

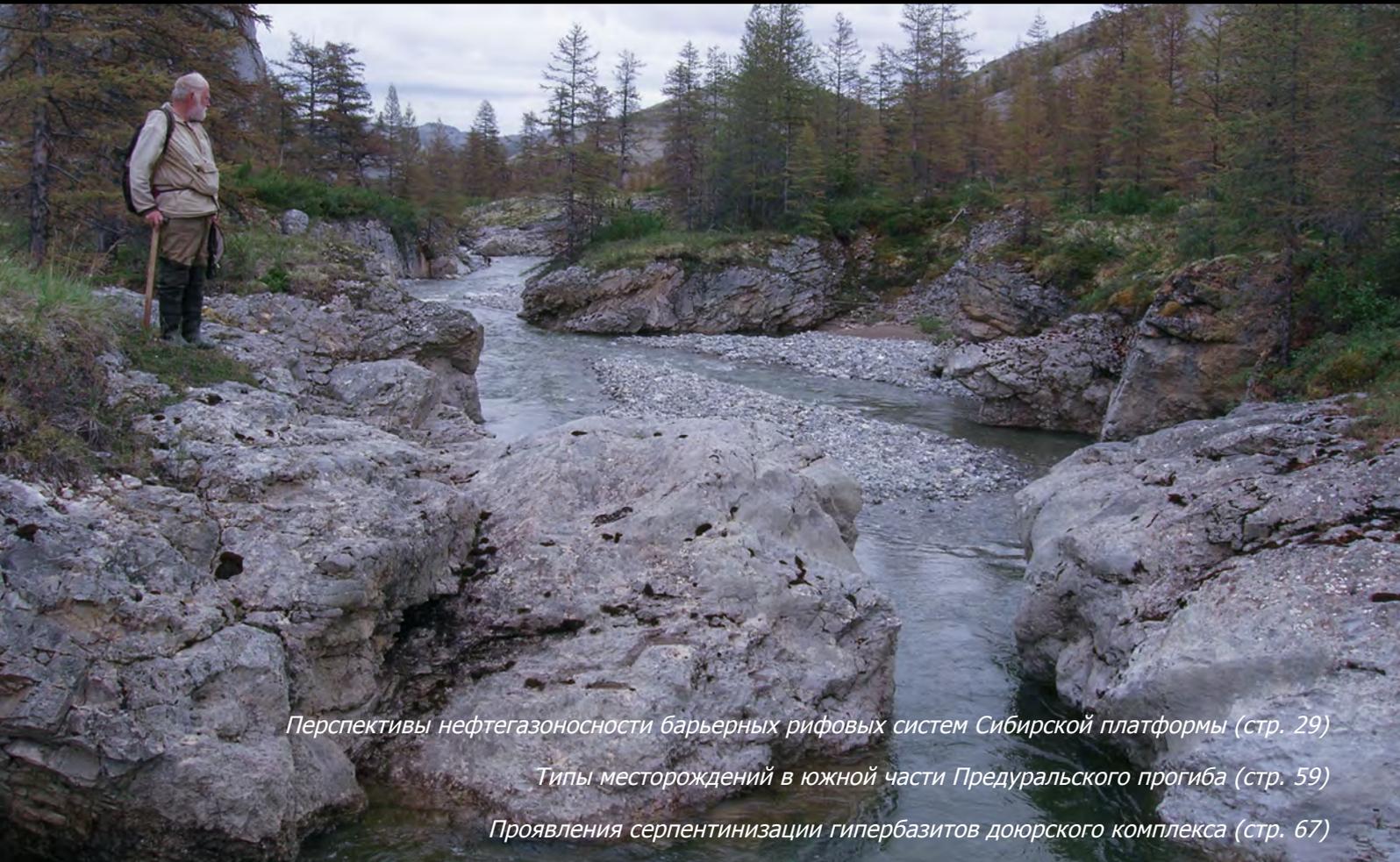
ISSN 0016-7894 (print)
ISSN 2587-8263 (online)



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА 4 2021

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



Перспективы нефтегазоносности барьерных рифовых систем Сибирской платформы (стр. 29)

Типы месторождений в южной части Предуральяского прогиба (стр. 59)

Проявления серпентинизации гипербазитов доюрского комплекса (стр. 67)

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefiti i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

Соучредители
Co-founders

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



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



ПАО «Газпром»
PAO "Gazprom"



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



4' 2021

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefi i gaza



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

2021

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

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

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

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

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

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

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,
заместитель директора по научной работе,
главный научный сотрудник, заведующий лабораторией
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

Габризянц 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_om@pers.spmi.ru

Сен-Жермес М.Л.

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

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Ступакова А.В.

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

Фортунатова Н.К.

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

Шиманский В.В.

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

Эпов М.И.

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

Бабашева М.Н. (Казахстан)

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

Восков Д. (Нидерланды)

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

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

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

Ульмишек Г. (США)

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

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

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. 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. Afanasenkov,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

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

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Evgeniy B. Grunis,

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

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,
Senior Research Scientist of Oil and Gas Issues Institute,
Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
e-mail: sidorenko@ipng.ru

Viktor A. Skorobogatov,

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Gregory Ulmishek (USA),

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

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

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

Denis Voskov (Netherlands),

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



СОДЕРЖАНИЕ

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП**

7

Лежнин Д.С., Афанасенков А.П., Соболев П.Н., Найденов Л.Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья

29

Масленников М.А., Сухов С.С., Соболев П.Н., Наумова Е.Г., Процко А.Н., Ракитина И.В., Константинова О.Л. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных

**МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

51

Комисаренко А.С., Кочетов А.В., Загоровский А.А., Кузнецов Е.Г., Федорцов И.В. Проблема обоснования коэффициента вытеснения нефти водой из кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов

59

Масагутов Р.Х., Киселев В.В., Хакимова С.В. Типы месторождений углеводородов в южной части Предуральского прогиба

67

Яцканич Е.А. Проявления серпентинизации гипербазитов доюрского комплекса на примере Уватского нефтегазоносного района

**ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ
ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

75

Яневиц Р.Б., Горбунов П.А., Карих Т.М., Кудаманов А.И., Лебедев М.В., Мазниченко М.В., Соколовская О.А., Фищенко А.Н. Геосистемный подход к сейсмогеологическому моделированию доюрского резервуара: от концептуальной модели до оценки запасов

95

Маракова И.А. Прогноз скоплений углеводородов во внутренней зоне Предуральского краевого предгорного прогиба

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

103

Ленский В.А., Жужель А.С. Точность стратиграфической привязки по синтетическому акустическому и плотностному каротажу



CONTENTS

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

7

Lezhnin D.S., Afanasenkov A.P., Sobolev P.N., Naidenov L.F. Riphean-Palaeozoic series in the Khatanga-Lena interfluvium: geological structure and petroleum potential

29

Maslennikov M.A., Sukhov S.S., Sobolev P.N., Naumova E.G., Protsko A.N., Rakitina I.V., Konstantinova O.L. Cambrian barrier reef systems of the Siberian Platform: petroleum potential in light of new geological and geophysical data

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

51

Komisarenko A.S., Kochetov A.V., Zagorovskii A.A., Kuznetsov E.G., Fedortsov I.V. Cavernous-fractured carbonate reservoir: problem of water-oil displacement ratio substantiation

59

Masagutov R.Kh., Kiselev V.V., Khakimova S.V. Types of hydrocarbon fields in the southern part of the Pre-Urals foredeep

67

Yatskanich E.A. Serpentinization of ultrabasites in the pre-Jurassic series: an example of the Uvatsky Petroleum District

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

75

Yanevits R.B., Gorbunov P.A., Karikh T.M., Kudamanov A.I., Lebedev M.V., Maznichenko M.V., Sokolovskaya O.A., Fishenko A.N. Geosystems approach to pre-Jurassic reservoir geoseismic modelling: from conceptual model to reserves assessment

95

Marakova I.A. Prediction of hydrocarbon accumulations in the Pre-Urals foreland basin interior zone

GEOPHYSICAL SURVEYS

103

Lensky V.A., Zhuzhel A.S. Accuracy of a stratigraphic tie based on synthetic sonic and density logging

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ПРОГРЕСС'21

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА КАК БИЗНЕС

2-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ



ДЕТАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О МЕРОПРИЯТИИ

**ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ РЕГИСТРАЦИЯ
ДО 20 ОКТЯБРЯ 2021 Г.**

1-3 НОЯБРЯ 2021 Г. • СОЧИ, РОССИЯ

ПРИЕМ ТЕЗИСОВ ОТКРЫТ!



КРОК

WWW.EAGE.RU

УДК 550.834.05 + 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья

© 2021 г. | Д.С. Лежнин¹, А.П. Афанасенков², П.Н. Соболев¹, Л.Ф. Найденев³

¹АО «СНИИГГИМС», Новосибирск, Россия; lezhnin@sniiggims.ru, Geochim@sniiggims.ru;

²АО «Росгео», Москва, Россия; APafanasenkov@rusgeology.ru;

³Новосибирский филиал ФГБУ «ВНИГНИ», Новосибирск, Россия; naydenov@vnigni.ru

Поступила 18.01.2021 г.

Доработана 01.02.2021 г.

Принята к печати 31.03.2021 г.

Ключевые слова: *рифей-палеозойские комплексы; перспективный нефтегазоносный комплекс; ловушка; нефтегазоматеринские толщи; генерационный потенциал; перспективы нефтегазоносности; геолого-разведочные работы.*

Аннотация: Хатангско-Ленский регион, давно привлекающий внимание исследователей, в последние годы стал ареной интенсивного геолого-геофизического изучения как на суше, так и на море. Запущены поисковые проекты крупнейших нефтегазовых компаний страны: ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Роснефть» и АО «РНГ». В статье рассмотрены особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских осадочных комплексов северо-восточного обрамления Сибирской платформы. По результатам проведенных исследований авторами статьи сделан вывод о том, что на рассматриваемой территории регионально развито шесть перспективных нефтегазоносных комплексов: рифейский, верхневенд-нижнекембрийский, верхнекембрийский, девон-нижнекаменноугольный, ордовик-силурийский и пермский. В разрезе комплексов выявлены основные генетические и морфологические типы возможных ловушек углеводородов. Определены основные и предполагаемые нефтегазоматеринские толщи, оценены их начальный генерационный потенциал и степень его реализации. На основе всех геолого-геофизических данных, выполненных построений и расчетов составлена карта-схема перспектив нефтегазоносности Хатангско-Ленского междуречья, определены первоочередные объекты постановки геолого-разведочных работ в регионе.

Для цитирования: Лежнин Д.С., Афанасенков А.П., Соболев П.Н., Найденев Л.Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Рифей-Палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28.

Riphean-Palaeozoic series in the Khatanga-Lena interfluve: geological structure and petroleum potential

© 2021 | D.S. Lezhnin¹, A.P. Afanasenkov², P.N. Sobolev¹, L.F. Naidenov³

¹Siberian research institute of geology, geophysics and mineral resources (SNIIGGIMS), Novosibirsk, Russia; lezhnin@sniiggims.ru, Geochim@sniiggims.ru;

²JSC "Rosgeologia", Moscow, Russia; APafanasenkov@rusgeology.ru;

³Novosibirsk Branch Federal State Budgetary Institution "All-Russian Research Geological Oil Institute", Novosibirsk, Russia; naydenov@vnigni.ru

Received 18.01.2021

Revised 01.02.2021

Accepted for publication 31.03.2021

Key words: *Riphean-Palaeozoic sequences; promising play; trap; oil and gas source formations; generation potential; petroleum potential; geological exploration.*

Abstract: Khatanga-Lena region getting attention of researches for a long time, has become a focus area for intensive geological and geophysical studies both onshore and offshore. Major Russian petroleum companies have launched their exploration projects, they are: PJSC Lukoil, PJSC Surgutneftegas, PJSC NK Rosneft and JSC RNG. The paper discusses the features of geological structure and petroleum potential of Riphean-Palaeozoic sedimentary sequences within the north-eastern neighbourhood of Siberian Platform. On the results of the studies completed, the authors conclude that six promising plays are regionally developed in the study area, namely: Riphean, Upper Vendian – Lower Cambrian, Upper Cambrian, Devonian – Lower Carboniferous, Ordovician – Silurian, and Permian. The main genetic and morphological types of possible hydrocarbon traps are identified in the section of the sequences. The main and supposed oil and gas source formations are identified, their initial generation potential and degree of its realization are estimated. On the basis of all available geological and geophysical data, schemes and calculations, the schematic map of petroleum potential is created for Khatanga-Lena interfluve, and high-priority exploration target are specified in the region.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

For citation: Lezhnin D.S., Afanasenkov A.P., Sobolev P.N., Naidenov L.F. Riphean-Palaeozoic series in the Khatanga-Lena interfluvium: geological structure and petroleum potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-7-28. In Russ.

Введение

Хатангско-Ленский Арктический регион севера Центральной Сибири привлекает внимание специалистов, являясь объектом нефтепоисковых исследований с 1940-х гг. Здесь в широком стратиграфическом диапазоне — от неопротерозоя до мезозоя — отмечены многочисленные нафтидопроявления [1–3].

В.А. Конторовичем с соавторами после многолетних работ в регионе сделан вывод, что несомненный интерес в отношении нефтегазоносности Хатангско-Ленского междуречья представляют отложения перми, кембрия, венда и рифея [4–7].

В тектоническом отношении территория исследований охватывает Анабаро-Хатангскую седловину, Лено-Анабарский прогиб, а также северные части Предверхоянского краевого прогиба и Анабарской антеклизы [8, 9]. Она включает в себя части одноименных нефтегазоносных областей (НГО) Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской нефтегазоносных провинций (НГП) (рис. 1).

В настоящее время исследуемый регион входит в число приоритетных объектов исследований за счет средств федерального бюджета. С 2008 г. в рамках государственных программ в акватории и на побережье Хатангского залива, в транзитной зоне моря Лаптевых, на территории Лено-Анабарского прогиба и Анабаро-Хатангской седловины отработана сеть современных региональных сейсморазведочных профилей МОГТ-2D. Интерес к территории Хатангско-Ленского междуречья также активно проявляют крупнейшие российские нефтяные и газодобывающие компании.

До сих пор изученность территории сейсморазведочными работами и глубоким бурением остается крайне низкой — плотность сейсмических профилей МОГТ-2D не достигает и 0,1 км/км² (см. рис. 1).

Уточнения и дискуссионные моменты стратификации рифей-кембрийских отложений Арктического региона Сибирской платформы

В последние годы специалистами из ФГБУН ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН проведены научные изыскания, связанные с уточнением стратиграфических определений в обнажениях и по керну из скважин Анабарской, Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО. Приведенный обзор исследований показывает, что к настоящему времени создана новая, хотя и не во всем еще совершенная основа для детализации и уточнения стратиграфической схемы региона.

Рифейские отложения

Дебенгдинская свита (RF₂db) Оленекского поднятия, в соответствии с Решениями Всесоюзного

стратиграфического совещания по докембрию [10], отнесена к среднему рифею. Новые геохронологические датировки, а также палеонтологические данные [11] свидетельствуют в пользу более древнего возраста дебенгдинской свиты в интервале 1211–1272 млн лет [12].

Хайпахская свита (RF₂hp) отнесена к лахандинскому горизонту позднего рифея [10]. Она имеет бедную палеонтологическую характеристику, однако последние геохронологические данные по глаукониту методами Rb-Sr и K-Ar [13] позволили К.Е. Наговицыну, Б.Б. Кочневу и Д.В. Гражданкину отнести ее к среднему рифею.

Рифейские толщи Лено-Анабарского прогиба, сложенные терригенно-карбонатными отложениями и вскрытые скважинами Бурская-341-0 и Хастахская-930, имеют цикличное строение, сходное со строением разреза Оленекского поднятия, с которым они и были скоррелированы в 1990-х гг. [13–15]. Несколько иной вариант расчленения и корреляции этих скважин предлагали специалисты СНИИГТиМСа — Б.Б. Шишкин и А.В. Исаев, однако, по их мнению, разрез довендских отложений скв. Бурская-341-0 сопоставлялся со всем рифейским разрезом Оленекского поднятия — *хайпахской* (RF₂hp), *дебенгдинской* (RF₂db), *арьмасской* (RF₂ar), *кютюнгдинской* (RF₁kt) и *сыгынахтахской* (RF₁sg) свитами.

Специалисты ИНГГ СО РАН детально изучили палеонтологические комплексы по всему разрезу обеих скважин, разрезы уверенно скоррелировали, при этом литологический состав коррелируемых подразделений также совпал [16]. На основании этих палеонтологических данных, весь вскрытый довендский разрез Лено-Анабарского прогиба отнесен к наиболее молодым отложениям верхнего рифея и помещен выше разреза *хайпахской* свиты Оленекского поднятия. Стратификация вскрытого разреза рифея скв. Бурская-341-0 — *тукуланская* (RF₃tk), *куладинская* (RF₃kl), *хастахская* (RF₃hst) и *таймыльрская* свиты (RF₃tml) [13].

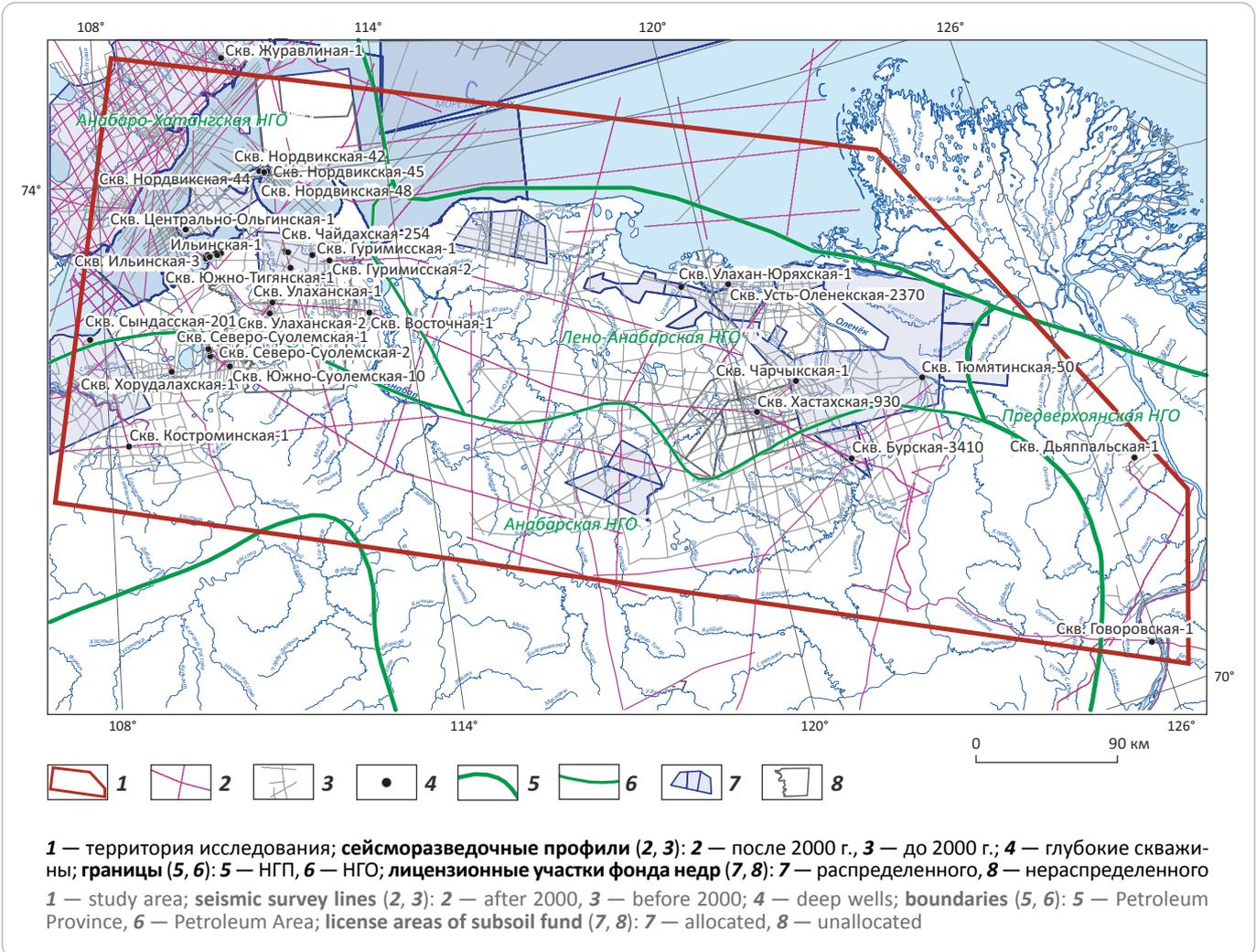
Венд-кембрийские отложения

В пределах Уджинского поднятия на отложениях рифея и венда с угловым несогласием залегает маломощная терригенно-карбонатная толща, общей мощностью не превышающая 200 м [17].

В настоящее время проблема возраста данной толщи на территории Анабаро-Хатангской седловины и ее региональной корреляции с нижнекембрийскими отложениями Анабарского массива и Оленекского поднятия является дискуссионной. Ранее толща была разделена на *чабурский* (Є₁chb) терригенный и *куранахский* (Є₁krn) карбонатный горизонты. Оба

Рис. 1. Схема лицензирования (на 01.06.2021) и изученности территории сейсморазведочными работами и глубоким бурением

Fig. 1. Scheme of licensing (as on 01.06.2021) and exploration maturity (seismic surveys and deep drilling)



горизонта были отнесены к существовавшему в то время в стратиграфической шкале алданскому ярусу раннего кембрия по остаткам кембрийских форм [17].

Исследования последних лет показали, что чабурский горизонт коррелируется с верхней частью манькайской (E_{1mn}), а куранахский — с нижней частью змяксинской (E_{1em}) свит, выделенных в бассейне р. Куонамка. Возраст границы свит, по различным данным, оценивается либо в 531 млн лет [18], либо соответствует средней части томмотского яруса общей стратиграфической шкалы [17]. С учетом отсутствия прямых данных о возрасте чабурского горизонта в районе Анабаро-Хатангской седловины, его нижняя граница условно проведена авторами статьи в базальных слоях томмотского яруса нижнего кембрия (скважины Хорудалахская-1 и Костроминская-1).

Отложения вендского возраста условно выделяются в северной части территории Анабаро-Хатангской НГО по данным интерпретации сейсмических данных.

Эти образования скважинами пока не вскрыты. Вендские отложения Лено-Анабарской, северной части Анабарской и Предверхоанской НГО серьезных дискуссионных вопросов не вызывают.

На побережье моря Лаптевых в 1988–1990 гг. пробурена параметрическая скв. Усть-Оленекская-237-0. Согласно стратиграфическим разбивкам, составленным В.В. Граусман, в интервале 3217–3475 м залегают карбонаты кыстарахской и терригенные отложения кысылаяхской толщ. На основании находок транзитных форм фитолитов и микрофоссилий, а также корреляции с разрезами Прианабарья свиты отнесены к рифей-вендскому возрасту [14].

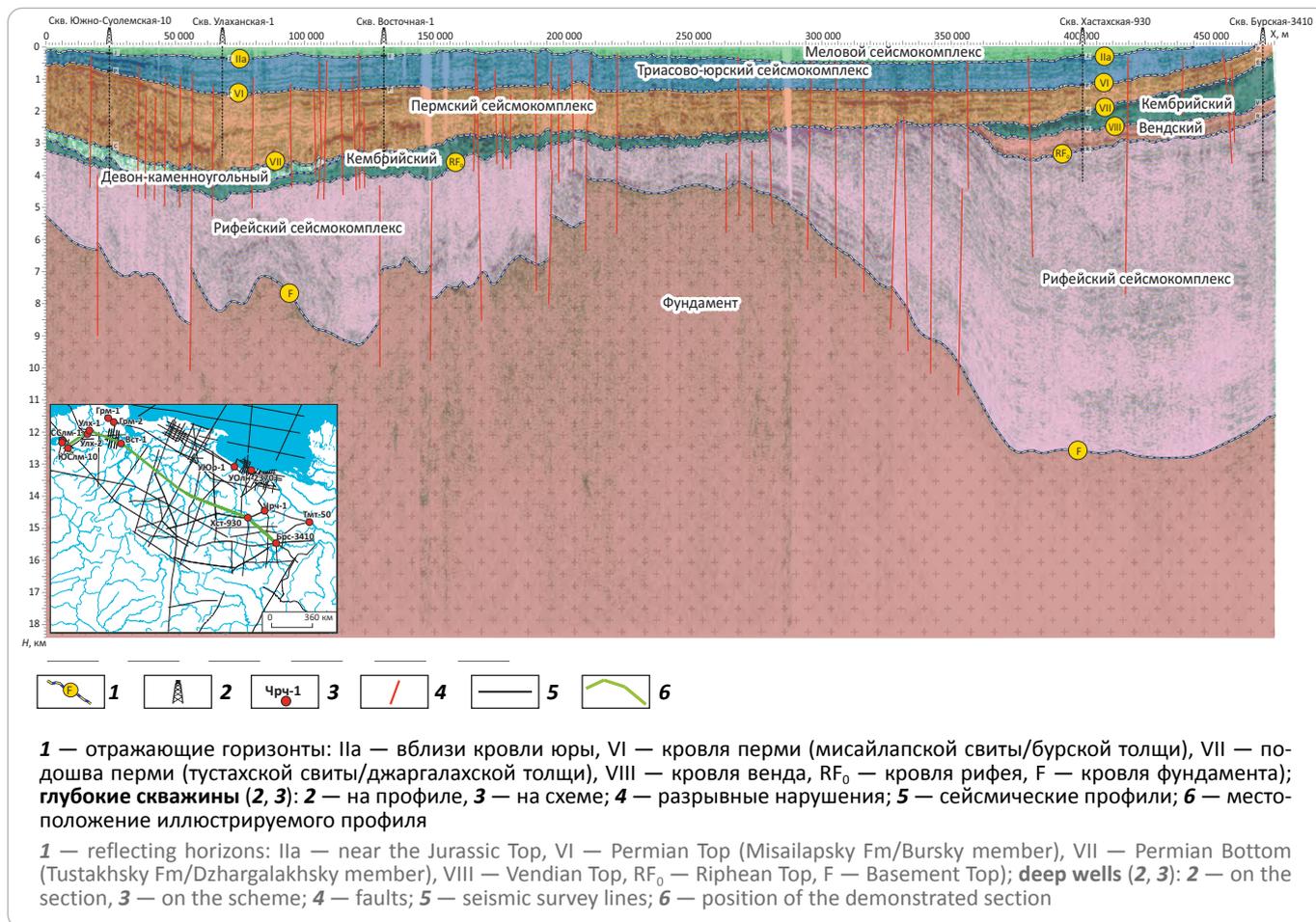
В начале 2015 г. были опубликованы новые данные по возрасту детритовых цирконов, позволяющие внести коррективы в существующие схемы расчленения и корреляции нижней части разреза скв. Усть-Оленекская-237-0. Изотопные анализы показали, что кысылаяхская толща является возрастным аналогом



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Стратифицированный сейсмогеологический разрез по линии скважин Бурская-3410 – Хастахская-930 – Восточная-1 – Улаханская-1 – Южно-Суолемская-10 ([20] с дополнениями авторов)

Fig. 2. Stratified geoseismic section along the line Bursky-3410 – Khastakhsky-930 – Vostochny-1 – Ulakhansky-1 – South Suolessky-10 wells ([20] complemented by the authors)



средней – верхней части кессюсинской свиты (серии V – E₁), а кыстарахская толща — аналог еркекетской свиты кембрия (E₁₋₂) [19].

Построение и краткая характеристика региональных структурных карт

В рамках проведенных исследований было прослежено не менее семи отражающих горизонтов (рис. 2).

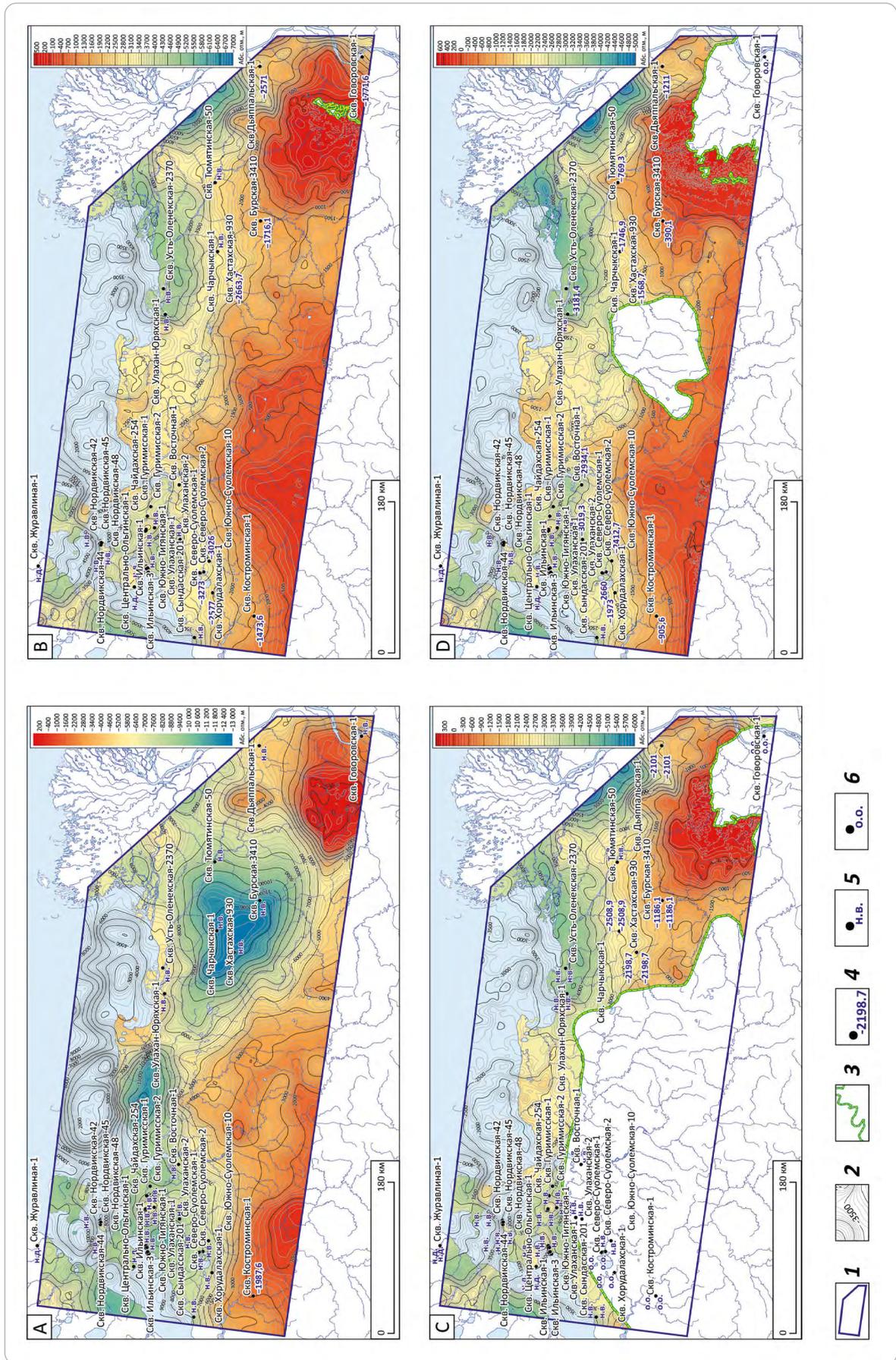
На базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и глубокого бурения построены структурные карты по реперным стратиграфическим уровням нижнепротерозой-мезозойских комплексов (рис. 3, 4).

По поверхности кристаллического фундамента прогнозируются две контрастные отрицательные структуры (впадины до глубин не менее 12 км). Одна из них — Хастахская мегавпадина на юге Лено-Анабарского прогиба, а вторая — Анабаро-Уэленская — прогнозируется к северо-западу, в пограничной зоне прогиба и Анабаро-Хатангской седловины (см. рис. 3 А). На большей части терри-

тории Хатангско-Ленского междуречья поверхность фундамента погружается на значительные глубины — 6000–8000 м [8, 9]. В направлении Анабарской антеклизы она «воздымается» до –3000...–4000 м. Интерес представляют две куполовидные структуры, прогнозируемые в акватории моря Лаптевых. Здесь абсолютные отметки кровли фундамента составляют –2000...–3000 м.

К югу от Анабарской антеклизы эрозионная поверхность повсеместно распространенных рифейских отложений (горизонт RF₀) имеет закономерную тенденцию постепенного погружения в северном направлении (см. рис. 3 В). В центральной части исследуемой территории, охватывающей запад Лено-Анабарского прогиба и краевую восточную часть Анабаро-Хатангской седловины, прогнозируется значительная по площади структурная ступень с отметками –2500 м, на прилегающей акватории моря Лаптевых ступень осложнена сводовым поднятием по изогипсе –2000 м. Важно отметить и структурный выступ на крайнем востоке Лено-Анабарского прогиба, выделяемый по изогипсе –3500 м. Этот

Рис. 3. Схематические структурные карты по кровле архей-нижнепротерозойских (А), рифейских (В), вендских (С) и кембрийских (D) отложений
 Fig. 3. Schematic depth maps over the Archean-Lower Proterozoic (A), Riphean (B), Vendian (C), and Cambrian (D) tops



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Усл. обозначения к рис. 3

1 — район исследования; 2 — изогипсы структурных поверхностей, м; 3 — границы зоны распространения отложений; 4 — абсолютные отметки глубин в скважинах, м; 5 — отложения не вскрыты; 6 — отсутствие отложений

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Legend for Fig. 3

1 — study area; 2 — structural contours, m; 3 — boundaries of the deposits occurrence; 4 — True Vertical Depths in the wells, m; 5 — deposits are not encountered; 6 — deposits are absent

For other Legend items see Fig. 1

структурный выступ и структурная ступень разделены прогибом широтной ориентации, в осевой части которого глубины погружения кровли рифейских толщ превышают 4500 м. Структурный план по отражающему горизонту VIII (вблизи кровли венда) сходен с таковым для RF_0 (см. рис. 3 С).

Здесь также в качестве наиболее интересных объектов выделяется структурная ступень с абсолютными отметками –3000...–2500 м, осложненная на севере сводовым поднятием.

Для кровли кембрийских отложений прогнозируется большое сходство в поведении с вендским и рифейским горизонтами (см. рис. 3 D).

Ордовик-силурийские отложения распространены лишь в северной части рассматриваемого региона (северная часть Лено-Анабарского прогиба и прилегающие акватории моря Лаптевых). Структурный план условно разделен на два участка (см. рис. 4 А). На западе глубины соответствующей поверхности варьируют в пределах 1150–2500 м, на востоке — достигают 2500–3900 м. Граница раздела между западным и восточным участками проходит непосредственно к западу от района скв. Улахан-Юряхская-1.

Девон-нижнекаменноугольные толщи развиты в западной части территории исследования — на Анабаро-Хатангской седловине, где они вскрыты серией глубоких скважин. Для отложений характерно постепенное погружение в северном направлении, от Анабарского свода до центральной части Анабаро-Хатангской седловины. В северном направлении происходит общее «воздымание», а на северо-западе для нижних уровней осадочного чехла прогнозируется сводовое поднятие. Поднятие выделяется по изогипсе –1500 м. Оно охватывает прибрежную часть моря Лаптевых, юго-восток о-ва Бегичев и район Анабарского залива (см. рис. 4 В).

Для пермских отложений при общей тенденции погружения в северном направлении выделяется контрастная зона поднятий субширотного направления (см. рис. 4 С). Зона, вероятно, связана с влиянием шарьяжно-надвиговых дислокаций на северном борту Лено-Анабарского прогиба. Она прослеживается на протяжении более 750 км и проявлена также на востоке Анабаро-Хатангской седловины, на левобережье Анабарского залива. Сводовое поднятие, выделяемое по нижележащим горизонтам в прилегающей акватории моря Лаптевых, находит выражение и по

поверхности перми. При этом площадь его увеличивается. Поднятие оконтуривается по изогипсе –750 м.

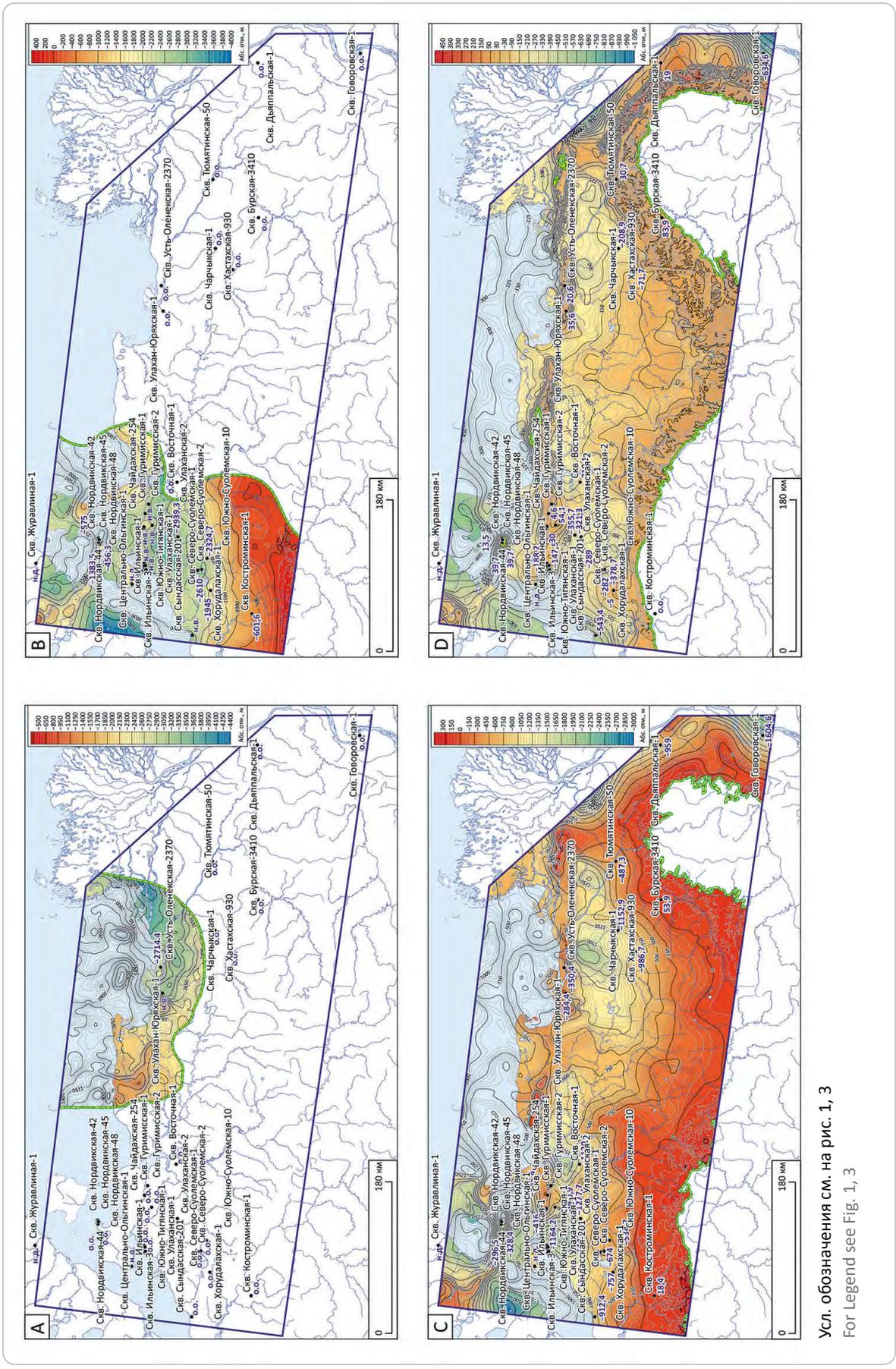
Геохимическая характеристика ОВ перспективных нефтегазоносных комплексов

Характеристика потенциальных нефтегазоматеринских пород (НГМП) осуществлялась по битуминологическим, углепетрографическим данным и результатам пиролитических исследований, выполненных для глинистых разностей [21, 22]. На рис. 5 приведено схематическое положение в разрезе основных нефтегазоматеринских горизонтов и региональных уровней нефтебитумоаккумуляции на территории Хатангско-Ленского междуречья.

Рифей. На востоке исследуемой территории (Лено-Анабарская НГО, северная часть Предверхо-янской НГО) представляет интерес *хастахская* свита верхнего рифея. Свита состоит из переслаивания песчаников, аргиллитов, доломитовых мергелей. Темноцветные аргиллиты и доломитовые мергели имеют повышенные содержания $C_{орг}$: 0,24–1,72 %. По результатам пиролитических исследований в скв. Хастахская-930 катагенез рассеянного органического вещества (РОВ) соответствует грациям MK_2 – MK_3 .

В западной части Хатангско-Ленского региона, по керновым данным глубоких скважин, присутствуют темноцветные глинистые разности пород с весьма высокими содержаниями $C_{орг}$: 0,11–6,02 %. Средние показатели по скважинам также высокие: 1,54–2,09 %. Мощности темноцветных глинистых пород рифея, которые можно отнести к НГМП, составляют 95–220 м (скважины Хорудалахская-1 и Костроминская-1). Вместе с тем рифейские нефтегазоматеринские отложения Анабаро-Хатангской НГО, вероятно, полностью исчерпали свой генерационный потенциал. В скважинах Хорудалахская-1 и Костроминская-1, согласно пиролитическим исследованиям, значения показателя T_{max} составляют 472–568 °С и фиксируется незначительное значение HI — 19–90 мг УВ/г $C_{орг}$. В направлении центральных и северных частей Анабаро-Хатангской седловины уровень катагенетического преобразования будет выше. Таким образом, возможный вклад этих отложений, изначально обладавших высоким потенциалом, в УВ-системы Анабаро-Хатангской седловины будет ограничен газообразными и газоконденсатными флюидами. Не исключено также, что скопления

Рис. 4. Схематические структурные карты по кровле ордовик-силурийских (А), девон-каменноугольных (В), пермских (С) и триас-юрских (D) отложений
 Fig. 4. Schematic depth maps over the Ordovician-Silurian (A), Devonian-Carboniferous (B), Permian (C), and Triassic-Jurassic (D) tops



Усл. обозначения см. на рис. 1, 3
 For Legend see Fig. 1, 3

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

битумов на северном склоне Анабарской антеклизы были связаны с процессами нефтеобразования в этих отложениях.

Венд. Геохимические данные имеются только для восточной части Лено-Анабарской НГО. Здесь в качестве нефтематеринской оценивается *хатыспытская* (V_1ht) свита (*хараютехская* на севере Предверхожанского прогиба) [22]. В.А. Каширцев на основании геохимических исследований в регионе обосновал генетическое единство РОВ *хатыспытской* свиты и битумов, распространенных в вышележащей *туркутской* (V_2tr) свите [23]. Темноцветные глинисто-карбонатные отложения *хатыспытской* свиты содержат повышенные концентрации РОВ и к северу от Оленекского свода реализовали свой нефтематеринский потенциал. На территории Анабаро-Хатангской НГО, как уже упоминалось, вендские отложения прогнозируются только по сейсмическим данным в северной части территории (см. рис. 3 С).

Сведений по геохимическим параметрам для этой части территории пока нет. Исходя из структурных построений, очевидно, что уровень катагенетического преобразования РОВ вендских отложений на севере седловины очень высокий.

Кембрий. Отложения кембрийской системы почти повсеместно распространены на территории исследований. Однако представлены они преимущественно карбонатными и карбонатно-сульфатными разностями, обладающими низкими геохимическими показателями. На территории Анабаро-Хатангской НГО отложения нижнего и среднего кембрия содержат $C_{орг}$ — 0,06–0,3 % на породу. По литологическому составу к категории нефтематеринских пород можно отнести сероцветные глинистые известняки и доломиты с концентрациями $C_{орг} > 0,1$ %.

В северной части Анабаро-Хатангской седловины в составе кембрийских отложений существенно развиты сульфатно-карбонатные породы с минимальными значениями $C_{орг}$.

Ордовик – силур. Отложения достоверно вскрыты только в скв. Усть-Оленекская-341-0. Здесь в интервале 2750–3230 м распространена глинисто-карбонатная толща, сложенная преимущественно сероцветными отложениями. Характерна рассеянная вкрапленность пирита, в нижней части толщи присутствует бензиновый запах. Судя по керну и немногочисленным аналитическим данным, в этой части разреза породы относительно обогащены РОВ. Согласно определениям содержания, $C_{орг}$ в них составляют 0,21–1,27 % на породу. Ориентировочно суммарная мощность таких отложений оценивается в 140 м. Их, вероятно, можно отнести к категории нефтегазопроизводивших. Судя по имеющимся определениям, РОВ этих отложений претерпело очень высокий уровень катагенеза. Так, значения T_{max} высокие, соответственно, показания HI оцениваются только в

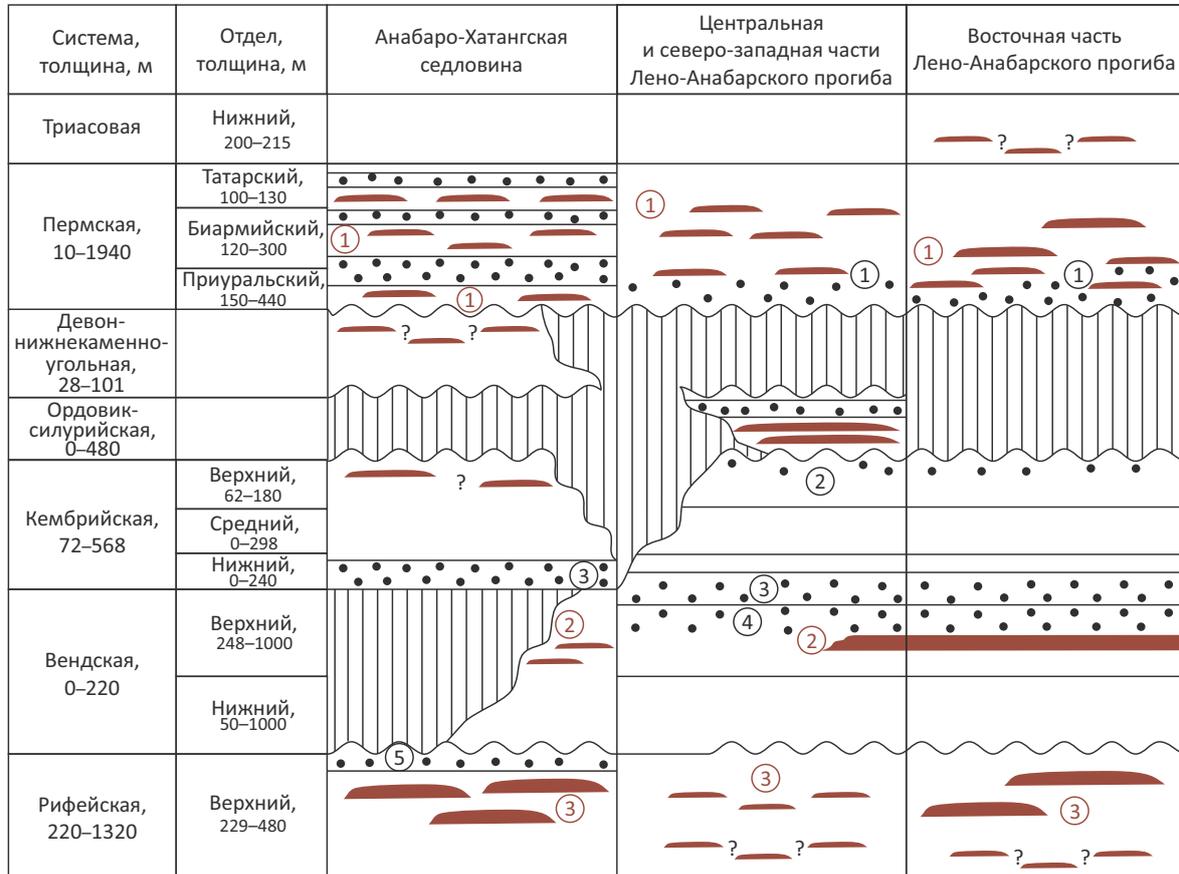
24–43 мг УВ/г $C_{орг}$. Это свидетельствует об истощении потенциала пород.

Девон – нижний карбон. Девон-раннекаменноугольные отложения установлены только на территории Анабаро-Хатангской седловины по данным глубокого бурения и сейсморазведки. Изучены слабо как в отношении стратиграфии, так и геохимии. Отложения представлены карбонатными сероцветными разностями. В скв. Хорудалахская-1 существенно возрастает содержание ангидритов. В ряде скважин разрез осложнен мощными интрузиями долеритов (Костроминская-1, Северо-Суолемская-1). Мощности девонских отложений изменяются от 28 до 154 м. В Нордвикском районе в некоторых скважинах вскрыты, вероятно, позднедевонские соленосные отложения, достигающие мощности 468–509 м (скважины Нордвикские-42 и 43). На южной половине площади седловины, в карбонатных и реже сульфатных отложениях, среднее содержание органического углерода очень низкое — не выше 0,1 % на породу. Исходя из региональных палеогеографических построений, выполненных специалистами СНИИГТИМСа, можно предполагать, что в северной части седловины, ниже соленосной толщи, присутствуют глинисто-карбонатные отложения — аналоги *каларгонской* (D_3kl) и *юктинской* ($D_{1-2}juk$) свит, которые могут содержать высокие концентрации $C_{орг}$. Это предположение легло в основу прогнозных геохимических карт, которые строились с использованием прогнозных схем катагенеза для перекрывающих (пермь) и подстилающих (кембрий) отложений. Для девона – карбона заметное влияние оказало контактное воздействие триасовых интрузий.

Пермь. Отложения перми повсеместно распространены на территории района исследования и изучены в наибольшей степени. Нефтебитумопроявления в них образуют как скопления битумов Оленекского свода, так и залежи нефти на территории Анабаро-Хатангской НГО. Пермские отложения на значительной территории имеют большие мощности, в том числе и вероятных нефтегазоматеринских пород. В качестве таковых выделяются темноцветные аргиллиты, глинистые алевролиты с концентрациями $C_{орг} = 0,38–4,16$ % на породу. В разностях со значительной примесью углистого детрита эти значения могут повышаться до 5–10 % и более. Средние значения концентраций для пермских НГМП оцениваются в 1,5–2,1 %. Наблюдается тенденция увеличения концентраций РОВ в северном направлении — от краевой части пермского палеобассейна в сторону акватории моря Лаптевых. РОВ пермских отложений представлено смешанным типом. При этом доля сапропелевого типа увеличивается также в северном направлении. Мощности этих отложений оцениваются в 60–250 м с вероятным увеличением в северном направлении. Например, в скв. Усть-Оленекская-341-0 мощность НГМП достигает 450 м.

Рис. 5. Схема распространения основных нефтегазоматеринских горизонтов и региональных уровней нефтебитумонакопления на территории Хатангско-Ленского междуречья

Fig. 5. Scheme of main oil and gas source horizons and regional levels of oil and bitumen accumulation occurrence in the territory of Khatanga-Lena interfluve



- ① 1 ② 2 ③ 3 ④ 4 ⑤ 5 ① 6 ② 7 ③ 8 ? 9

Региональные уровни нефтебитумопроявлений (1–5): 1 — пермские отложения (песчаники), 2 — лапарская свита верхнего кембрия (доломиты, известняки), 3 — кессюсинская свита, чабурский горизонт венд-раннекембрийского возраста (песчаники, доломиты), 4 — туркутская свита верхнего венда (доломиты), 5 — доломиты и известняки верхней части рифейских отложений; **основные нефтегазоматеринские горизонты (6–9):** 6 — глинистые отложения перми (аргиллиты, глины), 7 — глинистые известняки и аргиллиты хатыспытской свиты верхнего венда, 8 — глинистые породы хастакской свиты (и ее возрастные аналоги) верхнего рифея (мергели, аргиллиты), 9 — возможные нефтегазоматеринские породы куладинской и тукуланской свит верхнего рифея (аргиллиты, глины), верхнего кембрия, девона и триаса

Regional levels of oil and bitumen shows (1–5): 1 — Permian deposits (sandstone), 2 — Upper Cambrian Laparsky Fm (dolomite, limestone), 3 — Vendian - Early Cambrian Kessyusinsky Fm, Chabursky Horizon венд-раннекембрийского возраста (sandstone, dolomite), 4 — Upper Vendian Turkutsky Fm (dolomite), 5 — dolomite and limestone in the upper part of Riphean deposits; **main oil and gas source horizons (6–9):** 6 — Permian argillaceous deposits (claystone, clay), 7 — argillaceous limestone and claystone of the Upper Vendian Khatyspytsky Fm, 8 — argillaceous rocks of the Upper Riphean Khastakhsky Fm (and its age analogues) (marl, claystone), 9 — possible oil source rocks of the Upper Riphean Kuladinsky and Tukulansky formations, Upper Cambrian, Devonian, and Triassic (claystone, clay)

На юге, в краевой части пермского палеобассейна, РОВ незрелое, преобразовано на уровне протокатагенеза. К северу, по мере погружения отложений, РОВ последовательно достигало термодинамических условий газонефтенакопления. На северо-востоке, в скв. Усть-Оленекская-341-0, уровень катагенеза соответствует градации МК₄. В северо-западной части района исследований пермские отложения подвержены влиянию триасовых интрузий. Это сказалось на уровне катагенеза РОВ. На участках наиболее актив-

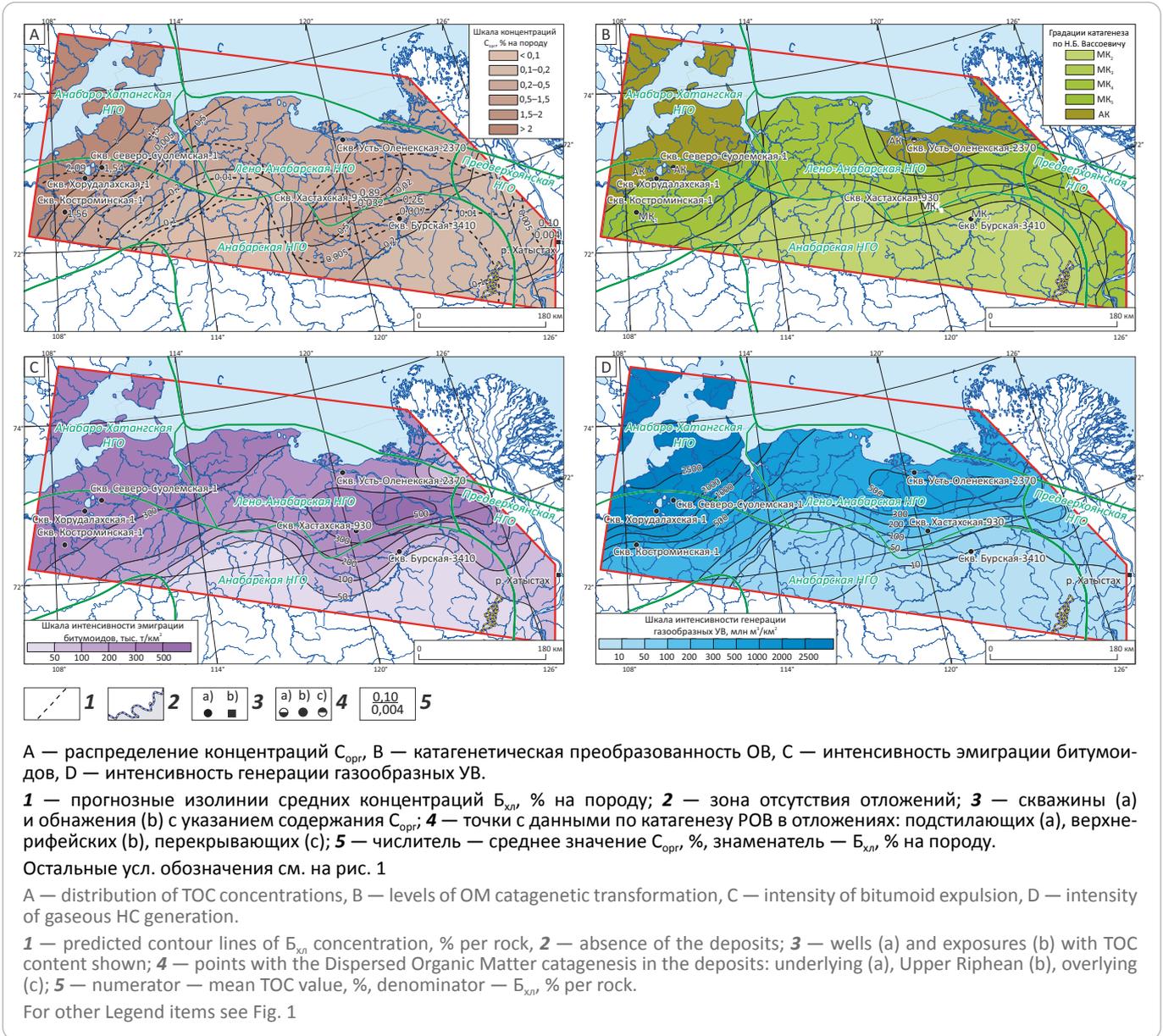
ного внедрения долеритов фиксируются градации МК₅–АК, что отражено на соответствующей карте катагенетического преобразования.

Определение генерационно-аккумуляционного потенциала и составление схематических карт геохимических параметров

Построение геохимических карт для различных литолого-стратиграфических уровней на территории Сибирской платформы выполняется уже в течение

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Прогнозные схематические карты геохимических параметров в нефтегазоматеринских отложениях рифея
 Fig. 6. Predicted schematic maps of geochemical parameters in the Riphean oil and gas source deposits



ряда десятилетий. Учитывая разнообразие литологического состава рифей-вендских и палеозойских отложений, выделение в разрезе нефтематеринских толщ выполнено исходя из методических подходов, обоснованных в работах ведущих российских геохимиков [24].

Набор необходимых геохимических карт для оценки перспектив нефтегазоносности включает следующие их виды.

1. Карты распределения концентраций ОВ ($C_{орг}$) и его хлороформенной составляющей ($B_{хл}$).
2. Карты катагенетической преобразованности ОВ.
3. Результирующие карты, иллюстрирующие раздельную количественную оценку процессов неф-

те- и газообразования. Они включают карты интенсивностей эмиграции битумоидов для оцениваемого комплекса пород (тыс. т/км²) и генерации УВ газов (млн м³/км²). Построение осуществляется с использованием объемно-генетического метода.

Прогнозные схематические карты геохимических параметров составлены для отложений рифейского, вендского, кембрийского, ордовик-силурийского, девон-нижнекаменноугольного и пермского возраста (рис. 6–9).

Рифейские НГМП. Для рифейских отложений прогнозируются максимальные значения концентраций $C_{орг}$ на западе территории, в среднем они составляют 0,5–2 % на породу (см. рис. 6 А). В силу

интенсивного катагенеза, остаточные концентрации $B_{\text{кл}}$ вряд ли превышают 0,01 % на породу. Наиболее интенсивно РОВ рифейских НГМП преобразовано на севере Лено-Анабарского прогиба и северо-западе Анабаро-Хатангской седловины (см. рис. 6 В). Генерационные показатели рифейских отложений наиболее существенны в отношении УВ-газов. Интенсивности их генерации достигали 500–2500 м³/км².

Вендские НГМП. Геохимические показатели этих отложений явно ниже. Максимальные значения концентраций органического углерода прогнозируются на юго-востоке Лено-Анабарского прогиба (0,2–0,5 % на породу) (см. рис. 7 А). Несмотря на повышенный катагенез РОВ, параметры нефтегазообразования также заметно ниже. Интенсивности эмиграции битумоидов и генерации УВ-газов оцениваются только в 100–200 тыс. т/км² и 100–200 млн м³/км² соответственно (см. рис. 7 С, D).

Кембрийские НГМП. Кембрийские отложения характеризуются весьма низкими значениями исходного и реализованного потенциала (см. рис. 8). Прогнозные оценки интенсивности нефтегазообразования для этих отложений минимальны.

Максимальные значения интенсивности эмиграции битумоидов (50–100 тыс. т/км²) и генерации газообразных УВ (50–100 млн м³/км²) прогнозируются в северной части Лено-Анабарского прогиба (см. рис. 8 С, D). На остальной части территории они были незначительны.

Ордовик-силурийские НГМП. Ордовик-силурийские отложения характеризуются средними значениями концентраций $C_{\text{орг}}$ — 0,2–0,53 %. Концентрации хлороформенных битумоидов, вероятно, не превышают 0,01 % из-за интенсивного катагенеза РОВ — МК₄–АК. Прогнозируемые значения интенсивности нефтегазообразования составили 100–300 тыс. т/км² и 100–300 млн м³/км² соответственно.

Девон-нижнекаменноугольные НГМП. Эти отложения имеют близкие по отношению к ордовик-силурийским НГМП показатели. Повышенные концентрации $C_{\text{орг}}$, превышающие 0,2 % на породу, предполагаются на северо-западе седловины. Это же касается концентраций хлороформенных битумоидов. Здесь же прогнозируются максимальные значения интенсивности эмиграции битумоидов (100–200 и тыс. т/км² и выше) и генерации УВ-газов (100–200 млн м³ и выше).

Пермские НГМП характеризуются хорошими геохимическими показателями, максимальными толщинами и оцениваются наиболее высоко [3, 25]. В северной части территории интенсивность эмиграции битумоидов в пермских НГМП составила 500–3000 тыс. т/км². Процессы генерации УВ-газов здесь происходили наиболее интенсивно. Полученные значения достигают 2500–7500 млн м³/км² (см. рис. 9 С, D).

Краткая характеристика рифей-палеозойских перспективных нефтегазоносных комплексов

На основании комплексного исследования территории Хатангско-Ленского междуречья уточнено строение шести основных перспективных нефтегазоносных комплексов (ПНГК): рифейского, верхневенд-нижнекембрийского, верхнекембрийского, ордовик-силурийского, девон-каменноугольного и пермского (рис. 10).

В **рифейском ПНГК** потенциальными коллекторами могут быть кавернозные и трещиноватые карбонатные пачки *билляхской* серии (Анабаро-Хатангская НГО), *тукуланской*, *куладинской* и *таймыльерской* свит (Лено-Анабарская НГО) преимущественно в зонах эрозийного контакта с вышележащими породами кембрия и перми. Интерес также представляют терригенные отложения *мукунской* (ранний рифей) серии Анабаро-Хатангской седловины, *куладинской* и *хастахской* свит Лено-Анабарского прогиба.

