

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



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

3 2022

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

*Неразведанный углеводородный потенциал поднадвиговых структур
Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (стр. 7)*

*Северо-Тунгусская нефтегазоносная область — приоритетный объект регионального изучения
нефтегазоносности недр Восточной Сибири (стр. 29)*

*Новые данные о перспективах нефтегазоносности
верхнемиоценовых и плиоценовых отложений шельфа о-ва Сахалин (стр. 95)*



RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefci 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)



3

2022

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN
OIL AND GAS
GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza



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

2022

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

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

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

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

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

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Афанасенков А.П.

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

Боговявленский В.И.

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

Высоцкий В.И.

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

Габриэлянц Г.А.

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

Гогоненков Г.Н.

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

Григорьев М.Н.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Конторович А.Э.

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

Мельников П.Н.

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

Прищепа О.М.

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

Сен-Жермес М.Л.

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

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Соловьев А.В.

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

Ступакова А.В.

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

Фортунова Н.К.

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

Шиманский В.В.

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

Элов М.И.

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

Бабашева М.Н. (Казахстан)

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

Восков Д. (Нидерланды)

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

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

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

Ульмишек Г. (США)

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

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

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilye,

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

Aleksandr P. Afanasev,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

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

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Evgeniy B. Grunis,

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

Aleksey E. Kontorovich,

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

Pavel N. Melnikov,

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

Oleg M. Prishchepa,

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

Mariya L. Saint-Germes,

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

Vladimir V. Shimanskiy,

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

Svetlana A. Sidorenko,

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

Viktor A. Skorobogatov,

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

Aleksei V. Solov'ev

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Gregory Ulmishak (USA),

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

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

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

Denis Voskov (Netherlands),

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



СОДЕРЖАНИЕ

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

7

Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Давыденко Б.И., Колоколова И.В., Сотникова А.Г., Лукова С.А., Сбитнева Я.С. Неразведанный углеводородный потенциал поднадвиговых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

17

Куницына И.В., Дердуга А.В., Вержбицкий В.Е., Малышев Н.А., Васильева Н., Хайруллина Е.А. Прогноз распространения кунгурских соленосных отложений в пределах Северного Каспия

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

29

Кринин В.А., Порозов И.И., Шеходанова Ю.В. Северо-Тунгусская нефтегазоносная область — приоритетный объект регионального изучения нефтегазоносности недр Восточной Сибири

39

Масагутов Р.Х., Комилов Д.У., Хакимова С.В. Тектоника, перспективы нефтеносности карбонатов алексинского горизонта платформенной части Башкортостана

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

55

Ахмад А.А. Методика и результаты комплексирования данных сейсморазведки 3D и материалов разработки на примере нефтяного месторождения Джар

67

Шегай В.И., Толстиков А.В. Новые сейсмические данные о строении и перспективах нефтегазоносности верхнемиоценовых и плиоценовых отложений северо-восточного шельфа о-ва Сахалин

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ

85

Мараква И.А. Геологические закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции



CONTENTS

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

7

Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Davydenko B.I., Kolokolova I.V., Sotnikova A.G., Lukova S.A., Sbitneva Ya.S. Unexplored hydrocarbon potential of subthrust structures in Timan-Pechora Petroleum Province

17

Kunitsyna I.V., Derduga A.V., Verzhbitskiy V.E., Malyshev N.A., Vasileva N., Khairullina E.A. Prediction of Kungurian salt-bearing deposits occurrence in North Caspian

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

29

Krinin V.A., Porozov I.I., Shekhodanova Yu.V. North Tungusky Petroleum Area: object of priority in regional studies of oil and gas occurrence in East Siberian subsurface

39

Masagutov R.Kh., Komilov D.U., Khakimova S.V. Carbonates of Aleksinsky Horizons in platform part of Bashkortostan: tectonics, petroleum potential

GEOPHYSICAL SURVEYS

55

Ahmad A.A. Integration of 3D seismic and production data: methodology and results by the example of Jar oilfield

67

Shegai V.I., Tolstikov A.V. Upper Miocene and Pliocene deposits of north-eastern shelf of Sakhalin Island: new seismic data on structure and petroleum potential

**HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND
UNCONVENTIONAL SOURCES**

85

Marakova I.A. Geological trends of occurrence of heavy oil pools in north-eastern part of Timan-Pechora Province



Академик РАН Анатолий Николаевич Дмитриевский — выдающийся российский ученый в области геологии нефти и газа, внесший весомый вклад в развитие наук о Земле, в нефтегазовую науку и практику.

А.Н. Дмитриевский родился 6 мая 1937 г. в Москве. В 1961 г. окончил геолого-разведочный факультет МИНХ и ГП им. И.М. Губкина (в настоящее время РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина) по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», в 1966 г. защитил кандидатскую, в 1980 г. — докторскую диссертацию. В 1982 г. ему присвоено ученое звание профессора. В 1987 г. Анатолий Николаевич избран членом-корреспондентом АН СССР, а в 1991 г. — академиком РАН.

В МИНХ и ГП им. И.М. Губкина А.Н. Дмитриевский прошел путь от аспиранта, старшего преподавателя, доцента, профессора, заведующего кафедрой до проректора по научной работе (1961–1988).

Анатолий Николаевич Дмитриевский — один из организаторов Института проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), созданного в 1987 г. на базе кафедр и лабораторий Государственной академии нефти и газа им. И.М. Губкина (ныне РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина), который является ведущим академическим учреждением России по разработке научных основ и созданию фундаментального базиса новых технологий нефтяной и газовой промышленности. С 1988 по 1991 г. А.Н. Дмитриевский — заместитель директора, с 1991 по 2015 г. — директор, а с 2015 г. — научный руководитель ИПНГ РАН. Одновременно Анатолий Николаевич является профессором кафедры литологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и научным руководителем комплексной отраслевой научно-исследовательской лаборатории по проблемам нефтегазоносности Восточной Сибири.

Анатолий Николаевич Дмитриевский — признанный лидер российской нефтегазовой науки, в значительной мере определяющий стратегию научно-технологического развития нефтяной и газовой промышленности нашей страны.

Более 55 лет А.Н. Дмитриевский выполняет научно-практические работы по реализации проектов освоения нефтегазовых ресурсов в различных регионах страны. Широкую известность получили его работы по изучению нефтегазоносности Прикаспийской впадины, Восточной Сибири, Якутии, Крайнего Севера, континентального шельфа России. Под его руководством разработаны и внедрены прогрессивные методы геолого-геофизического изучения регионов и эффективные технологии освоения ресурсов УВ-сырья.

Имея глубокие фундаментальные знания в области геологии и сопредельных науках о земле, Анатолий Николаевич Дмитриевский проводит большую научно-организационную и общественную работу в различных правительственных советах и комиссиях, общественных организациях Российской академии наук и международных комитетах. Он эксперт 11 национальных стандартов нефтяной и газовой промышленности, эксперт РАН, эксперт научно-технической сферы Минобрнауки России (ФГБНУ НИИ РИНКЦЭ). Член редколлегий многих научных журналов и энциклопедий, почетный доктор наук и действительный член ряда общественных академий.

А.Н. Дмитриевским опубликовано лично и в соавторстве более 900 научных работ, 54 монографии и 14 учебных пособий. Он автор и соавтор 59 изобретений и патентов. Первооткрыватель 12 нефтяных и газовых месторождений. Подготовил 19 докторов и кандидатов наук.

Анатолий Николаевич — лауреат Государственной премии СССР (1986), Государственной премии РФ (1998), премии Правительства РФ (2002), премии НТО нефтяной и газовой промышленности им. академика И.М. Губкина (1982), премии ОАО «Газпром» (2010), премии РАН имени И.М. Губкина (2010), премий «Золотой РОСИНГ-2005», им. А.Н. Косыгина, имени Н.К. Байбакова. Награжден золотой медалью Альберта Эйнштейна «За развитие науки», золотой медалью В.Г. Шухова «За большой вклад в развитие инженерной науки и техники», медалью П.Л. Капицы «Автору научного открытия». Награжден орденом «За заслуги перед Отечеством» IV степени (2011), орденом Дружбы народов (1980), орденом Почета (1998). Медалями «За доблестный труд» (1970), «Почетный работник газовой промышленности», «Почетный нефтяник», «Почетный разведчик недр», «Почетный работник науки и техники».

Искренне поздравляем Анатолия Николаевича с 85-летием со дня рождения, желаем крепкого здоровья, долголетия и дальнейших успехов в развитии теории и практики нефтегазовой науки на благо нашей Родины!

Коллектив единомышленников и коллег Федерального Государственного бюджетного учреждения науки ИПНГ РАН, а также учеников и производственников Газовой нефтяной промышленности РФ

Редколлегия и редакция журнала «Геология нефти и газа»



Объявлен прием в аспирантуру на 2022 г.

Федеральное государственное бюджетное учреждение
«Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»

объявляет прием в аспирантуру в 2022 г. на **очное** отделение
по следующим специальностям:

- 1.6.4 — Минералогия, кристаллография.
Геохимия, геохимические методы поисков полезных ископаемых;
- 1.6.11 — Геология, поиски, разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений.

Заявление о приеме и документы следует направлять
на имя генерального директора по адресу:

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36, ФГБУ «ВНИГНИ»
до **01 сентября 2022 г.**

К заявлению прилагаются следующие документы:

- 1) копия диплома о высшем профессиональном образовании;
- 2) личный листок по учету кадров;
- 3) список опубликованных научных работ, изобретений и отчетов
по научно-исследовательской работе;
- 4) реферат по теме диссертации;
- 5) удостоверение о сдаче кандидатских экзаменов при наличии у поступающе-
го сданных кандидатских экзаменов;
- 6) документ, удостоверяющий личность, и диплом об окончании высшего учеб-
ного заведения поступающие в аспирантуру представляют лично.

Вступительные экзамены с 15 сентября 2022 г.

Справочная информация на сайте www.vnigni.ru

Контакты: 8 (495) 673-05-64
E-mail: aspirantura@vnigni.ru

УДК 553.982.2

DOI 10.31087/0016-7894-2022-3-7-16

Неразведанный углеводородный потенциал поднадвиговых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

© 2022 г. | Е.Б. Грунис¹, В.Б. Ростовщиков², Б.И. Давыденко¹, И.В. Колоколова³, А.Г. Сотникова¹, С.А. Лукова¹, Я.С. Сбитнева²

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; grunis@vnigni.ru; boroil@vnigni.ru; sotnikova@vnigni.ru; lukova@vnigni.ru;

²ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта, Россия; vrostovchikov@ugtu.net; yalomachinskaya@ugtu.net;

³ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), Москва, Россия; ipngkolokolova@yandex.ru

Поступила 14.03.2022 г.

Доработана 22.03.2022 г.

Принята к печати 05.04.2022 г.

Ключевые слова: *внутриконтинентальные и окраинно-континентальные рифты; авлакогены; краевые предгорные прогибы; шовные структурно-тектонические зоны; надвиговые системы; складчатые пояса; автохтоны и аллохтоны; сейсмическая инверсия.*

Аннотация: В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, где планомерные геолого-разведочные работы проводятся около 100 лет, открыто более 240 месторождений углеводородов и создана мощная нефтегазодобывающая промышленность. За последние годы достигнутые уровни добычи нефти и особенно газа не обеспечиваются сырьевыми углеводородными ресурсами. При этом, разведанность прогнозных ресурсов нефти составляет немного более 50 %, свободного газа — 30 %. Одним из высокоперспективных направлений геолого-разведочных работ являются поднадвиговые зоны. В статье на основе структурно-тектонического, литолого-фациального и морфогенетического анализов рассмотрен неразведанный потенциал поднадвиговых структур. Обосновано выделение разнотипных поднадвиговых зон в платформенной части и краевых прогибах Тимано-Печорской провинции. Выделено четыре типа поднадвиговых зон: платформенный внутриконтинентальный и окраинно-континентальный рифтогенный, шовный, краевых прогибов, складчатых поясов. Рассмотрены критерии, позволяющие сделать вывод о высоком углеводородном потенциале поднадвиговых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и даны рекомендации методического характера по доизучению поднадвиговых зон.

Для цитирования: Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Давыденко Б.И., Колоколова И.В., Сотникова А.Г., Лукова С.А., Сбитнева Я.С. Неразведанный углеводородный потенциал поднадвиговых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2022. – № 3. – С. 7–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-7-16.

Unexplored hydrocarbon potential of subthrust structures in Timan-Pechora Petroleum Province

© 2022 | © 2022 E.B. Grunis¹, V.B. Rostovshchikov², B.I. Davydenko¹, I.V. Kolokolova³, A.G. Sotnikova¹, S.A. Lukova¹, Ya.S. Sbitneva²

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; grunis@vnigni.ru; boroil@vnigni.ru; sotnikova@vnigni.ru; lukova@vnigni.ru;

²Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia; vrostovchikov@ugtu.net; yalomachinskaya@ugtu.net;

³Institute for Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; ipngkolokolova@yandex.ru

Received 14.03.2022

Revised 22.03.2022

Accepted for publication 05.04.2022

Key words: *intracontinental and continental marginal rifts; aulacogens; marginal piedmont troughs; structural-tectonic suture zones; thrust systems; fold belts; autochthons and allochthons; seismic inversion.*

Abstract: In the Timan-Pechora Petroleum Province, where systematic exploration work has been carried out for about a hundred years, more than 240 hydrocarbon deposits have been discovered, and a powerful oil and gas industry has been created. In recent years, previously achieved levels of oil and especially gas production are not supported by raw hydrocarbon resources. At the same time, exploration maturity of predicted resources is slightly more than 50 % for oil and 30 % for gas. One of highly promising exploration trends is related to subthrust zones. The authors consider the unexplored potential of the subthrust structures of the province on the basis of structural-tectonic, lithofacies and morphogenetic analyses. They substantiate identification of different types of subthrust zones in the platform part and foredeep of the Timan-Pechora Province. Four types of subthrust zones are distinguished: platform intracontinental and continental marginal riftogenic, suture, foredeeps, and folded belts. The considered structural-tectonic, lithofacies and geochemical criteria allow concluding

that the subthrust structures of the Timan-Pechora Petroleum Province have a high hydrocarbon potential. Methodological recommendations for subthrust zone development are given.

For citation: Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Davydenko B.I., Kolokolova I.V., Sotnikova A.G., Lukova S.A., Sbitneva Ya.S. Unexplored hydrocarbon potential of subthrust structures in Timan-Pechora Petroleum Province. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(3):7–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-7-16. In Russ.

Введение

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция является основным регионом по добыче нефти и газа в северо-западной части России. За почти столетний период геолого-разведочных работ открыто более 240 месторождений нефти и газа. Разведанность прогнозных ресурсов по нефти составляет немногим более 50 %, по газу — 30 %. При этом в провинции существуют направления (зоны) слабоизученные, но имеющие значительный УВ-потенциал. В условиях падающей добычи нефти и неоправданно низких уровней добычи газа в Республике Коми, на которую приходится большая часть перспективных земель Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НПП), проведение геолого-разведочных работ на таких направлениях представляется актуальным. По мнению авторов статьи, одним из таких направлений являются поднадвиговые структуры.

На территории Тимано-Печорской провинции выделяется две категории региональных структур: Печорская плита и краевые мегапрогибы (Предуральский и Припайхойско-Приюжноновоземельский), формирование которых происходило под влиянием континентально-окраинных и геосинклинальных режимов соответственно. Непосредственное соседство северо-восточной окраины Восточно-Европейской платформы с северной ветвью Урало-Монгольской геосинклинали в составе Уральской и Пайхойско-Новоземельской геосинклинальных областей, их развитие во времени и пространстве предопределили современное строение основных структурно-тектонических элементов провинции.

Главной особенностью формирования фундамента и осадочного чехла Печорской плиты и краевых прогибов является сочетание вертикальных и тангенциальных движений. Вертикальные движения обусловлены мантийными геодинамическими процессами с заложением и развитием глубинных разломов. Наложение на них горизонтальных и субгоризонтальных движений, вызванных сближением Восточно-Европейского и Сибирского континентов в поздне триас-юрское время, обусловленных замыканием северной ветви Урало-Монгольской геосинклинали, окончательно сформировало современный структурно-тектонический план Тимано-Печорского региона [1].

Рассмотрим направления (зоны), которые связаны с развитием поднадвиговых структур.

Результаты исследований поднадвиговых зон

По морфогенетическим признакам выделено четыре типа поднадвиговых систем, отличающихся

друг от друга как по генезису и морфологии, так и по перспективам нефтегазоносности (рис. 1):

- поднадвиговые зоны древних континентальных рифтов или платформенных авлакогенов;
- поднадвиговые зоны шовных структурно-тектонических элементов;
- поднадвиговые зоны краевых прогибов;
- поднадвиговые зоны складчатых поясов.

Характеристика поднадвиговых зон

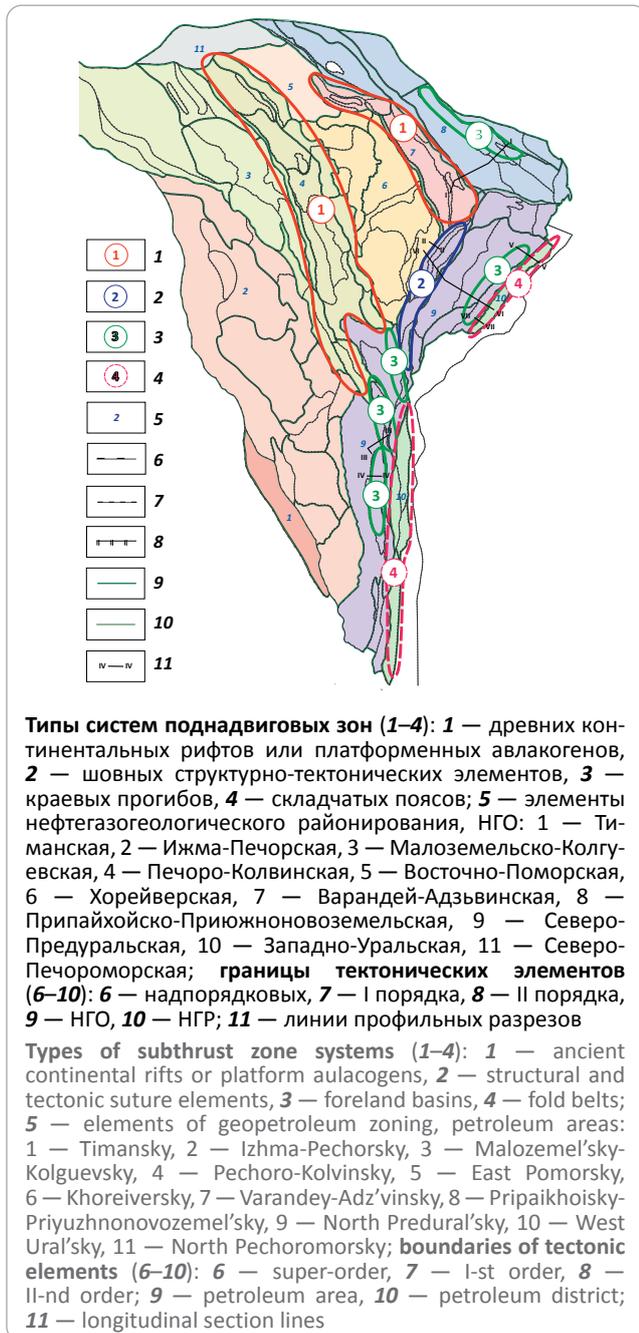
Поднадвиговые зоны древних континентальных рифтов или платформенных авлакогенов установлены на Печорской плите в пределах Печоро-Колвинского внутриконтинентального рифта (авлакогена) и Варандей-Адзвинского окраинно-континентального рифта (одностороннего краевого авлакогена).

Печоро-Колвинский внутриконтинентальный рифт сформировался в современном виде в результате инверсии грабенообразных Печоро-Кожвинского, Колвинского прогибов и образования на их месте одноименных мегавалов. Вертикальные движения, при боковых ограничениях с запада и востока жесткими Ижма-Печорским и Хорейверским блоками, спровоцировали субгоризонтальную разгрузку напряжений при подъеме огромных масс осадочных отложений и смещение их на борта Лайско-Лодминского поднятия и Шапкина-Юрьянского вала Денисовского блока, что создало условия для образования поднадвиговых структур. Перемещение осадочных толщ происходило по нижнедевон-силурийским отложениям. Автохтонные структуры в силурийских карбонатных отложениях, характеризующиеся благоприятными условиями для накопления УВ, имеют преимущественно брахиантиклинальную форму.

Развитие Варандей-Адзвинского окраинно-континентального рифта также контролировалось глубинными разломами, ограничивающими в современном плане валы и впадины. В начале юрского периода на вертикальные движения наложился тангенциальные напряжения Пайхойского орогенеза, сформировавшие поднадвиговые зоны — Сорокинскую, Гамбурцевскую и Талотинскую.

Наиболее примечательной является Талотинская поднадвиговая зона, перекрытая региональным Вашуткина-Талотинским надвигом. Поднадвиговый вал имеет размеры 100 × 20 км, амплитуда достигает 300 м (рис. 2). Перспективными являются нижнедевон-силурийские карбонатные отложения, продуктивность которых доказана в пределах Варандей-Адзвинского авлакогена.

Рис. 1. Поднадвиговые зоны Тимано-Печорской НГП
Fig. 1. Subthrust zones in the Timan-Pechora Petroleum Province



Поднадвиговые зоны шовных структур — это сложнопостроенные структурно-тектонические элементы, находящиеся на стыке крупных разноплановых надпорядковых тектонических структур. Классическим примером является гряда Чернышева, сформированная на стыке Хорейверской впадины, Варандей-Адзвинского авлакогена и Предуральского краевого прогиба. Именно такое положение предопределило чрезвычайно сложное ее строение.

Главными факторами для формирования поднадвиговых зон в пределах гряды Чернышева являются наличие жесткого упора в виде Большеземельского свода и угасающие тангенциальные

напряжения со стороны Урала в заключительной стадии орогенеза, т. е. формирование зон происходило по принципу «бульдозерного эффекта» [2]. Авторами статьи выделены две разнотипные поднадвиговые зоны: Хоседаю-Неруюская и Воргамусюрская.

Хоседаю-Неруюская поднадвиговая зона осложняет северо-западную часть гряды Чернышева, в автохтонной части разреза является Хоседаю-Неруюским валом и отличается относительно простым строением (рис. 3). Предполагаемые размеры по нижнедевонским и силурийским отложениям (автохтон) составляют 100 × 20 км, амплитуда — более 200 м.

Воргамусюрская поднадвиговая зона осложняет северо-западный борт Косью-Роговской впадины и перекрыта Тальбейской тектонической пластиной гряды Чернышева. Автохтонная часть разреза представлена отложениями от верхнего ордовика до нижнего карбона. Размеры зоны по силур-девонским отложениям составляют ориентировочно 100 × 20 км, амплитуда — более 400 м. В доманиково-турнейском нефтегазоносном комплексе по данным сейсморазведки закартированы локальные объекты рифового генезиса. Важным фактором прогноза нефтегазоносности является развитие солей позднеордовикского возраста, которые служат надежными покрывками для залежей УВ в автохтонной части разреза.

Поднадвиговые зоны краевых прогибов по своему происхождению и строению существенно отличаются от платформенных поднадвиговых зон. Северная ветвь краевых прогибов Урало-Монгольского складчатого пояса представлена Предуральским и Припайхойско-Приюжноновоземельским мегапрогибами.

Поднадвиговые зоны Предуральского краевого прогиба по морфогенетическим признакам можно подразделить на четыре подзоны:

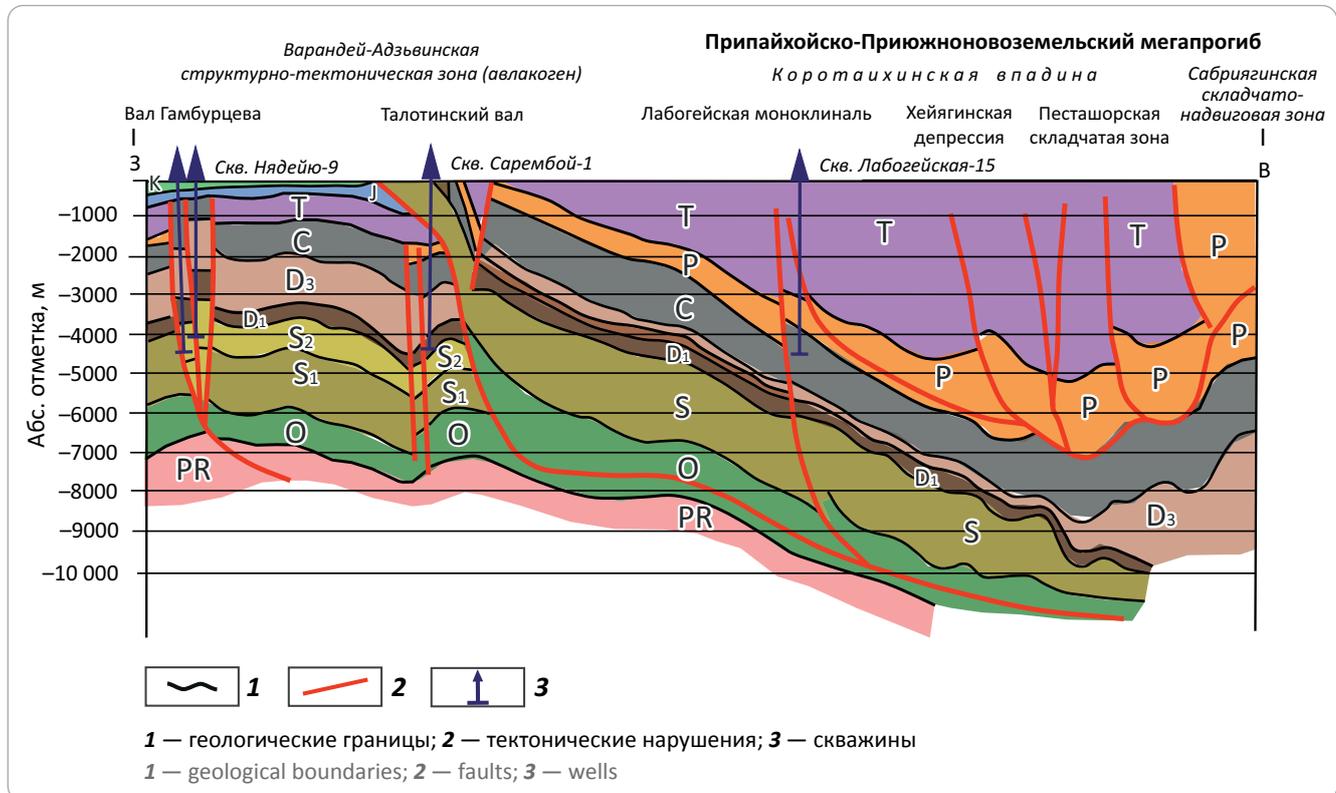
- Среднепечорского поперечного поднятия;
- Вуктыльскую;
- Интинско-Лемвинскую;
- Западно-Уральскую.

В пределах Среднепечорского поперечного поднятия наиболее перспективной является Еджид-Кыртинская поднадвиговая зона, сформированная в заключительную стадию орогенеза. На сегодняшний день остаются невыясненными перспективы отложений среднего девона в пределах высокоамплитудных Еджид-Кыртинской и Югид-Вуктыльской структур. После открытия Вуктыльского газоконденсатного месторождения в середине 1970-х гг. на Югид-Вуктыльской площади пробурено 5 глубоких скважин, только 2 из которых (1-я и 4-я) оказались продуктивными [3]. Вскрытый разрез среднего девона отличается от Вуктыльского месторождения резким увеличением мощности (до 800 м), что свидетельствует о принадлежности этой



Рис. 2. Поднадвиговые зоны Варандей-Адзъвинского краевого авлакогена (по материалам ОАО «Севергеофизика», ИПНГ РАН, 2013)

Fig. 2. Subthrust zones of the Varandey-Adz'vinsky marginal aulacogen (according to Severgeofizika, RAS Institute of Oil and Gas Problems, 2013)



зоны к Печоро-Колвинскому рифту, осложненному серией аллохтонных пластин.

Наличие среднеемких коллекторов в поднадвиговых глубокозалегающих карбонатных отложениях установлено по результатам бурения параметрической скв. Верхняя Сочь-1 — в интервале 5170–5188 м из каменноугольных отложений получен приток конденсатного газа.

По мнению авторов статьи, автохтонная часть разреза Среднепечорского поперечного поднятия может содержать крупные скопления газоконденсата в среднедевон-нижнефранском терригенном комплексе и залежи нефти в рифогенных отложениях доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса (НГК) (рис. 4). Выделенная поднадвиговая подзона по вышеназванным отложениям характеризуется размерами (150–200) × 20 км и амплитудой до 400 м.

Классическим примером поднадвиговой зоны в центральной части Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба является Вуктыльский автохтон, количественная оценка ресурсов УВ которого по доманиково-турнейскому НГК составляет от 70 до 150 млрд м³ свободного газа и до 30 млн т конденсата (рис. 5).

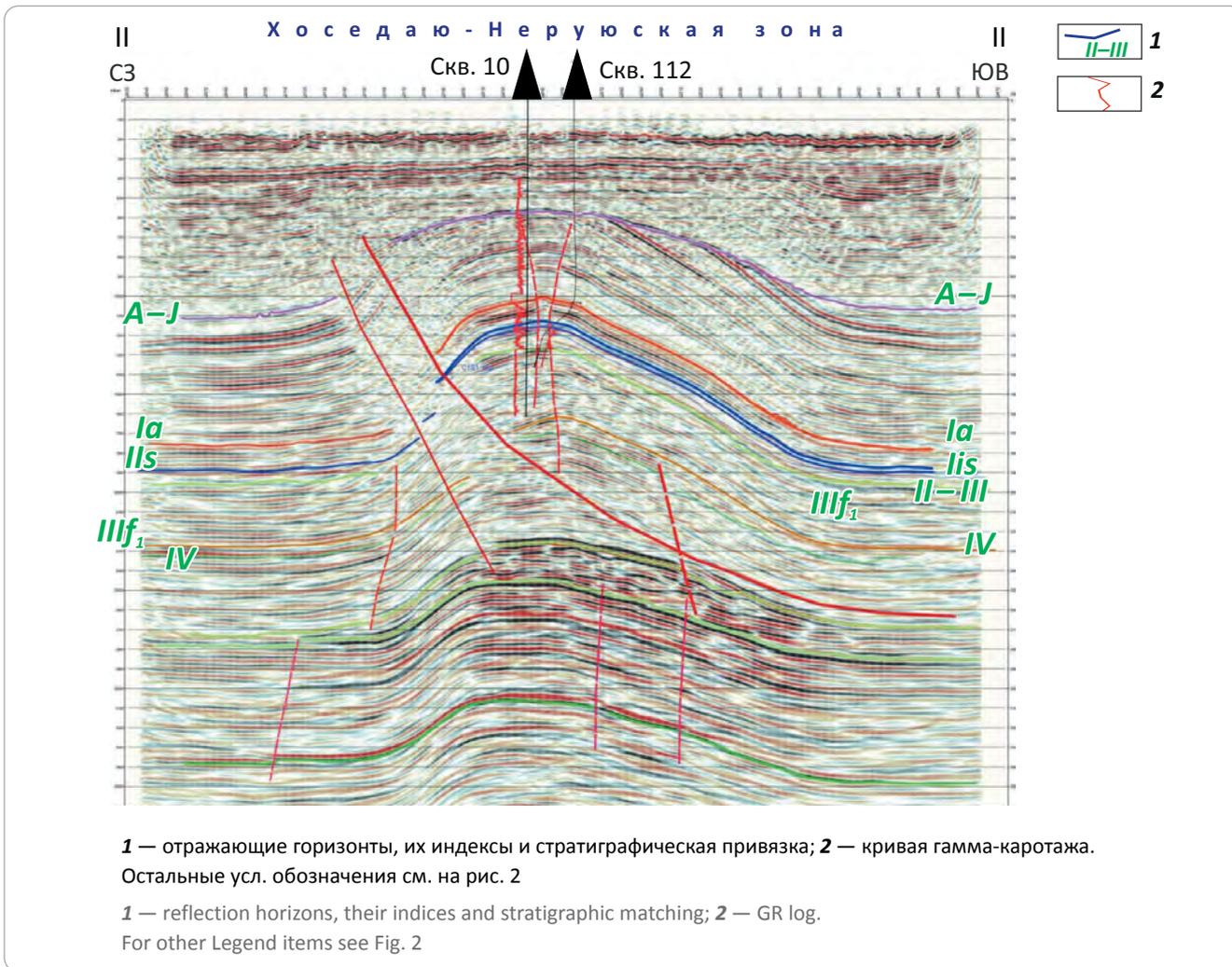
Поднадвиговая Интинско-Лемвинская подзона Предуральского прогиба отличается исключитель-

но сложным строением: классический автохтон разбит на целый ряд паравтохтонов, что связано с максимальным воздействием на них тангенциальных напряжений в заключительные стадии орогенеза на Урале (рис. 6).

Поднадвиговые зоны складчатых поясов являются наиболее слабоизученными. На территории Тимано-Печорского региона к ним относится Западно-Уральская поднадвиговая зона, скрытая под габбро-диабазовым «козырьком» протяженностью более 1000 км при ширине от 20 до 40 км. Сложность картирования этой зоны связана с наличием в надвиге магматических пород (рис. 7).

По результатам комплексных геофизических исследований установлено, что приповерхностные складки Западного Урала не прослеживаются на глубину более 3–4 км. Структурный план ниже этих глубин характеризуется относительно простым строением, предполагается широкое развитие поднадвиговых (автохтонных) газоперспективных структур. Одним из крупных потенциально газоносных объектов, выявленных по результатам анализа данных гравиразведки и магниторазведки, является погребенный под аллохтоном Западно-Уральского складчатого пояса Печоро-Сыпучинский вал. Перспективными на газ являются карбонатный доманиково-турнейский и терригенный

Рис. 3. Хоседаю-Неруюская поднадвиговая зона (по материалам ОАО «Севергеофизика», 2016)
Fig. 3. Khosedayu-Neruyusky subthrust zone (according to Severgeofizika, 2016)



нижне-средневизейский нефтегазоносные комплексы. Извлекаемые начальные суммарные ресурсы УВ оценены ~ 100 млн т усл. топлива при площади 2,2 тыс. км².

На основе анализа геолого-геофизических материалов по наиболее перспективным поднадвиговым зонам Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции можно сделать следующие заключения.

1. Поднадвиговые зоны платформенных структур имеют более простое строение автохтонов, чем зоны в пределах шовных структур, краевых прогибов и складчатых областей. Сложность строения всего надвигового комплекса зависит от тектонодинамической направленности и активности вертикальных и тангенциальных напряжений, напрямую связанных с инверсионными процессами на платформе и орогенезом складчатых поясов. Чем активнее и ближе проявление орогенных процессов, тем сложнее строение как всей надвиговой системы, так и автохтонной части разреза.

2. Автохтонные части платформенных и шовных зон имеют в основном четко выраженную мор-

фологическую форму — валы относительно крупных размеров. В них развиты нефтегазоносные комплексы, продуктивные и в аллохтонных частях надвиговых систем, т. е. в аналогичных нефтегазоносных комплексах прослеживаются однотипные коллекторы, покрышки и нефтегазоматеринские породы.

Автохтонные части внутренних зон краевых прогибов раздроблены на более мелкие паравтохтонные части, сложно картируемые сейсморазведкой. Развитые в аллохтонной части структуры, как правило, бескорневые. На сегодняшний день, в связи с отсутствием представительного геолого-геофизического материала, достоверно не установлено наличие покрышек, коллекторов, а также не выявлены закономерности их распространения в поднадвиговых зонах. Поэтому необходимо проведение комплекса геолого-разведочных работ для уточнения перспектив их нефтегазоносности.

3. Как правило, поднадвиговые структуры находятся в зонах повышенного теплового мантийного потока, обусловленные: в континентальных



Рис. 4. Еджид-Кыртинская поднадвиговая зона (по материалам ОАО «Севергеофизика», 2017)
Fig. 4. Yedzhid-Kyrtinsky subthrust zone (according to Severgeofizika, 2017)

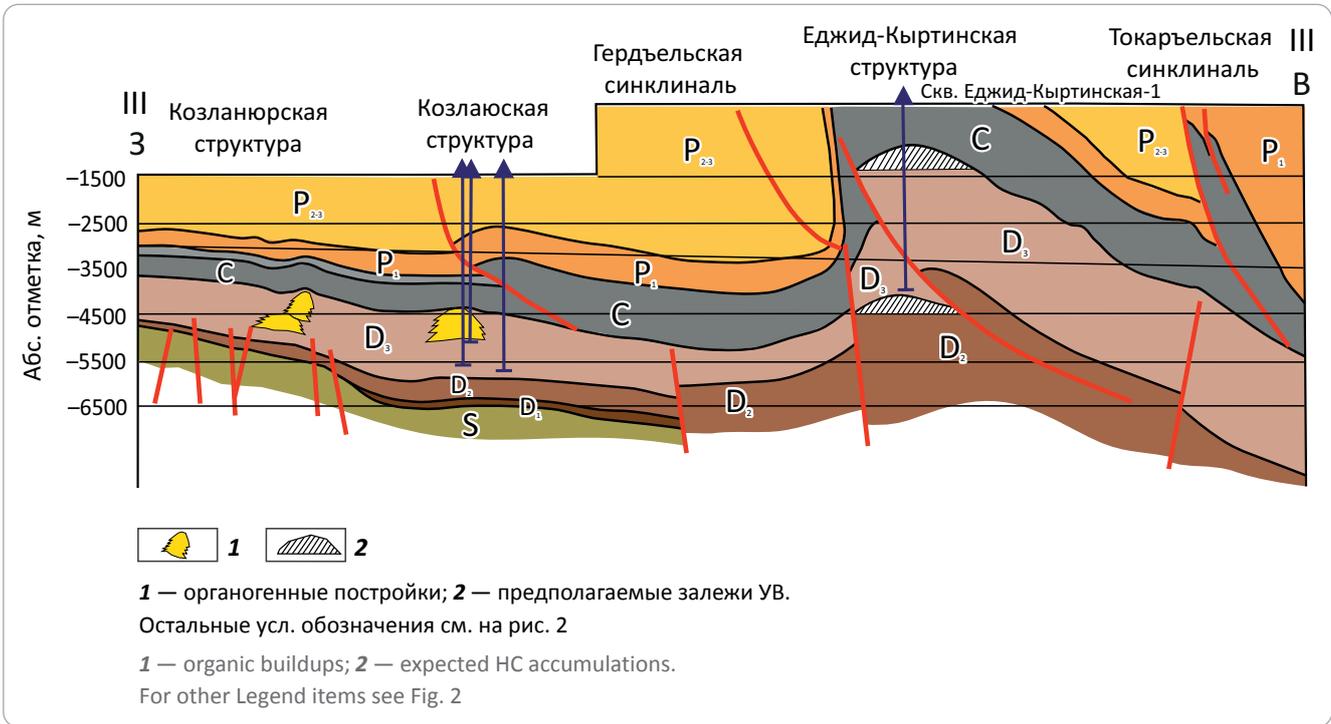
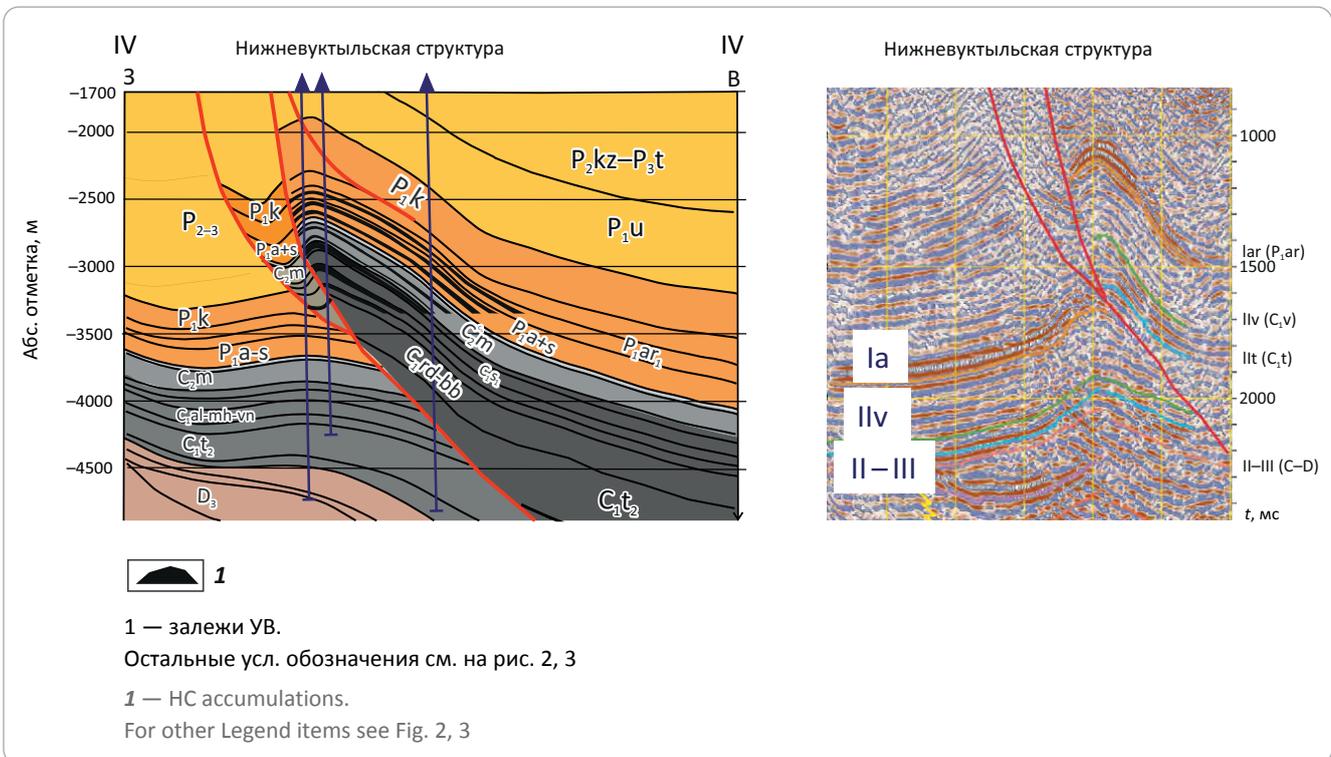


Рис. 5. Геолого-геофизическая модель уникального Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (по материалам ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз», 2005)
Fig. 5. Geological and geophysical model of the unique Vuktyl'sky oil and gas condensate field (according to Gazprom VNIIGAZ LLC – SeverNIPIgaz, 2005)



рифтах — близостью астеносферного слоя; в краевых прогибах — субдукционными процессами. Сочетание повышенной прогретости недр с наличием нефтегазоматеринских пород с высоким содержа-

нием $C_{орг}$ (5–10 % и более — доманикиты, нижнедевонские и силурийские глинистые карбонаты) является благоприятным фактором для генерации УВ в значительных количествах.

Рис. 6. Поднадвиговая Интинско-Лемвинская подзона Предуралья (по материалам ОАО «Севергеофизика», 2018)
Fig. 6. Intinsko-Lemvinsky subthrust subzone of Pre-Urals Foredeep (according to Severgeofizika, 2018)

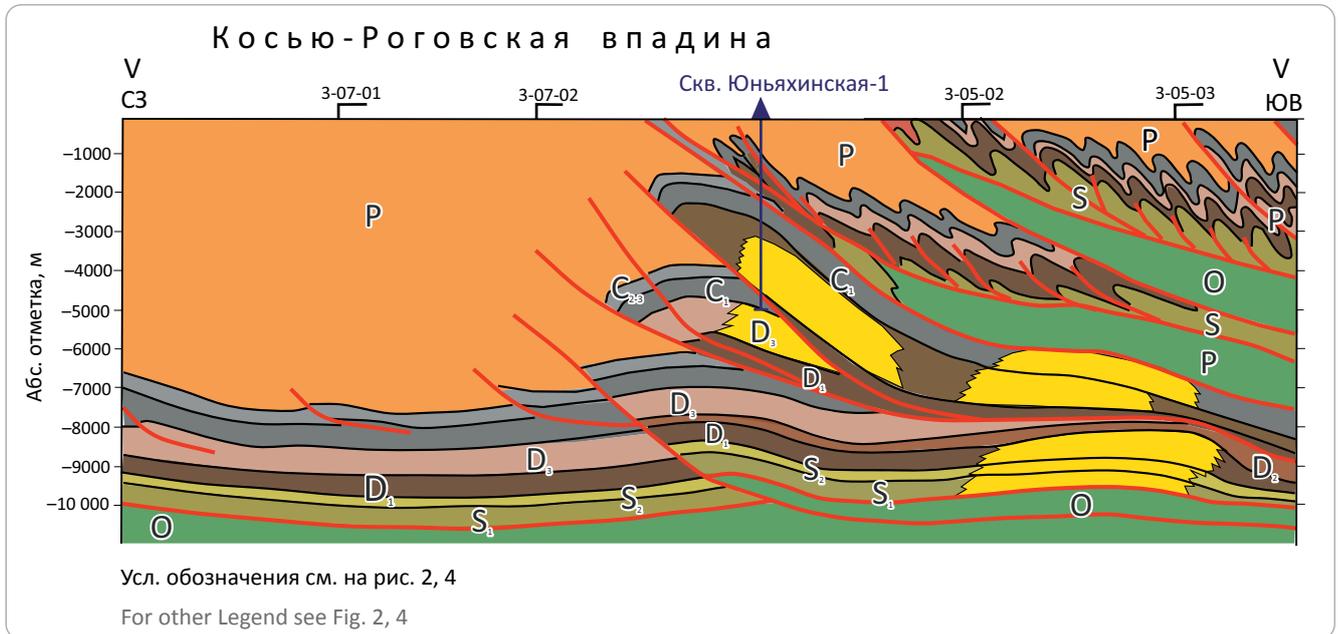
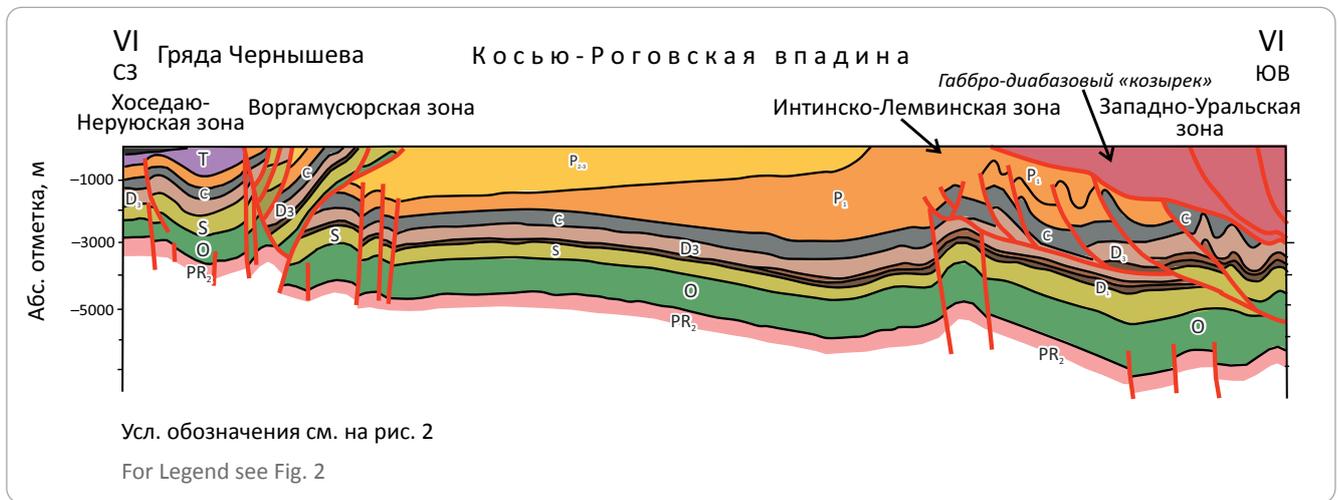


Рис. 7. Поднадвиговые зоны Предуралья и Западно-Уральского сегмента складчатого пояса (по материалам ОАО «Севергеофизика», 2019)
Fig. 7. Subthrust zones of Pre-Urals Foredeep and West Urals segment of fold belt (according to Severgeofizika, 2019)



4. Перемещение УВ из нефтегазоматеринских пород по разрезу до ловушек происходит с преимуществом вертикальной межрезервуарной миграции. Палеотектонический анализ формирования надвиговых систем показывает, что ловушки для нефтяных залежей сформировались до главной фазы нефтегазообразования, что является весьма благоприятным фактором для скопления УВ в поднадвиговых структурах. Причем в автохтонных частях платформенных поднадвиговых зон прогнозируются преимущественно нефтяные залежи, краевых прогибов — преимущественно газовые и газоконденсатные.

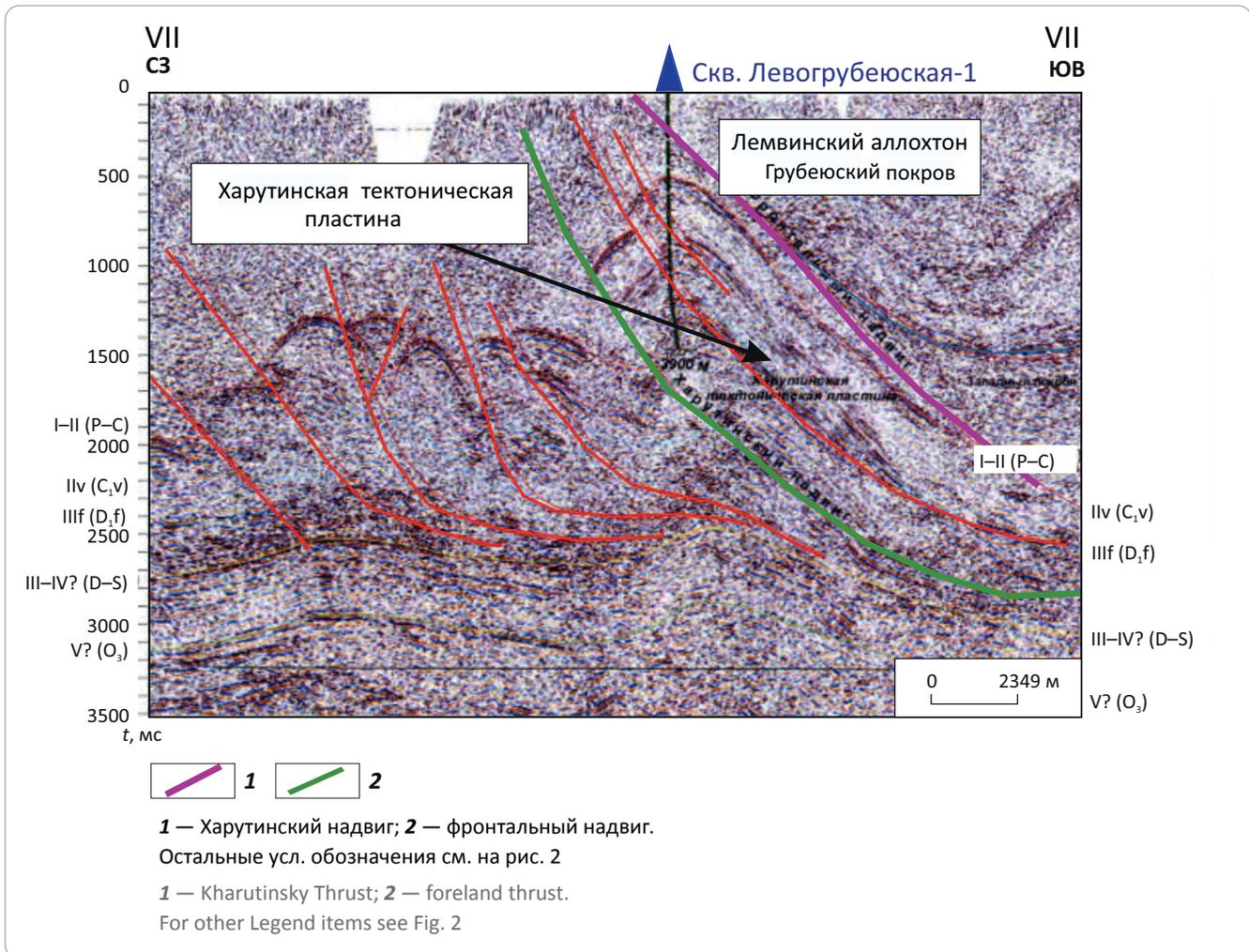
Сформулируем основные проблемы и трудности при доизучении поднадвиговых структур.

1. Анализ литолого-фациальных особенностей отложений, слагающих автохтонную и аллохтонную части разреза, показывает, что палеогеографическая обстановка осадконакопления была единой для всей поднадвиговой системы в целом. В период формирования надвигов автохтон был меньше подвержен тектоническим воздействиям, чем аллохтон. Поэтому автохтонная часть является более уплотненной за счет неизменности и устойчивости постседиментационных процессов и влияния на нее дополнительного геостатического давления осадочных масс аллохтона. Данное обстоятельство характерно в основном для карбонатных отложений и требует учета при выборе методики, технологии опознания автохтонной части поднадвиго-



Рис. 8. Сейсмогеологическая характеристика Интинско-Лемвинской подзоны Предуральяского прогиба (по материалам ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипгаз», 2014)

Fig. 8. Geoseismic characteristics of Intinsko-Lemvinsky subzone of Pre-Urals Foredeep (according to Gazprom VNIIGAZ LLC – SeverNIPgaz, 2014)



вых структур. Показательным примером является разведка Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, где в автохтоне получены многочисленные газоконденсатопроявления вплоть до промышленных притоков, но до настоящего времени нет технологического решения по промышленному освоению достаточно больших по величине запасов УВ.

