

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



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА 6 2021

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

Освоение ресурсов нефти из глубоких горизонтов (стр. 7)

Новые данные о геологическом строении Томской нефтегазоперспективной зоны (стр. 47)

Прогноз ловушек углеводородов в Предверхоанском краевом прогибе (стр. 25)



RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefi i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

6' 2021

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)



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN
OIL AND GAS
GEOLOGY

Geologiya nefiti i gaza



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

2021

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

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

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

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

Задачи журнала: сбор, систематизация и публикация актуальных материалов, охватывающих все стадии нефтегазогеологических исследований — теоретические разработки, региональные геолого-разведочные работы, а также вопросы разведки и в ограниченном объеме — эксплуатации месторождений нефти и газа; выпуск специальных номеров, посвященных важнейшим проблемам фундаментальных исследований в области: прогноза нефтегазоносности с обоснованием новых направлений нефтегазопосковок 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,
заместитель директора по научной работе,
главный научный сотрудник,
заведующий лабораторией
ИПНГ РАН, Москва, Российская Федерация
e-mail: geo.ecology17@gmail.com

Высоцкий В.И.

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

Габриэлянц Г.А.

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

Гогоненков Г.Н.

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

Григорьев М.Н.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

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,
заместитель генерального директора
по геологии,
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

Эпов 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. Afanasenkov,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

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

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Evgeniy B. Grunis,

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

Aleksey E. Kontorovich,

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

Pavel N. Melnikov,

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

Oleg M. Prishchepa,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Professor,
Saint-Petersburg Mining University,
St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: 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,
Senior Research Scientist of Oil and Gas Issues
Institute,
Russian Academy of Sciences,
Moscow, Russian Federation
e-mail: sidorenko@ipng.ru

Viktor A. Skorobogatov,

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

Aleksei V. Solov'ev

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Gregory Ulmishek (USA),

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

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

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

Denis Voskov (Netherlands),

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



СОДЕРЖАНИЕ

**АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ**

7

Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Милетенко Н.В., Петров Е.И. Освоение ресурсов нефти из глубоких горизонтов традиционных регионов нефтедобычи

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И
РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП**

25

Найденов Л.Ф. Перспективы нефтегазоносности осадочного чехла и прогноз ловушек углеводородов в северных и центральных районах Предвосточного краевого прогиба

37

Маракова И.А. Критерии нефтегазоносности карбонатных отложений среднеордовик-раннедевонского возраста в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

47

Сапьяник В.В., Лаптева Е.Ю., Любутина Е.В., Недоспасов А.И., Новиков П.И., Петрова Н.В., Фатеев А.В., Хилько А.П. Новые данные о геологическом строении Томской нефтегазоперспективной зоны

59

Политыкина М.А., Тюрин А.М., Макаров С.Е., Петрищев В.П., Панкратьев П.В., Багманова С.В. Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента передовых складок Урала

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

73

Чучалина К.Ю., Казанцев Г.В., Зундэ Д.А. Прогнозирование фациальной изменчивости прибрежно-континентальных отложений на примере пластов Ю₂₋₄ мальшевской свиты

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

83

Андреев В.С., Бисеркин И.А., Большаков Е.М., Довыденко Г.М., Пиманова Н.Н., Соколова Е.Ю., Спиридонов В.А., Шпекторов А.Л. Морфоструктурные и вещественные характеристики магматических образований Енисей-Хатангского прогиба: новые результаты анализа геофизических данных

**ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ
И ГИС-ПРОЕКТЫ**

107

Алексеева А.К., Руденко М.Н., Русинович А.В., Турова А.В., Турова Е.С. Опыт создания электронных атласов по результатам комплексного изучения параметрических скважин в пределах шельфа и островов арктических морей

118

Список статей, опубликованных в журнале «Геология нефти и газа» в 2021 г.



CONTENTS

TOPICAL ISSUE OF OIL AND GAS GEOLOGY

7

Volozh Yu.A., Gogonenkov G.N., Miletenko N.V., Petrov E.I. Oil resources development from deep horizons in historically oil producing regions

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

25

Naidenov L.F. Northern and central regions of Verkhoyansk Foredeep: sedimentary cover petroleum potential and hydrocarbon traps prediction

37

Marakova I.A. Middle Ordovician – Early Devonian carbonate deposits of Timan-Pechora Petroleum Province: criteria of oil and gas occurrence

47

Sap'yanik V.V., Lapteva E.Yu., Lyubutina E.V., Nedospasov A.I., Novikov P.I., Petrova N.V., Fateev A.V., Khil'ko A.P. Geological structure of Tomsk oil and gas promising zone: new data

59

Politykina M.A., Tyurin A.M., Makarov S.E., Petrishchev V.P., Pankrat'ev P.V., Bagmanova S.V. Petroleum potential of Orenburg segment of Urals frontal folds

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

73

Chuchalina K.Yu., Kazancev G.V., Zunde D.A. Prediction of continental facies distribution by the example of U₂₋₄ Jurassic reservoir (Malyshevsky Formation, West Siberian basin)

GEOPHYSICAL SURVEYS

83

Andreev V.S., Biserkin I.A., Bol'shakov E.M., Dovydenko G.M., Pimanova N.N., Sokolova E.Yu., Spiridonov V.A., Shpektorov A.I. Morphostructural and physical characteristics of magmatic formations within Yenisei-Khatanga Trough: new results of geophysical data analysis

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AND GIS PROJECTS

107

Alekseeva A.K., Rudenko M.N., Rusinovich A.V., Turova A.V., Turova E.S. Digital atlas creation using the results of stratigraphic wells within the shelf and Arctic sea islands integrated studies

121

The list of articles, published in scientific and technical journal *Geologiya nefi i gaza* (Russian oil and gas geology) in 2021

ПРЕМИЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ 2021 Г. В ОБЛАСТИ НАУКИ И ТЕХНИКИ

Поздравляем наших коллег-геологов с присуждением премии Правительства Российской Федерации 2021 г. в области науки и техники и присвоением им почетных званий лауреатов премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники за работу «Создание и развитие сырьевой базы углеводородов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)».

В 2005 г. была утверждена «Программа геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)». Программа явилась важным федеральным документом, определяющим основные принципы и ориентиры нефтяного недропользования на востоке страны до 2030 г. Основными ее положениями являются программы геолого-разведочных работ и лицензирования.

Разработка положений Программы, мониторинг ее реализации и оперативная актуализация на основании достигнутых результатов геологического изучения и лицензирования недр осуществлялись в 2002–2019 гг. научным коллективом сотрудников АО «СНИИГГиМС» и ФГБУ «ВНИГНИ». В результате была разработана и апробирована в многочисленных публикациях комплексная методика по геолого-экономической оценке сырьевой базы Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) и последовательного ее лицензирования на основании программного подхода, применение которого обусловлено масштабностью и важностью решаемых задач по выходу восточно-сибирской нефти на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Применяемая методика геолого-экономической оценки разработана на основе передовых методов оценки полезных ископаемых и инвестиционного анализа, используемых в мировой практике. Методика нацелена на вариантную ресурсную оценку как отдельных углеводородных объектов разной степени изученности, так и на нефтегазоносные территории в целом. В методике учитываются особенности объектов распределенного и нераспределенного фондов недр, для которых прогнозируется соответствующий комплекс (стадии) геолого-разведочных работ, оцениваются прогнозные параметры процедур предоставления в пользование с оценкой соответствующих платежей в федеральный бюджет. При обосновании перспектив пользования объектами методика оперирует геолого-геофизическими, промысловыми и технико-экономическими параметрами, характеризующими стадии освоения и определяющими результаты оценки. В прогнозных расчетах используются математические модели, разработанные на основе опыта освоения запасов и ресурсов углеводородного сырья в Западной и Восточной Сибири. Указанными особенностями используемой методики достигается объективность результатов прогнозной оценки.

В результате выполнения перечисленных исследований была обоснована очередность лицензирования месторождений углеводородного сырья. Наиболее перспективные (изученные), а также уже подготовленные к лицензированию участки предлагались к распределению в ближайшие годы. Для повышения привлекательности слабоизученных участков рекомендовалось выполнение на их территории оптимального цикла региональных геолого-разведочных работ, финансируемых за счет госбюджета.

Указанная комплексная методика была реализована в авторском программно-методическом инструментарии — геоинформационной системе «Мониторинг состояния минерально-сырьевой базы углеводородов и геологоразведочных работ, управления недропользованием на территории Сибирского федерального округа и Республики Саха (Якутия)». Система в настоящее время включает уникальную базу данных, содержащих исчерпывающие сведения о геологии региона, проведенных и планируемых геолого-разведочных работах, открытых и перспективных объектах углеводородного сырья, процессах лицензирования недр, а также промышленной, хозяйственной и транспортной инфраструктуре. Данная система стала одним из главных инструментов оперативного мониторинга нефтегазового недропользования в регионе и основой разработки планов геолого-разведочных работ и лицензирования.

Внедрение методики и реализация последовательного лицензирования недр привели к тому, что по итогам проведения открытых аукционных торгов за 2005–2019 гг. в доход государства поступило 58,3 млрд р. при стартовой стоимости этих участков 10,1 млрд р. Общее федеральное финансирование за этот период составило 69 261,5 млн р. Таким образом, за счет только аукционов бюджет возместил свои затраты на 84 %.

Конечные результаты оценки эффективности внедрения комплексной методики оценки углеводородного потенциала Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) определяются прогнозными показателями коммерческой и бюджетной эффективности его освоения. Прогнозные поступления в бюджет в виде налогов от освоения углеводородных объектов Программы оцениваются на уровне 14,25 трлн р., в том числе за счет новых неосвоенных территорий — 870 млрд р.

Безусловно, высокие показатели создания, развития и освоения сырьевой базы углеводородов этого региона были достигнуты благодаря самоотверженному труду многих сотен геологов, геофизиков, буровиков и работников различных сервисных предприятий, но, бесспорно, именно коллеги, награжденные премией Правительства РФ, сыграли ключевую роль в успешности процесса развития и освоения сырьевой базы Восточной Сибири!

ЛАУРЕАТЫ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПРЕМИИ — АВТОРЫ РАБОТЫ



Козловский Евгений Александрович — руководитель работы, доктор технических наук, профессор, научный руководитель ООО «Институт геолого-экономических проблем» (ООО «ИГЭП»)



Давыденко Борис Иванович — кандидат геолого-минералогических наук, заместитель генерального директора ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФБГУ «ВНИГНИ»)



Зотеев Александр Михайлович — кандидат геолого-минералогических наук, заслуженный геолог Республики Саха (Якутия), первооткрыватель Талаканского месторождения, первооткрыватель Средне-Ботуобинского месторождения, генеральный директор ПГО «Ленанефтегазгеология», заместитель Председателя Правительства ЯССР



Ефимов Аркадий Сергеевич — заслуженный геолог РФ, советник генерального директора ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФБГУ «ВНИГНИ»)



Конторович Алексей Эмильевич — академик РАН, доктор геолого-минералогических наук, профессор, научный руководитель ФГБУ «Институт нефтегазовой геологии и геофизики» им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН)



Кринин Владимир Александрович — кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник НФ ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», заслуженный геолог РФ, почетный разведчик недр



Моисеев Сергей Александрович — кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник ФГБУ «Институт нефтегазовой геологии и геофизики» им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН)



Мельников Николай Владимирович — доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (АО «СНИИГГиМС»)



Варламов Алексей Иванович — доктор геолого-минералогических наук, научный руководитель ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФБГУ «ВНИГНИ»)



Сибгатулин Виктор Газизович — директор НП «Экологический центр рационального освоения природных ресурсов» (НП «ЭЦ РОПР»)

УДК 553.982+551.734

DOI 10.31087/0016-7894-2021-6-7-21

Освоение ресурсов нефти из глубоких горизонтов традиционных регионов нефтедобычи

© 2021 г. | Ю.А. Волож¹, Г.Н. Гогоненков², Н.В. Милетенко³, Е.И. Петров⁴

¹ФГБУН «Геологический институт РАН», Москва, Россия; yvolozh@yandex.ru;

²ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; gogonenkov.g@yandex.ru;

³ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского», Санкт-Петербург, Россия; nvmilet@yandex.ru;

⁴Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра), Москва, Россия; epetrov@rosnedra.gov.ru

Поступила 09.07.2021 г.

Доработана 23.07.2021 г.

Принята к печати 04.08.2021 г.

Ключевые слова: *старые нефтегазоносные провинции; глубокие горизонты; флюидодинамика; гигантские месторождения углеводородов; проекты «Евразия», «Астраханский свод».*

Аннотация: В статье рассмотрены стратегические направления наращивания отечественной сырьевой базы нефтедобычи и поддержания ее конкурентоспособности. Ранжированы основные осадочные бассейны по степени перспективности освоения углеводородных ресурсов на больших глубинах. Сделан вывод о необходимости формирования специальных комплексных проектов, объединяющих усилия фундаментальной науки, государства и бизнеса для освоения нефтегазоносных бассейнов на больших глубинах с длительной историей нефтегазодобычи. Показано стратегическое значение такого объединения на примере реализации в Прикаспийской впадине международного научного проекта «Евразия» и мультиклиентского проекта «Астраханский свод». Целью первого является обоснование критериев поисков гигантских месторождений нефти и газа, учитывающих особенности флюидодинамики на больших глубинах, второго — опробование новой организации геолого-разведочных работ для освоения ресурсов углеводородов на больших глубинах в пределах распределенного фонда недр. Рассмотрены концептуальные основы построения геолого-геофизической модели подсолевого комплекса Прикаспийского нефтегазоносного бассейна, обеспечивающие геологическую эффективность реализации указанных проектов.

Для цитирования: Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Милетенко Н.В., Петров Е.И. Освоение ресурсов нефти из глубоких горизонтов традиционных регионов нефтедобычи // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 7–21. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-7-21.

Благодарности: Статья написана в порядке личной инициативы и по результатам исследований за счет средств государственного финансирования по госзаданию ГИН РАН.

Oil resources development from deep horizons in historically oil producing regions

© 2021 | Yu.A. Volozh¹, G.N. Gogonenkov², N.V. Miletenko³, E.I. Petrov⁴

¹Geological Institute of the RAS, Moscow, Russia; yvolozh@yandex.ru;

²All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; gogonenkov.g@yandex.ru;

³Russian Geological Research Institute, Saint Petersburg, Russia; nvmilet@yandex.ru;

⁴Federal Agency for Mineral Resources (Rosnedra), Moscow, Russia; epetrov@rosnedra.gov.ru

Received 09.07.2021

Revised 23.07.2021

Accepted for publication 04.08.2021

Key words: *historical oil bearing provinces; deep horizons; fluid dynamics; elephant oil fields; Eurasia Project; Astrakhan Arch Project.*

Abstract: The paper discusses the strategic sectors of national resource base buildup and maintaining its competitiveness. The main sedimentary basins are ranked in accordance with the potential in terms of hydrocarbon resources development at great depths. The authors draw a conclusion that it is necessary to prepare the special integrated projects combining the efforts of basic sciences, government, and business aimed at deep development of oil and gas bearing basins having a long history of oil and gas production. The strategic importance of this cooperation is shown by the example of the Eurasia international scientific project and the Astrakhan Arch multient project implementation in the Caspian Depression. The purpose of the first project is substantiation of giant oil and gas field prospecting criteria taking into account the fluid dynamic features at great depths. The purpose of the second project is testing of new working practices in geological exploration aimed at hydrocarbon resources development at great depths within the allocated fund of subsurface mineral resources. The conceptual framework of building geological and geophysical model of the subsalt sequence in the Caspian oil and gas bearing basin, which ensures geological efficiency of the mentioned projects implementation is discussed.

For citation: Volozh Yu.A., Gogonenkov G.N., Miletenko N.V., Petrov E.I. Oil resources development from deep horizons in historically oil producing regions. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(6):7–21. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-7-21. In Russ.

Acknowledgements: The article was written as a personal initiative and based on the results of research at the expense of state budget funds under the state assignment of the Geological Institute of the Russian Academy of Sciences.

Введение

Нефть является важнейшим для человечества энергетическим ресурсом. В современном мире она служит главным источником различных видов топлива. Нефть также активно используется в химической и других видах промышленности, в том числе в пищевой, для которой значение УВ как исходного сырья в связи с ростом населения будет возрастать. Поэтому анализ состояния ресурсной базы нефти и газа был и остается важным направлением аналитической деятельности целого ряда международных и национальных институтов, изучающих мировой энергетический баланс, глобальные и региональные тенденции развития УВ-энергетики.

Известны различные оценки УВ-потенциала в мире. Так, большинство (около 70 %) месторождений нефти и газа сосредоточено в пределах краевых систем платформ, а также глубоких нефтегазоносных бассейнов подвижных поясов дивергентных и конвергентных окраин континентов. Административно эти запасы принадлежат 15 государствам (в том числе России), в большинстве из которых не только разрабатываются многочисленные гигантские и крупные месторождения УВ, но и активно ведется вторичная разведка зрелых месторождений нефти и газа на больших глубинах. В частности, в США коэффициент промысленных открытий нефти и газа на больших глубинах достигает 50–70 % [1–4].

Отмечаемый в настоящее время кризис перепроизводства УВ-сырья, обусловленный стабилизацией потребления, носит системный характер, а в будущем грозит серьезными проблемами добывающей отрасли стран-экспортеров, особенно ее ресурсной базе. К тому же после 2020 г. в фазу роста вступил шестой технологический уклад, ключевой особенностью которого становится переход к «зеленой» энергетике. Временные рамки переходного периода определить достаточно сложно, поскольку сценарий не учитывает сроки истощения запасов газа, которые существенно отличаются от таковых для различных видов жидких УВ. То есть срок завершения переходного периода к замещению УВ-энергетики на «зеленую» не ограничится 2050-ми гг., а придется как минимум на следующий век.

Авторы данной статьи обосновывают свое видение стратегии поисково-разведочных работ на нефть и газ в период смены технологических укладов. Для этого последовательно рассмотрена общая характеристика переходного периода от углеводородной к «зеленой» энергетике, определены перспективы поисков глубокопогруженных месторождений нефти с позиций необходимости обеспечения стабильности энергоресурсной базы страны, намечены контуры новой поисковой концепции

нефтегазонакопления на больших глубинах (в рамках развития осадочно-миграционной теории), на примере двух специальных проектов показаны реальные перспективы наращивания УВ-базы страны.

Общая характеристика переходного периода от углеводородной к «зеленой» энергетике

Под термином «эра углеводородной энергетики» понимается время дешевого УВ-сырья (нефти, газа, конденсата), добытого из традиционных залежей (коллектор высокой емкости, ловушки антиклинального типа), расположенных на сравнительно легкодоступных для бурения глубинах (до 5 км) и территориях. Понятие «эра зеленой энергетики» по смыслу противоположно предыдущему, оно подразумевает время дорогих УВ, извлекаемых из труднодоступных месторождений. Они будут использоваться в основном как сырье для химической и других видов промышленности, в том числе пищевой. Следует отметить, что понятие «труднодоступное месторождение» — это дефиниция, свидетельствующая о наличии экономических, технологических и экологических проблем, которые возникают на стадиях поиска, разведки и добычи полезных ископаемых и требуют для своего решения дополнительных усилий и финансовых затрат. В эту категорию источников УВ-сырья входят месторождения: 1) нефти и газа континентального шельфа арктических морей; 2) тяжелой и сланцевой нефти; 3) газов угольных месторождений, сланцевого газа и газогидратов; 4) УВ, залегающие на больших глубинах в жестких термобарических условиях. Оценка экономических причин поиска и разведки последних из списка в пределах старых нефтегазодобывающих провинций свидетельствует о том, что на глубинах более 7 км рентабельны месторождения нефти с извлекаемыми запасами более 200 млн т усл. топлива и дебитами скважин более 1000 т/сут [5–8].

Подчеркнем несколько главных тезисов.

1. Направления и способы использования нефти соответствуют устойчивой тенденции расширяться вместе с техническим прогрессом, поэтому в долгосрочной перспективе потребность в нефти (и в УВ в целом) с ростом населения будет сохраняться на достигнутом уровне или увеличиваться со временем.

2. Отличия уходящей эры УВ-энергетики от наступающей эры «зеленой» энергетики проявляются не в потере интереса к УВ-сырью, а в структуре сырьевой базы добывающей отрасли, в размещении мировых центров добычи УВ и в способах потребления.

3. По мере наступления эры «зеленой» энергетики в ресурсной составляющей доля «настоящей»

нефти из традиционных залежей будет уменьшаться и со временем ее полностью заменят УВ: 1) из «сланцев», точнее из заключенных в этих высокоуглеродистых отложениях кремнисто-карбонатных резервуаров; 2) из труднодоступных месторождений глубоких горизонтов осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов, расположенных в пределах активных структур земной коры краевых систем платформ (краевые прогибы и угловые синеклизы), пассивных окраин континентов (периконтинентальные прогибы), впадин подвижного циркумтатлассократического пояса Земли (окаинные моря, средиземные моря, межгорные впадины).

4. Переходный период характеризуется волатильностью цен на УВ-сырье, в течение этого периода падение производства УВ будет регулироваться не истощением ресурсной базы, она вполне достаточна, а падением спроса.

5. Предприятиями добывающей отрасли необходимо использовать переходный период для адаптации к новым условиям функционирования, когда в структуре ресурсов и запасов ведущую роль будет играть «настоящая» нефть из традиционных залежей, а также из сланцев и труднодоступных залежей глубоких горизонтов осадочного чехла.

6. Осознание и принятие новой реальности позволит сохранить силы для новой эволюционной трансформации стратегии проведения и финансирования геолого-разведочных работ, от которой зависит развитие сырьевой базы УВ-сырья.

Стратегия развития ресурсной базы УВ-сырья в период перехода к эре «зеленой» энергетики

Устойчивость позиции России в мировом производстве нефти подвержена рискам, связанным с недостаточной эффективностью поисковых и добычных работ в условиях снижения цен на нефть. Для повышения ее конкурентоспособности нужно создать ресурсную базу, готовую быстро, в зависимости от ситуации, сокращать или увеличивать добычу нефти. Высокоэффективные компании Саудовской Аравии и США, основных конкурентов России на рынке УВ, осваивая запасы старых нефтегазоносных провинций, поступают сегодня именно так. Высокодебитные, фонтанирующие скважины Саудовской Аравии (150 скважин с дебитами от 1 до 2 тыс. т/сут) могут сокращать и молниеносно наращивать добычу. По данным М.И. Крутихина (2020), схожая динамика разработки характерна для месторождений США, где за счет увеличения числа скважин, пробуренных на сланцевые толщи, и использования гидроразрыва пласта, быстро наращивают (или сокращают) объем производства.

Россия, к сожалению, не обладает такой легкоуправляемой структурой запасов и ресурсов нефти. Ее извлекаемые запасы нефти, по данным Государственного баланса по состоянию на 01.01.2020 г., составляли 30,8 млрд т, конденсата — 4,1 млрд т. За последние 10 лет в России обеспечен прирост запа-

сов нефти в размере 5,87 млрд т, объем добычи за этот период составил 5,04 млрд т. Степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти составила 39,01 %, степень выработанности разбуренных запасов — 57,02 %. Около 60 % разведанных запасов относится к трудноизвлекаемым (высоковязкие нефти, низкопроницаемые коллекторы малой толщины, подгазовые зоны). При современных темпах добычи и с учетом того, что за последние два десятилетия годовой прирост едва покрывает истощение запасов, рентабельно осваиваемых запасов хватит примерно на 20 лет. В нераспределенном фонде недр подавляющее большинство нефтяных месторождений содержит извлекаемые запасы менее 1 млн т, а запасами более 10 млн т располагает всего несколько месторождений. Следовательно, если современная ситуация с состоянием поисково-разведочных работ в стране останется неизменной, то уже к 2030 г. Россия начнет терять свои лидирующие позиции среди стран-экспортеров. В то же время потенциал наращивания ресурсной базы нефти высок, ее подготовленные и прогнозные ресурсы почти вдвое превышают количество извлекаемых запасов.

В существующих реалиях переходного периода для сохранения конкурентоспособности на колеблющемся рынке УВ требуется кардинально изменить структуру ресурсной базы, в первую очередь в районах традиционной нефтедобычи, где уже имеется вся необходимая инфраструктура для ее освоения. Поэтому в осадочных бассейнах с длительной историей эксплуатации могут реализовываться два направления решения ресурсной проблемы: для верхних частей осадочного чехла особое внимание следует уделить средним и мелким месторождениям, пропущенным залежам и нетрадиционным трудноизвлекаемым ресурсам [8], в глубоких горизонтах — поиску и разведке гигантских высокодебитных месторождений. Можно и нужно уже сейчас, в самом начале перехода к эре «зеленой» энергетики, формировать запасы нефти, так как во времена потрясений планетарного масштаба, когда все нестабильно, запасы таких полезных ископаемых, как нефть, приобретают монетарный и залоговый потенциал. В обоснование этого тезиса полезно вспомнить, что во многом гигантские запасы полезных ископаемых, созданные во времена СССР, позволили сохранить экономическую независимость вновь созданных на его пространстве суверенных государств. Есть основание предполагать, что использование УВ в качестве гаранта стабильности энергоресурсной базы страны будет расширяться.

Состояние и перспективы поисков труднодоступных месторождений нефти в глубоких горизонтах осадочного чехла нефтегазоносных провинций России

Анализ продуктивности глубоких горизонтов нефтегазоносных провинций ведется уже достаточ-

но продолжительное время. Накоплен обширный геолого-геофизический материал по этому вопросу. Всего по России было пробурено 27 параметрических скважин, вскрывших осадочный разрез на глубинах от 6 до 8,5 км для поиска месторождений УВ на глубинах 5–7 км. Скважины были размещены на территории различных геодинамических структур земной коры континентов. Всего были изучены разрезы осадочного чехла 5 основных нефтегазоносных провинций. В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, расположенной в пределах эпипротерозойской Русской плиты древней Восточно-Европейской платформы, исследованы 4 скважины (3 — глубиной 6 км и 1 — глубиной 7 км). Всего 18 скважин глубиной от 6 до 7 км (в кряже Карпинского — 1, на Астраханском своде — 8, в Западной бортовой зоне — 5, в Северной бортовой зоне — 4) изучено в Прикаспийской нефтегазоносной провинции — угловой синеклизе краевой системы древней Восточно-Европейской платформы. Две скважины глубиной свыше 7,5 км (СГ-6 Тюменская глубиной 7502 м и СГ-7 Ен-Яхинская глубиной 8250 м) проанализированы в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, расположенной в пределах одноименной эпигерцинской плиты молодой Центрально-Евразийской платформы. Еще 3 скважины пробурены в границах этой же молодой платформы: первые две глубиной 7 км — в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (на территории эпибайкальской плиты) и одна глубиной 7,5 км — в Предкавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции (на территории эпигерцинской плиты).

Относительно скромные результаты, полученные в результате бурения перечисленных скважин, породили сомнения в перспективах открытия крупных месторождений на значительных глубинах в основных нефтегазодобывающих регионах нашей страны. Оценки ресурсов больших глубин оказались низкими. В целом по России на долю глубин 5–7 км приходятся только неразведанные ресурсы по категории D_0 (подготовленные): нефть — 5 688,8 млн т и газ — 37 369,8 млрд м³. Сделан ряд спорных выводов, в частности: 1) о преимущественной газоносности глубоких недр; 2) о разрушении залежей на больших глубинах; 3) о полной реализации УВ-потенциала материнских толщ; 4) об отрицательном влиянии на сохранность УВ пластовых интрузий, высоких температур и пластовых давлений и т. д. С такой позицией относительно продуктивности недр согласиться трудно, учитывая успехи зарубежных нефтяных компаний в обнаружении целого ряда гигантских и крупных месторождений нефти и газа.

В последние два десятилетия в мире активизировались геолого-разведочные работы на нефть и газ на больших глубинах в пределах структур земной коры с мощным кайнозойским осадочным чехлом: в периконтинентальных прогибах пассивных окраин континентов, а также во впадинах (окраинные

морья, средиземные моря, межгорные впадины) и краевых прогибах подвижного циркумталассо-кратического пояса Земли. Значительные успехи были достигнуты в Мексиканском заливе: здесь в песчаниках палеоцена, эоцена и олигоцена открыт целый ряд месторождений УВ на глубинах более 8 км. Их суммарные начальные ресурсы составляют 1430–2385 млн м³, а на глубинах от 8 000 до 10 428 м извлекаемые запасы нефти месторождений Таити, Тандер-Хорс Норт, Тандер-Хорс Саут и Шеньцзы достигают 340,5 млн т при дебитах нефти из эксплуатационных скважин от 955 до 4600–4700 м³/сут. Эти и многие другие факты подтвердили роль характерной для кайнозойских осадочных бассейнов лавинной седиментации и флюидодинамической изолированности мощных осадочных комплексов на глубинах свыше 6–10 км для формирования гигантских зон нефтегазонакопления [9–11]. Практически не вызывает сомнения идентичность с такими бассейнами термобарического режима УВ-систем глубоких горизонтов подсолевых отложений осадочного чехла, представленных глубоководными отложениями: для них, вне зависимости от возраста, характерны низкие геотермические градиенты, как правило на глубинах около 6–10 км не превышающие 2 °С/100 м.