В скв. Бурская-341-0 при испытании интервала 2092–2158 м получен приток пластовой воды с растворенным газом (дебитом 66,6 м³/сут). Этот интервал сложен карбонатами с трещинами и слабой кавернозностью. Роль флюидоупора может играть пачка аргиллитов вышележащей *маастахской* (V_{1ms}) свиты венда. Ниже *таймыльерской* свиты выделяется мощная толща терригенных пород (*хастахская* свита). В ее составе возможно присутствие песчаных коллекторов.

В параметрической скв. Хастахская-930 также выделяется карбонатная пачка в верхней части рифейских отложений (интервал 3130–3340 м), представленная доломитами и кавернозно-трещиноватыми известняками. При испытании интервала 3163–3246 м получен приток пластовой воды с растворенным газом значительного дебита — 687,3 м³/сут.

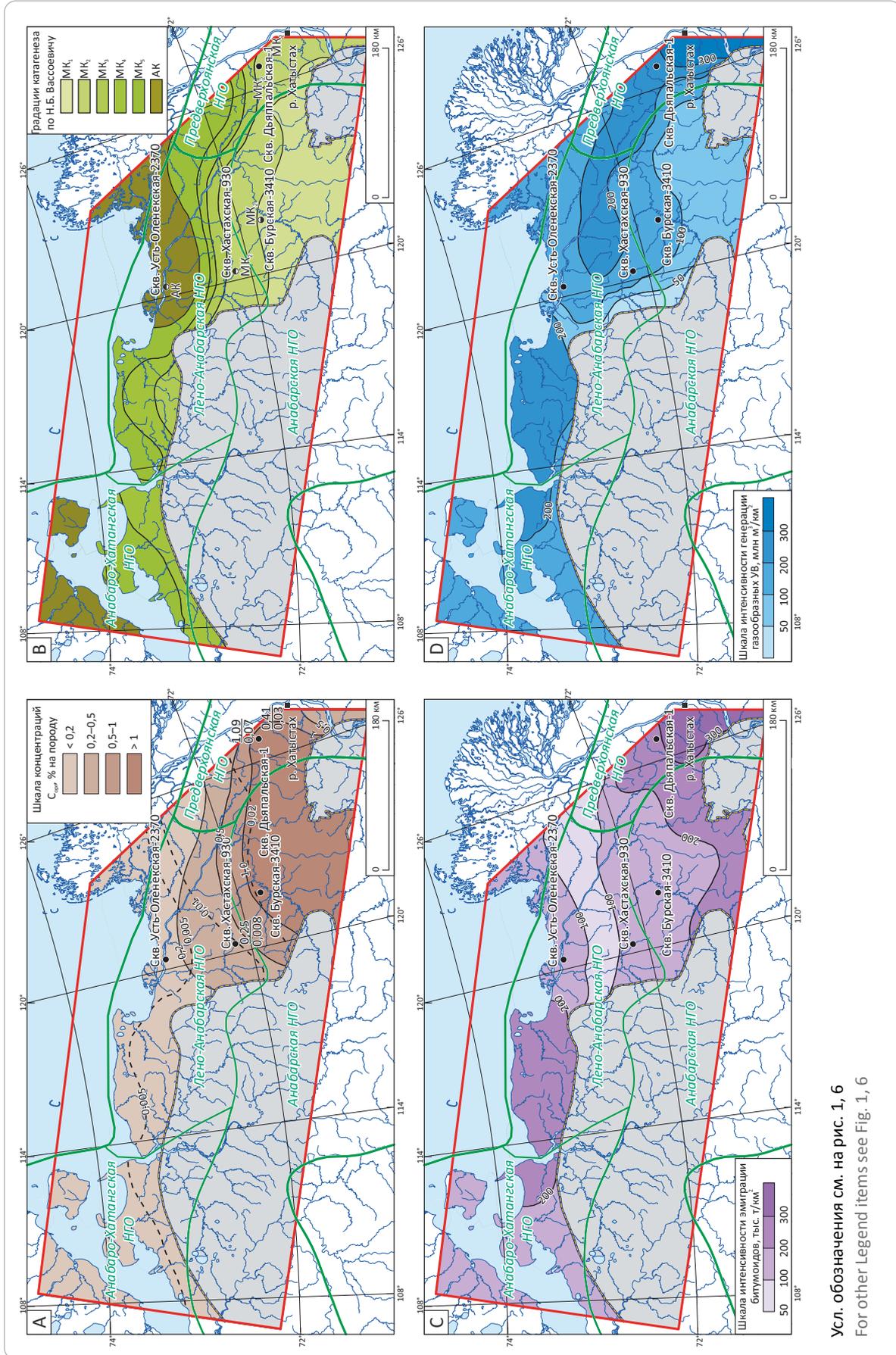
Результаты испытания верхнерифейского интервала (1645–1976 м) скв. Костроминская-1 свидетельствуют о наличии коллекторов в приконтактных зонах рифея и более молодых образований. Получен приток пластовой воды дебитом 33,6 м³/сут.

Основываясь на новых сейсмических данных, авторами статьи установлено, что в южной и центральной частях прогиба возможно существование стратиграфически и литологически экранированных ловушек (см. рис. 10), при этом вполне вероятно и их тектоническое экранирование.

Выше прогнозный НГК выделяется в объеме **верхневендско-нижнекембрийских** отложений (см. рис. 10). На территории Лено-Анабарской НГО проникаемую часть этого комплекса составляют трещиноватые и кавернозные доломиты *туркутской* (V_{2tr}) свиты венда и перекрывающие их песчаники, песчанистые доломиты *кессюсинской* свиты (серии) венд-кембрийского возраста. В скв. Бурская-341-0, в верхней части *туркутской* свиты, присутствует пачка

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

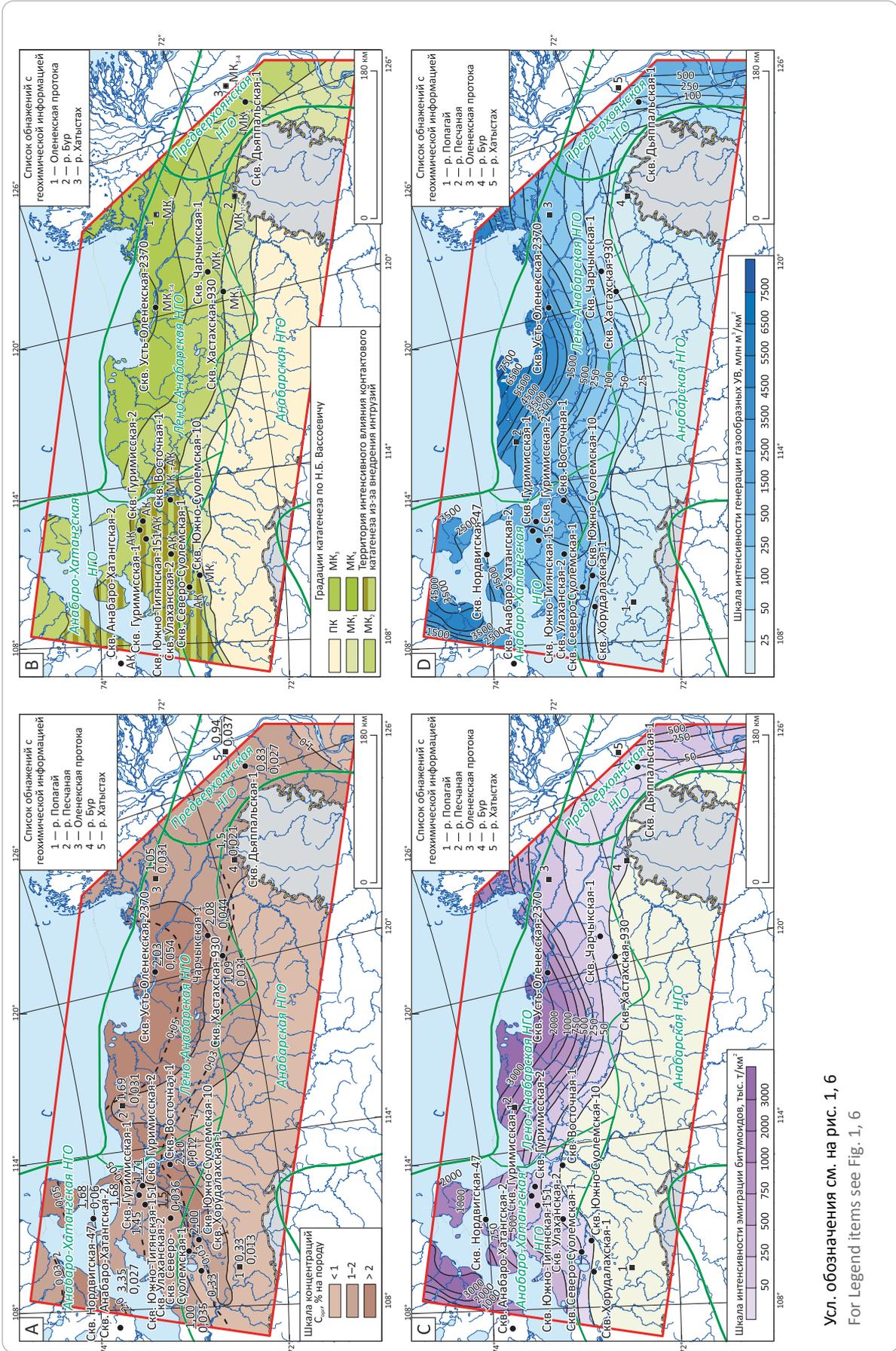
Рис. 7. Прогнозные схематические карты геохимических параметров в нефтегазоматеринских отложениях венда
Fig. 7. Predicted schematic maps of geochemical parameters in the Vendian oil and gas source deposits



Усл. обозначения см. на рис. 1, 6
 For other Legend items see Fig. 1, 6

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 9. Прогнозные схематические карты геохимических параметров в глинистых отложениях перми
 Fig. 9. Predicted schematic maps of geochemical parameters in the Permian argillaceous deposits



доломитов с вертикальной трещиноватостью. Однако этот уровень не испытывался. В скв. Чарчкская-1 породы *туркутской* свиты находятся в интервале глубин 2793–3000 м. Свита представлена известняками слабобитуминозными, кавернозными, с запахом керосина. При испытании интервала 2934–3110 м получен приток пластовой воды с растворенным газом дебитом 83,7 м³/сут.

В скв. Бурская-341-0 *кессюсинская* свита представлена толщей переслаивающихся песчаников, алевролитов и аргиллитов. Здесь при испытании интервала 1219–1252 м получен приток пластовой воды с растворенным газом дебитом 68,1 м³/сут. В скв. Хастакская-930 при испытании интервала 2176–2219 м в верхней части *кессюсинской* свиты также получен приток пластовой воды с растворенным газом (дебит 30,94 м³/сут). В нижней части свиты (интервал 2482–2487,6 м) отмечается прослой трещиноватых известняков. В трещинах содержатся кальцит и жидкий битум. По составу битум нефтеподобный, в нем содержится 72,4 % УВ.

В глубоких скважинах на территории Анабаро-Хатангской седловины возможным стратиграфическим аналогом может быть *чабурский* горизонт, относимый авторами статьи к базальной части кембрийских отложений. Этот горизонт сложен переслаивающимися песчаниками и доломитами. На северном склоне Анабарской антиклизы с этим горизонтом связано крупное скопление битумов (Рассохинское) площадью 150 км². В скважинах Анабаро-Хатангской седловины (Хорудалахская-1, Северо-Суолемская-1, Южно-Суолемская-10) при испытании уровня базальной части кембрийских отложений получены притоки пластовых вод дебитом от 10,4 до 166 м³/сут.

Экранирующая часть комплекса представлена глинистыми отложениями аналогов *еркекетской* свиты нижнего кембрия. Для комплекса будут характерны литологически и стратиграфически экранированные залежи различного фазового состава (см. рис. 10). В направлении к центральной части доля газа и газоконденсата в ловушках будет увеличиваться. Вероятно, залежи будут осложнены дизъюнктивными нарушениями.

Верхнекембрийский ПНГК. Следующий уровень, представляющий собой возможный коллектор, — карбонатные отложения верхней части кембрия. На территории Лено-Анабарского прогиба к ним отнесены кавернозные и трещиноватые известняки и доломиты *лапарской* (Є₃lр) свиты верхнего кембрия. На Оленекском своде эти отложения содержат обильные битумопроявления [3]. В скв. Бурская-341-0, в кровле *лапарской* свиты, непосредственно под перекрывающими терригенными отложениями перми выделяется пачка кавернозных и трещиноватых доломитов, которая по данным ГИС интерпретируется как коллектор. Севернее, в скв. Хастакская-930, была

испытана приконтактная зона пермских отложений и *лапарской* свиты. Здесь, в интервале глубин 1620–1640 м, получен приток пластовой воды с растворенным газом дебитом 87,85 м³/сут. В скв. Чарчкская-1 уровни с коллекторскими горизонтами выделяются в среднекембрийских карбонатных отложениях, под карбонатами *лапарской* свиты. Здесь, при испытании интервалов 2090–2189 и 2189–2303 м, получены значительные притоки пластовой воды с растворенным газом — 695,6–781,88 м³/сут.

В пределах Анабаро-Хатангской седловины притоки флюидов (повсеместно пластовая вода) получены из отложений нижней части кембрийского разреза. Исключением можно считать скв. Южно-Суолемская-10. Здесь небольшой приток пластовой воды (16 м³/сут) получен при испытании интервала 2346–2638 м, охватывающего девонские и верхнюю часть кембрийских отложений.

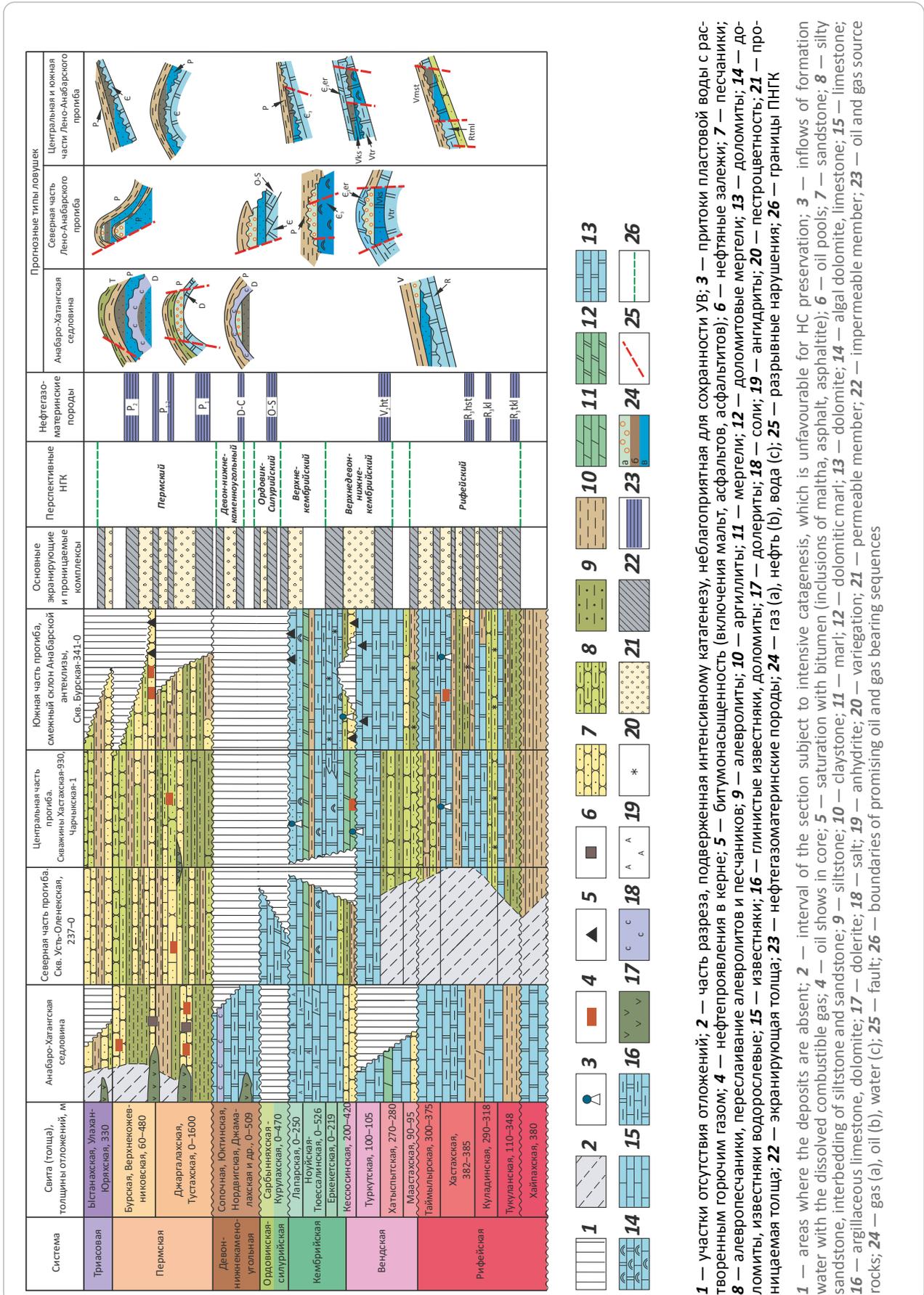
Ордовик-силурийский ПНГК. В единственной скважине, вскрывшей эти отложения в северной части Лено-Анабарского прогиба (Усть-Оленекская-237-0), имеются свидетельства присутствия коллекторских горизонтов. При испытании интервала глубин 2929–3000 м получен приток пластовой воды дебитом 34,8 м³/сут. Приток, вероятно, получен из пластов кавернозных доломитов ашгильского яруса верхнего отдела ордовика.

Девон-нижнекарбонный ПНГК. Сведений по нефтегазоносности этого комплекса до настоящего времени нет. Однако результаты геолого-разведочных работ на территории Нордвикского района Анабаро-Хатангской НГО, а также в прилегающих районах северной части Тунгусской синеклизы дают основание выделять эти отложения в качестве возможно нефтегазоносных. Важным фактором можно считать развитие экранирующей толщи солей в верхней части девонских отложений Нордвикского района. На смежной территории севера Тунгусской синеклизы в составе верхнедевонских подсолевых отложений широко распространены многочисленные нефтебитумопроявления. Здесь выделяются глинисто-карбонатные отложения *каларгонской* и *юктинской* свит, которые можно классифицировать в качестве нефтематеринских. При этом наблюдается тенденция улучшения геохимических показателей в направлении от Норильского района к Анабаро-Хатангской седловине. Можно также упомянуть работу специалистов ИНГТ СО РАН по детальному изучению состава нефтей Нордвикского района. Они пришли к выводу, что эти нефти генетически связаны с РОВ девонских отложений [23].

Пермский ПНГК. Терригенные отложения перми формируют, вероятно, основной нефтегазоносный комплекс. В его составе чередуются как песчаные пласты — возможные коллекторы, так и глинистые породы, которые могут представлять собой НГМТ,

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 10. Схема нефтегазгеологического расчленения осадочного чехла и прогнозные типы ловушек на территории Хатангско-Ленского междуречья
Fig. 10. Scheme of geopotroleum differentiation of sedimentary cover and predicted trap types in the territory of the Khatanga-Lena interfluvie

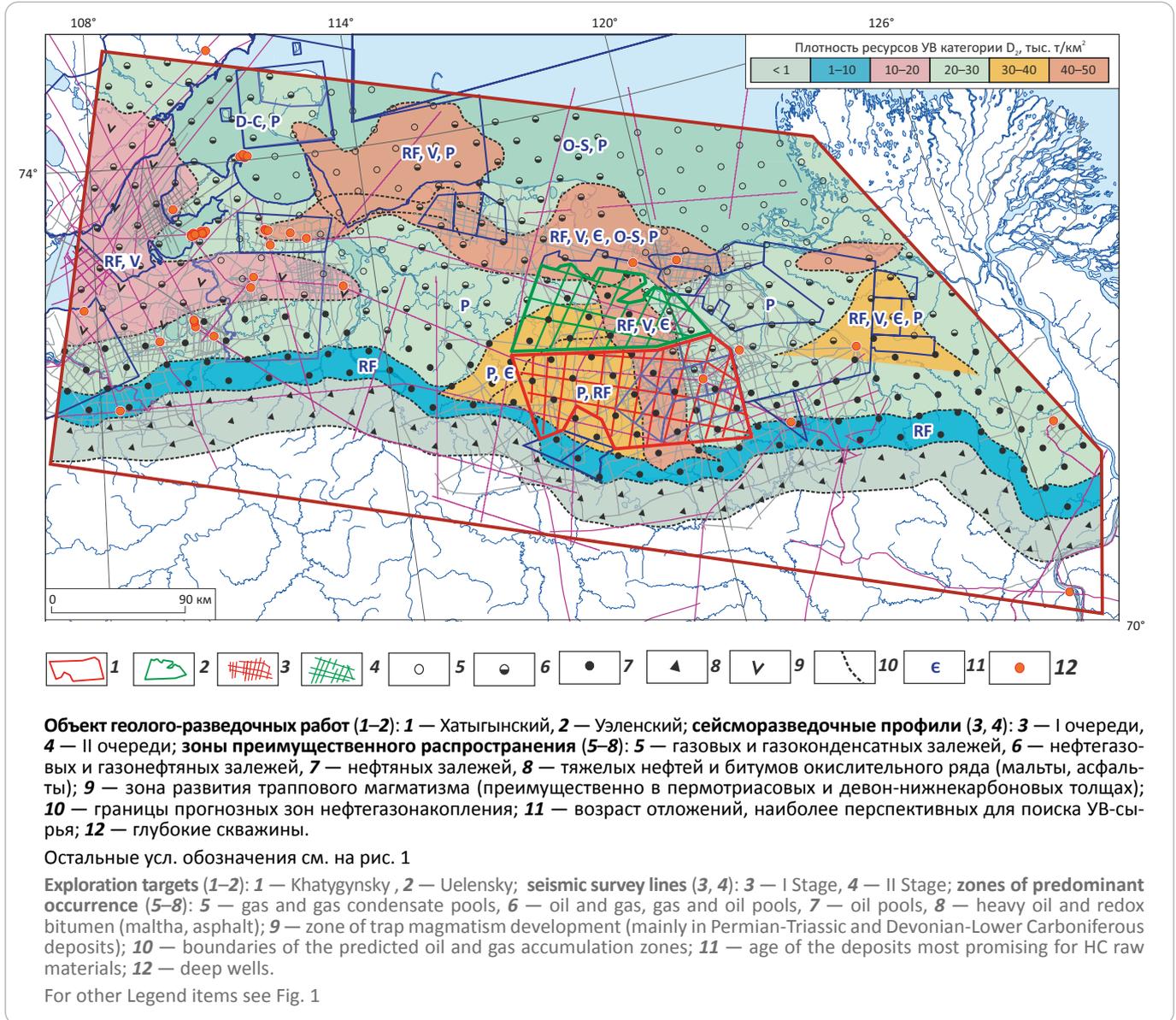


1 — участки отсутствия отложений; **2** — часть разреза, подверженная интенсивному катагенезу, неблагоприятная для сохранности УВ; **3** — притоки пластовой воды с растворенным горючим газом; **4** — нефтепроявления в керне; **5** — битумонасыщенность (включения малак, асфальтов, асфальтитов); **6** — нефтяные залежи; **7** — песчаники; **8** — алевропесчаники, переслаивание алевролитов и песчаников; **9** — алевролиты; **10** — аргиллиты; **11** — мергели; **12** — доломитовые мергели; **13** — доломиты; **14** — доломиты, известняки водорослевые; **15** — известняки; **16** — глинистые известняки, доломиты; **17** — доломиты; **18** — соли; **19** — ангидриты; **20** — пестроцветность; **21** — проницаемая толща; **22** — экраняющая толща; **23** — нефтегазоматеринские породы; **24** — газ (a), нефть (b), вода (c); **25** — разрывные нарушения; **26** — границы ПНГК

1 — areas where the deposits are absent; **2** — interval of the section subject to intensive catagenesis, which is unfavourable for HC preservation; **3** — inflows of formation water with the dissolved combustible gas; **4** — oil shows in core; **5** — saturation with bitumen (inclusions of maltha, asphalt, asphaltite); **6** — oil pools; **7** — sandstone; **8** — silty sandstone, interbedding of siltstone and sandstone; **9** — siltstone; **10** — marl; **11** — claystone; **12** — dolomitic marl; **13** — dolomite; **14** — algal dolomite, limestone; **15** — limestone; **16** — argillaceous limestone, dolomite; **17** — dolerite; **18** — salt; **19** — anhydrite; **20** — variegation; **21** — permeable member; **22** — impermeable member; **23** — oil and gas source rocks; **24** — gas (a), oil (b), water (c); **25** — fault; **26** — boundaries of promising oil and gas bearing sequences

Рис. 11. Прогнозная схематическая карта перспектив нефтегазоносности рифей-палеозойских комплексов Хатангско-Ленского междуречья

Fig. 11. Scheme of geopotroleum differentiation of sedimentary cover and predicted trap types in the territory of the Khatanga-Lena interfluve



а также играть роль экранирующих толщ [2]. Кроме того, в качестве флюидоупоров могут выступать глинистые отложения раннего триаса (см. рис. 10).

По результатам глубокого бурения можно констатировать присутствие проницаемых горизонтов в составе пермских отложений. В скважинах Анабаро-Хатангской седловины при испытаниях наблюдались притоки пластовых вод, часто с растворенным газом, а на Гуримисской площади — с пленками нефти. На территории Нордвикского района выявлено три мелких месторождения с притоками флюидов из пермских отложений — Нордвикское газонефтяное, Ильинское нефтяное и Южно-Тигянское газонефтяное. В скважинах Чай-

дахской площади установлены газопроявления. Отрицательным фактором при оценке перспектив нефтегазоносности пермских отложений можно считать негативное влияние пластовых интрузий долеритов в северо-западной части Анабаро-Хатангской седловины.

Схематическая карта перспектив нефтегазоносности рифей-верхнепалеозойских ПНГК исследуемой территории

На основе проведенных исследований составлена прогнозная карта нефтегазоносности рифей-палеозойских комплексов территории Хатангско-Ленского междуречья (рис. 11).

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

На карту вынесены прогнозные зоны нефтегазонакопления по всем оцениваемым ПНГК. Для всей рассматриваемой территории проведено районирование по фазовому составу возможных нефтяных (усреднено для всех ПНГК). Выделены зоны преимущественного распространения залежей:

- газовых и газоконденсатных;
- нефтегазовых и газонефтяных;
- нефтяных;
- тяжелых нефтей и битумов окислительного ряда (мальты, асфальты).

В структурном плане выделяется четыре основных объекта, представляющих наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазонакопления.

1. В пограничной зоне между Анабаро-Хатангской седловиной и Лено-Анабарским прогибом по кровле рифейских, вендских и кембрийских отложений выделяется крупная положительная структура, представляющая собой свод. Территориально она занимает прибрежную акваторию моря Лаптевых, частично охватывает юго-восточную часть о-ва Бегичев, север Анабарской губы и побережье к востоку от Анабарской губы. Структура выделяется по изогипсам –2500 м кровли рифейских отложений и –1500 м кровли кембрия. В ее пределах перспективы газо- и нефтеносности можно связывать с отложениями рифея, венда, кембрия и, возможно, девона при сохранности в его верхней части эвапоритов.

2. Вдоль северного, прискладчатого борта Лено-Анабарского прогиба выделяется протяженная и сравнительно узкая зона поднятий, выраженная в кровле пермских отложений триаса и юры. Зона протягивается в субширотном направлении от Оленекской протоки до Хатангского залива. В пределах локальных поднятий внутри зоны кровля пермских отложений «воздымается» до абсолютных отметок –125 м. В ряде пунктов закартированы выходы пермских отложений на дневную поверхность. Очевидно, зона имеет сложное строение. Здесь вероятны надвиговые дислокации, дизъюнктивные нарушения с большими вертикальными амплитудами, осложняющими строение пликативных структур. В качестве перспективных уровней здесь прогнозируются пермские, ордовикские и кембрийские отложения. В районе Усть-Оленекского вала по фазовому составу будут преобладать газовые и газоконденсатные залежи. В западной и восточной частях зоны прогнозируется смешанное насыщение ловушек — газонефтяное и нефтегазовое.

3. На востоке Лено-Анабарского прогиба по структурному плану венд-кембрийских и рифейских отложений выделяется крупный структурный мыс, ориентированный с юго-запада на северо-восток. В пределах мыса кембрийские и вендские отложения перспективны на выявление газонефтяных и нефтя-

ных залежей (аналоги лапарской, кессюсинской и туркутской свит). Верхняя часть рифейского разреза перспективна на выявление газовых и нефтегазовых скоплений.

4. В области сочленения Анабарской антеклизы и Лено-Анабарского прогиба выявлена крупная перспективная структура, приуроченная к зоне эрозионного контакта рифейских дезинтегрированных карбонатов с вышележащими породами перми. Со структурно-тектонических позиций строение рассматриваемой области аналогично строению Байкинской антеклизы, Катангской седловины и Курейской синеклизы, где к приподнятому рифейскому макроблоку приурочена гигантская Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления [4, 5]. Но здесь существовал более длительный перерыв в осадконакоплении. Северо-западнее и восточнее к приподнятому блоку рифейских толщ примыкают зоны подклинивания кембрийских и венд-кембрийских преимущественно карбонатных отложений.

Объекты и направления геолого-разведочных работ

Исходя из выполненных оценок, предлагаются два объекта постановки геолого-разведочных работ для уточнения модели геологического строения зоны сочленения Лено-Анабарской и Анабарской НГО на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных для обоснования объектов нефтегазопромысловых работ (см. рис. 11).

В качестве первоочередного объекта предлагается Хатыгынский участок. Через территорию этого участка проходит редкая сеть региональных сейсмических профилей, отработанных АО «Росгеология» с 2014 по 2016 г. и отвечающих всем современным требованиям качества. Объем проектных полнократных сейсмических профилей предварительно составит 1077,1 км, что позволит достичь плотности кондиционных сейсмических данных около 0,147 км/км². Территория объекта включает наиболее перспективные участки нераспределенного фонда недр как с точки зрения геологического строения (выходы рифейских толщ под допермскую эрозионную поверхность, зоны выклинивания кембрийских и вендских отложений на приподнятые участки рифея), так и с предполагаемой плотности ресурсов УВ. Важным моментом является близость Хатыгынского объекта геолого-разведочных работ к Томторскому редкометальному месторождению, прогнозные ресурсы которого по категории Р₁ оцениваются в 1640,389 тыс. т. До 2022 г. компания ООО «Восток Инжиниринг» планирует приступить к эксплуатации Томторского месторождения, и для разработки необходимо наличие УВ в логистической доступности.

Объектом геолого-разведочных работ второй очереди предлагается Уэленский объект. Он расположен севернее Хатыгынского участка и относится

к нераспределенному фонду недр Республики Саха (Якутия). Оцененная плотность ресурсов УВ категории D₂ на участке составляет от 20 до 50 тыс. т/км² (см. рис. 11). В отношении перспектив нефтегазоносности наибольший интерес представляют отложения рифея, венда, кембрия, ордовика, силура и перми. Прогнозируются нефтяные, нефтегазовые и газонефтяные залежи различной морфологии. Объем проектных полнократных сейсмических профилей предварительно составляет 893,4 км, что позволит достичь плотности кондиционных сейсмических данных около 0,149 км/км².

Выводы

1. На исследуемой территории северо-восточного обрамления Сибирской платформы, на базе комплексирования данных сейсморазведки, ГИС и результатов геохимических исследований, уточнено строение перспективных нефтегазоносных комплексов: верхнерифейского (рифейского), верхневенд-нижнекембрийского, верхнекембрийского, ордовик-силурийского, девон-нижнекаменноугольного и пермского.

2. Для каждого комплекса определены: проницаемая часть, флюидоупор, нефтегазоматеринская толща, а также наиболее вероятные зоны нефтегазонакопления и основные морфогенетические типы ловушек.

3. Построен комплект региональных структурных карт по кровлям основных сейсмокомплексов — кристаллического фундамента, платформенного рифея, венда, кембрия, ордовика – силура, девона – нижнего карбона, перми и триаса – юры.

4. Для оценки перспектив нефтегазоносности по основным нефтегазопроизводящим уровням построен набор геохимических карт.

5. На основе карт геохимических параметров и геолого-геофизических данных составлена прогнозная карта нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского региона. Выделено четыре прогнозные зоны, характеризующиеся высокой плотностью ресурсов и различными типами прогнозируемого флюидонасыщения.

6. Определены объекты постановки геолого-разведочных работ в регионе:

– Хатыгынский объект геолого-разведочных работ первой очереди;

– Уэленский объект геолого-разведочных работ второй очереди.

Хатангско-Ленский регион в последние годы стал ареной интенсивного геолого-геофизического изучения как на суше (Анабаро-Лаптевский объект), так и на море. Запущены поисковые проекты крупнейших нефтегазовых компаний страны: ПАО «ЛУК-ОЙЛ», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Роснефть» и АО «РНГ».

Необходимость продолжения геологического изучения Арктического региона России связана не только с его все еще слабой изученностью региональными геофизическими методами на сегодняшний день, но и с актуальностью локализации и оценки минерально-сырьевого потенциала площадей, перспективных на обнаружение стратегических, остродефицитных и высоколиквидных видов минерального сырья.

За передачу опыта и знаний, ценные советы и консультации Д.С. Лежнин благодарит сотрудников лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем ФГБУН ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН. Отдельную благодарность Д.С. Лежнин выражает заведующему лабораторией, чл.-корр. РАН, д.г.-м.н. В.А. Конторовичу за уделенное им внимание, ценные высокопрофессиональные советы и помощь в понимании принципиальных аспектов геологического строения и перспектив нефтегазоносности Хатангско-Ленского арктического региона.

Литература

1. Каширцев В.А., Конторович А.Э., Иванов В.Л., Сафронов А.Ф. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 93–105.
2. Лежнин Д.С., Миляев Д.В., Соболев П.Н. и др. Перспективы нефтегазоносности и освоения углеводородного сырья Хатангско-Оленекского междуречья // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 3. – С. 110–122. DOI: 10.20403/2078-0575-2020-3-110-122.
3. Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Структура и нефтегазовый потенциал Лаптевоморского региона // Литология и полезные ископаемые. – 2017. – № 4. – С. 322–339. DOI:10.7868/S0024497X17040036.
4. Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А., Зотеев А.М., Лапковский В.В., Малышев Н.А., Соловьев М.В., Фрадкин Г.С. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика. – 2013 – Т. 54 – № 8. – С. 1253–1274.
5. Конторович В.А., Конторович А.Э., Моисеев С.А., Соловьев М.В. Структурно-тектоническая характеристика Лено-Анабарского региона // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 76–84.
6. Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. и др. Сейсмогеологические модели и нефтегазоносность осадочных комплексов в арктических регионах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская нефтегазоносные области) // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 15–26.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

7. *Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. и др.* Структурно-тектоническая характеристика и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины (Хатангский залив моря Лаптевых и прилегающие территории) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 3. DOI: 10.17353/2070-5379/24_2019. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/upload/iblock/30e/24_2019.pdf (дата обращения 14.10.2020).
8. *Афанасенков А.П. и др.* Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. – 2016. – № 2. – С. 23–42. DOI: 10.7868/S0016853X16020028.
9. *Афанасенков А.П. и др.* Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2018. – № 1. – С. 7–27.
10. *Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири.* Новосибирск, 1983. – 216 с.
11. *Наговицин К.Е., Станевич А.М., Корнилова Т.А.* Стратиграфическое положение и возраст высокоорганизованных биот с Tarrania в Сибири // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 11. – С. 1531–1538.
12. *Горохов И.М., Семихатов М.А., Аракелянц М.М. и др.* Rb-Sr, K-Ar, H- и O-изотопная систематика среднерифейских аргиллитов дебенгдинской свиты Оленекского поднятия (Северная Сибирь) // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2006. – Т. 14. – № 3. – С. 41–56.
13. *Nagovitsin K.E. et al.* Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena-Anabar Basin and north-western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform // Precambrian Research. – 2015. – Т. 270. – С. 226–245. DOI: 10.1016/j.precamres.2015.09.012.
14. *Граусман В.В., Рудавская В.А., Васильева Н.И.* Стратиграфия верхнего докембрия и нижнего кембрия Оленекского поднятия // Отечественная геология. – 1996. – № 8. – С. 30–35.
15. *Vidal G., Moczyłowska M., Rudavskaya V.A.* Biostratigraphical implications of a Chuaria–Tawuia assemblage and associated acritarchs from the Neoproterozoic of Yakutia // Palaeontology. – 1993. – 36(2) – С. 387–402.
16. *Наговицин К.Е.* Роль микрофоссилий в решении вопросов стратиграфии верхнего протерозоя // Общая стратиграфическая шкала и методические проблемы разработки региональных стратиграфических шкал России: Материалы Межведомственного рабочего совещания (Санкт-Петербург, 17–20 октября 2016 г.). – 2016. – С. 113–115.
17. *Пасенко А.М., Малышев С.В., Дюфрейн С.Э., Шаццло А.В.* Палеомагнетизм и источники сноса нижнекембрийских отложений Удзинского поднятия (север Сибирской платформы) // Вестник Санкт-Петербургского университета. Науки о Земле. – 2020. – Т. 65. – № 3. DOI: 10.21638/spbu07.2020.308.
18. *Kouchinsky A. et al.* Terreneuvian stratigraphy and faunas from the Anabar Uplift, Siberia // Acta Palaeontologica Polonica. – 2017. – 62(2). – С. 311–440. DOI: 10.4202/app.00289.2016.
19. *Кочнев Б.Б., Паверман В.И., Карлова Г.А.* Об Арктической границе Сибирской платформы в кембрии // Тектоника и геодинамика континентальной и океанической литосферы: общие и региональные аспекты : мат-лы XLVII Тектонического совещания. – М. : 2015. – Т. 1. – С. 226–230.
20. *Kotova S.V., Lezhnin D.S., Uhlova G.D.* Seismogeological Model of the Structure of Riphean Deposits in the North-east of the Anabar Antecline // Geomodel 2018. European Association of Geoscientists & Engineers. – 2018. – № 1. – С. 1–6. DOI: 10.3997/2214-4609.201802354.
21. *Бакай Е.А., Смирнова М.Е., Коробова Н.И., Надежкин Д.В.* Литолого-геохимическая характеристика пермского нефтегазоносного комплекса Лено-Анабарского прогиба (на примере скважины Усть-Оленекская-2370) // Вестник Московского университета; Серия 4: Геология. – 2016. – № 1. – С. 71–81. DOI: 10.33623/0579-9406-2016-1-71-81.
22. *Соболев П.Н., Лежнин Д.С., Панарин, И.А. и др.* Геохимические критерии нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Лено-Анабарского регионального прогиба и сопредельных территорий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8. – С. 62–74. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74 .
23. *Каширцев В.А., Ким Н.С., Фурсенко Е.А., Дзюба О.С., Фомин А.Н., Чалая О.Н.* Генезис нефтей и нефтебитумопроявлений Анабаро-Хатангской седловины (Арктический сектор Сибирской платформы) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – Т. 13. – № 1 – С. 54–63.
24. *Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П.* Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. – М. : ВНИГНИ, 2014. – 128 с.
25. *Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч., Сидоренко С.А.* Углеводородный потенциал рифейско-нижнемеловых комплексов Лаптевоморского региона // Арктика: экология и экономика. – 2016. – Т. 21. – № 1. – С. 56.

References

1. *Kashirtsev V.A., Kontorovich A.Eh., Ivanov V.L., Safronov A.F.* Natural bitumen fields in the northeast of the Siberian Platform (Russian Arctic sector). *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(1):72–82. DOI:10.1016/j.rgg.2009.12.007.
2. *Lezhnin D.S., Milyaev D.V., Sobolev P.N. et al.* Petroleum potential and development of hydrocarbon crude of the Khatanga-Olenek interfluvium. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2020;(3):110–122. DOI: 10.20403/2078-0575-2020-3-110-122. In Russ.
3. *Polyakova I.D., Borukaev G.Ch.* Structure and petroleum potential of the Laptev sea region. *Lithology and Mineral Resources*. 2017;(4):278–294. DOI:10.7868/S0024497X17040036. In Russ.
4. *Kontorovich V.A., Kontorovich A.Eh., Gubin I.A., Zoteev A.M., Lapkovskii V.V., Malyshev N.A., Solov'ev M.V., Fradkin G.S.* The Neoproterozoic–Phanerozoic section of the Anabar–Lena province: structural framework, geological model, and petroleum potential. *Russian Geology and Geophysics*. 2013;54(8):980–996.
5. *Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Moiseyev S.A., Soloviev M.V.* Structure-tectonic characteristic of Leno-Anabar region. *Geologiya nefiti i gaza*. 2014;(1):76–84. In Russ.

6. Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu. et al. Seismogeological models and petroleum potential of sedimentary sequences in the Arctic regions of Lena-Tunguska petroleum province (Anabar-Khatanga, Lena-Anabar petroleum areas). *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(5):15–26. In Russ.
7. Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu. et al. Strukturno-tektonicheskaya kharakteristika i perspektivy neftegazonosnosti Anabaro-Khatangskoi sedloviny (Khatangskii zaliv morya Laptevyykh i priliegayushchie territorii) [Structural and tectonic features and petroleum potential of the Anabar-Khatanga Saddle (Khatanga Bay of the Laptev Sea and neighbouring territories)]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2019;14(3) DOI: 10.17353/2070-5379/24_2019. Available at : http://www.ngtp.ru/upload/iblock/30e/24_2019.pdf (accessed 14.10.2020). In Russ.
8. Afanasenkov A.P. et al. The tectonics and stages of the geological history of the yenisei–khatanga basin and the conjugate taimyr orogeny. *Geotectonics*. 2016;(2): 161–178. DOI: 10.7868/S0016853X16020028.
9. Afanasenkov A.P. et al. Tektonika severnogo obramleniya Sibirskoi platformy po rezul'tatam kompleksnogo analiza geologo-geofizicheskikh dannykh. *Geologiya nefi i gaza*. 2018;(1):7–27. In Russ.
10. Resheniya Vsesoyuznogo stratigraficheskogo soveshchaniya po dokembriyu, paleozoyu i chetvertichnoi sisteme Srednei Sibiri. Novosibirsk, 1983. 216 p. In Russ.
11. Nagovitsin K.E., Stanevich A.M., Kornilova T.A. Stratigraphic setting and age of the complex tappania -bearing proterozoic fossil biota of Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(11):1192–1198.
12. Gorokhov I.M., Semikhatov M.A., Arakelyants M.M. et al. Rb-Sr, K-Ar, H-and O-isotope systematics of the middle riphean shales from the debengda formation, the olenek uplift, north sibera. *Stratigraphy and geological correlation*. 2006;14(3):260–274.
13. Nagovitsin K. E. et al. Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena-Anabar Basin and north-western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform. *Precambrian Research*. 2015;270:226–245. DOI: 10.1016/j.precamres.2015.09.012.
14. Grausman V.V., Rudavskaya V.A., Vasil'eva N.I. Stratigrafiya verkhnego dokembriya i nizhnego kembriya Oleneskogo podnyatiya. *Otechestvennaya geologiya*. 1996;(8):30–35. In Russ.
15. Vidal G., Moczyłowska M., Rudavskaya V.A. Biostratigraphical implications of a Chuaria–Tawuia assemblage and associated acritarchs from the Neoproterozoic of Yakutia. *Palaeontology*. 1993;36(2):387–402.
16. Nagovitsin K.E. Rol' mikrofosilii v reshenii voprosov stratigrafii verkhnego proterozoya [Role of microfossils in reaching decisions related to Upper Proterozoic stratigraphy]. In: Obshchaya stratigraficheskaya shkala i metodicheskie problemy razrabotki regional'nykh stratigraficheskikh shkal Rossii: Materialy Mezhdomstvennogo rabocheho soveshchaniya (Sankt-Petersburg, 17–20 October 2016). 2016. pp. 113–115. In Russ.
17. Pasenko A.M., Malyshev S.V., Dyufrein S.E. Shatsillo A.V. Paleomagnetism and provenance of the lower Cambrian sedimentary rocks of the Udzha Uplift (north of the Siberian platform). *Vestnik Sankt-Peterburgskogo universiteta. Nauki o Zemle*. 2020;65(3). DOI: 10.21638/spbu07.2020.308. In Russ.
18. Kouchinsky A. et al. Terreneuvian stratigraphy and faunas from the Anabar Uplift, Siberia. *Acta Palaeontologica Polonica*. 2017;62(2):311–440. DOI: 10.4202/app.00289.2016.
19. Kochnev B.B., Paverman V.I., Karlova G.A. Ob Arkticheskoi granitse Sibirskoi platformy v kembrii [Arctic boundary of the Siberian Platform in Cambrian]. In: Tektonika i geodinamika kontinental'noi i okeanicheskoi litosfery: obshchie i regional'nye aspekty : mat-ly XLVII Tektonicheskogo soveshchaniya. Moscow: 2015;(1):226–230. In Russ.
20. Kotova S.V., Lezhnin D.S., Uhlova G.D. Seismogeological Model of the Structure of Riphean Deposits in the North-east of the Anabar Antecline. In: Geomodel 2018. European Association of Geoscientists & Engineers. 2018;(1):1–6. DOI: 10.3997/2214-4609.201802354.
21. Bakai E.A., Smirnova M.E., Korobova N.I., Nadezhkin D.V. Permian petroleum system of Lena-Anabar trough - lithological-geochemical studies (at an example of well Ust'-Olenek 2370). *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2016;(1):71–81. DOI: 10.33623/0579-9406-2016-1-71-81. In Russ.
22. Sobolev P.N., Lezhnin D.S., Panarin I.A. et al. Geochemical criteria of petroleum potential of the riphean-paleozoic sediments of the lena-anabarsky regional trough and adjacent territories. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2019;(8):62–74. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74. In Russ.
23. Kashirtsev V.A., Kim N.S., Fursenko E.A., Dzyuba O.S., Fomin A.N., Chalaya O.N. Genesis of oils and oil shows of the Anabar-Khatanga saddle (arctic sector of the Siberian platform). *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2013;13(1):54–63. In Russ.
24. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. Neftematerinskie formatsii, nefi i gazy dokembriya i nizhnego-srednego kembriya Sibirskoi platformy [Oil source rock formations, oil and gas of pre-Cambrian and Lower-Middle Cambrian in the Siberian Platform]. Moscow : VNIGNI; 2014. 128 p. In Russ.
25. Polyakova I.D., Borukaev G.Ch., Sidorenko S.A. Hydrocarbon potential of Riphean-Lower Cretaceous complexes of the Laptev sea region. *Arktika: ehkologiya i ehkonomika*. 2016;21(1):56. In Russ.

Информация об авторах

Лежнин Данил Сергеевич

заведующий лабораторией

АО «СНИИГГИМС»,

630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67

e-mail: lezhnin@sniiggims.ru

ORCID ID: 0000-0002-7571-0424

Information about authors

Daniil S. Lezhnin

Head of Laboratory

SNIIGGIMS,

67, prospekt Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia

e-mail: lezhnin@sniiggims.ru

ORCID ID: 0000-0002-7571-0424

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS**Афанасенков Александр Петрович**

Доктор геолого-минералогических наук,
первый заместитель генерального директора
АО «Росгеология»,
117246 Москва, ул. Херсонская, д. 43 корп. 3
e-mail: APAfanasenkov@rusgeology.ru
SCOPUS ID: 8532450700

Соболев Петр Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий лабораторией
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: Geochim@sniiggims.ru

Найденов Леонид Федорович

Директор
НФ ФГБУ «ВНИГНИ»,
630007 Новосибирск, ул. Коммунистическая, д. 2
e-mail: naydenov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-0110-1298

Aleksandr P. Afanassenkov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
First Deputy Director General
JSC "Rosgeologia",
43/3, Khersonskaya ulitsa, Moscow, 117246, Russia
e-mail: APAfanasenkov@rusgeology.ru
SCOPUS ID: 8532450700

Petr N. Sobolev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
SNIIGGIMS,
67, prospekt Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: Geochim@sniiggims.ru

Leonid F. Naidenov

Director
Novosibirsk Branch of VNIGNI
2, ulitsa Kommunisticheskaya, Novosibirsk, 63007, Russia
e-mail: naydenov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-0110-1298

УДК 550.8:551.24

DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50

Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных

© 2021 г. | М.А. Масленников, С.С. Сухов, П.Н. Соболев, Е.Г. Наумова, А.Н. Протско, И.В. Ракитина, О.Л. Константинова

АО «СНИИГГиМС», Новосибирск, Россия; maslennikov@sniiggims.ru; sukhov@sniiggims.ru; geochim@sniiggims.ru; naumova@sniiggims.ru; protsko@sniiggims.ru; ivrakitina@sniiggims.ru; konstantinova@sniiggims.ru

Поступила 18.01.2021 г.

Доработана 11.02.2021 г.

Принята к печати 29.04.2021 г.

Ключевые слова: барьерная рифовая система; кембрий; Сибирская платформа; нефть; газ; перспективы нефтегазоносности; геолого-разведочные работы; ресурсы; ловушки углеводородов.

Аннотация: В статье рассмотрены история изучения, особенности геологического строения и предпосылки нефтегазоносности барьерных рифовых систем кембрия Сибирской платформы. По результатам геолого-разведочных работ последних лет уточнено геологическое строение рифовых систем и прилегающих фациальных зон, установлены потенциальные типы ловушек углеводородов, оценены локализованные ресурсы нефти и газа. Сделан вывод о необходимости продолжения геолого-разведочных работ, в том числе бурения как в пределах барьерной рифовой системы, так и в пределах бассейновой части разреза.

Для цитирования: Масленников М.А., Сухов С.С., Соболев П.Н., Наумова Е.Г., Протско А.Н., Ракитина И.В., Константинова О.Л. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 29–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50.

Cambrian barrier reef systems of Siberian Platform: petroleum potential in light of new geological and geophysical data

© 2021 | M.A. Maslennikov, S.S. Sukhov, P.N. Sobolev, E.G. Naumova, A.N. Protsko, I.V. Rakitina, O.L. Konstantinova

Siberian Research Institute of Geology Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia; maslennikov@sniiggims.ru; sukhov@sniiggims.ru; geochim@sniiggims.ru; naumova@sniiggims.ru; protsko@sniiggims.ru; ivrakitina@sniiggims.ru; konstantinova@sniiggims.ru

Received 18.01.2021

Revised 11.02.2021

Accepted for publication 29.04.2021

Key words: barrier reef system; Cambrian; Siberian Platform; oil; gas; petroleum potential; geological exploration; resources; hydrocarbon traps.

Abstract: The authors discuss exploration history, geological features, and factors of oil and gas occurrence in the Cambrian barrier reef systems of the Siberian Platform. Basing on geological exploration results of recent years, geological structure of reef systems and adjacent facies zones is updated, the expected types of hydrocarbon traps are identified, and delineated oil and gas resources are assessed. The conclusion is drawn that geological exploration should continue, including the need for stratigraphic drilling both within the barrier reef system and within the basin part of the section.

For citation: Maslennikov M.A., Sukhov S.S., Sobolev P.N., Naumova E.G., Protsko A.N., Rakitina I.V., Konstantinova O.L. Cambrian barrier reef systems of Siberian Platform: petroleum potential in light of new geological and geophysical data. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):29–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50. In Russ.

Введение

Отложения кембрия широко распространены на территории Сибирской платформы и нефтегазоносны в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Месторождения нефти и газа Лено-Тунгусской НГП открыты в подсолевых отложениях рифея, венда и раннего кембрия. Соленосно-карбонатные толщи раннего и среднего кембрия являются надежным экраном и способствовали сохранению древнейших залежей УВ. Несмотря на то, что основные залежи нефти и газа на территории Лено-Тунгусской провинции были открыты в 1970-

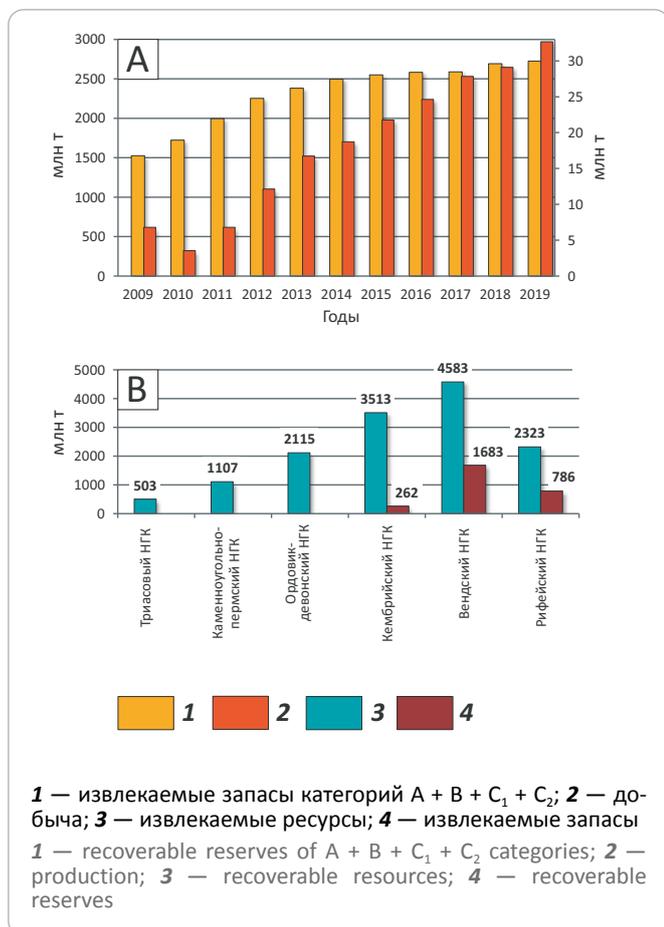
е и 1980-е гг., их активное освоение началось лишь с 2008 г. в связи с запуском нефтепроводной системы Восточная Сибирь — Тихий океан. За последние 10 лет объемы добычи нефти увеличились с 5 до 32 млн т в год и произошел прирост извлекаемых запасов нефти с 1 до 1,5 млрд т (рис. 1), при этом основные запасы сосредоточены в отложениях венда и рифея. В результате в недропользование на сегодняшний день вовлечены территории, в основном прилегающие к открытым месторождениям нефти и газа. Согласно официальной количественной оценке ресурсов нефти и газа, выполненной в АО «СНИИГГиМС» по состоянию на 01.01.2009 г.,



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Изменение запасов и объемов добычи нефти (А) и распределение запасов и ресурсов нефти (В) Лено-Тунгусской НГП

Fig. 1. Changes in oil reserves and production (А) and distribution of oil reserves and resources (В) in Lena-Tungusky Petroleum Province



наибольшим потенциалом для прироста запасов нефти обладают отложения кембрия (около 3 млрд т извлекаемых ресурсов). Одним из наиболее перспективных объектов для поисков является кембрийская барьерная рифовая система, которая выгодно расположена с точки зрения дальнейшего лицензирования территорий Лено-Тунгусской НГП и Республики Саха (Якутия), так как она практически прилегает с севера к распределенному фонду недр (рис. 2).

История изучения рифовых систем кембрия

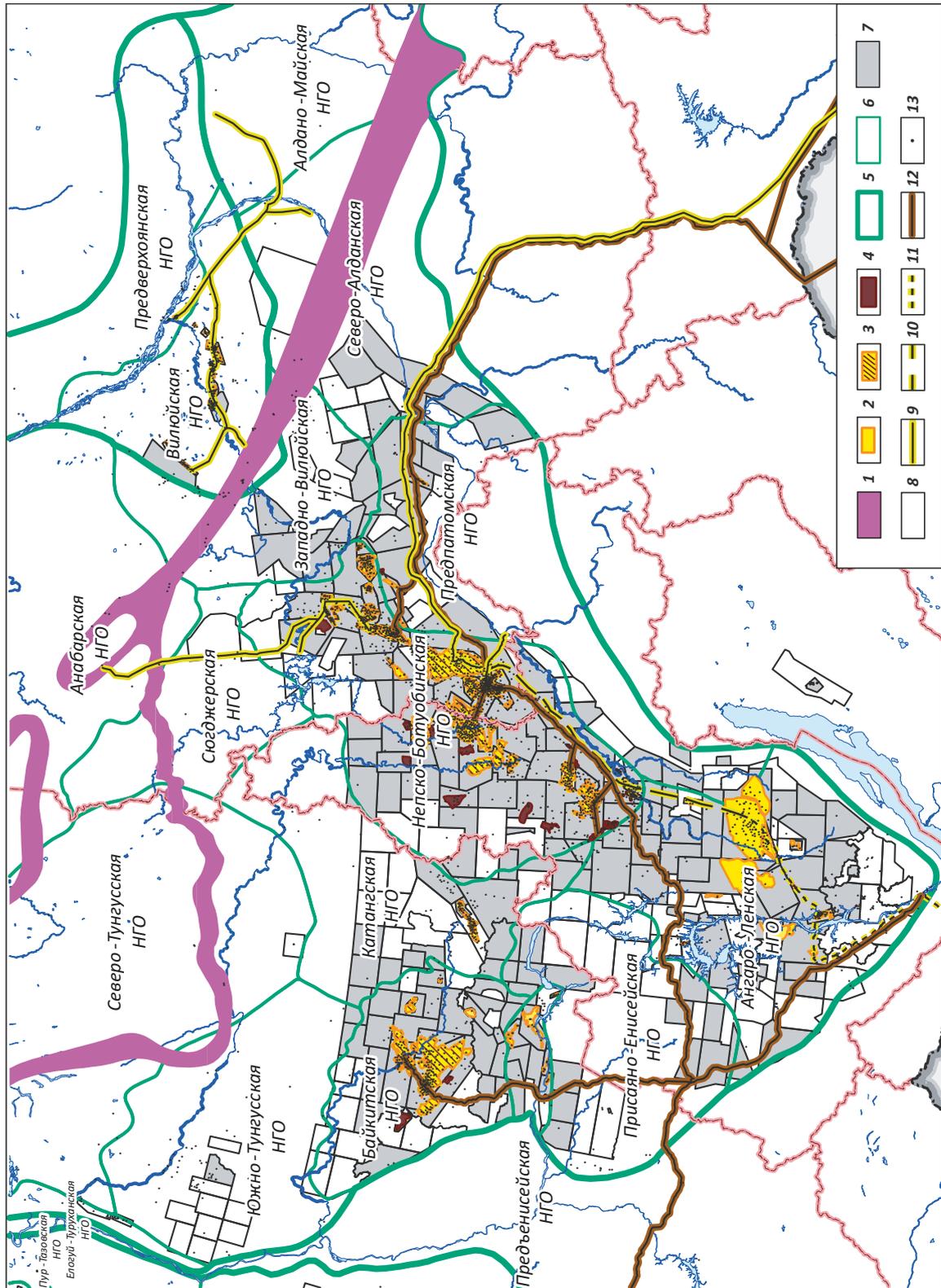
Термин «рифовые известняки» по отношению к кембрийским отложениям Сибирской платформы стал использоваться с 1940-х гг. Но и до этого многие геологи отмечали структурно-текстурное сходство этих отложений на востоке Алданской антеклизы с более молодыми рифовыми образованиями, в том числе с нефтегазоносными Волго-Уральской области. К концу 1960-х – началу 1970-х гг. стало очевидным, что на Сибирской платформе на нижне- и среднекембрийском уровнях на большой территории развито

органогенное осадконакопление, но приурочено оно лишь к узкой протяженной «переходной» зоне, или так называемому Анабаро-Синскому фациальному региону, разделяющему эту структуру диагонально почти пополам и разграничивающему два гигантских фациальных региона: Турухано-Иркутско-Олекминский — на юго-западе и Юдомо-Оленекский — на востоке (рис. 3 А). Первый из них характеризуется преобладанием соле- и сульфатосодержащих доломитовых отложений и редкой эндемичной фауной, второй — сероцветными и пестроцветными глинисто-известняковыми, в том числе черносланцевыми отложениями с многочисленными фаунистическими остатками.

Хотя такое фациальное районирование кембрийских отложений стало общепризнанным, его палеогеографические и палеобатиметрические интерпретации у разных специалистов различались до диаметрально противоположных и до сих пор дискутируются. По мнению подавляющего большинства исследователей прошлого века, нижне- и среднекембрийские органогенные постройки никак нельзя называть настоящими рифами, тем более барьерными рифовыми системами, так как в раннем палеозое еще не было каркасных рифостроителей. К тому же многие десятилетия представлялось, что Сибирская платформа повсеместно была покрыта мелководным морем («глубоководные» его зоны оценивались в 100–200 м) и органогенные сооружения не создавали выраженного подводного рельефа и не имели соответствующей рифам морфологической и структурной дифференциации.

Принципиально иные представления о глубинности морей востока Сибирской платформы, о природе и морфологии «переходной» зоны были изложены в 1969 г. М.М. Грачевским и соавторами в монографии «Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа». В ней, с привлечением целого ряда критериев, обосновывалось наличие в раннем и среднем кембрии на месте Вилуйской синеклизы и прилегающих к ней территорий открытого морского глубоководного (некомпенсированного) бассейна. Археоциато-водорослевый комплекс, по мнению М.М. Грачевского, приурочен к окраине шельфа или борту некомпенсированного бассейна (топографической депрессии) глубиной до многих сотен метров. Доказывалось, что на границе шельфа и топографической депрессии создавались условия для формирования мощных барьерных рифов, одновозрастных и смежных нефтепроизводящим доманикоидным отложениям (названным позже куонамским комплексом), и эти рифы — высокоперспективный объект для обнаружения крупных залежей УВ. На основе идей М.М. Грачевского геологи СНИИГГиМСа разработали принципиальную фациальную модель ранне-среднекембрийских отложений Сибирской платформы (см. рис. 3 С).