2. Анализ сейсмического материала показывает, что трудности поиска и разведки залежей в поднадвиговых структурах обусловлены сложным характером волнового поля в автохтонах, что связано с влиянием аллохтонного экрана, рассеивающего и искажающего волновую картину в поднадвиговой части (рис. 8). Данное обстоятельство характерно для поднадвиговых зон краевых прогибов (Предуральяского и Припайхойско-Приюжноновоземельского). Сейсмическая инверсия в аллохтонном «козырьке» затрудняет получение достоверных структурных параметров по автохтону, что сдерживает активизацию работ по прогнозу и поискам поднадвиговых структур в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Выводы

1. Поднадвиговые структуры Тимано-Печорской НГП имеют значительный УВ-потенциал. При этом в платформенной части, где прогнозируются преимущественно нефтяные залежи в автохтонах, основными перспективными зонами являются: Лайско-Лодминская, Талотинская, Макарихинская; в шовных структурах также с нефтяными скоплениями — Хоседаю-Неруюская, Боргамусюрская; в Предуральском краевом прогибе преимущественного газонакопления — Вуктыльская, Еджид-Кыртинская, Интинско-Лемвинская.

2. При освоении поднадвиговых структур необходимо учитывать особенности формирования автохтонов и сейсмогеологические условия аллохтонов, определяющие достоверность и кондиционность получения материалов по автохтонам. Важное значение приобретает детальное исследование сейсмической инверсии.

3. Учитывая, что поднадвиговые системы образуются за счет активизации тектонических процессов с магматическими явлениями, допускается,

что в отложениях доманика в пределах надвиговых зон могут быть обнаружены локальные залежи, образованные за счет палеоземлетрясений и вулканизма. Об этом свидетельствует повышенное содержание ОВ в зонах, где на поверхности кристаллического фундамента отмечается наличие

интрузий основного и ультраосновного состава. Органика доманиковых отложений представлена водорослевыми, которые не размножились, а росли под влиянием углекислого газа, выделяемого при вулканизме. Все эти факторы должны учитываться при опосредованном поиске поднадвиговых зон.

Литература

1. Костюченко С.Л., Морозов А.Ф., Кременецкий А.А. Тимано-Урало-Пайхояская коллизионная область: строение, эволюция, геодинамика. Результаты комплексных геолого-геофизических исследований. – М.: Геокарт-ГЕОС, 2012. – 210 с.
2. Богданов Б.П., Ростовщиков В.Б., Недилук Л.П., Маракова И.А., Сенин С.В. Тектонические и геохимические предпосылки нефтегазоносности гряды Чернышева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 2. DOI: 10.17353/2070-5379/18_2016.
3. 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) / Под ред. В.Н. Данилова. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2015. – 264 с.
4. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Большакова Ю.А. Направления поисков месторождений нефти и газа в Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 57–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-57-65. DOI 10.31087/0016-7894-2019-3-57-65.

References

1. Kostyuchenko S.L., Morozov A.F., Kremenetskiy A.A. Timan-Urals-Paykhoy collisional region: structure, evolution, geodynamics. Results of complex geological and geophysical studies. Moscow: Geokart-GEOS; 2012. 210 p. In Russ.
2. 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 and praktika*. 2016;11(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2016.pdf (accessed on 05.11.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/18_2016. In Russ.
3. Anishchenko L.A., Visheratina N.P., Gudelman A.A., Danilov V.N. Geological structure and prospects of gas content of the western slope of the Polar and Subpolar Urals (according to the results of geological exploration). In: Danilova V.N., eds. St. Petersburg: FSUE "VNIGRI"; 2015. 264 p. In Russ.
4. Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Sbitneva Ya.S., Bol'shakova Yu.A. Oil and gas fields in Timan-Pechora Province: exploration trends. *Geologiya nefiti i gaza*. 2019;(3):57–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-57-65. In Russ.

Информация об авторах

Грунис Евгений Борисович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
главный научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: grunis@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-8059-0933

Ростовщиков Владимир Борисович

Кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
заведующий кафедрой

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»,
169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13

e-mail: vrostovchikov@ugtu.net

ORCID ID: 0000-0003-4683-3975

Давыденко Борис Иванович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора по лицензированию

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: boroil@vnigni.ru

Information about authors

Evgenii B. Grunis

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor,
Chief Researcher

All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: grunis@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-8059-0933

Vladimir B. Rostovshchikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor, Head of Chair

Ukhta State
Technical University
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia

e-mail: vrostovchikov@ugtu.net

ORCID ID: 0000-0003-4683-3975

Boris I. Davydenko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General for Licensing

All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: boroil@vnigni.ru

Колоколова Ирина Владимировна

Научный сотрудник
ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: ipngkolokolova@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-1576-3858
Scopus ID: 56121397000

Сотникова Алена Георгиевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: sotnikova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-2105-1555

Лукова Светлана Анатольевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: lukova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9360-1478

Сбитнева Яна Степановна

Аспирант, старший преподаватель
ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»,
169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13
e-mail: yalomachinskaya@ugtu.net

Irina V. Kolokolova

Researcher
Institute for Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: ipngkolokolova@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-1576-3858
Scopus ID: 56121397000

Alena G. Sotnikova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: sotnikova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-2105-1555

Svetlana A. Lukova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Scientific Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: lukova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9360-1478

Yana S. Sbitneva

Postgraduate, senior teacher
Ukhta State
Technical University,
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia
e-mail: yalomachinskaya@ugtu.net

УДК 551.736

DOI 10.31087/0016-7894-2022-3-17-27

Прогноз распространения кунгурских соленосных отложений в пределах Северного Каспия

© 2022 г. | И.В. Куницына¹, А.В. Дердуга¹, В.Е. Вержбицкий², Н.А. Малышев², Н. Васильева¹, Е.А. Хайруллина²¹ООО «РН-Эксплорейшн», Москва Россия; ivkunitsina@rn-exp.rosneft.ru; aderduga@yandex.ru; navasileva@rn-exp.rosneft.ru;²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия; v_verzhbitskiy@rosneft.ru; n_malyshev@rosneft.ru; EAKhairullina@rosneft.ru

Поступила 26.01.2022 г.

Доработана 31.01.2022 г.

Принята к печати 14.02.2022 г.

Ключевые слова: *Северный Каспий; Северо-Каспийская складчато-надвиговая зона; палеозойские отложения; кунгурская эвапоритовая толща; флюидоупор; геологические риски; сохранность залежи.*

Аннотация: Статья посвящена актуальной проблеме региональной геологии — определению области распространения кунгурской толщи на акватории Северного Каспия, а именно в Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоне. Соленосные отложения кунгурского яруса нижней перми являются региональным флюидоупором для залежей нефти и газа. Отсутствие эвапоритовой толщи значительно повышает геологические риски сохранности залежей углеводородов и, соответственно, уменьшает вероятность обнаружения месторождений нефти и газа. Основой для исследований послужили сейсморазведочные данные 2D, поскольку в данной зоне палеозойские отложения бурением практически не вскрыты. Установлено, что в северной части Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны фиксируется достаточно мощная (до 1,5 км) эвапоритовая толща. На приведенных сейсмостратиграфических разрезах видно, что в южном направлении мощность кунгурских отложений уменьшается до сотен метров, а затем отложения выходят под поверхность предъюрского несогласия. Самым неоднозначным обозначен район поднятия Курмангазы, где на единичных сейсморазведочных профилях фиксируются тела, морфологически ассоциируемые с соляными подушками. При этом наличие в данной зоне выдержанных по площади (маломощных) соленосных кунгурских отложений остается предметом дискуссии. Выявленные особенности распространения кунгурской толщи позволили сделать вывод, что северная и южная области Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны характеризуются наименьшими геологическими рисками по наличию флюидоупора и сохранности залежей углеводородов в палеозойских отложениях.

Для цитирования: Куницына И.В., Дердуга А.В., Вержбицкий В.Е., Малышев Н.А., Васильева Н., Хайруллина Е.А. Прогноз распространения кунгурских соленосных отложений в пределах Северного Каспия // Геология нефти и газа. – 2022. – № 3. – С. 17–27. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-17-27.

Prediction of Kungurian salt-bearing deposits occurrence in North Caspian

© 2022 | I.V. Kunitsyna¹, A.V. Derduga¹, V.E. Verzhbitskiy², N.A. Malyshev², N. Vasileva¹, E.A. Khairullina²¹RN-Exploration, Moscow, Russia; ivkunitsina@rn-exp.rosneft.ru; aderduga@yandex.ru; navasileva@rn-exp.rosneft.ru;²Rosneft Oil Company, Moscow, Russia; v_verzhbitskiy@rosneft.ru; n_malyshev@rosneft.ru; EAKhairullina@rosneft.ru

Received 26.01.2022

Revised 31.01.2022

Accepted for publication 14.02.2022

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

Abstract: The authors discuss the focal problem of regional geology: determination of the area of Kungurian deposits occurrence in North Caspian waters; namely, in the North Caspian fold and thrust zone. The Lower Permian salt-bearing Kungurian deposits play a role of regional impermeable bed for oil and gas accumulations. Absence of evaporite sequence considerably raises geological risks of hydrocarbon accumulation integrity and, thus reduces the likelihood of oil and gas field detection. 2D seismic data made the basis for the studies since there are almost no drilling data for Palaeozoic deposits in this zone. It is found that a rather thick (up to 1.5 km) evaporite sequence is present in the northern part of the North Caspian fold and thrust zone. The presented seismic and stratigraphy sections show that thickness of Kungurian deposits reduces to hundreds of metres, and then the deposits incrop below the surface of pre-Jurassic unconformity. The most ambiguous area is the Kurmangazy uplift, where single seismic survey lines demonstrate bodies morphologically associated with salt pillows. However, the presence of (thin) salt-bearing Kungurian deposits persistent over the area remains a matter of debate. The revealed patterns of the Kungurian sequence occurrence allowed concluding that northern and southern areas of the North Caspian fold and thrust zone have the lowest geological risks in terms of impermeable bed presence and integrity of hydrocarbon accumulations in Palaeozoic deposits.

For citation: Kunitsyna I.V., Derduga A.V., Verzhbitskiy V.E., Malyshev N.A., Vasileva N., Khairullina E.A. Prediction of Kungurian salt-bearing deposits occurrence in North Caspian. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(3):17–27. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-17-27. In Russ.



Введение

Во второй половине 1970-х гг. в сухопутной части южного фланга Прикаспийской синеклизы было открыто два уникальных месторождения нефти и газа, приуроченных к подсолевому палеозойскому комплексу, — Астраханское (извлекаемые запасы по данным Госбаланса запасов РФ $\approx 4,15$ трлн м^3 газа и $\approx 0,6$ млрд т конденсата) и Тенгиз (геологические запасы: $\approx 3,1$ млрд т нефти и $\approx 1,8$ трлн м^3 газа [1]), а также десятки менее крупных. В начале XXI в. начались активные поиски месторождений УВ на акватории Северного Каспия. В результате в 2000 г. было открыто уникальное по запасам месторождение Кашаган (геологические запасы: $\approx 4,8$ млрд т нефти и ≈ 1 трлн м^3 газа), в 2003 г. — месторождения Кайран (геологические запасы: ≈ 150 млн т нефти) и Актовы (геологические запасы: ≈ 159 млн т конденсата) (рис. 1) [1].

Фонд выявленных структурных ловушек в подсолевом комплексе на южной окраине Прикаспийской впадины в основном разбурен, что приводит к необходимости вовлечения в процесс геолого-разведочных работ новых малоизученных бурением территорий. С этих позиций интерес представляет

ограничивающая с юга Прикаспийскую синеклизу Калмыцко-Устьюртская система палеозойских дислокаций. Наименее изученной в ее акваториальной части является Северо-Каспийская складчато-надвиговая зона [2]. Следует отметить, что практически неисследованными на данной акватории остаются именно палеозойские отложения, в то время как на мезозойский комплекс в XXI в. активно велись геолого-разведочные работы, в результате которых были открыты месторождения Каламкас-море, Хазар, Ауэзов, Нарын, Укатное, Жамбыл и Жетысу (см. рис. 1). Однако они имеют относительно небольшие размеры, а геологические запасы наиболее крупного из них, месторождения Каламкас-море, составляют ≈ 159 млн т нефти [1], что в настоящее время не является достаточным для перехода к стадии его освоения.

Кратная разница в ресурсной базе объектов в палеозойских и мезозойских отложениях обусловила целесообразность ориентирования геолого-разведочных работ на палеозойский комплекс Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны, где существует потенциал открытия крупных месторождений УВ.

Рис. 1. Обзорная карта Северного Каспия

Fig. 1. Overview map of Northern Caspian

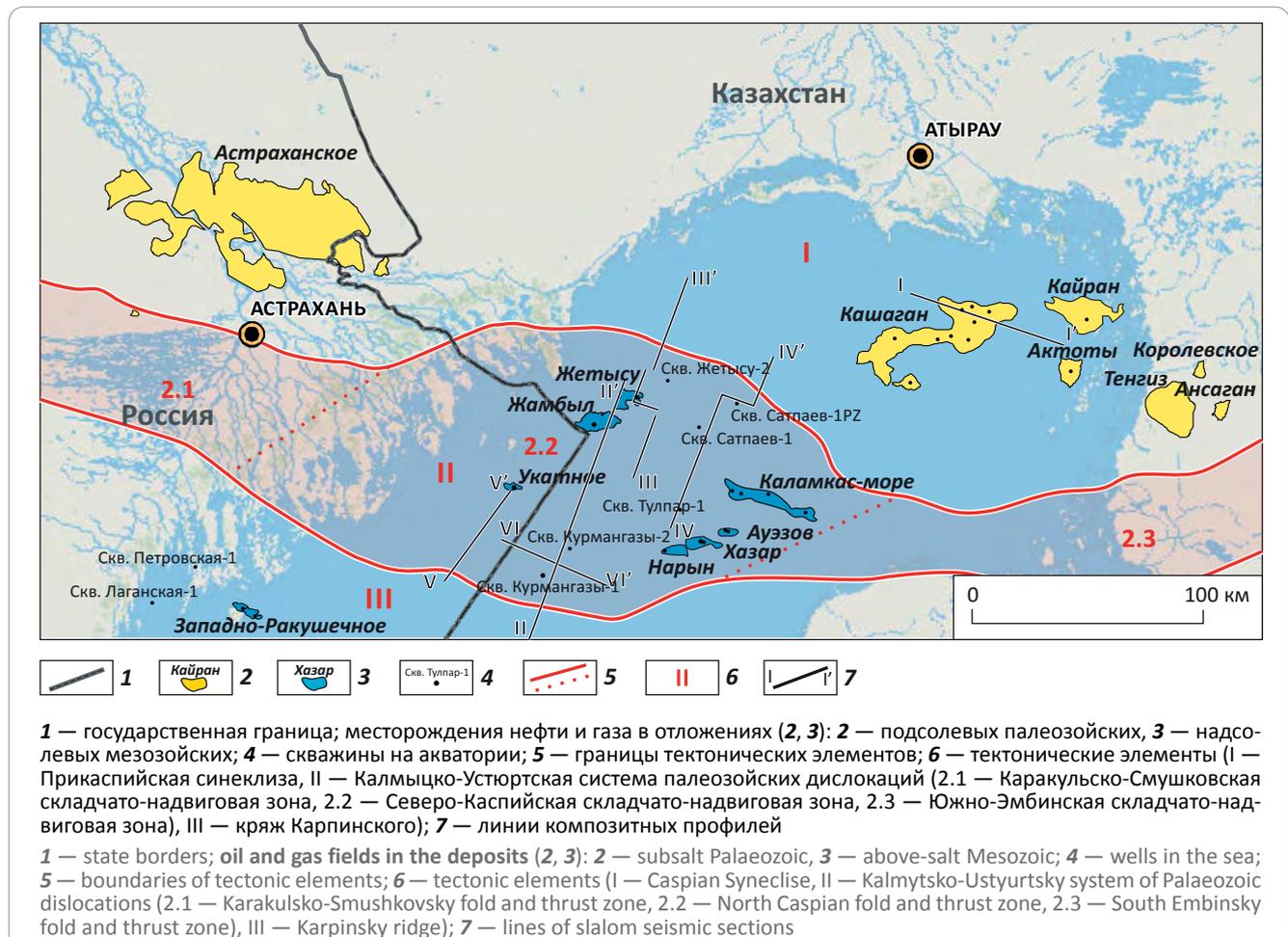
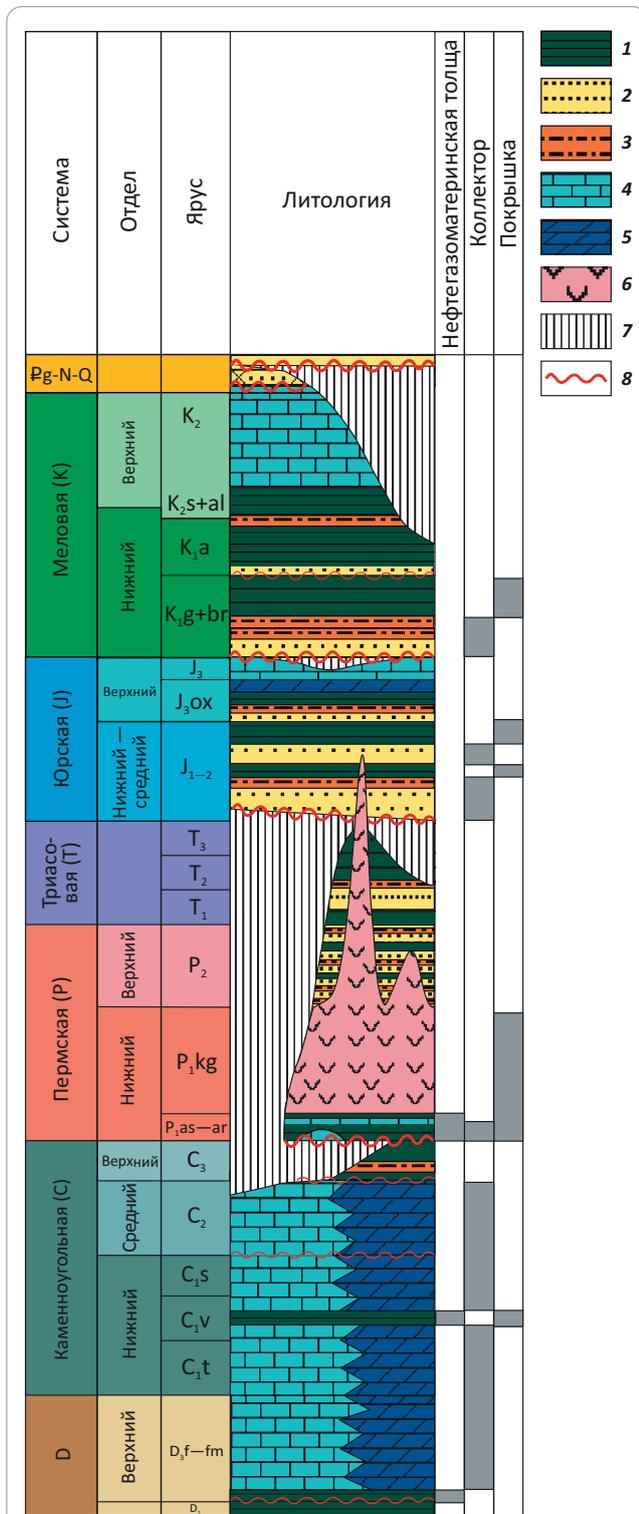


Рис. 2. Сводная стратиграфическая колонка Северного Каспия (составлена с использованием [3–5])

Fig. 2. Summary stratigraphic chart, North Caspian (created using [3–5])



1 — глины; 2 — песчаники; 3 — алевриты; 4 — карбонаты; 5 — мергели; 6 — соли и ангидриты; 7 — интервалы отсутствия/размыва отложений; 8 — несогласия

1 — clay; 2 — sandstone; 3 — siltstone; 4 — carbonate; 5 — marl; 6 — salt and anhydrite; 7 — interval of the deposits lacking/washout; 8 — unconformity

Большая часть выявленных запасов нефти и газа в палеозойском комплексе сосредоточена в карбонатных отложениях позднедевон-среднекаменноугольного возраста (рис. 2) [3]. В качестве регионального флюидоупора выступает соленосная толща кунгурского яруса нижней перми. Второстепенную роль в качестве флюидоупоров здесь играют глинистые отложения артинского и в меньшей степени ассельского ярусов. Известно, что общая мощность солей уменьшается от центральной части Прикаспийской синеклизы к ее бортам до полного исчезновения. В опубликованной литературе территория Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны чаще всего показана областью, где эвапоритовые отложения не накапливались [4], что значительно повышает геологические риски в части наличия флюидоупора и сохранности залежей УВ и, соответственно, уменьшает вероятность обнаружения месторождений нефти и газа. Данная статья посвящена актуальной проблеме региональной геологии — определению области распространения эвапоритовой толщи на акватории Северного Каспия.

Данные и методы

Основой для исследований, проведенных авторами статьи, послужили сейсморазведочные данные 2D объемом около 15 тыс. км, полученные с 1995 по 2019 г. Качество сейсмических материалов варьирует как по площади работ, так и по глубине разреза. Для интервала мезозойских отложений имеющиеся сейсмические данные обладают хорошим и/или удовлетворительным качеством, для палеозойских — удовлетворительным и/или низким. Такая особенность связана не только с тем, что целью большинства сейсморазведочных работ была верхняя часть разреза (отработка с короткими приемными устройствами и маломощными пневмоисточниками), но также и со строением палеозойского интервала, осложненного многочисленными складчато-надвиговыми деформациями, а также структурами, связанными с проявлением соляной тектоники.

Для повышения степени разрешенности волнового поля в палеозойской части разреза в 2017–2018 гг. по заказу ПАО «НК «Роснефть» и ООО «Каспийская нефтяная компания» силами ООО «СЖЖ Восток» было переобработано около 3000 км сейсмических профилей 2D, расположенных в пределах Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны, с использованием новых технологий обработки. В 2019 г. в ООО «Каспийская нефтяная компания» были проведены полевые сейсморазведочные работы 2D объемом 310 км, основной целью которых было получение качественного материала для уточнения геологического строения палеозойской части разреза. Включение в интерпретацию переобработанных и новых сейсмических профилей позволило уточнить геологическое строение палеозойского перспективного комплекса. Несмотря на существенный прирост информации, результа-

ты интерпретации данных 2D во многих случаях по-прежнему остаются дискуссионными.

Кроме сейсмических данных авторы статьи использовали результаты глубокого бурения. Как уже упоминалось, в Прикаспийской синеклизе в подсолевом карбонатном комплексе открыты месторождения Кашаган, Кайран и Актоты. В Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоне на подсолевые отложения была пробурена лишь одна скважина — Сатпаев-1PZ, которая, достигнув проектной глубины, вскрыла только нижнепермские (P_{1ar}) глинистые отложения [6], не войдя в целевой интервал. В отдельных скважинах, целевыми объектами которых были мезозойские отложения, породы на забое были датированы московским веком среднего карбона (в процессе бурения по этим отложениям было пройдено не более первых метров или первых десятков метров) [7]. Большинство скважин добурены до нерасчлененной верхнепермтриасовой толщи, выделяемой ниже поверхности предъюрского несогласия.

Выделение кунгурских отложений на площади исследований

Кунгурские отложения вскрыты на многих площадях Прикаспийской синеклизы. В нижней части этого интервала чаще всего залегают карбонатные отложения и ангидриты (филипповский горизонт), выше следует мощная толща солей с прослоями ангидрита (иреньский горизонт), местами с глинистой примесью. Соленосный комплекс перекрыт сульфатной пачкой. Мощность кунгурских отложений изменяется от сотен метров до нескольких километров, что обусловлено процессами соляной тектоники [5].

В акваториальной части Прикаспийской синеклизы наличие эвапоритовых толщ мощностью первые километры не вызывает сомнений: они вскрыты скважинами на месторождениях Кашаган, Кайран, Актоты и выделяются на временных разрезах в виде интервалов с хаотичным волновым полем и/или морфологией, морфологией, характерной для соляных подушек и диапиров (рис. 3). Соляная тектоника оказывала влияние на мезозойские отложения: над соляными куполами в этой части разреза отмечаются пликвативные деформации чехла и развитие амплитудных (до первых сотен метров) сбросовых нарушений (см. рис. 3) [8].

В Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоне волновое поле на сейсморазведочных профилях 2D в палеозойской части разреза крайне сложно интерпретировать однозначно. Как уже отмечалось выше, это обусловлено несколькими причинами. Во-первых, на данной территории полевые сейсморазведочные работы были нацелены на мезозойскую часть разреза и, как следствие, разрешенность волнового поля на больших глубинах становится заметно ниже. Во-вторых, палеозойский комплекс имеет сложное складчато-надвиговое строение (рис. 4). В-третьих, для него характерна недоста-

точная изученность бурением: единичными скважинами охарактеризована только верхняя часть палеозойского комплекса в небольших интервалах глубин.

Скв. Жетысу-1 бурилась на мезозойские отложения и, после вскрытия кунгурских эвапоритов, была остановлена. На временном разрезе по профилю III–III' (рис. 5) в районе скважины эвапоритовой толще, согласно стратиграфической привязке, соответствует интервал с хаотичным волновым полем с локально протяженными осями синфазности в его нижней части. Подобная сейсмическая картина характерна для солей с прослоями сульфатно-карбонатных пород. В аналогичных прослоях (филипповский горизонт) отмечаются многочисленные нефтегазопроявления в Астраханско-Калмыцком секторе, прилегающем к рассматриваемой территории [9]. В северной части Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны фиксируется достаточно мощная (до 1,5 км) эвапоритовая толща. Южнее на временных разрезах отмечается предположительно выход под поверхность предъюрского размыва (unk_P-T/J) касимовско-артинских (C₃–P_{1ar}) преимущественно терригенных отложений. В данной ситуации наиболее вероятным представляется эрозия кунгурской эвапоритовой толщи, а не отсутствие отложений в ней.

Как уже указывалось, скв. Сатпаев-1PZ (2017) бурилась на верхнедевон-среднекаменноугольные карбонатные отложения, однако, достигнув проектной глубины, вскрыла только нижнепермские породы [6]. В процессе бурения было пройдено около 150 м кунгурских солей и ангидритов, затем встречена толща пластичных набухающих глин раннепермского возраста с зеркалами скольжения и углами падения по наклону от 40 до 70° (результат тектонических деформаций или глиняного диапиризма?). Фактическая мощность глинистой толщи оказалась более 1 км, и ее подошва не была вскрыта скважиной. На временном разрезе IV–IV' (рис. 6), проходящем в непосредственной близости от скв. Сатпаев-1PZ, в северной части Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны отмечается наличие эвапоритовой толщи в виде соляных диапиров, прорывающих мезозойский комплекс. Мощность кунгурских отложений уменьшается в южном направлении до сотен метров, а затем этот интервал разреза выходит под поверхность предъюрского несогласия.

В центральной части Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны на всех сейсмических профилях 2D отсутствует сейсмокомплекс, надежно ассоциируемый с эвапоритовой толщей. На временных разрезах чаще всего выделяется два интервала, отличающихся сменой динамического и частотного состава сейсмической записи: понижением частоты и снижением амплитуды, что вероятно соответствует карбонатным отложениям (D_{3fm}–C_{2m}), а комплекс с дифференцированным характером отражений как по площади, так и по разрезу ха-

Рис. 3. Сейсмогеологический разрез по профилю I-I' через месторождение Кашаган
Fig. 3. Geoseismic section along I-I' Line running across the Kashagan field

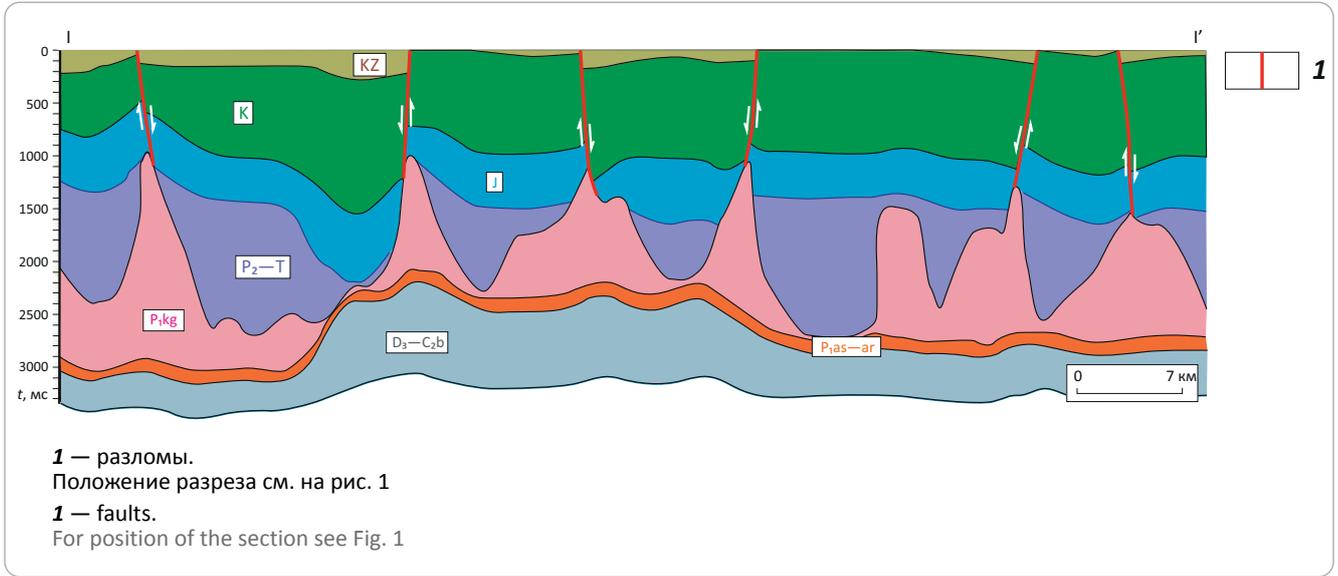
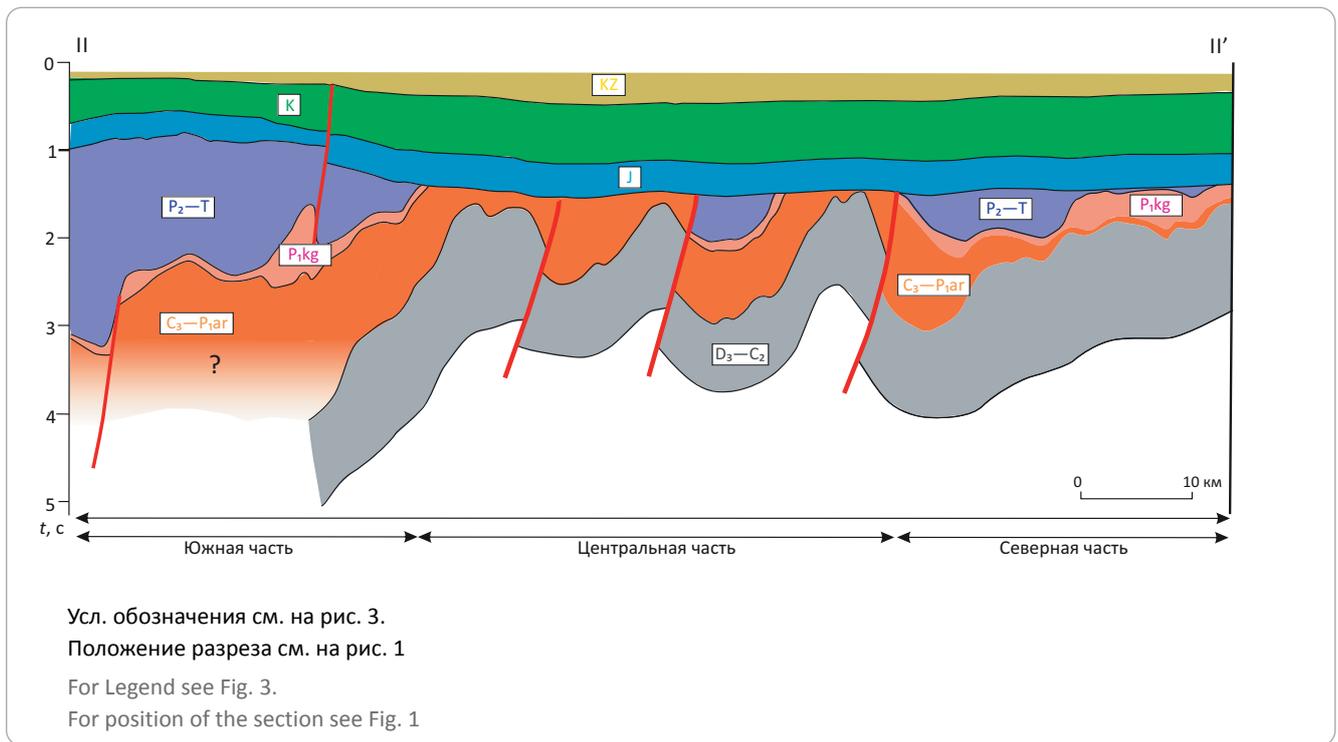


Рис. 4. Сейсмогеологический разрез по профилю II-II' через Северо-Каспийскую складчато-надвиговую зону
Fig. 4. Geoseismic section along II-II' Line running across the North Caspian fold and thrust zone



рактирует карбонатно-терригенную толщу (C_3-P_{1ar} ?). Данная особенность волнового поля хорошо видна в юго-западных частях композитных профилей III-III' и IV-IV' (см. рис. 5, 6). Подтверждением локального отсутствия в разрезе верхнекаменноугольно-среднетриасовых отложений являются результаты бурения скважин Хазар-1 и Тулпар-1, где под верхнетриасовыми породами вскрыты десятки метров карбонатных отложений московского возраста (C_2m) [7]. Необходимо также отметить, что эти

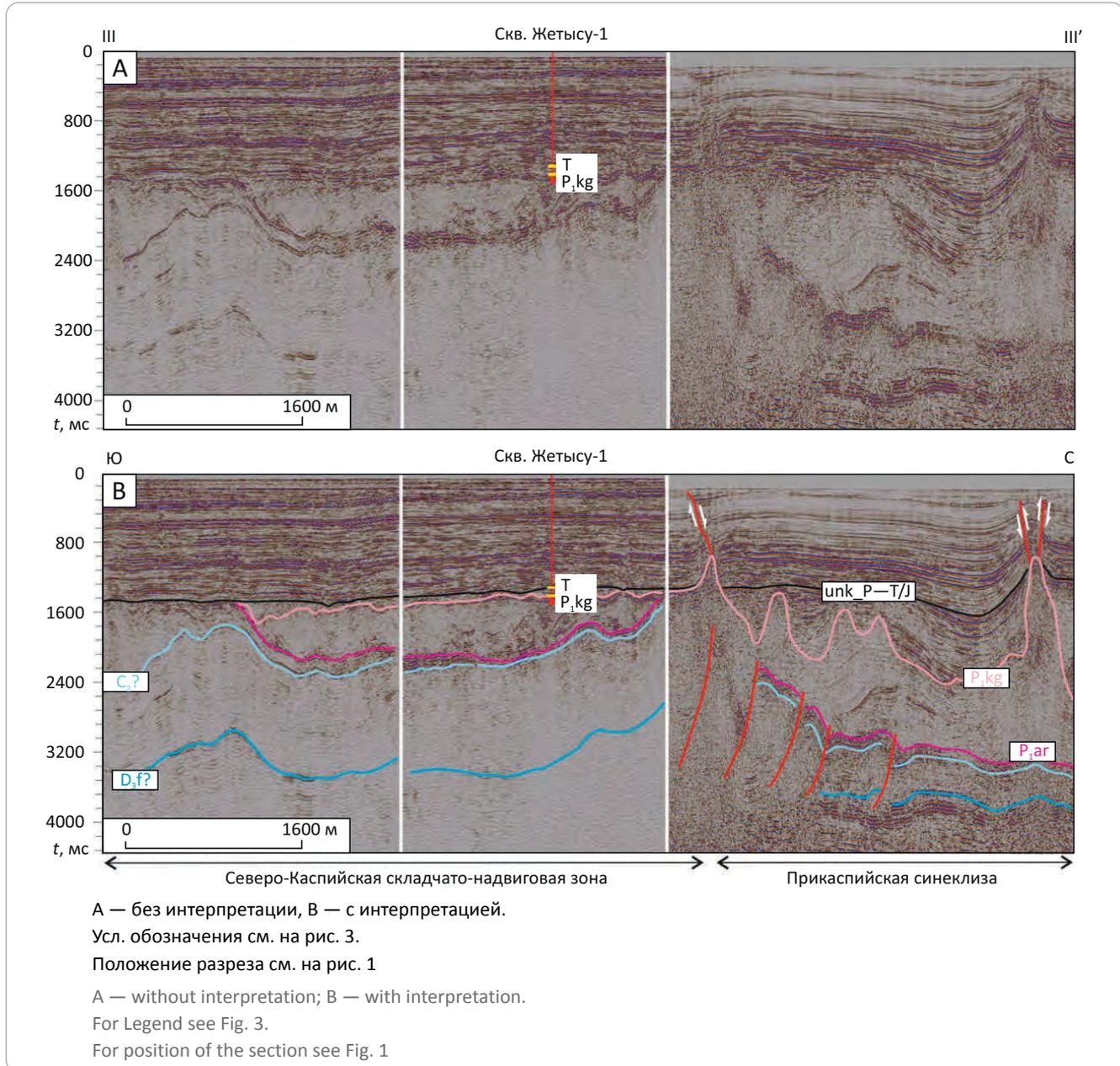
скважины пробурены на валах Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны. В пределах локальных прогибов возможно присутствие небольших по мощности толщ эвапоритов, однако доказательства этого в настоящее время отсутствуют.

Южная часть Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны заметно отличается от центральной и северной (см. рис. 4). Здесь в разрезе отсутствуют отражения, ассоциируемые с подсолевыми комплексами, и появляется мощная толща



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

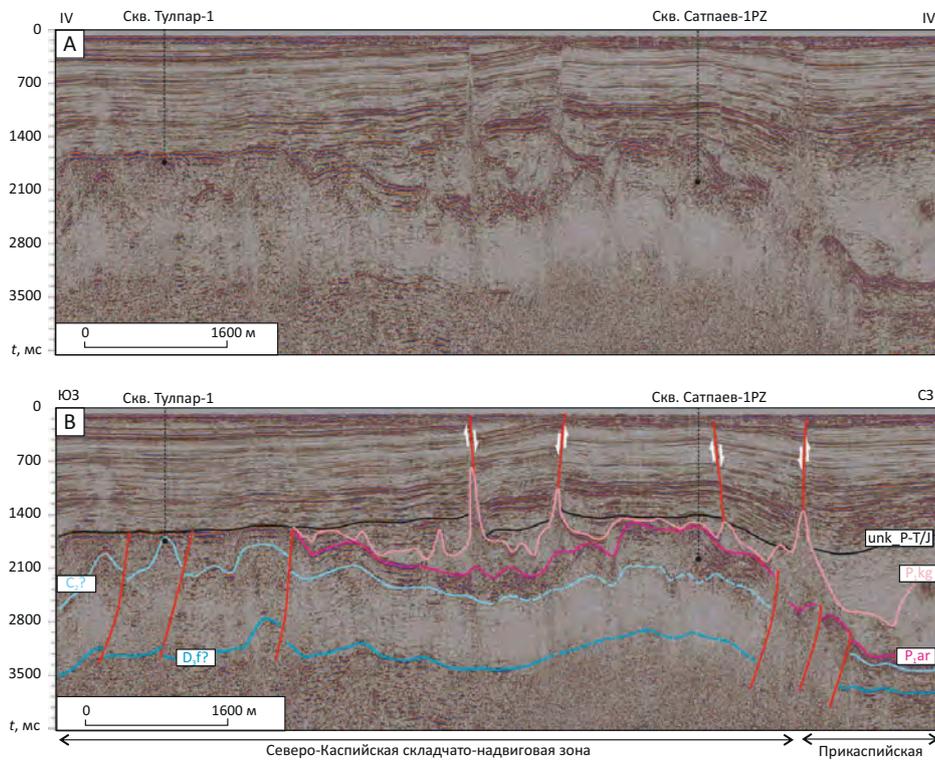
Рис. 5. Композитный временной сейсмический разрез по профилю III–III'
Fig. 5. Slalom seismic time section along III–III' Line



верхнепермтриасовых отложений (рис. 7). Наличие эвапоритов вблизи кряжа Карпинского является дискуссионным вопросом, поскольку в этой части территории нет ни одной скважины, вскрывшей кровлю солей. Передача корреляции ОГ из Прикаспийской синеклизы, где наличие солей доказано, также является неоднозначной, однако на сейсмических разрезах вблизи кряжа Карпинского в интервале предположительно кунгурских отложений выделяются тела линзовидной и куполовидной форм, согласно перекрытые более молодыми породами (рис. 8). Характер волновой картины и взаимоотношения отражающих границ в кровле и подошве этих тел, а также над ними, позволяет предположить, что это соляные подушки, сформировавшиеся

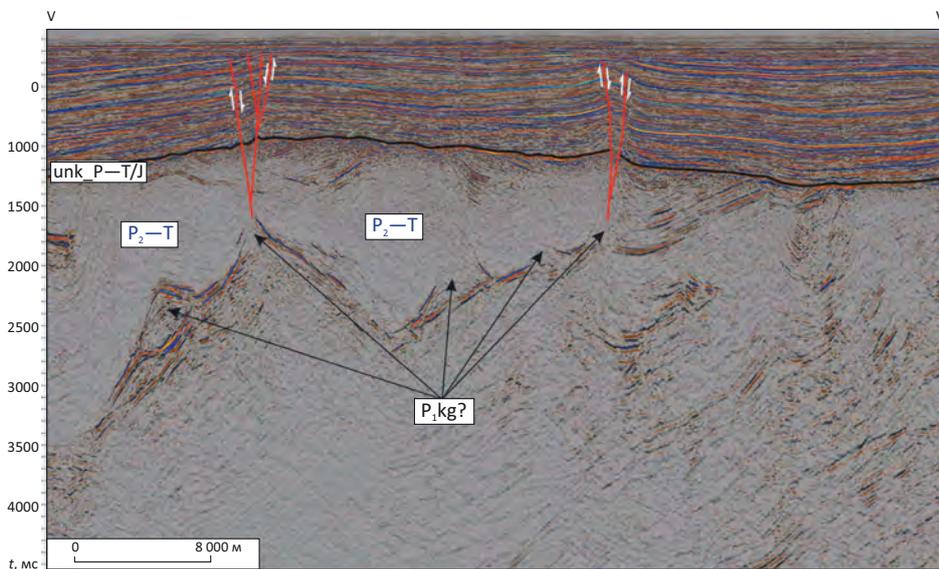
равноширокие в триасовое (позднетриасовое?) время. Локальная зона увеличения толщин кунгурских (?) отложений вблизи кряжа Карпинского приурочена к зоне тектонических нарушений сдвиговой природы: цветовая геометрия серии разломов, типичная для сдвиговых зон (зон трансенсии?), хорошо идентифицируется в верхней части разреза, в отложениях мезозоя. Образование соляных куполов и подушек вдоль зон тектонических нарушений является одной из особенностей соляной тектоники [10]. Приуроченность зон повышенных толщин предполагаемых кунгурских отложений к тектоническим нарушениям (связанная, возможно, с локальным проявлением присдвигового растяжения) можно рассматривать как дополнительный фактор, позво-

Рис. 6. Композитный временной сейсмический разрез по профилю IV–IV'
 Fig. 6. Slalom seismic time section along IV–IV' Line



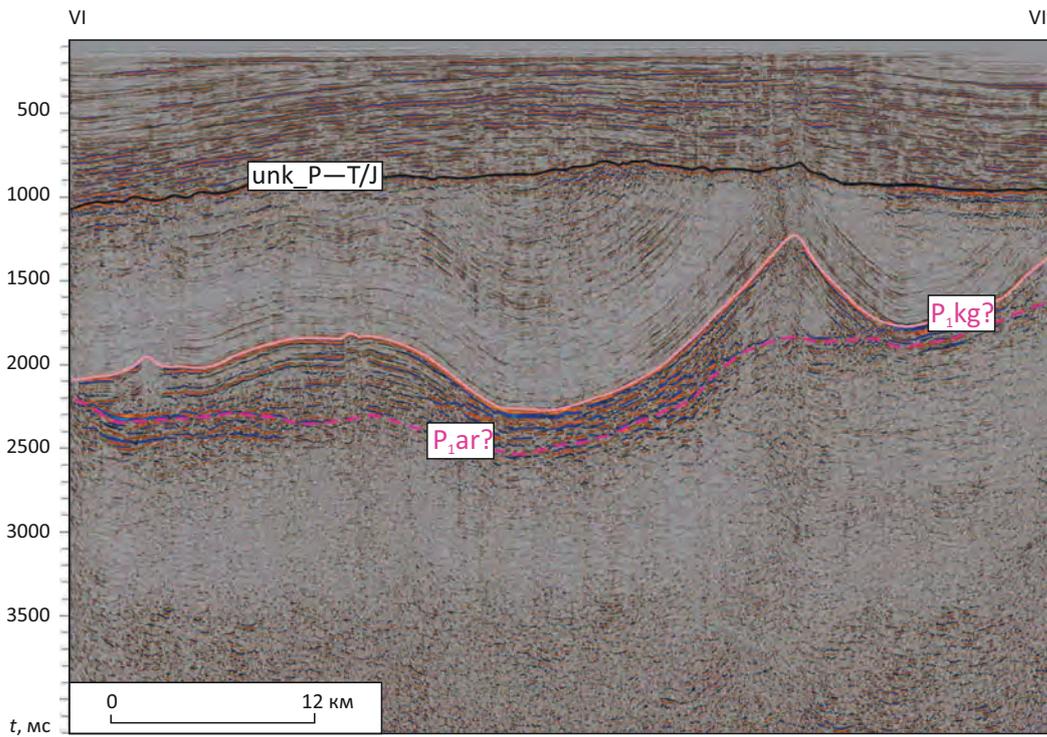
A — без интерпретации, B — с интерпретацией.
 Усл. обозначения см. на рис. 3.
 Положение разреза см. на рис. 1
 A — without interpretation; B — with interpretation.
 For Legend see Fig. 3.
 For position of the section see Fig. 1

Рис. 7. Временной сейсмический разрез по линии V–V'
 Fig. 7. Seismic time section along V–V' Line



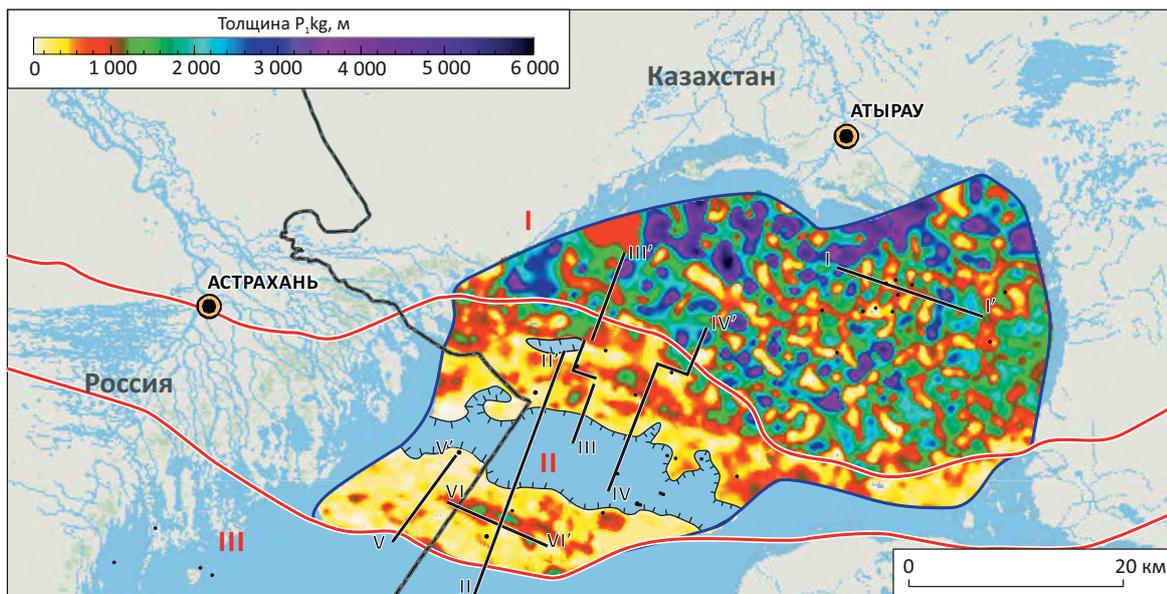
Усл. обозначения см. на рис. 3
 Положение разреза см. на рис. 1
 For Legend see Fig. 3
 For position of the section see Fig. 1

Рис. 8. Временной разрез по линии VI–VI'
Fig. 8. Seismic time section along VI–VI' Line



Положение разреза см. на рис. 1
 For position of the section see Fig. 1

Рис. 9. Карта толщин эвапоритовой толщи кунгурского яруса нижней перми (P_{1kg})
Fig. 9. Thickness map of Lower Permian Kungurian evaporite sequence (P_{1kg})



1 — полигон исследования; 2 — область отсутствия (эрозии) кунгурских отложений.
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 1
 1 — boundary of the study area; 2 — region of Kungurian deposits absence (erosion).
 For position of the section see Fig. 1

ляющий прогнозировать наличие солей и в южной части Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны. В некоторых случаях соляные подушки могут быть приурочены к ядрам асимметричных антиклинальных складок (срыва?), подобных идентифицированной в юго-западной части профиля V-V' (см. рис. 7).

Таким образом, исходя из наличия и морфологических особенностей проявления кунгурской сульфатно-галогенной толщи, акваторию Северного Каспия можно условно разделить на три области (рис. 9). Самая северная из них — это область распространения соляных диапиров, охватывающая Прикаспийскую синеклизу и северную часть Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны. Наличие солей и ангидритов здесь подтверждено результатами бурения скважин. Южнее расположена область эрозии кунгурских отложений. Самой неоднозначной является южная часть Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны, где на единичных сейсморазведочных профилях фиксируются тела, морфологически ассоциируемые с соляными подушками. При этом наличие здесь выдержанных по площади (маломощных) соленосных кунгурских отложений остается предметом дискуссии.

Заключение

В результате интерпретации геолого-геофизических данных авторами статьи построена карта предполагаемого развития кунгурских отложений на территории Северного Каспия. Она базируется на анализе интерпретации большого объема сейсмических данных 2D, анализе результатов глубокого бурения с учетом известных обобщений данных по строению и истории геологического развития рассматриваемой территории. Вероятно, в кунгурское время Северо-Каспийская складчато-надвиговая зона являлась бортовой зоной Прикаспийского изолированного бассейна, где накапливались эвапориты мощностью в сотни метров.

В настоящее время в центральной части Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны картируется область эрозии кунгурских отложений, что влечет за собой увеличение геологических рисков

для поисковых объектов в палеозойском комплексе по наличию флюидоупора и сохранности залежей. Необходимо отметить, что в восточной части этой центральной области, по результатам бурения скважин Нарын-1, Хазар-1, Тулпар-1, Ауэзов-1 и Каламкас-море-1, установлено, что верхнепалеозойские карбонатные отложения перекрыты терригенными верхнетриасовыми или нижнеюрскими породами [7] с низкими флюидоупорными свойствами, а в западной части по результатам интерпретации сейсмических данных — ассельско-артинской толщей. В случае сходства ее литологического состава с одновозрастными молассовыми отложениями Каракульско-Смушковой зоны, данная толща не может служить покрывкой. Если же она сложена глинами, аналогичными вскрытым скв. Сатпаев-1PZ, ассельско-артинские отложения могут играть роль флюидоупора для скоплений УВ в карбонатном комплексе.

В северной области соленосная толща уверенно картируется на временных разрезах и подтверждена бурением. В южной области, обособляемой в районе поднятия Курмангазы, характер волновой картины также позволяет предположить наличие соляных подушек. Это наблюдение допускает возможность наличия в данной области маломощных (первые метры – десятки метров? до сотен метров?) соленосных кунгурских отложений площадного распространения. Таким образом, северная и южная области Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны характеризуются наименьшими геологическими рисками по наличию флюидоупора и сохранности залежей УВ в палеозойских отложениях.

Однако ранее авторы статьи в южной области обозначили высокие геологические риски по наличию карбонатных пород-коллекторов в палеозойском интервале разреза [11]. В связи с этим северная область Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны является наиболее перспективной с точки зрения обнаружения месторождений нефти и газа в рассматриваемом комплексе.

Литература

1. *Нефтьгазинформ* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://oilgasinform.ru/science/fields/> (дата обращения 27.12.2021).
2. Куницына И.В., Дердуга А.В., Никишин А.М., Короткова М.А. Тектоническое строение и история развития палеозойского комплекса Северного Каспия // *Геология нефти и газа*. – 2020. – № 3. – С. 11–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-11-18.
3. Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. – 244 с.
4. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 342 с.
5. Волож Ю.А., Парасына В.С. Астраханский карбонатный массив. Строение и нефтегазоносность. – М.: Научный мир, 2008. – 222 с.
6. Пронин А.П., Шестоперова Л.В. Нижнепермские отложения Северо-Каспийского поднятия (северная часть акватории Каспийского моря, Казахстан) // *Недра Поволжья и Прикаспия*. – 2020. – Вып. 101. – С. 37–47. DOI:10.24411/1997-8316-2020-11013.
7. Пронин А.П., Шестоперова Л.В. Литолого-стратиграфическая характеристика доюрских отложений Северо-Каспийского поднятия // *Недра Поволжья и Прикаспия*. – 2019. – Вып. 99. – С. 35–47. DOI: 10.24411/1997-8316-2019-19902.
8. *Блоки Казахстанской части Каспийского шельфа. Перспективы нефтегазоносности*. – Алматы, 2003. – 119 с.

9. Воронин Н.И., Миталев И.А., Макарова А.М., Просянкин Д.Н. Филипповские отложения — новый перспективный горизонт на юго-западе Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. — 1991. — № 5. — С. 4–5.
10. Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Клементьева Д.Н., Серавина Т.В. Условия формирования солянокупольных структур в северной бортовой зоне Прикаспия // Геология нефти и газа. — 2010. — № 2. — С. 29–35.
11. Куницына И.В., Дердуга А.В., Альмендингер О.А., Малышев Н.А., Хайруллина Е.А., Вержбицкий В.Е., Митюков А.В. Региональная геологическая модель как основа для обоснования новых направлений поиска углеводородов в хорошо изученных шельфовых регионах (на примере Северного Каспия) // Нефтяное хозяйство. — 2021. — № 9. — С. 23–27. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-9-23-27.

