство, реже в виде пленок на поверхности зерен. Отмечается примесь обломочного материала (до 60–80 % в центральной части площади, сокращаясь на севере месторождения до 40–60 %) алевритовой размерности. Вверх по разрезу доля алеврита увеличивается. Межзерновые поры открытого типа редкие, распределены отдельными участками, изометричной и щелевидной формы.

В средней продуктивной части пачки порода представлена алевролитом мелко-крупнозернистым песчаным полимиктовым, с глинистым цементом, до песчаника мелко-тонкозернистого с глауконитом и редкими биогенными остатками (см. рис. 2 В). Отмечается ведущая роль обломочного материала (до 85–90 %). В составе обломков пород алевритопсаммитовых фракций преобладает кварц и полевые шпаты. Доля глауконита составляет до 20–25 % площади шлифа. Цемент глинистый, по составу иллитовый, реже каолинитовый и хлоритовый. Скопления чешуйчатых микроагрегатов глинистого материала неравномерно заполняют межзерновое пространство. Межзерновые поры открытого типа многочисленные, распределены неравномерно, изометричной и щелевидной формы, как сообщающиеся между собой, так и изолирован-

Рис. 2. Литологическая характеристика отложений пласта ВБ₁
Fig. 2. Lithological characteristics of ВБ₁ reservoir deposits



ные. Наблюдаются межагрегатные микропоры — в скоплениях глинистого порового цемента.

Вверх по разрезу доля алеврита сокращается, доля пелитовой фракции увеличивается. Порода состоит из глинистой массы, обломочных зерен (20–30 %), пирита (≈ 3–5 %), органических остатков, ОВ, глауконита (ед.) (см. рис. 2 А). Обломочный материал, в основном мелкоалевритовой размерности, представлен изометричными и слабоудлинёнными, угловатыми и полуугловатыми зёрнами кварца, реже полевого шпата, которые довольно равномерно рассеяны в основной массе породы. Межзёрновые поры открытого типа не наблюдаются.

Осадочный материал пласта ВБ₁ генетически представлен преимущественно продуктами эрозии нижележащих горизонтов (отложений нижнеберезовской подсвиты и кузнецовской свиты) среднего кампана на северо-востоке Западно-Сибирской плиты, вышедших на субаэральный уровень [4] (рис. 3) и, возможно, дальними источниками сноса.

В результате денудации (разрыхления и перемещения) слабощементированных отложений формировались вдольбереговые барьеры (острова, косы и пр.) и вдольбереговые лагуны (понижения). Между ними, возможно, эпизодически имели место листрические оползни. К северо-востоку Западно-Сибирской плиты, вероятно, размерность обломочного материала будет увеличиваться, в том же направлении будет опесчаниваться покрывка, а потому сохранность залежей газа маловероятна.

Результаты **гранулометрических исследований** свидетельствуют о том, что в отложениях пласта ВБ₁ на месторождении преобладают алевриты — 55–89 % (в среднем 70 %), пелитовые фракции составляют от 0 до 42 % (в среднем 19 %), также отмечается неравномерная примесь песчаного материала — от 2 до 35 % (в среднем 10,6 %).

По данным **рентгеноструктурного анализа** (РСА_{пор}), в среднем по пласту ВБ₁ содержание кварца составляет 42,7 % (увеличиваясь в коллекторах до



Рис. 3. Концептуальная обстановка формирования пласта ВВ₁
Fig. 3. Conceptual environment of ВВ₁ reservoir formation



Табл. 1. Минеральный состав пород березовской свиты
Tab. 1. Mineral composition of the Berezovsky Formation rocks

Минералы	Пласт			
	ВВ ₀	ВВ ₁	ВВ ₂₋₃	НБ
	среднее значение	среднее значение	среднее значение	min – max (значение)
Кварц	26,5	42,7	35,3	16,2–40,5 (29,2)
ОКТ-фаза	10,2	0,3	15,8	13,9–56,5 (30,9)
Сумма минералов кремнезема	36,7	43	51,1	52–72,9 (60,1)
Каолинит	1,2	4,6	4,2	0,8–3,1 (1,7)
Хлорит	2,9	6,3	4,2	1–2,1 (1,3)
Гидрослюды	7,1	5,7	5,1	3,4–5,3 (4,4)
Смешанослойные	2,1	1,5	1,5	0,8–1,1 (1)
Монтмориллонит	26,4	16,2	17,9	9–17,4 (15,1)
Сумма глинистых минералов	39,6	34,4	32,8	19,1–25,7 (23,5)
Полевые шпаты	14,9	12	8,9	4,3–7,4 (5,5)
Пирит	2,9	3,2	3,4	3–3,5 (3,3)
Карбонаты	5,4	7,3	3,8	0,7–5,9 (3,7)

48–60,3 %), сумма глин — 34,4 % (уменьшаясь в коллекторах до 17,2–27,6 %), сумма полевых шпатов — 12 %. Опал-кристобалит-тридимитовая фаза кремнезема (ОКТ-фаза) встречается в основном только в подошве пласта и достигает 0,3 %. Пирит составляет до 3,2 %. Внутри пласта ВВ₁ отмечаются прослои карбонатных песчаников, образовавшихся, вероятно, в результате кратковременного проникновения речных вод и формирования геохимического барьера. Обычно примесь карбонатов достигает 7,3 %. Наблюдается увеличение содержания кварца и уменьшение доли глин относительно вмещающих пород (табл. 1).

По данным рентгеноструктурного анализа пелитовых фракций ($РСА_{глин}$), в составе глин пласта ВВ₁ преобладают набухающие компоненты (монтмориллонит и смешанослойные). Содержание каолинита в среднем достигает 4,6 %, хлорита — до 6,3 %, гидрослюды — до 5,7 %, сумма монтмориллонит + смешанослойные — до 17,7 %.

Вверх по разрезу сумма «терригенных» глин (каолинита и хлорита) уменьшается на фоне постепенного снижения темпов регрессии.

По сравнению с нижележащим горизонтом нижнеберезовской подсвиты пласты верхнеберезовской подсвиты отличаются пониженным содержанием ОКТ-фазы кремнезема и повышенным содержанием суммы глинистых минералов.

Рентгенофлуоресцентный анализ химического состава породы (РФА) (25 основных параметров, включая потери при прокаливании) служит для установления геохимической специализации толщ, а также для диагностики изменения условий седиментации (табл. 2). Результатом количественного метода РФА является значение концентрации компонента в образце в виде оксидов элементов. Расчет значений отношения элементов ведется по массовым содержаниям элементов в породе, пересчитанным из оксидов. Данными РФА охарактеризован химический состав пород березовской свиты.

Табл. 2. Средние значения результатов РФА по пластам березовской свиты

Tab. 2. Average values of X-ray fluorescence analysis results for the layers of the Berezovsky Formation

Пласт	SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	MnO	CaO	MgO	Na ₂ O	K ₂ O	P ₂ O ₅	S	Ba	V
ВБ ₀	65,4	0,711	13,1	6,8	0,101	0,67	1,997	1,363	1,967	0,071	0,146	0,033	0,019
ВБ₁	60,9	0,833	14,7	8,1	0,156	0,789	1,946	1,481	2,147	0,118	0,143	0,037	0,015
ВБ ₂₋₃	67	0,666	12,6	6,1	0,162	0,548	1,432	1,091	1,622	0,086	0,129	0,025	0,014
НБ (mean)	76,9	0,423	7,6	3,8	0,098	0,627	1,002	1,05	1,098	0,148	0,088	0,035	0,008

В течение осадконакопления березовской свиты относительные вариации условий, в том числе и геохимических, приводили к естественному подразделению на пласты (литостратоны), что хорошо заметно в результирующих таблицах данных РФА.

Отложения верхнеберезовской подсвиты резко отличаются от пластов нижнеберезовской подсвиты и характеризуются пониженным содержанием SiO₂ (61–67 против 72–85 %) и повышенным содержанием оксидов — TiO₂, Al₂O₃, Fe₂O₃, MnO, CaO, MgO, Na₂O, K₂O, а также некоторых элементов-примесей за счет более глинистого состава (и пониженной доли аморфного кремнезема).

На изученном месторождении, по данным РФА, в пласте ВБ₁ доля SiO₂ относительно вмещающих пород минимальная, варьирует от 59,6 до 63,1 % (в среднем 60,8 %). Содержание Fe₂O₃ не превышает 8,1 %; Al₂O₃ — в среднем 14,7 %. В целом по разрезу элементы распределены равномерно. Отмечается небольшое увеличение содержания SiO₂ вверх по разрезу от 4 до 63 % и уменьшение Al₂O₃ и Fe₂O₃ за счет относительного усиления степени волновой переработки и вымывания глинистых минералов.

Отношение Fe/Mn является индикатором положения осадков на фациальном профиле бассейна. Значения отношения Fe/Mn в осадочных породах уменьшаются с увеличением глубины и с переходом от шельфовых фаций к пелагическим, что обусловлено поглощением осадочными образованиями Mn из морской воды, сильнее проявленным в глубоководных условиях, и выпадением основной массы Fe в прибрежно-морских обстановках. Таким образом, рост значения отношения Fe/Mn в каком-либо осадочном разрезе указывает на обмеление и опреснение бассейна. Отношения Fe/Mn более 80 в отложениях пласта ВБ₁ указывают на прибрежно-морские обстановки с доминированием терригенного материала.

Для уточнения структуры порового пространства выполнено комплексное **мультимасштабное исследование внутренней структуры** продуктивных газоносных отложений пласта ВБ₁ на мезо-, микро- и наномасштабах. Такой подход с последовательным переходом от масштабов полноразмерного ядра к наномикронным размерам позволяет визуализировать в микроплоскости реальную картину образца, на котором проводятся исследования,

получить качественную характеристику и количественную оценку распределения пор по размерам и связанности пор в исследуемом масштабе. Исследования выполнялись компанией ООО «Системы для микроскопии и анализа» (Москва, Сколково). Было исследовано пять образцов из пласта ВБ₁.

По данным съемки на рентгеновском микрофотографе, в объеме березовской свиты образцы пласта ВБ₁ из продуктивной части характеризуются богатым поровым пространством, образующим связанную пористость (доля связанных пор более 70 %). На рис. 4 представлены образцы, имеющие разное пустотное пространство (поры на томографических сечениях характеризуются темной/черной окраской). В скв. 2 коллектор по ГИС не выделяется, образец скв. 3 более пористый (с повышенным содержанием K_p и высокой долей связанных пор для данного микроуровня) относительно плотных образцов из скважин 4 и 5.

На микромасштабе с применением растровой электронной микроскопии (сфокусированный ионный пучок; ФИП/РЭМ) образцы пласта ВБ₁ из продуктивной части характеризуются довольно крупным поровым пространством — до сотен микрометров. Содержат преимущественно каналотрещиноподобные поры, наличие которых обусловлено высокой долей глинистых минералов, и одиночные крупные поры, образованные между зернами обломочной составляющей (рис. 5).

Проведенные исследования совместно с ранее полученными региональными данными о строении объекта позволили построить его концептуальную модель.

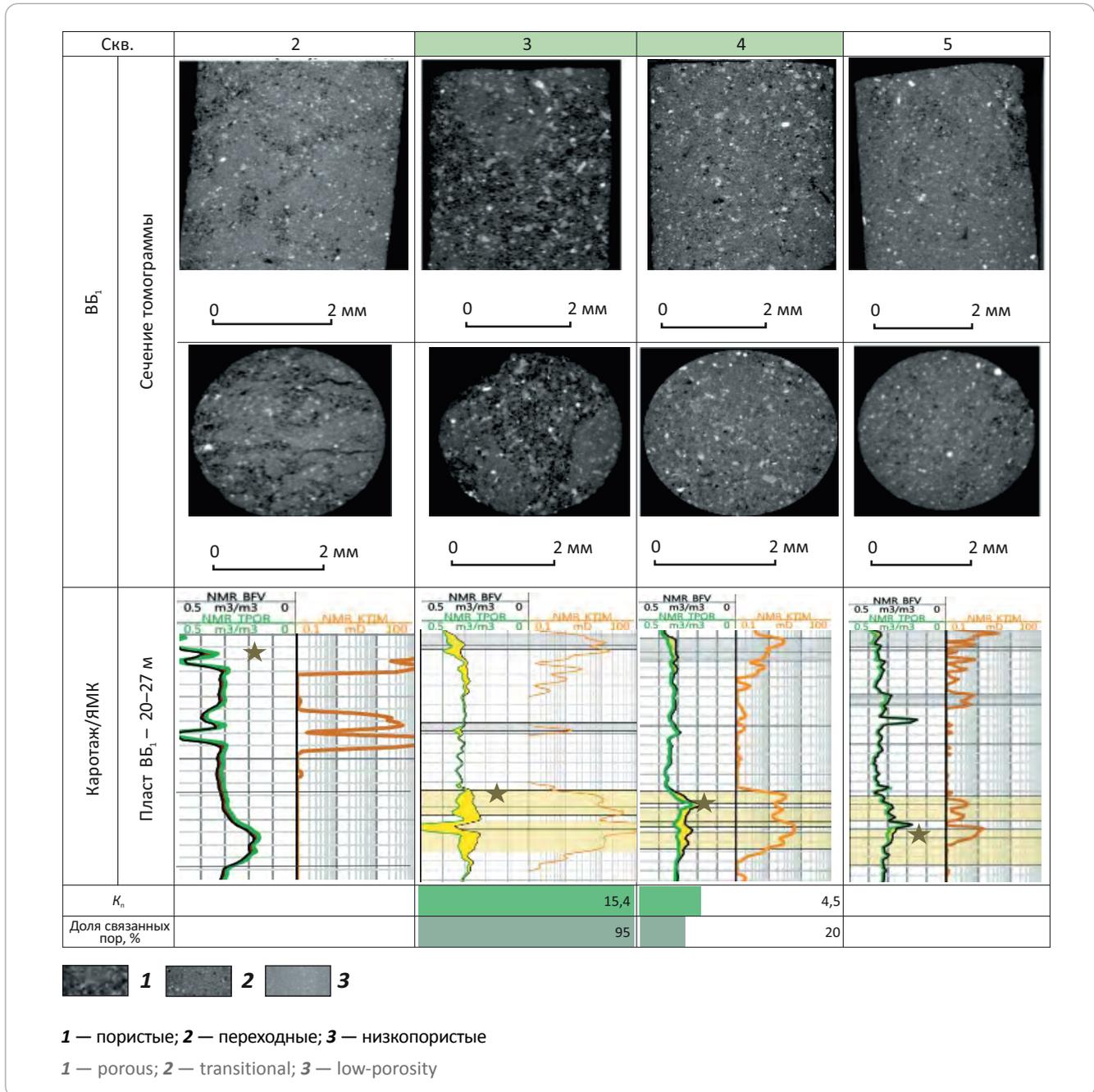
Концептуальная модель пласта ВБ₁

На изученном месторождении отложения пласта ВБ₁, сформировавшиеся в мелководно-морских условиях, представлены преимущественно алевритами мелко-крупнозернистыми и глинистыми алевритами. Удаленность от источника сноса предопределила тонкозернистый состав. Общиие толщины изменяются от 21 до 36 м.

Улучшенные коллекторы пласта относятся к центральной зоне участка и связаны с палеовысошенностями и выносом тонкого материала в погруженные части бассейна, что подтверждается также данными рентгеновской микротомографии



Рис. 4. Результаты исследования образцов методом рентгеновской микротомографии
Fig. 4. The results of sample studies using X-ray Microtomography



(см. рис. 4, 5). В восточном направлении происходит ухудшение коллекторских свойств за счет накопления пелитоморфных осадков в режиме низкой гидродинамики (в заливе/лагуны).

Вдольбереговые (островные) отложения — крупно-среднезернистые алевролиты — накапливались в более активных гидродинамических условиях, что отразилось на степени сортировки материала, содержании глинистой компоненты и следовательно, коллекторских свойствах.

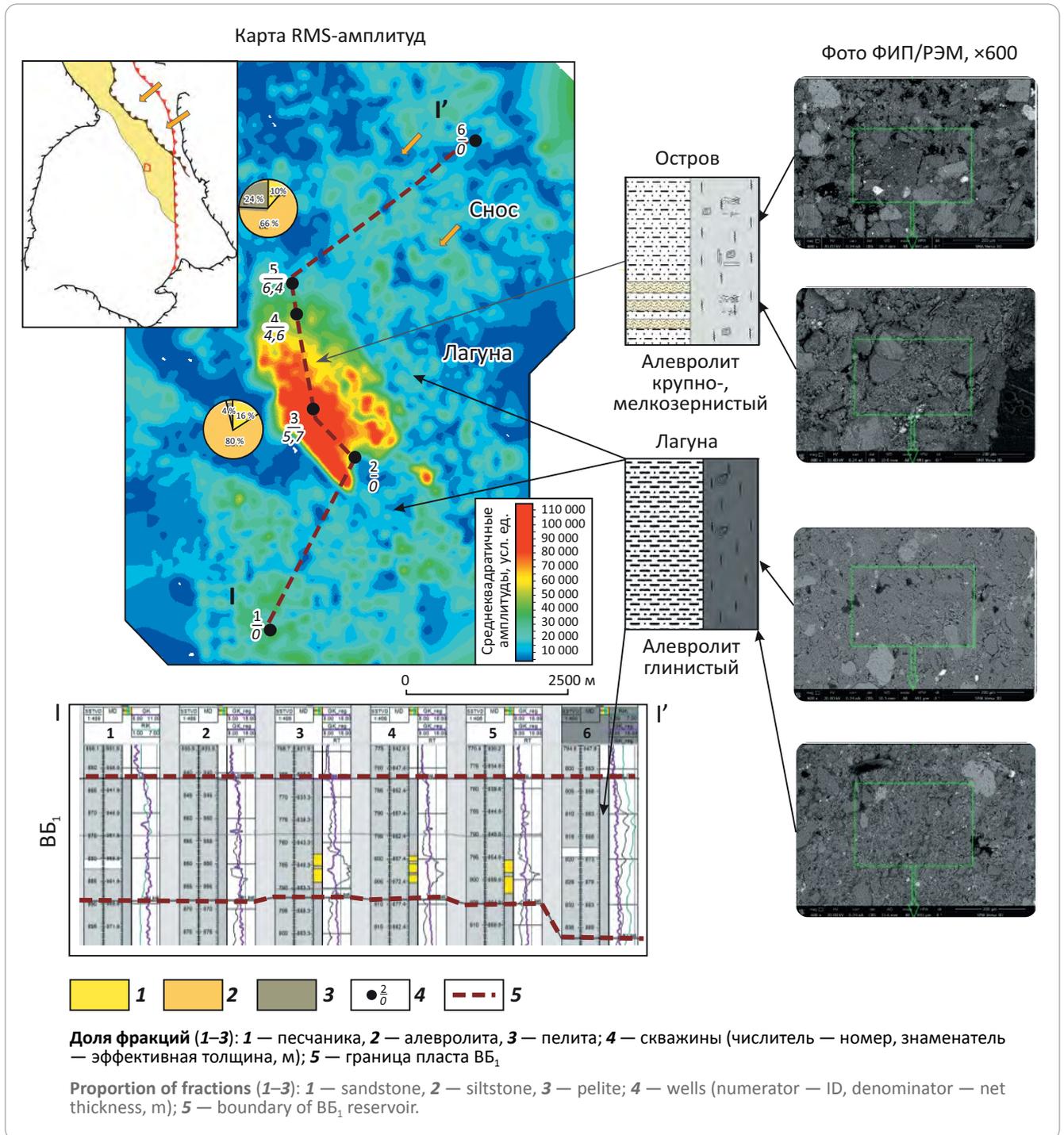
Риски пласта ВБ₁ на месторождении связаны с лагунными отложениями (глинистыми алевролитами), поскольку в его восточной части (в пределах лагуны) происходит постепенное уменьшение

размерности частиц, слагающих породы. Низкая динамика водной среды predetermined преимущественно пелитоморфный и глинистый состав осаждавшегося материала.

Использование сейсморазведки МОГТ для картирования газовых залежей в отложениях березовской свиты Западно-Сибирской плиты

Опыт изучения газоносности отложений березовской свиты сейсморазведкой МОГТ свидетельствует о приуроченности рассматриваемого интервала интенсивных динамических аномалий к газовым залежам (рис. 6). Такие аномалии в отложениях пласта ВБ₁ (средний кампан) установлены

Рис. 5. Концептуальная модель пласта ВВ₁
Fig. 5. Conceptual model of ВВ₁ reservoir



на трех лицензионных участках, как уже было сказано, с подтвержденной газоносностью на месторождении X.

Выделенный и прокоррелированный после сейсмогеологической привязки ОГ С₂ был соотнесен с кровлей пласта ВВ₁. На рис. 5 представлена динамическая аномалия в интервале отложений кампанского возраста. Из особенностей формирования динамических аномалий следует, что рассматриваемые аномалии обусловлены резким понижением акустических жесткостей пласта, вызванным его

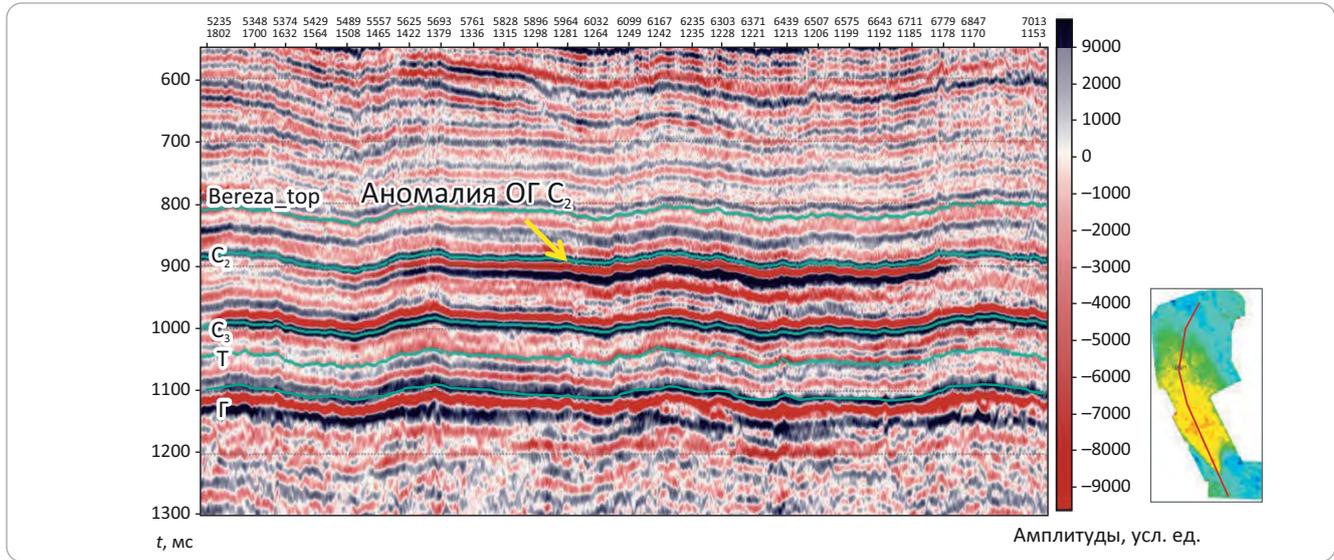
газонасыщенностью, относительно акустических жесткостей вмещающих пород. Таким образом, перспективы газоносности пласта ВВ₁ ограничены зоной аномалии сейсмической записи, что подтверждается результатами испытаний.

Данные залежи являются примером ловушек неантиклинального структурно-литологического типа.

На основании детальных геолого-геофизических исследований объектов выявлено, что успешность картирования ловушек и залежей в данных



Рис. 6. Сейсмический разрез через отложения березовской свиты
Fig. 6. Seismic section across the Berezovsky Formation deposits



отложениях будет определяться качеством сейсмических материалов МОГТ (кратность, высокие значения отношения сигнал/помеха). В последующих работах по изучению данных отложений следует также учитывать низкое разрешение съемок МОГТ прошлых лет, имеющих низкую кратность суммирования в исследуемом интервале, поскольку полная кратность обычно достигается только на временах более 2 с.

Установлено, что в верхнемеловых отложениях Западно-Сибирской плиты отсутствуют нефтегазоматеринские отложения для генерации УВ в значительных масштабах. Поэтому надсеноманский газ — это газ, поднявшийся по разломно-трещинным зонам выше отложений турона из сеноманских отложений. Об этом также свидетельствуют опубликованные геохимические индикаторы [12].

Атрибутный анализ сейсмических данных помог установить зоны разломов на юге структуры. Структурный план по кровле березовской свиты отличается довольно простым строением. В отложениях уверенно выделяется ряд амплитудных нарушений, с которыми также будут связаны зоны трещиноватости.

Таким образом, для формирования и сохранности скоплений газа в отложениях березовской свиты важным фактором является наличие молодых дизъюнктивных нарушений (с периодической активизацией в прошлом), зон дробления в шовных зонах, зон трещиноватости. Однако современные подвижки могут привести и к полному разрушению залежи. Газ может мигрировать в верхние интервалы разреза и рассеяться.

Выводы

Отложения верхнеберезовской подсвиты сформировались в условиях позднемеловой трансгрессии Западно-Сибирской плиты. Отложения по

характеру разреза и вещественному составу биогенно-хемогенного генезиса (преимущественно глинистого состава с примесью кремнистого материала), эпизодически терригенного типа седиментации (алевролиты — пласт ВВ₁). По сравнению с нижележащим горизонтом нижнеберезовской подсвиты, представленным автохтонными глинисто-кремнистыми отложениями, пласты верхнеберезовской подсвиты отличаются пониженным содержанием ОКТ-фазы кремнезема и повышенным содержанием суммы глинистых минералов.

Пласт ВВ₁ с присутствием коллекторов выделен только на северо-востоке Западно-Сибирской плиты и простирается узкой полосой с северо-запада на юго-восток. Распространение алевролитов на юго-запад контролируется, по всей видимости, зоной трансевразийского сдвига. К северо-востоку коллектор будет улучшаться, но есть вероятность исчезновения покрышки. Для пласта характерна преобладающая роль терригенного материала (аллохтонный тип осадконакопления), что можно объяснить относительно малоамплитудными вертикальными движениями дна бассейна, нестабильностью условий жизнедеятельности и усилением темпов седиментации на северо-востоке Западно-Сибирской плиты за счет терригенных источников.

Продуктивный пласт ВВ₁ на изученном месторождении сформировался в условиях развития глобальной надсеноманской трансгрессии и отражает локальный эпизод регрессии в среднем кампане. Отложения представлены алевролитами и глинистыми алевролитами и являются продуктами эрозии слабосцементированных осадков нижележащих отложений за счет выхода их на субаэральный уровень и дальних источников сноса.

В верхней части положительной структуры изученного месторождения пласт ВВ₁ характери-

зается пониженной мощностью, но улучшенным качеством коллектора в результате повышенной степени волновой переработки — вымывания пелитоморфной составляющей. Рассмотренный участок характеризуется сочетанием благоприятных

литологических и тектонических условий: структура — коллектор — дизъюнктивные нарушения и повышенными рисками разрушения залежей в результате неотектонических движений блоков Западно-Сибирской плиты.

Литература

1. Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Лебедев М.В., Маринов В.А. Верхнемеловая кремнистая формация Западной Сибири // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге : труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, посвященного обобщению положительного опыта литологических и фациально-циклических исследований в нефтегазовой литологии и геологическом моделировании терригенных и карбонатных природных резервуаров (Томск, 10–12 апреля 2017 г.). – Томск : Изд-во ЦППС НД, 2017. – С. 9–14.
2. Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Маринов В.А. Фациальная модель верхнего мела Западной Сибири // Интерэкспо GEO-Сибирь. – 2017. – Т. 1. – № 1. – С. 101–105.
3. Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Маринов В.А. Макет региональных стратиграфических схем верхнего мела Западной Сибири нового поколения // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии мат-лы IX Всероссийского совещания (Белгород, 17–23 сентября 2018 г.). – Белгород : ПОЛИТЕРРА, 2018. – С. 21–24.
4. Глухов Т.В., Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Маринов В.А. Палеогеография Западной Сибири в дербышинское время (поздний мел) // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей : мат-лы IX Всероссийского совещания (с международным участием) (Казань, 30 сентября – 3 октября 2019 г.). – Казань: Изд-во Казанского университета, 2019. – С. 100–101.
5. Кудаманов А.И., Агалаков С.Е. Цикличность осадкообразования отложений верхнего мела Западно-Сибирской плиты // Интерэкспо GEO-Сибирь. – 2018. – Т. 1. – С. 183–190. DOI: 10.18303/2618-981X-2018-1-183-190.
6. Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А. Трансгрессивно-регрессивный характер осадконакопления в коньяк-сантонских отложениях верхнего мела в Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 7. – С. 58–63. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-7-58-63.
7. Кудаманов А.И., Карих Т.М., Маринов В.А. Смена режима седиментации на рубеже сантона-кампана Западной Сибири // Экзолит–2020. Литологические школы России : сб. научных материалов, годичное собрание (научные чтения), посвященные 215-летию основания Московского общества испытателей природы (Москва, 25–26 мая 2020 г.). – М., 2020. – С. 141–143.
8. Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Новоселова М.Ю., Глухов Т.В., Карих Т.М. Влияние тектоники на процессы седиментации верхнего мела Западной Сибири // Материалы EAGE (Тюмень, Россия 22–26 марта 2021 г.). – 2021. – № 3. – С. 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.202150075.
9. Абрамов Т.А., Гордеев А.О., Лознюк О.А., Тюлькова А.И., Афонин Д.Г. Анализ результатов планирования и проведения ГДИ пластов березовской свиты // Нефтяная провинция. – 2019. – Т. 4. – № 20. – С. 234–247. DOI: 10.25689/NP.2019.4.234-247.
10. Ошняков И.О., Хабаров А.В., Митрофанов Д.А., Лознюк О.А. Изучение отложений березовской свиты по данным расширенного комплекса ГИС и керновых исследований на примере Харампурского месторождения // Каротажник. – 2019. – Т. 6. – № 300. – С. 103–117.
11. Гордеев А.О., Дорошенко А.А. Временные методические рекомендации по подсчету запасов свободного газа в залежах березовской свиты и ее аналогов в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и недропользование. – 2022. – № 6. – С. 122–133.
12. Рязанова Т.А., Павлуткин И.Г., Кудаманов А.И., Марков В.В. Морфологическое разнообразие планктона и битуминозного вещества в верхнемеловых породах березовской и ганькинской свит юга Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Нефтяная провинция. – 2020. – № 4. – С. 21–45. DOI: 10.25689/NP.2020.4.21-45.

References

1. Agalakov S.E., Kudamanov A.I., Lebedev M.V., Marinov V.A. Verkhnemelovaya kremnistaya formatsiya Zapadnoi Sibiri [Upper Cretaceous siliceous formation of Western Siberia]. In: Sovremennye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe : trudy III Vserossiiskogo nauchno-prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya posvyashchennogo obobshcheniyu polozhitel'nogo opyta litologicheskikh i fatsial'no-tsiklicheskh issledovaniy v neftegazovoi litologii i geologicheskoy modelirovaniy terrigennykh i karbonatnykh prirodnykh rezervuarov (Tomsk, 10–12, April, 2017). Tomsk: Izd-vo TsPPS ND; 2017. pp. 9–14. In Russ.
2. Agalakov S.E., Kudamanov A.I., Marinov V.A. Facies model of the Western Siberia Upper Cretaceous. *Interexpo GEO-Siberia*. 2017;1(1):101–105. In Russ.
3. Agalakov S.E., Kudamanov A.I., Marinov V.A. Maket regional'nykh stratigraficheskikh skhem verkhnego mela Zapadnoi Sibiri novogo pokoleniya [Model set of regional Upper Cretaceous stratigraphic schemes of new generation, Western Siberia]. In: Melovaya sistema rossii i blizhnego zarubezh'ya: problemy stratigrafii i paleogeografii: mat-ly IX Vserossiiskogo soveshchaniya (Belgorod, 17–23, September 2018). Belgorod: POLITERRA; 2018. pp. 21–24. In Russ.
4. Glukhov T.V., Agalakov S.E., Kudamanov A.I., Marinov V.A. Paleogeografiya Zapadnoi Sibiri v Derbyshinskoe vremya (pozdnii mel) [Paleogeography of Western Siberia in the Derbyshinsky time (Late Cretaceous)]. In: Litologiya osadochnykh kompleksov Evrazii i shel'fovyykh oblastei : mat-ly IX Vserossiiskogo soveshchaniya (s mezhdunarodnym uchastiem) (Kazan', 30, September – 3, October, 2019). Kazan': Izdatel'stvo Kazanskogo universiteta; 2019. pp. 100–101. In Russ.
5. Kudamanov A.I., Agalakov S.E. Cyclicity of sedimentation of the Upper Cretaceous Deposits of the West Siberian plate. *Interexpo GEO-Siberia*. 2018;(1):183–190. DOI: 10.18303/2618-981X-2018-1-183-190. In Russ.
6. Kudamanov A.I., Agalakov S.E., Marinov V.A. Transgressive-regressive type of sedimentation in the Western Siberian Coniacian-Santonian (Upper Cretaceous). *Neftyanoe khozyaistvo*. 2018;(7):58–63. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-7-58-63. In Russ.

7. Kudamanov A.I., Karikh T.M., Marinov V.A. Smena rezhima sedimentatsii na rubezhe santona-kampana Zapadnoi Sibiri [Change of sedimentation pattern at the boundary of Santonian and Campanian, Western Siberia]. In: EhkzoliT–2020. Litologicheskie shkoly Rossii : sb. nauchnykh materialov, godichnoe sobranie (nauchnye chteniya), posvyashchennye 215-letiyu osnovaniya Moskovskogo obshchestva ispytatelei prirody (Moscow, 25–26, May, 2020). Moscow, 2020. pp. 141–143. In Russ.
8. Kudamanov A.I., Agalakov S.E., Novoselova M.Yu., Glukhov T.V., Karikh T.M. Vliyanie tektoniki na protsessy sedimentatsii verkhnego mela Zapadnoi Sibiri [Tectonics effect on sedimentation processes in Upper Cretaceous, Western Siberia]. In: Materialy EAGE (Tyumen', Rossiya, 22–26, March, 2021). 2021. № 3. pp. 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.202150075. In Russ.
9. Abramov T.A., Gordeev A.O., Loznyuk O.A., Tyul'kova A.I., Afonin D.G. Analysis of pressure transient test results for Beryozovskaya suite. *Neftyanaya provintsiya*. 2019;20(4):234–247. DOI: 10.25689/NP.2019.4.234-247. In Russ.
10. Oshnyakov I.O., Khabarov A.V., Mitrofanov D.A., Loznyuk O.A. Studying Berezovskaya Suite sediments from the data of an augmented logs set and a core analysis on the example of Kharampurskoe field. *Karotazhnik*. 2019;6(300):103–117. In Russ.
11. Gordeev A.O., Doroshenko A.A. Temporary Guidelines for the Calculation of Free Gas Reserves in the Deposits of the Berezovskaya Suite and Its Analogues within the West Siberian Oil and Gas Province. *Geologiya i nedropol'zovanie*. 2022;(6)122–133. In Russ.
12. Ryazanova T.A., Pavlutkin I.G., Kudamanov A.I., Markov V.V. Morphological diversity of plankton and bituminous matter in the Upper Cretaceous Berezovian and Gankinskian formations in the South of West-Siberian basin. *Neftyanaya provintsiya*. 2020;(4)21–45. DOI: 10.25689/NP.2020.4.21-45. In Russ.

Информация об авторах

Дистанова Лилия Робертовна

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
e-mail: irdistanova@tnnc.rosneft.ru

Кудаманов Александр Иванович

Кандидат геолого-минералогических наук,
эксперт
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
e-mail: aikudamanov@rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-1278-5103

Нассонова Наталья Валентиновна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший эксперт
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
e-mail: nvnassonova@tnnc.rosneft.ru

Information about authors

Liliya R. Distanova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Specialist
Tyumen Petroleum Research Center,
79/1 ul. Osipenko, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: irdistanova@tnnc.rosneft.ru

Alexander I. Kudamanov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Expert
Tyumen Petroleum Research Center,
79/1 ul. Osipenko, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: aikudamanov@rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-1278-5103

Natalia V. Nassonova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Expert
Tyumen Petroleum Research Center,
79/1 ul. Osipenko, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: nvnassonova@tnnc.rosneft.ru

Нефтегазоносный потенциал и результаты геолого-разведочных работ

Согласно результатам геохимических исследований Тимано-Печорского бассейна, выполненными ведущими специалистами ВНИГРИ, основной объем нефти и газа был генерирован во впадинах Северного Предуралья. Совокупные объемы эмиграции нефти в этой части бассейна составили 629 млрд т, газа — 308 трлн м³ [1]. Наиболее продуктивной в Предуралье является нефтегазовая система Косью-Роговской впадины. Величина эмиграции в ее пределах составила 305 млрд т нефти и 137 трлн м³ газа, что значительно превышает соответствующие значения для других впадин Тимано-Печорского бассейна.

Косью-Роговская впадина расположена в северо-восточной части Тимано-Печорского бассейна (рис. 1). Она является крупнейшей впадиной в системе краевых прогибов Предуралья. Толщина ее осадочного чехла превышает 15 км, в его составе участвуют преимущественно карбонатные отложения силура – нижней перми, образованные в пределах бассейна континентальной окраины [2]. Их перекрывают терригенные пермские отложения, накопление которых связано с коллизионной складчатостью Урала. Впадина протягивается на 300 км вдоль складчатого сооружения Урала, ее ширина достигает 120 км.

Общее представление о структуре Косью-Роговской впадины дает геологический разрез (рис. 2). Важной особенностью Косью-Роговской впадины является распространение верхнеордовикских солей, которые оказали большое и разностороннее влияние на строение и фациальную зональность на разных этапах ее развития ([3] и др.). Как можно видеть, большая часть впадины относительно слабо деформирована. Осадочный чехол впадины залегает преимущественно моноклинально, погружаясь на юго-восток в направлении фронта Урала. Складчато-надвиговые дислокации концентрируются на ее флангах — на востоке в предгорьях Урала и в районе гряды Чернышева на западе. На восточном предуральском борту впадины тектоническая расчлененность на нескольких стратиграфических уровнях создает дисгармоничную бескорневую складчатость. На западе, в пределах гряды Чернышева, складчатость во многом обусловлена деформациями соляных валов, из которых в условиях коллизионного сжатия частично была выжата соль [4].

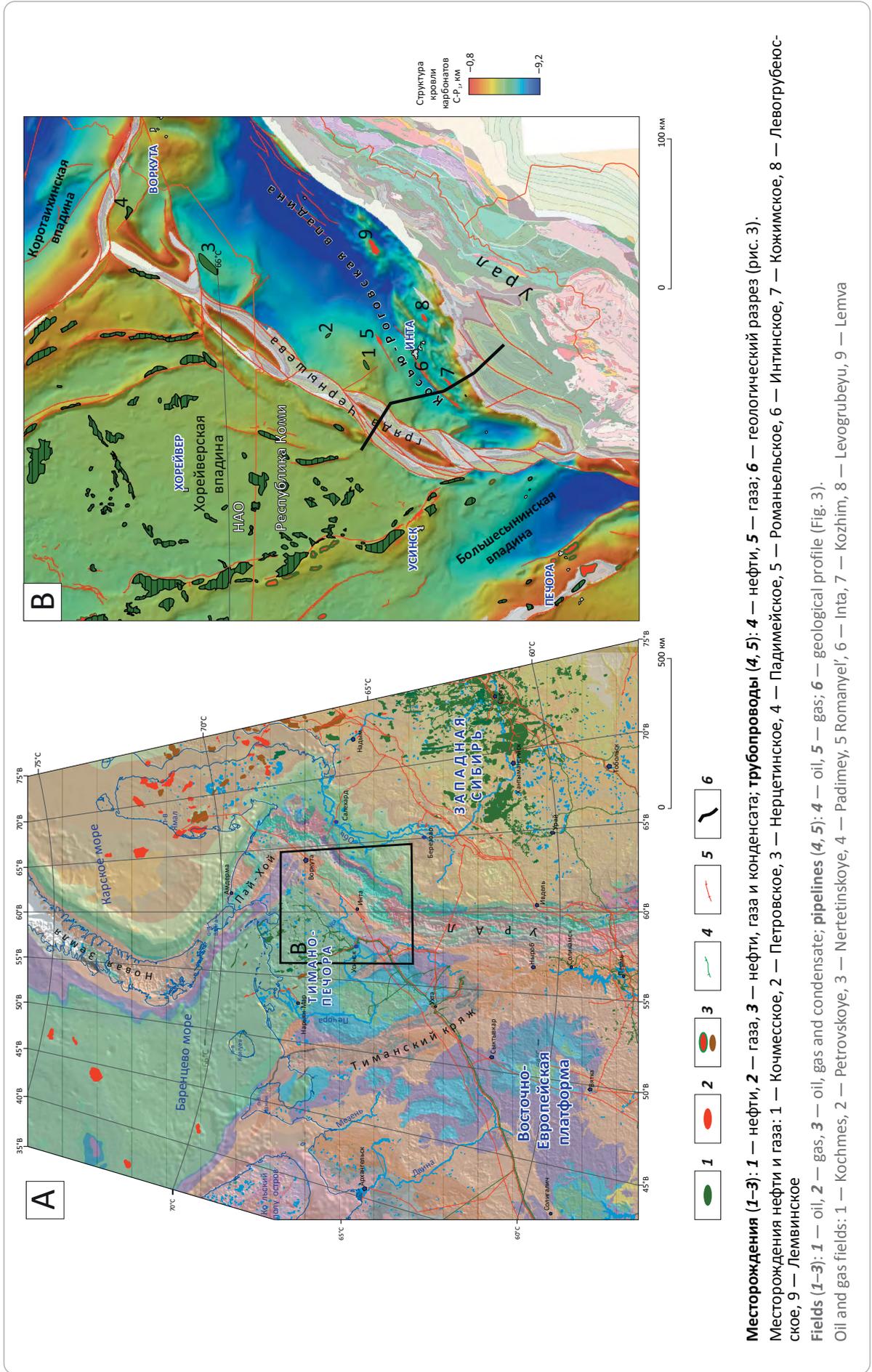
Огромный нефтегазоносный потенциал Косью-Роговской впадины во многом является следствием широкого распространения и термической зрелости нефтегазоматеринских доманиковых отложений [5, 6]. В пределах Косью-Роговской впадины и прилегающей гряды Чернышева эти отложения характеризуются высоким содержанием рассеянного ОВ, которое в южной части гряды Чернышева достигает максимальных значений для Тимано-Печорского бассейна — 34,3 % [7].

Представляется естественным предполагать, что высокопродуктивная нефтегазовая система в совокупности с наличием большого числа крупных высокоамплитудных ловушек краевого прогиба должны обеспечить эффективность поисково-разведочных работ в пределах Косью-Роговской впадины и прилегающей гряды Чернышева. Между тем до настоящего времени поисковые работы в этом районе не дали ожидаемых результатов. В настоящее время в Косью-Роговской впадине открыто 4 нефтяных (Кочмесское, Падимейское, Нерцетинское и Петровское) и 5 газовых (Романьельское, Интинское, Кожимское, Левогрубеюское и Лемвинское) месторождений (см. рис. 1). Подавляющее большинство выявленных залежей заключено в визейско-нижнепермских карбонатных отложениях. На Падимейском месторождении установлена нефтеносность силурийских отложений. На месторождении Кочмес была выявлена мелкая залежь газа, которая приурочена к линзе карбонатных пород, находящихся в соленосной толще верхнего ордовика. Все установленные месторождения не разрабатываются, так как их запасы и дебитность скважин не обеспечивают рентабельность добычных проектов.

Совокупные геологические запасы нефти и газа всех выявленных здесь залежей почти в 1000 раз меньше, чем упомянутый выше объем УВ, эмигрировавших в пределах Косью-Роговской впадины. При этом многие крупные ловушки характеризуются низкой степенью заполнения, что является одной из причин невысоких дебитов нефти и газа. Естественно, что объем эмиграции УВ значительно превышает установленные в их пределах геологические запасы нефти и газа. Основная часть эмигрировавших УВ рассеивается на путях миграции, попадает в мелкие ловушки, подвергается термическому крекингу, окислению, биодеградации. Однако, даже принимая во внимание все эти обстоятельства, следует признать аномальной наблюдаемую диспропорцию между огромным генетическим нефтегазоносным потенциалом и очень скромной величиной выявленных запасов.

Низкая успешность поисковых работ породила ожидаемый скептицизм нефтегазовых компаний в отношении перспектив развития новых проектов в Косью-Роговской впадине. В результате геологоразведка в этом районе в последние годы стагнирует. Причины низкой результативности этих работ являются предметом дискуссий различных групп исследователей, которые до настоящего времени не привели к ясному заключению. Это обстоятельство мотивирует критический анализ накопленного опыта. По всей видимости, без пересмотра стратегии поисково-разведочных работ успехи в этом районе едва ли будут достигнуты. Важно установить, что не позволило добиться ожидаемых результатов в прошлом, и выявить новые зоны нефтегазоаккумуляции, опосредованное которыми может решительно повысить результативность геологоразведки.

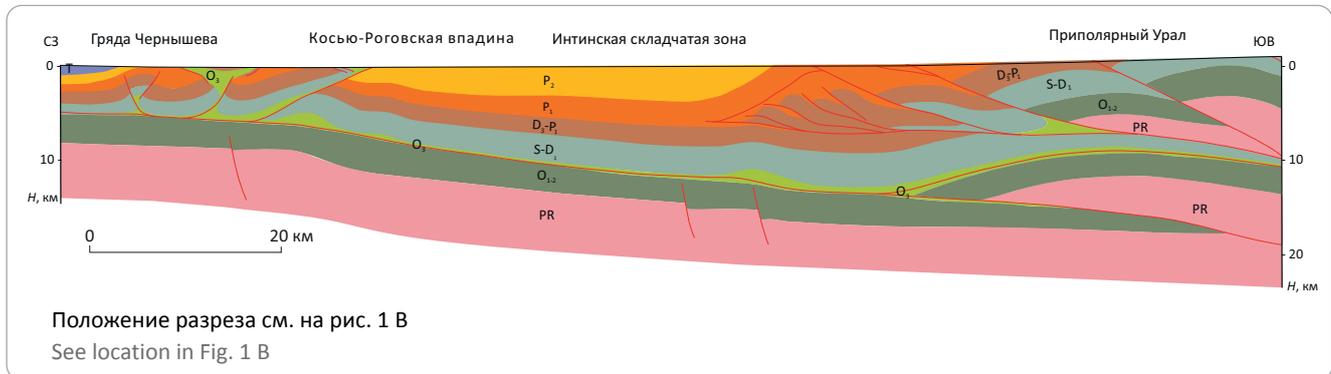
Рис. 1. Обзорная геологическая карта Североуральского региона и прилегающих бассейнов с размещением месторождений нефти и газа и магистральных трубопроводов (А) и структурная карта по поверхности карбонатно-нижнепермских карбонатов Косью-Роговской впадины и прилегающих районов, наложенная на геологическую карту (В)
Fig. 1. Overview geological map of the North Urals region and adjacent basins showing distribution of oil and gas fields, and pipelines (А) and Top Carboniferous-Lower Permian carbonate structural map of the Kosyu-Rogov Foredeep and adjacent areas overlying geological map (В)



Месторождения (1-3): 1 — нефти, 2 — газа, 3 — нефти, газа и конденсата, **трубопроводы (4, 5):** 4 — нефти, 5 — газа; 6 — геологический разрез (рис. 3).
Месторождения нефти и газа: 1 — Кочмеское, 2 — Петровское, 3 — Нерцетинское, 4 — Падимейское, 5 — Романьельское, 6 — Интинское, 7 — Кожимское, 8 — Левогрубевское, 9 — Лемвинское
Fields (1-3): 1 — oil, 2 — gas, 3 — oil, gas and condensate; **pipelines (4, 5):** 4 — oil, 5 — gas; 6 — geological profile (Fig. 3).
Oil and gas fields: 1 — Kochmes, 2 — Petrovskoye, 3 — Nertetsinskoye, 4 — Padimey, 5 Romanyel', 6 — Inta, 7 — Kozhim, 8 — Levogrubeyu, 9 — Lemva



Рис. 2. Схематический геологический разрез южной части Косью-Роговской впадины и прилегающих складчатых зон
Fig. 2. Schematic geological section through the southern part of the Kosyu-Rogov Foredeep and adjacent fold zones



Причины низкой результативности геолого-разведки

Анализ опыта геолого-разведочных работ в пределах Косью-Роговской впадины показывает, что основным критерием в выборе поисковых объектов являлось наличие замкнутой антиклинальной структуры. Этот критерий традиционно воспринимался как безусловный рецепт успешной геологоразведки. Следует заметить, что этот подход вполне оправдан во многих нефтегазоносных бассейнах. В своем большинстве они относятся к неглубоким бассейнам простого строения, которые имеют доказанные эффективные нефтегазоносные системы. К их числу принадлежат Западно-Сибирский бассейн, платформенные районы Восточной Сибири, Волго-Уральского, Тимано-Печорского, Терско-Каспийского и многих других бассейнов. Наблюдаемое снижение эффективности геолого-разведки в этих районах в последние годы связано преимущественно с тем, что размеры новых поисковых объектов уменьшаются и часто оказываются сопоставимы с разрешением современной сейсмо-разведки. В то же время в районах сложного геологического строения, к которым относятся краевые прогибы, включая Косью-Роговскую впадину, наличие замкнутых антиклинальных структур является важным, но не решающим критерием нефтегазоносности. Этот вывод опирается на опыт проведения поисковых работ в районах сходного геологического строения в различных бассейнах мира ([8] и др.). Этот опыт показывает, что развитие таких бассейнов характеризуется многоэтапностью, резкими изменениями толщины осадочного чехла, структурными перестройками, влиянием соляной тектоники, глубокими эрозиями, изменениями региональных уклонов залегания перспективных отложений, фациальной неоднородностью, значительными вариациями термобарических условий пластов. В результате крупные месторождения могут соседствовать с непродуктивными структурами. Примером может служить уникальное Вуктыльское газоконденсатное месторождение в надвиговой зоне Верхнепечорской впадины, открытое в 1964 г. До настоящего времени на тренде этого место-

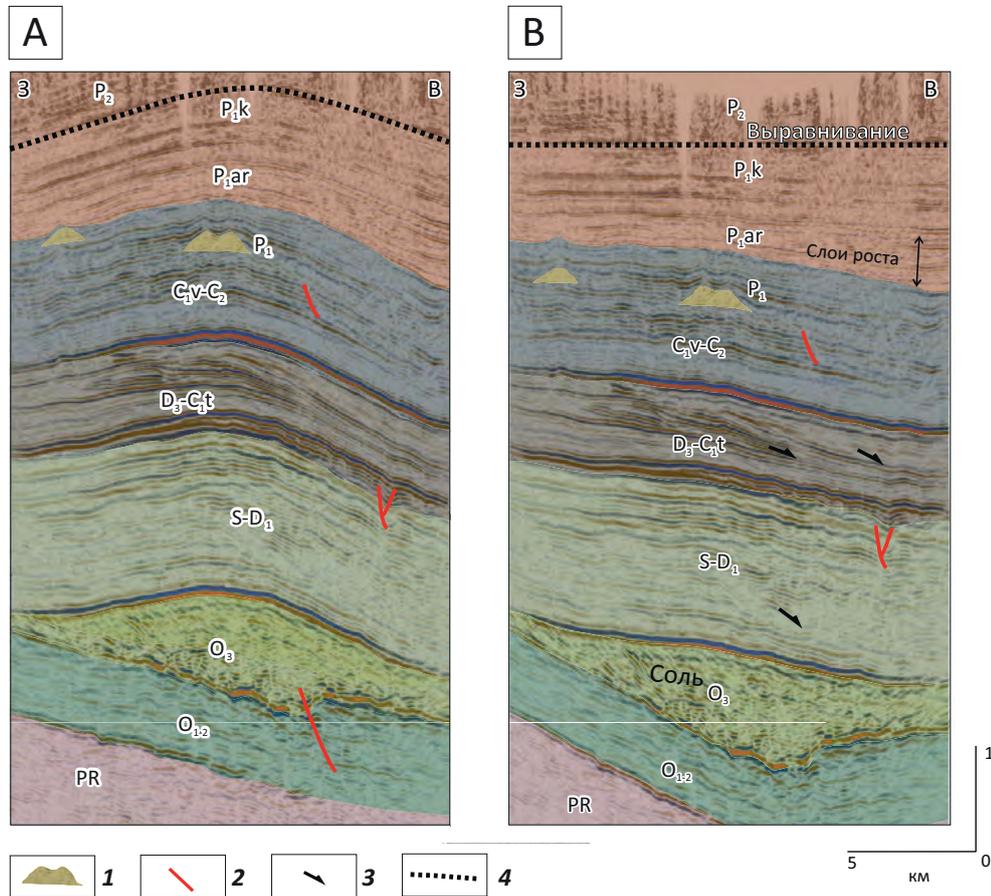
рождения не удалось сделать новых значимых открытий.