Рис. 2. Схема лицензирования нефтегазовых недр центральных и южных районов Лено-Тунгусской НГП
Fig. 2. Scheme of licensing of oil and gas bearing subsoil areas in central and southern regions of Lena-Tungusky Petroleum Province



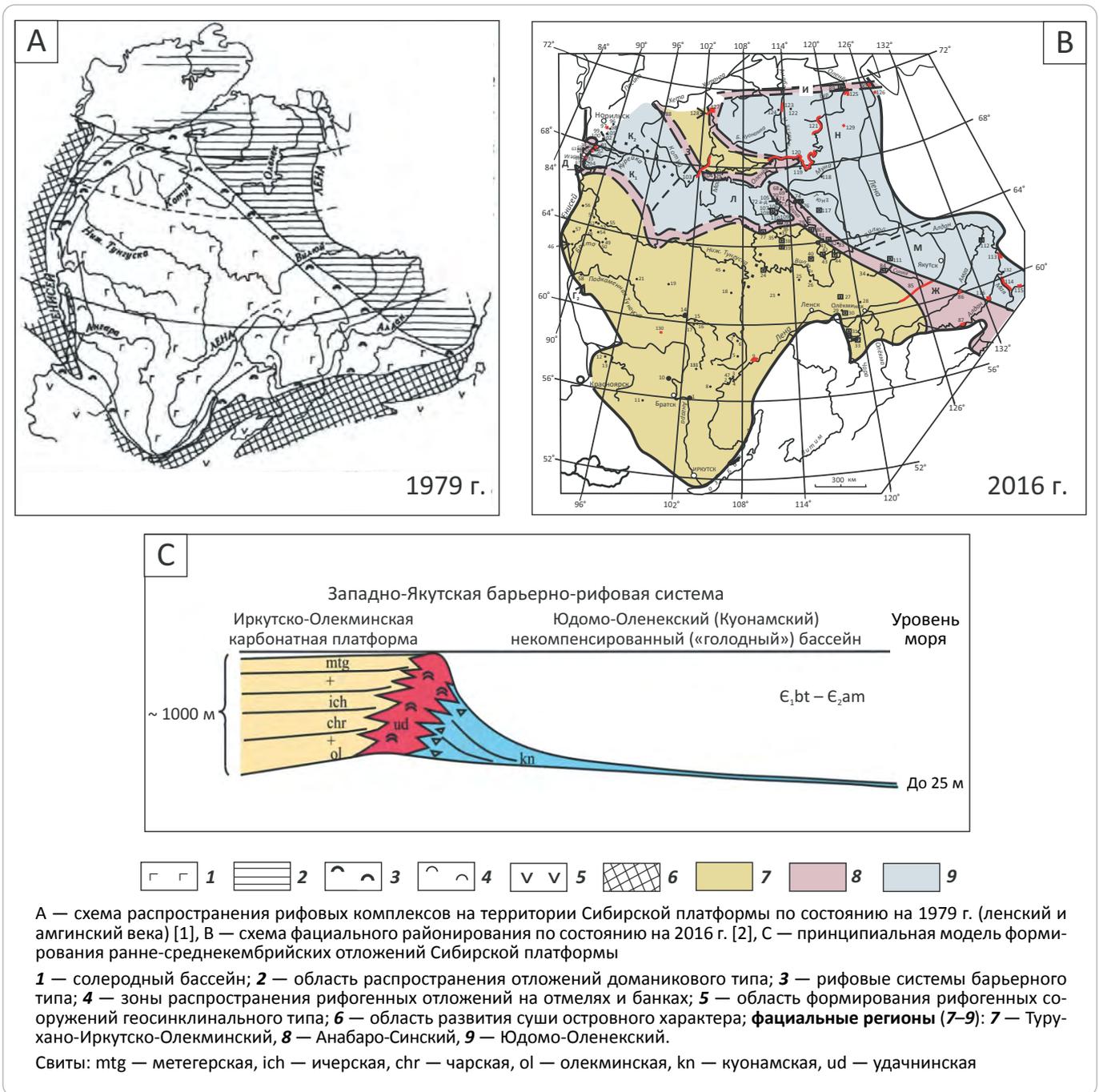
OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Усл. обозначения к рис. 2
Legend for fig. 2

1 — кембрийская барьерная рифовая система; **месторождения (2–4): 2** — газовые и газоконденсатные, **3** — нефтегазовые, газонефтяные, нефтегазоконденсатные, **4** — нефтяные; **нефтегазогеологическое районирование (5,6): 5** — НГП, **6** — НГО; **участки недр (7, 8): 7** — распределенного фонда, **8** — нераспределенного фонда; **газопроводы (9–11): 9** — действующий, **10** — строящийся, **11** — проектируемый; **12** — действующий нефтепровод; **13** — скважины глубокого бурения

1 — Cambrian barrier reef system; **fields (2–4): 2** — gas and gas condensate, **3** — oil and gas, gas and oil, oil, gas, and condensate, **4** — oil; **geopetroleum zoning (5,6): 5** — Petroleum Province, **6** — Petroleum Area; **subsoil areas (7, 8): 7** — allocated funds, **8** — unallocated funds; **gas mains (9–11): 9** — operating, **10** — under construction, **11** — planned; **12** — operating oil pipeline; **13** — deep wells

Рис. 3. Фациальное районирование отложений кембрия Сибирской платформы
Fig. 3. Facies zoning of Cambrian series in the Siberian Platform



Усл. обозначения к рис. 3
Legend for fig. 3

A — scheme of reef series occurrence within the Siberian Platform as on 1979 (Lensky and Amginsky stages) [1], B — scheme of facies zoning as on 2016 [2], C — conceptual model of early-Middle Cambrian deposits formation in the Siberian Platform

1 — salt basin; 2 — area of the Domanik-type deposits occurrence; 3 — barrier-type reef systems; 4 — zones of reef deposits occurrence in sand flats and banks; 5 — area of geosyncline-type reef buildups formation; 6 — area of island-type terrain development; facies regions (7–9): 7 — Turukhano-Irkutsky-Olekminsky, 8 — Anabaro-Sinsky, 9 — Yudomo-Oleneksky.

Formations: mtg — Metegersky, ich — Ichersky, chr — Charsky, ol — Olekminsky, kn — Kuonamsky, ud — Udachninsky

За последующие четыре с лишним десятилетия, благодаря усилиям специалистов многих организаций, знания о стратиграфии, литологии, палеогеографии кембрия значительно расширились, целый ряд спорных вопросов разрешился. Основная заслуга в развитии этого процесса и дальнейшего совершенствования модели строения кембрийских рифовых образований принадлежит коллективу стратиграфов СНИИГТиМСа, которым в 1970–1990-е гг. руководили В.Е. Савицкий и В.А. Асташкин. В.Е. Савицкий смог не только отказаться от разрабатывавшейся им модели и господствовавших в то время представлений, принять прогрессивные идеи М.М. Грачевского, но и организовать широкие комплексные исследования всего фациального спектра кембрийских отложений для выяснения особенностей строения и перспектив нефтегазоносности рифовых образований. Эти работы, объединившие в общей программе коллективы научных и производственных организаций, развернулись с 1974 г. В них на протяжении почти двух десятилетий эффективно сочетались детальные научные исследования естественных обнажений, скважинных материалов, данных сейсмического профилирования, анализ разработок зарубежных специалистов, а также оперативный анализ поступающих данных и регионально-прогнозные построения. Исследования, проведенные в СНИИГТиМСе, в секторе рифовых систем палеозоя Сибирской платформы, показали, что ниже-среднекембрийские образования Анабаро-Синского фациального региона, которые содержат органогенные постройки, пересекающие в плане западный и южный борта Вилюйской гемисинеклизы и выходящие на поверхность на северном склоне Алданской антеклизы и на южном склоне Анабарской антеклизы, действительно представляют собой крупнейшую в Северной Азии и одну из древнейших на Земле гигантскую барьерно-рифовую систему. Данные, полученные в результате изучения обнажений и проведения глубинных исследований, подтвердили, что законы карбонатного осадконакопления и рифообразования в полной мере распространяются и на кембрийские отложения Сибирской платформы [1–11].

Со второй половины 1980-х гг. геолого-разведочные и научно-исследовательские работы были в основном ориентированы на поиски залежей нефти и газа в подсолевом комплексе отложений в связи с

открытием в нем залежей нефти и газа, что явилось сдерживающим фактором для детального изучения рифовых образований на территории Западной Якутии в эти годы.

Последующими, уже с 2000-х гг., исследованиями было отчетливо показана тесная связь локализации рифовых образований с палеогеографической и морфологической структурой палеобассейнов, с динамикой формирования и заполнения их осадкоемкого пространства; обособлено несколько карбонатных платформ и банок со специфическим внутренним строением и рифовым обрамлением (Иркутско-Олекминская, Туруханская, Анабаро-Ленская, Котуйская или Котуй-Анабарская, Далдыно-Мархинская, Игарская); доказано существование Хантайско-Оленекского бассейна с рифовыми бортами [12–14], продолжающего Юдомо-Оленекский бассейн на северо-востоке Тунгусской синеклизы (рис. 4 А).

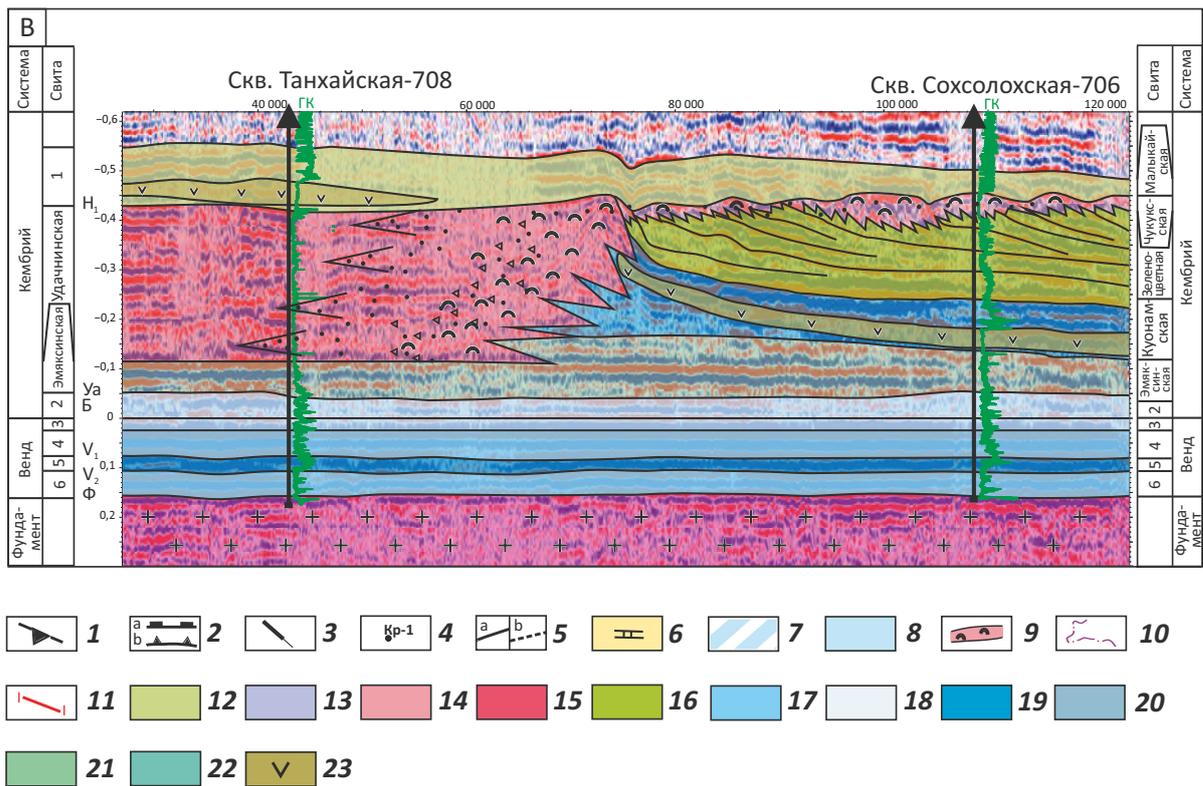
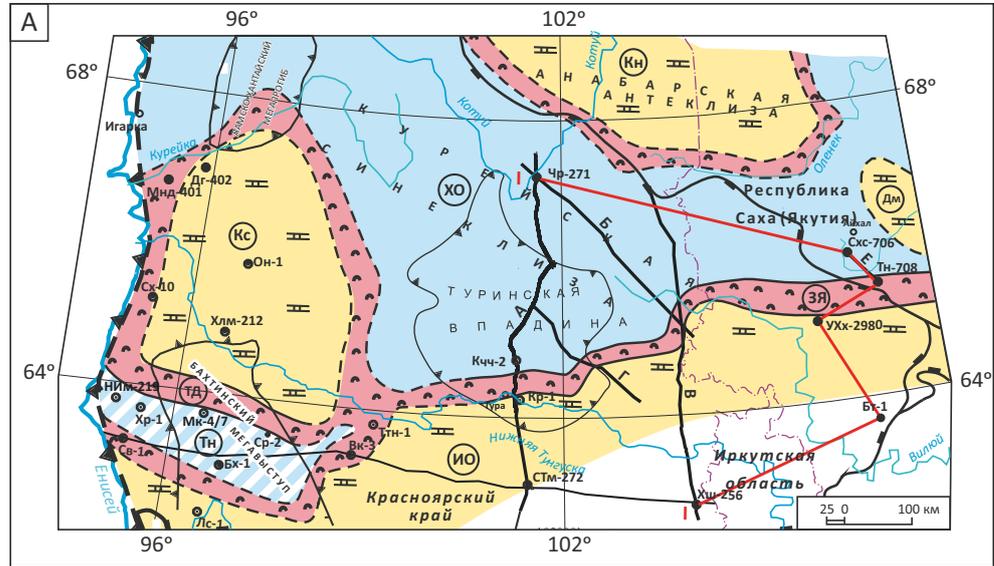
Особенности геологического строения рифовых систем кембрия

Барьерная рифовая система протягивается в виде сравнительно узкой (менее 100 км) полосы в северо-западном направлении от среднего течения р. Алдан через реки Лену, Вилюй, Марху и далее на северо-запад, к междуречью Сухарихи и Курейки (см. рис. 3 С). Эта система, названная Западно-Якутской, формировалась во второй половине раннего и в первой половине среднего кембрия на границе окраины закрытого шельфа и глубоководного некомпенсированного Куонамского, или Юдомо-Оленекского, бассейна. Она имеет все характерные для подобных образований элементы — предрифовые дебрисные склоны, рифовое ядро, зарифовые песчано-оолитные отмели; ее суммарная мощность достигает 1000 м. Во второй половине среднего кембрия происходили активизация источников сноса и изменение осадочных систем, в результате осадкоемкое пространство Куонамского бассейна стало активно заполняться глинисто-карбонатными осадками, а ниже-среднекембрийская барьерно-рифовая система начала латерально надстраиваться асинхронным рифовым телом рампового типа, которое проградационно смещалось на расстояние до сотен километров (см. рис. 4 В, С). Сформированные органогенные постройки названы чукукскими (чукукская, танхайская, усть-мильская, баппагайская, кербинская и другие свиты).

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

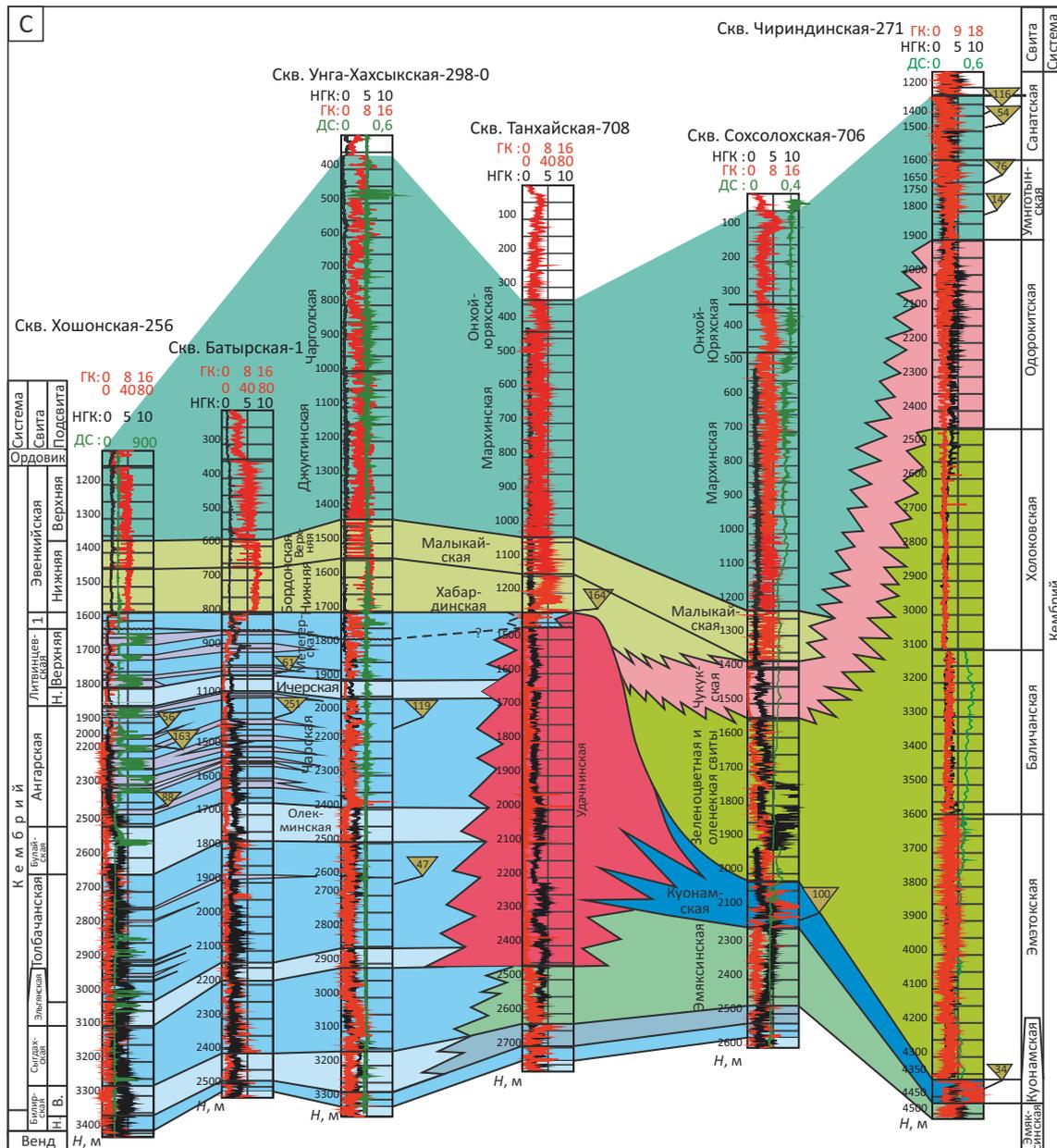
Рис. 4. Геологическое строение барьерно-рифовой системы в зоне сочленения Курейской синеклизы и Сюгджерской седловины ([15] с изменениями)

Fig. 4. Geological structure of barrier-reef system in the zone of Kureisky syneclyse and Syugdzhersky saddle joint (modified from [15])



А — типы разрезов нижнего – среднего кембрия и положение изученных предполагаемых рифогенных барьеров севера Сибирской платформы, В — сейсмогеологический разрез по профилю 10.08.13, С — корреляционная схема по линии скважин Хошонская-256 – Чириндинская-271.

1 — западная граница Сибирской платформы; 2 — структурные элементы (Кринин В.А., 2001; Старосельцев В.С., 2005): а — надпорядковые, b — 1 порядка; 3 — опорные и региональные геофизические профили; 4 — глубокие скважины; 5 — границы фациальных зон: а — достоверные, b — предполагаемые; 6 — карбонатные зоны (платформы): Кс — Костинская (тойонско-амгинское время), Кн — Кындынская, ДМ — Далдыно-Мархинская банка, ИО — Иркутско-Олекминская (атдабано-амгинское время); 7 — Тынепская зона некомпенсации (тойонско-амгинское время); 8 — территории некомпенсации: Хантайско-Оленекский бассейн; 9 — рифогенные барьеры: ТД — Таначи-Дельтулинский, ЗЯ — Западно-Якутский; 10 — административные границы субъектов РФ; 11 — линия корреляционного профиля; фации (12–22): 12 — субаэральной соляной равнины (себхи),



13 — глубокой внутришельфовой лагуны с галогенной седиментацией, 14 — рифово-отмельного (небарьерного) пояса карбонатного рампа, 15 — барьерно-рифовой окраины шельфа, зарифовых отмелей и предрифовых склонов, 16 — открытого флишевого бассейна, 17 — внутришельфовой лагуны с глинисто-сульфатно-карбонатной седиментацией, 18 — мелководного шельфа с карбонатной седиментацией, 19 — открытого шельфа с некомпенсированным осадконакоплением, 20 — открытого шельфа с карбонатно-глинистой седиментацией, 21 — открытого карбонатного шельфа или рампа, 22 — приливно-отливная равнина или литоральный шельф; 23 — интрузии.

Свиты: 1 — хабардинская + малькайская, 2 — билирская, 3 — юрхская, 4 — кудулахская, 5 — успунская, 6 — бюкская

A — types of Lower-Middle Cambrian sections and position of the studied supposed reef barriers in the north of the Siberian Platform, B — geoseismic section along 10.08.13 Line, C — correlation chart along the wells Khoshonsky-256 – Chirindinsky-271.

1 — Siberian Platform western boundary; 2 — structural elements (Krinin V.A., 2001; Starosel'tsev V.S., 2005): a — super-order, b — I-st order; 3 — normal and regional geophysical survey lines; 4 — deep wells; 5 — boundaries of facies zones: a — reliable, b — supposed; 6 — carbonate zones (platforms): Kc — Kostinsky (Toyonsky-Amginsky time), Kн — Kyndinsky, ДМ — Daldyno-Markhinsky bank, ИО — Irkutsky-Olekminsky (Atdabano-Amginsky time); 7 — Tynepsky zone of decompensation (Toyonsky-Amginsky time);

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Усл. обозначения к рис. 4, окончание
Legend for fig. 4, end

8 — decompensation territories: Khantaisky-Oleneksky basin; 9 — reef barriers: ТД — Tanachi-Del'tulinsky, ЗЯ — West Yakutsky; 10 — administrative boundaries of RF constituent entities; 11 — line of correlation profile; facies (12–22): 12 — subaerial salt plain (sebkha), 13 — deep intrashelf lagoon with halogenic sedimentation, 14 — reef-bar (non-barrier) belt of carbonate ramp, 15 — barrier-reef shelf margin, backreef bars and reef-front slopes, 16 — open flysch basin, 17 — intrashelf lagoon with shale-sulfate-carbonate sedimentation, 18 — shallow-water shelf with carbonate sedimentation, 19 — open shelf with decompensated sedimentation, 20 — pen shelf with carbonate-shale sedimentation, 21 — open carbonate shelf or ramp, 22 — tidal plain or littoral shelf; 23 — intrusions.
Formations: 1 — Khabardinsky + Malykaysky, 2 — Bilirsky, 3 — Yuryakhsky, 4 — Kudulakhsky, 5 — Uspunsky, 6 — Byuysky

По результатам современных сейсморазведочных работ строение барьерной рифовой системы и органогенно-обломочных построек чукукского типа было детализировано. На примере результатов работ на Танхайской площади отмечается аградационно-проградационное строение барьерных рифов (удачнинская свита) (рис. 5 В). В предрифовой зоне отмечаются фациальные замещения сейсмически прозрачных органогенно-обломочных карбонатных отложений на бассейновые углеродистые глинистые известняки куонамской свиты (яркие динамически выраженные отражающие горизонты).

Барьерный рифовый массив был закартирован, опираясь на результаты анализа динамических и кинематических атрибутов. Ширина барьерного рифового комплекса составила около 15–20 км. Для уточнения положения рифового барьера по площади была построена карта изохор интервала «подошва кембрийских отложений (отражающий горизонт Б) — кровля куонамской-удачнинской свит (отражающий горизонт Н)». Резкое погружение горизонта Н, контролирующего поведение кровли сейсмокомплекса, к горизонту Б отчетливо картирует флексуобразный перегиб, к которому приурочены барьерные рифы (см. рис. 5 А). Границы распространения рифа получены при расчете динамических параметров волнового поля, которые позволили разделить пакеты с хаотической и с регулярной записью, сопоставляемые с органогенными постройками и с соленосно-карбонатными породами внутреннего шельфа и бассейновыми глинисто-карбонатными породами соответственно (см. рис. 5 С). Рифовый барьер имеет извилистую форму и в нем выделяются участки, выступающие в сторону глубоководного бассейна.

Чукукская свита формировалась в условиях бокового наращивания шельфового склона и приурочена к верхней части проградационного, скользящего во времени клиноформного комплекса, заполняющего предрифовую депрессию в майское время. Внутренняя структура чукукской свиты также является микроклиноформной. На временных разрезах четко прослеживается специфическая «чешуйчатость», обусловленная чередованием карбонатных и глинистых пропластков. Основная часть карбонатного материала сосредоточена именно в верхней (шельфовой) части таких «чешуек», тогда как нижняя, более глубоководная часть сложена глинисто-карбо-

натными флишоидными породами зеленоцветной и оленекской свит. На временных разрезах амплитуд и фаз чукукские постройки отчетливо выделяются «короноподобной» формой (см. рис. 5 В). Для картирования построек чукукской свиты анализировались изопакеты (см. рис. 5 D), а также динамические параметры (Parallel Bedding Indicator). В результате в зоне развития органогенно-обломочных образований чукукской свиты выделены участки аградации построек, выраженные увеличенными толщинами и структурными сейсмическими атрибутами.

Установленные на Танхайской площади детали строения барьерного рифа и чукукских органогенных построек показывают, что есть все предпосылки для подготовки поисковых объектов при сгущении сети сейсмических наблюдений.

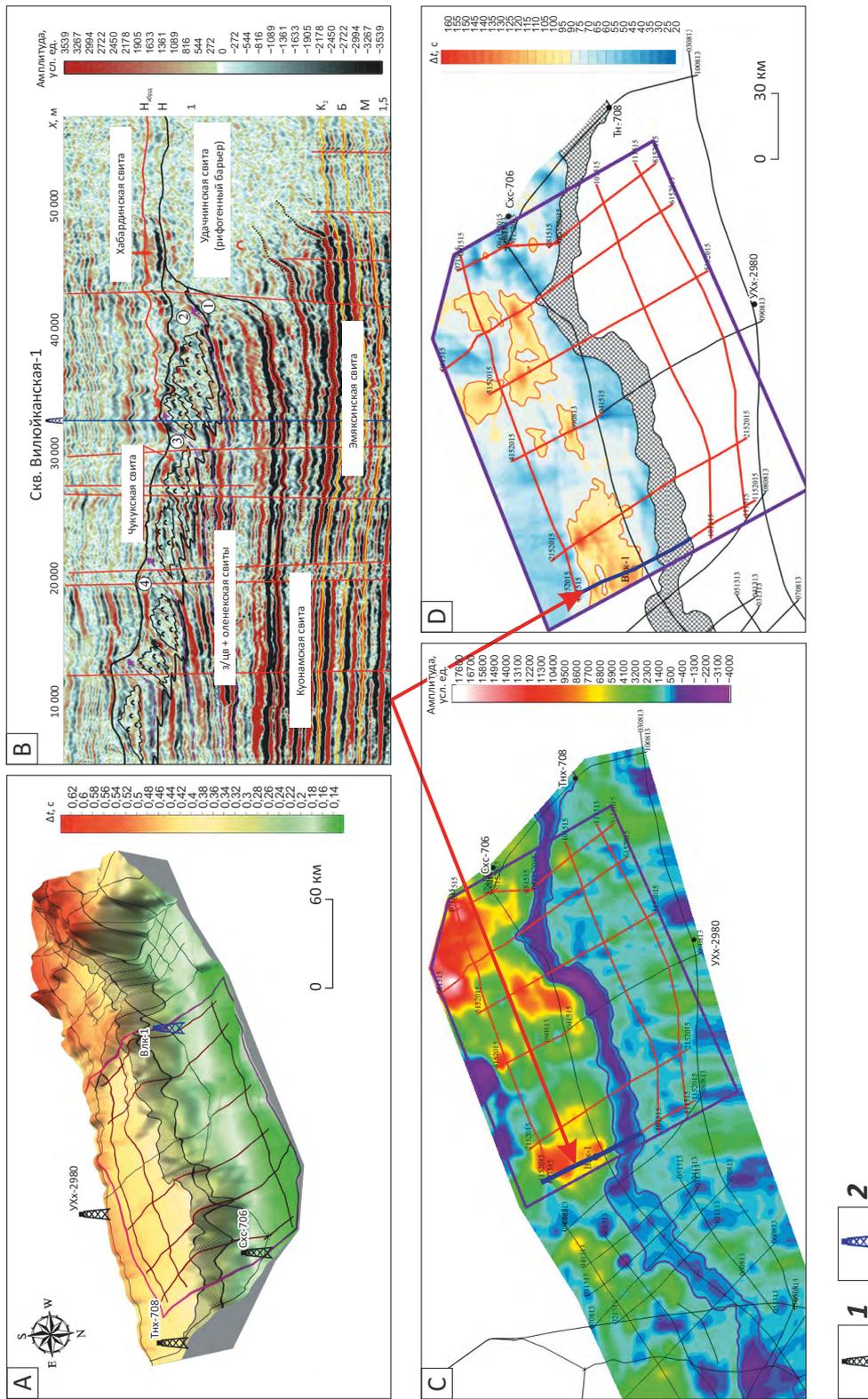
Предпосылки нефтегазоносности барьерных рифов и органогенных построек чукукского типа

Рифовый пояс, сопряженный с Куонамским черносланцевым бассейном на севере Сибирской платформы и перекрытый мощной толщей карбонатно-глинистых сульфатоносных отложений среднего – верхнего кембрия, содержит все элементы нефтегазовой системы: куонамская формация и ее аналоги — источник УВ, карбонатные органогенно-обломочные породы — коллектор, перекрывающая глинисто-карбонатная толща среднего – верхнего кембрия — флюидоупор.

Открытая пористость карбонатных коллекторов достигает 25–30 %, проницаемость — нескольких тысячных долей квадратных микрометров. Пример интенсивно кавернозных доломитов удачинской свиты показан на рис. 6. Во многих скважинах, вскрывших отложения удачинской, чукукской свит и их аналогов, отмечались интенсивные поглощения при бурении и по результатам опробований и испытаний были получены высокодебитные притоки пластовых вод (рис. 7), эффективные толщины в верхней части рифогенного массива достигают 100 м. Таким образом, органогенные постройки в совокупности с глинисто-карбонатным флюидоупором представляют собой высокоемкий резервуар.

Формирование мелководных органогенно-обломочных карбонатов происходило в условиях, неблагоприятных для накопления и фоссилизации органического вещества. Это положение подтверждается

Рис. 5. Сейсмогеологическая модель рифогенного барьера Танхайского участка и прилегающих территорий
Fig. 5. Geoseismic model of reef barrier in Tankhaisky area and neighbouring territories



A — карта изохор между ОГ Б и отражающими горизонтами Н и H, B — отображение строения чукукской и удачной свит на сейсмическом разрезе по профилю 1152015, C — выделение рифоподобной постройки на карте средних значений амплитуд в интервале залегания Удачинской свиты (окно ОГ Н+100 мс), D — карта временной мощности интервала разреза, включающего чукукскую свиту.

Скважины (1, 2): 1 — глубокая, **2** — проектируемая

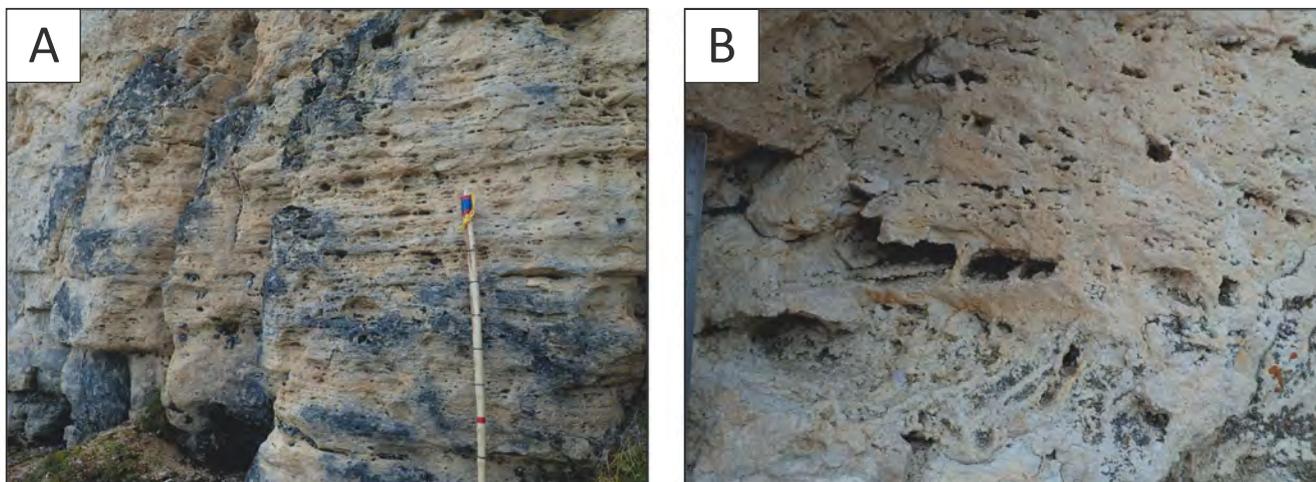
A — isochore map between B and H reflectors, B — Chukouksky and Udachninsky formations as they can be seen in seismic section along 1152015 Line, C — identification of reef-like buildup on the map of average amplitudes in the interval of Udachninsky Fm occurrence (window H Reflector +100 ms), D — time thickness map of the section interval that includes Chukouksky Fm.

Wells (1, 2): 1 — deep, **2** — planned



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Кавернозные доломиты удачининской свиты (р. Арга-Сала)
Fig. 6. Cavernous Udachninsky dolomite (Arga-Sala river)



А — слоистые, послойно щелевидно-кавернозные доломиты замещения, В — крупные каверны выщелачивания, по стенкам инкрустированные кристаллами доломита

A — laminated, layer-by-layer slit-like-cavernous replacement dolomite, B — large solution cavities having the walls crustated with dolomite crystals

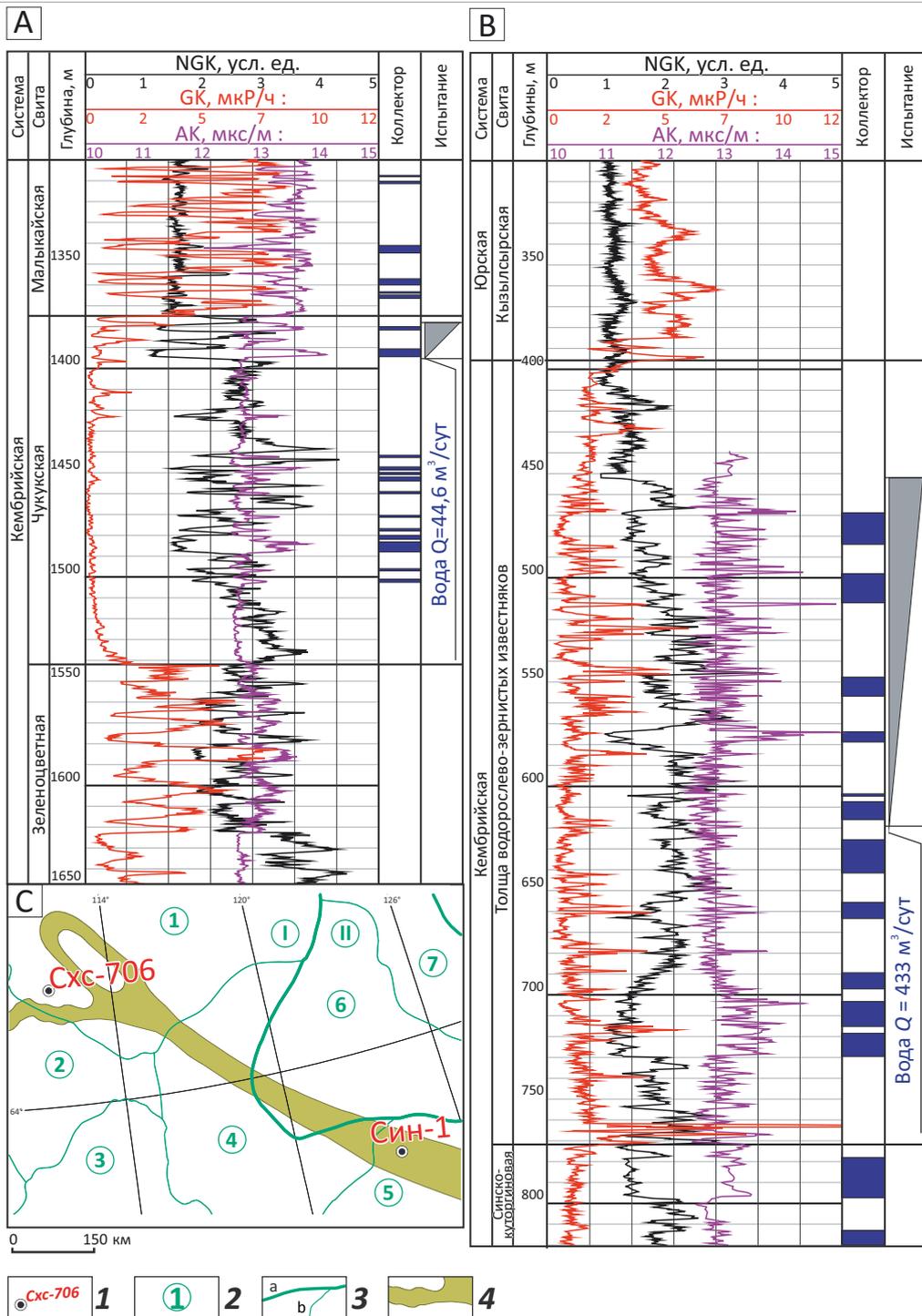
аналитическими данными. Согласно многочисленным определениям, концентрации органического углерода в органогенно-обломочных карбонатных породах кембрия не превышают 0,1 % на породу, в основной массе составляя только сотые доли процента. По этой причине очевидно, что для обеспечения нефтегазоносности рифогенных отложений необходим внешний источник УВ, а также условия для их миграции. Большинство исследователей в качестве источника рассматривают доманикоидные отложения куонамской формации, латерально замещающие рифогенные образования. А по отношению к рифогенным образованиям средне-позднекембрийского возраста куонамские отложения являются подстилающими. Важно отметить, что отложения куонамского типа, согласно геохимическим исследованиям, оцениваются в качестве лучшей в разрезе палеозоя Лено-Тунгусской НПП нефтегазоматеринской толщи. По своему исходному потенциалу они вполне сопоставимы с известными отложениями баженовской свиты Западной Сибири или с домаником Волго-Уральской НПП. В качестве примера авторы статьи приводят некоторые данные по куонамской свите южного склона Анабарской антеклизы, где уровень катагенеза рассеянного органического вещества (РОВ) этих отложений не превышает градации катагенеза МК₁ (таблица).

Судя по значениям стандартных пиролитических показателей (T_{max} , PI, HI), в данном случае потенциал пород куонамского типа близок к исходному. Следует отметить, что в указанном примере приведены показатели пород, обладающих наиболее высоким потенциалом, — сапропелевых аргилли-

тов, содержащих максимальные концентрации РОВ высокого качества. Известно, что состав куонамской формации разнообразен. Доля черносланцевых отложений с таким высоким потенциалом в разрезах Западной Якутии может составлять от 11 до 80 %. Картина прогнозного распределения концентраций органического углерода в отложениях куонамского типа приведена на соответствующей схематической карте (рис. 8). Вероятный уровень катагенетического преобразования РОВ куонамских отложений на большей части территории их распространения способствовал реализации их генерационного потенциала (рис. 9). Исключение составляют центральные части территории Анабарской и Алданской антеклиз, где уровень катагенеза не превышал градации МК₁. Общие суммарные массы эмигрировавших битумоидов в зоне развития куонамской свиты и ее аналогов оцениваются около 1500 млрд т, а суммарные объемы генерации газообразных УВ — около 600 трлн м³. Даже учитывая высокую долю потерь УВ при миграции и их рассеивание в ходе геологической истории, можно ожидать, что их весомая часть могла быть аккумулярована в залежах и сохраниться до настоящего времени.

Исходя из вышеприведенных данных и рассматривая породы куонамской свиты в качестве основного источника УВ для рифогенных отложений, можно предполагать два направления миграции УВ-флюидов. Очевидно, что для рифогенных образований ранне-среднекембрийского возраста необходим механизм латеральной миграции, а для средне-позднекембрийских органогенных построек чукукского типа, перекрывающих куонамские отло-

Рис. 7. Результаты интерпретации данных ГИС по скважинам
 Fig. 7. Results of well log data interpretation



А — скв. Сохолохская-706, В — скв. Синская-1, С — схема расположения скважин.

1 — скважина; 2 — НГП: I — Лено-Тунгусская, II — Лено-Вилуйская, НГО: 1 — Анабарская, 2 — Сюдджерская, 3 — Катангская, 4 — Западно-Вилуйская, 5 — Северо-Алданская, 6 — Вилуйская, 7 — Предверхожанская; 3 — границы НГО (a) и НГП (b); 4 — барьерный риф

А — Sokhsolokhsyky-706 well, В — Sinsky-1 well, С — well location map.

1 — well; 2 — Petroleum Province: I — Lena-Tungusky, II — Lena-Vilyuisky, Petroleum Area: 1 — Anabarsky, 2 — Syudgzherzsky, 3 — Katangsky, 4 — West Vilyuisky, 5 — North Aldansky, 6 — Vilyuisky, 7 — Predverkhoyansky; 3 — Petroleum Area (a) and Petroleum Province boundaries (b); 4 — barrier reef

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Таблица. Пиролитические характеристики аргиллитов куонамской свиты Южного Прианабарья, скв. 203, р. Муна
Table. Pyrolysis parameters of Kuonamsky Fm claystone in Southern Anabar, well 203, Muna River

Глубина, м	$C_{орг}$ %	T_{max}	S_1	S_2	PI	HI
600,7	8,29	419	2,49	58,04	0,04	700
601,4	24,94	422	9,75	195,14	0,05	782
601,7–602,5	11,02	434	2,71	77,2	0,03	700
608,1–609,1	6,49	431	1,77	48,77	0,04	751
610,3	17,56	422	7,93	130,18	0,06	741
611	13,55	427	4,69	91,51	0,05	675
611,1	21,95	427	8,03	157,85	0,05	719

жения, необходим механизм вертикальной миграции. В этой связи вопрос о направлениях миграции является ключевым. При очень низкой изученности рифогенных отложений региона некоторый объем информации имеется, по существу, только для территории Алданской антеклизы. Наиболее интересные материалы касаются бассейна р. Амга, где при бурении гидрогеологических скважин установлена обширная зона нефтебитумоаккумуляции в среднекембрийских отложениях танхайско-усть-мильского комплекса, подстилаемых породами иниканской свиты, которые являются фациальными аналогами куонамской свиты Анабарской антеклизы. Зона нефтебитумопроявлений (получившая в литературе название Бологурской) прослеживается на протяжении не менее 60 км в бассейне р. Амга. Здесь в интервале глубин 260–450 м гидрогеологическими скважинами вскрыты нефтенасыщенные доломиты танхайской свиты среднекембрийского возраста, перекрывающие доманикоидные отложения иниканской свиты. По результатам сравнительного изучения нафтидов танхайской свиты и битумоидов куонамского комплекса (иниканской свиты) убедительно показано сходство состава УВ-биомаркеров в обоих объектах. На основании этого сделан вывод о генетической связи изученных нафтидов и РОВ пород куонамского комплекса [16]. Следует также добавить, что в пойме р. Амга было выявлено и поверхностное проявление окисленной нефти [17]. Указанные нефтебитумопроявления установлены на территории с неблагоприятными условиями для промышленных скоплений УВ. Тем не менее они свидетельствуют о миграционных перетоках УВ из доманикоидных отложений в вышележащие органогенно-обломочные породы через разделяющие их отложения усть-ботомской или усть-майской свиты.

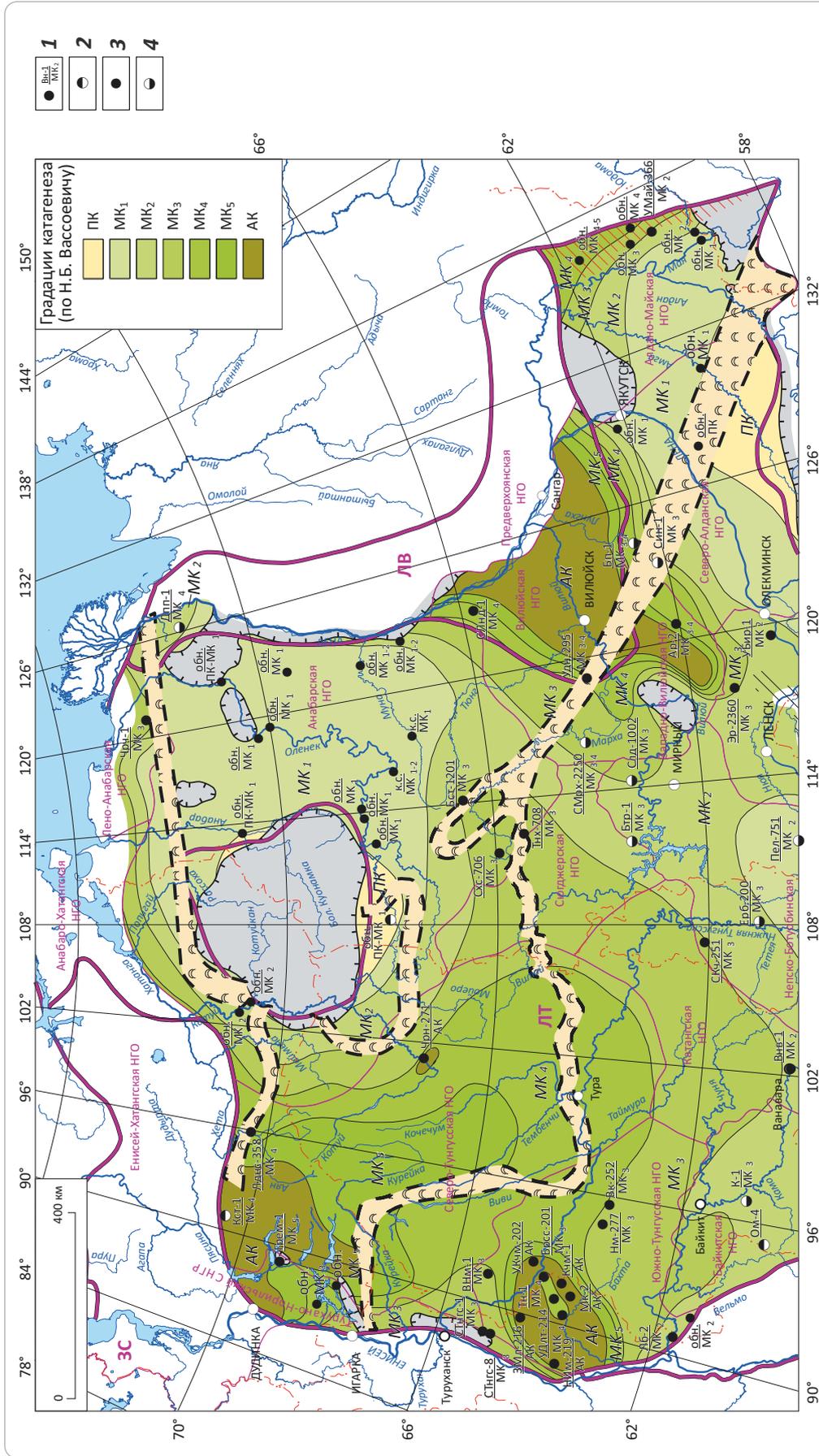
Можно привести другой пример, касающийся возможностей вертикальной миграции. В разрезе параметрической скв. Баппагайская-1, пробуренной на северном склоне Алданской антеклизы, в интервале глубин 1548–1870 м вскрыта толща мелководных органогенно-обломочных образований, представлен-

ная кавернозными доломитами, доломитовыми песчаниками и алевролитами. По своему положению и возрасту эта толща (баппагайская) сопоставляется с породами танхайско-усть-мильского комплекса рифогенных образований среднекембрийского возраста. В разрезе скв. Баппагайская-1 также установлены породы иниканской свиты (интервал глубин 2262–2356 м). Однако они отделены от баппагайской толщи глинисто-карбонатными отложениями мощностью почти 400 м (усть-ботомская свита, 1870–2262 м). Вероятно, из-за экранирующего влияния глинисто-карбонатной толщи нефтебитумопроявления отмечены только в ее нижней части, а в вышележащей баппагайской толще проявлений нафтидов не установлено. Эти факты свидетельствуют о возможной изоляции куонамского источника УВ от среднекембрийских отложений рифогенного типа в случае разделения их мощной толщей глинисто-карбонатных пород.

Неизученным остается вопрос о наличии и масштабах латеральной миграции УВ в рифогенные отложения, фациально замещающие нефтематеринские породы куонамского типа. Его решение, по мнению авторов статьи, возможно путем детального изучения состава нафтидов, установленных в рифогенных отложениях с последующей их генетической корреляцией с РОВ куонамского типа. Необходимо отметить, что имеются данные о поступлении УВ в рифогенные отложения также из другого источника — в результате вертикальной миграции со стороны нефтегазовых отложений венд-рифейских отложений. Так, при изучении нафтидов Силигир-Мархинского битумного поля, в районах развития кимберлитового магматизма, многие исследователи приходят к выводу о том, что эти нафтиды генетически связаны с венд-рифейскими нефтематеринскими породами, как нефти Непско-Ботуобинской антеклизы. Вместе с тем, по данным авторов статьи, имеются и признаки присутствия в пределах Силигир-Мархинского битумного поля нафтидов, генетически связанных с РОВ куонамских отложений. Об этом свидетельствует наличие нафтидов с повышенными концентраци-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 9. Схематическая прогнозная карта катагенетической превращенности ОВ в нижне-среднекембрийских отложениях северной части Лено-Тунгусской НГП (куонамская свита, ее возрастные и фациальные аналоги)
Fig. 9. Schematic predicted map of OM catagenetic transformation degree in Lower-Middle Cambrian deposits of northern part of the Lena-Tungusky Petroleum Province (Kuonamsky Fm, its age and facies analogues)



1 — точки отбора образцов, в которых градации катагенеза установлены по составу дебитуминизированного ОВ или методом пиролиза, в числе теле — площадь-номер скважины (обн. — обозначение, к.с. — колонковая скважина), в знаменателе — градации катагенеза; **2** — в перекрывающих отложениях, **3** — в отложениях картируемого комплекса, **4** — в подстилающих отложениях.
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 8
1 — sampling points where catagenesis levels are determined from composition of de-bituminized OM or using pyrolysis method, numerator — area-well number (обн. — outcrop, к.с. — core hole), denominator — catagenesis level; **2** — in overlying deposits, **3** — in deposits of series being mapped, **4** — in underlying deposits.
 For other Legend items see Fig. 8

ями ванадиевых порфириновых комплексов¹. Еще в 1960–1970-е гг. было установлено, что характерной особенностью куонамской свиты, отличающей ее от нефтематеринских отложений докембрия Сибирской платформы, является присутствие в ее битумоидах большого количества этих соединений [18–19]. Исследования микроэлементного состава нафтидов Сибирской платформы свидетельствуют, что повышенные концентрации порфиринов прослеживаются в восточной части региона, на площади, отвечающей именно распространению пород куонамской свиты. К западу от зоны развития этих отложений ванадиевые порфирины в нафтидах отсутствуют либо находятся в следовых количествах [18–20]. Как отмечал В.А. Каширцев, высокие концентрации металлопорфиринов свойственны и «свободным» битумам куонамских отложений, что подтверждает возможность генерации первично ванадиеносных нефтей этими отложениями².

Таким образом, детальные исследования состава нафтидов, связанных с рифогенными отложениями кембрия, можно рассматривать в качестве одного из важных направлений работ для выявления их источников и в конечном счете обоснования перспектив нефтегазоносности.

Исходя из особенностей геологического строения нижне-среднекембрийского рифогенного барьера, чукукского рифово-барового комплекса и перекрывающих средне-верхнекембрийских отложений, можно выделить пять основных типов ловушек. Первый тип ловушек связан с крупными одиночными (изолированными) органогенными сооружениями по аналогии с Далдыно-Мархинской карбонатной банкой (рис. 10 А, С), которая расположена в приповерхностных условиях и хорошо изучена глубоким и колонковым бурением при добыче алмазов, связанных с трубками взрыва. В керне многочисленных скважин и в обнажениях на бортах карьеров установлены битумы и нефтепроявления (см. рис. 10 В).

Конечно, крупные изолированные органогенные сооружения являются наиболее перспективными объектами, но на сегодняшний день в зонах залегания рифогенных отложений на оптимальных для сохранения залежей глубинах подобных сооружений не установлено. Два следующих типа ловушек связаны с барьерной рифовой системой (рис. 11). Ловушки здесь ожидаются, во-первых, в зоне литологического замещения зарифовых преимущественно обломочных карбонатных пород на непроницаемые сульфат-

но-карбонатные породы периферийной части солевого бассейна [15], во-вторых, с верхней частью барьерного рифового массива, кровля которого может быть значительно прокарстованной [8], массив перекрыт непроницаемыми сульфатоносными аргиллитами, глинистыми и илистыми известняками и доломитами и может представлять собой типичную рифовую ловушку. Наиболее перспективные зоны для поиска подобных ловушек будут расположены на участках, где барьерная рифовая система выступает в сторону депрессионного бассейна [22].

Четвертый тип ловушек может быть обусловлен крупными одиночными органогенными постройками чукукского типа или с зонами их аградации [23], здесь также возможны ловушки, связанные с замещением зарифовых фаций на непроницаемые супралиторальные преимущественно глинистые фации.

Пятый тип ловушек связан с разломами, которые могут экранировать залежи, такой тип ловушек может быть распространен в юго-западной части Виллюйской синеклизы в зонах сочленения с Кемпедийской и Ыгыаттинской впадинами, бортовые зоны которых тектонически дислоцированы и нарушены сдвиговзбросами.

Результаты геолого-разведочных работ 2015–2020 гг., нацеленных на изучение кембрийских рифовых систем

В 2015–2020 гг. сотрудниками АО «Росгео» проводились комплексные геофизические работы на Танхайской, Накынской, Ыгыаттинской, Виллюйской и Синской площадях, по результатам этих работ было уточнено положение барьерной рифовой системы на территории Республики Саха (Якутия) (рис. 12), установлен разрыв кембрийских рифогенных отложений на северо-восточном склоне Сунтарского свода. По результатам работ на Танхайской площади выявлено: 3 ловушки, связанные с барьерной рифовой системой, извлекаемые ресурсы нефти по категории $D_{2л}$ которых составляют 101 млн т, ресурсы газа — 37 млрд м³; 6 ловушек, связанных с органогенно-обломочными постройками чукукской свиты, извлекаемые ресурсы нефти по категории $D_{2л}$ составляют 415 млн т (рис. 13). В настоящий момент завершаются работы на Накынской и Ыгыаттинской площадях, здесь также будет наблюдаться прирост локализованных ресурсов УВ.

В последние годы проведен значительный объем геофизических исследований, нацеленных на изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы. Эти работы позволили уточнить геологические модели рифовых комплексов в пределах южного и западного бортов Виллюйской синеклизы и юго-восточного борта Курейской синеклизы в зоне сочленения с Сюджерской седловиной. На следующем этапе рекомендуется продолжить комплексные

¹Соболев П.Н. Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности верхнедокембрийских и кембрийских отложений Северо-Алданской нефтегазоносной области : дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — Новосибирск, 1987. — 210 с.

²Каширцев В.А. Природные битумы и битуминозные породы северо-востока Сибирской платформы (Геология, геохимия, генезис) : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. — Новосибирск, 1994. — 32 с.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 10. Геологическая модель строения Далдыно-Мархинской карбонатной банки в раннемайское и аюсокканское время среднего кембрия

Fig. 10. Geological model of Daldyno-Markhinsky carbonate bank structure in Middle Cambrian Early Maisky and Ayusokkansky time

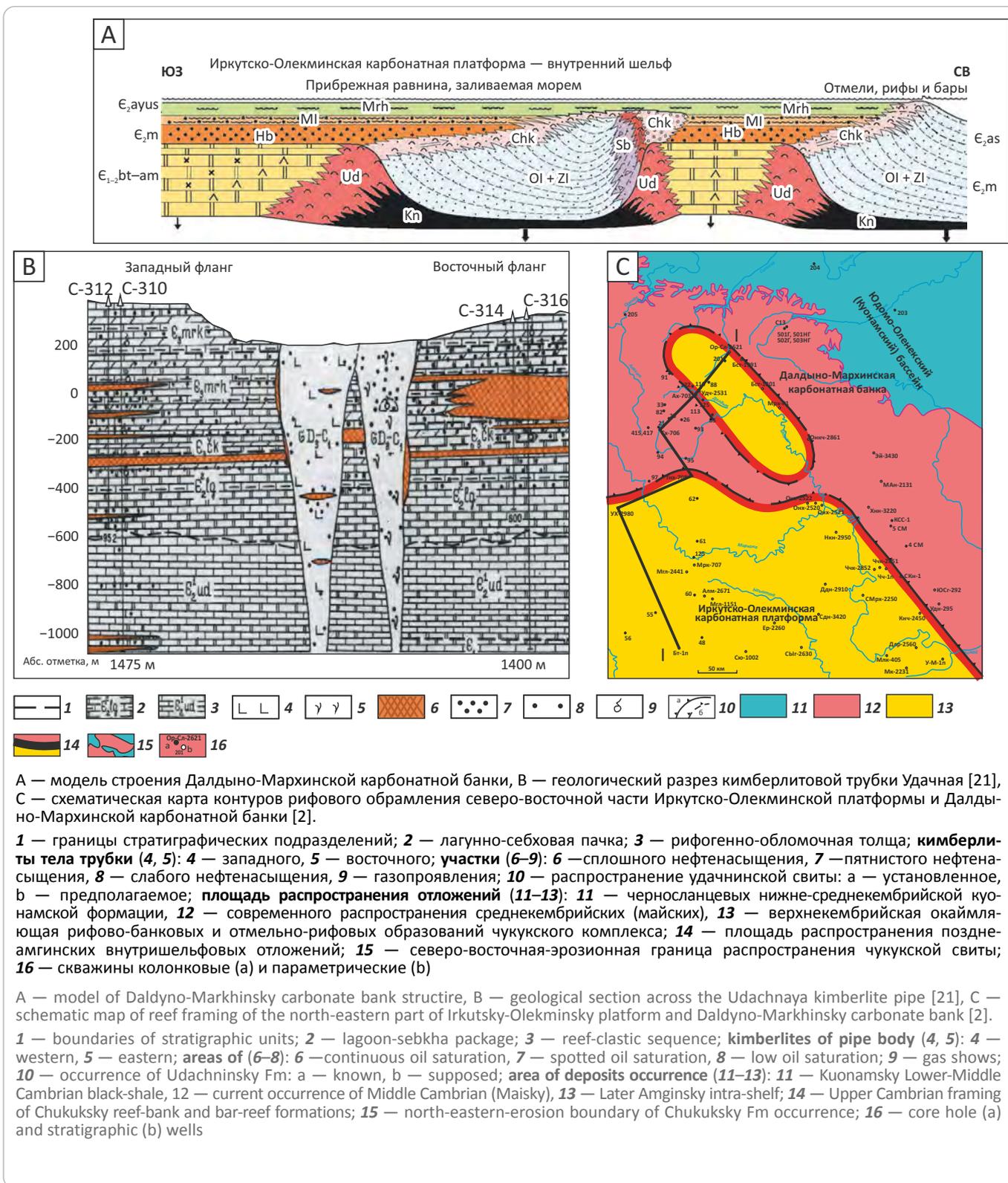
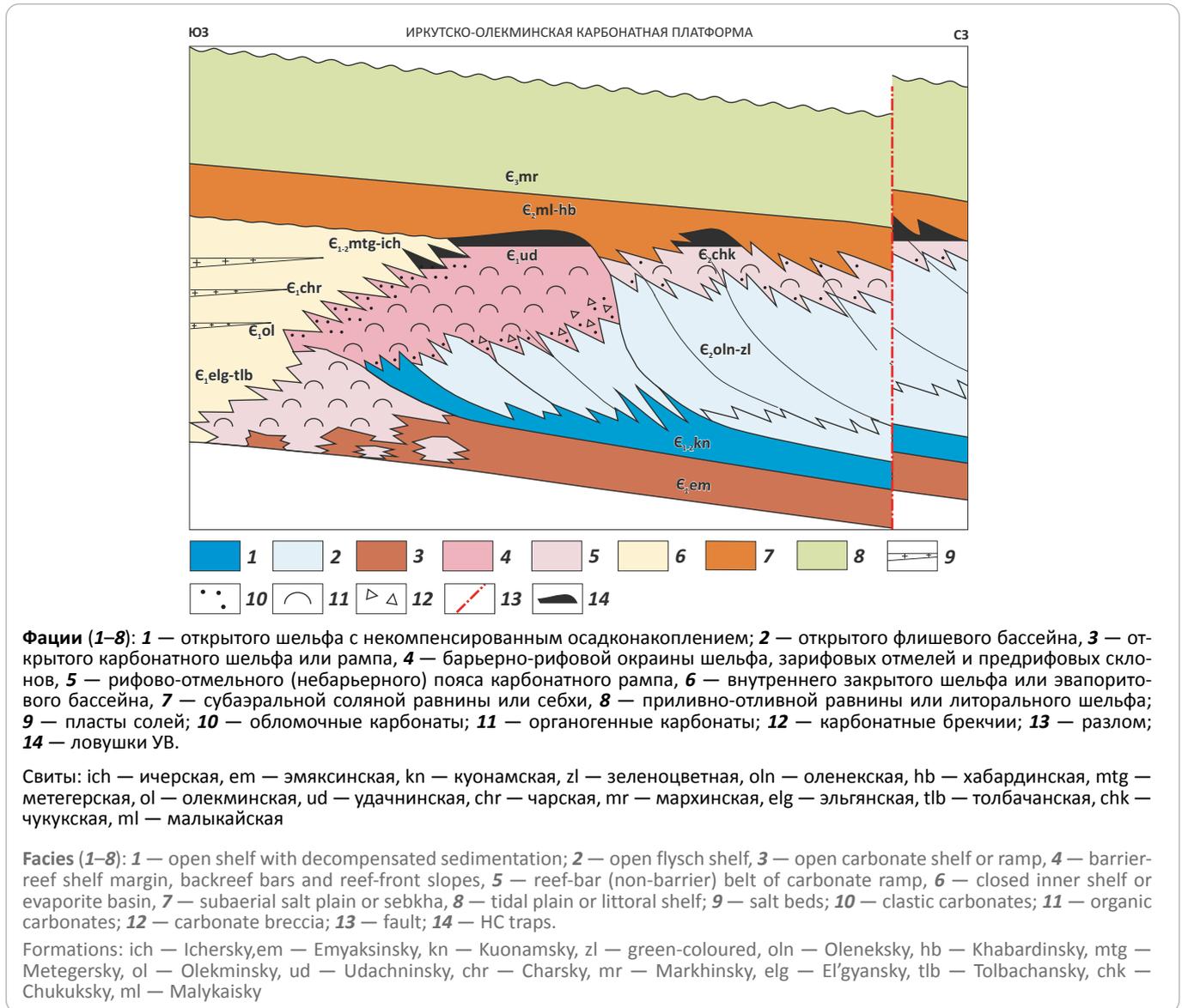


Рис. 11. Прогнозируемые типы ловушек УВ
Fig. 11. Predicted types of HC traps



геофизические исследования на территориях, где рифовые системы расположены на оптимальных глубинах и слабо изучены — это территория Сюгджерской седловины между Танхайской и Накынской площадями, а также зона сочленения Курейской синеклизы и Анабарской антеклизы, где по результатам исследования естественных обнажений и палеогеографических реконструкций также прогнозируется погружение барьерных рифовых систем на оптимальные для сохранения залежей и изучения современными методами геолого-разведочных работ глубины. Кроме этого, крайне необходимо выполнение программы параметрического бурения, которая должна включать бурение двух параметрических скважин в зоне сочленения Курейской синеклизы и Сюгджерской седловины: Канандин-

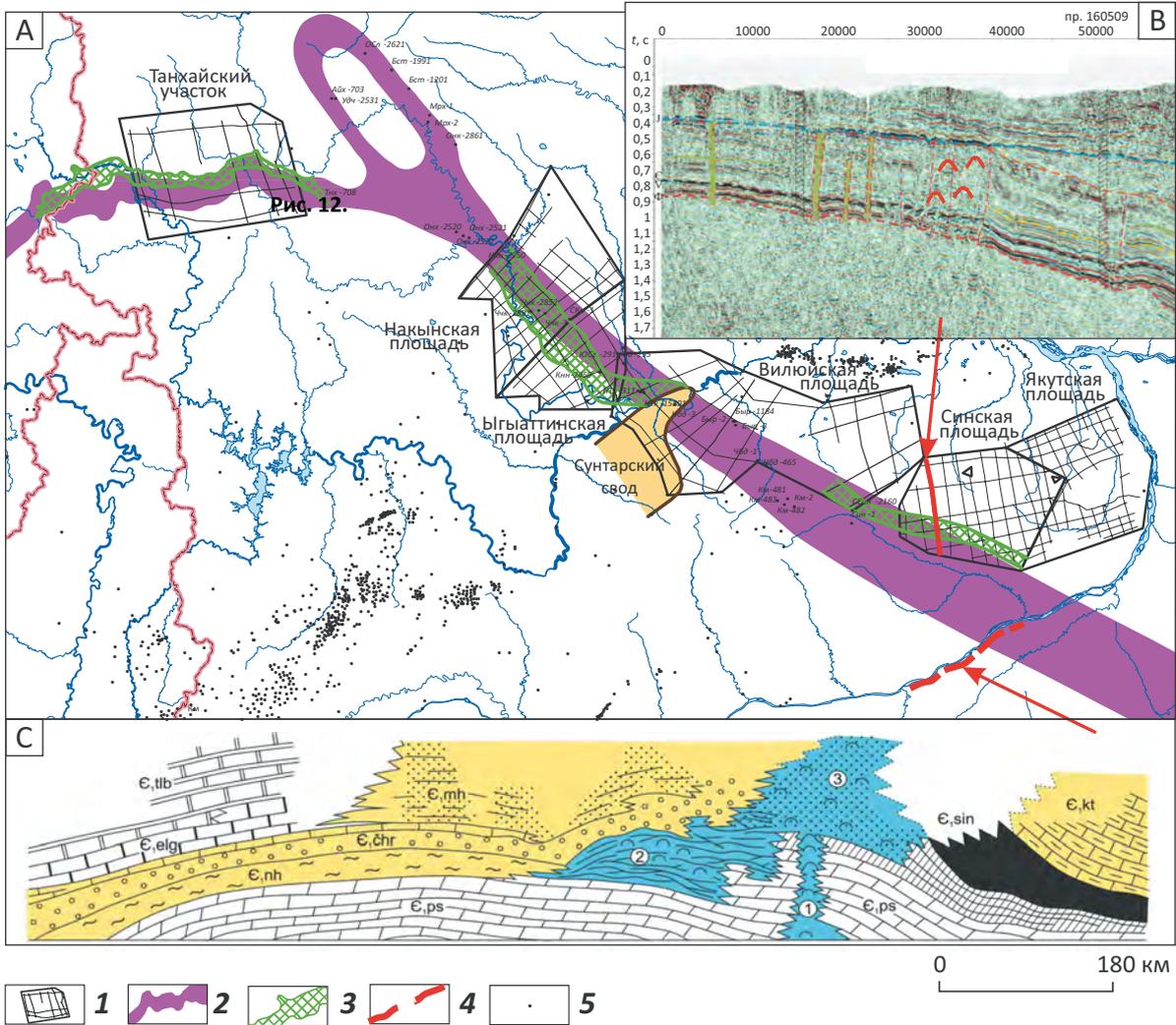
ская-278 — в пределах ранне-среднекембрийской барьерной рифовой системы и Виллюканская — в бассейновой части разреза для изучения перспективных объектов чукукской свиты и нефтегазоматеринского потенциала куонамской свиты.