References

1. *Neftgazinform*. Available at: <https://oilgasinform.ru/science/fields/> (accessed 27.12.2021).
2. Kunitsyna I.V., Derduga A.V., Nikishin A.M., Korotkova M.A. Tectonic framework and history of Palaeozoic series evolution in Northern Caspian. *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(3):11–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-11-18. In Russ.
3. Abilkhasimov Kh.B. Osobennosti formirovaniya prirodnykh rezervuarov paleozoiskikh otlozhenii Prikaspiiskoi vpadiny i otsenka perspektiv ikh neftegazonosnosti [Features of natural reservoirs formation in Palaeozoic deposits of Caspian Depression, and assessment of their petroleum potential]. Moscow: Izdatel'skii dom Akademii Estestvoznaniya; 2016. 244 p. In Russ.
4. Glumov I.F., Malovitskii Ya.P., Novikov A.A., Senin B.V. Regional'naya geologiya i neftegazonosnost' Kaspiiskogo morya [Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea]. Moscow: Nedra-Biznestsentr; 2004. 342 p. In Russ.
5. Volozh Yu.A., Parasyna V.S. Astrakhanskii karbonatnyi massiv. Stroenie i neftegazonosnost' [Astrakhan carbonate massif. Structure and petroleum potential]. Moscow: *Nauchnyi mir*; 2008. 222 p. In Russ.
6. Pronin A.P., Shestoperova L.V. Lower Permian deposits of the North Caspian uplift (North part of water area of the Caspian sea, Kazakhstan). *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2020;(101):37–47. DOI:10.24411/1997-8316-2020-11013. In Russ.
7. Pronin A.P., Shestoperova L.V. Lithological and stratigraphic characteristics of the pre-jurassic deposits of the North Caspian uplift. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2019;(99):35–47. DOI: 10.24411/1997-8316-2019-19902. In Russ.
8. Bloki Kazakhstanskoi chasti Kaspiiskogo shel'fa. Perspektivy neftegazonosnosti [Blocks of the Kazakhstan part of Caspian Shelf. Petroleum potential]. Almaty; 2003. 119 p. In Russ.
9. Voronin N.I., Mitalev I.A., Makarova A.M., Prosyankin D.N. Filippovskie otlozheniya — novyi perspektivnyi gorizont na yugo-zapade Prikaspiiskoi vpadiny [Filippovsky deposits: new promising horizon in south-west of Caspian Depression]. *Geologiya nefiti i gaza*; 1991;(5): 4–5. In Russ.
10. Goryunov E.Yu., Ignatov P.A., Klement'eva D.N., Seravina T.V. Formation conditions of salt-dome structures in the Northern edged zone of Caspian area. *Geologiya nefiti i gaza*; 2010;(2):29–35. In Russ.
11. Kunitsyna I.V., Derduga A.V., Al'mendinger O.A., Malyshev N.A., Khairullina E.A., Verzhbitskii V.E., Mityukov A.V. Regional geological model as a basis for substantiation of new directions of hydrocarbon prospecting in well-studied shelf regions (on the example of the North Caspian). *Neftyanoe khozyaistvo*. 2021;(9):23–27. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-9-23-27. In Russ.

Информация об авторах

Куницына Ирина Владимировна

Главный специалист
ООО «РН-Эксплорейшн»,
121151 Москва, ул. Можайский вал, 8
e-mail: ivkunitsina@rn-exp.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-7520-8303
Scopus ID: 57219708498

Дердуга Алексей Владимирович

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный геолог проекта
ООО «РН-Эксплорейшн»,
121151 Москва, ул. Можайский вал, 8
e-mail: aderduga@yandex.ru
Scopus ID: 24480804200

Вержбицкий Владимир Евгеньевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник управления,
департамент геолого-разведочных работ
ПАО «НК «Роснефть»,
115054 Москва, ул. Дубининская, 31А
e-mail: v_verzhbitskiy@rosneft.ru
Scopus ID: 11139971900

Information about authors

Irina V. Kunitsyna

Head Specialist
RN-Exploration,
8, Mozhayskiy val street, Moscow, 121151, Russia
e-mail: ivkunitsina@rn-exp.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-7520-8303
Scopus ID: 57219708498

Aleksey V. Derduga

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Project Geologist
RN-Exploration,
8, Mozhayskiy val street, Moscow, 121151, Russia
e-mail: aderduga@yandex.ru
Scopus ID: 24480804200

Vladimir E. Verzhbitskiy

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Administration,
Department of Geological Exploration
Rosneft Oil Company,
31A, Dubininskaya street, Moscow, 115054, Russia
e-mail: v_verzhbitskiy@rosneft.ru
Scopus ID: 11139971900

Малышев Николай Александрович

Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель директора,
департамент геолого-разведочных работ
ПАО «НК «Роснефть»,
115054 Москва, ул. Дубининская, 31А
e-mail: n_malyshev@rosneft.ru
Scopus ID: 24450420600

Васильева Наталья

Старший геофизик
ООО «РН-Эксплорейшн»,
121151 Москва, ул. Можайский вал, 8
e-mail: navasileva@rn-exp.rosneft.ru

Хайруллина Елена Александровна

Заместитель директора,
департамент геолого-разведочных работ
ПАО «НК «Роснефть»
115054 Москва, ул. Дубининская, 31А
e-mail: EAKhairullina@rosneft.ru

Nikolai A. Malyshev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director,
Department of Geological Exploration
Rosneft Oil Company,
31A, Dubininskaya street, Moscow, 115054, Russia
e-mail: n_malyshev@rosneft.ru
Scopus ID: 24450420600

Natalya Vasileva

Senior Geophysicist
RN-Exploration,
8, Mozhayskiy val street, Moscow, 121151, Russia
e-mail: navasileva@rn-exp.rosneft.ru

Elena A. Khairullina

Deputy Director,
Department of Geological Exploration
Rosneft Oil Company,
31A, Dubininskaya street, Moscow, 115054, Russia
e-mail: EAKhairullina@rosneft.ru



Геомодель 2022

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



Направления тем научных сессий

Общая геология и региональные сессии
Геофизические исследования
Обработка и интерпретация геолого-геофизических данных
Методы промысловой геофизики и петрофизики
Количественный анализ геолого-геофизической информации
Разведка и разработка месторождений
Геомеханика
ТРИЗ
Машинное обучение и искусственный интеллект
Цифровизация процессов обработки данных
Экономическая эффективность ГРП

До встречи в Геленджике!

5-8 сентября 2022 г. | Геленджик, Россия

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 553.044

DOI 10.31087/0016-7894-2022-3-29-38

Северо-Тунгусская нефтегазоносная область — приоритетный объект регионального изучения нефтегазоносности недр Восточной Сибири

© 2022 г. | В.А. Кринин, И.И. Порозов, Ю.В. Шеходанова

Красноярский отдел Новосибирского филиала ФГБУ «ВНИГНИ», Красноярск, Россия; vkrinin@vnigni.ru; iporozov@vnigni.ru; yshehodanova@vnigni.ru

Поступила 15.03.2022 г.

Доработана 18.03.2022 г.

Принята к печати 23.03.2022 г.

Ключевые слова: *Северо-Тунгусская нефтегазоносная область; Курейская синеклиза; Пutorанский нефтегазоперспективный район; Ледянская площадь; количественная оценка; структурный план; ловушка; нефтегазоперспективный резервуар; планирование геолого-разведочных работ; параметрическое бурение.*

Аннотация: Одной из крайне малоизученных нефтегазоперспективных территорий Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции до сих пор остается северная часть Северо-Тунгусской нефтегазоносной области. В пределах плато Пutorана на площади более 290 000 км² не пробурено ни одной параметрической скважины, в связи с чем не выяснены ключевые геологические, геохимические параметры отложений осадочного чехла, без которых невозможна адекватная оценка его нефтегазоносности. Тем не менее, принимая во внимание современные представления о ресурсном углеводородном потенциале Северо-Тунгусской нефтегазоносной области, полученные по результатам количественной оценки, проведенной российскими институтами в 2017 г., данная нефтегазоносная область нуждается в первостепенном комплексном изучении современными геолого-геофизическими методами в рамках стадии прогноза нефтегазоносности регионального этапа. Рекомендуемые в статье приоритетные направления, методы и объемы геолого-разведочных работ позволят в полной мере решить основные поставленные задачи.

Для цитирования: Кринин В.А., Порозов И.И., Шеходанова Ю.В. Северо-Тунгусская нефтегазоносная область — приоритетный объект регионального изучения нефтегазоносности недр Восточной Сибири // Геология нефти и газа. — 2022. — № 3. — С. 29–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-29-38.

North Tungusky Petroleum Area: object of priority in regional studies of oil and gas occurrence in East Siberian subsurface

© 2022 | V.A. Krinin, I.I. Porozov, Yu.V. Shekhodanova

Krasnoyarsk Department of All-Russian Research Geological Oil Institute Novosibirsk Branch, Krasnoyarsk, Russia; vkrinin@vnigni.ru; iporozov@vnigni.ru; yshehodanova@vnigni.ru

Received 15.03.2022

Revised 18.03.2022

Accepted for publication 23.03.2022

Key words: *North Tungusky Petroleum Area; Kureisky syncline; Putoransky oil and gas promising region; Ledyansky area; quantitative assessment; structural geometry; trap; oil and gas promising region; geological exploration planning; stratigraphic drilling.*

Abstract: Northern part of the North Tungusky Petroleum Area is still one of the extremely underexplored oil and gas promising territories in the Lena-Tungusky Petroleum Province. Never a one stratigraphic well has been drilled within the Putorana Plateau area that exceeds 290 000 km²; therefore, the key geological, geochemical parameters of sedimentary cover deposits, without which the appropriate assessment of its oil and gas potential is impossible, are not determined. Nevertheless, given the current understanding of the hydrocarbon resource potential of the North Tungusky Petroleum Area, which are based on a quantitative assessment carried out by Russian institutes in 2017, integrated studies of this oil and gas bearing area using modern geological and geophysical methods is a top priority task within the framework of oil and gas occurrence prediction in the regional stage. Focus areas, methods, and scope of geological exploration recommended in this paper will make it possible to solve the main tasks in full.

For citation: Krinin V.A., Porozov I.I., Shekhodanova Yu.V. North Tungusky Petroleum Area: object of priority in regional studies of oil and gas occurrence in East Siberian subsurface. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(3):29–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-29-38. In Russ.

Введение

Северо-западная часть Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НПП) в геоморфологическом отношении охватывает значительную по размерам площадь Среднесибирского плоскогорья и практически полностью базальтовое плато Путорана. В начале 1990-х гг. с запада от района г. Игарка, в бассейне р. Курейка, началось строительство профиля параметрических скважин вглубь плато для изучения геологического разреза Курейской синеклизы и оценки перспектив ее нефтегазоносности. Однако, из-за распада СССР, на этом профиле удалось закончить строительство только двух скважин: Мундуйская-401 и Дегенская-402. Одновременно начались работы по бурению профиля параметрических скважин на севере плато Путорана от п. Хатанга в бассейне р. Аякли, на котором была закончена строительством только одна параметрическая скважина из пяти запланированных — Ледянская-358. Таким образом, основная цель — изучение центральных районов синеклизы — на этом этапе в полном объеме не была завершена. За последние три десятилетия, уже в России, по периферии рассматриваемой территории проведены комплексные геофизические и геохимические работы по региональным опорным профилям: Алтай — Северная Земля (до Чиридинской площади), скв. Хошонская-256 — р. Мойеро, Диксон — оз. Хантайское, скв. Хантайская-405 — скв. Тынепская-215. По результатам этих работ получены важные геолого-геофизические данные о бортовых частях синеклизы [1], но и им в большинстве случаев не хватает параметризации геологических разрезов. Задачи по изучению центральных районов региона по-прежнему остаются нерешенными.

Между тем оценки перспектив нефтегазоносности северо-западной части Лено-Тунгусской НПП, сделанные разными учеными, выглядят весьма оптимистично [2–7]. В работе [7], помимо оценки извлекаемых ресурсов нефти и газа Северо-Тунгусской нефтегазоносной области (НГО), которые авторы статьи представляют весьма завышенными (нефть — 10,6 млрд т, свободный газ — 11,4 трлн м³), коллективом авторов ИНГГ СО РАН предложена программа геолого-разведочных работ регионального этапа изучения комплексом геолого-геофизических методов.

Результаты

Согласно нефтегазогеологическому районированию, в северо-западной части Лено-Тунгусской НПП выделяется самая крупная по площади (около 400 000 км²) Северо-Тунгусская НГО, соответствующая большей части надпорядкового структурно-тектонического элемента — Курейской синеклизе [8]. По результатам последней количественной оценки (2017), выполненной для этой НГО, ее ресурсный УВ-потенциал составляет: нефти с конденсатом (геологические/извлекаемые) — 6729,5/2586,3 млн т; свободного

газа — 5295,7 млрд м³, газа растворенного (извлекаемого) — 238 млрд м³.

В пределах Северо-Тунгусской НГО наибольший УВ-потенциал связывается с Путоранским нефтегазоперспективным районом (НППР), который авторы статьи выделяют на территории, охватывающей центральную и восточную части плато Путорана с бассейнами рек Аякли, Аян, верховья Курейки, Тунчань, Виви, Тембенчи, Котуя [9]. С позиций современного структурно-тектонического районирования в этот район входят структуры I и II порядков: Путоранский свод, Анамское куполовидное поднятие, восточная часть Бильчанского куполовидного поднятия, юго-западная часть Ядунского свода, а также пограничные части Ламо-Хантайского мегапрогиба, Нижнетунгусского прогиба, Курейской котловины и Верхнекочечумской впадины (рис. 1).

Вышеназванные положительные структурно-тектонические элементы характеризуются высокой плотностью начальных геологических ресурсов УВ, оцениваемой в пределах 50–100 тыс. т/км², что сравнимо с аналогичным показателем для Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, где открыты и разрабатываются месторождения нефти и газа (рис. 2).

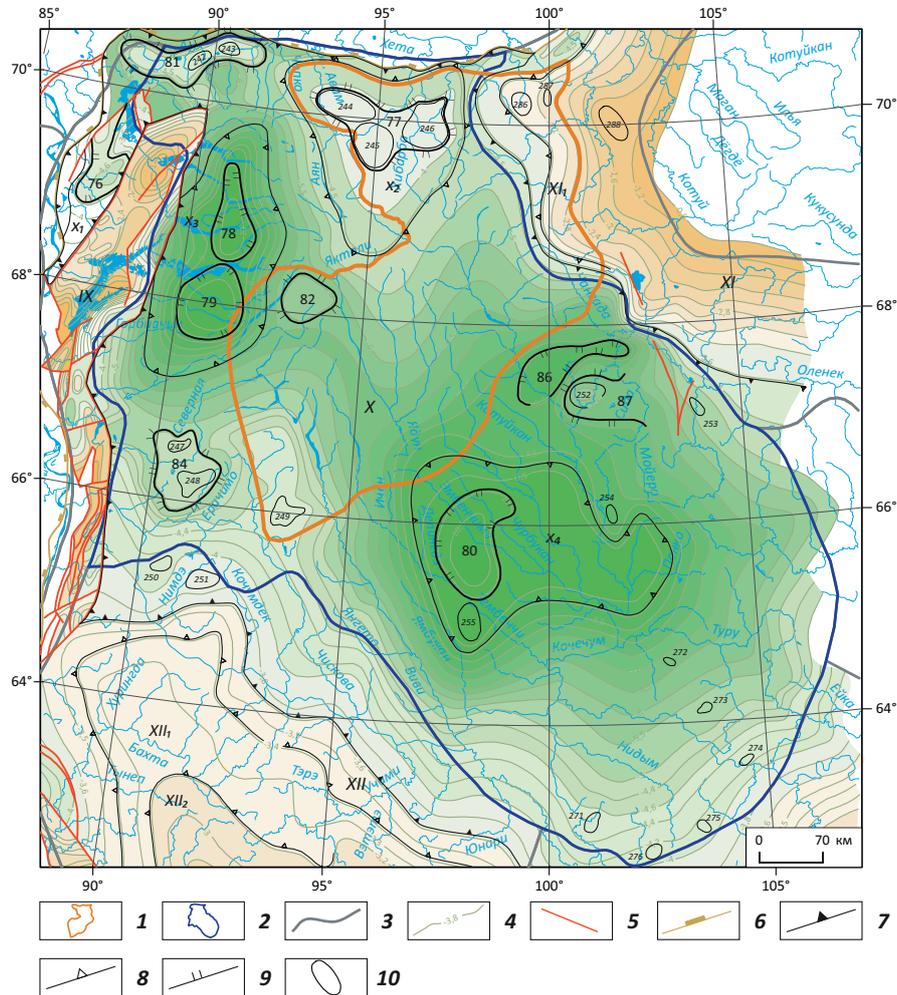
Между тем геолого-геофизическая изученность Северо-Тунгусской НГО до настоящего времени остается одной из самых низких в Лено-Тунгусской НПП. При этом в наиболее нефтегазоперспективном Путоранском районе, в его крайней северной части, пробурена только одна параметрическая и три колонковых скважины. Изученность сейсморазведочными работами окраинных частей рассматриваемого района едва ли достигает 0,012 км/км² (рис. 3).

Общие представления о структурно-тектоническом, фациальном, нефтегазогеологическом районировании до сих пор основываются на результатах геологических съемок масштабов 1 : 200 000, 1 : 1 000 000, структурно-геологических съемок масштаба 1 : 100 000 по лавовым покровам, мелкомасштабных гравиметрической и аэромагнитной съемок, точечного сейсмического зондирования МОВ, гидрогазогеохимических исследований рекогносцировочной стадии.

Для получения представлений о возможном потенциале локализованных ресурсов Путоранского НППР авторы статьи приняли за основу структурную карту, построенную на рассматриваемую территорию по методике сейсмогравимагнитного моделирования, разработанной В.И. Казаисом [10]. Структурный план, отражающий строение части осадочного чехла по отложениям нижнего палеозоя, представлен на этой схеме в основном пликативными формами структурных элементов положительного и отрицательного знаков, местами осложненными дизъюнктивными дислокациями (рис. 4). При этом отмечается высокая (сотни метров) контрастность структурных элементов, несвойственная платформенным условиям, что мож-

Рис. 1. Фрагмент структурно-тектонической карты северо-западной части Сибирской платформы в упрощенном варианте (под ред. Кренина В.А., 2002)

Fig. 1. Fragment of the structural and tectonic map, north-western part of the Siberian Platform, the simplified version (ed. Krinin V.A., 2002)



Границы (1–3): 1 — Пutorанского НГПР, 2 — Северо-Тунгусской НГО, 3 — НГО Лено-Тунгусской НГП; 4 — изогипсы опорного сейсмического горизонта Б — кровля тэтэрской свиты венда — нижнего кембрия; 5 — тектонические нарушения; **структурно-тектонические границы (6–10):** 6 — Сибирской платформы, 7 — надпорядковых элементов (IX — Туруханско-Норильская гряда, X — Курейская синеклиза, XI — Анабарская антеклиза, XII — Байкитская антеклиза), 8 — элементов I порядка (X_1 — Норильско-Хараелахский мегапрогиб, X_2 — Пutorанский свод, X_3 — Ламско-Хантайский мегапрогиб, X_4 — Туринский мегапрогиб, X_1 — Маймечинский мегавыступ, XI_1 — Бахтинский мегавыступ, XI_2 — Кузьмовский мегавыступ), 9 — элементов II порядка (76 — Хараелахский прогиб, 77 — Пастагинский вал, 78 — Кетский прогиб, 79 — Верхнекулюмбинская котловина, 80 — Эмбинчиминская котловина, 81 — Самоедский вал, 82 — Верхнекурейское поднятие, 83 — Нижнекурейский выступ, 84 — Северореченское поднятие, 85 — Муруктинский прогиб, 86 — Чириндинский выступ), 10 — локальных поднятий (242 — Иконское, 243 — Самоедское, 244 — Никитовское, 245 — Дакитское, 246 — Мегунское, 247 — Верхнехугдуканское, 248 — Северное, 249 — Бильчанское, 250 — Аяглинское, 251 — Верхненимдинское, 252 — Чириндинское, 253 — Тардэхское, 254 — Хоктамское, 255 — Зондовое, 271 — Чамбэнское, 272 — Верхнехоиктинское, 273 — Онкоиктинское, 274 — Канандинское, 275 — Чунигское, 276 — Алатчеринское, 286 — Романихинское, 287 — Нерокенское, 288 — Верхненалинское)

Boundaries (1–3): 1 — Putoransky oil and gas promising area, 2 — North Tungusky petroleum area, 3 — oil and gas promising areas of Leno-Tungusky petroleum province; 4 — structural contours of seismic reference horizon Б — Top of Vendian – Lower Cambrian Tetersky Fm; 5 — faults; **structural and tectonic boundaries (6–10):** 6 — Siberian Platform, 7 — super-order elements (IX — Turukhano-Norilsky ridge, X — Kureisky syncline, XI — Anabarsky antecline, XII — Baikitsky antecline), 8 — I-st order elements (X_1 — Norilsky-Kharaelakhsky megatrough, X_2 — Putoransky arch, X_3 — Lamsky-Khantaisky megatrough, X_4 — Turinsky megatrough, X_1 — Maimechinsky mega-uplift, XI_1 — Bakhtinsky mega-uplift, XI_2 — Kuzmovsky mega-uplift), 9 — II-nd order elements (76 — Kharaelakhsky trough, 77 — Pastaginsky swell, 78 — Ketsky trough, 79 — Verkhnekukyumbinsky basin, 80 — Embinchiminsky basin, 81 — Samoedsky swell, 82 — Verkhnekureisky uplift, 83 — Nizhnekureisky rise, 84 — Severorechensky uplift, 85 — Muruktinsky trough, 86 — Chirindinsky rise), 10 — local highs (242 — Ikonky, 243 — Samoedsky, 244 — Nikitovsky, 245 — Dakitsky, 246 — Megunsky, 247 — Verkhnehugdyukansky, 248 — Severny, 249 — Bilchansky, 250 — Ayaglinsky, 251 — Verkhnenimdinsky, 252 — Chirindinsky, 253 — Tardekhsky, 254 — Khoktamsky, 255 — Zondovy, 271 — Chambensky, 272 — Verkhnehoiktinsky, 273 — Onkoiktinsky, 274 — Kanandinsky, 275 — Chunigsky, 276 — Alatcherinsky, 286 — Romanikhinsky, 287 — Nerokensky, 288 — Verkhnenalinsky)



Рис. 2. Карта плотности начальных суммарных геологических ресурсов УВ северо-западной части Сибирской платформы (по данным АО «СНИИГГИМС», 2017)

Fig. 2. Density map of total initial in-place resources of hydrocarbons, north-western part of Siberian Platform (according to SNIIGGIMS, 2017)



но объяснить особенностями методики. Принимая во внимание специфику методики, авторы статьи допускают, что рассматриваемая схема принципиально отражает современный структурный план, который может использоваться для ориентировочной оценки локализованных ресурсов ловушек структурного типа с залежами УВ пластового, сводового и массивного типов.

В качестве основных нефтегазоперспективных резервуаров на всей территории приняты ордовикский и силурийский, в восточной части, примыкающей к Анабарской антеклизе, — средне-ниж-

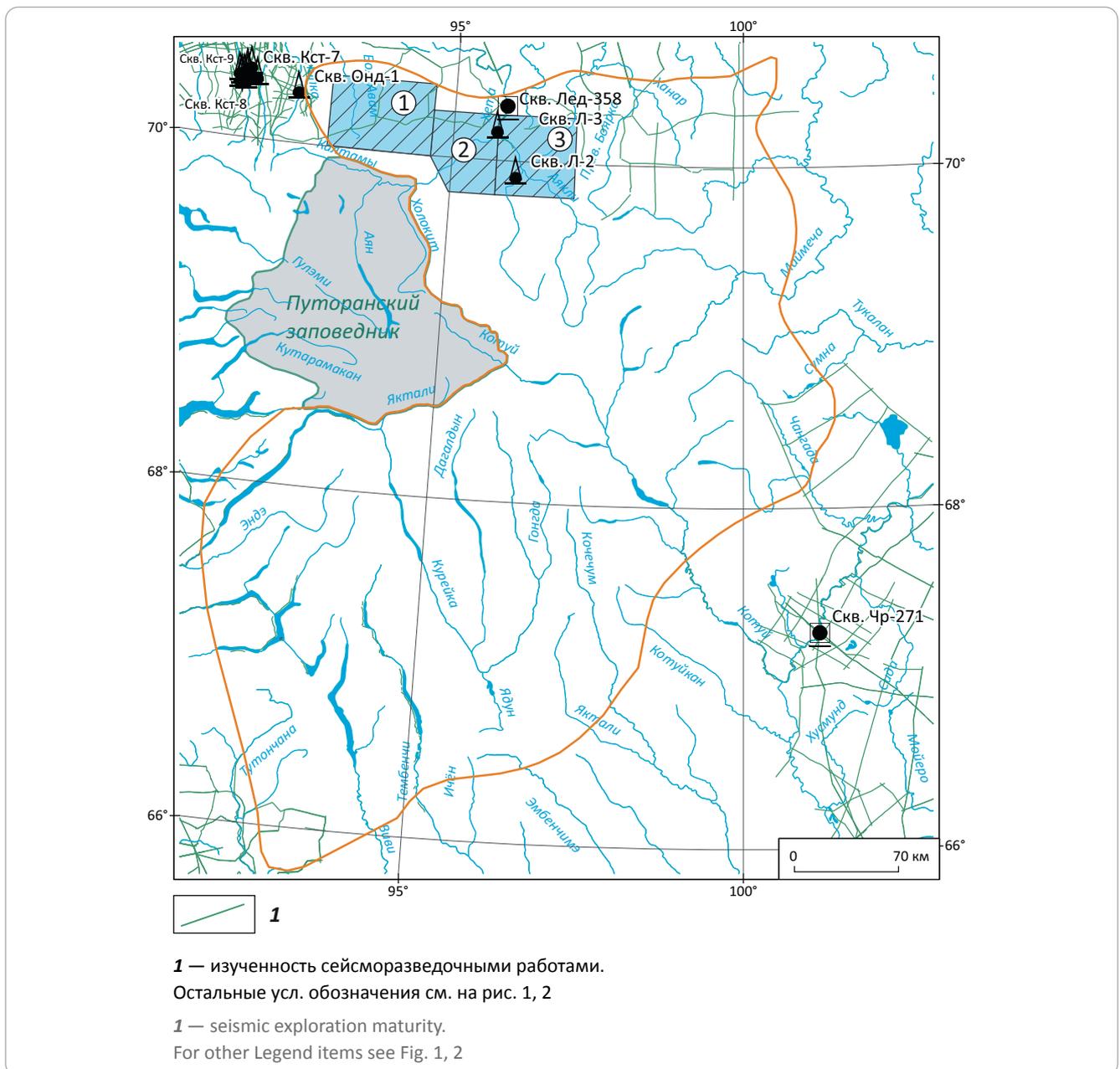
некембрийский, залегающий на умеренных по термодинамическим условиям глубинах (рис. 5).

К оцениваемым перспективным горизонтам отнесены: в кембрийской части разреза стратиграфический аналог таначинского и дельтулинского горизонтов, продуктивных на Таначинской и Моктаконской площадях Бахтинского мегавыступа; в ордовикском и силурийском интервалах разреза — соответственно, байкитский и венлокский горизонты, промышленная нефтегазоносность которых в Лено-Тунгусской НГП не установлена, но на Ледянской площади в них получены явные признаки нефтенасыщения. Перспективность байкитского и венлокского резервуаров данного района повышается, по сравнению с другими, за счет распространения здесь соленосных отложений нижнего и среднего девона [11] и наличия в подстилающих отложениях лландоверийского яруса нижнего силура и куонамской свиты нижнего – среднего кембрия нефтематеринских пород с высоким содержанием органического углерода. Основные очаги нефтегазогенерации при этом находятся в Ламско-Хантайском прогибе, Верхнекочечумской и Туринской впадинах.

Заполнение ловушек в ордовик-силурийском разрезе осадочного чехла предполагается преимущественно нефтью в силу положения основных нефтематеринских толщ в зоне нефтеобразования и, по-видимому, отсутствия в разрезе высококачественных флюидоупоров, способных удерживать в ловушках газообразные УВ. Подсчетные параметры для оценки ресурсного потенциала ловушек принимались по данным скважин, пробуренных на Ледянской площади и Бахтинском мегавыступе. При этом для всех оцениваемых ловушек коэффициент заполнения УВ принимался не более 70 %. Результаты весьма ориентировочной оценки локализованных извлекаемых ресурсов каждой ловушки по всему рассматриваемому району приведены в таблице.

Данные количественной оценки УВ Северо-Тунгусской НГО в целом и, в частности, локализованных ресурсов Путоранского НГПР гипотетически свидетельствуют о возможном значительном УВ-потенциале рассматриваемого региона. Однако необходимо иметь в виду, что достоверность их прогноза весьма слабо подкреплена фактической геолого-геофизической информацией. Ее отсутствие объясняется беспрецедентно низкой изученностью, не отвечающей даже требованиям регионального этапа. В связи с этим стратегической задачей для современной геологической отрасли необходимо считать выявление реального УВ-потенциала Северо-Тунгусской НГО и его экономического значения для России. Решение этой стратегической задачи возможно только путем планирования и реализации программы геолого-разведочных работ регионального этапа, включающей современный комплекс аэрогеофизических и геохимических методов, профильные сейсморазведочные и электроразведочные работы (4000 км) в сочетании с бурением 7 колонко-

Рис. 3. Изученность Северо-Тунгусской НГО бурением и сейсморазведкой
Fig. 3. Drilling and seismic exploration maturity of the North Tungusky Petroleum Area



вых скважин (10 500 м) и 3 параметрических скважин с общей проходкой 16 500 м (рис. 6).

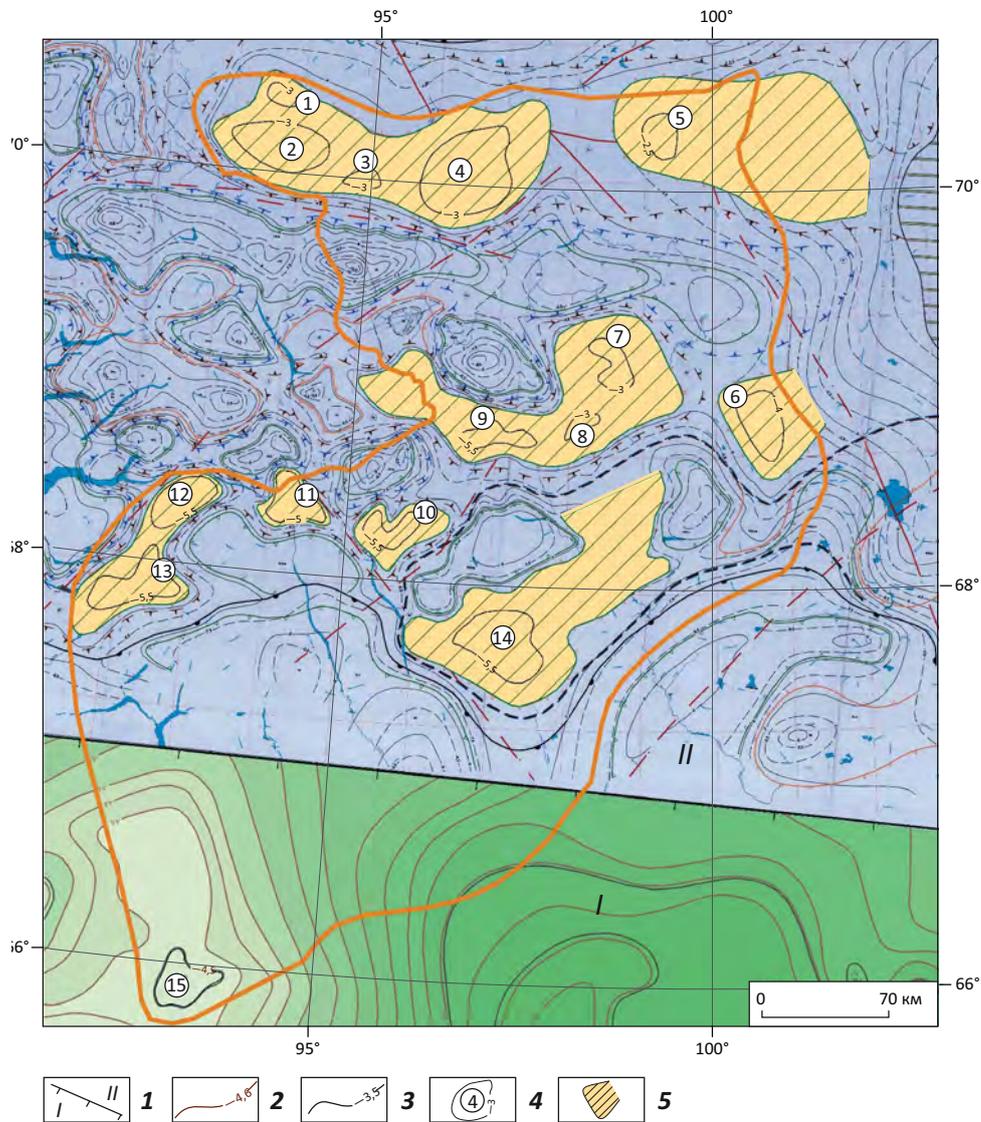
При этом необходимо учитывать, что рассматриваемая территория большей своей частью находится в пределах плато Путорана с исключительно сложным для всех видов транспорта рельефом. Поэтому планированию геолого-разведочных работ, особенно в части строительства глубоких параметрических скважин и проведения сейсморазведочных работ, должны предшествовать детальная рекогносцировка площади работ и тщательная проработка проектных решений. Принимая во внимание широкое распространение в регионе разветвленной речной сети и особенно крупных, протяженностью до 100 км, глубоководных озер,

возможно рассматривать выполнение сейсморазведочных работ в водном варианте.

Отработку рассматриваемой территории целесообразно осуществлять в два этапа, каждый продолжительностью 3 года. На первом этапе провести работы на Западно-Путоранской площади, на втором — Восточно-Путоранской. Проведение сейсморазведочных работ желательно совместить с бурением структурно-колонковых скважин на нижнедевонские отложения (зубовский стратиграфический горизонт). В данном контексте первоочередной параметрической скважиной является Верхне-Тутончанская-403 с проектным горизонтом — фундаментом и проектной глубиной — 5500 м (рис. 6).



Рис. 4. Схема ловушек, выделенных по результатам сейсмогравимагнитного моделирования в пределах Пutorанского НГПР
Fig. 4. Scheme of traps identified using the results of seismo-gravity-magnetic modelling within the Putoransky oil and gas promising region



1 — граница смены структурных построений (I — структурно-тектоническая карта западной части Сибирской платформы (под ред. Кринина В.А., 2002), II — по данным сейсмогравимагнитного моделирования (Кзаис В.И., 1996–2003); **2** — изогипсы отражающего горизонта Б — кровли тэтэрской свиты венда — нижнего кембрия, км; **3** — изогипсы горизонта в низах палеозоя по данным сейсмогравимагнитного моделирования, км; **4** — поднятия, для которых оценены извлекаемые ресурсы нефти по категории D_n (1 — Васковское, 2 — Никитовское, 3 — Дакитское, 4 — Мегунское, 5 — Романихинское, 6 — Сагданское, 7 — Мирюканское, 8 — Себякинское, 9 — Харипчинское, 10 — Эрупчинское, 11 — Шадринское, 12 — Северо-Дюпкунское, 13 — Южно-Дюпкунское, 14 — Южно-Хакомское, 15 — Бильчанское); **5** — валообразные структуры II порядка, выделенные по результатам сейсмогравимагнитного моделирования.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — boundary between different structural images (I — structural and tectonic map, western part of the Siberian Platform (eds. Krinin V.A., 2002), II — according to data of seismo-gravity-magnetic modelling (Kazais V.I. (1996–2003); **2** — structural contours of Б Reflector — Top of Vendian – Lower Cambrian Tetersky Fm, km; **3** — structural contours in Palaeozoic basal part according to the results of seismo-gravity-magnetic modelling, km; **4** — uplifts for which the recoverable oil reserves are assessed in D_n Category (1 — Vaskovsky, 2 — Nikitovsky, 3 — Dakitsky, 4 — Megunsky, 5 — Romanikhinsky, 6 — Sagdansky, 7 — Miryukansky, 8 — Sebyakinsky, 9 — Kharipchinsky, 10 — Erupchinsky, 11 — Shadrinsky, 12 — North Dyupkunsky, 13 — South Dyupkunsky, 14 — South Khakomsky, 15 — Bilchansky); **5** — ridge-like II-nd order structures identified using the results of seismo-gravity-magnetic modelling.

For other Legend items see Fig. 1

Рис. 5. Оцениваемые нефтегазоперспективные горизонты в разрезе Путоранского НГПР
Fig. 5. Estimated oil and gas promising horizons in the column of the Putoransky oil and gas promising region

Система	Отдел	Ярус	Нефтегазоносный комплекс	Перспективный горизонт	Флюидоупор, проницаемый комплекс
ДЕВОНСКАЯ	D ₁	Эмский D _{1e}			1
		Пражский D _{1p}			
		Лохковский D _{1l}			
СИЛУРИЙСКАЯ	S ₂	Пржидольский S _{2p}	Силурийский	Венлокский	2
		Лудловский S _{2ld}			
	S ₁	Венлокский S _{1w}			
		Лландоверийский S _{1l}			
ОРДОВИКСКАЯ	O ₃	Ашгиллский O _{3aš}	Ордовикский	Байкитский	1
	O ₂	Карадокский O _{2k}			
		Лланвирнский O _{2l}			
	O ₁	Аренигский O _{1a}			
		Тремадокский O _{1t}			
КЕМБРИЙСКАЯ	Є ₃	Батырбайский Є _{3bt}	Нижне-средне-кембрийский	Аналог таначинского и дельтулинского горизонтов	2
		Аксайский Є _{3ak}			
		Сакский Є _{3s}			
	Є ₂	Аюсокканский Є _{2as}			
		Майский Є _{2m}			
		Амгинский Є _{2am}			
	Є ₁	Тойонский Є _{1th}			
		Ботомский Є _{1b}			
		Атдабанский Є _{1at}			
		Томмотский Є _{1t}			

1 2

1 — флюидоупор; 2 — проницаемый комплекс

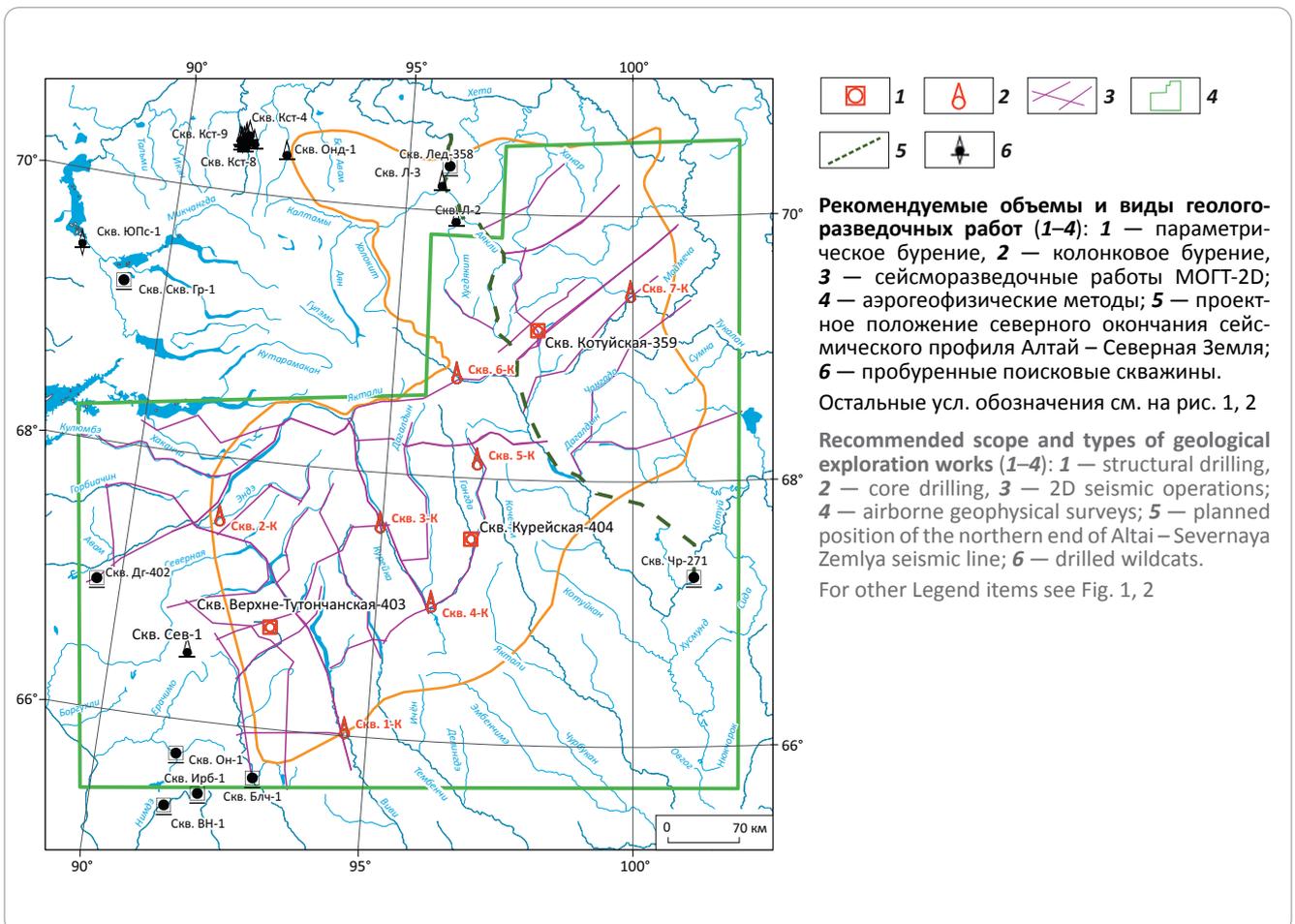
1 — impermeable bed; 2 — permeable sequence



Таблица. Оценка локализованных извлекаемых ресурсов нефти Путоранского НГПР, млн т
Table. Estimation of localized recoverable oil reserves in the Putoransky oil and gas promising region, mln tons

Поднятие	Перспективные горизонты						Итого по поднятию, млн т
	S ₂ ld	S ₁ w	O ₂ bk	Є ₁₋₂	Є ₁	R	
Мирюканское	–	30,79	93,98	–	–	–	124,77
Романихинское	–	–	–	55,64	–	–	55,64
Сагданское	–	–	–	103,7	–	–	103,7
Себякинское	–	8,45	25,79	–	–	–	34,24
Харипчинское	–	26,25	80,09	–	–	–	106,34
Эрупчинское	–	26,17	79,85	–	–	–	106,02
Южно-Хакомское	–	100,18	305,68	–	–	–	405,86
Бильчанское	–	30,51	93,07	–	–	–	123,58
Северо-Дюпкунское	–	29,59	90,3	–	–	–	119,89
Южно-Дюпкунское	–	37,33	113,89	–	–	–	151,22
Шадринское	–	24,58	75,02	–	–	–	99,6
Никитовское	139,94	279,89	345,17	–	931,46	103,59	1800,05
Восковское	26,99	53,98	66,57	–	55,06	13,78	216,38
Дакитское	66,97	133,95	165,19	–	87,69	21,94	475,74
Мегунское	239,9	479,81	591,73	–	1147,11	127,58	2586,13
Всего	473,8	1261,48	2126,33	159,34	2221,32	266,89	6509,16

Рис. 6. Схема расположения рекомендуемых геолого-разведочных работ
Fig. 6. Location map of the recommended geological exploration activities



Заключение

Предложенные выше приоритетные направления, основные методы и объемы программы геолого-разведочных работ позволят по существу разобраться в основных особенностях геологического строения и перспективах нефтегазоносности платформенного осадочного чехла северной части Северо-Тунгусской НГО, выполненного мощной

толщей отложений фанерозойского и позднепротерозойского возраста. На основе геолого-геофизического материала, полученного по результатам рекомендуемых программ геолого-разведочных работ, появится реальная возможность выполнить количественную оценку и оценить значение УВ-сырья крупнейшей территории нефтегазоперспективных земель.

Литература

1. Филиппов Ю.А. Геологическое строение рифейских прогибов западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 4. – С. 30–47.
2. Старосельцев В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. – М. : Недра, 1989. – 259 с.
3. Старосельцев В.С. Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов. – Новосибирск : Наука, 2008. – 212 с.
4. Старосельцев В.С., Дивина Т.А., Муратов М.И. Тунгусское базальтовое плато и прогноз скоплений углеводородов в подстилающих отложениях // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – № 2. – С. 16–25.
5. Соболев П.Н., Шиганова О.В., Дыхан С.В. Прогноз по геохимическим и гидрогеологическим данным новых зон, перспективных для выявления нефтяных залежей на территории центральных районов Лено-Тунгусской НГП // Перспективные на нефть зоны и объекты Сибирской платформы : сб. науч. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2009. – С. 19–26.
6. Филиппов Ю.А., Мельников Н.В., Ефимов А.С. Нижне-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы объект первоочередных нефтегазопоисковых работ // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2. – С. 25–35.
7. Конторович А.Э., Фомин А.М., Губин И.А., Бурштейн Л.М. Перспективы нефтегазоносности и программа региональных работ на территории Северо-Тунгусской НГО // Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа — XXI век : мат-лы Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых (Новосибирск, 14–15 сентября 2021 г.). – Новосибирск : ИПЦ НГУ, 2021. – С. 159–162. DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-159-162.
8. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М. : Недра, 1981. – 552 с.
9. Кринин В.А., Порозов И.И. Нефтегазоносность Путоранского свода и сопредельных территорий на северо-востоке Курейской синеклизы // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 5–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-5-14.
10. Казаис В.И. Методика и основные результаты сейсмогравиметрического моделирования (СГММ) при изучении глубинной тектоники трапповых областей Сибирской платформы // Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения : мат-лы науч.-практ. конф. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2004. – С. 97–106.
11. Кринин В.А. Перспективы нефтегазоносности и оценка прогнозных ресурсов палеозоя территории плато Путорана // Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения : мат-лы науч.-практ. конф. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2004. – С. 125–131.

References

1. Filiptsov Yu.A. Geological structure of riphean troughs in the Western part of Siberian platform. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2011;(4):30–47. In Russ.
2. Starosel'tsev V.S. Tektonika bazal'tovykh plato i neftegazonosnost' podstilayushchikh otlozhenii [Tectonics of basalt plateaus and petroleum potential of subjacent formations]. Moscow: Nedra; 1989. 259 p. 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. 212 p. In Russ.
4. Starosel'tsev V.S., Divina T.A., Muratov M.I. Tunguska basaltic plateau and prediction of hydrocarbon accumulations in underlying deposits. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2015;(2):16–25. In Russ.
5. Sobolev P.N., Shiganova O.V., Dykhan S.V. Prognoz po geokhimicheskim i gidrogeologicheskim dannym novykh zon, perspektivnykh dlya vyyavleniya neftyanykh zalezhei na territorii tsentral'nykh raionov Leno-Tungusskoi NGP [Prediction of new zones promising for oil pool discovery in the central regions of the Lena-Tungusky Petroleum Province using geochemical and hydrogeological data]. In: Perspektivnye na neft' zony i ob'ekty Sibirskoi platformy : sb. nauch. tr. Novosibirsk: SNIIGGiMS; 2009. pp. 19–26. In Russ.
6. Filiptsov Yu.A., Mel'nikov N.V., Efimov A.S. 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'evye resursy Sibiri*. 2014;(2):25–35. In Russ.
7. Kontorovich A.Eh., Fomin A.M., Gubin I.A., Burshtein L.M. Prospects for oil and gas content and the program of regional works on the territory of the north-tunguska oil and gas field. In: Novye vyzovy fundamental'noi i prikladnoi geologii nefiti i gaza — XXI vek: mat-ly Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii s uchastiem inostrannykh uchenykh (Novosibirsk, 14–15 september 2021). Novosibirsk: IPTS NGU; 2021. pp. 159–162. DOI 10.25205/978-5-4437-1248-2-159-162. In Russ.
8. Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. et al. Geologiya nefiti i gaza Sibirskoi platform [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.
9. Krinin V.A., Porozov I.I. Oil and gas potential of the Putorana Anticline and neighbouring lands in the north east of the Kureya Syncline. *Geologiya nefiti i gaza*. 2018;(5):5–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-5-14. In Russ.
10. Kazais V.I. Trap-rock areas in the Siberian Platform: methodology and main results of seismic-gravimetric modelling in the studies of deep-seated tectonics. In: Mineral'nye resursy Taimyrskogo avtonomnogo okruga i perspektivy ikh osvoeniya : mat-ly nauch.-prakt. konf. St. Petersburg: VSEGEI; 2004. pp. 97–106. In Russ.
11. Krinin V.A. Petroleum potential and undiscovered resources of the Palaeozoic in the Plateau territory. In: Mineral'nye resursy Taimyrskogo avtonomnogo okruga i perspektivy ikh osvoeniya : mat-ly nauch.-prakt. konf. St. Petersburg: VSEGEI; 2004. pp. 125–131. In Russ.

Информация об авторах**Кринин Владимир Александрович**

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

Красноярский отдел Новосибирского филиала
ФГБУ «ВНИГНИ»,

660000 Красноярск, пр-т Мира, д. 55

e-mail: vkrinin@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-6610-2884

Порозов Игорь Игоревич

Геолог

Красноярский отдел Новосибирского филиала
ФГБУ «ВНИГНИ»,

660000 Красноярск, пр-т Мира, д. 55

e-mail: iporozov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-9366-1921

Шеходанова Юлия Васильевна

Старший научный сотрудник

Красноярский отдел Новосибирского филиала
ФГБУ «ВНИГНИ»,

660000 Красноярск, пр-т Мира, д. 55

e-mail: yshehodanova@vnigni.ru

Information about authors**Vladimir A. Krinin**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher

Krasnoyarsk Department of All-Russian Research
Geological Oil Institute Novosibirsk Branch,

55, prospekt Mira, Krasnoyarsk, 660000, Russia

e-mail: vkrinin@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-6610-2884

Igor' I. Porozov

Geologist

Krasnoyarsk Department of All-Russian Research
Geological Oil Institute Novosibirsk Branch,

55, prospekt Mira, Krasnoyarsk, 660000, Russia

e-mail: iporozov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-9366-1921

Yuliya V. Shekhodanova

Senior Researcher

Krasnoyarsk Department of All-Russian Research Geological Oil
Institute Novosibirsk Branch,

55, prospekt Mira, Krasnoyarsk, 660000, Russia

e-mail: yshehodanova@vnigni.ru

УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2022-3-39-53

Тектоника, перспективы нефтеносности карбонатов алексинского горизонта платформенной части Башкортостана

© 2022 г. | Р.Х. Масагутов¹, Д.У. Комилов², С.В. Хакимова³¹ГБНУ «Академия наук Республики Башкортостан», Уфа, Россия; masagutovr@mail.ru;²ГБОУ «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия; komilov_12@mail.ru;³ООО НПЦ «Геостра» (АО «Башнефтегеофизика»), Уфа, Россия; sveta_h@bngf.ru

Поступила 17.12.2021 г.

Доработана 20.01.2022 г.

Принята к печати 08.02.2022 г.

Ключевые слова: *тектоника; горизонт; толщина; пласт; коллектор; органогенная постройка; нефть; перспективы.*

Аннотация: С помощью палеоструктурных построений выделены региональные положительные и отрицательные структурные формы. Среди отрицательных элементов установлен Усть-Айско-Гончаровский прогиб, который протягивался в северо-северо-восточном направлении через всю платформенную часть Башкортостана и в тектоническом отношении разделял древний структурный план на две зоны, Западную и Восточную. Западная зона в процессе своего формирования оказала наибольшее влияние на накопление и распространение карбонатных и терригенных коллекторов. Доломиты и доломитизированные известняки, с которыми связаны коллекторы в пласте C_{1al} carb, генетически обязаны процессу замещения ионами магния ионов кальция в образующихся минералах известнякового ила в мелководном морском бассейне, дно которого в среднеалексинское время было подвержено эрозионному размыву (вплоть до полного) на существенной платформенной части Башкортостана. Они прослеживаются в разрезах скважин Южно-Татарского свода, его восточного и юго-восточных склонов, почти на всей территории Благовещенской впадины и Бирской седловины и замещены плотными породами в Верхнекамской, Бымско-Кунгурской и Салмышской впадинах, а также в Предуральском прогибе. Современная тектоника алексинского горизонта отличается от древней. В результате прошедших на последующих этапах геологического развития изменений знака движений отдельных блоков вместо положительных форм возникали отрицательные и наоборот. Алексинский горизонт расчленен на три толщи, разрезы которых начинаются однотипными известняками, которые обладают флюидоупорными свойствами и используются в качестве маркирующих реперов. Открытые в нем залежи нефти приурочены к структурам облекания верхнедевонских органогенных построек и могут находиться и в структурах облекания органогенных сооружений нижнего карбона. В ареале распространения органогенных построек имеется немало месторождений, разрез которых в отношении нефтеносности совсем не изучался. Такие месторождения отнесены к категории высокоперспективных, остальные территории ареала — к перспективным, а территории, расположенные вне, — к неперспективным.

Для цитирования: Масагутов Р.Х., Комилов Д.У., Хакимова С.В. Тектоника, перспективы нефтеносности карбонатов алексинского горизонта платформенной части Башкортостана // Геология нефти и газа. – 2022. – № 3. – С. 39–53. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-39-53.