Изучение накопленной геолого-геофизической информации, характеризующей геологическое строение и нефтегазоносность Предуралья, дает основание предполагать, что одним из важнейших факторов, определяющих продуктивности ловушек, являются благоприятные пространственно-временные связи миграционных потоков из очагов генерации УВ и формирования ловушек. Важность этого фактора в рассматриваемом районе может быть продемонстрирована на примере нефтяного месторождения Кочмес. Это месторождение расположено в юго-западной части Косью-Роговской впадины (см. рис. 1). Оно является наиболее изученным в этой впадине: в его пределах пробурено 16 глубоких скважин и выполнены большие объемы сейсморазведочных работ 2D и 3D.

Кочмесская структура приурочена к крупной куполовидной складке, ядро которой образовано линзой верхнеордовикской соли [3]. Толщина этой линзы достигает 1 км. На начальном этапе геолого-разведочных работ ожидалось, что в пределах этой крупной складки, затрагивающей широкий стратиграфический диапазон чехла от верхнего ордовика до верхней перми, будут открыты большие запасы нефти и газа. К сожалению, в ее пределах выявлено только два нефтеносных пласта в нижнепермских отложениях. Оба содержат мелкие залежи нефти.

Реконструкция развития купола Кочмес с использованием современных сейсмических данных 3D показывает, что обескураживающий результат, с наибольшей вероятностью, был предопределен ходом геологического развития этой складки. Структурный анализ свидетельствует о том, что формирование складки произошло в послекунгурское время (рис. 3). Этот вывод следует из того, что, при выравнивании сейсмического разреза по кровле кунгурских отложений, нижележащие слои приобретают моноклиналиное залегание с устойчивым погружением к юго-востоку. Сейсмические данные показывают, что с северо-запада на юго-восток про-

Рис. 3. Интерпретированный сейсмический разрез купола Кочмес (данные 3D в глубинной области) (A) и тот же разрез с выравниванием по поверхности кровли кунгурских отложений (B)
Fig. 3. Interpreted seismic profile through the Kochmes Dome (3D data in depth domain) (A) and the same profile flattened at the top of the Kungurian section (B)



1 — риф; 2 — разлом; 3 — клиноформная проградация; 4 — горизонт выравнивания.

Положение купола Кочмес см. на рис. 1 В

1 — reef; 2 — fault; 3 — clinoform progradation; 4 — leveling horizon.

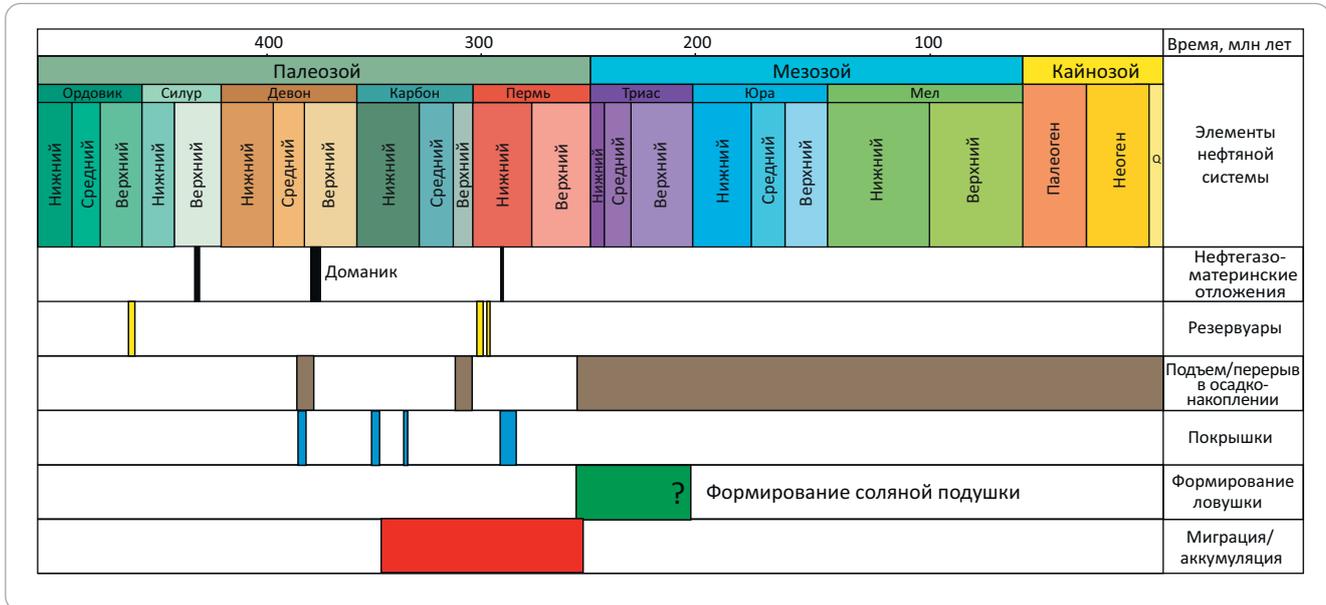
See the Kochmes Dome location in Fig. 1 B

исходит изменение толщин и фациального облика силур-нижнепермских отложений, отражающее общее углубление бассейна к востоку. Это подчеркивается клиноформной проградацией на уровне позднедевон-турнейских отложений. В разрезе нижнепермских карбонатных отложений отмечается зона небольших рифовых построек, которая маркирует границу шельфа и склона бассейна на этом стратиграфическом уровне. На уровне артинских отложений выделяется клинообразное тело слоев роста, образованное во время быстрого погружения краевого прогиба перед фронтом растущего пояса надвигов Урала. Совокупность этих фактов показывает, что во время накопления силур-нижнепермских отложений купола Кочмес не существовало. Образование поднятия за счет формирования соляной линзы в ядре этой складки произошло в послекунгурское время.

Между тем анализ развития нефтегазовой системы Косью-Роговской впадины свидетельствует о том, что в районе купола Кочмес основная фаза миграции нефти имела место до поздней перми. Это было связано с большой мощностью осадочного чехла, которая достигала не менее 6–8 км в осевой зоне впадины, что обеспечило попадание основной нефтегазоматеринской толщи (доманиковых отложений) в условия главной фазы нефтеобразования не позднее ранней перми. В это время ускорилось погружение прогиба вследствие трансформации бассейна континентальной окраины в краевой прогиб перед фронтом перемещающегося на Печорскую плиту коллизионного сооружения Урала. В дальнейшем надвиговые деформации значительно сократили размеры бассейна и привели к подъему и глубокой эрозии его восточной предуральской части.



Рис. 4. Развитие нефтегазовой системы в районе купола Кочмес
Fig. 4. Kochmes Dome petroleum system event chart



Этапу быстрого погружения бассейна краевого прогиба соответствуют слои роста артинских терригенных отложений на склоне купола Кочмес (см. рис. 3 В). Вероятно, что литостатическая нагрузка аллохтонных образований Урала и быстрая седиментация в краевом прогибе стимулировали мобилизацию соли [4]. Это активизировало перемещение солей в область более низких давлений по восстанию осадочного чехла в направлении западной части Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева. Следствием чего явилось образование соляной подушки в ядре купола Кочмес.

Временная задержка формирования Кочмеской антиклинали относительно максимальной эмиграции нефти и газа, по всей видимости, являлась причиной низкой продуктивности этой структуры (рис. 4). Представленная схема составлена по методике, предложенной в работе [9]. Во время прохождения потока УВ этот район представлял собой транзитную зону, в пределах которой не существовало ловушки нефти и газа. Выявленные залежи, вероятно, были образованы за счет вторичной и/или остаточной миграции, что объясняет их небольшие размеры.

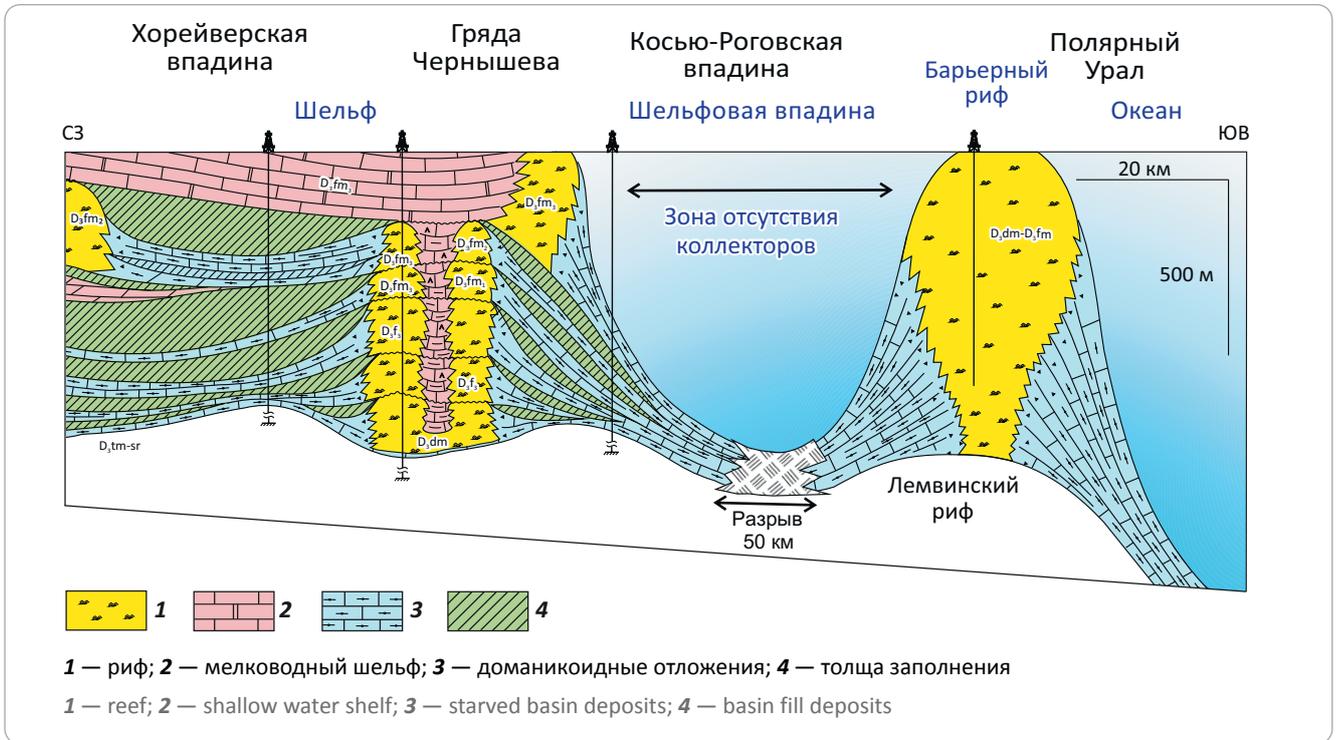
Таким образом, позднее формирование ловушки представляет собой наиболее вероятную причину низкой продуктивности купола Кочмес. Исследование автора статьи показывает, что подобно этой антиклинальной складке многие другие структуры Косью-Роговской впадины формировались и перестроивались в период финальных эпизодов коллизионной складчатости и мобилизации верхнеордовикских солей. К ним, в частности, относятся крупные Ярвожская, Берганты-Мылькская, Кымбоужская складки. Их рост происходил преимущественно после прохождения основных миграционных потоков нефти и газа. Это препятствова-

ло формированию в них значительных скоплений нефти и газа.

Другим важным фактором, определяющим низкую продуктивность известных месторождений на большей части Косью-Роговской впадины, является дефицит качественных коллекторов. Одной из причин является то, что шельфовые верхнедевонские карбонаты, высокопродуктивные на большей части Тимано-Печорского бассейна, в пределах Косью-Роговской впадины представлены преимущественно депрессионными глинистыми отложениями (рис. 5). Их накопление происходило в некомпенсированной шельфовой впадине, заключенной между шельфом платформенной части бассейна и рифовым барьером, отделяющим ее от глубоководного бассейна Уральского океана. Из-за обширной трансгрессии в позднем девоне источники сноса были значительно удалены, что ограничивало привнос обломочного материала и снижало скорость осадконакопления. В результате в этой впадине существовали благоприятные условия для накопления битуминозных доманикитов, но не коллекторов. Некомпенсированность впадины подчеркивается клиноформной проградационной слоистостью в верхнедевонских отложениях (см. рис. 3). Граница между шельфом и впадиной простиралась вдоль гряды Чернышева (см. рис. 5). Таким образом, в силу седиментационных условий, на большей части Косью-Роговской впадины верхнедевонские отложения не содержат качественных коллекторов и не представляют существенного поискового интереса в отношении конвенциональной нефти и газа.

В пределах восточных районов Косью-Роговской впадины дефицит коллекторов вызван высоким уровнем уплотненности перспективных комплексов, обусловленным глубокой эрозией.

Рис. 5. Схематический палеоседиментационный разрез позднедевонских отложений восточных районов Хорейверской впадины, гряды Чернышева, Косью-Роговской впадины и Полярного Урала (по данным Б.П. Богданова с дополнениями)
Fig. 5. Schematic paleo-sedimentological section of the Late Devonian deposits of the Khoreyver Depression-Chernyshev Swell, Kosyu-Rogov Foredeep and the Polar Urals (after B.P. Bogdanov with modifications)



Свидетельством эрозии является то, что на поверхности здесь залегают каменные угли высоких степеней углефикации ([10] и др.). Они широко распространены в Воркутинском и Интинском угольных районах. Это свидетельствует о том, что величина эрозионного среза осадочного чехла здесь составляет не менее 2–3 км. Причиной является складчато-надвиговые деформации, которые привели к тектоническому утолщению осадочного чехла. Соответственно вблизи поверхности распространены отложения, которые ранее залежали на значительно больших глубинах и были сильно уплотнены. Так, в скв. Юньяхинская-1, вскрывшей около 1300 м верхнедевонских рифогенных отложений, из-за высокой уплотненности не было выявлено коллекторов [11]. Вскрытый на этой площади риф, вероятно, представляет собой элемент внешней барьерной системы (см. рис. 5). Высокая катагенетическая преобразованность нефтегазоматеринских толщ на востоке впадины объясняет преобладание здесь залежей газа. Наличие большинства коллекторов в этом районе зависит от трещиноватости, что локально улучшает их свойства.

Таким образом, «классический» для Тимано-Печорского бассейна подход к выделению поисковых объектов, предполагающий наличие крупных поднятий желательнее по регионально продуктивным верхнедевонским отложениям, в Косью-Роговской впадине обнаружил свою неработоспособность. Анализ накопленных данных показывает, что постмиграционное формирование структур и

дефицит коллекторов, связанный с фациальными условиями седиментации и высокой уплотненностью на востоке впадины, являются критическими рисками геологоразведки в этом районе. Данное обстоятельство приводит к заключению, что перспективные ловушки должны быть сформированы до прохождения основного миграционного потока и расположены в фациальных зонах, которые благоприятны для образования коллекторских горизонтов. С учетом закономерностей распределения катагенетической преобразованности осадочного чехла месторождения нефти будут преимущественно распространены в пределах западной части Косью-Роговской впадины. Из-за устойчивой асимметрии бассейна континентальной окраины, которая позднее была преобразована в краевой прогиб, именно в этом направлении в течение длительного времени мигрировали основные объемы производимой нефти. В ее восточной части можно ожидать преобладание газовых месторождений, приуроченных к трещинным коллекторам.

Каменноугольный комплекс низкого стояния уровня моря

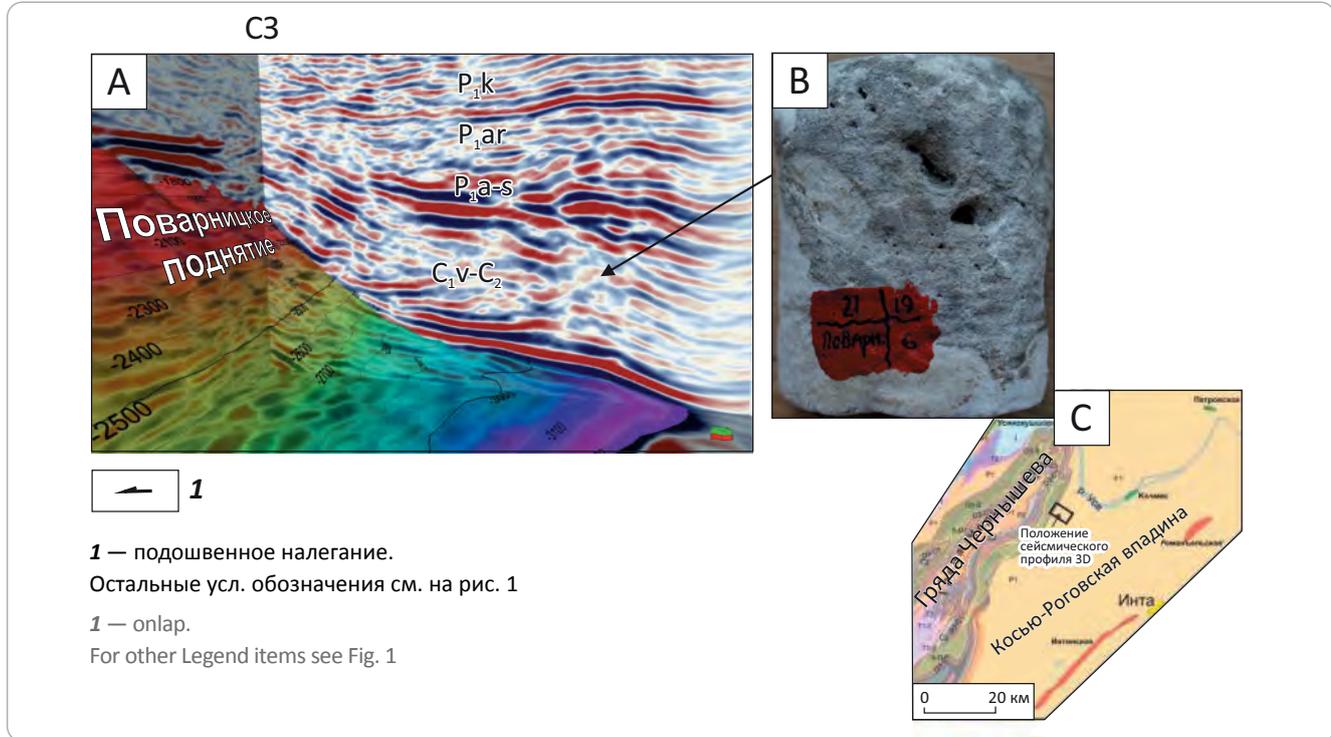
Переинтерпретация регионального геологического строения Косью-Роговской впадины показывает вероятность существования перспективных объектов, отвечающих ранее упомянутым критериям нефтеносности. Скорее всего, наиболее крупные из них связаны с зонами тупиковых ловушек, распространенных в зонах развития надвигов анти-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Трехмерное сейсмическое представление строения каменноугольного комплекса низкого стояния уровня моря в районе Поварницкого поднятия в глубинной области (поверхность подошвы визейского несогласия показана полупрозрачным гридом, м) (А), керн закарстованных серпуховских карбонатно-ангидритовых отложений (скв. Поварницкая-21) (В) и геологическая карта с положением сейсмических данных (С)

Fig. 6. Combined view of 3D seismic data showing the carboniferous low stand complex in the area of the Povarnitsa High in and a grid of the base Visian depth surface in depth domain (in meters) (A), core of karstified carbotate-anhydrite rock (well Povarnitsky-21) (B) and geological map showing location of seismic data (C)



уральской вергенции на восточном фланге гряды Чернышева. Формирование этих структур, вероятно, обусловлено выдавливанием солей из длительно развивавшихся соляных валов [4]. Новые данные показывают, что эта зона вероятного нефтегазоаккумуляции соседствует с еще одним перспективным трендом. Он связан с комплексом низкого стояния уровня моря, образованным визейско-среднекаменноугольными отложениями и облегающими их нижнепермскими слоями. Исследование пород этого комплекса на современном уровне стало возможным благодаря появлению новых высокоинформативных данных сейсморазведки 3D. Для изучения строения этих отложений на западе Косью-Роговской впадины были переинтерпретированы данные сейсморазведки, включая съемки 3D. Часть материалов была специально переобработана Северо-Уральской нефтегазовой компанией для повышения их геологической информативности.

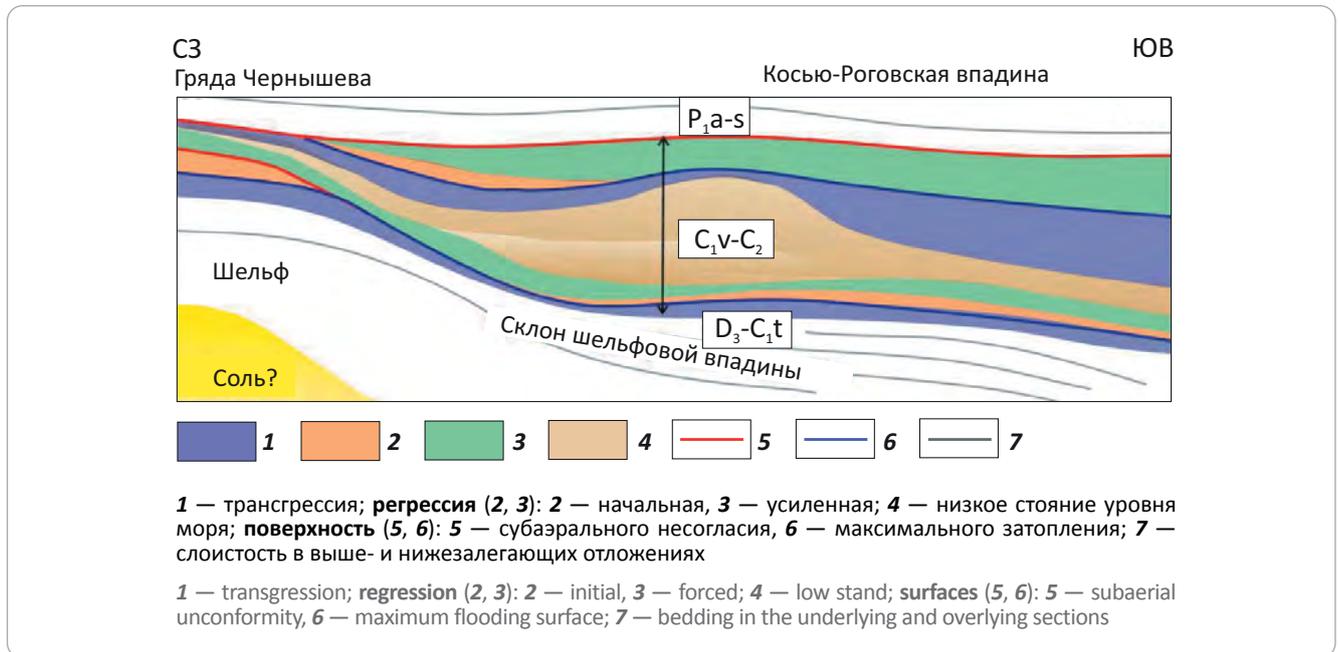
Данные сейсморазведки 3D в районе Поварницкого поднятия показывают резкие изменения условий залегания визейско-среднекаменноугольных и нижнепермских отложений на западном борту Косью-Роговской впадины. Нормальная сейсмическая запись, свойственная отложениям этого стратиграфического интервала, здесь приобретает хаотический характер, местами становится полупрозрачной (рис. 6 А). В направлении гряды Чернышева происходит резкое сокращение толщины

этого комплекса. В его основании фиксируется подошвенное налегание на подстилающие верхнедевон-турнейские отложения. По данным бурения, значительная часть этого интервала сложена серпуховскими отложениями. В образцах керна они представлены неясно-слоистыми карбонатно-ангидритовыми отложениями (см. рис. 6 В). В них отмечаются признаки карстования. В некоторых интервалах этих отложений при бурении наблюдалась потеря бурового раствора.

Интерпретация данных сейсморазведки и бурения с учетом регионального геологического контекста позволяет сделать заключение, что визейско-среднекаменноугольные отложения на западе Косью-Роговской впадины образуют комплекс низкого стояния уровня моря. Он прослеживается восточнее бортовой зоны позднедевон-турнейского шельфа. Отложения визейско-среднекаменноугольного комплекса содержат небольшие атолловидные карбонатные постройки. Последние образуют рельефные поднятия, над которыми развиты структуры облекания. Интерпретация данных 3D в районе Поварницкого поднятия дает основание предполагать сложное внутреннее строение визейско-среднекаменноугольных отложений. Оно может быть осложнено развитием оползневых структур и сбросов, по которым блоки карбонатных пород сползли в бассейн. Примечательно, что расчлененный структурный план этого комплекса контрастирует

Рис. 7. Сейсмостратиграфическая интерпретация строения визейско-среднекаменноугольного комплекса низкого стояния уровня моря в районе Поварницкого поднятия

Fig. 7. Seismostratigraphic interpretation of the Viséan-Middle Carboniferous low stand complex in the area of the Povarnitsa High



с моноклинальным залеганием подстилающего визейского несогласия (см. рис. 6 А).

В целом взаимоотношение позднедевон-турнейской карбонатной платформы и визейско-среднекаменноугольных отложений соответствует проградации бортовой зоны шельфа в восточном направлении, вызванной резким снижением уровня моря. Такое явление является частью глобальной регрессии моря в это время ([12] и др.). Этот период характеризуется глобальным похолоданием климата [13]. Уместно заметить, что на Урале данный временной интервал соответствует нарастающей фазе тектонической активности и вулканической деятельности. Вероятно, что это было обусловлено поэтапной сменой геодинамического режима с островодужного на аккреционно-коллизийный ([14] и др.). Тектоническая активность и нестабильная гидродинамика окраины шельфа предопределили невыдержанность залегания слоев в рассматриваемой зоне. Резкие изменения уровня моря способствовали возникновению закарстованных интервалов, образованных в периоды возникновения субаэральных условий.

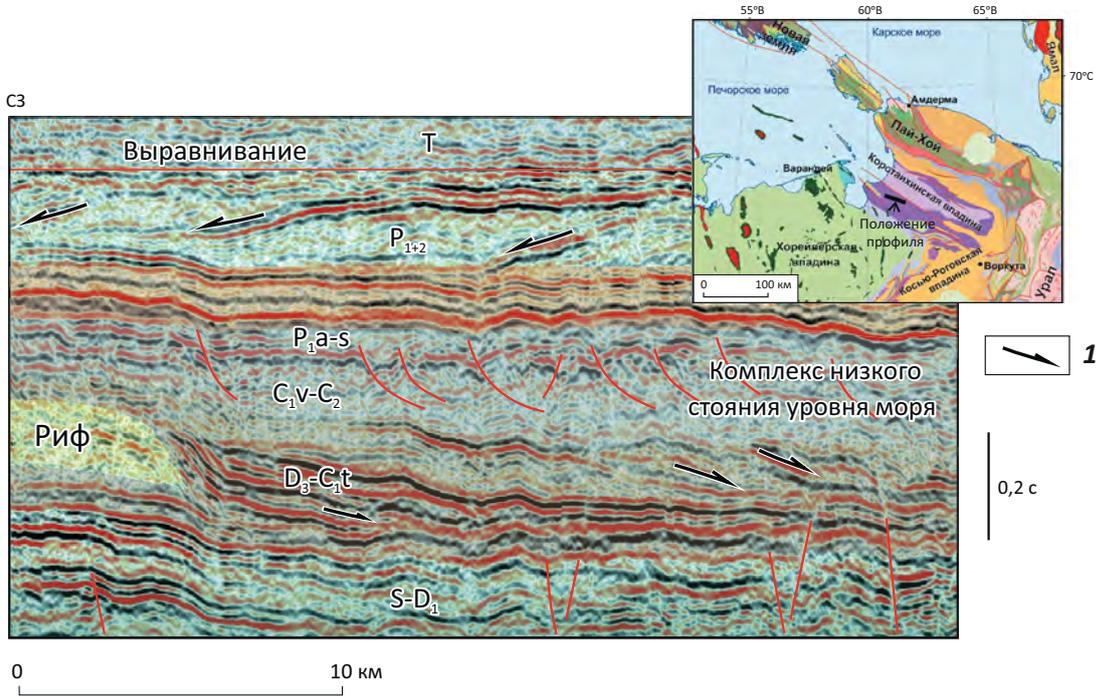
Сейсмостратиграфическая интерпретация строения визейско-среднекаменноугольных отложений предполагает, что основная часть пород визейско-среднекаменноугольного комплекса была образована во время падения уровня моря (рис. 7). В целом этот комплекс проградационно наращивает позднедевон-турнейский шельф в направлении континентальной окраины. К западу его толщина сокращается за счет подошвенного налегания на склон позднедевон-турнейской шельфовой платформы. Сложность корреляции сейсмических отло-

жений в этом комплексе затрудняет его детальное стратиграфическое расчленение. Верхняя граница комплекса соответствует региональному несогласию в подошве нижнепермских отложений. Она выражена неотчетливо. Это, вероятно, связано с расчлененностью этой поверхности за счет субаэральных карстования и эрозии.

Положение рассматриваемого каменноугольного комплекса низкого стояния уровня моря в западной части Косью-Роговской впадины требует дополнительно изучения. Имеющиеся данные позволяют установить его присутствие лишь в ряде районов, строение которых освещено достаточно информативными сейсмическими данными. В настоящее время наиболее уверенно этот комплекс прослеживается в юго-западной части впадины, в районе Поварницкого поднятия и расположенной южнее зоне Неченской структурной террасы. Вероятно, этот комплекс представляет собой зону переменной толщины, примыкающую к бортовой зоне позднедевон-турнейского шельфа.

О широком распространении комплекса свидетельствуют результаты интерпретации сейсмических данных в других районах Тимано-Печорского бассейна. На рис. 8 показан интерпретированный сейсмический разрез, проходящий через западную часть Коротайхинской впадины. В этом районе также выделяется каменноугольный комплекс низкого стояния уровня моря. Он проградационно наращивает позднедевон-турнейскую платформу, обрамленную рифовыми постройками. В сейсмическом поле этому комплексу соответствует зона хаотической записи. Вероятно, это обусловлено прерывистым характером слоистости и наличием разломов,

Рис. 8. Интерпретированный сейсмический профиль, проходящий через западную часть Коротаихинской впадины
Fig. 8. Interpreted seismic profile through the western part of the Korotaikha Foredeep



1 — проградационное напластование.
 Положение профиля см. на карте-врезке.
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 3

1 — progradation.
 See location in the insert map.
 For other Legend items see Fig. 1, 3

Рис. 9. Сейсмический профиль восточного склона Тенгизской карбонатной платформы (по [15] с упрощением)
Fig. 9. Interpreted seismic profile through eastern flank of the Tengiz carbonate platform (simplified after [15])

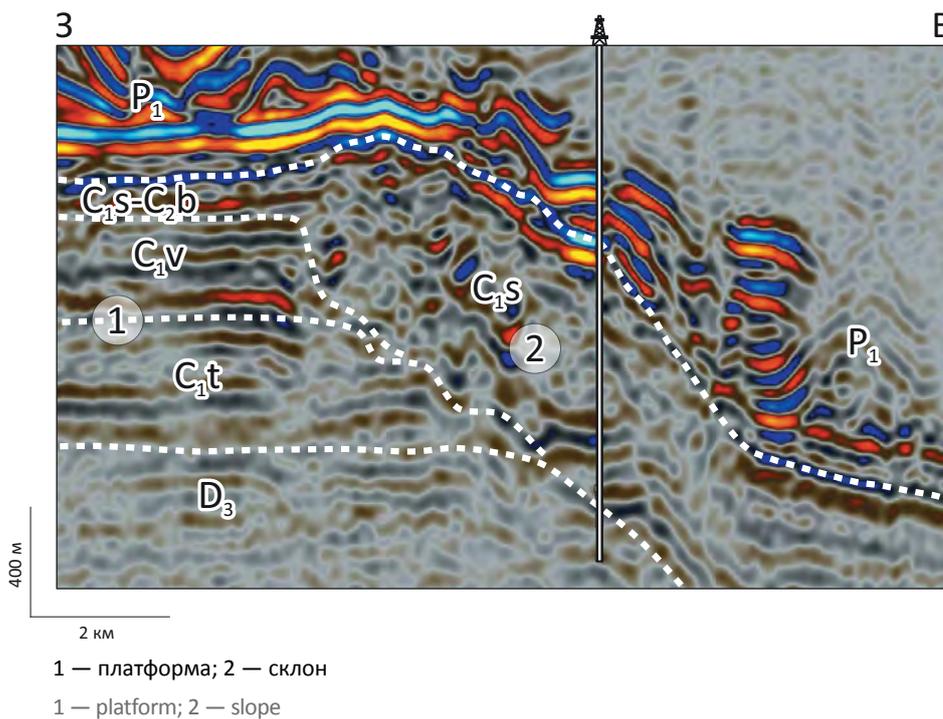
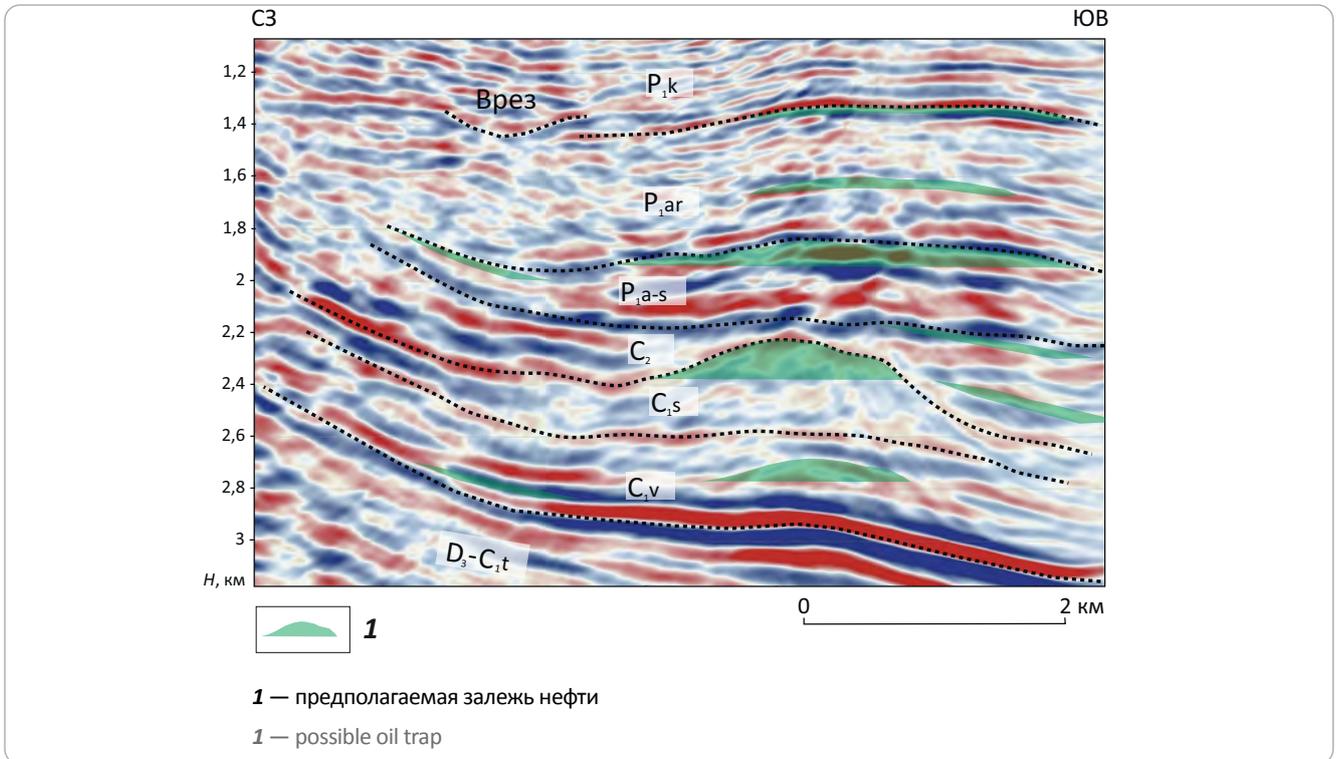


Рис. 10. Интерпретированный сейсмический разрез визейско-среднекаменноугольного комплекса низкого стояния уровня моря и облегающих нижнепермских отложений в районе Поварницкого поднятия (данные 3D в глубинной области)

Fig. 10. Interpreted seismic profile of the Visean-Middle Carboniferous low stand complex and overlying Lower Permian deposits in the area of the Povarnitsa High (3D data in depth domain)



по которым происходило оползание осадков на поградирующем склоне шельфа. Рассматриваемый комплекс низкого стояния окаймляет позднедевон-турнейскую карбонатную платформу, в пределах которой выделяется крупный риф.

Следует отметить, что комплексы низкого стояния уровня моря описаны во многих бассейнах. Ярким примером может служить комплекс низкого стояния уровня моря на восточном борту Тенгизской платформы ([15] и др.). Как можно видеть на сейсмическом профиле, он образован серпуховско-башкирскими отложениями (рис. 9). Они формируют зону проградации на борту позднедевон-визейской карбонатной платформы. Каменноугольные отложения перекрываются кунгурскими соленосными отложениями. Комплекс низкого стояния здесь представлен главным образом мелководными обломочными карбонатными породами. В них отмечено значительное карстование и трещиноватость. Эти отложения содержат самые емкие резервуары в пределах уникального Тенгизского месторождения. Максимальные дебиты нефти из этих отложений достигали 3300 т/сут [15]. Это значительно больше, чем в скважинах, пробуренных в центральной части платформы, где карбонатная матрица является низкопористой.

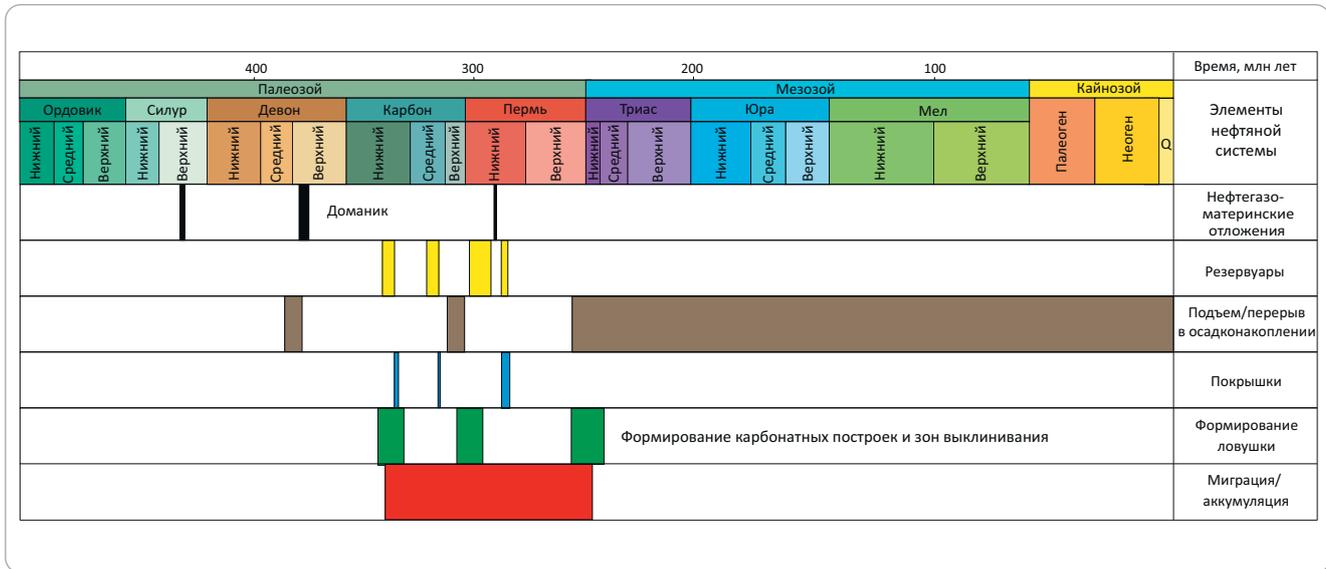
Другим важным примером залежей нефти в комплексах низкого стояния уровня моря является уникальное высокодебитное месторождение Поза-Рика в Мексике ([16] и др.). Это месторожде-

ние связано с конусами обломочных карбонатов формации Тамабра, окаймляющими меловую карбонатную платформу. Сама платформа содержит группу крупных месторождений, образующих зону Голден Лэйн.

Перспективы нефтегазоносности

Оценка перспектив нефтегазоносности каменноугольного комплекса низкого стояния уровня моря в контексте рассмотренных критериев нефтегазоносности Косью-Роговской впадины позволяет предполагать, что этот комплекс может содержать целый ряд высокодебитных мнгозалежных месторождений нефти. В схематическом виде возможные типы залежей нефти и газа в визейско-среднекаменноугольных и перекрывающих их нижнепермских отложениях показаны на рис. 10. Эти ловушки включают антиклинальные структуры, приуроченные к атоллвидным карбонатным постройкам и структурам их облекания, зоны стратиграфического срезания пластов-коллекторов и конуса выноса, закарстованные интервалы. Зоны выклинивания наиболее перспективны в зоне налегания на склон позднедевон-турнейской платформы, в зоне выклинивания артинских терригенных отложений. Наличие залежей нефти, связанных с зонами выклинивания и литологического замещения коллекторов, подтверждается открытием Петровского нефтяного месторождения. Залежи этого месторождения не связаны с антиклинальной ловушкой. Вероятно, что большой поисковый интерес могут


Рис. 11. Развитие нефтегазовой системы в районе структуры Гусиная (восточная периферия Поварницкого поднятия)

Fig. 11. Petroleum system event chart of the Gusinaya structure of the low stand complex (eastern periphery of the Povarnitsky uplift)


представлять конусы выноса обломочных карбонатов, расположенных у подножия позднедевон-турнейской карбонатной платформы.

Формирование ловушек комплекса низкого стояния уровня моря имело место до прохождения основного миграционного потока нефти из очага нефтеобразования в погруженной части Косью-Роговской впадины. Данное обстоятельство определяется седиментационной (не структурной) природой ловушек этого комплекса, что подчеркивается их бескорневым строением. Последнее следует из того, что они не выражены в поверхности подстилающего визейского несогласия (см. рис. 6 А). Это обеспечивает ловушкам такого комплекса безусловное преимущество над структурами позднего формирования, подобными куполу Кочмес (см. рис. 4). В схематическом виде последовательность событий в развитии нефтегазовой системы этой зоны нефтегазонакопления в пределах структуры Гусиная, выявленной на периферии Поварницкого поднятия, показана на рис. 11.

Преимуществом предполагаемой зоны нефтегазонакопления комплекса низкого стояния уровня моря является небольшая глубина залегания перспективных объектов (см. рис. 9). В исследованной юго-западной части Косью-Роговской впадины выделяется не менее 5 структур, в пределах которых перспективные нефтеносные интервалы залегают в диапазоне глубин от 1,5 до 3,2 км. Небольшие глубины залегания, наличие горизонтов мелководных обломочных карбонатов и зон карстования позволяют предполагать локальное распространение высокочемких коллекторов. Ожидается, что они могут давать высокие дебиты нефти. В целом опосредованное этой зоны нефтегазонакопления может резко повысить эффективность геолого-разведочных работ в Косью-Роговской впадине.

Заключение

Косью-Роговская впадина Северного Предуралья обладает огромным нефтегазоносным потенциалом. Вместе с тем, несмотря на значительные усилия, геолого-разведочные работы в ее пределах не принесли ожидаемых результатов. Анализ накопленных геолого-геофизических данных показывает, что наиболее вероятной причиной низкой эффективности этих работ являлось ошибочное определение критериев выделения поисковых объектов. Проведенные исследования показали, что наличие антиклинальных ловушек, выраженных по верхнедевонским либо иным стратиграфическим комплексам, не является достаточным условием для формирования скопления нефти и газа в рассматриваемом районе. Структурный анализ показывает, что большая часть разбуренных в Косью-Роговской впадине антиклинальных складок была образована после прохождения основного миграционного потока нефти и газа. Это не позволило аккумулировать в них значительные скопления УВ. В этой связи до- или синмиграционное время образования ловушек, а также наличие седиментологических условий для развития коллекторов и благоприятные катагенетические условия рассматриваются как ключевые критерии их продуктивности. Этим критериям отвечает выделяемая зона нефтегазонакопления, связанная с визейско-среднекаменноугольным комплексом низкого стояния уровня моря, а также перекрывающие их нижнепермские отложения. В разрезе этого комплекса выделяется ряд перспективных объектов как структурного, так и стратиграфического типов. Эта зона расположена в западной части Косью-Роговской впадины, будучи генетически связанной с окраиной позднедевон-турнейского шельфа. Мировой опыт показывает высокую перспективность геологоразведки на комплексы

низкого стояния уровня моря, окаймляющие карбонатные платформы.

Целенаправленные геолого-разведочные работы, ориентированные на перспективные объекты этой зоны, могут переломить негативные тен-

денции в освоении нефтегазоносного потенциала Косью-Роговской впадины. Этот опыт может быть использован для проведения геологоразведки в других районах сходного строения Тимано-Печорского и прочих бассейнов.

Литература

1. Баженова Т.К., Богословский С.А. Результаты расчетного моделирования нефте- и газообразования в прогибах Тимано-Печорского бассейна // Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России : мат-лы науч.-практ. конф. (Санкт-Петербург, 2012). – СПб. : ВНИГРИ, 2012.
2. Жемчугова В.А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. – М. : МГУ, 2002. – 243 с.
3. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Богданов Б.П. Соли ордовика и их роль в особенностях строения и нефтегазоносности северо-востока Тимано-Печорской провинции // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 1. – С. 13–23. DOI: 10.18599/grs.18.1.3.
4. Соборнов К.О., Коротков И.П., Яковлев Д.В., Куликов В.А., Кудрявцев К.Ю., Колесник В.Ф. Раздавленные соляные диапиры гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн): комплексное изучение и влияние на нефтегазоносный потенциал // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 73–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-73-88.
5. Klimenko S.S., Anischenko L.A., Antoshkina A.I. The Timan-Pechora sedimentary basin: Palaeozoic reef formations and petroleum systems // Geological Society Memoir. – 2011. – Т. 35. – С. 223–236. DOI: 10.1144/M35.13.
6. Котик И.С., Котик О.С. Органическое вещество углеродистых среднефранских отложений Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 3. – Режим доступа: https://ngtp.ru/rub/1/24_2018.pdf (дата обращения: 10.06.2022 г.). DOI: 10.17353/2070-5379/24_2018.
7. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Журавлев А.В. Органическое вещество верхнедевонских отложений гряды Чернышева // Геохимия. – 2017. – № 6. – С. 527–538. DOI: 10.7868/S0016752517060024.
8. Kendall J., Vergès J., Koshnaw R., Louterbach M. Petroleum tectonic comparison of fold and thrust belts: the Zagros of Iraq and Iran, the Pyrenees of Spain, the Sevier of Western USA and the Beni Sub-Andean of Bolivia // Fold and Thrust Belts: Structural Style, Evolution and Exploration. Geological Society, London, Special Publications. – 2019. – Т. 490. DOI: 10.1144/SP490-2018-102.
9. Exploration handbook. – Halliburton/Landmark, 2021.
10. Пронина Н.В., Лужбина М.С., Макаров Д.В. Возвращение к оценке катагенеза осадочной толщи Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна углепетрографическими методами // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. Ч. 1. – С. 80–87. DOI: 10.18599/grs.19.9.
11. Данилов В.Н., Гудельман А.А., Уткина О.Л. и др. Геологическое строение и перспективы газоносности западного склона Полярного и Приполярного Урала (по результатам геолого-разведочных работ) / Под ред. В.Н. Данилова. – СПб. : ВНИГРИ, 2015. – 264 с.
12. Haq B.U., Schutter S.R. A Chronology of Paleozoic Sea-Level Changes // Science. – 2008. – Т. 322. – № 3. – С. 64–68. DOI:10.1126/science.1161648.
13. Montañez I.P. Current synthesis of the penultimate icehouse and its imprint on the Upper Devonian through Permian stratigraphic record // The Carboniferous Timescale. Geological Society, London, Special Publications. – 2022. – Т. 512. – С. 213–245. DOI: 10.1144/SP512-2021-124.
14. Салихов Д.Н., Холоднов В.В., Пучков В.Н., Рахимов И.Р. Вулканизм и интрузивный магматизм Магнитогорской палеодуги в эпоху «мягкой» коллизии с окраиной Восточно-Европейского континента // Литосфера. – 2020. – Т. 20. – № 5. – С. 630–651. DOI: 10.24930/1681-9004-2020-20-5-630-651.
15. Collins J.F., Katz D., Harris P.M., Narr W. Burial cementation and dissolution in Carboniferous slope facies, Tengiz field, Kazakhstan: evidence for hydrothermal activity // AAPG Search and Discovery Article. – 2014. – № 20234.
16. Janson X., Kerans Ch., Loucks R., Marhx M.A., Reyes C., Murguia F. Seismic architecture of a Lower Cretaceous platform-to-slope system, Santa Agueda and Poza Rica fields, Mexico // AAPG Bulletin. – 2021. – Т. 95. – № 3. – С. 105-146. DOI: 10.1306/06301009107.