Накопленные данные показали, что разрез глубоких горизонтов в определенных условиях образует самостоятельный этаж нефтегазоносности со специфическими термобарическими параметрами. В этом этаже гидродинамическая связь между включенными (вкрапленными) в него массивами пород с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами затруднена, а сами массивы различаются степенью катагенетического преобразования пород, изоляционными (флюидопроявляющими) свойствами коллекторов и покрышек. В работе [12] подчеркнута еще одно отличительное свойство этого этажа нефтегазоносности: гидродинамический режим всех его УВ-систем стагнационный, в то время как УВ-системы вышележащего этажа, существующие в условиях инфильтрационного или молодого элизионного водонапорных режимов, открытые.

Все это определяет критерии, которыми следует руководствоваться при выборе стратегии геолого-разведочных работ, нацеленных на поиски труднодоступных месторождений нефти в глубоких горизонтах осадочного чехла нефтегазоносных провинций России.

1. Величина остаточных ресурсов нефтегазоносной провинции.

2. Необходимость учета особенностей строения ее осадочного чехла (главное — тектоническая принадлежность нижних (более 5 км) горизонтов осадочного чехла к определенному типу геодинамических сейсмокомплексов (плитному, доплитному или складчатому), а также возраст — домезозойский, мезозой-кайнозойский или кайнозойский).

Таблица. Принятые весовые коэффициенты для критериев определения приоритетности освоения больших глубин нефтегазоносных провинций

Table. Weighting factors accepted for criteria of great depths development prioritizing in oil and gas bearing provinces

Критерии	Качественные и количественные значения критериев. Относительный вес критерия ($0 < K \leq 1$)				
Возраст глубоких (5–10 км) горизонтов осадочного чехла	MZ–KZ $K = 1$	MZ + PZ $K = 0,8$	PZ $K = 0,6$	RF–PZ $K = 0,4$	RF $K = 0,2$
Тип геодинамических сейсмо-комплексов (ГдСК) осадочного чехла в интервале глубин 5–10 км	Плитный ГдСК $K = 1$	Плитный и доплитный ГдСК $K = 0,75$	Доплитный ГдСК $K = 0,5$	Складчатый и доплитный ГдСК $K = 0,25$	Складчатый ГдСК
Максимальная мощность осадочного чехла, км	Более 10 $K = 1$	5–10 $K = 0,66$	До 5 $K = 0,33$		
Остаточные ресурсы УВ, млрд т усл. топлива	Более 50 $K = 1$	10–50 $K = 0,75$	5–10 $K = 0,5$	До 5 $K = 0,25$	
Наличие крупных нефтегазолокализирующих объектов	Установлено $K = 1$	Предполагаются $K = 0,66$	Не изучены и неизвестны $K = 0,33$		
Степень разведанности ресурсов и освоенности запасов верхних (до 5 км) горизонтов	Высокая и освоенная $K = 1$	Высокая, но неосвоенная $K = 0,66$	Плохо разведана и не освоена $K = 0,33$		
Региональные покрывки флюидосистемы с аномально высоким пластовым давлением	Соли $K = 1$	Глины $K = 0,5$			

3. Степень освоенности запасов и разведанности ресурсов верхних (5–6 км) горизонтов разреза.

4. Необходимость учета данных, свидетельствующих о существовании в рассматриваемом интервале разреза ловушек высокой емкости.

5. Обязательное наличие надежных покрывок, обеспечивающих изоляцию глубоких горизонтов, соответственно, существование самостоятельного гидродинамического этажа с аномально высоким пластовым давлением.

С учетом этих критериев была проанализирована вся доступная информация основных нефтегазоносных провинций России и сопредельных стран, а также определены весовые коэффициенты их влияния на перспективность освоения УВ глубоких горизонтов (таблица). Затем с учетом этих коэффициентов установлена значимость провинций на предмет освоения ресурсного потенциала их глубоких недр (рис. 1).

Анализ показал, что в первую очередь необходимо изучать глубокие горизонты (свыше 5 км) верхнедевон-нижнепермского комплекса Прикаспийской нефтегазоносной провинции [10].

В пользу такого заключения есть три основных аргумента.

1. Прикаспийская провинция находится в сравнительно благоприятных природно-климатических условиях и имеет развитую инфраструктуру, что существенно снизит стоимость разведки глубоких горизонтов.

2. Прикаспийская провинция отличается наличием мощной кунгурской соленосной толщи (надежная региональная покрывка), что создает в подсолевом комплексе аномально высокое пластовое давление и, как следствие, обеспечивает сохранность коллекторов и нефтяных залежей.

3. Высокий потенциал Прикаспийской провинции допускает вероятность обнаружения в ее пределах около двух десятков крупных (более 200 млн т) и нескольких уникальных месторождений.

Для изучения распределения месторождений в Прикаспийской нефтегазоносной провинции проведен статистический анализ (рис. 2). Для прогноза возможного числа неоткрытых уникальных и крупных месторождений были использованы следующие расчетные параметры: 1) тип провинции с концентрированным распределением; 2) величина прогнозных ресурсов с учетом казахстанской части — 40 млрд т усл. топлива (14 млрд т усл. топлива — российские); 3) оцененные запасы самого крупного месторождения — 10 млрд т усл. топлива

Число открытых уникальных и крупных месторождений — 18, в том числе уникальных — 5 (Кашаган, Астраханское, Тенгиз, Карачаганак, Оренбургское) и крупных — 13 (Жанажол, Кенкияк, Прорва, Кенбай и др.) Все уникальные месторождения расположены в подсолевом комплексе, крупные — в подсолевом и надсолевом [11, 13, 14].

Освоение ресурсного потенциала на больших глубинах требует решения ряда задач, развивающих фундаментальные основы осадочно-мигра-

Рис. 1. Приоритеты освоения больших глубин основных нефтегазоносных провинций России и смежных стран с выделением областей распространения осадочного чехла мощностью > 5 км (по [10] с изменениями и дополнениями)

Fig. 1. Great depths development priorities in the main petroleum provinces of Russia and neighbouring countries; areas of sedimentary cover with thickness exceeding 5 km are shown (according to [10], modified and complemented)

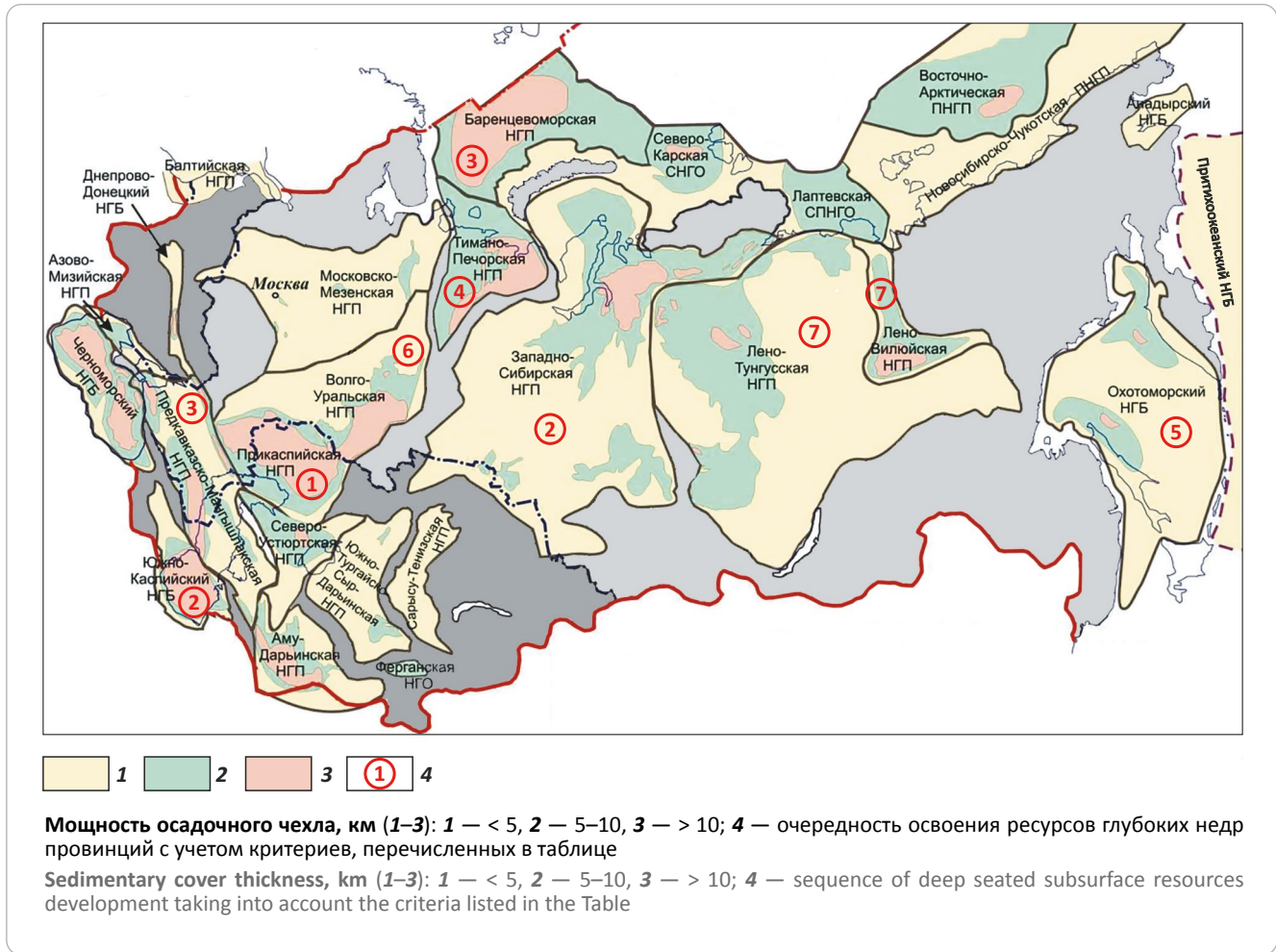
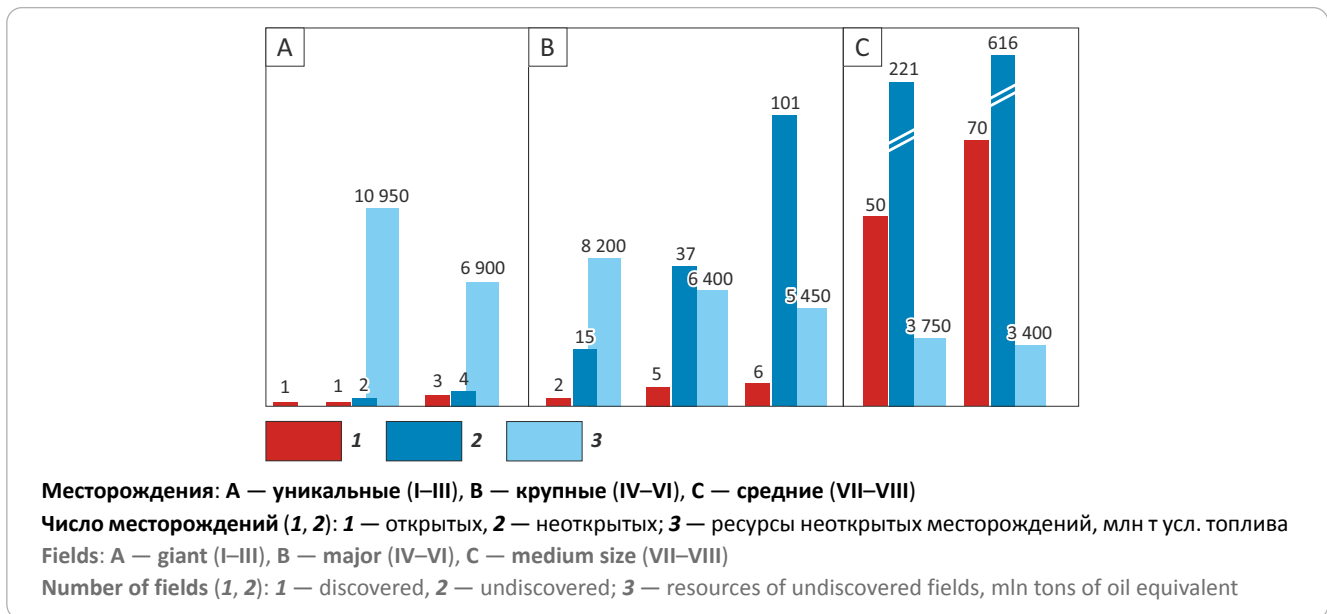


Рис. 2. Прогноз распределения ресурсов по месторождениям Прикаспийской нефтегазоносной провинции

Fig. 2. Prediction of resources distribution between the fields of the Caspian Petroleum Province



ционной теории формирования скоплений УВ. Эта работа в течение последних 20 лет ведется в институтах РАН, в том числе в рамках программ Президиума РАН. Однако остается ряд нерешенных задач. В первую очередь это касается вопросов, связанных с исследованием функционирования УВ-систем в интервале разреза со стагнационным гидродинамическим режимом. Не решена проблема природы ловушек в жестких термобарических условиях на больших глубинах, однозначно не установлено, что в этих условиях служит экраном, а что коллектором. Неясен ход процессов, определивших закономерности размещения промышленных скоплений залежей УВ в глубоких горизонтах осадочного чехла и особенности их формирования. Соответственно, не установлены поисковые критерии в средах с аномальными термобарическими условиями, характерными для осадочных бассейнов с глубиной залегания кровли консолидированной коры 10 км и более. Выводы, сделанные по полученным на данный момент результатам исследований, требуют подтверждения из-за дефицита прямой геологической информации (особенно по перечисленным выше вопросам). Но в целом они позволяют наметить контуры флюидодинамической концепции поисков уникальных и гигантских месторождений УВ на больших глубинах. В этой концепции главное внимание уделяется сопряженным механизмам генерации, аккумуляции и консервации УВ в стагнационной флюидодинамической среде в высокочастотных ловушках различного генезиса, а также факторам, ответственным за формирование самих ловушек [12].

Основные позиции этой концепции сводятся к следующему.

1. Геологическая среда, в которой целесообразно проведение поисков нефти и газа, не ограничивается кровлей акустического фундамента, а включает в себя весь осадочно-вулканогенный слой земной коры. Это значит, что, помимо плитного и доплитного комплексов, объектом поисков УВ является комплекс вулканогенно-осадочных сильно деформированных, но слабо эпигенетически преобразованных (до высоких степеней катагенеза) пород, заключенный между сейсмическими границами, соответствующими кровле консолидированной коры (снизу) и акустического фундамента (сверху).

2. Размещение месторождений УВ в разрезе осадочного чехла земной коры контролируется структурной организацией и эволюцией энергетического состояния его гидросистемы.

3. В условиях отсутствия регионально выдержанных дренажных слоев в разрезе осадочного чехла латеральная миграция нефти и газа в свободном состоянии возможна только в пределах иерархически соподчиненных замкнутых гидродинамических систем различного ранга: регионального (нефтегазоносный этаж), зонального (УВ-система) и локального (месторождение).

4. Подавляющее большинство месторождений УВ было сформировано в течение последнего, альпийского, цикла тектогенеза.

Роль изучения геологической среды, процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции для наращивания ресурсной базы страны. Приоритетные проекты

Вполне естественно, что поиск месторождений УВ на больших глубинах требует учета геологической информации по всему геологическому разрезу вплоть до кровли консолидированной коры (граница осадочно-вулканогенного и интрузивно-магматического слоев земной коры), она же подошва живого мира (по В.И. Вернадскому) и «увосферы» [15]. Важная составляющая часть этой информации — пространственное расположение УВ-систем и границ распространения областей с различными геофлюидодинамическими режимами.

Подобные научные сведения, без которых невозможен достоверный прогноз нефтегазоносности на больших глубинах, могут быть получены путем реализации комплексных проектов, направленных на изучение глубинного строения недр, в первую очередь старых нефтегазоносных провинций. К сожалению, практика реализации проектов, направленных на получение информации, достаточной для количественной оценки перспективных ресурсов по крупным зонам нефтегазоаккумуляции, охватывающим несколько участков распределенного фонда недр, в условиях существующей системы хозяйствования не отработана, хотя примеры их создания уже имеются. В этом плане в отношении Прикаспийской нефтегазоносной провинции имеются определенные заделы, которые могут в ближайшие годы обеспечить необходимую информационную базу целенаправленного и эффективного поиска месторождений нефти и газа на больших глубинах.

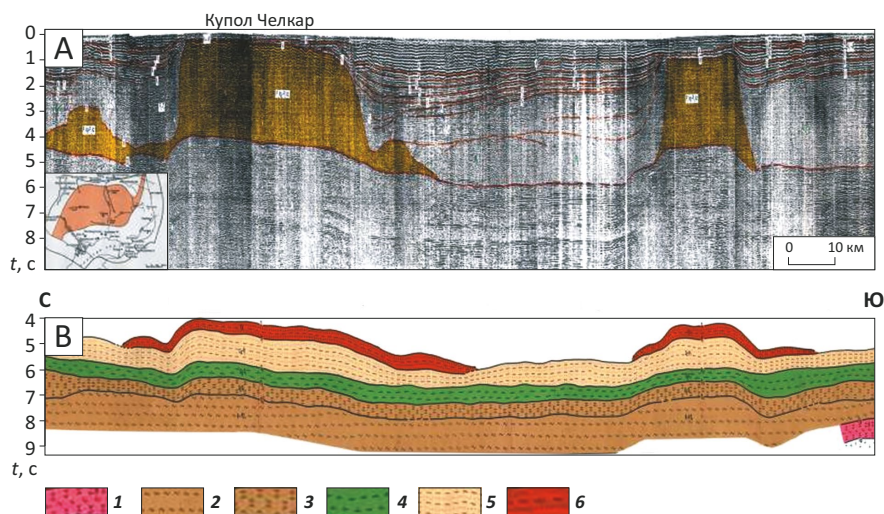
Международный проект «Геоазар»

Новый этап регионального изучения Прикаспийского региона стартовал в 2013 г. с создания международного консорциума нефтегазовых компаний Казахстана и России «Евразия» для изучения нефтегазоносности глубоких горизонтов Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Основной задачей проекта предусматривалось бурение сверхглубокой опорно-параметрической скв. Каспий-1 глубиной 15 км [10, 13, 16, 17]. Выбранное место размещения для этой скважины — свод купола-гиганта Челкар, расположенного в центральной, наиболее глубокой, части Прикаспийской нефтегазоносной провинции (рис. 3). Соляное ядро этого купола занимает площадь 1500 км² при высоте 8,5 км. Купол осложняет поднятие высотой 1–1,5 км, сложенное терригенными отложениями нижней перми. Выбор купола Челкар связан с возможностью бурения 8,5 км (высота купола) без существенных технических проблем, а также сравнительно низкой температурой (на глубине 15 км прогнозируется температура около 150 °С).



Рис. 3. Временной разрез через купол Челкар (А) (на врезке показаны контуры Центрально-Прикаспийской депрессии) и геологический разрез с литологическим составом отложений подсолевого комплекса (В) [17]

Fig. 3. Seismic time section across the Chelkar Dome (A) (the inset shows the outlines of the Central Caspian depression) and the geological section showing lithologic composition of the upper part of subsalt series (B) [17]



Отложения (1–6): 1 — кристаллического фундамента, 2 — терригенно-карбонатные рифея, 3 — терригенные венда — кембрия, 4 — карбонатные верхнего ордовика — силура, 5 — глинистые глубоководные девона — арта, 6 — терригенные верхнего арта — раннего кунгура (подводного конуса выноса)

Deposits (1–6): 1 — crystalline basement, 2 — Riphean terrigenous-carbonate, 3 — Vendian – Cambrian terrigenous, 4 — Upper Ordovician – Silurian carbonate, 5 — Devonian – Artinskian deepwater argillaceous, 6 — Upper Artinskian – Early Kungurian terrigenous (submarine fan)

В 2019 г. по инициативе России, подержанной большинством приграничных государств, было предложено расширить границы регионального изучения Прикаспийского региона в рамках международного проекта «Геохазар», включив в него весь бассейн Каспийского моря и прибрежных территорий. Этот проект предусматривает отработку сети глубинных сейсмических профилей высокой кратности и бурение трех сверхглубоких скважин (рис. 4).

Реализация проекта позволит обеспечить:

- 1) детализацию изучения геологического строения и оценку нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла, сложенных рифей-палеозойскими отложениями;
- 2) учет фактора времени в формировании и сохранении крупных зон нефтегазоаккумуляции на больших глубинах;
- 3) уточнение механизмов и особенностей формирования месторождений нефти и газа в глубоких горизонтах.

Мультиклиентский проект «Астраханский свод»

Этот проект предложен инициативной группой специалистов-нефтяников научных и производственных организаций для содействия планам по увеличению ресурсной базы центров традиционной нефтедобычи за счет освоения ресурсов глубоких горизонтов осадочного чехла. Задача — выработка и практическое опробование механизмов объединения усилий компаний-недропользова-

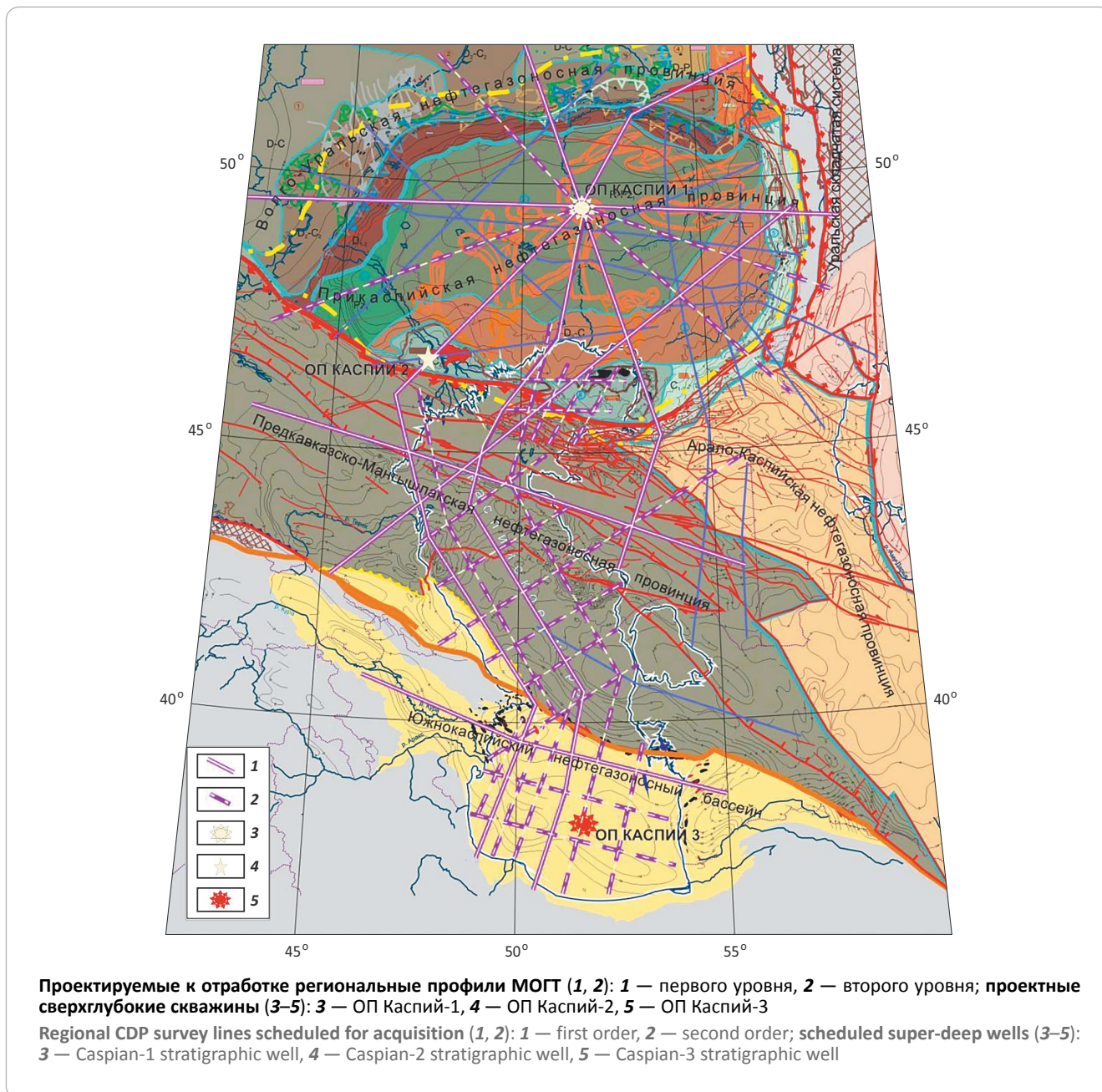
телей сопряженных участков недр по проведению новых геолого-геофизических работ и повторной обработке данных прошлых лет, для сбора информации, необходимой и достаточной для количественной оценки прогнозных, локализованных и подготовленных ресурсов глубоких недр крупных зон нефтегазоаккумуляции [9].

Астраханская зона нефтегазоаккумуляции расположена в пределах западной части Астраханско-Жамбайского нефтегазоносного района (Астраханско-Тенгизская нефтегазоносная область Прикаспийской провинции) [6].

Рельеф кровли подсолевых отложений Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции соответствует положительной структуре, известной как Астраханско-Юстинский выступ — это одно из крупнейших подсолевых поднятий (общая площадь — около 18 000 км², размеры — 300 × 120 км). На большей части этой площади (около 10 000 км²) соленосные отложения залегают непосредственно на визей-башкирских карбонатных отложениях, из которых около 5000 км² занимает Астраханский свод, ограниченный изогипсой –4200 м (рис. 5).

Астраханская зона нефтегазоаккумуляции расположена на Астраханском карбонатном массиве, в ее пределах находится гигантское газоконденсатное месторождение (площадь по замкнутой изогипсе –4100 м составляет около 5000 км²). Здесь пробурено 6 параметрических скважин: Володарская-2, Табаковская-1, Северо-Астраханская-1, Девонские-1, 2, 3, Правобережная-1, Долан-Эрденовская-1 (см. рис. 5).

Рис. 4. Схема размещения профилей и сверхглубоких скважин, предусмотренных программой «Региональное геолого-геофизическое изучение глубинного строения Каспийского региона» (по [17] с дополнениями)
Fig. 4. Location map of survey lines and super-deep wells scheduled in the program of Regional Geological and Geophysical Studies of Caspian Region Deep Structure (from [17], complemented)



Внутрибассейновая карбонатная платформа девон-турнейского возраста перекрыта визей-раннебашкирской карбонатной шельфовой платформой. В совокупности эти два комплекса образуют многоярусный изолированный нефтегазолокализирующий объект седиментационной природы (рис. 6).

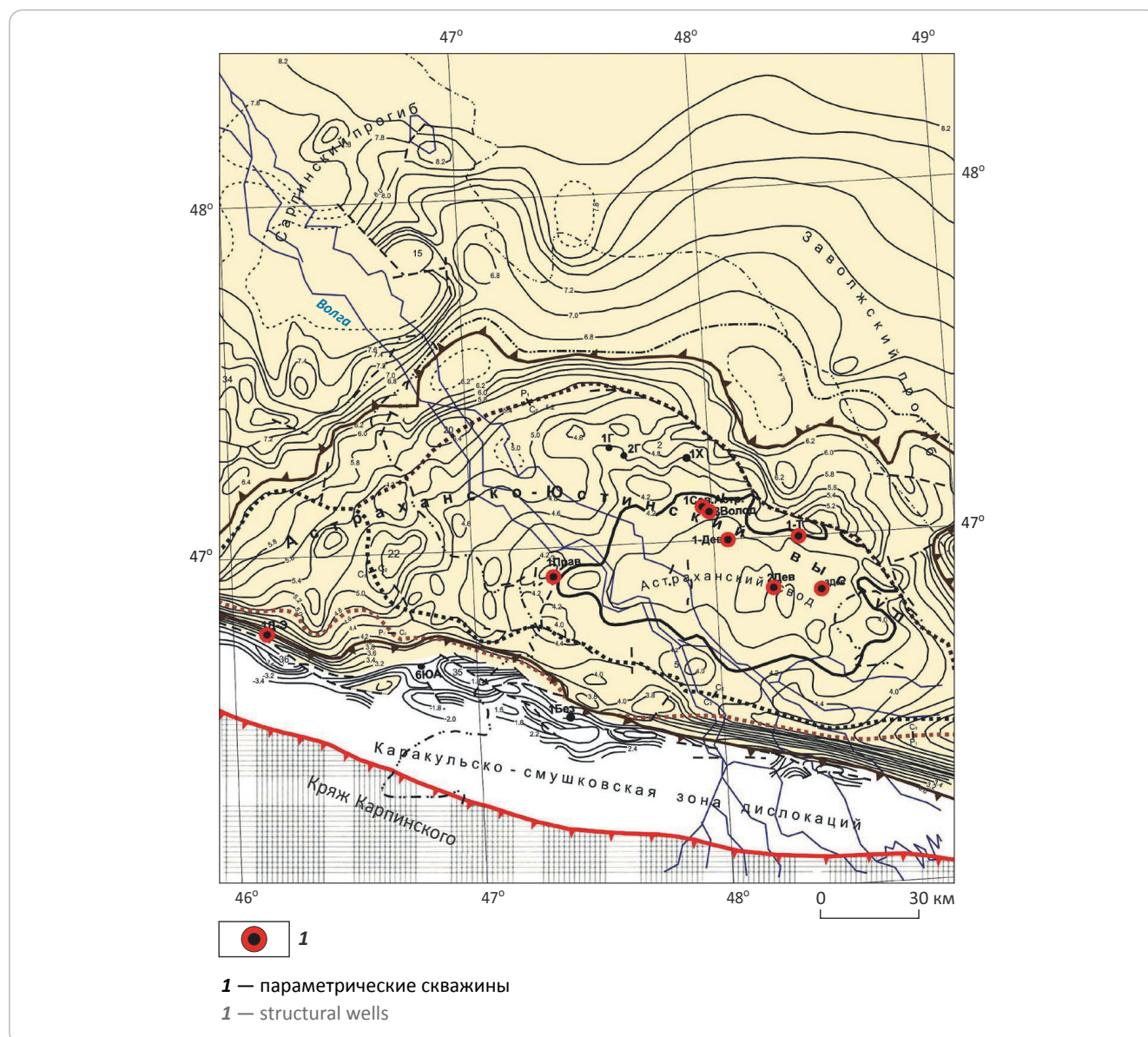
Накопленная к настоящему времени геолого-геофизическая информация позволила построить модель резервуара этого массива [9]. В соответствии с этой моделью в пределах массива и его периферии месторождения прогнозируются на двух глубинных уровнях: на больших глубинах (интервал 6–8 км) — под среднефранской покрывшей

и на средних глубинах (интервал 4,5–5,5 км) — под филипповской покрывшей.