Carbonates of Aleksinsky Horizons in platform part of Bashkortostan: tectonics, petroleum potential

© 2022 | R.Kh. Masagutov¹, D.U. Komilov², S.V. Khakimova³¹Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan, Ufa, Russia; masagutovr@mail.ru;²State Petroleum Technological University, Ufa, Russia; komilov.12@mail.ru;³LLC SPC "Geostra" (JSC "Bashneftegeofizika"), Ufa, Russia; sveta_h@bngf.ru

Received 17.12.2021

Revised 20.01.2022

Accepted for publication 08.02.2022

Key words: *tectonics; horizon; series; layer; reservoir; organic buildup; oil; potential.*

Abstract: Positive and negative regional structures are identified with the use of paleostructural imaging. Among the negative structures, the Ust-Aisky-Goncharovsky Trough is established, which was running in north-north-eastern direction across the entire platform part of Bashkortostan, and in terms of tectonics, this trough divided the ancient structural plan into two zones — Western and Eastern. During the course of formation, the Western zone had the greatest influence on accumulation and distribution of carbonate and terrigenous reservoirs. Dolomite and magnesium limestone, which reservoirs in C_{1al} carb bed are associated with, owe their origin to the process of calcium ions substitution by magnesium ions in limestone mud minerals being formed in shallow-marine basin; in Middle Aleksinsky time, bottom of the basin was subject to erosion (up to complete disappearance) on a considerable part of platform Bashkortostan. These rocks are observed in

the wells drilled on the South Tatrsky Arch, its eastern and south-eastern slopes, almost all over the territory of the Blagoveschensky Depression and the Birsky Saddle; they are replaced by tight rocks in the Verkhnekamsky, Bymsky-Kungursky, and Salmysky depressions, and also in the Urals Trough. The present-day and ancient tectonic features of the Aleksinsky horizon are different. Reversal of individual block movement in the subsequent stages of geological evolution caused the development of positive forms instead of negative and vice versa. The Aleksinsky Horizon is divided into three sequences; their sections begin with the same-type impermeable limestone used as marker beds. Oil accumulations discovered therein are confined to the structures draping the Upper Devonian organic buildups, and may also be found in the structures draping the Lower Carboniferous organic buildups. There are numerous fields in the area of organic buildup occurrence, the section of which has not been studied at all in terms of oil and gas content. These fields are classified as highly promising, and the remaining territories of the area — promising, and territories outside the area — unpromising.

For citation: Masagutov R.Kh., Komilov D.U., Khakimova S.V. Carbonates of Aleksinsky Horizons in platform part of Bashkortostan: tectonics, petroleum potential. Geologiya nefi i gaza. 2022;(3):39–53. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-39-53. In Russ.

Введение

Степень использования начальных геологических ресурсов палеозойского разреза Республики Башкортостан составляет не менее 82 %. Основные нефтегазоносные комплексы, терригенные толщи девона и нижнего карбона, в которых заключена большая часть всех извлекаемых запасов республики на гигантских (Арланском Туймазинском), крупных и средних (Шкаповском, Серафимовском, Манчаровском, Югомашевском, Четырманском и др.) месторождениях, находящихся в длительной разработке (в среднем более 65 лет), пребывают на грани полного истощения. На некоторых из них (Арланском, Югомашевском и Четырманском) извлечение нефти из имеющихся залежей в среднекаменноугольных коллекторах сложного строения считалось ранее нерентабельным, но из-за внедрения новых методов повышения нефтеотдачи и увеличения производительности скважин, в последние 10–15 лет стало экономически привлекательным. Месторождения стали активно эксплуатироваться, тем самым снижая темпы падения добычи. Для частичного восполнения сокращающейся ресурсной базы разрабатываемых месторождений в последние годы проводятся сейсморазведка 3D и анализ имеющейся геолого-геофизической информации по интервалам разреза, расположенным между традиционными продуктивными горизонтами, для уточнения контуров известных залежей и выявления пропущенных залежей нефти. На основе таких методов были открыты многочисленные новые залежи, преимущественно в карбонатах верхнего девона на Бураевском, Татышлинском, Югомашевском, Четырманском и других месторождениях. Открыты они и в других горизонтах, в том числе михайловском [1]. В данной статье приведены результаты аналитических исследований слабоизученных аспектов формирования и строения отложений алексинского горизонта нижнего карбона для оценки перспектив нефтеносности в платформенной части Республики Башкортостан.

Результаты изучения палеотектоники и литолого-фациальных обстановок осадконакопления

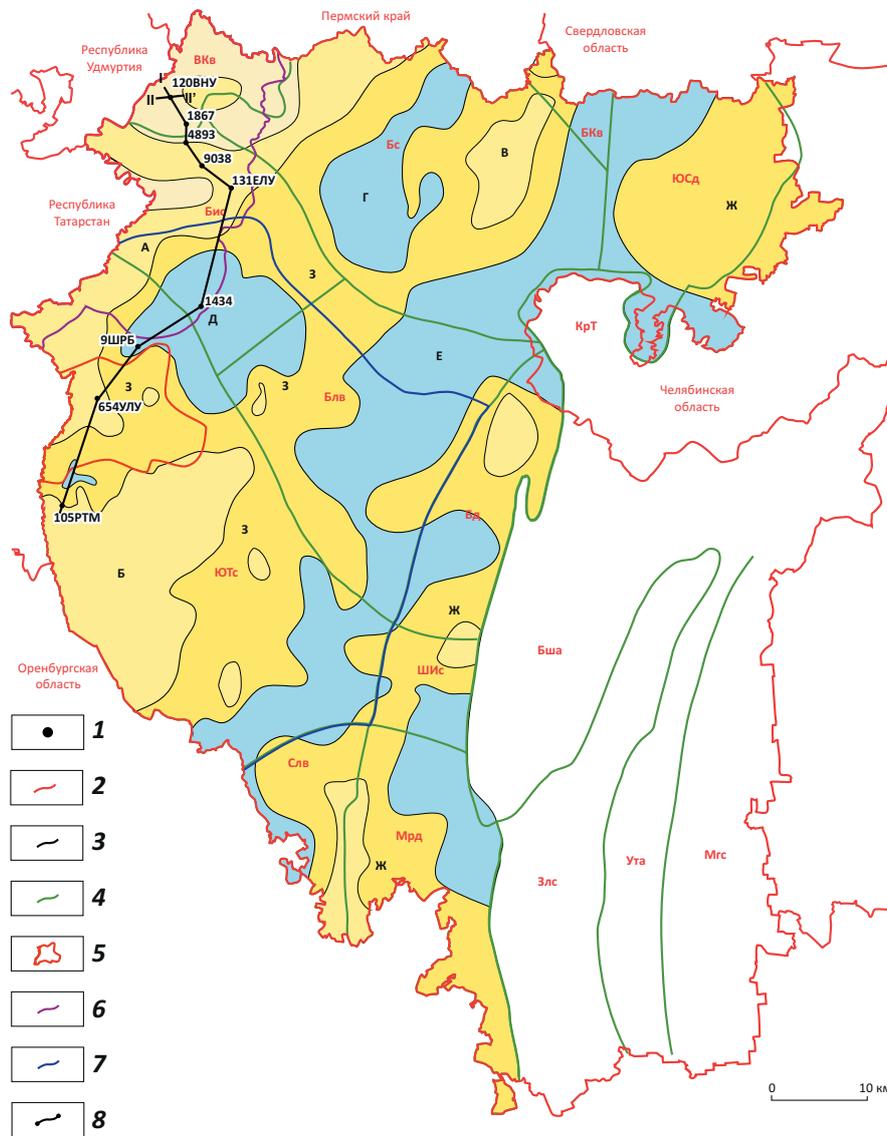
Известно, что одним из важных факторов, влияющих на процесс накопления осадочных отложений, в том числе коллекторов, является тектонический. Для реконструкции региональной

палеотектонической обстановки, существовавшей на алексинском этапе геологического развития, авторы статьи сначала построили карту изопахит соответствующих отложений, которая затем была трансформирована в схематическую карту палеотектонического районирования (рис. 1). Также была составлена карта современного тектонического районирования по условной кровле алексинского горизонта. На обе карты нанесены контуры структур I порядка (сводов, впадин, депрессий, седловин, краевого прогиба, тектонического комплекса и др.) палеозойского структурного этажа, изображенных на карте Волго-Уральской антеклизы, составленной в 1979 г. и не потерявшей актуальности до настоящего времени [2]. Из анализа карты палеотектонического районирования следует, что структурный план в алексинское время разделялся древним Усть-Айско-Гончаровским прогибом на две неравные по площади зоны — Западную и Восточную. В зонах были выделены подзоны с положительными и отрицательными структурными формами залегания пород различной размерности (см. рис. 1). Усть-Айско-Гончаровский прогиб протяженностью более 380 км пересекает всю территорию Республики Башкортостан в северо-северо-восточном направлении. В нем накапливались породы алексинского горизонта, имевшие наибольшую толщину на всей территории Республики.

В *Западной зоне* к подзонам с положительными формами залегания относятся Арлаво-Бураевская и Казанчинская, с некоторыми изменениями конфигурации и площади унаследованные от одноименных приподнятых участков, представлявших в позднедевонское время мысы палеодельтовой равнины на северо-западе платформенной части Башкортостана [3], к ним относится также Абдуловско-Демская подзона. К подзонам с отрицательными формами относятся Татышлинско-Бирская и Манчарово-Ахтинская. Татышлинско-Бирская соотносится в плане с понижением, разделявшим вышеотмеченные мысы.

Арлаво-Бураевская подзона, вероятно, представляла фрагмент северо-северо-восточного крыла крупного положительного структурного элемента, расширяющегося в северном направлении и раскрывающегося в сторону Пермского края и смежные территории республик Удмуртия и Татар-

Рис. 1. Схематическая карта палеотектонического районирования алексинского горизонта Республики Башкортостан
Fig. 1. Schematic map of paleotectonic zoning of the Aleksinsky Horizon, the Republic of Bashkortostan



1 — скважина; **2** — границы Республики Башкортостан и субъектов Российской Федерации; **3** — изопакиты алексинского горизонта, сечение 5 м; **4** — границы тектонических регионов; **5** — Юбилейно-Туймазинский участок; **контур зоны развития (6, 7): 6** — терригенных отложений алексинского горизонта, **7** — карбонатного пласта C_{1al} carb; **8** — линия палеопроектировок и корреляционных схем.

Подзоны положительных структурных форм Западной зоны: А — Арпано-Бураевская, Б — Абдулинско-Демская, В — Казанчинская; подзоны отрицательных структурных форм Западной зоны: Г — Татышпинско-Бирская, Д — Манчарово-Ахтинская, Е — Усть-Айско-Гончаровская, Ж — Восточная зона, З — общее террасовидное залегание (ОТС) алексинских отложений; современные тектонические регионы: Бд — Бельская депрессия, Бс — Башкирский свод, Блв — Благовещенская впадина, Бис — Бирская седловина, Бша — Башкирский антиклинорий, Бкв — Бымско-Кунгурская впадина, Вкв — Верхне-Камская впадина, Злс — Зилаирский синклиний, КрТ — Каратауский структурный комплекс, Мрд — Мраковская депрессия, Мгс — Магнитогорский синклиний, Слв — Салмышская впадина, Ута — антиклинорий Урал-Тау, ШИС — Шихано-Ишимбайская седловина, Юсд — Юрюзано-Сылвенская депрессия, Ютс — Южно-Татарский свод

1 — well; **2** — boundaries of the Republic of Bashkortostan and the Russian Federation entities; **3** — Aleksinsky Horizon isopachs, contour interval 5 m; **4** — boundaries of tectonic regions; **5** — Yubileiny-Tuimazinsky area; **outline of the zone of occurrence (6, 7): 6** — terrigenous deposits of the Aleksinsky Horizon, **7** — carbonate reservoir C_{1al} carb; **8** — line of paleosections and correlation charts.

Subzones of positive structural forms in the Western zone: А — Arpano-Buraevsky, Б — Abdulinsko-Demsky, В — Kazanchinsky; subzones of positive structural forms in the Western zone: Г — Tatyshpinski-Birsky, Д — Mancharovo-Akhtinsky, Е — Ust-Aisko-Goncharovsky, Ж — Eastern zone, З — general terrace-like occurrence of the Aleksinsky deposits; present-day tectonic regions: Бд — Belsky depression, Бс — Bashkirsky arch, Блв — Blagoveschensky depression, Бис — Birsky saddle, Бша — Bashkirsky anticlinorium, Бкв — Bymsko-Kungursky depression, Вкв — Upper Kamsky depression, Злс — Zalairsky synclinorium, КрТ — Karatausky structural series, Мрд — Mrakovsky depression, Мгс — Magnitogorsky synclinorium, Слв — Salmyshsky depression, Ута — Ural-Tau anticlinorium, ШИС — Shikhano-Ishimbaisky saddle, Юсд — Yuryuzano-Sylvensky depression, Ютс — South Tatarsky arch

стан. Выявленная длина подзоны составила 260 км, ширина на севере — около 77 км, на юге — 26 км.

Абдуловско-Демская подзона на территории Республики Башкортостан располагалась на западном и юго-восточном склонах Южно-Татарского свода, к югу от Арлано-Бураевской подзоны и открывалась на территорию Оренбургской области. На территории платформенной части Башкортостана она имела в плане форму, близкую к треугольной, площадью около 770 км² и отделялась от Арлано-Бураевской подзоны короткой ложбиной субширотного простирания, которая выполаживалась в восточном направлении. С юго-восточной стороны от нее наблюдалось широкое и постепенное общее погружение к Усть-Айско-Гончаровскому прогибу.

Казанчинская подзона имела субмеридиональную ориентацию. Ее площадь не превышала 4620 км².

Татышлинско-Бирская подзона отделяла северный участок Арлано-Бураевской подзоны от Казанчинской. В плане она представляла собой малоамплитудную впадину с площадью около 2930 км², вытянутую с юго-запада на северо-восток.

Манчарово-Ахтинская подзона представляла прогиб (мульду), располагавшийся к востоку от южной половины Арлано-Бураевской подзоны и к северу от Абдуловско-Демской подзоны, имела округлые очертания и площадь 4720 км². С северо-востока, юго-запада и юго-востока она опоясывалась общим террасовидным залеганием алексинских отложений, отделяющим ее от южного окончания Арлано-Бураевской подзоны, а также от Абдуловско-Демской и Татышлинско-Бирской подзон и Усть-Айско-Гончаровского прогиба.

Восточная зона располагалась преимущественно на месте Предуральского краевого прогиба. Представляла собой чередование четырех положительных и трех отрицательных участков структурных форм. Последние являлись ответвлениями от Усть-Айско-Гончаровского прогиба платформы в Предуральский краевой прогиб. Лишь одна из положительных форм на юге краевого прогиба выходила за пределы Мраковской депрессии, охватывая прилегающую к ней часть Салмышской впадины.

Все приведенные палеотектонические элементы имели малые амплитуды, которые не превышали 20–25 м. Общее погружение тектонического плана алексинских отложений происходило в восточном и юго-восточном направлениях от северной части Арлано-Бураевской подзоны. Амплитуда погружения была незначительная и составляла 10–20 м. Поэтому любые движения в бассейне осадконакопления могли приводить к изменениям состава образующихся пород.

В статьях [4, 5] дана подробная литологическая характеристика трех толщ алексинского горизонта, в основании которых выделены обладающие свойствами флюидоупоров литолого-геофизиче-

ские реперы (алексинский, среднеалексинский и верхнеалексинский), рассмотрены пласты-коллекторы C_{1al} carb карбонатного и C_{1al} (C_0) терригенного составов. Также отмечается, что в отличие от алексинского и верхнеалексинского реперов, которые имеют повсеместное распространение, среднеалексинский репер полностью отсутствует на площади 3383 км² несколько южнее центральной части Арлано-Бураевской подзоны, на Саннинско-Туймазинском участке, охватывающем Юбилейное, Ардатовское, Туймазинское, Михайловское, Копей-Кубовское и Саннинское нефтяные месторождения. На территориях, примыкающих к Саннинско-Туймазинскому участку, толщина пласта сокращается, причем более или менее равномерно по направлению к нему.

Для выяснения причин полного и частичного отсутствия среднеалексинского репера и связанных с этим особенностей образования пласта C_{1al} carb, а также выяснения условий формирования пласта C_{1al} (C_0) были построены палеотектонические профили по линии скважин Вениаминовская-120, Арланские-1867, 4893 и 9083, Еланьская-131, Манчаровская-1434, Шаранбашская-9, Улкановская-654 и Рятамакская-105, пересекающие в субмеридиональном направлении Арлано-Бураевскую и Манчаровско-Ахтинскую подзоны и Саннинско-Туймазинский участок до севера Абдулинско-Демской подзоны (рис. 2).

К концу накопления карбонатов алексинского репера его подошва была слабо и неравномерно наклонена в южном направлении, от севера Арлано-Бураевской подзоны к Абдулинско-Демской (см. рис. 2 А). Этот общий наклон между скважинами Еланьская-131 и Шаранбашевская-9 был осложнен отрицательным перегибом с наибольшей толщиной накопившихся осадков в районе скв. Манчаровская-1434, который был выражен и в вышележащих отложениях алексинского горизонта (см. рис. 2 В–D). К концу накопления среднеалексинского репера начал формироваться прогиб и по кровле алексинского репера, причем южное крыло развивалось в более пологом залегании, а северное лишь наметилось (см. рис. 2 В). К югу от него, в районе скв. Улкановская-654 (Саннинско-Туймазинский участок), происходило воздымание алексинского репера с выходом на поверхность перекрывающих их карбонатно-терригенных пород, следствием чего явилось отсутствие среднеалексинского репера. На севере профиля, в районе скважин Вениаминовская-120, Арланские-1867, 4893, 9083, зафиксировано прогибание нижележащих отложений с образованием узкого прогнутого участка. Наиболее существенные изменения в плане формирования карбонатных и песчаных коллекторов происходили до периода накопления аргиллитов над среднеалексинским репером (см. рис. 2 С). Район скв. Вениаминовская-131, судя по соответствующему профилю, стал воздыматься, и отрицательный перегиб, возникший на предыдущей стадии в районе

скв. Арланская-4893, приобрел более отчетливую форму по алексинскому реперу. Одновременно с воздыманием происходила эрозия среднеалексинского репера на его южном погружении вплоть до окрестностей скв. Шаранбашевская-9. Размытый участок, совместно с районами скважин Улкановская-654 и Рятамакская-105, заполнялся органично-детритовыми известняками. Последние, по мнению авторов статьи, на раннедиагенетической стадии преобразовались в обладающие фильтрационно-емкостными свойствами доломиты и доломиты известковистые [4] при частичной замене ионов кальция ионами магния в водной среде, что не противоречит ранее опубликованным результатам многих советских, российских и зарубежных исследователей. Новые данные, полученные А.П. Вилесовым с соавторами в 2014 г., подтверждают такой механизм доломитизации на примере бийско-афонинской карбонатной толщи девона Оренбургской области [6]. По мнению Е.А. Гладкова, в нефтяных залежах, независимо от привнесенного магния, процесс доломитизации известняков происходит с преобразованием как структуры, так и объема пустотного пространства с изменением фильтрационно-емкостных свойств [7]. В связи с этим предполагается, что параметры коллекторов, приведенные в статье [4], могли измениться в результате поздней доломитизации.

Кроме вышеупомянутой латеральной эрозии к северу от скв. Шаранбашевская-9 наблюдается серия узких эрозионных врезов, затронувших разрез алексинских отложений от подошвы аргиллитов вниз на разную глубину. Они выполнены песчаным материалом, образующим пласт C_{1al} (C_0). Залегание пласта в эрозионных врезках было отмечено П.Ф. Викторовым и Ю.С. Кувыкиным при изучении условий формирования нефтеносной ловушки на Арланском месторождении по данным эксплуатационного бурения [8]. Это положение подтверждается составленной авторами схемой сопоставления разрезов алексинских отложений по линии скважин Буйская-84456, Касевская-99, Вениаминовские-120, 86546, 123 (рис. 3). Впервые эрозионные врезки (палеорула) на территории Башкортостана, по данным сейсморазведки МОГТ-2D, при опоре на скважинные данные были установлены в 1980-х гг. [9]. Более надежно они выделяются по материалам сейсморазведки 3D при применении методик анализа вертикальных разрезов куба сейсмических данных и атрибутов, а также выровненных на тульский отражающий горизонт (ОГ) седиментационных слайсов, выполненных по временному кубу [10].

На вертикальных разрезах куба сейсмических данных, при пересечениях с палеорулами, появляются узкие воронкообразные яркие экстремумы выше отражающей поверхности алексинского горизонта. Природа их происхождения объясняется отражением волн от контактов высокопористых песчаных отложений с менее пористыми карбонатными. Одновременно в проекциях экстремумов

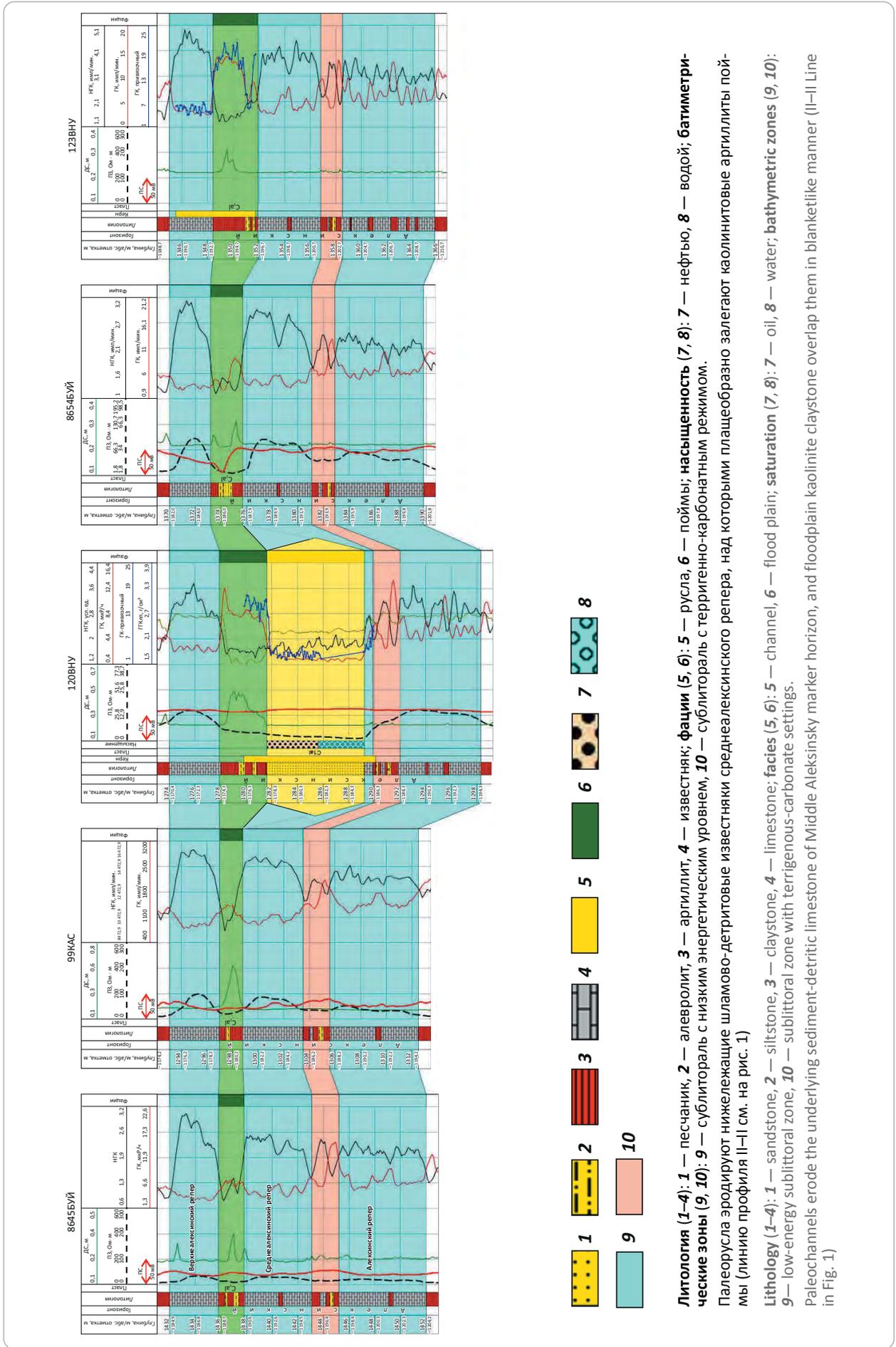
ниже возникает и нежелательный эффект, проявляющийся в искажении всех ОГ, начиная от алексинских до турнейских и ниже, создании ложных отрицательных перегибов. На седиментационных слайдах извлеченных амплитуд и импедансов более точно визуализируются контуры и конфигурации русел. При расширении палеорула узкие яркие экстремумы превращаются в дополнительные оси синфазности с увеличением амплитуды и частоты отражений (рис. 4). На участке развития песчаных врезов аргиллиты малой толщины имеют преимущественно каолинистый состав, свойственный образованиям, сформированным в континентальных условиях. Исходя из изложенного, авторы статьи считают, что возникновение и развитие врезов происходило при выходе этой территории на земную поверхность.

По следующей поверхности выравнивания, за которую принята кровля верхнего алексинского репера (см. рис. 2 D), изменение залегания пород произошло в основном между скважинами Шаранбашевская-9 и Рятамакская-105, где доломиты и подстилающие их отложения в процессе подъема приобрели антиклинальный перегиб, который был утрачен ранее (см. рис. 2 C). Однако этот перегиб залегает гипсометрически ниже перегиба района скв. Еланьская-131.

Поле развития эрозионных врезов и каолинистых аргиллитов, сформировавшихся в континентальной обстановке осадконакопления на севере Арлаво-Бураевской зоны, показано на построенной авторами статьи карте литолого-фациального районирования алексинских отложений Башкортостана (рис. 5). На восток и юго-восток от него располагались карбонатные литофациальные зоны пологого мелководного шельфа, который ограничивался краевой частью, переходящей далее в зону развития глубоководных глинисто-карбонатных отложений. Обоснование выделения краевой части мелководного михайловского шельфа, данное в [8], применимо и для подтверждения соответствующей обстановки для алексинской эпохи, так как они были однотипными как минимум на протяжении всего визейского века на востоке платформенной части Башкортостана. Накопление пород алексинского горизонта во внутренней области окаймленного шельфа происходило в условиях трансгрессии моря на запад от бровки шельфа. В этом режиме в обстановке сублиторали с низким энергетическим уровнем шло формирование известняков шламово-детритовых, плотных, с тонкими органическими прослоями по всему разрезу нижней толщи, за исключением ее кровли, где в условиях начавшейся кратковременной регрессии накапливались алевроглинистые породы, чередующиеся с тонкослоистыми известняками пелитоморфными и доломитами тонко- и микрокристаллическими. Последующая трансгрессия вновь привела к образованию известняков в основании средней толщи, подобных известнякам нижней. Однако после неравномерного



Рис. 3. Корреляционная схема по линии скважин 8645БУЙ – 99КАС – 120ВНУ – 123ВНУ Арланского месторождения
Fig. 3. Correlation chart along 8645БУЙ – 99КАС – 120ВНУ – 123ВНУ wells, the Arlan field



Литолия (1-4): 1 — песчаник, 2 — алевролит, 3 — аргиллит, 4 — известняк; **фации (5, 6):** 5 — русла, 6 — поймы; **насыщенность (7, 8):** 7 — нефтью, 8 — водой; **батиметрические зоны (9, 10):** 9 — sublittoral с низким энергетическим уровнем, 10 — sublittoral с терригенно-карбонатным режимом.

Палеоруслу эродируют нижележащие шламово-детритовые известняки среднеалексинского репера, над которыми плащеобразно залегают каолиновые аргиллиты поймы (линию профиля II-II см. на рис. 1)

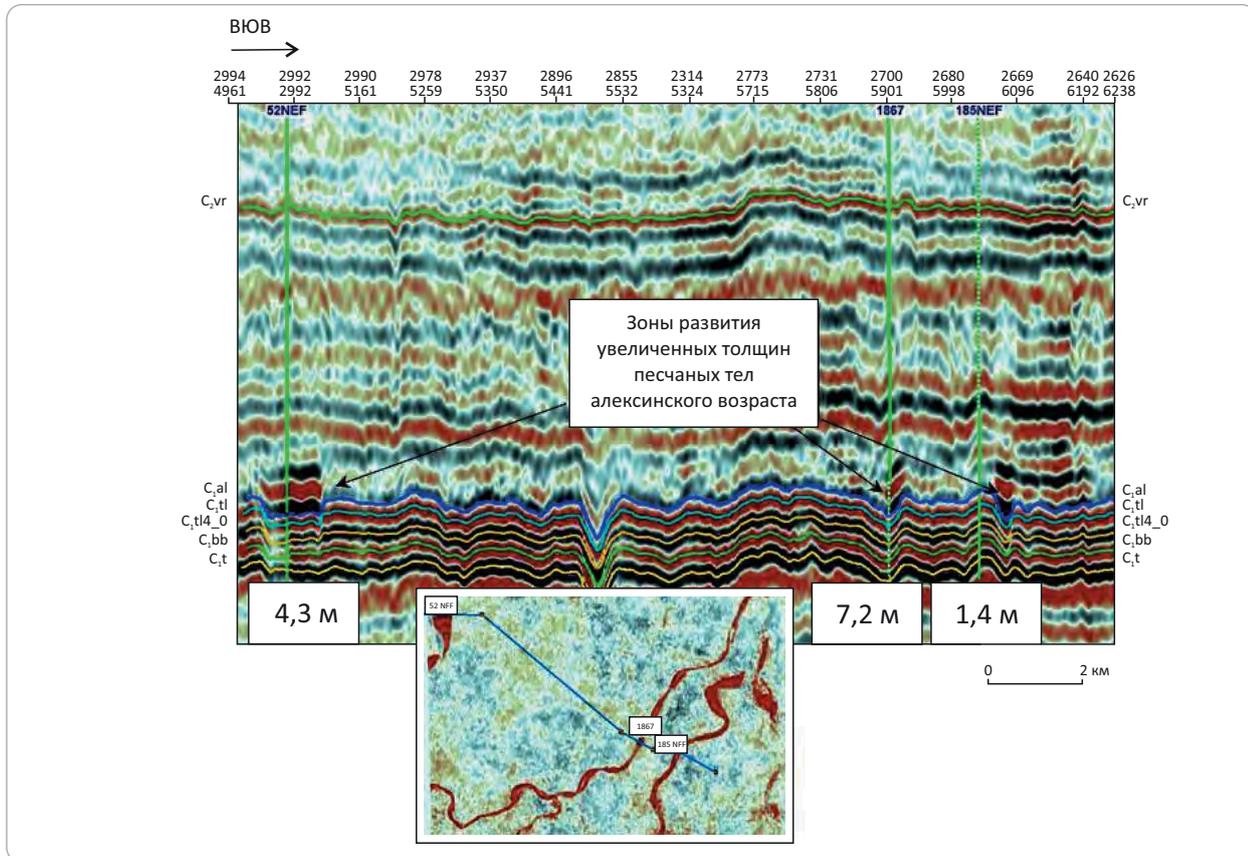
Lithology (1-4): 1 — sandstone, 2 — siltstone, 3 — claystone, 4 — limestone; **facies (5, 6):** 5 — channel, 6 — flood plain; **saturation (7, 8):** 7 — oil, 8 — water; **bathymetric zones (9, 10):** 9 — low-energy sublittoral zone, 10 — sublittoral zone with terrigenous-carbonate settings.

Paleochannels erode the underlying sediment-detritic limestone of Middle Aleksinsky marker horizon, and floodplain kaolinite claystone overlap them in blanketlike manner (II-II Line in Fig. 1)



Рис. 4. Отображение рукавообразных отложений алексинского возраста на вертикальном сечении куба сейсмических данных и на седиментационном слайсе по временному кубу на участке МОГТ-3D (отчет ООО «Геостра», Уфа, 2018)

Fig. 4. Imaging of the Aleksinsky channel-shaped deposits in vertical section of seismic cube and in sedimentary slice from seismic time cube in 3D CDP survey area (ООО Geostrа report, Ufa, 2018)



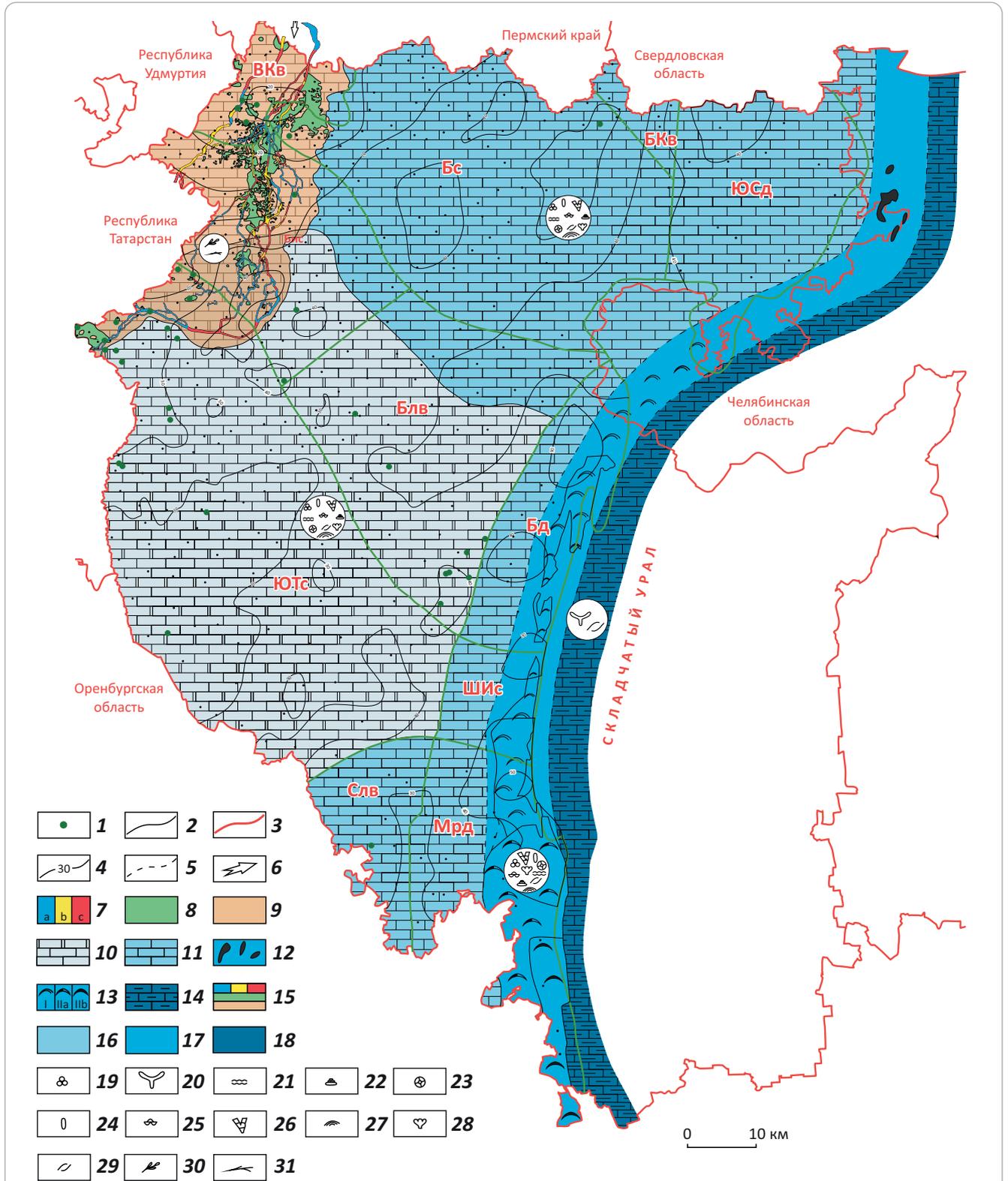
подъема дна моря они были полностью смыты на Саннинско-Туймазинском участке и частично к северу от него — в центральной части Арлано-Бураевской подзоны, к югу — в Абдулинско-Демской подзоне и к юго-востоку от всех них до восточной зоны. Размыв был скомпенсирован накоплением органично-детритовых известняков в сублиторальной обстановке с высоким энергическим уровнем, которые, как было отмечено, преобразовались в доломиты и доломитизированные известняки. За пределами этой территории продолжалось накопление известняков, которое не сопровождалось доломитизацией. Перед завершением формирования пород средней толщи, которое закончилось отложением аргиллитов, северная часть Арлано-Бураевской подзоны была выведена на дневную поверхность. В возникшей континентальной обстановке были образованы речные русла и сопутствующие им пойменные тела песчано-алевроглинистого состава различных размеров и форм. Упомянутые аргиллиты приморской суши имели преимущественно каолиновый состав, а за ее пределами — иллитовый, что лишней раз подчеркивает существование в конце среднеалексинского времени разных палеогеографических обстановок — континентальной и прибрежно-мелководной. Континентальная обстановка просуществовала непродолжительное время. Быстрый подъем уровня моря на всей рассматриваемой территории вновь привел к затоплению

суши и накоплению шламово-доломитовых известняков третьей толщи, аналогичных известнякам нижней и средней толщ. Вновь возобновившаяся регрессия привела к образованию над ними зернистых карбонатных осадков в обстановке с более высокой гидродинамической активностью, аналогично органично-детритовым известнякам средней толщи.

Итоги преобразования палеотектонических форм I порядка в современные

Изучение изменений, которые претерпела палеотектоника в процессе дальнейшего геологического развития, было проведено по построенной на основе данных бурения тектонической карте по кровле верхнеалексинского репера, на которую, как и на карту палеотектоники, также были нанесены общепризнанные границы тектонических регионов палеозойских пород платформенной части Башкортостана (рис. 6). Они, за исключением одного, вполне отражают положение соответствующих крупных элементов тектоники алексинских отложений. Исключение состоит в отсутствии Бымско-Кунгурской впадины, на месте которой на вновь построенной карте располагается северо-восточный склон Башкирского свода. При сравнении карты палеотектонического плана с современным можно увидеть, что вместо наиболее приподнятого залегания алексинских отложений на севере Арлано-Бураевской

Рис. 5. Схематическая литолого-фациальная карта алексинского горизонта
 Fig. 5. Schematic lithofacies map of the Aleksinsky Horizon



1 — скважина с выносом керна; границы (2, 3): 2 — литофациальных зон, 3 — субъектов; 4 — изопакеты, м; 5 — предполагаемые границы литолого-фациальных зон; 6 — направление сноса обломочного материала; литофациальные зоны (7–14): 7 — палеорусел, выделенных по данным: а — МОГТ-3Д и ГБ, б — ГБ, в — предполагаемые; 8 — песков пойменных разливов, 9 — аргиллитов пойменной фации, 10 — развития шламово-детритовых, органогенных и органогенно-детритовых известняков с прослоями доломитов (сублитораль с низким и высоким энергетическим уровнем), 11 — развития шламово-детритовых и органогенных известняков (сублитораль с низким энергетическим уровнем), 12 — развития злоказовских водорослевых рифов (по Наливкину В.Д., 1949), 13 — развития рифогенных образований: I — Усуйлинская

Усл. обозначения к рис. 5, окончание
Legend for Fig. 5, end.

банковая, II — Сакмаро-Икская банковая-рифовая (IIa — фитодетритовая градация, IIб — Беркутовская градация (по Щекотовой И.А., 1984)), 14 — развития глубоководных глинисто-карбонатных отложений; **палеогеографические обстановки (15–18):** 15 — континентальные условия, 16 — мелководный карбонатный шельф, 17 — краевая часть мелководного шельфа, 18 — глубоководный морской бассейн; **характерные виды фауны и флоры (19–31):** 19 — фораминиферы, 20 — спикулы губок, 21 — водоросли, 22 — гастроподы, 23 — криноидеи, 24 — остракоды, 25 — брахиоподы, 26 — мшанки, 27 — строматолиты, 28 — кораллы, 29 — органический детрит, 30 — форменные остатки наземной флоры, 31 — растительный детрит.

Остальные усл. обозначения и названия тектонических регионов см. на рис. 1

1 — cored well; **boundaries (2, 3):** 2 — lithofacies zones, 3 — entities; 4 — isopach, m; 5 — supposed boundaries of lithofacies zones; 6 — direction of sedimentary material transportation; **lithofacies zones (7–14):** 7 — paleochannels identified using: a — 3D CDP data and DD, б — DD, в — supposed; 8 — floodplain sands, 9 — claystone of floodplain facies, 10 — occurrence of sediment-detritic, organic, and detritic-organic limestone with dolomite partings (low- and high-energy sublittoral zone), 11 — occurrence of sediment-detritic and organic limestone (low-energy sublittoral zone), 12 — occurrence of Zlokazovsky algal reefs (according to Nalivkin V.D., 1949), 13 — occurrence of reef formations: I — Usuilonsky bank, II — Sakmaro-Iksky bank-reef (IIa — phytodetritic gradation, IIб — Berkutovsky gradation (according to Schekotova I.A., 1984)), 14 — occurrence of deepwater carbonate argillaceous deposits; **paleogeography environments (15–18):** 15 — continental, 16 — shallow-water carbonate shelf, 17 — marginal part of shallow-water shelf, 18 — deep-water marine basin; **representative fauna and flora species (19–31):** 19 — foraminifera, 20 — sponge spicules, 21 — algae, 22 — gastropods, 23 — crinoids, 24 — ostracodes, 25 — brachiopods, 26 — bryozoans, 27 — stromatolites, 28 — corals, 29 — organic detritus, 30 — shaped remains of terrestrial/ground flora, 31 — plant detritus.

For other Legend items and names of tectonic regions see Fig. 1

подзоны образовалось замыкание Верхне-Камской впадины, переходящее южнее в Бирскую седловину, в которую почти целиком вошла Манчаровско-Ахтинская подзона (см. рис. 4). К югу от седловины район Саннинско-Туймазинского участка Арлано-Бураевской подзоны преобразовался в восточную присводовую часть Южно-Татарского свода, от которой наблюдаются погружения в восточном и юго-восточном направлениях в виде протяженных склонов. В юго-восточное погружение были вовлечены территории Абдулинско-Демской подзоны и юго-запада Усть-Айско-Гончаровского прогиба. Они совместно с небольшой юго-восточной частью Манчаровско-Ахтинской мульды и обрамляющей ее террасой превратились в единую обширную Благовещенскую впадину.

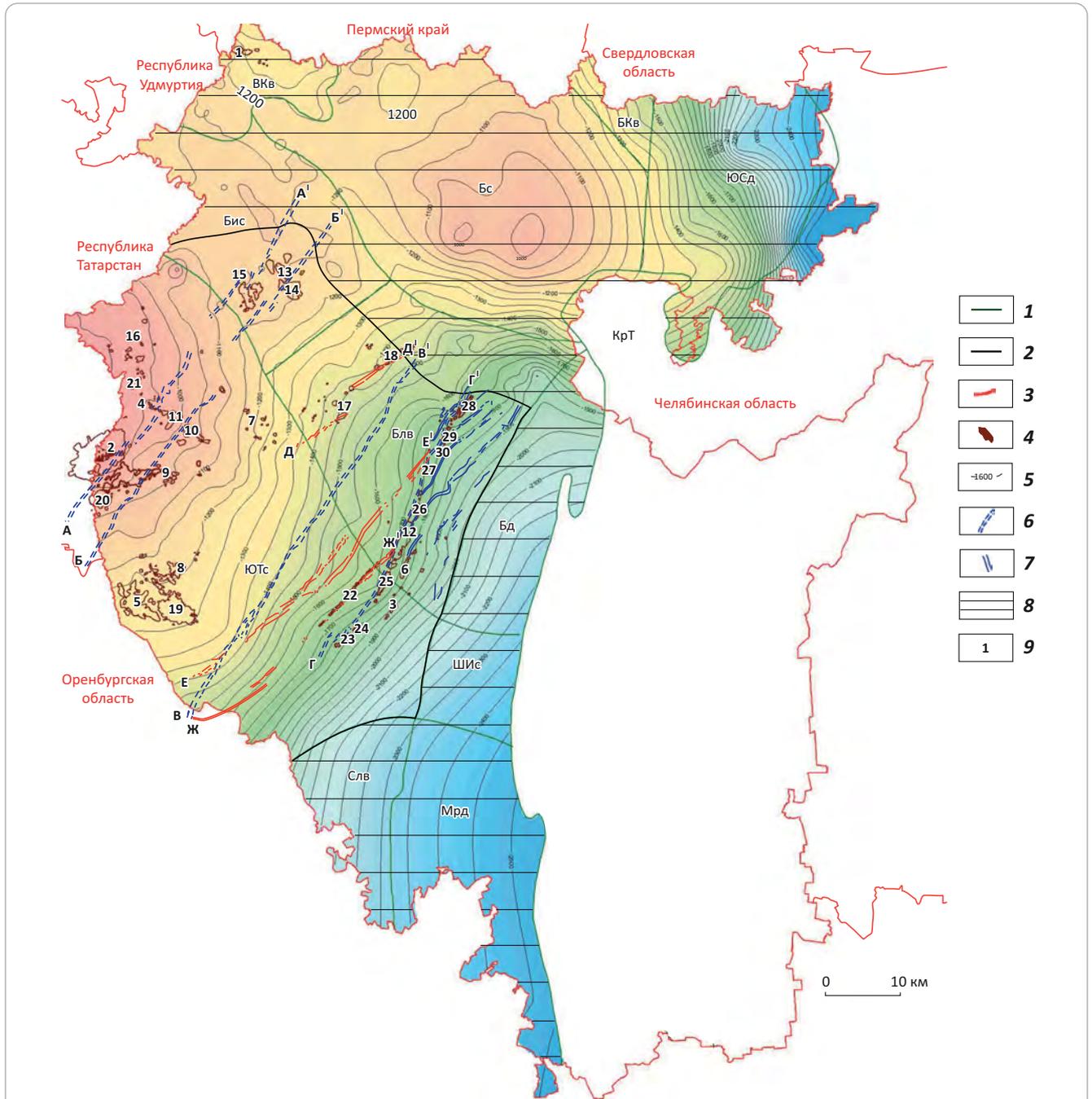
Восточные части юго-восточного склона Южно-Татарского свода и Благовещенской впадины были интенсивно затронуты линейными дизъюнктивными нарушениями западнее осевой зоны рифта в теле архей-раннепротерозойского кристаллического фундамента, предполагаемого Е.В. Лозиным [11]. С юго-восточного склона Южно-Татарского свода через Благовещенскую впадину в северо-восточном направлении до южного обрамления Каратауского тектонического комплекса трассируется Тавтиманово-Уршакский девонский грабенообразный прогиб, а западнее него — Сергеевско-Демский, который прослеживается дальше и еще северо-восточнее, между Башкирским сводом и Юрюзано-Сылвенской депрессией Предуральского краевого прогиба (см. рис. 6). Они образовались в раннетиманское время, когда в результате действия тангенциальных усилий, возникших на юго-востоке Восточно-Европейской платформы, образовался узкий раскол в теле фундамента и перекрывающих его осадочных породах от рифея — венда до кровли терригенного девона. Начиная с терригенных девонских отложений амплитуда погружения осевой

зоны грабена выше по разрезу, включая нижнепермские отложения, по данным бурения, становилась меньше, но все же по плотной сети структурных скважин по маркирующим горизонтам артинского и кунгурского ярусов они прослеживались довольно уверенно. Положение грабенов выявляется и по материалам дешифрирования аэрокосмосъемок [13, 14] и данных аэромагнитных исследований. Приведенные данные дают основание предположить, что в палеозойский и неотектонический этапы развития девонские грабены подвергались неоднократной активизации.

Между упомянутыми раздвиговыми структурами на склоне Южно-Татарского свода и Благовещенской впадины имеются также линейно ориентированные в северо-восточном направлении с другим азимутом цепочки горстовидных структур сжатия, а также северо-восточное завершение Большекинельского разлома, основная часть которого с сопряженными с ним нефтяными месторождениями расположена в Оренбургской области. Непосредственно к востоку от Тавтиманово-Уршакского грабенообразного прогиба закартированы постседиментационные прогибы с направлением, близким к простирацию горстовидных зон, окончательно сформировавшихся под влиянием растягивающих напряжений на пермском этапе геологического развития. Аналогичные разрывные и другие нарушения имеются и в других тектонических регионах. Они контролировали многие месторождения платформенной части Башкортостана.

Казанчинская и Татышлинско-Бирская подзоны в современном тектоническом плане алексинского горизонта соответствуют Башкирскому своду и его склонам. Восточная зона на всем протяжении, за исключением юго-западной небольшой части, где обособилась Салмышская впадина, преобразовалась в Предуральский краевой прогиб.

Рис. 6. Современная карта тектонического районирования по кровле алексинского горизонта Республики Башкортостан
Fig. 6. Present-day map of tectonic zoning map over the Aleksinsky Horizon, the Republic of Bashkortostan



Границы (1–3): 1 — тектонических регионов, 2 — зоны распространения карбонатных коллекторов алексинского горизонта, 3 — зон горстовидных поднятий; 4 — залежи нефти в пласте $C_{1a} carb$; 5 — изогипсы, м; **положение границ (6, 7):** 6 — конседиментационных грабенообразных прогибов, 7 — постседиментационных грабенообразных прогибов; 8 — малоперспективная территория; 9 — сводный контур месторождений (высокоперспективные территории): 1 — Воядинское, 2 — Туймазинское, 3 — Толбазинское, 4 — Ардатовское, 5 — Знаменское, 6 — Ибраевское, 7 — Саннинское, 8 — Белебеевское, 9 — Серафимовское, 10 — Копей-Кубовское, 11 — Михайловское, 12 — Уршакское, 13 — Таймурзинское, 14 — Сайтовское, 15 — Манчаровское, 16 — Мустафинское, 17 — Ново-Узбашевское, 18 — Волковское, 19 — Шаповское, 20 — Стахановское, 21 — Юбилейное, 22 — Черниговское, 23 — Янгурчинское, 24 — Уразметовское, 25 — Добровольское, 26 — Бузовьязовское, 27 — Бекетовское, 28 — Алаторское, 29 — Блохинское, 30 — Сихонькинское.

Конседиментационные грабенообразные прогибы: А–А' — Шарано-Туймазинский; Б–Б' — Серафимовско-Чекмагушевский; В–В' — Сергеевско-Демский; Г–Г' — Тавтиманово-Уршакский; горстовидные поднятия: Д–Д' — Волковско-Гуровский; Е–Е' — Аскароро-Бекетовский; Ж–Ж' — Ново-Николаевско-Черниговская.

Остальные усл. обозначения и названия тектонических регионов см. на рис. 1

Усл. обозначения к рис. 6, окончание

Legend for Fig. 6, end.

Boundaries (1–3): 1 — tectonic regions, 2 — zone of Aleksinsky carbonate reservoir occurrence, 3 — zones of horst-shaped uplifts; 4 — oil accumulations in C_{1al} carb bed; 5 — structural contour, m; **border position (6, 7):** 6 — syn-depositional graben-like trough, 7 — post-depositional graben-like trough; 8 — territory of little promise; 9 — combined field outline (highly promising territories): 1 — Voyadinsky, 2 — Tuimazinsky, 3 — Tolbazinsky, 4 — Ardatovsky, 5 — Znamensky, 6 — Ibraevsky, 7 — Sanninsky, 8 — Belebeevsky, 9 — Serafimovsky, 10 — Kopei-Kubovsky, 11 — Mikhailovsky, 12 — Urshaksky, 13 — Taymurzinsky, 14 — Saitovsky, 15 — Mancharovsky, 16 — Mustafinsky, 17 — Novo-Uzbashevsky, 18 — Volkovsky, 19 — Shkapovsky, 20 — Stakhanovsky, 21 — Yubileiny, 22 — Chernigovsky, 23 — Yangurchinsky, 24 — Urazmetovsky, 25 — Dobrovolsky, 26 — Buzovyzovsky, 27 — Beketovsky, 28 — Alatorsky, 29 — Blokhinsky, 30 — Sikhonkinsky.

Syn-depositional graben-like troughs: A–A' — Sharano-Tuymazinsky; Б–Б' — Serafimovsko-Chekmagushevsky; В–В' — Sergeevsko-Demsky; Г–Г' — Tavtimanovo-Urshaksky; horst-shaped uplifts: Д–Д' — Volkovsko-Gurovsky; Е–Е' — Askarovo-Beketovsky; Ж–Ж' — Novo-Nikolaevsko-Chernigovskaya.

For other Legend items and names of tectonic regions see Fig. 1

Унаследованные структурные формы II и III порядков и их роль в оценке перспектив нефтеносности алексинских отложений в сочетании с полем распространения карбонатного пласта C_{1al} carb

Несмотря на кардинальную перестройку, произошедшую в заключительную фазу герцинского тектонеза, в современном структурно-тектоническом плане алексинских и других отложений, расположенных выше среднефаменских отложений, кроме тектонических нарушений нашли свое выражение валы и отдельные структуры, унаследованные от верхнефранско-среднефаменских шельфовых биогермов (рис. 7) и сопряженных с ними заволжско-турнейских бортовых органогенных построек внутриформационной Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов. Входящие в границы развития карбонатного пласта C_{1al} carb месторождения нефти, залежи в которых сформированы в надбиогермных и надрифовых ловушках, нанесены на карту современного районирования (см. рис. 6). Кроме них показаны линии кон- и постседиментационных грабенообразных прогибов и горстовидных зон в связи с тем, что к бортам этих дизъюнктивных нарушений происходит частая приуроченность органогенных построек, о возрасте и роли которых отмечено выше. Исходя из критерия наличия в пределах поля развития пласта C_{1al} carb открытых месторождений и выявленных нефтепроявлений за их пределами, в платформенной части Башкортостана выделены высокоперспективные, перспективные и бесперспективные территории. К высокоперспективным относятся территории, на которых расположены с неизученным разрезом алексинского горизонта в отношении нефтеносности Юбилейное, Калаевское, Мустафинское, Ардатовское, Михайловское, Копей-Кубовское, Серафимовское, Стахановское, Знаменское и Белебеевское месторождения Южно-Татарского свода и Манчаровское, Сaitовское — Бирской седловины, Ново-Узыбашевское, Волковское — Благовещенской впадины. Такими же высокими перспективами обладает полоса увеличенных толщин продуктивного пласта, прилегающая с восточной стороны к Тавтиманово-Уршакскому девонскому грабенообразному прогибу, контролирующему Тавтимановское,

Уршакское, Янгурчинское и другие месторождения. Остальная часть территории развития продуктивного карбонатного пласта отнесена к категории перспективных. Территория без пласта C_{1al} carb малоперспективна на поиски новых залежей и месторождений нефти (см. рис. 6).