References

1. Bazhenova T.K., Bogoslovskiy C.A. Results of numerical modeling of oil and gas generation in foredeeps of the Timan-Pechora Basin. In: Kompleksnoe izuchenie i osvoenie syr'evoi bazy nefti i gaza severa evropeiskoi chasti Rossii: mat-ly nauch.-prakt. konf. (Sankt-Peterburg, 2012). St. Petersburg: VNIIGRI; 2012. In Russ.
2. Zhemchugova V.A. Prirodnye rezervuary v karbonatnykh formatsiyakh Pechorskogo neftegazonosnogo basseina [Natural reservoirs in carbonate formations of the Pechora Petroliferous basin]. Moscow: MGU; 2002. 243 p. In Russ.
3. Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Bogdanov B.P. Ordovician Salts and Their Role in the Structure and Oil and Gas Potential of the Northeast of the Timan-Pechora Province. *Georesursy = Georesources*. 2016;18(1):13–23. DOI: 10.18599/grs.18.1.3. In Russ.
4. Sobornov K.O., Korotkov I.P., Yakovlev D.V., Kulikov V.A., Kudryavtsev K.Yu., Kolesnik V.F. Squeezed diapirs of the Chernyshev Swell (the Timan Pechora Basin): integrated study and petroleum habitat. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(1):73–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-73-88. In Russ.
5. Klimenko S.S., Anischenko L.A., Antoshkina A.I. The Timan-Pechora sedimentary basin: Palaeozoic reef formations and petroleum systems. *Geological Society Memoir*. 2012;35:223–236. DOI: 10.1144/M35.13.
6. Kotik I.S., Kotik O.S. Organic matter in the carbonaceous Middle Frasnian section of the Kosyu-Rogov Depression and Chernyshev Ridge (Timan-Pechora Basin). *Petroleum Geology. Theory and Practice*. 2018;13(3). URL: https://ngtp.ru/rub/1/24_2018.pdf (accessed on: 10.06.2022). DOI: 10.17353/2070-5379/24_2018. In Russ.
7. Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Zhuravlev A.V. Organic matter in Upper Devonian deposits of the Chernyshev ridge. *Geochemistry International*. 2017;55(6):548–558. DOI: 10.1134/S0016702917060027.

8. Kendall J., Vergès J., Koshnaw R., Louterbach M. Petroleum tectonic comparison of fold and thrust belts: the Zagros of Iraq and Iran, the Pyrenees of Spain, the Sevier of Western USA and the Beni Sub-Andean of Bolivia. In: *Fold and Thrust Belts: Structural Style, Evolution and Exploration*. Geological Society, London, Special Publications. 2019. V. 490. DOI: 10.1144/SP490-2018-102.
9. *Exploration handbook*. Halliburton/Landmark; 2021.
10. Pronina N.V., Luzhbina M.S., Makarov D.V. A return to assessment of maturation of the sedimentary section of the Timan-Pechora oil and gas basin with coal-petrography methods. *Georesursy = Georesources*. 2017;Special issue. Part 1:80–87. DOI: 10.18599/grs.19.9. In Russ.
11. Danilov V.N., Gudelman A.A., Utkina O.L. et al. Geological Structure and Gas Potential of Western Slope of the Polar and Sub-Polar Urals (Based on Exploration Data). In: V.N. Danilov, ed. St. Petersburg: VNIGRI; 2015. 264 p. In Russ.
12. Haq B.U., Schutter S.R. A Chronology of Paleozoic Sea-Level Changes. *Science*. 2008;322(3):64–68. DOI:10.1126/science.1161648.
13. Montañez I.P. Current synthesis of the penultimate icehouse and its imprint on the Upper Devonian through Permian stratigraphic record. In: *The Carboniferous Timescale*. Geological Society, London, Special Publications. 2022. V. 512. pp. 213–245. DOI: 10.1144/SP512-2021-124.
14. Salikhov D.N., Kholodnov V.V., Puchkov V.N., Rakhimov I.R. Volcanism and intrusive magmatism of the Magnitogorsk paleoarc in the epoch of its “soft” collision with a margin of the East European continent. *Litosfera*. 2020;20(5):630–651. DOI: 10.24930/1681-9004-2020-5-630-651. In Russ.
15. Collins J.F., Katz D., Harris P.M., Narr W. Burial cementation and dissolution in Carboniferous slope facies, Tengiz field, Kazakhstan: evidence for hydrothermal activity. *AAPG Search and Discovery Article*. 2014. № 20234.
16. Janson X., Kerans Ch., Loucks R., Marhx M.A., Reyes C., Murguia F. Seismic architecture of a Lower Cretaceous platform-to-slope system, Santa Agueda and Poza Rica fields, Mexico // *AAPG Bulletin*. 2021;95(3):105–146. DOI: 10.1306/06301009107.

Информация об авторе

Соборнов Константин Олегович

Доктор геолого-минералогических наук, главный геолог

ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания»,

142784 Москва, Киевское ш. 1, корп. 1, 412-а

e-mail: ksobornov@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

Information about author

Konstantin O. Sobornov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Geologist

North Uralian Petroleum Company,

1, korp. 1, Kievskoe Shosse, Moscow, 142784, Russia

e-mail: ksobornov@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

УДК 550.8.072

DOI 10.31087/0016-7894-2022-5-31-38

Прогноз нефтегазоносности слабоизученной территории восточной части Ракшинской седловины, Висимской моноклинали и южного окончания Камского свода на основе седиментационного и бассейнового моделирования

© 2022 г. | С.Ю. Корякин, Я.Л. Львовская

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия; semen.koryakin@pnn.lukoil.com; yana.lvovskaya@pnn.lukoil.com

Поступила 26.05.2022 г.

Доработана 09.06.2022 г.

Принята к печати 28.06.2022 г.

Ключевые слова: *Ракшинская седловина; Висимская моноклинали; Камский свод; ниже-средневизейский терригенный нефтегазоносный комплекс; девонский терригенный нефтегазоносный комплекс; ресурсы углеводородов; сейсморазведка; PetroMod; Dionisos Flow.*

Аннотация: Снижение геологических рисков, а также затрат на бурение сухих скважин за счет повышения достоверности прогноза перспектив нефтегазоносности на слабоизученных территориях является актуальной задачей региональных геолого-разведочных работ в современных экономических реалиях. Одним из стандартов таких работ за последние 10 лет стало бассейновое моделирование, применение которого существенно дешевле расходов компаний, которые могут возникнуть при недостоверной оценке нефтегазоносности. При помощи современного программного обеспечения седиментационного и бассейнового моделирования авторами статьи осуществлен прогноз нефтегазоносности территории с различной степенью изученности в зоне сочленения Ракшинской седловины, Висимской моноклинали и Камского свода Пермского края. В частности, по наиболее погруженному и менее изученному девонскому терригенному нефтегазоносному комплексу построена пилотная седиментационная модель, позволившая спрогнозировать породы-коллекторы и флюидоупоры по изучаемой территории. Далее по результатам бассейнового моделирования, с учетом новых литолого-фациальных карт, оценен ресурсный потенциал как слабоизученного девонского терригенного нефтегазоносного комплекса, так и остальных нефтегазоносных комплексов региона. Кроме того, по прогнозным аккумуляциям бассейновой модели выделены основные перспективные области и направления для дальнейших работ.

Для цитирования: Корякин С.Ю., Львовская Я.Л. Прогноз нефтегазоносности слабоизученной территории восточной части Ракшинской седловины, Висимской моноклинали и южного окончания Камского свода на основе седиментационного и бассейнового моделирования // Геология нефти и газа. – 2022. – № 5. – С. 31–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-31-38.

Underexplored territory of eastern part of Rakshinsky Saddle, Visimsky Monocline, and southern end of Kamsky Arch: prediction of oil and gas occurrence using depositional and basin modelling

© 2022 | S.Yu. Koryakin, Ya.L. L'vovskaya

LUKOIL Engineering PermNIPIneft, Perm, Russia; semen.koryakin@pnn.lukoil.com; yana.lvovskaya@pnn.lukoil.com

Received 26.05.2022

Revised 09.06.2022

Accepted for publication 28.06.2022

Key words: *Rakshinsky Saddle; Visimsky Monocline; Kamsky Arch; Lower – Middle Visean terrigenous play; Devonian terrigenous play; hydrocarbon resources; seismic exploration; PetroMod; Dionisos Flow.*

Abstract: In present-day economic realities, mitigating geological risks and cost of dry well drilling by improving reliability of hydrocarbon potential prediction in underexplored territories is an actual task of regional geological exploration activities. Over the past decade, basin modelling has become one of the standards; the use of this methodology is much cheaper than expenses of companies that may originate from inaccurate evaluation of oil and gas bearing capacity. The authors applied the modern software for depositional and basin modelling to predict oil and gas occurrence in territories having different exploration maturity within the Rakshinsky Saddle, Visimsky Monocline, and Kamsky Arch joint (the Perm Region). As a part of this work, a pilot depositional model was created for the Devonian deepest and less studied play, which allowed predicting reservoir rocks and impermeables in the territory under investigation. The resource potential of both the less studied Devonian terrigenous play and the other plays in the region were subsequently estimated using basin modelling and taking into account lithofacies maps. In addition, basing on the accumulations predicted in the basin model, main promising regions as well as focus areas for further activities were determined.

For citation: Koryakin S.Yu., L'vovskaya Ya.L. Underexplored territory of eastern part of Rakshinsky Saddle, Visimsky Monocline, and southern end of Kamsky Arch: prediction of oil and gas occurrence using depositional and basin modelling. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(5):31–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-31-38. In Russ.

Тектоническое строение и изученность территории

В административном отношении изучаемая территория находится в пределах центральной и западной частей Пермского края, что, согласно схеме тектонического районирования, соответствует зоне сочленения Ракшинской седловины, Висимской моноклинали и Камского свода (элементы I порядка, рис. 1).

Изученность района, в отличие от южной и восточной частей Пермского края [1], низкая. Плотность сейсморазведки 2D составляет 0,1–4 км/км², а среднее число глубоких скважин — 0,2 скв/км². Основные открытые месторождения УВ в районе исследования сосредоточены в бортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов (на востоке области моделирования). Всего открыто 13 месторождений [2] с промышленными залежами в 5 нефтегазоносных комплексах: девонском терригенном (слабоизученный), верхнедевон-турнейском карбонатном, нижне-средневизейском терригенном (основной), верхневизей-башкирском карбонатном и московско-верхнекаменноугольном терригенно-карбонатном.

Создание и калибровка седиментационной модели

Девонский терригенный комплекс является перспективным на поиски залежей УВ, на изучаемой территории промышленные скопления нефти обнаружены на Зоринском и Кузнецовском, Краснокамском и Северокамском месторождениях. В связи с неравномерностью разбуривания девонского терригенного комплекса и малым объемом проводимых по нему исследований, довольно сложно спрогнозировать распространение пород-коллекторов в данном нефтегазоносном комплексе. Поскольку отложения терригенного девона являются наиболее слабоизученными, глубокопогруженными и недооцененными, на полигоне исследования для решения задачи прогноза распространения осадка построена седиментационная модель в программном обеспечении DionisosFlow™ (рис. 2). Данное программное обеспечение предназначено для моделирования геологических процессов (перенос, накопление терригенного материала, образование карбонатов) с использованием физических законов, а также параметров изменения дна осадочного бассейна, зоны сноса терригенного материала, объема и скорости переносимого осадка [3].

На выбранной территории исследования девонский терригенный комплекс в стратиграфическом плане представлен отложениями живетского яруса и нижнефранского подъяруса, пашийского и тиманского горизонтов, в литологическом — неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Песчаники и алевролиты часто разнозернистые, встречаются и хорошо отсортированные мелко- и крупнозернистые разности, зерна

в основном угловато-окатанные и окатанные, представлены кварцем, до 10 % полевыми шпатами. В образцах описываются обугленные растительные остатки, иногда замещенные пиритом, а также редкие гнезда ангидрита, встречаются зерна глауконита. Формирование отложений происходило в прибрежно-морских условиях.

При создании модели использовались следующие входные данные: карты батиметрии, структурные карты и карты мощностей осадков по каждому моделируемому интервалу и прочие параметры его переноса, указанные ранее. Временной шаг моделирования составил 0,2 млн лет, что позволяет создать карты не только по трем реперным интервалам, но и проследить промежуточные изменения накопления осадка. Распространение терригенного материала в модели откалибровано по керну и ГИС, полученные толщины коррелируют с фактическими данными.

Результатами седиментационного моделирования являются куб литологии и комплект карт распространения пород-коллекторов и флюидопоров по тиманскому, пашийскому горизонтам и живетскому ярусу, необходимые для формирования каркаса бассейновой модели и дальнейшей оценки заполнения ловушек в слабоизученном девонском терригенном комплексе. Созданная модель позволила спрогнозировать накопление осадков в межскважинном пространстве на территориях, где отсутствуют информация о керне и детальные сейсморазведочные работы 3D.

Построение и калибровка трехмерной бассейновой модели

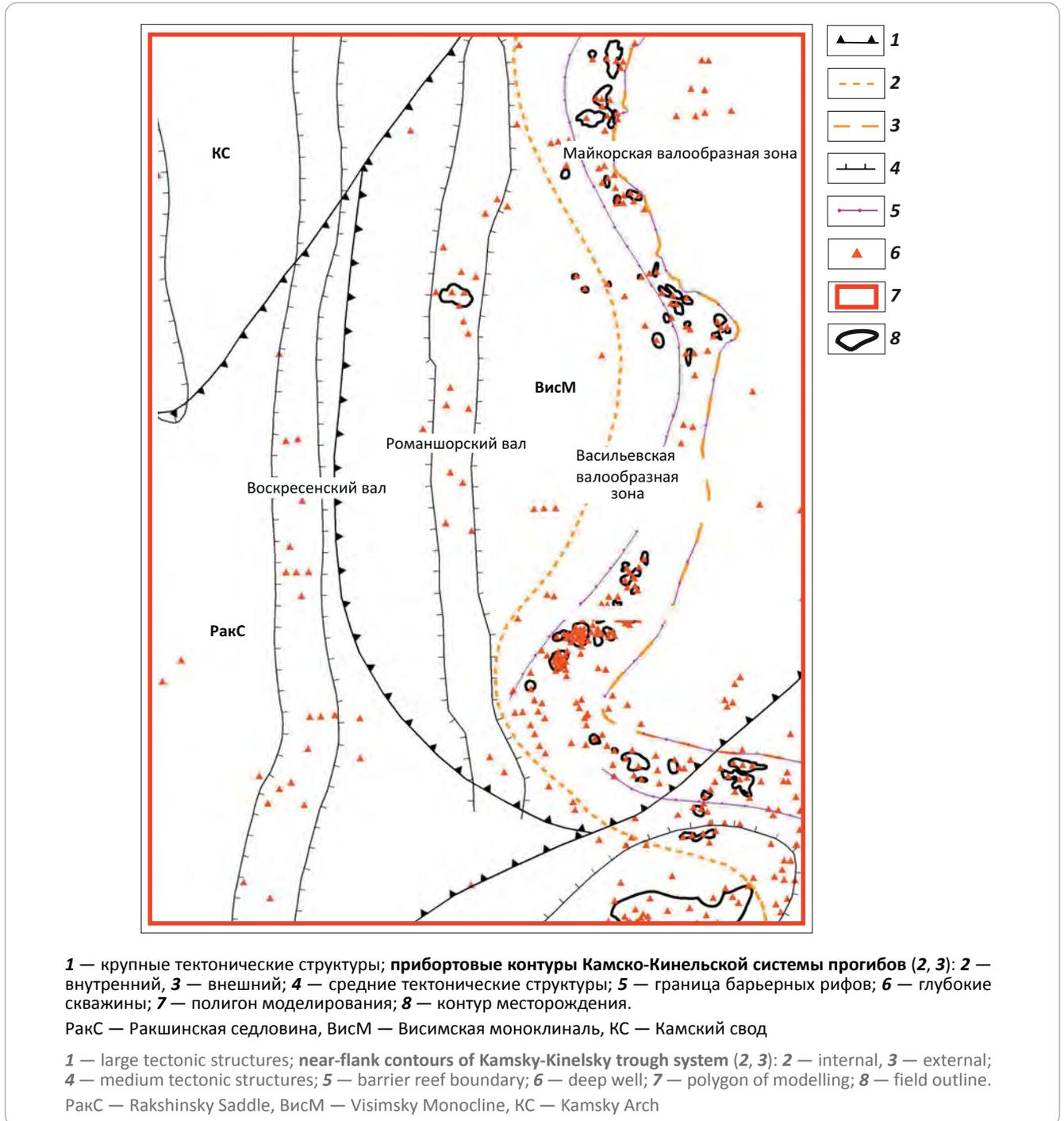
Для дальнейшей оценки генерации, миграции и аккумуляции УВ в ловушках всего разреза отложений осадочного чехла построена трехмерная бассейновая модель (рис. 3).

Итоговый каркас модели включает в себя большой массив исходной информации, такой как структурные поверхности, литолого-фациальные карты (в том числе данные седиментационного моделирования), карты среднего содержания ОВ и прочее [4–6]. Также при создании и заполнении каркаса трехмерной модели использовано 10 тектонических нарушений, которые, по мнению авторов статьи, играют существенную роль в формировании нефтегазоносности в зонах их распространения, к примеру Романшорский вал. Общая площадь моделирования составила более 9 тыс. км².

Оценка величин эрозии проведена с учетом анализа строения и толщин¹, которые сопоставлялись и корректировались в соответствии с мощностями наиболее полных разрезов и катагенетической преобразованности на изучаемой территории

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

Рис. 1. Обзорная карта границ трехмерного бассейнового моделирования
Fig. 1. Location map of 3D basin modelling boundaries



в предсреднедевонское, предвизейское и пермское время. Дополнительным критерием адекватности реконструкций размывов явилась итоговая калибровка распределения прогнозных и фактических залежей УВ в наиболее изученных участках территории исследования.

Согласно скважинным данным, дальнейший процесс восстановления тепловой истории происходил при современных пластовых температурах, давлениях, а также отражательной способности витринита (рис. 4), конвергентность расчетных и

фактических калибровочных данных соответствует допустимой погрешности и составляет менее 10 %.

Оценка достоверности построения трехмерной бассейновой модели и анализ результатов бассейнового моделирования

Анализ сходимости прогнозных аккумуляций и результатов испытаний по скважинам исторического фонда на наиболее изученной территории, Васильевской валообразной зоне, по профилю I-I' (рис. 5) показал высокую достоверность построения бассейновой модели. Это выражается в большом

Рис. 2. Трехмерная модель распределения песчаной составляющей в девонских терригенных отложениях южной и центральной частей Пермского края

Fig. 2. 3D model of sand component occurrence in terrigenous Devonian deposits of southern and central parts of the Perm Region

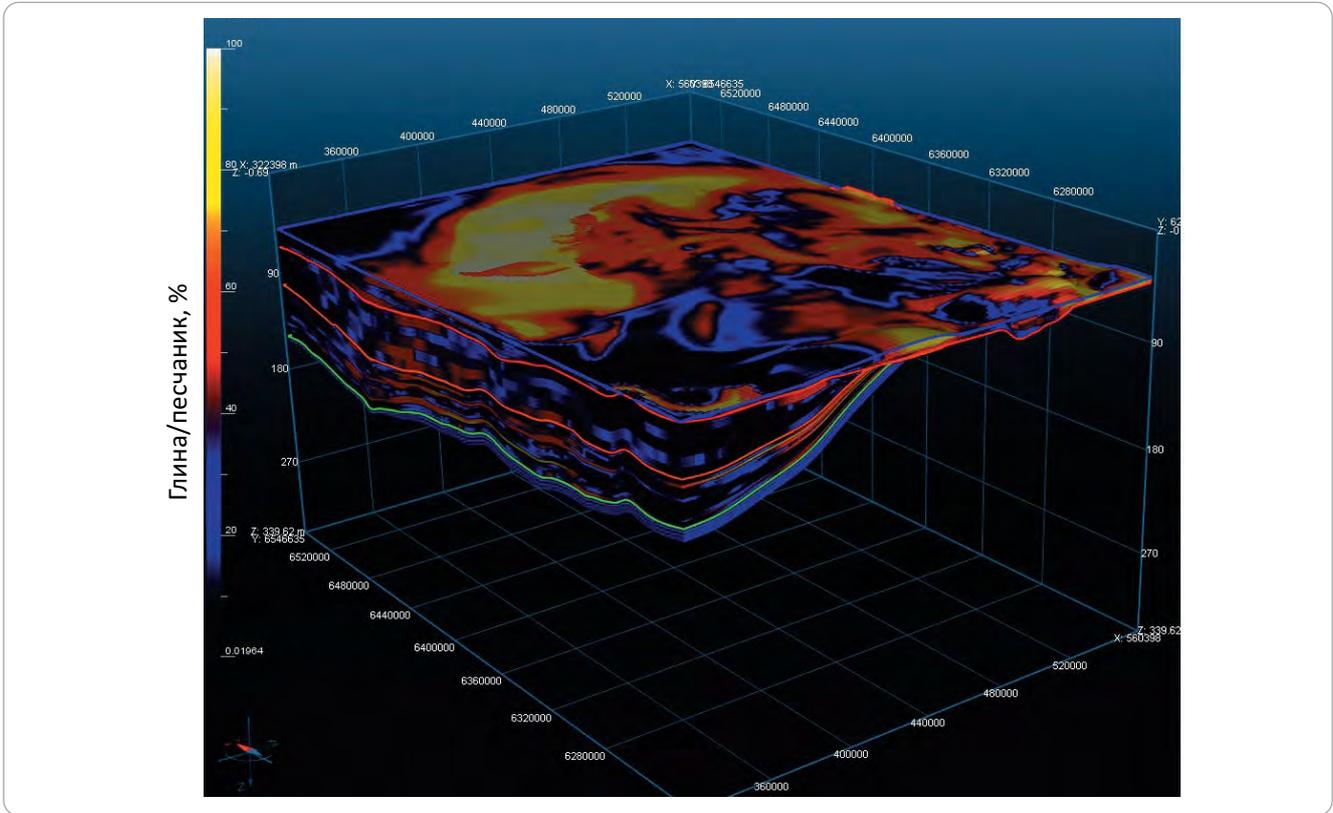


Рис. 3. Структурный каркас трехмерной бассейновой модели нефтегазоносности

Fig. 3. Structural framework of 3D basin model of oil and gas occurrence

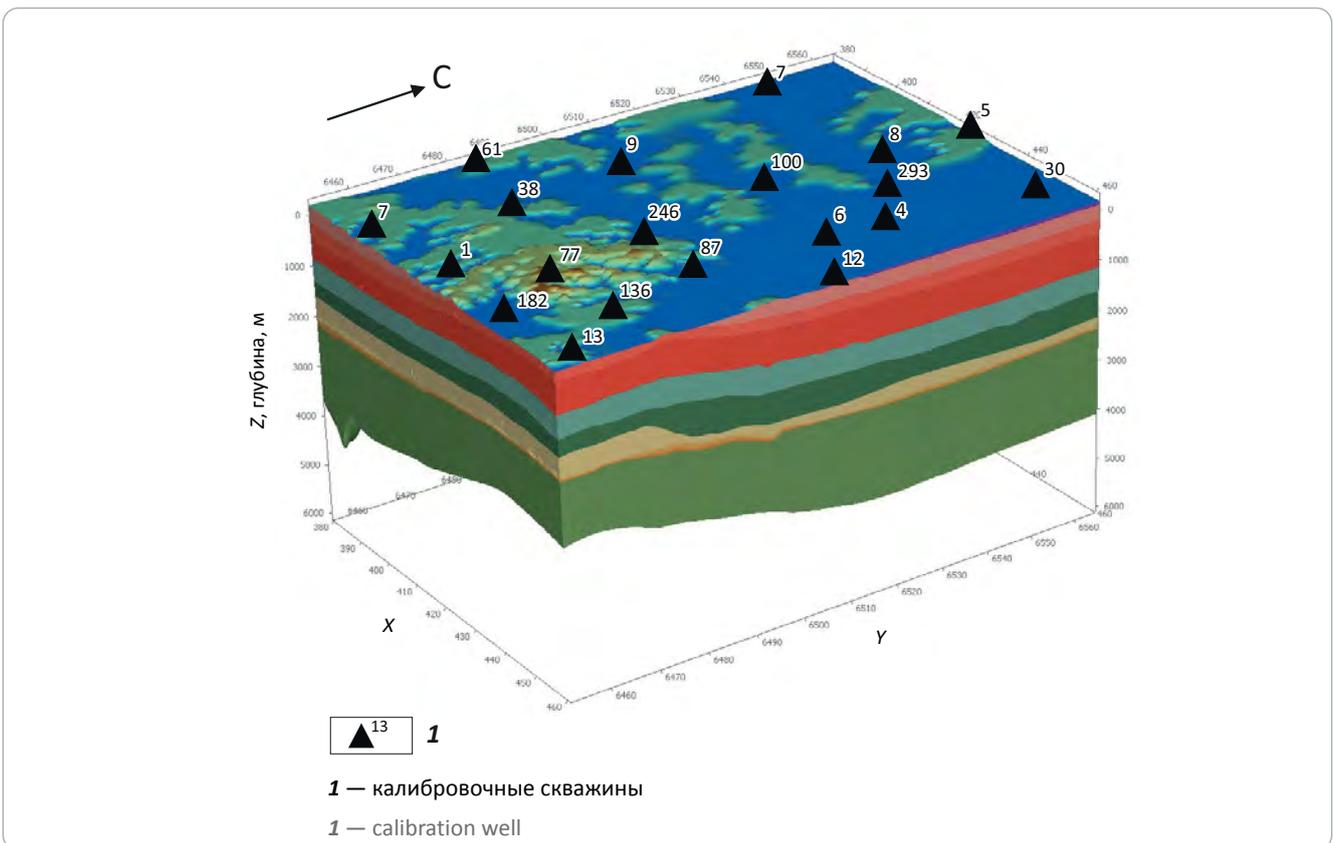


Рис. 4. Пример калибровки современного теплового режима недр и преобразованности ОВ в районе скв. 12
Fig. 4. Example of modern subsoil thermal conditions and OM transformation in the area of Well 12

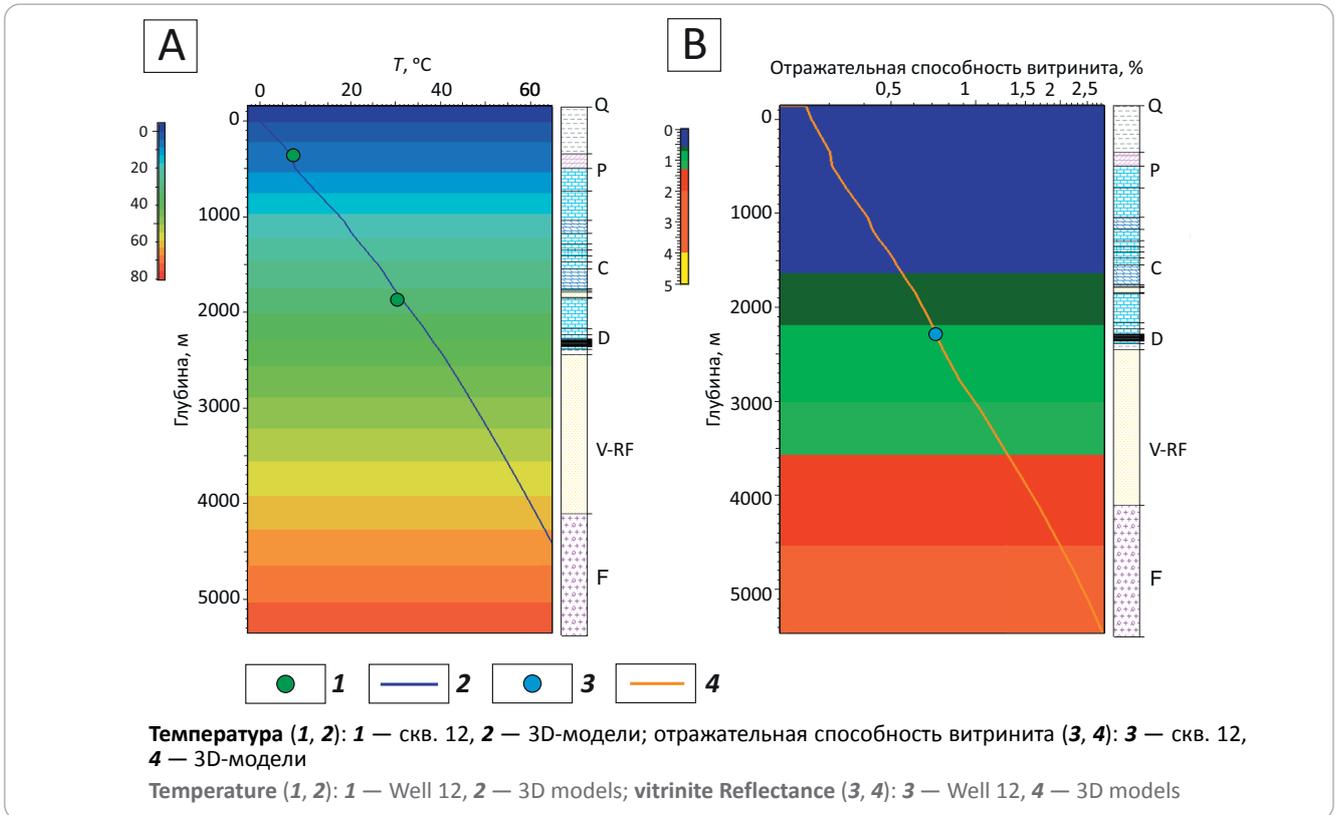


Рис. 5. Сопоставление результатов бассейнового моделирования с испытаниями по скважинам исторического фонда по профилю I-I'
Fig. 5. Comparison of basin modelling results and well tests in legacy well stock along I-I' Line

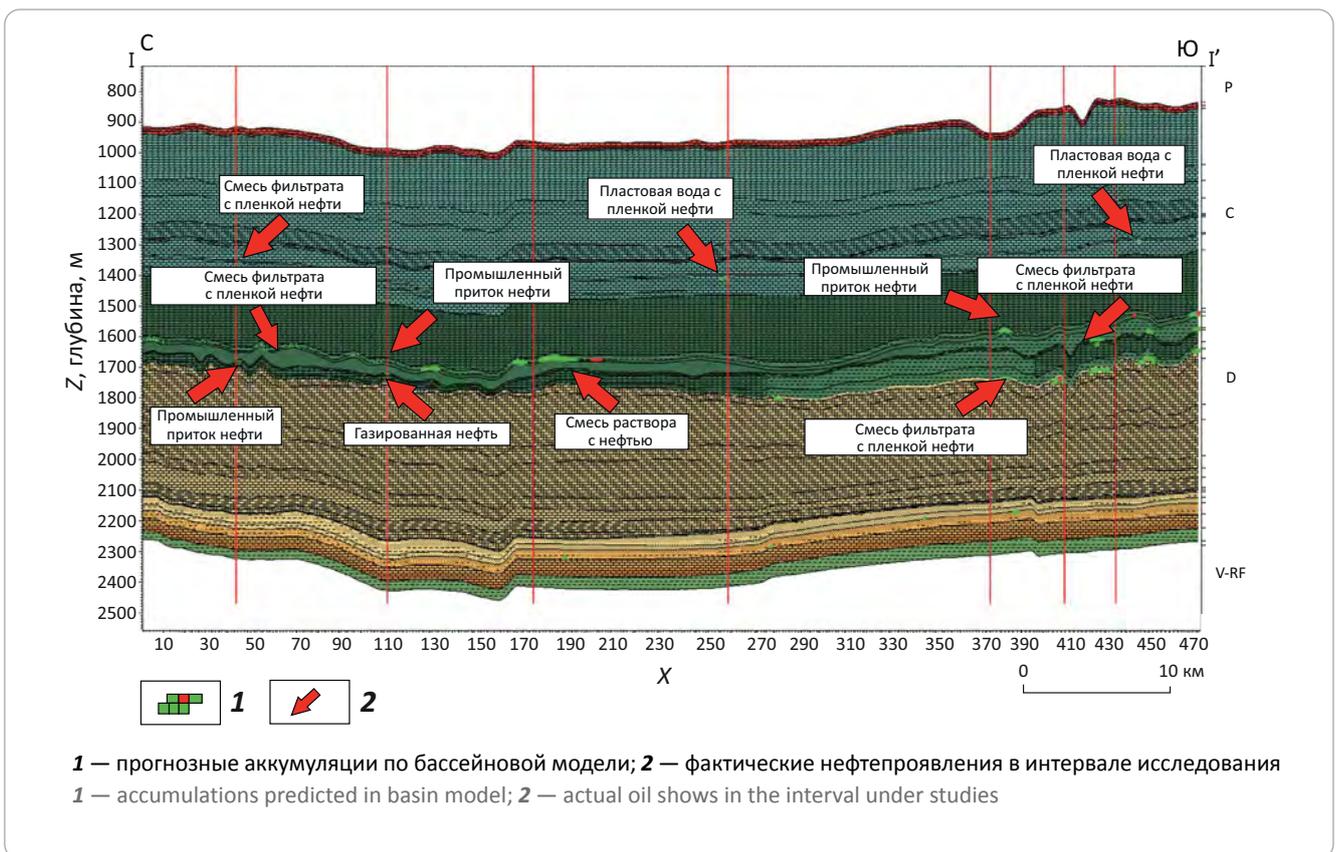
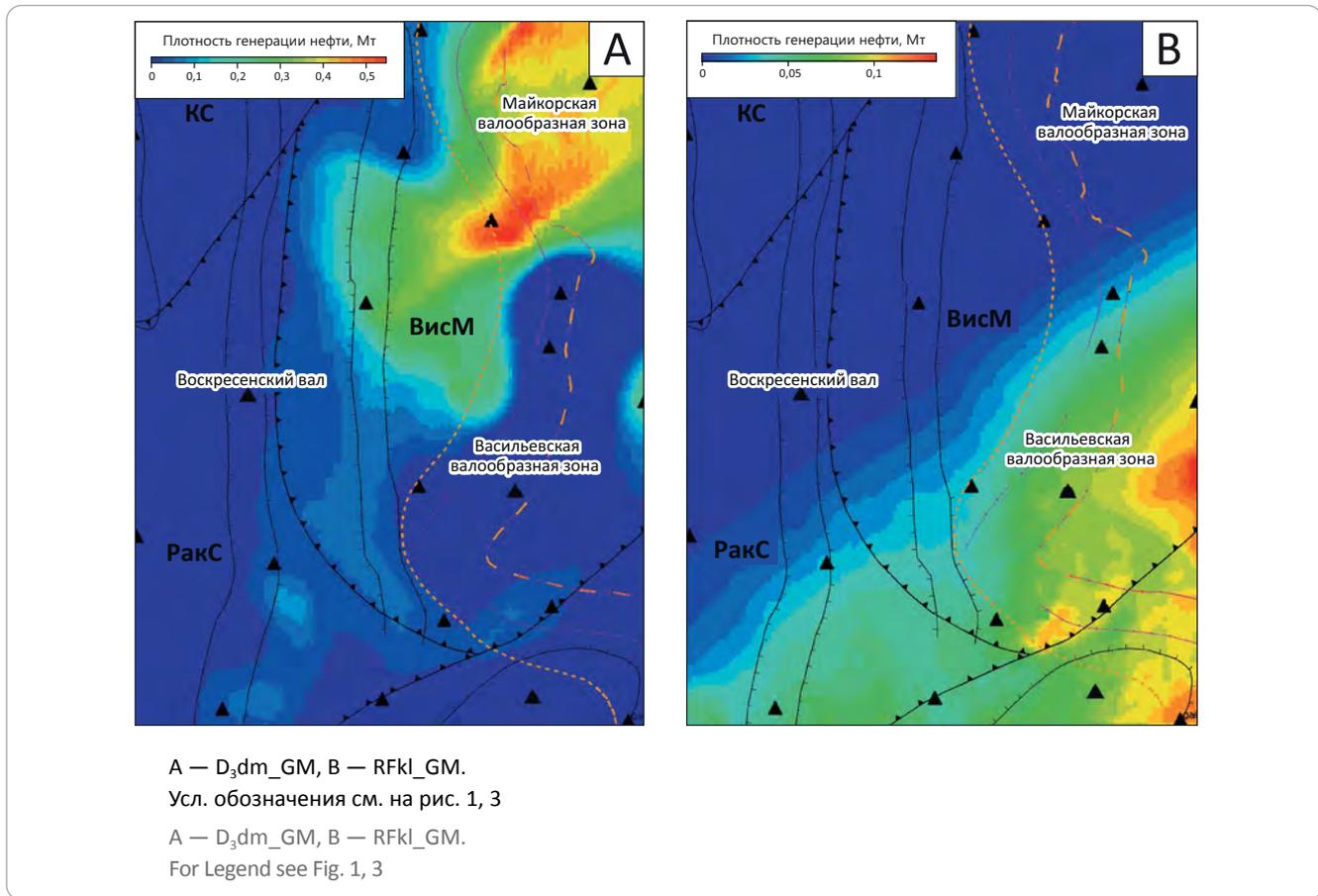




Рис. 6. Плотность генерации УВ в нефтегазоматеринских породах доманикового горизонта и калтасинской свиты
Fig. 6. Density of HC generation in the Domanik and Kaltasinsky Fm source rocks



числе залежей УВ по разрезу профиля с высоким этажом нефтегазоносности от девонского терригенного до верейского терригенно-карбонатного нефтегазоносного комплекса, что совпадает с фактическим распределением нефти и газа.

По результатам моделирования выявлено, что основными источниками УВ в регионе исследования являются две нефтегазоматеринские толщи: рифейская и доманиковая (рис. 6).

Породы доманикового горизонта находились в окне генерации УВ с середины – конца пермского до конца юрского – начала мелового времени. Северо-восточная часть полигона моделирования характеризуется наибольшей преобразованностью ОВ доманиковых материнских пород. Именно здесь, согласно гипсометрическим отметкам, находится наиболее погруженная часть района исследования, где также отмечаются максимальные значения коэффициента трансформации керогена в доманиковом горизонте (до 75 %).

В свою очередь, наибольшие значения трансформации керогена рифейских нефтегазоносных провинций отмечены на юго-востоке (до 95 %), в зоне их распространения. По большей части рифейские нефтегазоматеринские породы вступили в окно генерации нефти с начала девонского времени и, согласно расчетным палеотемпературам, вышли

из него около 25–75 млн лет назад. Данный результат с большой долей вероятности свидетельствует о том, что калтасинская свита оказывала существенное влияние на заполнение пород терригенного девона, а также вышелегающих нефтегазоносных комплексов.

Прочие нефтегазоматеринские породы доманиковой формации (турнейского, фаменского, франского возраста), распространенные на востоке, согласно результатам трехмерного моделирования, оказывали меньшее влияние на заполнение структур (до 20 % всех сгенерированных УВ в доманиковом горизонте и рифейской толще). Нефтематеринские породы девонского терригенного комплекса, по результатам расчетов, практически не генерировали УВ. Это может быть связано как с низким генерационным потенциалом пород, так и со слабой изученностью комплекса. В целом время вступления пород в окно генерации нефти всех верхнедевонских нефтегазоматеринских пород схоже с доманиковым горизонтом.

Так как анализ трехмерной бассейновой модели в относительно хорошо изученных зонах, где обнаружено фактическое присутствие УВ (залежь, либо приток нефти), показал ее высокую достоверность, на слабоизученных участках стало возможно оценить перспективы открытия новых залежей УВ.

Прогноз перспектив нефтегазоносности по результатам трехмерного бассейнового моделирования и основные рекомендации для дальнейших исследований

По результатам бассейнового моделирования прогнозируемые ресурсы изучаемой территории увеличились на 15 % по сравнению с предыдущей оценкой, выполненной плотностным методом. Данный результат получен прежде всего за счет увеличения перспектив девонского терригенного и нижне-средневизейского нефтегазоносного комплекса. Также, согласно качественному прогнозу, основными промышленно нефтегазоносными являются нижне-средневизейский терригенный и верхневизейско-башкирский карбонатный комплексы, что соответствует фактической информации.

В целом территория перспективна на обнаружение новых скоплений УВ, в том числе за счет выявления пропущенных залежей в слабоизученных нефтегазоносных комплексах, однако при постановке геолого-разведочных работ стоит учитывать следующую информацию.

1. Нефтегазоносность всего разреза снижается в западном и северо-западном направлениях вплоть до полного отсутствия прогнозных промышленных залежей, что объясняется снижением степени преобразованности пород доманиковой формации.

2. Отсутствие надежного флюидоупора в юго-западной части полигона моделирования в верхнедевон-турнейском нефтегазоносном комплексе также отрицательно сказывается на пер-

спективах этого комплекса в районе Романшорского и Воскресенского валов.

3. Перспективы открытия промышленных залежей в девонском терригенном нефтегазоносном комплексе увеличиваются в направлении распространения калтасинской свиты, т. е. в юго-восточной части полигона моделирования.

4. По типу и генезису ловушек УВ территорию можно разделить на две части. Ловушки бортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов, где в позднефранско-фаменское время в прогибах образовывались барьерные рифы, над которыми в последующую каменноугольную эпоху формировались структуры облекания.

5. В районе Романшорского вала и западнее, в области мелководного зарифового палеошельфа, большая часть ловушек имеет тектонический генезис, что связано с резким сокращением органических сооружений позднефранско-фаменского возраста, развитых в Камско-Кинельской системе прогибов.

Также для более точных расчетов объема прогнозных залежей авторы статьи рекомендуют проведение геохимических исследований керны в интервалах материнских пород девонских терригенных и рифейских (калтасинская свита) отложений, а использование детальных структурных построений, полученных за счет проведения сейсмических исследований 3D, позволило бы существенно повысить качество прогноза локализации залежей и объема флюида.

Литература

1. Корякин С.Ю. Опыт бассейнового моделирования верхнедевонских карбонатных отложений на юго-восточной части Пермского края // Геология в развивающемся мире : сб. науч. трудов по мат-лам XII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Пермь, 2–5 апреля 2019 г.). – Пермь, 2019. – С. 313–315.
2. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации, на 1 января 2021 года. Газ, Приволжский федеральный округ, часть 2, Пермский край, книга 1, книга 2. – М., 2021.
3. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. – М. : ЕАГЕ Геомодель, 2014. – 232 с.
4. Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: Oil and Gas generation from kerogen // Marine and Petroleum Geology. – 1995. – Т. 12. – № 3. – С. 291–319. DOI: 10.1016/0264-8172(95)98381-E.
5. Путилов И.С., Соловьев С.И., Климовских М.А., Сулима А.И., Винокурова Е.Е., Габнасыров А.В., Корякин С.Ю., Львовская Я.Л., Варушкин С.В. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности девонских карбонатных отложений юга и юго-востока Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 29–35.
6. Путилов И.С., Винокурова Е.Е., Пулина А.С., Корякин С.Ю., Львовская Я.Л., Никитина М.В., Южаков А.Л., Габнасыров А.В., Макиев Т.Т. Региональная оценка нефтегазоносности девонских терригенных отложений на юге Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 8. – С. 34–43.

References

1. Koryakin S.Yu. Experience of basin modeling of upper devonian carbonate sediments on the southeast of the Perm region. In: *Geologiya v razvivayushchemsya mire : sb-nik nauchnykh trudov po materialam XII Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh (Perm', 2–5 april 2019)*. Perm': Permskii gosudarstvennyi natsional'nyi issledovatel'skii universitet; 2019. pp. 313–315. In Russ.
2. *Gosudarstvennyi balans zapasov poleznykh iskopaemykh Rossiiskoi Federatsii, na 1 yanvarya 2021 goda. Gaz, Privolzhskii federal'nyi okrug, chast' 2, Permskii krai, kniga 1, kniga 2* [State Register of Mineral Reserves of the Russian Federation as on January 1, 2021. Gas, Volga Federal District, Part 2, the Perm Region, Book 1, Book 2]. Moscow; 2021. In Russ.
3. Zhemchugova V.A. Rezervuarnaya sedimentologiya karbonatnykh otlozhenii [Reservoir sedimentology of carbonate deposits]. Moscow: EAGE Geomodel; 2014. 232 p. In Russ.
4. Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: Oil and Gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*. 1995;12(3):291–319. DOI: 10.1016/0264-8172(95)98381-E.

5. Putilov I.S., Solov'ev S.I., Klimovskikh M.A., Sulima A.I., Vinokurova E.E., Gabnasyrov A.V., Koryakin S.Yu., L'vovskaya Ya.L., Varushkin S.V. New data on the geological structure and oil and gas potential of the devonian-carboniferous sediments in the south and southeast of the Perm region. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2019;(6):29–35. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-29-35. In Russ.

6. Putilov I.S., Vinokurova E.E., Pulina A.S., Koryakin S.Yu., L'vovskaya Ya.L., Nikitina M.V., Yuzhakov A.L., Gabnasyrov A.V., Makiev T.T. Regional assessment of oil and gas potential of the devonian terrigenous deposits in the south of perm territory. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2020;(8):34–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-34-43. In Russ.

Информация об авторах

Корякин Семен Юрьевич

Ведущий инженер

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть»,

614066 Пермь, ул. Пермская, д. За

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

Львовская Яна Леонидовна

Инженер 1-й категории

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть»,

614066 Пермь, ул. Пермская, д. За

e-mail: yana.lvovskaya@pnn.lukoil.com

Information about authors

Semen Yu. Koryakin

Lead Engineer

LUKOIL Engineering PermNIPIneft,

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

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

Yana L. L'vovskaya

1st Category Engineer

LUKOIL Engineering PermNIPIneft,

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

e-mail: yana.lvovskaya@pnn.lukoil.com

УДК 553.982.231

DOI 10.31087/0016-7894-2022-5-39-49

Применение акустической инверсии на терригенных отложениях формации Мирадор на месторождении Альтуритас, Венесуэла

© 2022 г. | А.В. Мельников, Д.А. Коряков, Я.А. Мирясова

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»; Тюмень, Россия; avmelnikov2@tnnc.rosneft.ru; dakoryakov@tnnc.rosneft.ru; yamiryasova@tnnc.rosneft.ru

Поступила 25.03.2022 г.

Доработана 30.06.2022 г.

Принята к печати 15.07.2022 г.

Ключевые слова: акустическая инверсия; формация Мирадор; МОГТ-3D.

Аннотация: Месторождение Альтуритас представляет собой большую замкнутую структуру, изменяющуюся в направлении юг – север. Бурение скважин производилось в 1948–2009 гг. Основным целевым объектом работы являлась формация Мирадор палеогенового возраста. Формация имеет трехчленное строение и сложена песчаниками светлыми крупнозернистыми в основании цикла и мелко-среднезернистыми — в средней и верхней частях разреза, повсеместно встречаются угли. Отложения накапливались в континентальной флювиальной обстановке с западным источником сноса. Основные открытые нефтяные залежи месторождения находятся ниже формации Мирадор, в интервале формации Марселина. Применение акустической детерминистической инверсии на архивном сейсмическом материале позволило получить дополнительную геологическую информацию. Выбор акустической инверсии обусловлен имеющимся входным набором данных: суммированный сейсмический куб МОГТ-3D и кривые кавернометрии, акустического и плотностного, гамма-каротажа в скважинах. Акустическая детерминистическая инверсия для отложенной формации Мирадор выполнена впервые. Для интерпретации полученных результатов инверсии использовались все доступные геологические и геофизические данные (РИГИС). На примере отложений формации Мирадор показана методика расчета инверсии и построения куба литологии. Применение акустической детерминистической инверсии позволило рассчитать прогнозные эффективные толщины по площади и подтвердить концептуальную модель отложенной формации Мирадор.

Для цитирования: Мельников А.В., Коряков Д.А., Мирясова Я.А. Применение акустической инверсии на терригенных отложениях формации Мирадор на месторождении Альтуритас, Венесуэла // Геология нефти и газа. – 2022. – № 5. – С. 39–49. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-39-49.

Terrigenous Mirador formation of Alturitas field, Venezuela: application of Acoustic Inversion

© 2022 | A.V. Mel'nikov, D.A. Koryakov, Ya.A. Miryasova

Tuymen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; avmelnikov2@tnnc.rosneft.ru; dakoryakov@tnnc.rosneft.ru; yamiryasova@tnnc.rosneft.ru

Received 25.03.2022

Revised 30.06.2022

Accepted for publication 15.07.2022

Key words: Acoustic Inversion; Mirador formation; 3D CDP seismics.