Кроме того, в южной части свода прогнозируются покрывки, связанные с глинистыми пачками в отложениях нижнего визе и среднего карбона (московский ярус), а на западе — с конденсированными сериями отложений верхнего визе – башкира.

Наиболее крупные открытия предполагаются в нижне-среднедевонских терригенно-карбонатных и нижнепермских терригенных комплексах, где с большой вероятностью следует ожидать крупные и гигантские месторождения бессернистой нефти [9, 12, 16]. Предположение основано на том, что в ниж-

Рис. 5. Структурная карта по кровле подсолевых отложений (сейсмический горизонт П1) (по [5] с дополнениями)
Fig. 5. Depth map over the subsalt Top (P1 seismic horizon) (from [5], complemented)



не-среднедевонском комплексе по сейсмическим материалам обнаружен ряд перспективных объектов структурного и седиментационного типов, способных аккумулировать крупные и гигантские скопления газа и, не исключено, нефти. Среди этих объектов — 3 глубоких (6,5–7,5 км): Правобережный свод, Аксарайское поднятие и Еленовско-Шортамбайский вал. В визей-башкирском комплексе находится 2 объекта — Западно-Астраханское и Великое поднятия на глубинах в среднем 4–5 км. Объекты седиментационного типа: внутрибассейновые карбонатные постройки и подводный конус выноса, первые внутри нижне-среднедевонского и верхнедевон-турнейского комплексов, вторые внутри раннепермского.

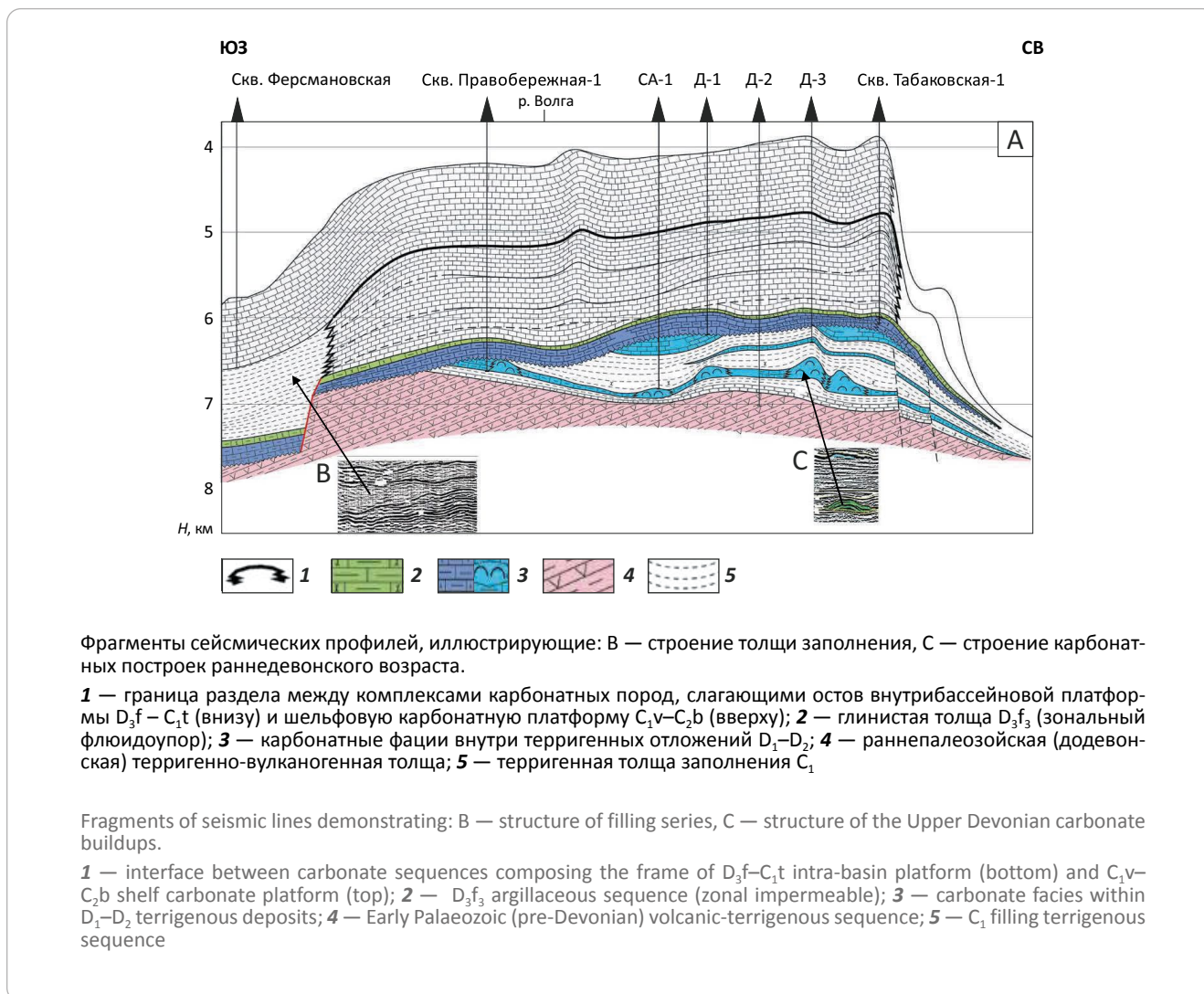
Все перечисленные выше перспективные объекты по состоянию их изученности относятся к категории выявленных, и по ним имеется оценка

перспективных ресурсов по категории D_n (локализованные). Однако, поскольку по своим размерам все выявленные объекты значительно превышают размеры лицензионных блоков (рис. 7), их ресурсный потенциал по категории D_0 (подготовленные), а тем более запасы даже по самым низким категориям C_2 (оцененные) и C_1 (разведанные) при существующей схеме проведения поисково-разведочных работ оценить невозможно. Это значит, что упомянутые ресурсы останутся неосвоенными, поскольку нельзя будет обосновать экономическую эффективность необходимых инвестиций не только в добычу, но даже в разведку.

Это связано как с объективными геологическими и технологическими, так и с нормативными правовыми обстоятельствами. Объективные причины геологического характера — это, во-первых, резкая вертикальная и латеральная неоднород-

Рис. 6. Сейсмогеологическая модель подсолевого разреза Астраханского свода (А) (по А.Я. Бродскому, В.В. Пыхалову, с изменениями и дополнениями) [5]

Fig. 6. Geoseismic model of subsalt section, the Astrakhan Arch (A) (according to A.Ya. Brodsky, V.V. Pykhalov, modified and complemented) [5]



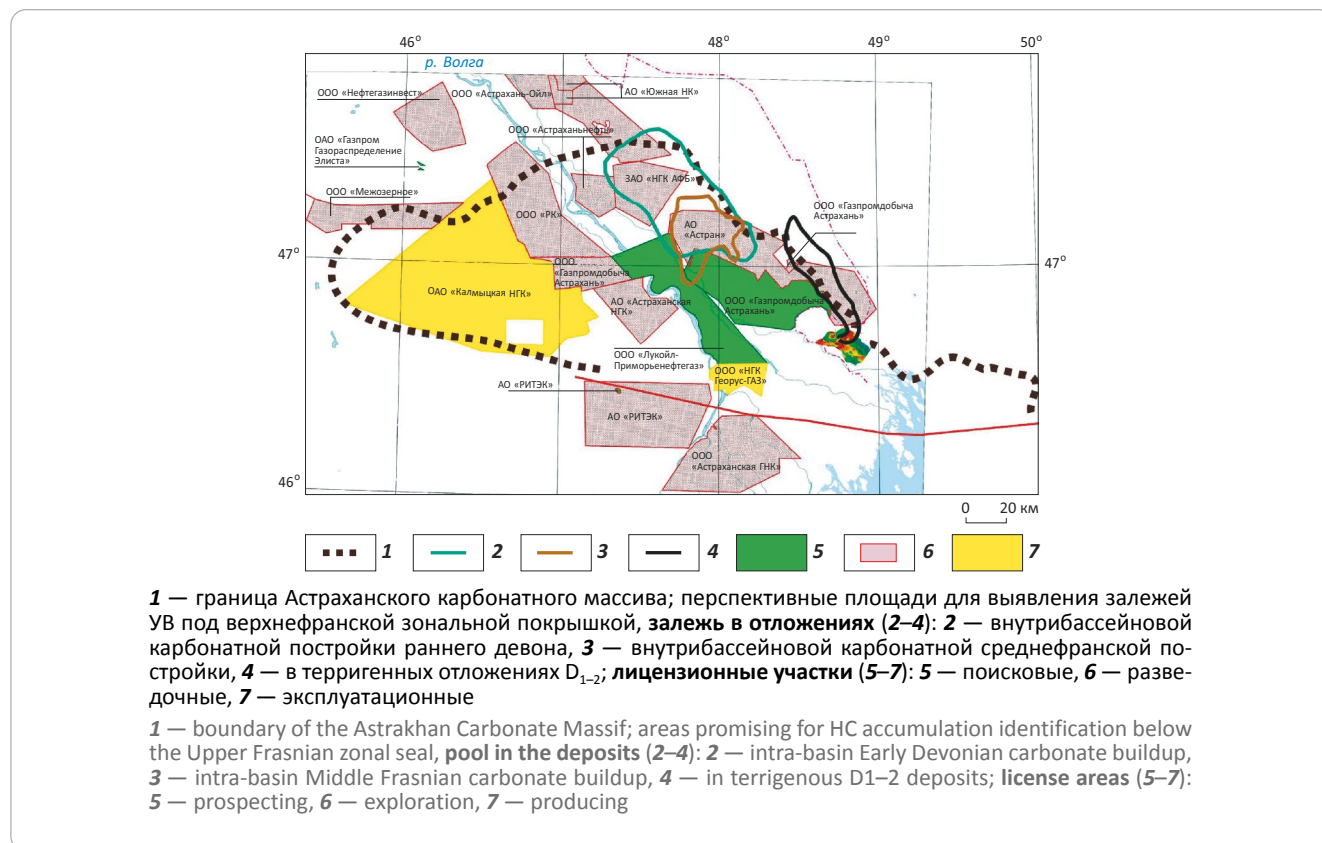
ность очень значительной мощности (от 4 до 7 км) части разреза, перекрывающей подсоловой комплекс, обусловленная соляной тектоникой, во-вторых, резкие изменения фациального состава пород и одновременно мощности девон-раннепермского разреза подсолового комплекса. Поэтому для успешной реализации неразведанного УВ-потенциала Астраханской зоны нефтегазонакопления необходимо проведение широкомасштабных геолого-разведочных работ, охватывающих территорию всего Астраханского свода и освещающих строение основных потенциально перспективных объектов в нижних структурных этажах и бортовых частях свода. На первом этапе таких работ как минимум должна быть отработана сеть широкоазимутальных сейсмических профилей (ориентировочно $350 \text{ км} = 7000 \text{ км}^2$), увязанных с ранее выполненными 3D-съемками. Это, по существу, полный эквивалент съемки 3D, но выполненной в виде серии полос шириной не менее 13 км вдоль трассы каждого из профилей.

Нормативно-правовые проблемы обусловлены тем, что сегодня почти вся территория Астраханской зоны нефтегазонакопления находится в распределенном фонде недр и выполнить такой масштабный проект возможно только силами объединенного консорциума владельцев лицензий и государственных структур, которые должны совместно профинансировать такую крупную работу и выступить коллективным пользователем полученных при этом результатов. К сожалению, действующий порядок распределения лицензий не дает возможности изыскать источники финансирования этих работ. Бюджетные ассигнования не могут быть использованы, поскольку нераспределенный фонд земель в пределах старых нефтегазонасыщенных провинций составляет не более 30 % территории нефтегазонасыщенной провинции. Кроме того, держатели лицензий не готовы финансировать работы на землях нераспределенного фонда недр без ясных перспектив потенциальных открытий.



Рис. 7. Соотношение границ лицензионных блоков с границами перспективных объектов, выделенных в нижне-среднедевонском комплексе (по [6], с дополнениями)

Fig. 7. Correspondence between the license block boundaries and exploration target boundaries delineated in the Lower-Middle Devonian sequence (from [6], complemented)



Выход из этой ситуации может быть найден, если при проведении геофизических работ использовать удобную и распространенную в мире (при изучении акваторий) мультиклиентскую съемку, когда сервисные компании за свои средства и на свой риск проводят работы на выбранных ими участках акваторий, а затем многократно продают полученные данные всем заинтересованным компаниям. Если бы такая схема была принята для тотального геологического картирования старых нефтегазоносных провинций, государство получало бы бесплатно информацию о своих недрах и могло использовать ее при формировании тендеров, обязав участников ее покупать. Сервисные же компании, рискнувшие своими средствами, могли бы получать доход от продажи материалов в составе тендерных пакетов или в иных формах, получивших распространение в международной практике.

Приоритетные направления геолого-разведочных работ в регионах традиционной нефтедобычи

В настоящее время стратегия расширенного воспроизводства ресурсной базы УВ-сырья в России строится в первую очередь с учетом необходимости освоения ресурсного потенциала новых нефтегазоносных провинций Восточной Сибири, акватории Баренцева и Охотского морей, а также арктических осадочных бассейнов и необходимости освоения

остаточного ресурсного потенциала старых нефтегазоносных провинций. При этом рост ресурсной базы старых нефтегазодобывающих провинций предполагается достигнуть за счет реализации следующих возможностей:

- 1) повышения коэффициента нефтеотдачи пластов и выявления новых мелких залежей в пределах разрабатываемых месторождений;
- 2) вовлечения в добычу нефтегазоносных пластов с низкой пористостью и проницаемостью (сланцевая нефть);
- 3) поиска крупных и гигантских месторождений в глубоких горизонтах осадочного чехла.

Первое из перечисленных выше направлений реализуется достаточно успешно, особенно в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, где при ежегодной добыче около 23–24 млн т нефти приращивается примерно такой же объем запасов. Второе направление, хотя находится в начальной стадии, имеет хорошие шансы на развитие. Третье направление практически остается нереализованным, хотя для этого у российских компаний имеются необходимые технические и финансовые средства.

Причины такого подхода к выбору стратегии геолого-разведочных работ со стороны государственных и частных компаний связаны с оценкой рисков поиска как труднодоступных месторожде-

ний на глубоких горизонтах, так и залежей трудноизвлекаемых сланцевых УВ. В свою очередь, надежная оценка рисков упирается в отсутствие кондиционных данных, которые необходимы для количественной оценки по современным 3D-методикам моделирования бассейнов и УВ-систем, о строении интервалов осадочного разреза, расположенного выше и ниже разрабатываемых нефтегазоносных комплексов. Получение таких данных требует проведения глубинного геологического картирования крупных территорий рангом не ниже зоны нефтегазонакопления с применением таких дорогостоящих методов, как сейсморазведка 3D и параметрическое бурение. Задача частично облегчается тем, что на отдельных лицензионных блоках, как правило, имеются данные современной сейсморазведки. В этом случае можно ограничиться совместной повторной обработкой и «сшивкой» уже накопленных компаниями и государством сейсмических данных в рамках единых программ, что позволит подготовить первоочередные площади к параметрическому бурению и последующей разведке.

Заключение

1. Наступает эра разумного потребления природных энергоресурсов, благодаря чему УВ, наконец, займут свое достойное место в ряду полезных ископаемых, востребованных нефтехимической и нарождающейся биопроизводящей промышленностью страны.

2. Нарастающие возможности «зеленой» энергетики вкупе с ростом ресурсов традиционного УВ-сырья, не конкурируя друг с другом, а дополняя, существенно повысят стабильность промышленного производства в стране, сведут к минимуму риски энергетического дефицита и неразумного использования природных источников УВ.

3. Различия в геолого-тектонических условиях осадочных бассейнов, длительность истории нефтегазодобычи в их пределах, геологические и остаточные запасы нефти и газа обуславливают различия в стратегиях дальнейшего освоения УВ-потенциала. Для Прикаспийского осадочного бассейна безальтернативным становится поиск гигантских месторождений УВ на больших глубинах.

4. Поиск промышленно значимых месторождений УВ на больших глубинах требует обоснования новых теоретико-методических основ поиска крупных зон нефтегазонакопления, основы которых заложены в работах И.М. Губкина, а также А.А. Трофимука и его последователей.

5. Реализация двух международных проектов с участием России позволит не только получить новые знания о геологии подсолевых комплексов, но и оценить достоверность предлагаемых методических подходов к прогнозированию гигантских глубокозалегающих месторождений нефти и газа.

Литература

1. Wenrui H.U., Jingwei B.A.O., Bin H.U. Trend and progress in global oil and gas exploration // Petroleum exploration and development. – 2013. – Т. 40. – № 4. – С. 439–443. DOI: 10.1016/S1876-3804(13)60055-5.
2. Zeng Q., Mo T., Zhao J., Tang Yo., Zhang R., Xia J., Hu C., Shi L. Characteristics, genetic mechanism and oil & gas exploration significance of high-quality sandstone reservoirs deeper than 7000 m: A case study of the Bashijiqike Formation of Lower Cretaceous in the Kuqa Depression, NW China // Natural Gas Industry. – 2020. DOI: 10.1016/j.ngib.2020.01.003.
3. Гулчев И.С., Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Углеводородный потенциал Каспийского региона (системный анализ). – Баку : Nafta-Press, 2003. – 127 с.
4. Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н. Особенности генерации углеводородов на больших глубинах земной коры // Доклады Академии наук. – 2018. – Т. 483. – № 3. – С. 296–300. DOI: 10.31857/S086956520003252-0.
5. Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Делия С.В., Корчагин О.А., Комаров А.Ю., Рыбальченко В.В., Сибилев М.А., Стенин В.П., Пыхалов В.В., Титаренко И.А., Токман А.К. Углеводородный потенциал глубоких горизонтов Астраханской зоны нефтегазонакопления: проблемы и решения // Геотектоника. – 2019. – Т. 53. – № 3. – С. 3–23. DOI: 10.1134/S0016852119030087.
6. Волож Ю.А., Куандыков Б.М., Антипов М.П., Варшавская И.Е., Трохименко М.С., Милетенко Н.В. Каспийский регион: проблема поиска углеводородов на больших глубинах, возможные пути ее решения // Нефть и газ. – 2013. – № 3. – С. 29–44.
7. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В. Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века // Вестник Российской академии наук. – 2019. – Т. 89. – № 11. – С. 1095–1104. DOI: 10.31857/S0869-587389111095-1104.
8. Конторович А.Э. Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России // Наука из первых рук. – 2016. – № 1. – С. 6–17.
9. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность / Под ред. Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны. – М. : Научный мир, 2008. – 221 с.
10. Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Патина И.С., Лоджевская М.И. Нефть глубоких горизонтов осадочных бассейнов России и сопредельных стран // Мониторинг. Наука и технологии. – 2015. – Т. 4. – № 25. – С. 6–15.
11. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. – М. : ВНИГНИ, 2006. – 774 с.
12. Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре // Геотектоника. – 2019. – № 3. – С. 79–91. DOI: 10.31857/S0016-853X2019379-91.
13. Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Леонов Ю.Г., Милетенко Н.В., Ровнин Л.И. О стратегии очередного этапа нефтепоисковых работ в Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 341–362.

14. *Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В.* Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. – М : Недра-Бизнесцентр, 2004. – 342 с.
15. *Соколов Б.А.* Эволюционно-генетический подход к созданию классификации нефтегазоносных осадочных бассейнов // *Осадочные бассейны и их нефтегазоносность.* – М. : Наука, 1983. – С. 5–11.
16. *Варшавская И.Е., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Леонов Ю.Г., Милетенко Н.В., Федонкин М.А.* Новые подходы к решению проблемы роста ресурсной базы углеводородного сырья // *Геология нефти и газа.* – 2011. – № 2. – С. 2–11.
17. *Куандыков Б.М., Волож Ю.А.* Изучение глубокозалегающих горизонтов Прикаспийской впадины // *Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их развития.* – Алматы, 2015. – С. 53–59.

References

1. *Wenrui H.U., Jingwei B.A.O., Bin H.U.* Trend and progress in global oil and gas exploration. *Petroleum exploration and development.* 2013;40(4):439–443. DOI: 10.1016/S1876-3804(13)60055-5.
2. *Zeng Q., Mo T., Zhao J., Tang Yo., Zhang R., Xia J., Hu C., Shi L.* Characteristics, genetic mechanism and oil & gas exploration significance of high-quality sandstone reservoirs deeper than 7000 m: A case study of the Bashijiqike Formation of Lower Cretaceous in the Kuqa Depression, NW China. *Natural Gas Industry.* 2020. DOI: 10.1016/j.ngib.2020.01.003.
3. *Guliev I.S., Levin L.E., Fedorov D.L.* Uglevodorodnyi potentsial Kaspiiskogo regiona (sistemnyi analiz) [Hydrocarbon potential of Caspian region (systems analysis)]. Baku: Nafta-Press, 2003; 127 p. In Russ.
4. *Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N.* Features of the generation of hydrocarbons at great depths of the earth's crust. *Doklady Akademii nauk.* 2018;483(3):296–300. DOI: 10.31857/S086956520003252-0. In Russ.
5. *Volozh Yu.A., Gogonenkov G.N., Deliya S.V., Korchagin O.A., Komarov A.Yu., Rybal'chenko V.V., Sibilev M.A., Stenin V.P., Pykhalov V.V., Titarenko I.A., Tokman A.K.* Hydrocarbon potential of deeply buried reservoirs in the astrakhan oil and gas accumulation zone: problems and solutions. *Geotectonics.* 2019;53(3):299–318. DOI: 10.1134/S0016852119030087. In Russ.
6. *Volozh Yu.A., Kuandykov B.M., Antipov M.P., Varshavskaya I.E., Trokhimenko M.S., Miletenko N.V.* Kaspiiskii region: problema poiska uglevodorodov na bol'shikh glubinakh, vozmozhnye puti ee resheniya [The Caspian region: the problem of hydrocarbons search at great depths, possible ways to solve it]. *Neft' i gaz.* 2013;(3):29–44. In Russ.
7. *Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R., Ryzhkova S.V.* Main directions of development of the oil complex of Russia in the first half of the twenty-first century. *Herald Of The Russian Academy Of Sciences.* 2019;89(6):558–566. DOI: 10.31857/S0869-587389111095-1104. In Russ.
8. *Kontorovich A.E.* Global'nye problemy nefti i gaza i novaya paradigma razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii [Global oil and gas problems and new paradigm of Russian oil and gas sector]. *Nauka iz pervykh ruk.* 2016;(1):6–17. In Russ.
9. *Astrakhan carbonate massif: structure and its oil and gas perspectives.* In: Yu.A. Volozh, V.S. Parasyina, eds. Moscow: Nauchnyi Mir; 2008, 221 p. In Russ.
10. *Leonov Yu.G., Volozh Yu.A., Antipov M.P., Bykadorov V.A., Patina I.S., Lodzhevskaya M.I.* Oil Of Deep Horizons Of Sedimentary Basins In Russia And Neighboring Countries. *Monitoring. Nauka I Tekhnologii.* 2015;4(25):6–15. In Russ.
11. *Shein V.S.* Geologiya i neftegazonosnost' Rossii [Geology and petroleum potential of Russia]. Moscow: VNIGNI; 2006. 774 p. In Russ.
12. *Abukova L.A., Volozh Yu.A., Dmitrievskii A.N., Antipov M.P.* Geofluid dynamic concept of prospecting for hydrocarbon accumulations in the earth crust. *Geotectonics.* 2019;53(3):372–382. DOI: 10.31857/S0016-853x2019379-91. In Russ.
13. *Volozh Yu.A., Dmitrievskii A.N., Leonov Yu.G., Miletenko N.V., Rovnin L.I.* On strategy of the upcoming exploration phase in the north Caspian petroleum province. *Russian geology and geophysics.* 2009;50(4):252–269. In Russ.
14. *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-Biznesstsent; 2004. 342 p. In Russ.
15. *Sokolov B.A.* Evolyutsionno-geneticheskii podkhod k sozdaniyu klassifikatsii neftegazonosnykh osadochnykh basseinov [Evolutionary and genetic approach to creation of oil and gas bearing sedimentary basins classification]. In: *Osadochnye basseiny i ikh neftegazonosnost'.* Moscow: Nauka; 1983. pp. 5–11. In Russ.
16. *Varshavskaya I.E., Volozh Yu.A., Dmitrievskii A.N., Leonov Yu.G., Miletenko N.V., Fedonkin M.A.* New approaches to solving problem of hydrocarbon resource base increase. *Geologiya nefti i gaza.* 2011;(2):2–11. In Russ.
17. *Kuandykov B.M., Volozh Yu.A.* Izuchenie glubokozalegayushchikh gorizontov Prikaspiiskoi vpadiny [Studies of deep-seated horizons in Caspian Depression]. In: *Neftegazonosnye basseiny Kazakhstana i perspektivy ikh razvitiya.* Almaty; 2015. pp. 53–59. In Russ.

Информация об авторах

Волож Юрий Абрамович

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУН «Геологический институт РАН»,
119017 Москва, Пыжевский пер. д. 7, стр. 1
e-mail: yvolozh@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0001-8304-9069

Information about authors

Yurii A. Volozh

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Research Officer
Geological Institute of the RAS,
7, bld. 1., Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russia
e-mail: yvolozh@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0001-8304-9069

Гогоненков Георгий Николаевич

Доктор технических наук,
советник генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: gogonenkov.g@yandex.ru
SCOPUS ID: 6603122004

Милетенко Николай Васильевич

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор, советник директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический институт им. А.П. Карпинского»,
199106 Санкт-Петербург, Средний пр-т, д. 74
e-mail: nvmilet@yandex.ru

Петров Евгений Игнатьевич

Кандидат физико-математических наук,
руководитель
Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра),
125993 Москва, ул. Б. Грузинская, д. 4/6
e-mail: epetrov@rosnedra.gov.ru

Georgii N. Gogonenkov

Doctor of Engineering Science,
Advisor to Director
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: gogonenkov.g@yandex.ru
SCOPUS ID: 6603122004

Nikolai V. Miletenko

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor, Advisor to Director
Russian Geological
Research Institute,
74, Sredny pr., St. Petersburg, 199106, Russia
e-mail: nvmilet@yandex.ru

Evgenii I. Petrov

Candidate of Physical and Mathematical Sciences,
Head of Rosnedra
Federal Agency for Mineral Resources (Rosnedra),
4/6, ul. B. Gruzinskaya, Moscow, 125993, Russia
e-mail: epetrov@rosnedra.gov.ru



7 декабря 2021 г. исполнилось 90 лет Николаю Владимировичу Мельникову — главному научному сотруднику отдела геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы СНИИГГиМСа, доктору геолого-минералогических наук, профессору, заслуженному геологу Российской Федерации.

Н.В. Мельников начал свою трудовую деятельность в 1954 г. в Сибирском филиале ВНИГРИ, а с 1957 г. является сотрудником СНИИГГиМСа — с основания Института и по сей день. С самого начала своего карьерного пути Николай Владимирович включился в изучение и освоение практически неизведанного в нефтегазоносном отношении региона. Н.В. Мельников занимался вопросами геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы, перспективы которой связывались с верхнедокембрийскими и кембрийскими отложениями. Он стал круп-

ным специалистом по стратиграфии рифейских, вендских, кембрийских, а также ордовикских и силурийских отложений. Принял участие в разработке главных критериев перспектив нефтегазоносности западной части Сибирской платформы, в определении закономерностей развития песчаных пластов в верхнем палеозое Тунгусской синеклизы. Участвовал в открытии перспективных нефтегазоносных пластов на западе Сибирской платформы, давал оценку дизъюнктивным нарушениям в осадочном чехле Сибирской платформы и геологическую интерпретацию сейсмогеологическим разрезам. В начале 1970-х гг. Николай Владимирович участвовал в разработке планов создания на Сибирской платформе новой нефтегазодобывающей базы СССР. Он является одним из главных инициаторов открытия новой крупной нефтегазоносной провинции на Сибирской платформе.