Выводы

1. В результате проведенного палеоструктурного анализа составлена карта тектонического районирования алексинских отложений, на которой выделены малоамплитудные крупные положительные и отрицательные структурные формы, повлиявшие на характер накопления пород. Среди них выделяется Усть-Айско-Гончаровский прогиб субмеридионального направления, разделяющий территорию платформенной части Башкортостана на две неравные части.

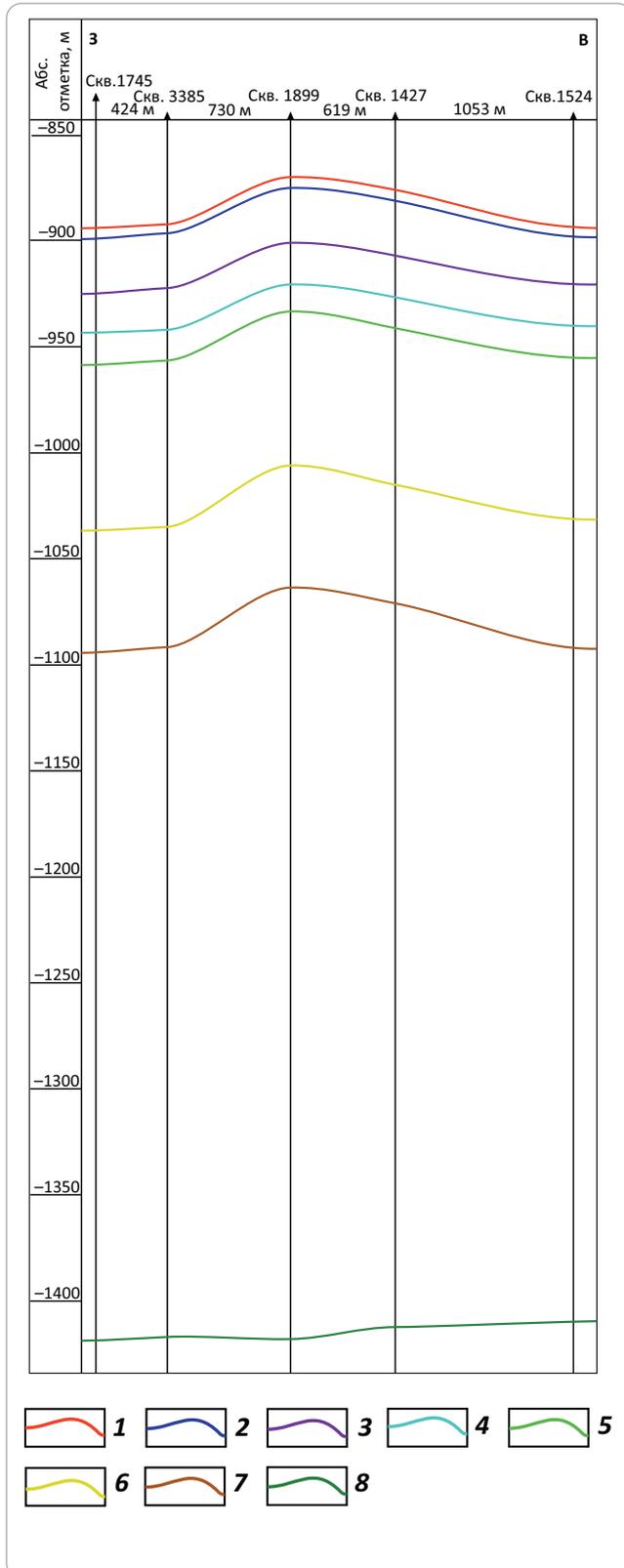
2. Образование толщ алексинского горизонта происходило во время трех циклов смены трансгрессий регрессиями, сопровождавшихся изменениями расположения береговой линии, разделяющей область с континентальной обстановкой осадконакопления от прибрежно-морской. Обе обстановки проявились лишь во время второго цикла, когда береговая линия располагалась на северо-западе платформенной части Башкортостана и в соответствующих условиях произошло накопление речного песчаного пласта C_{1al} (C₀) и карбонатного пласта C_{1al} carb. В них открыты залежи на нескольких месторождениях.

3. В заключительную фазу герцинской складчатости современные высокоамплитудные структуры I порядка алексинских отложений приобрели новую морфологию и сохранили в некоторых случаях отдельные черты древних структур. Общие направления погружения алексинского горизонта не изменились, но их глубина стала превышать древний план на сотни метров.

4. Новообразованные региональные структуры были осложнены положительными структурами II и III порядков, «корнями» которых служили верхнедевон-турнейские органогенные постройки (биогермы, рифы и их связи), с этими и перекрывающими их отложениями связаны многие месторождения Республики Башкортостан. Биогермы по-

Рис. 7. Схема соотношения структурных планов от кровли тиманского горизонта до кровли верхнеалексинского репера по линии скважин 1745 – 3385 – 1899 – 1427 – 1524 Туймазинского месторождения

Fig. 7. Scheme of structural geometry correlation from Timansky Horizon Top to Upper Aleksinsky marker Top along the line through 1745 – 3385 – 1899 – 1427 – 1524 wells of the Tuimazinsky field



Усл. обозначения к рис. 7

Legend for Fig. 7

Кровля (1–8): 1 — верхнеалексинского репера, 2 — карбонатного коллектора C_{1al} carb, 3 — туйского горизонта, 4 — радаевско-бобриковского горизонта, 5 — кизеловского горизонта, 6 — заволжского надгоризонта среднефаменского яруса, 7 — среднефаменского яруса, 8 — тиманского горизонта

Топ (1–8): 1 — Upper Aleksinsky marker, 2 — C_{1al} carb carbonate reservoir, 3 — Tulsy Horizon, 4 — Radaevsky-Bobrikovsky Horizon, 5 — Kizelovsky Horizon, 6 — Zavolzhsky, 7 — Middle Famennian stage, 8 — Timansky Horizon

явились на позднефранском шельфе и развивались до заволжского времени. Начало роста рифовых массивов определялось временем наращивания бортовых зон шельфов по направлению к осевым зонам некомпенсированных прогибов Камско-Кинельской системы, происходивших в заволжскую и отдельные эпохи турнейского века. Они также зарождались на бортах грабенообразных прогибов и горстовидных зон, отдельных выступов и перегибах в подстилающих отложениях.

5. Основным критерием ранжирования территории платформенной части Башкортостана по степени перспективности является расположение известных месторождений в структурах облекания органогенных построек с неизученным разрезом алексинских отложений относительно поля развития карбонатного пласта C_{1al} carb. Участки с месторождениями, попадающими в поле пласта, относятся к категории высокоперспективных. Такому критерию соответствуют 14 участков, на которых разрабатывается соответствующее число месторождений (см. рис. 4). К перспективной отнесена вся остальная часть распространения пласта C_{1al} carb. Малоперспективной является территория, располагающаяся вне пределов его развития.

Литература

1. Масагутов Р.Х., Комилов Д.У. Условия осадконакопления и перспективы нефтеносности михайловских отложений окского надгоризонта платформенного Башкортостана // Вестник Евразийской науки. – 2021. – Т. 13. – № 5.
2. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазосность Волго-Камской антеклизы. – М. : Наука, 1979. – 172 с.
3. Комилов Д.У., Малеев Р.И., Масагутов Р.Х., Томилин В.Е. Геология позднетульской дельты Верхнекамской впадины и прилегающих регионов в связи с перспективами нефтеносности // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 86–90. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-86-90.
4. Масагутов Р.Х., Комилов Д.У. О покрывке и карбонатном продуктивном коллекторе в алексинских отложениях Башкирского Приуралья // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов АН РБ. – 2021. – № 28. – С. 30–35.
5. Комилов Д.У. Литология нефтеперспективных алексинских отложений платформенного Башкортостана // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2021. – Т. 41. – № 4(104). – С. 34–41. DOI: 10.24412/1728-5283-2021-4-34-41.
6. Вилесов А.П., Чертина К.Н., Воронцов И.П., Девятка Н.П. Генезис доломитовых коллекторов бийско-афонинской карбонатной толщи Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 11. – С. 25–34.
7. Гладков Е.А. Доломитизация как основной фактор деформационно-метасоматического преобразования залежей углеводородов // Георесурсы. – 2012. – Т. 43. – № 1. – С. 34–46.
8. Викторов П.Ф., Кувыкин Ю.С. О нефтеносности и залежах алексинского горизонта на Арланском месторождении // Вопросы увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки нефтяных месторождений Башкирии. Тр. УфНИИ. Вып. 14. – Уфа, 1965. – С. 120.
9. Лозин Е.В., Селянин В.Ф., Масагутов Р.Х., Наумов А.В. Новое в методике выявления и трассирования протяженных эрозионно-аккумулятивных песчаных тел в терригенной толще нижнего карбона // Современные методы геологической интерпретации геофизических данных при решении задач поисков и разведки залежей нефти и газа : Тезисы докладов Всесоюзного совещания. – Краснодар, 1989. – С. 28.
10. Ахметшин И.Н., Гатауллина Л.Н., Смирнова Е.Ю. Картирование рукавообразных песчаных объектов по данным сейсморазведки 3D // Геофизика. – 2003. – Специальный выпуск. – С. 34–39.
11. Лозин Е.В. Геология и нефтеносность Башкортостана. – Уфа : БашНИПинефть, 2015. – 704 с.
12. Барышников В.И. Грабены юго-востока Восточно-Европейской платформы // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий : Мат-лы X межд. науч. практ. конф. (Уфа, 13–15 мая 2014 г.). – Уфа, 2014. – С. 3–6.
13. Барышников В.И. Еще раз о грабенах палеозоя южного Приуралья // Евразийский союз ученых. – 2014. – № 8–5. – С. 88–90.
14. Мавричев В.Г., Молодцов И.В., Масагутов Р.Х. Выявление нефтегазоконтролирующих микрограбенов аэромагнитной съемкой // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – Т. 147. – № 4. – С. 40–44.

References

1. Masagutov R.Kh., Komilov D.U. Sedimentation conditions and oil-bearing prospects of mikhaylovsky sediments of okskian superhorizon in platform part of Bashkortostan. *The Eurasian Scientific*. 2021;13(5). In Russ.
2. Khachatryan R.O. Tektonicheskoe razvitie i neftegazonosnost' Volzhsko-Kamskoi anteklizy [Volga-Kama Antecline: tectonic evolution and oil and gas occurrence]. Moscow: Nauka; 1979. 172 p. In Russ.
3. Komilov D.U., Maleev R.I., Masagutov R.Kh., Tomilin V.E. Late Tula delta geology and hydrocarbons occurrences in the upper Kama depression and adjacent area. *Oil Industry*. 2019;(12):86–90. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-86-90. In Russ.
4. Masagutov R.Kh., Komilov D.U. O pokryshke i karbonatnom produktivnom kollektore v aleksinskikh otlozheniyakh Bashkirskogo Priural'ya [Seal and carbonate reservoir in Aleksinsky deposits of Bashkirian Urals]. *Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnykh resursov RB*. 2021;(28):30–35. In Russ.
5. Komilov D.U. Lithology of oil-pro aleksin deposits in platform Bashkortostan. *Vestnik Akademii nauk Respubliki Bashkortostan*. 2021;41(4(104)):34–41. DOI: 10.24412/1728-5283-2021-4-34-41. In Russ.
6. Vilesov A.P., Chertina K.N., Vorontsov I.P., Devyatka N.P. Genesis of dolomite reservoirs of Biysk-Afonian carbonate complex in Orenburg region. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2014;(11):25–34. In Russ.
7. Gladkov E.A. Dolomitization as the basic factor of the deformation-metasomatic transformation of hydrocarbon deposits. *Georesursy*. 2012;43(1):34–46. In Russ.
8. Viktorov P.F., Kuvykin Yu.S. O neftenosnosti i zalezhakh aleksinskogo gorizonta na Arlanskom mestorozhdenii [Oil and gas occurrence and accumulations in Aleksinsky Horizon of Arlan field]. In: *Voprosy uvelicheniya nefteotdachi i intensifikatsii razrabotki neftyanykh mestorozhdenii Bashkirii*. Tr. UfNII. Issue 14. Ufa; 1965. pp 120. In Russ.
9. Lozin E.V., Selyanin V.F., Masagutov R.Kh., Naumov A.V. Novoe v metodike vyyavleniya i trassirovaniya protyazhennykh erozionno-akkumulyativnykh peschanykh tel v terrigennoi tolshche nizhnego karbona [Long-length erosion-accumulative sand bodies in Lower Carboniferous terrigenous sequence: new in identification and tracking methodology]. In: *Sovremennyye metody geologicheskoi interpretatsii geofizicheskikh dannykh pri reshenii zadach poiskov i razvedki zalezhei nefti i gaza: Tezisy dokladov Vsesoyuznogo soveshchaniy*. Krasnodar; 1989. 28 p. In Russ.
10. Akhmetshin I.N., Gataullina L.N., Smirnova E.Yu. Kartirovanie rukavooobraznykh peschanykh ob"ektov po dannykh seismorazvedki 3D (Spetsial'nyi vypusk k 70-letiyu Bashneftegeofiziki) [Mapping sand channels in 3D seismic data]. *Geofizika*. 2003;(Special Issue):34–39. In Russ.
11. Lozin E.V. *Geologiya i neftenosnost' Bashkortostana* [Bashkortostan: geology and oil bearing capacity]. Ufa: BashNIPineft'; 2015. 704 p.
12. Baryshnikov V.I. Grabeny yugo-vostoka Vostochno-Evropetskoi platformy [Grabens in the south-east of the East European Platform]. In: *Geologiya, poleznye iskopaemye i problemy geoekologii Bashkortostana, Urala i sopredel'nykh territorii: Materialy X mezhd. nauch. prakt. konf.* (Ufa, 13–15 may 2014). Ufa; 2014. pp. 3–6. In Russ.

13. *Baryshnikov V.I.* Eshche raz o grabenakh paleozoya yuzhnogo Priural'ya [Palaeozoic grabens of southern Urals revisited]. *Evrasiiskii soyuz uchenykh*. 2014;(8–5):88–90. In Russ.

14. *Mavrichev V.G., Molodtsov I.V., Masagutov R.Kh.* Discovery of oil and gas monitoring micro rift valleys by airborne magnetic survey. *Neft' Gaz. Novatsii*. 2011;147(4):40–44. In Russ.

Информация об авторах

Масагутов Рим Хакимович

Доктор геолого-минералогических наук
ГБНУ «Академия наук Республики Башкортостан»,
450008 Уфа, ул. Кирова, д. 15
e-mail: masagutovr@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-4610-2793

Комилов Джумабой Умарбоевич

Аспирант
ГБОУ «Уфимский государственный
нефтяной технический университет»,
450064 Уфа, ул. Космонавтов. д. 1
e-mail: komilov_12@mail.ru
ORCID ID: 0000-0001-6525-8895

Хакимова Светлана Владимировна

Заместитель директора
ООО НПЦ «Геостра» (АО «Башнефтегеофизика»),
450071 Уфа, ул. Луганская, д. 3
e-mail: sveta_h@bngf.ru
ORCID ID: 0000-0003-1590-438X

Information about authors

Rim K. Masagutov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences
Academy of Sciences Republic of Bashkortostan,
15, ul. Kirova, Ufa, 450008, Russia
e-mail: masagutovr@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-4610-2793

Dzhumaboi U. Komilov

Postgraduate
State Petroleum
Technological University,
1, ul. Kosmonavtov, Ufa, 450064, Russia
e-mail: komilov_12@mail.ru
ORCID ID: 0000-0001-6525-8895

Svetlana V. Khakimova

Deputy Director
LLC SPC "Geostra" (JSC "Bashneftegeofizika"),
3, ul. Luganskaya, Ufa, 450071, Russia
e-mail: sveta_h@bngf.ru
ORCID ID: 0000-0003-1590-438X

Геомодель



5-я научно-практическая конференция

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

ПОДАЙТЕ ТЕЗИСЫ ДО 1 ИЮЛЯ!

10-14 октября 2022 г. г. Сочи

www.geomodel.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 550.832.4

DOI 10.31087/0016-7894-2022-3-55-65

Методика и результаты комплексирования данных сейсморазведки 3D и материалов разработки на примере нефтяного месторождения Джар

© 2022 г. | А.А. Ахмад

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия; alali.syy@mail.ru

Поступила 13.01.2022 г.

Доработана 18.01.2022 г.

Принята к печати 27.01.2022 г.

Ключевые слова: *трехмерная модель; геостатистическое моделирование; нефтяные резервуары; сейсморазведка; Сирия.*

Аннотация: Целью исследования является построение трехмерной геостатистической модели, используя интеграцию сейсмических данных с диаграммами каротажа скважин для характеристики свойств резервуара и дальнейшего процесса разработки углеводородов нижнемелового резервуара K_1 на нефтяном месторождении Джар (Jar). В ходе исследования отобран материал по 18 скважинам для построения геологических и петрофизических моделей с использованием пакета программного обеспечения Petrel™. Программа Petrel™ применяется в Казанском федеральном университете и Сирийской нефтяной компании (SPC), которая предоставила набор исходных данных для этого исследования. Процесс создания трехмерной геологической модели нефтяного месторождения Джар включал в основном структурное моделирование и расчет параметров резервуара с использованием различных алгоритмов. Структурное моделирование показало, что нефтяное месторождение Джар состоит из трех блоков (01, 02 и 03), которые отделены друг от друга основными разломами. Моделирование свойств резервуара выявило, что отложения резервуара K_1 месторождения Джар являются хорошим коллектором с благоприятными петрофизическими свойствами (высокая пористость и низкая водонасыщенность) и высоким содержанием нефти в экономически оправданных объемах. Трехмерная модель отображает подробную конфигурацию зонирования и вертикального переслаивания резервуара K_1 в нефтяном месторождении Джар. Трехмерная геологическая модель помогает при разработке нефтяного месторождения Джар, оценке потенциальных возможностей добычи и оптимизации процесса разработки. В частности, она может использоваться для прогнозирования формы и размера резервуара K_1 , боковой непрерывности и степени взаимосвязанности резервуара, а также внутренней неоднородности нефтяного резервуара на месторождении Джар.

Для цитирования: Ахмад А.А. Методика и результаты комплексирования данных сейсморазведки 3D и материалов разработки на примере нефтяного месторождения Джар // Геология нефти и газа. – 2022. – № 3. – С. 55–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-55-65.

Финансирование: Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского (Приволжского) федерального университета для повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров.

Integration of 3D seismic and production data: methodology and results by the example of Jar oilfield

© 2022 | A.A. Ahmad

Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russian Federation; alali.syy@mail.ru

Received 13.01.2022

Revised 18.01.2022

Accepted for publication 27.01.2022

Key words: *three-dimensional (3D) model; geostatistical model; oil reservoir; seismic exploration; Syria.*

Abstract: The study is aimed at building 3D geostatistical model with the use of seismic data and log diagram integration to describe reservoir properties and for the purposes of further development of Lower Jurassic K_1 reservoir in the Jar oilfield. During the course of this work, 18 wells were selected for building geological and petrophysical models in the Petrel™ software system. In the Kazan Federal University, the Petrel™ is being supported by the Syrian Petroleum Company (SPC), which provided the initial data set for this study. The procedure of 3D geological model creation for the Jar oilfield mainly involved structural modelling and calculation of reservoir parameters using various algorithms. Structural modelling showed that the Jar oilfield is divided into three blocks (01, 02 and 03) separated by major faults. Modelling of reservoir properties demonstrated that the deposits of K_1 reservoir in the Jar field belong to good reservoirs having favourable petrophysical properties (high porosity and low water saturation) and high oil content in economically feasible amount. The 3D model represents the detailed zoning and vertical interbedding architecture of K_1 reservoir in the Jar oilfield. The 3D geological model is essential for the Jar oilfield development, assessment of its production potential, and development optimization. In particular, it can be used in prediction of K_1 reservoir shape and dimensions, reservoir lateral persistence and connectivity, and internal inhomogeneity of oil reservoir in the Jar field.



For citation: Ahmad A.A. Integration of 3D seismic and production data: methodology and results by the example of Jar oilfield. *Geologiya nefti i gaza*. 2022;(3):55–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-55-65. In Russ.

Funding: The work carried out at the expense of the subsidy allocated within the framework of the state support of the Kazan Federal University in order to increase its competitiveness among the world's leading scientific and educational centers.

Введение

Месторождение Джар относится к нефтегазодносному бассейну в системе грабена Евфрат и расположено в юго-восточной части Сирии (рис. 1 А) [1]. Месторождение открыто в феврале 1990 г. сирийской нефтяной компанией в результате бурения скв. J-01 с последующим введением в эксплуатацию в сентябре того же года. Шесть следующих скважин (J-6, J-7, J-9, J-10, J-11, J-13) содержали только незначительное количество газа (см. рис. 1 В) [1]. Для поддержания давления в процессе эксплуатации нефтяного коллектора данные скважины в настоящее время переведены в разряд нагнетательных. Скв. J-3 не содержит УВ. Остальные скважины являются эксплуатационными и включают газовые залежи, но основная часть коллекторов заполнена нефтью.

Месторождение характеризуется сложным структурно-тектоническим строением. В основном это связано с тем, что оно находится на пересечении основных региональных тектонических поясов в деформационной зоне земной коры восточной части Сирии [2]. Отложения резервуара K_1 состоят из песчаника, переслаивающегося со сланцами и алевролитом, условия залегания близки к прибрежной морской среде осадконакопления [3].

Длина месторождения Джар составляет около 6 км при ширине 2,5 км. Оно состоит из трех структурных геологических блоков 01, 02 и 03. Их оси ориентированы с северо-запада на юго-восток

и разделены между собой крупными поперечными разломами. В настоящее время месторождение находится на стадии разработки, а слабоизученные прилегающие участки представляют большой практический интерес для дальнейших поисковых геофизических и буровых работ. Поэтому проведенное автором статьи структурное и геологическое моделирование сейсмического поля в сочетании с тепловизионным зондированием в дальнейшем поможет понять строение прилегающей территории.

Литология и стратиграфия месторождения

На рис. 2 приведена сводная стратиграфическая колонка для системы грабена Евфрат и показаны типичные каротажные диаграммы пластов месторождения Джар. Полная последовательность коллектора на месторождении начинается ниже ВКУ (основное верхнемеловое несогласие), между формацией SERJ нижнего мела и формацией Жудеу верхнего мела. Основное нижнемеловое несогласие (ВКЛ) отделяет нижележащую формацию MUS верхнего триаса от вышележащей формации SERJ нижнего мела, что свидетельствует о значительных перерывах осадконакопления в юрское время [3].

Остановимся на кратком описании стратиграфического коллектора месторождения Джар, которое использовано при сейсмическом моделировании и интерпретации геологической среды.

Нижнемеловая формация SERJ подразделяется снизу вверх на два коллектора: нижнюю и верхнюю

Рис. 1. Обзорная схема нефтяного месторождения Джар

Fig. 1. Location map of the Jar oilfield

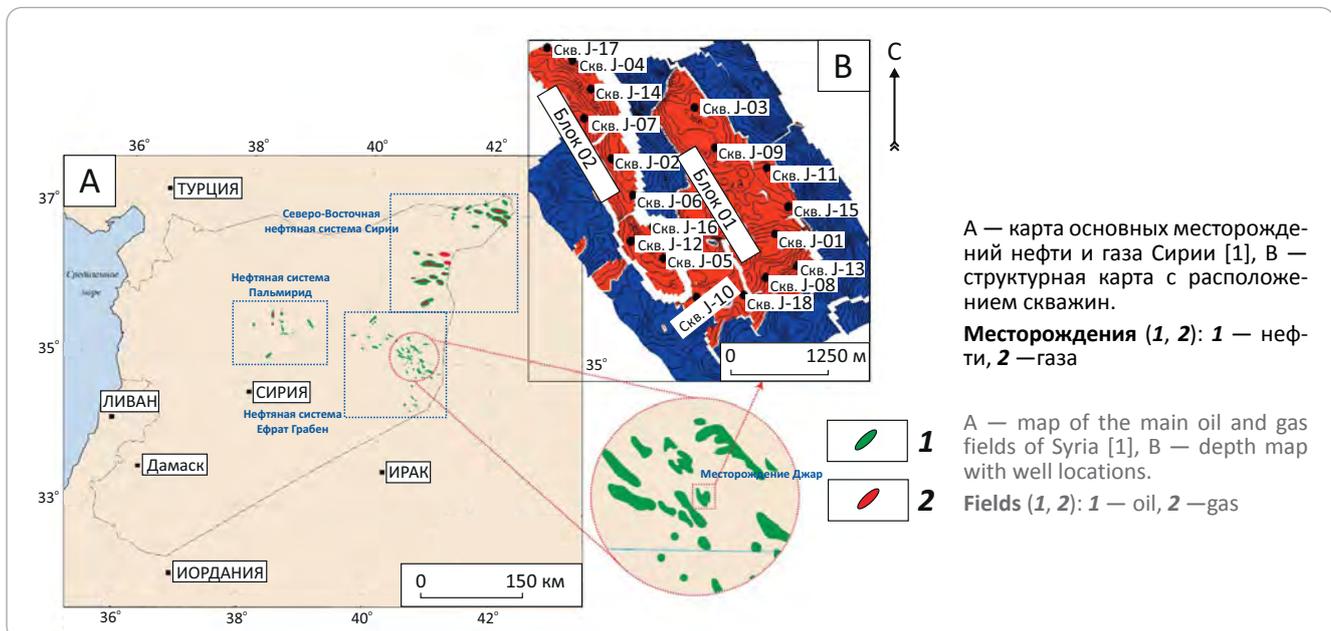
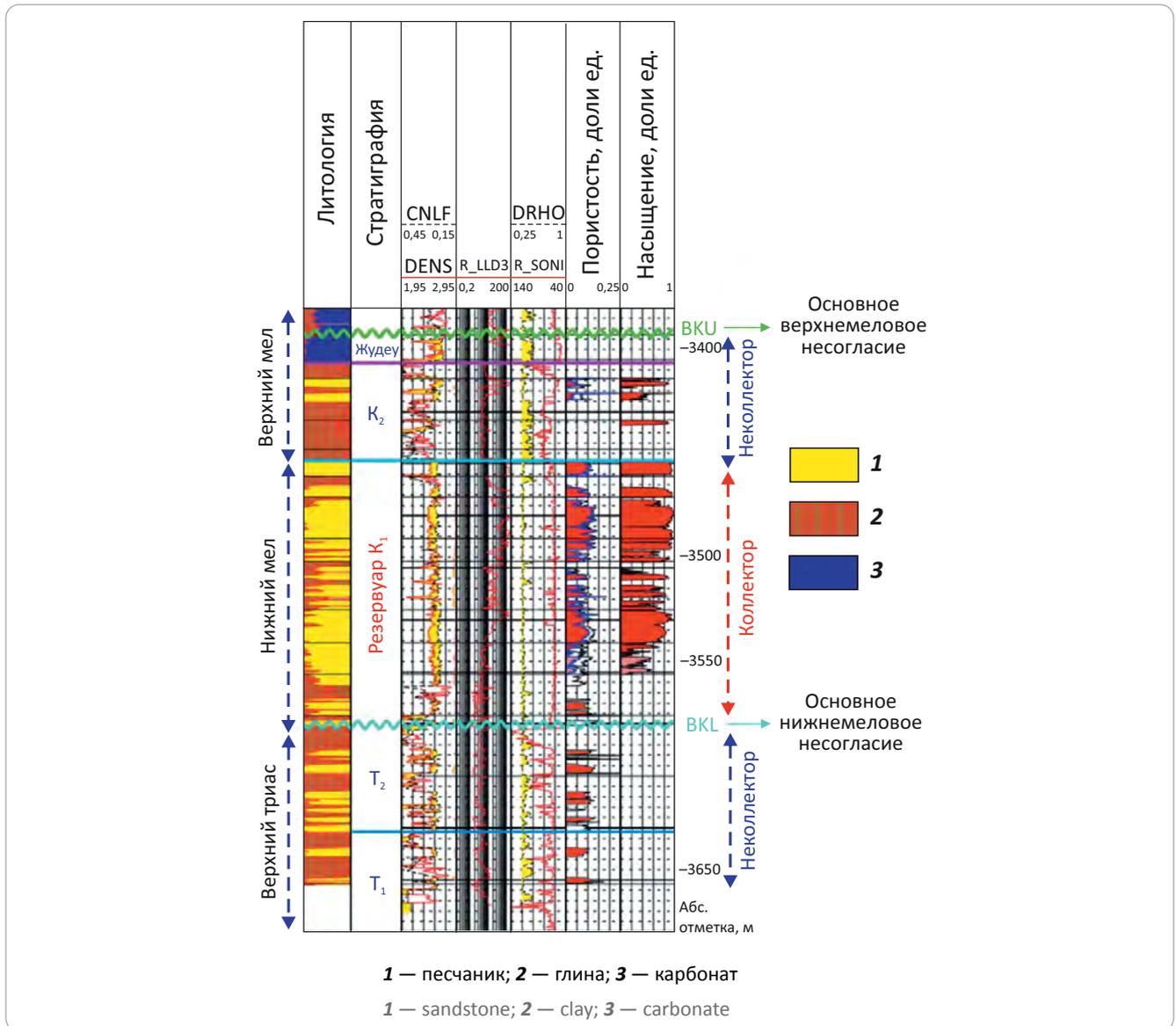


Рис. 2. Общий стратиграфический разрез с характерными каротажными диаграммами месторождения Джар
Fig. 2. General stratigraphic section with typical log diagrams, the Jar field



зоны формации SERJ. Верхняя зона формации SERJ включает толщу песчаников и аргиллитов с низкими значениями песчанности (менее 20 %). Интервалы песчаников имеют малую толщину (от 2 до 10 м) и не коррелируют по всему месторождению. Слои формации в основном расположены вблизи кровли и подошвы зоны. Отложения интерпретируются как образованные в мелководной морской среде. Они представляют собой последовательность переслаивающихся аргиллитов и песчаников [4]. Отложения верхней зоны формации SERJ не образуют резервуаров для УВ из-за высокого содержания глинистых материалов.

Нижняя зона формации SERJ также представлена прослоями песчаника и аргиллита. Но в этой зоне месторождения пласты песчаников образуют основные интервалы коллектора. В верхней части зоны формации SERJ преобладают косослоистые тела песчаника с подчиненными внутрислоистыми конгломератами и образованиями биотурби-

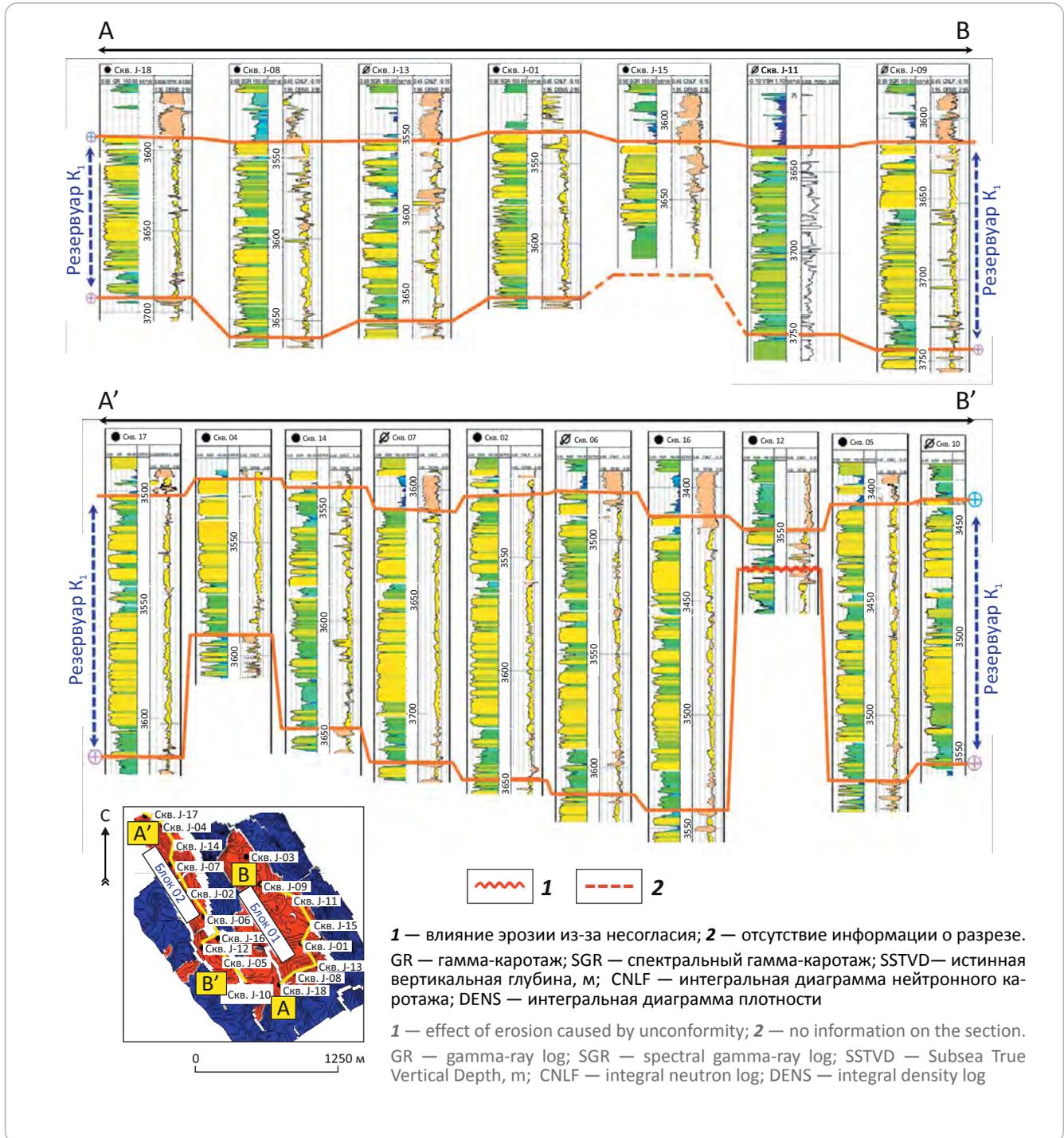
рованного алевритового песчаника. Наблюдаемые литофации песчаника образованы под влиянием приливов с небольшим количеством прослоев ила внутреннего шельфа. Для более глубоких частей нижней зоны формации SERJ типичны пласты песчаника-коллектора увеличенной мощности вверху и с непрерывными сланцевыми прослоями в основании [2].

Верхнетриасовая формация MUS характеризуется толщиной песчаников с прослоями аргиллитов и подразделяется на две зоны [5]. Отложения формации MUS интерпретируются как образованные в континентальной речной обстановке и в условиях прибрежной равнины.

Верхняя зона формации MUS представлена пластами коллектора с высокими значениями песчанности (50 %). Пласты этой зоны являются отложениями русла реки. В нижней зоне формации MUS пласты коллектора отсутствуют, что связано с



Рис. 3. Пример стратиграфической корреляции разрезов по линиям А–В (блок 01) и А'–В' (блок 02)
Fig. 3. Example of stratigraphic correlation charts along A–B line (Block 01) and A'–B' line (Block 02)



низкими значениями песчаности (20 %). Пласты этой зоны сложены мелкозернистыми породами.

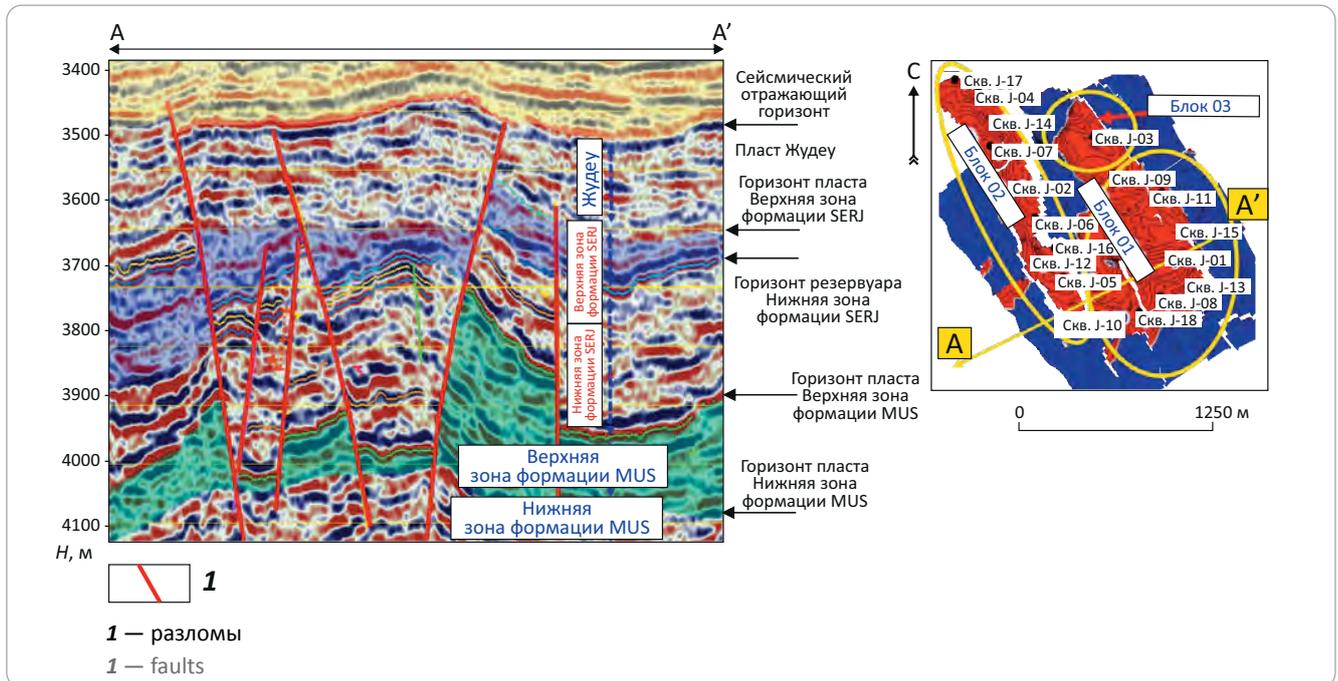
Стратиграфическая корреляция слоев месторождения

Стратиграфическая корреляция опорных горизонтов по месторождению Джар проведена на основе скважин, расположенных, как правило, в меридиональном направлении по линиям А–В и А'–В' (рис. 3). На разрезах показаны только основные породы-коллекторы в нижней зоне формации SERJ.

Разрез по линии А–В проходит через скважины J-18, J-08, J-13, J-01, J-15, J-11 и J-09 блока 01. Он показывает, что толщина отложений горизонта SERJ над блоком 01 практически постоянна и варьирует от 80 до 120 м. Исключение составляет скв. J-15, где толщина отложений пласта снижается из-за отсутствия полной информации о разрезе после остановки бурения скважины, достигшей водяного горизонта нижней части формации SERJ.

Второй корреляционный разрез А'–В' построен через скважины J-17, J-04, J-14, J-07, J-02, J-06, J-16,

Рис. 4. Интерпретация сейсмических горизонтов и разломов (линия А–А')
Fig. 4. Seismic horizon and fault interpretation (A–A' line)



J-12, J-05 и J-10 блока 02. Установлено, что толщина отложений коллектора, как правило, постоянная (до 120 м). Исключением являются скважины J-04 и J-12, где мощность коллектора сокращается примерно до 20 м. Это связано с эрозионным процессом на период верхнемелового (ВКУ) и нижнемелового (ВКЛ) несогласий в районе месторождения Джар [4].

Результаты и их обсуждение

Сейсмическая структурная и петрофизическая интерпретация

В настоящее время основную роль в построении тектонической модели среды играют сейсмические 3D-данные, позволяющие отслеживать и связывать разломы и блоки для каждого слоя разреза в единую систему [6]. Полевыми работами 3D-сейсморазведки, выполненными компанией SPC, охвачена практически вся площадь месторождения Джар. Основываясь на исходной информации, автором статьи проведена интерпретация сейсмических данных программным комплексом Petrel™. В процессе анализа сейсмических данных выделены опорные сейсмические горизонты, структурные и стратиграфические особенности среды, которые распознаются и регистрируются на территории месторождения Джар (рис. 4). Сейсмическими горизонтами являются:

- первый горизонт: кровля пласта — формация Жудеу;
- второй горизонт: кровля верхней зоны формации SERJ;
- третий горизонт: кровля резервуара — нижней зоны формации SERJ;

- четвертый горизонт: кровля верхней зоны формации MUS;
- пятый горизонт: кровля нижней зоны формации MUS.

Основываясь на интерпретации сейсмических данных, в пределах месторождения Джар можно условно выделить три блока (рис. 5, 6).

Блок 03 (включает скв. J-03) находится на северо-востоке месторождения, он изометричный в плане и обладает слабым УВ-потенциалом.

Блок 02 (включает скважины J-17, J-04, J-14, J-07, J-02, J-06, J-16, J-12, J-05) имеет вытянутую форму, близкую к северному направлению. Он отделен от блока 03 крупным грабеном северо-восточного направления и незначительно примыкает к блоку 01.

Блок 01 (включает скважины J-09, J-11, J-15, J-01, J-13, J-08, J-18 и J-10) крупный, изометричный в плане, при этом он изолирован от блока 02 локальным сбросом.

Характерную особенность формирования рассматриваемых блоков имеют линейный грабен, раскрывающийся в северо-восточном направлении, и система ортогональных тектонических нарушений. Глубина грабена постепенно увеличивается к северу, при этом ширина структуры резко ограничена в распространении. Этот прогиб между двумя блоками был подтвержден данными бурения скв. J-18.

Исходя из сейсмической интерпретации, на месторождении Джар имеется два основных тренда разломов — локальный (восточного простирания) и региональный (северного простирания), что приводит к формированию очень сложной структурной модели месторождения. Преобладание региональ-



Рис. 5. Объемная структурная карта (А) и схема тектонических нарушений среды (В), основанная на интерпретации сейсмического поля

Fig. 5. Depth map (A) and tectonic dislocations scheme (B) based on interpretation of seismic wavefield

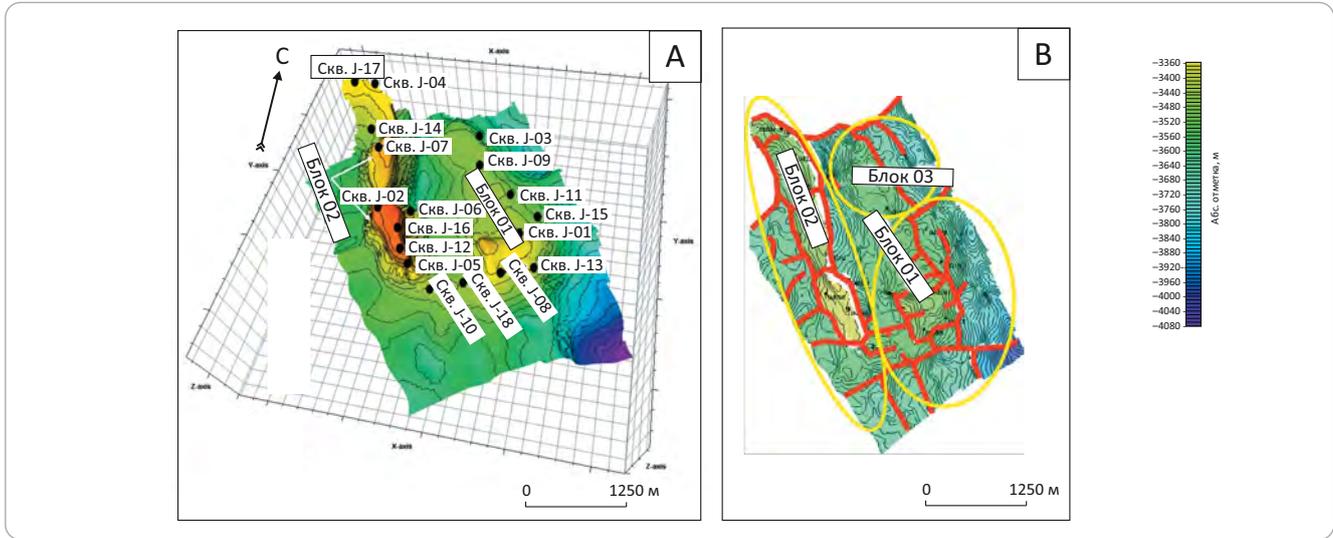
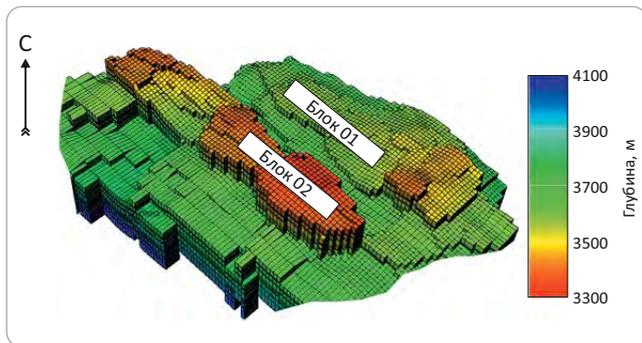


Рис. 6. Блокная модель вертикального переслаивания пород месторождения Джар

Fig. 6. Block model of vertical bedding of rocks in the Jar field



ных крупных меридиональных разломов связано с эффектом регионального сжатия геологических структур фундамента, что приводит к ограничению распространения блока 02. В акустическом поле отмечаются небольшие поперечные инверсионные разломы, создающие вид ступенчатого залегания слоев с образованием каналов проницаемости среды.

В региональном масштабе месторождение ограничено крупными краевыми разломами северо-западного – юго-восточного простирания, которые выходят за пределы исследуемой области и соответствуют региональным тектоническим системам Пальмирид и грабена Евфрат.

Рис. 7. Геологический разрез по линии А–В, основанный на интерпретации сейсмических данных по блоку 01

Fig. 7. Geological cross-section along A–B line based on interpretation of seismic data from Block 01

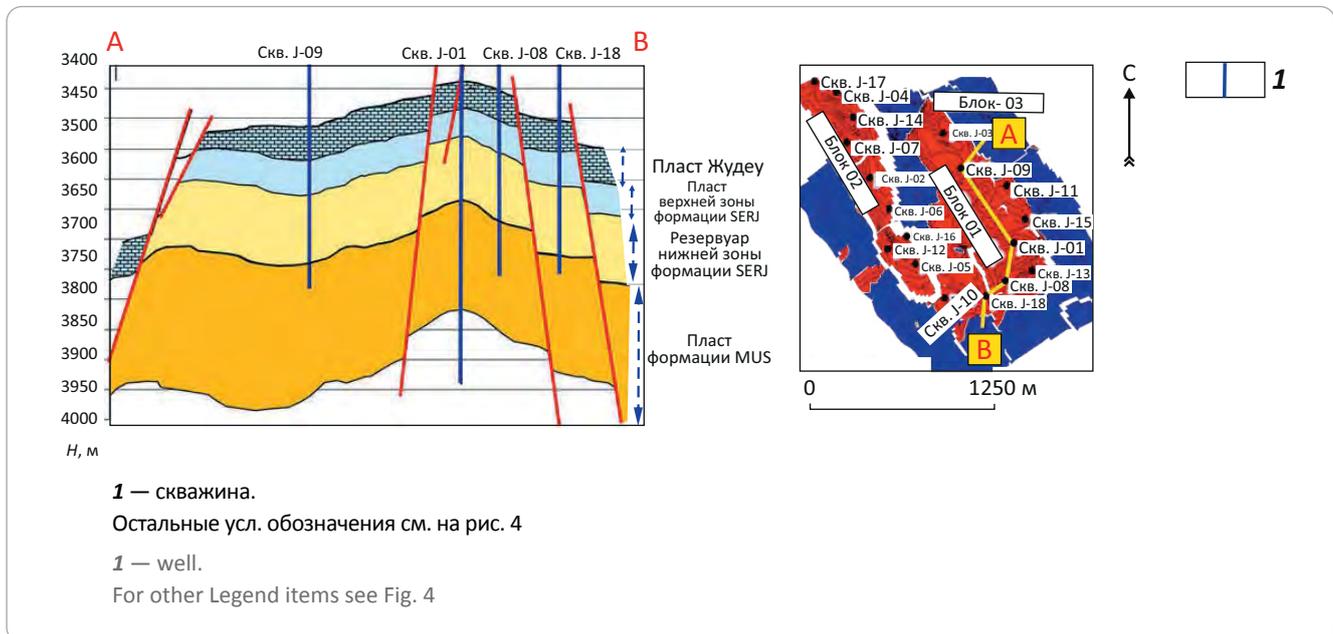


Рис. 8. Геологический разрез по линии С–D, основанный на интерпретации сейсмических данных по блоку 02
Fig. 8. Geological cross-section along C–D line based on interpretation of seismic data from Block 02

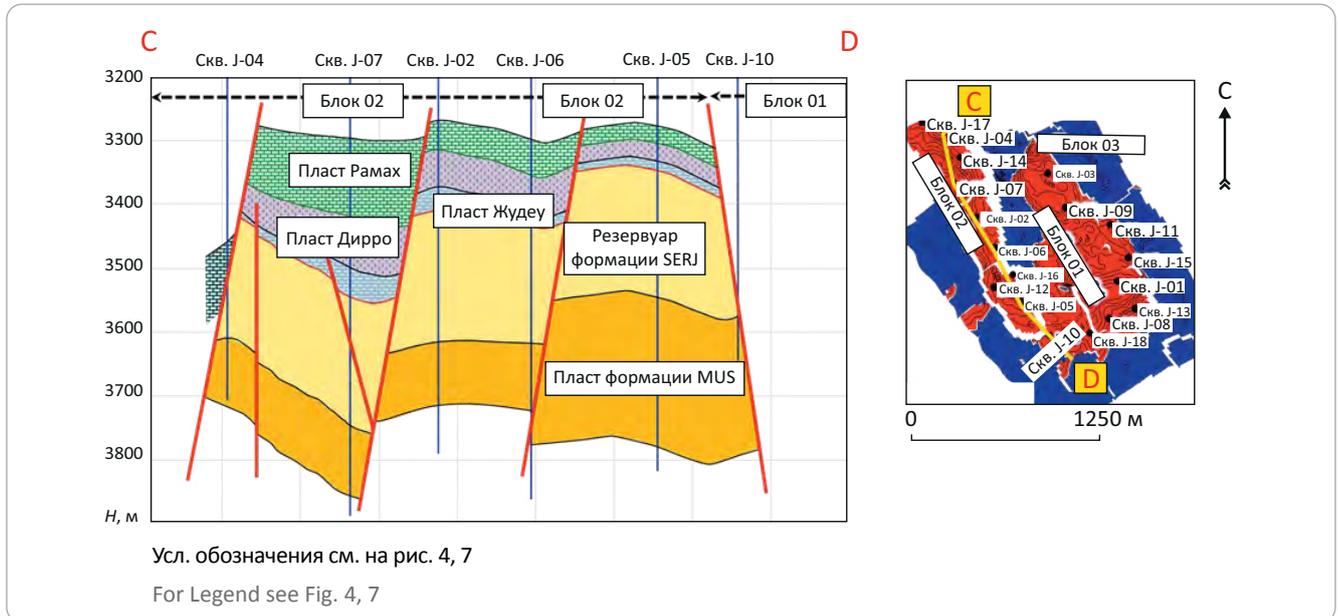
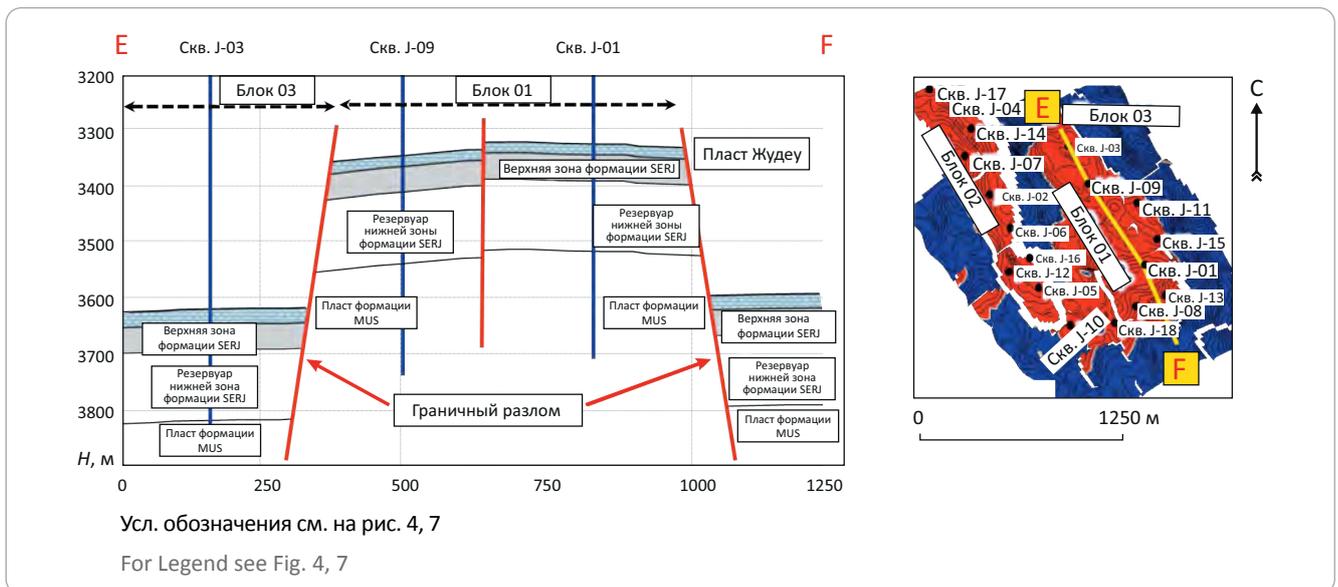


Рис. 9. Геологический разрез по линии E–F, основанный на интерпретации сейсмических данных по блокам 01 и 03
Fig. 9. Geological cross-section along E–F line based on interpretation of seismic data from blocks 01 and 03



Структура блока 01. Сейсмическая интерпретация показывает (рис. 7), что блок 01 представляет собой сложную тектоническую структуру с многочисленными разломами разного ранга. Блок образует вытянутый купол с северо-запада на юго-восток с крутопадающим и сильно нарушенным южным флангом и полого наклонным и менее деформированным северным флангом. Южная часть купола, разбуренная скважинами J-01, J-08 и J-13, рассечена сложным комплексом разломов, которые определяют многочисленные структурные зоны. Кроме того, самый северный фланг блока, разбуренный скв. J-09, менее подвержен влиянию разломов. В этом случае субмеридиональные нарушения среды являются доминирующими структурными деформациями в этом районе.