Abstract: The Alturitas field is a large South-North trending closure. Wells were drilled between 1948 and 2009. Paleogene Mirador formation was the main target of the work. The formation has a tripartite structure; it is represented by coarse-grained light-coloured sandstone in the cycle base and fine- and medium-grained sandstone in the middle and upper part of the section, with ubiquitous coals. Sediments accumulated in the continental fluvial environment with the provenance area to the west of it. The main oil accumulations discovered occur in the Marcelina formation underlying the Mirador formation. Deterministic Acoustic Inversion applied to legacy seismic data allowed obtaining additional geological information. The choice of the Acoustic Inversion is conditioned by the available data set, namely: stacked 3D CDP cube and caliper, acoustic and density, and gamma-ray logging diagrams in the wells. Deterministic Acoustic Inversion is for the first time carried out for the Mirador formation. The authors used all the available geological and geophysical data to interpret the results obtained. Methodology of Acoustic Inversion calculation and lithology cube building is shown by the example of the Mirador formation. Deterministic Acoustic Inversion allowed calculating the predicted net thickness over the study area and confirming the conceptual model of the Mirador formation.

For citation: Mel'nikov A.V., Koryakov D.A., Miryasova Ya.A. Terrigenous Mirador formation of Alturitas field, Venezuela: application of Acoustic Inversion. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(5):39–49. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-39-49. In Russ.

Введение

Основная задача данной статьи — выделение коллекторов на месторождении Альтуритас в интервале формации Мирадор на основе куба акустического импеданса, полученного с использованием алгоритмов акустической детерминистической инверсии.

Месторождение Альтуритас представляет собой большую замкнутую структуру, изменяющуюся в направлении юг – север. Скважины бурились в 1948–2009 гг. Основные нефтяные залежи месторождения находятся в формации Марселина под формацией Мирадор. Формация Марселина сложена преимущественно глинами и песчаниками с очень редкими включениями карбонатизированных песчаников и углей. Формация Мирадор палеогенового возраста имеет трехчленное строение и представлена песчаниками светлыми крупнозернистыми в основании цикла и мелко-среднезернистыми в средней и верхней частях разреза, повсеместно встречаются угли. Отложения формации Мирадор накапливались в континентальной флювиальной обстановке с западным источником сноса. Тектоническая активность отражается в резких изменениях мощностей толщин формации Мирадор. Обстановки осадконакопления определены как речные и дельтовые. Территория исследования изучена глубоким бурением, пробурено 76 скважин, проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2D и МОГТ-3D. Акустическая детерминистическая инверсия выполнена впервые для отложений формации Мирадор месторождения Альтуритас.

По качеству материалов ГИС фонд скважин можно разделить на две группы. Первая — относительно новые скважины, состояние ствола и качество записи ГИС в них оценены как хорошие, каверны в таких скважинах наблюдаются только в углистых разностях. В дальнейшем такие скважины использовались как эталонные.

Вторая группа — это старый фонд скважин, с которыми возникала проблема при подготовке исходных данных для сейсмической инверсии. Во время бурения скважин образовывались большие каверны, местами превышающие номинальный диаметр скважины более чем в два раза. Кавернозность ствола скважины приводит к искажению акустического и плотностного каротажа, что является входной информацией для инверсии. Существующие данные невозможно напрямую использовать, поэтому было принято решение рассчитать синтетические кривые в местах с некондиционной записью.

Стоит отметить, что наличие только суммарного куба ограничивает выбор в типах инверсии и исключает возможность AVO- и синхронную инверсию до суммирования [1, 2].

Подготовка кривых ГИС

В рамках подготовки кривых ГИС из фонда отобраны скважины с минимальным стволом, про-

веден контроль качества данных ГИС. Кривые ГИС были увязаны и нормированы на эталонные данные керна и выдержанные в разрезе пласты-реперы.

Было выявлено серьезное влияние каверн на методы ГИС в интервалах глин, где увеличение диаметра составляло более чем в два раза. Наличие таких каверн сильно искажает показания методов ГИС, делая их абсолютно неинформативными. Наибольшему искажению был подвержен метод ГТКп, обладающий малым радиальным разрешением. Для корректности расчетов акустической инверсии произведены расчеты синтетических кривых АК и ГТКп в интервалах каверн и брака записи с использованием комплекса ГК. На рис. 1 А, В продемонстрированы кросс-плоты для расчета синтетических кривых с использованием метода ГК.

На рис. 2 представлен планшет, демонстрирующий влияние каверн, а также сравнение синтетической кривой ГТКп с записанной в открытом стволе методом ГТКп. Серым цветом показаны интервалы некондиционной записи ГИС, нуждающиеся в ректировке.

Обоснование расчета акустической инверсии

Для предварительной оценки возможности выделения коллекторов по материалам сейсмической инверсии необходимо определить их установление в поле упругих параметров в масштабе скважинных данных. В зависимости от итогов проведенного анализа можно сделать вывод — следует ли выполнять сейсмическую инверсию и что мы можем ожидать от нее.

По скорректированным данным плотностного и акустического каротажа в скважинах были рассчитаны кривые акустического импеданса (AI). На рис. 3 показан анализ деления литотипов коллектор – неколлектор для целевого пласта. Как видно из гистограммы, присутствует хорошая дифференциация по упругим свойствам. Значение AI, равное 32 257 фут/с на г/см³, позволит разделить коллектор и неколлектор.

Расчет акустической инверсии

Сейсмостратиграфическая привязка выполнялась путем сопоставления отражающего горизонта (ОГ) с геологическими реперами, сейсмическое волновое поле соотносилось с синтетической трассой, рассчитанной по скважинным данным. В качестве входных данных использовались кривые сейсмокаротажа, акустики и плотности. Для предварительной привязки применялся модельный нуль – фазовый импульс Риккера с частотой 24 Гц, которая подбиралась по данным анализа спектра сейсмических данных в зоне интереса.

При сопоставлении синтетической трассы и реального разреза априорный скоростной закон оптимизировался для достижения наилучшего соответствия скважинных данных и сейсмического разреза (рис. 4). Редакция скоростного закона проводилась с использованием инструментов временных сдви-

Рис. 1. Зависимости для формации Мирадор

Fig. 1. Crossplots for the Mirador formation

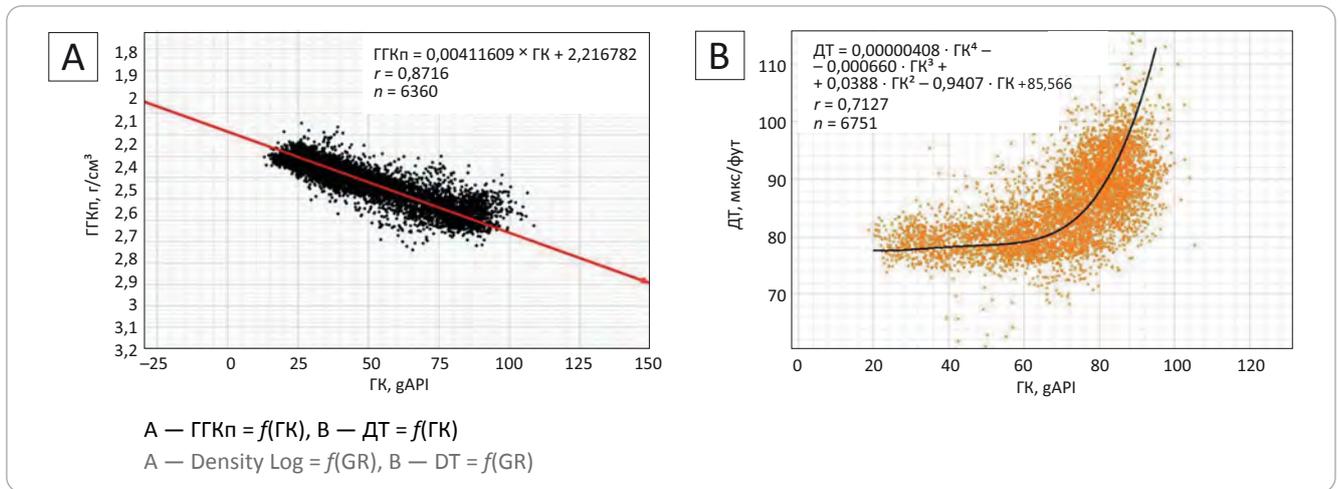
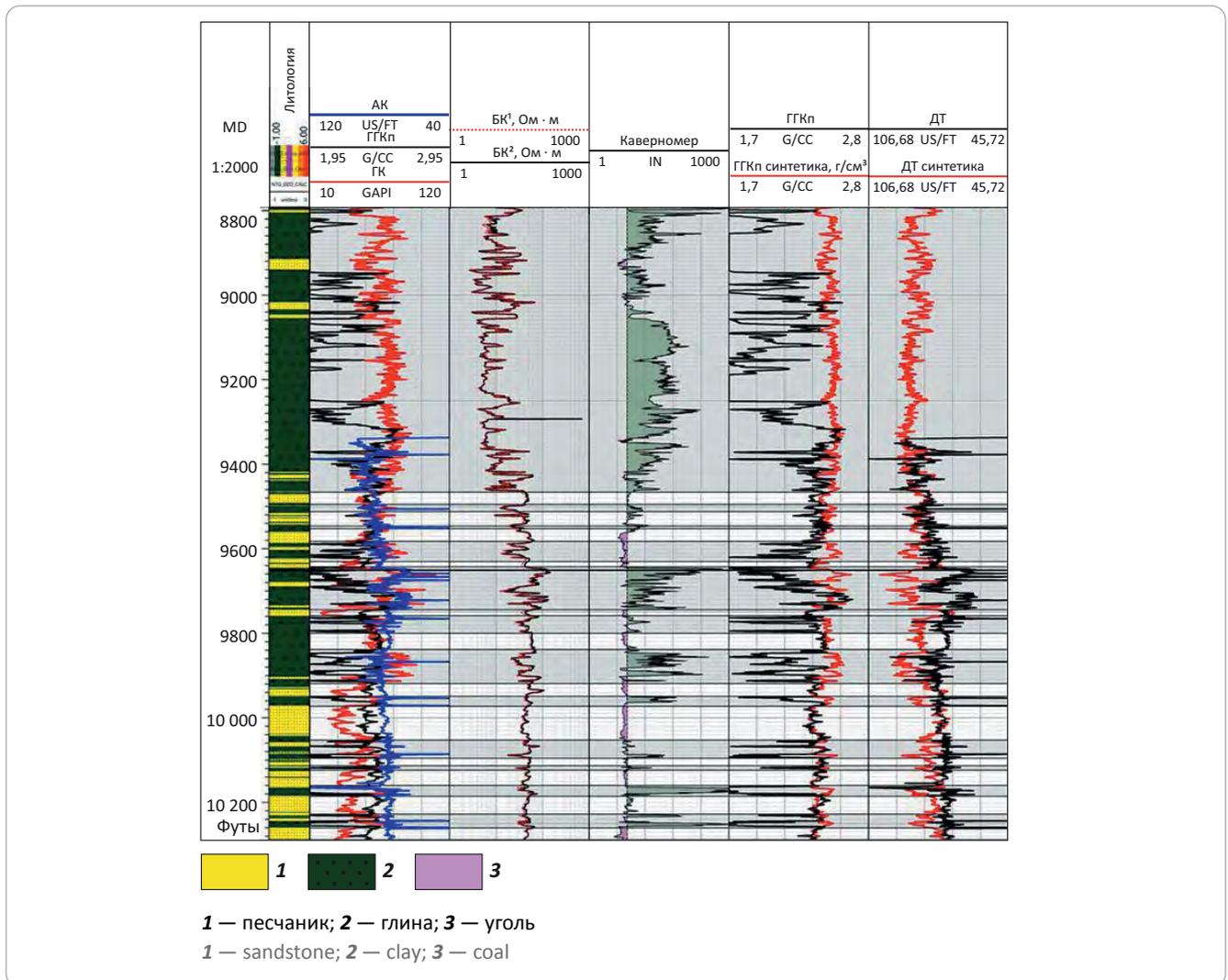


Рис. 2. Планшет скв. ALT-39

Fig. 2. Composite log, ALT-39 well

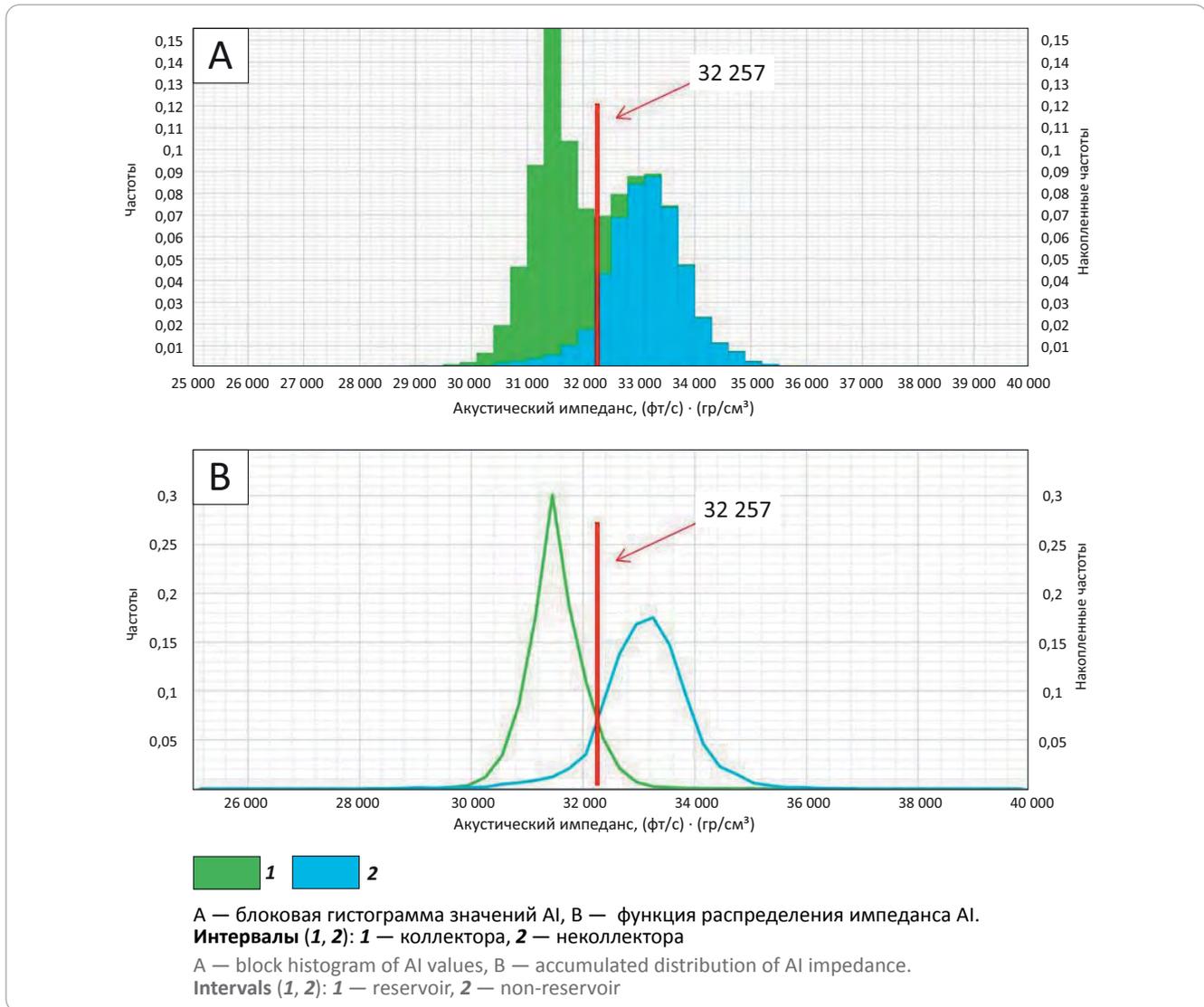


гов и растяжения/сжатия по времени, оценка — с использованием функции взаимной корреляции между синтетической трассой и реальной трас-

сой в целевом интервале. После предварительной привязки оценивался импульс для скважины с надежными коэффициентами корреляции (рис. 5 А),



Рис. 3. Гистограмма распределения значений AI
Fig. 3. Histogram of AI values



согласно которой было принято решение провести фазовый поворот сеймики. Для последующей работы отбирались скважины с наивысшим коэффициентом корреляции между синтетической трассой и реальной, всего было выбрано 8 скважин.

После получения окончательных скоростных законов и ввода фазовой поправки в целевом интервале производился анализ импульсов, на основе которого был получен осредненный импульс для расчета инверсии (см. рис. 5 В).

Процедура динамической инверсии волнового поля представляет собой обратную задачу определения величин импеданса (произведение скорости на плотность) пород, слагающих разрез по амплитудам отраженных продольных волн. В связи с тем, что в наблюдаемом волновом поле отсутствуют низкие частоты, необходимо получить их с использованием скважинных данных (рис. 6). Для решения этой задачи была построена низкочастотная фоновая модель, в рамках которой получено

распределение импеданса и плотности по площади. В качестве входных данных для построения использованы ОГ как от кровли формации Мирадор, так и отражения от выше- и нижележащих кровель формаций Ла Сьерра и Марселина, Гуасара. Скважинная информация использовалась по данным 8 скважин, в которых были получены высокие коэффициенты корреляции. Скважинные данные (скорость продольной волны, плотность и акустический импеданс) интерполировались с применением метода обратновзвешенных расстояний (IDP) в соответствии с полученным каркасом. Такая фоновая модель фильтровалась по высокой полосе частот (10/15 Гц) (рис. 7).

В качестве алгоритма инверсии использовался алгоритм, в основе которого лежит подбор в каждой точке ОГ Т такой кривой акустической жесткости, чтобы рассчитанная сейсмотрасса имела минимальное отклонение от наблюдаемой [3]. Расчет оптимальной кривой акустической жесткости производится методом наименьших квадратов.

Рис. 4. Сопоставление между синтетической и реальной трассами на примере скв. ALT-32
Fig. 4. Comparison of synthetic and real traces by the example of ALT-32 well

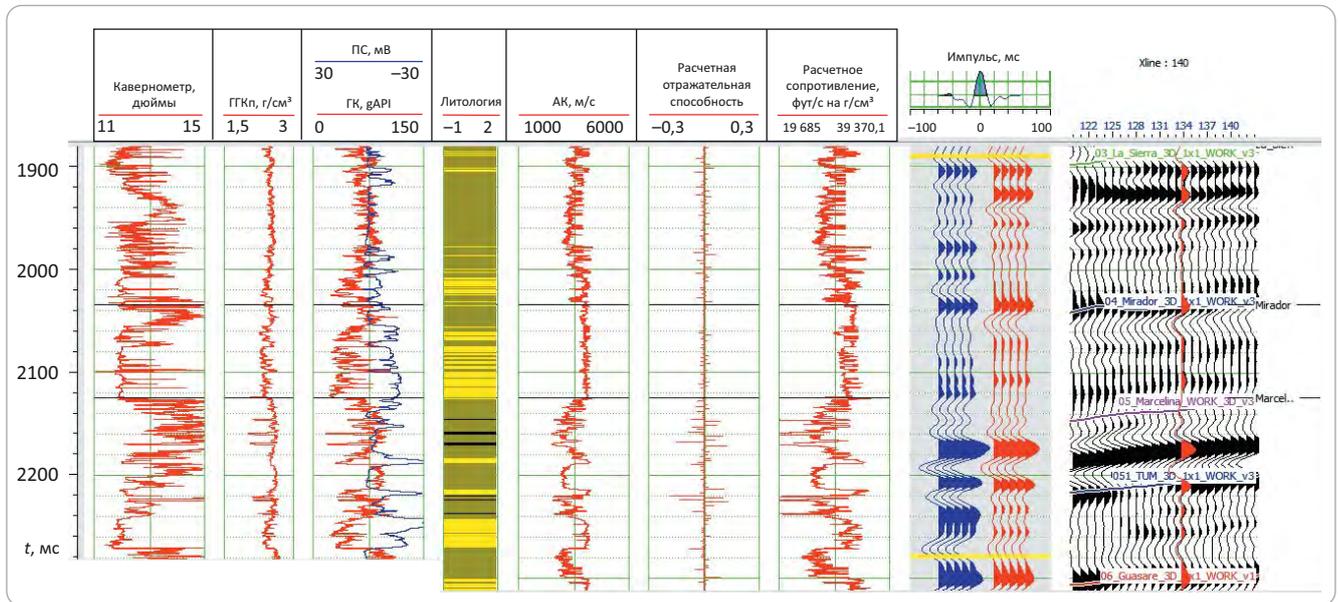
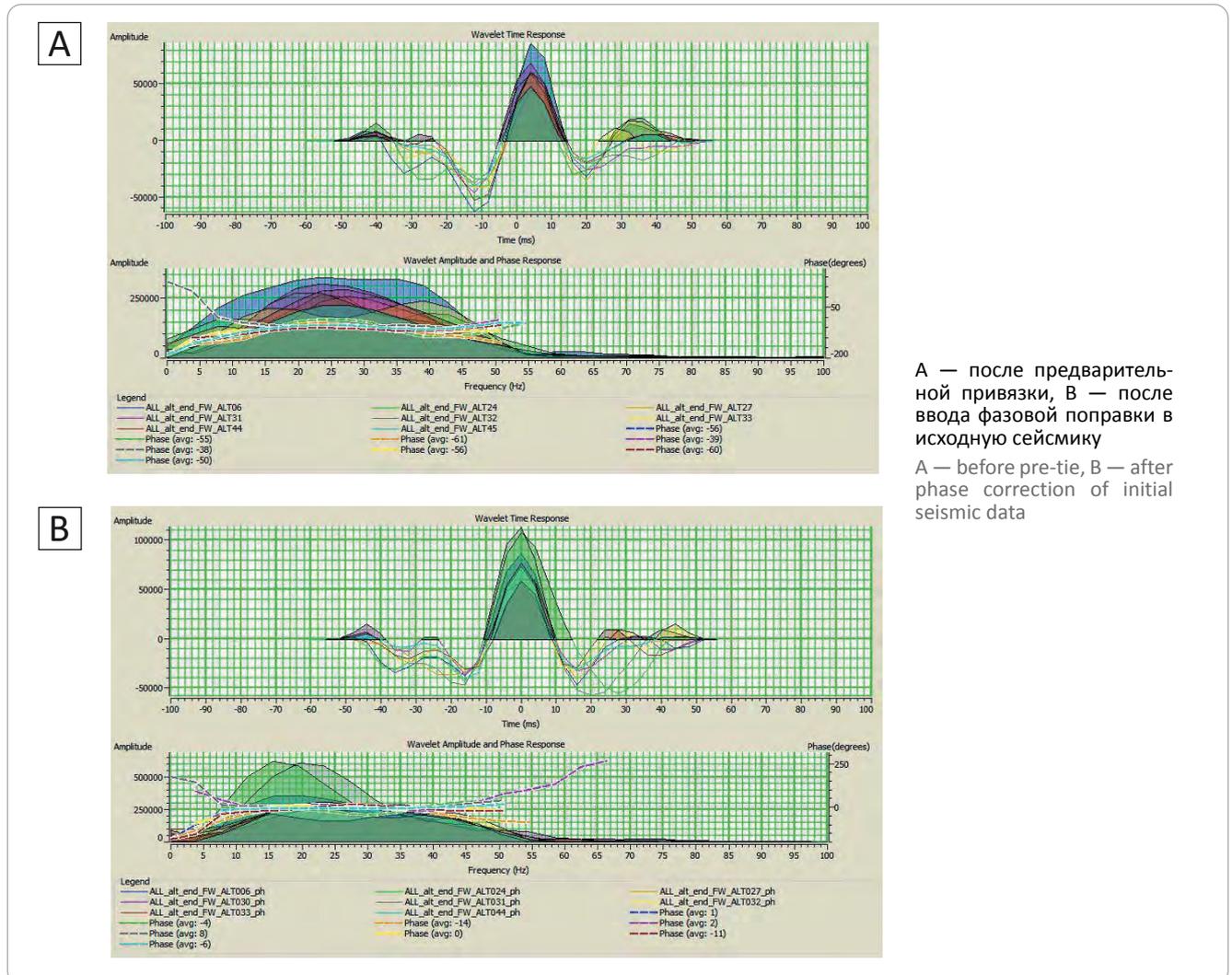


Рис. 5. Анализ импульсов
Fig. 5. Wavelet analysis



A — после предварительной привязки, B — после ввода фазовой поправки в исходную сейсмiku
 A — before pre-tie, B — after phase correction of initial seismic data

Рис. 6. Амплитудно-частотная характеристика целевого интервала

Fig. 6. Amplitude-frequency curve for the target interval

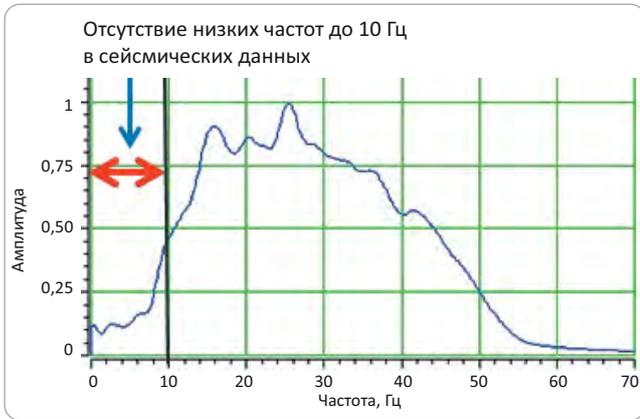
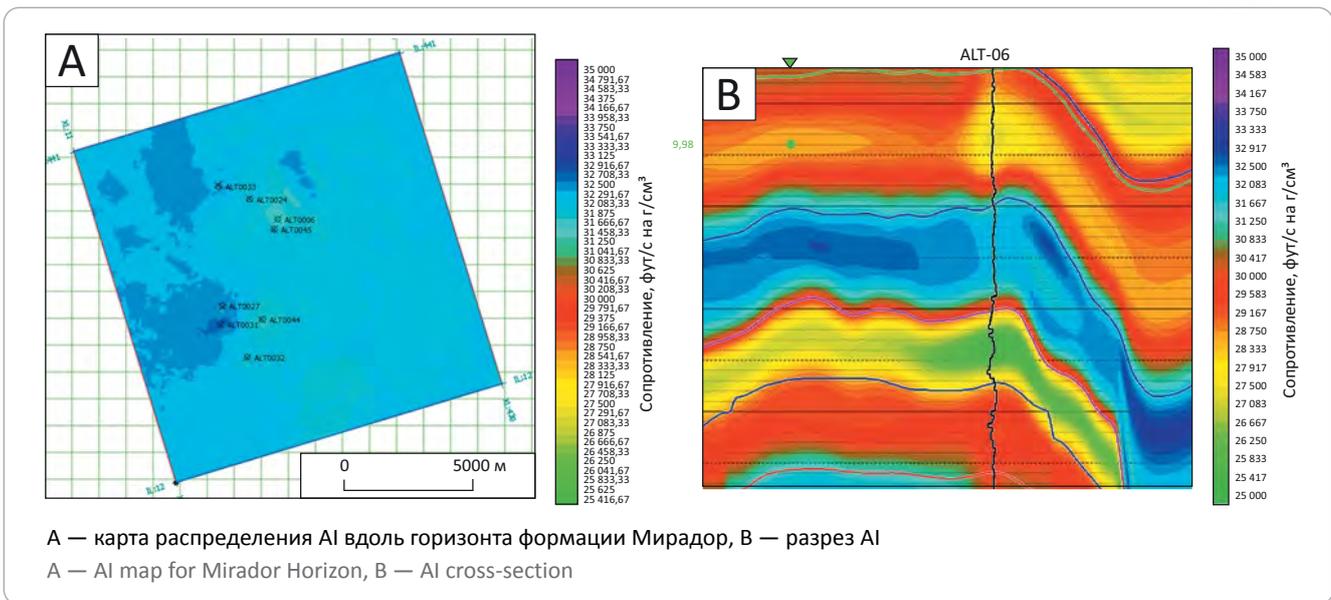


Рис. 7. Распределение свойств низкочастотной модели на примере А1

Fig. 7. Property distribution in low-frequency model by the example of А1



А — карта распределения AI вдоль горизонта формации Мирадор, В — разрез AI
 A — AI map for Mirador Horizon, B — AI cross-section

инверсии с жесткими границами, обеспечивающий максимальное разрешение по вертикали и наиболее точное соответствие синтетической и наблюдаемой сейсмотрасс (средняя невязка 0,16). Анализ показал, что оптимальными параметрами алгоритма являются: число итераций — 3, максимальное допустимое отклонение от модели — $\pm 25\%$.

На рис. 8 представлен пример анализа значений ошибок синтетических и реальных трасс, а также показана разница замеренных и восстановленных кривых импедансов. Интервал, содержащий отложения с включением пропластков углей, восстанавливается менее точно (интервал под формацией Марселина). В целевом интервале ошибки небольшие, что позволяет сделать вывод о том, что параметры инверсии подобраны оптимально и до-

Подбор параметров инверсии осуществлялся с использованием модуля Inversion analysis. Анализировалось схождение исходной кривой импеданса с восстановленной кривой из сейсмических данных. Сравнивались такие параметры, как корреляция между синтетическими и наблюдаемыми сейсмотрассами в точках скважин, а также отклонение рассчитанной кривой импеданса от зарегистрированной в скважине. Оптимальному решению отвечает минимум обоих параметров. В процессе анализа был выбран алгоритм инверсии с жесткими ограничениями, подбор кривой акустической жесткости осуществляется путем итеративного определения оптимальных отклонений от начальной низкочастотной модели. С каждой итерацией различие между синтетической и исходной сейсмотрассами уменьшается. При этом отклонение оптимальной кривой акустической жесткости от начальной модели не должно превышать заданного порогового значения (*жесткой границы*). Для решения задачи был выбран алгоритм модельной

статочно точно обеспечивают восстановление сейсмического поля и кривых акустического импеданса для последующего использования.

На рис. 9 представлен график зависимости значений исходного и расчетного акустических импедансов в целевом интервале по 8 скважинам.

На рис. 10 результат расчета значений куба импеданса сравнивается с данными, полученными по скважине, предварительно отфильтрованными в сейсмическую полосу частот.

Основной целью получения инверсии являлось получение куба литологии формации Мирадор на основе анализа гистограммы распределения значений AI для интервалов коллектора и неколектора (рис. 11).

Рис. 8. Анализ ошибки восстановления AI на примере скв. ALT-06

Fig. 8. Analysis of AI error by the example of ALT-06 well

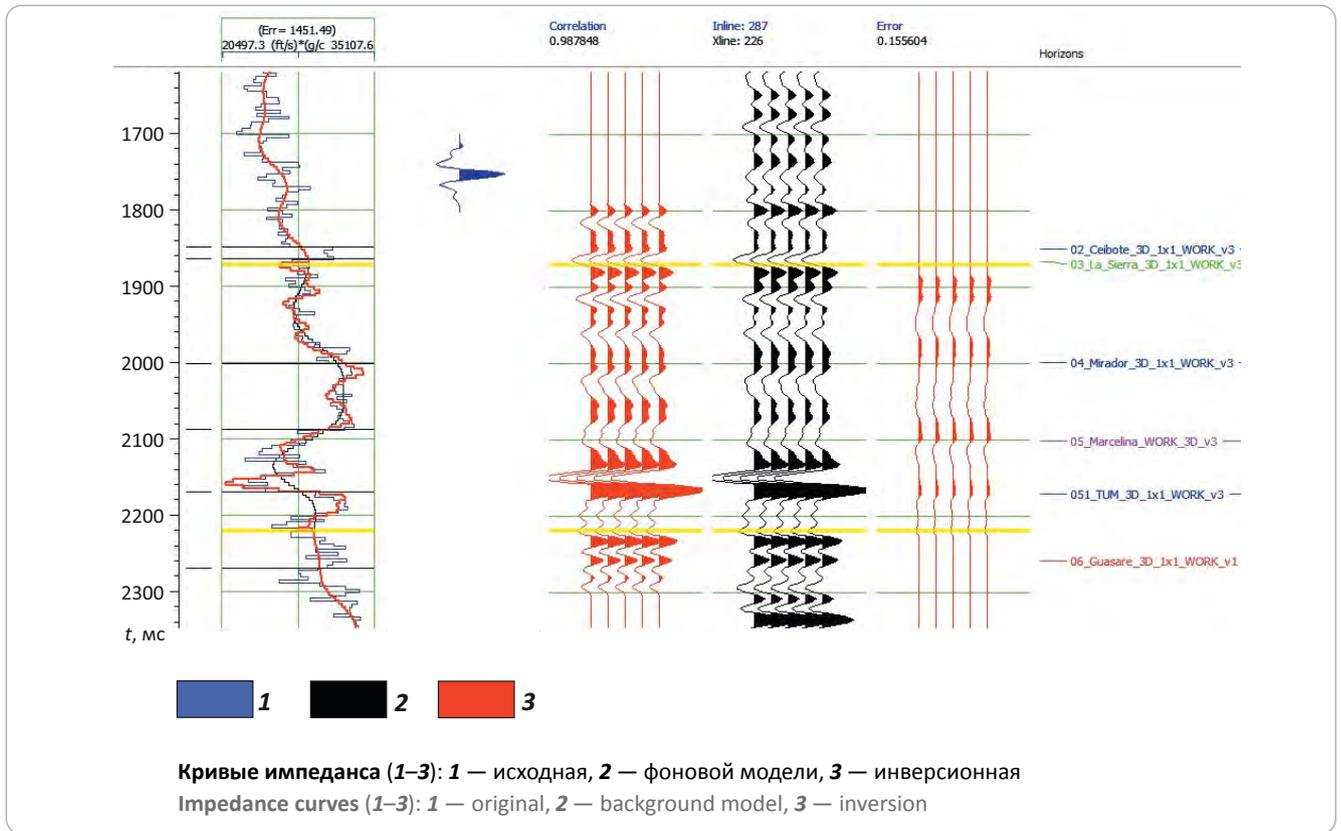


Рис. 9. График зависимости значений замеренного и расчетного импедансов в целевом интервале

Fig. 9. Diagram of P-impedance (inverted log) vs P-impedance (original log) in the target interval

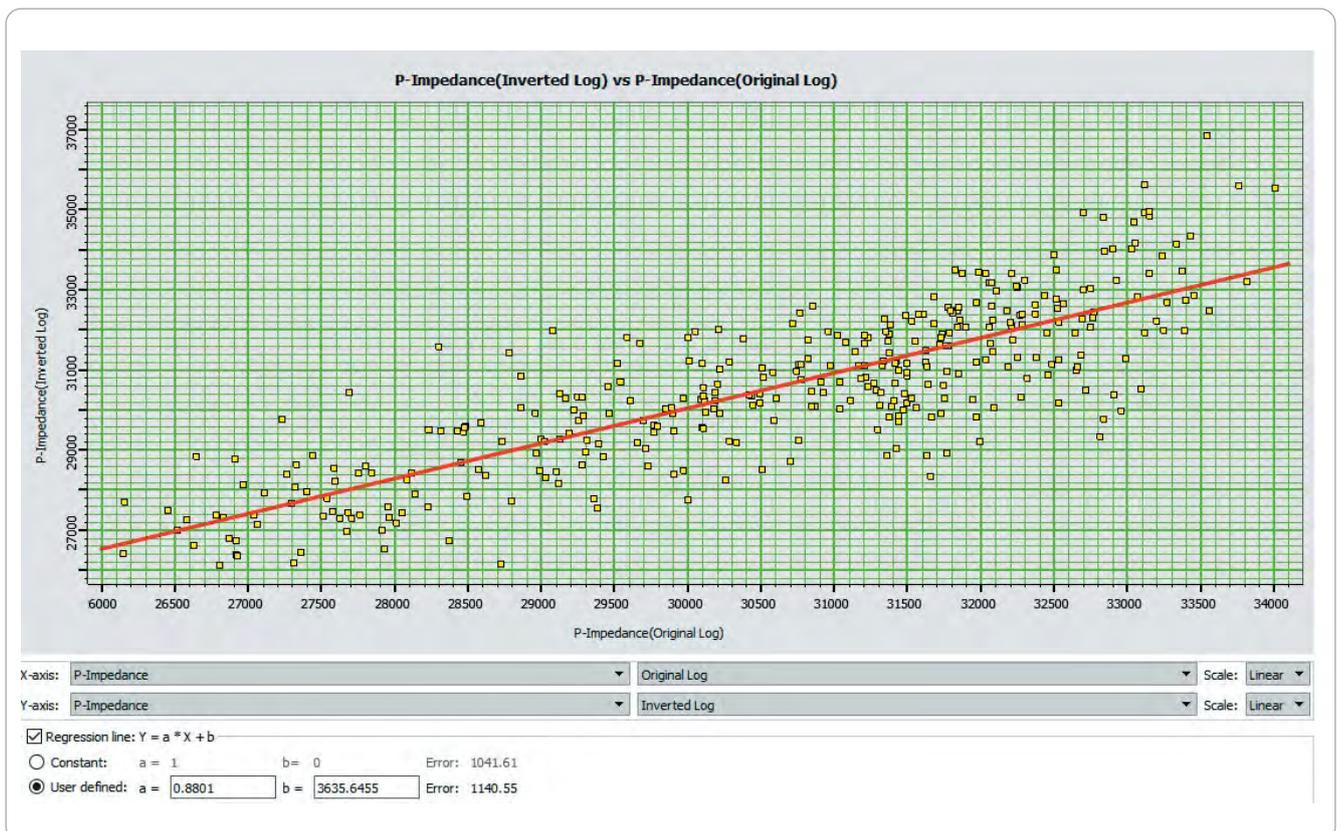
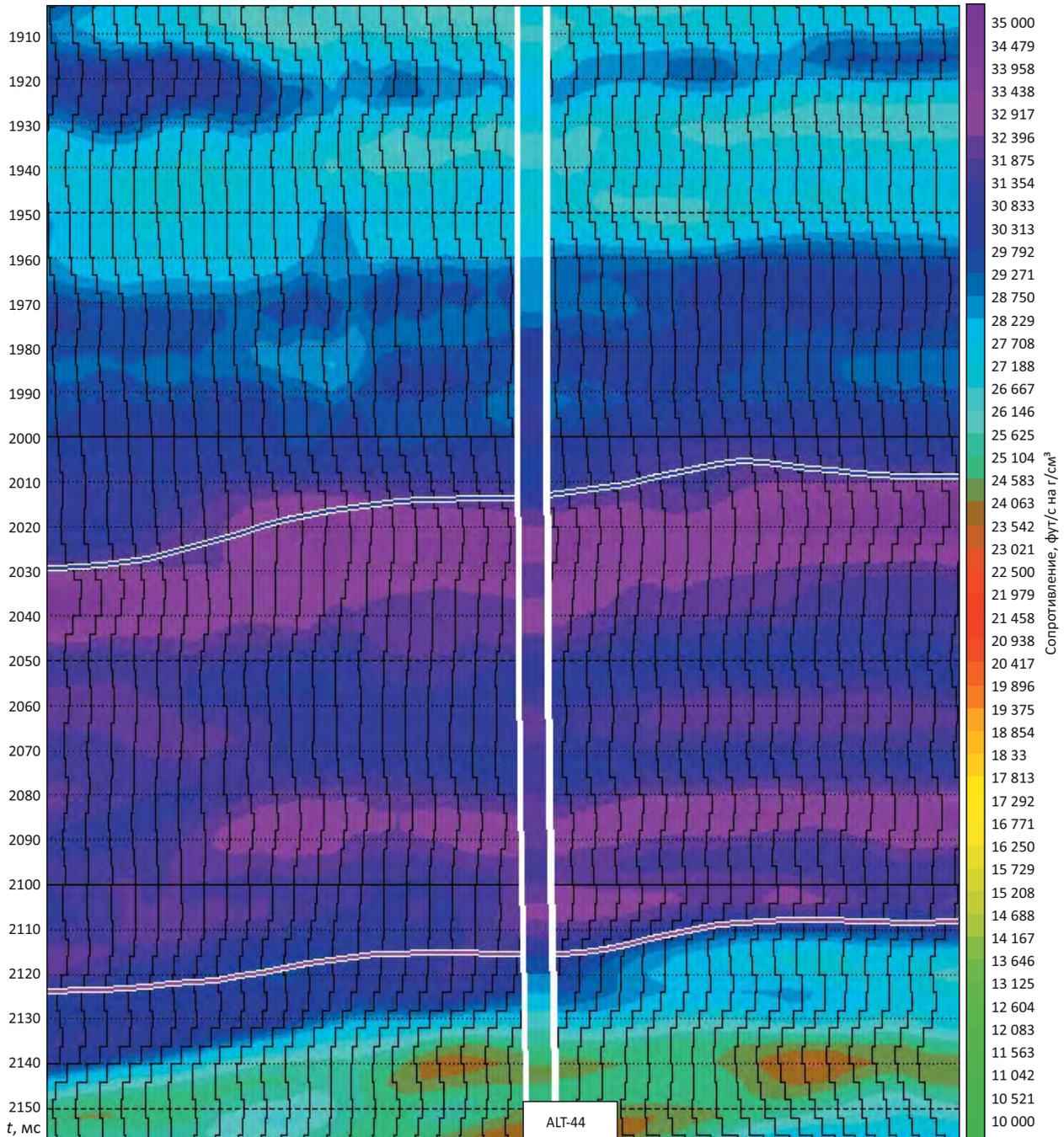




Рис. 10. Сравнение значений куба импеданса с отфильтрованными данными в сейсмической полосе частот на примере скв. ALT-44

Fig. 10. Comparison of the Impedance cube values with filtered data in seismic frequency bandwidth by the example of ALT-44 well



Разрез через скважины на рис. 12 показывает хорошую сходимость между скважинными данными и кубом литологии, цель инверсии достигнута. На основе использования архивного сейсмического материала получена дополнительная геологическая информация, которая позволит оценить эффективные толщины в межскважинном пространстве и подтвердить концептуальную модель отложений формации Мирадор.

Отложения формации Мирадор относятся к континентальным русловым. По данным ГИС формация продуктивна на месторождении Альтуритас. Испытания по формации отсутствуют¹.

Общая толщина по скважинам варьирует от 101 до 1081 фут. Вскрытая скважинами эффективная

¹Вирский Д.А. Мирясова Я.А., Алейников Е.В. Отчет «Проект разработки и оптимизации системы заведения формации Марселина месторождения Альтуритас». – Тюмень : ТННЦ, 2018. – 294 с.

Рис. 11. Сравнение полученного куба литологии (А) с кубом AI (В) на примере скв. ALT-44
Fig. 11. Comparison of the obtained lithology cube (A) and AI cube (B) by the example of ALT-44 well

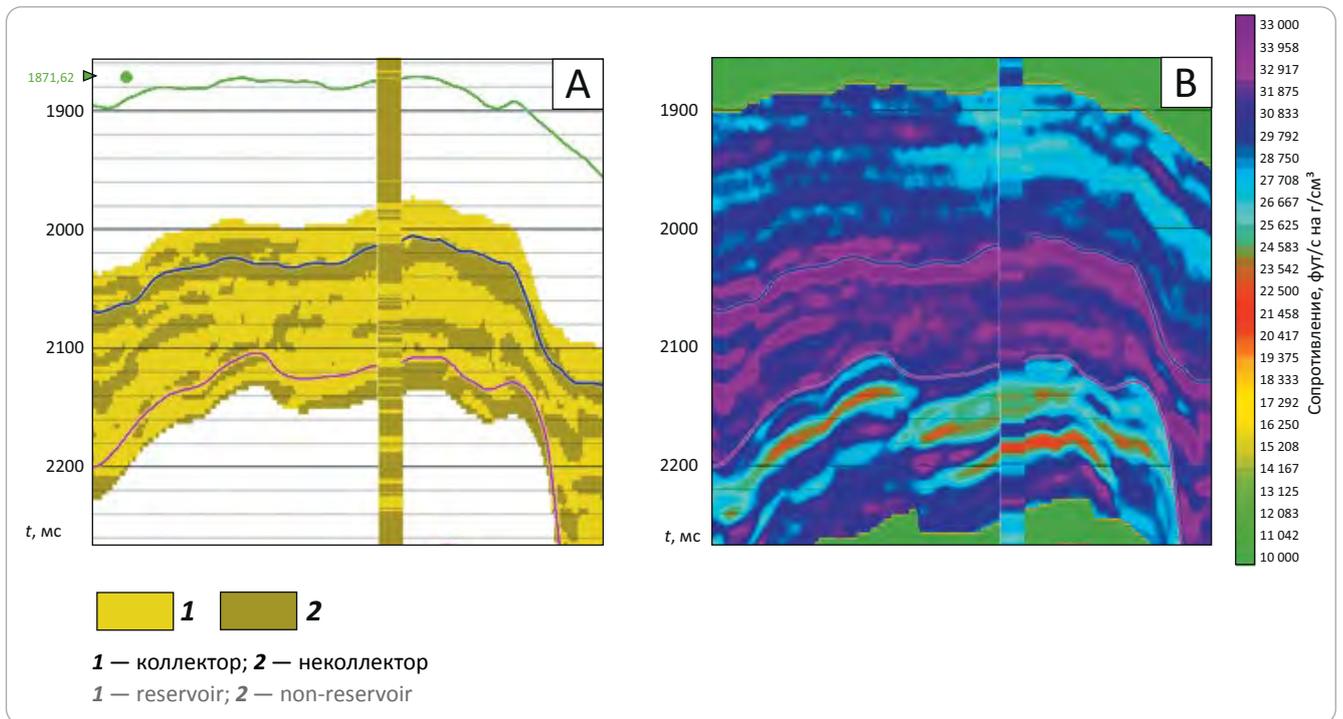


Рис. 12. Разрез куба литологии через скважины
Fig. 12. Section across the lithology cube along the wells

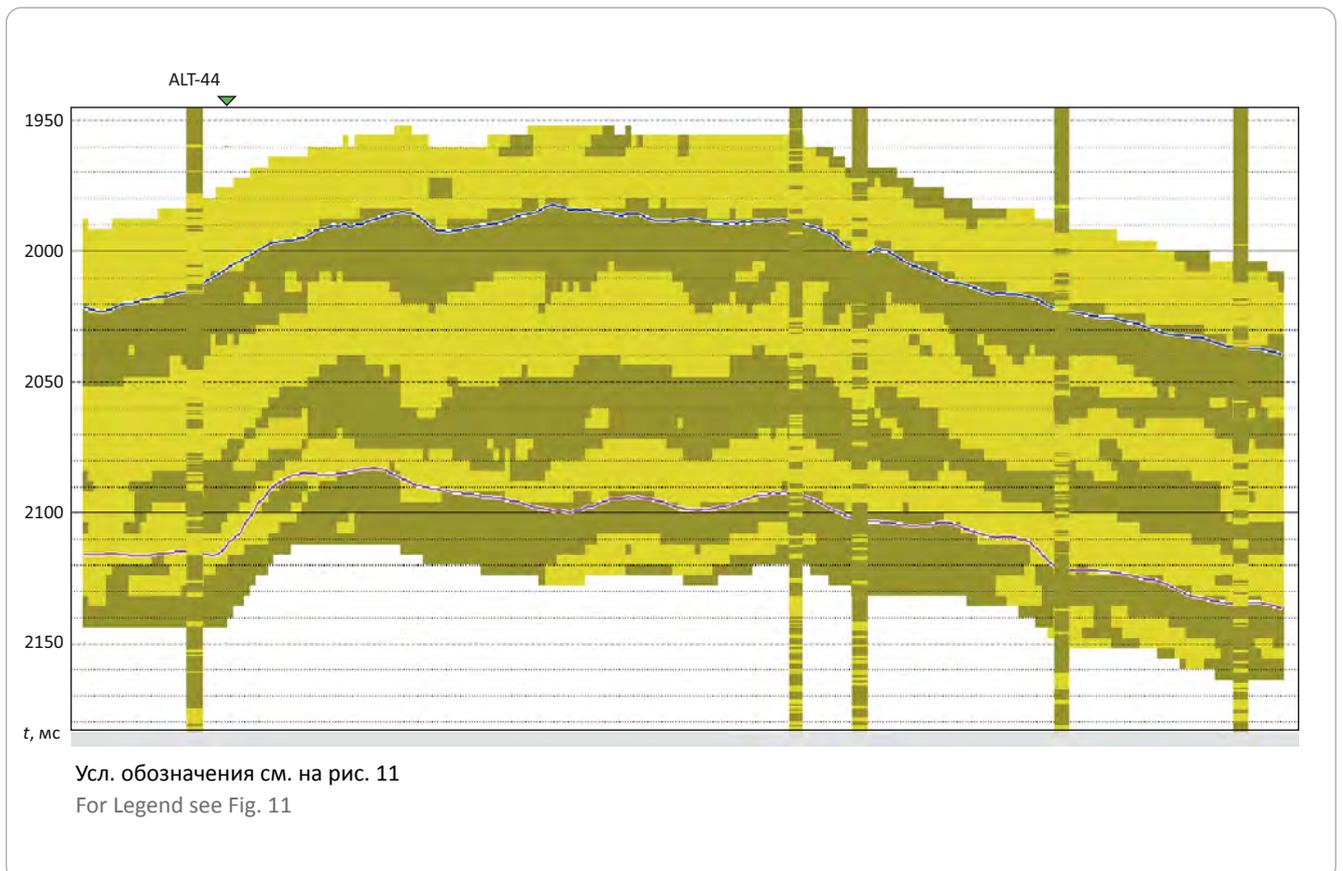
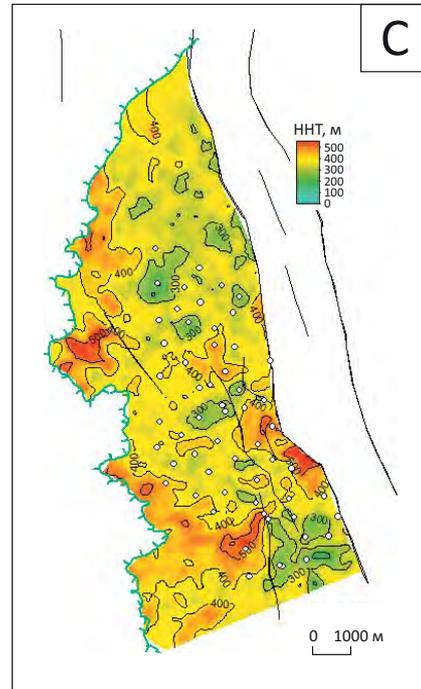
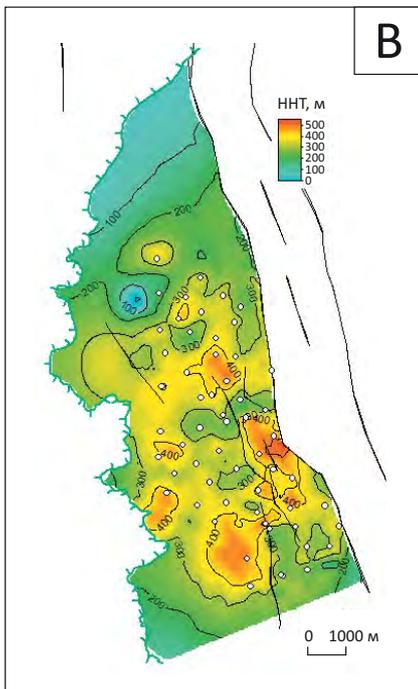
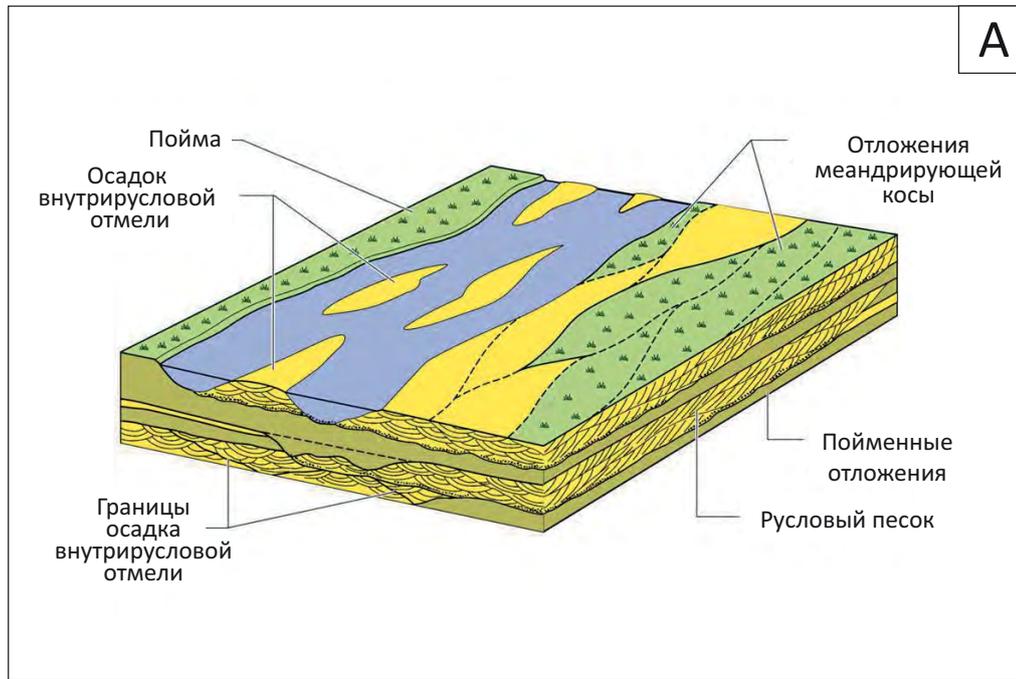


Рис. 13. Сравнение распределения эффективных нефтенасыщенных толщин на основе скважинных данных и с прогнозным кубом литологии

Fig. 13. Comparison of net oil thickness distribution based on well data and the predicted lithology cube



- 1
- / 2
- 3
- 200— 4

A — концептуальное представление осадконакопления формации Мирадор (по [4]), B — карта нефтенасыщенных толщин, построенная на основе скважинных данных, C — карта нефтенасыщенных толщин, построенная на основе прогнозного куба литологии.