Н.В. Мельников — один из основных составителей комплексных программ развития геолого-разведочных работ на нефть и газ на Сибирской платформе, руководитель многих заданий и отраслевых планов Министерства геологии СССР, под его началом составлялся план параметрического бурения. Совместно с другими специалистами им была разработана экспертная система прогноза нефтегазоносности рифейского резервуара Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Николай Владимирович — один из самых активных участников составления крупных работ, освещающих такие нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири, как Тунгусский бассейн, Байкитский регион, Иркутский бассейн.

Николай Владимирович — живая история СНИИГГиМСа. Верность традициям энтузиазма и высокая ответственность за дело советских времен, упорство в преодолении трудностей последующих лет, осознание себя как части коллектива — все эти качества в нем есть и определяют стиль его жизни и работы. Н.В. Мельников обладает огромной эрудицией и памятью, он окружен большим коллективом знающих, талантливых и преданных нефтегазовой геологии учеников и последователей, а его авторитет распространяется далеко за пределы СНИИГГиМСа. Его заслуженно называют «полевых дел мастер».

Мельникову Николаю Владимировичу присвоено почетное звание лауреата премии Правительства РФ в области науки и техники, лауреата премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники за создание и развитие сырьевой базы углеводородов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутии). Он имеет звания «Отличник разведки недр» и «Заслуженный геолог Российской Федерации». Награжден медалью «За доблестный труд. В ознаменование 100-летия со дня рождения Владимира Ильича Ленина», знаком «100 лет нефтяной и газовой промышленности», Почетной грамотой Министерства геологии и ЦК профсоюза рабочих геологоразведочных работ.

Глубокоуважаемый Николай Васильевич, примите наши искренние поздравления с юбилеем и пожелания крепкого здоровья, энергии, счастья Вам и Вашим родным и близким!

Редколлегия и редакция журнала «Геология нефти и газа»



3 декабря 2021 г. исполнилось 80 лет выдающемуся отечественному ученому, потомственному геологу-нефтянику, доктору геолого-минералогических наук, профессору Виктору Иосифовичу Петерсилье.

В 1965 г. Виктор Иосифович окончил МИНХиГП имени И.М. Губкина по специальности «горный инженер-геофизик». Сразу же по окончании вуза Виктор Иосифович поступил на работу во ВНИГНИ в лабораторию коллекторских свойств, где еще будучи студентом проходил производственную практику.

В 1968 г. В.И. Петерсилье был командирован инженером в группу советских специалистов-нефтяников в Республику Куба, где он организовал лабораторию петрофизики и впервые начал изучать свойства вулканогенных пород-коллекторов. При его непосредственном участии была создана школа кубинских геологов-нефтяников, многие

из которых стали кандидатами и докторами наук и успешно руководят геолого-разведочными работами на Кубе и в других странах Латинской Америки.

В 1971 г. Виктор Иосифович вернулся во ВНИГНИ и в скором времени защитил кандидатскую диссертацию на тему изучения свойств вулканогенных пород-коллекторов. В 1976 г. он возглавил лабораторию во ВНИГНИ, в которой занимались разработкой новых петрофизических методов исследования керна. В 1993 г. В.И. Петерсилье успешно защитил докторскую диссертацию.

С 1996 по 2011 г. Виктор Иосифович занимал должность заместителя генерального директора Института по научной работе, курируя направления геолого-разведочных работ на нефть и газ. В последующие годы он успешно руководил научно-аналитическим центром ВНИГНИ. Всю свою трудовую деятельность В.И. Петерсилье посвятил ВНИГНИ и продолжает с увлечением работать по сей день. В настоящее время Виктор Иосифович — советник генерального директора и вот уже более 10 лет — заместитель главного редактора журнала «Геология нефти и газа».

В.И. Петерсилье — крупный специалист в области петрофизики. Он сформировал направление в нефтяной геологии по обоснованию параметров подсчета запасов нефти и газа. Разработанные им методики успешно реализованы при построении геологических моделей и подсчете запасов целого ряда месторождений, расположенных на территории России и за рубежом. Его инновационная технология петрофизического изучения пород-коллекторов и обработки их результатов положена в основу петрофизических разделов регламентирующих документов ГКЗ и широко используется при разведке месторождений и подсчете запасов.

Виктор Иосифович — автор и соавтор более 100 научных публикаций, «Методических рекомендаций по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом», 13 изобретений. Является бессменным ведущим экспертом ГКЗ Роснедра и членом ЦКЗ, ЕАГО и др.

Награжден Памятной медалью СЭВ «За строительство магистрального газопровода «Союз» (1984), юбилейной Почетной грамотой ЦК КПСС, Совета Министров СССР, ВЦСПС и ЦК ВЛКСМ (1987), золотой медалью ВДНХ (1988), орденом «Почета» (1990), памятным знаком «300 лет горно-геологической службе России» (2000), медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени (2012), занесен на Доску Почета Федерального агентства по недропользованию (2010). Имеет звания «Заслуженный геолог России» (2003) и «Почетный разведчик недр» (2011).

Мы знаем и высоко ценим Виктора Иосифовича не только как достойного, талантливого человека, крупного ученого, признанного авторитета в области нефтяной геологии, глубокого знатока петрофизических методов, но и как подлинно интеллигентного человека, мудрого наставника молодежи, широко эрудированного собеседника, человека с активной жизненной позицией, неравнодушного к судьбе нашей страны, отрасли, Института и его сотрудников.

Глубокоуважаемый Виктор Иосифович, примите наши искренние и теплые поздравления с юбилеем и пожелания доброго здоровья, дальнейших открытий и воплощения в жизнь новых идей!

Редколлегия и редакция журнала «Геология нефти и газа»

ВАЛЕРИЮ НИКОЛАЕВИЧУ НЕСТЕРОВУ — 80 ЛЕТ



27 ноября 2021 г. исполнилось 80 лет со дня рождения известного геолога Валерия Николаевича Нестерова. За долгие годы трудовой деятельности он прошел путь от оператора по исследованию скважин в экспедициях до главного геолога, принимал непосредственное участие в открытии, разведке и доразведке целого ряда крупных нефтяных месторождений в Западной Сибири — Приобского, Ватинского, Аганского, Западно-Малобалыкского, Тайлаковского и др.

В.Н. Нестеров участвовал в самом начале научно-исследовательских и производственных работ, посвященных проблеме добычи нефти из отложений баженовской свиты, которая сейчас рассматривается как один из основных источников прироста запасов и увеличения добычи углеводородов в России.

С 1975 по 2020 г. Валерий Николаевич занимал руководящие должности в области геологии, недропользования и лицензирования в компаниях нефтегазовой отрасли. С 2008 г. В.Н. Нестеров работал в ОАО «НК «Нефтиса» в должности начальника Управления по геологии и разработке. Валерий Николаевич — высокопрофессиональный, компетентный, технически грамотный специалист и талантливый руководитель, создавший вокруг себя отличную команду профессионалов. Его нескончаемая энергия, стремление к результативной и качественной работе, любовь и интерес к своему делу служат примером и источником вдохновения.

Колоссальный опыт В.Н. Нестерова позволил выполнить большую работу по оценке приобретаемых активов. В результате компании удалось нарастить сырьевую базу более чем на 200 млн т извлекаемых запасов нефти. Была не только увеличена годовая добыча компании с 1 до 7 млн т, но и был обеспечен ежегодный прирост запасов, превышающий годовую добычу.

Под руководством Валерия Николаевича внедрена современная система удаленного мониторинга бурения скважин, что повысило оперативность и точность решений при бурении высокодебитных скважин с горизонтальным окончанием ствола.

Такие качества, как отзывчивость, порядочность, доброжелательность, оптимизм и уважительное отношение к людям, позволили В.Н. Нестерову завоевать заслуженный авторитет и уважение в коллективе. На протяжении всей трудовой деятельности Валерий Николаевич Нестеров уделял большое внимание научной деятельности, в 1985 г. ему присуждена ученая степень кандидата технических наук.

До настоящего времени В.Н. Нестеров бескорыстно передает свой огромный профессиональный опыт молодому поколению российских геологов.

С юбилеем, дорогой Валерий Николаевич! От всей души желаем крепкого здоровья, благополучия в семье и долголетия!

От коллектива АО «НК «Нефтиса»



*Редколлегия и редакция журнала «Геология нефти и газа»
с удовольствием присоединяется к поздравлению*

УДК 553.98(571.5)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-6-25-36

Перспективы нефтегазоносности осадочного чехла и прогноз ловушек углеводородов в северных и центральных районах Предверхоянского краевого прогиба

© 2021 г. | Л.Ф. Найденев

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

Поступила 25.10.2021 г.

Доработана 03.11.2021 г.

Принята к печати 15.11.2021 г.

Ключевые слова: *Предверхоянский краевой прогиб; ловушка; перспективы нефтегазоносности; осадочный комплекс; сейсмогеологический разрез; катагенез; нефтегазоматеринские отложения; коллектор; пористость; проницаемость; геофизические исследования скважин.*

Аннотация: На основе комплексной интерпретации современных сейсморазведочных 2D-данных и результатов бурения глубоких скважин выполнен анализ геологического строения и прогноз ловушек углеводородов в северных и центральных районах Предверхоянского краевого прогиба. В статье рассмотрены стратиграфия, литология, тектоническое строение, распределение в осадочном разрезе залежей и перспективных ловушек углеводородов, а также геохимические предпосылки нефтегазоносности палеозой-мезозойских отложений осадочного чехла Предверхоянского прогиба. В результате интерпретации сейсморазведочных 2D-данных доказано, что в верхнепалеозой-мезозойском разрезе распространены крупные ловушки структурно-тектонического, реже — структурного типа, причем их число превышает выявленное предыдущими работами. Характерной особенностью геологического строения территории является широкое распространение ловушек литологического типа, которые прослеживаются на современных сейсмических разрезах. Данные факторы положительно влияют на оценку перспектив северных и центральных районов Предверхоянской нефтегазоносной области. Осадочный чехол северной части прогиба обладает наиболее высокими перспективами для поиска углеводородов. Максимально перспективной является территория приплатформенного крыла Ленской ветви от Бахынайской площади на юге до Говоровской на севере. В пределах данной территории предлагается выполнить сейсморазведочные работы 2D, по результатам которых провести бурение глубокой скважины.

Для цитирования: Найденев Л.Ф. Перспективы нефтегазоносности осадочного чехла и прогноз ловушек углеводородов в северных и центральных районах Предверхоянского краевого прогиба // Геология нефти и газа. — 2021. — № 6. — С. 25–36. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-25-36.

Northern and central regions of Verkhoyansk Foredeep: sedimentary cover petroleum potential and hydrocarbon traps prediction

© 2021 | L.F. Naidenov

Novosibirsk Branch of All-Russian Research Geological Oil Institute, Novosibirsk, Russia; naydenov@vnigni.ru

Received 25.10.2021

Revised 03.11.2021

Accepted for publication 15.11.2021

Key words: *Verkhoyansk Foredeep; trap; petroleum potential; sedimentary sequence; geoseismic section; catagenesis; oil and gas source rocks; reservoir; porosity; permeability; well logging.*

Abstract: Analysis of geological structure and prediction of hydrocarbon traps in the northern and central regions of the Verkhoyansk Foredeep are carried out on the basis of integrated interpretation of modern 2D seismic data and deep drilling results. The paper considers the stratigraphy, lithology, tectonic framework, hydrocarbon pools and promising traps distribution in sedimentary section, as well as geochemical factors of oil and gas occurrence in Palaeozoic-Mesozoic deposits of the Verkhoyansk Foredeep sedimentary cover. The results of 2D seismic data interpretation allowed proving that large fault, less often anticlinal traps occur in the Upper Palaeozoic-Mesozoic section; and their number exceeds the number revealed by previous works. Wide occurrence of stratigraphic traps that can be identified in modern seismic sections is a characteristic feature of geological structure of the territory. These factors contribute to better assessment of the potential of northern and central regions of the Verkhoyansk Petroleum Region. Sedimentary cover of the northern part of the trough possess the highest potential in terms of hydrocarbon exploration and prospecting. The most promising is the territory of the near-platform flank of the Lensky branch — from the Bakhynaisky area in the south to the Govorovsky in the north. The author recommend 2D seismic acquisition to be conducted in this territory with subsequent deep drilling based on its results.

For citation: Naidenov L.F. Northern and central regions of Verkhoyansk Foredeep: sedimentary cover petroleum potential and hydrocarbon traps prediction. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(6):25–36. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-25-36. In Russ.

Введение

Предверхоанский краевой прогиб расположен на востоке Сибирской платформы, прослеживается в меридиональном направлении от приустьевой части р. Лена до впадения в р. Вилюй на юге, где объединяется с Вилюйской синеклизой (Ленская ветвь), далее уходит на восток по широтному течению р. Алдан (Алданская ветвь). К территории Предверхоанского краевого прогиба приурочена одноименная нефтегазоносная область (НГО) площадью 230 тыс. км² (рис. 1).

Возможности открытия залежей УВ в пределах Предверхоанского прогиба активно изучались в ходе работ 1950–1980-х гг. [1]. На территории прогиба, простирающегося с северо-запада на юго-восток на 1500 км при ширине 40–170 км, открыто два месторождения, содержащих залежи в юрских и триасовых отложениях: Усть-Вилюйское — среднее по величине запасов газа и Собо-Хаинское — мелкое. Небольшое число открытых месторождений обусловлено слабой изученностью Предверхоанского прогиба: плотность сейсморазведочных работ, выполненных в 1950–1980-х гг., составляет 0,06 км/км², подавляющий объем бурения (27 скважин) сосредоточен в пределах месторождений, на остальной территории прогиба пробурено только 23 глубоких скважины.

В 2014–2016 гг. в северной части Предверхоанского прогиба проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2D в объеме 1830 км (ФГБУ «ВНИГНИ», 2016), в 2018 г. — отработан речной сейсморазведочный профиль по р. Лена длиной 1050 км (АО «Росгео», 2018). Анализ современных сейсморазведочных 2D-данных в комплексе с результатами геологоразведочных работ предыдущих лет позволяет уточнить геологическое строение и перспективы нефтегазоносности осадочного чехла в северных и центральных районах Предверхоанского прогиба.

Стратиграфия, литология и нефтегазоносность осадочного чехла

Для изучения геологии Предверхоанского прогиба были проанализированы разрезы 15 скважин (см. рис. 1). Осадочный чехол Предверхоанского краевого прогиба представлен отложениями среднего — верхнего рифея, венда, кембрия, перми, триаса, юры и мела. Осадки части нижнего (ордовик), среднего (силур, девон) и верхнего (карбон) палеозоя в разрезе отсутствуют, но вполне вероятно, что в том или ином объеме они развиты во впадинах (грабенах) [2].

Суммарная мощность осадочного чехла по результатам интерпретации современных сейсморазведочных работ изменяется от сотен метров на приплатформенном крыле прогиба до 12 км в наиболее прогнутых участках поднадвиговой зоны. Корреляционная схема отложений осадочного чехла по скважинам Дьяппальская-1, Говоровская-1, Джарджанская-1 и Бахынайская-1 приведена на рис. 2.

Докембрийский осадочный комплекс представлен карбонатно-терригенной толщей, содержащей доломиты, известняки, мергели с прослоями аргиллитов, алевролитов и песчаников. Рифей-вендские отложения изучены в скважинах Дьяппальская-1 и Говоровская-1, расположенных в северной части прогиба, а также в обнажениях Хараулахского хребта (Верхоанно-Чукотская складчатая область). Разрез рифея представлен нэлгерской, сиэтанчанской и эсэлехской свитами, венда — хараютехской. Фильтрационно-емкостные свойства пород низкие: коэффициент пористости (K_p) в доломитах рифея не превышает 2,5 %, коэффициент проницаемости ($K_{пр}$) — $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². В скв. Дьяппальская-1 при испытании вендских отложений в открытом стволе получен фильтрат бурового раствора, перебитый газом.

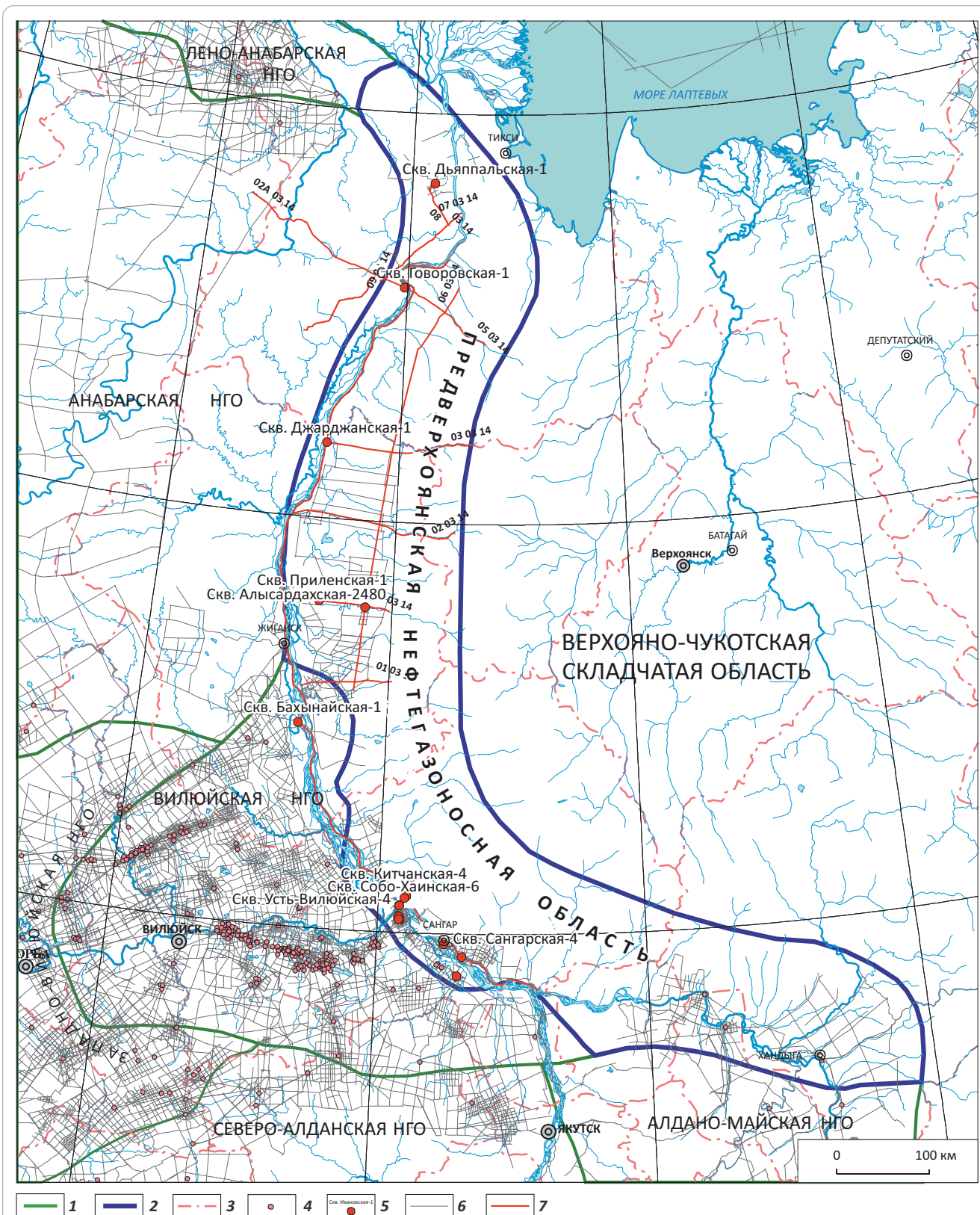
Нижне-среднепалеозойский осадочный комплекс, как и докембрийский, изучен только в северной части Предверхоанского прогиба — в скв. Дьяппальская и в обнажениях Хараулахского хребта. Комплекс представлен кембрийской системой — тусэрской, сэктэнской, маяктахской, огоньорской свитами карбонатно-терригенного состава. Максимальные значения K_p карбонатных пород составляют 2 %, $K_{пр}$ — $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², породы практически непроницаемы.

Верхнепалеозой-нижнемезозойский осадочный комплекс. Отложения верхнего палеозоя вскрыты скважинами только в объеме пермской системы. Каменноугольные отложения выходят на дневную поверхность в складчато-надвиговой зоне Предверхоанского краевого прогиба. Нижнемезозойские породы представлены триасовой системой, в разном объеме исследованной глубокими скважинами.

Пермские отложения вскрыты скважинами Дьяппальская-1, Говоровская-1, Джарджанская-1, где они со стратиграфическим перерывом перекрывают соответственно верхнекембрийские, рифейские и протерозойские породы. Джаргалахская толща приуральского возраста вскрыта скв. Дьяппальская-1, сложена переслаивающимися серыми, светло-серыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. На территории Анабаро-Хатангского прогиба приуральские отложения (нижнекожевниковская свита) содержат залежи нефти. Бурская толща (биармийская, татарская эпохи) в скважинах Говоровская-1 и Джарджанская-1 представлена серыми песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. В скв. Джарджанская-1 в результате испытаний бурской толщи получены притоки воды дебитом до 55 м³/сут с растворенным горючим газом (значения K_p в песчаных прослоях достигают 18 %, $K_{пр}$ — $28 \cdot 10^{-3}$ мкм²). В пределах Вилюйской синеклизы верхнепермские отложения являются объектом разработки газа и конденсата.

Триасовые отложения севера Предверхоанского прогиба, относящиеся к Нижнеленской, Западно-

Рис. 1. Карта изученности территории сейсморазведочными работами и бурением
Fig. 1. Exploration maturity map: seismic and drilling



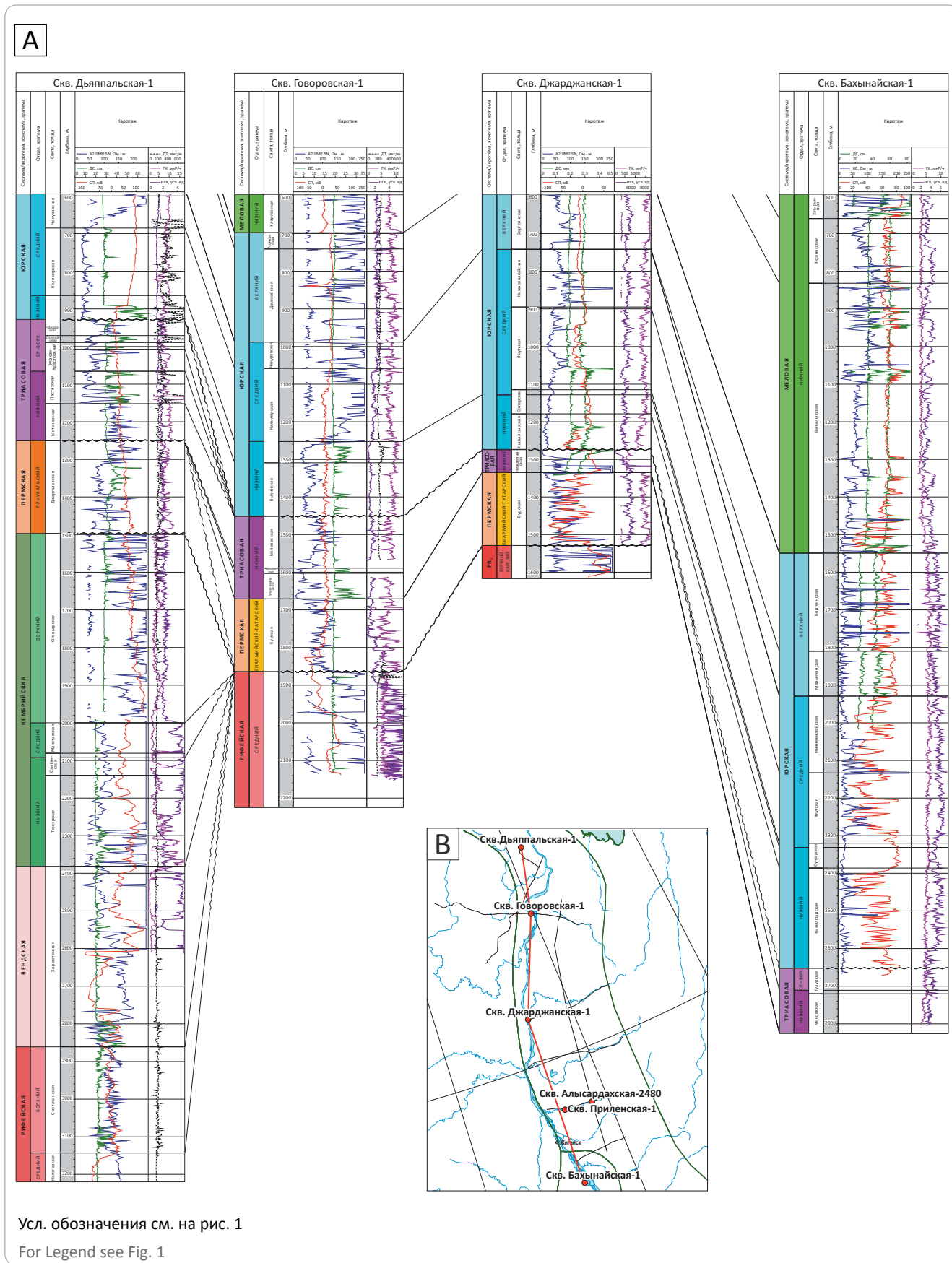
Границы (1–3): 1 — НГО, 2 — Предверхойанской НГО, 3 — административные; **скважины (4, 5):** 4 — глубокие, 5 — глубокие, участвующие в анализе; **сейсмические профили (6, 7):** 6 — 1960–1980 гг., 7 — 2014–2018 гг.

Boundaries (1–3): 1 — Petroleum Area, 2 — Verkhoyansk Petroleum Area, 3 — administrative; **wells (4, 5):** 4 — deep, 5 — deep used in the analysis; **seismic lines (6, 7):** 6 — 1960–1980, 7 — 2014–2018



Рис. 2. Корреляционная схема отложений осадочного чехла по скважинам Дьяпальская-1, Говоровская-1, Джарджанская-1 и Бахынайская-1 (А) и схема их расположения (В)

Fig. 2. Correlation chart of sedimentary cover deposits across the wells Dyappalskaya-1, Govorovskaya-1, Dzhardzhanskaya-1, and Bakhynaiskaya-1 (A) and well location map (B)



Верхоянской и Нижневиллюйской фациальным зонам, вскрыты и изучены во всех анализируемых скважинах. Отложения нижнего, среднего и верхнего отделов триаса вскрыты скважинами Бахынайская-1, Алысардахская-2480 и Дьяппальская-1. В первых двух разрезах не вскрыт на полную мощность из-за недостаточной глубины забоя скважин, а в последней нижнетриасовые отложения размыты. В скважинах Приленская-1, Джарджанская-1 и Говоровская-1 средне- и верхнетриасовые отложения выклиниваются, триас представлен только нижним отделом.

Нижнетриасовые отложения Нижнеленской фациальной зоны (северные районы Предверхоанского прогиба) представлены терригенными породами улахан-юряхской, чекановской, ыстанахской и пастахской свит. Чекановская свита сложена темно-серыми аргиллитами оскольчатыми, в верхней части — темно-серыми битуминозными известняками. В Нижнеленской и Западно-Верхоянской фациальных зонах в нижнем триасе выделены терригенно-вулканогенные отложения неджелинской свиты (нижняя часть — туфы, песчаники, алевролиты, верхняя — аргиллиты с прослоями алевролитов), глинистые породы мономской свиты и существенно песчаные отложения сыгынканской свиты. Литолого-физические свойства коллекторов изменяются в широких пределах — II–VI классы по А.А. Ханину.

Нижнетриасовые отложения Виллюйской синеклизы содержат подавляющую часть запасов газа и конденсата.

Средний и верхний отделы триаса в Нижнеленской фациальной зоне представлены улахан-кrestовской, осипайской (зеленые аргиллиты, алевролиты, вверху — песчаники) и чайдахской (песчаники, алевролиты с прослоями аргиллитов) свитами. В Нижневиллюйской фациальной зоне разрез сложен песчаниками и алевролитами бегиджанской свиты и песчаниками с линзами конгломератов, прослоями алевролитов, глин, аргиллитов, линзочками угля тулурской свиты. Средне-верхнетриасовые породы обладают хорошими коллекторскими свойствами: $K_n = 10-20\%$, достигая 32% , K_{np} — до $1000 \cdot 10^{-3}$ мкм². Мелкие залежи УВ в рассматриваемых отложениях встречены на Собо-Хаинском месторождении.

Мезозойский осадочный комплекс наиболее широко представлен на территории центральных и северных районов Предверхоанского краевого прогиба. Стратиграфический диапазон комплекса — от геттанга до коньяка.

Отложения нижней юры залегают на триасовых со стратиграфическим перерывом: в разрезе скв. Дьяппальская-1 — в объеме от верхов карния до тоара, скв. Говоровская-1 — от верхов оленека до геттанга, скважин Джарджанская-1 и Приленская-1 — от верхов инда до геттанга, скважин Алысардахская-2480 и Бахынайская-1 — от карния до геттанга. Во всех изучаемых скважинах юрские отложения представлены тремя отделами.