Выводы

В заключение можно еще раз подчеркнуть, что многолетние исследования, проведенные на территории Сибирской платформы, свидетельствуют о том, что рифогенные образования кембрийского возраста характеризуются всеми необходимыми элементами нефтегазовых систем. Имеется мощный источник УВ в виде куонамской битуминозной формации. Дополнительным источником могут служить нефтегазоносные отложения венд-рифей-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 12. Положение барьерной рифовой системы на территории Республики Саха (Якутия)
Fig. 12. Position of the barrier reef system in the territory of the Sakha (Yakutia) Republic



А — уточненное положение Западно-Якутского барьерного рифа по результатам геолого-разведочных работ 2015–2020 гг. (по материалам ОП АО «Rosgeo «ИГП», АО «СНИИГГиМС», АО «ЦГЭ»), В — сейсмогеологический разрез по профилю 160509, С — схематический разрез нижней части Западно-Якутского барьерного рифового комплекса (р. Лена).

1 — объекты геолого-разведочных работ, завершённые в 2018–2020 гг.; **2** — кембрийская барьерная рифовая система; **3** — кембрийская барьерная рифовая система, уточнённая по материалам сейсморазведки и электроразведки 2015–2020 гг.; **4** — расположение разреза; **5** — глубокие скважины.

Свиты: mh — мархинская свита, tlb — толбачанская, elg — эльгянская, chr — чарская, sin — синская, kt — куторгиновая, ps — пестроцветная

A — position of the West Yakutian barrier reef updated on the results of geological exploration in 2015–2020 (according to materials of OP AO «Rosgeo «IGP», AO «SNIIGGIMS», AO «TsGE»), B — geoseismic section along 160509 Line, C — schematic cross-section of the lower part of the West Yakutian barrier reef series (Lena river).

1 — objects of geological exploration completed in 2018–2020; **2** — Cambrian barrier reef system; **3** — Cambrian barrier reef system, updated using the materials of seismic and electromagnetic surveys of 2015–2020; **4** — position of the section; **5** — deep wells.

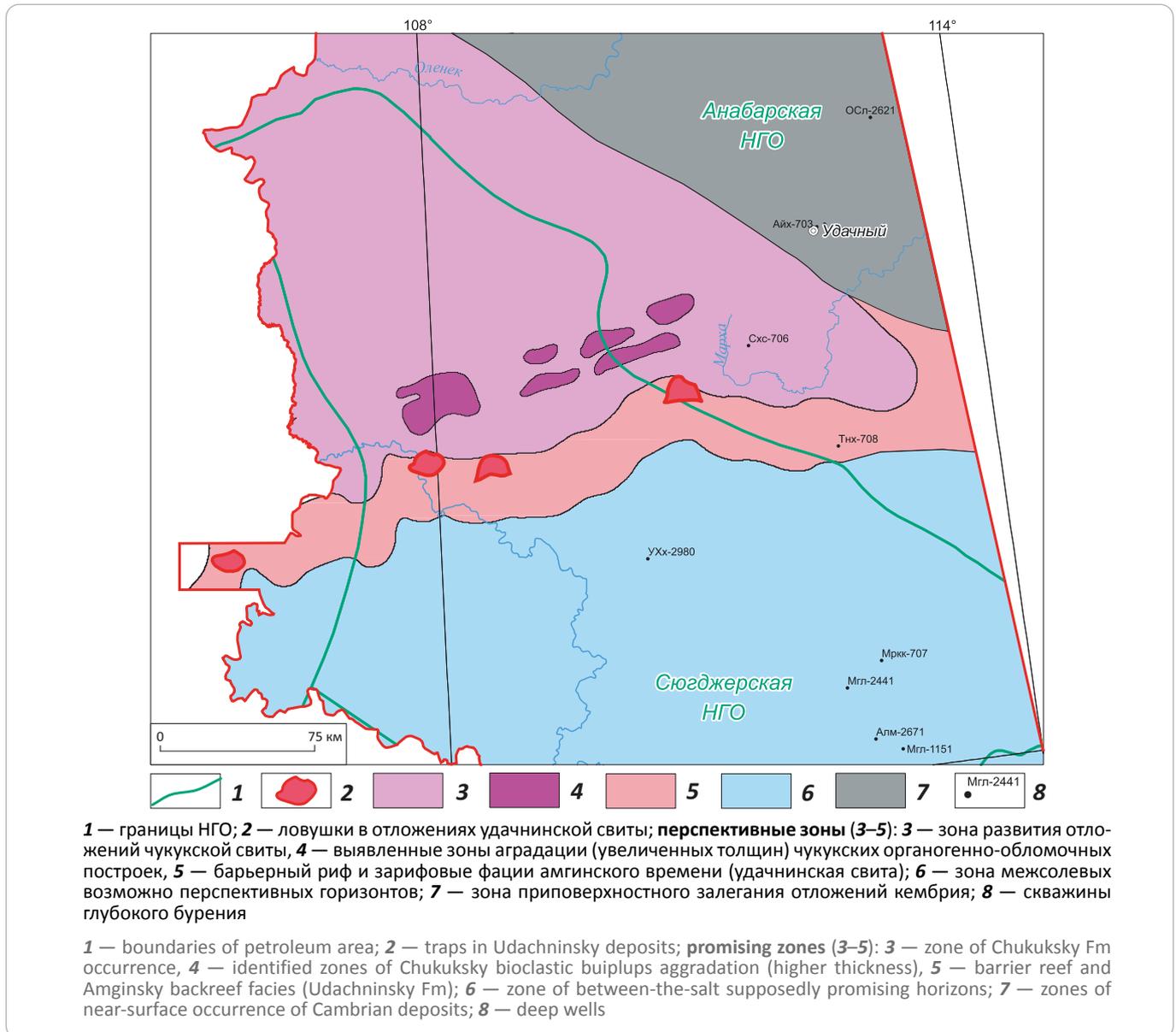
Formations: mh — Markhinsky, tlb — Tolbachansky, elg — El'gyansky, chr — Charsky, sin — Sinsky, kt — Kutorginovy, ps — variegated (multi-coloured)

ского возраста. Разнофациальные образования — мелководные органогенно-обломочные отложения — могут являться коллекторами. Роль флюидоупора играют средне-позднекембрийские глинисто-сульфатно-карбонатные толщи. Для фаций зарифовых

образований ранне-среднекембрийского возраста возможно экранирование соленосными породами.

Вполне очевидно, что успешность поисков УВ в кембрийских рифогенных отложениях зависит от того, насколько эффективным окажется приме-

Рис. 13. Выявленные ловушки в удачининской и чукукской свитах
Fig. 13. Traps identified in Udachninsky and Chukuksky formations



ние методов сейсморазведки. Современная степень изученности рифовых комплексов вызывает необходимость одновременно вести геолого-разведочные работы регионального и поисково-разведочного этапов. Основные задачи регионального этапа — совершенствование методики выявления и картирования рифогенных отложений с охватом новых территорий, включая Сюгджерскую седловину, смежную область Курейской синеклизы и Анабарской антеклизы, районирование территорий развития рифовых комплексов по степени перспективности.

Основные задачи поисково-разведочного этапа — разработка и совершенствование методик выявления и изучения конкретных объектов, локальный прогноз зон нефтегазонакопления и конкретных

ловушек с оценкой перспектив нефтегазоносности. Учитывая сложность рассматриваемого объекта, необходимо применение на всех этапах комплекса методов: сейсморазведки, электроразведки, гравиметрии, а и также приповерхностных геохимических исследований.

Кроме комплекса геолого-геофизических исследований необходимо продолжение геологического изучения кембрийских рифовых образований с целью совершенствования палеогеографических, структурно-тектонических, литологических и геохимических построений, которые будут служить основой для прогноза. Можно отметить, что значительная часть площади развития кембрийских рифогенных комплексов фактически еще не изучена.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Литература

1. Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии / Под ред. В.Е. Савицкого. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1979. – 155 с.
2. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. Т. 1. Стратиграфия / Под ред. Ю.Я. Шабанова. – Новосибирск : ИНГ СО РАН, 2016. – 485 с.
3. Асташкин В.А., Савицкий В.Е. Рифовые системы кембрия и перспективы нефтегазоносности Западной Якутии // Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – Вып. 250. – 1977. – С. 58–70.
4. Асташкин В.А., Савицкий В.Е. Рифовые системы кембрия Западной Якутии // Сов. геология. – 1978. – № 6. – С. 27–37.
5. Сухов С.С. Фациально-генетическая модель зоны замещения кембрийского рифового барьера депрессионным комплексом отложений (Западная Якутия) // Стратиграфия и фации осадочных бассейнов Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1982. – С. 73–82.
6. Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы. – М. : Недра. – 1984. – 181 с.
7. Варламов А.И., Сухов С.С. Седиментационные реконструкции кембрийских бассейнов Сибирской платформы как основа поисков новых зон нефтегазоаккумуляции // Проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы: мат-лы науч.-практ. конф. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2003. – С. 62–65.
8. Сухов С.С., Варламов А.И. Кембрийские рифовые образования Якутии (к истории исследований и перспективам их нефтегазоносности) // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы: сб. научн. статей. – Якутск : ЯФ Изд-ва СО РАН, 2004. – С. 63–78.
9. Сухов С.С., Фомин А.М., Моисеев С.А. Палеогеография как инструмент реконструкции кембрийского рифообразования на востоке Северо-Тунгусской нефтегазоносной области: от истории исследований к перспективам [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 3. – Режим доступа: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/files/publications/ibc/ngtp-2018-13-3-4.pdf?action=download> (дата обращения 20.12.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/28_2018.
10. Шабанов Ю.Я., Асташкин В.А., Пегель Т.В. и др. Нижний палеозой юго-западного склона Анабарской антеклизы (по материалам бурения). – Новосибирск : Наука, 1987. – 207 с.
11. Сухов С.С., Пегель Т.В., Шабанов Ю.Я. Региональная стратиграфическая схема кембрия Сибирской платформы нового поколения: какой ей быть? // Стратиграфия и ее роль в развитии нефтегазового комплекса России. – СПб. : Изд-во ВНИГРИ. – 2007. – С. 266–282.
12. Сухов С.С. Фациально-стратиграфическая модель Далдыно-Мархинской банки — иллюстрация закономерностей карбонатонакопления на Сибирской платформе // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений: мат-лы Второго всерос. литол. совещ. и Восьмого всерос. симп. по ископаемым кораллам и рифам. – Сыктывкар : Геопринт, 2001. – С. 237–239.
13. Филиппов Ю.А., Мельников Н.В., Ефимов А.С., Вальчак В.И., Горюнов Н.А., Евграфов А.А., Смирнов Е.В., Щербаков В.А., Култышев В.Ю. Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы — объект первоочередных нефтегазопроисловых работ // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2. – С. 25–35.
14. Сухов С.С. О роли фациально-седиментологических критериев в реконструкции кембрийских палеобассейнов востока Сибирской платформы // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания. – Томск : Изд-во ЦППС НД, 2017. – С. 209–214.
15. Масленников М.А., Сухов С.С., Мельников Н.В., Смирнов Е.В., Ухлова Г.Д., Шабанова О.С. Перспективы нефтегазоносности кембрийского рифогенного барьера на севере Сибирской платформы // Геосочи-2017 : мат-лы между. науч.-практ. конф. – Сочи, 2017.
16. Каширцев В.А. Генетические семейства верхнекембрийских и кембрийских нефтей (нафтидов) на востоке Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 895–900.
17. Сафронов А.Ф., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Александрова А.Р. Естественный выход нефти в пойме р. Амга (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 11. – С. 1661–1666. DOI: 10.15372/GIG20141106.
18. Колганова М.М., Губина М.М. Закономерности распределения порфиринов в битумоидах, нефтях и твердых битумах Сибирской платформы // Органическое вещество в современных и ископаемых осадках. VII Всесоюзный семинар. Тезисы докладов. – Ташкент, 1982. – С. 240–241.
19. Колганова М.М., Конторович А.Э. Некоторые черты геохимии ванадия и никеля в осадочных породах и нефтях // Геология нефтегазоносных районов Западно-Сибирской низменности. – Новосибирск, 1966. – С. 184–197.
20. Преснова Р.Н., Дробот Д.И., Глушкова О.Н. и др. Нефти и конденсаты венда и нижнего кембрия Сибирской платформы (Справочное руководство). – Иркутск, 1988. – 93 с.
21. Бодунов Е.И., Белецкий В.Л., Фрадкин Г.С. и др. Геология, гидрогеология и геохимия нефти и газа южного склона Анабарской антеклизы. – Якутск : ЯФ СО АН СССР, 1986. – С. 171–174.
22. Масленников М.А., Ракитина И.В., Сухов С.С. Новые данные о строении кембрийской барьерной рифовой системы Сибирской платформы по данным сейсморазведки // Геология рифов : мат-лы Всероссийского литологического совещания. – Сыктывкар, 2020.
23. Масленников М.А., Сухов С.С., Ракитина И.В., Дубовская А.А. Перспективные объекты в бассейновом типе разреза кембрия Сибирской платформы (на примере Южного Прианабарья) // Карбонатные резервуары-2018 : мат-лы IV науч.-практ. конференции. – М., 2018.

References

1. *Geologiya rifovykh sistem kembriya Zapadnoi Yakutii* [Geology of Cambrian reef systems in Western Yakutia]. In: V.E. Savitskii, ed. Novosibirsk: SNIIGGIMS; 1979. 155 p. In Russ.
2. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseinov Sibiri. Kembrii Sibirskoi platformy. V. 1. Stratigrafiya* [Stratigraphy of the Siberian oil and gas bearing basins. Siberian Platform: Cambrian. VOL. 1. Stratigraphy]. In: Yu.Ya. Shabanov, ed. Novosibirsk: INGG SO RAN; 2016. 485 p. In Russ.
3. *Astashkin V.A., Savitskii V.E. Rifovye sistemy kembriya i perspektivy neftegazonosnosti Zapadnoi Yakutii* [Cambrian reef systems and petroleum potential of Western Yakutia]. In: *Osnovnye problemy geologii i geofiziki Sibiri. Tr. SNIIGGIMS. Issue 250. 1977. pp. 58–70. In Russ.*

4. *Astashkin V.A., Savitskii V.E.* Rifovyye sistemy kembriya Zapadnoi Yakutii [Cambrian reef systems of Western Yakutia]. *Sov. Geologiya*. 1978;(6):27–37. In Russ.
5. *Sukhov S.S.* Fatsial'no-geneticheskaya model' zony zameshcheniya kembriiskogo rifovogo bar'era depressionnym kompleksom otlozhenii (Zapadnaya Yakutiya) [Facies and genetic model of the zone of changes from Cambrian reef barrier to depression series of deposits (Western Yakutia)]. In: *Stratigrafiya i fatsii osadochnykh basseinov Sibiri*. Tr. SNIIGGIMS. Novosibirsk; 1982. pp. 73–82. In Russ.
6. *Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti rifovykh sistem kembriya Sibirskoi platformy* [Geology and petroleum potential of Cambrian reef systems of the Siberian Platform]. Moscow : Nedra; 1984. 181 p. In Russ.
7. *Varlamov A.I., Sukhov S.S.* Sedimentatsionnye rekonstruktsii kembriiskikh basseinov Sibirskoi platformy kak osnova poiskov novykh zon neftegazonakopleniya [Depositional reconstructions of Cambrian basins in the Siberian Platform as a basis for new oil and gas accumulation zones prospecting]. In: *Problemy neftegazonosnosti Sibirskoi platformy: materialy nauch.-prakt. konf.* Novosibirsk: SNIIGGIMS; 2003. pp. 62–65. In Russ.
8. *Sukhov S.S., Varlamov A.I.* Kembriiskie rifovyye obrazovaniya Yakutii (k istorii issledovaniya i perspektivam ikh neftegazonosnosti) [Cambrian reef structures of Yakutia (exploration history and petroleum potential)]. In: *Aktual'nye voprosy geologii nefti i gaza Sibirskoi platformy: sb. nauchn. statei*. Yakutsk : YAF Izd-va SO RAN; 2004. pp. 63–78. In Russ.
9. *Sukhov S.S., Fomin A.M., Moiseev S.A.* Paleogeografiya kak instrument rekonstruktsii kembriiskogo rifoobrazovaniya na vostoche Severo-Tungusskoi neftegazonosnoi oblasti: ot istorii issledovaniya k perspektivam [Paleogeography as a tool for reconstruction of Cambrian reef formation in the east of North Tungusky oil and gas bearing area: from exploration history to potential]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2018;13(3). Available at: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/files/publications/ibc/ngtp-2018-13-3-4.pdf?action=download> (accessed: 20.12.2020). In Russ.
10. *Shabanov Yu.Ya., Astashkin V.A., Pegel' T.V. et. al.* Nizhnii paleozoi yugo-zapadnogo sklona Anabarskoi anteklizy (po materialam bureniya) [Lower Palaeozoic of the south-western slope of Anabar anticline (according to drilling data)]. Novosibirsk: Nauka; 1987. 207 p. In Russ.
11. *Sukhov S.S., Pegel' T.V., Shabanov Yu.Ya.* Regional'naya stratigraficheskaya skhema kembriya Sibirskoi platformy novogo pokoleniya: kakoi ei byt'? [New-generation regional stratigraphic chart of Cambrian of the Siberian Platform: what should it be?]. In: *Stratigrafiya i ee rol' v razvitiy neftegazovogo kompleksa Rossii*. St. Petersburg : VNIGRI; 2007. pp. 266–282. In Russ.
12. *Sukhov S.S.* Fatsial'no-stratigraficheskaya model' Daldyno-Markhinskoi banki — illyustratsiya zakonomernosti karbonatnakopleniya na Sibirskoi platforme [Facies and stratigraphic model of Daldyno-Markhinsky Bank: illustration of carbonate accumulation features on the Siberian Platform]. In: *Litologiya i neftegazonosnost' karbonatnykh otlozhenii: mat-ly Vtorogo vseros. litol. soveshch. i Vos'mogo vseros. simp. po iskopaemykh korallam i rifam*. Syktyvkar : Geoprint; 2001. pp. 237–239. In Russ.
13. *Filiptsov Yu.A., Mel'nikov N.V., Efimov A.S., Val'chak V.I., Goryunov N.A., Evgrafov A.A., Smirnov E.V., Shcherbakov V.A., Kultyshev V.Yu.* Nizhne-srednekembriiskii rifogennyi bar'er na severe Sibirskoi platformy — ob'ekt pervoocherednykh neftegazopoyasnykh rabot [Lower-Middle Cambrian reef barrier in the northern Siberian platform as a target of primary exploration for oil and gas]. *Geologiya i mineral'no-syr'evyye resursy Sibiri*. 2014;(2):25–35. In Russ.
14. *Sukhov S.S.* O roli fatsial'no-sedimentologicheskikh kriteriev v rekonstruktsii kembriiskikh paleobasseinov vostochno Sibirskoi platformy [Role of facies and sedimentological criteria in reconstruction of Cambrian paleobasins in the east of the Siberian Platform]. *Sovremennyye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe: Trudy III Vserossiiskogo nauchno-prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya*. Tomsk: Izd-vo TSPPS ND. 2017. pp. 209–214. In Russ.
15. *Maslennikov M.A., Sukhov S.S., Mel'nikov N.V., Smirnov E.V., Ukhlova G.D., Shabanova O.S.* Perspektivy neftegazonosnosti kembriiskogo rifogenogo bar'era na severe Sibirskoi platformy [Petroleum potential of Cambrian reef barrier in the north of the Siberian Platform]. In: *Geosochi-2017: mat-ly mezhd. nauch.-prakt. konf. Sochi*; 2017. In Russ.
16. *Kashirtsev V.A.* Genetic families of Late Cambrian and Cambrian oils (naphthides) in the eastern Siberian platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2004;45(7): 846–851.
17. *Safronov A.F., Chalaya O.N., Zueva I.N., Aleksandrova A.R.* A natural oil seep in the floodplain of the Amga River (Siberian Platform). *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(11):1316–1320. DOI: 10.1016/j.rgg.2014.10.006.
18. *Kolganova M.M., Gubina M.M.* Zakonomernosti raspredeleniya porfirinov v bitumoidakh, neftyakh i tverdykh bitumakh Sibirskoi platformy [Regularities of the porphyry distribution in bitumoids, oils and solid bitumen of the Siberian platform]. In: *organicheskoe veshchestvo v sovremennykh i iskopaemykh osadkakh. VII Vsesoyuznyi seminar. Tezisy dokladov*. Tashkent; 1982. pp. 240–241. In Russ.
19. *Kolganova M.M., Kontorovich A.E.* Nekotorye cherty geokhimii vanadiya i nikel'ya v osadochnykh porodakh i neftyakh [Certain features of vanadium and nickel geochemistry in sedimentary rocks and oils]. In: *Geologiya neftegazonosnykh raionov Zapadno-Sibirskoi nizmennosti*. Novosibirsk; 1966. pp. 184–197. In Russ.
20. *Nefti i kondensaty venda i nizhnego kembriya Sibirskoi platformy (Spravochnoe rukovodstvo)* [Vendian and Cambrian oils and condensates of the Siberian Platform (reference book)]. In: R.N. Presnova, D.I. Drobot, O.N. Glushkova et al., eds. Irkutsk; 1988. 93 p. In Russ.
21. *Bodunov E.I., Beletskii V.L., Fradkin G.S. et al.* Geologiya, gidrogeologiya i geokhimiya nefti i gaza yuzhnogo sklona Anabarskoi anteklizy. [Southern slope of Anabarsky anticline: oil and gas geology, hydrogeology, and geochemistry]. Yakutsk: YAF SO AN SSSR; 1986. pp. 171–174. In Russ.
22. *Maslennikov M.A., Rakitina I.V., Sukhov S.S.* Novyye dannyye o stroenii kembriiskoi bar'erno-rifovoi sistemy Sibirskoi platformy po dannym seismorazvedki [Cambrian barrier reef system of the Siberian Platform: new data based on seismic exploration results]. In: *Geologiya rifov: materialy Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya*. Syktyvkar; 2020. In Russ.
23. *Maslennikov M.A., Sukhov S.S., Rakitina I.V., Dubovskaya A.A.* Perspektivnyye ob'ekty v basseinovom tipe razreza kembriya Sibirskoi platformy (na primere yuzhnogo Priyanabar'ya) [Exploration targets in basin-type Cambrian section of the Siberian Platform (by the example of southern Anabar)]. In: *Karbonatnyye rezervuary-2018: mat-ly IV nauch.-prakt. konferentsii*. Moscow; 2018. In Russ.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS**Информация об авторах****Масленников Михаил Александрович**

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный эксперт
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: maslennikov@sniiggims.ru

Сухов Сергей Сергеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий лабораторией
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: sukhov@sniiggims.ru

Соболев Петр Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий лабораторией
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: geochim@sniiggims.ru

Наумова Елена Георгиевна

Научный сотрудник
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: naumova@sniiggims.ru

Протско Александр Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий лабораторией
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: protsko@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-2819-8819

Ракитина Иоланта Викторовна

Инженер
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: ivrakitina@sniiggims.ru

Константинова Ольга Леонидовна

Ведущий геолог
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, пр-т Красный, д. 67
e-mail: konstantinova@sniiggims.ru

Information about authors**Mikhail A. Maslennikov**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Expert
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: maslennikov@sniiggims.ru

Sergei S. Sukhov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: sukhov@sniiggims.ru

Petr N. Sobolev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: geochim@sniiggims.ru

Elena G. Naumova

Researcher
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: naumova@sniiggims.ru

Aleksandr N. Protsko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: protsko@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-2819-8819

Iolanta V. Rakitina

Engineer
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: ivrakitina@sniiggims.ru

Ol'ga L. Konstantinova

Lead geologist
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: konstantinova@sniiggims.ru

Проблема обоснования коэффициента вытеснения нефти водой из кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов

© 2021 г. | А.С. Комисаренко, А.В. Кочетов, А.А. Загоровский, Е.Г. Кузнецов, И.В. Федорцов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ASKomisareko@tnnc.rosneft.ru; avkochetov@tnnc.rosneft.ru; AAZagorovsky@tnnc.rosneft.ru; egkuznetsov2@tnnc.rosneft.ru; ivfedorsov@tnnc.rosneft.ru

Поступила 23.11.2020 г.

Доработана 01.12.2020 г.

Принята к печати 15.05.2021 г.

Ключевые слова: рентгеновский компьютерный томограф; неразрушающий метод; полноразмерный керн; качество керна; контроль; трещинно-каверновая пустотность; двойная пористость; фильтрационный эксперимент.

Аннотация: Статья посвящена проблеме оценки коэффициента вытеснения нефти водой из трещиноватых карбонатных коллекторов при моделировании лабораторного заводнения. С помощью фильтрационной установки, обеспечивающей термобарические пластовые условия, и интегрированного с ней медицинского рентгеновского компьютерного томографа Toshiba Aquilion 16 воспроизведен процесс вытеснения нефти водой. Экспериментальные исследования выполнялись на цилиндрическом фрагменте полноразмерного керна кавернозно-трещиноватого карбонатного коллектора. Для сопоставления результатов с классическим подходом проведены опыты по физическому моделированию карбонатного коллектора на образцах стандартного размера, изготовленных из протестированного на первом этапе полноразмерного керна. Анализ данных показал влияние масштабного эффекта на результаты. При определении нефтенасыщенности/коэффициента вытеснения одновременно использовались методы рентгеновской компьютерной томографии и материального баланса по подсчету всех выделившихся из модельного пласта флюидов.

Для цитирования: Комисаренко А.С., Кочетов А.В., Загоровский А.А., Кузнецов Е.Г., Федорцов И.В. Проблема обоснования коэффициента вытеснения нефти водой из кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 51–57. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-51-57.

Cavernous-fractured carbonate reservoir: problem of water-oil displacement ratio substantiation

© 2021 | A.S. Komisarenko, A.V. Kochetov, A.A. Zagorovskii, E.G. Kuznetsov, I.V. Fedortsov

Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; ASKomisareko@tnnc.rosneft.ru; avkochetov@tnnc.rosneft.ru; AAZagorovsky@tnnc.rosneft.ru; egkuznetsov2@tnnc.rosneft.ru; ivfedorsov@tnnc.rosneft.ru

Received 23.11.2020

Revised 01.12.2020

Accepted for publication 15.05.2021

Key words: CT-scanner; nondestructive method; whole core; core quality; control; fractured-cavernous cavitation; double porosity; flow testing.

Abstract: The authors discuss a problem of displacement ratio estimation in cavernous-fractured carbonate reservoir in a laboratory waterflood simulation. Process of oil displacement with water was reproduced using a filtration setup providing P-T reservoir conditions and Toshiba Aquilion 16 medical CT-scanner integrated with it. Experimental studies were carried out on core plug cut out of whole cavernous-fractured carbonate core. In order to compare the results with the classical approach, experiments of carbonate reservoir physical modelling were carried out on standard-size samples cut out of the whole core tested in the first stage. Analysis of the data obtained showed the influence of "scale effect". CT-scanning method and material balance method for calculation of all fluids released from the modelled reservoir were both used in estimation of oil saturation/displacement ratio determination.

For citation: Komisarenko A.S., Kochetov A.V., Zagorovskii A.A., Kuznetsov E.G., Fedortsov I.V. Cavernous-fractured carbonate reservoir: problem of water-oil displacement ratio substantiation. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):51–57. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-51-57. In Russ.

Введение

Прогноз коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$) и остаточной нефтенасыщенности ($K_{\text{но}}$) для подсчета запасов, а также технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти в карбонатных коллекторах — всегда сложная задача. Это связано с тем, что полости и каверны в этих коллекторах могут

достигать размеров, не позволяющих изготовить для исследований не только стандартные цилиндры диаметром 30 мм, но и нестандартные образцы увеличенного размера (рис. 1). В силу трещиноватой, часто хрупкой структуры многих карбонатных разновидностей таких коллекторов, они остаются неисследованными, а прогнозы объемов извлекаемых УВ лишены физи-



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 1. Пример с проблемой выбора места изготовления представительного образца керна (пласт 3л-1)

Fig. 1. An example of the problem of selecting a fragment to make a representative core sample (3л-1 layer)



ческой аргументации. Вариант решения для подобных коллекторов (без явно выраженной слоистости или «перемятых», с включениями различной ориентации в пространстве) — выполнение физических тестов нефтедобычи на цилиндрах полноразмерного керна (диаметром 80–100 мм). К этому подталкивает отсутствие актуальных нормативных методических документов (ГОСТ, РД, МИ) по лабораторному определению $K_{но}$ и $K_{выт}$ для карбонатных кавернозно-трещиновато-поровых коллекторов, а также то, что применение метода с наборными колонками модельных пластов из образцов диаметром 40 мм (как в ОСТ-39-195-86), в силу ряда объективных причин, не всегда применимо.

В ПАО «НК «Роснефть» проблема обоснования остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения критична для кавернозно-трещиноватых карбонатных пластов нефтегазовых месторождений Оренбурга (3л, Дфр, Д₅, Д₆ и т.д.), Печоры (С₃k+g), Восточной Сибири (Ос, Ук, Пр), где остаточная нефтенасыщенность изменяется от 28 до 57 %.

Переход на большеразмерные образцы керна для кавернозных неоднородных разностей карбонатного коллектора (доломитов) был предложен более 10 лет назад экспериментаторами ФГБУ «ВНИГНИ», ООО «ПермНИПИнефть», ОАО «НПЦ «Тверьгеофизика». Однако подобное изучение карбонатных коллекторов не является массовым, так как требуется формирование целой цепочки исследований, начиная с пробоподготовки, определения фильтрационно-емкостных свойств, создания остаточной водонасыщенности и самое главное — наличия специализированных фильтрационных стендов для проведения потоковых экспериментов, что требует больших финансовых вложений и является сдерживающим фактором для многих лабораторий. Как показали наблюдения исследователей на карбонатном керновом материале Тимано-Печорской провин-

ции [1], коэффициент вытеснения при заводнении полноразмерного кавернозно-трещиноватого керна всегда выше, чем на стандартных образцах того же объекта. М.Л. Сургучев и др. [2], исследуя процессы вытеснения нефти водой из карбонатов Волго-Уральской провинции и на искусственных синтетических кавернозно-трещиноватых моделях из мрамора и плексигласа, обратили внимание на то, что с увеличением размеров каверн коэффициент вытеснения снижается. Поведение относительных фазовых проницаемостей в критических точках при однофазной фильтрации нефти при неснижаемой водонасыщенности ($K_{во}$) и воды при остаточной нефтенасыщенности для полноразмерных и стандартных образцов только начинают исследовать [3, 4]. Необходимо отметить, что в указанных лабораториях эксперименты на образцах увеличенного диаметра проводились на установках, в которых насыщенность модели пласта оценивалась по методу материального баланса либо по измерениям удельного электрического сопротивления [5], что не всегда корректно для подобных коллекторов, поскольку при этом снижаются точность результатов экспериментов и их ценность.

В лаборатории изучения физики пласта ООО «ТННЦ» для нефтегазодобывающих подразделений ПАО «НК «Роснефть» тесты по определению коэффициента вытеснения заводнением для карбонатных коллекторов проводятся на протяжении 10 лет как по стандартизованному подходу с использованием образцов размером 30 и 38 мм, так и на полноразмерном керне. Сопоставление результатов исследований фильтрационно-емкостных свойств, коэффициента вытеснения на разноразмерных образцах керна показывает отсутствие петрофизических зависимостей либо снижение эффективности вытеснения с увеличением размера (диаметра) модели пласта.

Объяснить подобное наблюдение без фильтрационного стенда с рентгеновским компьютерным томографом не представлялось возможным, так как по завершении теста можно было лишь оценить количество остаточной нефти без знаний о ее объемно-структурном распределении внутри горной породы-коллектора. Все ранние эксперименты проводились на разнообразном оборудовании, различных образцах (и по размеру, и по месту отбора/изготовления), и расчет $K_{но}$ ($K_{выт}$) выполнялся, как правило, методом материального баланса по показаниям градуированного пластового сепаратора, реже — по результатам разгонки остаточных флюидов в аппаратах Дина – Старка.

Для уточнения влияния размера исследуемого образца горной породы на результаты $K_{но}$ и $K_{выт}$ была проведена серия тестов по нефтедобыче с заводнением на образцах карбонатного трещиновато-кавернозного коллектора разного геометрического размера с одного места отбора. При этом на полно-

Рис. 2. Полноразмерный образец керна — модель пласта D_{5-2}
Fig. 2. Whole core — model of D_{5-2} layer



размерном образце в режиме реального времени с помощью рентгеновского объемного сканирования отслеживалась динамика изменения нефтенасыщенности, миграция/перемещение отдельных капель, ганглий нефти по полостям, кавернам, порам при нагнетании, движении в них воды.

Исследование полноразмерного образца

Объектом исследования влияния «масштабного эффекта» на полноту нефтевытеснения являлся цилиндрический полноразмерный образец (Пр) керна диаметром 75 мм и высотой 100 мм из пласта D_{5-2} , представленный реликтово-органогенным тонко-мелкокристаллическим пористо-кавернозным доломитом с пещеристыми полостями (рис. 2). Образец был изготовлен и обточен на токарном станке из полноразмерного керна с изначальным диаметром 100 мм. Внешний визуальный осмотр, измерение газопроницаемости в четырех плоскостях, анализ рентгеновским компьютерным томографом, а также сканирование показали отсутствие слоистости образца при явной неоднородности порового пространства, формируемого пористой матрицей кавернами. Основные фильтрационно-емкостные свойства полноразмерного образца керна пласта D_{5-2} : K_p — 12,5 %; $K_{пв}$, определенный по РКТ, — 10,3 %; $K_{п\perp}$ — $30,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Рис. 3. Поточковая установка в комплекте с рентгеновским компьютерным томографом

Fig. 3. Waterflood laboratory setup with CT-scanner

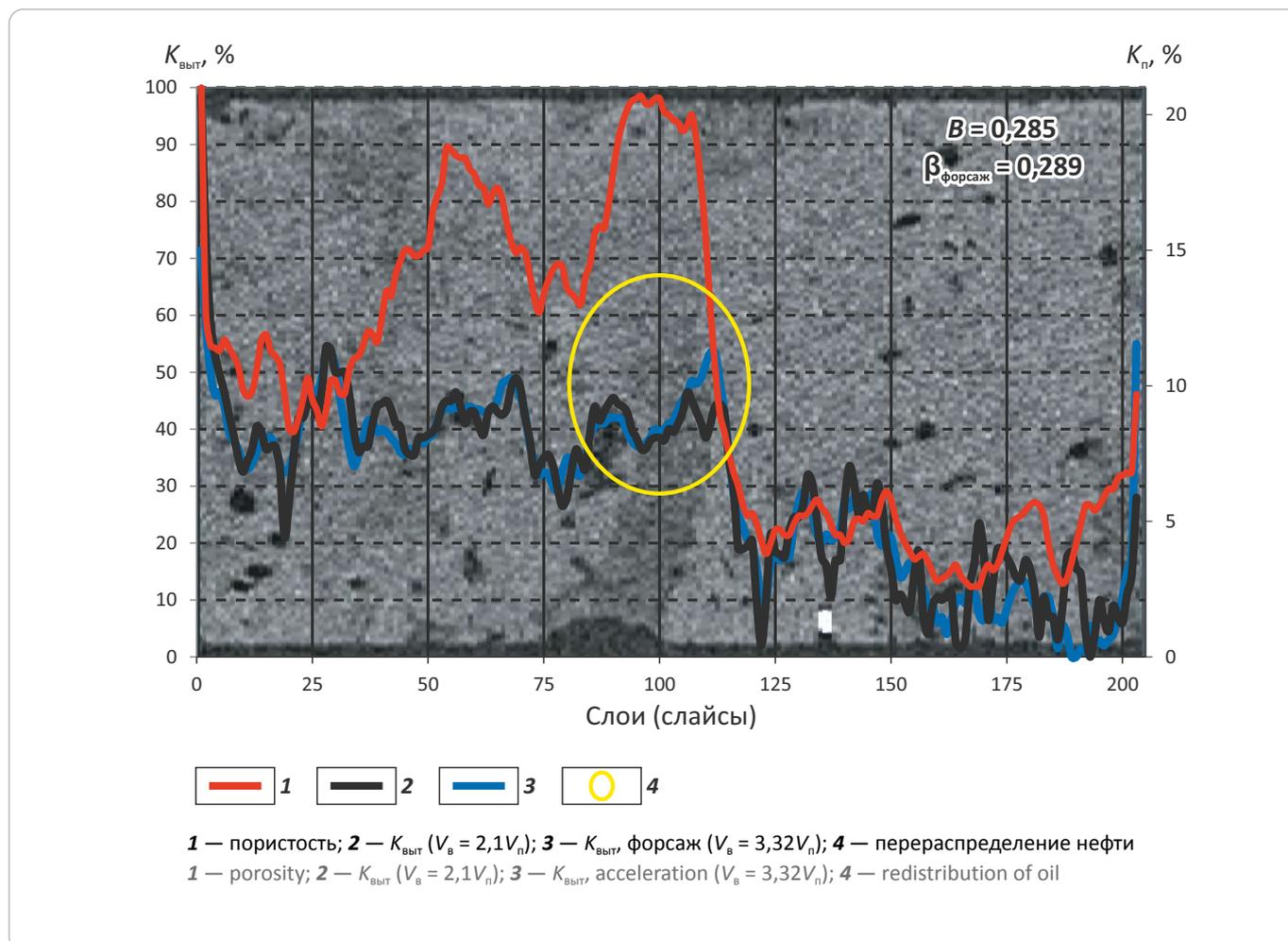


Физический эксперимент по вытеснению нефти водой (заводнение) на полноразмерном образце проводился на потоковой установке с рентгенопрозрачным кернодержателем и с определением значения водонефтенасыщенности по данным сканирования на рентгеновском компьютерном томографе HD-360-16 компании Toshiba Aquilion (рис. 3).

Этапы проведения эксперимента по заводнению модели пласта с использованием рентгеновского сканирования 3D традиционны. Проводится монтаж модели пласта в рентгенопрозрачном кернодержателе, далее следует его нагрузка давлениями гидравлического обжима и поровым, нагрев до пластовой температуры. Затем осуществляется сканирование «сухой», очищенной от УВ и растворимых в воде солей модели пласта, с допущением отсутствия остаточной воды в кавернах и трещинах коллектора. Далее проводится полное насыщение пор и пустот коллектора изовязкой нефтью, рентгеновское сканирование при коэффициенте нефтенасыщенности ($K_{нн}$), равном 100 %, затем выдержка в статике 3 сут для восстановления смачиваемости скелета. Вытеснение нефти происходит в режиме поддержания постоянного расхода водным раствором NaI + NaCl с одновременным 3D-сканированием каждые 15 мин всей модели пласта. Параллельно с оценкой насыщенности по рентгеновскому компьютерному томографу проводится расчет вытесненной нефти и $K_{но}$ методом материального баланса по данным сепаратора на выходе продукта из полноразмерного образца. После завершения процесса вытеснения следует этап очистки образца непосредственно в кернодержателе установки (экстракция, обессоливание). После сушки «модели пласта» продувкой горячим воздухом образец в кернодержателе вакуумируется, насыщается вытесняющим рабочим раствором до 100 %-го водонасыщения ($K_v = 100$ %) и фиксируется второй опорный профиль. Далее рассчитываются пористость/пустотность, водонасыщенность по полулогарифмическому закону Бугера – Ламберта.


METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS
Рис. 4. Результаты заводнения полноразмерного образца с расчетом насыщенности по значениям сканирования рентгеновским компьютерным томографом

Fig. 4. The results of whole core waterflooding with calculation of saturation from CT-scanning data


Условия проведения эксперимента

Поровое давление — 7 МПа; псевдогорное давление — 28 МПа; температура пласта — +77 °С; вязкость изовязкозной модели нефти — 0,55 мПа · с; модель воды для заводнения — $C_b = 230 \text{ г/дм}^3$ (NaI + NaCl) (соответствует минерализации пластовой воды); расход воды при заводнении — $9 \text{ см}^3/\text{ч}$; увеличенный режим заводнения (форсаж) — $18 \text{ см}^3/\text{ч}$.

Результаты вытеснения нефти для полноразмерного образца

Визуализированные результаты заводнения представлены после переобработки 3D-распределения насыщенности в 2D (рис. 4). По графику 2D-распределения пористости/пустотности вдоль образца наблюдается неравномерное строение пустотного пространства, выделяются две характерные зоны при вытеснении нефти:

1) от 0 до 110 слайса — кавернозная, $K_p = 15 \%$, $K_{\text{выт}} = 41 \%$;

2) от 110 до 200 слайса — поровая, $K_p = 5 \%$, $K_{\text{выт}} = 3 \%$.

В целом по полноразмерному образцу кавернозного коллектора коэффициент $K_{\text{выт}}$, рассчитанный по результатам рентгеновского компьютерного томографа, составил 28,9 %, а по методу материального баланса — 34,8 %. Рассчитанный по методу материального баланса $K_{\text{выт}} = 34,8 \%$. Отличие результатов связано с тем, что на поверхности образца объем пустот всегда занижается, так как при взвешивании его с жидкостью в воздухе часть последней вытекает из больших каверн. Это явление приводит к увеличению погрешности определения $K_{\text{выт}}$ методом материального баланса.

Следует отметить, что после прорыва воды из модельного пласта и после форсированного вытеснения по рентгеновскому компьютерному томографу наблюдаются зоны, где происходит явное перераспределение нефти между кавернами (см. рис. 4). Однако эта нефть в них подвижна только на уровне отдельных каверн/пустот, так как она не достигает выходного торца керна.

Рис. 5. Сегментирование полноразмерного образца, изготовление образцов диаметром 30 мм

Fig. 5. Cutting 30 mm core plugs out of whole core



Таблица. Результаты определения коэффициентов вытеснения на образце керна диаметром 75 мм и изготовленных из него образцов диаметром 30 мм

Table. The results of displacement ratio determination on 75 mm whole core sample and 30 mm plugs cut out of it

Образец	L, мм	Ø, мм	V _{обр} , см ³	K _{пр} , %	Газо-проницаемость, n · 10 ⁻³ мкм ²	K _{пр} (нефть), n · 10 ⁻³ мкм ²	V _{пор} , см ³	V _{выт. нефти} , см ³	K _{выт}	K _{выт. синт} , %
Пр	102	76	461	10,4	30	1	%	16,1	28,9	—
А ()	58	30	32,7	18	5000	1040	7,16	2,1	29,3	27,9
В (⊥)	39	30	25,4	4,5	0,005	—	1,18	0	0	
С (⊥)	32	30	20,7	6	1,2	0,5	1,33	0,6	44,9	

Исследование вытеснения на стандартных образцах

После завершения эксперимента по заводнению на полноразмерном образце, по результатам рентгеновского компьютерного томографа с помощью специализированного программного обеспечения его виртуально сегментировали по структуре пустот на характерные 3D-участки. Далее из контрастных по виртуальным характеристикам зон изготовили образцы стандартного диаметра 30 мм (рис. 5). Характерные участки для изготовления цилиндров выбирались исходя из основных составляющих порового пространства карбонатного коллектора: трещиновато-кавернозная часть — образец А, порово-кавернозная — образец С и низкопроницаемая матрица — образец В. Для последующего сопоставления результатов заводнения на разномасштабных моделях пласта все образцы размером 30 мм планировалось изготавливать в направлении, перпендикулярном напластованию, т. е. в направлении фильтрации полноразмерного образца. Но при виртуальном сегментировании кавернозной части модели невозможно было найти место, из которого можно было бы изготовить стандартный образец без риска его

разрушения. Поэтому образец выбуривался с преобладанием каверновой составляющей параллельно напластованию (образец А), а образцы В и С были изготовлены перпендикулярно напластованию. Образцы очищались от УВ согласно ГОСТу в растворителях и затем обессоливались, сушились с последующим определением фильтрационно-емкостных свойств (таблица).

Для каждого образца были выполнены эксперименты по вытеснению нефти водой в условиях, сопоставимых с заводнением, с определением K_{но} и K_{выт} методом материального баланса. Исследования выполнялись по методике, рекомендованной ОСТ-39-186-89 на установке AFS-302 компании Corelab. Так как тесты проводились на единичных образцах, то для исключения «концевых» эффектов по торцам модели пласта (на входе и выходе) устанавливались образцы/вставки из кварцевого песчаника с газопроницаемостью 4,2 · 10⁻³ мкм². Коэффициенты остаточной нефтенасыщенности определялись после разгонки флюидов по окончании тестов на аппаратах Дина – Старка. Результаты экспериментов для полноразмерных и стандартных образцов представлены в таблице.

Сравнение результатов коэффициентов вытеснения на моделях различного размера

Эксперименты показали, что в *кавернозной части* коллектора у полноразмерного образца $K_{\text{выт}} = 41\%$, а у стандартного образца $K_{\text{выт}} = 29,3\%$. В *поровой части* у полноразмерного образца значения этих параметров, наоборот, меньше, чем у синтетической (по сумме параметров образцов В и С) стандартной модели ($K_{\text{выт}}$ равен 17 и 23,9 % соответственно). В матрице (низкопроницаемый образец) вытеснения нефти при градиенте давления на модель 38 МПа/м не наступило. То есть, распределение объема остаточной нефти к объему пустот у полноразмерного и стандартного образцов явно отличается. В полноразмерном образце основная часть нефти добывается из полостей и по трещинам выходит на поверхность без охвата поровой части коллектора. В стандартном образце в кавернозно-трещиноватых разностях коллектора при заводнении происходит ранний прорыв воды, большая часть нефти, относительно объема пор, остается неподвижной за фронтом воды. В то время как в поровой его части движение фронта более выдержанное, устойчивое. Вместе с тем значения коэффициентов вытеснения синтетической модели (суммарно по всем стандартным цилиндрам) и полноразмерного образца находятся в пределах погрешности методик определения искомым значений, отличаются на 1 %.

Выводы

1. Лабораторный метод оценки вытеснения нефти водой и применение рентгеновского компьютерного томографа при выборе участков для из-

готовления образцов карбонатных трещиновато-кавернозно-пористых коллекторов подтвердили свою актуальность и высокую информативность.

2. Коэффициент вытеснения, полученный на полноразмерном образце керна из пласта-коллектора, может быть как больше, так и меньше, чем значение этого параметра по стандартным образцам, изготовленным из полноразмерного образца.

3. Коэффициент вытеснения полноразмерного образца, определенный с помощью рентгеновского компьютерного томографа, сопоставим со значением коэффициента вытеснения синтетической модели по всем образцам диаметром 30 мм с учетом всех составляющих порового пустотного пространства кавернозно-трещиноватого коллектора.

4. По данным рентгеновского компьютерного томографа зафиксировано, что, при заводнении коллектора с поддержанием постоянного расхода воды, нефть внутри каверн и полостей остается подвижной после прохождения фронта и может перемещаться отдельными глобулами, что на других установках для фильтрационных исследований (УЭС, X-ray с линейным 2D-сканированием) зафиксировать невозможно.

5. Массовое изучение трещиновато-кавернозных коллекторов на полноразмерных образцах керна требует формирования полного цикла подготовки, специального оборудования и проведения исследований. Это особенно актуально для потоковых гидродинамических физических экспериментов (рентгеновский компьютерный томограф + фильтрационная установка), так как качество запасов постоянно снижается, а цена прогноза добычи растет.

Литература

1. Гурбатова И.П., Михайлов Н.Н. Масштабные и анизотропные эффекты при экспериментальном определении физических свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Каротажник. – 2011. – Т. 205. – № 7. – С. 138–145.
2. Сургучев М.Л., Колганов В.И., Гавура А.В. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. – М.: Недра, 1987. – 230 с.
3. Аксельрод С.М. Неразрушающее исследование образцов пород методами магнито-резонансной и рентгеновской томографии (по материалам зарубежной литературы) // Каротажник. – 2011. – Т. 208. – № 10. – С. 77–113.
4. Михайлов Н.Н. Петрофизические проблемы геомоделирования // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы. – М.: ООО «EAGE Геомодель», 2015. – С. 10.
5. OST-39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: Миннефтепром, 1988.

References

1. Gurbatova I.P., Mikhailov N.N. Masshtabnye i anizotropnye efekty pri eksperimental'nom opredelenii fizicheskikh svoystv slozhnopostroennykh karbonatnykh kolektorov [Effects of the core scale and anisotropy in the experimental evaluation of the physical properties of the complex-structure reservoirs]. *Karotazhnik*. 2011;205(7):138–145. In Russ.
2. Surguchev M.L., Kolganov V.I., Gavura A.V. Izvlechenie nefi iz karbonatnykh kolektorov [Oil recovery from carbonate reservoirs]. Moscow: Nedra; 1987. 230 p. In Russ.
3. Aksel'rod S.M. A nondestructive study of rock samples by a magnetic resonance tomography or an x-ray one (based on foreign publications). *Karotazhnik*. 2011;208(10):77–113. In Russ.
4. Mikhailov N.N. Petrofizicheskie problemy geomodelirovaniya [Petrophysical problems of geomodeling]. In: *Petrofizika slozhnykh kolektorov: problemy i perspektivy*. Moscow: EAGE Geomodel; 2015. pp. 10. In Russ.
5. OST-39-235-89. Neft'. Metod opredeleniya fazovykh pronitsaemostei v laboratornykh usloviyakh pri sovmestnoi stacionarnoi fil'tratsii [Oil. Method for determination of relative permeability in laboratory conditions with stationary collaborative filtration]. Moscow: Minnefteprom; 1988. In Russ.

Информация об авторах

Комисаренко Алексей Сергеевич

Главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Горького, 42
e-mail: ASKomisareko@tnnc.rosneft.ru

Кочетов Алексей Валентинович

Начальник отдела
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Горького, 42
e-mail: avkochetov@tnnc.rosneft.ru

Загоровский Алексей Анатольевич

Заведующий лабораторией
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Горького, 42
e-mail: AAZagorovsky@tnnc.rosneft.ru

Кузнецов Евгений Геннадьевич

Главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Горького, 42
e-mail: egkuznetsov2@tnnc.rosneft.ru

Федорцов Илья Владимирович

Ведущий специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Горького, 42
e-mail: ivfedorsov@tnnc.rosneft.ru

Information about authors

Aleksei S. Komisarenko

Chief Specialist
Tyumen Petroleum Research Center,
42, ul. Gor'kogo, Tyumen, 625048, Russia
e-mail: ASKomisareko@tnnc.rosneft.ru

Aleksei V. Kochetov

Head of Department
Tyumen Petroleum Research Center,
42, ul. Gor'kogo, Tyumen, 625048, Russia
e-mail: avkochetov@tnnc.rosneft.ru

Aleksei A. Zagorovskii

Head of Laboratory
Tyumen Petroleum Research Center,
42, ul. Gor'kogo, Tyumen, 625048, Russia
e-mail: AAZagorovsky@tnnc.rosneft.ru

Evgenii G. Kuznetsov

Chief Specialist
Tyumen Petroleum Research Center,
42, ul. Gor'kogo, Tyumen, 625048, Russia
e-mail: egkuznetsov2@tnnc.rosneft.ru

Il'ya V. Fedortsov

Leading Specialist
Tyumen Petroleum Research Center,
42, ul. Gor'kogo, Tyumen, 625048, Russia
e-mail: ivfedorsov@tnnc.rosneft.ru



ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

19-я Северо-Каспийская региональная выставка «Атырау Нефть и Газ»

7–9 апреля 2022

Казахстан, Атырау

Подробная информация:

www.oil-gas.kz

Итеса



УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-59-66

Типы месторождений углеводородов в южной части Предуральяского прогиба

© 2021 г. | Р.Х. Масагутов¹, В.В. Киселев², С.В. Хакимова²¹ГБНУ «Академии наук Республики Башкортостан», Уфа, Россия; masagutovr@mail.ru;²ООО НПЦ «Геостра» (АО «Башнефтегеофизика»), Уфа, Россия; kvv@bngf.ru; sveta_h@bngf.ru

Поступила 13.11.2020 г.

Доработана 27.11.2020 г.

Принята к печати 17.05.2021 г.

Ключевые слова: нефть; газ; перспективы; Башкортостан; Предуральский прогиб.

Аннотация: В южной части Предуральяского краевого прогиба открыто свыше 50 месторождений нефти и газа в отложениях пермского, каменноугольного и девонского возраста. На севере рассматриваемой территории, в Юрюзано-Сылвенской депрессии, продуктивными являются преимущественно отложения среднего и верхнего карбона. Месторождения приурочены к локальным поднятиям, расположенным на структурно-тектонических террасах, ступенчато спускающихся в восточном направлении. Южнее, в пределах Бельской депрессии и Шихано-Ишимбайской седловины, месторождения приурочены к турнейско-франским и артинским отложениям. Распространены залежи структурного и структурно-тектонического типов. Многие месторождения приурочены к органогенным постройкам. В пределах Мраковской депрессии выделено три типа месторождений. К первому типу отнесены месторождения, расположенные в западной части депрессии и приуроченные к сакмарско-артинским рифовым массивам. Месторождения второго типа находятся на востоке и сопряжены с антиклинальными складками в висячих крыльях надвигов (кинзебулатовский тип). Месторождения центральной части Мраковской депрессии, заключенные между западной бортовой зоной и надвиговыми структурами Южного Урала, отнесены к третьему (белоглинскому) типу. В нем углеводороды сосредоточены в трещиноватых известняках ардатовского горизонта. Перспективы рассматриваемой территории связаны с малоизученными отложениями рифея, венда и нижнего палеозоя, автохтонными частями надвигов в западном обрамлении Южного Урала, нижнепермскими органогенными постройками, а также флишевыми отложениями, заполняющими Предуральский крайевой прогиб. Важно отметить, что в Предуральском прогибе не проводились исследования по оценке перспектив нетрадиционных источников углеводородов, например битуминозных сланцев доманиковского возраста.

Для цитирования: Масагутов Р.Х., Киселев В.В., Хакимова С.В. Типы месторождений углеводородов в южной части Предуральяского прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 59–66. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-59-66.

Types of hydrocarbon fields in the southern part of Pre-Urals foredeep

© 2021 | R.Kh. Masagutov¹, V.V. Kiselev², S.V. Khakimova²¹Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan, Ufa, Russia; masagutovr@mail.ru;²Geostra, Ufa, Russia; kvv@bngf.ru; sveta_h@bngf.ru

Received 13.11.2020

Revised 27.11.2020

Accepted for publication 17.05.2021

Key words: oil; gas; prospects; Bashkortostan; Pre-Urals foredeep.

Abstract: In the southern part of the Pre-Urals foreland basin, more than fifty oil and gas fields have been discovered in the Permian, Carboniferous and Devonian deposits. In the north of the territory under consideration, in the Yuryuzano-Sylvenskaya Depression, the productive deposits are mainly represented by those Middle and Upper Carboniferous. The fields are associated with local uplifts situated on the structural-tectonic terraces step-by-step sloping down eastwards. Further southward, within the Belskaya Depression and the Shikhano-Ishimbayskaya Saddle, the fields are associated with the Tournaisian-Frasnian and Artinskian deposits. Pools of the structural and structural-tectonic types are widespread. Many fields are confined to the organogenic buildups. Within the Mrakovskaya Depression, three types of fields are identified. The first type fields occur in the depression's western part and associated with the Sakmarian-Artinskian reef massifs. The second type fields are found in the east and associated with anticlinal folds in the hanging walls of thrusts (Kinzebulatovsky type). The third (Beloglinsky) type fields of the central part of the Mrakovskaya Depression occur between the western flank and overthrust structures of Southern Urals. In these fields, hydrocarbons are concentrated in the fractured limestones of the Ardatovsky horizon. Prospects of the territory under consideration are associated with the following geological features: Riphean, Vendian and Lower Paleozoic deposits having poor exploration maturity; autochthonous parts of thrusts in the western framing of Southern Urals; Lower Permian organogenic buildups; and flysch deposits infilling the Pre-Urals foreland basin. It should be noted that no studies have

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

been carried out in the Pre-Urals foredeep to assess the prospects of unconventional hydrocarbon sources, for example, the Domanic bituminous shales.

For citation: Masagutov R.Kh., Kiselev V.V., Khakimova S.V. Types of hydrocarbon fields in the southern part of Pre-Urals foredeep. Geologiya nefi i gaza. 2021;(4):59–66. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-59-66. In Russ.

Введение

Южная часть Предуральского краевого прогиба состоит (с севера на юг) из Юрюзано-Сылвенской, Бельской и Мраковской депрессий. Первая и вторая разделены между собой Каратауским тектоническим комплексом, а вторая и третья — Шихано-Ишимбайской седловиной (рис. 1). Весь Предуральский краевой прогиб прослеживается более чем на 2000 км вдоль складчатого Урала и имеет форму впадины субмеридионального простирания [1]. В пределах Республики Башкортостан его ширина варьирует от 40 до 80 км и выполнен он в основном пермскими отложениями. На западе Предуральский краевой прогиб граничит с Восточно-Европейской платформой, а на востоке — с сооружениями складчатого Урала по линии выходов на поверхность каменноугольных отложений (см. рис. 1). В депрессиях и Шихано-Ишимбайской седловине вдоль границы Восточно-Европейской платформы сравнительно узкой полосой развиты дуванские и ишимбайские рифовые сооружения асельско-сакмарско-артинского возраста. Эта «цепочка» представляет собой крупнейший барьерный риф ранней перми, сформировавшийся в зоне перехода мелководного открытого морского бассейна на западе в глубоководный — на востоке. На территории Предуральского краевого прогиба повсеместно развиты дизъюнктивные нарушения: сбросы, взбросы, сдвиги, надвиги. Разломы, как правило, имеют линейный характер и прослеживаются большей частью параллельно Уралу на десятки километров, осложняя строение протяженных антиклинальных зон. Тектонические движения вызвали развитие трещинных коллекторов, с которыми нередко связаны залежи нефти с различными покрывками.