Блок 01 на востоке граничит с крупной системой разломов северо-северо-западного и юго-юго-восточного простирания (см. рис. 4). Более глубокая зона к северо-востоку от скв. J-01 была подтверждена скважинами J-11 и J-15, что свидетельствует о расширении площади месторождения к востоку. Основная форма структуры в поперечном разрезе представляет собой купол, созданный наклонными к основанию крупными разломами. В сочетании с оперяющими нарушениями происходит сильная деформация слоев в интервале 3600–4000 м, которая привела к созданию взбросов, в основном затронувших слои формации SERJ. Следует предположить, что это связано с эффектом юго-западной и северо-восточной фазы сжатия в период позднего миоцена [4].



Таблица. Основные фации и петрофизические свойства в резервуаре K_1
Table. Main facies and petrophysical properties of K_1 reservoir

Фации	Код фации в программе Petrel™	Пористость φ , %			Проницаемость, $n \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$		
		мин	макс	среднее	мин	макс	среднее
Песчаник	0	0,12	0,2	0,16	141	400	230
Алевритистый песчаник	1	0,1	0,12	0,11	45	334	140
Алевролит	2	0,06	0,1	0,08	10	104	56
Глинистый песчаник	3	0,02	0,06	0,04	–	–	0,0001

Структура блока 02 (рис. 8). Блок 02 месторождения Джар состоит из аномального горста, приподнятого примерно на 150–250 м над окружающими структурами и вытянутого в северо-западном направлении на расстояние около 1,8 км. Блок пересекается четко выраженным определенным набором разломов (с амплитудой смещения слоев более 100 м), которые разделяют его на множество вспомогательных зон (первая область включает скв. J-04, вторая — скв. J-07, третья — скв. J-14, четвертая — скважины J-02 и J-06, пятая — скв. J-05).

Формирование взброса в толще формации Дерро (часть отложений верхней толщи формации SERJ) может быть связано с незначительным влиянием вышеупомянутой региональной тектоники. К примеру, к западу от скв. J-10, которая вскрыла при бурении интервал слоя формации Дерро (перед горизонтом пласта формации MUS), наблюдается характерный прогиб в основании блока, условно разделяющий между собой блоки 01 и 02.

Блок в верхней части уровня резервуара формации SERJ имеет асимметричное строение структуры, слегка наклоненную к западу форму и приоткрывает с востока к региональному грабену (ближе к крайнему пограничному разлому). Небольшие размеры (около $1 \times 0,5 \text{ км}^2$) структурных зон и высокая степень вероятности присутствия мелких разломов усложняют детальное картирование строения в сейсмическом волновом поле и точное моделирование потока жидкости.

Структура блока 03 (рис. 9). Блок 03 располагается к северо-востоку от месторождения Джар. Малая величина поднятия с симметричным строением в плане ограничивается с запада узким грабеном, совпадающим с падением основного пограничного разлома. С юга сформирована пологая седловина, плавно переходящая в блок 01. Сейсмическая интерпретация данных по блоку 03 подтверждает наличие менее плотной сети тектонических нарушений, чем у блоков 01 и 02.

Структурное моделирование показало, что нефтяное месторождение Джар состоит из двух региональных блоков (01 и 02), которые отделены друг от друга разломами. Моделирование свойств резервуара выполнено для выявления заполнения фаций резервуара и петрофизических свойств (по-

ристость φ , водонасыщенность S_w и нефтенасыщенность S_o) в структурной 3D-модели. Поперечные геологические разрезы фаций и петрофизических параметров построены, чтобы проиллюстрировать их вертикальное и горизонтальное изменение между скважинами. Моделирование свойств резервуара показало, что отложения резервуара K_1 в нефтяном месторождении Джар являются неплохим резервуаром благодаря хорошим петрографическим свойствам (высокой пористости и низкой водонасыщенности) и значительному содержанию нефти. Трехмерная геологическая модель может использоваться для прогнозирования формы, размеров и внутренней неоднородности нефтяного резервуара K_1 , а также оценки потенциальной возможности извлечения УВ на месторождении Джар.

Результаты моделирования фаций. Основными фациями в резервуаре K_1 нефтяного месторождения Джар являются песчаник, алевролитовый песчаник и алевролиты. Фация глинистого песчаника не образует резервуара, так как пористость и проницаемость имеют в ней низкие значения (таблица).

Рис. 10. 3D-модель распределения фаций резервуара K_1
Fig. 10. 3D model of K_1 reservoir facies distribution

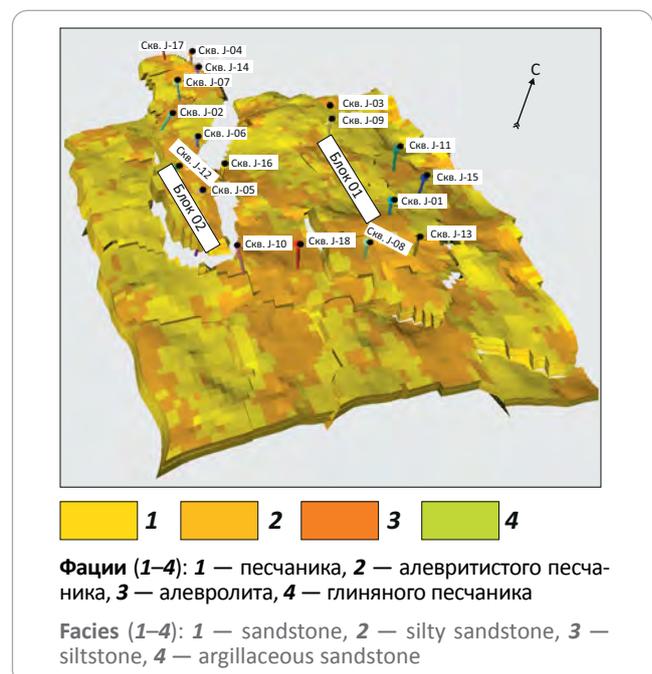


Рис. 11. 3D-модель распределения пористости в отложениях резервуара K_1
Fig. 11. 3D porosity model for K_1 reservoir beds

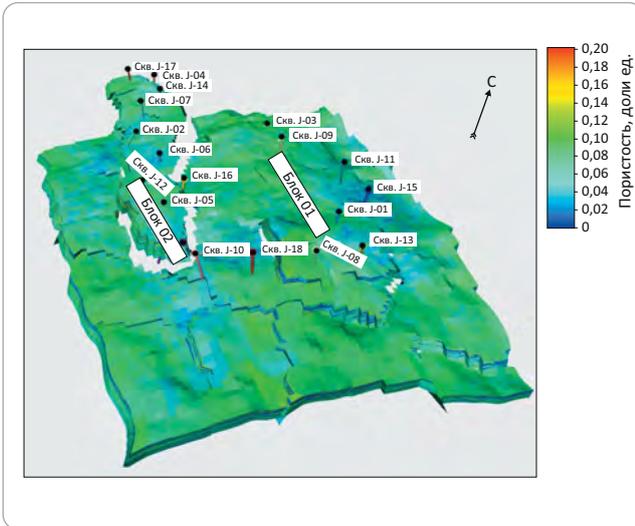


Рис. 12. 3D-модель распределения водонасыщенности в отложениях резервуара K_1
Fig. 12. 3D water saturation model for K_1 reservoir beds

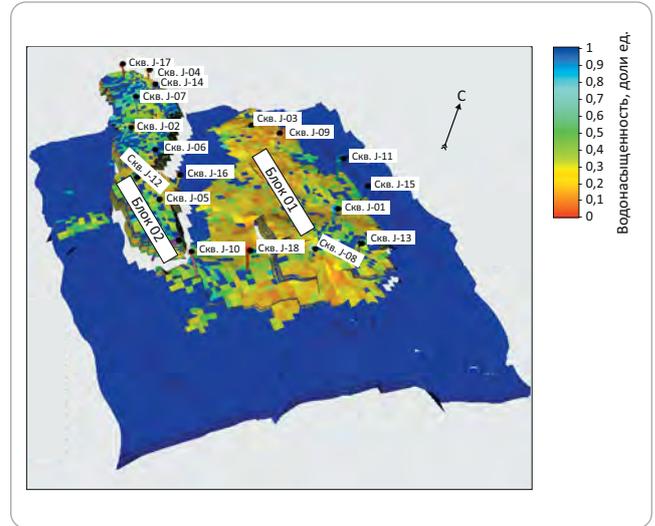
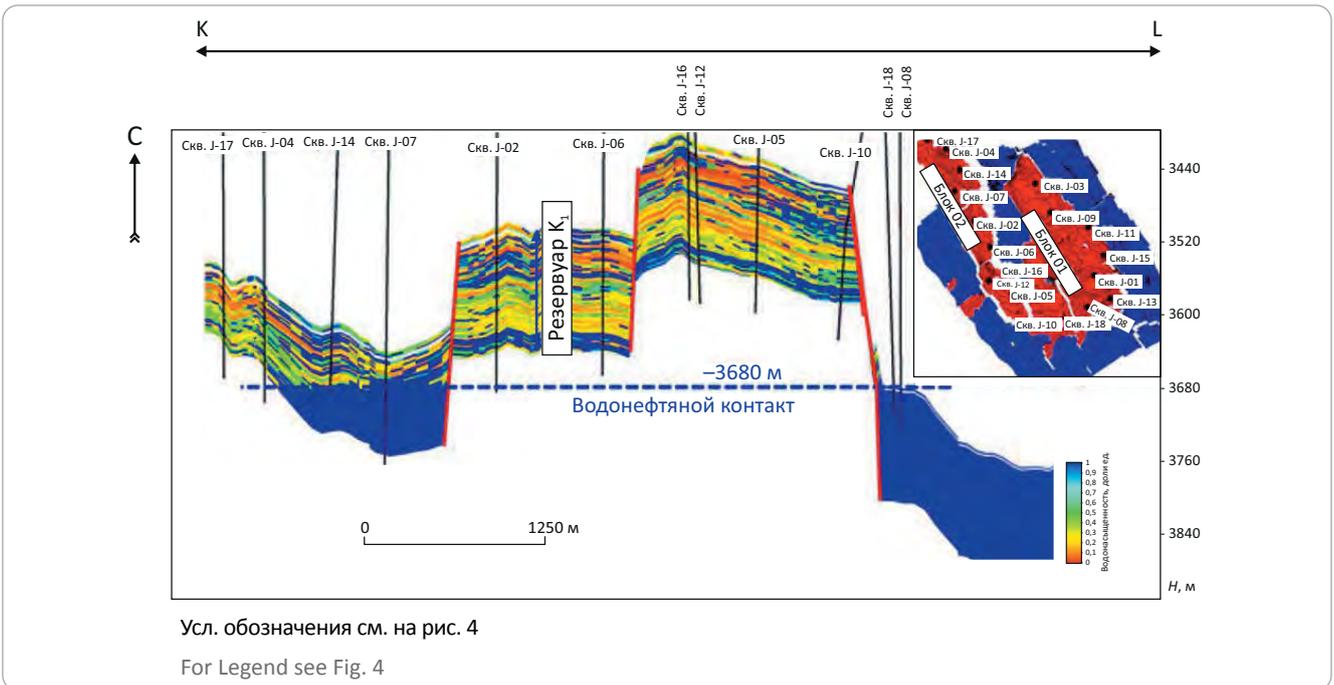


Рис. 13. Разрез по линии К–L, показывающий распределение водонасыщенности в отложениях резервуара K_1
Fig. 13. Water saturation of K_1 reservoir in the cross-section along K–L line



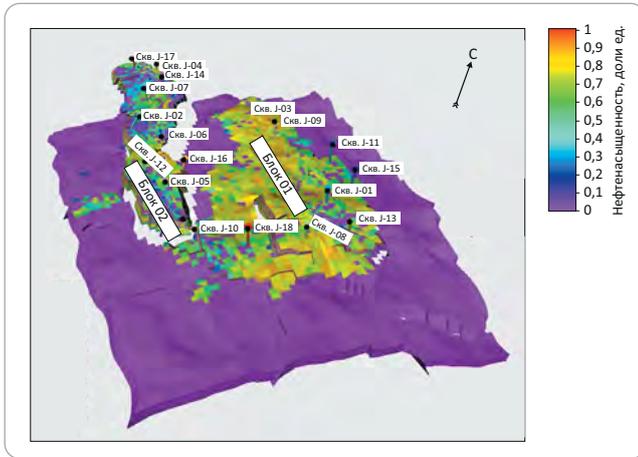
Существует несколько алгоритмов для выполнения стохастического моделирования. В построении 3D-модели фаций для различных зон в пласте коллектора K_1 применен расчет на основе *последовательного Гауссова моделирования* (рис. 10).

Моделирование пористости (ϕ). Пористость является важным свойством резервуара, который определяет емкость флюидов. Для моделирования использованы алгоритмы арифметических вычислений «Arithmetic Computation» и последовательного Гауссова моделирования (SGS). На рис. 11 представлена 3D-модель, иллюстрирующая распределение пористости в отложениях резервуара K_1 в

нефтяном месторождении Джар. Модель показывает несколько вариаций пористости в диапазоне от 2 до 20 % и выражена градацией цветов. Данный диапазон значений ϕ обусловлен изменениями фаций. Пористость со значениями 0,02–0,1 рассматривается как неэффективная и присуща фациям глинистых песчаников и алевролитов. Значения $\phi = 0,1–0,2$ соответствуют эффективной пористости, которая связана с нефтеносным песчаником и фацией алевролитового песчаника. Вдоль блока 02 значения эффективной пористости резервуара K_1 являются высокими в более приподнятых частях структуры блока (участки скважин J-16, J-12, и J-05),



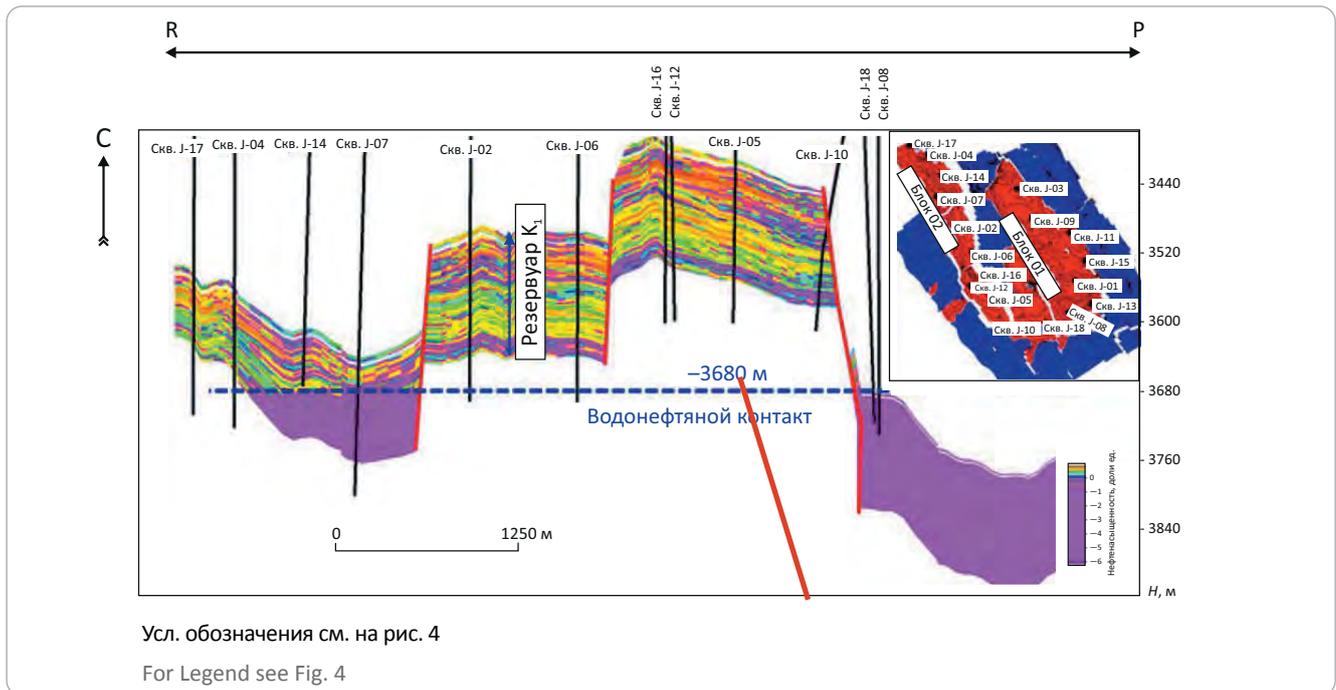
Рис. 14. 3D-модель распределения нефтенасыщенности в отложениях резервуара K_1
Fig. 14. 3D oil saturation model for K_1 reservoir beds



но значительно уменьшаются на юго-востоке и северо-западе структуры. В блоке 01 наблюдаются высокие значения эффективной пористости вдоль северо-восточных флангов (участки скважин J-03, J-09, J-15, J-01, J-13 и J-08), которые значительно уменьшаются на южном и юго-западном флангах структуры.

Моделирование водонасыщенности (S_w) и нефтенасыщенности (S_o). В результате построены 3D-модели и разрезы, иллюстрирующие распределение водонасыщенности (рис. 12, 13) и нефтенасыщенности (рис. 14, 15) в отложениях резервуара K_1 нефтяного месторождения. Граница водонефтяного контакта отмечается на глубинах 3860 м для блока 02 и 3880 м — для блока 01. Модели показывают, что высокие структурные области месторождения, к которым относится центральная часть блока, насыщены нефтью. Горизонты коллектора в пониженной части каждого блока насыщены водой.

Рис. 15. Разрез по линии R–P, показывающий распределение нефтенасыщенности в отложениях резервуара K_1
Fig. 15. Oil saturation of K_1 reservoir in the cross-section along R–P line



Выводы

Построенная трехмерная геостатистическая модель нефтяного месторождения Джар демонстрирует, что месторождение Джар структурно состоит из двух блоков (01 и 02), ориентированных с северо-запада на юго-восток. Результаты моделирования разломов показали, что основные разломы в районе месторождения Джар имеют направление северо-запад – юго-восток, а второстепенные разломы расположены в направлении северо-восток – юго-запад. Моделирование коллекторских свойств и фаций позволяет утверждать, что центральные части нефтяного месторождения Джар являются

перспективными районами с хорошим качеством пласта, поэтому рекомендуется концентрировать добывающие скважины в этом районе. Построенная трехмерная геологическая модель действительно интегрирует все имеющиеся геолого-геофизические данные для увеличения общей добычи нефти на месторождении Джар. Построена геостатистическая модель, направленная на лучшее понимание изменчивости геологических и петрофизических свойств отложений в районе месторождения, а также распределения УВ в нижнемеловом пласте коллектора K_1 на нефтяном месторождении Джар.

Литература

1. Brew G., Barazangi M., Al-Maleh A.K., Sawaf T. Tectonic and Geologic Evolution of Syria // Gulf Petro Link. *Geo Arabia*. – 2001. – Т. 19. – № 4. – С. 176–182. DOI: 10.1190/1.1438571.
2. De Ruiter R.C., Lovelock P.R., Nabulsi N. The Euphrates Graben of eastern Syria: A new petroleum province in the northern Middle East // *Geo*. – 1995. – Т. 1. – № 1. – С. 357–368.
3. Yousef I., Morozov V., Al-Kadi M. Sedimentological review of upper triassic (Mulussa F formation) in Euphrates-Graben Syria // *Journal of Engineering and Applied Sciences*. – 2016. – Т. 11. – № 14. – С. 3067–3079. DOI:10.3923/jeasci.2016.3067.3079.
4. Yousef I., Shipaeva M., Morozov V., Mohammad E.K., Abdullah A. Lithofacies analysis and depositional environments of the Upper Triassic and Lower Cretaceous sediments in Euphrates graben Syria // *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management SGEM*. – 2019. – Т. 1.1. – С. 279–286.
5. Yousef I., Usmanov S.A., Morozov V.P. et al. Diagenetic chlorite, illite and illite-smectite minerals in sandstone reservoir; structural, morphology and precipitation upper triassic reservoir, Syria // *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*. – 2017. – Т. 17. – № 15. – С. 115–124. DOI: 10.5593/sgem2017H/15/S06.015.
6. Zanchi A., Francesca S., Stefano Z. et al. 3D reconstruction of complex geological bodies: examples from the Alps // *Computers and Geosciences*. – 2009. – Т. 35. – № 1. – С. 49–69. DOI:10.1016/j.cageo.2007.09.003.

References

1. Brew G., Barazangi M., Al-Maleh A.K., Sawaf T. Tectonic and Geologic Evolution of Syria. *Gulf Petro Link. Geo Arabia*. 2001;19(4):176–182. DOI:10.1190/1.1438571.
2. De Ruiter R.C., Lovelock P.R., Nabulsi N. The Euphrates Graben of eastern Syria: A new petroleum province in the northern Middle East. *Geo*. 1995;1(1):357–368.
3. Yousef I., Morozov V., Al-Kadi M. Sedimentological review of upper triassic (Mulussa F formation) in Euphrates-Graben Syria. *Journal of Engineering and Applied Sciences*. 2016;11(14):3067–3079. DOI:10.3923/jeasci.2016.3067.3079.
4. Yousef I., Shipaeva M., Morozov V., Mohammad E.K., Abdullah A. Lithofacies analysis and depositional environments of the upper triassic and lower cretaceous sediments in euphrates graben Syria. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*. 2019;1.1:279–286.
5. Yousef I., Usmanov S.A., Morozov V.P. et al. Diagenetic chlorite, illite and illite-smectite minerals in sandstone reservoir; structural, morphology and precipitation upper triassic reservoir, Syria. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*. 2017;17(15):115–124. DOI: 10.5593/sgem2017H/15/S06.015.
6. Zanchi A., Francesca S., Stefano Z. et al. (2009), 3D reconstruction of complex geological bodies: examples from the Alps. *Computers and Geosciences*. 2009;35(1):49–69. DOI:10.1016/j.cageo.2007.09.003.

Информация об авторе

Ал Али Ахмад

Аспирант

Казанский (Приволжский) федеральный университет,

420008 Казань, ул. Кремлевская, 4/5,

e-mail: alali.syy@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-4924-5036

Information about author

Al Ali Ahmad

Postgraduate Student

Kazan (Volga region) Federal University,

4/5, ul. Kremlevskaya, Kazan, 420008, Russia,

e-mail: alali.kfu@bk.ru

ORCID ID: 0000-0003-4924-5036

Учрежден Фонд развития детско-юношеского и молодежного геологического образования «Юный геолог»



31 мая 2022 г. в Государственном геологическом музее имени В.И. Вернадского состоялось первое организационное совещание Правления Фонда развития детско-юношеского и молодежного геологического образования «Юный геолог».

Фонд «Юный геолог» учрежден Федеральным агентством по недропользованию в соответствии со Стратегией развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 г., которая предусматривает совершенствование подготовки высококвалифицированных специалистов и инновационное развитие геологической отрасли с целью повышения роли детско-юношеских геологических движений, обеспечивающих популяризацию профессий горно-геологической направленности среди молодого поколения.

Попечительский совет Фонда возглавил Дмитрий Кобылкин, глава Комитета Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации по экологии, природным ресурсам и охране окружающей среды.

В ходе заседания Фонда руководитель Федерального агентства по недропользованию Евгений Петров, председатель и члены Попечительского совета заслушали информацию об учреждении Фонда «Юный геолог», а также обсудили первоочередные и перспективные направления его деятельности, в том числе вопросы по информационной, технической и организационной поддержке.

Председатель Попечительского совета Фонда Дмитрий Кобылкин в своем выступлении отметил, что «сегодня мы фактически создаем задел для будущего отрасли. Все исследования говорят о растущем кадровом дефиците на предприятиях минерально-сырьевого комплекса. И если ничего не предпринимать, разрыв будет только увеличиваться. Заканчиваются «легкие» для разведки и добычи месторождения, для более сложных нужны будут специалисты экстра-класса. Наша задача — максимально участвовать в привлечении молодежи к работе в отрасли, популяризации профессии геолог. В этих целях необходимо объединение усилий образовательных организаций, отраслевых государственных учреждений и компаний-недропользователей в области подготовки специалистов-геологов».

Среди ключевых направлений работы Фонда Дмитрий Кобылкин выделил следующие:

- развитие детско-юношеского и молодежного геологического образования;
- просветительская работа путем проведения открытых уроков и лекций;
- создание проектов наставничества;
- привлечение молодежи к решению сложных отраслевых вопросов;
- учреждение специальных стипендий, премий, грантов.

Он также заострил внимание на важности привлечения инвестиций для реализации обозначенных направлений.

В своем выступлении руководитель Федерального агентства по недропользованию Евгений Петров подчеркнул, что Фонд действует в тесном сотрудничестве с Федеральным агентством по недропользованию в рамках соответствующего Соглашения, а также рассказал о развитии детско-юношеского геологического движения России. В рамках поручений Правительства Российской Федерации Роснедра проводят мероприятия по вовлечению детей школьного возраста в научно-познавательные, профессиональные и патриотические программы, направленные на подготовку отраслевых геологических кадров для Российской Федерации и стран СНГ.

Помимо знакомства с основами геологической профессии, дети и подростки, вовлеченные в движение юных геологов, принимают участие в регулярно проводимых слетах, всероссийских и международных геологических олимпиадах. Многолетний опыт этой работы показал, что такие мероприятия дают новый импульс для притока кадров в геологию, поскольку активные участники детско-юношеского геологического движения в дальнейшем поступают в высшие и средние учебные заведения геологического профиля, тем самым способствуя решению проблем кадрового кризиса в отрасли.

В рамках заседания Попечительскому совету была представлена Презентация Фонда и проект Перспективных направлений его работы.

УДК 550.834.05+550.8.052+551.7.022+551.87

DOI 10.31087/0016-7894-2022-3-67-83

Новые сейсмические данные о строении и перспективах нефтегазоносности верхнемиоценовых и плиоценовых отложений северо-восточного шельфа о-ва Сахалин

© 2022 г. | В.И. Шегай¹, А.В. Толстик²

¹ООО «ПетроТрейс», Москва, Россия; vadim.shegay@ptgeos.com;

²ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия; a_tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 23.12.2021 г.

Доработана 18.01.2022 г.

Принята к печати 31.01.2022 г.

Ключевые слова: *Охотоморский регион; о-в Сахалин; палеофациальный анализ; нутовский и помырский горизонты; коллектор; нефть; газ.*

Аннотация: Совместный анализ новых сейсмических и скважинных данных позволил сформировать единый сейсмогеологический каркас северо-восточного шельфа о-ва Сахалин, ставший основой для изучения особенностей структурно-тектонической эволюции площади и особенностей седиментогенеза верхнемиоценовых и плиоценовых отложений. Проведенные исследования показали важную роль древнего Северо-Сахалинского прогиба, депоцентра которого (Пильтунский и Чайвинско-Венинский) оказали существенное влияние на особенности накопления позднемиоценовых отложений. Установлена активность восточно-сахалинского, восточно-одоптинского и предположительно шмидтовского источников сноса, обеспечивших формирование позднемиоцен-плиоценовых резервуаров в районе западного борта Дерюгинского и Восточно-Сахалинского прогибов, а также на всем протяжении системы Восточно-Сахалинских гор. Основным направлением, позволяющим открывать новые залежи углеводородов и восполнить запасы, может стать поиск неантиклинальных ловушек. Наиболее благоприятные условия для формирования таких объектов в интервале миоцена и плиоцена преобладали в районе восточного борта Восточно-Сахалинского и Дерюгинского прогибов, а также на всем протяжении восточного шельфа о-ва Сахалин, от Набильского залива до п-ова Терпения. Проведенные изыскания показали возможность их выявления и идентификации по сейсмическим данным. Динамические атрибуты позволяют выявить как сами фаны, которые отображаются контрастным на фоне вмещающих пород распределением амплитуд, так и питающие их каналы, хорошо видные на атрибуте когерентность. Эти наблюдения можно принять за базовые поисковые признаки литологических ловушек для данного региона.

Для цитирования: Шегай В.И., Толстик А.В. Новые сейсмические данные о строении и перспективах нефтегазоносности верхнемиоценовых и плиоценовых отложений северо-восточного шельфа о-ва Сахалин // Геология нефти и газа. – 2022. – № 3. – С. 67–83. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-67-83.

Upper Miocene and Pliocene deposits of north-eastern shelf of Sakhalin Island: new seismic data on structure and petroleum potential

© 2022 | V.I. Shegai¹, A.V. Tolstikov²

¹PetroTrace, Moscow, Russia; vadim.shegay@ptgeos.com;

²Gazprom VNIIGAZ, Moscow, Russia; a_tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

Received 23.12.2021

Revised 18.01.2022

Accepted for publication 31.01.2022

Key words: *Sea of Okhotsk region; Sakhalin Island; paleofacies analysis; Nutovsky and Pomyrsky horizons; reservoir; oil; gas.*

Abstract: Simultaneous analysis of new seismic and well data allowed creating a single geoseismic framework of north-eastern shelf of Sakhalin Island, which made a basis for studies of structural and tectonic evolution features in the area and sedimentogenesis patterns of Upper Miocene and Pliocene deposits. The conducted investigations demonstrated the key role of the ancient North Sakhalin Trough; its depocentres (Piltunsky and Chaivinsky-Veninsky) materially affected the features of accumulation of Late Miocene deposits. The activity of East Sakhalinsky, East Odoptinsky, and supposedly Shmidtovsky provenance areas is established, which made possible the formation of Later Miocene-Pliocene reservoirs in the region of western shoulder of Deryuginsky and East Sakhalinsky troughs, as well as all along the East Sakhalin mountain system. Prospecting for non-anticlinal traps could be the main area of research to discover new hydrocarbon pools and replace reserves. Settings most favourable for these objects formation in Miocene and Pliocene time were dominant in the region of the eastern shoulder of East Sakhalinsky and Deryuginsky troughs, as well as all along the eastern shelf of Sakhalin Island from Nabil Bay to Cape Patience. The investigations conducted showed that it is possible to identify them in seismic data. Amplitude attributes allow identifying both fans, which are characterised by an amplitude distribution contrasting against

the background of host rocks, and their feeding channels clearly visible in the Coherence attribute. These observations can be taken as basic prospecting indicators of stratigraphic traps in this region.

For citation: Shegai V.I., Tolstikov A.V. Upper Miocene and Pliocene deposits of north-eastern shelf of Sakhalin Island: new seismic data on structure and petroleum potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(3):67–83. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-67-83. In Russ.

Введение

За последние годы в ООО «ПетроТрейс» выполнена обработка и интерпретация значительного объема скважинных и сейсмических данных, полученных на шельфе о-ва Сахалина (рис. 1), что позволило создать сейсмогеологический каркас осадочного выполнения значительной акваториальной части Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна. В исследовании были использованы материалы площадных сейсморазведочных работ, выполненных в границах Киринского, Аяшского и Восточно-Одоптинского лицензионных блоков суммарной площадью более 8000 км², а также данные 34 наиболее полно изученных скважин.

Промышленная нефтегазоносность северной части о-ва Сахалин связана с тремя нефтегазоносными комплексами: уйнинско-дагинским, окобыкайско-нижненутовским и верхненутовско-помырским. Каждому из них соответствует свой ареал продуктивности. Залежи, приуроченные к уйнинско-дагинскому нефтегазоносному комплексу, сосредоточены на юге рассматриваемого шельфа (Киринский и Венинский блоки). Окобыкайско-нижненутовский и верхненутовско-помырский нефтегазоносные комплексы расположены на севере (Аяшский, Восточно-Одоптинский, Кайганско-Васюканский блоки). Промышленная нефтегазоносность верхненутовско-помырского комплекса установлена лишь в 2017 г. бурением скв. Аяшская-1 и подтверждена в 2018 г. скв. Баутинская-1. Залежи УВ приурочены к плиоценовому верхненутовскому подгоризонту (рис. 2). Эти открытия доказали наличие продуктивных резервуаров нижненутовского горизонта в зоне, которая ранее не рассматривалась как перспективная, что увеличило перспективы нефтегазоносности восточных районов шельфа о-ва Сахалин.

Настоящая статья посвящена изучению особенностей накопления и распределения осадков в позднемиоцен-плиоценовое время для выявления благоприятных для поиска нефти и газа участков северо-восточной части сахалинского шельфа. Чтобы решить эту задачу, был выполнен комплекс исследований, включающий принципиальную сейсмогеологическую увязку данных, изучение особенностей структурно-тектонической эволюции площади, анализ особенностей накопления и распределения миоцен-плиоценовых отложений и определение наиболее перспективных направлений дальнейших нефтегазопроисловых работ.

Корреляция и взаимная увязка разрезов скважин

На начальном этапе было выполнено обобщение разнородных данных предшествующих работ.

Для решения этой задачи по данным сейсморазведки 2D и 3D была построена серия субширотных сейсмических разрезов, принятых таким образом, чтобы они протягивались через хорошо изученные бурением и покрытые площадной сейсморазведкой участки месторождений. Их объединяет субмеридиональный сейсмический разрез, на базе которого была выполнена взаимная увязка сейсмических данных и моделей сеймостратиграфического расчленения кайнозойского осадочного чехла.

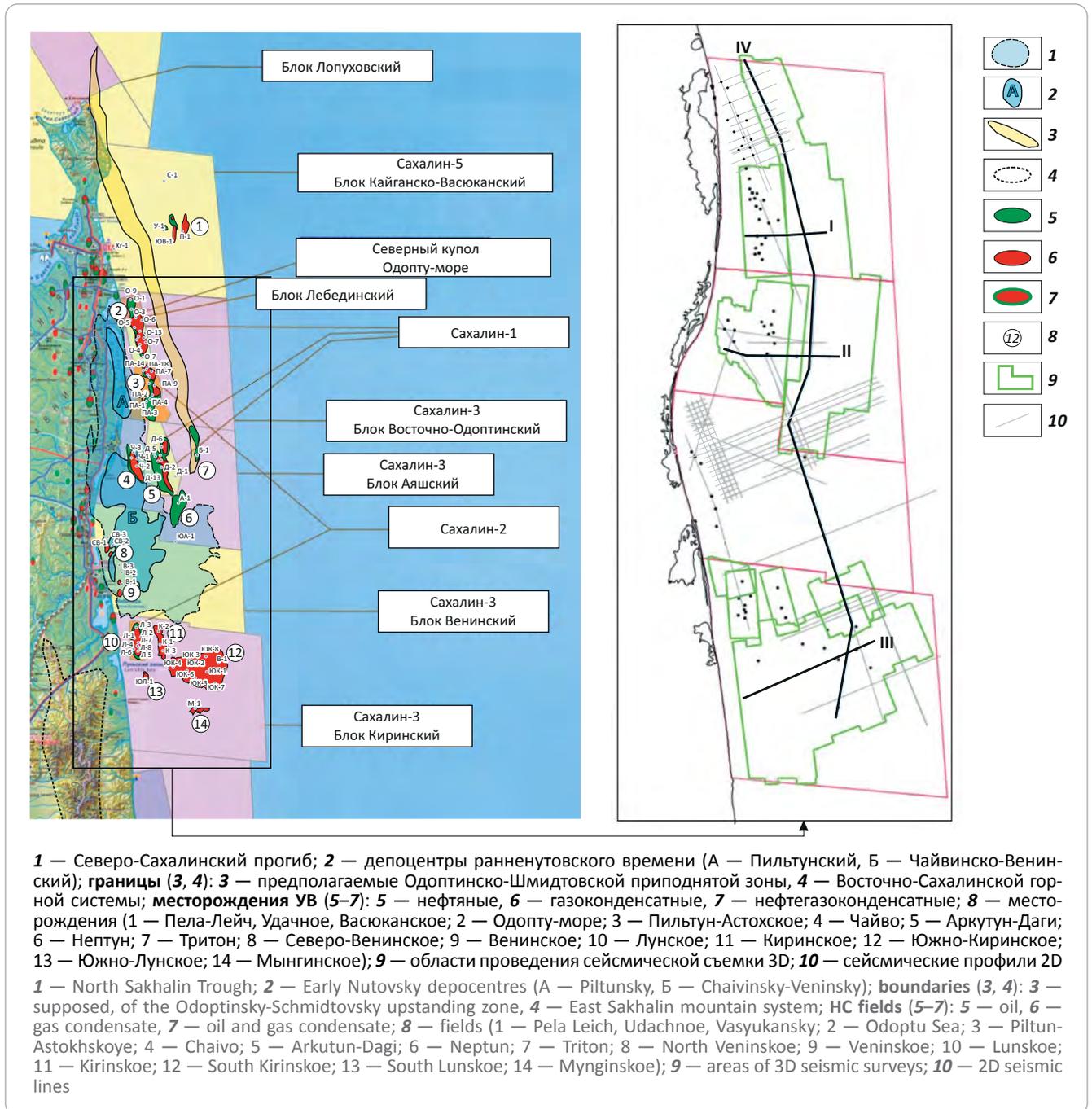
Наиболее значительные разночтения установлены в определении положения сейсмических горизонтов палеогена и нижнего – среднего миоцена (ОГ 5а, 6, 7) на севере изучаемой площади (Аяшский, Восточно-Одоптинский блоки). Для их уточнения был использован вариант расчленения разреза, принятый на Кириском, Южно-Кириском, Лунском и Южно-Лунском месторождениях, где этот интервал лучше изучен. И напротив, для определения корректного положения горизонтов верхнего миоцена и плиоцена (ОГ 2, 4) на территории Киринского блока были использованы отбивки, принятые на месторождениях Аркутун-Даги и Чайво. Результаты комплексной сейсмогеологической интерпретации иллюстрируют некоторые субширотные разрезы и объединяющий их субмеридиональный профиль (рис. 3).

Таким же образом была выполнена взаимная увязка основных продуктивных пластов нижненутовских отложений и наиболее ярко выраженных седиментационных циклов отложений верхнего миоцена (верхненутовский подгоризонт). Одним из важных результатов проведенных исследований стало создание сводной таблицы взаимной корреляции пластов (таблица). Она наглядно иллюстрирует связь между выделенными по результатам сейсмогеологического анализа отражающими горизонтами и вариантами расчленения целевой толщи, принятой на месторождениях, расположенных в пределах Восточно-Одоптинского и Аяшского блоков.

Поздний миоцен (нижненутовский подгоризонт)

Нижненутовский подгоризонт хорошо изучен и подробно описан по результатам предшествующих работ [1–6]. В отличие от нижнемиоценового дагинского горизонта, который на северо-восточном шельфе о-ва Сахалин перекрыт трансгрессивной толщей окобыкайских отложений, сформировавших устойчивую покрывку, нутовские и помырские отложения большей частью накапливались на фоне регрессии моря и постепенного выдвигания дельты палео-Амура вглубь бассейна. Поэтому ключевым фактором перспективности верхнемиоцен-плио-

Рис. 1. Обзорная карта изучаемого района
Fig. 1. Location map of the study area



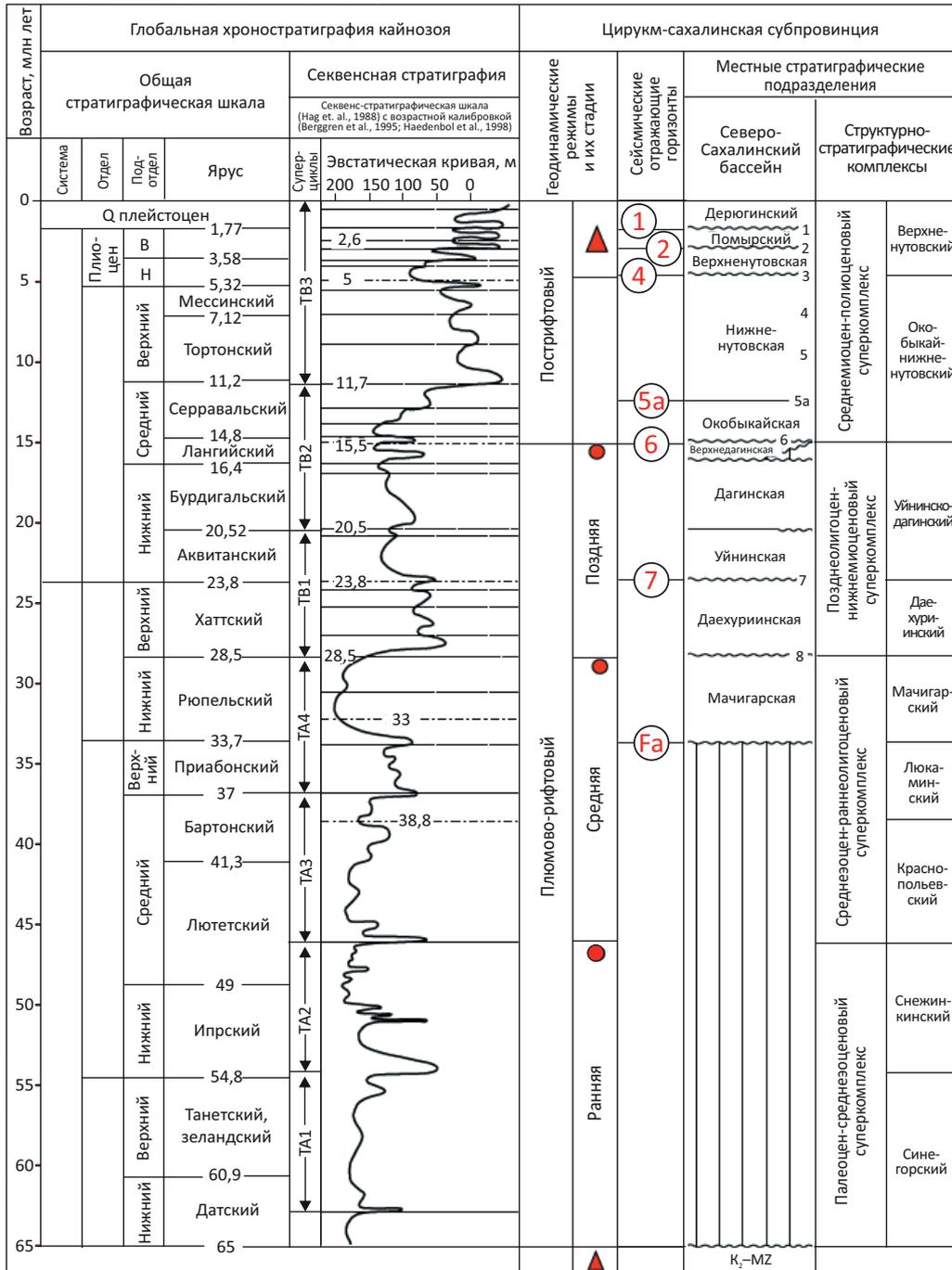
ценовых отложений является наличие внутриформационных покрышек. По данным В.В. Харахинова [1], оптимальное соотношение коллекторов и флюидоупоров, характеризующееся наилучшими для пластового типа резервуара аккумулярующими свойствами, достигается при наличии в разрезе 20–40 % коллекторов. Такие условия обеспечиваются в мористых условиях внутреннего шельфа или на участках формирования глубоководных конусов выноса (фанов) у подножия склона.

Новейшие данные позволяют более подробно изучить особенности формирования верхнемиоцен-плиоценовых отложений. В частности, можно

отметить две различные модели накопления осадков, преобладавших в этот период на северо-восточном шельфе о-ва Сахалин. Одна из них — компенсационная, наследует тенденции, заложенные в олигоцене и раннем – среднем миоцене (ОГ Fa – ОГ 5a). Максимальные мощности этого интервала приурочены к древним прогибам, в первую очередь Чайвинско-Венинской синклинали. В районе поднятий, напротив, мощность компенсационной толщи резко сокращается вплоть до полного отсутствия в присводовых частях наиболее крупных структур. Подобная характеристика в целом свойственна и отложениям верхнего миоцена, что хо-

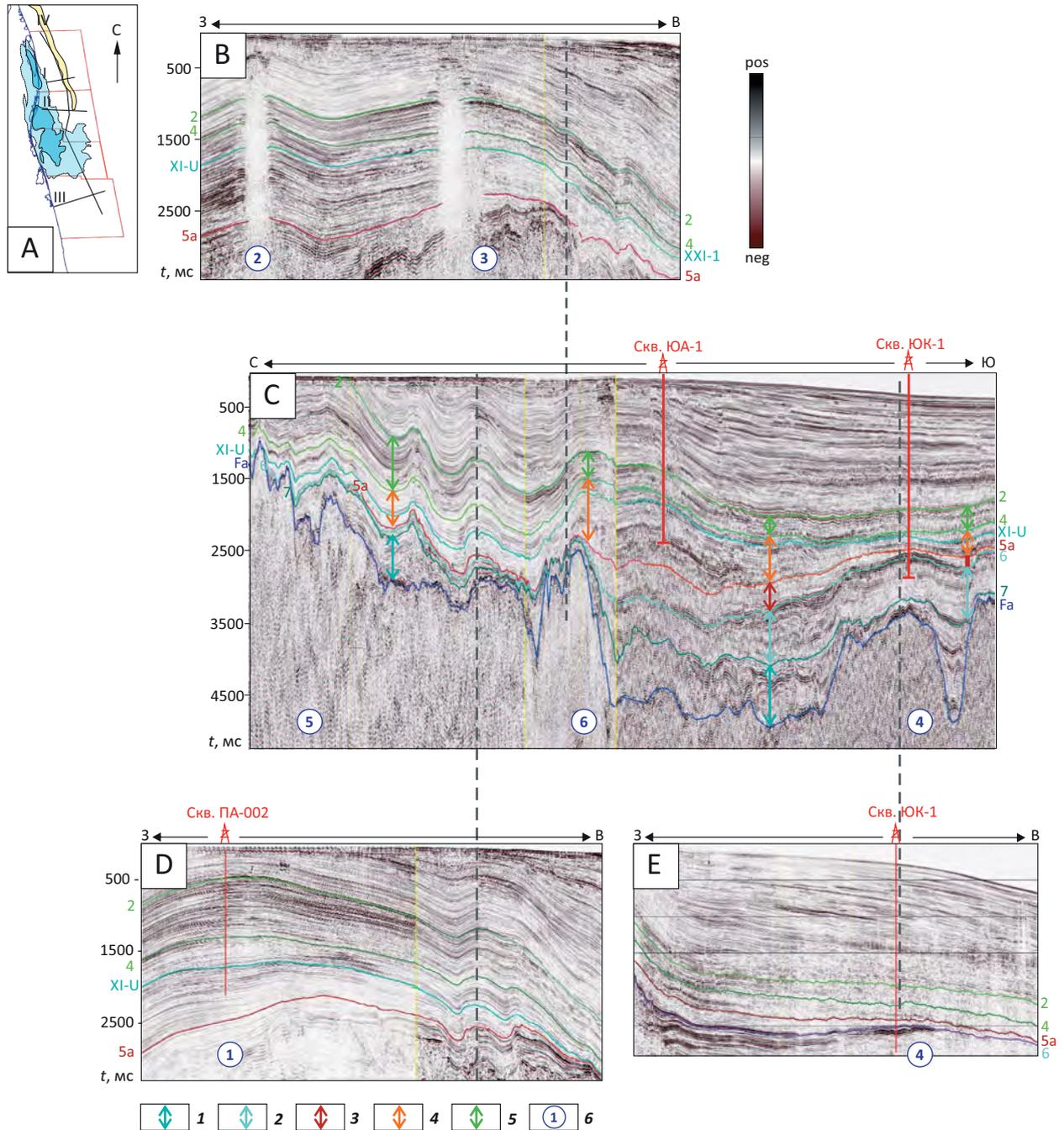


Рис. 2. Фрагмент стратиграфической схемы кайнозойского осадочного мегакомплекса Охотоморского региона (составил Харахинов В.В., 2019; [2]; основа: Сальников Б.А., Харахинов В.В., Шаинян С.Х., 1996; дополнения и исправления по материалам геолого-разведочных работ 2000–2018 гг.)
Fig. 2. Fragment of the Stratigraphic scheme of the Cenozoic sedimentary megasequence of the Sea of Okhotsk Region (created by Kharakhinov V.V., 2019; [2]; the base: Sal'nikov B.A., Kharakhinov V.V., Shainyan S.Kh., 1996; additions and corrections based on exploration results of the years 2000–2018)



1 — этапы тектонической активизации; 2 — фазы тектогенеза; 3 — индексы отражающих сейсмических горизонтов; 4 — уровни максимального затопления
 1 — stages of tectonic activation; 2 — phases of tectogenesis; 3 — identifiers of seismic reflection horizons; 4 — maximum flooding surfaces

Рис. 3. Временные сейсмические разрезы, иллюстрирующие принцип выполнения комплексной сейсмогеологической увязки
Fig. 3. Seismic time sections illustrating the principle of integrated geoseismic matching



A — схема расположения сейсмических профилей; сейсмические разрезы по линиям (B–D): B — II–II, C — IV–IV, D — I–I, E — III–III.

Интервалы отложений (1–5): 1 — олигоценых, 2 — нижнемиоценовых, 3 — среднемиоценовых, 4 — верхнемиоценовых, 5 — нижнеплиоценовых; 6 — крупные структуры (1 — Пильтун-Астохская, 2 — Чайвинская, 3 — Аркутун-Дагинская, 4 — Южно-Киринская, 5 — Восточно-Одоптинская, 6 — Аяшская).

Скважины: А — Аяшская, Б — Баутинская, Д — Дагинская, М — Мынгинская, ПА — Пильтун-Астохская, ЮА — Южно-Аяшская, ЮК — Южно-Киринская.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

A — seismic sections location map; seismic sections along Lines (B–D): B — II–II, C — IV–IV, D — I–I, E — III–III.

Intervals of the deposits (1–5): 1 — Oligocene, 2 — Late Miocene, 3 — Middle Miocene, 4 — Upper Miocene, 5 — Lower Pliocene; 6 — large structures (1 — Piltun-Astokhsky, 2 — Chaivinsky, 3 — Arkutun-Daginsky, 4 — South Kirinsky, 5 — East Odoptinsky, 6 — Ayashsky).

Wells: A — Ayashsky, Б — Bautinsky, Д — Daginsky, М — Mynginsky, ПА — Piltun-Astokhsky, ЮА — Yuzhno-Ayashsky, ЮК — Yuzhno-Kirinsky.

For other Legend items see Fig. 1



Таблица. Сводная таблица стратиграфического и пластового расчленения разреза нутовского горизонта
Table. Summary table — Stratigraphic breakdown and layering of the Nutovsky Horizon

		Аналоги					
		Чайво	Пильтун-Астох	Аркутун-Даги	Нептун (скв. Аяшская-1)	Тритон (скв. Баутинская-1)	Южно-Аяшский
Подгоризонт		ОПЗ	ОПЗ	EXXON-mobil	Газпром нефть	н/д*	FUGRO
Верхненутовский	2	–	–	–	–		–
	2–4	–	–	–	V		–
	2–3	–	–	–	VI		–
	2–2	–	–	–	VII/VIII		–
	2–1	–	–	–	IX–X		–
Нижненутовский	4	–	–	–	XI/XII		–
	X	–	XII/XVI–XVII	X–TU_top/X–L_top	XIII–XIV/XVI–XVII/ XVIII/XIX		–
	XI_U	–	XVIII/XXI_S	XI_topU	XX	–	XIX–XXII
	XIII_U	–	XXIII_T	XIII–T_top	XXI/XXII	–	XIX–XXII/XXIII
	XIV	XIV_U	XXV_T	XIV–T_top	XXIII/XXIV/XXV	–	XXIII
	XVI	XVI_U	–	XIV–F_bot/XVII–F_top	XXVI		XXIV
	XVII	XVII–U	–	XVII–F_top	XXVII		XXVI

1 2 3

1 — нефть; 2 — газ; 3 — интервал не вскрыт скважинами

*Нет данных по принятой индексации пластов.

1 — oil; 2 — gas; 3 — interval is not penetrated by wells.

*No data on indices accepted for the layers.

рошо видно по изменению их мощности (рис. 4). Но в конце миоценового времени на уровне сейсмического ОГ XI_U происходит смена этой тенденции. Ниже него нижненутовские отложения действительно представляют собой компенсационную толщу, однако для верхней части нижненутовского подгоризонта типичен другой характер накопления осадков. Толщины в интервале ОГ XI_U – ОГ 4 постепенно сокращаются с севера на юг и с запада на восток (см. рис. 3, 4). По всей видимости, это связано с тем, что компенсация палеорельефа была завершена, что позволило дельте палео-Амура занять значительную часть изучаемой акватории. Максимальные толщины этого интервала отражают проксимальную часть дельты, участки сокращенных толщин маркируют ее среднюю и дистальную части. Рассмотрим подробнее особенности развития каждого из интервалов верхнемиоценового нижненутовского подгоризонта.

Нижний интервал (ОГ 5a – ОГ XI_U) — формировался на фоне проградации дельты палео-Амура. Значительное влияние на ее формирование оказал обширный Северо-Сахалинский прогиб, наиболее погруженные участки которого соответствуют Пильтунской и Чайвинско-Венинской синклиналильным зонам [2, 6]. Обе они на протяжении ранненутовского времени выступали в качестве седиментационных депоцентров.