Нижне-среднеюрские отложения исследуемой территории в северных районах представлены лено-анабарским типом разреза, в южных — виллюйским. Особенностью строения данной толщи является присутствие в разрезе битуминозных глин и аргиллитов сунтарской и низов келимьярской свит (тоар). Глинистые сунтарские отложения являются флюидоупором для песчанистой кызылсырской свиты и ее аналогов ($K_n = 3-30\%$, K_{np} — до $1000 \cdot 10^{-3}$ мкм²). К кызылсырским отложениям на территории Виллюйской синеклизы и Предверхоанского прогиба приурочены залежи газа. Выше лежащие среднеюрские отложения представлены песчаниками и алевролитами якутской и нижневиллюйской свит, которые перекрыты неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников с прослоями углей марыкчанской свиты позднеюрского возраста (оксфорд). Завершает разрез верхнеюрских отложений бергеинская свита, сложенная песчаниками с прослоями аргиллитов. В верхнеюрских отложениях Виллюйской синеклизы и Предверхоанского прогиба открыты небольшие газовые залежи.

Меловые отложения в северных и центральных районах представлены нижним отделом (батыльхская, эксеняхская, хатырыкская свиты), в южных районах, пограничных с Виллюйской синеклизой, разрез более полный — присутствуют отложения верхнего мела (аграфеновская свита). Коллекторские свойства меловых пород высокие, и, хотя залежей УВ не обнаружено, имеются признаки газоносности — в скв. Алысардахская-2480 в процессе бурения из интервала 98–502 м получен приток водорастворенного газа метаново-азотного состава.

Тектоническое строение

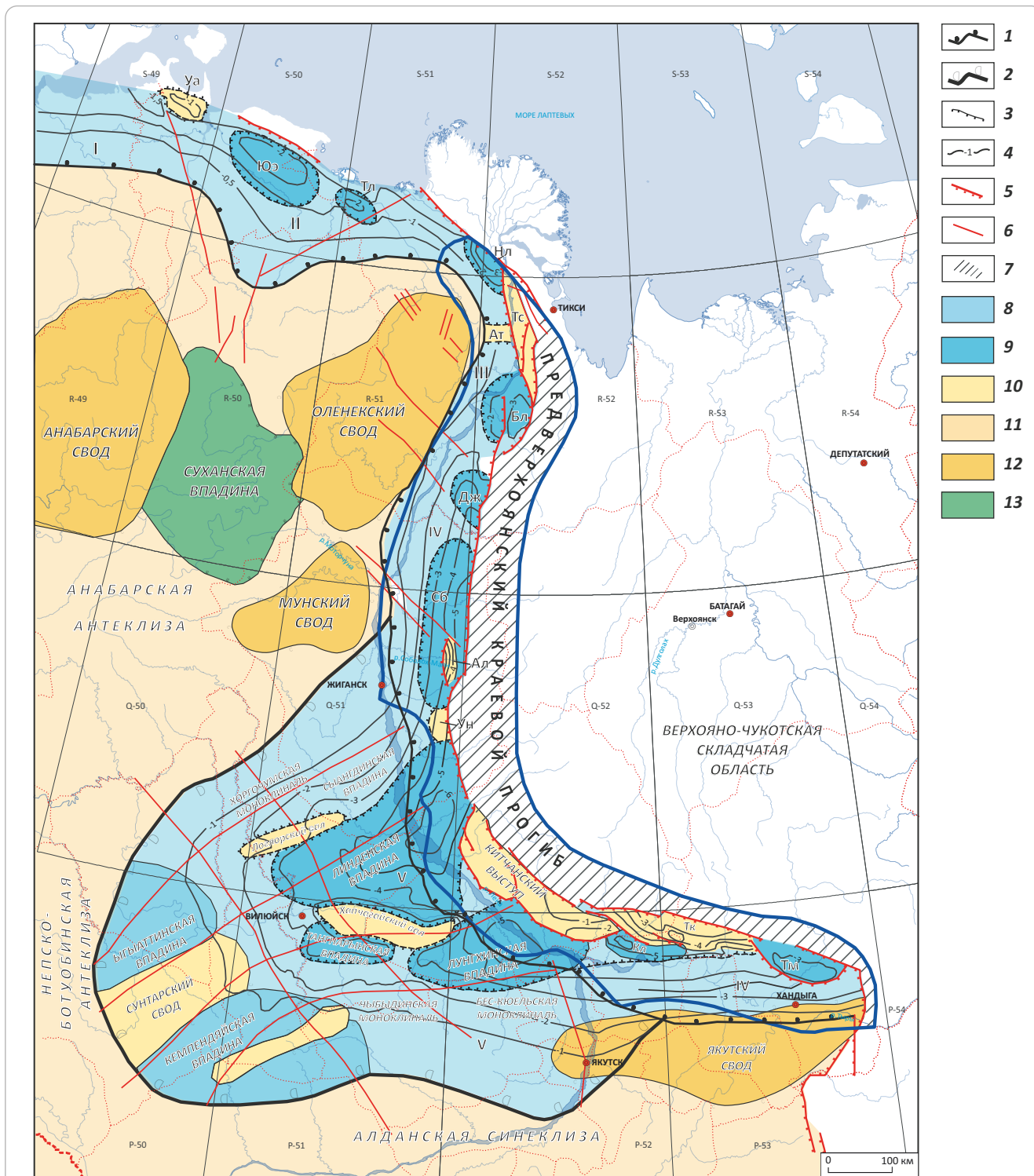
В тектоническом отношении рассматриваемая территория представляет собой наложенную на северо-восточную окраину Сибирской платформы мезозойскую отрицательную структуру, выполненную мощной толщей верхнепалеозой-мезозойских отложений [3].

Предверхоанский краевой прогиб отделяется от Лено-Анабарского прогиба Оленекско-Туорасисской седловиной [4] (рис. 3). Западная граница условно проводится по линии современного распространения юрских отложений. Восточная граница со складчатой зоной выражена более отчетливо. В современном структурном плане сочленение прогиба и мегантиклинория — это сложнопостроенная складчато-надвиговая зона [3].

В поперечном сечении Предверхоанский прогиб имеет асимметричное строение. Внешнее (приплатформенное) крыло прогиба, полого наклоненное на восток, занимает по площади большую часть прогиба и характеризуется относительно небольшими толщинами отложений верхнего палеозоя и мезозоя (100–3000 м). Как отмечалось, внутреннее (прискладчатое) крыло представлено зоной складчато-надвиговых дислокаций. В его пределах резко



Рис. 3. Тектоническая схема системы мезозойских депрессий востока Сибирской платформы (по [4], с дополнениями)
Fig. 3. Tectonic scheme of the Mesozoic depressions system in the Siberian Platform east (from [4], complemented)



Границы (1–3): 1 — Предверхоанского и Лено-Анабарского прогибов, 2 — Вилюйской синеклизы, 3 — структур II порядка (впадин и поднятий); 4 — изогипсы по подошве мезозоя, км; 5 — надвиги в зоне сочленения со складчатой областью; 6 — разломы; 7 — складчато-надвиговая зона; **краевые депрессии (8–10):** 8 — Вилюйская синеклиза, Предверхоанский и Лено-Анабарский прогибы, 9 — впадины, 10 — поднятия; **Сибирская платформа (11–13):** 11 — положительные структуры, 12 — своды, 13 — впадины.

I — Анабаро-Хатангская седловина (Уа — Усть-Анабарское поднятие), II — Лено-Анабарский прогиб (впадины: Юэ — Юэлинская, Нл — Нижнеленская, Тл — Таймыльрская), III — Оленекско-Туорасисская седловина, IV — Предверхоанский прогиб (впадины: Бл — Булунская, Дж — Джарджанская, Сб — Собопольская, Кл — Келинская, Тм — Томпонская; поднятия: Тс — Туорасисский выступ, Ат — Атырканский порог, Ал — Алысардахский вал, Ун — Ундюлюнгское, Тк — Тукуланский выступ), V — Вилюйская синеклиза.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Усл. обозначения к рис. 3, окончание
Legend for Fig. 3, end.

Boundaries (1–3): 1 — Verkhojansk and Leno-Anabarsky troughs, 2 — Vilyuisky syncline, 3 — II-nd order structures (depressions and highs); 4 — structural contours over the Mesozoic Bottom, km; 5 — thrusts in the zone of junction with fold area; 6 — faults; 7 — fold and thrust zone; **foreland depressions (8–10):** 8 — Vilyuisky syncline, Verkhojansk and Leno-Anabarsky troughs, 9 — troughs, 10 — highs; **Siberian Platform (11–13):** 11 — positive structure, 12 — arch, 13 — depression.

I — Anabaro-Khatanga Saddle (Ya — Ust'-Anabarsky high), II — Leno-Anabarsky trough (depressions: Юэ — Yuelinsky, Нл — Nizhnelensky, Тл — Taimylyrsky), III — Oleneksky-Tuorasissky saddle, IV — Verkhojansk trough (depressions: Бл — Bulunsky, Дж — Dzhardzhansky, Сб — Sobopolsky, Кл — Kelinsky, Тм — Tomponsky; highs: Тс — Tuorasissky uplift, Ат — Atyrkansky bar, Ал — Alysardakhsy swell, Ун — Undyulyungsky, Тк — Tukulansky uplift), V — Vilyuisky syncline.

For other Legend items see Fig. 1

возрастает мощность верхнепалеозой–мезозойских отложений.

Предверхожанский краевой прогиб состоит из ряда вытянутых по оси впадин и разделяющих их поперечных поднятий (см. рис. 3). В пределах территории исследований в центральной части прогиба расположены Линденская и Лунгхинская впадины, разделенные Китчанским выступом. В северной части прогиба выделяются Собокольская, Джорджанская и Булунская впадины, Ундюлюнское поднятие, Алысардахский вал, Атырканский порог.

При детальном изучении становится очевидным, что вышеперечисленные структурные элементы имеют более сложное строение. В пределах впадин выделяются локальные брахиантиклиналы, узкие вытянутые антиклинальные складки, оси которых повторяют конфигурацию складчатой области. Поднятия представлены гребневидными и коробчатыми складками, осложненными надвигами и сбросами.

Геохимические предпосылки нефтегазоносности

Нефтегазоматеринские отложения Предверхожанского краевого прогиба охватывают временной диапазон от перми до раннего мела включительно. Нижележащие породы палеозоя и докембрия изучены слабо, за исключением крайнего севера, где данный интервал исследован как в обнажениях Чекуровской антиклиналы, так и в разрезе скв. Дьяпальская. Тем не менее площадь нефтегазогенерации кембрийских и докембрийских отложений в масштабах изучаемого объекта незначительна и данные комплексы целесообразно рассматривать при изучении нефтегазогенерационного потенциала Лено-Анабарской НГО.

В пермских отложениях, широко развитых в пределах рассматриваемой территории, значения $C_{орг}$ в глинистых разностях составляют 1–2 %, в грубообломочных разностях — 0,5–1 %. В глинистых и песчано-алевролитовых разностях пермских пород концентрации хлороформенных битумоидов составляют в среднем 0,01–0,03 %. Отмечается повышение концентраций по направлению к центральным частям прогиба. Для рассеянного органического вещества (РОВ) характерно преобладание гумусовой составляющей. В верхнепермской угленосной формации Лено-Виллюйской НГО сосредоточено 17 790 млрд т РОВ, что составляет более 40 % всего объема, захороненного в верхнепалеозойских

и мезозойских отложениях системы краевых депрессий [4].

Нижнетриасовые вулканогенно-осадочные породы характеризуются низкими концентрациями ОВ, абсолютная его масса в Лено-Виллюйском НГБ оценивается в 1224 млрд т [4]. Низкая биопродуктивность, сухой и жаркий климат в раннем триасе в пределах всей рассматриваемой территории обусловили накопление в отложениях очень малого количества ОВ — $C_{орг} = 0,1–0,5$ %. Средне-верхнетриасовые отложения несколько богаче ОВ ($C_{орг}$ составляет в среднем 0,5 %, $B_{хл} = 0,022$ %), его абсолютная масса равна около 700 млрд т.

В ранней юре (тоар – ранний аален) на территории Виллюйской синеклизы и Предверхожанского прогиба господствовали условия максимальной трансгрессии. Морские условия осадконакопления, нормальная соленость вод, гумидный климат способствовали накоплению битуминозной сунтарской свиты, содержащей значительное количество ОВ с преобладанием водорослево-планктоногенного материала вплоть до чисто сапропелевых разностей. Содержание $C_{орг}$ в тонкозернистых разностях составляет 0,5–1,5 %. По данным [4], абсолютная масса ОВ в нижнеюрских отложениях составляет 3170 млрд т.

В среднеюрскую эпоху происходила регрессия, море постепенно покидало Виллюйскую синеклизу, но на территории Предверхожанского прогиба морская обстановка седиментации сохранялась. Среда формирования была восстановительной, а состав ОВ этих отложений носил смешанный характер. Среднее содержание $C_{орг}$ в аргиллитах среднеюрских отложений — 1,35 %, в песчаниках — 0,69 %. Абсолютная масса ОВ составляет 1200 млрд т.

В позднеюрскую эпоху море окончательно покинуло территорию Виллюйской синеклизы и южную половину Предверхожанского прогиба. Осадконакопление здесь происходило в условиях низменной аккумулятивной равнины. В этих условиях накапливалось ОВ сапропелито-гумитового и гумитового типов. Среднее содержание $C_{орг}$ в аргиллитах верхней юры — 2,16 %, в песчаниках — 0,51 %, абсолютная масса ОВ — 5221 млрд т.

Нижнемеловые отложения Предверхожанского прогиба представлены континентальной толщей переслаивающихся песчаных и угленосных толщ. Накопление нижнемеловых осадков происходило

в условиях обширной прибрежной низменности, иногда затопляемой водами эпиконтинентального бассейна. Среднее содержание $C_{\text{орг}}$ в аргиллитах — 1,6 %, в песчаниках — 0,38 %. Абсолютная масса РОВ — 7420 млрд т [4].

Степень катагенетической преобразованности ОВ в отложениях перми по данным А.Ф. Сафронова [3] изменяется от МК₁ до АК, триаса — от МК₁ до МК₄, юры — от ПК до МК₃, нижнего мела — от ПК до МК₁. Отложения перми и триаса реализовали свой нефтегазогенерационный потенциал, юрские — частично реализовали и продолжают реализовывать, а нижнемеловые отложения находятся в обстановках, соответствующих началу главной фазы нефтегазообразования.

Размещение зон катагенеза в пределах изучаемой территории подчиняется единой закономерности. Отчетливо проявлена тенденция к последовательной смене зон слабого катагенеза более интенсивным не только с увеличением глубин залегания в направлении к Линденской впадине (центральная часть прогиба), но и при приближении к Верхояно-Чукотской складчатой области. Большинство зон в плане достаточно четко повторяет контуры основных структурных элементов Предверхоанского прогиба и Вилюйской синеклизы.

Интерпретация геолого-геофизических материалов

Для уточнения геологического строения, оценки перспектив нефтегазоносности и прогноза ловушек УВ в северных и центральных районах Предверхоанского краевого прогиба в Новосибирском филиале ФГБУ «ВНИГНИ» была выполнена комплексная интерпретация современных сейсморазведочных 2D-данных 2014–2018 гг. в объеме 2700 км и результатов бурения глубоких скважин.

На основе анализа ГИС, ретроспективных определений ископаемых остатков организмов и спорово-пыльцевых комплексов, авторских стратиграфических исследований была проведена корреляция разрезов скважин в докембрий-мезозойском интервале и составлены корреляционные схемы.

В пределах изучаемой территории сейсмокаротажные исследования и вертикальное сейсмическое профилирование не проводились. Изучение скоростной характеристики отложений и стратиграфическая привязка отражающих горизонтов осуществлялись на основе данных акустического каротажа, выполненного в скважинах Дьяппальская-1, Говоровская-1, Приленская-1, Алысардахская-2480 и Сангарская-4.

На сейсмических разрезах МОГТ после привязки разрезов скважин были прослежены следующие отражающие горизонты: Ф — в кровле кристаллического фундамента, R₂ — в кровле среднерифейских отложений, R — в кровле рифея, V — в кровле венда, ПП — в подошве мезозойских отложений, Т₁ — в кровле нижнетриасовых отложений, Т — в кровле

триасовых отложений, J₁ — в кровле сунтарской свиты и аналогов (ранняя юра, тоар), J₂ — в кровле нижневиллюйской свиты и аналогов (средняя юра, келловей), J₃ — в кровле бергеинской свиты и аналогов (поздняя юра, волга) и K₁ — в кровле батыльхской свиты и аналогов (ранний мел, баррем) (рис. 4).

Анализ сейсмических разрезов и результатов бурения скважин Дьяппальская-1, Говоровская-1, Джарджанская-1 показывает, что разрез осадочного чехла с севера на юг существенно меняется. В районе скв. Дьяппальская-1 чехол имеет максимальный стратиграфический диапазон, сложен отложениями рифея, венда, нижнего (кембрий) и верхнего (пермь) палеозоя и мезозоя (см. рис. 4).

Разрез скв. Говоровская-1 по стратиграфическому объему значительно менее полный, чем разрез скв. Дьяппальская-1: отложения позднерифейского, вендского, кембрийского и раннепермского (приуральского) возраста и на породах среднего рифея залегают верхнепалеозой-мезозойские отложения. По присутствию в разрезе рифейских толщ район скв. Говоровская-1 относится к переходной зоне между Предверхоанским и Лено-Анабарским прогибами. Южнее отложения рифея выклиниваются и осадочный чехол северной (Ленской) ветви Предверхоанского прогиба сложен отложениями верхнего палеозоя и мезозоя.

Прогноз ловушек УВ

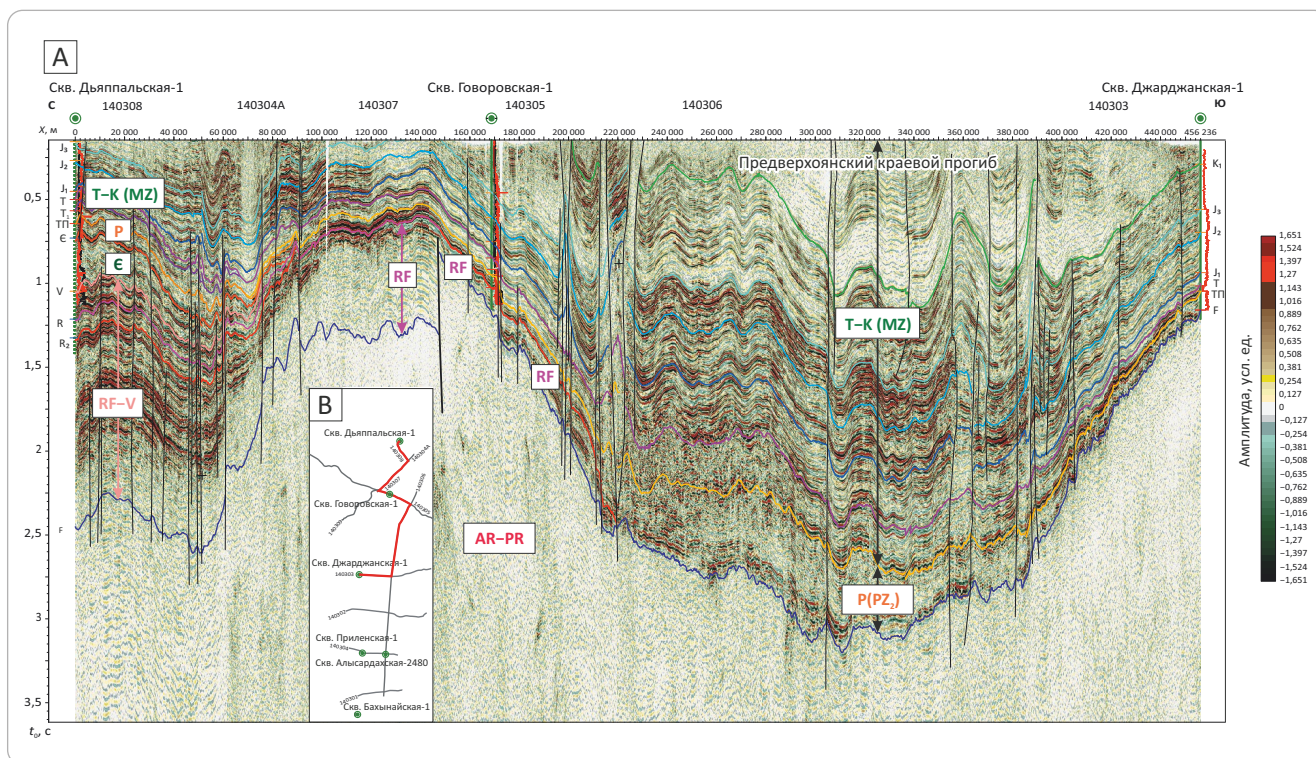
Как отмечалось, изученность Предверхоанского прогиба сейсморазведочными работами низкая, поэтому выявить и локализовать ловушки УВ на основе этих материалов не представляется возможным. Для прогноза ловушек в северных и центральных районах Предверхоанского прогиба были использованы сведения о перспективных объектах и структурах, стоящих на балансе ФГБУ «Росгеолфонд», а также материалы о ловушках [3]. По данным ФГБУ «Росгеолфонд», в пределах изучаемой территории находится 8 ловушек нефти и газа, по материалам А.Ф. Сафронова — 27 (рис. 5).

Структуры приплатформенного крыла прогиба, выделенные А.Ф. Сафроновым, имеют брахиантиклинальную форму. Размеры складок варьируют от 10 до 70 км по длинной оси при амплитудах от первых десятков до сотен метров. Ориентировка складок параллельна оси прогиба; ближе к осевой части складки иногда расположены под углом к общему простиранию. Брахиантиклиналы закартированы по результатам анализа геологической съемки, а также по данным интерпретации магнитных и гравитационных аномалий геологами Всесоюзного аэрогеологического треста [3].

Для анализа достоверности существования перспективных ловушек, выявленных по результатам работ прошлых лет, была выполнена комплексная интерпретация временных разрезов МОГТ-2D, результатов бурения глубоких скважин, материалов геологической съемки масштабов 1:1 000 000 и 1:200 000.

Рис. 4. Композитный сейсмогеологический разрез по линии профилей 140308 – 140304А – 140307 – 140305 – 140306 – 140303 (А) и схема их расположения (В)

Fig. 4. Slalom geoseismic section along the survey lines 140308 – 140304A – 140307 – 140305 – 140306 – 140303 (A) and location map (B)



В качестве примера проанализируем сейсмогеологический разрез по профилю 140302 (рис. 6). На разрезе фиксируются крупные ловушки структурно-тектонического, реже — структурного типа, причем их больше, чем было выявлено предыдущими работами. Характерной особенностью геологического строения изучаемой территории является развитие в разное время переходных и континентальных обстановок осадконакопления, что повлекло широкое распространение ловушек литологического типа, которые также прослеживаются на современных сейсмических разрезах. Все эти факторы положительно влияют на оценку перспектив северных и центральных районов Предверхоанской НГО.

Фазовое состояние УВ в ловушках может быть весьма разнообразным. Пермские отложения в пределах прискладчатого крыла прогиба в конце юрского периода находились в главной зоне газобразования, приплатформенного крыла — в главной зоне нефтеобразования [4]. Юрские отложения на всей территории, кроме фронтальной части приплатформенного крыла, к настоящему времени прошли главную фазу нефтеобразования. Таким образом, ловушки, распространенные в разрезе осадочного чехла, могли заполняться как нефтью, так и сухим газом, газоконденсатом. При этом количество газа и газоконденсата, судя по всему, будет преобладать. Миграция УВ из нефтегазоматеринских толщ в ловушки происходила из погруженных областей прогиба.

В результате анализа петрофизических характеристик пород в разрезе скважин Ленской ветви прогиба сделан вывод о том, что фильтрационно-емкостные свойства коллекторов даже на относительно малых глубинах резко ухудшаются в скважинах, пробуренных на территории (или вблизи) складчато-надвиговой зоны Предверхоанского прогиба (скважины Дьяппальская-1, Говоровская-1, Алысардахская-2480, Китчанская-4) (рис. 7). Очевидно, что это вызвано процессом динамометаморфизма, обусловленным движением Верхояно-Чукотской складчатой области в сторону Сибирской платформы.

Центральная часть Предверхоанского краевого прогиба осложнена крупной положительной структурой — Китчанским выступом (абсолютные отметки кровли перми на западном борту варьируют от -2,5 до -4,5 км). На западе он граничит с Линденской и Лунгхинской впадинами, от Хапчагайского вала, расположенного в пределах Вилюйской синеклизы, он отделяется прогибом (см. рис. 3). Свод Китчанского выступа представлен линейной складчатостью северо-западного простирания [5]. К складкам приурочены надвиги с амплитудой до первых километров. По данным петрофизических исследований керна скважин Китчанской площади, коллекторские свойства пород верхнепалеозой-нижнемезозойского комплекса низкие: средняя пористость — 5 %, газопроницаемость — $(0-2) \cdot 10^{-3}$ мкм².

На остальной территории центральной части Предверхоанского краевого прогиба господствуют

Рис. 5. Карта ловушек УВ в северных районах Предверхоянской НГО
Fig. 5. Map of HC traps in the northern regions of the Verkhoyansk Petroleum Area

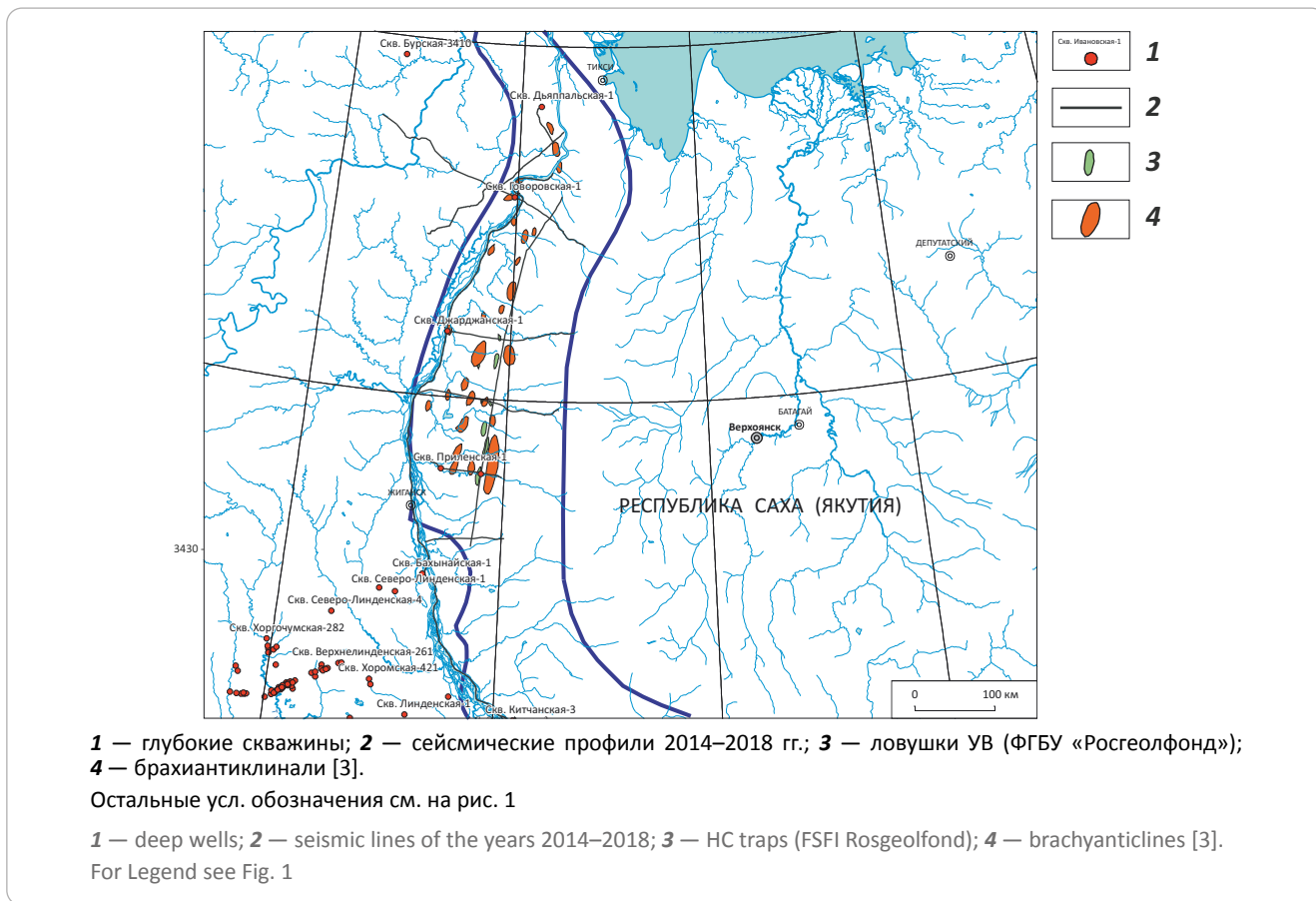


Рис. 6. Сейсмогеологический разрез по профилю 140302 (А) и схема его расположения (В)
Fig. 6. Geoseismic section along 140302 Line (A) and the location map (B)