Юрюзано-Сылвенская депрессия

По геофизическим данным, в Юрюзано-Сылвенской депрессии поверхность кристаллического фундамента погружается с севера на юг и юго-восток от отметок –3 до –10 км. Залегающий на фундаменте рифей-вендский структурный этаж бурением изучен очень слабо. Условия залегания отложений верхнего девона и карбона в основном обусловлены морфологией поверхности подстилающих древних пород. Характерной особенностью тектоники пермских отложений является общее региональное их падение в западном направлении, тогда как отложения девона и карбона в современных границах впадины падают на восток и юго-восток. Основными продуктивными горизонтами являются отложения среднего и верхнего карбона.

В структуре среднего карбона на западе Юрюзано-Сылвенской депрессии установлены структурно-тектонические террасы, свидетельствующие о ступенчатом погружении каменноугольных отложений с запада на восток: Метелинско-Кызылбаевская, Алегазовская, Устьикинская, Муслиумовская, Каракульская, Яныбаевская (рис. 2).

Террасы простираются дугообразно через всю депрессию с юга-запада на северо-восток, затем на север и далее на северо-запад, согласно с направлением западной границы Уфимского амфитеатра. Террасы осложнены локальными поднятиями — ловушками УВ.

В 1960-е гг. по результатам структурного бурения в пределах этих террас были открыты Кызылбаевское нефтяное и Метелинское газонефтяное месторождения в кровле верейского горизонта.

Метелинское газонефтяное месторождение приурочено к брахиантиклинальному поднятию с двумя куполами, промышленная нефтегазоносность которого связана с органогенно-обломочными известняками верейского горизонта (газ, нефть) и органогенно-детритовыми известняками башкирского яруса (газ, нефть).

Промышленно нефтеносными на Кызылбаевском газонефтяном месторождении являются рифовые известняки верхнего карбона, газоносными — пластовые известняки верейского горизонта.

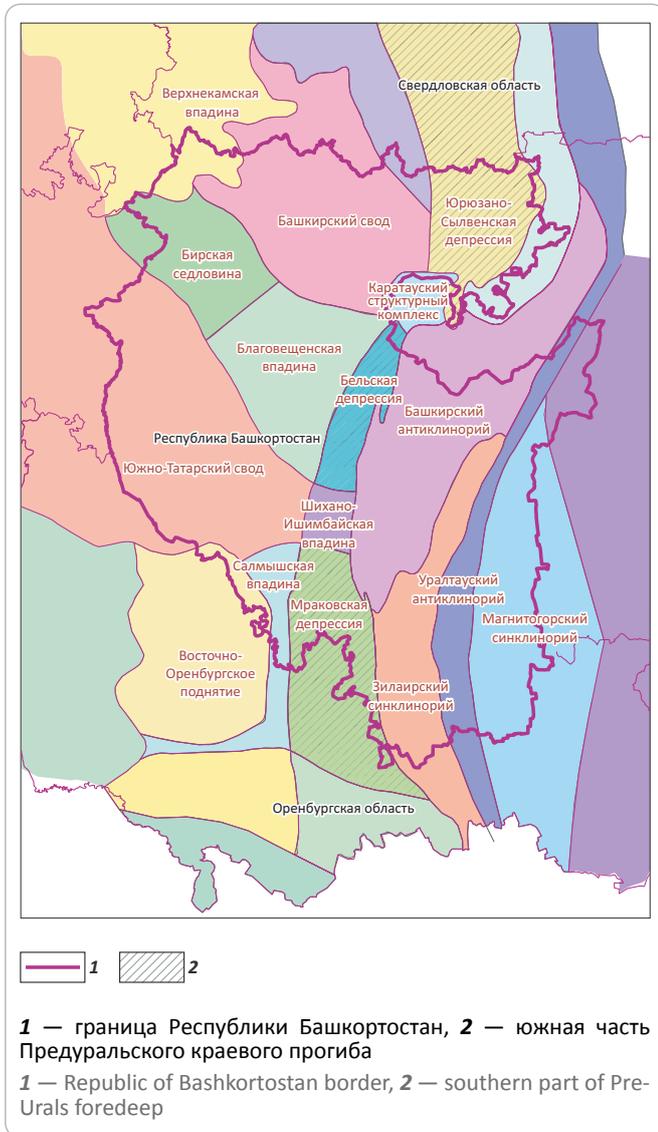
Начиная с 1970-х гг. в Юрюзано-Сылвенской депрессии, в результате работ МОГТ по отражающим горизонтам палеозоя, уточнено геологическое строение Метелинского месторождения (значительный прирост площади нефтеносности) и выявлены новые куполовидные структуры небольших размеров.

Восточнее от Метелинского месторождения расположено Яныбаевское месторождение газа, открытое в 1967 г., где газоносны отложения верхнего карбона. Месторождение приурочено к брахиантиклинальному поднятию, принадлежащему валообразной зоне северо-восточного простирания и примыкающему с юго-востока к Яныбаевскому грабенообразному прогибу.

В 1990-е гг., в течение 10 лет, в пределах западной части Юрюзано-Сылвенской депрессии проводились поисковые сейсморазведочные работы на локальных участках. В результате выявлен ряд структурно-тектонических зон, осложненных локальными сейсмическими поднятиями, по которым предполагаются залежи нефти и газа в верейских отложениях [2].

Рис. 1. Схема тектонического районирования палеозойских отложений Республики Башкортостан

Fig. 1. Tectonic zoning scheme of the Palaeozoic deposits in the Republic of Bashkortostan



В результате проведенных региональных работ в начале XXI в. установлено, что мощность осадочного чехла в восточной половине Юрюзано-Сылвенской депрессии составляет 12,5 км, выделяются крупные взбросонадвиговые дислокации с амплитудой взбросов до 500 м и более. Этими работами подтверждена ранее выявленная Леузинская структура, в пределах которой пробурена параметрическая скважина, вскрывшая додевонские отложения. В песчаниках тукаевской свиты рифея по газовому каротажу выделено два интервала с газопоказаниями, превышающими фоновые [3]. В этой же части Юрюзано-Сылвенской депрессии бурением в верхнекаменноугольно-нижнепермском флише установлены интервалы с повышенным и высоким содержанием УВ по газовому каротажу — от 0,12 до 90 % [4].

Шихано-Ишимбайская седловина и Бельская депрессия

Тектонические элементы Предуральского краевого прогиба южнее Каратауского тектонического комплекса простираются вдоль западного склона Южного Урала почти на 500 км, его ширина в современном структурном плане изменяется от 25 до 60 км. Территориально они расположены в пределах Республики Башкортостан и северной части Оренбургской области. По геолого-геофизическим данным, как отмечалось выше, здесь выделяются Бельская депрессия, Шихано-Ишимбайская седловина и Мраковская депрессия, приуроченные соответственно к северной, центральной и южной частям этого участка Предуральского краевого прогиба (см. рис. 1). По данным МОГТ, архей-раннепротерозойский фундамент Русской плиты здесь полого погружается к востоку, залегая в ее центральной части на глубине 18–20 км.

Согласно геофизическим данным, в Шихано-Ишимбайской седловине по поверхности кристаллического фундамента выделяется Ишимбайский выступ. Породы палеозоя вдоль ее западного и восточного крыльев смяты в линейные складки асимметричного строения, центральная же ее часть представлена пологой синклиналью. На западном выступе структуры отмечается крупная Шиханская антиклиналь, осложненная в своде нижнепермскими рифовыми массивами. Длина структуры 25 км, ширина 3–5 км. Западное крыло антиклинали осложнено Шиханско-Волостновским надвигом. К восточному крылу приурочено несколько антиклиналей (Буруновская, Цветаевская, Салиховская, Кинзебулатовская, Татьянаовская и Ромадановская).

В пределах Бельской депрессии открыты Лемезинское нефтяное месторождение в артинской части рифового массива, Архангельское многопластовое месторождение нефти с залежами нефти в турнейско-франских и артинских отложениях и Табынское месторождение, включающее пять разрозненных в плане залежей нефти, также в нижнепермских и турнейско-франских отложениях. Архангельское и Табынское месторождения контролируются взбросонадвигами.

В пределах этих тектонических зон, по результатам регионального профиля № 2, фундамент погружается на глубину до 14–15 км. Рифейские и вендские отложения практически не изучены, хотя на разрезе выделяются антиклинальные складки, возможно связанные со структурными ловушками тектонически экранированного типа.

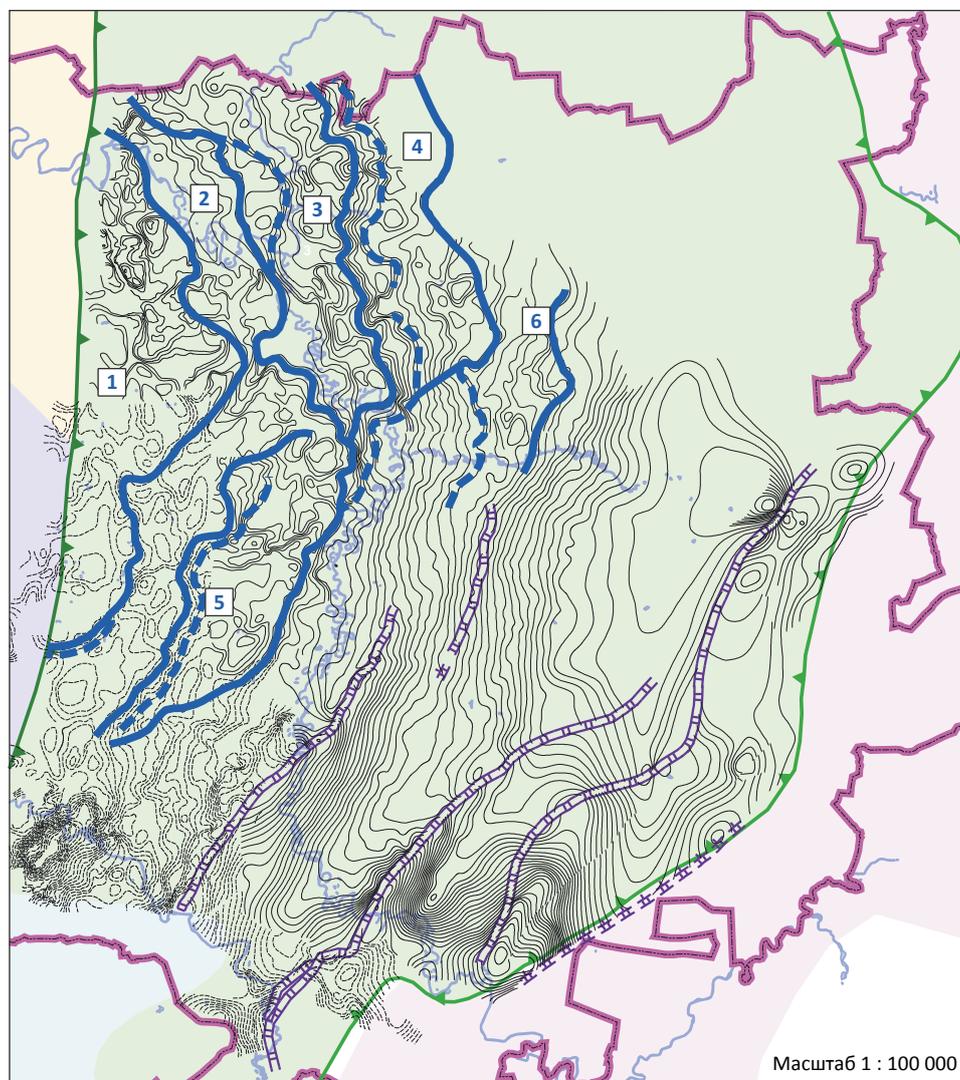
В пределах Шихано-Ишимбайской седловины открыты Буруновское, Цветаевское, Кусяпкуловское, Салиховское, Кинзебулатовское, Тейрукское, Ишимбайское и Аллакаевское месторождения. Первые пять месторождений находятся в трещиноватых мергелях



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 2. Отображение структурно-тектонических террас Юрюзано-Сылвенской депрессии на структурной схеме по кровле верейского горизонта

Fig. 2. Structural and tectonic terraces of Yuryuzano-Sylvenskaya Depression in the Vereisky Top structural map



Границы (1–4): 1 — Предуральского краевого прогиба, 2 — бровок террас, 3 — тыловых швов террас, 4 — Республики Башкортостан; 5 — надвиги и взброснадвиги; 6 — структурно-тектонические террасы Юрюзано-Сылвенской депрессии (1 — Метелинско-Кызылбаевская, 2 — Алегазовская, 3 — Устьикинская, 4 — Муслюмовская, 5 — Каракульская, 6 — Яныбаевская)

Boundaries (1–4): 1 — Pre-Urals foredeep, 2 — terrace edges, 3 — back-terrace joints, 4 — Republic of Bashkortostan; 5 — thrusts and oblique thrusts; 6 — structural and tectonic terraces of Yuryuzano-Sylvenskaya Depression (1 — Metelinsky-Kyzylbaevsky, 2 — Alegazovsky, 3 — Ust'ikinsky, 4 — Muslyumovsky, 5 — Karakul'sky, 6 — Yanybaevsky)

и карбонатах артинского возраста и приурочены к антиклинальным структурам, нарушенным дизъюнктивами. Остальные контролируются рифовыми массивами. Глубина до 1000 м (рис. 3).

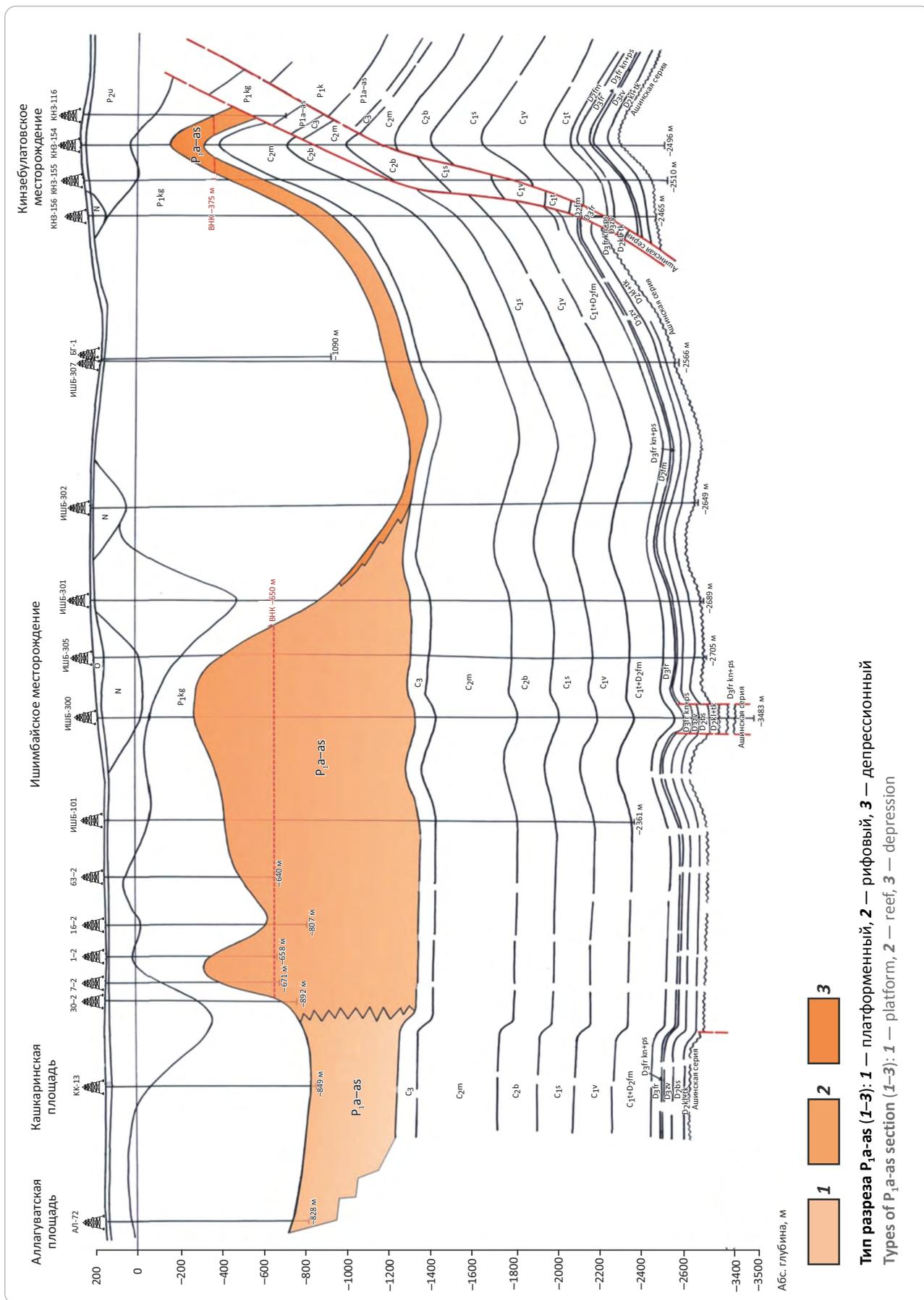
Мраковская депрессия

Мраковская депрессия расположена в южной части Башкортостана и частично в Оренбургской области. Палеозойские отложения депрессии погружаются

в южном направлении. Здесь в кунгурских отложениях выделяются все переходные формы: от пологих антиклинальных соляных вздутий до резко выраженных ядер протыкания и соляных куполов, что осложняет обработку и интерпретацию материалов сейсморазведочных работ.

В палеозойских отложениях Мраковской депрессии выделяется серия месторождений, которые мож-

Рис. 3. Типы разрезов нижнепермских отложений (Ишимбайское и Кинзебулатовское месторождения нефти)
Fig. 3. Types of Lower Permian sections (Ishimbaisky and Kinzebulatovsky oil fields)

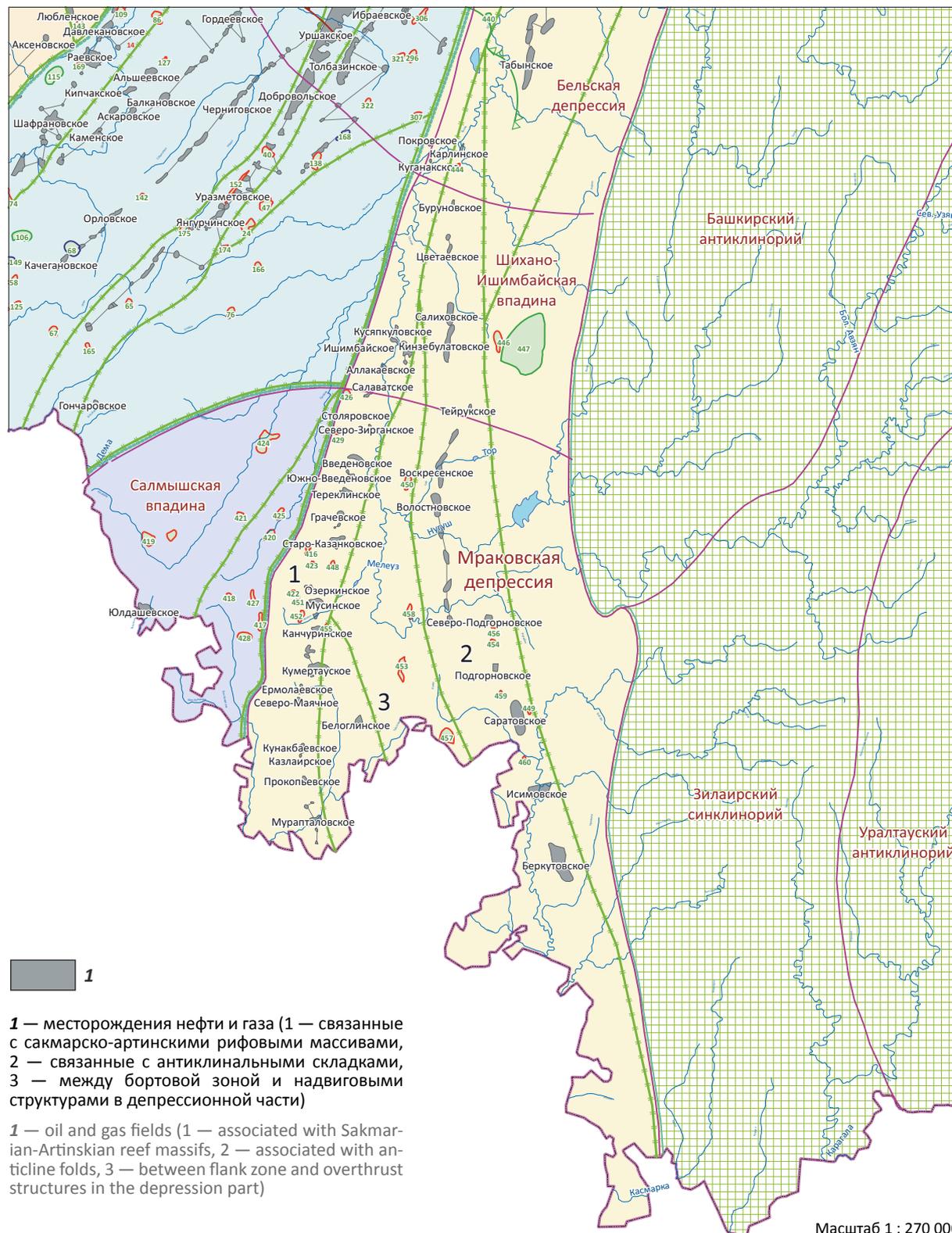




METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 4. Фрагмент тектонической схемы палеозойских отложений в пределах Мраковской депрессии

Fig. 4. Fragment of tectonic scheme of Palaeozoic deposits within the Mrakovsky depression



но разделить на три типа. Месторождения первого типа расположены в западной части Мраковской депрессии и связаны с сакмарско-артинскими рифовыми массивами. Месторождения второго типа находятся на востоке и сопряжены с антиклинальными складками кинзебулатовского типа. Месторождения депрессионной части, заключенные между бортовой зоной и надвиговыми структурами, отнесены к третьему типу — белоглинскому (рис. 4).

К первому типу нефтяных и газовых месторождений относятся: Салаватское, Столяровское, Северо-Зирганское, Введенское, Южно-Введенское, Тереклинское, Грачевское, Шамовское, Старо-Казанковское, Озеркинское, Мусинское, Канчуринское, Кумертауское, Ермолаевское, Северо-Маячное, Кунакбаевское, Казлаирское, Прокопьевское, Мурапталовское. Второй тип объединяет месторождения УВ Воскресенско-Беркутовской зоны: Воскресенское, Волостновское, Северо-Подгорновское, Подгорновское, Саратовское, Исимовское и Беркутовское в аллохтонах взброснадвигов. В автохтонных частях сейсморазведкой установлены положительные структуры в девонских отложениях [5]. К третьей группе пока можно отнести только Белоглинское месторождение нефти в трещиноватых ардаатовских известняках среднего девона. По данным сейсморазведки в этой зоне выявлено только Суракаевское поднятие, которое бурением не изучено.

В Южной части Мраковской депрессии, по данным МОГТ-2D 1970-х гг., продолжается полоса структур, не изученных бурением, в которых могут быть открыты залежи УВ.

Практически все месторождения нефти, газа и конденсата, открытые к настоящему времени в оренбургской части Мраковской депрессии, приурочены к отложениям башкирского яруса. В настоящее время известно четыре газонефтяных месторождения, одно из которых находится в разработке (Рождественское), и одно нефтяное (Тавакановское). Все газонефтяные месторождения открыты в пределах западного борта прогиба, а Тавакановское завершает линию «кинзебулатовских складок». Основные перспективы Мраковской депрессии связываются с ее западным бортом, где могут быть выявлены новые ишимбайские рифовые массивы, которые, как и в башкирской части, перекрываются мощными галогенными осадками, являющимися покрывками для залежей.

Литература

1. Киселев В.В. Перспективы нефтегазоносности Предуральского краевого прогиба // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий : мат-лы 10-й Межрегиональной науч.-практ. конф. – Уфа : ДизайнПресс, 2014. – С. 117–119.
2. Амельченко Н.Б., Лозин Е.В., Масагутов Р.Х., Солоницин С.Н. Новое в геологическом строении Юрюзано-Айской впадины и перспективы открытия в ней залежей нефти и газа // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 4. – С. 18–22.
3. Козлов В.И., Иванова Т.В., Горохов И.М., Масагутов Р.Х. и др. Литолого-петрографическая характеристика и перспективы нефтегазоносности доверхнедевонских отложений, вскрытых скважиной 1 Леузинская (северо-восток платформенного Башкортостана). – Уфа : УНЦ РАН, «ИК БашНИПнефть», ИГГД РАН, 2003. – 40 с.

Заключение

Перспективы нефтегазоносности отложений рассматриваемой части Предуральского краевого прогиба еще не исчерпаны. Они могут быть связаны с:

- рифей-вендскими слабоизученными отложениями, в которых известны многочисленные нефте- и газопроявления, а также с нижнепалезойскими терригенными образованиями, обладающими коллекторскими свойствами;
- возможными ловушками белоглинского типа в отложениях девона и других частях разреза Предуральского краевого прогиба;
- автохтонными частями взброснадвиговых дислокаций Подгорновско-Беркутовской зоны и ее южного продолжения;
- новыми нижнепермскими рифовыми массивами и трещиноватыми коллекторами артинского возраста;
- флишевой толщей, повсеместно распространенной на территории Предуральского краевого прогиба.

Основные перспективы нефтегазоносности средне-верхнекаменноугольных отложений связаны с внешней зоной Юрюзано-Сылвенской депрессии, областью карбонатного шельфа. Во внутренней зоне наиболее перспективны башкирские отложения восточного предгорного шельфа. Кроме этого, ловушки УВ могут быть обнаружены и в осевой зоне впадины, в среднекаменноугольных отложениях.

Южнее, в пределах Бельской мегавпадины (зона барьерных рифогенных ловушек ишимбайского типа) в Башкортостане, открыто много месторождений в артинских отложениях, а бортовая зона прогиба практически не изучена.

Подгорновско-Беркутовская зона является перспективной для поиска нефтяных месторождений в девонских поднадвиговых ловушках и в девонских отложениях — аналогов Белоглинского месторождения до широты Оренбургского выступа.

В пределах Предуральского прогиба не проводилось исследований по оценке перспектив нефтегазоносности нетрадиционных сланцевых источников УВ-сырья. Однако здесь присутствуют битуминозные сланцы доманикового возраста (толщина сланцев более 30 м), которые в восточных частях прогиба выходят на дневную поверхность.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

4. *Masagutov P.X., Fedorchenko V.A., Minkaev V.N., Karimov T.F.* Флишоидные отложения Юрюзано-Сылвенской депрессии — новый перспективный объект поисков залежей углеводородов // Нефтяное хозяйство. — 2013. — № 8. — С. 70–72.

5. *Амельченко Н.Б., Бакиров Р.Д., Масагутов Р.Х., Абдуллин Н.Д.* О перспективах нижнепалеозойского разреза башкирской части Мраковской депрессии // Геология, Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. — 2020. — № 27. — С. 46–51.

References

1. *Kiselev V.V.* Perspektivy neftegazonosnosti Predural'skogo kraevogo progiba [Petroleum potential of Pre-Urals foredeep]. In: *Geologiya, poleznye iskopaemye i problemy geohkologii Bashkortostana, Urala i sopredel'nykh territorii: mat-ly 10-i Mezhhregional'noi nauch.-prakt. konf.* Ufa: DizaiNPress; 2014. pp. 117–119. In Russ.

2. *Amel'chenko N.B., Lozin E.V., Masagutov R.Kh., Solonitsin S.N.* Yuryuzano-ayskaya depression: new in a geological structure, a state of base of hydrocarbonic raw material and a ways of its recovery. *Neftyanoe khozyaistvo.* 2007;(4):18–22. In Russ.

3. *Kozlov V.I., Ivanova T.V., Gorokhov I.M., Masagutov R.Kh., et. al.* Litologo-petrograficheskaya kharakteristika i perspektivy neftegazonosnosti doverkhnedevonskikh otlozhenii, vskrytykh skvazhinoi 1 Leuzinskaya (severo-vostok platformennogo Bashkortostana) [Lithologic and petrographic characteristics and petroleum potential of Upper Devonian deposits encountered by 1 Leuzinsky well (north-eastern part of platform Bashkortostan)]. Ufa: UNTS RAN, «IK BaSHNIPineft'», IGGD RAN; 2003. 40 p. In Russ.

4. *Masagutov R.Kh., Fedorchenko V.A., Minkaev V.N., Karimov T.F.* Flysch deposits of Yuryuzano-Sylvenskaya Depression: prospective target for hydrocarbon exploration. *Neftyanoe khozyaistvo.* 2013;(8):70–72. In Russ.

5. *Amel'chenko N.B., Bakirov R.D., Masagutov R.Kh., Abdullin N.D.* О перспективах нижнепалеозойского разреза башкирской части Мраковской депрессии [Prospects of Lower Palaeozoic section in the Bashkirian part of Mrakovsky depression]. *Geologiya, Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnnykh resursov.* 2020;(27):46–51. In Russ.

Информация об авторах

Масагутов Рим Хакимович

доктор геолого-минералогических наук,
профессор, член-корреспондент
Академии наук Республики Башкортостан
Академия наук Республики Башкортостан,
450007 Уфа, ул. Кирова, д. 15
e-mail: masagutovr@mail.ru

Киселев Валентин Васильевич

Заслуженный геолог Российской Федерации
ООО «НПЦ «Геостра»,
450071 Уфа, ул. Луганская, д. 3
e-mail: kvv@bngf.ru

Хакимова Светлана Владимировна

Заместитель директора
ООО «НПЦ «Геостра»,
450071 Уфа, ул. Луганская, д. 3
e-mail: sveta_h@bngf.ru

Information about authors

Rim Kh. Masagutov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor, Corresponding Member
of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan
Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan,
15, ul. Kirova, Ufa, 450007, Russia
e-mail: masagutovr@mail.ru

Valentin V. Kiselev

Honored Geoscientist of the Russian Federation
Geostra (Bashneftegeofizika group of companies),
3, ul. Luganskaya, 450071, Russia
e-mail: kvv@bngf.ru

Svetlana V. Khakimova

Deputy Director
Geostra (Bashneftegeofizika group of companies),
3, ul. Luganskaya, Ufa, 450071, Russia
e-mail: sveta_h@bngf.ru

УДК 552.4

DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-67-74

Проявления серпентинизации гипербазитов доюрского комплекса на примере Уватского нефтегазоносного района

© 2021 г. | Е.А. Яцканич

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; eayatskanich@tnc.rosneft.ru

Поступила 21.10.2020 г.

Доработана 11.12.2020 г.

Принята к печати 17.05.2021 г.

Ключевые слова: *фундамент; ультрамафиты; серпентинизация; гипербазиты; перидотиты; глубинные разломы; блоковое строение; фильтрационно-емкостные свойства; рентгенофлуоресцентный анализ.*

Аннотация: В статье представлены результаты исследований серпентинизированных ультрабазитов, входящих в комплекс пород фундамента Герасимовского лицензионного участка, расположенного в Уватском нефтегазоносном районе на юге Тюменской области. Состав и строение фундамента влияют на характер магнитного и гравитационного полей. На Герасимовской площади массивы серпентинизированных перидотитов залегают на глубине около 3 км, не выделяясь яркими положительными аномалиями, поэтому контуры магматических тел обозначить проблематично. Рельеф фундамента определяет мощности коры выветривания, а вещественный состав коренных пород фундамента предопределяет состав обломочной части и глинистых компонентов в осадочных породах чехла. Также существует связь состава и структуры пород фундамента с литологическими особенностями отложений в нижних горизонтах осадочного чехла, что важно учитывать при выборе направлений работ на поиски и разведку месторождений углеводородов. Изучение фундамента поможет расшифровке геологической и тектонической истории района, поскольку влияние различных тектонических факторов на нефтегазоносность может отражаться в палеогеографии, литолого-геохимических особенностях перспективных отложений. Все результаты изучения керна, представленные в статье, являются оригинальными. В рамках статьи дана петрологическая характеристика особенностей структуры пород, слагающих крупный ультрабазитовый массив; проведено сопоставление с серпентинитами соседней Катысской площади; описаны типичные минеральные составы разновидностей серпентинитов и серпентинизированных ультрамафитов, освещены особенности химического состава, приведены микрофотографии шлифов. Правильная методика определения разновидностей серпентинитов заключается в использовании точных методов для подтверждения светооптической диагностики. По результатам исследований фильтрационно-емкостных свойств серпентинизированные перидотиты и серпентиниты Герасимовского лицензионного участка относятся к породам с низкой пористостью и проницаемостью: пористость — 0,2–5,2 %, проницаемость — $(0,01–0,06) \cdot 10^{-3}$ мкм². Плотность пород составляет 2,62–2,63 г/см³. По описанию шлифов и по железистости серпентиниты Герасимовского лицензионного участка отвечают петельчатым апоперидотитовым серпентинитам. Было высказано предположение, что серпентиниты Герасимовской и Катысской площадей представляют собой не отдельные тела, а крупные зоны серпентинитового меланжа, в основе формирования которых лежит процесс протрузивного внедрения серпентинитов. В результате проведенных исследований получены новые данные о породах фундамента, которые позволят повысить точность интерпретации геофизических данных при геологическом картировании Уватского района.

Для цитирования: Яцканич Е.А. Проявления серпентинизации гипербазитов доюрского комплекса на примере Уватского нефтегазоносного района // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 67–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-67-74.

Serpentinization of ultrabasites in pre-Jurassic series: an example of Uvatsky Petroleum District

© 2021 | E.A. Yatskanich

Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; eayatskanich@tnc.rosneft.ru

Received 21.10.2020

Revised 11.12.2020

Accepted for publication 17.05.2021

Key words: *basement; ultramafic rock; serpentinization; ultrabasite; peridotite; deep-seated faults; blocked structure; reservoir properties; X-ray fluorescence analysis.*

Abstract: The author presents the results of investigations of serpentinous ultrabasites making a part of basement rocks in the Gerasimovsky License Area situated in the Uvatsky Petroleum District (southern part of the Tyumen Region). Basement composition and structure influence the behaviour of magnetic and gravity fields. In the Gerasimovsky area, serpentinous peridotite massifs occur at a depth of about 3 km, they do not cause bright positive anomalies, so it is rather difficult to delineate plutons. The basement topography determines thickness of the weathering crust, and composition of the basement bedrocks predetermines composition of a clastic part and clay components in sedimentary rocks of the cover. There is also correlation

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

between basement rocks composition and structure and lithological features of deposits in the basal horizons of sedimentary cover, which is important to take into account when selecting focus areas for hydrocarbon fields exploration and prospecting. Studies of basement will allow interpreting geological and tectonic history of the region, as influence of many different tectonic factors on oil and gas occurrence may be manifested in paleogeography, lithological and geochemical features of promising deposits. All the results of core studies presented in the paper are original. The paper presents petrological characteristics of structural features of the rocks that compose a large ultrabasic massif, comparison with serpentinite of the neighbouring Katysky area, describes typical mineral compositions of serpentine and serpentinous ultrabasite varieties, describes special features of chemical composition, and demonstrates thin section microphotographs. The correct methodology of serpentinite varieties identification involves the use of precise methods to validate light-optical diagnostics. According to the results of reservoir properties investigation, serpentinous peridotites and serpentinites of the Gerasimovsky area belong to the rocks having low porosity and permeability, namely: porosity is 0.2 to 5.2 %, permeability — $(0.01-0.06) \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Density of the rocks is 2.62 to 2.63 g/cm³. In accordance with thin section descriptions and ferruginosity, serpentinites of the Gerasimovsky License Area correspond to netted (reticulate) protobastites. It was supposed that serpentinite of the Gerasimovsky and Katysky areas are not separate bodies, but large zones of serpentinite melange, and their formation is based on the process of protrusive injection of serpentinites. As a result of these studies, new data on basement rocks were obtained, which allow improving the accuracy of geophysical data interpretation within the framework of geological mapping of the Uvatsky region.

For citation: Yatskanich E.A. Serpentinization of ultrabasites in pre-Jurassic series: an example of Uvatsky Petroleum District. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):67–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-67-74. In Russ.

Введение

Многие геологи признают влияние фундамента на отложения осадочного чехла, которое сказывается, прежде всего, на тектоническом строении последнего [1–5]. В течение геологической истории движения блоков фундамента неоднократно возобновлялись, способствуя формированию и перестройке региональных и локальных структур, что определяло возникновение ловушек структурного и литолого-стратиграфического типов. Рельеф фундамента определяет мощности кор выветривания, а вещественный состав коренных пород предопределяет состав обломочной части и глинистых компонентов в осадочных породах [1]. Существует связь состава и структуры пород фундамента с литологическими особенностями отложений в нижних горизонтах осадочного чехла, что важно учитывать при выборе направлений работ по поиску и разведке месторождений УВ [5]. В новых районах на основании сейсмических наблюдений устанавливаются глубины залегания и рельеф фундамента, выявляются крупные тектонические нарушения. Повышение точности интерпретации геофизических данных напрямую зависит от детализации знаний о фундаменте и слагающих его породах. Изучение фундамента способствует расшифровке геологической и тектонической истории района, поскольку влияние различных тектонических факторов на нефтегазоносность может косвенно отражаться в палеогеографии, литолого-геохимических особенностях перспективных отложений.

В основу данной статьи положены результаты исследований ядра по семи скважинам Герасимовского лицензионного участка и одной скважине, пробуренной на Катысской площади. Породы представляют собой мантийные ультрабазиты доюрского возраста с разной степенью серпентинизации и, собственно, серпентиниты. Работа проводилась в Центре исследований ядра Тюменского нефтяного

научного центра с привлечением субподрядных организаций. Комплекс лабораторных методов включал рентгенофазовый и рентгенофлуоресцентный анализы, метод растровой электронной микроскопии и петрографические исследования прозрачных шлифов. Всего было изучено 75 м ядра, 40 шлифов, получено 30 результатов рентгенофлуоресцентного анализа, 20 снимков растровой электронной микроскопии, было выполнено 120 определений фильтрационно-емкостных свойств на образцах породы. Все данные, использованные в данной статье, являются оригинальными материалами с частичным использованием литературных сведений.

Изучаемая территория расположена в Уватском нефтегазоносном районе на юге Тюменской области. Детальное изучение фундамента Уватского района началось в 2010 г., тогда была построена схема распространения вещественных комплексов доюрского основания триасового и пермтриасового возраста (под редакцией Д.А. Сидорова) на территорию Центрального Увата (рис. 1), в 2013 г. аналогичная схема была составлена для Восточного Увата. К настоящему времени по результатам изучения ядра получено много новых данных о породах фундамента, которые позволяют уточнить и детализировать существующие карты и схемы геологического строения доюрского основания.

Основные химические параметры и генезис серпентинитов

Приведем петрологическую характеристику особенностей структуры пород, типичные минеральные составы разновидностей серпентинитов и серпентинизированных ультрабазитов, особенности химического состава, а также микрофотографии шлифов.

При характеристике химических параметров серпентинитов и ультрабазитов (таблица) были использованы параметры: $f = (2\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{FeO}) /$

Таблица. Основные результаты рентгенофлуоресцентного анализа и химические параметры серпентинитов и серпентинизированных магматитов Герасимовского лицензионного участка и Катысской площади

Table. Main results of X-ray fluorescence analysis and chemical parameters of serpentinites and serpentinous magmatites of the Gerasimovsky License Area and Katysky area

Скважина	Fe ₂ O ₃	MgO	SiO ₂	<i>f</i>	<i>fm</i>	<i>m</i>	Примечание
Герасимовская А	6,24	44,39	34,73	0,19	1,637	1,128	
Герасимовская В	6,8	32,20	45	0,26	1,018	0,716	
Герасимовская С	5,83	36,56	34,16	0,21	1,412	1,07	
Большетуртасская А	8,56	37,69	38,26	0,28	1,433	0,985	
Большетуртасская В	14,5	11,08	54,32	0,69	0,738	0,204	Серпентинизированный metabазальт
Катысская	5,2	49,68	33,74	0,15	1,781	1,472	

$(2Fe_2O_3 + FeO + MgO)$; $fm = (2Fe_2O_3 + FeO + MgO) / SiO_2$; $m = MgO / SiO_2$, где *f* — железистость; *fm* — основность; *m* — магнезиальность.

Значения химических параметров очень близкие, основность и магнезиальность серпентинитов в скв. Катысская несколько выше, что объясняется менее интенсивными вторичными изменениями, в частности карбонатизацией и оталькованием.

Большая часть серпентинитов образуется при гидротермальных изменениях магнезиальных минералов и магнезиального метасоматозе магматических пород ультраосновного состава, реже — при серпентинизации метаморфических и осадочных пород [6–9]. Серпентиниты также возникают в гипергенных условиях при процессах выветривания [6, 10]. Гипербазиты складчатых областей всегда в той или иной степени серпентинизированы. Многие массивы серпентинизированы нацело, а свежие ультраосновные породы являются редкостью.

Минеральные парагенезисы, возникающие при серпентинизации, во многом определяются происхождением исходных пород. Некоторые разновидности серпентинитов сложно определить под оптическим микроскопом, но рентгеновские и электронно-микроскопические исследования в большинстве случаев однозначно устанавливают видовой состав серпентинитов. Правильная методика заключается в использовании точных методов для подтверждения светооптической диагностики. В Центре исследований ядра Тюменского нефтяного научного центра используется комплекс методов, который состоит из описания шлифов, рентгенофазового и рентгенофлуоресцентного анализов породы, использования точечной диагностики минералов с помощью микрозонда в растровом электронном микроскопе. При изучении серпентинитов фундамента Герасимовской и Катысской площадей особое внимание было уделено характеристике структур пород и форм выделения серпентинитов, которые помогают при диагностике минералов и играют роль в установлении исходных пород.

Положение серпентинитов в разрезах скважин Герасимовского лицензионного участка и Катысской площади

Сплошной керн без перерыва в отборе был поднят только в скв. Большетуртасская А в интервале контакта осадочного юрского чехла и доюрского фундамента. Здесь осадочные отложения юры залегают на базальтовой толще, которая содержит зоны дробления, милонитизации и отдельные серпентинитовые блоки. В трех скважинах (Катысская, Герасимовские А и С) доюрский комплекс представлен только серпентинитами, но между осадочными юрскими отложениями и породами доюрского комплекса был перерыв в отборе керна от 15 до 113 м. В остальных скважинах серпентиниты и серпентинизированные ультрабазиты ассоциируют с базальтами, тектоническими брекчиями и туфами базальта; перерыв в отборе керна между осадочными юрскими отложениями чехла и «кристаллическими» породами доюрского комплекса составляет 137–150 м.

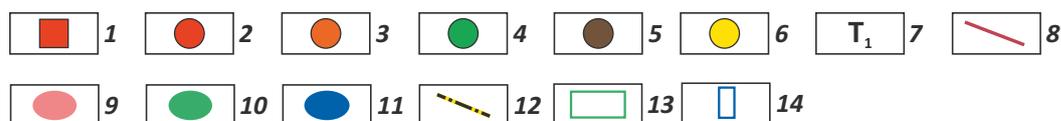
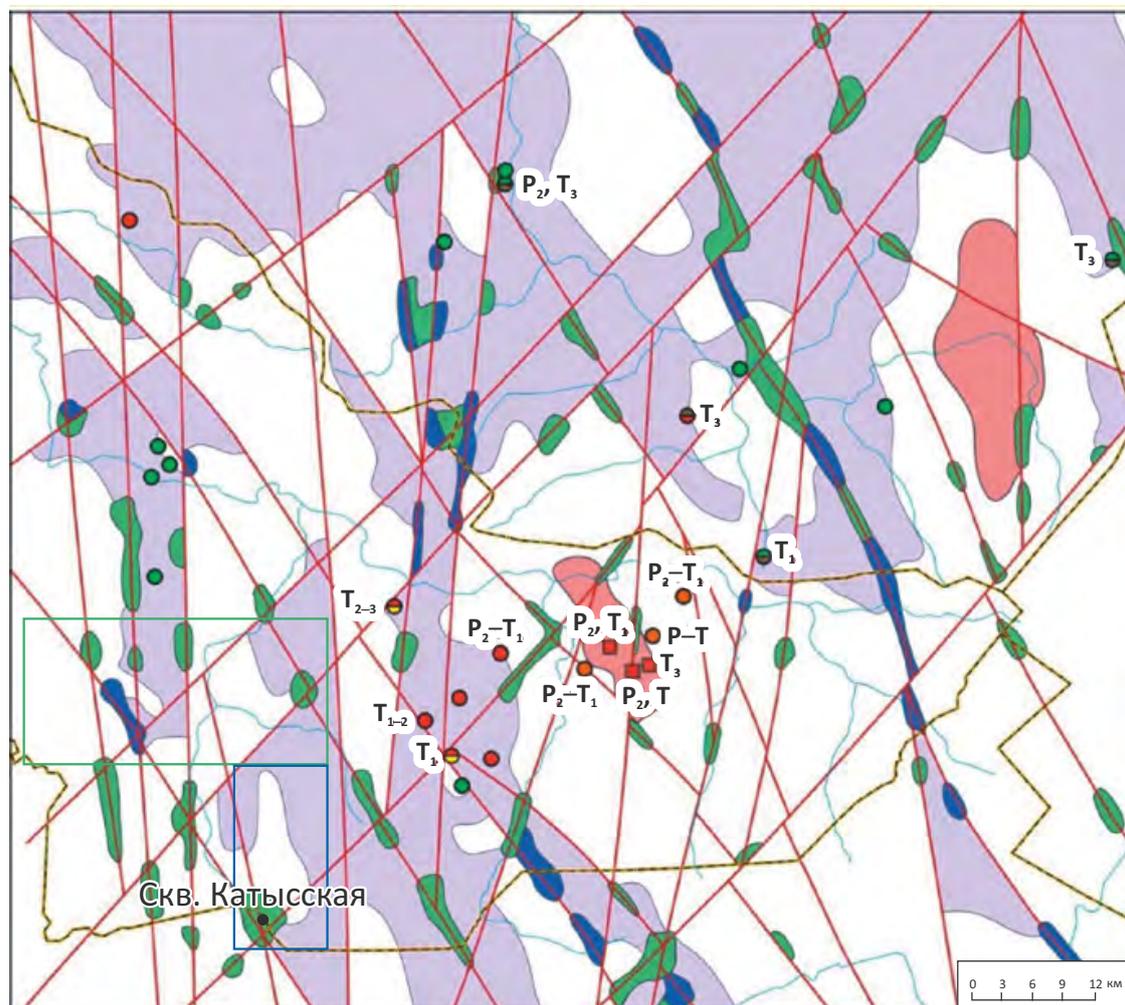
Структуры и текстуры серпентинитов

Во всех скважинах Герасимовского лицензионного участка, а также на Катысской площади в доюрском комплексе вскрыты апоперидотитовые серпентиниты. Часто породы разбиты разнонаправленными карбонатными жилами. Структура породы петельчатая, участками тонковолокнистая, пластинчатая и тонкочешуйчатая; также реликтовая фанеритовая с размерами отдельных реликтовых зерен до 5 мм (рис. 2). Серпентин образует сеть тонких переплетающихся жилок, сложенных зеленовато-желтым волокнистым хризотилом с примесью тонкодисперсного магнетита. Внутренняя часть петель заполнена буроватым серпентином, иногда с реликтами зерен оливина, с оторочками магнезита и редкого микрочешуйчатого талька. Первичную структуру гипербазитов довольно часто можно определить по сохранившимся контурам зерен исходной породы. При полном замещении породы видны только призматические и широкотаблитчатые контуры кристаллов



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 1. Схема строения пермотриасового комплекса Уватского района (под ред. Сидорова Д.А., 2010)

Fig. 1. Structural scheme of Permian-Triassic series in the Uvatsky region (edited by Sidorov D.A., 2010)


1 — гранитоиды; 2 — туфы кислого состава; 3 — порфириды андезиодацитовые, андезитовые; 4 — порфириды, лавы и туфы основного состава; 5 — глины, аргиллиты; 6 — песчаники, алевролиты; 7 — возраст пород; 8 — разломы; интрузии (9–11): 9 — кислого состава, 10 — основного состава, 11 — ультраосновного состава; 12 — административные границы; 13 — Катыйская площадь; 14 — Герасимовская площадь

1 — granitoid; 2 — acidic tuff; 3 — andesite-dacite, andesite porphyrite; 4 — basic porphyrite, lava and tuff; 5 — clay, claystone; 6 — sandstone, siltstone; 7 — results of age determination; 8 — faults; intrusions (9–11): 9 — acidic, 10 — basic, 11 — ultrabasic; 12 — administrative boundaries; 13 — Katysky area; 14 — Gerasimovsky area

пироксена. Нацело серпентинизированные участки, сложенные волокнистым и пластинчатым серпентином (хризотилом, антигоритом, баститом), имеют пластинчатую и мелкочешуйчатую структуру (рис. 3).

Минеральный состав серпентинитов

Как основные минералы серпентинитов определены: серпентин (бастит, антигорит, хризотил), псевдоморфозы серпентина и тремолита по пирок-

сену с незначительной примесью микрочешуйчатого талька, реликты оливина, магнезиальный карбонат и аксессуарные минералы: шпинель, хромшпинелид с размером индивидов до 1,2 мм и магнетит. **Бастит** — пластинчатая псевдоморфоза серпентина по ромбическому пироксену. На зернах бастита видна реликтовая спайность пироксена. Иногда встречаются участки, в которых пироксен замещается хлоритом (рис. 4).

Рис. 2. Петельчатая структура породы (Герасимовская площадь, скв. Герасимовская С. Ув. 25, николи II)

Fig. 2. Reticulate structure of the rock (Gerasimovsky area, Gerasimovsky C well. Magnification 25, II nicols)

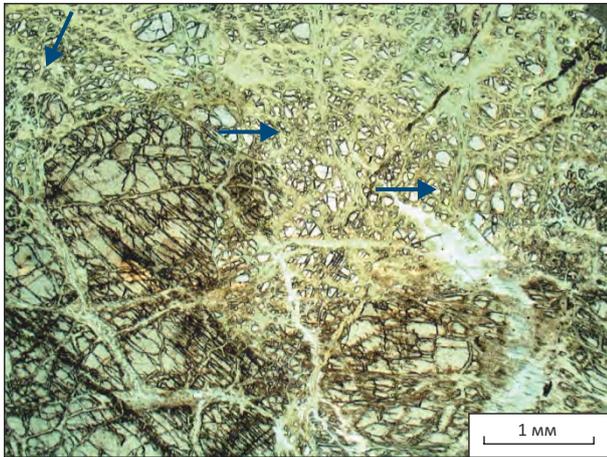


Рис. 4. Зерна бастита (Большетуртасская площадь, скв. Герасимовская А. Ув. 25, николи x)

Fig. 4. Bastite grains (Bol'sheturtassky area, Gerasimovsky A well. Magnification 25, x nicols)

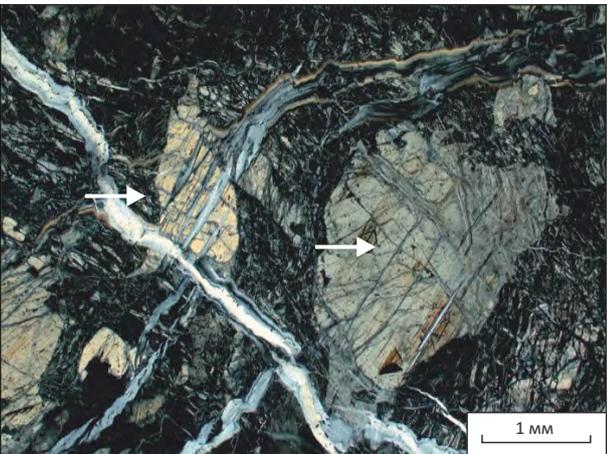


Рис. 3. Мелкочешуйчатая и пластинчатая структуры серпентинита (Катысская площадь. Ув. 25, николи x)

Fig. 3. Finely imbricate and tabular structures of serpentinite (Katysky area. Magnification 25, x nicols)

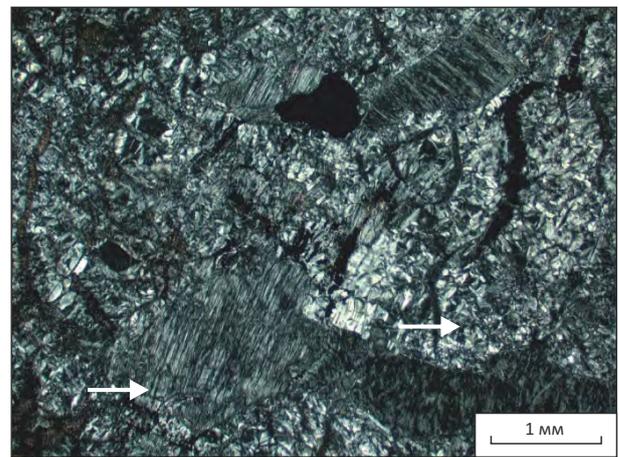
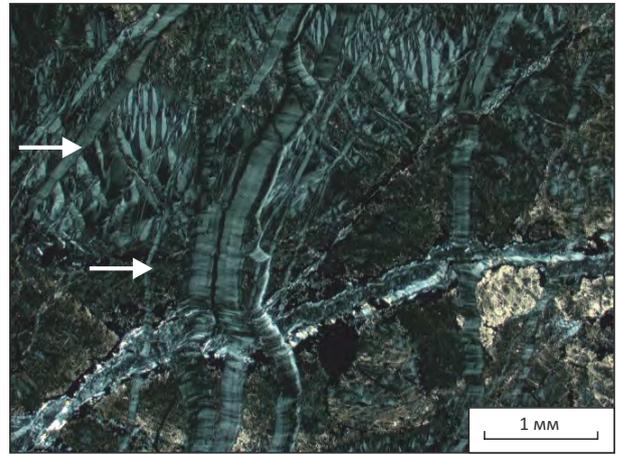


Рис. 5. Антигорит и прожилки хризотил-асбеста с поперечно-волокнистым строением (Катысская площадь. Ув. 25, николи x)

Fig. 5. Antigorite and veinlets of chrysotile asbestos with cross fiber structure (Katysky area. Magnification 25, x nicols)



Кроме бастита в породе наблюдаются крупные пластинчатые индивиды **антигорита**, иногда с фрагментами вторичного тремолита — псевдоморфозы по ромбическому пироксену с реликтовой спайностью. В пироксене развиты пластинки антигорита по спайности, а трещины и ветвящиеся прожилки выполнены поперечно-волокнистым **хризотил-асбестом** (рис. 5). Развитие антигоритизации вблизи прожилков может свидетельствовать о генетическом родстве хризотил-асбеста с этой разновидностью серпентина.

Оливин встречается в виде неправильных округлых, широкотаблитчатых и слабоудлиненных зерен, почти нацело замещенных хризотилом, реже — хло-

ритом, тонкодисперсным магнетитом, участками — тонкочешуйчатым тальком. Разные зерна оливина, окаймленные по контуру пылеватым магнетитом, выделяются за счет различной интерференционной окраски ярких цветов (рис. 6).

Порода часто разбита сетью разнонаправленных ветвящихся трещин и прожилков шириной до 1,4 мм, залеченных микролистоватым, чешуйчатым, пластинчатым и волокнистым серпентином (рис. 7) с цепочками магнетита, а также более поздним микрокристаллическим **магнезитом**, образующим тонковолокнистые и сноповидные агрегаты в виде крустификационных каемок и сферолитовых нарастаний нескольких генераций по стенкам трещин. Вдоль сте-

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 6. Реликты зерен оливина (Герасимовская площадь, скв. Герасимовская С. Ув. 25, николи ×)

Fig. 6. Olivine grain ghosts (Gerasimovsky area, Gerasimovsky C well. Magnification 25, × nicols)

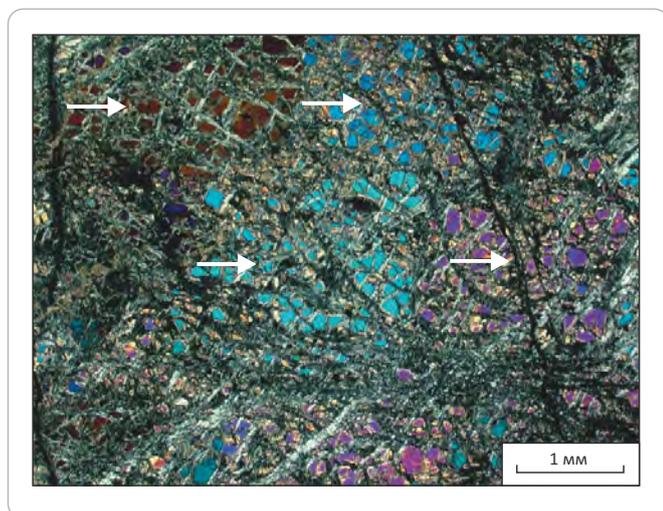
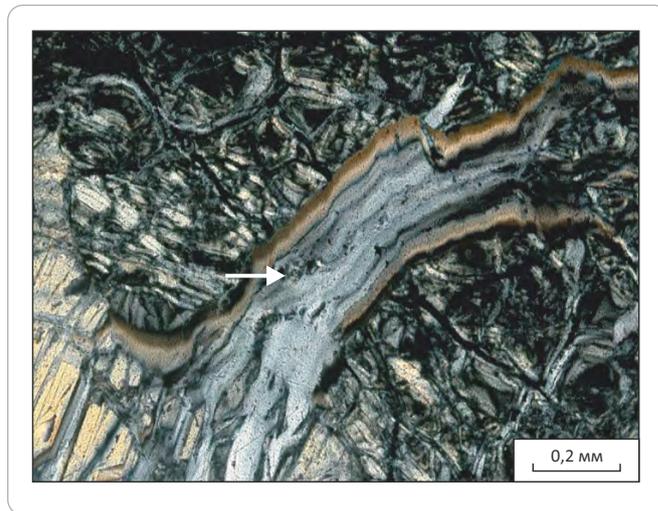


Рис. 7. Прожилок с разными генерациями серпентина (Большетуртасская площадь, скв. Герасимовская А. Ув. 100, николи ×)

Fig. 7. Veinlet with different serpentine generations (Bo' sheturtassky area, Gerasimovsky A well. Magnification 100, × nicols)



нок трещин часто развивается пластинчатый серпентин (антигорит) самой поздней генерации, внутри трещин встречается несдвойникованный альбит. На рис. 8 показан фрагмент частично минерализованной трещины. Осевая часть трещины открытая, вдоль стенок трещины — каемки магнезита и агрегаты сферолитов сидерита. В магнезитовых агрегатах присутствуют полигональные межкристаллические полые поры (рис. 9) размером до 0,6 мм, часть межкристаллических пор выполнена микрочешуйчатыми агрегатами бурого серпентина.

К аксессуарным минералам серпентинитов относятся **шпинель** (см. рис. 9), хромшпинелиды и **магнетит** (рис. 10). Вкрапленники шпинели, характерные для ультраосновных пород, «облекаются» более поздними трещинами (см. рис. 9). Присутствие зерен шпинели является важным доказательством образования серпентинита по первичным породам ультраосновного состава.

Основные химические параметры серпентинитов и фильтрационно-емкостные свойства

По результатам исследований фильтрационно-емкостных свойств серпентинизированные перидотиты и серпентиниты Герасимовского лицензионного участка относятся к породам с низкой пористостью и проницаемостью: пористость составляет 0,2–5,2 %, проницаемость — $(0,01–0,06) \times 10^{-3}$ мкм², плотность — 2,62–2,63 г/см³. По описанию шлифов и по железистости серпентиниты Герасимовского лицензионного участка и Катысской площади отвечают петельчатым апоперидотитовым серпентинитам. В литературе [2, 12] приведены следующие результаты химических анализов петельчатых серпентинитов: 1) Fe₂O₃ — 5,59 %; FeO — 2,15 %;

MgO — 39,93 %; 2) Fe₂O₃ — 5,06 %; FeO — 1,85 %; MgO — 39,21 %; $f = 0,23–0,25$. Для серпентинитов Герасимовской площади: $f = 0,19–0,28$; $fm = 1,018–1,637$; $m = 0,716–1,128$. У серпентинитов Катысской площади: $f = 0,15$; $fm = 1,781$; $m = 1,472$. Согласно приведенной выше схеме Центрального Увата (см. рис. 1), вскрытые на глубине 2790 м серпентиниты Катысской площади попадают в контур предполагаемой интрузии основного состава, что противоречит фактическим данным по керну.

Примеры проявления серпентинитов. Серпентинитовый меланж

Многими тектонистами¹ [6, 11, 12] установлено, что ультраосновные породы часто трассируют зоны крупных разрывных нарушений. Ультраосновные породы, распространенные в различных областях, имеют, как правило, достаточно древний возраст, приближенный к раннему палеозою. Вдоль разломов можно проследить цепочки ультрабазитовых тел и серпентинитов. Такие пояса прослеживаются на сотни и даже тысячи километров. Причем степень серпентинизации гипербазитов возрастает по мере приближения к разломам [10]. Высокая пластичность серпентинитов способствует выжиманию и перемещению пород из нижних горизонтов по зонам глубинных разломов, что свидетельствует о протрузивном положении ультрабазитов и их серпентинизированных разностей среди вмещающих пород. При этом перекрывающие толщи разбиваются на отдельные блоки.

¹Мазарович А.О. Тектоническое развитие Южного Приморья в палеозое — раннем мезозое : дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — М., 1982. — С. 86–101.