1 — скважина; 2 — разлом; 3 — линия замещения; 4 — изопахиты нефтенасыщенных толщин, м

A — conceptual view of the Mirador formation deposition (according to [4]), B — oil saturated thickness map created using well data, C — oil saturated thickness map based on the predicted lithology cube.

1 — well; 2 — fault; 3 — reservoir limit; 4 — contour lines of oil saturated thickness, m

толщина пласта и нефтенасыщенная толщина изменяется от 117,9 до 486,3 фут.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Концептуальная модель осадконакопления формации Мирадор описывается системой разветвленных рек, представляющих собой сеть ветвящихся рукавов с низкой извилистостью русла (рис. 13 А) [4]. Прогнозирование коллекторов формации — задача трудоемкая, особенно на удаленном расстоянии от скважин. В связи с этим куб литологии позволил более точно описать распре-

ленные эффективные нефтенасыщенные толщины вне залежи (рис. 13 В, С).

Выводы

В статье продемонстрирована возможность использования акустической детерминистической инверсии и прогнозирования куба литологии на основе архивного сейсмического материала и скважинных данных. Полученные результаты могут быть использованы для построения геологической модели формации Мирадор и доразведки полученного объекта в качестве увеличения ресурсной базы.

Литература

1. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Шаров С.А., Яковлев И.В., Приезжев И.И. Почти все о сейсмической инверсии // Технологии сейсморазведки. – 2009. – № 4. – С. 3–16.
2. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. – М. : РГУ нефти и газа, 2001. – 68 с.
3. *Guide to Post-stack Inversion* Hampson-Russell Software. – CGG, 2018. – 84 с.
4. *Nichols G. Sedimentology and stratigraphy: 2nd ed.* – UK : Wiley-Blackwell Publishing, 2009. – 432 с.

References

1. *Ampilov Yu.P., Barkov A.Yu., Sharov S.A., Yakovlev I.V., Priezzhev I.I. Pochti vse o seismicheskoi inversii [Almost everything about Seismic Inversion]. Tekhnologii seismorazvedki. 2009;(4):3–16. In Russ.*
2. *Voskresenskii Yu.N. Izuchenie izmenenii amplitud seismicheskikh otrazhenii dlya poiskov i razvedki zalezhei uglevodorodov [Studies of seismic reflection amplitude changes in exploration and prospecting for hydrocarbon accumulations]. Moscow: RGU нефти i gaza; 2001. 68 p. In Russ.*
3. *Guide to Post-stack Inversion* Hampson-Russell Software. CGG; 2018. 84 p.
4. *Nichols G. Sedimentology and stratigraphy: 2nd ed.* UK: Wiley-Blackwell Publishing; 2009. 432 p.

Информация об авторах

Мельников Александр Валерьевич

Менеджер

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625002 Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
e-mail: avmelnikov2@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-4587-1788

Коряков Дмитрий Андреевич

Главный специалист

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625002 Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
e-mail: dakoryakov@tnnc.rosneft.ru

Мирясова Яна Андреевна

Эксперт

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625002 Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
e-mail: yamiryasova@tnnc.rosneft.ru

Information about authors

Aleksandr V. Mel'nikov

Manager

Tyumen Petroleum Research Center,
79/1, Osipenko street, Tyumen, 625002, Russia
e-mail: avmelnikov2@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-4587-1788

Dmitrii A. Koryakov

Chief Specialist

Tyumen Petroleum Research Center,
79/1, Osipenko street, Tyumen, 625002, Russia
e-mail: dakoryakov@tnnc.rosneft.ru

Yana A. Miryasova

Expert

Tyumen Petroleum Research Center,
79/1, Osipenko street, Tyumen, 625002, Russia
e-mail: yamiryasova@tnnc.rosneft.ru

ГЕОМОДЕЛЬ



ГЕОБАЙКАЛ'22

7-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ
1 НОЯБРЯ 2022 Г.

27 ФЕВРАЛЯ - 3 МАРТА 2023 Г. | ИРКУТСК, РОССИЯ

www.geomodel.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 552.5

DOI 10.31087/0016-7894-2022-5-51-61

Литологический состав и обстановки накопления нижневендских отложений на юго-западном склоне Непского свода (Восточная Сибирь)

© 2022 г. | М.Д. Балагуров^{1,2}¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; maxim_balagurov@mail.ru;²ООО «Арктический научный центр», Москва, Россия

Поступила 20.06.2022 г.

Доработана 19.08.2022 г.

Принята к печати 22.08.2022 г.

Ключевые слова: вендские отложения; литология; песчаники; эвапориты; минеральные ассоциации; засоленность; акустический импеданс.

Аннотация: На территории одного из крупных нефтегазовых месторождений Восточной Сибири, расположенного в юго-западной части Непского свода, было выполнено поисково-разведочное бурение с полным отбором керна из основных нефтегазоносных интервалов, в том числе получен керновый материал из нижней части осадочного чехла, сложенного вендскими осадочными отложениями непской свиты. По керну были проведены лабораторные исследования для детальной характеристики интервалов развития слабозасолоненных коллекторов в разрезе нижневендских пород нижненепской подсвиты, которые являются объектом исследования в представленной статье. В данной статье освещаются результаты преимущественно лабораторных исследований литологического состава нижненепских пород. В разрезах скважин выделена последовательность циклопачек, слагающих базальную, среднюю и верхнюю толщи нижненепской подсвиты. Каждая группа пород отличается различными литолого-седиментологическими характеристиками, коллекторскими свойствами, степенью засоленности и глинизации. Наиболее засолены и карбонатизированы мелко- и среднезернистые мезомиктовые песчаники средней толщи подсвиты, в меньшей степени — мелкозернистые аркозовые песчаники верхней толщи. Ряд относительно близкорасположенных скважин в центральном секторе площади исследования похож высоким содержанием минералов преимущественно сульфатной группы эвапоритов и карбонатных минералов в составе пород средней толщи нижненепской подсвиты. Среди карбонатных минералов преобладает доломит, которым нацело сложены отдельные пропластки. Он также присутствует в виде цемента в линзах и прослоях песчаников, в отдельных образцах его содержание превышает 90 %. В скважине, пробуренной на периферии участка в западном секторе района исследований, характер разреза в интервале средней толщи существенно отличается. Были вскрыты обломочные отложения, преимущественно засоленные галитом по всему разрезу исследуемого интервала. На основе комплексного анализа имеющихся геолого-геофизических данных охарактеризован литологический состав пород и установлены интервалы развития солей в разрезах скважин, а также предложен методический подход в целях прогноза зон засоленности терригенных пород и зон перспективных для поисково-разведочного бурения, применение которого возможно уже на этапе начальной интерпретации материалов сейсморазведки 3D.

Для цитирования: Балагуров М.Д. Литологический состав и обстановки накопления нижневендских отложений на юго-западном склоне Непского свода (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 5. – С. 51–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-51-61.

Lower Vendian deposits in south-western slope of Nepsky Arch (Eastern Siberia): lithology and depositional settings

© 2022 | M.D. Balagurov^{1,2}¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; maxim_balagurov@mail.ru;²Arctic Research Center, Moscow, Russia

Received 20.06.2022

Revised 19.08.2022

Accepted for publication 22.08.2022

Key words: Vendian deposits; lithology; sandstone; evaporite; mineral assemblage; salinization; Acoustic Impedance.

Abstract: In one of the large East Siberian oil and gas field situated in the south-western part of the Nepsky Arch, exploratory drilling with total coring of the main oil and gas bearing intervals was carried out, including the coring of the basal part of sedimentary cover composed of the Nepsky Fm Vendian sediments. The core was subjected to laboratory studies with the purpose of detailed description of the lightly saline Lower Vendian Nizhnenepsky reservoir intervals, and they are the subject of research in this work. This paper mainly presents the results of the laboratory studies of the Nizhnenepsky rock lithology. A sequence of the cycle members composing the basal, middle, and upper series of the Nizhnenepsky Member is identified. Each rock group has different lithological and sedimentological characteristics, reservoir properties, degree of salinization and silting. Fine- and medium grained mesomictic sandstone from the middle section of the member are the most saline and carbonated, and fine-grained arkosic sandstone of the upper section are lesser saline and carbonated.

A number of relatively approximate wells in the center of the study area are similar in terms of high content of mainly sulphate group of evaporites and carbonate minerals in the rocks of the middle section of the Nizhnenepsky Member. Among the carbonate minerals, dolomite that entirely composes individual layers is dominating. It is also present as cement in sandstone lenses and interlayers, in certain samples its content exceeds 90 %. In the well drilled in the marginal western segment of the study area, the section pattern in the middle interval is markedly different. Clastic halite-saline deposits were encountered throughout the section of the target interval. Basing on the integrated analysis of the available geological and geophysical data, lithologies of the rocks are described, and salt occurrence intervals are identified in the well columns. In addition, a methodological approach to predicting zones of salinization of terrigenous rocks and zones promising for exploratory drilling is proposed that can be used as early as the initial interpretation of 3D seismic data.

For citation: Balagurov M.D. Lower Vendian deposits in south-western slope of Nepsky Arch (Eastern Siberia): lithology and depositional settings. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(5):51–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-51-61. In Russ.

Введение

Сегодня Восточная Сибирь — один из центров добычи УВ-сырья в России. Наиболее изученным геолого-геофизическими работами и перспективным на наличие залежей нефти и газа районом Восточной Сибири является территория Непского свода, где в настоящее время открыты десятки крупных и мелких месторождений.

Объектом исследований являются нефтегазные нижневендские терригенные отложения нижненепской подсвиты, залегающие в основании разреза осадочного чехла юго-западного склона Непского свода. Их сложное геологическое строение освещалось в трудах многих исследователей: В.В. Самсонова (1965, 1969, 1975), Г.Б. Сальмана, Р.Г. Дорошко, Л.И. Несмеяновой, Н.А. Кицис (1968), И.П. Карасева (1971), И.А. Верещако, В.Ф. Горбачева, Ю.А. Пригулы (1975), В.Б. Корнева, Ю.С. Кувыкина (1975), Г.Х. Дикинштейна, В.В. Семеновича (1977), С.Л. Артюнова, О.Н. Карасева, В.Н. Юркова (1977), Н.М. Музыченко, Ю.В. Самсонова, А.Н. Дмитриевского (1980), Л.Н. Фомичевой (1984), Н.В. Мельникова (1984) и др.

Трудности в освоении уже открытых залежей УВ связаны с литологической неоднородностью нижневендских пород, обусловленной их фациальной изменчивостью и значительной степенью трансформации в диа- и катагенезе. Наличие эффективных толщин по скважинам, а значит, и их продуктивность определяются главным образом вторичными преобразованиями осадочных отложений, среди которых ключевую роль играют галитизация и ангидритизация [1]. Обнаружение новых залежей УВ осложняется отсутствием традиционных структурных ловушек. В связи с этим актуальность приобретают палеогеографические реконструкции осадконакопления, основанные на новых геолого-геофизических данных, учитывающих структурно-текстурные особенности и минеральный состав нижневендских отложений, за счет которых образованы природные резервуары в пределах площади исследования (рис. 1).

Для обеспечения прогноза зон засоления нижневендских пород и зон распространения пород-коллекторов с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами проведены следующие работы: литолого-седиментологическое описание

пород, анализ фильтрационно-емкостных свойств потенциальных пород-коллекторов, а также построение структурно-тектонической модели площади исследования и динамический анализ сейсмического волнового поля. Данная статья освещает результаты преимущественно литологических исследований.

Входные данные и методы исследований

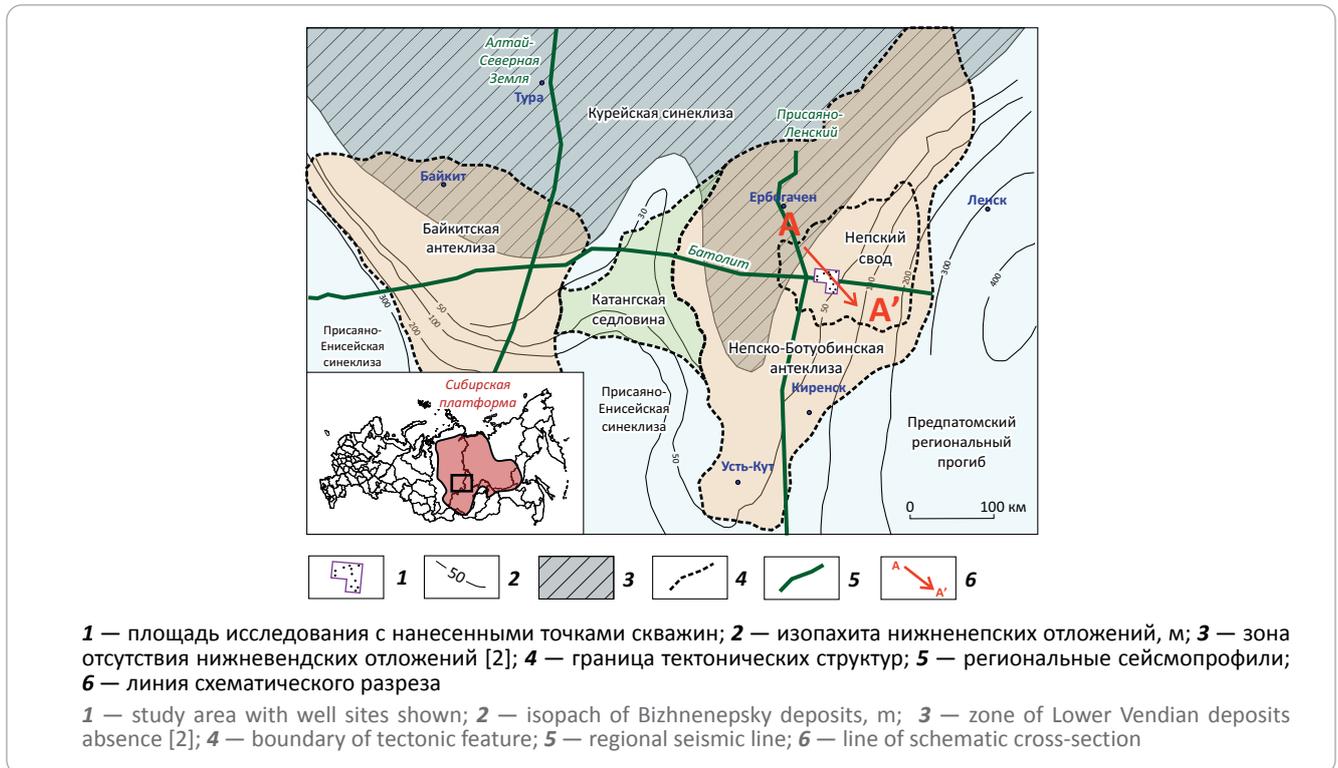
В статье приведен комплекс литологических, петрофизических и геофизических исследований.

Литологические исследования включают: описание керн и шлифов; гранулометрический, минералогический и химический анализы состава пород; исследование структуры пустотного пространства пород-коллекторов методами оптической электронной микроскопии. Изучены разрезы скважин, при бурении которых проводился полный отбор керн. В результате лабораторных исследований образцов керн получены данные об их вещественном составе и характере постседиментационных изменений.

Петрофизические исследования включают расчет пористости и проницаемости отложений, в частности образцов пород до и после растворения галита из их порового пространства, а также съемку этих образцов методом компьютерной томографии. В комплексе с полученными результатами лабораторных исследований керн используются результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), в том числе методов широкополосного акустического и плотностного каротажа. Это позволяет подтвердить предположение о разделении свойств пород-коллекторов и неколекторов, а также их засоленных разностей в полях упругих параметров — отношения скорости продольных и поперечных волн (V_p/V_s) и акустического импеданса ($V_p \cdot \rho$, $V_s \cdot \rho$), а также дает возможность дальнейшего прогноза зон засоления пород с использованием данных сейсморазведки.

Геофизические исследования включают интерпретацию сейсмических данных МОГТ-3D, расчет кубов акустических и синхронных инверсий, динамический анализ сейсмических данных, что в комплексе со всеми результатами работ обеспечивает непосредственный прогноз зон засоления нижненепских пород в пространстве.

Рис. 1. Схема района исследований с наложенными изопактами нижневендских пород
Fig. 1. Location map of the study area with superimposed isopachs of Lower Vendian rocks



Литологические исследования

Нижненепская подсвита, изученная по керну скважин 1, 3, 4, 5 и 6, описана с применением анализа цикличности в масштабе 1:20 [3]. Это позволило рассмотреть элементарные циклиты толщиной от 0,2 м, затем выделить циклопачки толщиной 3–10 м и в них проанализировать распределение эвапоритов. Характерные последовательности циклопачек (ЦП) группируются в толщи — базальную, среднюю и верхнюю, толщина которых варьирует от 3 до 25 м (рис. 2).

В данном случае это циклиты высшего порядка, в составе и строении которых отражены этапы седиментации раннего венда — начальный, средний и поздний соответственно. Реконструкция обстановок осадконакопления основана на выделении генетических типов отложений по комплексу литологических признаков, типу породных последовательностей [4, 5] с учетом региональных палеогеографических построений [2, 6].

Начальный этап на площади исследования ознаменовался накоплением в низах базальной толщи красноцветного песчано-глинистого делювия (ЦП-I, глубина залегания 1715–1800 м) и пестроцветного дресвяно-глинисто-песчаного коллювия (ЦП-II, глубина залегания 1710–1795 м) суммарной толщиной до 15 м. Эти осадочные отложения залегают с угловым и стратиграфическим несогласием на породах кристаллического фундамента (рис. 3 А). Из результатов описания керна и шлифов следует, что терригенные породы ЦП-I и ЦП-II характери-

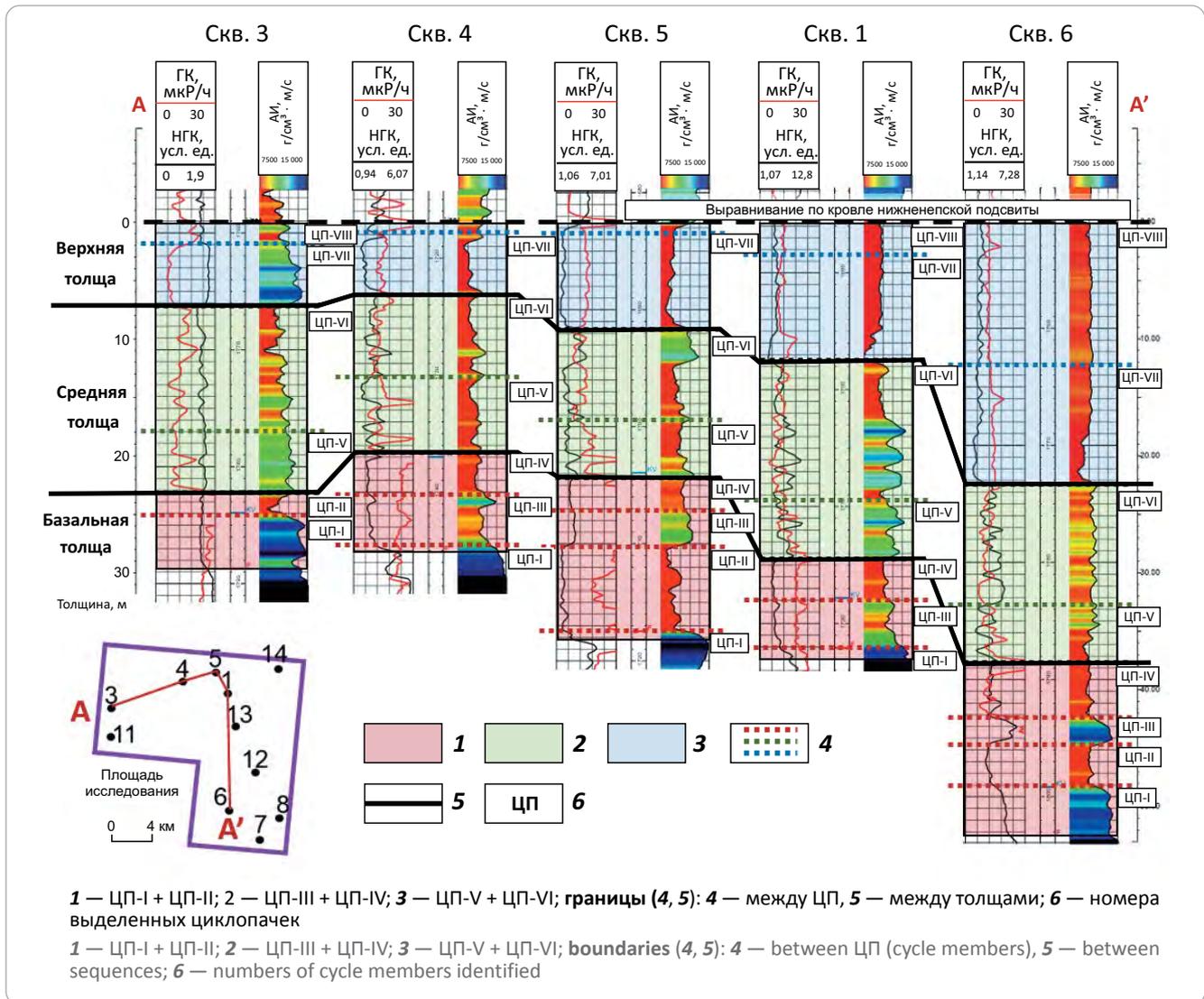
зуются массивной и линзовидной (см. рис. 3 В, С), иногда слоистой текстурой, а также следами оползания. Среди образцов преобладают преимущественно слабосцементированные породы, главным образом мезомиктовые песчаники (по классификации Шванова В.Н., 1987), средне-крупнозернистые, гравелитистые, с ангидрит-карбонатным поровым цементом, с различным содержанием глинистого материала и в разной степени засоленные и доломитизированные. Это плохо сортированные обломочные породы, зерна кварца в которых имеют удлиненную и изометричную, полуугловатую, полукатанную форму.

Эти породы отличаются выдержанностью по площади. Из-за значительного содержания глинистых частиц (по результатам определения минерального состава пород методом рентгенофазового анализа до 75–80 %) и аксессуарных минералов, таких как монацит, базальные породы отчетливо выделяются на кривых гамма-каротажа аномально высокой радиоактивностью, что позволяет использовать их в качестве маркирующего литотипа при проведении межскважинной корреляции [7].

Выше по разрезу толщи песчаники и алевролиты слагают ЦП-III и ЦП-IV (глубины залегания 1700–1795 и 1705–1790 м соответственно). Эти породы согласно залегают на подстилающих отложениях, среди них наблюдаются разности пестроцветные, ангидритизированные приливной зоны и коричневые флювиального и мелководно-морского генезиса. Верхняя часть ЦП-IV (см. рис. 3 Д) в сква-



Рис. 2. Циклическое строение нижневендских пород в разрезах скважин 3, 4, 5, 1, 6
Fig. 2. Cyclic structure of Lower Vendian rocks in 3, 4, 5, 1, 6 well columns



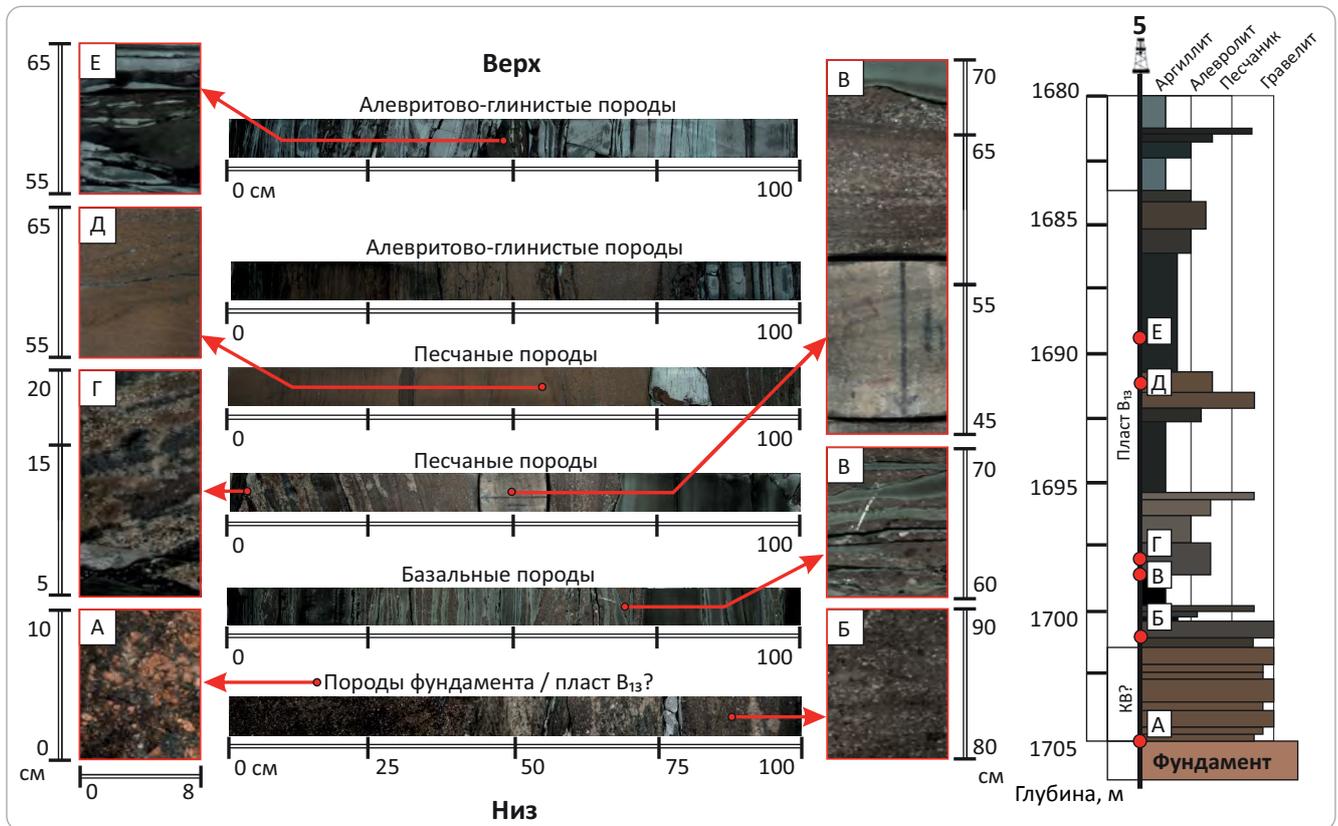
жинах 1, 4, 5 представлена косослоистыми кварцево-граувакковыми песчаниками с ангидрит-карбонатным базально-поровым цементом. В основании элементарных циклитов они крупнозернистые, гравелитистые, выше — средне-мелкозернистые, с разнонаправленной слоистостью. В кровле толщи песчаники слабощементированы порово-пленочным железисто-глинистым и эвапоритово-карбонатным цементом. Слабая сортировка и форма зерен кварца схожи с представленными в подстилающих породах ЦП-I и ЦП-II. К юго-востоку, в скв. 6, через 0,2–0,3 м вскрыто чередование пестроцветных ритмов алевролитово-песчаных, глинисто-алевролитовых, алевролитово-глинистых приливной полосы. Таким образом, на рассмотренном этапе, завершившемся трансгрессией моря, проявились признаки аридизации климата и сформировались мелководные песчаные тела коллекторов, содержащие на юго-востоке площади скопления УВ.

Гранулометрический состав обломочных пород определялся ситовым методом с использованием

набора из 11 сит: 1,6; 1; 0,63; 0,5; 0,42; 0,315; 0,25; 0,125; 0,1; 0,71 и 0,063 мм. В работе использовалась широко распространенная в нефтяной геологии классификация терригенных пород по размерности зерен (обломков), основанная на десятичной метрической системе [8]. Гранулометрия обломочных пород ЦП-II – ЦП-IV описывается логнормальным распределением. Наибольшее количество обломочных зерен (более 50 %) оказалось сосредоточено во фракциях более 1,6 и 1–0,5 мм. Таким образом, базальная толща образована гравелитами и крупнозернистыми песчаниками с цементом, который представлен материалом алевритовой и пелитовой размерности (до 40 % объема породы). Таким же материалом сложены отдельные пропластки и линзы, наблюдаемые в шлифах.

Средний этап характеризовался продолжением литофациальной дифференциации, проявившейся в конце предшествующего времени. Средняя толща (ЦП-V, ЦП-VI) суммарной толщиной до 20 м залегает на подстилающих базальных породах на

Рис. 3. Строение нижненепских отложений скв. 5
Fig. 3. Structure of Nizhnepesky deposits, Well 5



глубине от 1690 до 1785 м по неровной границе со следами эрозионного вреза. В скв. 3 темноцветная грубообломочно-песчаная ЦП-V (5 м) флювиальных отложений, разгрузавшихся в приливной зоне, сменяется вверх по разрезу пестрыми глинисто-алевритово-песчаными породами ЦП-VI (10 м), их элементарные циклиты образованы чередованием отложений приливной полосы и мелководья. В скважинах 1, 4, 5, 6 мелководные песчаники ЦП-V и песчаники зон дюн и мелководья ЦП-VI засолены, доломитизированы и содержат пленочный битумный цемент. Алевритово-гравелитисто-песчаная ЦП-VI (7 м) накапливалась в условиях переменных обстановок зоны дюн и мелководья, перекрыта коричневыми сульфатизированными и галитизированными алевролитами себхи.

Породы ЦП-V характеризуются преобладанием хорошо развитой разнонаправленной косой и линзовидной слоистости, прекрасно выраженной не только в песчаниках, но также в алевролитах и алевритовых глинах (см. рис. 3 Е). В составе преобладают мезомиктовые песчаники с нормальным симметричным и логнормальным распределением песчаных фракций. При этом наибольшее содержание частиц песчаной размерности фиксируется во фракции 0,25–0,125 мм. Поровый цемент песчаников представлен частицами мелкоалевритовой и пелитовой размерности, содержание которых редко превышает 10 %. С уменьшением размерности песчаных зерен улучшается степень их окатанности и сортированность породы. В верхней части толщи,

в полевошпатово-кварцевых граувякковых песчаниках ЦП-VI (рис. 3 F) появляются прослои крупнозернистых и гравелитистых песчаников, толщина которых не превышает 0,3 м.

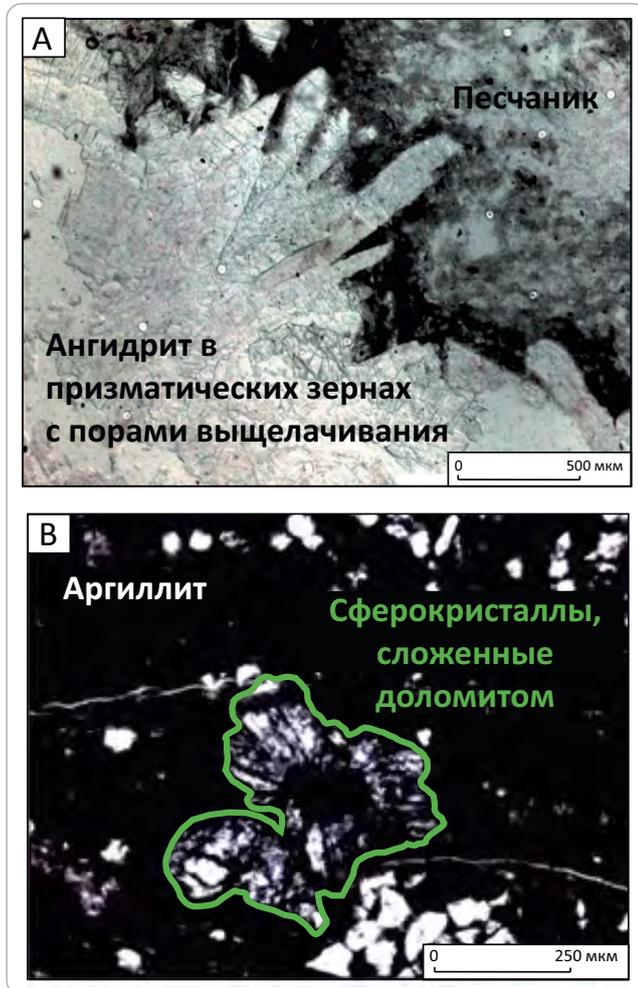
В центральном секторе площади характер разреза в интервале средней толщи существенно иной. В разрезе скв. 5 фиксируется преобладание разнозернистых песчаных пород, включающих линзы доломитов и ангидритов (рис. 4), а также линзы, сложенные мелкозернистым песчаным материалом. Все это свидетельствует о приближении к береговой линии и источнику сноса терригенного материала.

Детальное описание керна, исследование шлифов, а также изучение методами рентгенодифрактометрического и электронно-микроскопического анализа показало, что породы ЦП-V и ЦП-VI в скважинах 1, 4, 6 также содержат линзы доломитов и ангидритов, иногда с включениями доломитовых известняков и мергелей. Преобладает доломит, которым нацело сложены отдельные пропластки. Он также присутствует в виде цемента в линзах и прослоях песчаников. В отдельных образцах его содержание превышает 90 % (рис. 5). Сохранившиеся текстурные и структурные признаки позволяют предположить, что он замещает карбонатные кальцитовые пленки, выделенные цианобактериями в процессе формирования микробных построек. В отдельных прослоях с доломитом ассоциируют гипс и ангидрит, вместе с которыми в небольшом количестве нередко присутствует галит.



Рис. 4. Фотографии шлифов нижневендских осадочных отложений с различным проявлением минералов группы сульфатов (А) и минералов карбонатной группы (В)

Fig. 4. Photos of thin sections from Lower Vendian sedimentary deposits with different patterns of sulphate minerals (A) and carbonate minerals (B)



По результатам рентгенодифрактометрического анализа в составе средней толщи фиксируются три ассоциации, сложенные карбонатами и минеральными солями: кальцит-доломит-ангидритовая, доломит-ангидрит-кальцит-галитовая и кальцит-доломит-галитовая (см. рис. 5). К первой ассоциации принадлежат породы ЦП-V, ко второй — ЦП-VI. Их разделяет маломощный прослой аргиллитов. Третья, кальцит-доломит-галитовая, ассоциация характерна для средне-мелкозернистых прикровельных песчаников ЦП-VI. Содержат галита и кальцита, которым заполнены поры в этих породах, достигает 15–20 %. В глинистых прослоях, подстилающих и перекрывающих песчаники, также присутствуют минералы солей сульфатной и хлоридной групп — гипс и галит. Их содержания, однако, не превышают 10 %.

Вполне вероятно, что описываемые отложения аккумуляровались в небольшой лагуне, которая располагалась в береговой зоне мелководно-мор-

ского бассейна. При испарении морской воды в осадок первым выпадал доломит, иногда вместе с кальцитом. Вслед за ними осаждались гипс и ангидрит. Эти последовательности согласуются с результатами работ по стадийному анализу осаждения минеральных солей из насыщенных растворов ([8, 9] и др.).

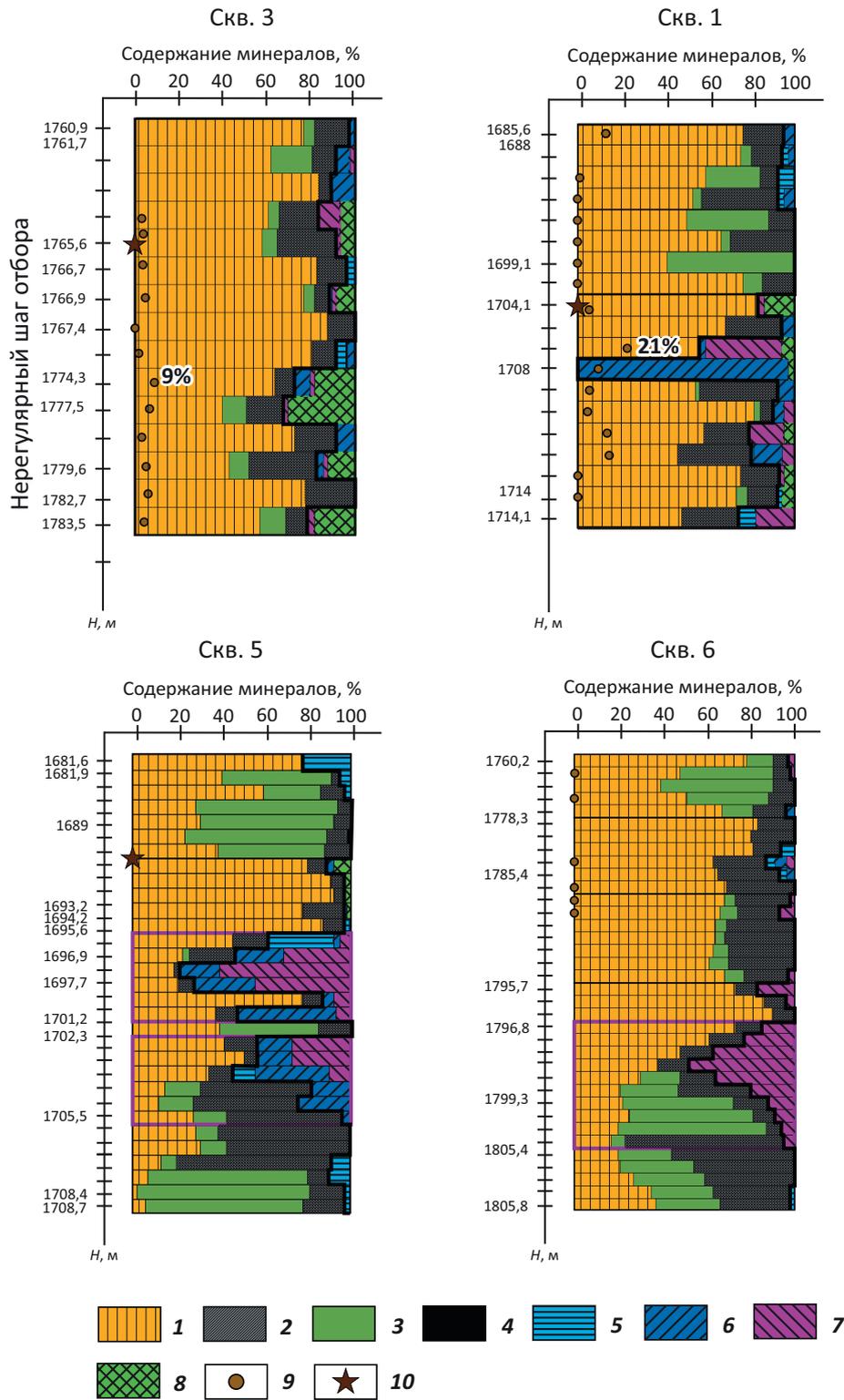
Помимо отмеченных выше эвапоритов, в песчаниках нижненепской подсвиги присутствуют минеральные соли вторичного генезиса. Речь идет о галитовом цементе, который на отдельных участках почти полностью заполняет поровое пространство в песчаных породах. Как полагают многие исследователи, его образование было связано с перетоком рассолов из толщи усольских эвапоритов вниз по разрезу вендских отложений и раскристаллизацией этих рассолов в порах песчаников непской свиты [1, 10]. Вместе с галитом в составе цемента встречается сильвин.

Средний этап, продолжившийся трансгрессией с юго-востока и усилением аридизации климата, привел и к формированию глинистой покрывки в кровле средней толщи. По результатам определения минерального состава глинистой фракции горных пород методом полуколичественного рентгенофазового анализа глинистые разности представлены в породах преимущественно смешанослойными образованиями ряда хлорит – гидрослюда с примесью гидрослюдисто-монтмориллонитовых разностей (до 10 %).

Поздний этап накопления нижненепских осадочных толщ связан с дальнейшей трансгрессией моря и некоторым нивелированием обстановок седиментации. Циклопачки VII – VIII верхней толщи (глубина залегания от 1680 до 1760 м, толщина от 5 до 15 м) формировались в условиях чередования мелководных и преобладания приливных обстановок седиментации (см. рис. 3 G). Представлены они преимущественно мелкозернистыми аркозовыми песчаниками с карбонатно-глинистым поровым цементом. Песчаники преимущественно хорошо сортированы, зерна кварца изометричные, часто неправильной формы, с тонкими прерывистыми регенерационными каемками. Наибольшее содержание частиц алевритовой размерности фиксируется во фракции 0,05–0,01 мм (более 70 %).

В центральном секторе района исследований, по мере удаления от источника сноса терригенного материала (скв. 1), размеры песчаных частиц существенно уменьшаются, а облик гистограмм песчаных пород по всему разрезу нижненепской подсвиги становится более однообразным. На большинстве из них хорошо выражены два пика: меньший отвечает фракции 0,1–0,063 мм, больший — фракции 0,05–0,01 мм. При этом в образцах из песчаной пачки с ангидритами алевритовый и пелитовый материал практически отсутствует, что может указывать на многократную переработку и переотложение песчаного осадка. В скв. 6, расположенной значительно южнее, снова появляются

Рис. 5. Горизонтальные столбчатые диаграммы минерального состава пород
 Fig. 5. Bar charts of rock mineral composition



1 — кварц; 2 — полевые шпаты; 3 — глинистые минералы; 4 — пирит; 5 — кальцит; 6 — доломит; 7 — ангидрит; 8 — галит; 9 — анкерит; 10 — сидерит
 1 — quartz; 2 — feldspar; 3 — argillaceous minerals; 4 — pyrite; 5 — calcite; 6 — dolomite; 7 — anhydrite; 8 — halite; 9 — ankerite; 10 — siderite

гравелиты. В породах, в которых, помимо обломочного материала, присутствуют ангидрит и доломит, нередко снижено содержание частиц алевритовой и пелитовой размерности, что может свидетельствовать о сильной водной или ветровой динамике, проявившейся в этой части морского водоема.

Однако на западе их состав, по сравнению с циклопачками восточной части района, отличается большей песчаностью, присутствием сульфатизированных и доломитизированных гравелитов, дресвяно-гравелитистых прибрежных отложений. В верхней части толщи находятся ритмиты песчано-алевролитовые, перекрытые маломощными темноцветными пологонаклонными глинами межприливных осушек, со следами оползания и смятия, которые по неровной границе перекрыты карбонатно-сульфатно-терригенными породами верхне-непской подсвиты.

Среди исследованных скважин особое место занимает скв. 3. Она находится в западном секторе района работ на значительном удалении от других точек, где проводилось бурение. Выделяемые циклопачки в составе нижне-непской подсвиты сложены преимущественно мелко-среднезернистыми полевошпатово-кварцевыми граувакковыми песчаниками с галитовым поровым цементом. Встречаются средне- и крупнозернистые разности. На гистограммах всех изученных образцов по разрезу подсвиты выделяется пик, отвечающий мелкоалевритовой фракции 0,05–0,01 мм, что может свидетельствовать о стабильности существовавших здесь условий седиментации.

Эволюция ранневендского седиментогенеза проходила в условиях эвстатических колебаний уровня мирового океана, аридизации климата и вероятных поэтапных структурных перестроек [2, 11, 12].

Минеральный состав песчаников в разрезе нижне-непской подсвиты довольно изменчив. Он варьирует от олигомиктового и мезомиктового до грауваккового. Наибольшим распространением характеризуются кварцевые граувакки, к которым относятся многие мелкозернистые песчаники, среднезернистые разности с ангидритовым цементом, а также песчаные породы с доломитовым цементом. Довольно часто встречаются песчаники мезомиктового состава. Кварцевые и аркозовые песчаники практически отсутствуют. Подобный состав песчаных пород свидетельствует о том, что основным источником обломочного материала на южном склоне Непского свода могли быть породы фундамента метаморфического и магматического происхождения.

Блоки фундамента, поднимавшиеся над уровнем моря и разделенные небольшими впадинами, до конца венда оставались основными источниками сноса терригенного материала. Самый крупный из этих выступов располагался в северо-западной периферии Непско-Ботуобинской антеклизы, на

что указывают результаты интерпретации сейсмических данных 2D/3D. По мере заполнения впадин осадками и разрушения выступов фундамента происходило выравнивание древнего рельефа и постепенное расширение бассейна седиментации в сторону центральной части Сибирской платформы. С этим этапом развития региона было связано формирование вендского терригенного комплекса, а именно непской свиты и ее возрастных аналогов.

Мелководно-морской водоем, образовавшийся в раннем венде в южном секторе Непского свода, с течением времени трансформировался в лагуну с повышенной соленостью вод, что привело к накоплению сульфатно-карбонатных осадков, часто содержащих значительную примесь обломочного материала. Отложения тирского века отсутствуют в центральной части Непского свода, что, вероятно, связано с размывом в предданиловское время, на который указывает перерыв в осадконакоплении. Выше поверхности несогласия залегают глинистые известняки и доломиты, перекрытые карбонатными отложениями даниловского горизонта.

Петрофизические и геофизические исследования

Комплексирующие методы ГГКп-НК и АК-НК позволяет одновременно учесть степень засоленности и определить коэффициент пористости непских пород. Применяемые методы ГИС и особенности петрофизического изучения засоленных терригенных пород венда освещены в работах Ш.В. Мухидинова и В.С. Воробьева [1, 13]. Полученные результаты анализа минерального состава пород согласуются с данными РИГИС, подтверждая распределение засоленных интервалов.

По имеющимся геолого-геофизическим данным, наиболее засоленными интервалами нижне-непской подсвиты (содержание минералов эвапоритовой группы более 30 % общего состава образца) являются мезомиктовые средне-крупнозернистые песчаники средней толщи (ЦП-V) и полевошпатово-кварцевые граувакковые гравелитистые песчаники базальной и средней толщ (ЦП-III, ЦП-V). В подстилающих и перекрывающих породах также присутствуют минералы сульфатной и хлоридной групп, но их содержания не превышают 30 % и их толщины в разрезах скважин не столь выдержаны.