Чайвинско-Венинский депоцентр занимает юго-западную часть Аяшского блока и западную часть Венинского блока. Он хорошо виден на сейс-

мическом разрезе V (см. рис. 4) и характеризуется максимальными толщинами нижнего интервала нижненутовского подгоризонта. На этом же профиле, в районе Пильтун-Астохского месторождения, отмечается фрагмент Пильтунского депоцентра. В этой зоне отсутствуют доступные для анализа геолого-геофизические материалы, поэтому для его исследования был использован региональный сейсмический разрез, опубликованный В.В. Харахиновым [1]. Его восточная часть протягивается через Пильтунский прогиб и Восточно-Одоптинское поднятие. Для изучения влияния этих структур на накопление позднемиоценовых осадков была восстановлена геометрия этого участка бассейна на конец ранненутовского времени (рис. 5). Палеореконструкция подтвердила существование обеих вышеупомянутых структур на конец миоценового времени. Увеличенные толщины соответствуют положению Пильтунского депоцентра. Минимальные мощности маркируют положение Восточно-Одоптинской структуры, которая по результатам проведенных исследований входит в состав синхронно развивавшейся группы поднятий, названной Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоной. Входящие в нее структуры приурочены к Восточно-Сахалинскому сдвигу (с севера на юг: Шмидтовская, Северо-Одоптинская, Восточно-Одоптинская, Лозинская, Баутинская).

Влияние палеоструктурного плана на особенности накопления и распределения нижненутовских отложений было неравномерным и снижалось по мере заполнения бассейна. На начальном этапе

Рис. 4. Меридиональный временной сейсмический разрез через северо-восточный шельф о-ва Сахалин
Fig. 4. Meridional seismic time section across the north-eastern shelf of Sakhalin Island

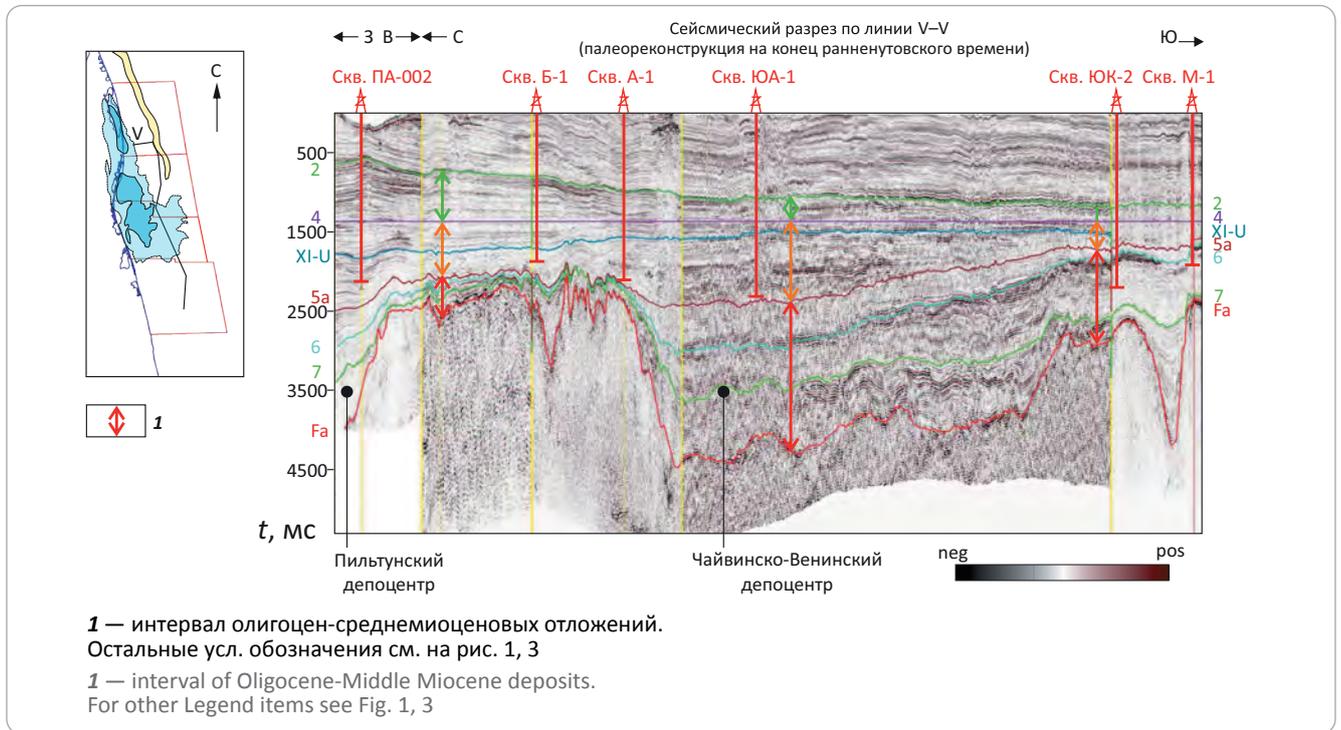


Рис. 5. Субширотный временной сейсмический разрез (Харахинов В.В., 2010) (А)
 и палеорекострукция его восточного фрагмента на конец ранненутовского времени (В)

Fig. 5. Sublatitudinal seismic time section (Kharakhinov V.V., 2010) (A)
 and paleoreconstruction of its eastern fragment to the end of Early Nutovsky time (B)

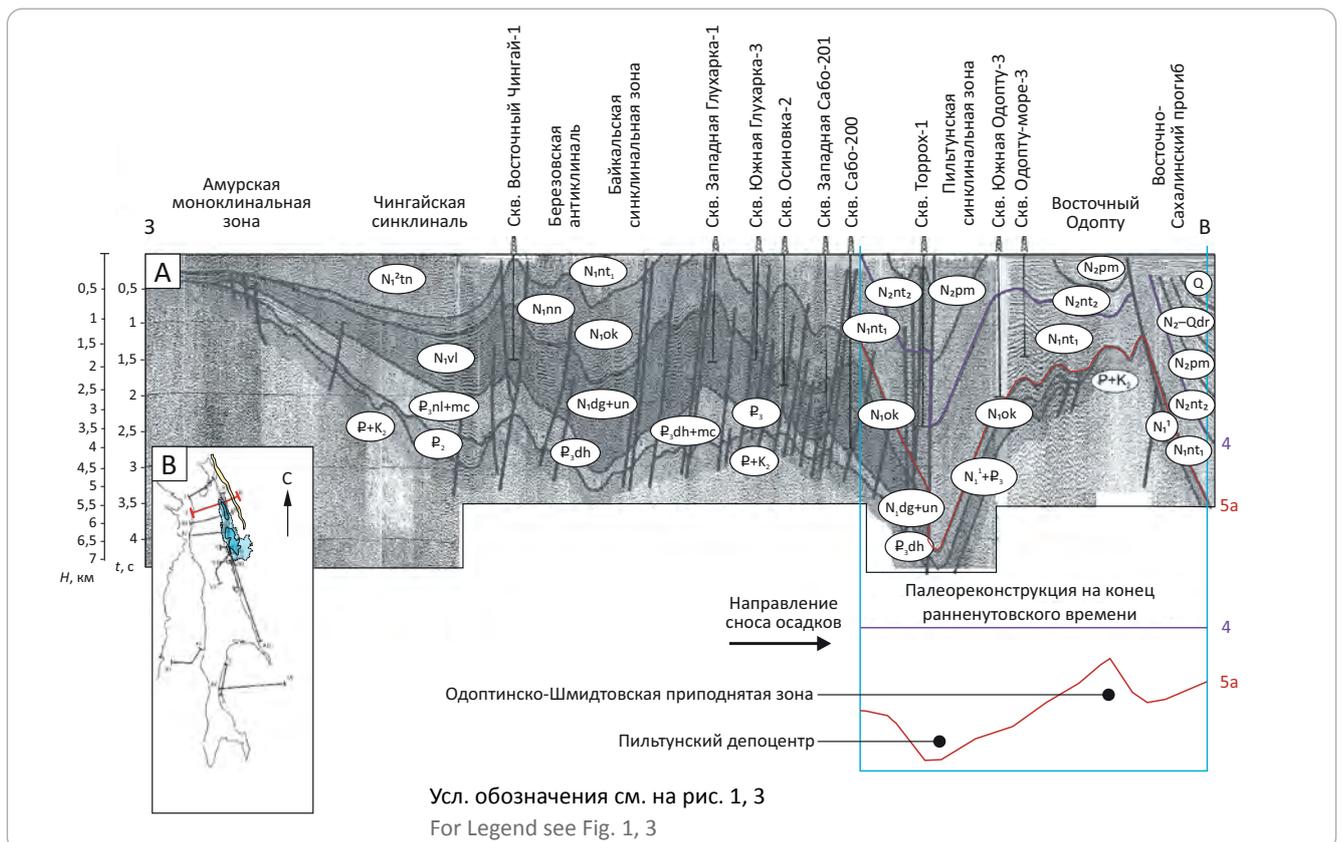
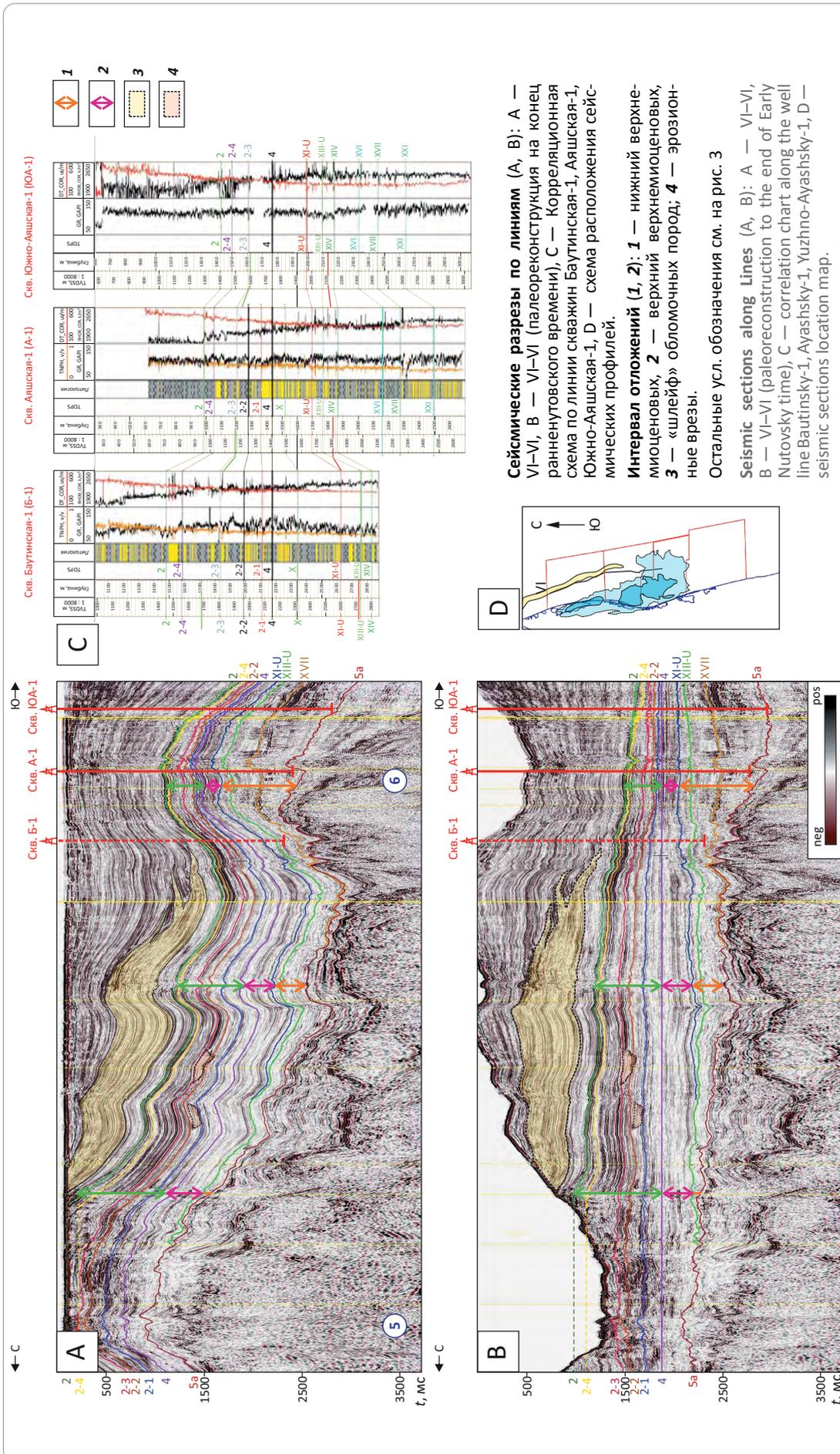




Рис. 6. Сейсмогеологическая характеристика нутовского и помырского горизонтов в районе Восточно-Одвинской и Аяшской структур
Fig. 6. Geoseismic characteristics of the Nutovsky and Pomursky horizons in the area of East Odoptinsky and Ayashsky structures



осадконакопление нутовских отложений в изучаемом районе происходило под влиянием Пильгунского депоцентра, который представлял собой участок переуглубленного шельфа, располагавшегося фронтально по отношению к осевой части дельты палео-Амура. Здесь, в районе современного залива Пильгун, началось активное формирование глубоководных конусов выноса ранненутовского возраста. По мере заполнения аккомодационного пространства Пильгунского палеопрогиба и дальнейшей проградации палео-Амура ареал формирования фанов смещался в восточном и юго-восточном направлениях: сначала в район структуры Одопту-море, затем — на расположенные южнее и юго-восточнее участки Пильгун-Астох, Чайво, Аркутун-Даги. Это наблюдение хорошо коррелирует с результатами бурения в этой части акватории, показавшими, что резервуары нижненутовского подгоризонта наиболее развиты в районе месторождения Одопту-море, южнее и восточнее которого мощность отложений сокращается и они глинизируются.

Юго-восточное направление дельты палео-Амура в позднемиоценовое время установлено по результатам региональных исследований и отражено в схемах осадконакопления, составленных Л.С. Маргулисом и Б.А. Сальниковым [1]. В пределах изучаемого участка шельфа о-ва Сахалин эту тенденцию дополнительно поддержал обширный Чайвинско-Венинский седиментационный депоцентр, который аккумулировал значительный объем ранненутовских осадков. Его компенсация была непродолжительной и в основном завершилась с накоплением XVII пласта (рис. 6, см. таблицу), после чего ареал накопления позднемиоценовых осадков расширился за счет сопредельных с Чайвинско-Венинским прогибом участков Северо-Сахалинского прогиба.

По аналогии с механизмами компенсации Пильгунского палеопрогиба можно заключить, что вдоль северо-западного борта Чайвинско-Венинского депоцентра, ближе всего расположенного к источнику сноса обломочного материала, была сформирована система глубоководных конусов выноса (фанов). Именно к резервуарам такого типа относятся продуктивные пласты нижненутовского подгоризонта, вскрытые на месторождениях Нептун и Тритон (Аяшская и Баутинская структуры). Это предположение подтверждает сильная латеральная изменчивость разреза в этой части изучаемой площади, свойственная подобным фаціальным зонам. Несмотря на то, что в районе Аяшской и Баутинской структур разрез нижненутовского подгоризонта представлен чередованием глинистых и песчаных отложений, в близрасположенных скважинах Дагинская-1 и Южно-Аяшская-1 он заглинизирован. Фаціальные исследования, проведенные по данным скв. Южно-Аяшская-1, показали, что скважина вскрыла отложения проксимальных, дистальных и «оторванных» конусов выноса.

Захоронение Северо-Сахалинского прогиба и его локальных депоцентров вместе с дальнейшей проградацией палеошельфа привело к расширению области накопления песчаных осадков в северной части изучаемого района. Пик регрессии отмечается по данным скважин в интервале пласта XI_U. На этом этапе формирования позднемиоценовой толщи отдельные, наиболее приподнятые участки Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоны могли ограничить вынос осадков вглубь бассейна, выступая в роли седиментационного барьера. Однако их влияние не было решающим для формирования нижненутовского подгоризонта из-за удаленности от основных участков накопления обломочного материала.

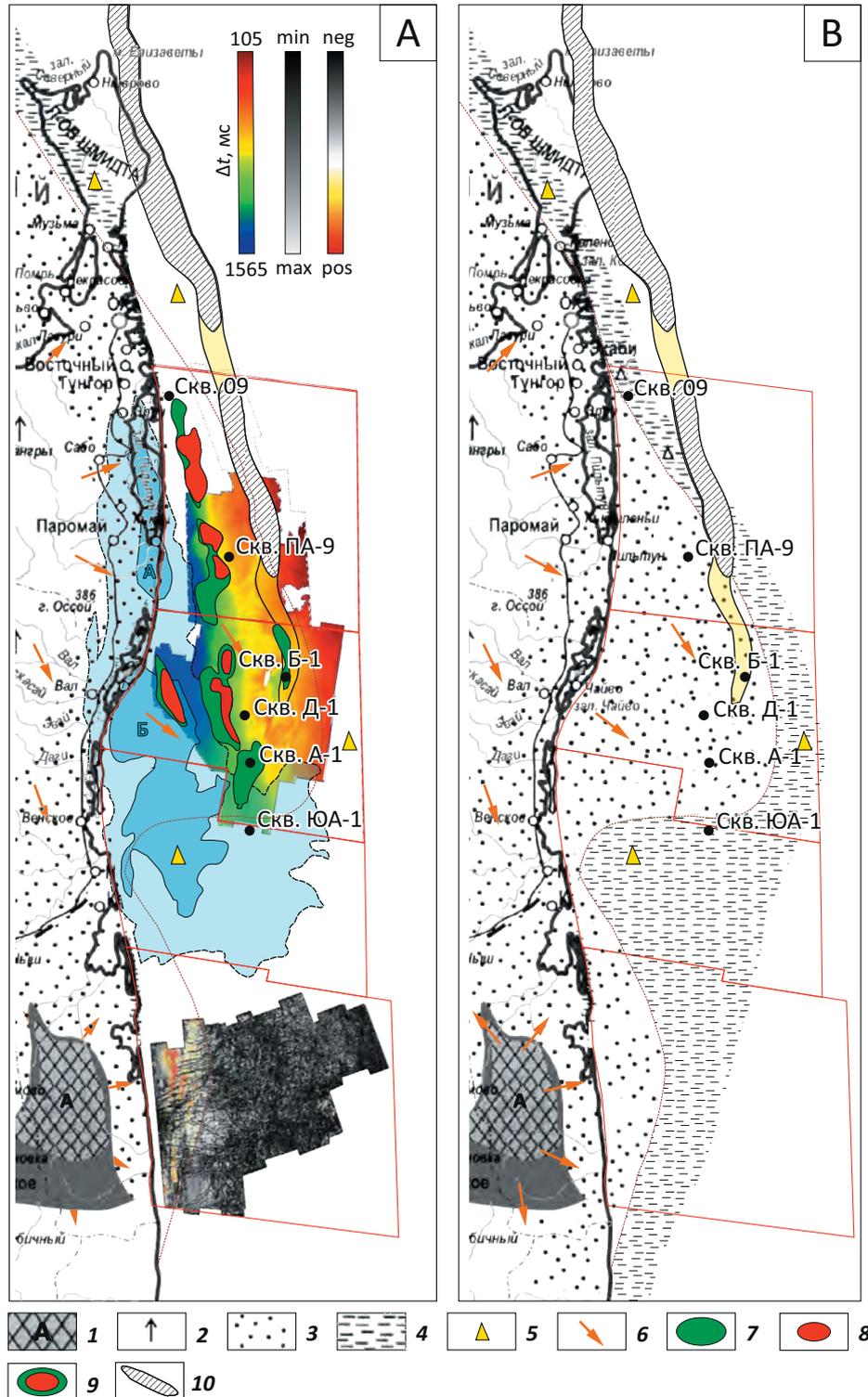
По результатам проведенных исследований была подготовлена уточненная схема обстановок осадконакопления в позднем миоцене (рис. 7). Во многом она наследует опубликованную ранее палеофаціальную схему Б.А. Сальникова [1]. При ее составлении также использовалась карта временных толщин нижненутовского подгоризонта (ОГ 5а – ОГ 4), построенная по всем доступным площадным сейсморазведочным материалам Аяшского и Восточно-Одоптинского блоков. Распределение мощности наглядно иллюстрирует односторонний (с запада на восток) характер заполнения бассейна, преобладавший в позднемиоценовое время. Закономерно, что большая часть осадков этого возраста накопилась к западу от Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоны, о чем свидетельствуют максимальные значения на карте (синие и зеленые цветокоды). В присводовой части этого поднятия и восточнее него толщины сокращены (красный цветокод). Сейсмические материалы показали, что позднемиоценовые отложения развиты по всей площади, охваченной 3D-сейсморазведкой. Это свидетельствует о том, что по меньшей мере южная часть этой приподнятой зоны (Восточно-Одоптинская и Баутинская структуры) не испытывала интенсивного воздымания в этот период.

Для южной части изучаемого района был рассчитан набор динамических атрибутов, показавший развитие ярких положительных амплитуд в западной части Киринского блока (см. рис. 7). Эту аномалию можно интерпретировать как область накопления песчаных отложений, связанных с Восточно-Сахалинским эрозионным выступом. Существование этого источника сноса было установлено предыдущими исследователями (Л.С. Маргулис, Б.А. Сальников), но впервые отмечается его возможное влияние на формирование перспективных для поиска УВ комплексов на шельфе о-ва Сахалин.

Учитывая, что данный источник сноса приурочен к северному окончанию обширного эрозионного выступа, которому в современном рельефе отвечает система Восточно-Сахалинских гор, можно прогнозировать развитие резервуаров позднемиоценового возраста на всем протяжении этой горной системы. От Луньского залива до п-ова Терпе-



Рис. 7. Обстановки осадконакопления в позднем миоцене (ранненутовское время)
Fig. 7. Depositional settings in Late Miocene (Early Nutovsky time)



1 — область сноса обломочного материала (А — Восточно-Сахалинский); 2 — дельтовая платформа; **шельфы (3, 4):** 3 — внутренний, 4 — внешний и склон; 5 — конусы выноса; 6 — основные направления транспортировки осадков; **месторождения УВ с залежами в нижненутовском подгоризонте (7–9):** 7 — нефтяные, 8 — газоконденсатные, 9 — нефтегазоконденсатные; 10 — палеоподнятия ранненутовского времени.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 3

1 — source area of clastic material transportation (A — East Sakhalinsky); 2 — delta platform; **shelves (3–4):** 3 — internal, 4 — external and slope; 5 — fan; 6 — main directions of sediment transportation; **HC fields containing accumulations in Lower Nutovsky subhorizon (7–9):** 7 — oil, 8 — gas condensate, 9 — oil and gas condensate; 10 — paleohighs of Early Nutovsky time.

For other Legend items see Fig. 1, 3

ния. Это открытие может существенно повлиять на перспективы участков восточного шельфа о-ва Сахалин, удаленных от традиционного для этого интервала источника обломочного материала (дельта палео-Амура).

Верхний интервал (ОГ XI_U – ОГ 4) — формировался в условиях трансгрессии моря, что хорошо видно по скважинным данным. Это привело к ретроградации дельты палео-Амура и сокращению или прекращению активности локальных источников сноса.

Исследуемый интервал изучается отдельно от остальной части позднемiocеновых отложений из-за существенного отличного характера изменения толщин. Мощности исследуемого интервала разреза постепенно сокращаются с севера на юг и с запада на восток (см. рис. 3, 4, 6), точно так же, как изменяется разрез вышележающих раннеплиоценовых отложений, формировавшихся при активном участии Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоны. Несмотря на схожее изменение толщин, влияние этой группы поднятий на осадконакопление в конце миоценового времени не подтвердилось. Такой вывод сделан на основе детального палеоструктурного анализа Восточно-Одоптинской и Баутинской структур, хорошо изученных данными 3D-сейсморазведки.

Изменение толщин верхнего интервала позднего миоцена обусловлено двумя факторами:

1) завершением компенсации палеорельефа на предыдущем этапе накопления осадков, и как следствие, выравниванием дна бассейна;

2) отступлением (ретроградацией) дельты Палеоамура.

Таким образом, формирование этого комплекса происходило на фоне постепенного сокращения области накопления обломочного материала относительно пика регрессии, отраженного на палеофациальной схеме (см. рис. 7). Ареал развития песчаных отложений уменьшался, постепенно смещаясь в северо-западном направлении и сменяясь накоплением преимущественно глинистых разностей. Последующая литификация осадков обусловила значительное изменение толщин. Прямую зависимость между толщиной и песчаностью комплекса подтверждают результаты бурения на участках Чайво и Аркутун-Даги.

Ранний плиоцен (верхненутовский подгоризонт)

Становление раннеплиоценового комплекса происходило на фоне дальнейшей трансгрессии моря (см. рис. 2). Дельта палео-Амура продолжила отступление в западном и северо-западном направлениях, следствием чего стало формирование преимущественно глинистого разреза на большей части северо-восточной территории о-ва Сахалин и прилегающего шельфа.

В это же время начинается плиоцен-четвертичный этап тектонической активизации, вызвавший

интенсивное воздымание Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоны. Ее наиболее приподнятые участки выступили в роли локальных источников сноса обломочного материала. Приведенный ниже анализ выполнен на основе изучения южной части этой группы структур, к которой приурочен хорошо изученными материалами 3D-сейсморазведки Восточно-Одоптинский эрозионный выступ. Следует отметить, что сильное воздымание структуры в позднеплиоценовое и четвертичное время привело к денудации значительной части раннеплиоценовых отложений в присводовой части Восточно-Одоптинского поднятия (см. рис. 3, 6), что в значительной степени ограничивает информативность сейсморазведки и возможности анализа.

Тенденции формирования нижнеплиоценовых отложений хорошо видны на серии прогнозных карт эффективных толщин (рис. 8), рассчитанных по результатам импедансно-фациальной (*Ji-Fi*) инверсии [7]. На раннем этапе формирования этой толщи происходит интенсивное воздымание Восточно-Одоптинского поднятия и появление приуроченного к нему источника сноса. Из-за этого большая часть обломочного материала выносилась на значительное расстояние от эрозионного выступа, в район участков Одопту-море, Пильтун-Астох, Аркутун-Даги и Аяшский (ОГ 2–2 – ОГ 4). Относительно «спокойное» развитие этой структуры на последующих этапах обеспечило благоприятные условия для накопления значительной части обломочного материала в непосредственной близости от источника сноса — вдоль западного крыла Восточно-Одоптинской структуры (ОГ 2 – ОГ 2–4; ОГ 2–4 – ОГ 2–3; ОГ 2–3 – ОГ 2–2). Транспортировка осадков происходила по системе каналов. Некоторые из них сохранились и хорошо видны в сейсмическом волновом поле (см. рис. 6).

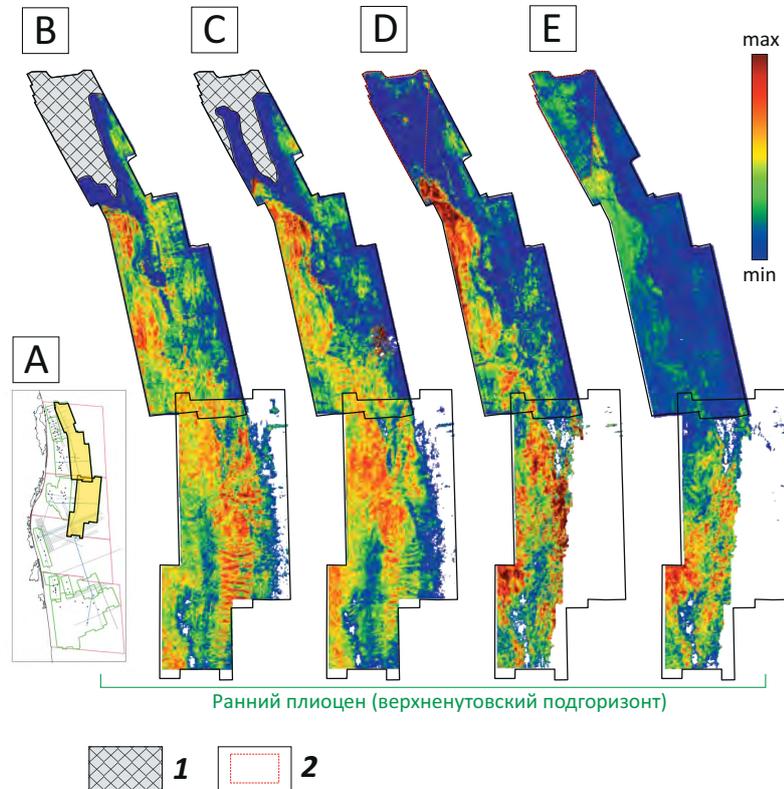
Эрозионные выступы Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоны также обеспечили вынос значительного объема осадков вглубь бассейна, что привело к формированию системы глубоководных конусов выноса вдоль ее восточного крыла. Существование и продуктивность таких тел подтверждают месторождения Пела-Лейч, Удачное, Васюканское, расположенные вблизи южного периклинального окончания Шмидтовского поднятия. Нельзя исключать формирование аналогичных резервуаров и в районе северного окончания Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоны, однако данное предположение требует дальнейшей проверки.

По результатам проведенных изысканий была построена схема обстановок осадконакопления в раннем плиоцене (поздненутовское время). При ее составлении также была использована карта временных толщин, охватывающая почти все участки МОГТ-3D Аяшского и Восточно-Одоптинского блоков, и результаты динамического анализа на Киринском блоке (рис. 9). На карте толщин видно интенсивное сокращение мощности нижнеплиоце-



Рис. 8. Прогнозные карты эффективных толщин в интервале раннего плиоцена, полученные по результатам импедансно-фациальной (*Ji-Fi*) инверсии сейсмических данных

Fig. 8. Predicted net thickness maps in Early Pliocene interval obtained on the result of Joint Impedance & Facies Inversion (*Ji-Fi*) of seismic data



A — схема расположения изученного участка, B — ОГ 2 – ОГ 2–4, C — ОГ 2–4 – ОГ 2–3, D — ОГ 2–3 – ОГ 2–2, E — ОГ 2–2 – ОГ 4.

1 — циклит отсутствует; 2 — участок недостоверного распределения динамических атрибутов

A — location map of explored area, B — Reflector 2 – Reflector 2–4, C — Reflector 2–4 – Reflector 2–3, D — Reflector 2–3 – Reflector 2–2, E — Reflector 2–2 – Reflector 4.

1 — no cyclothems; 2 — area of uncertain distribution of amplitude attributes

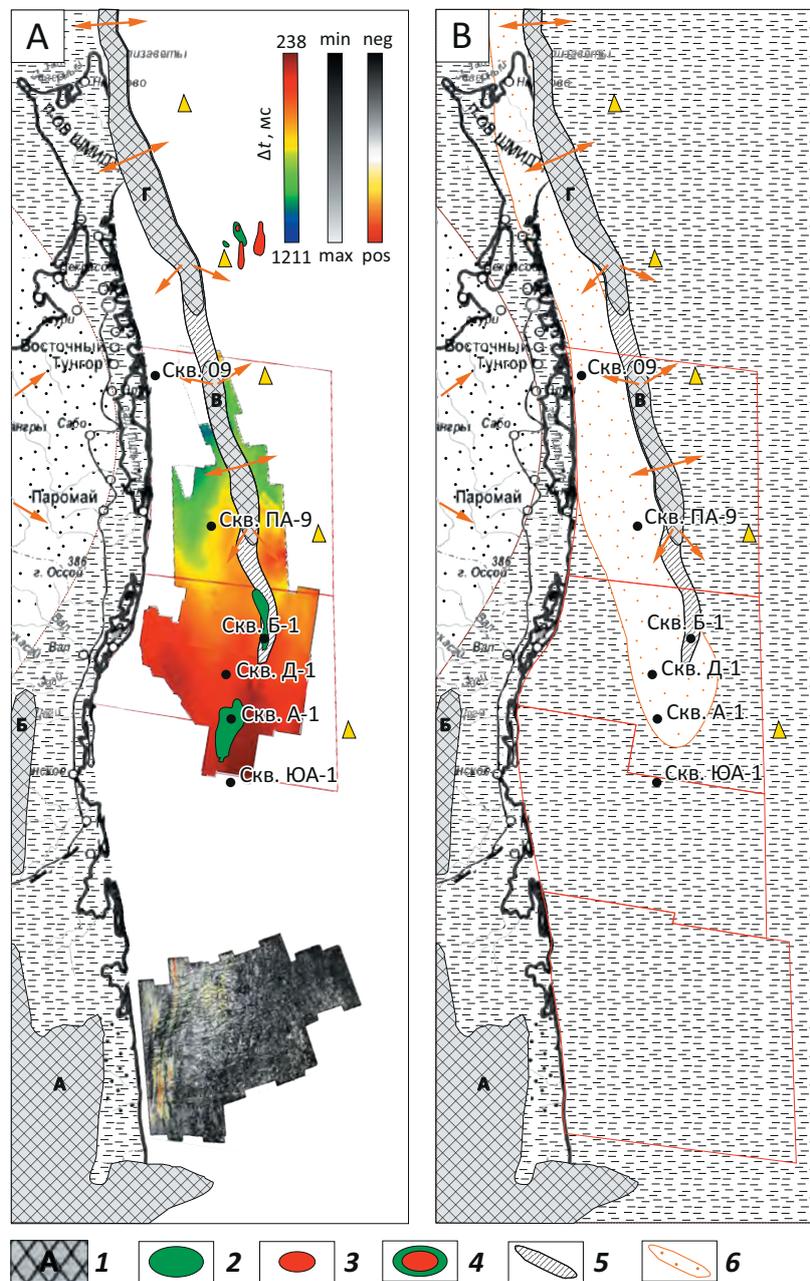
нового комплекса с севера на юг. К западу от эрозионного выступа максимальные толщины (синий и зеленый цвет коды) соответствуют основной области накопления обломочного материала. Карта амплитуд демонстрирует отсутствие ярких аномалий, что свидетельствует об однородности глинистого разреза в пределах Киринского блока.

На палеофациальной схеме отображена достаточно обширная площадь накопления обломочных осадков, обоснованная результатами сейсмогеологического анализа. Однако нужно учитывать, что не вся эта область является благоприятной для накопления залежей УВ. Важным фактором, контролирующим перспективность нижеплиоценовых отложений, является наличие достаточной для формирования устойчивых покровов доли глинистых разностей в разрезе. Компактное отложение основного объема обломочного материала к западу от Восточно-Одоптинского эрозионного выступа этому не способствовало. В этом районе можно предположить максимальную песчаность разреза вблизи сводовой части структуры. На сейсмическом

разрезе VI, который протягивается вдоль западного крыла этой структуры (см. рис. 6), максимальные толщины отложений нижнего плиоцена (ОГ 4 – ОГ 2) ассоциируются с зоной основного накопления песчаных осадков.

По мере удаления от источника сноса мощность этого комплекса интенсивно сокращается. Это позволяет предположить связь между уменьшением толщины данного комплекса и уменьшением доли обломочного материала в нем. Однозначно подтвердить этот тезис результатами бурения не удалось из-за слабой изученности этого интервала разреза. Несмотря на наличие значительного фонда скважин, вскрывших плиоценовые отложения на изучаемой площади, почти во всех из них он исследован слабо и фрагментарно или не изучен совсем. Исключение составляют скважины Аяшская-1, Баутинская-1 и Южно-Аяшская-1, расположенные вблизи южного периклинального окончания Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоны. На этом участке и по сейсмическим, и по скважинным данным отмечается интенсивное сокращение

Рис. 9. Обстановки осадконакопления в раннем плиоцене (поздненутовское время)
 Fig. 9. Depositional settings in Early Pliocene (Late Nutovsky time)



1 — область сноса обломочного материала (А — Восточно-Сахалинский, Б — Ногликский, В — Восточно-Одоптинский, Г — Шмидтовский); месторождения УВ с залежами в верхенутовском подгоризонте (2–4): 2 — нефтяные, 3 — газо-конденсатные, 4 — нефтегазоконденсатные; 5 — палеоподнятия поздненутовского времени; 6 — область накопления обломочных материалов, снесенных с Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоны.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 3, 7

1 — source area of clastic material transportation (A — East Sakhalinsky, Б — Nogliksky, В — East Odoptinsky, Г — Schmidtovsky); HC fields with HC accumulations in the Upper Nutovsky subhorizon (2–4): 2 — oil, 3 — gas condensate, 4 — oil and gas condensate; 5 — paleohighs of Late Nutovsky time; 6 — area of accumulation of clastic material carried away from the Odoptinsky-Schmidtovsky upstanding zone.

For other Legend items see Fig. 1, 3, 7

разреза нижнеплиоценовых отложений с севера на юг и одновременное уменьшение его песчаности, что наглядно иллюстрирует межскважинная корреляционная схема (см. рис. 6). Песчаность изменяется от 20–30 % на месторождении Тритон

(Баутинская структура) до почти полного отсутствия коллекторов на Южно-Аяшском участке.

Благоприятное соотношение песчаных и глинистых разностей в разрезе раннего плиоцена обеспечило устойчивое развитие резервуаров за

счет внутриформационных покрывок на Аяшском блоке, что привело к накоплению залежей УВ на месторождениях Нептун и Тритон. Потенциально благоприятными для формирования резервуаров можно считать участки месторождений Аркутун-Даги, Пильтун-Астох и Одопту-море, где соотношение песчаных и глинистых разностей в интервале нижнего плиоцена может быть близким к оптимальному.

Поздний плиоцен (помырский горизонт)

Позднеплиоценовые отложения на сегодняшний день считаются перспективными в составе верхненутовско-помырского возможно нефтегазового комплекса. Ранее предполагалась, что продуктивность этого горизонта может быть связана с крупными фановыми телами, развитыми в районе Восточно-Одоптинской и Шмидтовской зон. Однако анализ современных данных не позволяет согласиться с таким прогнозом.

Осадконакопление в позднеплиоценовое время происходило на фоне падения уровня моря (см. рис. 2). Это привело к очередному этапу проградации дельты палео-Амура и резкому возрастанию интенсивности локальных источников сноса (эрозионных выступов). В районе Восточно-Одоптинской структуры период ее наиболее интенсивного роста отмечен формированием шлейфа обломочных пород, хорошо видного по сейсмическим данным (см. рис. 3, 4, 6).

По всей видимости, крупные приподнятые зоны (Восточно-Сахалинская, Восточно-Одоптинская) не только выступали локальными источниками сноса обломочного материала, но и повлияли на формирование палеodelьты, частично ограничив ее раскрытие в восточном направлении. Такой вывод сделан на основании следующих наблюдений.

Согласно региональным исследованиям, с момента своего формирования (конец среднего миоцена) дельта палео-Амура была ориентирована в восточно-юго-восточном направлении. В конце плиоценового времени ее направление резко меняется на северо-восточное. Согласно региональной палеофациальной схеме Л.С. Маргулиса [1], в этот период ареал развития палеodelьты захватывает всю северную часть о-ва Сахалин, включая п-ов Шмидта. Это должно было обеспечить привнос большого объема песчаных осадков на участок прилегающего шельфа. Однако, по данным бурения, к югу от скв. Баутинская-1 разрез верхнего плиоцена глинизируется (см. рис. 6). Эта закономерность гармонирует с положением «шлейфа» обломочных пород, что свидетельствует о влиянии Восточно-Одоптинского эрозионного выступа на осадконакопление в пределах этого участка шельфа.

В южной части изучаемого района удалось впервые выделить и локализовать глубоководные конусы выноса, с которыми могут быть связаны перспективы верхнеплиоценовых отложений. На совмещенных картах когерентности и сейсмических амплитуд вдоль вспомогательных ОГ 1-2 и 1-1

(рис. 10) уверенно выделяется серия лопастей конусов выноса. Они характеризуются яркими положительными значениями амплитуд, к западу от которых видна система питающих их каналов. По всей видимости, эта система фанов сформирована в результате сноса обломочного материала с обширного Восточно-Сахалинского эрозионного выступа, протягивающегося вдоль восточной оконечности о-ва Сахалин от Луньского залива до п-ова Терпения.

Такой генезис позволяет уверенно прогнозировать развитие фанов, сформированных в позднеплиоценовое время, не только в юго-восточной части Северо-Сахалинского бассейна (Кириновский блок), но и в западной части Пограничного бассейна вплоть до п-ова Терпения. Основным типом ловушек в этом горизонте предполагается литологический. К такому выводу подводит геометрия предполагаемой поверхности позднего плиоцена (помырский горизонт; ОГ 1-1), представляющей собой пологую моноклираль.

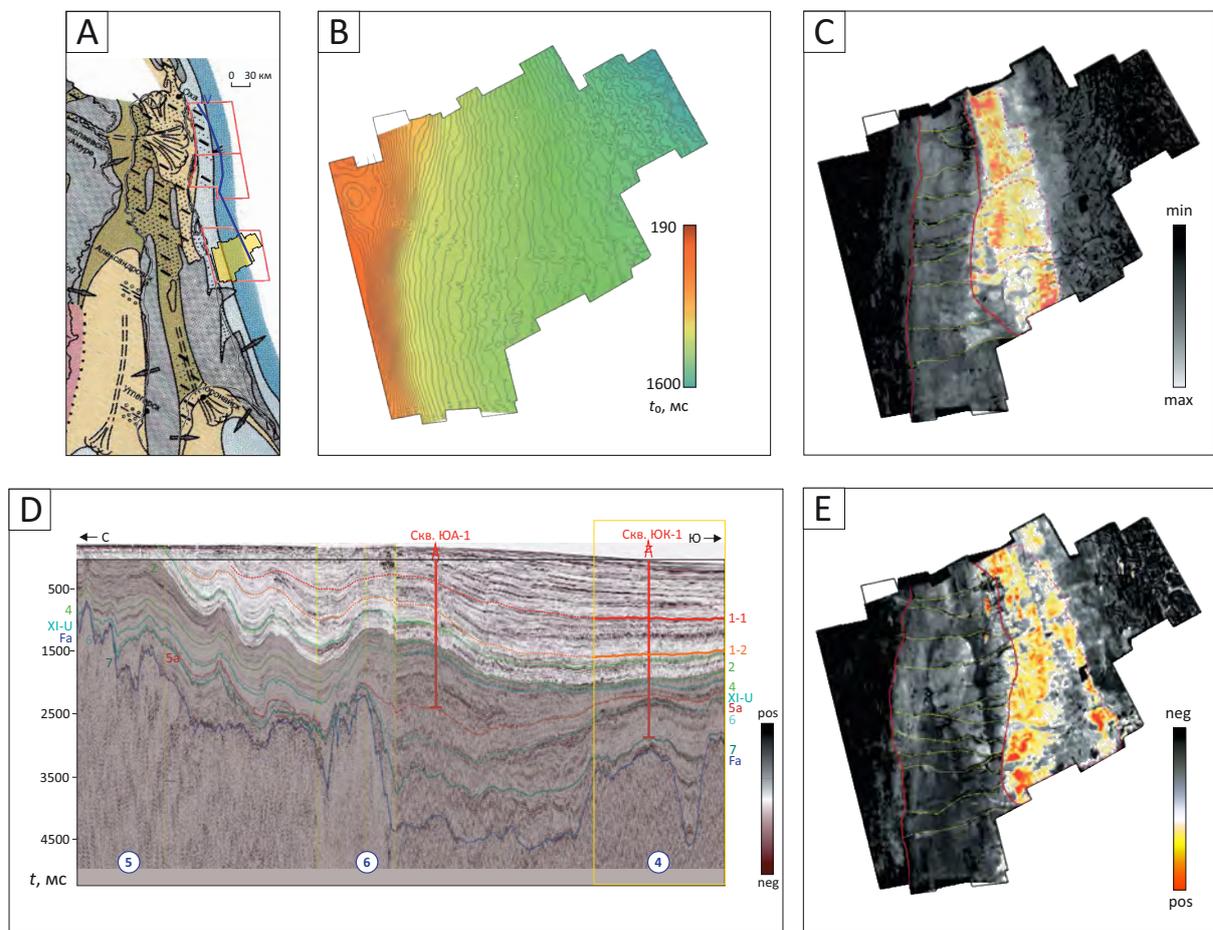
Выводы

Анализ новых сейсмических данных и применение современных подходов к их анализу позволили выявить, уточнить и устранить существенные неточности в определении положения опорных сейсмических горизонтов на территории северо-восточной части сахалинского шельфа, а также построить схему взаимной корреляции продуктивных пластов верхнего миоцена. Полученная сейсмогеологическая модель послужила основой для изучения особенностей строения верхнемиоценовых и плиоценовых отложений.

Определяющую роль в седиментогенезе миоцен-плиоценовых отложений изучаемого сектора сахалинского шельфа оказали: дельта палео-Амура, древние прогибы и эрозионные выступы. Активность основных источников обломочных осадков контролировалось эвстатическими колебаниями уровня моря и интенсивным ростом присдвиговых поднятий, связанных с плиоцен-четвертичным этапом тектонической активности.

Проведенные исследования позволили отметить две различные модели накопления осадков, преобладавших в этот период на северо-восточном шельфе о-ва Сахалин. Одна из них — компенсационная, преобладающая на протяжении олигоцен-миоценового времени (ОГ Fa – ОГ XI_U). Максимальные мощности этого интервала приурочены к древним прогибам, в районе поднятий этот комплекс представлен слабо и полностью отсутствует в присдвиговых частях наиболее крупных структур. Позднемиоценовый нижненутовский подгоризонт в пределах изучаемого района формировался под влиянием некомпенсированного Северо-Сахалинского прогиба, наиболее погруженные участки которого представляли Пильтунский и Чайвинско-Венинский седиментационные депоцентры. По мере проградации дельты палео-Амура на этих участках

Рис. 10. Результаты сейсмогеологического анализа, выполненного в интервале помырского горизонта
Fig. 10. Results of geoseismic analysis carried out in the interval of the Pomyrsky Horizon



A — обстановки осадконакопления в позднем плицене (помырское время) (по Маргулису Л.С., 2004), B — карта изохрон предполагаемой поверхности помырского горизонта (ОГ 1–1), C — совмещенная карта средних значений амплитуд по кубу PSTM и когерентности вдоль предполагаемой поверхности помырского горизонта (ОГ 1–1), D — сейсмический разрез по линии IV–IV, E — совмещенная карта средних значений амплитуд по кубу PSTM и когерентности внутри помырского горизонта (ОГ 1–2).

Усл. обозначения см. на рис. 3

A — depositional settings in Late Pliocene (Pomyrsky time) (according to Margulis L.S., 2004), B — time structure map of the supposed surface of the Pomyrsky Horizon (Reflector 1–1), C — combined map of average amplitudes from PSTM cube and coherence along the supposed surface of the Pomyrsky Horizon (Reflector 1–1), D — seismic section along IV–IV Line, E — combined map of average amplitudes from PSTM cube and coherence inside the Pomyrsky Horizon (Reflector 1–2).

For Legend see Fig. 3

переуглубленного шельфа сформировались наиболее крупные системы глубоководных конусов выноса. К концу позднемiocенового времени палеорельеф был полностью компенсирован, а регрессия достигла пика. В это время происходит активизация Восточно-Сахалинского источника сноса, обеспечившего привнос обломочного материала в западную часть Киринского блока (район Лунского и Южно-Лунского месторождений). В современном рельефе этому эрозионному выступу отвечает система Восточно-Сахалинских гор, что позволяет предполагать развитие резервуаров позднемiocенового возраста на всем протяжении этой горной системы — от Лунского залива до п-ова Терпения. Роль Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоны в позднемiocеновое время была невелика. Она

располагалась в более глубоководной части бассейна, из-за чего не могла служить устойчивым источником сноса обломочного материала.

В конце мiocенового времени происходит изменение характера накопления осадков. Толщины больше не наследуют палеорельефу, а постепенно сокращаются с севера на юг и с запада на восток. Такая характеристика отражает завершение компенсации палеорельефа и постепенное отступление дельты палео-Амура под влиянием трансгрессии моря. Область развития песчаников в этом интервале невелика и в основном ограничена участками, расположенными вблизи залива Пильтун. Максимальные толщины интервала ОГ XI_U – ОГ 4 отражают проксимальную часть дельты, участки

сокращенных толщин маркируют ее среднюю и дистальную части. То есть прогнозируется связь между уменьшением толщины данного комплекса и уменьшением доли обломочного материала в нем.

Раннеплиоценовый верхненутовский подгоризонт формировался на фоне продолжающейся трансгрессии моря, обеспечившей преобладание глинистых разностей в этом интервале разреза. На этом фоне приостанавливается активность Восточно-Сахалинского источника сноса. Начало плиоцен-четвертичного этапа тектонической активности приводит к активизации Восточно-Сахалинского сдвига и интенсивному воздыманию приуроченной к нему Одоптинско-Шмидтовской приподнятой зоны. Ее наиболее приподнятые участки (Шмидтовская и Восточно-Одоптинская структуры) начинают играть роль локальных источников сноса, обеспечивая накопление значительного объема обломочного материала на периферии

этой приподнятой зоны. Вдоль ее крутого восточного крыла песчаные осадки выносились вглубь бассейна, формируя системы глубоководных конусов выноса в районе западного борта Дерюгинского и Восточно-Сахалинского прогибов.

Позднеплиоценовый помырский горизонт формировался в условиях регрессии моря, которая вновь обусловила проградацию дельты палео-Амура и обеспечила эрозию крупных поднятий. В северной части изучаемой площади это должно было привести к развитию обширной зоны преимущественно песчаных отложений, но имеющиеся данные противоречивы и не позволяют составить модель их строения. На юге, в районе Кириного блока, по сейсмическим данным выявлена система фанов, приуроченных к Восточно-Сахалинскому источнику сноса. Аналогичные резервуары могут иметь широкое распространение на шельфе о-ва Сахалин, от Лунского залива на севере до южной оконечности п-ова Терпения.

Литература

1. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М. : Научный мир, 2010. – 276 с.
2. Харахинов В.В. Геодинамические условия формирования осадочных (нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных) систем Охотоморского региона // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 81–99. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-81-99.
3. Жуковская Е.А., Сначев М.В., Космынин В.А., Гайнаншин Р.Н. Модель седиментации нижненутовских отложений месторождения Нептун (северо-восточная часть шельфа о-ва Сахалин) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 4. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2020/44_2020.html (дата обращения 10.11.2021). DOI: 10.17353/2070-5379/44_2020.
4. Ромашов М.В., Сергиенко Т.Н., Коблов Э.Г., Харахинов А.В. Геологическая модель перспективных площадей Северное Колендо и Южно-Омбинская (Северный Сахалин) // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 3. – С. 25–26.
5. Ткачева Н.А. Секвенс-стратиграфия Кайганско-Васюканского участка северо-восточного шельфа о. Сахалин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 3. – С. 27–33.
6. Харахинов В.В. Эндодренажные системы и нефтегазоносность Охотоморского региона // Геология нефти и газа. – 2021. – № 2. – С. 61–79. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-61-79.
7. Kemper M., Gunning J. Joint Impedance and Facies inversion—Seismic inversion redefined // First Break. – 2014. – Т. 32. – № 9. – 89–95. DOI: 10.3997/1365-2397.32.9.77968.

References

1. Kharakhinov V.V. Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona [Petroleum geology of the Sakhalin Region]. Moscow: Nauchnyi mir; 2010. 276 p. In Russ.
2. Kharakhinov V.V. Sedimentary (oil and gas bearing and potentially oil and gas bearing) systems of the Sea of Okhotsk region: geodynamic arrangement. *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(1):81–99. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-81-99. In Russ.
3. Zhukovskaya E.A., Snachev M.V., Kosmyinin V.A., Gaynanshin R.N. The depositional model of Lower Nutov section, Neptune field (north-eastern part of the Sakhalin shelf). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2020;15(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2020/44_2020.html (accessed 10.11.2021). DOI: 10.17353/2070-5379/44_2020. In Russ.
4. Romashov M.V., Sergiyenko T.N., Koblov E.G., Kharakhinov A.V. Geological model and oil bearing of North Kolendo and South-Ombinsk prospects (North Sakhalin). *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft"*. 2012;(3):25–26. In Russ.
5. Tkacheva N.A. Sequence stratigraphy of Kaigan-Vasukan area, the North-Eastern shelf of Sakhalin Island. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft"*. 2012;(3):27–33. In Russ.
6. Kharakhinov V.V. Endodrainage systems and oil and gas occurrence in the Sea of Okhotsk region. *Geologiya nefiti i gaza*. 2021;(2):61–79. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-61-79. In Russ.
7. Kemper M., Gunning J. Joint Impedance and Facies inversion—Seismic inversion redefined. *First Break*. 2014;32(9):89–95. DOI: 10.3997/1365-2397.32.9.77968.

Информация об авторах

Шегай Вадим Игоревич

Ведущий геолог проекта
ООО «ПетроТрейс»,
115114 Москва, ул. Летниковская, д. 10, стр. 4
e-mail: vadim.shegay@ptgeos.com
ORCID ID: 0000-0002-1066-5300
SCOPUS ID: 57112514200

Толстикова Алексей Владимирович

Начальник лаборатории
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717 Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, пр-д
Проектируемый № 5537, зд. 15, стр. 1
e-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

Information about authors

Vadim I. Shegay

Leading Project Specialist
PetroTrace,
10/4 ul. Letnikovskaya, Moscow, 115114, Russia
e-mail: vadim.shegay@ptgeos.com
ORCID ID: 0000-0002-1066-5300
SCOPUS ID: 57112514200

Alexey V. Tolstikov

Head of the Laboratory
VNIIGAZ,
15, bld. 1, Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Leninsky
municip., Moscow region, 142717, Russia
e-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru



ГЕОМОДЕЛЬ

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ
ДАННЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
ТРЕТЬЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**

УСПЕЙТЕ ПОДАТЬ ТЕЗИСЫ!

21-23 СЕНТЯБРЯ 2022 Г. | НОВОСИБИРСК, РОССИЯ

КАЛЕНДАРЬ 2022

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES



ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ
ЗОЛОТОЙ РИМЕРКУРИИ
2017



23-28 мая
2022
Сочи, Россия

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

06-11 июня
2022
Сочи, Россия

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

03-08 октября
2022
Сочи, Россия

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



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



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



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



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



(861) 212-85-85



info@oilgasconference.ru



www.oilgasconference.ru

УДК 553.982:552.54:552.143

DOI 10.31087/0016-7894-2022-3-85-94

Геологические закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции

© 2022 г. | И.А. Маракова

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

Поступила 05.01.2022 г.