Рис. 8. Поры в агрегатах магнезита (Герасимовская площадь, скв. Герасимовская С. Ув. 25, николи II)

Fig. 8. Pores in magnesite aggregates (Gerasimovsky area, Gerasimovsky C well. Magnification 25, II nicols)

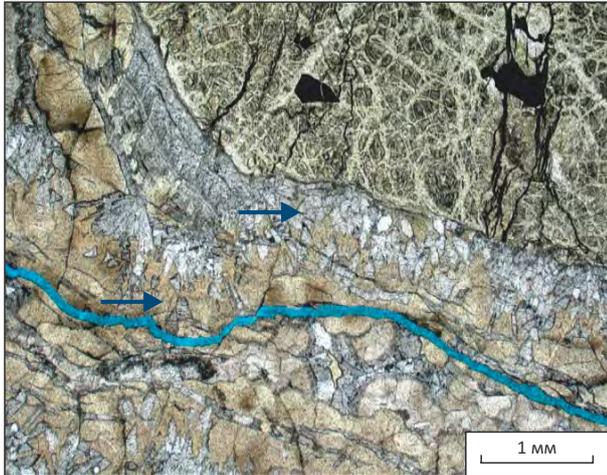


Рис. 9. Вкрапленники шпинели (Большетуртасская площадь, скв. Герасимовская А. Ув. 25, николи II)

Fig. 9. Spinel insets (Bol'sheturtassky area, Gerasimovsky A well. Magnification 25, II nicols)

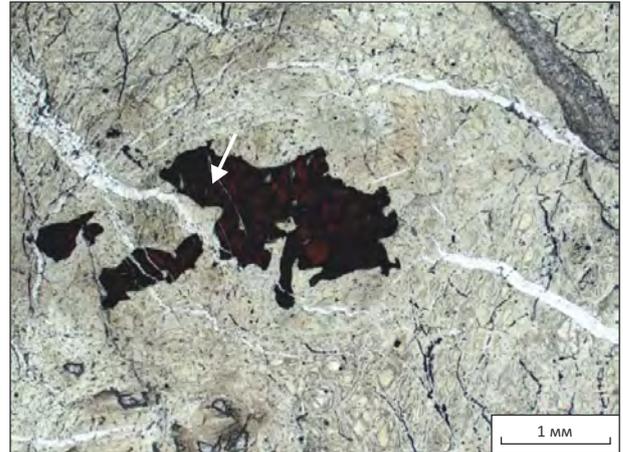
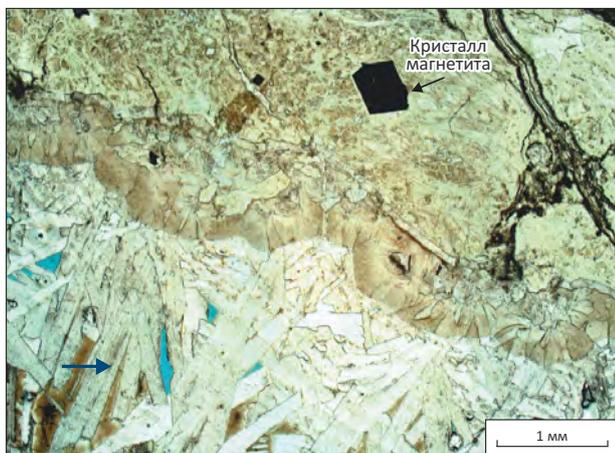


Рис. 10. Поры в агрегатах магнезита (Герасимовская площадь, скв. Герасимовская С. Ув. 25, николи II)

Fig. 10. Pores in magnesite aggregates (Gerasimovsky area, Gerasimovsky C well. Magnification 25, II nicols)



Подобные зоны описаны и закартированы в обнажениях Корякского хребта [12] и в районе мыса Обручева¹. Для Корякского хребта описаны многочисленные примеры различных серпентинитовых меланжей, образованных, по мнению автора [12], в результате выжимания пластичной серпентинитовой массы без существенного перемешивания обломков пород. Максимальная ширина Россомашинского меланжа достигает 4–5 км. Среди глыб в меланже встречаются спилиты, диабазы, кремни, а также серпентинизированные гипербазиты, габброиды, плагииграниты, зеленые сланцы. Связу-

ющая масса — рассланцованные апоперидотитовые серпентиниты. В районе мыса Обручева описана зона серпентинитового меланжа, сложенного чистыми темно-зелеными сильно будинированными серпентинитами¹. Полоса меланжа имеет сложную конфигурацию с шириной от 5–10 до 500 м и преимущественно с северным падением. Серпентинитовый меланж представлен ярко-зелеными карбонатизированными серпентинитами с глыбами черных сланцев и резко преобладающих серпентинитов. При приближении к контактам увеличивается степень оталькования. В основе формирования описанных меланжей лежит процесс протрузивного внедрения серпентинитов.

Заключение

В результате исследований, проведенных в лабораториях Центра исследований ядра Тюменского нефтяного научного центра, были получены новые данные о химическом составе, минеральных и структурно-текстурных особенностях серпентинитов фундамента. На основании расчета химических параметров, определения минеральных ассоциаций и характерных структур был сделан вывод об общей принадлежности серпентинитов Герасимовского лицензионного участка и Катысской площади к петельчатым апоперидотитовым серпентинитам. Оценивая положение серпентинитов и серпентинизированных ультрабазитов Герасимовской и Катысской площадей в разрезе скважин, можно предположить, что серпентиниты здесь представляют не отдельные тела, а крупные зоны серпентинитового меланжа. Это предположение позволяет более генерализованно интерпретировать геофизические данные при геологическом картировании Уватского района.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Литература

1. Лапинская Т.А., Князев В.С. О методике геолого-петрографического изучения фундамента и параплатформенного комплекса нефтегазоносных территорий // Тр. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. – 1984. – Вып. 179. – С. 3–8.
2. Розанов Л.Н. Разломы земной коры и их связь с нефтегазоносностью платформенных областей СССР // Разломы земной коры. – М. : Наука, 1977. – С. 134–137.
3. Старосельцев В.С. Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов. – Новосибирск : Наука, 2008. – 211 с.
4. Хаин В.Е., Михайлов А.Е. Общая геотектоника. – М. : Недра, 1985. – 326 с.
5. Хакхилева Я.М., Курбала Е.Л. Влияние фундамента на формирование нижней части осадочного чехла Среднего Приобья // Тр. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. – 1984. – Вып. 179. – С. 50–56.
6. Варлаков А.С. Петрология процессов серпентинизации гипербазитов складчатых областей. – Свердловск : УНЦ АН СССР, 1986. – 224 с.
7. Вильямс Х., Тернер Ф.Дж., Гилберт Ч.М. Петрография : в 2 т. – Т. 1. – М. : Мир, 1985. – С. 252–270.
8. Заридзе Г.М. Петрография. – М. : Недра, 1988. – С. 168–181.
9. Хэтч Ф., Уэллс А., Уэллс М. Петрология магматических пород / Под ред В.П. Петрова; перевод с англ. П.П. Смолина. – М. : Мир, 1975. – С. 456–475.
10. Штейнберг Д.С., Чащухин И.С. Серпентинизация ультрабазитов. – М. : Наука, 1977. – 312 с.
11. Булгатов А.Н., Булнаев К.Б., Очиров Ц.О., Турунхаев В.И., Цирендоржиев Ц.Ц. Основные особенности строения и развития тектонических разломов Забайкалья // Разломы земной коры. – М. : Наука, 1977. – С. 155–158.
12. Пейве А.А. Офиолиты Корякского хребта // Геотектоника. – М. : Наука, 1982. – С. 102–114.

References

1. Lapinskaya T.A., Knyazev V.S. O metodike geologo-petrograficheskogo izucheniya fundamenta i paraplatformennogo kompleksa neftegazonosnykh territorii [Methodology of geological and petrographic studies of basement and paraplatform series of oil and gas bearing territories]. In: Trudy MINKh i GP im. I.M. Gubkina. 1984. Issue 179. pp. 3–8. In Russ.
2. Rozanov L.N. Razlomyy zemnoy kory i ikh svyaz' s neftegazonosnost'yu platformennykh oblastei SSSR [Faults of the Earth's crust and their correspondence to oil and gas potential of platform areas of the USSR]. In: Razlomyy zemnoy kory. Moscow: Nauka; 1977. pp. 134–137. In Russ.
3. Starosel'tsev V.S. Aktual'nye problemy tektoniki neftegazoperspektivnykh regionov [Current problems of tectonics in oil and gas promising regions]. Novosibirsk: Nauka; 2008. 211 p. In Russ.
4. Khain V.E., Mikhailov A.E. Obshchaya geotektonika [General geotectonics]. Moscow: Nedra; 1985. 326 p. In Russ.
5. Khakhileva Ya.M., Kurbala E.L. Vliyaniye fundamenta na formirovaniye nizhnei chasti osadochnogo chekhla Srednego Priob'ya [Influence of the basement on formation of the lower part of sedimentary cover in Middle Ob' region]. In: Trudy MINKh i GP im. I.M. Gubkina. 1984. Issue 179. pp. 50–56. In Russ.
6. Varlakov A.S. Petrologiya protsessov serpentinizatsii giperbazitov skladchatykh oblastei [Petrology of ultrabasic serpentinization processes in folded regions]. Sverdlovsk: UNTs AN SSSR; 1986. 224 p. In Russ.
7. Williams H., Turner F.J., Gilbert Ch.M. Petrografiya [Petrography]. V. 1. Moscow: Mir; 1985. pp. 252–270. In Russ.
8. Zaridze G.M. Petrografiya [Petrography]. Moscow: Nedra; 1988. pp. 168–181. In Russ.
9. Hatch F.H., Wells A.K., Wells M.K. Petrology of the igneous rocks. London: Thomas Murby & Co.; 1972. 551 p. DOI: 10.1017/S0016756800038073.
10. Shteinberg D.S., Chashchukhin I.S. Serpentinizatsiya ul'trabazitov [Serpentinization of ultrabasites]. Moscow: Nauka; 1977. 312 p. In Russ.
11. Bulgatov A.N., Bulnaev K.B., Ochirov Ts.O., Turunkhaev V.I., Tsirendorzhiyev Ts.Ts. Osnovnyye osobennosti stroeniya i razvitiya tektonicheskikh razlomov Zabaikal'ya [Key features of structure and evolution of tectonic faults in Trans-Baikal region]. In: Razlomyy zemnoy kory. Moscow: Nauka; 1977. pp. 155–158. In Russ.
12. Peive A.A. Ofiolity Koryakskogo khrebta [Ophiolites of the Koryak Range]. In: Geotektonika. Moscow: Nauka; 1982. pp. 102–114. In Russ.

Информация об авторах

Яцканич Елена Анатольевна

Кандидат геолого-минералогических наук, эксперт
 ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
 625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
 e-mail: eayatskanich@tnnc.rosneft.ru

Information about authors

Elena A. Yatskanich

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, expert
 Tyumen Petroleum Research Center,
 42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen, 625048, Russia
 e-mail: eayatskanich@tnnc.rosneft.ru

УДК 550.8.05611

DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-75-93

Геосистемный подход к сейсмогеологическому моделированию доюрского резервуара: от концептуальной модели до оценки запасов

© 2021 г. | Р.Б. Яневиц, П.А. Горбунов, Т.М. Карих, А.И. Кудаманов, М.В. Лебедев, М.В. Мазниченко, О.А. Соколовская, А.Н. Фищенко

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»; Россия, Тюмень; RBYanevits@tnnc.rosneft.ru; pagorbunov@tnnc.rosneft.ru; tmkarikh@tnnc.rosneft.ru; aikudamanov@tnnc.rosneft.ru; mvlebedev2@tnnc.rosneft.ru; mvmaznichenko@tnnc.rosneft.ru; OASokolovskaya@tnnc.rosneft.ru; ANFishenko@tnnc.rosneft.ru

Поступила 01.10.2020 г.

Доработана 21.10.2020 г.

Принята к печати 12.05.2021 г.

Ключевые слова: *концептуальная модель; геосистемный подход; доюрский комплекс; сейсмические данные; синхронная инверсия; упругие свойства.*

Аннотация: Месторождения, связанные с верхнеюрско-меловыми отложениями Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в основном уже открыты. Соответственно дальнейшие перспективы связаны с нижними этажами осадочного чехла и верхней частью доюрского комплекса. Однако данные отложения залегают на больших глубинах и имеют крайне сложное геологическое строение. В этой ситуации, кроме увеличения объемов геолого-разведочных работ, огромное значение имеет повышение их эффективности, которая обеспечивается достоверностью геологической модели залежи. Логичность и непротиворечивость модели достигается путем вовлечения в процесс ее построения всех видов геолого-геофизических данных и использования корректных и эффективных методов и технологий комплексной интерпретации разнородной и разномасштабной информации. Для этого необходимо применение комплексного подхода к анализу исследований ядра, данных ГИС, обработке и интерпретации сейсмических данных с использованием в качестве основы концептуальной геологической модели изучаемого объекта. В настоящей статье рассмотрен продуктивный объект, имеющий значительный потенциал нефтегазодобычи, — верхняя часть доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения. Применение геосистемного подхода к анализу исследований ядра, данных ГИС, обработке и интерпретации сейсмических данных позволило создать детальную сейсмогеологическую модель объекта.

Для цитирования: Яневиц Р.Б., Горбунов П.А., Карих Т.М., Кудаманов А.И., Лебедев М.В., Мазниченко М.В., Соколовская О.А., Фищенко А.Н. Геосистемный подход к сейсмогеологическому моделированию доюрского резервуара: от концептуальной модели до оценки запасов // Геология нефти и газа. — 2021. — № 4. — С. 75–93. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-75-93.

Geosystems approach to pre-Jurassic reservoir geoseismic modelling: from conceptual model to reserves assessment

© 2021 | R.B. Yanevits, P.A. Gorbunov, T.M. Karikh, A.I. Kudamanov, M.V. Lebedev, M.V. Maznichenko, O.A. Sokolovskaya, A.N. Fishenko

Tyumen Petroleum Research Center; Tyumen, Russia; RBYanevits@tnnc.rosneft.ru; pagorbunov@tnnc.rosneft.ru; tmkarikh@tnnc.rosneft.ru; aikudamanov@tnnc.rosneft.ru; mvlebedev2@tnnc.rosneft.ru; mvmaznichenko@tnnc.rosneft.ru; OASokolovskaya@tnnc.rosneft.ru; ANFishenko@tnnc.rosneft.ru

Received 01.10.2020

Revised 21.10.2020

Accepted for publication 12.05.2021

Key words: *conceptual model; geosystems approach; pre-Jurassic sequence; seismic data; simultaneous inversion; elastic properties.*

Abstract: Most of the fields associated with Upper Jurassic-Cretaceous deposits of the West Siberian Petroleum province are already discovered. Therefore, further possibilities are related to the basal levels of sedimentary cover and upper part of pre-Jurassic sequence. However, these deposits occur deeply and have an extremely complicated geological structure. In this situation, in addition to expanding the scope of exploration works, improving their efficiency is of great importance, which is supported by reliability of geological model of a pool. One may achieve consistency of a model by involving all types of geological and geophysical data in its construction and by using correct and efficient methods and techniques of integrated interpretation of heterogeneous and multiple-scale information. This purpose requires an integrated approach to analysis core, well logging data, seismic data processing and interpretation, where a conceptual geological model of the object under study should be used as the basis. This paper discusses the studied pay zone having the considerable petroleum production potential, namely, the upper part of pre-Jurassic sequence in the North Varyogansky field. Application of geosystems approach to analysis of core studies data, well logging data, seismic data processing and interpretation allowed creating a detailed geoseismic model of the object.

For citation: Yanevits R.B., Gorbunov P.A., Karikh T.M., Kudamanov A.I., Lebedev M.V., Maznichenko M.V., Sokolovskaya O.A., Fishenko A.N. Geosystems approach to pre-Jurassic reservoir geoseismic modelling: from conceptual model to reserves assessment. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):75–93. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-75-93. In Russ.

Введение

Бурение на верхнюю часть доюрского комплекса для изучения геологического строения и нефтегазонасыщенности глубокозалегающих горизонтов на Северо-Варьеганской площади началось в 1984 г. К 1989 г. было пробурено 13 поисковых скважин. И тогда же началось изучение доюрского комплекса.

В работе С.В. Архипова и др. [1] высказано предположение, что выветрелые светло-серые глинисто-кремнистые сланцы залегают в замке эродированной синклинали складки субмеридионального простирания. В.С. Бочкарев с соавторами [2] проанализировали данные по относительному возрасту объекта исследования и на основании этого сделали вывод, что он представляет собой антиклинальную складку субмеридионального простирания. Но основные выводы обеих работ совпадают.

1. Нефтеносность доюрского комплекса приурочена к коре выветривания преимущественно площадного типа, развитой по палеозойским черным сланцам и другим породам.

2. Коллекторы относятся к трещинно-поровому типу и характеризуются высокой неоднородностью по разрезу. При этом четкой взаимосвязи между коэффициентами пористости и проницаемости не наблюдается, что свидетельствует об их сложной фильтративно-емкостной системе.

В 2003 г. в Институте геологии и геофизики СО РАН в рамках концепции «кора выветривания» было выполнено обобщение всех материалов [3]. Полученные результаты позволили сделать вывод, что высокочемки и высокодебитные коллекторы в палеозойских отложениях развиты в пределах эрозионно-тектонических выступов, перекрытых флюидопорами раннеюрского возраста.

Столь разные выводы о природе формирования и геологическом строении объекта обусловлены тем, что вынос керн в старых скважинах очень небольшой, поэтому возникают проблемы его увязки с данными ГИС. Кроме того, в старых скважинах есть только стандартный комплекс ГИС.

Для изучения геологического строения и картирования зон развития коры выветривания в 2012 г. в пределах центральной части месторождения были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ-3D. В основу интерпретации сейсмических данных была также положена концепция резервуара, представленного отложениями коры выветривания, развитой по палеозойским образованиям [4]. Соответственно, при проектировании бурения резервуары рекомендовалось искать в пределах предъюрских палеовыступов. Последующее бурение поисковой скважины, заложенной в пределах палеоподнятия, показало существенное расхождение между прогнозными эффективными толщинами резервуара и фактическими данными. В пробуренных позднее нескольких

эксплуатационных скважинах также было выявлено значительное расхождение прогнозных и фактических параметров доюрского резервуара. Выполненный аудит предшествующих результатов обработки и интерпретации сейсмических материалов показал следующее.

1. Основная причина ошибок в прогнозе свойств резервуара — неадекватность концептуальной модели объекта реальной геологической ситуации. Такой вывод был сделан на основе анализа данных керн по новым скважинам.

2. Обработка 3D-сейсмических данных была выполнена по неоптимальному графу для интервала низов осадочного чехла и верхней части доюрского комплекса, что привело к большей неоднозначности кинематической и динамической интерпретации в интервале доюрского комплекса.

Несмотря на то, что при испытаниях всех новых скважин были получены промышленные притоки УВ, действующая геологическая модель, не подтверждающаяся бурением, существенно осложняла дальнейшее освоение данного объекта. Поэтому было решено построить новую сейсмогеологическую модель объекта, которая станет основой для проведения геолого-разведочных и эксплуатационных работ с использованием новых данных бурения и сейсморазведки. Для ее создания было необходимо решить следующие задачи:

- разработать новую концептуальную модель доюрского комплекса месторождения на основании данных, полученных по результатам бурения новых скважин;

- провести переобработку сейсмического материала для оптимизации параметров и процедур обработки для более точного восстановления отраженных волн в интервале залегания нижней части юрских отложений и верхней части доюрского комплекса;

- выполнить комплексную интерпретацию всех материалов и построить сейсмогеологическую модель доюрского комплекса с оценкой запасов УВ на ее основе.

Первые результаты концептуального моделирования и обоснование необходимости переобработки сейсмических данных приведены в публикациях [5–8]. Данная статья посвящена их систематизированному изложению.

Концептуальная геологическая модель доюрского комплекса

Как уже было отмечено, разные исследователи, имея в своем распоряжении один и тот же фактический материал, делали различные выводы о природе формирования и геологическом строении верхней части доюрского комплекса. Это обусловлено, прежде всего, наличием и качеством геолого-геофизических данных.

В последнее время в пределах Северо-Варьганской площади было пробурено несколько новых скважин, в которых проведен расширенный комплекс ГИС, включивший акустический широкополосный каротаж, плотностной гамма-гамма-каротаж, электроимиджер, ядерно-магнитный каротаж. В этих скважинах также был выполнен отбор изолированного керна, качество которого позволило выделить в разрезе доюрского комплекса петротипы и установить их стратиграфические взаимоотношения. По результатам макроскопического описания керна и петрографического изучения шлифов были выделены типы пород [5, 6]. При этом установлено, что коллекторами в доюрском комплексе являются обломочные силициты и псевдобрекчии и тектонические брекчии силицитов, реликтовые органогенные силициты и глинисто-кремнистые породы (рис. 1). Их пористость изменяется от 0,03 до 0,3 долей ед., а проницаемость варьирует от $0,01 \cdot 10^{-3}$ до $102 \cdot 10^{-3}$ мкм². Изучение шлифов показало, что основным типом пористости в силицитах является пористость молдového типа, возникающая при постседиментационном растворении органических остатков. Так, особенностью породы, приведенной на рис. 1 Г, является наличие многочисленных пор неправильной, призматической, округлой, линзовидной формы, размеры которых сильно варьируют от 0,002 до 0,55 мм, преобладают 0,01–0,2 мм. Внутренняя поверхность более крупных пор часто инкрустирована микродрузами кварца. Большинство пустот образовалось в результате растворения раковин — очертания пор повторяют форму органических остатков, встречаются поры неправильных извилистых очертаний, образовавшиеся при растворении участков цементирующей массы. Кроме того, в некоторых образцах отмечена пористость трещинного типа, возникшая при тектоническом воздействии (см. рис. 1 I, J).

Непосредственно под силицитами была выявлена кремнисто-карбонатная формация, обладающая значительно худшими фильтрационно-емкостными свойствами. По имеющимся данным (см. рис. 1 К, Л, М), она сложена в основном мелко-тонкокристаллическими глинистыми известняками с реликтами органических остатков. При исследовании образца, приведенного на рис. 1 М, видно, что в основной кальцитовой микритовой массе неравномерно расположены реликты карбонатного раковинного детрита. Породу пересекают многочисленные разнонаправленные трещины и микротрещины шириной 0,02–2 мм, заполненные более поздним средне-мелко-тонкозернистым кальцитом. Пустотного пространства в шлифе не обнаружено. Кроме того, в рассматриваемой формации выявлены прослои биокластово-интракластовых средне-мелкозернистых известняков с блоковым спаритовым мелко-тонкокристаллическим цементом (см. рис. 1 К) и прослои органогенных силицитов (см. макрофотографии

керна на рис. 1). Ранее считалось, что эта формация являлась первичной по отношению к кремнистым корам выветривания.

О первичной органогенно-осадочной природе силицитовой формации свидетельствуют текстурные особенности пород, многочисленные находки морской фауны, тонкое переслаивание силицитов и морских карбонатов (см. рис. 1). Следовательно, силицитовая формация занимает определенное место в стратиграфической последовательности палеозойских отложений. Этот вывод принципиально меняет подход к поиску резервуаров: искать их следует путем изучения внутренней тектоники палеозойского комплекса, а не палеоморфологии предъюрской эрозионной поверхности. В результате обобщения новых керновых данных, материалов ГИС и разработки объект исследования интерпретирован авторами статьи как осадочный комплекс, включающий шесть осадочных толщ различного литологического состава (рис. 2). Резервуарами УВ являются метаморфизованные осадочные толщи силицитов и глинисто-кремнистых пород. Установлено, что эти толщи залегают в осевых частях и на крыльях палеозойских узких синклиналиных складок субмеридионального простирания, весьма вероятно, осложненных разломами в пределах внутривпалеозойских узких погруженных блоков. В палеозойских антиклиналях (или внутривпалеозойских приподнятых блоках) под предъюрской эрозионной поверхностью залегают кремнисто-карбонатная формация. Данные разработки залежи показывают, что тела силицитов и карбонатов образуют единую гидродинамически связанную систему. Следовательно, выступы кремнисто-карбонатных пород, разделяющие силицитовые зоны, являются проницаемыми, вероятно, вследствие образования зон тектонической трещиноватости. Таким образом, предлагаемая авторами статьи модель объединяет элементы традиционных концепций. Принципиальным отличием от моделей, предложенных в предшествующих работах, является мелкоблоковая модель объекта.

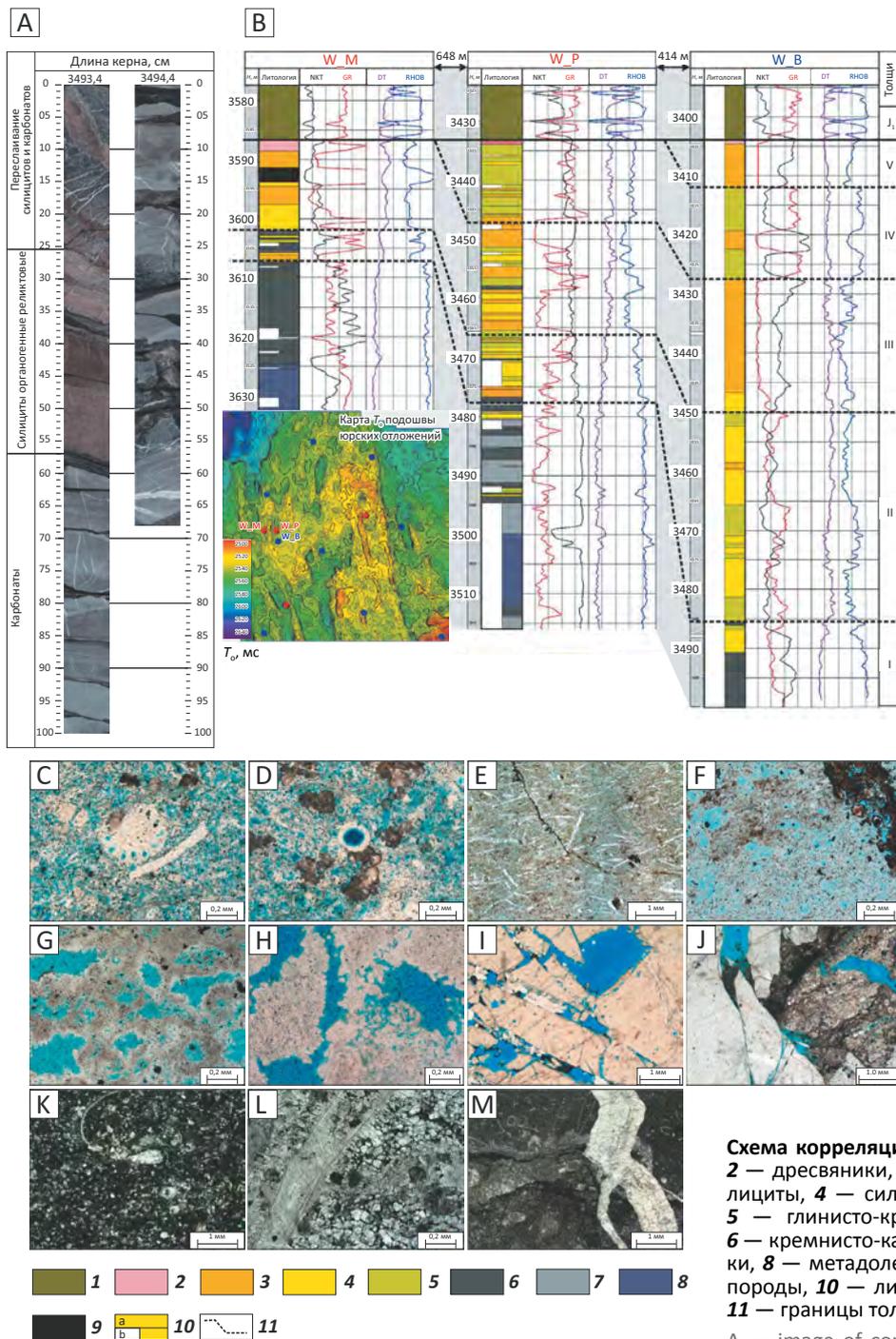
Из представленной модели следует вывод, что блоковое строение объекта обуславливает сложный характер распространения продуктивных полей. И поэтому стратиграфические объемы резервуаров в соседних блоках могут существенно различаться, что при небольшом латеральном размере блоков является проблемой при количественной интерпретации данных сейсморазведки. Также на настоящий момент большой неопределенностью является значение внутривпалеозойских тектонических нарушений как факторов контроля нефтегазоносности.

Объектно-ориентированная переобработка сейсмических данных

Основной задачей объектно-ориентированной обработки полевых 3D-сейсмических данных было

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Обоснование первичной органогенно-осадочной природы силицевой формации
Fig. 1. Substantiation of original sedimentary-organic nature of silicite formation



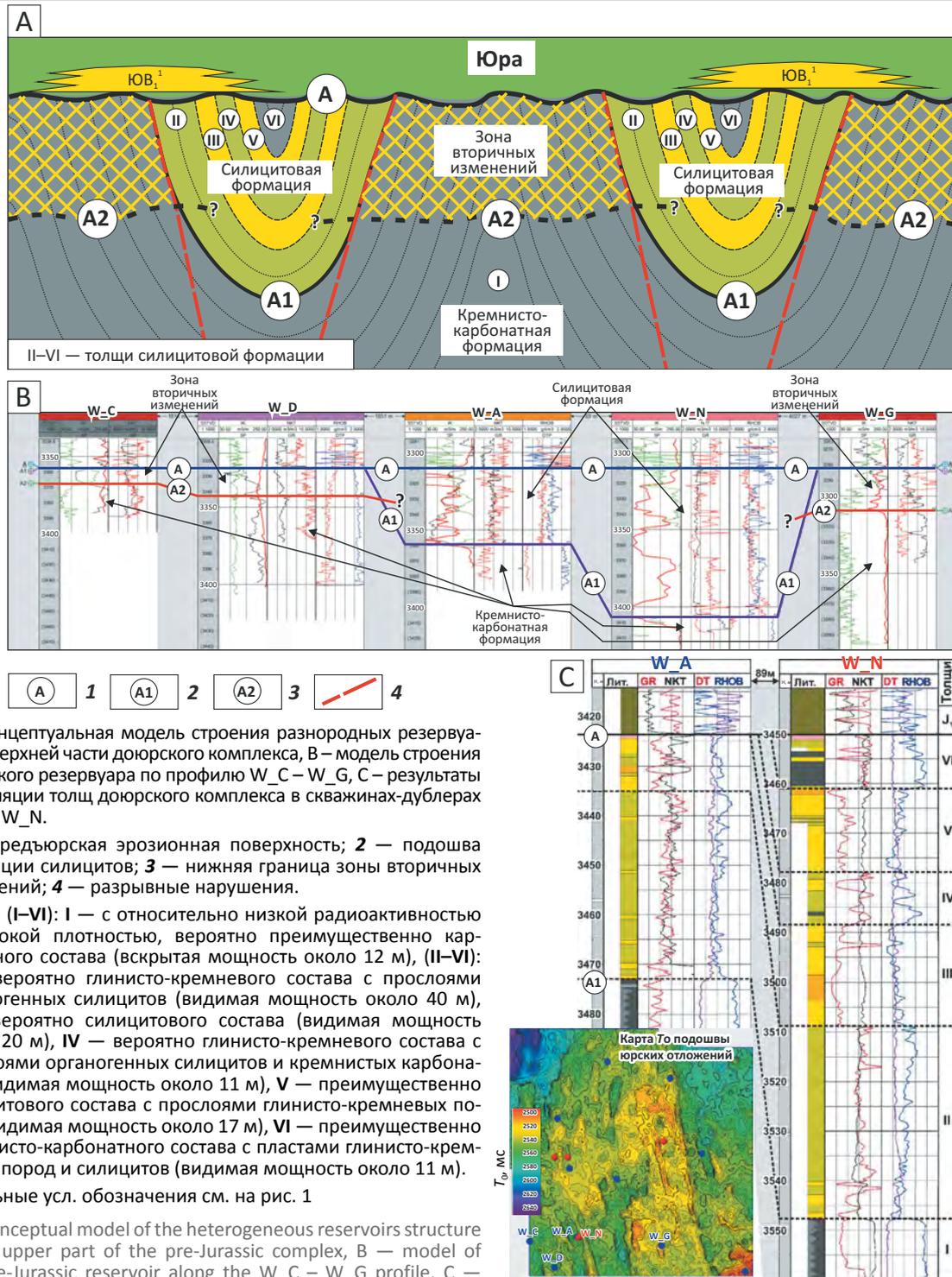
А — фото ядра из скв. W_P, В — схема корреляции доюрского комплекса; **фотографии основных петротипов в шлифах без анализатора** (пустотное пространство пропитано эпоксидной смолой голубого цвета) (С–М): С, D — псевдобрекчия силицита реликтового органогенного, пористого, слабокаолинитизированная, слабосидеритизированная, поры молдового типа, Е — силицит органогенный (спонголит), пористый, слабоглинистый, слабосидеритизированный, с реликтами органических остатков, слабосидеритизированный, пористый, поры молдового типа, G — силицит реликтовый органогенный, пористый, размеры пор варьируют от 0,002 до 0,55 мм, Н — силицит неравномерно пористый, трещиноватый, с кавернами, I — псевдобрекчия силицита пористая, с кавернами, с ОВ, J — тектоническая брекчия силицитов, заметны неминерализованные промежутки между крупными обломками, K — известняк биокластово-интракластовый средне-мелкозернистый с блоковым спаритовым мелко-тонкокристаллическим цементом, L — известняк мелко-тонкокристаллический глинистый, с реликтами органических остатков, слабопиритизированный, M — известняк мелко-тонкокристаллический глинистый, с реликтами органических остатков, слабопиритизированный.

Схема корреляции (1–10): 1 — юрские отложения, 2 — дресвяники, 3 — грубо-крупнообломочные силициты, 4 — силициты реликтовые органогенные, 5 — глинисто-кремневые и кремневые породы, 6 — кремнисто-карбонатные породы, 7 — известняки, 8 — метадолериты, 9 — каолинит-сидеритовые породы, 10 — литология по ядру (а) и по ГИС (b); 11 — границы толщ

complex correlation chart; images of main petrotypes in thin sections without analyser (pore space is saturated with light-blue epoxy resin) (C–M): C, D — pseudo-breccia of relict porous organic silicite, having weak kaolinisation, weak sideritisation, and mild-type pores, E — low-shale organic silicite (spongolite), porous, with weak sideritisation, F — low-shale silicite with organic relicts, with weak sideritisation, porous, having mold-type pores, G — relict organic silicite, porous, pore size ranges from 0.002 to 0.55 mm, H — silicite with nonuniform porosity, fractured, with vugs, I — porous silicite pseudo-breccia with vugs, with OM, J — silicite tectonic breccia, with visible non-mineralised intervals between large fragments, K — bioclastic-intraclastic medium-fine-grained limestone with blocked fine-grained sparite cement, L — fine-crystalline shaly limestone, with organic relicts and weak pyritisation, M — fine-crystalline shaly limestone, with organic relicts and weak pyritisation.

Correlation chart (1–10): 1 — Jurassic deposits, 2 — gruss-rocks, 3 — coarse clastic silicite, 4 — relict organic silicite, 5 — siliceous-argillaceous and siliceous rocks, 6 — siliceous-carbonate rocks, 7 — limestone, 8 — metadolerite, 9 — kaolinite-siderite rocks, 10 — lithology from core (a) and logs (b); 11 — boundaries of formations

Рис. 2. Концептуальная модель верхней части доюрского комплекса
 Fig. 2. Conceptual model of the upper part of Pre-Jurassic sequence



А – концептуальная модель строения разнородных резервуаров в верхней части доюрского комплекса, В – модель строения доюрского резервуара по профилю W_C – W_G, С – результаты корреляции толщ доюрского комплекса в скважинах-дублерах W_A и W_N.

1 – предюрская эрозионная поверхность; 2 – подошва формации силицитов; 3 – нижняя граница зоны вторичных изменений; 4 – разрывные нарушения.

Толщи (I–VI): I – с относительно низкой радиоактивностью и высокой плотностью, вероятно преимущественно карбонатного состава (вскрытая мощность около 12 м), (II–VI): II – вероятно глинисто-кремневого состава с прослоями органогенных силицитов (видимая мощность около 40 м), III – вероятно силицитового состава (видимая мощность около 20 м), IV – вероятно глинисто-кремневого состава с прослоями органогенных силицитов и кремнистых карбонатов (видимая мощность около 11 м), V – преимущественно силицитового состава с прослоями глинисто-кремневых пород (видимая мощность около 17 м), VI – преимущественно кремнисто-карбонатного состава с пластами глинисто-кремневых пород и силицитов (видимая мощность около 11 м).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

A – conceptual model of the heterogeneous reservoirs structure in the upper part of the pre-Jurassic complex, B – model of the pre-Jurassic reservoir along the W_C – W_G profile, C – correlation results of the pre-Jurassic complex strata in secondary wells W_A and W_N.

1 – pre-Jurassic erosion surface, 2 – bottom of silicite formation, 3 – lower boundary of the zone of secondary alterations, 4 – faults.

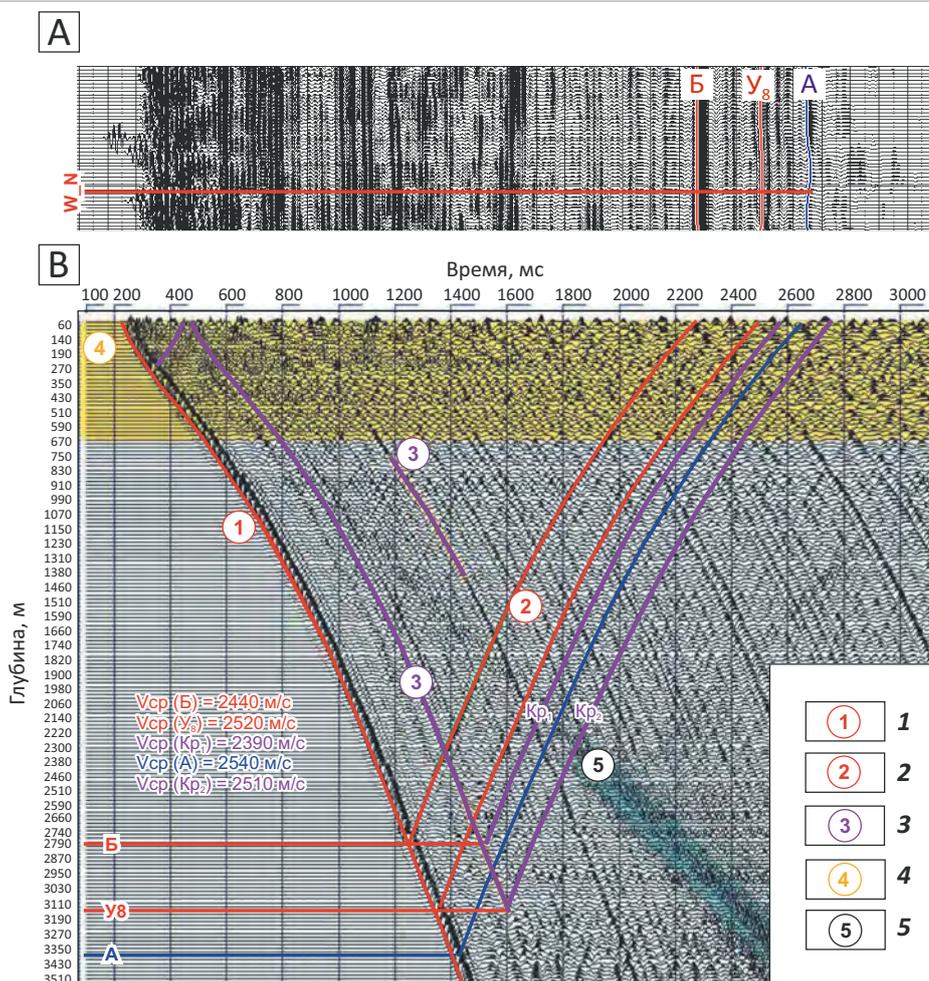
Sequences (I–VI): I – with relatively low radioactivity and high density, probably having carbonate composition (exposed thickness is about 12 m), (II–VI): II – probably siliceous-argillaceous composition with organic silicite partings (visible thickness is about 40 m), III – probably silicite composition (visible thickness is about 20 m), IV – probably siliceous-argillaceous composition with organic silicite and siliceous carbonate partings (visible thickness is about 11 m), V – predominantly silicite composition with siliceous-argillaceous partings (visible thickness is about 17 m), VI – predominantly carbonate-siliceous composition with siliceous-argillaceous and silicite layers (visible thickness is about 11 m).

For other Legend items see Fig. 1



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Оценка параметров кратных волн-помех в целевом интервале по данным вертикального сейсмического профилирования
Fig. 3. Estimation of multiples in the target interval using Vertical Seismic Profiling data



A — фрагмент вертикального сечения куба сейсмических данных, B — фрагмент поля вертикального сейсмического профилирования.

Типы волн (1–5): 1 — падающая продольная, 2 — отраженная продольная, 3 — кратные падающие, 4 — помеха «звон колонны», 5 — гидроволна

A — fragment of vertical slice of seismic cube, B — vertical seismic profile.

Wave types (1–5): 1 — incident P-wave, 2 — reflected P-wave, 3 — incident multiples, 4 — “column ringing” noise, 5 — mud wave

максимальное повышение уровня полезной компоненты волнового поля в целевом интервале [7, 8]. Поставленная цель была достигнута с помощью тестирования всех процедур обработки, причем тестирование параметров и сравнение полученных результатов с предыдущими выполнялись в относительно узком временном окне, включавшем в себя низы осадочного чехла и верхнюю часть отложений доюрского комплекса.

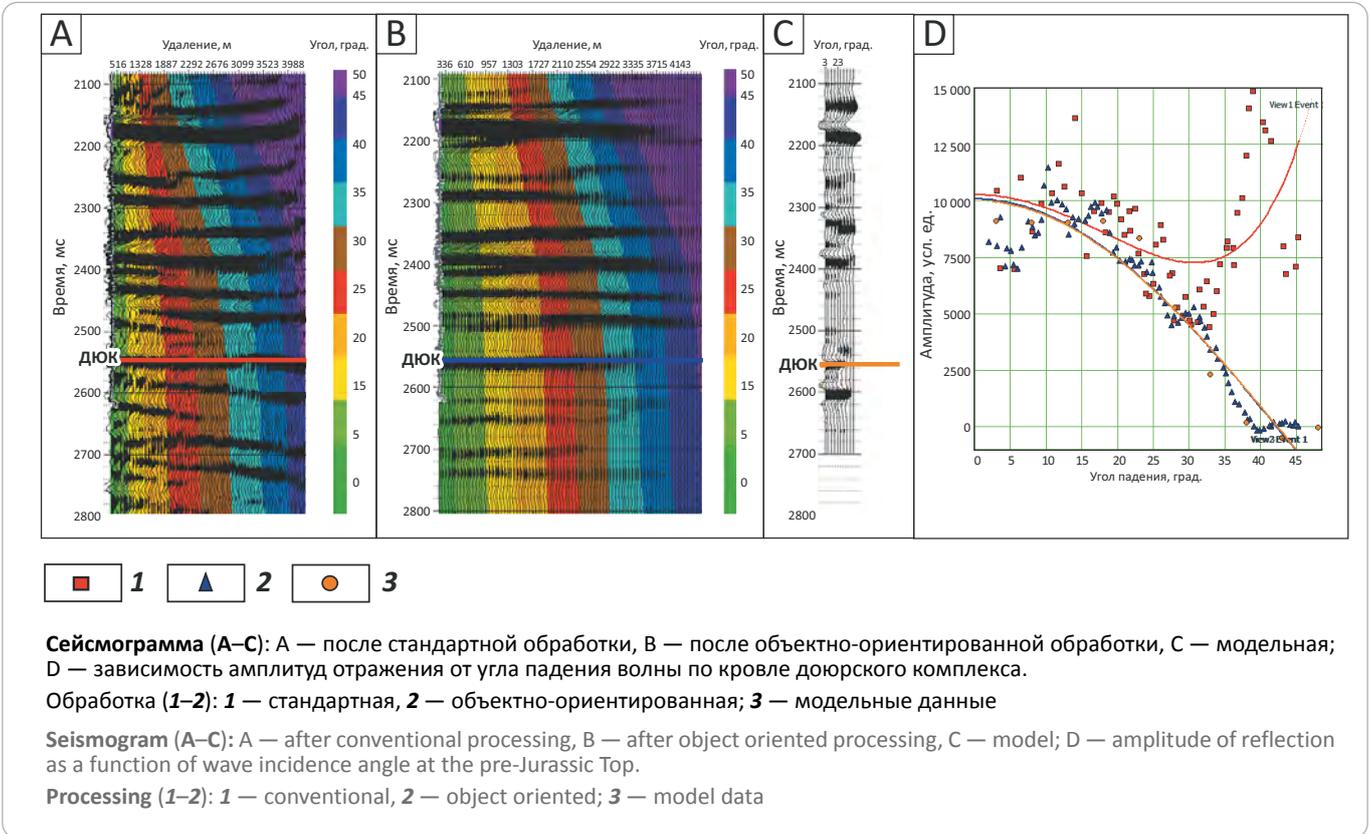
Как показал анализ данных вертикального сейсмического профилирования, кратные волны, регистрирующиеся в интервале отложений нижней юры и верхней части доюрского комплекса и искажающие волновую картину, формируются в верхней части разреза, в акустически контрастных отложениях кай-

нозоя (рис. 3). С учетом данной информации в результате объектно-ориентированной обработки удалось выполнить эффективное подавление кратных волн. Кроме этого, переобработка позволила более точно восстановить истинные соотношения амплитуд сейсмической записи по сравнению со стандартной обработкой. Анализ зависимости амплитуды отражения от угла падения сейсмической волны по кровле доюрского комплекса показал, что эта зависимость по материалам объектно-ориентированной обработки значительно лучше соответствует результатам сейсмического моделирования, чем аналогичная зависимость по материалам стандартной обработки (рис. 4).

Для оценки качества объектно-ориентированной обработки по сравнению со стандартной был

Рис. 4. Зависимость амплитуд отражения по кровле доюрского комплекса от угла падения волны по данным стандартной, объектно-ориентированной обработки и результатам моделирования

Fig. 4. Amplitude of reflection from the pre-Jurassic Top as a function of wave incidence angle according to conventional object oriented processing and modelling results



выполнен экспресс-расчет акустической инверсии по обоим кубам с использованием одной и той же фоновой модели и статистического импульса. Несмотря на то, что амплитудно-частотные характеристики обоих кубов практически совпадают, волновая картина в интервале отложений нижней юры и доюрского комплекса существенно различается. Доюрский интервал по кубу стандартной обработки характеризуется наличием выдержанных осей синфазности, параллельных отражениям осадочного чехла (рис. 5). Благодаря эффективному подавлению многократных волн в процессе объектно-ориентированной обработки, как в волновом сейсмическом поле, так и в результатах инверсии, проявляется мелкоблоковое строение верхней части отложений палеозоя, полностью согласующееся с его концептуальной моделью (см. рис. 5).

Сейсмогеологическая интерпретация

Петрологическое и петрофизическое обеспечение сейсмогеологической интерпретации

На основании анализа данных керна пород верхней части доюрского комплекса было выделено восемь петрографических групп с различным набором минералого-литологических, физических и коллекторских свойств [5, 6]:

- 1) грубо-крупнообломочные силициты, тектонические брекчии и псевдобрекчии силицитов;
- 2) силициты реликтовые органогенные (пористые);
- 3) глинисто-кремневые и кремневые породы (уплотненные, с редкими реликтами органических остатков);
- 4) известняки тонко-мелкокристаллические (с обилием реликтов органических остатков);
- 5) кремнисто-карбонатные породы (с реликтами органических остатков);
- 6) метадолериты;
- 7) каолинит-сидеритовые породы;
- 8) metabazalts хлоритизированные.

Хотя метадолериты и metabazalts имеют один и тот же генезис и одинаковый вещественный состав, а отличаются только структурно, петротип «metabazalts хлоритизированные» выделен как подтип метадолеритов, так как характеризуется отличными от них упругими свойствами.

На основании анализа данных керна и ГИС были выработаны критерии выделения петротипов (табл. 1). Наилучшими резервуарами порового типа являются отложения преимущественно кремневого

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Табл. 1. Характеристики петротипов доюрского комплекса
 Tab. 1. Characteristics of pre-Jurassic petrotypes

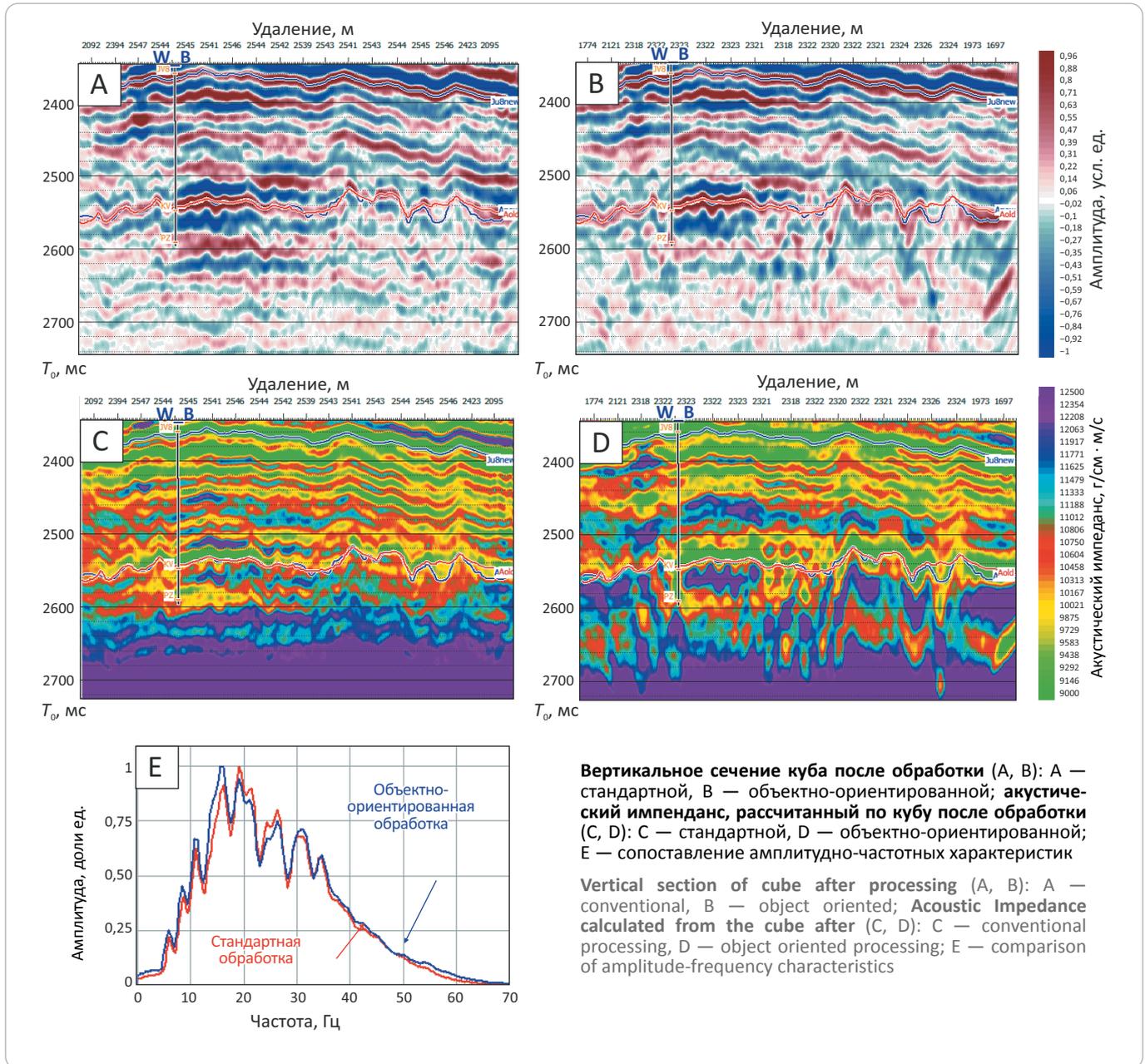
Петротип	ГИС				Керн		Шлифы
	RHOV, г/см ³	GK, мкР/ч	НPHI, доли ед.	DTP, мкс/м	K _п , доли ед.	K _{пр} , n · 10 ⁻³ мкм ²	Тип пустотного пространства
1 — грубо-крупно-обломочные силициты, тектонические брекчии и псевдобрекчии силицитов	< 2,45	0–4,9	< 0,4	> 200	0,1–0,35	0,04–100	Поровый, трещинно-поровый
2 — силициты реликтовые органогенные	< 2,6	4,9–6,65	< 0,4	> 190	0,02–0,25	0,01–10	Поровый, трещинно-поровый
3 — глинисто-кремневые и кремневые породы	< 2,6	> 6,65	< 0,4	> 190	0,02–0,23	0,01–2	Поровый, трещинно-поровый
4 — известняки тонко-мелкокристаллические	> 2,6	< 4	< 0,4	< 190	0,001–0,05	0,01–0,12	Трещины залечены
5 — кремнисто-карбонатные и глинисто-кремнисто-карбонатные породы	> 2,6	4–14	< 0,5	< 250	0,01–0,14	0,01–0,7	Трещинно-поровый, трещины залечены
6 — метадолериты	> 2,78	> 8	< 0,4	< 190	0,002–0,004	0,01–0,3	Трещинный
7 — каолинит-сидеритовые породы	> 2,6	> 14	0,3–0,45	210–230	0,04–0,06	0,02–3	Трещинно-поровый
8 — метабазальты хлоритизированные	> 2,4	4–20	> 0,4	> 265	0,1–0,15	0,013–0,19	–

состава — петротипы 1–3. Магматические, кремнисто-карбонатные породы и известняки (петротипы 4–8) практически не обладают проницаемостью порового типа, однако в них вполне возможно наличие трещинных коллекторов. Распределение выделенных петротипов в полях нескольких геофизических параметров показано на рис. 6.

При выделении эффективных толщин в скважинах старого фонда, пробуренных на пресном глинистом буровом растворе, авторы статьи учитывали прямые качественные признаки проникновения фильтрата бурового раствора в пласт: наличие глинистой корки; приращение показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда; радиальный градиент удельных электрических сопротивлений; отрицательные аномалии потенциалов собственной поляризации.

В скважинах, вскрывших доюрские отложения на соленом буровом растворе, выделение коллекторов сталкивается с определенными сложностями, так как часто не наблюдается градиента удельных электрических сопротивлений, аномалии потенциалов собственной поляризации имеют неясный характер. В данном случае важным критерием, свидетельствующим о проникновении фильтрата бурового раствора, является затухание волны Стоунли в проницаемых интервалах [9]. Анализ волны Стоунли, зарегистрированной в нескольких новых скважинах, показал, что признаки проникновения фильтрата бурового раствора в пласт имеются в интервале петротипов 1–3, а для петротипов 4–7 признаки проникновения отсутствуют. При этом для петротипов 4–8 вполне возможно наличие трещинных коллекторов, однако обосновать критерии выделения эффектив-

Рис. 5. Сопоставление результатов стандартной и объектно-ориентированной обработки
Fig. 5. Comparison of the results of conventional and object oriented processing



ных толщин по данным ГИС для них на данный момент не представляется возможным.

Петрофизическое обеспечение инверсионных преобразований

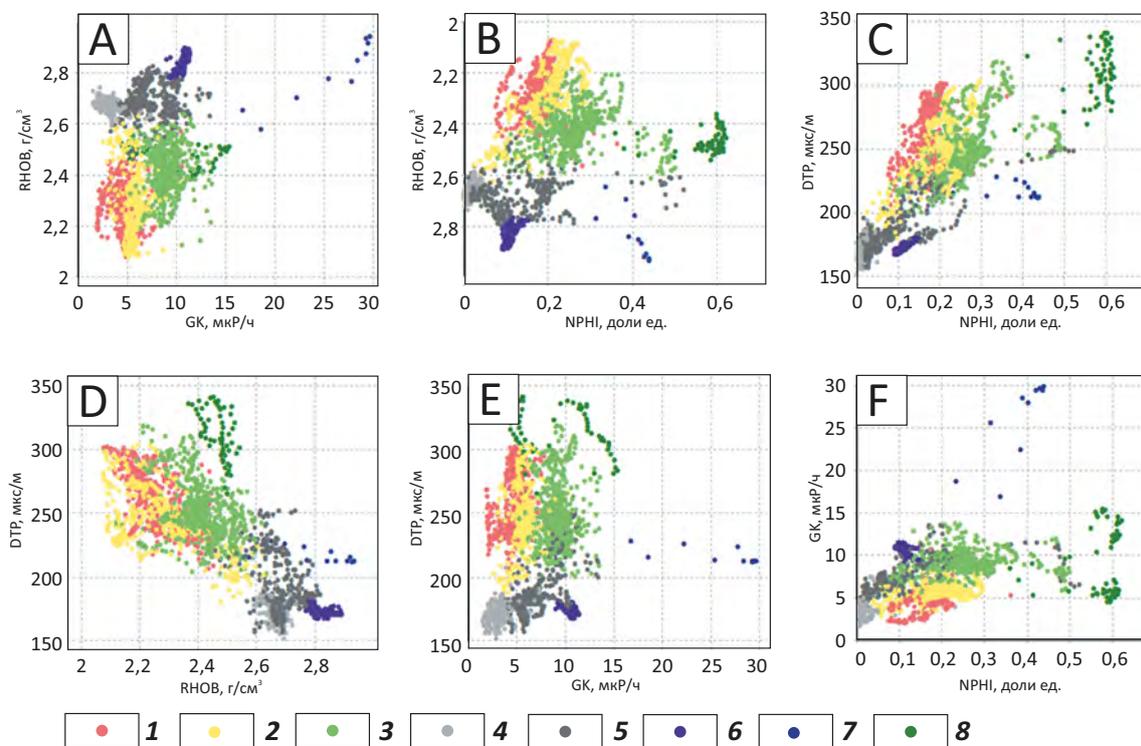
Для выполнения инверсионных преобразований сейсмических данных необходимо наличие информации о скоростях продольных, поперечных волн и плотности. В скважинах старого фонда выполнен только акустический каротаж по продольным волнам и плотностной каротаж. В современных скважинах, пробуренных с отбором керна, выполнен кросс-дипольный широкополосный акустический

каротаж и плотностной каротаж аппаратурой зарубежных компаний. Подготовка скважинных данных для сейсмостратиграфической привязки и выполнения инверсий заключалась в оценке качества каротажа, проверке уровня показаний, коррекции показаний в случае искажений, а также в восстановлении значений акустического и плотностного каротажей на участках отсутствия записи. В интервалах нижней части котухтинской свиты и верхней части доюрского комплекса для расчета значений скоростей продольных, поперечных волн и плотности при естественном насыщении выполнялось петроупругое моделирование.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Сопоставление выделенных по керну петротипов в интервале доюрского комплекса в полях геофизических параметров
Fig. 6. Comparison of petrotypes identified in core from the pre-Jurassic interval in the fields of geophysical parameters



Распределение петротипов в полях сопоставлений: А — гамма-каротаж и гамма-гамма плотностной каротаж, В — нейтронный каротаж и гамма-гамма плотностной каротаж, С — нейтронный каротаж и акустический каротаж, D — гамма-гамма плотностной каротаж и акустический каротаж, E — гамма-каротаж и акустический каротаж, F — нейтронный каротаж и гамма-каротаж. **Петротипы (1–8):** 1 — грубообломочные силициты, 2 — органогенные силициты, 3 — глинисто-кремнистые породы, 4 — известняки, 5 — кремнисто-карбонатные породы, 6 — метадолериты, 7 — каолинит-сидеритовые породы, 8 — metabазальт хлоритизированный

Distribution of petrotypes in comparison fields: A — gamma-ray and gamma-gamma density logs, B — neutron logs and gamma-gamma density logs, C — neutron logs and acoustic logs, D — gamma-gamma density logs and acoustic logs, E — gamma ray and acoustic logging, F — neutron logging and gamma ray logging. **Petrotypes (1–8):** 1 — coarsely fragmented silicite, 2 — organic silicite, 3 — siliceous-argillaceous rocks, 4 — limestone, 5 — siliceous-carbonate rocks, 6 — metadolomite, 7 — kaolinite-siderite rocks, 8 — chloritic metabasalt

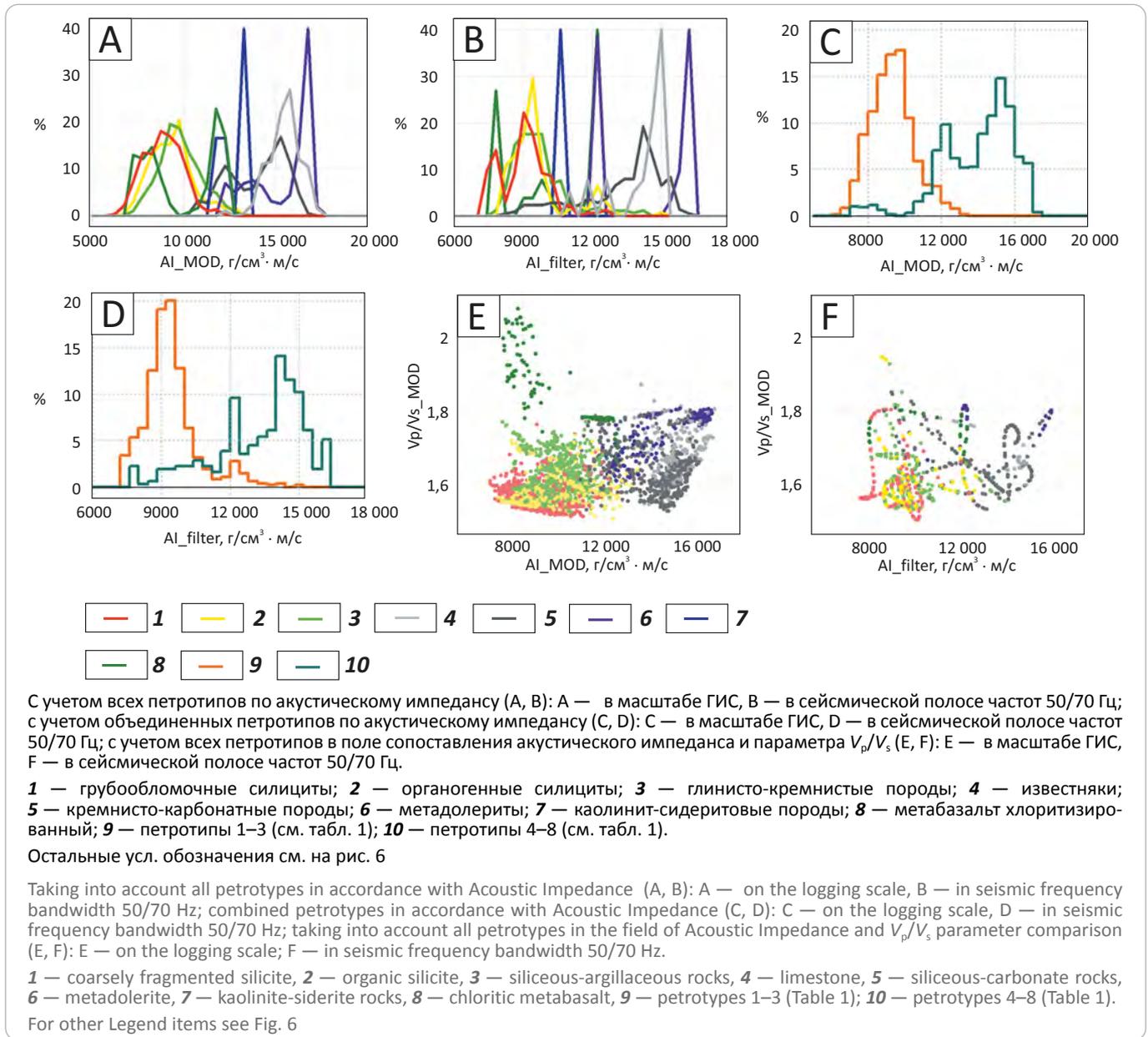
Моделирование упругих свойств включало следующие этапы:

- определение упругих модулей флюида при пластовых условиях;
- определение упругих модулей компонент твердой матрицы породы;
- определение упругих модулей пористой среды;
- определение упругих модулей насыщенной породы;
- оценка ошибок.