По результатам петрофизического моделирования выяснилось, что глинизация и засоление по-разному влияют на упругие свойства пород. При возрастании роли глинистого цемента в коллекторе наблюдается увеличение отношения скорости продольных волн к поперечным (V_p/V_s), снижение скорости продольных волн (V_p) и акустического импеданса ($V_p \cdot \rho$, АИ). Засоление приводит к сокращению отношения V_p/V_s и увеличению скорости продольных волн и акустического импеданса (рис. 6 А). Данные закономерности получены по результатам проведенного петроупругого моделирования свойств пород и проявляются только при

Рис. 6. Кросс-плот между $V_p \cdot \rho$ — V_p/V_s (A), график распределения плотности вероятности АИ (B) и V_p/V_s (C) для выделенных типов нижненепских пород

Fig. 6. Crossplot of $V_p \cdot \rho$ vs V_p/V_s (A), diagram of AI probability density (B) and V_p/V_s (C) for the identified Nizhnenepsky rock types

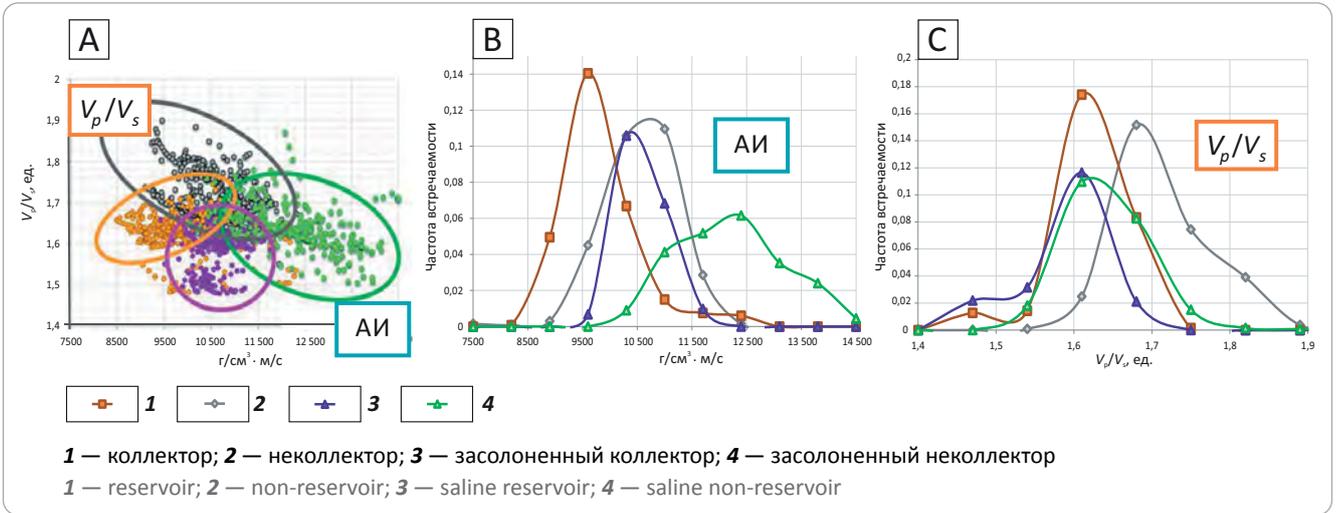
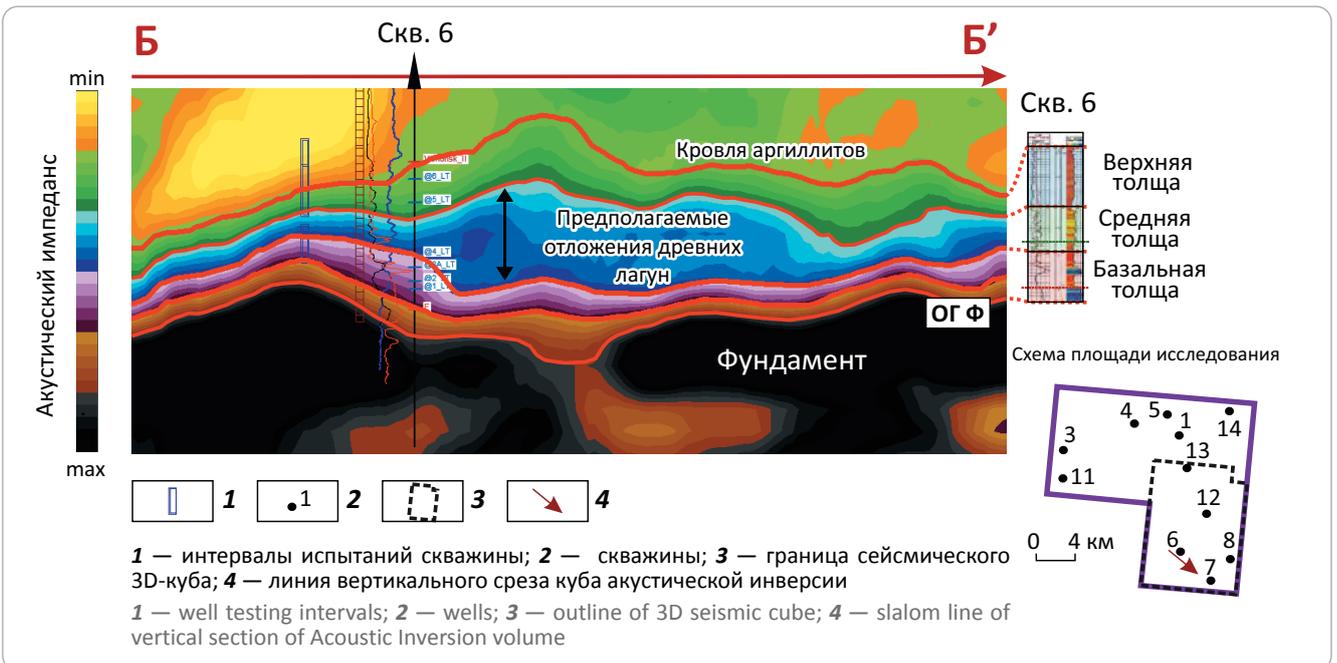


Рис. 7. Вертикальный срез по кубу акустического импеданса в районе скв. 6

Fig. 7. Vertical section of Acoustic Impedance volume in the vicinity of Well 6



значительных масштабах засоления отложений (засолонено не менее 30 % пустотного пространства общей пористости анализируемого интервала).

На рис. 6 приведены распределения плотности вероятности упругих параметров для выделенных в рамках интерпретации ГИС типов пород в интервале нижненепских отложений. Типы — коллектор и неколлектор — выделены по количественным критериям (таким как граничные значения пористости и проницаемости), а их засоленные различия отличаются наличием эвапоритов в составе пород, фиксируемые по результатам лабораторных исследований ядра скважин. Приведенные кросс-плоты значений упругих свойств нижненепских пород

указывают на деление пород-коллекторов от других типов пород по $AI < 10\,000\text{ г/см}^3 \cdot \text{м/с}$ (см. рис. 6 B). В области значений параметра V_p/V_s характеристики пород-коллекторов схожи с характеристиками засоленных коллекторов и засоленных неколлекторов (см. рис. 6 C).

Установленное разделение пород-коллекторов, неколлекторов и их засоленных различий в полях упругих свойств ($V_p/V_s - V_p \cdot \rho$, $V_s \cdot \rho - V_p \cdot \rho$) позволяет сделать вывод о возможности прогноза степени засоления отложений и коллекторских свойств с использованием результатов синхронной инверсии сейсмических данных (рис. 7).

Выводы

1. Хорошо развитая разнонаправленная косяя и линзовидная слоистость, прекрасно выраженная как в песчаниках, так и в алевролитах и глинах, окрашенных в коричневые и желтые тона, с высоким содержанием минералов солей сульфатных и хлоридных групп может свидетельствовать об аридном климате, который господствовал в регионе в период накопления отложений нижнего венда. В то же время низкое содержание алевритовых и пелитовых частиц в песчаниках хорошей сортировки и окатанности указывает на многократное перемещение песчаного материала в пустынном ландшафте, мигрировавшего в составе барханов и дюн, вдоль морского побережья. В эпоху кратковременной морской трансгрессии, следствием которой стало появление небольших солеродных лагун, одна из таких дюн образовала себху, в конечном итоге заполнившую локальную структурную депрессию, к которой был приурочен этот изолированный мор-

ской водоем. По-видимому, лишь одна из скважин (3), пробуренная в западном секторе района исследований, вскрыла обломочные отложения мелководно-морского генезиса. С течением времени на побережье морского бассейна образовались неширокие приливно-отливные площадки, где стали накапливаться тонкозернистые глинистые и алевритово-глинистые осадки с характерной для этих обстановок сигмоидной текстурой, которая напминает косую слоистость.

2. Помимо эвапоритов, представленных совместно с доломитами и ангидритами, в районе исследований распространены вторично засоленные породы, главным образом песчаники с галитовым цементом. Их изучение в шлифах, а также результаты анализов минерального и гранулометрического состава позволили выявить особенности распределения соли в породах, а также уточнить прогноз развития засоленных коллекторов на юго-западном склоне Непского свода.

Литература

1. Воробьев В.С., Чеканов И.В., Клиновья Я.С. Модель распространения терригенных коллекторов и засоленных песчано-гравелистых отложений в пределах месторождений центральной части Непского свода // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 47–60.
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. Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Литология и нефтегазоносность. – М. : Наука, 1990. – 264 с.
4. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях. – М. : Высшая школа, 1971. – 368 с.
5. Шанцер Е.В. Очерки учения о генетических типах континентальных осадочных образований. – М. : Наука, 1966. – 240 с.
6. Мельников Н.В. Венд-кембрийский солесный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.
7. Коновальцева Е.С. Вторичные процессы в породах коллекторах продуктивных отложений Ярактинского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – № 5. – С. 1–11.
8. Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Корнюшина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ. – М. : Недра, 1991. – 290 с.
9. McDonald G.J.F. Anhydrite-gypsum equilibrium relations // American Journal of Science. – 1953. – Т. 251. – С. 247–272. DOI: 10.2475/ajs.251.12.884.
10. Анциферов А.С. Формирование нефтегазовых залежей и методика их поисков в южных районах Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 1976. – № 12. – С. 5–8.
11. Гурова Т.И., Чернова Л.С., Потлова М.М. и др. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. – М. : Недра, 1988. – 254 с.
12. Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Ступакова А.В., Сауткин П.С. Этапы ранневендской седиментации на восточном склоне Байкитской антеклизы // Новые идеи в геологии нефти и газа — 2017 : мат-лы международной научно-практической конференции (Москва, 25–26 мая, 2017 г.). – М., 2017. – С. 126–127.
13. Мухидинов Ш.В., Воробьев В.С. Методические особенности петрофизического изучения засоленных терригенных пород нефтегазовых месторождений Чонской группы // ПРОнефть. – 2017. – № 1. – С. 32–37.

References

1. Vorobyev V.S., Chekanov I.V., Klinovaya Ya.S. The distribution model of terrigenous reservoirs and saline sand-gravelite deposits within the fields of the central part of the Nepal arch. *Geologiya nefi i i gaza*. 2017;(3):47–60. In Russ.
2. Shemin G.G. Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda 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 (Nepesky-Botuobinsky, Baikitsky antecleses, and Katangsky saddle)]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2007. 467 p. In Russ.
3. Vassoevich N.B. Izbrannye trudy. Litologiya i neftegazonosnost' [Selectas. Lithology and petroleum potential]. Moscow: Nauka; 1990. 264 p. In Russ.
4. Krashennnikov G.F. Uchenie o fatsiyakh [Theory of facies]. Moscow: Vysshaya shkola; 1971. 368 p. In Russ.
5. Shantzer E.V. Principles of the studies of genetic types of continental sedimentary formations [Essays on the doctrine of genetic types of sedimentary continental formations]. Moscow: Nauka; 1966. 240 p. In Russ.
6. Mel'nikov N.V. Vend-kembriiskii solenosnyi bassein Sibirskoi platformy. (Stratigrafiya, Istoriya razvitiya) [Vendian-Cambrian salt-bearing basin of Siberian Platform (stratigraphy, history of evolution)]. Novosibirsk: Izdatel'stvo SO RAN; 2009. 148 p. In Russ.

7. Konoval'tseva E.S. Secondary processes in reservoir rocks of productive sediments of Yaractinski deposit. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2010;(5):1–11. In Russ.
8. Burlin Yu.K., Konyukhov A.I., Korniyushina E.E. Litologiya neftegazonosnykh tolshch [Lithology of oil and gas bearing sequences.]. Moscow: Nedra, 1991; 290 p. In Russ.
9. McDonald G.J.F. Anhydrite-gypsum equilibrium relations. *American Journal of Science*. 1953;(251):247–272. DOI: 10.2475/ajs.251.12.884.
10. Antsiferov A.S. Formirovaniye neftegazovykh zalezhei i metodika ikh poiskov v yuzhnykh raionakh Sibirskoi platformy [Oil and gas pool formations and methodology of prospecting for them in the southern regions of Siberian Platform]. *Geologiya nefi i gaza*. 1976;(12):5–8. In Russ.
11. Gurova T.I., Chernova L.S., Potlova M.M. et al. Litologiya i usloviya formirovaniya rezervuarov nefi i gaza Sibirskoi platform [Lithology and settings of formation of oil and gas reservoirs in Siberian Platform]. Moscow: Nedra; 1988. 254 p. In Russ.
12. Karniyushina E.E., Korobova N.I., Stupakova A.V., Sautkin R.S. Ehtapy rannevendskoi sedimentatsii na vostochnom sklone Baikitskoi anteklizy [Stages of Early Vendian sedimentation in the eastern slope of the Baikitsky Anteclyse]. In: *Novye idei v geologii nefi i gaza — 2017 : mat-ly mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii (Moscow, 25–26 May, 2017)*. Moscow; 2017. pp. 126–127. In Russ.
13. Mukhidinov Sh.V., Vorobyev V.S. Methodical features of petrophysical study salinization clastic rocks of oil and gas fields Chong Group. *PRONEFT*. 2017;(1):32–37. In Russ.

Информация об авторе

Балагуров Максим Дмитриевич

Главный специалист

Московский государственный университет
имени М.В. Ломоносова,

119991 Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1

e-mail: maxim_balagurov@mail.ru

ORCID ID: 0000-0002-3640-2293

Information about author

Maxim D. Balagurov

Chief Specialist

Lomonosov Moscow
State University,

1, Leninskiye gory, GSP-1, Moscow, 119991, Russia

e-mail: maxim_balagurov@mail.ru

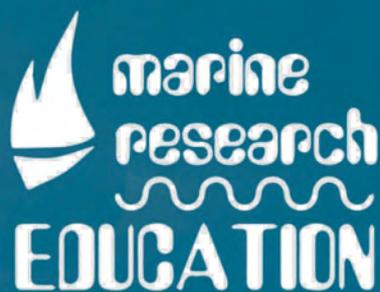
ORCID ID: 0000-0002-3640-2293

НА ПАРВАХ РЕКЛАМЫ

24-28.10.2022

г. Москва

maresedu.com



НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

Морские исследования и образование

MARESEDU — 2022

- Океанология
- Гидрология суши
- Морская биология
- Морская геология
- Гидрографические и геофизические исследования на акваториях
- Морские ландшафты
- Рациональное природопользование
- Подводное наследие и водолазные методы
- Научно-популярные и научно-образовательные фильмы
- Круглый стол Плавучего Университета
- Мероприятия Десятилетия ООН, посвящённого изучению Океана в интересах устойчивого развития (2021-2030 гг.)



ЦМИ
МГУ



УДК 553.983+552.143+552.086

DOI 10.31087/0016-7894-2022-5-63-70

Характеристика карбонатных пород баженовского горизонта севера Западной Сибири (Яптиксалинская мегавпадина)

© 2022 г. | В.А. Бумагина¹, Е.В. Мартынюк¹, Е.И. Швецов², А.В. Ширяев¹¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; vabumagina@tnnc.rosneft.ru; evmartynyuk@tnnc.rosneft.ru; avshiryaev2@tnnc.rosneft.ru;²ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень; Россия; e_shvetsov@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 07.07.2022 г.

Доработана 27.07.2022 г.

Принята к печати 05.08.2022 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; баженовская свита; верхняя юра; карбонатные породы; ботриоидные образования.*

Аннотация: В статье рассмотрены породы баженовской свиты северной части Западной Сибири на примере керна скважины Минховского лицензионного участка для поиска перспективных интервалов, позволяющих планировать разработку. Дана краткая характеристика разреза свиты и выделенных пачек, чтобы обеспечить возможность проведения корреляции на удаленных участках и интерпретации в едином ключе данных с разных месторождений. Детально рассмотрены отложения четвертой пачки для литолого-петрографической характеристики и установления генезиса формирования карбонатных прослоев. В разрезе пачки выделяется два литоцикла с трансгрессивно-регрессивной последовательностью, которые представлены (снизу вверх) глинисто-кремневыми и карбонатными породами. В результате полного комплекса анализа карбонатных прослоев установлено, что они имеют биогенную природу и являются результатом жизнедеятельности микробиальных сообществ. Впервые в породах баженовской свиты встречены и охарактеризованы ботриоидные образования, слагающие как конкреционные стяжения, так и прослои известняков. Данные образования являются результатом перекристаллизации первичного морского арагонитового цемента. Ботриоидные образования свидетельствуют о морских, более спокойных условиях седиментации и характерны для крутых склонов, обращенных к морю. В известняках отмечаются разнонаправленные трещины, нацело заполненные фрагментами пород субстрата, что указывает на периоды тектонической активизации.

Для цитирования: Бумагина В.А., Мартынюк Е.В., Швецов Е.И., Ширяев А.В. Характеристика карбонатных пород баженовского горизонта севера Западной Сибири (Яптиксалинская мегавпадина) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 5. – С. 63–70. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-63-70.

Characteristic of Bazhenov carbonate rocks: Yaptiksalinsky Megadepression, northern part of Western Siberia

© 2022 | V.A. Bumagina¹, E.V. Martynyuk¹, E.I. Shvetsov², A.V. Shiryaev¹¹Tyumen Oil Research Center, Tyumen, Russia; vabumagina@tnnc.rosneft.ru; evmartynyuk@tnnc.rosneft.ru; avshiryaev2@tnnc.rosneft.ru;²Gazprom VNIIGAZ, Tyumen, Russia; e_shvetsov@vniigaz.gazprom.ru

Received 07.07.2022

Revised 27.07.2022

Accepted for publication 05.08.2022

Key words: *Western Siberia; Bazhenov Formation; Upper Jurassic; carbonate rocks; botryoidal formations.*

Abstract: The authors discuss the Bazhenov rocks in the northern part of Western Siberia by the example of core from the well drilled in the Minkhovsky License Area; the aim is find promising intervals for development planning. Brief description of the formation column and identified bedsets is presented to enable a unified correlation in remote zones and interpretation of data from different fields. The detailed consideration of the fourth bedset deposits is given for lithological and petrographic description and determination of carbonate interlayer genesis. There are two lithological cycles with transgressive-regressive sequence identified in the bedset section, which are represented (from top to bottom) by argillaceous-siliceous and carbonate rocks. The results of the complete analysis of carbonate interlayers show that they have an organic (biogenic) nature; they are the product of microbial communities life. The botryoidal formations composing both nodules and limestone interlayers. These formations are the result of recrystallization of protogenous aragonite marine cement. The botryoidal formations are indicative of the marine, smoother depositional settings, which are typical of steep sea slopes. There are multidirectional fractures found in limestone, which are completely filled with a substratum rock fragments; this is indicative of the periods of tectonic activation.

For citation: Bumagina V.A., Martynyuk E.V., Shvetsov E.I., Shiryaev A.V. Characteristic of Bazhenov carbonate rocks: Yaptiksalinsky Megadepression, northern part of Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(5):63–70. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-63-70. In Russ.

Введение

Цель данных исследований заключалась в разработке литологической основы для повышения эффективности поисков и разведки залежей нефти и газа в отложениях баженовской свиты.

Согласно исследованиям последних лет, перспективы баженовской свиты связывают с трещиноватостью и кавернозностью, которые свойственны кремневым и карбонатным породам. Объектом изучения авторов статьи являются карбонатные прослои баженовского горизонта. Поэтому одна из ключевых задач, которую необходимо решить для достижения поставленной цели — определение условий образования прослоев. Данная задача весьма актуальна, поскольку знание условий образования карбонатов в баженовской свите позволяет сформировать методический подход к поиску зон их распространения.

Карбонатные породы баженовской свиты и их генезис достаточно полно описаны в работах разных авторов [1–8]. Породы этого типа занимают подчиненное значение в разрезе баженовской свиты, их суммарная мощность редко составляет более 10 % [5]. В ранее изученных районах в составе баженовской свиты карбонатные минералы представлены в основном кальцитом, доломитом, реже сидеритом. Карбонатные минералы подразделяются на первичные биогенные и вторичные, седиментационно-диагенетические и катагенетические. К первичным относятся карбонаты, слагающие скелетные остатки различных организмов и водорослей. Они служат породообразующими для ракушняка, кокколитофоридовых и пеллетовых известняков. Вторичные карбонатные минералы являются псевдоморфными и замещают остатки раковин радиолярий, образуют микрокристаллы, которые развиты по основной массе, редко по биогенным остаткам.

Согласно результатам, полученным на Ем-Еговской площади, биогенные карбонаты могут присутствовать во всех пачках, кроме первой [7, 8]. В породах второй и четвертой пачек карбонатные образования представлены скоплениями двустворчатых моллюсков, которые приурочены к ракушняковому банкам. В пятой пачке источником карбоната являются скопления кокколитофорид, максимальные количества которых отмечаются над внутривассейновыми поднятиями. На этих же участках в пятой пачке присутствуют прослои спикуловых известняков. В шестой пачке биогенные карбонаты имеют структуру «cone-in-cone» и также приурочены к вершинам палеоподнятий.

Установлено, что разнообразие биогенных карбонатных образований в верхней части разрезов обусловлено мелководностью обстановок седиментации на возвышенных участках рельефа морского дна. Количество карбонатов в разрезе по направлению к погруженным участкам палеобассейна снижается. Таким образом, в разрезе баженовской

свиты для каждой пачки установлены свои морфо-генетические типы карбонатных пород.

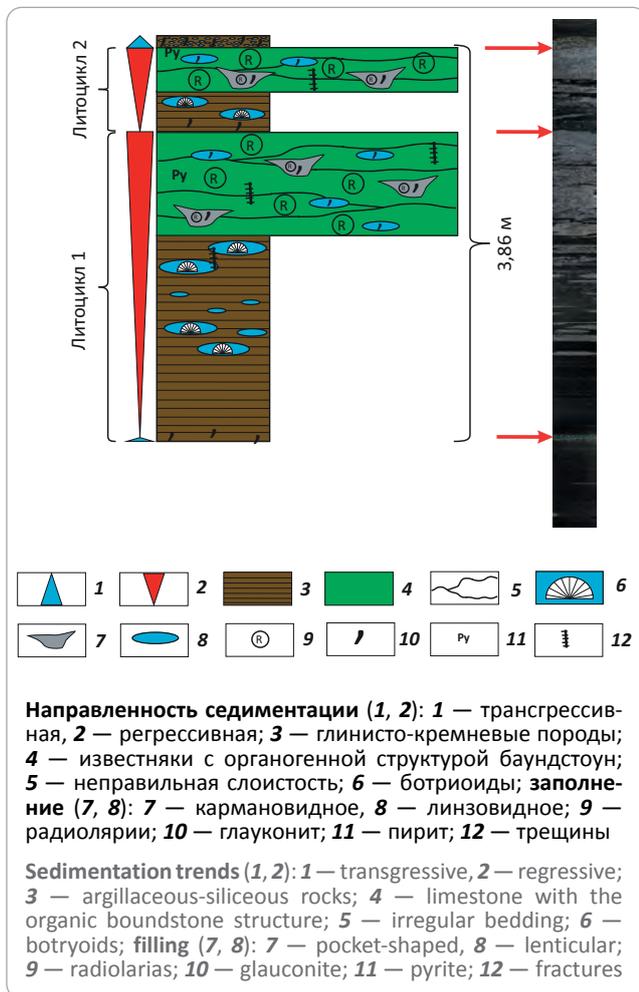
Объектом настоящего исследования является баженовская свита Минховского лицензионного участка, который находится в северной части Западной Сибири, в пределах Гыданского полуострова, на северном погружении Нижнемессояхского мегавала (Яптиксалинская мегавпадина). Согласно схеме структурно-фациального районирования отложений келловей и верхней юры Западной Сибири [9], лицензионный участок расположен на границе двух структурно-фациальных районов — Фроловско-Тамбейского и Гыданского и на востоке характеризует область перехода баженовской свиты в гольчихинскую. Был исследован керн карбонатных пород четвертой пачки баженовской свиты Минховского лицензионного участка.

Статья основана на результатах комплексного анализа лабораторных данных, полученных в Центре исследований керна Тюменского нефтяного научного центра. Пачки выделялись на основе макроскопического изучения керна, определения элементного и минерального состава пород, результатов петрографического описания шлифов, а также анализа материалов ГИС.

Краткая характеристика разреза баженовской свиты

В разрезе баженовской свиты на Минховском лицензионном участке выделено пять пачек. Первая (нижняя) пачка сложена глинисто-кремневыми породами, пиритизированными, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, неравномерно нарушенной биотурбацией от слабой до умеренной степени (*Chondrites*, *Helminthopsis*), с раковинным детритом, редко с целыми раковинами двустворчатых моллюсков. Вторая пачка представлена глинисто-кремневыми породами, пиритизированными, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, с радиоляриями, двустворками. В подошве пачки отмечаются скопления зерен глауконита почковидной формы. Третья пачка сложена глинисто-кремневыми породами, пиритизированными, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, с радиоляриями, двустворками, редкими онихитами и аммонитами. В нижней части разреза пачки отмечаются редкие зерна глауконита почковидной формы, в верхней части — трещины обезвоживания и единичные карбонатные конкреции. Для четвертой пачки характерны глинисто-кремневые породы, пиритизированные, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, с карбонатными конкрециями, с прослоями известняков микрокристаллических. По разрезу встречаются субвертикальные слабоизвилистые трещины обезвоживания осадка. В подошве пачки также отмечаются многочисленные скопления зерен глауконита. Пятая пачка представлена кремнево-глинистыми породами, пиритизированными, карбонатизированными, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, неравномерно слабобиотурбиро-

Рис. 1. Схематический разрез отложений четвертой пачки баженовской свиты
Fig. 1. Schematic cross-section of the deposits of the fourth Bazhenov bedset



ванными (*Helminthopsis*, *Cosmorhapha*, горизонтальные ходы), с остатками онихитов, в нижней части с фрагментами карбонатных конкреций.

Результаты макроописания керна

В изучаемом объекте керн отобран с максимальным выносом из отложений баженовской свиты, интерес вызвал интервал четвертой пачки. В результате его макроописания выделено несколько пластов пород, которые формируют два литоцикла. Нижние их части представлены глинисто-кремневыми отложениями, верхние — карбонатными породами (рис. 1).

Глинисто-кремневые породы нижней части литоциклов с резким контактом залегают на подстилающих отложениях. Глинисто-кремневые породы бурого цвета, пиритизированные, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, с остатками радиолярий. В подошве пачки наблюдается скопление зерен глауконита. Толщина данного слоя изменяется от 0,4 до 2 м. В верхней половине слоя отмечаются карбонатные конкреции (нодули), которые сложены остатками радиолярий. Также встречены лито-

генетические трещины обезвоживания (дегидратации), которые образовались при диагенезе.

Отложения формировались в относительно глубоководном морском бассейне, в спокойных гидродинамических условиях. Отсутствие биотурбации может свидетельствовать о наличии зоны сероводородного заражения. Присутствие скоплений глауконита, зерна которого имеют довольно крупный размер, и трещины синерезиса свидетельствуют об аутигенном происхождении. Формирование диагенетического глауконита обычно маркирует этапы перерывов в осадконакоплении или этапы с очень низкими скоростями седиментации.

В верхних частях литоциклов залегают известняки серые, голубовато-серые, с кристаллической структурой, с брекчиевидной, деформационной текстурой, вдоль которых развиты многочисленные пустоты, заполненные кремнево-глинистыми породами. В кровле (~10–15 см) отмечаются известняки со структурой баундстоун. Толщина слоев от 0,44 до 1 м.

Отложения четвертой пачки перекрыты глинисто-кремневыми породами, глауконитизированными, с многочисленными интенсивно пиритизированными интракластами, предположительно подстилающих известняки, сформированными на этапе трансгрессии моря.

Результаты петрографического описания шлифов

Приведем характеристику данных пород на основе изучения 13 петрографических шлифов (снизу вверх по разрезу).

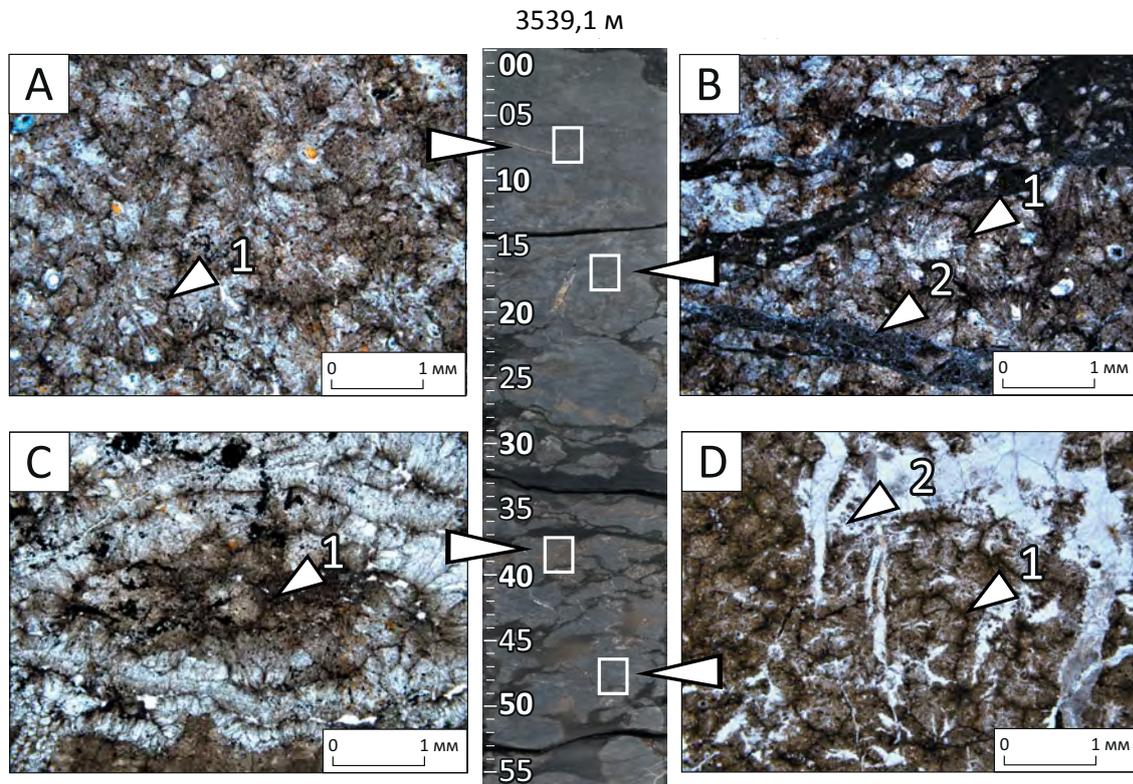
Нижний литоцикл преимущественно сложен глинисто-кремневыми породами, обогащенными ОВ, с биогенными остатками, с примесью терригенного материала, неравномерно пиритизированными. В породе неравномерно распределены конкреционные стяжения, количество которых увеличивается вверх по разрезу нижнего литоцикла. Форма конкреций линзовидная, неправильная, удлиненно-извилистая. Представлены известняками с кристаллической структурой, плотными, слабообогаченными ОВ, с многочисленными остатками радиолярий.

Радиолярии встречаются повсеместно в пределах карбонатных конкреций, имеют округлую, овальную, реже удлиненную форму размером 0,06–0,4 мм, частично карбонатизированы и пиритизированы (за счет чего редко сохраняется внутреннее сетчатое строение), а также замещены глауконитом. Замещение раковин радиолярий глауконитом свидетельствует о низких темпах осадконакопления и малоокислородной среде седиментации.

Вверх по разрезу глинисто-кремневые породы сменяются известняками с кристаллической структурой [10], с редкими скелетами радиолярий, плотными, слабообогаченными ОВ, с многочисленными трещинами, залеченными кальцитом, со стилоли-



Рис. 2. Фотографии ядра и шлифов известняков с кристаллической структурой нижнего литоцикла (А–D) [10]
Fig. 2. Images of core and thin sections of limestone with crystalline texture of lower lithocycle (A–D) [10]



1 — ботрииды сферических и полусферических форм с присущим радиально-лучистым характером погасания; **2** — многочисленные ветвящиеся, разнонаправленные, слабоизвилистые, прерывающиеся трещины, залеченные яснокристаллическим и микрит-сгустковым кальцитом

1 — botryoids having spherical and hemispherical shapes with an inherent radial fibrous extinction; **2** — numerous diverging, multidirectional, snaking, intermittent fractures with healing by clearly crystalline and micrite-clotty calcite

товыми швами, брекчиевидного облика (рис. 2). Порода сформирована в результате перекристаллизации первичного морского арагонитового цемента и представлена ботриоидами сферических и полусферических форм, с присущим радиально-лучистым характером погасания, нацело запечатывающими палеополости, диаметр которых варьирует от 0,2 до 2,8 мм. По контурам ботриоидов отмечается пигментация бурым ОВ. Текстурированный рисунок породе придают многочисленные ветвящиеся, разнонаправленные, слабоизвилистые, прерывающиеся трещины, залеченные яснокристаллическим кальцитом (см. рис. 2 В, D).

Структуры компакти представлены стилолитовыми швами зубчатого и бугорчатого типов, заполненными черно-бурым ОВ, с включениями кристаллов пирита.

В кровле нижнего литоцикла (мощность 20 см) породы представлены аналогичными известняками с идентичным строением, структурой и составом, но отличаются отсутствием трещиноватости, что потенциально указывает на более спокойные тектонические условия области седиментации.

Верхний литоцикл. В нижней части литоцикла отмечаются глинисто-кремневые породы с редкими конкреционными стяжениями известняков с

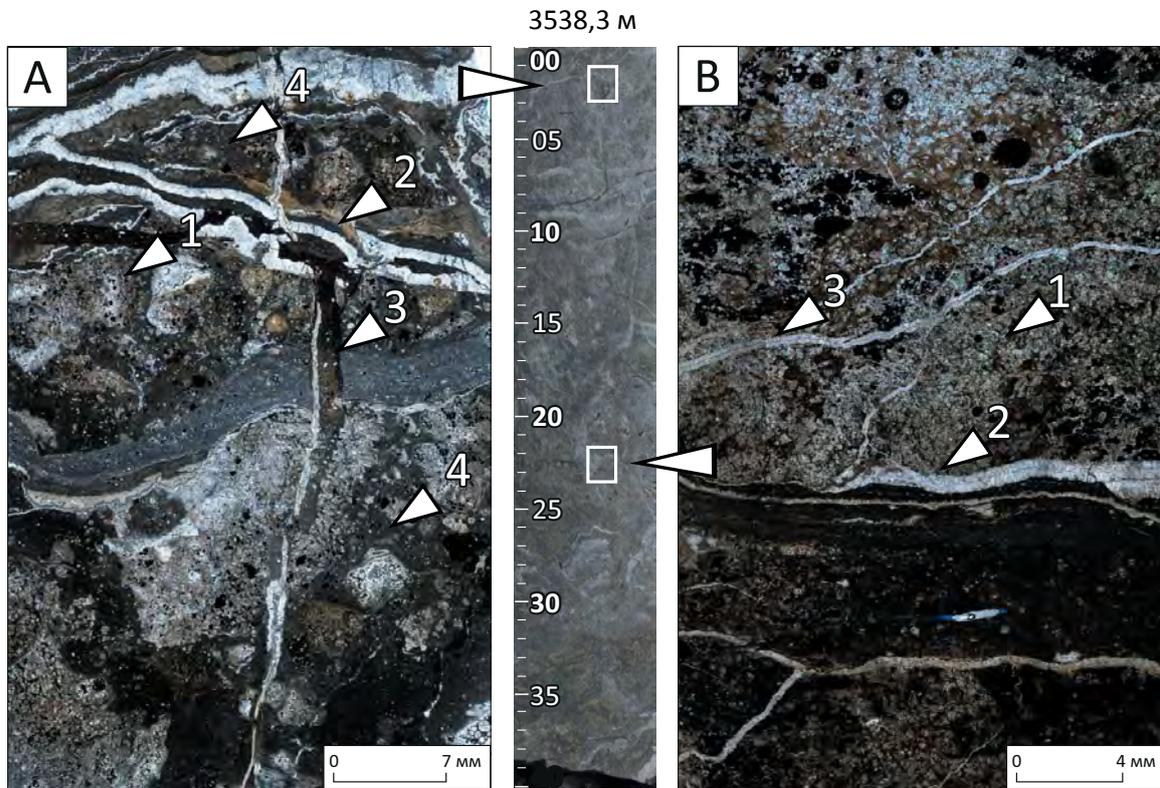
кристаллической структурой, неравномерно пиритизированными. Далее по разрезу данные породы сменяются известняками микрит-микрористаллическими, с реликтовой органической микробиально-биогенной природой, с линзовидно-щелевидными кармановидными зонами межформенных заполнений, неравномерно обогащенными ОВ, со скелетами радиолярий, плотными, с трещинами деформаций.

Микробиально-биогенная природа пород обусловлена их текстурными особенностями — наличием реликтовых скелетов радиолярий, микробиальных корок (рис. 3).

Зоны заполнений (см. рис. 3 А) выполнены микрит-микрористаллическим кальцитом с незначительной примесью глинистого материала, с включениями скелетов радиолярий, ихтиодетрита, глауконита, а также разноместным литокласто-пелоидным материалом, с сохранившейся внутренней структурой рудстоун-пакстоун, редко микритовой — мадстоун.

Породы аналогичны нижележащему литоциклу. Ботрииды округлых, овальных, удлиненных форм, с веерным характером погасания, в различной степени деформированы, слабо удалены и примыкают друг к другу, диаметр варьирует от 0,12

Рис. 3. Фотографии керн и шлифов микрит-микросталлических известняков с органогенной микробиальной структурой баундстоун верхнего литоцикла (А, В) [10]
Fig. 3. Images of core and thin sections of micrite-microcrystalline limestone with the organic microbial boundstone texture of lower lithocycle (A, B) [10]



1 — неправильные, удлинённые и линзовидные скопления ботриоидных образований; **2** — микробиальные корки с микрит-комковато-сгустковой, тонколаминарной, извилисто-узурчатой внутренней структурой; **3** — трещины, заполненные фрагментами пород субстрата, нацело запечатанные яснокристаллическим кальцитом, глинистым материалом, глауконитом, а также пигментированы бурым ОВ; **4** — линзовидно-щелевидно-кармановидные зоны межформенных заполнений

1 — irregular, stretched, and lenticular clusters of botryoid formations; **2** — microbial crust with micrite-lumpy-clotted, finely laminated, quilted-snaking internal structure; **3** — cracks filled with fragments of substrate rocks completely sealed with clearly crystalline calcite, clay material, glauconite, and pigmented by brown OM; **4** — lenticular-slit-pocket-shaped zones of interform space

до 2,8 мм. Встречаются в виде неправильных, удлинённых и линзовидных скоплений, которые впоследствии обрастают микробиальными корками с микрит-комковато-сгустковой, тонколаминарной, извилисто-узурчатой внутренней структурой (подчёркнутой различной степенью перекристаллизации). Ботриоиды микритизированы и пигментированы бурым ОВ. В пределах данных образований и микробиальных корок отмечаются многочисленные скелеты радиолярий (различной степени сохранности), их фрагменты кремневого состава, округлых, овальных, башенковидных и неправильных форм размером от 0,05 до 0,84 мм. Преимущественно все скелеты нацело замещены глауконитом, реже карбонатом и пиритом (за счет чего сохранилась внутренняя сетчатая структура).

Породы интенсивно разбиты сериями разнонаправленных извилистых, ветвящихся, пересекающихся между собой трещин, заполненных фраг-

ментами породы субстрата (микрит-зернистое заполнение, фрагменты постройки, цементации) и нацело залеченных яснокристаллическим кальцитом, глинистым материалом, глауконитом, а также пигментированных бурым ОВ.

Заполнение трещин фрагментами пород субстрата свидетельствует о тектонической активности области осадконакопления, что подтверждается региональными представлениями для данного района работ [11].

Коллекторские свойства пород баженовской свиты связывают в основном с радиоляритами и доломитами апорадиоляритовыми, которые являются результатом вторичных преобразований радиоляриевого ила. Описанные выше известняки не являются породами-коллекторами ввиду полной перекристаллизации, но имеют важное значение для реконструкции условий палеоседimentации в баженовское время. В свою очередь, установление

генезиса формирования карбонатных пород позволит понять характер распределения карбонатного материала, что имеет большой практический интерес.

Обсуждение результатов

Баженовская свита для северной части Западной Сибири является менее изученным и разведанным объектом. В результате исследования керна скважины Минховского лицензионного участка выявлены карбонатные прослои в четвертой пачке, которые характеризуются биогенной природой и являются результатом жизнедеятельности микробиальных сообществ.

Проведенный анализ позволил предположить, что внутренние поверхности пустот сначала обрастали обызвествленными бактериями (цианобактериями), которые могут быть связаны с ныне вымершими водорослями и сохранились в виде темных микритовых микросгустков, а затем образовался ботриоидный цемент.

Ботриоидный цемент представляет собой результат перекристаллизации первичного арагонитового цемента. Ботриоидные корки и сферолитовые образования арагонита встречаются в крупных полостях. К самым распространенным цементам обрастания относятся радиаксиальные и ботриоидные цементы с высоким содержанием магния. Известно, что сингенетические арагонитовые цементы образуют веера и их фрагменты, являющиеся общими компонентами докембрийских, девонских, каменноугольных, пермских, триасовых, третичных отложений [12]. Магнезиальный кальцит выполняет роль доминирующего цемента в большинстве современных и многих древних пород и встречается в основном в виде краевых цементов, микрокристаллических корок или в виде пелоидных цементов, которые геопетально заполняют полости. «Пылевые линии» вокруг ботриоидных цементов имеют микробное происхождение (начальный рост кристаллов арагонита внутри био пленок).

Современные цементы из ботриоидного арагонита вносят значительный вклад в очень быстрое цементирование крутых краевых склонов и, как следствие, уничтожение потенциального коллектора.

Выводы

Данная статья основана на результатах изучения керна отложений баженовской свиты скважин Минховского лицензионного участка, представленных преимущественно глинисто-кремневыми породами, которые вверх по разрезу сменяются кремнево-глинистыми отложениями карбонизированными, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, неравномерно нарушенной биотурбацией, с немногочисленными органическими остатками. Проявление следов биотурбации наблюдается в верхней и нижней частях разреза и представлено горизонтальными ходами илоедов. В верхней части свиты встречается прослой известняков. Разрез свиты разбит на пять пачек. Подошвы пачек маркируют скопления зерен глауконита.

В результате полного комплекса анализа керна дана подробная характеристика слагающих пород на макро- и микроуровне для четвертой пачки. Отложения формировались в два этапа с трансгрессивно-регрессивной последовательностью. Установлено, что карбонатные породы имеют биогенную природу, впоследствии они были подвержены перекристаллизации.

Впервые в породах баженовской свиты диагностированы и охарактеризованы ботриоидные образования, слагающие как конкреционные стяжения в глинисто-кремневых породах, так и прослои известняков.

Первичные полые пустоты выстланы волокнистым арагонитовым цементом, который впоследствии преобразуется в удлинённые игольчатые кристаллы, образующие сферолитовые образования, и растёт в направлении свободного порового пространства. Данные образования — ботриоидный тип цементации, который является отрицательным фактором, влияющим на первичные коллекторские свойства пород. Ботриоидные образования свидетельствуют о морских, более спокойных условиях седиментации и характерны для крутых склонов, обращенных к морю. В известняках отмечаются разнонаправленные трещины, целиком заполненные фрагментами пород субстрата, что указывает на периоды тектонической активизации региона.

Литература

1. Немова В.Д., Колосков В.Н., Покровский Б.Г. Формирование карбонизированных коллекторов в глинисто-кремнистых отложениях баженовского горизонта на западе Широкого Приобья // Разведка и охрана недр. – 2011. – № 12. – С. 31–35.
2. Предтеченская Е.А., Кроль Л.А., Гурари Ф.Г., Сапьяник В.В., Перозио Г.Н., Малюшко Л.Д. О генезисе карбонатов в составе баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты // Литосфера. – 2006. – № 4. – С. 131–148.
3. Балушкина Н.С., Юрченко А.Ю., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Петракова Н.Н., Бугаев И.А. Условия образования и нефтенасыщенность карбонатных коллекторов баженовской и абалакской свит // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 32–35.
4. Эдер В.Г., Юрченко А.Ю., Балушкина Н.С., Костырева Е.А., Козлова Е.В., Замирайлова А.Г. Карбонатные породы черносланцевой баженовской свиты района Хантейской гемиантеклизы, Западная Сибирь // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. – 2018. – Т. 1. – С. 93–101. DOI: 10.18303/2618-981X-2018-1-93-101.
5. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Калмыков Г.А. Свидетельства образования карбонатных пород на геохимических барьерах в черных сланцах на примере баженовской свиты Западной Сибири // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 143–152. DOI: 10.18599/grs.2019.2.143-152.

6. *Потапова А.С., Вилесов А.П., Бумагина В.А., Чертина К.Н., Ахмадишин А.Т.* Генетическая типизация карбонатных пород баженовско-абалакского комплекса с целью выявления наиболее перспективных интервалов разреза // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами : тезисы докладов XVIII научно-практической конференции (Тюмень, 18–20 сентября 2018 г.). – Тюмень, 2018. – С. 25.
7. *Бумагина В.А., Потапова А.С., Вилесов А.П., Чертина К.Н.* Типизация карбонатных пород в интервале бажен-абалакского комплекса с целью прогноза коллекторов (Красноленинский свод) // Новые идеи в геологии нефти и газа : сб. науч. тр. – М. : Перо, 2019. – С. 63–67.
8. *Юрченко А.Ю., Потапова А.С., Бумагина В.А., Вилесов А.П., Чертина К.Н., Балущкина Н.С., Калмыков Г.А., Хотылев О.В.* Морфологическая и литогенетическая типизация карбонатных пород абалакско-баженовского комплекса // Вестник Московского университета. Серия 4 : Геология. – 2019. – № 3. – С. 44–50. DOI: 10.33623/0579-9406-2019-3-44-50.
9. *Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири.* Новосибирск, 2003 г. (объяснительная записка). – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
10. *Dunham R.J.* Classification of carbonate rocks according to depositional texture // Classification of Carbonate Rocks / Под ред. W.E. Ham Ed. – USA, Tulsa : AAPG, 1962. – С. 108–121.
11. *Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И.* Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
12. *Flügel E.* Macroc facies of Carbonate Rocks. Analysis, interpretation and application. 2nd Edition. – Heidelberg : Springer Berlin, 2010. – 976 с.

References

1. *Nemova V.D., Koloskov V.N., Pokrovskii B.G.* Formation processes carbonatized reservoir in the clay-siliceous sediments of bazhenov horizon in the West mid-Ob. *Razvedka i okhrana nedr.* 2011;(12):31–35. In Russ.
2. *Predtechenskaya E.A., Krol' L.A., Gurari F.G., Sap'yanik V.V., Perozio G.N., Malyushko L.D.* O genezise karbonatov v sostave bazhenovskoi svity tseentral'nykh i yugo-vostochnykh raionov Zapadno-Sibirskoi plity [Genesis of carbonates in the Bazhenov Formation of the central and south-eastern regions of West Siberian Plate]. *Litosfera.* 2006;(4):131–148. In Russ.
3. *Balushkina N.S., Yurchenko A.Yu., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Petrakova N.N., Bugaev I.A.* Genesis and oil bearing capacity of carbonate rocks of Bazhenov and Abalak formations. *Neftyanoe khozyaistvo.* 2016;(1):32–35. In Russ.
4. *Eder V.G., Yurchenko A.Yu., Balushkina N.S., Kostyreva E.A., Kozlova E.V., Zamirailova A.G.* Carbonate rocks of the black shale bazhenov formation of the Khanteiskaya hemianteclise, Western Siberia. *Interehkspo GEO-Sibir'.* 2018;1:93–101. DOI: 10.18303/2618-981X-2018-1-93-101. In Russ.
5. *Eder V.G., Zamiraylova A.G., Kalmykov G.A.* Evidence of carbonate rocks formation on geochemical barriers in black shale on the example of the Bazhenov formation of the Western Siberia. *Georesursy = Georesources.* 2019;21(2):143–152. DOI: 10.18599/grs.2019.2.143-152. In Russ.
6. *Potapova A.S., Vilesov A.P., Bumagina V.A., Chertina K.N., Akhmadishin A.T.* Geneticheskaya tipizatsiya karbonatnykh porod bazhenovsko-abalaksogo kompleksa s tsel'yu vyavleniya naibolee perspektivnykh intervalov razreza [Genetic typification of the Bazhenov-Abalak carbonate rocks with the purpose of identifying the most promising section intervals]. In: *Geologiya i razrabotka mestorozhdenii s trudnoizvlekaemymi zapasami : tezis dokladov XVIII nauchno-prakticheskoi konferentsii (Tyumen', 18–20 September 2018).* Tyumen', 2018. P. 25. In Russ.
7. *Bumagina V.A., Potapova A.S., Vilesov A.P., Chertina K.N.* Tipizatsiya karbonatnykh porod v intervale bazhen-abalaksogo kompleksa s tsel'yu prognoza kollektorov (Krasnoleninskii svod) [Typification of carbonate rocks in the Bazhenov-Abalak interval with the purpose of reservoir prediction (Krasnoleninsky Arch)]. In: *Novye idei v geologii nefiti i gaza.* Moscow: Pero; 2019. pp. 63–67. In Russ.
8. *Yurchenko A.Yu., Potapova A.S., Bumagina V.A., Vilesov A.P., Chertina K.N., Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Khotylev O.V.* Morphologic and litogenetic typing of carbonat rocks of the Abalak-Bazhenov complex. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology.* 2019;(3):44–50. DOI: 10.33623/0579-9406-2019-3-44-50. In Russ.
9. *Resolution of the 6-th Inter-Departmental Meeting on the Review and Adoption of the Updated Stratigraphic Charts for the West Siberian Mesozoic Sequences.* Novosibirsk, 2003 (explanatory note). Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGiMS; 2004. 114 p. In Russ.
10. *Dunham R.J.* Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: *Classification of Carbonate Rocks.* W.E. Ham, ed. USA, Tulsa: AAPG, 1962. pp. 108–121.
11. *Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.Eh., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I.* Tektonicheskoe stroenie i istoriya razvitiya Zapadno-Sibirskoi geosineklizy v mezozoe i kainozoe [Tectonic framework and history of West Siberian geosyncline evolution in Mesozoic and Cenozoic]. *Russian geology and geophysics.* 2001;42(11–12):1832–1845. In Russ.
12. *Flügel E.* Macroc facies of Carbonate Rocks. Analysis, interpretation and application. 2nd Edition. Heidelberg: Springer Berlin, 2010. 976 p.