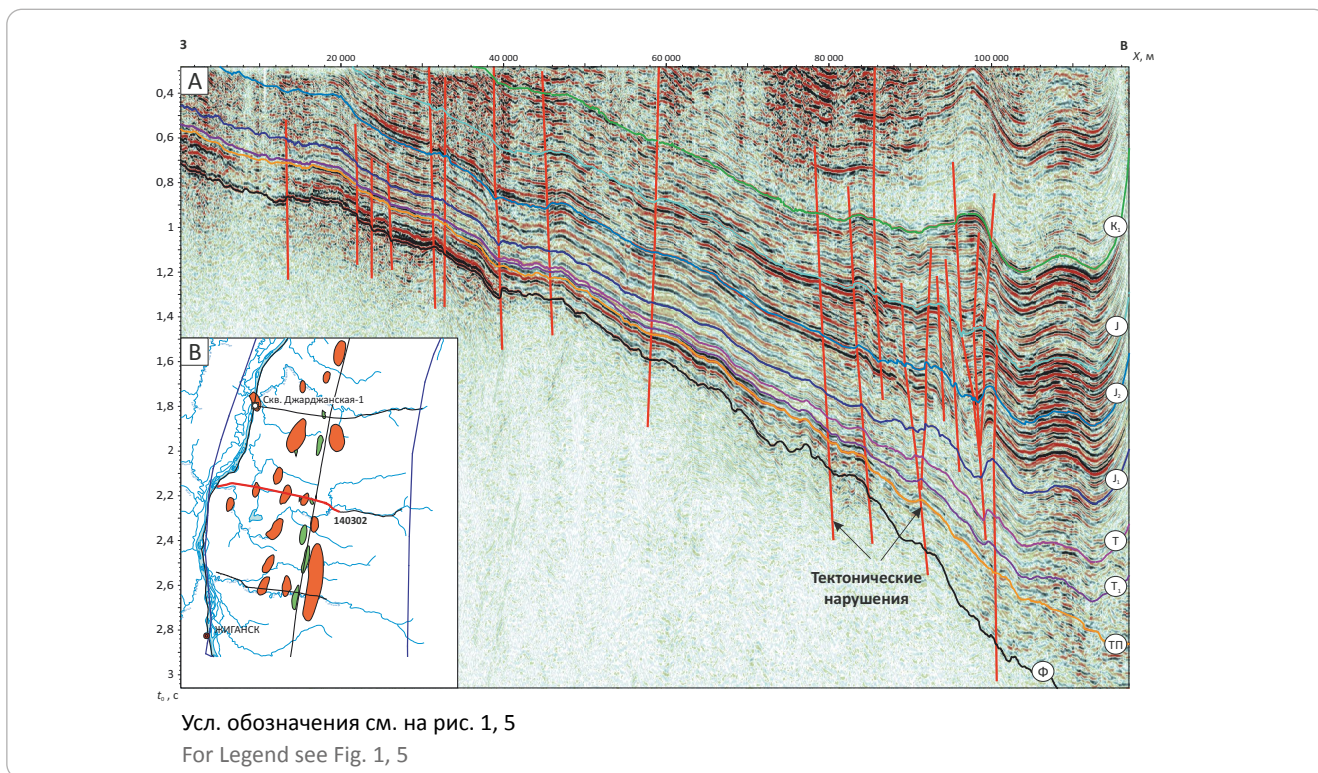
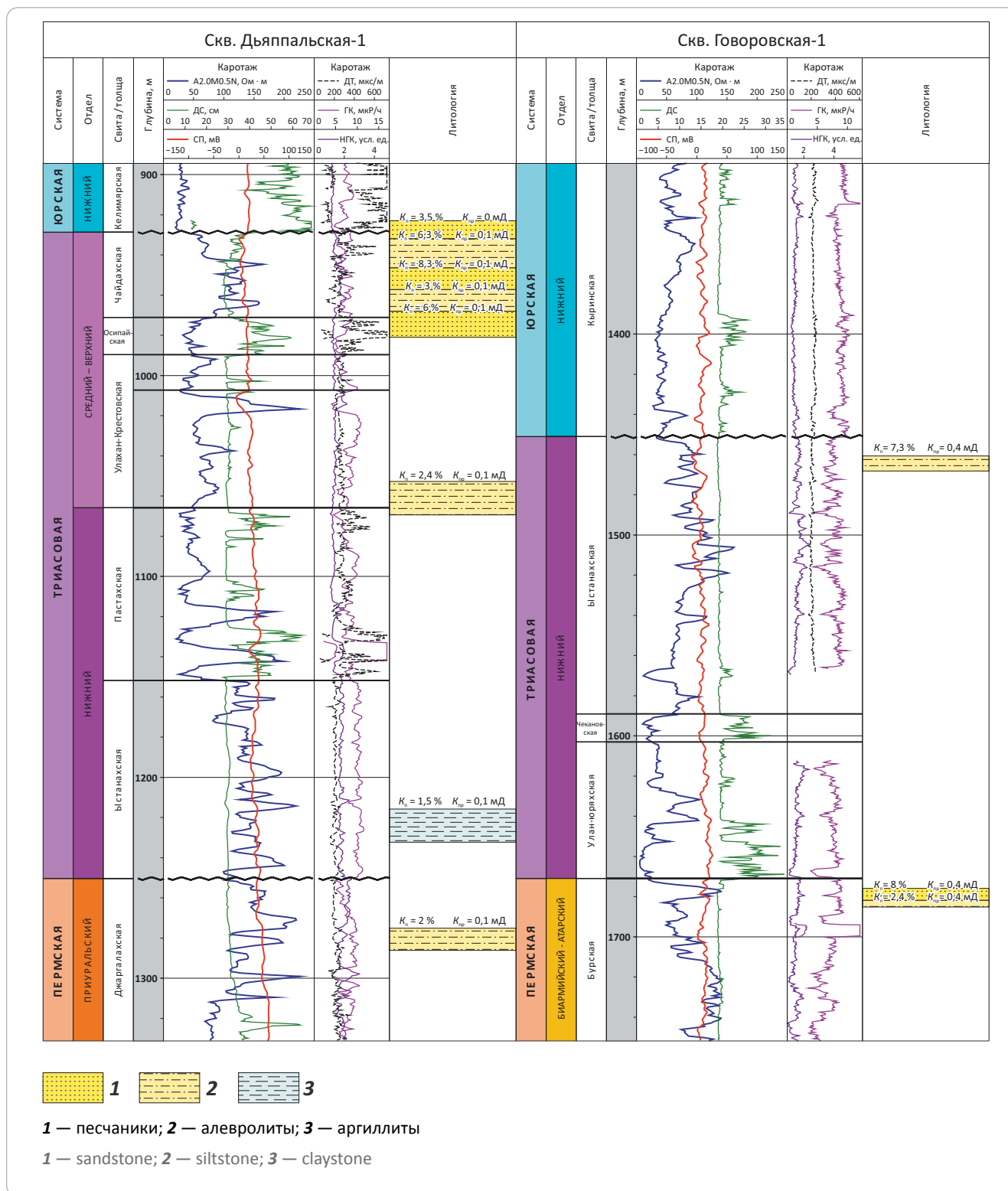


Рис. 7. Литолого-физические характеристики верхнепалеозой-мезозойских отложений в скважинах Дьяпальская-1 и Говоровская-1

Fig. 7. Lithologic and physical characteristics of the Upper Palaeozoic-Mesozoic deposits in the Dyappalskaya-1 and Govorovskaya-1 wells



две крупные отрицательные структуры – Линденская и Лунгхинская впадины [5, 6], которые являются элементами как Вилюйской синеклизы, так и Предверхоанского прогиба (см. рис. 3). Абсолютные отметки кровли перми (ОГ ТП) здесь изменяются от -4,8 до -6 км.

Как отмечалось, в крайней западной части Китчанского выступа расположены Собо-Хаинская и Усть-Вилюйская брахиантиклинали, на которых открыты небольшие по запасам газовые залежи. Непромышленные притоки нефти получены из верхнеюрских и нижнемеловых отложений на

Бергеинской и Олойской площадях, расположенных в центральной части Предверхоанского прогиба (70 км на юго-восток от Усть-Виллюйского поднятия). Бурение на Сангарской и Эксеняхской площадях (см. рис. 1), расположенных на одноименных структурах, положительных результатов не дало.

Центральная часть Предверхоанского краевого прогиба, охватывающая Китчанский выступ и восточные районы Линденской и Лунгхинской впадин, неравномерно покрыта сейсморазведочными работами МОВ преимущественно в 1950–1960-х гг., и в будущем необходимо дальнейшее изучение этой территории сейсморазведочными работами МОГТ-2D.

Выводы

Осадочный чехол северной части Предверхоанского краевого прогиба обладает высокими перспективами для поиска УВ. В его разрезе присутствуют нефтегазоматеринские толщи, коллекторы и флюидоупоры, перспективные ловушки разных типов, а также разломы, обеспечивающие миграцию УВ в ловушки.

Максимально перспективной для поисков нефти и газа является территория приплатформенного крыла Ленской ветви Предверхоанского краевого прогиба от Бахынайской площади на юге до Говоровской на севере. В пределах данной территории целесообразно провести сейсморазведочные работы 2D, по результатам которых предлагается бурение глубокой скважины.

Литература

1. Мизурский Ф.А., Якупова Е.М. Новые данные о геологическом строении антиклинальных структур северной части Предверхоанского перикратонного прогиба // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 31–36.
2. Найденев Л.Ф. Прогноз нефтегазоносности осадочного чехла в северной части Предверхоанского прогиба [Электронный ресурс] // «Санкт-Петербург 2018. Инновации в геонауках — время открытий»: 8-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка EAGE (Санкт-Петербург, апрель 2018 г.). – 2018. – Режим доступа: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201800134> (дата обращения 04.10.2021 г.). DOI: 10.3997/2214-4609.201800134.
3. Сафронов А.Ф. Геология и перспективы нефтегазоносности северной части Предверхоанского прогиба. – Новосибирск : Наука, 1974. – 112 с.
4. Соколов Б.А., Сафронов А.Ф., Трофимук А.А., Фрадкин Г.С., Бакин В.Е., Каширцев В.А., Япаскурт О.В., Изосимова А.Н. История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы. – М. : Наука, 1986. – 166 с.
5. Мокшанцев К.Б., Бабаян Г.Д., Васильева М.Н., Горнштейн Д.К., Гудков А.А., Гусев Г.С., Еловских В.В., Штех Г.И. Тектоническое строение нефтегазоносных районов Якутии // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. – М. : Недра, 1968. – С. 94–116.
6. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 552 с.

References

1. Migursky F.A., Yakupova E.M. Feasibility of regional studies of oil and gas potential of the Pred-Verkhoyansk pericratonic foredeep. *Geologiya nefiti i gaza*. 2017;(3):18–25. In Russ.
2. Naidenov L.F. The Forecast of the Oil and Gas Presence in the Sedimentary Cover of the Northern Part of the Predverkhoyan Foredeep. In: European Association of Geoscientists & Engineers Conference Proceedings (Saint Petersburg, Apr 2018). Available at: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201800134> (accessed 04.10.2021). DOI: 10.3997/2214-4609.201800134. In Russ.
3. Safronov A.F. *Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti severnoi chasti Predverkhoyanskogo progiba* [Geology and prospects of oil and gas potential in the northern part of the Pred-Verkhoyansk foredeep]. Novosibirsk: Nauka; 1974. 112 p. In Russ.
4. Sokolov B.A., Safronov A.F., Trofimuk A.An., Fradkin G.S., Bakin V.E., Kashirtsev V.A., Yapaskurt O.V., Izosimova A.N. *Istoriya neftegazoobrazovaniya i neftegazonakopleniya na vostoke Sibirskoi platformy* [History of oil and gas generation and accumulation in the east of the Siberian Platform]. Moscow: Nauka; 1986. 167 p. In Russ.
5. Mokshantsev K.B., Babayan G.D., Vasil'eva M.N., Gornshstein D.K., Gudkov A.A., Gusev G.S., Elovskikh V.V., Shtekh G.I. *Tektonicheskoe stroenie neftegazonosnykh raionov Yakutii* [Tectonic structure of Yakutia oil and gas regions]. In: *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' vostochnoi chasti Sibirskoi platformy i priliegayushchikh raionov*. Moscow: Nedra; 1968. pp. 94–116. In Russ.
6. Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. et al. *Geologiya nefiti i gaza Sibirskoi platformy* [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.

Информация об авторе

Найденев Леонид Федорович

Директор

Новосибирский филиал ФГБУ «ВНИГНИ»,

630007 Новосибирск, ул. Коммунистическая, д. 2

e-mail: naydenov@vniigni.ru

Information about author

Leonid F. Naidenov

Director

Novosibirsk Branch of All-Russian Research Geological Oil Institute,

2, ulitsa Kommunisticheskaya, Novosibirsk, 630007, Russia

e-mail: naydenov@vniigni.ru

УДК 553.98:552.54:551.733(470.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-6-37-46

Критерии нефтегазоносности карбонатных отложений среднеордовик-раннедевонского возраста в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

© 2021 г. | И.А. Маракова

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

Поступила 02.04.2021 г.

Доработана 14.04.2021 г.

Принята к печати 04.06.2021 г.

Ключевые слова: Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция; перспективы нефтегазоносности; карбонатные отложения; ордовик; силур; девон; условия осадконакопления; нефтегазогенерационный потенциал.

Аннотация: В настоящее время перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений среднеордовик-раннедевонского возраста в Тимано-Печорской провинции слабо изучены и еще недооценены. В статье приведен анализ геолого-геофизического материала в соответствии с выделенными критериями нефтегазоносности отложений среднеордовик-раннедевонского возраста в пределах Хорейверской впадины (Большеземельский палеосвод), Варандей-Адзьвинской структурно-тектонической зоны (вал Сорокина) и Денисовской впадины (Лайско-Лодминское палеоподняtie). Выделены структурно-тектонические, литолого-фациальные, геохимические и гидрогеологические критерии нефтегазоносности рассматриваемых отложений. Основными факторами формирования коллекторских свойств в карбонатных отложениях среднеордовик-раннедевонского возраста являются: условия осадконакопления (литораль, сублитораль, лагуна, тектоника) и постседиментационные преобразования отложений (доломитизация, перекристаллизация, выщелачивание и трещинообразование). Нефтегазоматеринские отложения силура, нижнего девона прошли фазы нефтегазообразования. Высокий нефтегенерационный потенциал среднеордовик-нижнедевонских отложений, промышленные притоки нефти свидетельствуют о высоких перспективах этих отложений. Залежи открыты в отложениях силурийского и раннедевонского возраста. Они связаны с карбонатными отложениями, которые подверглись гипергенным процессам, что связано с длительным перерывом в осадконакоплении. По гидрогеологическому критерию рассматриваемые территории относятся к зонам с затрудненным водообменом. В заключение предлагается создать геологическую модель формирования среднеордовик-нижнедевонского комплекса и выделить перспективные объекты.

Для цитирования: Маракова И.А. Критерии нефтегазоносности карбонатных отложений среднеордовик-раннедевонского возраста в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 37–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-37-46.

Middle Ordovician – Early Devonian carbonate deposits of Timan-Pechora Petroleum Province: criteria of oil and gas occurrence

© 2021 | I.A. Marakova

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

Received 02.04.2021

Revised 14.04.2021

Accepted for publication 04.06.2021

Key words: Timan-Pechora oil and gas province; oil and gas potential; carbonate deposits; Ordovician; Silurian; Lower Devonian; sedimentation conditions; oil and gas generating potential.

Abstract: At present, petroleum potential of Middle Ordovician - Early Devonian carbonate deposits in the Timan-Pechora province is poorly understood and still underestimated. The paper presents the analysis of geological and geophysical data in accordance with the identified criteria of oil and gas occurrence in Middle Ordovician - Early Devonian deposits within the Khoreiversky Depression (Bol'shezemel'sky paleo-arch), Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone (Sorokina swell), and Denisovsky Depression (Laisky-Lodminsky paleohigh). The authors discuss structural and tectonic, lithological and facies, geochemical and hydrogeological criteria of oil and gas occurrence in the considered deposits. Main factors of reservoir properties formation in Middle Ordovician - Early Devonian carbonate deposits are: depositional environment (littoral, sublittoral, lagoon, tectonics) and postsedimentary transformations of the deposits (dolomitization, recrystallization, leaching, and fracture formation). Silurian, Lower Devonian source rocks undergone phases of oil and gas generation. High oil and gas generation potential of Middle Ordovician – Lower Devonian deposits, commercial oil inflows are indicative of high potential of these deposits. Accumulations are discovered in the Silurian and Early Devonian formations. They are associated with carbonate deposits that were subject to supergene processes related to long hiatus. According to hydrogeological criteria, the considered territories belong to zones with difficult water exchange conditions. In conclusion, the authors propose to create a geological model of Middle Ordovician-Lower Devonian series formation and determine exploration targets.

For citation: Marakova I.A. Middle Ordovician – Early Devonian carbonate deposits of Timan-Pechora Petroleum Province: criteria of oil and gas occurrence. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(6):37–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-37-46. In Russ.

Введение

Перспективы нефтегазоносности отложений среднеордовик-раннедевонского возраста оценивались в границах Хорейверской впадины (Большеземельский палеосвод), Варандей-Адзввинской структурно-тектонической зоны (вал Сорокина) и Денисовской впадины (Лайско-Лодминское палеоподнятия). Основной целью исследований было создание структурированного массива данных и обоснование перспектив нефтегазоносности изучаемых отложений.

Методы исследований

На основе анализа прямых свидетельств нефтегазоносности, структурно-тектонических, литолого-фациальных, геохимических и гидрогеологических критериев обоснованы перспективы нефтегазоносности слабоизученного комплекса отложений в пределах исследуемых территорий Тимано-Печорской провинции.

Результаты исследований

Изучением фундамента и структурных этажей осадочного чехла в разное время занимались Л.З. Аминов, М.Д. Белонин, В.И. Богацкий, Б.П. Богданов, В.А. Дедеев, В.Н. Макаревич, Н.И. Никонов, В.Б. Ростовщиков и др. [1, 2]. Исследования среднеордовик-нижнедевонских отложений проводили А.И. Антошкина, Л.Т. Белякова, Л.П. Гмид, А.В. Мартынов, В.В. Меннер, А.А. Савельева, Н.Б. Рассказова, Н.В. Танинская, Л.Л. Шамсутдинова и др. [3–9]. Перспективы нефтегазоносности рассматриваемых отложений обоснованы по структурно-тектоническим, литолого-фациальным, геохимическим и гидрогеологическим критериям.

Начало среднеордовикского времени ознаменовалось возобновлением активных тектонических движений. В формировании среднеордовик-нижнедевонского карбонатного нефтегазоносного комплекса основную роль сыграла рифтовая стадия развития и предверхнедевонский региональный перерыв в осадконакоплении, когда толщи нижнедевон-силурийских отложений были выведены на поверхность и подверглись глубокому размыву, сопровождавшемуся интенсивными денудационными и эрозионными процессами с выщелачиванием и доломитизацией карбонатов [10]. Комплекс согласно залегает на терригенных отложениях раннеордовикского возраста. Перспективы нефтегазоносности комплекса связываются с Лайско-Лодминским поднятием в Денисовской впадине, территорией Большеземельского свода Хорейверской впадины, Варандей-Адзввинской структурно-тектонической зоной и Верхнепечорской впадиной (рис. 1).

В среднеордовик-нижнедевонских отложениях открыто 26 месторождений. Большая часть нефтяных УВ сосредоточена в нижнедевонских отложениях и 35 % — в силурийских отложениях. В отложениях ордовикского возраста промышленных скопления

еще не обнаружено, скорее всего из-за отсутствия методики опознания этих отложений.

Хорейверская впадина

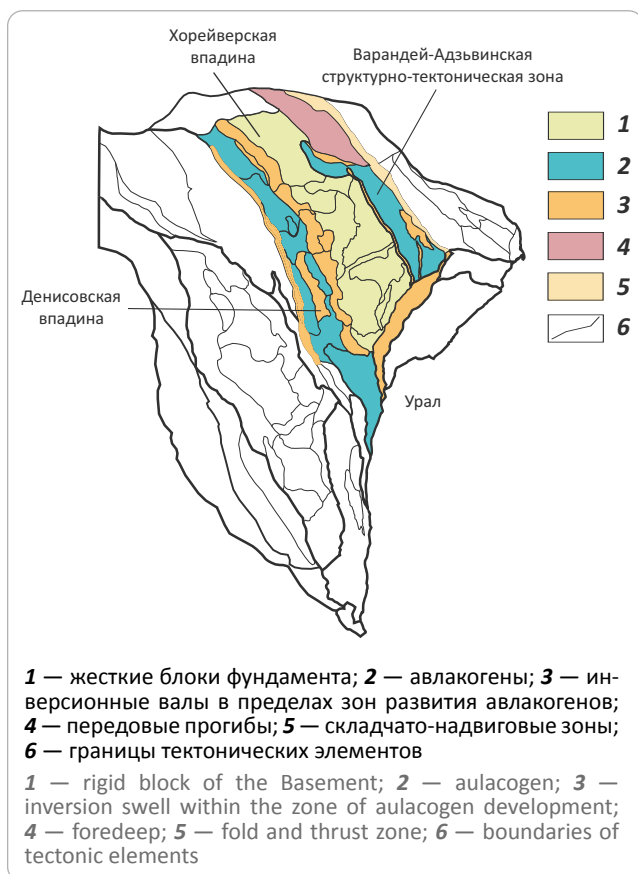
Структурно-тектонические и литолого-фациальные критерии

Основным структурным элементом Хорейверской впадины является Большеземельский палеосвод. Фундамент Большеземельского мегаблока вскрыт скважинами Веякская-2, Восточная Харьга-26, Среднемакарихинская-22, Западно-Хыльчуйская-50. Свод и склоны мегаблока осложнены сетью разломов и малоамплитудных нарушений. Анализируя трехмерную модель фундамента Большеземельского свода, можно предположить, что в среднеордовик-раннедевонский период происходило активное прогибание территории вдоль Восточно-Колвинского и Восточно-Хорейверского разломов (рис. 2).

Активность Большеземельского мегаблока предопределила разнообразный литологический состав, коллекторские свойства и генетические типы отложений. Образование среднеордовик-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса связано с трансгрессивными и регрессивными фазами осадконакопления, которые обусловлены эвстатическими колебаниями уровня моря.

В трансгрессивные фазы существовали супралиторальные, литоральные и сублиторальные обстановки осадконакопления. Для регрессивных фаз осадконакопления характерны лагунные и литоральные обстановки осадконакопления. Начиная с середины позднего ордовика в краевой части шельфа начали формироваться рифовые постройки (200–400 м), которые в результате трансгрессии в лландоверийское время интенсивно разрушались. В пределах Большеземельского палеосвода накапливались водорослевые, детритовые и ступково-иловые образования. Обширная регрессия в раннем силуре вызвала обмеление бассейна, тем самым предопределив резкую смену обстановок осадконакопления. В регрессивную фазу накапливались глинисто-сульфатно-карбонатные отложения в закрытых и полужакрытых водоемах. Аридизация климата вызвала формирование крупного барьерного рифа на краю шельфа и других построек. Трансгрессия в позднем силуре характеризуется интенсивным разрушением органогенных построек. В раннедевонское время площадь морского бассейна сокращалась. Регрессия достигла своего максимума в пражско-эмское время. В этот период накапливались глинисто-карбонатные отложения. В пределах приподнятого Большеземельского палеосвода до конца тиманского времени продолжалось гипергенное преобразование силур-нижнедевонских карбонатных массивов. Таким образом, тектонофациальные процессы способствовали образованию вторичных, сложнопостроенных коллекторов порово-трещинно-кавернового типа. Последующая трансгрессия способствовала фор-

Рис. 1. Фрагмент карты тектонического и нефтегазогеологического районирования (Маракова И.А. по данным ООО «ТП НИЦ»)
Fig. 1. Fragment of the scheme of tectonic and geopetroleum zoning (Marakova I.A. according to TP NITs data)



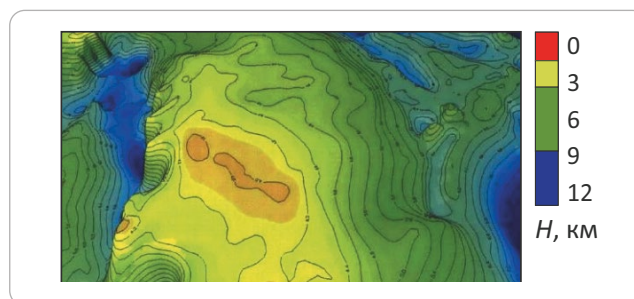
мированию над такими коллекторами надежной тиманско-саргаевской покрывки, представленной глинистыми отложениями мощностью до 100 м [10].

Ярким примером высоких перспектив нефтегазоносности среднеордовик-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса являются условия формирования коллекторов месторождения им. Р. Требса. По результатам исследований установлено, что в ходе предсреднедевонских деформаций интенсивное выщелачивание продуктивных карбонатных отложений, трещинообразование вблизи поверхности несогласия привели к появлению в карбонатном коллекторе вторичной пустотности кавернового и трещинного типов, часть которой была залечена глинистым материалом, принесенным в процессе позднедевонской морской трансгрессии [11]. Следует подчеркнуть, что циклические процессы отражаются и в современной геологической модели месторождения им. А. Титова.

Геохимические критерии

Нефтегазоматеринские породы прошли главные зоны нефтегазообразования. Высокий нефтегенерационный потенциал среднеордовик-нижнедевонского комплекса позволяет прогнозировать заполнение ловушек нефтью и рассматривать их как

Рис. 2. Трехмерная структурно-морфологическая модель фундамента Хорейверской впадины (Юдин М.Д., 2007)
Fig. 2. Three-dimensional structural and morphological model of the Khor'eivskaya Depression Basement (Yudin M.D., 2007)



объекты для постановки глубокого бурения. Нефтематеринские породы представлены карбонатно-глинистыми отложениями. В доверхнедевонское время нефтематеринские породы начали интенсивно погружаться, в позднедевонское время — вошли в главную фазу нефтегазообразования. К пермскому времени термобарические и тектонодинамические процессы усилили процессы нефтегазообразования.

Гидрогеологические критерии

Воды нефтегазоносных комплексов хлоридно-натриевые, рассолы с минерализацией от 100 мг/л.

Имеются и прямые свидетельства нефтегазоносности. На территории Хорейверской впадины в среднеордовик-нижнедевонском нефтегазоносном комплексе открыто пять нефтяных месторождений — Западно-Сандивейское, Колвинское, им. А. Титова, им. Р. Требса, Шорсандивейское.

На Западно-Сандивейской площади установлена залежь в нижнесилурийских отложениях. Тип залежи — массивная, сводовая, имеет двухкупольное строение. Коллекторами являются доломиты со сложной структурой порового пространства. Нефть легкая, парафинистая, малосмолистая, сернистая.

На Колвинском месторождении выявлена залежь нефти в отложениях раннедевонского возраста. Тип залежи — пластовая, литологически и стратиграфически экранированная. Коллекторами являются доломиты с прослоями мергелей. Тип коллектора — трещинно-каверново-поровый. Нефть тяжелая, высокопарафинистая, смолистая, сернистая.

На месторождении им. Р. Требса также установлены три залежи нефти в отложениях раннедевонского возраста. Самая крупная залежь D₁-II — пластовая, стратиграфически и тектонически экранированная. Тип коллектора — трещинно-каверновый. Нефть легкая, малосернистая, парафинистая.

На месторождении им. А. Титова выявлено три залежи нефти в отложениях раннедевонского возраста. Залежи пластовые сводовые. Коллекторы — слабо-

известковистые, реликтивно-органогенные доломиты. Покрышка — карбонатно-глинистые отложения позднедевонского возраста. Нефти легкие, средние по плотности, высокопарафинистые.

Залежь в нижнем силуре открыта на Шорсандивейской площади. Тип залежи — массивная, сводовая. Коллекторами являются доломиты. Тип коллектора — трещинно-каверново-поровый. Нефть легкая, малосернистая, парафинистая, малосмолистая.

Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона и Арктический шельф

Структурно-тектонические и литолого-фациальные критерии

Тектонические напряжения со стороны Урала и Пай-Хоя, вызвавшие активные тектонические движения в современной Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне, предопределили ее сложное строение. Краевые части зоны отличаются максимальной дислоцированностью. Все положительные вытянутые платформенные структуры разбиты на блоки тектоническими нарушениями. К этим блокам приурочены антиклинальные структуры. Варандей-Адзвинская структурная зона — система горстовидных поднятий, разделенных Морейюской депрессией. Ее сложное тектоническое развитие в герцинский этап тектогенеза предопределило условия залегания структурных этажей. В северо-восточном направлении мощность до среднедевонского структурного этажа увеличивается до 6 км. Кровля среднеордовик-нижнедевонского комплекса залегает в Варандей-Адзвинской структурной зоне на различных глубинах — 2600–4400 м. Мощность структур с глубиной уменьшается вплоть до выполаживания. Перспективными на нефть в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне являются вали с преимущественным распространением тектонически экранированных ловушек. Вал Сорокина представляет собой линейно вытянутую структуру. Южная часть вала приподнята относительно северной части. Структуры вала приурочены к системе разломов и надвигов.

Ордовикская система выделяется в объеме нижнего, среднего и верхнего отделов и представлена доломитами, аргиллитами и сульфатами. Толщина маломакарихинской свиты (средний отдел) увеличивается в юго-восточном направлении до 100–150 м. Толщина малотавротинского горизонта (верхний отдел) возрастает до 500–600 м.