Входными данными являлись: коэффициент пористости, объемные доли глин, карбонатов, кремнистого материала, коэффициент водонасыщенности промытой зоны, тренд изменения пористости глин по глубине, а также учитывались данные о пластовой температуре, пластовом давлении, минерализации пластовых вод, плотности сепарированной нефти, газовом факторе, относительной плотности газа. В процессе моделирования упругих параметров была

протестирована и в дальнейшем использована для низов осадочного чехла двухкомпонентная песчано-глинистая модель и трехкомпонентная модель (кремнистый материал SiO_2 , глины, карбонаты) для отложений доюрского комплекса. По формуле Вуда и Бри [10] рассчитывались значения объемного модуля и плотности смеси пластового флюида. При смешивании компонентов для расчета объемного модуля и модуля сдвига использовалось осреднение Фойгта – Реусса – Хилла. Для определения упругих модулей пористой среды применялась самосогласованная (Self-Consistent) модель, показавшая лучшую сходимость с измеренными данными; для расчета упругих модулей насыщенной породы — метод флюидозамещения Гассмана. Сначала моделировались упругие модули частично промытой породы для сопоставления и получения удовлетворительного схождения с измеренными данными. Затем моделировались упругие модули породы с естественным (природным) насыщением. Расчет аспектных соотношений ($\alpha_{\text{пор}}$) выполнялся на основании измеренных дан-

Рис. 7. Литологическое разделение интервала доюрского комплекса по упругим параметрам
Fig. 7. Lithologic classification of pre-Jurassic sequence according to elastic parameters



ных. Полученные значения $\alpha_{пор}$ функционально связывались со значениями коэффициентов пористости, глинистости, вертикальной глубины. Используя полученную функцию, рассчитывались значения $\alpha_{пор}$, которые подавались на вход рабочего графа для расчета модельных значений объемной плотности и скоростей продольных и поперечных волн породы. Моделирование не применялось в низах осадочного чехла к углистым и уплотненным интервалам, а также в разрезе доюрского комплекса для петротипов 6–8 (метадолериты, каолинит-сидеритовые породы, метабазальты), имеющих сложный минеральный состав.

Анализ возможности петрологического разделения пород в полях упругих параметров (рис. 7) по-

казал, что в масштабе ГИС существует возможность разделения силицитов и глинисто-кремнистых пород (петротипы 1–3) от карбонатных пород (петротипы 4, 5) и метадолеритов (петротип 6) в поле акустического импеданса (см. рис. 7 А, С). Однако значения акустического импеданса каолинит-сидеритовых пород (петротип 7) и метабазальтов хлоритизированных (петротип 8) частично расположены в области низких значений и перекрываются со значениями для петротипов 1–3. При этом в поле сопоставления акустического импеданса и отношения скоростей V_p/V_s в масштабе ГИС (см. рис. 7 Е) петротипы 1–3 уверенно отделяются от петротипов 4–8. При переходе в сейсмический масштаб перекрытие упругих свойств

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

разных петротипов увеличивается (см. рис. 7 В, D, F), но возможность разделения сохраняется, что является предпосылкой для выполнения синхронной инверсии сейсмических данных.

Акустическая инверсия куба сейсмических данных

Акустическая инверсия суммарного куба была выполнена с использованием низкочастотной фоновой модели, построенной по скважинным данным, проинтерполированным в пределах куба с учетом опорных отражающих горизонтов: Б — кровля баженновской свиты; $T_{\text{ЮВ8}}$ — кровля пласта ЮВ₈; А — подошва юрских отложений. Акустическая инверсия позволила в значительной мере устранить эффект волновой интерференции и улучшить отображение силицитовых отложений, имеющих в целом пониженные значения акустической жесткости.

Анализ данных ГИС показал, что по граничному значению акустического импеданса $11\,000 \text{ м/с} \cdot \text{г/см}^3$ петротипы-коллекторы (1–3) достаточно хорошо отделяются от петротипов-неколлекторов (4–8). Для оценки возможности данного разделения по результатам инверсии из куба акустического импеданса были извлечены трассы в точках скважин. Их анализ показал, что разделение, наблюдаемое по данным ГИС, сохраняется и в результатах инверсии, что позволило:

1) получить куб литологии, по которому в первом приближении было выполнено прослеживание границы A_1 , отождествляемой с подошвой силицитовой формации (рис. 8);

2) использовать ее при построении фоновой модели для синхронной инверсии.

Синхронная инверсия куба сейсмических данных

Как показывают результаты анализа упругих свойств, достаточно уверенное разделение разреза по петротипам можно выполнить лишь в поле нескольких упругих параметров, для прогнозирования которых по сейсмическим данным в настоящее время широко применяется синхронная инверсия.

Синхронная инверсия — это метод инверсии сейсмических данных до суммирования, в котором используются либо частичные суммы, либо непосредственно сейсмограммы. При выполнении синхронной инверсии отдельно оцениваются импульсы для каждой угловой суммы или диапазона углов отражения, что позволяет компенсировать эффекты изменения амплитудного, частотного и фазового диапазонов, зависящие от удаления, благодаря чему получается более тонкослоистая модель геологической среды [11]. В результате получают кубы P - и S -импедансов (Z_p и Z_s), куб отношения скоростей V_p/V_s и куб плотности (ρ).

Получаемые в результате синхронной инверсии упругие параметры являются свойствами пород, ко-

торые могут напрямую соотноситься с фильтрационно-емкостными свойствами коллектора. Финальные модели упругих параметров наиболее оптимально воспроизводят входные сейсмические данные, так как это является частью оптимизации сейсмической инверсии.

В данной статье синхронная инверсия была выполнена с использованием двух вариантов фоновой модели: одна была построена с использованием только опорных отражающих горизонтов Б, $T_{\text{ЮВ8}}$ и А, а при построении второго варианта модели кроме опорных горизонтов использовалась граница A_1 , прослеженная по кубу импедансов, полученному в результате акустической инверсии, и отождествляемая с подошвой силицитовой формации.

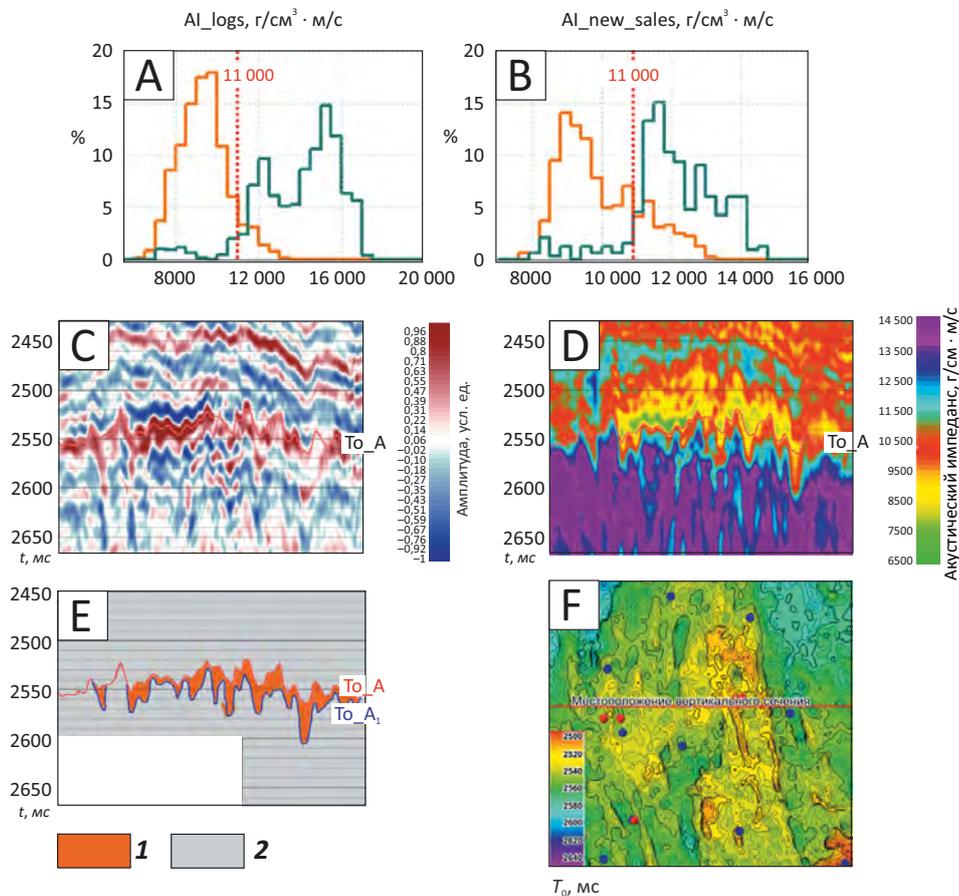
Затем с использованием обоих вариантов фоновой модели был выполнен подбор параметров для выполнения синхронной инверсии, оценка точности данного преобразования и расчет двух вариантов кубов упругих параметров. Визуальный анализ результатов инверсии показывает (рис. 9), что учет границы A_1 при построении фоновой модели для инверсии позволил ограничить по площади зоны распространения областей с пониженными значениями упругих свойств, задать толстослоистую упругую модель, соответствующую концептуальной модели строения верхней части доюрского комплекса (см. рис. 2), и, соответственно, более точно восстановить упругие параметры пород этого интервала, что подтверждается скважинными данными, не использованными при построении фоновой модели. Поэтому для построения сейсмогеологической модели верхней части доюрского комплекса и продуктивных отложений нижней юры был использован именно этот вариант инверсии.

Интерпретация результатов синхронной инверсии

По результатам выполненного анализа связей петрофизических характеристик с упругими свойствами установлено, что литологическое разделение изучаемого интервала по данным ГИС лучше всего происходит в полях нескольких упругих параметров (рис. 10 А). Поэтому для дальнейшей интерпретации результатов синхронной инверсии из полученных кубов упругих параметров были извлечены трассы в точках скважин, которые учитывались при построении модели для инверсии, и выполнен анализ полученных результатов (см. рис. 10 В).

Можно отметить, что в целевом интервале, как по данным ГИС, так и по результатам инверсии, происходит перекрытие упругих свойств для разных литологических разностей, что создает неопределенность в описании свойств пласта. Для учета неопределенности в зонах перекрытия петротипов в настоящее время используют объемную интерпретацию результатов инверсии, основанную на байесовской классификации [12]. Полученные результаты могут свиде-

Рис. 8. Картирование подошвы силицитов в интервале доюрского комплекса
Fig. 8. Mapping of silicite formation Bottom in the interval of pre-Jurassic sequence



Разделение петротипов (A, B): A — по акустическому импедансу в масштабе ГИС, B — по результатам акустической инверсии; вертикальное сечение (C–E): C — амплитудного сейсмического куба, D — куба акустического импеданса, E — куба литологии; F — карта T_0 подошвы юрских отложений. **Литология ниже ОГ А:** 1 — петротипы 1–3, 2 — петротипы 4–8.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 7

Petrotypes classification (A, B): A — in accordance with Acoustic Impedance on the logging scale, B — according to the results of Acoustic Inversion; vertical section (C–E): C — seismic amplitude cube, D — Acoustic Impedance cube, E — lithology cube; F — T_0 map of the bottom of the Jurassic deposits. **Lithology below A Reflector:** 1 — petrotypes 1–3, 2 — petrotypes 4–8.

For other Legend items see Fig. 7

тельствовать не только о том, что нахождение того или иного петротипа в данном определенном месте является наиболее вероятным, но также показывают, с какой вероятностью он находится в данной точке. В результате получается куб литологии, представляющий собой распределение наиболее вероятных петротипов, а также кубы вероятности наличия каждого из петротипов.

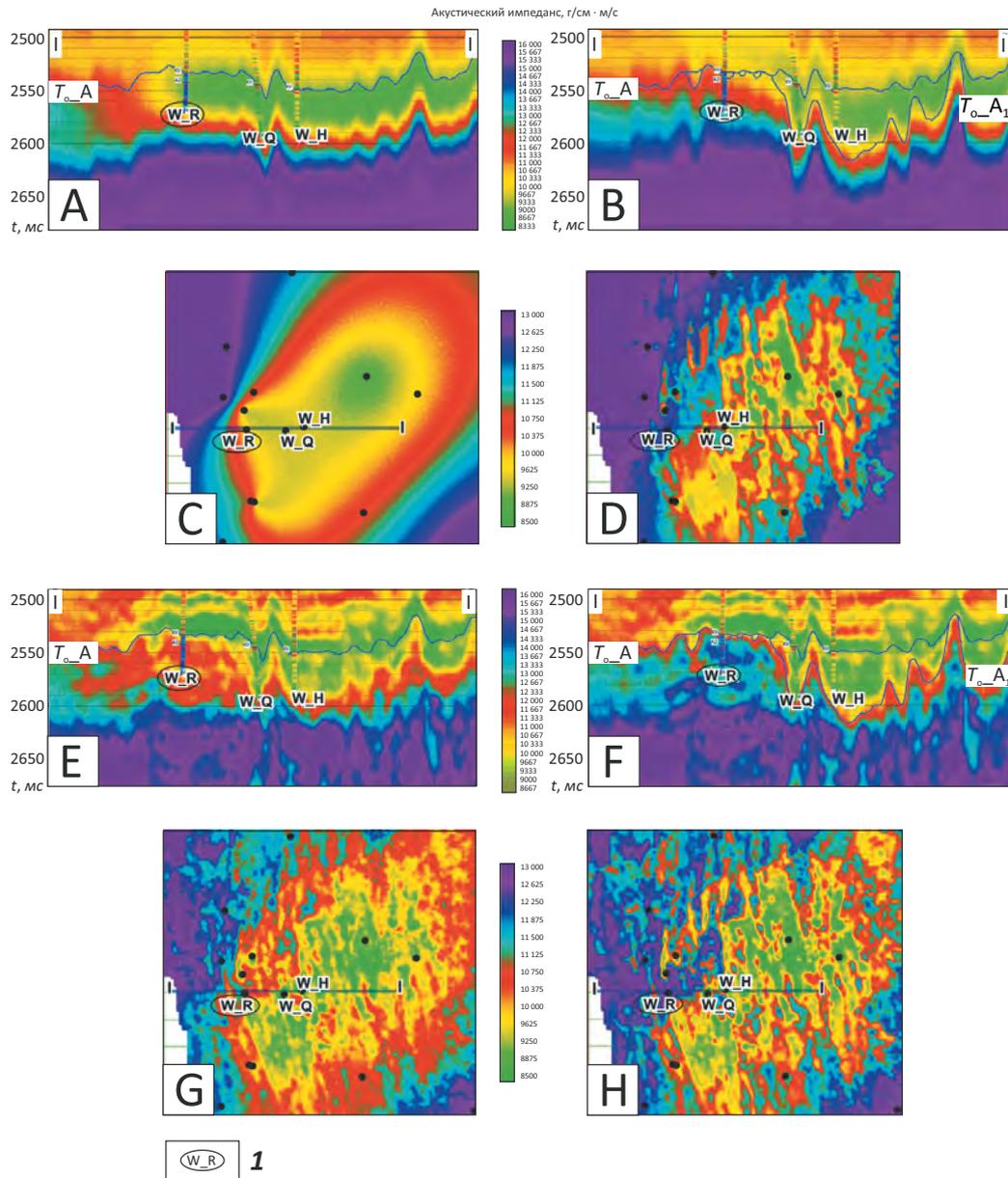
Для уменьшения неоднозначности интерпретации вначале было проведено укрупнение петротипов, выделенных в результате совместного анализа керновых и каротажных данных. Петротипы объединялись по сходству коллекторских и упругих свойств разных литологических разновидностей. В результате для сейсмической интерпретации интервала верхней части доюрского комплекса были получены следующие объединенные петротипы:

- силициты — объединены петротипы различных силицитов, глинисто-кремневых и кремневых пород, характеризующихся наличием поровых объемов;
- карбонаты — объединены петротипы различных известняков кремнисто-карбонатных и глинисто-кремнисто-карбонатных пород, не имеющих поровых объемов;
- metabasalts — включены петротипы хлоритизированных metabasalts и каолинит-сидеритовых пород;
- неколлекторы — все отложения нижней юры.

Как показала оценка качества выполнения синхронной инверсии, упругие параметры были восстановлены с высокой точностью (погрешность в среднем составила около 9 %), поэтому вероятностная

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

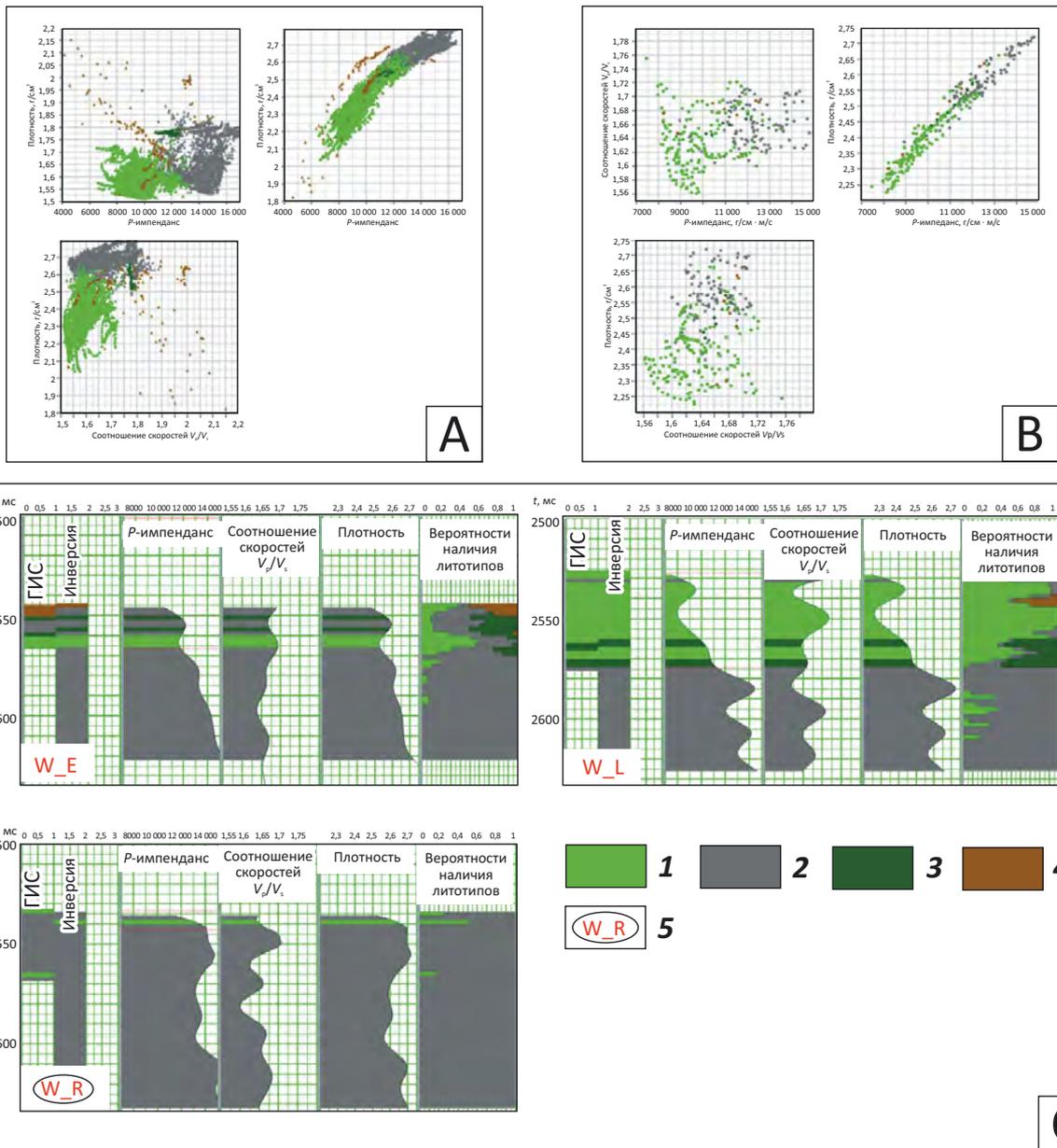
Рис. 9. Сопоставление результатов инверсионных преобразований по двум вариантам фоновых моделей в интервале доюрского комплекса
Fig. 9. Comparison of inversion results for two versions of background models in pre-Jurassic interval



Вертикальное сечение фоновой модели P -импеданса, построенной (A, B): A — без учета границы A_1 , B — с учетом границы A_1 ; карта среднего значения P -импеданса в окне ОГ А+50 мс по фоновой модели, построенной (C, D): C — без учета границы A_1 , D — с учетом границы A_1 ; вертикальное сечение куба P -импеданса, полученного в результате синхронной инверсии с использованием фоновой модели, построенной (E, F): E — без учета границы A_1 , F — с учетом границы A_1 ; карта среднего значения P -импеданса в окне ОГ А+50 мс по кубу P -импеданса, полученному в результате синхронной инверсии с использованием фоновой модели, построенной (G, H): G — без учета границы A_1 , H — с учетом границы A_1

Vertical section of P -impedance background model created (A, B): A — taking no account of A_1 boundary, B — taking account of A_1 boundary; map of average P -impedance in the window A Reflector+50 ms created using the background model (C, D): C — taking no account of A_1 boundary, D — taking account of A_1 boundary; vertical section of P -impedance cube obtained using simultaneous inversion with the background model created (E, F): E — taking no account of A_1 boundary, F — taking account of A_1 boundary; map of average P -impedance in the window A Reflector+50 ms created using P -impedance cube obtained as a result of simultaneous inversion with the use of the background model created (G, H): G — taking no account of A_1 boundary, H — taking account of A_1 boundary

Рис. 10. Вероятностная интерпретация результатов инверсионных преобразований
Fig. 10. Probabilistic interpretation of the results of inversion transformations



Литологическое разделение верхней части доюрского комплекса в полях сопоставления упругих параметров (А, В): А — по данным ГИС, В — по результатам инверсии; С — контроль качества литологического разделения в точках скважин.

Породы (1–4): 1 — силицит (51,33 %), 2 — известняк (44,6 %), 3 — метабазальт (1,75 %), 4 — неколлектор (2,32 %); 5 — скважина, материалы которой не использованы при построении фоновых моделей

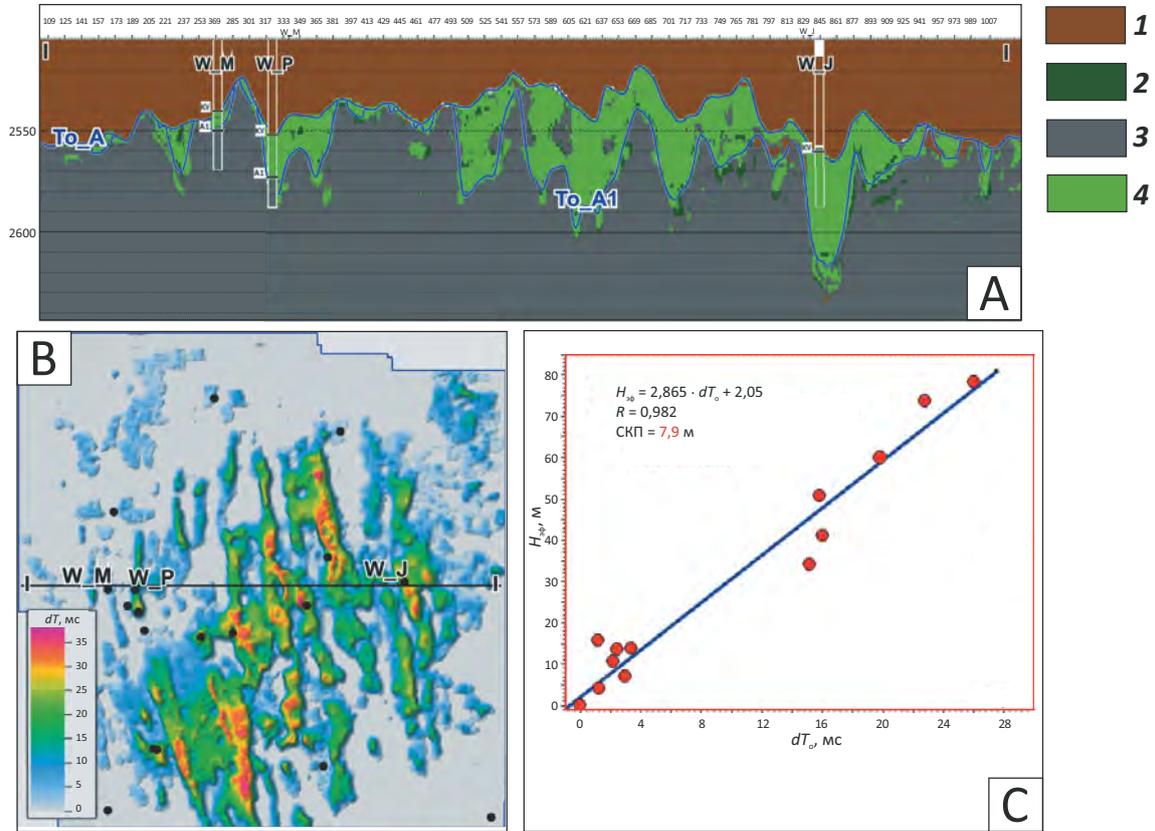
Lithologic classification of the upper part of pre-Jurassic sequence (A, B): A — in the fields of elastic parameters comparison according to well logging data, B — lithologic classification of the upper part of pre-Jurassic sequence in the fields of elastic parameters comparison according to inversion results, C — quality control of lithological classification on well sites.

Rocks (1–4): 1 — silicite (51.33 %), 2 — limestone (44.6 %), 3 — metabasalt (1.75 %), 4 — non-reservoir (2.32 %); 5 — well the materials of which were not used in background models building



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 11. Картирование подошвы силицитовой формации и прогноз ее эффективных толщин
Fig. 11. Mapping of silicite formation Bottom and prediction of its net thickness



А — вертикальное сечение куба литологии, полученного в результате вероятностной интерпретации данных синхронной инверсии, В — карта временной мощности литотипа силицит, С — зависимость эффективных толщин доюрского резервуара от временной мощности петротипа силицит.

1 — отложения нижней юры, 2 — metabasalt, 3 — карбонат, 4 — силицит

A — vertical section of lithology cube obtained as a result of probabilistic interpretation of simultaneous inversion data, B — map of time thickness of "silicite" lithotype, C — net thickness of pre-Jurassic reservoir as a function of time thickness of "silicite" petrotype.

1 — Lower Jurassic deposits, 2 — metabasalt, 3 — carbonate, 4 — silicite

интерпретация результатов инверсии была выполнена в трех параметризациях (см. рис. 10): 1) $V_p V_s / P$ -импеданс; 2) плотность / P -импеданс; 3) плотность / $V_p V_s$.

Выполняя по скважинам сопоставление результатов вероятностной интерпретации данных синхронной инверсии, можно отметить, что в целевом интервале прогноз достаточно хорошо совпадает с реальными данными, в том числе и по скважинам, материалы которых не использованы при построении фоновых моделей упругих параметров для выполнения инверсионных преобразований (см. рис. 10 С).

По полученному кубу литологии была уточнена корреляция границы A_1 , отождествляемой авторами статьи с подошвой силицитовой формации (рис. 11). Результирующая карта временной мощности резервуара в интервале доюрского комплекса показала

достаточно высокую связь с эффективными толщинами силицитовой формации, что позволило выполнить их прогноз.

В результате количественной интерпретации данных 3D-сейсмозвездки удалось добиться существенной детализации контуров распространения коллектора и продуктивных полей. Существенное изменение моделей залежей привело к значительному увеличению объемов запасов (табл. 2).

Заклучение

Анализ и обобщение новых литологических и петрофизических данных позволили сделать вывод, что доюрские резервуары Северо-Варьеганской площади связаны с первично осадочной силицитовой формацией, которая занимает определенное место в стратиграфической последовательности палеозойских отложений. Она сохранилась от предюрского

Табл. 2. Изменение запасов свободного газа и конденсата по доюрскому комплексу Северо-Варьганского месторождения по авторской модели в сравнении с запасами, стоящими на балансе в пределах куба сейсмических данных 3D

Tab. 2. Changes in free gas and condensate content in pre-Jurassic sequence of the North Varyogan field: comparison of the author's model and state-registered reserves within 3D seismic volume

Категория запасов	Изменение площади газоносности, %	Изменение объема газосодержащих пород, %	Изменение начальных геологических запасов газа, %
B ₁	-29,9	-27,5	-17,4
B ₂	+47,4	+80,7	+127
B ₁ + B ₂	+11,5	+23,4	+45,9

размыва в осевых частях и на крыльях палеозойских линейных синклиналиных складок субмеридионального простирания (в пределах опущенных блоков). Этот вывод принципиально меняет подход к поиску резервуаров: искать их следует путем изучения внутренней тектоники палеозойского комплекса, а не палеоморфологии предъюрской эрозионной поверхности.

К настоящему времени, в результате значительных объемов бурения и современных сейсмических исследований, 3D-структурный план по кровле доюрского комплекса в пределах продуктивных полей уже достаточно хорошо изучен. Он представляет собой крупную приподнятую зону, осложненную многочисленными узкими линейными положительными и отрицательными элементами северо-северо-западного простирания, ограниченными разрывными нарушениями различной степени контрастности. Данная система разрывных нарушений обусловлена близостью Северо-Варьганского месторождения к Колтогорско-Уренгойскому грабен-рифту, существование и развитие которого и обусловило региональный тренд тектонических напряжений, формирующий параллельные ему разломы. На карте T₀ по подошве осадочного чехла отчетливо просматриваются линейные зоны, которые гипсометрически и морфологически обособляют отдельные тектонические блоки. Палеотектонический анализ методом изохорического треугольника показал, что на изучаемой

территории обособляется несколько тектонических блоков, которые просматриваются во всем интервале осадочного чехла, что свидетельствует о тектонической активности и постоянной «обновляемости» тектонических нарушений. Данные разработки по нескольким эксплуатационным скважинам позволяют сделать предположение, что некоторые из разломов, разделяющих отдельные блоки, являются экранами для флюидов, однако этот вопрос нуждается в отдельной проработке.

В результате объектно-ориентированной переработки куба сейсмических данных в волновом поле проявились элементы, связанные с геологическим строением верхней части доюрского комплекса.

Выполненная синхронная инверсия сейсмических данных и последующая вероятностная интерпретация ее результатов позволили получить куб литологии для верхней части доюрского комплекса, с помощью которого выполнено картирование подошвы силицитовой формации и выделена система узких линейных зон ее развития субмеридионального простирания.

Комплексный анализ данных сейсморазведки, ГИС и керна с использованием разработанных методических приемов объединения разномасштабной геолого-геофизической информации позволил создать сейсмогеологическую модель строения верхней части доюрского комплекса, которая легла в основу построения трехмерной геологической модели.

Литература

1. Архипов С.В., Боркун Ф.Я., Питкевич В.Т., Пятков М.И., Фаин Ю.Б. Коллекторы доюрско-юрского комплекса Северо-Варьганской площади // Геология нефти и газа. – 1989. – № 5. – С. 27–29.
2. Бочкарев В.С., Грищенко А.И., Лещенко В.Е., Мамлеев Р.Ш., Онищук Т.М. Палеозойские отложения — новое направление разведочных работ на нефть и газ на юго-востоке Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1996. – № 1. – С. 2–8.
3. Курда Н.П., Паромов И.В., Смирнова В.В. и др. Геологическое развитие и строение доюрских комплексов центральных и восточных районов ХМАО, перспективные направления поисково-оценочных работ на нефть и газ // Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на территории Ханты-Мансийского автономного округа : научно-практическая конференция «Круглый стол» (12 февраля 2003 г.). – 2003. – С. 1–18.
4. Лебедев М.В., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б. Методика и результаты прогноза коллекторов в коре выветривания Северо-Варьганского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 4–12.
5. Фищенко А.Н., Романчев М.А., Сильянов В.В., Зеленов И.А., Карих Т.М., Яцканич Е.А., Габдрахманова К.А., Кудаманов А.И., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б., Лебедев М.В. Концептуальная геологическая модель верхней части доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения // Сборник научных трудов ТННЦ. – 2017. – № 3. – С. 220–234.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

6. Кудаманов А.И., Карих Т.М., Лебедев М.В. О происхождении кремнистых отложений девона Западной Сибири на примере Северо-Варьганского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 82–85. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-82-85.
7. Фищенко А.Н., Лебедев М.В., Мазниченко М.В., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б. Новые данные о геологическом строении нефтегазонасного резервуара в верхней части доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-3-13-17.
8. Фищенко А.Н., Горбунов П.А., Лебедев М.В., Мазниченко М.В., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б. Новые результаты изучения геологического строения верхней части доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения // Сборник научных трудов ТННЦ. – 2018. – № 4. – С. 56–69.
9. Добрынин С.В., Стенин А.В. Оценка проницаемости и динамической пористости по данным широкополосного акустического каротажа // Каротажник. – 2008. – № 4. – С. 45–49.
10. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook. Tools for seismic analysis in porous media. – Cambridge : Cambridge Univ. Press, 2009. DOI: 10.1017/CBO9780511626753.
11. Hampson D.P., Russell B., Bankhead B. Simultaneous Inversion of Pre-stack Seismic Data // Geohorizons. – 2006. – С. 13–17.
12. Doyen P.M. Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective. – EAGE, 2007. DOI: 10.3997/9789073781771.

References

1. Arkhipov S.V., Borkun F.Ya., Pitkevich V.T., Pyatkov M.I., Fain Yu.B. Kollektory doyursko-yurskogo kompleksa Severo-Var'eganskoi ploschadi [Reservoirs of the pre-Jurassic - Jurassic complex of the northern Variegan area]. *Geologiya nefi i gaza*. 1989;(5):27–29. In Russ.
2. Bochkarev V.S., Grishchenko A.I., Leshchenko V.E., Mamleev R.Sh., Onishchuk T.M. Paleozoiskie otlozheniya – novoe napravlenie razvedochnykh rabot na nef't i gaz na yugo-vostoke Zapadnoi Sibiri [Palaeozoic deposits — a new focus area of oil and gas exploration in the south-east of Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 1996;(1):2–8. In Russ.
3. Kirda N.P., Paromov I.V., Smirnova V.V. et al. Geologicheskoe razvitiye i stroeniye doyurskikh kompleksov tsentral'nykh i vostochnykh raionov KHMAO, perspektivnyye napravleniya poiskovo-otsenochnykh rabot na nef't i gaz [Geological evolution and structure of pre-Jurassic sequences in central and eastern KhMAO regions; future trends of exploration and appraisal works for oil and gas]. In: Perspektivy nef'tegazonosnosti paleozoiskikh otlozhenii na territorii Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga: nauchno-prakticheskaya konferentsiya "Kruglyi stol". 2003. pp. 1–18. In Russ.
4. Lebedev M.V., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B. Metodika i rezul'taty prognoza kollektorov v kore vyvetrivaniya Severo-Var'eganskogo mestorozhdeniya [Methods and results of predicting reservoirs in weathering crust of severo-varyogansky field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2014;(3):4–12. In Russ.
5. Fishchenko A.N., Romanchev M.A., Sil'yanov V.V., Zelenov I.A., Karikh T.M., Yatskanich E.A., Gabdrakhmanova K.A., Kudamanov A.I., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B., Lebedev M.V. Kontseptual'naya geologicheskaya model' verkhnei chasti doyurskogo kompleksa Severo-Var'eganskogo mestorozhdeniya [Conceptual geological model of the upper part of Pre-Jurassic sequence in the North Varyogan field]. *Sbornik nauchnykh trudov TNNTs*. 2017;(3):220–234. In Russ.
6. Kudamanov A.I., Karikh T.M., Lebedev M.V. O proiskhozhdenii kremnistykh otlozhenii devona Zapadnoi Sibiri na primere Severo-Var'eganskogo mestorozhdeniya [Revisiting the clues to the origin of devonian siliceous deposits of West Siberia: case study of the severo-varyoganskoye field]. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2017;(11):82–85. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-82-85. In Russ.
7. Fishchenko A.N., Lebedev M.V., Maznichenko M.V., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B. Novye dannye o geologicheskom stroenii nef'tegazonosnogo rezervuara v verkhnei chasti doyurskogo kompleksa Severo-Var'eganskogo mestorozhdeniya [New data on the geological structure of the oil and gas reservoir in the upper part of the pre-Jurassic complex of the Severo-Varyeganskoye field]. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2018;(3):13–17. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-3-13-17. In Russ.
8. Fishchenko A.N., Gorbunov P.A., Lebedev M.V., Maznichenko M.V., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B. Novye rezul'taty izucheniya geologicheskogo stroeniya verkhnei chasti doyurskogo kompleksa Severo-Var'eganskogo mestorozhdeniya [New results of geological structure studies: the upper part of Pre-Jurassic sequence in the North Varyogan field]. *Sbornik nauchnykh trudov TNNTs*. 2018;(4):56–69. In Russ.
9. Dobrynin S.V., Stenin A.V. Otsenka pronitsaemosti i dinamicheskoi poristosti po dannym shirokopolosnogo akusticheskogo karotazha. [Permeability and dynamic porosity estimation by wide-band sonic log (AKSH)]. *Karotazhnik*. 2008;(4):45–49. In Russ.
10. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook. Tools for seismic analysis in porous media: Cambridge: Cambridge Univ. Press; 2009. DOI: 10.1017/CBO9780511626753.
11. Hampson D.P., Russell B., Bankhead B. Simultaneous Inversion of Pre-stack Seismic Data. *Geohorizons*. 2006. pp. 13–17.
12. Doyen P.M. Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective. EAGE; 2007. DOI: 10.3997/9789073781771.

Информация об авторах

Яневиц Рональд Брунович

Заместитель начальника управления
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
RBYanevits@tnnc.rosneft.ru
Scopus: 55531665800
ORCID ID: 0000-0002-1639-5874

Information about authors

Ronald B. Yanevits

Deputy Head of Administration
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
RBYanevits@tnnc.rosneft.ru
Scopus: 55531665800
ORCID ID: 0000-0002-1639-5874

Горбунов Павел Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,
Главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
pagorbunov@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-6006-8213

Карих Татьяна Михайловна

Главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
tmkarikh@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-2560-6637

Кудаманов Александр Иванович

Кандидат геолого-минералогических наук,
эксперт
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Лебедев Михаил Валентинович

Доктор геолого-минералогических наук,
эксперт
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
mvlebedev2@tnnc.rosneft.ru

Мазниченко Максим Васильевич

Менеджер
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
mvmaznichenko@tnnc.rosneft.ru

Соколовская Олеся Анатольевна

Главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
OASokolovskaya@tnnc.rosneft.ru

Фищенко Анжелика Николаевна

Начальник управления
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
ANFishenko@tnnc.rosneft.ru

Pavel A. Gorbunov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Specialist
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
pagorbunov@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-6006-8213

Tat'yana M. Karikh

Chief Specialist
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
tmkarikh@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-2560-6637

Aleksandr I. Kudamanov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Expert
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Mikhail V. Lebedev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Expert
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
mvlebedev2@tnnc.rosneft.ru

Maksim V. Maznichenko

Manager
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
mvmaznichenko@tnnc.rosneft.ru

Olesya A. Sokolovskaya

Chief Specialist
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
OASokolovskaya@tnnc.rosneft.ru

Anzelika N. Fishchenko

Head of Administration
LLC «Tyumen Petroleum Research Center»,
42, ul. Maksima Gor'kogo, Tyumen', 625048, Russia
ANFishenko@tnnc.rosneft.ru



К.И. Багринцева
19.10.1922–10.08.2021

10 августа 2021 г. на 99-м году ушла из жизни Ксения Ивановна Багринцева, главный научный сотрудник ФГБУ «ВНИГНИ», доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный деятель науки Российской Федерации, Отличник угольной промышленности СССР, Отличник газовой промышленности, Отличник разведки недр, Почетный разведчик недр, старейший сотрудник нашего Института, крупный ученый в области нефтяной и газовой геологии, широко известная в научных кругах России и за рубежом, внесшая огромный вклад в мировую геологическую науку.

Ксения Ивановна окончила в 1946 г. МГРИ им. С. Орджоникидзе. Занимала должности геолога НИСа МГРИ (1945–1948); геолога ВНИИГАЗа (1948–1950); начальника партии МГРИ (1950–1954); старшего научного сотрудника ВУГИ (1954–1959); старшего научного сотрудника ВНИИГАЗа (1959–1972 г.). Занималась изучением газов угольных месторождений в Донбассе, Кузбассе и Караганде, исследовала коллекторы газовых залежей.

С 1971 г. К.И. Багринцева работала во ВНИГНИ, руководила лабораторией природных резервуаров. С 1992 г. являлась главным научным сотрудником. Общий стаж научной работы профессора Ксении Ивановны Багринцевой составил 75 лет.

К.И. Багринцевой были предложены принципиально новые методы оценки трещиноватости и кавернозности карбонатных коллекторов методом капиллярной дефектоскопии, которые были защищены авторскими свидетельствами и применялись при разведки крупнейших месторождений России (Оренбургского, Вуктыльского, Астраханского, Юрубчено-Тохомского, Хорейверского, Ардалинского, Приразломного и др.), Казахстана (Тенгиза, Карачаганак, Жанажола и др.).

Ксения Ивановна участвовала в работе школ передового опыта и экспертных групп Мингео СССР, выезжая в составе научных советов в районы Белоруссии, Средней Азии, Восточной Сибири и Тимано-Печорской провинции. Под ее руководством защитилось 15 кандидатов и 3 доктора наук.

К.И. Багринцева была членом Ученого совета ВНИГНИ, членом диссертационных советов ВНИГНИ, ИГД им. А.А. Скочинского, МГРИ им. С. Орджоникидзе. В 1970–1980-е гг. вела большую организационную работу как председатель Межведомственного совета по лабораторным методам изучения коллекторов.

Ксения Ивановна была одним из ведущих специалистов-геологов нашей страны. Автор и соавтор более 120 опубликованных научных работ, в том числе 3 монографий, а также «Атласа карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ». В 2007 г. К.И. Багринцева была избрана иностранным членом Американского отделения Академии наук. Была неоднократно награждена государственными и ведомственными наградами.

Ксения Ивановна Багринцева беззаветно служила отечественной геологической науке, была принципиальным и требовательным руководителем, отзывчивым, внимательным и доброжелательным человеком. Светлая память о Ксении Ивановне Багринцевой навсегда сохранится в сердцах ее коллег и учеников.

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

УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-95-101

Прогноз скоплений углеводородов во внутренней зоне Предуральского краевого предгорного прогиба

© 2021 г. | И.А. Маракова

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта, Россия; miss.marakova@mail.ru

Поступила 01.12.2020 г.

Доработана 10.02.2021 г.

Принята к печати 22.02.2021 г.

Ключевые слова: *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция; карбонатные отложения; перспективные структуры; условия формирования; ловушка; залежь; миграция.*

Аннотация: В структуре российских запасов существенно увеличилась доля трудноизвлекаемых нефтей. При этом добыча такого сырья растет значительно медленнее, чем его доля в общем объеме запасов. Этот дисбаланс, особенно характерный для старых добывающих регионов, ведет к сокращению ресурсной базы и ухудшению ее качества. В статье рассмотрены условия образования и особенности строения карбонатных отложений доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса в пределах исследуемых участков в районе Верхнепечорского поперечного поднятия. Также рассмотрены наиболее перспективные объекты, которые выявлены по геолого-геофизическим данным. На территории исследований анализируются факторы, способствовавшие образованию ловушек в доманиково-фаменское время. Для оценки ресурсов использован усовершенствованный подход прогнозирования начальных потенциальных ресурсов с учетом расчета скорости и длины перемещения миграционных струй углеводородов из очага генерации и вероятности достижения ими заданного глубинного интервала. В статье представлена типовая схема прогнозирования скоплений углеводородов, которую можно использовать для оценки вероятности заполнения ловушки углеводородами в определенном глубинном интервале. На основе интерпретации значительного объема геолого-геофизического материала приведены результаты расчета вероятности заполнения ловушки в пределах Изъяюской структуры.

Для цитирования: Маракова И.А. Прогноз скоплений углеводородов во внутренней зоне Предуральского краевого предгорного прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 95–101. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-95-101.

Prediction of hydrocarbon accumulations in the Pre-Urals foreland basin interior zone

© 2021 | I.A. Marakova

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia; miss.marakova@mail.ru

Received 01.12.2020

Revised 10.02.2021

Accepted for publication 22.02.2021

Key words: *Timan-Pechora oil and gas province; carbonate deposits; promising structures; formation conditions; trap; reservoir; migration.*

Abstract: The author shows that the share of hard-to-recover oils has significantly increased in the structure of Russian reserves. At the same time, the production of these raw materials is growing much slower than its share in the total volume of reserves. Such a disbalance especially typical of the mature producing regions leads to resource base decrease and deterioration. The authors discuss the conditions of carbonate deposits formation and structural features of the Domanic-Tournaisian oil and gas play within the studied areas of the Verkhnepechorsky transverse uplift. The authors discuss the most promising objects that have been identified using geological and geophysical data. Factors that contributed to trap formation in the study area in the Domanic-Famennian time are analyzed. To assess the resources, an advanced approach to predict initial potential resources was used taking into account calculation of hydrocarbon migration streams speed and range and probability of reaching a given depth interval. The authors present a typical workflow for hydrocarbon accumulations predicting, which can be used to assess the probability of charging a trap with hydrocarbons in certain depth interval. Based on interpretation of a significant volume of geological and geophysical material, the results of calculating the probability of trap charging within the Izjayusky structure are presented.

For citation: Marakova I.A. Prediction of hydrocarbon accumulations in the Pre-Urals foreland basin interior zone. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):95–101. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-95-101. In Russ.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Введение

Формирование Предуральского краевого прогиба началось в условиях субдукционного перикратонного опускания пассивной континентальной окраины Восточно-Европейской платформы и завершилось в результате коллизионных тектонических процессов на Урале в триас-юрское время.

Верхнепечорская впадина относится к южному окончанию северного сегмента Предуральского краевого прогиба Тимано-Печорской плиты и является структурой I порядка, которая простирается в субмеридиональном направлении [1].

В тектоническом плане впадина приурочена к краевой части Тимано-Печорской плиты. По морфологии локальных структур в ней выделяют внешнюю, осевую и внутреннюю зоны, отличающиеся разной степенью влияния уральского складкообразования. Внутренняя приуральская зона Верхнепечорской впадины осложнена серией высокоамплитудных надвигов и характеризуется чешуйчато-надвиговым строением [2, 3]. Складки и надвиги внутренней зоны Верхнепечорской впадины образуют в плане линейную систему дислокаций, выпуклую к западу (рис. 1).

Методика исследований

При прогнозировании скоплений УВ анализируются факторы, способствующие образованию ловушки, а также проводится анализ палеотермических условий зон газообразования и нефтеобразования. На этой основе ведется расчет количества УВ, перемещенных в ловушку в заданном глубинном интервале. При разработке методики были приняты во внимание работы [4, 5].

Результаты исследований

Перспективным резервом пополнения нефтяных и газовых ресурсов Тимано-Печорской провинции являются карбонатные отложения доманиковых фаций верхнего девона, широко распространенные практически по всей площади этой провинции [6, 7].

В Предуральском краевом прогибе отложения доманика — нетрадиционные источники УВ — развиты в депрессионных фациях. Доманикиты образовались как литофациальный комплекс в условиях спокойных трансгрессивно-регрессивных циклов Уральского палеоокеана [3]. Это предопределило разнофациальный характер отложений, главной чертой которых являлась строгая зональность их распространения: шельфовые, рифовые и глубоководные фации. Коренная структурно-тектоническая перестройка в целом осадочного чехла прогиба, в том числе и «доманикитов», произошла в результате столкновения двух плит — Восточно-Европейской и Сибирской, что привело к горообразованию на Урале и формированию чешуйчато-надвиговых и шовных структур во внутренней зоне прогиба и на границе с Печорской плитой. Тектонические процессы повлияли не только

на формирование структурно-тектонических ловушек различного масштаба, но и на образование вторичных коллекторов трещинного типа в депрессионных отложениях верхнего девона. Необходимо отметить, что шовные структуры являются границами распространения доманикитов, а также температурными зонами, в которых поддерживаются условия образования УВ.

Усиление тектонической активности отразилось на распределении обстановок осадконакопления и в Верхнепечорской впадине. Здесь на фоне общего погружения по глубинным разломам субмеридионального простираения и в условиях растяжения, вероятно, происходило медленное смещение блоков в сторону палеоокеана. При расхождении блоков на месте разломов формировались узкие прогибы, заполнившиеся аллохтонными осадками [3]. Блоковое строение Верхнепечорской впадины проявилось в морфологии дна бассейна. На приподнятых участках конседиментационно развивались одиночные рифы и карбонатные банки.

Сейсморазведочными работами на ряде площадей по периферии Верхнепечорского палеоподнятия выявлено большое число рифогенных построек.

Регрессивная направленность раннефаменской седиментации отразилась в строении осадочных ритмов, в которых доминируют регрессивные элементы. Снивелировав обширную территорию, раннефаменские осадки к концу елецкого времени захоронили большинство одиночных карбонатных построек [8, 9].

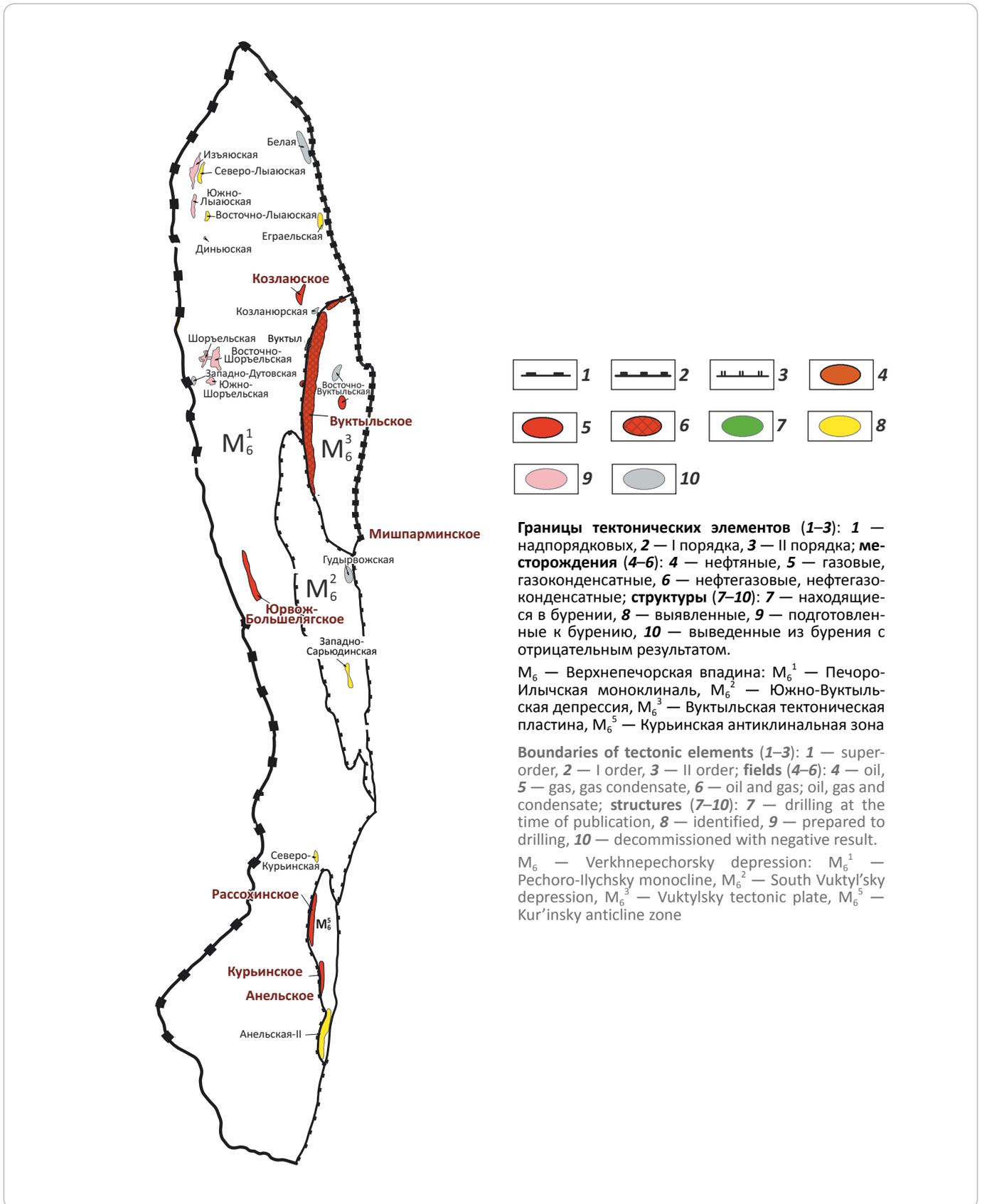
Елецкие барьерно-рифовые образования являются мелководно-шельфовыми аналогами пластов Φ_{1-4} , выделяемых в мелководно-шельфовых отложениях елецкого горизонта [10].

Выводы о сложном строении рассматриваемой зоны позволяют целенаправленно планировать здесь геолого-разведочные работы. Изучение и анализ строения нефтегазоперспективных отложений позволяют правильно оценивать ресурсы УВ в соответствии с предложенной выше методикой исследований.

В данной статье приводится апробация новой методики прогноза залежей УВ в сложнопостроенных складчато-надвиговых зонах на примере Предуральского краевого прогиба. На основе анализа научных публикаций и результатов научно-практических исследований были изучены тектонодинамические и катагенетические зависимости для расчета масштаба генерации УВ из очага генерации и аккумуляции в ловушках.

Предуральский краевой прогиб является главным очагом генерации УВ также и для прилегающей территории Печорской синеклизы. Доманикиты прошли в течение формирования краевого прогиба главные фазы нефте- и газообразования. Реализация нефтематеринского потенциала сапропелевого ОВ

Рис. 1. Верхнепечорская впадина
Fig. 1. Verkhnepechorsky depression

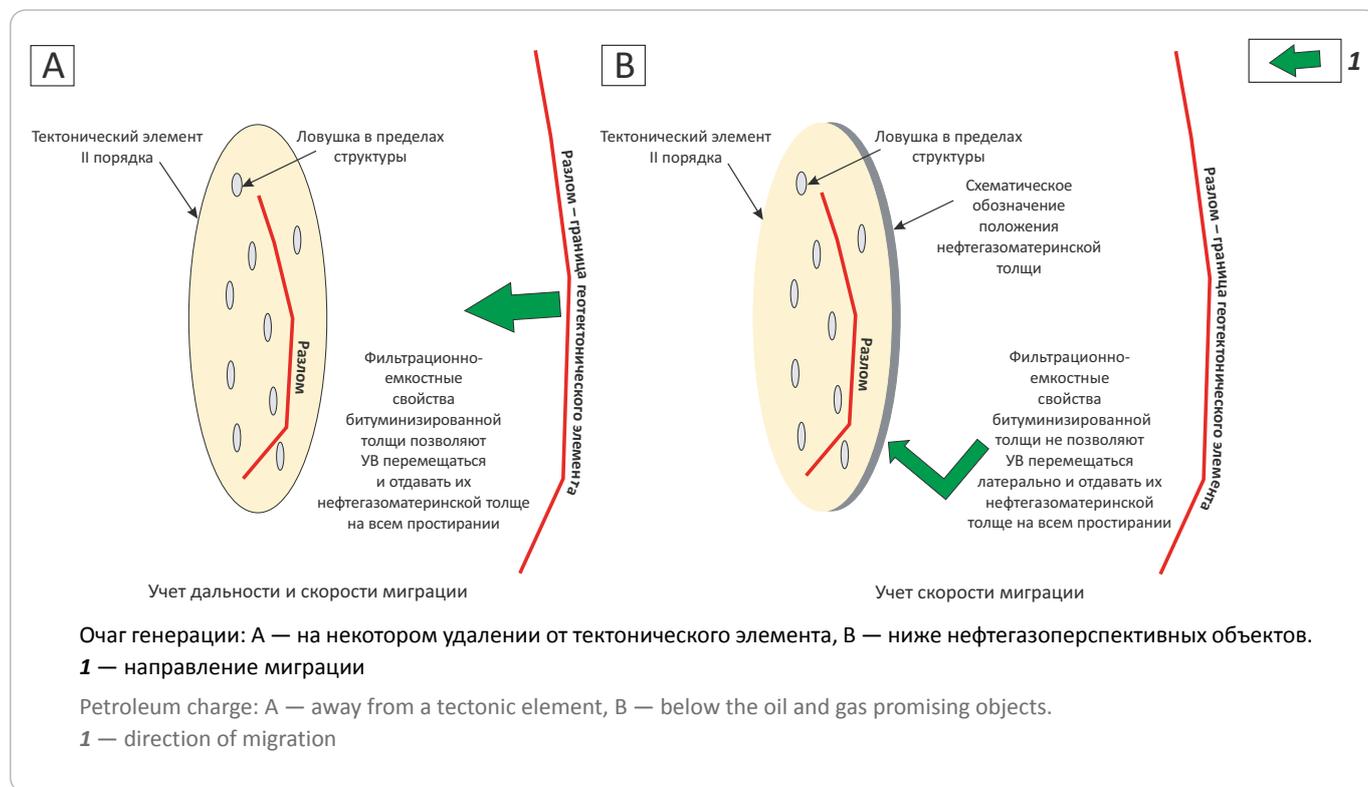




FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Типовая схема для прогноза скоплений УВ (Маракова И.А., 2020)

Fig. 2. Typical scheme for prediction of hydrocarbon accumulations (Marakova I.A., 2020)



отражается высокой обогащенностью его битумоидами в главной зоне нефтеобразования. По последним данным при глубине погружения 1,9–2 км, т. е. к началу среднекаменноугольного времени, нефтематеринские породы комплекса при уровне катагенеза МК₁ достигают условий главной зоны нефтеобразования при палеотемпературе 55–60 °С и термоградиенте 3,1–3,3 °С/100 м. Продолжительность пребывания нефтегазоматеринских отложений в режиме главной фазы нефтеобразования составляет около 50–55 млн лет. За период пребывания отложений в условиях начальной зоны газообразования, главной зоны нефте- и газообразования в Северо-Предуральской газоносной области сгенерировано 1060,5 трлн м³ газа и 762,1 млрд т нефти [3]. Масштабы аккумуляции газа и нефти в породах-коллекторах комплекса в Северо-Предуральской газоносной области, при прогнозируемом объеме коллекторов 9850 км³, составили 1804,4 млрд м³ и 754,4 млн т соответственно.

Для Верхнепечорской впадины масштабы генерации нефти составили 280 млрд т, газа — 415 трлн м³, масштабы аккумуляции нефти — 260 млн т, газа — 690 млрд м³.

Выполненный расчет и изученная стадийность нефтегазообразования для юга Верхнепечорской впадины подтверждают благоприятный характер

формирования комплекса месторождений нефти и газа в автохтонно-аллохтонном разрезе [11].

Всего на территории Верхнепечорской впадины было проанализировано 10 нефтегазоперспективных объектов, которые находятся на разных глубинах в пределах 6 структур.

Оценка вероятности заполнения изучаемых ловушек из очага генерации проводилась по разработанному алгоритму.

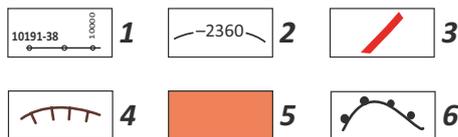
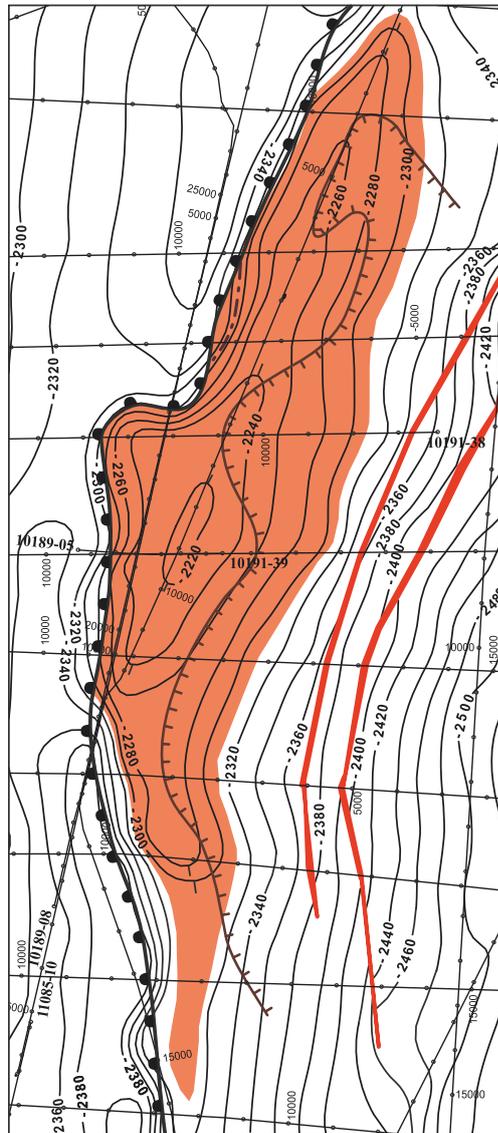
Алгоритм включает следующие элементы:

- анализ данных о нефтегазоносности территории;
- изучение тектонодинамических и катагенетических показателей;
- изучение особенностей строения нефтегазоматеринской толщи;
- изучение особенностей фильтрационно-емкостных свойств пород на исследуемой территории;
- оценка масштабов генерации и аккумуляции;
- определение скорости и дальности миграции;
- изучение перспективной ловушки;
- оценка вероятности ее заполнения.