Информация об авторах

Бумагина Варвара Андреевна

Главный специалист

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,

625000 Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

e-mail: vabumagina@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0000-0003-0042-1473

Information about authors

Varvara A. Bumagina

Chief Specialist

Tyumen Petroleum Research Center,

79/1 ul. Osipenko, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: vabumagina@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0000-0003-0042-1473

Мартынюк Евгения Васильевна

Главный специалист

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,

625000 Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

e-mail: evmartynyuk@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0000-0002-2630-1615

Швецов Евгений Игоревич

Инженер 2-й категории

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

625019 Тюмень, ул. Воровского, д. 2

e-mail: e_shvetsov@vniigaz.gazprom.ru

ORCID ID: 0000-0001-5982-8820

Ширяев Александр Владимирович

Ведущий специалист

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,

625000 Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

e-mail: avshiryaev2@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0000-0002-3332-8091

Evgenia V. Martynyuk

Chief Specialist

Tyumen Petroleum Research Center,

42, ul. Gor'kogo, Tyumen, 625048, Russia

e-mail: evmartynyuk@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0000-0002-2630-1615

Evgenii I. Shvetsov

2nd Category Engineer

Gazprom VNIIGAZ,

2, ul. Vorovskogo, Tyumen, 625019, Russia

e-mail: e_shvetsov@vniigaz.gazprom.ru

ORCID ID: 0000-0001-5982-8820

Aleksandr V. Shiryaev

Leading Specialist

Tyumen Petroleum Research Center,

42, ul. Gor'kogo, Tyumen, 625048, Russia

e-mail: avshiryaev2@tnnc.rosneft.ru

ORCID ID: 0000-0002-3332-8091

УДК 553.98.044+551.24.02

DOI 10.31087/0016-7894-2022-5-71-87

Генезис сеноманских залежей газа (Ямало-Ненецкий автономный округ)

© 2022 г. | М.Ю. Зубков

ООО «Западно-Сибирский геологический центр», Тюмень, Россия; zubkovmyu@mail.ru

Поступила 18.02.2022 г.

Доработана 21.02.2022 г.

Принята к печати 28.02.2022 г.

Ключевые слова: сеноманские отложения; органическое и абиогенное происхождение метана; тектоногидротермальные процессы; прогноз залежей газа.

Аннотация: Использование оригинальной методики, основанной на комплексировании результатов пиролитических исследований и материального баланса, позволило оценить нефтегазогенерационные способности органического вещества, входящего в состав нижнемеловых отложений и осадков большехетской серии на образцах керна, отобранных из одной скважины Медвежьего и двух — Уренгойского месторождений. Сопоставлены удельные объемы образовавшихся нафтидов и порового пространства одновозрастных пород-коллекторов. Сделан вывод о недостаточности объемов углеводородов, генерированных нижнемеловыми отложениями для образования залежей нефти и газа в этих осадках, а тем более для формирования месторождений газа в сеноманских отложениях. Полученные результаты оценки нефтегенерационных свойств юрских осадков показали, что именно они являются главными нефтематеринскими толщами, а нижнемеловые представляют собой преимущественно коллекторы. Рассмотрены варианты биогенного и абиогенного механизмов образования метана, заполнившего сеноманские осадки. Для обоснования биогенного генезиса метана использованы результаты исследований зарубежных ученых, показавших возможность генерации метана за счет метоксильных групп, входящих в состав лигнита (бурого угля). Абиогенный механизм возникновения метана основан на результатах исследований ученых-вулканологов, а также данных об изотопном составе углерода, входящего в состав метана сеноманских залежей. Приведены факты, доказывающие возможность присутствия абиогенного (эндогенного) метана в сеноманских песчаниках. На основе тектонофизического моделирования оптико-поляризационным и тектоноседиментационным методами выполнена реконструкция возможного механизма формирования залежей газа в сеноманских отложениях покурской свиты. Выделены прогнозируемые зоны сжатия и разуплотнения в моделируемых отложениях. Рекомендовано использование метода комплексирования данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования, выполненного на их основе, для прогноза углеводородных залежей.

Для цитирования: Зубков М.Ю. Генезис сеноманских залежей газа (Ямало-Ненецкий автономный округ) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 5. – С. 71–87. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-71-87.

Genesis of Cenomanian gas reservoirs (Yamal-Nenets Autonomous District)

© 2022 | M.Yu. Zubkov

West Siberian Geological Center, Tyumen, Russia; zubkovmyu@mail.ru

Received 18.02.2022

Revised 21.02.2022

Accepted for publication 28.02.2022

Key words: Cenomanian deposits; organic and abiotic methane; tectonic and hydrothermal processes; prediction of gas accumulations.

Abstract: The authors used the proprietary methodology based on an integration of pyrolysis results and material balance to evaluate oil and gas generation potential of the Organic Matter making a part of Lower Cretaceous deposits and Bolshekhetsky formation sediments. The studies were conducted on core samples taken from one well in the Medvezhy and two wells in the Urengoi fields. The specific volumes of the naphthides formed and the pore space of time-equivalent reservoirs are compared. The following conclusion was drawn: the amount of hydrocarbons generated by the Lower Cretaceous deposits is insufficient for formation of oil and gas accumulations in these sediments, and especially for gas pools formation in Cenomanian deposits. The obtained results of evaluation of the Jurassic sediments oil and gas generation properties showed that they are the main oil and gas source rocks, while the Lower Cretaceous deposits are predominantly reservoirs. The authors discuss the options of biogenic and abiogenic mechanisms of formation of methane that filled Cenomanian sediments. To substantiate the organic genesis of methane, the results of investigations of foreign scientists showing the possibility of methane generation at the expense of the methoxy groups in lignite (brown coal) were used. Abiogenic mechanism of methane production is based on the results of investigations by volcanologists, as well as data on isotopic signature of carbon, which is a part of methane in Cenomanian pools. Evidence has been presented to prove the possible presence of abiogenic (endogenous) methane in Cenomanian sandstone. Based on tectonophysical modelling using optical-polarization and tectonosedimentation methods, the possible mechanism of gas reservoir formation in Cenomanian sediments of the Pokur Formation is reconstructed. Predicted zones of compression and decompaction in modelled sediments are identified.

The authors recommend that the method of seismic data integration with tectonophysical modelling carried out using them should be applied to predict hydrocarbon reservoirs.

For citation: Zubkov M.Yu. Genesis of Cenomanian gas reservoirs (Yamal-Nenets Autonomous District). *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(5):71–87. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-71-87. In Russ.

Введение

Несмотря на почти 60-летнюю историю разработки месторождений газа на севере Западной Сибири, до сих пор отсутствует ясное общепринятое представление об их происхождении. Традиционно существует два диаметрально противоположных представления о генезисе месторождений газа в этой части Западной Сибири. Представители первой точки зрения считают, что эти месторождения образовались за счет ОВ, входящего в состав осадочного чехла, а вторая группа исследователей, напротив, придерживается мнения, что газ, заполнивший породы-коллекторы, имеет ювенильное (неорганическое) происхождение.

Особенности фазового (преимущественно газового) состояния УВ-залежей представители первой точки зрения объясняют особенностями мацерального состава ОВ, присутствующего в осадочном чехле рассматриваемой территории, а именно преобладанием гумусовой органики (Н.Б. Вассоевич, А.Э. Конторович, Н.В. Лопатин, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, О.А. Радченко, Е.А. Рогозина, М.Я. Рудкевич, Ф.К. Салманов, А.А. Трофимук, В.А. Успенский, А.Н. Фомин и др.).

Приверженцы второго (абиогенного) представления о генезисе залежей газа в северной части Западной Сибири считают, что именно в таком фазовом состоянии УВ поступали из недр Земли (Р.М. Бембель, Б.М. Валяев, Г.Н. Гогоненков, К.С. Иванов, П.Н. Кропоткин, Н.А. Кудрявцев, А.А. Нежданов, В.Б. Порфирьев, А.И. Тимурзиев и др.).

Существуют и другие точки зрения на механизм формирования газовых залежей, включающие возможность превращения нефти в газ в результате ее биодегградации [1], а также гидротермальных [2] или тектоногидротермальных [3] процессов.

Цель данной статьи — попытаться разобраться в генезисе газовых месторождений северной части Западной Сибири, а также оценить вклады органической и возможной абиогенной составляющих при формировании гигантских месторождений газа на этой территории. Для этого использована оригинальная методика оценки нефтегазогенерационных свойств ОВ, входящего в состав образцов, отобранных из одной скважины Медвежьего и двух скважин Уренгойского месторождений (всего около 100 образцов), на основе комплексирования данных пиролиза и материального баланса [4, 5]. Кроме того, применялись материалы отечественных и зарубежных ученых-вулканологов [6–16], геохимиков [17–20], а также результаты тектонофизического моделирования [21].

Результаты исследований

При обосновании источника УВ, заполнивших неокомские породы-коллекторы на севере Западной Сибири, необходимо оценить нефтегазогенерационные (далее генерационные) и емкостные свойства юрских и неокомских отложений этой части Западной Сибири. Для этого использован способ комплексирования результатов пиролитического исследования образцов и метод материального баланса на примере трех скважин с высоким выносом керна [4, 5] (табл. 1). Анализ полученных результатов показал, что степень термического или катагенетического превращения исходного ОВ в нафтиды закономерно возрастает с увеличением глубины и возраста отложений от 31,6 % (пласт БН₅) до 78,6 % (средняя часть большехетской серии). В этом же направлении отмечается повышение коэффициента эмиграции образовавшихся нафтидов (от 36 до 91 %).

Обращают на себя внимание крайне низкие генерационные свойства глинистых осадков тангаловской свиты (пласты БН₅–БН₁₁), которые в среднем варьируют от 0,016 до 0,04 % (табл. 1), что объясняется очень малым содержанием в них ОВ и преимущественно гумусовым его составом.

Самыми высокими генерационными свойствами характеризуются осадки баженовской свиты (генерировавшие до 10,3 %) и углистые отложения большехетской серии (в среднем от 7,14 до 30,24 %). Столь высокие количества образовавшихся нафтидов в баженовской и особенно в большехетской серии объясняются значительной степенью термического преобразования этих отложений и преимущественно сапропелевым составом исходного ОВ. Иными словами, углистые глины и глинистые угли, входящие в состав большехетской серии, сложены остатками не высшей, а низшей (преимущественно водорослевой) растительности [4].

Ачимовские и подачимовские отложения генерировали почти на порядок больше нафтидов, чем рассмотренные ранее осадки, но их абсолютные значения также невелики и в среднем изменяются от 0,13 до 0,25 % (см. табл. 1).

Зная мощности пород-генераторов и коллекторов в составе рассматриваемых отложений, вскрытых тремя скважинами, несложно рассчитать их удельные (в расчете на 1 м³) генерационные и емкостные свойства (табл. 2).

Из полученных результатов следует, что объем порового пространства в неокомских отложениях (сортымская и тангаловская свиты) во много раз превышает объем нафтидов, образовавшихся в этих же отложениях (в десятки и даже сотни раз). Даже с учетом нафтидов, генерированных баженовской

Табл. 1. Усредненные результаты пиролизических исследований, определения $C_{орг}$ и рассчитанных на их основе нефтегенерационных свойств образцов пород юрского и мелового возраста

Tab. 1. Averaged results of pyrolysis studies, C_{org} determination, and oil and gas generation properties calculated based on them for Jurassic and Cretaceous rock samples

Объект	$C_{орг}$, % на исходную породу	УВ, мг/г породы		Н _И , мг УВ/ $C_{орг}$	T_{max} , °C	$K_{превр. отн}$	C_r , %	K_g
		S_1	S_2					
Медвежье месторождение, скв. 50								
Пласт БН ₅	$\frac{0,46-1,86}{1,05}$ (9)	$\frac{0,09-0,3}{0,2}$	$\frac{0,18-4,74}{1,23}$	$\frac{29,6-396,5}{105,5}$	$\frac{425-438}{432}$	$\frac{19,25-48,7}{31,63}$	$\frac{0,01-0,12}{0,04}$	$\frac{8-62}{36}$
Пласт БН ₇	$\frac{0,37-0,65}{0,46}$ (5)	$\frac{0,1-0,17}{0,13}$	$\frac{0,12-0,31}{0,19}$	$\frac{31-49}{42}$	$\frac{425-431}{429}$	$\frac{37,14-49,18}{43,4}$	$\frac{0,01-0,02}{0,016}$	$\frac{15-27}{19}$
Пласт БН ₁₀	$\frac{0,48-1,03}{0,67}$ (8)	$\frac{0,16-0,4}{0,23}$	$\frac{0,18-0,98}{0,41}$	$\frac{31-94}{58}$	$\frac{430-439}{434}$	$\frac{31,28-52,65}{40,35}$	$\frac{0,02-0,05}{0,03}$	$\frac{0-39}{21}$
Пласт БН ₁₁	$\frac{0,53-0,69}{0,62}$ (5)	$\frac{0,14-0,19}{0,17}$	$\frac{0,16-0,43}{0,26}$	$\frac{23-68}{42}$	$\frac{429-442}{437}$	$\frac{28,09-48}{40,45}$	$\frac{0,02-0,03}{0,023}$	$\frac{14-36}{22}$
Уренгойское месторождение, скв. 739								
Надachimовская толща	$\frac{0,34-0,81}{0,63}$ (13)	$\frac{0,01-0,04}{0,03}$	$\frac{0,06-0,7}{0,31}$	$\frac{14,6-94,6}{45,2}$	$\frac{445-450}{448}$	$\frac{42,16-60,62}{48,1}$	$\frac{0,03-0,26}{0,13}$	$\frac{74-96}{90}$
Ачимовская и подachimовская толщи	$\frac{0,74-1,8}{1,33}$ (7)	$\frac{0,02-0,7}{0,29}$	$\frac{0,7-3,43}{2,08}$	$\frac{82,9-214,4}{150,3}$	$\frac{446-451}{449}$	$\frac{36-47,51}{43}$	$\frac{0,05-0,29}{0,16}$	$\frac{59-99}{82}$
Баженовская и верхняя часть георгиевской свиты	$\frac{5,5-6,6}{6,1}$ (6)	$\frac{0,9-7}{4,45}$	$\frac{7,81-38,09}{24,66}$	$\frac{134,7-692,5}{409,4}$	$\frac{446-449}{447}$	$\frac{36,71-72,89}{47,03}$	$\frac{0,61-10,3}{3,13}$	$\frac{70-93}{81}$
Уренгойское месторождение, скв. 292								
Надachimовская толща	$\frac{0,47-0,96}{0,65}$ (7)	$\frac{0,07-0,36}{0,14}$	$\frac{0,32-1,55}{0,7}$	$\frac{60-174}{101}$	$\frac{429-440}{435}$	$\frac{18,72-35,06}{27,04}$	$\frac{0,01-0,04}{0,02}$	$\frac{5-58}{42}$
Ачимовская и подachimовская толщи	$\frac{0,51-5,56}{1,91}$ (7)	$\frac{0,08-1,79}{0,64}$	$\frac{0,38-11,1}{3,04}$	$\frac{75-216}{132}$	$\frac{433-452}{442}$	$\frac{20,08-52,47}{33,75}$	$\frac{0,02-1,3}{0,25}$	$\frac{9-86}{47}$
Нижневасюганская подсвита	0,99 (1)	0,13	0,45	46	445	47,38	0,05	72
Верхняя часть большехетской серии	$\frac{1,72-22,47}{8,91}$ (24)	$\frac{0,41-10,1}{3,19}$	$\frac{1,55-63,82}{19,5}$	$\frac{77-351}{180}$	$\frac{449-467}{460}$	$\frac{42,75-89,52}{74,1}$	$\frac{0,13-22,73}{7,14}$	$\frac{53-98}{92}$
Средняя часть большехетской серии	$\frac{4,03-39,3}{18,27}$ (5)	$\frac{1,4-12,68}{6,11}$	$\frac{3,13-93,37}{40,52}$	$\frac{78-239}{191}$	$\frac{456-465}{461}$	$\frac{61,45-93,19}{78,64}$	$\frac{0,54-81,72}{30,24}$	$\frac{74-99}{91}$

Примечание. Числитель — минимальные и максимальные значения параметра, знаменатель — средние, в скобках — число образцов.

Note. Numerator shows min and max values of parameter; denominator — average values; in brackets is a number of samples.

свитой, объем порового пространства пород-коллекторов сортымской свиты превышает их объем в три раза (см. табл. 2).

Лишь углистыми отложениями большехетской серии генерировано почти в два раза больше нефтяных, чем способны вместить однообразные породы-коллекторы и ачимовские осадки, следовательно, «избыточные» их объемы могли накопиться в вышележающих отложениях, например, в песчано-алевритовых тангаловской или даже покурской свит (см. табл. 2).

Из полученных результатов следует однозначный вывод, что генераторами нефтяных являются юрские осадки, а коллекторами — преимущественно нижнемеловые отложения [4]. Причем генерированных юрскими осадками УВ явно недостаточно, чтобы насытить породы-коллекторы сортымской и тангаловской свит, не говоря уже о покурской свите, в кровле которой (сеноман) присутствуют огромные запасы газа.

Не следует также забывать, что между продуктивными пластами тангаловской свиты и газо-

Табл. 2. Удельные (на 1 м²) нефтегенерационные и емкостные свойства юрских и нижнемеловых отложений**Tab. 2.** Specific oil generation and capacity properties of Jurassic and Lower Cretaceous deposits (per 1 m²)

Объект	Объем образовавшихся УВ ($V_{уб}$) · 10 ⁻² , м ³	Суммарная эффективная емкость песчаников ($V_{пор}$), м ³	Отношение генерационных и емкостных свойств пород	
			$V_{уб}/V_{пор}$	$V_{пор}/V_{уб}$
Медвежье месторождение, скв. 50				
Пласт БН ₅	0,9	0,75	–	83,3
Пласт БН ₇	0,45	1,41	–	313,3
Пласт БН ₁₀	0,77	0,36	–	46,8
Пласт БН ₁₁	0,3	0,23	–	76,7
В целом по скважине	2,42	2,75	–	113,6
Уренгойское месторождение, скв. 739				
Надачимовская толща	12	2,14	–	17,8
Ачимовская и подачимовская толщи	4	2,52	–	63
Баженовская и верхняя часть георгиевской свиты	128	0,005*	256	–
В целом по скважине	144	4,67	–	3,2
Уренгойское месторождение, скв. 292				
Надачимовская толща	0,5	1,82	–	364
Ачимовская и подачимовская толщи	4,9	1,9	–	34,8
Нижневасюганская подсвита	–	–	–	–
Верхняя часть тюменской свиты	872,2	1,26*	6,9	–
Средняя часть тюменской свиты				
В целом по скважине	882,58	4,98	1,8	–

* Битуминовые аргиллиты и углистые глины.

* Bituminous claystone and carbonaceous clay.

носными сеноманскими горизонтами находится мощная пачка глинистых флюидоупоров, в которой отдельные прослои глин достигают 20–30 м. Поэтому УВ, генерированным юрскими битуминозными отложениями баженовской свиты и углистыми осадками большехетской серии, очень сложно попасть через этот экран в сеноманские песчаники.

Если придерживаться органогенной (осадочно-миграционной) концепции образования газовых залежей в сеноманских песчаниках, то следует искать источник газа именно в осадках покурской свиты.

Нижняя часть покурской свиты, по мнению большинства исследователей, накапливалась в континентальных условиях и в ее составе присутствуют маломощные углистые отложения (0,2–0,4 м), имеющие в своем составе преимущественно гумусовое ОВ. В настоящее время это ОВ находится на бурогольной стадии катагенеза и, следовательно,

угли относятся к категории бурых, т. е. пока еще не вступивших в нефтяное окно. Судя по данным изотопных исследований углерода, метан, являющийся главным компонентом сеноманских газовых залежей, имеет преимущественно биогенный генезис [17, 19, 20]. Очевидно, что раннедиагенетический биогенный метан, образовавшийся на начальной стадии анаэробного преобразования осадка автотрофными микроорганизмами (метаногенами), был утерян из-за отсутствия надежного флюидоупора. Поэтому остается предположить, что залежи газа сформировались гораздо позднее за счет термофильных метаногенов.

О такой возможности свидетельствует недавнее открытие западных ученых, установивших, что бурый уголь (лигнит) превращается в каменный (они называют его битуминозным) в результате воздействия на лигнит термофильных метаногенов (*Methermicoccus shengliensis*) [22]. По их данным,

основным компонентом при выработке микроорганизмами метана являются метоксильные группы ($\text{O}-\text{CH}_3$), которые они отделяют от молекул лигнина, входящих в состав лигнита. Они считают, что процесс деметилирования — это ключевой этап превращения лигнита (бурого угля) в каменный (битуминозный) уголь.

В настоящее время пластовые температуры в рассматриваемых отложениях составляют $75-90^\circ\text{C}$ и являются критическими для выживания даже термофильных микроорганизмов, поэтому можно предположить, что в настоящее время процесс генерации метана этой группой микроорганизмов преимущественно закончился.

Попробуем оценить количество исходного ОВ гумусовой природы (лигнита), необходимого для формирования современных залежей газа в сеноманских песчаниках. Для расчетов примем, что в буром угле (лигните), из которого путем деметилирования микроорганизмами вырабатывался метан, содержание метильных групп составляло около 10 % [22]. Вычисления проведем в расчете на площадь 1 м^2 . Примем мощность газонасыщенного песчаника равной 100 м, а его эффективную пористость — 30 %. Тогда объем порового пространства в столбе песчаника, имеющего объем 100 м^3 , составит 30 м^3 . Будем считать плотность газа в пластовых условиях равной 70 кг/м^3 . Тогда его масса в этом столбе песчаника с основанием в 1 м^2 составит 2100 кг.

Примем плотность лигнита равной 1300 кг/м^3 , его суммарную мощность в рассеянном и концентрированном (в составе бурых углей) состоянии — 20 м, а содержание метоксильных групп в лигните — 10 %. Тогда их масса на той же площади (1 м^2) составит 2600 кг. Если предположить, что коэффициент эмиграции образовавшегося биогенного метана близок к 100 % и он практически полностью накопился в сеноманском песчанике, то количество генерированного за счет метоксильных групп лигнита метана и его содержание в столбе песчаника с таким же основанием площадью в 1 м^2 имеют близкие значения. Однако на самом деле часть образовавшегося метана неминуемо рассеялась в осадочной толще, а другая оказалась растворенной в пластовых водах. Поэтому принятой для оценочных расчетов суммарной мощности различных типов (рассеянного и концентрированного) лигнита, равной 20 м, скорее всего недостаточно, чтобы сформировать сеноманские залежи газа, высота которых нередко достигает 200 м (например, на Уренгойском месторождении).

Рассмотрим теперь альтернативную (абиогенную) точку зрения на образование сеноманских залежей газа, для чего используем данные ученых-вулканологов. Трудность оценки содержания абиогенного метана в составе вулканических газов заключается в том, что его концентрация варьирует в значительных пределах (от 0,005 до 20,1 %) [6–11]. Причем содержание метана зависит от типа магма-

тического расплава, из которого он выделяется, его температуры, а его концентрация в составе газа изменяется во времени. Более того, даже в пределах одного и того же вулканического аппарата в составе газов, выделяющихся из разных полостей и трещин, содержание метана также варьирует в значительных пределах [8–11]. Поэтому проводимые расчеты имеют лишь очень приблизительный оценочный характер.

В работе [11] приводятся данные о количестве метана, выделяющегося в пределах трех термальных полей знаменитой кальдеры Узон (Камчатка), которое составляет около 560 тыс. $\text{м}^3/\text{год}$. По самым скромным оценкам запасы метана в Ямало-Ненецком автономном округе равны 93 трлн м^3 . Исходя из этих данных, для создания обсуждаемых залежей газа в Ямало-Ненецком автономном округе термальными площадкам кальдеры Узон потребовалось бы 166 млн лет.

Но эти расчеты сделаны лишь для единичной вулканической постройки, имеющей сравнительно небольшую площадь (около 100 км^2), ограниченную размером магматического тела, расположенного под ней. Поэтому известный интерес представляет оценка площади магматических тел, из которых могли бы выделиться объемы метана, необходимые для создания сеноманских залежей газа за определенный период времени.

Время образования залежей газа точно не установлено, однако можно предположить, что они имеют сравнительно молодой, а именно кайнозойский возраст, на что обращается внимание также и в работе [23]. Чтобы приблизительно определить период времени, в течение которого образовались газовые залежи, исходя из предположения об их абиогенном образовании, пересчитаем полученные ранее результаты на определенную площадь. Эти расчеты показывают, что со всех трех площадок кальдеры Узон выделяется около 8,9 тыс. $\text{м}^3/\text{км}^2$ метана в год.

Тогда, если предположить, что суммарная площадь генерирующих площадок, расположенных в фундаменте северной части Западной Сибири, составляет, например, 1000 км^2 (т. е. всего $20 \times 50\text{ км}$), то с их площади выделится около 9 млн м^3 метана в год. Исходя из минимальных оценок запасов метана в Ямало-Ненецком автономном округе (93 трлн м^3), потребуется 10,5 млн лет для того, чтобы накопить такие запасы с выбранной для расчетов площадки, равной всего 1 тыс. км^2 .

А какие существуют факты, свидетельствующие о присутствии ювенильных флюидов в осадочном чехле рассматриваемого района Западной Сибири?

В публикации [2] в качестве доказательства проникновения ювенильных флюидов, представленных высокотемпературными гидротермальными растворами, в неокомские осадки северных районов Западной Сибири приводятся следующие факты:

– нарушение нормальной вертикальной геохимической зональности и формирование инверсионного геохимического разреза, характеризующегося снижением общей минерализации пластовых вод с глубиной, и обнаружение в нижне-неокомских отложениях вод с минерализацией 1–7 г/л, а также одновременное изменение химического состава пластовых вод с Cl–Na–Ca на HCO_3^- –Cl–Na;

– использование отношения В/Br, а также Na–K-геотермометра позволило авторам заключить, что формирование низкоминерализованных гидрокарбонатно-натриевых вод произошло в результате поступления в водоносные породы значительного количества гидротермальных (температура 150–279 °С) ювенильных флюидов, насыщенных CO_2 ;

– повышению температуры растворов соответствует четко выраженное снижение их минерализации (<5 г/л), которое соответствует температуре формирования раствора > 100 °С, а уменьшению минерализации до < 1 г/л соответствует температура до 279 °С;

– полученным авторами значениям отношения В/Br > 2, по их мнению, должна соответствовать температура не менее 200 °С;

– отношения В/Br в нижнемеловых отложениях значительно (на порядок) превышают таковые значения, характерные для седиментогенных пластовых вод, и приближается к значениям, характерным для современных гидротерм.

В работе, посвященной геохимической зональности и типизации подземных вод Западно-Сибирского бассейна [24], действительно отмечается заметный рост концентрации иона HCO_3^- в составе пластовых вод нижнемеловых отложений в северном направлении и смена типа вод с Cl–Na–Ca на HCO_3^- –Cl–Na (рис. 1).

В этом же направлении установлено значительное увеличение геотермического градиента с обычного (3,3 °/100 м) на юге бассейна до 5 °/100 м и даже выше на севере. Кроме того, в северном направлении отмечается снижение напоров (пластовых давлений) с юга на север, что вызывает движение пластовых вод и наклон газодонающих контактов ряда залежей на северо-северо-восток [25].

При этом в верхней части осадочной толщи наблюдаются аномально низкие пластовые давления (АНПД), особенно в верхнемеловых отложениях (здесь сформировалась зона разряжения). В нижней (юрской) части осадочного разреза пластовые давления часто характеризуются как аномально высокие пластовые давления (АВПД) [25]. Таким образом, в юрских осадках наблюдается область сжатия.

В публикации [3] приведены факты гидротермального или, вернее, тектоногидротермального воздействия на неокомские отложения северной части Западной Сибири, которые проявились в активном выщелачивании кислыми с низкой мине-

рализацией гидротермами неустойчивых в этих условиях минералов (прежде всего плагноклазов) и, напротив, кристаллизации эпигенетических гидротермальных минералов, представленных кварцем, каолинитом (диккитом), сидеритом, рутилом, баритом, разнообразными сульфидами, редкоземельными карбонатами, фосфатами и силикатами, которые часто ассоциируют с метаморфизованным битумом (рис. 2, 3).

В 1988 г. Н.А. Озерова сообщила, что в газопроводных трубах жилых домов ГДР была обнаружена капельно-жидкая ртуть. Экологи, исследовавшие почву вблизи газовых фонтанов, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, также обнаружили повышенные концентрации ртути. Выделения ртути вместе с газовыми эманациями и гидротермальными растворами хорошо известны [9, 10, 13, 14]. Поэтому присутствие ртути в составе газа может свидетельствовать о его если не полной, то хотя бы частичной связи с эндогенными процессами, так как растительные и животные организмы не содержат в себе ртуть в силу ее крайней токсичности, а потому биогенный газ также не может ее содержать.

При определении генезиса метана чаще всего используется изотопный состав углерода, входящего в его состав [11, 17–20, 22, 23]. По этому признаку обычно выделяют следующие генетические разновидности метана:

– биогенный, в котором содержание $\delta^{13}\text{C}$ изменяется от –80 до –50 ‰ [11, 17–20, 22, 23];

– термогенный (за счет термического разложения исходного ОВ), в котором концентрация $\delta^{13}\text{C}$ изменяется от –45 до –40 ‰ [23], однако имеются данные и о более высоких значениях $\delta^{13}\text{C}$, изменяющихся от –37,6 до –23 ‰ [20];

– термогенный (за счет термического разложения нефти), в котором содержание $\delta^{13}\text{C}$ колеблется от –38 до –27 ‰ [23];

– эндогенный (присутствующий в изверженных породах, прошедший этап изотопного обмена с CO_2), в котором концентрация $\delta^{13}\text{C}$ изменяется от –27 до –22 ‰ [20, 23];

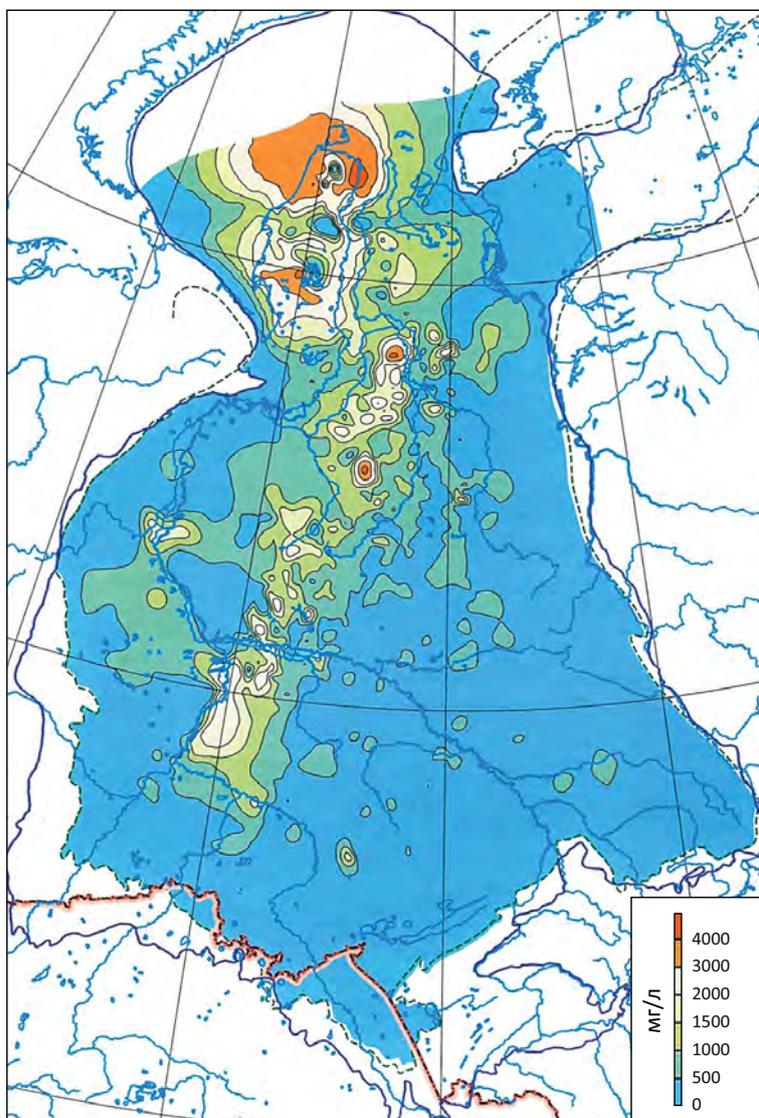
– эндогенный (мантийный, слабозатронутый процессом изотопного обмена с CO_2) имеет самый тяжелый изотопный состав углерода, варьирующий от –19 до –6 ‰ [23].

По данным [19], содержание изотопа $\delta^{13}\text{C}$ в метане, присутствующем в сеноманских залежах газа Медвежьего и Уренгойского месторождений, изменяется от –58 до –44,5 ‰. То есть, в соответствии с приведенными ранее критериями, он относится преимущественно к биогенному типу с примесью термогенного и/или эндогенного.

В работе [20] приводятся интересные и довольно неожиданные результаты пиролиза угля, которые свидетельствуют о том, что изотопный состав углерода изменяется следующим образом:

Рис. 1. Содержание HCO_3^- -иона в пластовых водах нижнемеловых отложений Западной Сибири (по [24])

Fig. 1. HCO_3^- -ion content in Lower Cretaceous formation water of Western Siberia (according to [24])



$\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}} < \delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} < \delta^{13}\text{C}_{\text{уголь}} \ll \delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$. То есть самый легкий изотопный состав углерода в продуктах пиролиза имеет не метан, а оксид углерода. Вероятно, это объясняется кинетическим изотопным эффектом. Дело в том, что при температурах около 235°C и выше CO_2 разлагается на оксид углерода и кислород, причем при снижении давления равновесие еще больше сдвигается в сторону образования CO и O_2 [26]. Поскольку связи $^{12}\text{C}-\text{O}$ при термическом разложении молекул CO_2 рвутся быстрее, чем $^{13}\text{C}-\text{O}$, то вследствие этого отщепляющиеся молекулы CO обогащаются легким изотопом, а в остающихся целыми молекулах CO_2 преимущественно накапливается тяжелый изотоп углерода.

Если допустить, что деструкция и процесс декарбоксилирования OB происходят под воздействием эндогенных высокоэнтальпийных флюидов, в которых, помимо воды, углекислоты, метана

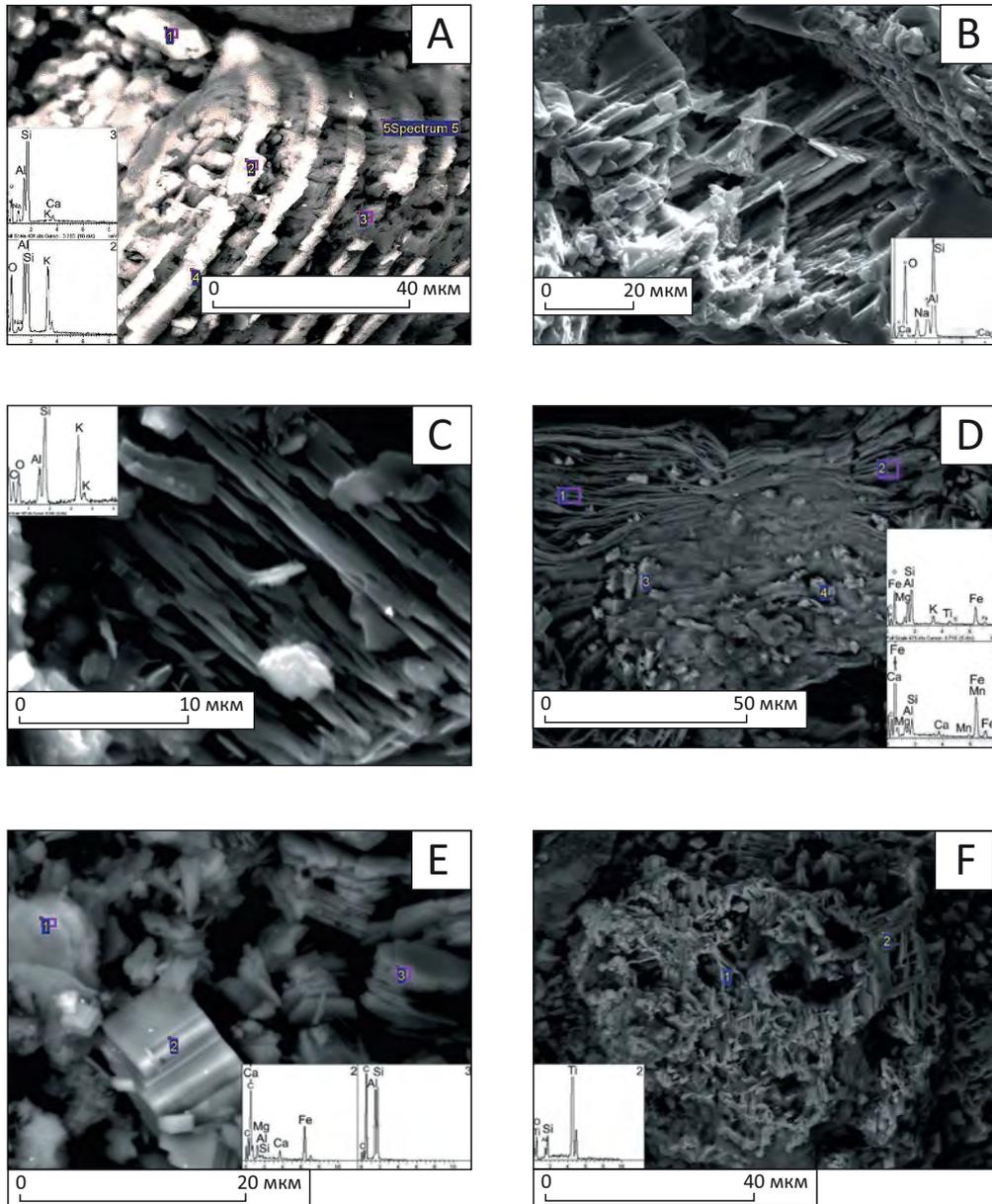
и других летучих компонентов, обязательно присутствует и водород [6–11, 16], то вполне возможно протекание процесса Фишера – Тропша с образованием УВ (включая метан), богатых легким изотопом углерода, унаследованного из участвующего в этой реакции CO [26].

Можно предположить, что из-за того же кинетического изотопного эффекта и эндогенная CO также обогащена легким изотопом углерода. Тогда при ее взаимодействии с водородом будет образовываться метан и другие УВ , содержащие в своем составе углерод, обогащенный легким изотопом.

Как в рассмотренном ранее механизме биогенной генерации метана из метоксильных групп ($\text{O}-\text{CH}_3$) лигнина, так и в абиогенном процессе Фишера – Тропша требуется водород. Но если в биогенной модели генерации метана можно предположить, что водород, необходимый для превращения



Рис. 2. Снимки на растровом электронном микроскопе пород-коллекторов мелового возраста севера Западной Сибири, подвергшихся тектоногидротермальному воздействию
Fig. 2. SEM (Scanning Electron Microscope) images of Cretaceous reservoir rocks subjected to tectonic-hydrothermal impact (northern West Siberia)



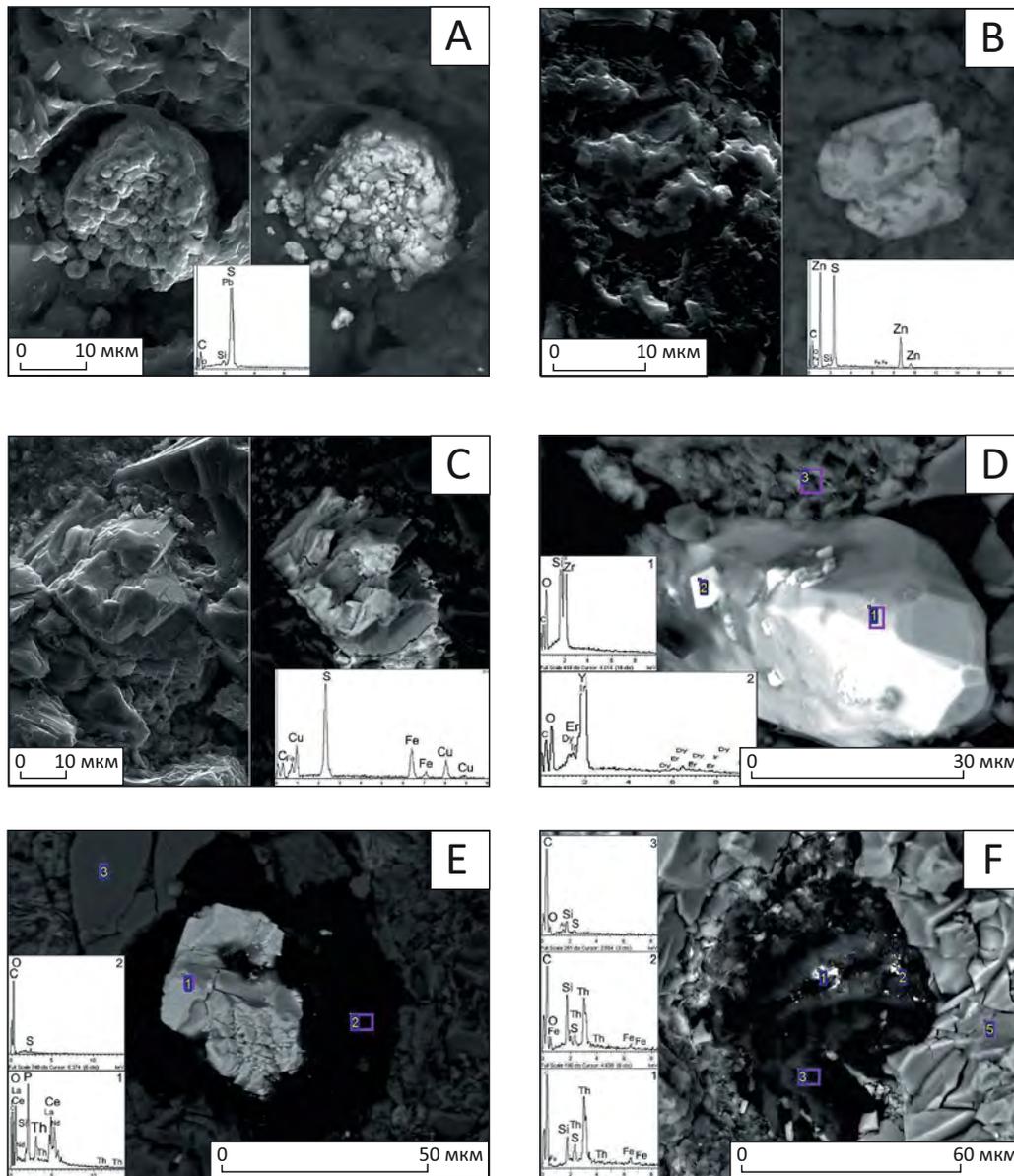
A — зерно щелочного полевого шпата с частично растворенными пертитами кислого плагиоклаза, входящими в его состав, пласт ПК₁, Ямбургская площадь, B — интенсивно выщелоченное зерно плагиоклаза с оставшимися пертитами альбита, пласт ТП₁₂₋₁₃, Северо-Парусовая площадь, C — интенсивно растворенное зерно щелочного полевого шпата с оставшимися пертитам ортоклаза, пласт БУ₈⁰, Южно-Парусовая площадь, D — выщелоченное обломочное зерно биотита, частично замещенное сидеритом, пласт ПК₁, Ямбургская площадь, E — кристаллы сидерита и каолинита, пласт ТП₄, Северо-Парусовая площадь, F — «решеточный» рутил, образовавшийся из зерна титаномагнетита вследствие растворения кислым гидротермальным флюидом магнетитового минала, пласт ТП₄, Северо-Парусовая площадь.

Здесь и далее на врезках приведены элементные спектры, полученные с участков, обозначенных на снимках цифрами (по [3] с изменениями)

A — grain of alkali feldspar with partially dissolved acid plagioclase perthites in its composition, ПК₁ bed, Yamburgsky area, B — highly leached plagioclase grain with the remaining albite perthites, ТП₁₂₋₁₃ bed, North Parusovy field, C — highly dissolved alkali feldspar grain with remaining orthoclase perthites, БУ₈⁰ bed, South Parusovy area, D — leached biotite clast partially substituted by siderite, ПК₁ bed, Yamburgsky area, E — siderite and kaolinite crystals, ТП₄ bed, North Parusovy area, F — «lattice» rutile formed from titanomagnetite grain as a result of magnetite mineral dissolution by acid hydrothermal fluid, ТП₄ bed, North Parusovy area.

Hereinafter, the boxes show elemental spectra obtained from the points marked with numbers in the images (modified from [3])

Рис. 3. Снимки на растровом электронном микроскопе новообразованных минералов гидротермального происхождения: сульфиды (А–С) и редкоземельные силикаты, оксиды и фосфаты (D–F)
Fig. 3. SEM images of newly formed minerals of hydrothermal origin: sulphides (A–C) and rare-earth silicates, oxides, and phosphates (D–F)



А — галенит, В — сфалерит, пласт Ач (БУ_{14}^2), Юбилейное месторождение, С — халькопирит, пласт БУ_8^0 , Южно-Парусовая площадь, D — регенерированное зерно циркона с новообразованными кристаллами иттриита (Y_2O_3) на его поверхности, пласт БУ_8^0 Южно-Парусовая площадь, E — зерно торийсодержащего монацита в тиобитуме, пласт ТП_{5-6} Северо-Парусовая площадь, F — мелкие зерна торита в тиобитуме, пласт БУ_{11} Ямбургская площадь (по [3] с изменениями)

A — galenite, B — sphalerite, Ач (БУ_{14}^2) bed, Yubileiny firld, C — chalcopyrite, БУ_8^0 bed, South Parusovy area, D — regenerated zircon grain with newly generated yttrite crystals (Y_2O_3) on its surface, БУ_8^0 bed, South Parusovy field, E — grain of thorium-bearing monazite in thiobitum, ТП_{5-6} bed, North Parusovy area, F — fine thorite grains in thiobitum, БУ_{11} bed, Yamburgsky area (modified from [3])

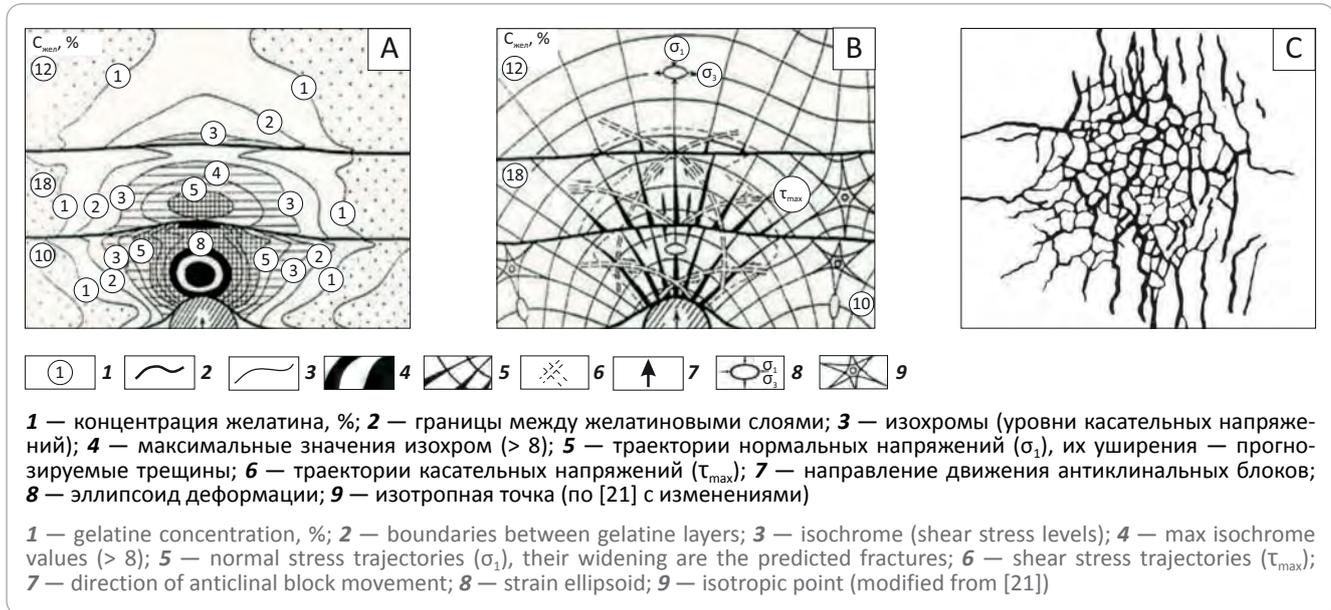
метоксильных групп в метан, извлекается микроорганизмами из молекул лигнина, то в абиогенной модели необходим дополнительный источник водорода. Поэтому следует оценить объем водорода, выделяющегося из магматических тел. Для этого, как и в случае магматогенного (эндогенного) мета-

на, воспользуемся данными вулканологов об объеме водорода, выделяющегося с термальных площадок кальдеры Узон, который в год составляет около 35,6 тыс. $\text{м}^3/\text{км}^2$ [8, 11]. Тогда с площади в 1 тыс. км^2 за год выделится 35,6 млн м^3 водорода. Этого количества водорода достаточно для образования почти



Рис. 4. Расшифровка распределения уровней касательных напряжений (А), трещинных дислокаций (В) в оптико-поляризационной модели и зона трещиноватости (вид сверху), образовавшаяся в седиментационной модели (С) в результате роста в обеих моделях симметричного поднятия

Fig. 4. Determination of shear stress levels (A), interstitial dislocations (B) in optical polarization model and fractured zone (plan view), formed in sedimentation model (C) as a result of a symmetric uplift growth in both models



95 млн м³ abiогенного метана в год при условии, что из CO и H₂ образуется только метан без учета других УВ. То есть для возникновения всех залежей газа в Ямало-Ненецком автономном округе описанным способом потребуется всего около 1 млн лет.

Аналогичные расчеты можно выполнить и для оценки объема эндогенного CO₂, они показывают, что со всех трех термических площадок той же кальдеры в год выделяется 6 млн м³/км² углекислого газа [11]. Поэтому с выбранной площади (1 тыс. км²) за год выделится порядка 60 млн м³ CO₂. Эти оценочные расчеты объемов ювенильного CO₂, наряду со слабоминерализованными гидротермальными флюидами, пригодятся для объяснения формирования отмеченной ранее гидрохимической аномалии в нижнемеловых отложениях [2, 24, 27].