Силурийская система представлена двумя отделами. Согласно материалам исследований А.В. Мартынова, отложения нижнего отдела представлены практически безглинистыми карбонатными породами: известняками и вторичными доломитами, прослоями органогенно-детритовыми, неравномерно пористыми, битумонасыщенными, в нижней части с прослоями сульфатов (ангидритов) (скв. Седьягинская-1 — 63 м). Верхнесилурийские отложения залегают на верхнеордовикских и выде-

ляются в объеме лудловского и пржидольского ярусов, которым соответствуют гердьюский и гребенской горизонты. Гердьюский горизонт представлен переслаиванием глинистых известняков, седиментационных и вторичных доломитов с редким детритом, их глинистых разностей и тонких прослоев аргиллитов. Отложения гердьюского горизонта накапливались в условиях закрытого мелководноморского бассейна с периодически изменяющейся соленостью и обедненным составом органического мира. Мощность отложений гердьюского горизонта составляет 150–190 м.

Завершающая фаза пржидольского цикла характеризуется обмелением бассейна и изоляцией области седиментации. Об этом свидетельствуют вторичная доломитизация органогенных пород и появление в отдельных разрезах пластов песчаников и алевролитов кварцевого состава. Полная толщина гребенских отложений установлена в южной части Варандей-Адзвинской зоны (скважины Черпаюской площади, скв. Нядейюская-1), где она составляет 150–420 м. Толщина увеличивается в северном направлении. В этом же направлении возрастает и глубина залегания кровли силурийских пород до 4100–5700 м.

Гребенской горизонт является полупокрышкой. В нем развиты низкоемкие порово-трещинные и каверново-порово-трещинные коллекторы, которые приурочены к прослоям илово-детритовых известняков. Нижняя часть горизонта сложена преимущественно мергелями, аргиллитами с прослоями известняков, в средней — преобладают высокоомные пласты известняков. Известняки коричневатосерые, микрозернистые, участками перекристаллизованные до тонко-, микро- и тонко-мелкозернистых, неравномерно глинистые, комковатые, с линзовидными и горизонтальными прослоями мергелей и аргиллитов более темного цвета. В верхней части горизонта известняки пятнисто-, послойно или нацело доломитизированы в зависимости от фациальной природы отложений и интенсивности эпигенетических процессов (трещиноватость, выщелачивание, перекристаллизация).

Формирование карбонатных коллекторов в кровле горизонта связано с гипергенными процессами в биогенных отложениях вследствие кратковременного перерыва в осадконакоплении на рубеже позднего силура и раннего девона. Мощность отложений гребенского горизонта составляет 260–330 м в северной части Сарембой-Лекейягинского вала и на валу Сорокина.

Наиболее стратиграфически полные разрезы нижнего девона мощностью до 440–610 м в изучаемом районе отмечены в пределах северного окончания вала Сорокина (Лабоганская и Наульская структуры). Наиболее перспективным является овинпармский горизонт.

Овинпармский горизонт представлен доломитами темно- и коричневатосерыми, мелко-средне-

кристаллическими, мелкокавернозными, пористыми, нефтенасыщенными, сильно трещиноватыми с тонкими прослоями глин, с гнездами доломитов. Известняки мелкокристаллические, прослоями глинистые. Мощность изменяется от 195 м (скв. Лабоганская-76) до 320 м (скв. Наульская-56).

По результатам анализа геолого-геофизических материалов коллекторы верхнего силура – нижнего девона представлены пачками вторичных доломитов с илово-водорослевыми и илово-детритовыми разностями, формирование которых связано с фазами карбонатной седиментации в мелководно-морских условиях. Значительное влияние на их вторичную природу оказали гипергенные процессы, интенсивность которых определялась тектоническими факторами. Мощность коллекторов составляет 50–100 м, они локализируются в верхней части известняково-доломитовой пачки овинпармского горизонта и характеризуются средними значениями открытой пористости (около 7–10 %) при проницаемости до 0,3 мкм². Тип коллектора трещинно-каверново-поровый.

Флюидоупором для всех коллекторских горизонтов силура – нижнего девона является региональная тиманско-саргаевская покрывка верхнего девона. Между коллекторами овинпармского горизонта и региональной нижнефранской покрывкой расположена рассеивающая толща сотчемкыртинского горизонта в нижней ее части (D₁sk), соответствующей терригенно-карбонатной пачке толщиной 38–70 м.

В настоящее время на Южно-Наульской структуре обоснованы перспективы нефтегазоносности овинпармских отложений. Южно-Наульская структура представляет собой брахиантиклиналь, осложненную тектоническими нарушениями. Структура подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой МОГТ-3D. Прогнозируемая залежь нефти в отложениях D₁op – массивно-пластовая сводовая, тектонически экранированная взбросонадвигом. Коллекторы представлены доломитами. Тип коллектора трещинно-каверново-поровый. Предлагается бурение первоочередной скв. 1.

Геохимические критерии

По данным А.Г. Сотниковой (ВНИГНИ) [12], концентрация органического (некарбонатного) углерода-носителя и «индикатора» органического вещества (C_{орг}) в нефтегазоматеринских горизонтах нижнего силура составляет 0,3–0,5 %, мощность нефтегазоматеринских горизонтов – 150–200 м. По данным Т.К. Баженовой (ВНИГРИ), плотность эмиграции жидких УВ из нефтегазоматеринских горизонтов нижнего силура оценивается в 0,024–2,306 млн т/км². Нефтегазоматеринские горизонты отнесены к субдоманиковому типу.

Гидрогеологические критерии

Значение минерализации пластовых вод составляет 166,4–214,106 г/л со следующими показателями

характерных гидрохимических коэффициентов: rNa/Cl = 0,74–0,8; Cl/Br – 187–255; концентрации основных ионов составляют: хлор – 49,16–49,78; натрий – 38,28–38,77; кальций – 7,83–11,08; магний – 2,23–3,97 %-экв/л, pH – 5,43–7,65. Из органических веществ, растворенных в воде, содержание общего углерода достигает 268–1128 мг/л, нелетучего – 190,8–636,4 мг/л, присутствуют фенолы, которые составляют в кислом отгоне от 0,5 до 10 мг/л, сумма жирных кислот – 14,4–76,8 мг/л. Коэффициент метаморфизации rNa/Cl равен 0,74–0,8, хлорбромное отношение – 187–255, что свидетельствует о том, что верхнеордовик-силур-нижнедевонский водоносный комплекс обладает хорошей гидрогеологической закрытостью. В подземных водах ордовик-силур-нижнедевонского водоносного комплекса присутствует: йод – до 49,17 мг/л; бром – до 603,3 мг/л; бор – до 92,9 мг/л; литий – до 13,5 мг/л; стронций – до 446,8 мг/л; рубидий – до 3 мг/л; калий – до 3120 мг/л.

В Варандей-Адзввинской структурно-тектонической зоне открыто 11 месторождений нефти в среднеордовик-нижнедевонском нефтегазоносном комплексе. В отложениях раннедевонского возраста – 14 залежей нефти, а в отложениях силурийского возраста – 2 залежи. Залежи пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные. Коллекторы поровые, трещинно-порово-кавернозные, трещинно-поровые, каверново-трещинно-поровые. В 9 залежах (ближе к северу) нефти легкие, низкой вязкости, в остальных залежах нефть тяжелая, битуминозная, смолистая, парафинистая. Перспективы нефтегазоносности связываются и с Гуляевско-Алексеевской зоной – акваториальным продолжением Варандей-Адзввинской структурно-тектонической зоны.

Денисовская впадина

Структурно-тектонические и литолого-фациальные критерии

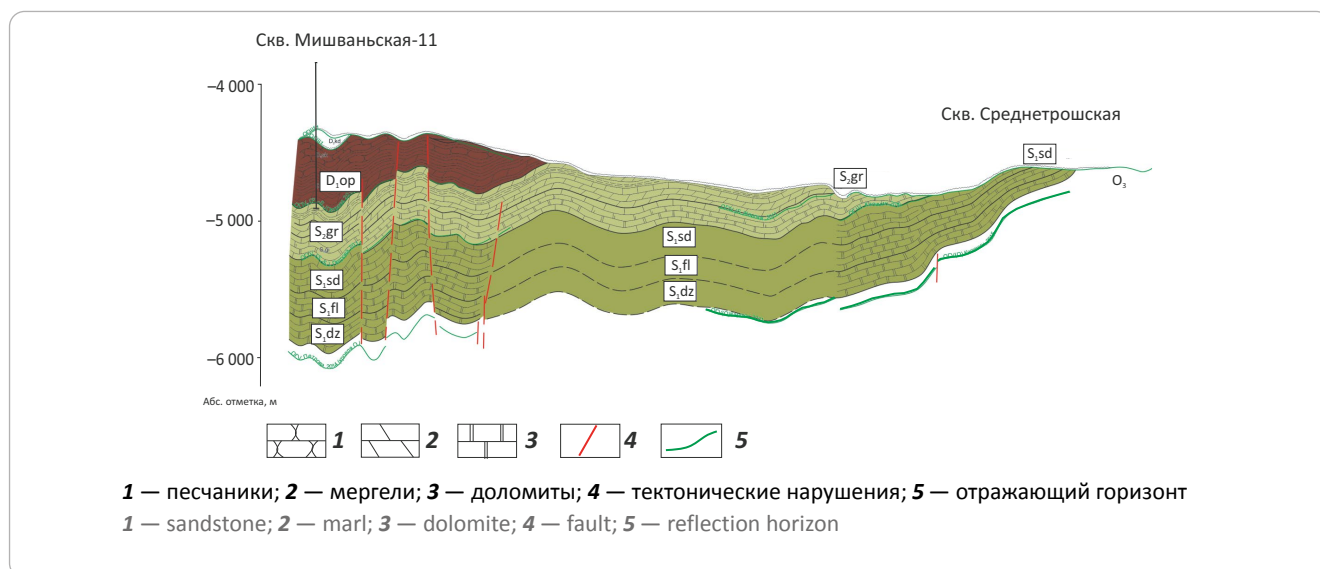
Значительные перспективы нефтегазоносности среднеордовик-нижнедевонского комплекса связываются с инверсионным Лайским валом. Вал объединяет ряд крупных структур, среди которых перспективными в среднеордовик-нижнедевонском комплексе является группа Кэрлайских и Ламбейшорских структур и Усть-Юрьяхинская структура. Простирается структур в основном северо-западное в соответствии с простираем вала.

Палеоструктурные условия силур-раннедевонского времени оказали влияние на седиментационные и постседиментационные процессы, которые предопределили неоднородный состав и сложное литофациальное строение карбонатной формации. Лайско-Лодминское палеоподнятия в среднеордовик-раннедевонское время контролировало процессы седиментации.

Помимо условий осадконакопления, огромную роль в формировании коллекторских толщ играют постседиментационные процессы. На образование пустотного пространства оказали влияние перекристаллизация, доломитизация и выщелачивание.



Рис. 3. Геолого-геофизический профиль силур-нижнедевонских отложений (И.А. Маракова по данным ООО «ТП НИЦ») **Fig. 3.** Geological and geophysical cross-section of Silurian-Lower Devonian deposits (I.A. Marakova according to TP NITs data)



Верхнеордовикские отложения могут содержать проницаемые пласты-коллекторы по аналогии со Среднемакарихинским нефтяным месторождением в Хорейверской впадине.

Коллекторами в верхнеордовикской части разреза являются выщелоченные трещинные доломиты баганской свиты (усть-зыбский горизонт), образованные по водорослевым, реже органогенно-детритовым известнякам. Основной емкостью являются трещины и приуроченные к ним выщелоченные поры и иногда каверны размером до 3 мм.

В свде палеоподнятия отложения позднего силура полностью размыты, отложения раннесилурийского возраста выходят под поверхность размыва. На склонах палеоподнятия присутствуют отложения нижнего и верхнего отделов силурийской системы.

Изученность нижнесилурийских коллекторских толщ в Денисовском прогибе по керну слабая: всего пять скважин вскрыли нижнесилурийские отложения. Скважинами вскрыт только седьельский горизонт на небольшую мощность. Керн из этой части не отбирался, по описанию шлама верхнеседьельские образования, залегающие непосредственно под поверхностью предверхнедевонского размыва, представлены переслаиванием известняков и доломитов. Преобладают вторичные доломиты, которые возможно могут являться коллекторами. Ниже залегает пачка плотных пород, сложенная тонкозернистыми густково-комковатыми и органогенно-детритовыми известняками.

Продуктивность седьельского горизонта нижнего силура доказана на месторождении Западно-Командиршорское-II, где из седьельских отложений в скв. Командиршор-52 получен приток конденсатного газа. Предполагается, что на Западно-Командиршорской структуре размыты верхнеседьельские отложения и под тиманскую покрывку

выходят проницаемые доломиты нижней части горизонта.

Залегающие ниже филиппьельские и джагалские коллекторы скорее всего будут характеризоваться слабой постседиментационной преобразованностью пород и низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Но на участках наибольшего размыва в силуре в предпозднедевонское время и выхода филиппьельских и джагалских отложений под поверхность размыва их фильтрационно-емкостные свойства, за счет выщелачивания и эпигенетической доломитизации, будут достаточно высокими. По сейсмическим данным такая ситуация может наблюдаться в районе Среднетрошской структуры (рис. 3).

На севере изученной территории перспективны объекты Северо-Ламбейшорской и Западно-Ламбейшорской структур. Предполагается, что здесь верхнеседьельские отложения размыты и нижнеседьельская коллекторская толща перекрыта региональной тиманской покрывкой. Прогнозируются коллекторы каверно-порового и трещинного типов по аналогии с Западно-Командиршорским месторождением.

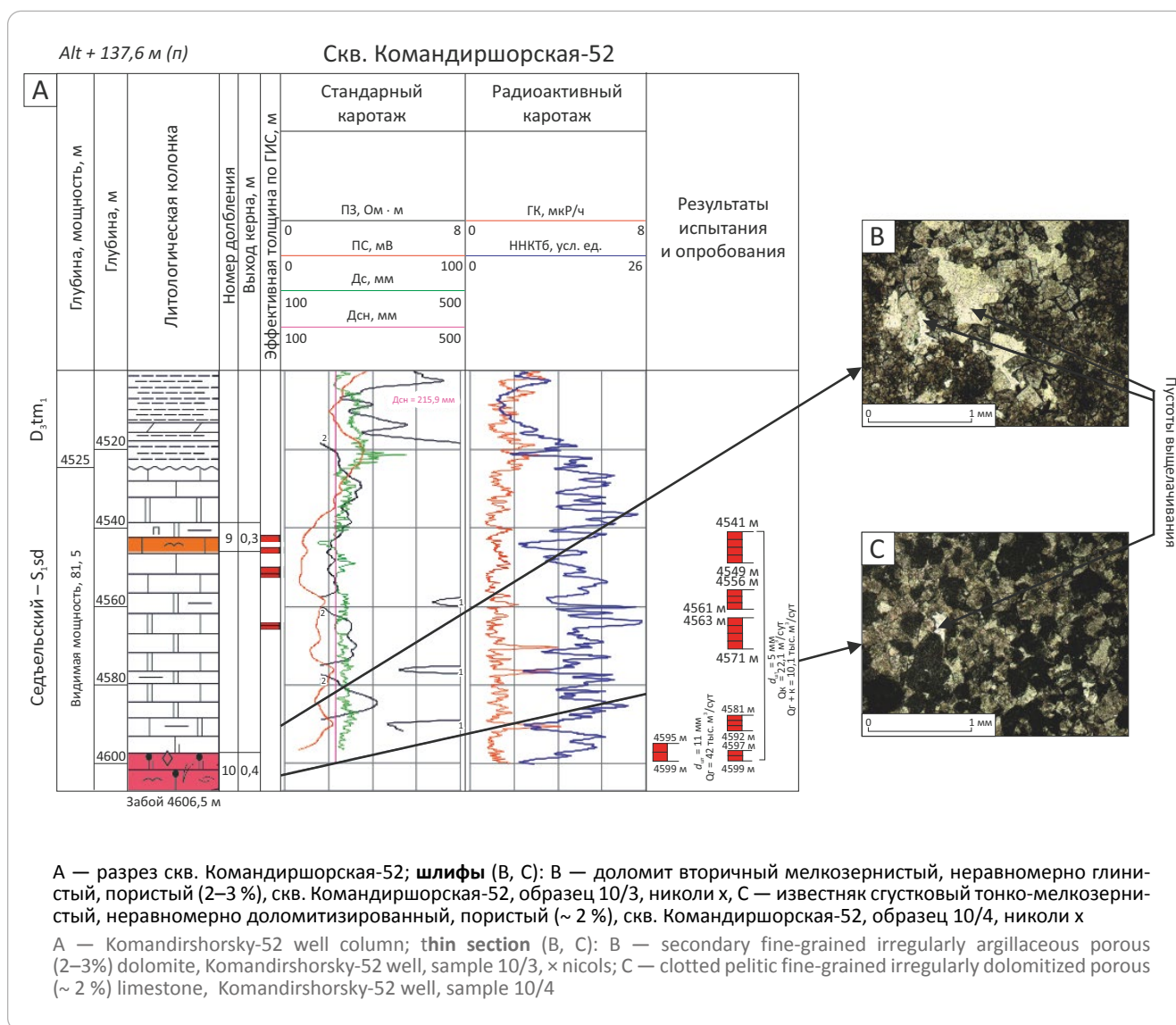
Геохимические критерии

Нефтегазоматеринские породы представлены глинисто-алевролитовыми отложениями с концентрацией $C_{нк} = 0,15-0,4 \%$. Мощность составляет 20–210 м. По данным С.А. Луковой [12], плотность эмиграции из нефтематеринских горизонтов нижнего силура составляет 200–250 тыс/т/км², газообразных — 100–200 млн м³/км².

Гидрогеологические критерии

В водоносном комплексе верхнеордовик-нижнедевонских отложений (O_3-D_1) ожидается распространение трещинно-поровых и трещинно-карстовых напорных вод. Минерализация составляет

Рис. 4. Литолого-стратиграфический разрез по скв. Командиршорская-52 (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)
Fig. 4. Lithologic and stratigraphic column, Komandirshorsky-52 well (LUKOIL-Komi)



210–230 г/л. Пластовая температура может достигать 100 °С, пластовое давление — 50 МПа. От вышележащих вод водоносный комплекс отделен тиманско-саргаевскими глинами, являющимися региональным флюидоупором.

Промышленная газоносность среднеордовик-нижнедевонского комплекса установлена в нижнесилурийских отложениях газоконденсатного месторождения Западно-Командиршорское-II. Карбонатные пласты-коллекторы, выходящие на поверхность стратиграфического предфранского несогласия, приурочены к отложениям седьельского горизонта нижнего силура (венлокский ярус). При испытании в эксплуатационной колонне из интервала 4595–4599 м получен приток конденсатного газа дебитом 39,5 тыс. м³/сут. При испытании интервала 4502–4592 м получен приток газа дебитом 10,1 тыс. м³/сут.

Залежь газоконденсата массивная, тектонически и стратиграфически экранированная. Уровень

газоводяного контакта установлен на абсолютной отметке –4454 м. Высота залежи составляет 57 м. Коллекторами являются вторичные доломиты веянской свиты нижнего силура с каверново-поровым и трещинным типами коллектора. Пористость составляет 14,2 %. Флюидоупором служат глинисто-карбонатные отложения тиманско-саргаевского возраста.

Коллекторами являются вторичные доломиты, образованные по сгустково-комковатым известнякам, и известняки сгустковые, неравномерно доломитизированные. Тип коллектора каверново-поровый и трещинный. Эффективная газонасыщенная мощность продуктивного пласта по скв. 52 составляет 3,2 м, открытая пористость — 12 % (рис. 4).

В верхнесилурийских отложениях, вскрытых в ближайших к исследуемой площади скважинах Мишвань-15, Северо-Мишвань-37, Северо-Командиршор-3, 4, по комплексу ГИС коллекторы не выделяются. Это обусловлено тем, что верхнесилу-

Таблица. Факторы формирования коллекторских свойств в карбонатных отложениях среднеордовик-нижнедевонского комплекса и нефтегазоносности изучаемых территорий

Table. Reservoir properties forming factor in carbonate sediments of the Middle Ordovician – Lower Devonian complex and oil and gas potential of the studied territories

Номер	Структурные элементы	Тектонофашиально-эволюционно-динамическая зона	Условия осадконакопления	Постседиментационные преобразования	Месторождения
1	Хорейверская впадина	Макариха-Салюкинская	Литораль, лагуна	Выщелачивание, трещиннообразование	Западно-Сандивейское, Колвинское, им. А. Титова, им. Р. Требса, Шорсандивейское
2	Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона	Медынско-Сарембойская	Мелководно-морские	Доломитизация, перекристаллизация и выщелачивание	Западно-Леккейягинское, Медынское, Мядсейское, Нядейюское, Перевозное, Сарембойское, Северо-Сарембойское, Тобойское, Усть-Толотинское, Хасырейское
3	Денисовская впадина	Лайская	Сублитораль	Доломитизация, перекристаллизация и выщелачивание	Западно-Командиршорское-II

рийские отложения практически не подвержены влиянию вторичных процессов, улучшающих емкость пород (выщелачиванию, доломитизации). Только в скв. Верхнелайская-500 при вскрытии отложений гребенского горизонта верхнего силура было отмечено газопроявление. Получен слабый приток газа дебитом 0,9 тыс. м³/сут. При испытании в колонне песчаников нижнего девона наблюдается приток газа дебитом 0,6 тыс. м³/сут (переток из нижележащих отложений).

В остальных скважинах признаков нефтегазоносности не выявлено. Отсутствие коллекторов в отложениях нижнего девона не означает их бесперспективность в пределах Денисовской впадины, так как сейсморазведочными работами и — в меньшей степени — по результатам бурения здесь прослежены зоны выклинивания и выхода под размыв различных пачек нижнего девона.

Выводы

Среднеордовик-нижнедевонский нефтегазовый комплекс является важным поисковым

объектом, высокая перспективность которого доказана открытыми залежами нефти в континентальной части Тимано-Печорской провинции. В отложениях нефтегазоносного комплекса в пределах Сорокинского нефтегазоносного района сосредоточено 17,4 % начальных суммарных ресурсов нефти, в Верхнеадзвинском — 58,2 % всех начальных суммарных ресурсов нефтегазоносного района [13]. Открытие новых залежей в значительной степени повысит промышленную значимость региона, делает его экономически высокорентабельным. По результатам анализа критериев нефтегазоносности выделяются основные факторы формирования коллекторских свойств в карбонатных отложениях среднеордовик-нижнедевонского комплекса и нефтегазоносности изучаемых территорий (таблица).

Реальные перспективы нефтегазоносности ордовик-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса связаны с нижнесилурийскими, а на отдельных территориях и с верхнеордовикскими отложениями в зонах выхода их под тиманскую региональную покрывку.

Литература

1. Головань А.С., Холодилов В.А., Никонов Н.И., Макаревич В.Н. Хорейверская впадина — перспективный поисковый объект в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа — 1984. — № 12. — С. 5–9.
2. Теплов Е.Л. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Под ред. Е.Л. Теплова, П.К. Костыговой и др. — СПб. : ООО «Реноме», 2011. — 286 с.
3. Вассерман Б.Я., Богацкий В.И., Шафран Е.Б. Ордовикско-нижнедевонский комплекс — новый объект для поисков нефтяных и газовых залежей на северо-востоке Европейской части СССР // Геология нефти и газа. — 1977. — № 10. — С. 34–40.
4. Гмид Л.П., Булач М.Х. Роль доломитизации в формировании пористости силурийских отложений северо-востока Тимано-Печорской провинции // Коллекторы и покрывки нефтегазоносных районов. — Л. : ВНИГРИ, 1980. — С. 64–74.
5. Жемчугова В.А., Мартынов А.В., Каракчиева С.В. Литолого-петрографические критерии прогноза нефтегазоносности нижнедевонских отложений вала Гамбурцева // Нефтегазоперспективные объекты Тимано-Печорской провинции и методы их прогнозирования. — Л. : 1990. — С. 72–77.
6. Меннер В.В. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. — М. : Наука, 1989. — 133 с.
7. Рассказова Н.Б., Меннер В.В. Горизонты коллекторов в карбонатных толщах ордовика, силура и нижнего девона Тимано-Печорской провинции // Миграция углеводородов и условия формирования коллекторов нефти. — М. : Наука, 1982 — С. 104–109.

8. *Танинская Н.В., Васильев Н.Я., Мясникова М.А., Яшина В.Н.* Возможности геолого-геофизических методов для диагностики органических построек на примере месторождения имени А. Титова Тимано-Печорской провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/34_2015.pdf. DOI: 10.17353/2070-5379/34_2015. (дата обращения 15.02.2021).
9. *Танинская Н.В.* Седиментологические критерии прогноза коллекторов в среднеордовикско-нижнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2010.pdf. (дата обращения 15.02.2021).
10. *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 Республики Коми и Ненецкого автономного округа : мат-лы науч.-практ. совещания (Сыктывкар, 16 ноября 2015 г.). – Сыктывкар, 2016. – С. 66–67.
11. *Душин А.С., Мельников А.В., Федоров А.И., Рыкус М.В.* Новая флюидодинамическая модель карбонатного коллектора месторождения им. Р. Требса на основе синтеза геологических и промысловых данных // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 15. – № 2. – С. 13–23.
12. *Лукова С.А., Сотникова А.Г.* Формирование и размещение зон нефтегазонакопления в поддоманиковых отложениях Тимано-Печорской нефтегазонасыщенной провинции // Трофимукские чтения : мат-лы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых (8–14 сентября 2013 г.) – Новосибирск : Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимук СО РАН, 2013. – С. 114–116.
13. *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.

References

1. *Golovan' A.S., Kholodilov V.A., Nikonov N.I., Makarevich V.N.* Khoreyverskaya vpadina — perspektivnyy poiskovyy ob'ekt v Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii [Khoreivsky Depression: promising lead in the Timan-Pechora Petroleum Province]. *Geologiya nefti i gaza*. 1984;(12):5–9. In Russ.
2. *Teplov E.L.* Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoy provintsii [Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province]. In: E.L. Teplov, P.K. Kostygova eds. Saint Petersburg : OOO "Renome", 2011. 286 p. In Russ.
3. *Vasserman B.Ya., Bogatskiy V.I., Shafran E.B.* Ordoviksko-nizhnedevonskiy kompleks — novyy ob'ekt dlya poiskov neftyanykh i gazovykh zalezhey na severo-vostoke Evropeyskoy chasti SSSR [Ordovician-Lower Devonian series: new target for oil and gas accumulation exploration in the north-east of the USSR European part]. *Geologiya nefti i gaza*. 1977;(10):34–40. In Russ.
4. *Gmid L.P., Bulach M.Kh.* Rol' dolomitizatsii v formirovanii poristosti siluriyskikh otlozheniy severo-vostoka Timano-Pechorskoy provintsii [Silurian deposits of the north-eastern Timan-Pechora Province: role of dolomitization in porosity formation]. In: Kollektory i pokryshki neftegazonosnykh rayonov. Leningrad: VNIGRI; 1980. pp. 64–74. In Russ.
5. *Zhemchugova V.A., Martynov A.V., Karakchieva S.V.* Litologo-petrograficheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti nizhnedevonskikh otlozheniy vala Gamburtseva [Lithological and petrographic criteria of oil and gas occurrence prediction in Lower Devonian deposits of the Gamburtsev Mountain Range]. In: Neftegaperspektivnye ob'ekty Timano-Pechorskoy provintsii i metody ikh prognozirovaniya. Leningrad: 1990. pp. 72–77. In Russ.
6. *Menner V.V.* Litologicheskie kriterii neftegazonosnosti paleozoyskikh tolshch severo-vostoka Russkoy platformy [Lithological criteria of oil and gas occurrence in Palaeozoic series of north-eastern Russian Platform]. Moscow : Nauka; 1989. 133 p. In Russ.
7. *Rasskazova N.B., Menner V.V.* Gorizonty kolektorov v karbonatnykh tolshchakh ordovika, silura i nizhnego devona Timano-Pechorskoy provintsii [Reservoir horizons in Ordovician, Silurian, and Lower Devonian carbonate sequences of Timan-Pechora Province]. In: Migratsiya uglevodorodov i usloviya formirovaniya kolektorov nefti. Moscow: Nauka; 1982. pp. 104–109. In Russ.
8. *Taninskaya N.V., Vasil'ev N.Ya., Mясnikova M.A., Yashina V.N.* Opportunities of geological and geophysical methods for diagnosis of organogenous buildups on the example of A. Titov field, Timan-Pechora province. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2015;10(3). Available at http://www.ngtp.ru/rub/4/34_2015.pdf. (accessed 15.02.2021). DOI: 10.17353/2070-5379/34_2015. In Russ.
9. *Taninskaya N.V.* Sedimentological criteria of reservoirs forecast of the Middle Ordovician and Lower Devonian deposits of Timan-Pechora province. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2010;5(4): Available at http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2010.pdf. In Russ.
10. *Rostovshchikov V.B., Marakova I.A.* Prognozirovanie i poisk zalezhey nefti i gaza v nizhnedevonsko-siluriyskikh otlozheniyakh v severo-vostochnoy chasti i arkticheskom shel'fe Timano-Pechorskoy 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 territoriy Respubliki Komi i Nenetskogo avtonomnogo okruga : materialy nauch.-prakt. soveshch (Syktyvkar, 16 november 2015). Syktyvkar: 2016. pp. 66–67. In Russ.
11. *Dushin A.S., Mel'nikov A.V., Fedorov A.I., Rykus M.V.* Novaya flyuidodinamicheskaya model' karbonatnogo kolektora mestorozhdeniya im. R. Trebsa na osnove sinteza geologicheskikh i promyslovykh dannykh [Synthesis geological and production data: new fluid dynamic model of carbonate reservoir in the R. Trebs field]. *Neftegazovoe delo*. 2016;15(2):13–23. In Russ.
12. *Lukova S.A., Sotnikova A.G.* Formirovanie i razmeshchenie zon neftegazonakopleniya v poddomanikovykh otlozheniyakh Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii [Formation and occurrence of oil and gas accumulation zones in below-Domanik deposits of the Timan-Pechora Petroleum Province]. In: Trofimukovskie chteniya: Materialy Vserossiyskoy molodezhnoy nauchnoy konfere-tsii s uchastiem inostrannykh uchenykh. (8–14 september 2013). Novosibirsk : Institut neftegazovoy geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN; 2013. pp. 114–116. In Russ.
13. *Grunis E.B., Marakova I.A.* Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdeniy v Timano-Pechorskoy provintsii i arkticheskom shel'fe [Prospects for new fields discovery in Timan-Pechora Province and Arctic Shelf]. *Geologiya nefti i gaza*. 2019;(5):5–15. In Russ.