Данный алгоритм является дополнением к вероятностному подходу оценки геологических рисков (рис. 2).

Рис. 3. Изъяюская структура (структурная карта по ОГ IIIfm₁ (D₃fm₁), масштаб 1 : 50 000)

Fig. 3. Izjayusky structure (depth map over IIIfm₁ (D₃fm₁) Horizon, scale 1 : 50 000)



1 — линии сейсмических профилей, их номера, пикеты; 2 — изогипсы, м; 3 — тектонические нарушения; 4 — линия замещения коллекторов; 5 — перспективная площадь; 6 — граница глубоководного шельфа

1 — seismic lines, their numbers, stakes; 2 — structural contours, m; 3 — faults; 4 — reservoir limit; 5 — promising area; 6 — boundary of deepwater shelf

Применение алгоритма помогает решить вопрос вероятности заполнения генерированными УВ той или иной ловушки, расположенной в определенном глубинном интервале.

Приведем результаты прогноза скоплений УВ в пластовой сводовой ловушке и покажем вероятность заполнения ловушки нефтью на определенной глубине из очага генерации.

Изъяюская структура

В пределах этой структуры прогнозируется пластовая сводовая залежь нефти елецкого возраста (Φ_{el}).

Морфология ожидаемой залежи отображается на структурной карте по отражающему горизонту IIIfm₁ (D₃fm₁), соответствующему отметке кровли репера Г елецкого горизонта нижнего фамена (рис. 3). Площадь прогнозируемой залежи составляет 18,2 км², высота — 90 м. Для расчетов были использованы параметры всех пород до уровня нефтегазоматеринской толщи по аналогии с Чикшинским месторождением: коэффициент пористости — 0,2, коэффициент проницаемости — $1,2 \cdot 10^{-12}$, плотность нефти — 0,817 г/см³, плотность пластовой воды — 0,85 г/см³.

Для определения вероятности заполнения ловушки в интервале глубин 2220–2320 м из очага генерации также рассчитывались математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение, учитывающие весь диапазон показателей фильтрационно-емкостных свойств пород-аналогов Чикшинского месторождения. Для оценки вероятности использована таблица значений интегральной функции Лапласа.

Вероятность попадания миграционного потока в заданный интервал 2320–2220 м составила:

$$P = (2220 < x < 2320) = \Phi\left(\frac{2320 - 2270}{20}\right) - \Phi\left(\frac{2220 - 2270}{20}\right) = \Phi(2,2) - (-\Phi(2,2)) = 0,96.$$

С учетом данных таблицы значений интегральной функции Лапласа $\Phi(2,2) = 0,48$ имеем

$$V_{\text{мигр}} = (K_{\text{пр}} \cdot 9,7 \cdot 10^{-4} (\rho_v - \rho_{\text{ув}})) \cdot \frac{\sin \alpha}{(K_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{н}})} = (12 \cdot 10^{-12} \cdot 0,00097 (0,85 - 0,817)) \cdot \frac{\sin 22^\circ}{0,2 \cdot 0,817} = 2\,322\,312 \cdot 10^{-17} \text{ м/год},$$

где $V_{\text{мигр}}$ — скорость миграции; $K_{\text{пр}}$ — проницаемость природного резервуара; $\rho_v - \rho_{\text{ув}}$ — разность плотностей воды и УВ в пластовых условиях; α — угол наклона пласта; $K_{\text{п}}$ — коэффициент пористости; $\rho_{\text{н}}$ — плотность нефти.

С учетом скорости миграции вероятность попадания миграционного потока в заданный интервал 2320–2220 м не изменится.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

По результатам оценки ресурсов нефти по Изъя-
юской структуре объемным методом, ресурсы нефти
категории D₀ составляют

$$Q_{\text{геол}} = 18,2 \cdot 10^6 \cdot 2,9 \cdot 0,07 \cdot 0,73 \cdot 0,817 \cdot 0,782 = 1723 \text{ тыс. т;}$$

$$Q_{\text{извл}} = 1723 \cdot 0,35 = 603 \text{ тыс. т.}$$

Выводы

Разработка новых методов прогнозирования
скоплений УВ при проведении геолого-разведочных
работ позволит в дальнейшем более обосновано прог-
нозировать результаты бурения поисковых скважин.
Это важно для такого сложнопостроенного региона,
как Предуральский краевой прогиб.

Литература

1. Прищета О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (дата обращения: 01.09.2020).
2. Ростовщиков В.Б., Маракова И.В., Колоколова И.А. Перспективы открытия новых месторождений УВ в Тимано-Печорской провинции // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России : мат-лы XVII Геологического съезда Республики Коми. Т. III. – Сыктывкар : ИГ Коми НЦ УРО РАН, 2019. – С. 142–149.
3. Коротков С.В., Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В. Новые направления поисков крупных месторождений УВ в Предуральском краевом прогибе: проблемы и перспективы // Рассохинские чтения : мат-лы междунар. конф. (Ухта, 7–8 февраля 2019 г.). – Ч. 1. – Ухта : УГТУ, 2019. – С. 75–78.
4. Хисамов Р.С., Сафаров А.Ф., Калимуллин А.М., Дрягалкина А.А. Вероятностно-статистическая оценка запасов и ресурсов по международной классификации SPE-PRMS // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 3 (Ч. 1). – С. 158–164. DOI: 10.18599/grs.2018.3.158-164.
5. Емельянова Н.М. Порожун В.И. Вероятностный метод подсчета и классификации запасов нефти и газа (анализ методических подходов) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 7. – С. 4–12.
6. Грунис Е.Б., Варламов А.И., Ростовщиков В.Б., Маракова И.А. Состояние, пути наращивания сырьевой базы УВ в Российской Федерации и проблемы геологического моделирования // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов (Ухта, 1–2 ноября 2018 г.) : сб. науч. тр. по мат-лам междунар. науч.-практ. конф. – М. : Изд-во «Перо», 2019. – С. 138–144.
7. Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В. Перспективы и проблемы поисков месторождений нефти и газа в палеозойских карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции // Рассохинские чтения : мат-лы междунар. конф. (Ухта, 4–5 февраля 2016 г.). – Ч. 1. – Ухта : УГТУ, 2016. – С. 82–87.
8. Богданов Б.П., Ростовщиков В.Б., Маракова И.А. Уникальные рифовые объекты Хорейверской впадины в связи с нефтегазоносностью // Рассохинские чтения : мат-лы междунар. конф. (Ухта, 4–5 февраля 2016 г.). – Ч. 1. – Ухта : УГТУ, 2016. – С. 98–103.
9. Богданов Б.П., Ростовщиков В.Б., Недилук Л.П., Маракова И.А., Сенин С.В. Тектонические и геохимические предпосылки нефтегазоносности грады Чернышева [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2016.pdf (дата обращения 01.09.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/18_2016.
10. Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларионова З.В. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. – СПб. : ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
11. Анищенко Л.А., Вишератина Н.П., Гудельман А.А., Данилов В.Н. Геологическое строение и перспективы газоносности западного склона Полярного и Приполярного Урала (по результатам геологоразведочных работ). – Ухта : ФГУП «ВНИГРИ», 2015. – 264 с.

References

1. Prishcheta O.M., Bogatskii V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. The Timan-Pechora oil-bearing province — new tectonical insight. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (accessed 01.09.2020). In Russ.
2. Rostovshchikov V.B., Marakova I.V., Kolokolova I.A. Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdenii uglevodorodov v Timano-Pechorskoi provintsii [Prospects for new hydrocarbon fields in the Timan-Pechora province]. In: *Geologiya i mineral'nye resursy Evropeiskogo Severo-Vostoka Rossii: materialy XVII Geologicheskogo s"ezda Respubliki Komi*. V. III. Syktyvkar: IG Komi NTS URO RAN; 2019. pp. 142–149. In Russ.
3. Korotkov S.V., Rostovshchikov V.B., Kolokolova I.V. Novye napravleniya poiskov krupnykh mestorozhdenii uglevodorodov v Predural'skom kraevom progibe. In: *Rassokhinskie chteniya: mat-ly mezhdunar. konf. (Ukhta, 7–8 February, 2016)*. Part 1. Ukhta: UGTU; 2016. pp. 75–78. In Russ.
4. Khisamov R.S., Safarov A.F., Kalimullin A.M., Dryagalkina A.A. Probabilistic-statistical estimation of reserves and resources according to the international classification SPE-PRMS. *Georesursy = Georesources*. 2018;20(3(P. 1)):158–164. DOI: 10.18599/grs.2018.3.158-164. In Russ.
5. Emel'yanova N.M. Poroshun V.I. Veroyatnostnyi metod podscheta i klassifika-tsii zapasov nefiti i gaza (analiz metodicheskikh podkhodov) [Probabilistic method for calculating and classifying oil and gas reserves (analysis of methodological approaches)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2004;(7):4–12. In Russ.
6. Grunis E.B., Varlamov A.I., Rostovshchikov V.B., Marakova I.A. Status and ways to buildup hydrocarbon raw materials base in Russian Federation and challenges of geological modeling [Sostoyanie, puti narashchivaniya syr'evoi bazy uglevodorodov v Rossiiskoi Federatsii i problemy geologicheskogo modelirovaniya]. In: *Problemy geologii, razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdenii i transporta trudnoizvlekaemykh zapasov uglevodorodov (Ukhta, 1–2 November, 2018)*: sb. nauch. tr. po mat-lam mezhdunar. nauch.-prakt. konf. Moscow: Izd-vo "Pero", 2019. pp. 138–144. In Russ.

7. *Rostovshchikov V.B., Kolokolova I.V.* Prospects for new hydrocarbon fields discovery in the Paleozoic carbonate deposits of the Timan-Pechora Province [Perspektivy i problemy poiskov mestorozhdenii nefti i gaza v paleozoiskikh karbonatnykh otlozheniyakh Timano-Pechorskoi provintsii]. In: Rassokhinskie chteniya: mat-ly mezhdunar. konf. (Ukhta, 4–5 February, 2016). Part 1. Ukhta: UGTU; 2016. pp. 82–87. In Russ.
8. *Bogdanov B.P., Rostovshchikov V.B., Marakova I.A.* Unique reef objects of Khoreiversky Depression in the context of oil and gas occurrence [Unikal'nye rifovye ob'ekty Khoreiverskoi vpadiny v svyazi s neftegazonosnost'yu]. In: Rassokhinskie chteniya: mat-ly mezhdunar. konf. (Ukhta, 4–5 February, 2016). Part 1. Ukhta: UGTU; 2016. pp. 98–103. In Russ.
9. *Bogdanov B.P., Rostovshchikov V.B., Nedilyuk L.P., Marakova I.A., Senin S.V.* Tectonical and geochemical preconditions for petroleum potential of Chernyshov ridge. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika.* 2016;11(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2016.pdf (accessed on 01.09.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/18_2016. In Russ.
10. *Teplov E.L., Kostygova P.K., Larionova Z.V.* Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoi provintsii [Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province]. St. Petersburg: Renome; 2011. 286 p. In Russ.
11. *Anischenko L.A., Visheratina N.P., Gudel'man A.A., Danilov V.N.* The geological structure and gas prospects of the western slope of the Polar and Subpolar Urals (as a result of geological exploration). In: V.N. Danilov, ed. Ukhta: VNIGRI; 2015. 264 p. In Russ.

Информация об авторе

Маракова Инна Андреевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»,

169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13

e-mail: miss.marakova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-0542-1675

Information about author

Inna A. Marakova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor

Ukhta State
Technical University,

13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia

e-mail: miss.marakova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-0542-1675



Вячеслав Генрихович более 35 лет посвятил геологии, поискам и разведке месторождений нефти и газа в Восточной Сибири. Прекрасный профессионал, заядлый рыбак, охотник, надежный друг — он всем сердцем полюбил просторы и природу этого сурового края.

Свою трудовую деятельность В.Г. Худорожков начал в Ванаварской нефтегазоразведочной экспедиции глубокого бурения ПГО «Енисейнефтегазгеология» после окончания в 1981 г. Томского политехнического института им. С.М. Кирова по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений». За 18 лет работы на Крайнем Севере Вячеслав Генрихович прошел путь от оператора по опробованию скважин до начальника Эвенкийского управления буровых работ.

В.Г. Худорожков принимает активное участие в разведке Собинского нефтегазоконденсатного месторождения, руководит поисково-разведочными работами крупнейшего Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения.

В 2000 г. Вячеслава Генриховича пригласили на должность заместителя генерального директора по геологии ОАО «КрасноярскГазпром», а затем назначили заместителем генерального директора, главным геологом ООО «Газпром добыча Красноярск». В этот период в ПАО «Газпром» осуществляли масштабную программу геолого-разведочных работ в Восточной Сибири, в реализации которой В.Г. Худорожков принимал активное участие. С 2004 по 2010 г. были открыты Берямбинское, Камовское, Абаканское, Ильбокическое, Салаирское месторождения, а на Оморинском газоконденсатном месторождении была выявлена новая залежь.

За высокий профессионализм и большой вклад в развитие геологической отрасли Красноярского края и России Вячеслав Генрихович неоднократно был поощрен благодарностями и премиями Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Министерства топлива и энергетики РФ, свидетельствами первооткрывателя месторождений полезных месторождений ОАО «Газпром», а в 1998 г. – Почетной грамотой Министерства топлива и энергетики России. В 2011 г. награжден нагрудным знаком «Отличник разведки недр» Министерства природных ресурсов РФ, а в 2015 г. ему было присвоено почетное звание «Заслуженный геолог Российской Федерации».

Все эти годы Вячеслав Генрихович успешно осуществлял решение поставленных перед ним задач, пользовался заслуженным авторитетом и уважением коллектива. До настоящего времени Вячеслав Генрихович продолжает передавать свой огромный геологический опыт молодому поколению российских геологов.

С юбилеем, дорогой Вячеслав Генрихович! От всей души желаем здоровья и успешного продолжения геологической деятельности!

Коллеги и друзья

Редколлегия и редакция журнала «Геология нефти и газа» присоединяются к поздравлению

УДК 550.834

DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-103-111

Точность стратиграфической привязки по синтетическому акустическому и плотностному каротажу

© 2021 г. | В.А. Ленский¹, А.С. Жужель²¹ООО НПЦ «Геостра», Уфа, Россия; lensky@bngf.ru;²ОАО «Башнефтегеофизика», Уфа, Россия; zhuzhelas@bngf.ru

Поступила 20.11.2020 г.

Доработана 30.11.2020 г.

Принята к печати 29.03.2021 г.

Ключевые слова: *стратиграфическая привязка отражений; сейсмогеологическая модель; синтетическая трасса; синтетический каротаж; вертикальное сейсмическое профилирование.*

Аннотация: Все задачи стратиграфической привязки наиболее полно решаются с использованием данных вертикального сейсмического профилирования. Для обеспечения высокой точности результатов сейсмозвездки необходимо иметь равномерную сеть данных вертикального сейсмического профилирования по всей площади работ. При отсутствии или недостатке данных вертикального сейсмического профилирования стратиграфическая привязка выполняется по синтетическим трассам, рассчитанным по материалам акустического и плотностного каротажа. Данные акустического каротажа и плотностного гамма-гамма-каротажа содержат ошибки, вызванные механическим разрушением стенок скважины в процессе бурения и малым радиусом исследования, которые могут привести к недостоверности интерпретационных сейсмогеологических моделей. При отсутствии реальных данных используются синтетические данные акустического каротажа и плотностного гамма-гамма-каротажа, восстановленные из исследований, имеющих иную физическую природу (электрическую, ядерную). При восстановлении возникают дополнительные ошибки, приводящие к изменению амплитуд и формы отражений, появлению временных и фазовых сдвигов нерегулярного характера, связь синтетических трасс с реальным распределением упругих свойств разреза теряется. Путем сравнения с данными вертикального сейсмического профилирования показано, что качество синтетических данных акустического каротажа и плотностного гамма-гамма-каротажа является низким, они не обеспечивают получение волнового поля, достаточно близкого к реальному. Использование синтетического каротажа может привести к значительным ошибкам стратиграфической привязки и снижению точности результатов наземной сейсмозвездки.

Для цитирования: Ленский В.А., Жужель А.С. Точность стратиграфической привязки по синтетическому акустическому и плотностному каротажу // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 103–111. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-103-111.

Accuracy of a stratigraphic tie based on synthetic sonic and density logging

© 2021 | V.A. Lenskii¹, A.S. Zhuzhel²¹LLC SPC Geostra, Ufa, Russia; lensky@bngf.ru;²Bashneftegeofizika, Ufa, Russia; zhuzhelas@bngf.ru

Received 20.11.2020

Revised 30.11.2020

Accepted for publication 29.03.2021

Key words: *Tying reflections to stratigraphy; geoseismic model; synthetic trace; synthetic logging; Vertical Seismic Profiling.*

Abstract: Using Vertical Seismic Profiling data allows solving all problems of tying reflections to stratigraphy in the most comprehensive manner. In order to achieve high-accuracy results of seismic acquisition, there must be a uniform grid of Vertical Seismic Profiling data covering the entire survey area. When Vertical Seismic Profiling data is limited or not available, reflections are tied to stratigraphy using synthetic traces computed from sonic and density gamma-gamma logging data. These data contain errors caused by mechanical destruction of borehole walls in the course of drilling and by a small radius of investigation, which may lead to unreliable geoseismic interpretation models. In the absence of real data, synthetic acoustic and density gamma ray logging data recovered from surveys of a different physical nature (electrical, nuclear) are used. During reconstruction, additional errors occur causing changes in amplitudes and shape of reflections, time and phase shifts of irregular character, and the relationship between synthetic traces and the real distribution of elastic properties of the section is lost. A comparison with Vertical Seismic Profiling data shows that quality of synthetic sonic and density density gamma ray logging data is poor and they do not provide a wavefield close enough to the real one. The use of synthetic logs can lead to significant errors in stratigraphic control and reduce the accuracy of land seismic surveys.

For citation: Lensky V.A., Zhuzhel A.S. Accuracy of a stratigraphic tie based on synthetic sonic and density logging. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):103–111. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-103-111. In Russ.

Введение

Важнейшим этапом геологической интерпретации материалов наземной сейсморазведки является стратиграфическая привязка отражений. При стратиграфической привязке может быть решен широкий круг задач: глубинная и временная привязка интенсивных отражений к геологическому разрезу; оценка дрейфа фаз отражений (изменения положения фаз относительно геологических границ) на различных участках площади работ; установление связи особенностей структуры волнового поля, формируемого в локальных интервалах разреза, с литологическим строением толщи пород и фациальными условиями осадконакопления; выявление волновых явлений от продуктивных пластов и характера их изменения при варьировании коллекторских свойств пластов (обоснование интерпретационных сейсмогеологических моделей); оценка качества обработки сейсмических данных по соответствию полученного волнового поля распределению упругих свойств в разрезе. Результаты стратиграфической привязки оказывают существенное влияние на точность структурных построений, изучение литолого-фациального строения площади (сейсмофациальный анализ), оценку коллекторских свойств продуктивных пластов при динамической интерпретации и детальность исследований. Нередки случаи, когда стратиграфическая привязка приобретает особое значение для интерполяции данных ГИС и геологического разреза между скважинами.

Методы стратиграфической привязки

Наиболее точным методом стратиграфической привязки является вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), поскольку в нем применяется тот же источник, что и в наземной сейсморазведке, генерирующий аналогичное волновое поле в том же частотном диапазоне, а полученное реальное волновое поле по времени увязано с глубиной образования отражений. Качество регистрации в ВСП является высоким, так как современная цифровая скважинная аппаратура обеспечивает жесткий контакт трехкомпонентной установки сейсмоприемников со средой и содержит средства метрологического контроля сейсмоприемников и электронного тракта. Кроме того, по записям контрольных сейсмоприемников осуществляется мониторинг стабильности работы источника. Качество обработки данных ВСП контролируется непосредственно по кривым ГИС. Детерминистская деконволюция по форме реального падающего импульса позволяет избавиться от кратных волн и скомпенсировать влияние неупругого поглощения. Трассы однократных отражений ВСП, используемые для увязки с наземной сейсморазведкой, определяются вблизи глубин образования отражений, наименее искажены помехами и имеют тесную связь с распределением упругих свойств среды. В результате

ВСП позволяет наиболее полно решить почти весь спектр задач стратиграфической привязки. Но решающая способность ВСП ограничена частотным диапазоном сейсмической записи. Для детального анализа отражений и решения тонких задач, а также контроля качества обработки требуется привлечение данных акустического (АК) и плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК-П). Наличие АК и ГГК-П по всему стволу скважины при обработке и анализе данных ВСП крайне необходимо. Современное качество данных ВСП позволяет идентифицировать природу даже слабых волновых эффектов от продуктивных пластов [1], оценить их связь с литологией отложений и результатами петрофизических исследований и с привлечением моделирования по данным каротажа создать сейсмогеологические модели для динамической интерпретации [2]. Для обеспечения достаточно высокой точности результатов сейсморазведки необходимо иметь равномерную сеть данных ВСП по всей площади работ.

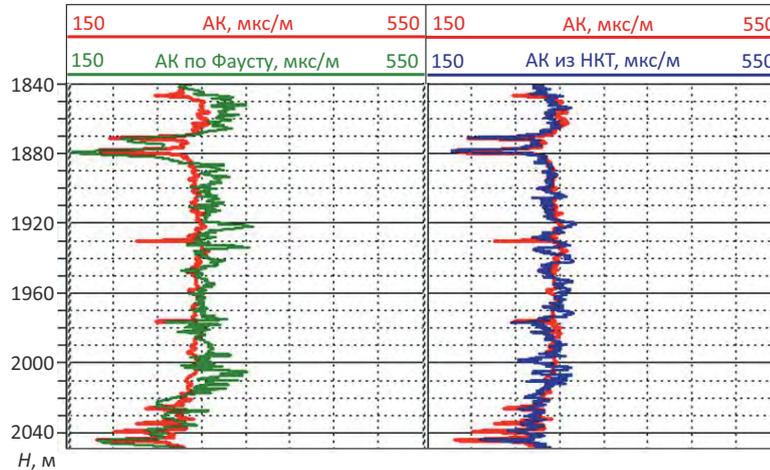
При отсутствии или недостаточности данных ВСП сейсморазведчики вынуждены решать все задачи стратиграфической привязки только по синтетическим трассам, которые рассчитываются по данным АК и ГГК-П с искусственным падающим импульсом, извлеченным из самих сейсмических данных [3].

На результат расчета синтетических трасс влияют ошибки каротажа, вызванные механическим разрушением стенок скважины в процессе бурения и малым радиусом исследования. Ошибки идентифицируются только в случае образования каверн [4], хотя механическое изменение породы в той или иной степени несомненно происходит по всему стволу скважины. Для снижения уровня этих ошибок необходима качественная предварительная обработка данных, однако полностью восстановить реальные значения невозможно. Данные каротажа переводятся во временную область с использованием суммирования интервального времени, определенного на малых базах (десятки сантиметров), что приводит к накоплению ошибок определения времени с глубиной. В результате полученные синтетические трассы искажаются, возникают значительные временные и фазовые сдвиги, имеющие нерегулярный характер. В области резких сейсмических границ эти изменения обычно не столь заметны, но волновые эффекты в области слабых изменений упругих свойств могут существенно отличаться от реальных. Искажения вносят также отличие искусственного падающего импульса, извлеченного из наземных сейсмических данных, от реального падающего импульса и примененный метод расчета синтетических сейсмограмм.

Высокая разрешающая способность данных акустического и плотностного каротажа используется для оценки вклада в волновое поле отдельных тонких пластов и изменения свойств коллекторов [2]. Ошибки каротажа во вмещающих отложениях влияют на

Рис. 1. Сопоставление реальной кривой АК и восстановленных по каротажу сопротивления (КС) по методике Фауста и по нейтронному каротажу (НКТ)¹

Fig. 1. Comparison of actual ASL log and logs reconstructed from resistivity data using the Faust method and from CNL data¹



динамические характеристики моделируемых в продуктивном интервале отражений и при отсутствии контроля по ВСП могут привести к снижению достоверности созданных интерпретационных сейсмогеологических моделей, созданных для картирования продуктивных пластов и оценки их коллекторских свойств. Оценка качества обработки данных наземной сейсморазведки по синтетическим трассам в интервалах слабой дифференциации упругих свойств также может оказаться недостоверной [1].¹

Удивительной особенностью отечественного разведочного бурения является частое отсутствие АК и ГГК-П или выполнение этих видов каротажа только в отдельных интервалах в области продуктивных отложений. На этапе разведочного бурения АК и ГГК-П могут не выполняться по всему стволу скважины, при этом разведочное бурение и последующие сейсмические работы могут разделять большие промежутки времени, а иногда и расстояния. Но за рубежом АК и ГГК-П уже многие десятилетия являются обязательными для всех разведочных скважин и выполняются по всему стволу (и с хорошим качеством) в интересах сейсморазведки, так как информация о распределении упругих свойств в разрезе скважин служит сейсмикам такой же основой, как геологам результаты бурения. В России недропользователи порой пытаются сэкономить незначительную сумму на строительстве разведочных скважин за счет отказа от АК и ГГК-П в ущерб качеству результатов дорогостоящих сейсмических работ, которые ими же самими используются. Авторам статьи это кажется нелогичным.

¹Черепанов Е.А. Методическое обеспечение обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин с целью построения геологических моделей терригенных отложений Сибири : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2018. – 23 с.).

Из-за отсутствия реальных данных АК и ГГК-П при расчете синтетических трасс приходится использовать синтетические данные АК и ГГК-П, восстановленные из исследований, имеющих иную физическую природу (электрическую, ядерную). В известных программных комплексах применяются различные пересчетные зависимости на основе методик Заляева [5] и Фауста [6] для восстановления интервального времени, Гарднера [7] для восстановления плотности и другие эмпирические зависимости [8]. Коэффициенты связи определяются статистическим способом в интервалах разреза, в которых выполнены АК и ГГК-П. Область применения каждой из этих зависимостей ограничена определенным литотипом пород и глубиной, после адаптации к конкретным участкам геологического разреза они не могут обеспечить высокую точность по всему разрезу. В последнее время большую популярность при восстановлении кривых интервального времени и плотности получил метод нейронных сетей. Однако и в этом методе связи рассматриваемых физических параметров, определенные по обучающей модели в большом интервале глубин, представляющем интерес для сейсморазведки, могут не соответствовать их реальному характеру на локальных участках. Поэтому при сходстве синтетических и реальных кривых в целом, тонкослоистое распределение упругих свойств, определенных любым синтетическим методом, несколько отличается от реального (рис. 1). При использовании найденных связей в других интервалах разреза и на других участках не учитывается тот факт, что характер связи рассматриваемых физических параметров меняется по площади и глубине вследствие изменения условий осадконакопления. В результате при расчете синтетических трасс происходит изменение амплитуд и формы отражений, появляются дополнительные временные и фазовые сдвиги нерегулярного характера,

GEOPHYSICAL SURVEYS

связь с реальным распределением упругих свойств разреза теряется.

Очевидно, что синтетические трассы, полученные по данным синтетического (псевдоакустического и псевдоплотностного) каротажа, в значительно большей степени отличаются от реального волнового поля, чем рассчитанные по измеренным данным АК и ГГК-П. Возможности их использования для решения задач стратиграфической привязки ограничены.

Сравнение стратиграфической привязки по ВСП и синтетическому каротажу

Рассмотрим один из примеров стратиграфической привязки данных наземной сейсморазведки из практики работ МОГТ-3D. На данной площади АК выполнен только в отдельных разведочных скважинах и лишь в отдельных интервалах, ГГК-П отсутствует. Вследствие этого стратиграфическая привязка данных МОГТ-3D первоначально была выполнена по синтетическим трассам, рассчитанным по синтетическим данным АК и ГГК-П, полученным по кривым КС и НКТ. Впоследствии в трех скважинах выполнено ВСП.

Результаты ВСП для двух скважин представлены на рис. 2 в виде сопоставления трасс однократных отражений с разрезом скважин во временном масштабе. Привязка наиболее интенсивных отражений выполнена по результатам стратиграфической разбивки по данным ГИС, за исключением отражения D_3fm_3 , идентификация которого показана по результатам предшествующей привязки материалов наземной сейсморазведки. Положение и знак фаз отражений на материалах ВСП в обеих скважинах четко увязываются с кривыми ГИС, что свидетельствует о хорошем качестве обработки данных ВСП. Положение основных отражений C_{2vr} , C_{2b} , C_{1t} , D_3tm и AR-PR совпадает с соответствующими стратиграфическими границами. Интервалы развития карбонатных отложений характеризуются слабым нерегулярным волновым полем, образование имеющихся здесь редких отражений увязывается с зонами глинизации, прослоями терригенных пород и изменением состава карбонатов (скв. 1, отражение на времени 205 мс). Интервалу чередования терригенных и карбонатных слоев (от доманиковского горизонта до кровли фундамента) соответствует пакет интенсивных многофазных отражений, в котором отдельные отражения увязываются с границами слоев. На кровле продуктивного песчаного пласта в отложениях пашийского горизонта образуется положительная фаза слабого отражения D_3ps , по которой можно оценивать свойства пласта.

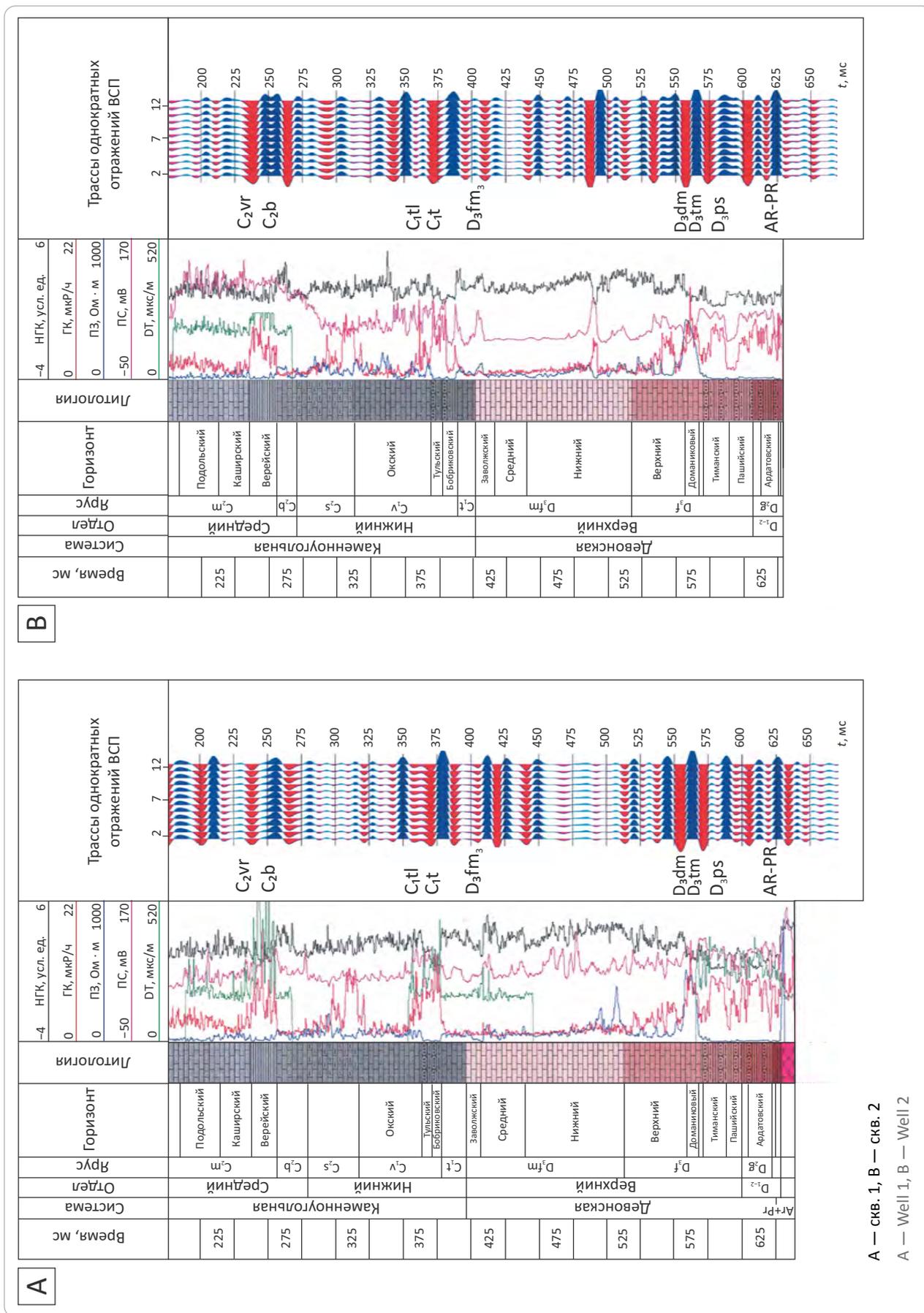
Положение достаточно хорошо выраженного отражения D_3fm_3 противоречит стратиграфической разбивке по данным ГИС. Сопоставление кривых ГИС и трасс однократных отражений ВСП показывает, что отражение D_3fm_3 , при предшествующей привязке

рассматриваемое как единое, на самом деле представлено двумя разными отражениями, образующимися в разных интервалах разреза, по времени отличающихся примерно на 70 мс. Такая ошибка могла привести к значительным искажениям структурных построений. Ошибка вызвана формальным подходом к привязке в предположении, что за хорошо опознаваемым отражением C_{1t} , образующимся на контакте терригенных пород бобриковского горизонта с карбонатами турнейского яруса, должно следовать интенсивное отражение, формирующееся на неоднородности в верхней части карбонатной толщи фаменского яруса. Не учитывалось изменение условий осадконакопления по площади и неоднородное строение карбонатной толщи фаменского яруса, которая включает зоны глинизации и терригенные прослои, локально распространенные.

Оценка точности привязки по материалам синтетического каротажа в рассматриваемых скважинах выполнена путем сравнения с данными ВСП. Для улучшения сходимости при расчете синтетических трасс использован реальный падающий импульс, полученный после деконволюции данных ВСП. Для скв. 1 (рис. 3) и скв. 2 (рис. 4) полученные синтетические трассы сопоставлены с реальными трассами однократных отражений ВСП, увязка данных по времени выполнена в верхней части разреза на глубине 200 м. Визуальная сходимость исходных синтетических и реальных трасс низкая, коэффициенты корреляции равны 0,38 в скв. 1 (см. рис. 3 А) и 0,42 в скв. 2 (см. рис. 4 А). Традиционным средством улучшения временной сопоставимости синтетических трасс с реальными является нормировка данных каротажа во временном масштабе по годографу ВСП. После выполнения такой нормировки синтетических данных каротажа по всему стволу скважины за счет лучшей временной сопоставимости наиболее интенсивных отражений коэффициенты корреляции несколько повышаются: до 0,55 в скв. 1 (см. рис. 3 В) и 0,48 в скв. 2 (см. рис. 4 В). Но они остаются слишком низкими для сопоставления синтетических трасс с трассами однократных отражений ВСП. Кроме того, возникает фазовый сдвиг данных, в скв. 1 меняющийся при нормировке с -31 до -47 °С, в скв. 2 практически не меняющийся (соответственно -29 и -26 °С). Введение дополнительного временного и фазового сдвигов лишь незначительно повышает коэффициент корреляции (до 0,58 в скв. 1 и 0,52 в скв. 2). Все это может быть объяснено только невысоким качеством данных синтетического каротажа, в рассматриваемом случае синтетические данные АК и ГГК-П не обеспечивают получение волнового поля, достаточно близкого к реальному.

На рис. 5 и рис. 6 трассы однократных отражений ВСП и рассчитанные синтетические трассы сопоставлены с фрагментами временных разрезов МОГТ-3D и нанесено временное положение стратиграфических

Рис. 2. Сопоставление трасс однократных отражений ВСП с разрезом скважин и данными ГИС во временном масштабе
 Fig. 2. Comparison of VSP primary reflections with well sections and logging data in time domain



А — скв. 1, В — скв. 2
 A — Well 1, B — Well 2

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 3. Сопоставление синтетических трасс с трассами однократных отражений ВСП в скв. 1
Fig. 3. Comparison of synthetic traces with VSP primary reflection traces in Well 1

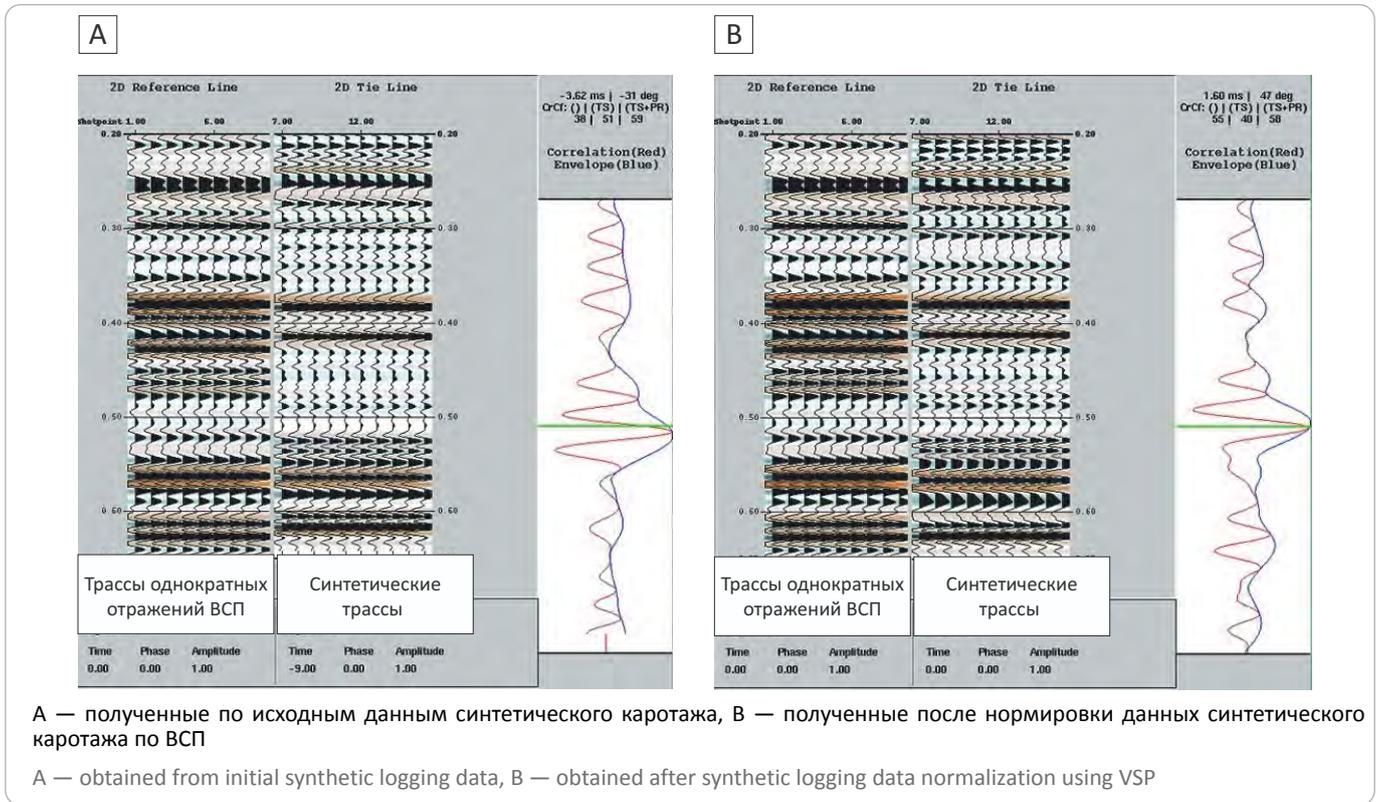


Рис. 4. Сопоставление синтетических трасс с трассами однократных отражений ВСП в скв. 2
Fig. 4. Comparison of synthetic traces with VSP primary reflection traces in Well 2

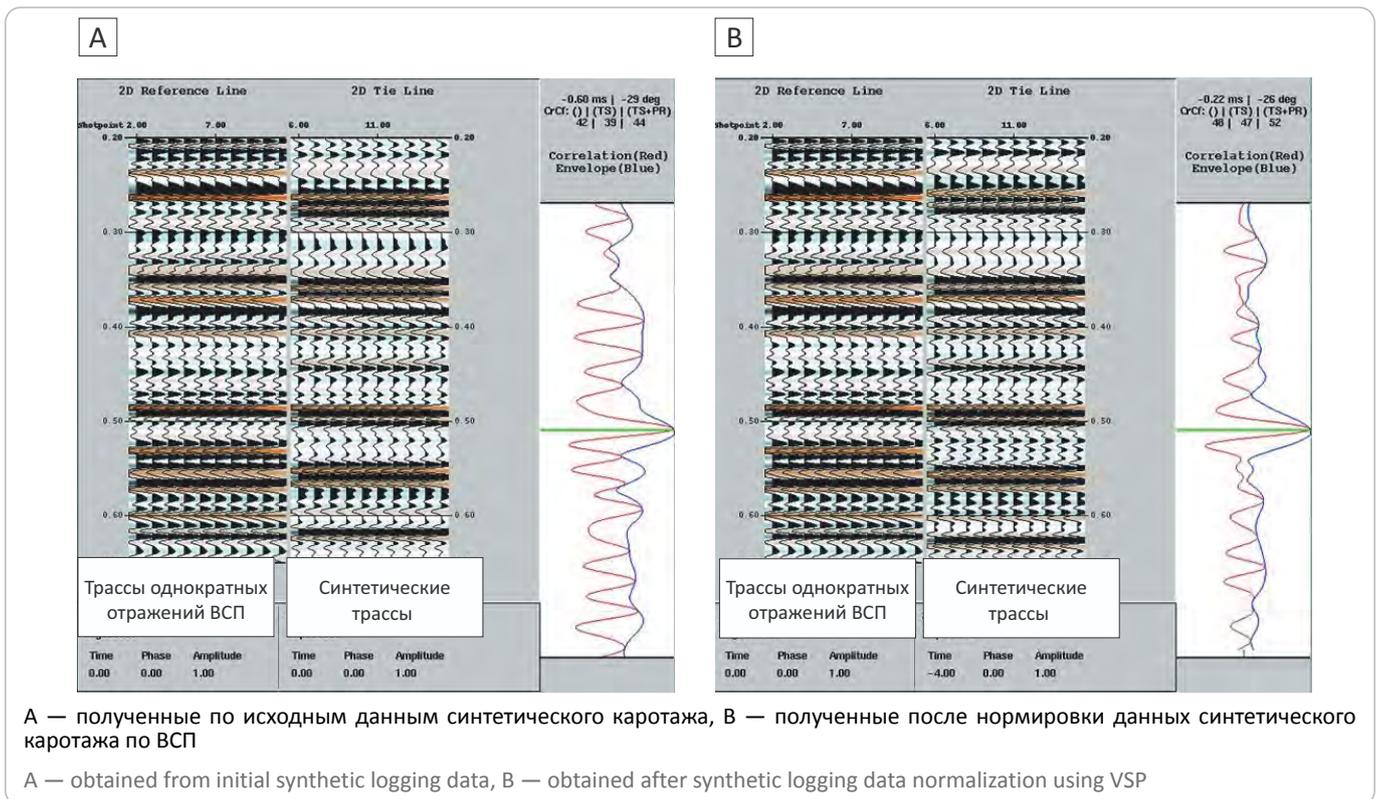
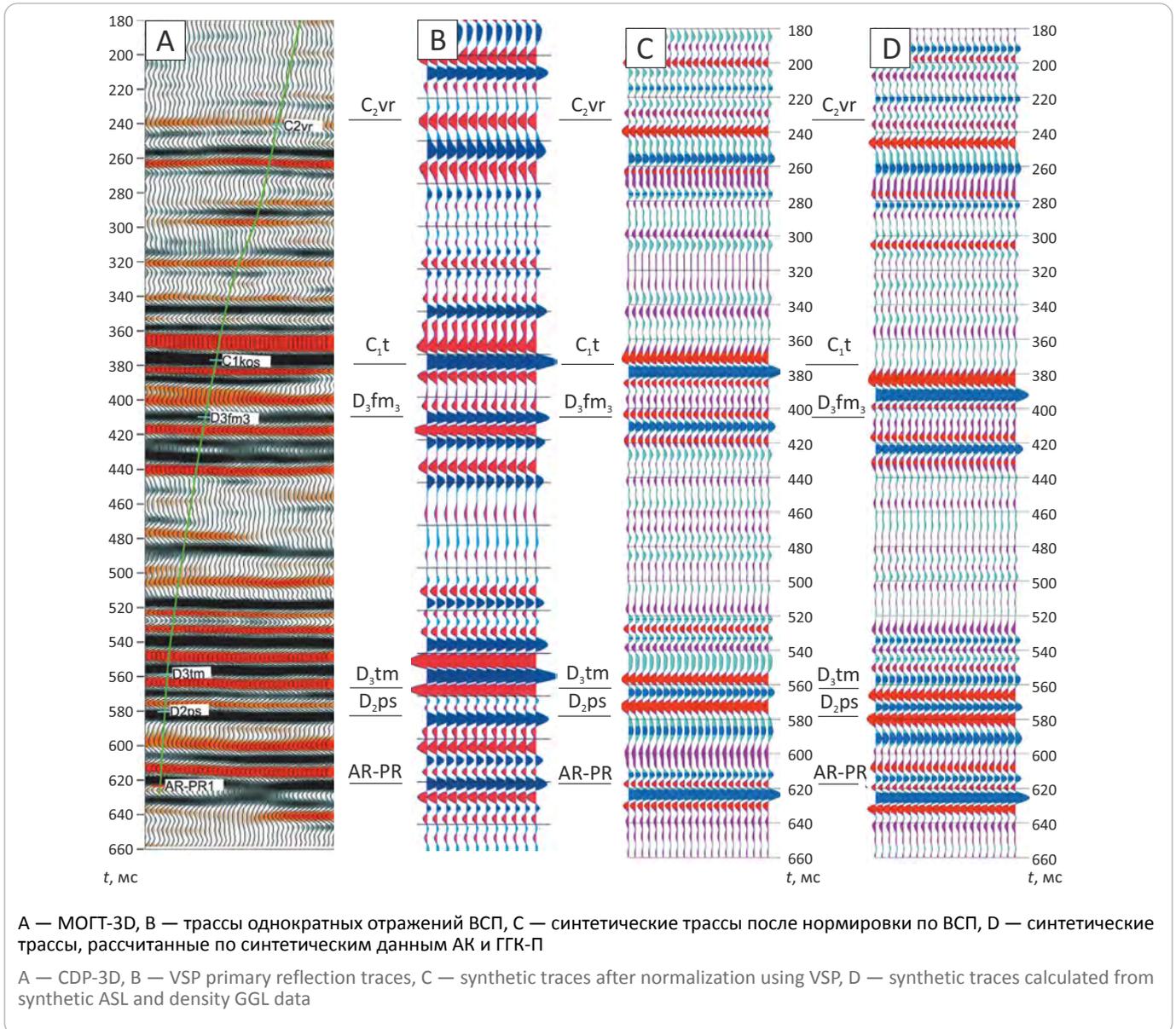


Рис. 5. Сопоставление фрагмента разреза в скв. 1
Fig. 5. Comparison of a section fragment in Well 1



границ, с которыми связано образование основных наиболее интенсивных отражений. Наибольшая сходимость волнового поля МОГТ-3D отмечается с данными ВСП, наименьшая — с исходными синтетическими трассами, рассчитанными по синтетическим данным АК и ГКК-П без их нормировки по годографу ВСП. На исходных синтетических трассах наблюдается смещение времен отражений относительно реальных: в скв. 1 — до 13 мс в сторону большего времени, а в скв. 2 — до 11 мс в сторону меньшего времени. Ошибки привязки оказались соизмеримыми с длиной фазы отражения. И если для интенсивных опознаваемых отражений избежать проблемы можно путем дополнительного временного сдвига, то привязка по синтетическим данным каротажа

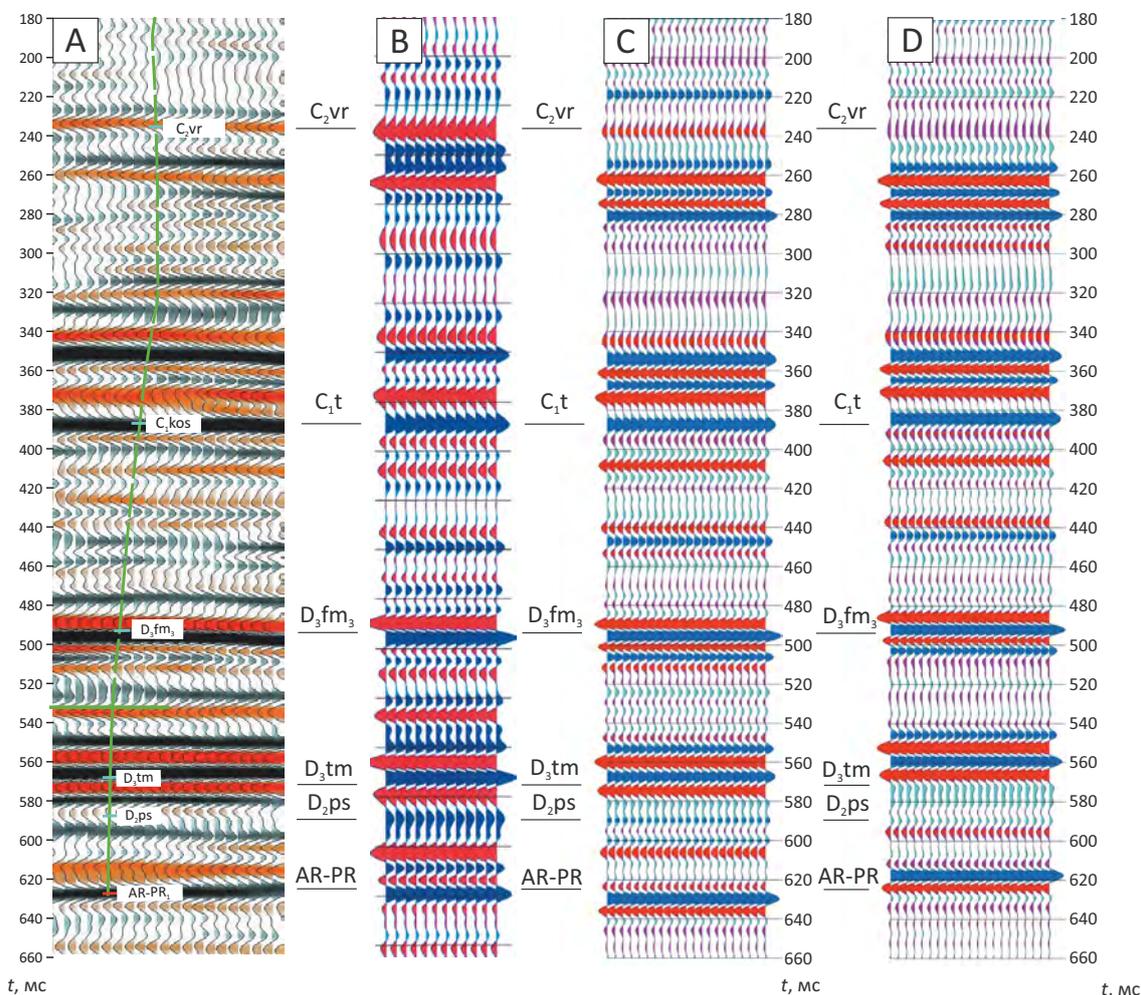
слабых волновых эффектов, вызванных продуктивными пластами (отражение D_{2ps}), может быть выполнена по соседней фазе противоположного знака, что исказит результаты оценки свойств коллекторов при динамической интерпретации. После нормировки по годографу ВСП положение основных отражений становится более близким к данным МОГТ-3D и ВСП, однако на практике выполнение нормировки обычно невозможно из-за отсутствия данным ВСП. Следует отметить, что даже нормирование синтетических данных каротажа по годографу ВСП не приводит к полному соответствию положения интенсивных фаз отражений на реальных и синтетических трассах, что особенно заметно на материалах скв. 1 (см. рис. 5). В обеих скважинах характер синтетического волно-



GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 6. Сопоставление фрагмента разреза в скв. 2

Fig. 6. Comparison of a section fragment in Well 2



A — МОГТ-3D, B — трассы однократных отражений ВСП, C — синтетические трассы после нормировки по ВСП, D — синтетические трассы, рассчитанные по синтетическим данным АК и ГК-П

A — CDP-3D, B — VSP primary reflection traces, C — synthetic traces after normalization using VSP, D — synthetic traces calculated from synthetic ASL and density GGL data

вого поля как в области интенсивных отражений, так и слабого волнового поля существенно отличается от волновых полей ВСП и МОГТ-3D. Так, на синтетических трассах, полученных в скв. 2 (см. рис. 6), отражение от кровли верейского горизонта C_{2vr} выражено слишком слабо, а формирующийся под ним на времени 250–270 мс многофазный пакет отражений явно не соответствует реальному волновому полю. Это еще раз свидетельствует о невысокой точности синтетических данных каротажа.

В скв. 2 визуальная сходимость волнового поля МОГТ-3D как с полем однократных отражений по данным ВСП, так и с синтетическими трассами заметно лучше, чем в скв. 1 (см. рис. 5, 6). Это вызвано тем, что выбранная технология обработки данных МОГТ-3D на разных участках площади и в разных интервалах глубин может в различной степени соот-

ветствовать восстановлению сейсмогеологического разреза. На участке скв. 2 качество обработки данных МОГТ-3D оказалось более высоким, волновое поле лучше соответствует распределению упругих свойств в разрезе. Несмотря на одинаковую общую оценку, оценка качества обработки по данным синтетического каротажа в области продуктивных отложений невозможна из-за отмеченного выше значительного отличия синтетических трасс от реальных трасс ВСП.

Заключение

Таким образом, сопоставление синтетических трасс, полученных по синтетическому каротажу, с трассами ВСП и МОГТ-3D показывает, что точность синтетических данных акустического и плотностного каротажа является недостаточно высокой. Возможности их использования для стратиграфической

привязки ограничены. Использование синтетического каротажа может привести к значительным ошибкам стратиграфической привязки и снижению точности результатов наземной сейсморазведки, особенно при оценке свойств продуктивных пластов по результатам динамической интерпретации. Если

избежать необходимости стратиграфической привязки по синтетическому каротажу невозможно, целесообразно выполнить оценку возможных ошибок в условиях площади работ с привлечением имеющихся данных ВСП.

Литература

1. Ленский В.А., Салихова Ф.Х., Иркабаев Д.Р., Спиридонова А.В. Возможность оценки обработки данных МОГТ-3D с использованием вертикального сейсмического профилирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 2. – С. 41–49. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-2(338)-41-49.
2. Трофимов В.А., Хазиев Ф.Ф., Милашин В.А. Динамические характеристики отраженных волн с учетом вклада элементарных границ и толщ // Технологии сейсморазведки. – 2012. – № 2. – С. 12–24.
3. Гогоненков Г.Н. Расчет и применение синтетических сейсмограмм. – М. : Недра, 1972. – 140 с.
4. Туренко С.К., Черепанов Е.А. Адаптивный подход к обработке данных геофизических исследований скважин при построении сейсмогеологических моделей нефтегазовых объектов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 5. – С. 34–37.
5. Залыев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. – Минск : Университетское, 1990. – 144 с.
6. Faust L.Y. Seismic velocity as a function of depth and geologic time // Geophysics. – 1951. – Т. 16. – С. 192–206.
7. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density: The diagnostic basics for stratigraphic traps // Geophysics. – 1974. – Т. 39. – С. 770–780.
8. Туренко С.К., Черепанов Е.А. Использование данных нейтронного каротажа при построении сейсмогеологических моделей нефтегазовых объектов Западной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 27–32. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-27-32.

References

1. Lensky V.A., Salikhova F.Kh., Irkabaev D.R., Spridonova A.V. The possibility to assess the processing of 3D CDP seismic data using vertical seismic profiling. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2020;(2):41–49. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-2(338)-41-49. In Russ.
2. Trofimov V.A., Khaziev F.F., Milashin V.A. Dynamic characteristics of the reflections, with the contribution from elementary boundaries and strata honoured. *Tekhnologii seismorazvedki*. 2012;(2):12–24. In Russ.
3. Gogonenkov G.N. Raschet i primeneniye sinteticheskikh seismogramm [Synthetic seismograms: calculation and use]. Moscow: Nedra; 1972. 140 p. In Russ.
4. Turenko S.K., Cherepanov E.A. An adaptive approach to processing well logging data in order to build geoseismic models of oil and gas objects. *Neftyanoye Khozyaistvo*. 2016;(5):34–37. In Russ.
5. Zalyaev N.Z. Metodika avtomatizirovannoi interpretatsii geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Methodology of automated interpretation of well logging data]. Minsk: Universitetskoye Publ.; 1990. 144 p. In Russ.
6. Faust L.Y. Seismic velocity as a function of depth and geologic time. *Geophysics*. 1951;(16):192–206.
7. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density: The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*. 1974;(39):770–780.
8. Turenko S.K., Cherepanov E.A. Using the data of neutron logging for the construction of geoseismic models of West Siberian oil and gas objects. *Izvestiya Vuzov. Neft' i gaz*. 2016;(2):27–32. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-2-27-32. In Russ.

Информация об авторах

Ленский Владимир Анатольевич

Доктор геолого-минералогических наук,
консультант по геологии
ООО НПЦ «Геостра»,
450071 Уфа, ул. Луганская, д. 3
e-mail: lensky@bngf.ru

Жужель Андрей Сергеевич

Кандидат технических наук,
первый заместитель директора
дирекции разведочной геофизики
ОАО «Башнефтегеофизика»,
450077 Уфа, ул. Ленина, д. 13
e-mail: zhuzhelas@bngf.ru

Information about authors

Vladimir A. Lensky

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Geology consultant
LLC SPC Geostra,
3, ul. Luganskaya, Ufa, 450071, Russia
e-mail: lensky@bngf.ru

Andrei S. Zhuzhel

Candidate of Technical Sciences,
First Deputy Director of the Directorate
of Exploration Geophysics
Bashneftegeofizika,
13, ul. Lenina, Ufa, 450077, Russia
e-mail: zhuzhelas@bngf.ru

ALF2021

WWW.ARTIFICIAL-LIFT-SUMMIT.COM

21-22 OCT 2021

Explore Innovative Solutions and Latest Technologies That Support Artificial Lift.

OUR MISSION

Our mission is to add value to our clients' sales and marketing engagements and business development activities.

The Artificial Lift Summit brings E&P Innovators, Service Providers and Independent Operators together to exchange ideas to advance technical knowledge in artificial lift applications for unconventional shale developments.

This summit will provide a platform to all the leaders from artificial lift systems manufacturers and contractors, to well servicing companies and major E&P companies, to network and build long lasting relationships and to discuss the latest advances in artificial lift systems for use in oil and gas wells across the industry.

With an intense 2-day agenda, the conference seeks to expand in-depth discussions, strategies and applied knowledge along with technological challenges of artificial lift applications for unconventional shale developments. You will gain insights from the best in the industry and make lifelong friends.

Take this opportunity to join E&P experts and explore the next generation of artificial lift technologies and techniques for use in the optimization of shale production in the current market. The conference is holding a promising meeting place for the industry, through its interactive sessions, highlighting the latest developments in the oil and gas industries.



PRESENTATIONS THAT ARE BROADLY FOCUSED ON THE FOLLOWING KEY TOPICS:

- Artificial lift system using AI, ML, IoT and Automation and its impact and performance
- An economic roadmap for E&P's to assess every artificial lift operation and identify leaps for achieving specific business objective
- Artificial Lift Methods to increase oil production with reducing operational cost from depleting oil wells
- Leveraging digitalization, reduce unplanned downtime and optimize maintenance processes through real time application
- Opportunities and challenges in increasing artificial lift pump efficiencies
- Best practices and case studies of artificial lift methods and technology alignment

Share your insights and expertise, technical innovations and accomplishments at Artificial Lift Summit by submitting a paper proposal for consideration

2021 | ARTIFICIAL LIFT SUMMIT 2021

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



Society of Petroleum Engineers

Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

12–14 октября 2021

Технопарк “Сколково”
Москва, Россия

Подача работ открыта

Подайте реферат до 9 марта 2021



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

По вопросам подачи работ обращайтесь к Марии Березинской,
E: mberezinskaya@spe.org



НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2021



ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ
«ЗОЛОТОЙ РТУТИ»

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES



19–24 апреля
г. Новороссийск

2-я международная научно-практическая конференция
**Промышленная и экологическая безопасность
в нефтегазовом комплексе**

24–29 мая
г. Сочи

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

31 мая–5 июня
г. Сочи

16-я международная научно-практическая конференция
**Современные технологии капитального ремонта скважин
и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития**

20–25 сентября
г. Новороссийск

12-я международная научно-практическая конференция
Строительство и ремонт скважин

4–9 октября
г. Сочи

9-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, спортивные соревнования, предусмотрена экскурсионная программа



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



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

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ОРГАНИЗАТОР



Министерство ТЭК и ЖКХ
Краснодарского края



Торгово-промышленная палата
Российской Федерации



Российское
газовое общество



Союз
Нефтегазопромышленников
России



Государственная
Дума ФС РФ



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
И БЕЗОПАСНОСТЬ



ТЕХНАДЗОР



ТЕХСОВЕТ
премиум



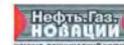
CAMELOT
PUBLISHING



ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ



ГЕОЛОГИЯ



ТЕРМИНЫ
НЕФТЕГАЗ

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

5. Правила оформления текста.

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

6. Правила написания математических формул.

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

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Правила рецензирования и опубликования.

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

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

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

10. Правила оформления списка литературы.

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

GUIDELINES FOR AUTHORS

of Scientific and Technical journal “Geologiya nefi 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. Потатув*
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