Остается понять, каким образом эндогенные высокоэнталийные флюиды, отделяющиеся от магматических тел, расположенных в фундаменте, смогли проникнуть в осадочный чехол и принять участие в формировании гидрохимической аномалии в нижнемеловых пластовых водах? Каким образом биогенный метан, образовавшийся преимущественно в нижней части покурской свиты, смог проникнуть через мощный глинистый экран, расположенный в ее средней части, в верхнюю ее часть и заполнить сеноманский песчаный коллектор? Наконец, почему верхняя часть покурской свиты характеризуется АНПД, а в юрских коллекторах отмечается АВПД, и чем объяснить снижение напора (пластового давления) в северном направлении и рост в том же направлении геотермического градиента в сеноманских отложениях?

Известно, что северная часть фундамента Западной Сибири и собственно сам осадочный чехол

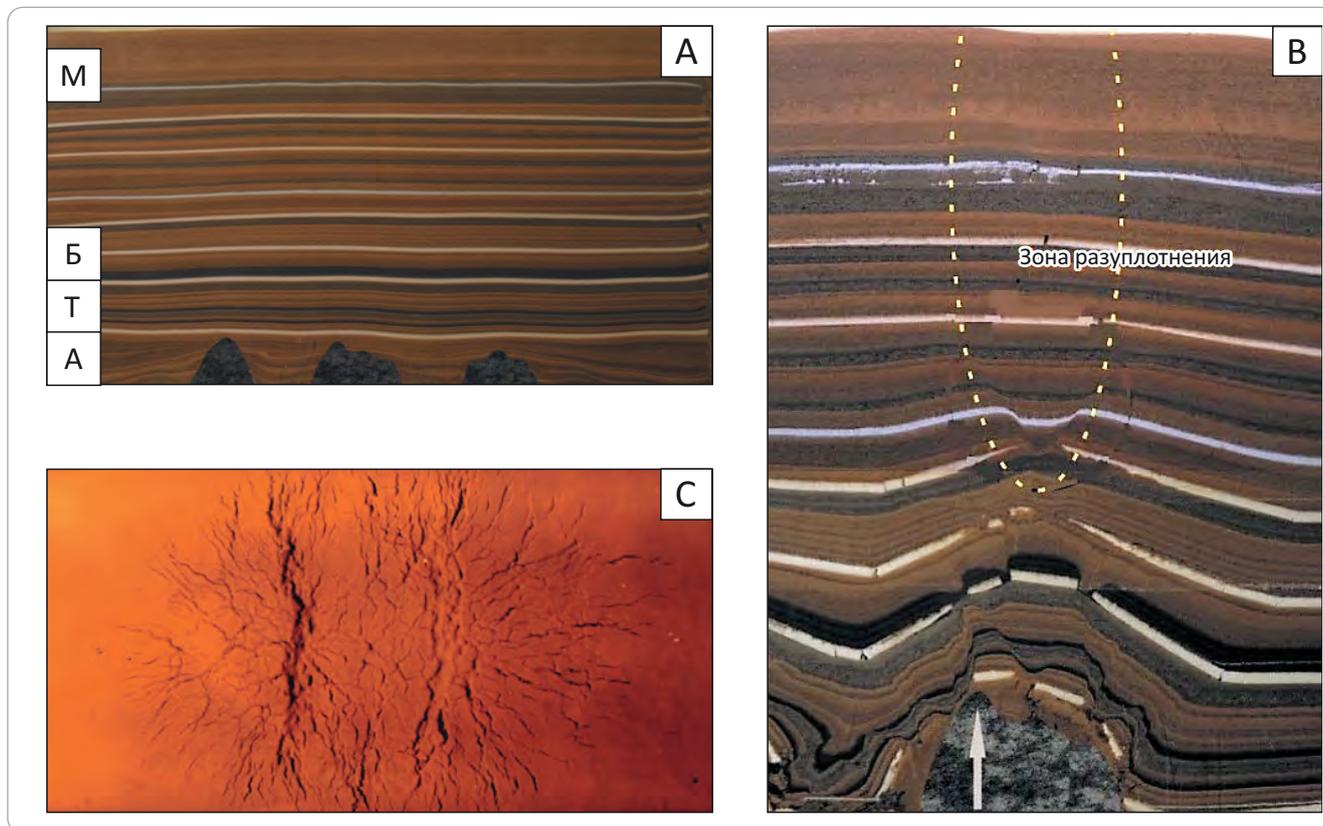
разбиты многочисленными тектоническими нарушениями, амплитуда которых составляет от первых десятков до первых сотен метров. Очевидно, что в возникновении перечисленных выше особенностей состава пластовых флюидов, их свойств и формирования УВ-залежей не обошлось без влияния тектонических сил. Поэтому попробуем ответить на эти вопросы с помощью простейших тектонофизических моделей.

Для анализа распределения напряжений, прогноза направления и плотности трещин, а также формирования зон разуплотнения (просадки) и смещения осадков вследствие роста поднятий использовались два метода тектонофизического моделирования: поляризационно-оптический (далее оптический) и двухмерный тектоноседиментационный (далее седиментационный). С помощью обоих методов рассмотрим закономерности формирования напряжений и ориентации трещин в оптической модели, смещения осадков и образования дислокаций, а также зоны разуплотнения в седиментационной модели.

Начнем рассмотрение с трехслойной оптической модели, в которой моделируется рост симметричного поднятия (рис. 4). Нижний слой имитирует юрские отложения, средний — осадки сортымской и тангаловской свит, а верхний — покурскую свиту и перекрывающие ее осадки. Непосредственно над самым поднятием (в «юрских» отложениях) формируется зона сжатия с высокой концентрацией напряжений — более 8 усл. ед. Она постепенно расширяется вверх до границы с «нижнемеловыми» осадками, в которых также отмечается образование зоны повышенных касательных напряжений (до 5 усл. ед.), однако в отличие от нижней зоны,

Рис. 5. Фотографии двумерной седиментационной модели в исходном состоянии (А), после роста центрального поднятия с образованием над ним зоны разуплотнения или просадки осадков (В) и вид сверху на вышедшую на поверхность модели зону разуплотнения (С) (по [21])

Fig. 5. Images of 2D sedimentation model in the initial state (A), after the growth of central uplift with formation of decompression zone or sediment sagging above it (B) and the plan view of crop out decompression zone (C) (according to [21])



являющейся участком сжатия, эта зона (в «нижне-меловых» осадках) является зоной растяжения или разуплотнения (см. рис. 4 А). Эта зона проникает и в толщу «покурской» свиты, правда значение напряжений в этих отложениях снижается до 2–3 усл. ед.

С использованием направления изоклин в оптической модели осуществлен прогноз ориентации трещинных дислокаций, которые возникают вследствие роста симметричного поднятия. Непосредственно над вершиной поднятия они имеют субвертикальную ориентацию, а по мере смещения по крыльям поднятия к его основанию они начинают «наклоняться», приобретая все более пологую ориентацию (см. рис. 4 В).

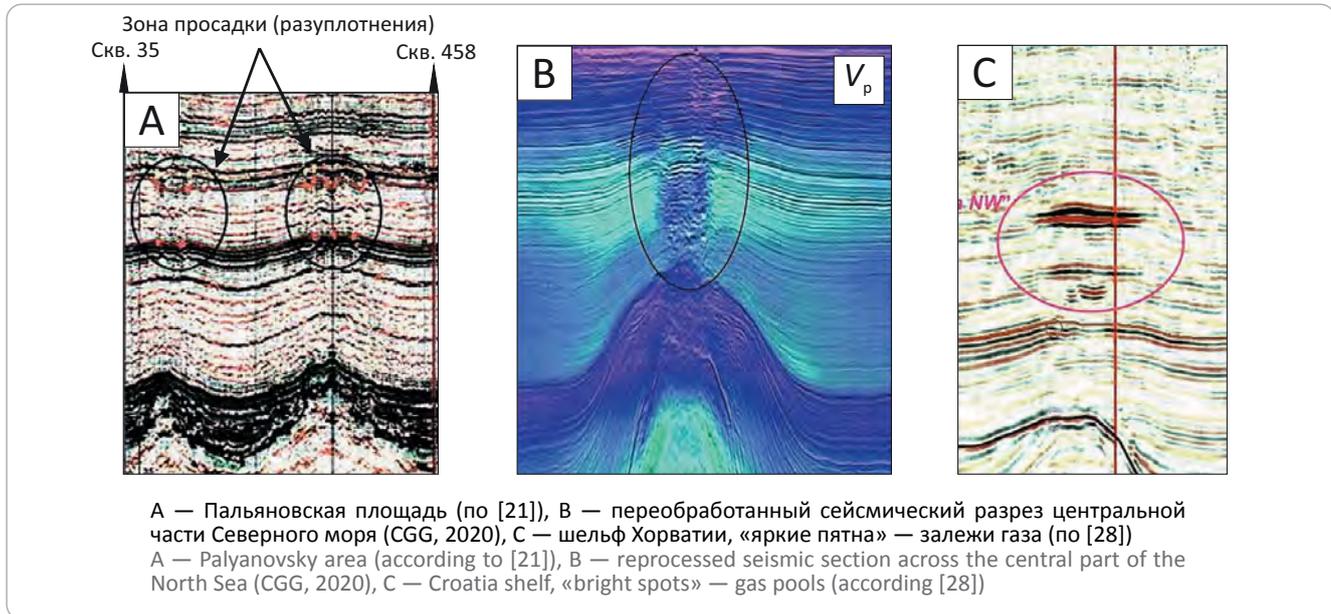
Первыми возникают трещины в зоне сжатия, они нарастают вверх по мере роста поднятия. Затем, по мере увеличения напряжений, в перекрывающих отложениях (в зоне разуплотнения) также образуются трещины отрыва, которые начинают «расти» преимущественно вниз. В некоторый момент обе зоны трещиноватости соединяются, образуя единую область дробления. Если поднятие имеет достаточно большую амплитуду, то зона дробления проникает и выше в осадки, имитирующие покурскую свиту (см. рис. 4 В). Субвертикальная зона дробления, сформировавшаяся в кровле седиментационной модели над симметричным поднятием (вид сверху), приведена на рис. 4 С. Следует

обратить внимание на тот факт, что латеральные размеры образующейся зоны дробления заметно превышают размеры самого поднятия, над которым она образуется, что было показано ранее при интерпретации оптической модели (см. рис. 4 В).

В седиментационной модели (рис. 5 А) рост поднятия привел к возникновению субвертикальных трещин в компетентных слоях (белый цвет), а также формированию предсказанной ранее на оптической модели зоны разуплотнения или просадки (см. рис. 5 В). В рассматриваемой седиментационной модели поднятие имело достаточно большую амплитуду и вытянутую в перпендикулярном к рисунку направлении форму, поэтому зона разуплотнения вышла на поверхность в форме малоамплитудного грабена с многочисленными оперяющимися его трещинными дислокациями (см. рис. 5 С).

Примеры сейсмических разрезов с участками разуплотнения (просадки) приведены на рис. 6, где хорошо видны зоны разуплотнения, образовавшиеся в результате роста симметричных поднятий (см. рис. 6 А) [21]. Помимо зон разуплотнения, прекрасно обозначаются субвертикальные участки «пропаривания» осадков выделившимися из магматического батолита высокоэнталийными флюидами (см. рис. 6 В). Причем эти флюиды мобилизуют поровую воду, в результате чего формируются гидротермальные растворы, активно воздействующие

Рис. 6. Примеры сейсмических разрезов с зонами разуплотнения (просадки осадков) над вершинами антиклинальных структур
Fig. 6. Examples of seismic sections with decompaction zones (sediment sagging) above the crestal part of anticline structure



щие на вмещающие их породы. В зонах разуплотнения выделяются залежи газа в виде «ярких пятен» (см. рис. 6 C) [28].

Обсуждение полученных результатов

Полученные результаты свидетельствуют о том, что в формировании сеноманских залежей газа в северной части Западной Сибири могли участвовать как биогенные источники метана (термофильные метилотрофные метаногенные микроорганизмы), так и эндогенные источники метана. Попробуем оценить соотношение этих двух источников метана. Для этого примем, что биогенный метан характеризуется содержанием изотопа $\delta^{13}C$, равным -60% , а эндогенный — -23% . Тогда при минимальном содержании в метане Уренгойского месторождения изотопа $\delta^{13}C$, равного -58% , концентрация биогенного метана составит 95% , а эндогенного — 5% . В метане Медвежьего месторождения, в пробе с максимальным содержанием изотопа $\delta^{13}C$, равным -45% , концентрация биогенного метана составит 60% , а ювенильного — 40% .

Здесь, однако, следует заметить, что изотопный состав биогенного метана изменяется по мере его генерации метилотрофными анаэробными метаногенами. Первоначально генерируется метан с самым изотопно легким углеродом, а по мере уменьшения его концентрации в составе лигнита образуются молекулы метана с большим содержанием тяжелого изотопа углерода [22], что объясняется в первую очередь «биогенным» кинетическим изотопным эффектом.

Кроме того, если CO , образующийся при термическом разложении CO_2 (например, под воздействием высокоэнтальпийных эндогенных флюидов), имеет более легкий изотопный состав углерода, чем у термогенного и тем более эндогенного метана,

то в результате его взаимодействия с ювенильным водородом возможно образование молекул метана с высоким содержанием легкого изотопа углерода, близким по своим значениям к биогенному метану. Этот способ образования абиогенного метана требует дальнейшего изучения.

На основе полученных данных попытаемся в первом приближении реконструировать последовательность событий, происходивших в фундаменте, юрских и меловых отложениях вплоть до возникновения гигантских залежей газа в сеноманских песчаниках.

Представим себе, что под фундаментом Западно-Сибирской плиты из астеносферы (вероятно, в триасе) поднимался громадный батолит, над которым формировалась региональная зона растяжения (разуплотнения) и, соответственно, просадки, которая представляла собой начинающую развиваться огромную впадину. Эта впадина по образующимся субвертикальным трещинам начала заполняться отделяющимися от этого супербатолита сначала магматическими (включая интрузивные и эффузивные породы), затем вулканогенными, а также вулканогенно-осадочными отложениями. Позднее (ранняя юра) она наполнялась осадками первоначально преимущественно континентального типа (ранняя – средняя юра), а затем, в поздней юре, на опускающейся территории постепенно формировался эпиконтинентальный морской бассейн, в котором начали накапливаться морские осадки.

Поскольку поднимающийся супербатолит смещает перекрывающие его породы не только вверх, но и в субгоризонтальном направлении (из-за чего над ним и образуется зона просадки), то, во-первых, постепенно заполнившийся осадками морской бассейн поднимается выше уровня Мирового океана и начинается цикл континентального накопления

осадков, а во-вторых, на его бортах формируются или сохраняются возвышенности: на западе — это Уральские горы, а на востоке — Среднесибирское плоскогорье (вероятно, ранее представлявшее собой горы), которые являлись одними из главных поставщиков терригенного материала для Западно-Сибирского осадочного бассейна (см. рис. 5 В, С).

Последующие смены субконтинентальных и субморских условий осадконакопления, вероятно, связаны с разнонаправленными тектоническими движениями, вызванными активизацией и затуханием преимущественно вертикальных перемещений супербатолита и отделяющихся от него более мелких магматических тел, называемых рядом исследователей «плюмами». Именно эти более мелко-масштабные магматические тела, отделявшиеся по субвертикальным трещинам от главного супербатолита, в зависимости от их размеров образовывали поднятия различных порядков [21].

Судя по приведенным ранее данным, самая активная и горячая часть рассматриваемого гипотетического батолита в настоящее время находится в северной части Западно-Сибирской плиты, продолжаясь под ложем Северного Ледовитого океана. Действительно, в южной ее части батолит уже давно начал остывать, о чем свидетельствуют сравнительно невысокие геотермические градиенты и пластовые температуры, за исключением нескольких районов, где тектономагматические процессы, вероятно, завершились сравнительно недавно (Салымский, Красноленинский, Шаимский и др.).

Над антиклинальными магматическими телами, присутствующими в фундаменте Западно-Сибирской плиты, включая рассматриваемую северную ее часть, возникают напряжения, которые, при превышении величины прочности перекрывающих их пород, приводят к образованию субвертикальных трещинных дислокаций. Вследствие падения давления по этим трещинам перемещаются высокоэнтальпийные флюиды, состоящие в основном из H_2O и в меньшей мере из CO_2 , CO , H_2 , N_2 , NH_3 , CH_4 , HCl , HF , H_2S , SO_2 , O_2 и др., выделившиеся из этих магматических тел [8–12].

Поскольку юрские отложения находятся в зоне сжатия и обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами, то основная часть отделенных от магматических тел флюидов проходит «транзитом» по возникшим субвертикальным трещинам через эти отложения и попадает в зону растяжения (разуплотнения), формирующуюся в подошве меловых отложений (см. рис. 4 А, В, рис. 5 В). В этой зоне происходит «разгрузка» основной части высокоэнтальпийных флюидов, растворение в поровых водах хорошо растворимых компонентов (NH_3 , H_2S , CO_2 , SO_2). Отмечается вытеснение и разбавление пластовых вод низкоминерализованным (около 1–3 г/л [10, 12]) кислым гидротермальным флюидом, который растворяет неустойчивые в этих условиях обломочные зерна (главным образом плагиоклазы) и часть глинистых минералов, формируя

дополнительную вторичную емкость в этих осадках (см. рис. 2) [3, 26]. Происходит нейтрализация первоначально кислых эндогенных флюидов, резкое снижение минерализации пластовых вод, выделение гидротермальных сульфидов и сульфатов, а в результате растворения CO_2 пластовые воды становятся гидрокарбонатными (см. рис. 1) [2, 24, 27]. Остальные слабо растворимые компоненты, включая CH_4 , H_2 и CO , по зонам дробления проникают в перекрывающие верхнемеловые осадки, включая сеноманские песчаники, разгружаясь в них.

Установленные АНПД в верхнемеловых отложениях обусловлены двумя главными причинами. Во-первых, их находим в зоне разуплотнения и, во-вторых, тем, что проникшие в них высокоэнтальпийные флюиды, превратившиеся в гидротермальные растворы с достаточно высокой температурой (вероятно, около 200–300 °С), начали остывать, что привело к возникновению депрессионной зоны, в которую начали «засасываться» вода и УВ (главным образом метан) из окружающих эту зону участков [26].

Рассматриваемая ситуация представлена на графике $T-P$, построенном по данным [29] при условии $V = \text{const}$ (рис. 7). В результате проникновения в пласт ПК₁, имевший, например, первоначально температуру 80 °С (точка А), гидротермального флюида с температурой 220 °С происходит резкое увеличение порового давления до 250 МПа (точка В), что, в свою очередь, вызовет гидроразрыв пласта и снижение порового давления до литостатического (точка С). Последующее охлаждение пластового флюида до температуры около 190 °С приведет к восстановлению гидростатического давления (точка D), а еще большее снижение пластовой температуры (до 180 °С, точка E) вызовет падение пластового давления до 5–6 МПа и вскипание порового флюида с разделением первоначально гомогенной водной фазы на две, представленные жидкой водой и водяным паром с растворенными в нем газами (см. рис. 7).

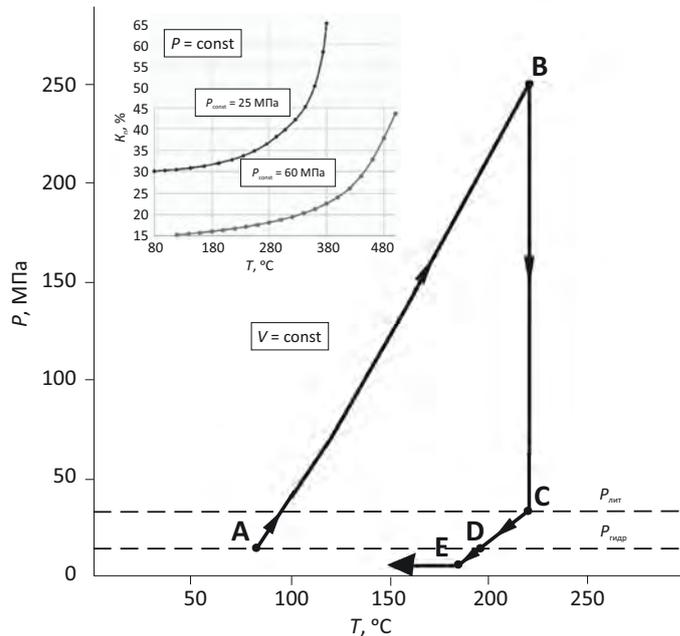
Формируется мощная депрессионная зона, в которой пластовое давление для этих глубин ниже гидростатического на 6–7 МПа. В эту зону по субвертикальным трещинам из нижележащих пластов, благодаря высокой фазовой проницаемости, поступает в первую очередь именно метан, имеющий биогенное (низы покурской свиты) и, возможно, эндогенное происхождение. В силу его высокой подвижности он вместе с водородом на самой ранней стадии уносится вверх по субвертикальным разломам, разгружаясь в наиболее проницаемых и высокоемких сеноманских песчаниках (см. рис. 4).

Чтобы понять, насколько может измениться пористость пород, в которые проникнет высокоэнтальпийный эндогенный флюид, рассмотрим зависимость пористость (K_p) – температура (T) при условии, что объем поровой воды не изменяется, т. е. без учета объема флюида, внедряющегося в поровое пространство осадков (см. рис. 7, врезка).



Рис. 7. P – T -диаграмма, описывающая поведение поровой воды при ее нагреве глубинным высокоэнтальпийным флюидом и последующее ее охлаждение (сеноманские отложения, пласт ПК₁)

Fig. 7. P – T -diagram describing the pore water behaviour when it is heated by deep high-enthalpy fluid and subsequent cooling (Cenomanian deposits, ПК₁ bed)



На врезке — диаграмма K_n – T , которая позволяет оценить, как изменяется пористость гранулярных коллекторов, имевших первоначальную пористость и литостатическое давление соответственно 15 % и 60 МПа (ачимовская толща) и 30 % и 25 МПа (сеноманские отложения)

In the box: K_n – T diagram that allows estimating how porosity of granular reservoirs with an initial porosity of 15 % and geostatic pressure 60 МПа (Achimov sequence) and 30 % and 25 МПа (Cenomanian deposits) changes

В качестве исходных условий для ачимовских отложений примем пористость 15 %, пластовую температуру ($T_{пл}$) — 120 °С, а литостатическое давление ($P_{лит}$) — 60 МПа. Тогда при повышении $T_{пл}$ до 140 °С произойдет гидроразрыв пласта, а пористость увеличится всего в 1,02 раза и составит 15,3 % (см. рис. 7, врезка). Начиная с температуры около 340 °С наблюдается резкое увеличение пористости до 21 %, а при температуре 420 °С пористость пород достигнет 26,5 %. При еще более высокой температуре, например 480 °С, пористость составит уже 37,5 %.

В случае проникновения высокоэнтальпийного флюида в сеноманские отложения (примем для оценочных расчетов: $K_n = 30$ %, $T_{пл} = 80$ °С и $P_{лит} = 25$ МПа) гидроразрыв пласта произойдет уже при $T_{пл} = 90$ °С, при этом пористость увеличится всего до 30,7 % (см. рис. 7, врезка). Резкое увеличение пористости наблюдается при достижении значений $T_{пл}$ 260–280 °С. При этом пористость пород-коллекторов составит около 38 %.

В случае дальнейшего роста температуры, например до 340–360 °С, обломочные зерна полностью перестанут контактировать друг с другом — коллектор превратится в «кипящий слой», а его пористость достигнет 50 % (см. рис. 7, врезка).

Таким образом, при тектоногидротермальном воздействии на осадочные породы, не только породы-коллекторы, но даже и глинистые экраны ста-

новятся проницаемыми, что способствует беспрепятственной миграции флюидов в вертикальном и горизонтальном направлениях и формированию залежей УВ.

Очень низкое содержание водорода в сеноманских газовых залежах, вероятно, объясняется его участием в реакциях с метоксильными группами при образовании молекул органогенного метана и/или с СО также с образованием метана и других УВ неорганического происхождения. Не исключено также, что, благодаря очень маленьким размерам молекул водорода, его «избытки» рассеялись в осадочной толще и/или выделились в атмосферу.

Не следует забывать, что проникновение по зонам дробления высокоэнтальпийных флюидов вызывает активную генерацию нафтидов из ОВ, входящего в состав осадочной толщи, а также формирование многочисленных микротрещин флюидоразрыва вследствие превышения объема образующихся нафтидов объема исходного ОВ, а также гидроразрыва из-за увеличения объема поровой воды в результате ее нагрева (см. рис. 7). Все это способствует резкому увеличению проницаемости пород в зоне тектоногидротермального воздействия, что, в свою очередь, благоприятствует быстрому формированию УВ-залежей.

Надежным экраном для сеноманских залежей газа, наряду с глинистыми толщами кайнозойского возраста, является мощная зона вечномерзлых по-

род, толщина которых на севере Западной Сибири достигает 400 м и более, а также породы, поровое пространство которых заполнено газогидратами. Их уникальные изолирующие свойства обусловлены тем, что при создании в этих отложениях даже очень высоких напряжений, обусловленных, например, ростом поднятий или тектоническими движениями, в них формируются сколово-сдвиговые дислокации, а не трещины отрыва. Первый вид дислокаций образуется в пластичных телах по направлениям касательных напряжений и выражается в скольжении разрушенных фрагментов относительно друг друга (проявляются в виде поверхностей и «зеркал» скольжения) без образования «зияющих» трещин, которые возникают при образовании второго типа дислокаций, формирующихся в направлении нормальных напряжений в компетентных породах (см. рис. 4 В).

Поскольку активность магматического супербабололита повышается в северном направлении, что проявляется в росте геотермического градиента, концентрации CO_2 (в виде гидрокарбонат-иона) в пластовых водах нижнего мела, снижается пластическое давление, наклоняются водонефтяные контакты (вследствие сформировавшихся сравнительно «недавно» зон разуплотнения и термодепрессии), то в случае продолжения сеноманских песчаников в этом направлении можно ожидать открытия самых молодых залежей газа и под ложем Северного Ледовитого океана на значительном удалении от берега.

Выводы

1. Основными генераторами нефтидов в северной части Западной Сибири являются юрские отложения, а коллекторами — неокотские, однако генерированных юрскими осадками нефтидов недостаточно, чтобы заполнить неокотские породы-коллекторы, особенно высокочемкие сеноманские песчаники.

2. Образование биогенного метана в покурской свите вероятнее всего происходило в результате отщепления метоксильных групп, входящих в со-

став лигнита, термофильными метилотрофными анаэробными микроорганизмами.

3. Накопленные к настоящему времени данные свидетельствуют также об обязательном участии в формировании залежей газа в сеноманских осадках тектоногидротермальных процессов, включая также поступление в составе высокоэнтальпийных флюидов эндогенного метана вместе с другими летучими компонентами (CO_2 , CO , H_2 , H_2S , NH_3 и др.). Вопрос заключается лишь в соотношении объемов биогенного и абиогенного метана и других УВ в составе сеноманских залежей газа.

4. Необходимо провести комплекс научно-исследовательских работ для установления изотопного состава CO , возникающего в результате термического разложения CO_2 на CO и O_2 , а также определения количества метана и других УВ, образующихся в гидротермальных условиях при взаимодействии CO и H_2 (природный процесс Фишера – Тропша).

5. Тектоногидротермальные процессы активизировали генерацию нефтидов из ОВ, входящего в состав осадочного чехла, способствовали возникновению путей миграции ювенильных и образовавшихся в осадках (биогенных) нефтидов, а также создавали необходимые условия для формирования залежей газообразных и жидких УВ.

6. Возраст тектоногидротермальной активности недр уменьшается по направлению с юга на север, поэтому, вероятно, под ложем Северного Ледовитого океана находятся самые молодые залежи газа в сеноманских отложениях.

7. Для оптимизации поисково-разведочных работ на нефть и газ в северной части Западной Сибири следует использовать метод комплексирования данных сейсморазведки и результаты тектонофизического моделирования, выполненного на их основе для выделения возможных зон разуплотнения, заполненных УВ.

Литература

1. Гончаров В.И. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М. : Недра, 1987. – 184 с.
2. Куреева Т.А., Буданова Д.И. Роль вертикальной миграции высокотемпературных флюидов в формировании пластовых вод нефтегазовых месторождений на севере Западно-Сибирского бассейна // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. – 2013. – № 3. – С. 38–46.
3. Зубков М.Ю. Тектоногидротермальные процессы в меловых отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 7–26. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-7-26.
4. Зубков М.Ю., Маринин В.И., Облеков Г.И. Степень катагенеза, а также соотношение нефтегенерационных и емкостных свойств юрских и неокотских отложений Медвежьего и Уренгойского месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 8. – С. 18–33.
5. Зубков М.Ю. Использование модифицированного метода материального баланса в комплексе с пиролизом для оценки нефтегенерационных свойств баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геохимия. – 2021. – Т. 66. – № 2. – С. 161–182. DOI: 10.31857/S0016752521020096.
6. Бескровный Н.С., Набоко С.И., Главатских С.Ф., Лебедев В.А. Углеводороды в кальдере Узон // Вулканизм, гидротермальный процесс и рудообразование. – М. : Наука, 1974. – С. 206–210.
7. Гуцало Л.К. О разгрузке метана в водах термальных источников Камчатки // Геохимия. – 1980. – № 6. – С. 351–358.
8. Дымкина Л.Г. Спонтанные газы кальдеры Узон (Камчатка) // Геология и геофизика. – 1986. – № 12. – С. 22–28.
9. Карпов Г.А. Современные гидротермы и ртутно-сурмяно-мышьяковое орудинение. – М. : Наука, 1988. – 183 с.

10. Луговая И.П., Карпов Г.А., Загнитко В.Н., Березовский Ф.И. Происхождение спонтанных газов и термальных вод современной рудообразующей гидротермальной системы Узон на Камчатке по изотопным данным // Сов. геология. – 1987. – № 10. – С. 99–107.
11. Мархинин Е.К. Вулканизм. – М.: Недра, 1985. – 288 с.
12. Набоко С.И. Формирование современных гидротерм и метаморфизм растворов и пород // Вопросы вулканизма. – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – С. 52–62.
13. Озерова Н.А. Ртутная дегазация Земли // Докл. АН СССР. – 1978. – Т. 239. – № 2. – С. 450–453.
14. Уайт Д.Э. Месторождения ртути и цветных металлов, связанных с термальными источниками // Геохимия гидротермальных рудных месторождений. – М.: Мир, 1970. – С. 479–528.
15. Love J.D., Good J.M. Hydrocarbons in thermal areas, Northwestern Wyoming // Geol. Surv. Prof. Pap. – 1970. – № 644-B. – С. 23–121. DOI:10.3133/PP644B.
16. Welhan J.A., Craig H. Methan and hydrogen in East Pacific Rise hydrothermal fluids // Geophys. Res. Lett. – 1979. – Т. 6. – № 11. – С. 829–831.
17. Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Овсянников В.М. Изотопный состав углерода газов биохимического происхождения. – М.: Недра, 1973. – 89 с.
18. Валяев Б.М. Изотопное обоснование глубинного генезиса углеводородов // Дегазация Земли и геотектоника. – М.: Наука, – 1985. – С. 83–88.
19. Зорькин Л.М. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1973. – С. 404.
20. Тараник А.А. Геохимические показатели участков долговременной добычи угольного метана как самостоятельного источника энергии на примере месторождений Донбасса // Газовая промышленность. – 2017. – Т. 755. – № 7. – С. 24–27.
21. Зубков М.Ю. Применение методов экспериментальной тектоники в нефтяной геологии на примере месторождений Западной Сибири // Геотектоника. – 2019. – № 3. – С. 92–109. DOI:10.31857/S0016-853X2019392-109.
22. Lloid M.K., Trembath-Reichert E., Dawson R.S., Feakins J., Mastalerz M., Orphan V.J., Sessions L., Eiler M. Methoxyl stable isotopic constraints on the origins and limits of coal-bed methane // Science. – 2021. – Т. 374. – № 6569. – С. 894–897. DOI: 10.1126/science.abg0241.
23. Галимов Э.М. Геохимия стабильных изотопов углерода. – М.: Недра, 1968. – 226 с.
24. Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 826–832.
25. Усачев В.Д. Моделирование водонапорной системы сеноманской залежи по данным разработки и промысловой геофизики (на примере Ямбургского НГКМ) // НТВ Каротажник. – 2016. – № 270. – С. 75–87.
26. Зубков М.Ю. Экспериментальное моделирование процесса взаимодействия гидротермальных флюидов с юрскими отложениями Западно-Сибирского бассейна (система H₂O-CO₂) // Геология нефти и газа. – 2020. – № 5. – С. 95–112. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5-95-112.
27. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей УВ. – Л.: Недра, 1985. – 280 с.
28. Zucconi V., Memmo V., Krpan M., Butorac I., Esetime P., Rodriguez K., Yodgson N. Gas potential evaluation offshore Croatia to trigger renewed exploration // FIRST BREAK. – 2019. – Т. 37. – № 11. – С. 85–91. DOI:10.3997/1365-2397,2019032.
29. Справочник физических констант горных пород / Под ред. С. Кларка мл. – М.: Мир, 1969. – 544 с.

References

1. Goncharov V.I. Geokhimiya neftei Zapadnoi Sibiri [Oil geochemistry in Western Siberia]. Moscow: Nedra; 1987. 180 p. In Russ.
2. Kireeva T.A., Budanova D.I. The role of vertical migration of high-temperature fluids in the genesis of formation waters in oil-gas fields in the north of the Western Siberian basin. *Moscow University geology bulletin*. 2013;68(3):175–184. In Russ.
3. Zubkov M.Yu. Tectonic and hydrothermal process in cretaceous formations of the Western Siberia. *Geologiya nefiti i gaza*. 2019;(1):7–26. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-7-26. In Russ.
4. Zubkov M.Yu., Marinin V.I., Obekov G.I. Stepen' katageneza, a takzhe sootnoshenie neftegeneratsionnykh i emkostnykh svoystv yurskikh i neokomskikh otlozhenii Medvezh'ego i Urengoisikogo mestorozhdenii [Degree of catagenesis and relationship between oil generation and capacity parameters: Jurassic and Neocomian deposits of Medvezhy and Urengoi fields]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2005;(8):18–33. In Russ.
5. Zubkov M.Yu. Application of the modified method of material balance in combination with pyrolysis in estimating the hydrocarbon generation properties of the bazhenov formation, Western Siberia. *Geochemistry International*. 2021;59(2):171–190. DOI: 10.1134/S0016702921020099.
6. Beskrovnyi N.S., Naboko S.I., Glavatskikh S.F., Lebedev V.A. Uglevodorody v kal'dere Uzon [Hydrocarbons in the Uzon caldera]. In: *Vulkanizm, gidrotermal'nyi protsess i rudoobrazovanie*. Moscow: Nauka; 1974. 206–210 pp. In Russ.
7. Gutsalo L.K. O razgruzke metana v vodakh termal'nykh istochnikov Kamchatki [Methane spillage in waters of Kamchatka hot springs]. *Geokhimiya*. 1980(6):351–358. In Russ.
8. Dymkina L.G. Spontannye gazy kal'dery Uzon (Kamchatka) [Unprompted gas spillage in Uzon caldera (Kamchatka)]. *Geologiya i geofizika*. 1986(12):22–28. In Russ.
9. Karпов G.A. Sovremennye gidrotermy i rtutno-surmyano-mysh'yakovoe orudinenie [Present-day thermal springs and mercury-antimony-arsenic metallization]. Moscow: Nauka; 1988. 183 p. In Russ.
10. Lugovaya I.P., Karпов G.A., Zagnitko V.N., Berzovskii F.I. Proiskhozhdenie spontannykh gazov i termal'nykh vod sovremennoi rudoobrazuyushchei gidrotermal'noi sistemy Uzon na Kamchatke po izotopnym dannym [Origin of spontaneous gas and thermal water in modern ore-genetic Uzon hydrothermal system (Kamchatka) according to isotope data]. *Sov. Geologiya*. 1987;(10):99–107. In Russ.

11. *Markhinin E.K.* Vulkanizm [Volcanicity]. Moscow: Nedra; 1985. 288 p. In Russ.
12. *Naboko S.I.* Formirovanie sovremennykh gidroterm i metamorfizm rastvorov i porod [Formation of present-day thermal springs and metamorphism of solutions and rocks]. In: *Voprosy vulkanizma*. Moscow: Izd-vo AN SSSR; 1962. 52–62 pp. In Russ.
13. *Ozerova N.A.* Rtutnaya degazatsiya Zemli [Earth mercury degassing]. *Dokl. AN SSSR*. 1978;239(2):450–453. In Russ.
14. *Wight D.A.* Mestorozhdeniya rtuti i tsvetnykh metallov, svyazannykh s termal'nymi istochnikami [Mercury and base metal occurrences associated with hot springs]. In: *Geokhimiya gidrotermal'nykh rudnykh mestorozhdenii*. Moscow: Mir; 1970. 479–528 pp. In Russ.
15. *Love J.D., Good J.M.* Hydrocarbons in thermal areas, Northwestern Wyoming. *Geol. Surv. Prof. Pap.* 1970;(644-B):23–121. DOI:10.3133/PP644B.
16. *Welhan J.A., Craig H.* Methan and hydrogen in East Pacific Rise hydrothermal fluids. *Geophys. Res. Lett.* 1979;6(11):829–831.
17. *Alekseev F.A., Lebedev V.S., Ovsyannikov V.M.* Izotopnyi sostav ugleroda gazov biokhimicheskogo proiskhozhdeniya [Isotopic signature of carbon in biochemical natural gas]. Moscow: Nedra; 1973. 89 p. In Russ.
18. *Valyaev B.M.* Izotopnoe obosnovanie glubinnogo genezisa uglevodorodov [Isotope-based substantiation of deep hydrocarbon genesis]. In: *Degazatsiya Zemli i geotektonika*. Moscow: Nauka; 1985. 83–88 pp. In Russ.
19. *Zor'kin L.M.* Geokhimiya gazov plastovykh vod neftegazonosnykh basseinov [Geochemistry of gas in formation water of oil and gas bearing basins]. Moscow: Nedra; 1973. 404 p. In Russ.
20. *Taranik A.A.* Geochemical characteristics of fields for the production of coal bed methanes an independent source of energy illustrated by Donbass field. *Gazovaya promyshlennost'*. 2017;755(7):24–27. In Russ.
21. *Zubkov M.Y.* Application of experimental tectonic methods in petroleum geology on the examples of deposits in Western Siberia. *Geotektonics*. 2019;53(3):383–398. DOI: 10.1134/S0016852119030105. In Russ.
22. *Lloid M.K., Trembath-Reichert E., Dawson R.S., Feakins J., Mastalerz M., Orphan V.J., Sessions L., Eiler M.* Methoxyl stable isotopic constraints on the origins and limits of coal-bed methan. *Science*. 2021;374(6569):894–897. DOI: 10.1126/science.abg0241.
23. *Galimov E.M.* Geokhimiya stabil'nykh izotopov ugleroda [Geochemistry of carbon stable isotopes]. Moscow: Nedra; 1968. 226 p. In Russ.
24. *Stavitsky B.P., Kurchikov A.R., Kontorovich A.E., Plavnik A.G.* Hydrochemical zoning of Jurassic and Cretaceous deposits of the West Siberian basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2004;(7):779–785.
25. *Usachev V.D.* Simulation of water-pressure system of cenomanian pool from development and production logging data (on example of Yamburg oil and gas condensate FIELD). *NTV Karotazhnik*. 2016;(270):75–87. In Russ.
26. *Zubkov M.Yu.* Experimental simulation of the process of hydrothermal fluids interaction with the jurassic deposits of the West Siberian basin (H₂O-CO₂ system). *Geologiya nef'ti i gaza*. 2020;(5):95–112. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5-95-112. In Russ.
27. *Kruglikov N.M., Nelyubin V.V., Yakovlev O.N.* Gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo megabasseina i osobennosti formirovaniya zalezhei UV [Hydrogeology of West Siberian oil and gas bearing megabasin and features of HC pool formation]. Leningrad: Nedra; 1985. 280 p. In Russ.
28. *Zucconi V., Memmo V., Krpan M., Butorac I., Esestima P., Rodriguez K., Yodgson N.* Gas potential evaluation offshore Croatia to trigger renewed exploration. *FIRST BREAK*. 2019;37(11):85–91. DOI:10.3997/1365–2397,2019032.
29. *Spravochnik fizicheskikh konstant gornykh porod* [Physical constants of rocks: reference book]. In: S. Klark J., ed. Moscow: Mir; 1969. 544 p. In Russ.

Информация об авторе

Зубков Михаил Юрьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник, директор

ООО «ЗапСибГЦ»,

625027 Тюмень, ул. Минская, д. 45

e-mail: zubkovMYu@mail.ru

Scopus ID: 7006636487

Information about author

Mikhail Yu. Zubkov

Candidate of Geology-Mineralogical Science,
Chief Researcher, Director

West Siberian Geological Center,

45, ul. Minskaya, Tyumen, 625027, Russia

e-mail: zubkovMYu@mail.ru

Scopus ID: 7006636487

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Геомодель



5-я научно-практическая конференция

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

Регистрируйтесь сейчас!

10-14 октября 2022 г. г. Сочи



www.geomodel.ru

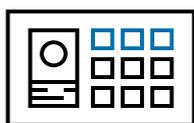
РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС



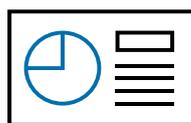
РНТК



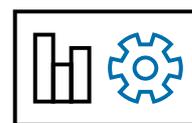
250+ делегатов



3 дня общения



22+ технических
и постерных сессий



100+ технических
презентаций

РНТК является продолжателем традиций Российской нефтегазовой технической конференции, которая проводится ежегодно в октябре уже 15 лет и заслуженно является значимым событием для профессионалов нефтегазовой отрасли. Ученые и инженеры, руководители и молодые специалисты, представители нефтегазодобывающих компаний, сервисных предприятий и научно-исследовательских институтов собираются вместе раз в год на площадках конференции для обмена опытом и достижениями, для дискуссий и дебатов, а также для долгожданных встреч с единомышленниками и друзьями.

Возможности для вашего продвижения на рынке

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

Организаторы



Контактная информация
+7 (495) 190-7216
info@rntk.org

Дата и место проведения конгресса
11-13 октября 2022 г.
Отель Холидей Инн Сокольники

www.rntk.org

КАЛЕНДАРЬ 2022

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES



ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ
ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ
2017

iOilGas
conference

23-28 мая
2022
Сочи, Россия

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

06-11 июня
2022
Сочи, Россия

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

03-08 октября
2022
Сочи, Россия

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



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.



При оплате регистрационного взноса за 30 дней до начала мероприятия предоставляется скидка 5%.



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



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



(861) 212-85-85



info@oilgasconference.ru



www.oilgasconference.ru

КРАТКИЕ ПРАВИЛА ПУБЛИКАЦИИ НАУЧНЫХ СТАТЕЙ В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»

1. К статье, направляемой в редакцию, необходимо приложить сопроводительное письмо на бланке или с печатью организации.

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

- лично автором;
- отправлена по почте на адрес редакции или по электронной почте info@oilandgasgeology.ru.

3. Рекомендуемый объем статьи не должен превышать одного авторского листа (40 тыс. знаков):

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

- общий файл с полным текстом статьи и с последовательно размещенными по порядку упоминания графическими приложениями (рисунками и таблицами);
- папку с текстовым файлом (без рисунков) и с исходными файлами рисунков и таблиц (каждое графическое изображение — отдельным файлом);
- сведения об авторах (имя, отчество и фамилия, место работы каждого автора, должность, ученая степень, номера служебного/домашнего и мобильного телефонов, e-mail; также настоятельно рекомендуется предоставлять **ORCID ID** и **SCOPUS ID**);
- ключевые слова и **две аннотации** на русском языке (первая аннотация стандартная, объемом 90–150 слов; вторая — для перевода на английский язык, более подробная, объемом 150–250 слов). Аннотации должны быть содержательными, включать полученные данные, выводы.

5. Правила оформления текста.

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

6. Правила написания математических формул.

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

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

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

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

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

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

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

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

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

- **Фактический размер рисунка не должен превышать формат А4 (книжная ориентация, 210×297 мм).**

- **Не рекомендуется** предоставлять графику в форматах PowerPoint, Microsoft Word.

- **Оформление таблиц.** Таблицы набираются в формате Word или CorelDRAW. Примечания внутри таблицы не даются, используются сноски ко всей таблице или отдельным ее показателям. Все таблицы должны иметь названия и сквозную нумерацию. Сокращение слов не допускается.

- В тексте следует давать ссылки на все рисунки и таблицы. При первой ссылке — рис. 1, табл. 1; при повторных — см. рис. 1, см. табл. 1.

8. Правила рецензирования и опубликования.

- Поступающие в редакцию статьи проходят «**слепое рецензирование**»; рецензент оценивает соответствие статьи тематике журнала, актуальность темы и новизну изложенного в статье материала. В заключение он делает вывод о целесообразности опубликования статьи в журнале.

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

9. Не допускается дублирование статей, переданных для публикации (или уже опубликованных), в других изданиях или размещенных в Интернете.

10. Правила оформления списка литературы.

- Библиографический список дается в конце статьи.
- Ссылки на упомянутые и так или иначе использованные при написании статьи источники в тексте обязательны и даются в квадратных скобках.
- Ссылки на диссертации, отчеты и неопубликованные работы не допускаются.
- Список литературы должен включать минимум 10 источников (современных, давностью не более 10 лет). Также желательно наличие ссылок на актуальные зарубежные исследования по тематике.
- Список литературы составляется в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008.
- Нумерация источников дается в порядке упоминания.

GUIDELINES FOR AUTHORS

of Scientific and Technical journal "Geologiya nefti i gaza" ("Russian Oil and Gas Geology")

1. The article sent to the editor's office should be accompanied by cover letter on letterhead or bearing the seal of your organization.

2. Ways to deliver your article to the editor's office:

- Personally by the Author;
- Sent by mail to the editor's office address, or by email info@oilandgasgeology.ru.

3. Recommended length of the article should not exceed author's sheet (40,000 ens):

- Recommended number of figures in the article: no more than 10.

4. The materials submitted should include:

- File containing full text of the article with graphical annexes (figures and tables) placed in the order they are mentioned in the text;
- Folder containing text file (with no figures) and files of figures and tables (each graphic picture in a separate file);
- Information about the each of the authors (full name (first name, patronymic, and last name), place of work, position, academic degree, office/home and mobile phone numbers, e-mail; we highly recommend to provide ORCID ID and SCOPUS ID);
- Key words and two abstracts in Russian (first Annotation is conventional, 90-150 words long; second Annotation will be translated into English, it should be more detailed, 150-250 words long). Annotations must be meaningful, including the obtained results and conclusions.

5. Text formatting rules:

- Prepare text in MS Word with line spacing 1.5 pt; font Times New Roman.
- Precede the article name with UDC (universal decimal classification) code.
- Use International System of Units (SI) for units of measure.
- Do not use abbreviations in the text, except for those generally accepted.

6. Rules for mathematical formulas presentation:

- Include only most important, resulting formulas.
- Write mathematical formulas with accurate placing of signs, numbers, and letters.
- Explain all the symbols used in a formula.
- Type mathematical notations, symbols, and simple formulas using the main font of the article; use **MathType** to write complicated formulas. Number only those formulas that are referenced in the text. Write Russian and Greek symbols in formulas and text, as well as chemical elements, in Normal (Roman) font style; Latin symbols in Italic.

7. Figures and Tables formatting rules:

- Add **link** to the source page, name, author and year of publication to your figure/table caption in the case you use figure(s) and/or table(s) taken from the already published sources or electronic media (even those you have modified). Add comment "modified" in the case the information is supplemented by the authors.

- Leave only necessary elements in figures; remove all the elements unnecessary and superfluous in the context of the article (including the hidden layers in CorelDRAW images).

- Give text labels in the figures only in Russian, and in **editable format**.

- **Acceptable raster (bitmapped) images: photographs/snapshots.** Recommended resolution: 300 dpi; TIFF/JPEG format; CMYK colour mode.

- Scanned maps, schemes, and other images should be of high quality. We recommend to convert the scanned tables the author refer to as figures into **editable tables** (Microsoft Word or CorelDRAW).

- Submit **graphs and diagrams** in editable form only (recommended formats Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- We recommend to submit **maps, schemes, and other vector images** in CorelDRAW и Adobe Illustrator formats.

- **The actual image size must not exceed A4 paper size (portrait orientation, 210×297 mm).**

- **We do not recommend** to submit images in PowerPoint or Microsoft Word formats.

- **Tables formatting.** Submit tables in MS Word or CorelDRAW formats. Do not add notes inside the table; use endnote to entire table or its separate elements. All the tables should have names and continuous numbering. Do not clip words.

- The text should contain references to all figures and tables. In the first reference — Fig. 1 / Table 1; in the next references — see Fig. 1 / see Table 1.

8. Review and publication rules:

- We send all the submitted articles for **blind review**; reviewer examines the article for compliance with the topics of the journal and novelty of the material discussed in the article. As a result, he/she makes a decision whether the article is appropriate to be published in the journal.

- Publication of article is free for authors.

9. It is prohibited to duplicate articles submitted for publication (or already published) in the other journals/proceedings/books/etc. or posted on the Internet.

10. References formatting rules:

- Provide the references at the end of the article.

- References to the sources mentioned or somehow used in writing the articles are mandatory; enclose them in square brackets.

- References to theses, reports, and unpublished works are formed enclosed in round brackets within text of the article without mentioning in references.

- References should include at least 10 sources (recent, not more than 10 years old). References to the topical foreign researches on the subject are desirable.

- Reference formatting should comply with GOST R 7.0.5-2008.

- Number the sources in the order they are mentioned in the article.

КОНТАКТЫ

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

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

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

Сайт журнала «Геология нефти и газа»
www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» — 70216
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн каталоге «Почта России» — П4631

CONTACT INFORMATION

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

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

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

Website
www.oilandgasgeology.ru
Webmaster P.D. Shmatchenko

Russian Federal Agency on Press and Mass Communications Index — 70216
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Цена свободная

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

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