Доработана 28.01.2022 г.

Принята к печати 14.02.2022 г.

Ключевые слова: Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция; тяжелые нефти; условия формирования; ордовик-нижнедевонский и доманиково-турнейский карбонатные комплексы; надкарбонатный терригенный комплекс; физико-химический состав; закономерности размещения.

Аннотация: Данная статья посвящена изучению закономерностей размещения залежей тяжелых нефтей в Тимано-Печорской провинции. Потребление нефти и нефтепродуктов растет, ранее разведанные месторождения истощаются, пик добычи легкой нефти прошел. В статье представлен анализ особенностей тектонического развития крупных зон нефтегазоаккумуляции Тимано-Печорской провинции и условий формирования комплексов отложений, в которых находятся залежи тяжелой нефти. На территории Тимано-Печорской провинции основные запасы залежей тяжелых нефтей сосредоточены в Хорейверской впадине и Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне. Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона является древним авлакогеном, который в современном структурно-тектоническом плане представляет собой систему горстовидных поднятий. Хорейверская впадина является наложенной отрицательной структурой, которой по поверхности фундамента и нижнепалеозойским отложениям соответствует Большеземельский палеосвод, расчлененный тектоническими нарушениями. Установлено, что закономерности размещения залежей нефти зависят от особенностей геологического строения и истории развития отдельных структурно-тектонических элементов. Распределение залежей тяжелых нефтей в границах этих структурных элементов отличается по стратиграфическому и гипсометрическому положению. К верхним стратиграфическим горизонтам (карбон – пермь) в основном приурочены залежи тяжелой нефти, размещенные в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне. Основная часть глубокозалегающих тяжелых нефтей локализована в пределах Хорейверской впадины. Нефти Хорейверской впадины более легкие из-за низкой плотности. На основании изучения закономерностей размещения тяжелых нефтей они подразделены на три группы: малопарафинистые, парафинистые, высокопарафинистые, даны оценки перспектив нефтегазоносности шельфовой части изучаемых структурных элементов и прогноз фазового состава углеводородов.

Для цитирования: Маракова И.А. Геологические закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 2022. – № 3. – С. 85–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-85-94.

Geological trends of occurrence of heavy oil pools in north-eastern part of Timan-Pechora Province

© 2022 | I.A. Marakova

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

Received 05.01.2022

Revised 28.01.2022

Accepted for publication 14.02.2022

Key words: Timan-Pechora Petroleum Province; heavy oil; conditions of formation; Ordovician-Lower Devonian carbonate series; Domanik-Tournaisian carbonate series, above-carbonate terrigenous series; physicochemical composition; trend of occurrence.

Abstract: The paper is dedicated to studies of common factors of heavy oil pool occurrence in the Timan-Pechora Province. Consumption of oil and petroleum products is increasing, previously explored fields are depleting, and the peak of light oil production is a past history. The authors analyse features of tectonic evolution of large oil and gas accumulation zones in the Timan-Pechora Province, as well as conditions of formation of rock associations bearing heavy oil pools. Main heavy oil reserves of the Timan-Pechora Province are concentrated in the Khoreiversky Depression and Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone. Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone is an ancient aulacogen; in present-day plan it is a system of horst-like uplifts. Khoreiversky Depression is a superposed negative structure; in the Basement surface and Lower Palaeozoic deposits, fractured Bol'shezemelsky paleoarch corresponds to this structure. It is found that trends of oil pool occurrence depend on features of geological structure and history of individual structural and tectonic element evolution. Occurrence of heavy oil pools within these structural elements differs in terms of stratigraphic and hypsographic position. Heavy oil pools found in the Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone belong mainly to the upper stratigraphic horizons (Carboniferous-Permian). The greater part of deep-seated heavy oil is concentrated within the Khoreiversky Depression. Because of low



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

density, oil in the Khoreivsky Depression is lighter. In accordance with common factors of their occurrence, heavy oils are classified into three following groups: low paraffin, paraffin, and high-paraffin. The authors discuss petroleum potential of the shelf part of considered structural elements, and predict phase composition of hydrocarbons.

For citation: Marakova I.A. Geological trends of occurrence of heavy oil pools in north-eastern part of Timan-Pechora Province. *Geologiya nefti i gaza*. 2022;(3):85–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-85-94. In Russ.

Введение

Вопросы освоения ресурсов тяжелых и битуминозных нефтей сейчас особенно актуальны, поскольку пик добычи легкой нефти прошел [1–3]. На сегодняшний день мировые ресурсы тяжелых и битуминозных нефтей оцениваются в 750 млрд т. Значительные запасы имеют Канада (380 млрд т), Венесуэла (330 млрд т), США, Россия. В структуре российских запасов выросла доля тяжелых, высоковязких нефтей, природных битумов. Основная часть этих ресурсов сосредоточена в месторождениях Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций (30–75 млрд т).

Методы исследований

На основе анализа геолого-геофизических материалов выделены закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции. Проанализированы физико-химические параметры тяжелых нефтей по

39 месторождениям, открытым в ордовик-нижнедевонском карбонатном, доманиково-турнейском карбонатном и пермотриасовом терригенном комплексах Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны и Хорейверской впадины.

Результаты исследований

Хорейверская впадина является наложенной отрицательной структурой, которой по поверхности фундамента и нижнепалеозойским отложениям соответствует Большеземельский палеосвод, разделенный тектоническими нарушениями субмеридионального простирания на отдельные блоки.

Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона представляет собой древнюю зону рифтовой природы, выраженную по верхним горизонтам осадочного чехла инверсионными линейными валами, разделенными узкими прогибами. Она характеризуется чередованием валов и депрессий, проявленных по всему разрезу осадочного чехла (рис. 1).

Рис. 1. Территория исследований (А) и фрагмент сейсмогеологического разреза по региональному профилю 15-РС (В)
Fig. 1. Study area (A) and fragment of geoseismic section along the 15-PC regional line (B)

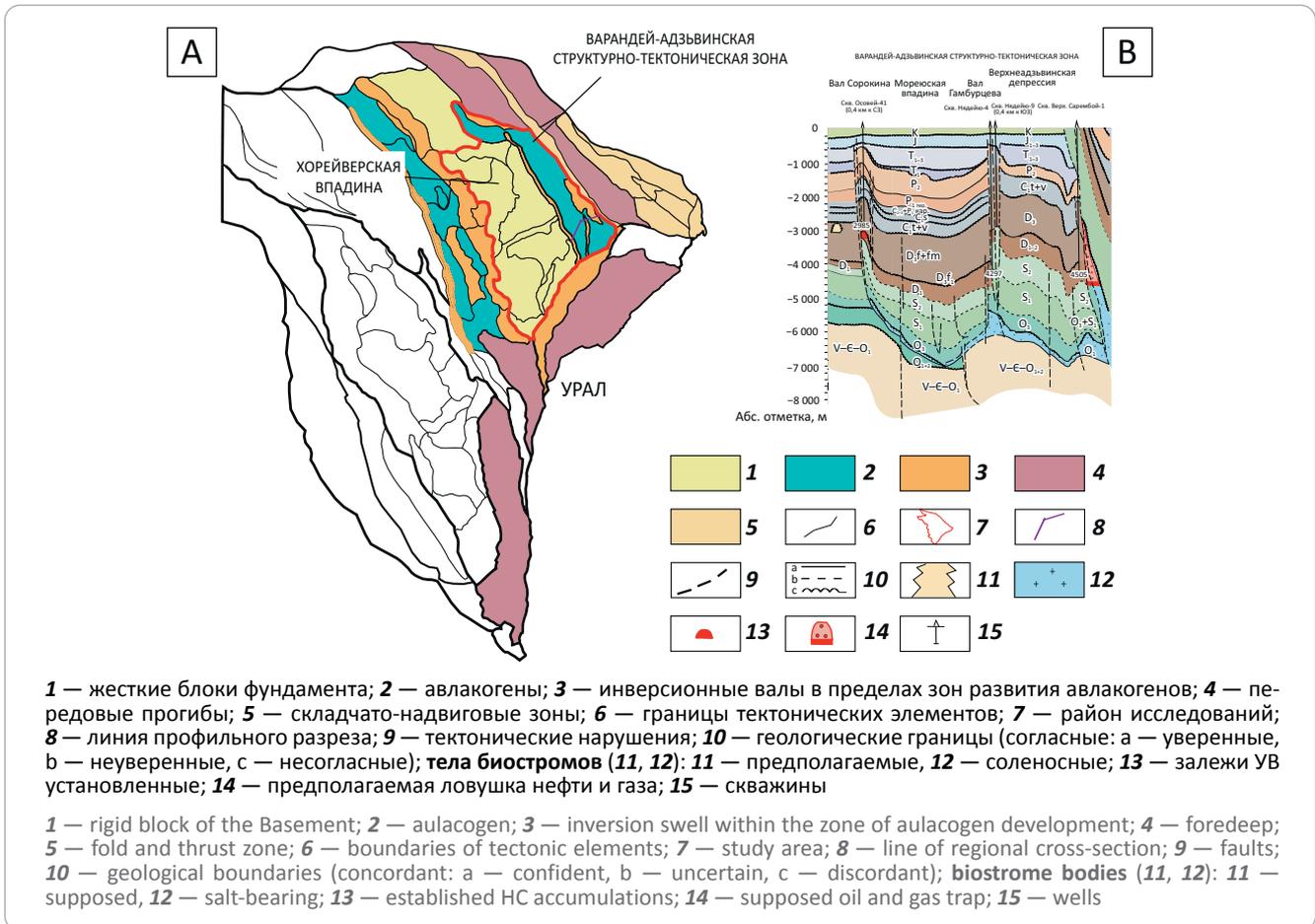
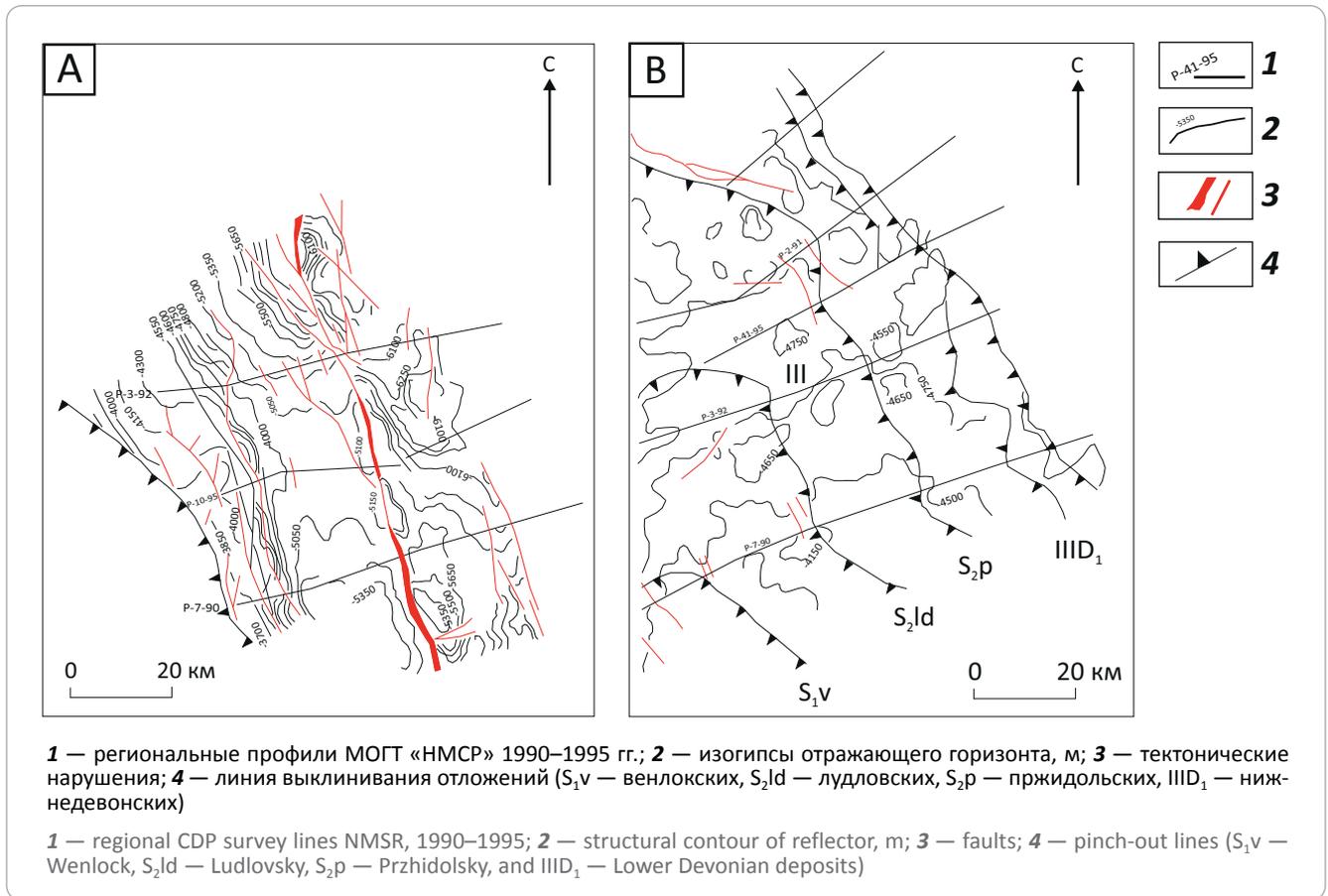


Рис. 2. Фрагмент структурной карты по ОГ V (А) и линии выклинивания отложений (В) (по И.А. Мараковой)
Fig. 2. Fragment of depth map over V Reflector (A) and pinch-out lines (B) (according to I.A. Marakova)



Особенностью строения силур-девонской части разреза в Хорейверской впадине является широкое развитие региональных зон выклинивания (стратиграфического или тектонического срезания) и связанных с ними комбинированных и неантиклинальных ловушек [3, 4]. По характеру изменения мощностей и формы сейсмической записи намечено последовательное выклинивание с востока на запад к своду пржидольских и с севера на юг и с востока на запад лудловских и венлокских отложений силура, а также пачек г, б, в нижнедевонских отложений. Все линии выклинивания нижнедевонских отложений в восточной части Большеземельского свода имеют субмеридиональную ориентацию (рис. 2) [5].

Выклинивание связано в основном со вторичным эрозионным срезанием, но отмечается и конседиментационное изменение мощностей, что на сейсмических разрезах фиксируется характером налеганий и прилеганий отражающих горизонтов (ОГ). В комплексе широко развиты зоны нарушений и дроблений различной протяженности и амплитуды [4]. В восточной части Большеземельского свода выделена система нарушений, параллельных валу Сорокина. Отмечается взаимосвязь некоторых зон выклинивания и нарушений, что позволяет предположить их конседиментационный характер.

В зонах выклинивания и тектонического экранирования выявлены многочисленные комбинированные (стратиграфически, литологически и тектонически экранированные) ловушки. На восточном склоне Большеземельского свода наиболее крупные из комбинированных ловушек: Варкнавтская, Южно-Садаягинская, Оленья, Центральная — в нижнем силуре, Северо-Садаягинская, Центральная, Верхнеколвинская, Восточно-Оленья — в верхнем силуре, Западно-Варандейская, Пасседская, Оленья — в нижнем девоне. На ряде таких ловушек установлены залежи нефти — Оленья, Варкнавтская, Центральная.

В Варандей-Адзвинской структурной зоне в отложениях нижнего девона намечены многочисленные структурно-литологические и структурно-стратиграфические ловушки на территории вала Сорокина и Мореюской депрессии.

Явно выраженный некомпенсированный бассейн на большей части территории провинции был заложен в раннедоманиковое время и развивался в восточных ее частях вплоть до визейского века. Ложе некомпенсированной впадины на глубоководном шельфе выполнялось кремнисто-глинисто-битуминозными осадками [6]. По обрамлению впадины формировались терригенно-карбонатные осадки мелководного шельфа с барьерными рифами, раз-



деляющими названные шельфы. Своеобразной особенностью позднефранского бассейна являлось то, что и внутри некомпенсированной впадины на морфологически выраженных локальных участках морского дна могли накапливаться осадки с признаками мелководно-шельфовой седиментации. Надо подчеркнуть, что значительную роль в изучении строения рассматриваемой части верхнедевонских отложений сыграла сейсморазведка МОГТ, с помощью которой выделено, протрассировано, закартировано большинство разнотипных построек (рис. 3).

Наглядным примером формирования залежей тяжелых нефтей в терригенных отложениях перм-триасового возраста является вал Сорокина.

Палеотектонические условия генерации УВ показывают, что тяжелая нефть в залежах триасового комплекса является эпигенетической, поступившей из нижележащих нефтегазоматеринских пород по разломам и тектоническим нарушениям, предположительно в юрское время. В процессе вертикальной миграции первоначально легкая нефть за счет физико-химических процессов превратилась в тяжелую, высоковязкую, высокосмолистую субстанцию.

Учитывая, что верхнеперм-триасовый нефтеносный комплекс широко развит на территории Тимано-Печорской провинции и имеет высокий потенциал, актуальность его освоения в ближайшем будущем неоспорима.

Приведенный материал позволяет сделать вывод, что распределение залежей нефти и газа в осадочной толще зависит от структурных условий, литологического фактора, что подтверждается работами [6–11].

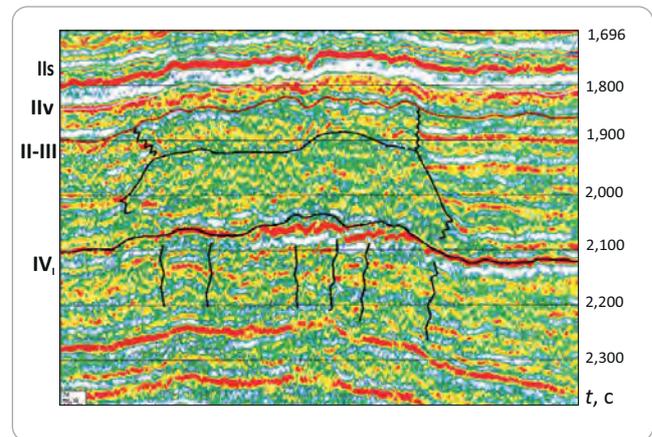
Среднеордовик-нижнедевонский комплекс представлен преимущественно мелководно-шельфовыми карбонатными отложениями, слабо распространены терригенные морские образования, но на отдельных этапах развития бассейна на значительных его участках существовали условия с повышенной соленостью и накапливались седиментационные доломиты, сульфаты, иногда каменная соль.

Большая часть раннедевонской эпохи соответствует завершающей регрессивной стадии ордовик-раннедевонского мегацикла седиментации, интервалу времени, ознаменовавшемуся переходом от преимущественно карбонатного осадконакопления к терригенному, господствовавшему в эмском веке, среднем девоне и начале позднего девона. На фоне нарастающих регрессивных тенденций развития бассейна наблюдаются частные трансгрессии в раннеохковском и раннеэмском времени.

Залежи в среднеордовик-нижнедевонском карбонатном комплексе заключены в коллекторах трещинно-порового, трещинно-каверно-порового типов. Коллекторы представлены органогенными известняками и вторичными доломитами. В обычных условиях характерно присутствие порово-тре-

Рис. 3. Отображение на временном разрезе фрагмента верхнедевонской атоллвидной постройки и биострома, литолого-фациальных неоднородностей в нижнесилурийских отложениях на Сандивейской площади Хорейверской впадины

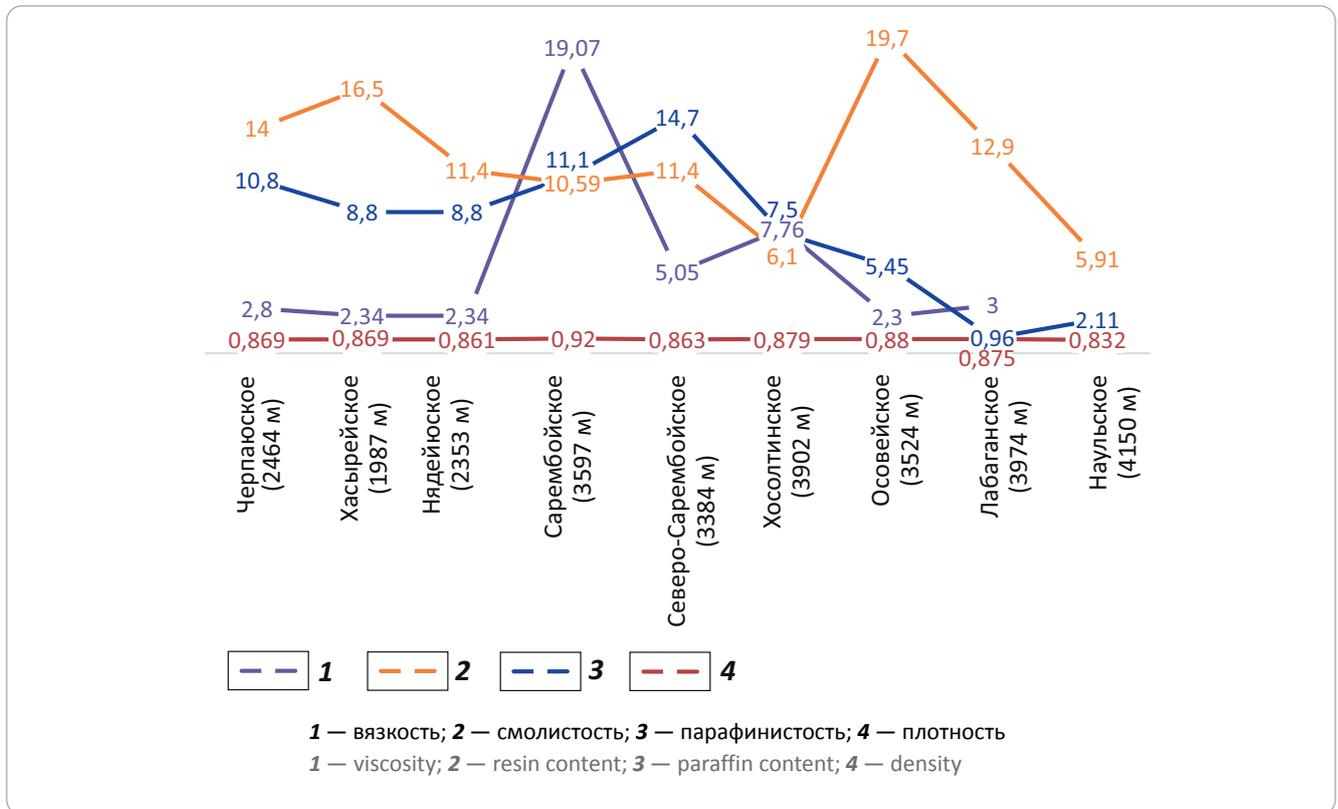
Fig. 3. Seismic time section: imaging of a fragment of Upper Devonian atoll-like buildup and biostrome, lithofacies inhomogeneity in Lower Silurian deposits, Sandiveisky area, Khoreivsky Depression



щинных коллекторов с открытой пористостью 6–9 %. Резкое улучшение коллекторских свойств карбонатных коллекторов происходит на участках, где они трансгрессивно с размывом перекрыты в основании верхнедевонскими отложениями. Экранирующим горизонтом для большинства залежей в среднеордовик-нижнедевонском комплексе служит верхнедевонская тиманско-саргаевская толща.

В доманиково-турнейском карбонатном комплексе на севере Хорейверской впадины и северо-западе Варандей-Адзвинской области распространены депрессионные доманикоидные литофации доманикового и позднефранского возраста. Породы-коллекторы, обеспечивающие миграцию и скопления УВ, в доманиково-турнейском комплексе связаны почти исключительно с карбонатными породами: карбонатными пластами мелководно-шельфовых отложений, разнообразными органогенными постройками, карбонатными пластами депрессионных литофаций, карбонатными пластами в глинистых толщах заполнения. Рифогенные образования южных и восточных районов представлены массивами, которые начинали свое развитие как изолированные банки на отмелях внутри некомпенсированных впадин в позднедоманиковом и сирачойское время, а затем продолжали формироваться в верхнефранском и фаменском времени как банки на краю и внутри мелководного шельфа до перекрытия их мелководными глинистыми отложениями. Открытая пористость составляет 12–18 %. Обладающие экранирующими свойствами пласты, пачки и толщи имеют глинистый и карбонатно-глинистый состав и преимущественно относятся к покрывкам неоднородного типа благодаря присутствию карбонатных пластов и пачек. Подавляющее большинство покрывок, экранирующих залежи УВ внутри доманиково-турнейского

Рис. 4. График изменения плотности, вязкости, содержания смол и парафинов в нефти с юга на север в Варандей-Адзввинской структурно-тектонической зоне ордовик-нижнедевонского карбонатного комплекса (по И.А. Мараковой)
Fig. 4. Diagram of density, viscosity, resin and paraffin content changes from south to north in Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone, Ordovician-Lower Devonian carbonate series (according to I.A. Marakova)



нефтегазоносного комплекса, представлены мелко-водно-шельфовыми отложениями.

Верхнепермские отложения сложены песчаниками, алевролитами, глинами с прослоями углей, формировавшимися в прибрежно-морских, придельтовых и субконтинентальных условиях. Триасовые отложения с размывом залегают на верхнепермских. Представлены терригенными и глинистыми породами нижнего, среднего и верхнего отделов.

В рамках района исследований выполнен анализ физико-химических параметров тяжелых нефтей в ловушках ордовик-нижнедевонского карбонатного, доманиково-турнейского карбонатного, верхнепермского и триасового терригенных комплексов.

Нефти Варандей-Адзввинской структурно-тектонической зоны в ордовик-нижнедевонском карбонатном комплексе легкие, средние, тяжелые, битуминозные (0,832–0,92 г/см³), незначительной вязкости, маловязкие и повышенной вязкости (2,3–19,07 мПа·с), парафинистые и высокопарафинистые (5,45–14,7 %), смолистые, высокосмолистые (5,91–19,7 %) (рис. 4). С увеличением содержания парафина наблюдается снижение плотности и вязкости. Также отмечается тенденция снижения содержания серы вслед за увеличением доли парафина в парафинистых и высокопарафинистых нефтях.

В южной части Варандей-Адзввинской структурно-тектонической зоны нефти ордовик-нижне-

девонского карбонатного комплекса на глубинах 1987–3384 м средние по плотности, незначительной вязкости, высокопарафинистые. На месторождениях, расположенных севернее, с изменением глубины от 3524 до 4150 м наблюдается увеличение плотности, снижение вязкости и парафинистости (рис. 5).

В залежи Сарембойского месторождения находится битуминозная нефть (0,92 г/см³) повышенной вязкости (19,07 мПа·с), смолистая (10,59 %), высокопарафинистая (11,1 %).

Нефти Хорейверской впадины в ордовик-нижнедевонском карбонатном комплексе отличаются значительно меньшей плотностью, содержат меньше серы и смол (рис. 6). По плотности выделяются нефти тяжелые (Западно-Веякское), средние (Яромусюршорское), особо легкие, незначительной вязкости, парафинистые и высокопарафинистые, смолистые, малосернистые и среднесернистые. Отмечается тенденция уменьшения плотности нефти с юга на север.

Надо отметить, что все параметры нефтей ордовик-нижнедевонского комплекса находятся в одном диапазоне, различных изменений с глубиной не наблюдается (рис. 7).

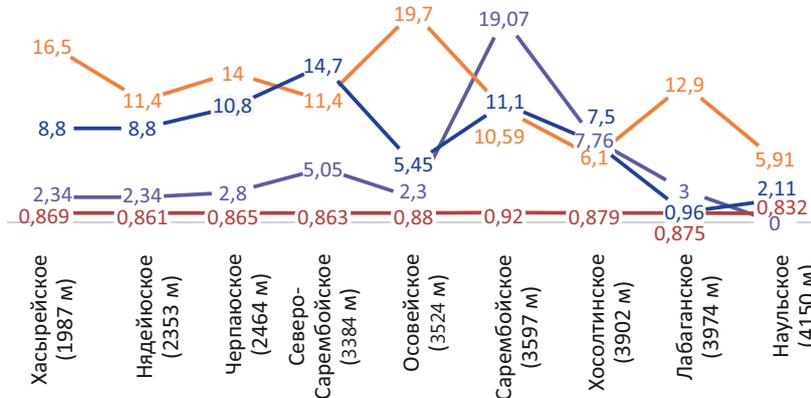
В Варандей-Адзввинской зоне нефти доманиково-турнейского комплекса битуминозные и средние по плотности. С юга на север вязкость нефти и парафинистость снижаются. Чем тяжелее нефти,



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 5. График изменения плотности, вязкости, содержания смол и парафинов в нефти с глубиной в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне ордовик-нижнедевонского карбонатного комплекса (по И.А. Мараковой)

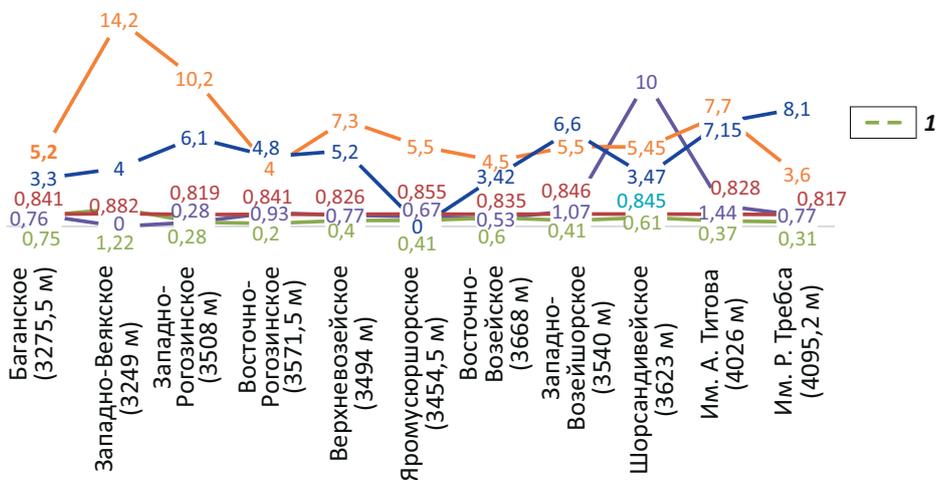
Fig. 5. Diagram of density, viscosity, resin and paraffin content changes with depth in Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone, Ordovician-Lower Devonian carbonate series (according to I.A. Marakova)



Усл. обозначения см. на рис. 4
For Legend see Fig. 4

Рис. 6. График изменения плотности, вязкости, содержания смол и парафинов, серы в нефти с юга на север ордовик-нижнедевонского карбонатного комплекса Хорейверской впадины (по И.А. Мараковой)

Fig. 6. Diagram of density, viscosity, resin, paraffin, and sulphur content changes from south to north in Ordovician-Lower Devonian carbonate series of Khoreivsky Depression (according to I.A. Marakova)



1 — сера.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 4
1 — sulphur.
For other Legend items see Fig. 4

тем выше содержание высокомолекулярных компонентов, серы. С глубиной увеличивается парафинистость и вместе с этим наблюдается сокращение количества серы и смол (рис. 8).

В этом же комплексе нефти Хорейверской впадины по плотности легкие (0,843–0,849 г/см³), средние (0,858 г/см³) — сосредоточены в южной части впадины. В северной части нефти тяжелые (0,871–0,895 г/см³) и битуминозные (0,898–0,929 г/см³). Здесь же сосредоточены маловязкие и повышенной вязкости, высокосмолистые нефти. В южной части

преобладают нефти незначительной вязкости, смолистые. При этом по данным показателям особо выделяются Западно-Хоседаюское, Урернырдское и Тэдинское месторождения. В высоковязких нефтях наблюдается повышенное содержание смол. С увеличением доли смол отмечается снижение содержания парафина в нефтях месторождений в северной части впадины. Для высокопарафинистых характерно наименьшее содержание серы.

Свойства и состав нефтей с глубиной меняются дифференцированно в связи с тем, что все

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ

Рис. 7. График изменения плотности, вязкости, содержания смол и парафинов в нефти с глубиной ордовик-нижнедевонского карбонатного комплекса Хорейверской впадины (по И.А. Мараковой)

Fig. 7. Diagram of density, viscosity, resin, paraffin, and sulphur content changes with depth in Ordovician-Lower Devonian carbonate series of Khoreivsky Depression (according to I.A. Marakova)

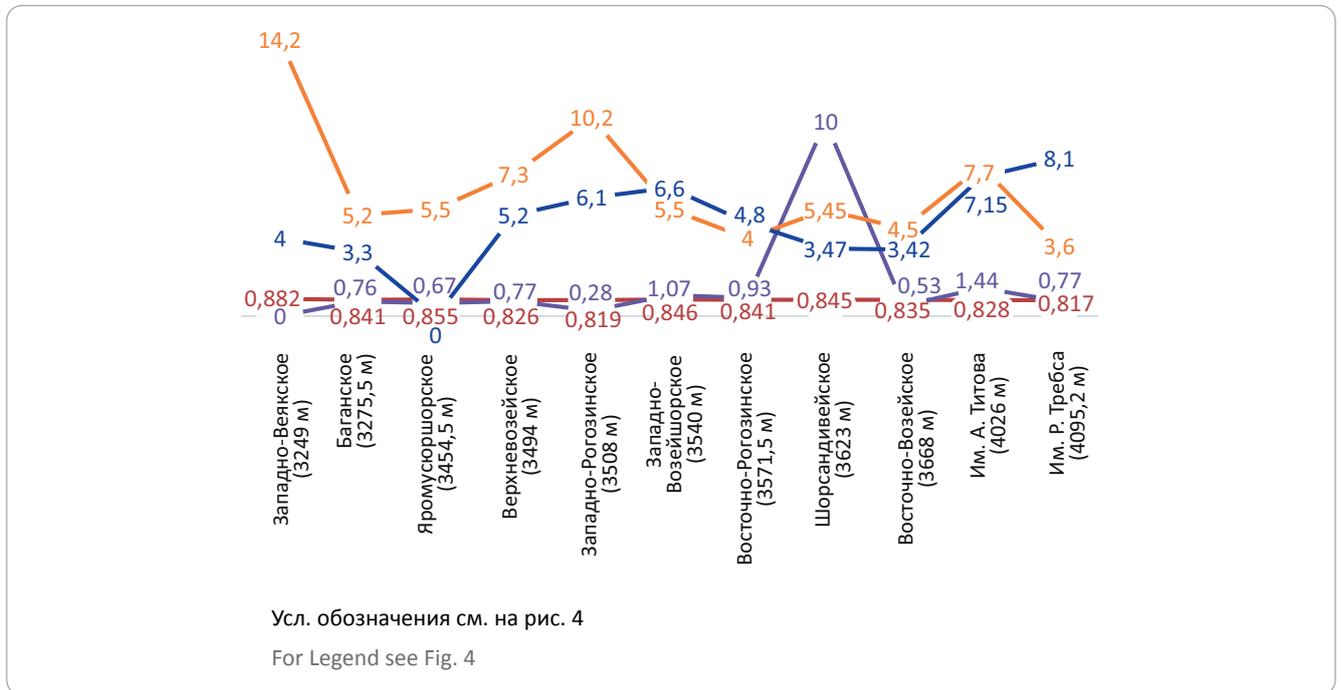
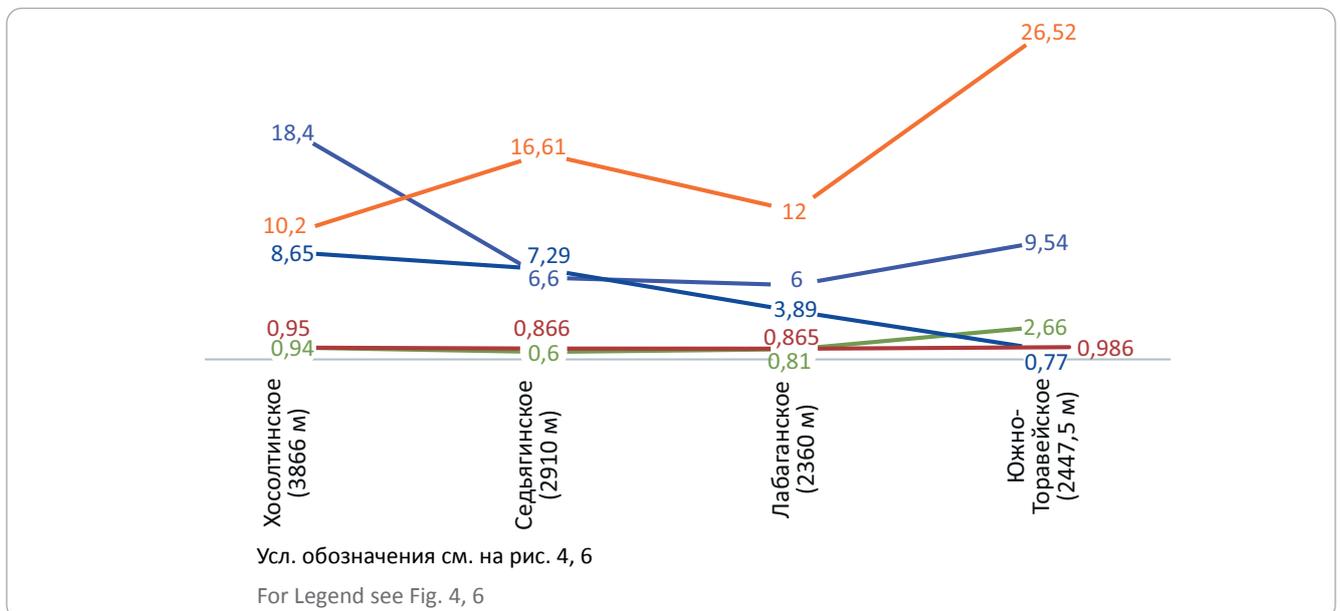


Рис. 8. График изменения плотности, вязкости, содержания смол и парафинов, серы в нефти с юга на север в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне доманиково-турнейского карбонатного комплекса (по И.А. Мараковой)

Fig. 8. Diagram of density, viscosity, resin, paraffin, and sulphur content changes from south to north in Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone, Domanik-Tournaisian carbonate series (according to I.A. Marakova)



месторождения с нефтями доманиково-турнейского комплекса находятся в пределах различных тектонических элементов: Садагинская ступень, Центрально-Хорейверский уступ, Сандивейское поднятие. С глубиной отмечается общее снижение вязкости и содержания смол (рис. 9). Самые высокие значения вязкости и содержания смол соответствуют нефтям месторождений центральной части Хорейверской впадины.

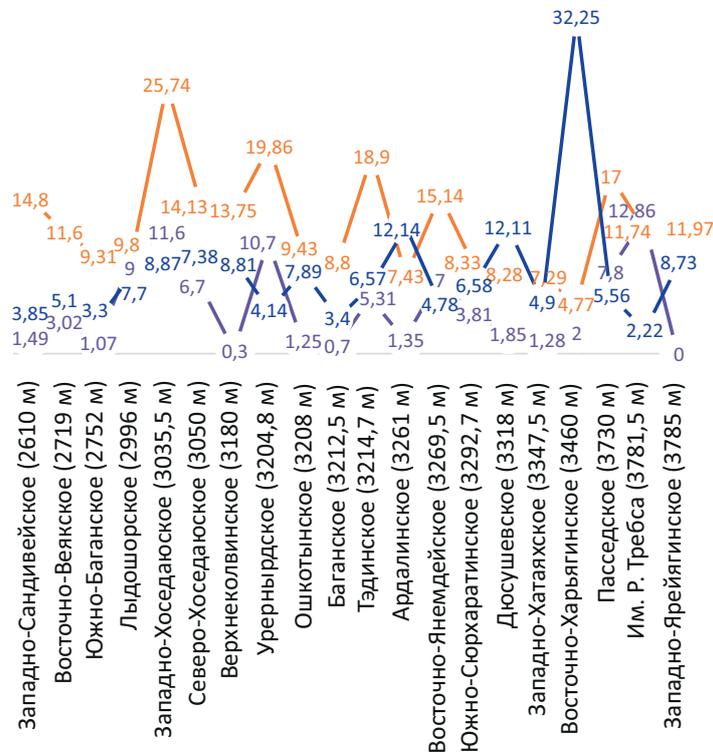
Нефти пермотриасовых отложений в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне (рис. 10) отличаются от нефтей, которые находятся в нижележащих комплексах. Особенно выделяются нефти Южно-Торавейского месторождения — битуминозные, высокосернистые, высокосмолистые.

Тяжелые нефти были подразделены на 3 группы: малопарафинистые, парафинистые, высокопарафинистые.



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

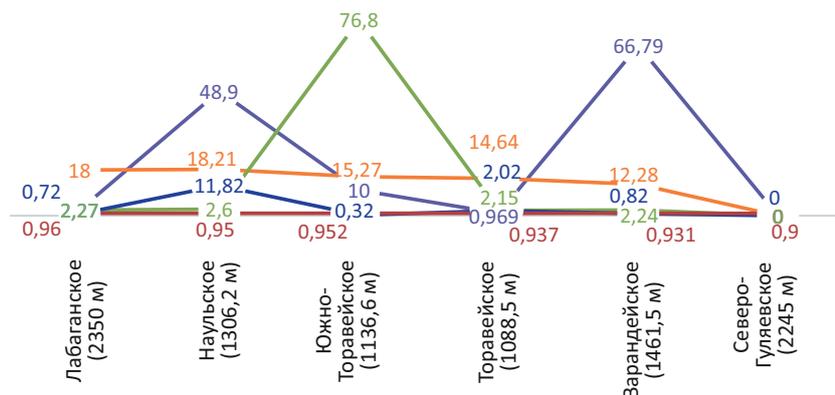
Рис. 9. График изменения вязкости, содержания смол и парафинов в нефти с глубиной Хорейверской впадины доманиково-турнейского карбонатного комплекса (по И.А. Мараковой)

Fig. 9. Diagram of viscosity, resin and paraffin content changes with depth in oil of Domanik-Tournaisian carbonate series in Khoreiversky Depression (according to I.A. Marakova)


Усл. обозначения см. на рис. 4

For Legend see Fig. 4

Рис. 10. График изменения плотности, вязкости, содержания серы, смол и парафинов в нефти с юга на север в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне пермотриасового комплекса (по И.А. Мараковой)

Fig. 10. Diagram of density, viscosity, sulphur, resin and paraffin content changes from south to north in Permian-Triassic series of Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone (according to I.A. Marakova)


Усл. обозначения см. на рис. 4, 6

For Legend see Fig. 4, 6

Малопарафинистые нефти (0,32–0,82 %) в пермотриасовом комплексе характеризуются плотностью 0,931–0,96 г/см³. Эти нефти повышенной вязкости, высоковязкие, сернистые, высокосернистые, смолистые.

Плотность парафинистых нефтей ордовик-нижнедевонского комплекса Хорейверской впадины составляет 0,835–0,841 г/см³. Содержание серы в среднем — 0,5 %, смол — 14 %, нефти средне-сернистые, смолистые.

Для высокопарафинистых нефтей ордовик-нижнедевонского комплекса Варандей-Адзввинской зоны характерна плотность 0,879–0,92 г/см³, содержание парафина — 8,8–14,7 %, смол — 11,4 %. Нефти смолистые. В Хорейверской впадине, в этом же комплексе, плотность высокопарафинистых нефтей изменяется в пределах от 0,88 до 0,91 г/см³, содержание серы — в пределах от 0,23 (малосернистые) до 2,02 % (сернистые). В доманиково-турнейском комплексе Хорейверской впадины содержание парафина варьирует от 6,58 до 32,25 %, плотность нефтей составляет в среднем 0,872 г/см³. Нефти смолистые, высокосмолистые. В пермотриасовых отложениях нефти плотностью 0,95 г/см³, высокосмолистые и сернистые.

На основе изучения зональности катагенеза можно прогнозировать преимущественно нефтяной состав залежей в нижнедевонских отложениях на территории акваториального продолжения Варандей-Адзввинской структурно-тектонической зоны.

В пределах акваториального продолжения Сарембой-Леккейягинского вала на месторождении Медыньское-море выявлены нефти очень легкие, с небольшим содержанием парафинов и смол, практически без асфальтенов. На этом же месторождении в турнейских отложениях установлены тяжелые гипергенно измененные нефти с высоким содержанием смол и асфальтенов и низкой концентрацией парафинов. На Тобойско-Мядсейском месторождении в нижнедевонских и среднедевон-нижнефранских отложениях выявлены средние по плотности

нефти, со средним и высоким содержанием парафинов (5–8 %), концентрацией серы 0,3–0,7 %.

Геотектоническая приуроченность залежей тяжелой нефти имеет свои особенности. Разница в динамике формирования рассматриваемых территорий предопределила формирование ловушек и залежей. Изменение свойств нефтей происходит закономерно — нефти положительных структур более тяжелые, чем нефти отрицательных структур. Литолого-фациальные условия также играют значительную роль в распределении залежей в разрезе.

В целом распространение тяжелых нефтей связано с процессами биохимического и физического разрушения. Неоднократное сокращение площадей осадкообразования и инверсионные тектонические движения приводили к дегазации недр и разрушению нефтяных залежей в зонах палеогипергенеза [12]. Основными районами скоплений тяжелых нефтей являются палеотектонически активные зоны, отличающиеся сложным геологическим строением и, как правило, контролируемые тектоническими разрывами и крупными стратиграфическими перерывами в осадконакоплении. Системный научный подход к изучению закономерностей размещения залежей тяжелых нефтей позволит осуществлять правильный историко-генетический прогноз залежей УВ, что создаст условия выхода на новые поисковые модели для эффективного прогноза объектов и разработки рационального комплекса геолого-разведочных работ.

Литература

1. Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Прогноз залежей тяжелых нефтей и методика поисков на западном борту Коротаихинской впадины // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов (Ухта, 2–3 ноября 2015 г.): сб. науч. тр. по мат-лам межрегионал. науч.-технич. конф. – Ухта: УГТУ, 2016. – С. 43–47.
2. Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Основные закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в терригенных отложениях перми-триаса на северо-востоке Тимано-Печорской провинции // Минерально-сырьевые ресурсы арктических территорий РК и Ненецкого автономного округа (Сыктывкар, 16 ноября 2015 г.): сб. тезисов мат-ов науч.-практич. совещ. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2016. – С. 47–48.
3. Ростовщиков В.Б., Маракова И.А. Прогнозирование и поиск залежей нефти и газа в нижнедевонско-силурийских отложениях в северо-восточной части и арктическом шельфе Тимано-Печорской провинции // Минерально-сырьевые ресурсы арктических территорий РК и Ненецкого автономного округа (Сыктывкар, 16 ноября 2015 г.): сб. тезисов мат-ов науч.-практич. совещ. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2016. – С. 66–67.
4. Лукова С.А., Сотникова А.Г. Формирование и размещение зон нефтегазоаккумуляции в поддоманиковых отложениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Трофимукские чтения — 2013: мат-лы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых (8–14 сентября 2013 г.) – Новосибирск: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2013. – С. 114–116.
5. Максимов В.Н., Паталов М.Н. и др. Изучение геологического строения поддоманиковых девонско-силурийских отложений северо-восточного склона Большеземельского свода и выделение в них ловушек углеводородов в 1991–92 гг. – СПб.: ПГО «Севзапгеология», ГПП «Нарьян-Марсейсморазведка», 1992. – 433 с.
6. Грунис Е.Б., Маракова И.А. Перспективы открытия новых месторождений в Тимано-Печорской провинции и арктическом шельфе // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 5–13. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-5-13.
7. Данилевская Н.С. Особенности состава углеводородных флюидов Баренцевоморского региона // Вестник газовой науки. – 2021. – № 2. – С. 211–219.
8. Данилевский С.А., Склярлова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции: атлас карт. – Ухта: Тимано-Печорский научно-исследовательский центр, 2003. – 298 с.
9. Яценко И.Г. Глубокозалегающие трудноизвлекаемые нефти: закономерности размещения и физико-химические свойства // Вестник ИГ Коми НЦ. – 2014. – № 11. – С. 3–7.
10. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения. – Томск: В-Спектр, 2014. – 154 с.

11. Вахнин М.Г., Чупров В.С. Характер распределения и нефтегазоносность локальных структур на территории Хорейверской впадины // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2012. – № 8. – С. 10–13.
12. Анищенко Л.А., Валяева О.В., Процько О.С., Разманова О.Ф. Тяжелые нефти Тимано-Печорской провинции // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2014. – № 9. – С. 11–14.

References

1. Marakova I.A., Rostovshchikov V.B. Prognoz zalezhei tyazhelykh neftei i metodika poiskov na zapadnom bortu Korotaikhinskoi vpadiny [Prediction of heavy oil pools and prospecting methodology in the western flank of Korotaikhinsky depression]. In: Problemy geologii, razrabotki i ehkspluatatsii mestorozhdenii vysokovyazkikh neftei i bitumov (Ukhta, 2–3 November, 2015): sb. nauch. tr. po mat-lam mezhregional. nauch.-tekhnich. konf. Ukhta: UGTU; 2016. pp. 43–47. In Russ.
2. Marakova I.A., Rostovshchikov V.B. Osnovnye zakonomernosti razmeshcheniya zalezhei tyazhelykh neftei v terrigennykh otlozheniyakh permi-triasa na severo-vostoke Timano-Pechorskoi provintsii [Main trends of heavy oil pool occurrence in Permian-Triassic terrigenous deposits of north-eastern part of Timan-Pechora Province]. In: Mineral'no-syr'evye resursy arkticheskikh territorii RK i Nenetskogo avtonomnogo okruga (Syktyvkar, 16 November, 2015): sb. tezisov mat-ov nauch.-praktich. soveshch. Syktyvkar: IG Komi NTS URO RAN; 2016. pp. 47–48. In Russ.
3. Rostovshchikov V.B., Marakova I.A. Prognozirovaniye i poisk zalezhei neftei i gaza v nizhnedeavonsko-siluriiskikh otlozheniyakh v severo-vostochnoi chasti i arkticheskom shel'fe Timano-Pechorskoi provintsii [Prediction and prospecting of oil and gas pools in Lower Devonian-Silurian series in the north-eastern part and on the Arctic Shelf of Timan-Pechora Province]. In: Mineral'no-syr'evye resursy arkticheskikh territorii RK i Nenetskogo avtonomnogo okruga (Syktyvkar, 16 November, 2015): sb. tezisov mat-ov nauch.-praktich. soveshch. Syktyvkar: IG Komi NTS URO RAN; 2016. pp. 66–67. In Russ.
4. Lukova S.A., Sotnikova A.G. Formirovaniye i razmeshcheniye zon neftegazonakopleniya v poddomanikovykh otlozheniyakh Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii [Formation and occurrence of oil and gas accumulation zones in below-Domanik deposits of the Timan-Pechora Petroleum Province]. In: Trofimukovskie chteniya — 2013: materialy Vserossiiskoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii s uchastiem inostrannykh uchennykh (8–14 september, 2013). – Novosibirsk: Institut neftegazovoi geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN; 2013. pp. 114–116. In Russ.
5. Maksimov V.N., Patalov M.N. et al. Izucheniye geologicheskogo stroeniya poddomanikovykh devonsko-siluriiskikh otlozhenii severo-vostochnogo sklona Bol'shezemel'skogo svoda i vydeleniye v nikh lovushek uglevodorodov v 1991–92 gg [Studies of geological structure of Devonian-Silurian below-Domanik deposits of north-eastern slope of Bol'shezemelsky arch, and identification of hydrocarbon trap within them, 1991–1992]. St. Petersburg: PGO «Sevzapgeologiya», GGP «Nar'yan-Marseismorazvedka»; 1992. 433 p.
6. Grunis E.B., Marakova I.A. Prospects for new fields discovery in Timan-Pechora Province and Arctic Shelf. *Geologiya neftei i gaza*. 2019;(5): 5–13. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-5-13. In Russ.
7. Danilevskaya N.S. The main features of the composition of hydrocarbon fluids in Barents sea. *Vestnik gazovoi nauki*. 2021;(2):211–219. In Russ.
8. Danilevskii S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M. Geoflyuidal'nye sistemy Timano-Pechorskoi provintsii: atlas kart [Geofluid systems of Timan-Pechora Province: collection of maps]. Ukhta: Timano-Pechorskii nauchno-issledovatel'skii tsentr; 2003. 298 p. In Russ.
9. Yashchenko I.G. Deep tight oil: regularity of distribution and physical and chemical properties. *Vestnik IG Komi SC UB RAS*. 2014;(11):3–7. In Russ.
10. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Trudnoizvlekaemye neftei: fiziko-khimicheskie svoystva i zakonomernosti razmeshcheniya [Hard-to-recover oils: physicochemical properties and trends of occurrence]. Tomsk: V-Spektr; 2014. 154 p. In Russ.
11. Vakhnin M.G., Chuprov V.S. Features of distribution and hydrocarbon content of local structures on the territory of Khoreyver depression. *Vestnik IG Komi SC UB RAS*. 2012;(8):10–13. In Russ.
12. Anishchenko L.A., Valyaeva O.V., Prots'ko O.S., Razmanova O.F. Heavy oils of Timan-Pechora province. *Vestnik IG Komi SC UB RAS*. 2014;(9):11–14. 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. Pervomayskaya, Ukhta, 169300, Russia

e-mail: miss.marakova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-0542-1675

Oil and Gas

AUTOMATION & DIGITALIZATION CONFERENCE 2022

12th -14th Sep 2022

100% Virtual Event

Connect With 850+ Industry And Technology
Leaders To Discuss The Future Of Digital
Transformation.

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ГЕОМОДЕЛЬ



ГЕОБАЙКАЛ'22

7-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ
1 НОЯБРЯ 2022 Г.

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

www.geomodel.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

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

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

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

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

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

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

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

5. Правила оформления текста.

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

6. Правила написания математических формул.

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

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Правила рецензирования и опубликования.

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

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

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

10. Правила оформления списка литературы.

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

GUIDELINES FOR AUTHORS

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

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

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

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

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

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

4. The materials submitted should include:

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

5. Text formatting rules:

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

6. Rules for mathematical formulas presentation:

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

7. Figures and Tables formatting rules:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Review and publication rules:

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

- Publication of article is free for authors.

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

10. References formatting rules:

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

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

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

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

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

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора

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

Редакция

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