Информация об авторе**Маракова Инна Андреевна**

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»,

169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13

e-mail: miss.marakova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-0542-1675

Information about author**Inna A. Marakova**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor

Ukhta State
Technical University,

13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia

e-mail: miss.marakova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-0542-1675

УДК 553.98(470.5)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-6-47-58

Новые данные о геологическом строении Томской нефтегазоперспективной зоны

© 2021 г. | В.В. Сапьяник, Е.Ю. Лаптева, Е.В. Любутина, А.И. Недоспасов, П.И. Новиков, Н.В. Петрова, А.В. Фатеев, А.П. Хилько

АО «СНИИГГиМС», Новосибирск, Россия; sapjanik@sniiggims.ru; lapteva@sniiggims.ru; lubutina@sniiggims.ru; nedospasov@sniiggims.ru; novikov@sniiggims.ru; petrovanv@sniiggims.ru; fateev@sniiggims.ru; hilko_anatoliy@sniiggims.ru

Поступила 18.01.2021 г.

Доработана 21.01.2021 г.

Принята к печати 09.02.2021 г.

Ключевые слова: геологическая модель; геодинамика; районирование; нефть; газ; ресурсы; Западная Сибирь; палеозой; мезозой; кайнозой.

Аннотация: В статье рассмотрены основные результаты работ по государственному контракту № 58. На основе комплексной интерпретации материалов МОВ-ОГТ (24,7 тыс. км, включая 8,5 тыс. км, обработанных в современных программных комплексах), данных бурения 125 глубоких скважин, дополненных 275 скважинами из сопредельных территорий для уточнения стратификации и нефтегазогеологических параметров разреза, и данных грави- и магнитометрических съемок, уточнено геологическое строение доюрского основания и осадочного чехла восточной части Томской области. Реконструирована история тектонического развития осадочного чехла, что позволило существенно уточнить конфигурацию структур I, II и III порядков, выделить отрицательную структуру II порядка на территории Барабинско-Пихтовской моноклинали, а также установить блоковое строение территории с принципиально разной историей тектонических процессов. По Белоярскому разлому до середины средней юры происходило разделение территории на два блока. Северо-восточный блок испытывал интенсивное и устойчивое прогибание, а для юго-западного блока были характерны восходящие движения; исключение составляла краевая юго-западная часть территории (Бакчарская впадина), испытывавшая интенсивное погружение. В позднеюрское время резко снизилась структуроформирующая роль Белоярского разлома. Ориентация тектонических движений и, соответственно, простираение палеоструктур сменилось с юго-западной на северо-восточную. В раннемеловое время на юго-востоке произошел резкий рост структур с образованием единой моноклинали, объединяющей Чулымскую мегатеррасу с Тегульдетской впадиной, Барабинско-Пихтовую моноклинал и Белоярский мегавал, что обусловило формирование принципиально иных структурных блоков: юго-восточного, интенсивно растущего, и северо-западного, погружающегося. Результаты моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов сопоставимы с историей тектонического развития территории. Оценка ресурсного потенциала выявленных перспективных объектов по категории Д_н показывает, что наиболее перспективными являются структуры и отдельные площади, унаследованно развивающиеся с позднего палеогена как поднятия. В итоге подчеркнута необходимость завершения региональных исследований на периферии Западно-Сибирской плиты.

Для цитирования: Сапьяник В.В., Лаптева Е.Ю., Любутина Е.В., Недоспасов А.И., Новиков П.И., Петрова Н.В., Фатеев А.В., Хилько А.П. Новые данные о геологическом строении Томской нефтегазоперспективной зоны // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 47–58. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-47-58.

Geological structure of Tomsk oil and gas promising zone: new data

© 2021 | V.V. Sap'yanik, E.Yu. Lapteva, E.V. Lyubutina, A.I. Nedospasov, P.I. Novikov, N.V. Petrova, A.V. Fateev, A.P. Khil'ko

SNIIGGiMS, Novosibirsk, Russia; sapjanik@sniiggims.ru; lapteva@sniiggims.ru; lubutina@sniiggims.ru; nedospasov@sniiggims.ru; novikov@sniiggims.ru; petrovanv@sniiggims.ru; fateev@sniiggims.ru; hilko_anatoliy@sniiggims.ru

Received 18.01.2021

Revised 21.01.2021

Accepted for publication 09.02.2021

Key words: geological model; geodynamics; zoning; oil; gas; resources; Western Siberia; Palaeozoic; Mesozoic; Cenozoic.

Abstract: The paper presents the main working results under the Public Contract No. 58. Geological structure of pre-Jurassic Basement and sedimentary cover is updated for the eastern part of the Tomsk Region on the basis of the following information: integrated interpretation of CMP Reflection survey data (24.7 thousand km including 8.5 thousand km processes using the modern software systems); results of drilling 125 deep wells together with 275 wells from the neighbouring areas to update bedding and geopetroleum parameters of the section; and gravimetry and magnetometry data. The authors reconstructed the tectonic evolution of sedimentary cover, which allowed considerable clarifying configuration of I-st, II-nd, and III-rd order structures, identifying a II-nd order negative structure within the Barabinsky-Pikhtovsky monocline, and determining the blocked structure of the territory with fundamentally differing history of tectonic processes. The Belo-

yarsky Fault divided the area into two blocks until the mid-Middle Jurassic. The north-eastern block was subject to intensive and sustained downwarping while ascending movements; the marginal south-western part of the territory (Bakcharsky depression) experiencing the intensive subsidence was an exception. In the Late Jurassic, the structure-shaping role of the Beloyarsky fault came down sharply. Orientation of tectonic movements and, respectively, paleostructure strikes changed from south-western to north-eastern. In Early Cretaceous time, there was a sharp growth of structures in the south-east accompanied by formation of a single monocline uniting the Chulymsky megaterrace with the Tegul'detsky depression, Barabinsky-Pikhtovsky monocline and the Beloyarsky mega-swell, which resulted in formation of fundamentally different structural blocks, namely: intensively growing south-eastern and subsiding north-western. The results of hydrocarbon generation, migration, and accumulation modelling are comparable to the history of tectonic evolution of the territory. Assessment of D_n Category resource potential of identified exploration targets shows that structures and individual areas inherited from the Late Palaeogene as uplifts are the most promising. As a result, the need to complete regional studies on the periphery of the West Siberian plate is highlighted.

For citation: Sap'yanik V.V., Lapteva E.Yu., Lyubutina E.V., Nedospasov A.I., Novikov P.I., Petrova N.V., Fateev A.V., Khil'ko A.P. Geological structure of Tomsk oil and gas promising zone: new data. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(6):47–58. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-47-58. In Russ.

Введение

Современные работы по геологическому изучению недр в основном нацелены на обнаружение потенциально нефтегазоносных территорий внешнего пояса Западно-Сибирской плиты. Последние характеризуются сложным геологическим строением, отсутствием инфраструктуры и слабой освоенностью ресурсной базы УВ, что определяет риски экономической эффективности большинства выбранных направлений и стадий проведения геолого-разведочных работ в рамках программ геологического изучения нераспределенного фонда недр нефтегазоносных провинций Российской Федерации. Это осложняется существенными временными перерывами в последовательности регионального изучения отдельных территорий и недостаточным составом комплекса современных методов геолого-геофизических исследований. Особенно это касается периферии Западно-Сибирской плиты, где происходит значительное сокращение разреза, содержащего продуктивные горизонты. Здесь отмечается отсутствие залежей УВ в нижнемеловых, а затем и в верхнеюрских отложениях, что объясняется в первую очередь исчезновением надежных региональных покровов, малыми глубинами залегания и, соответственно, постепенным понижением термической преобразованности ОВ [1, 2].

Вместе с тем на периферии плиты поисковый этап не начат, на территории осуществлены начальные стадии исследований. По мере продвижения к внешнему поясу увеличивается процент недоразведанности перспективных и прогнозных ресурсов в зависимости от общего ресурсного потенциала Западно-Сибирской провинции. Так, в юго-восточных землях он составляет от 15 до 52 %, а в Пайдугинской нефтегазоносной области — уже 90 % и достигает 100 % в Предъенисейской и Елогуй-Туруханской перспективных нефтегазоносных областях. При этом основные ресурсы сосредоточены в отрицательных структурах, составляя около 70 % общего ресурсного потенциала юрского нефтегазоносного комплекса. Общий прирост извлекаемых запасов по категории C_1 на восточных территориях Томской области может достигнуть 215,3 млн т усл. УВ [3, 4].

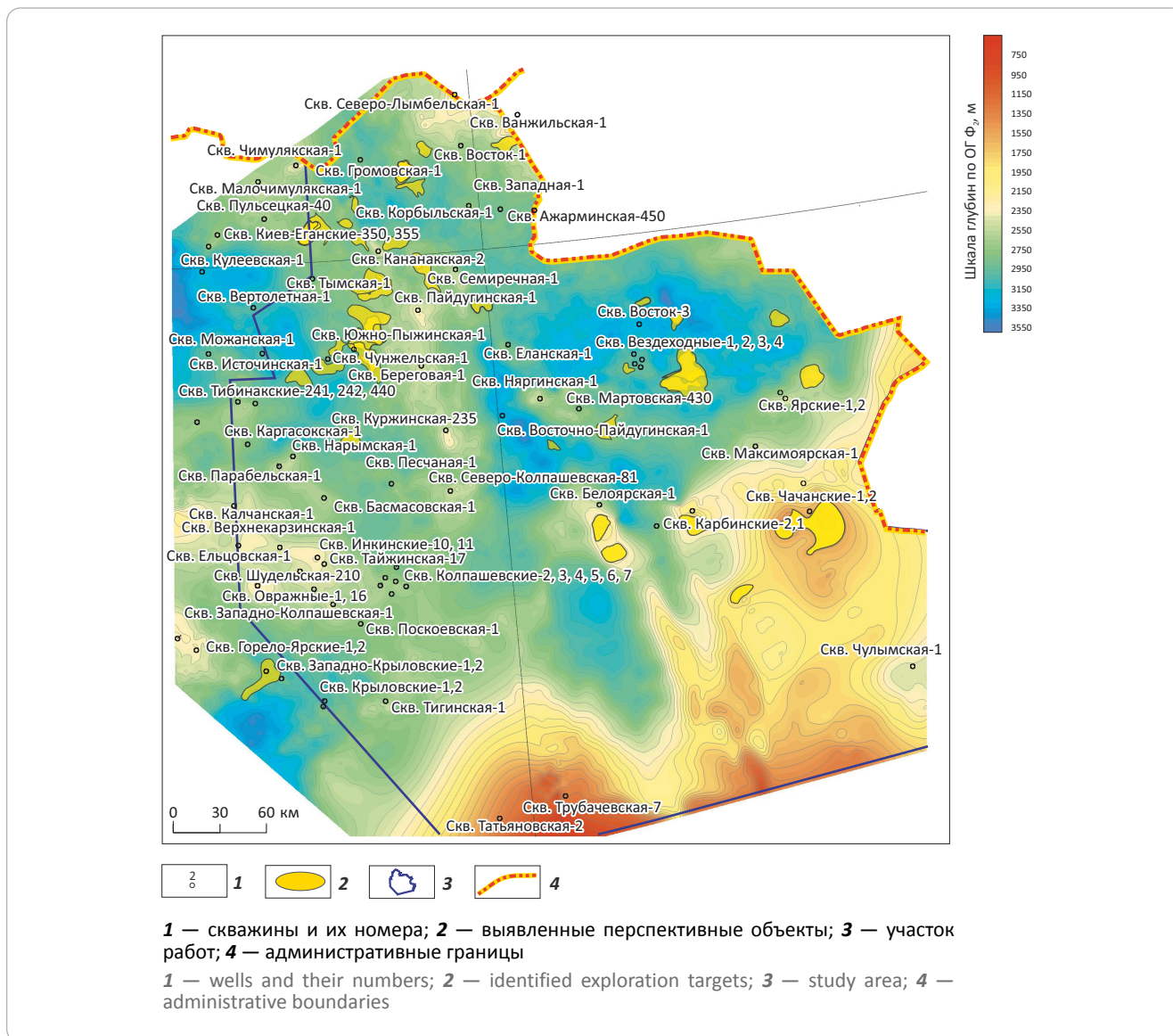
Российским геологическим холдингом выполнены комплексные аэрогеофизические исследования Томской нефтеперспективной зоны для прогноза ее нефтегазоносности и расширения ресурсной базы УВ на периферии юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (государственный контракт № 58). Результатом данных работ является локализация геологических/извлекаемых ресурсов условных УВ, которые оцениваются в 1332,33/433,08 млн т по категории D_n (рис. 1). Рассматривая среднестатистические данные по эксплуатационным объектам Томской области, локализованные ресурсы можно перевести в оценочные запасы с коэффициентами успешности 0,4–0,65. Таким образом, исходя из оценки локализованных объектов, а также принимая среднее значение (0,5) приведенных выше коэффициентов перевода, накопленный объем прироста запасов восточных территорий Томской области оценивается в пределах 216,5 млн т усл. УВ, что подтверждает прогнозную оценку данной территории, выполненную В.Ю. Морозовым и В.В. Сапьяником в 2018 г. [4].

Приведенная оценка восточной части Томской области обосновывается новыми геологическими результатами, полученными при комплексной интерпретации материалов МОВ-ОГТ (24,7 тыс. км, включая 8,5 тыс. км, обработанных в современных программных комплексах), данных бурения 125 глубоких скважин, дополненных данными бурения 275 скважин из сопредельных территорий для уточнения стратификации и нефтегазогеологических параметров разреза, и данных грави- и магнитометрических съемок.

Модель формирования нефтегазогеологических систем восточной части Томской области

Комплексный подход и взаимоувязанная интерпретация сейсморазведочных, грави- и магнитометрических материалов, выполняемых с учетом геолого-геофизических данных глубокого бурения, включая материалы бурения колонковых скважин, позволили существенно уточнить структурную основу доюрского основания и осадочного чехла восточной части Томской области.

Рис. 1. Схема расположения выявленных перспективных объектов
Fig. 1. Location map of identified exploration targets



Исходными данными для структурных построений послужили значения времен отражающих горизонтов, которые соответствуют отметкам глубин в точках скважин, определенных по материалам ГИС. Для выбора варианта построения структурных карт анализировались регрессионные зависимости $H(t_0)$ и $dH(dt)$ для различных интервалов разреза. Чтобы в полной мере использовать всю априорную информацию по скважинным данным и по сейсмическому материалу, была использована методика построения структурных карт с учетом вертикального градиента средней скорости.

На участках отсутствия данных сейсморазведки строились карты прогноза глубины залегания структурных поверхностей по данным потенциальных полей. Методика построения основывается на разделении аномалий потенциальных полей (наблюденного поля силы тяжести) таким образом, чтобы локальная составляющая этого поля максимально сопоставлялась с глубиной определенной

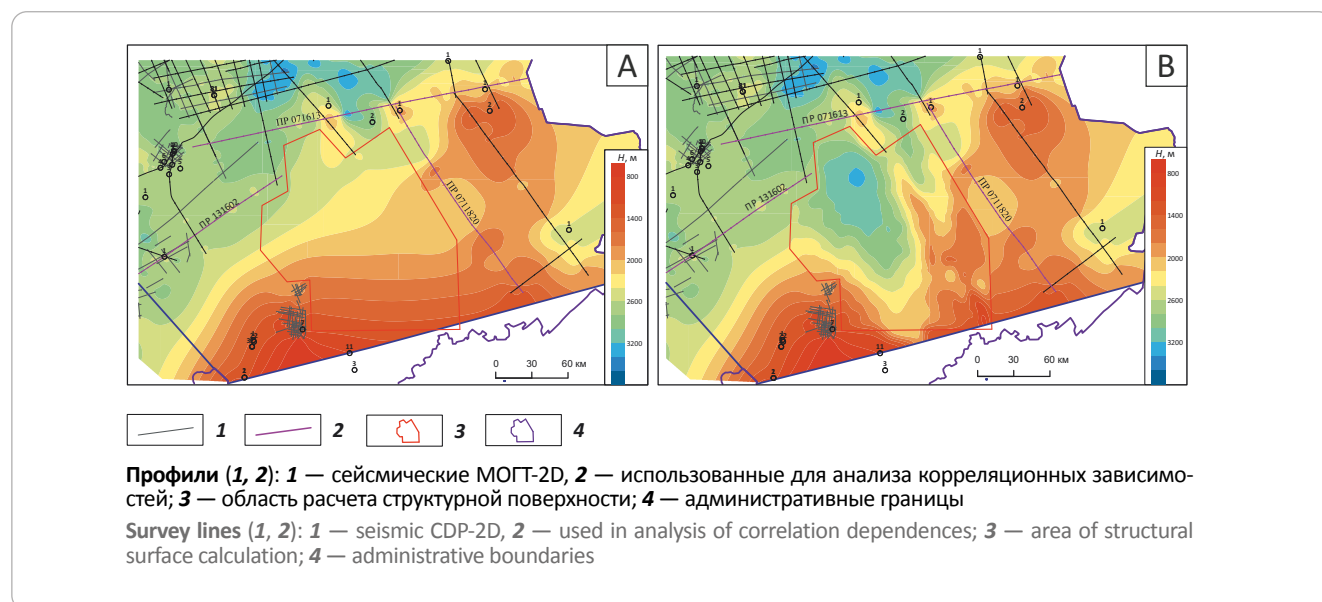
отражающей сейсмической границы. Основа этого метода разработана в СССР еще в конце 1970-х гг.

Глубина отражающей границы определяется по редкой сети сейсмических профилей с учетом данных по скважинам. В точках этой сети профилей необходимо иметь значения гравитационного и (или) магнитного поля. Путем разделения этого поля на региональную и локальную составляющие находят корреляционные зависимости между глубиной сейсмической границы и значением локальных аномалий. В случае установления надежной статистической связи значения коэффициентов регрессии распространяются на участки, где отсутствуют материалы сейсморазведки, но проведены гравиметрические (магнитометрические) измерения.

Так, для территории Барабинско-Пихтовской моноклинали выполнены уточняющие структурные построения по кровле доюрского комплекса на основе установленной зависимости аномалий поля



Рис. 2. Фрагмент структурной карты по кровле доюрского основания до (А) и после (Б) учета аномалий гравитационного поля
Fig. 2. Fragment of depth map over the pre-Jurassic Top before (A) and after (Б) the gravity anomalies are taken into account



силы тяжести и данных по сейсмическим профилям 131602, 071613 и 0711820 (рис. 2).

В центральной части анализируемого участка по результатам расчета прогнозируется отрицательная структура II порядка ($S = 4902 \text{ км}^2$, $A = 450 \text{ м}$, $L = -2800 \text{ м}$). Субмеридиональная изометрическая направленность данной структуры может свидетельствовать о наличии грабенообразного вреза, осложняющего Барабинско-Пихтовскую моноклиналь западнее Белоярского мегавала.

Для построения геологической модели юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы использовались карты по основным отражающим горизонтам сводного литолого-стратиграфического разреза восточной части Томской области: III, II^a, I^b, T₂, I_а, T₃, I¹, Ф₂ (рис. 3, 4).

Для восстановления характера палеотектонического развития территории в мезозойском интервале разреза изучались мощности между пятью стратиграфическими уровнями: кровлей доюрского основания, кровлей лайдинского горизонта, кровлей леонтьевского горизонта, подошвой баженовского горизонта и низами викуловского горизонта. В кайнозойском интервале разреза анализировались три основных горизонта: подошва палеогена (кровля ганькинской свиты верхнего мела), кровля тавдинской свиты верхнего эоцена (подошва олигоцена) и кровля новомихайловской – подошва журавской свит (граница отложений нижнего и верхнего олигоцена) (см. рис. 3). Зоны увеличенных толщин комплексов отвечают участкам, испытывавшим тенденцию к относительному погружению, и наоборот.

В результате данных построений выполнен палеотектонический анализ, основанный на изучении мощностей осадков, накопившихся за фиксированные промежутки геологического времени,

и проведено структурно-тектоническое районирование (рис. 5, 6).

Территория исследования четко делится глубинным Белоярским разломом северо-западного простирания (северное продолжение Кузнецко-Алатауского глубинного разлома) на два крупных территориально равнозначных блока, граница между которыми проходит через Белоярский мегавал, Варгатскую впадину и далее на север вдоль восточного борта Пайдугинского и Пыль-Караминского мегавалов [5]. Данные блоки принципиально отличаются по составу и возрасту слагающих отложений (см. рис. 4, 6).

На основе палеотектонического анализа осадочных комплексов мезозоя и кайнозоя, которые со стратиграфическим несогласием перекрывают поверхность консолидированных отложений доюрского основания, установлено, что в раннеюрско-байосское (средняя юра) время восточные территории Томской области развивались унаследованно. По Белоярскому разлому территория была разделена на два блока, которые отражают принципиально разные тектонические процессы. Северо-восточный блок испытывал интенсивное и устойчивое прогибание. Максимальная скорость погружения приходилась на Верхнетымскую и Тегульдетскую впадины, несколько медленнее опускался Владимировский мегавыступ. Для юго-западного блока характерны восходящие движения, вследствие которых образовывались обширные денудационные возвышенности. Исключение составляла краевая юго-западная часть территории (Бакчарская впадина), испытывавшая интенсивное погружение.

Тектоническое развитие в конце средне-позднеюрского времени характеризуется инверсионной перестройкой. Наиболее интенсивно этот процесс

Рис. 3. Сводный литолого-стратиграфический разрез Томской области (восточная часть)
 Fig. 3. Composite lithologic and stratigraphic cross-section, eastern part of the Tomsk Region

Группа	Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	Свита	Подсвета	Пачка	Пласт	Толщина, м	Индекс сейсмических границ	Литологическая характеристика												
													Р	Н										
КАЙНОЗОЙСКАЯ, KZ	ПАЛЕОГЕНОВАЯ, P	олигоценый P ₁	ХАТТСКИЙ	ЖУРАВСКИЙ	ЖУРАВСКАЯ	ЖУРАВСКАЯ				< 50		Глины, пески, супесь, суглинки												
												РЮПЕЛЬСКИЙ	НОВОМИХАЙЛОВСКИЙ	НОВОМИХАЙЛОВСКАЯ	< 80	Чередование алевролитов и песков								
													АТЫМСКИЙ	АТЫМСКАЯ	< 120	Переслаивание глин и песков								
												ПРИБАЙКАЛЬСКИЙ	ТАВДИНСКИЙ	ТАВДИНСКАЯ			< 50		Кварцевые пески					
																			БАРТОНСКИЙ	ЛИСТОВАТЫЕ ГЛИНЫ С ПРОСЛОЯМИ АЛЕВРОЛИТА				
												ЛЮТЕТСКИЙ	ЛЮЛИНВОРСКИЙ	ЛЮЛИНВОРСКАЯ			< 90		Глины серые, опоквидные, прослойки песчаников					
																			ИПРСКИЙ					
												ТАНЕТСКИЙ	ТАЛИЦКИЙ	ТАЛИЦКАЯ			0-35		Глины темно-серые					
																			ЗЕЛАНДСКИЙ					
												ДАТСКИЙ												
												МЕЗОЗОЙСКАЯ, MZ	МЕЛОВАЯ, K	ВЕРХНИЙ, K ₂	МААСТРИХТ	ГАНЬКИНСКИЙ	ГАНЬКИНСКАЯ	СЫМОНОВСКАЯ	В			50-115	IV ^B	Глины известковые, серые, пески светло-серые, желваки фосфатов
																								КАМΠΑН
															САНТОН	ИПАТОВСКИЙ	ИПАТОВСКАЯ			166-286		Песчаники и алевролиты зеленовато-серые, глауконитовые, углистые растительные остатки, пески каолинитованные с прослоями и линзами песчаников с кремнистым цементом		
																						КЮНЬЯК		
ТУРОН	КУЗНЕЦОВСКИЙ	КУЗНЕЦОВСКАЯ			8-40	IV ^B	Глины серые, зеленовато-серые участками пестроцветные, комковатые																	
							СЕНОМАН	УВАТСКИЙ	ПОКУРСКАЯ	Н	ПК ₁₋₆				120-280	Песчаники, алевролиты серые, зеленовато-серые, буровато-серые с разнообразными типами слоистости, характерен растительный детрит, янтарь, реже сидерит. В средней части – крупные пачки глин								
АЛЬБ	ХАНТЫ-МАНСКИЙ	ПИРОВСКАЯ		ПК ₇₋₁₂	150-300																			
АПТ	ВИКОЛОВСКИЙ	ИЛЕКСКАЯ		ПК ₁₃₋₁₈	100-210	III																		
МЕЗОЗОЙСКАЯ, MZ	МЕЛОВАЯ, K	НИЖНИЙ, K ₁	БАРЕМ	ЧЕРКАШИНСКИЙ	ВАРГОВСКАЯ	ИЛЕКСКАЯ				400-680					Глины пестроцветные с прослоями зеленовато-серых, серых песчаников, избирательно известковые, чередующиеся с буроватыми алевролитами, встречаются линзы углей									
															ГОТЕРИВ	УСТЬ-БАЛЫКСКИЙ	НИКОЛИНСКАЯ							
			ВАЛАНЖИН	АГАНСКИЙ	ТАРСКИЙ	ЕЛОУЙСКАЯ	ТАРСКАЯ	КУЛОМЗИНСКАЯ							53-122	II ^B	Песчаники серые, светло-серые, преимущественно известковые							
																	КУЛОМЗИНСКИЙ	АНИМОВСКАЯ	Б ₆₋₂₀ (АЧ)	109-223	Глины аргиллитоподобные с линзами серых, светло-серых песчаников			
			БЕРРИАС	БАЖЕНОВСКИЙ	БАЖЕНОВСКАЯ	МАРЬЯНОВСКАЯ	ВАЛДИНСКАЯ	МАКСИМОВСКАЯ	ЯРСКАЯ						29-71	II ^a	Битуминозные аргиллиты, глины аргиллитоподобные, песчанники с прослоями алевролитов, глины известковые							
																	ВОЛЖСКИЙ	ГЕОРГИЕВСКИЙ	ГЕОРГИЕВСКАЯ	БАРЕМСКАЯ	Ю ₁ ^a	29-71	II ^c	
			КЕЛЛОУЕЙ	ВАСЮГАНСКИЙ	НАУНАКСКАЯ	ТАТАРСКО-КАЯ	ТЯЖИНСКО-КАЯ	ГРУШИНСКАЯ							45-68	I ^B	Песчаники разнозернистые с прослоями алевролитов, аргиллитов, глин и углей							
												КИМЕРИДЖ	ОКСФОРД	Ю ₁ ^b			45-68	II ^a						
			БАТСКИЙ	МАЛЫШЕВСКИЙ	ТЮМЕНСКАЯ							3,4-146	T ₂	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчанников, пропластки углей, растительный детрит										
														БАЙОС	ЛЕОНТЬЕВСКИЙ	Ю ₂₋₆	3,4-146	I ^B						
			ААЛЕН	НАДОЯСКИЙ	САЛАТСКАЯ	ПЕШКОВСКАЯ						< 65	T ₃	Аргиллиты углистые, чередование алевролитов, песчанников, пласты углей										
														ТОАР	НИТЕРЬЮТСКИЙ	ШАРАПОВСКИЙ	ИЛАНСКАЯ	Ю ₇₋₁₀	< 65	I ^B				
			ПЛИНСБАХ	ЛЕВИНСКИЙ	УРМАНСКАЯ	МАМАРЬОВСКАЯ						< 100	I ^B	Аргиллиты, алевролиты с песчанником										
														СИНЕМОЮР	ЗИМНИЙ	Ю ₁₁₋₁₄	< 100	I ^B						
			ГЕТТАНГ									< 50	I ^T	Полимиктовые песчаники, алевролиты, аргиллиты, у выступов фундамента гравелиты										
Ю ₁₅	< 50	I ^T																						
РЗ-Т									< 40	Φ ₂	Граниты, гранодиориты, сланцы, глинисто-карбонатные породы, вулканогенные породы													
											Ю ₁₆	< 40	Φ ₂											
РЗ-Т									< 30		Граниты, гранодиориты, сланцы, глинисто-карбонатные породы, вулканогенные породы													
											Ю ₁₇	< 30	Φ ₂											

Рис. 4. Модель строения юго-востока Западно-Сибирской геосинеклизы (Томская область)

Fig. 4. Architecture of south-western part of the West Siberian geosyncline (Tomsk Region)

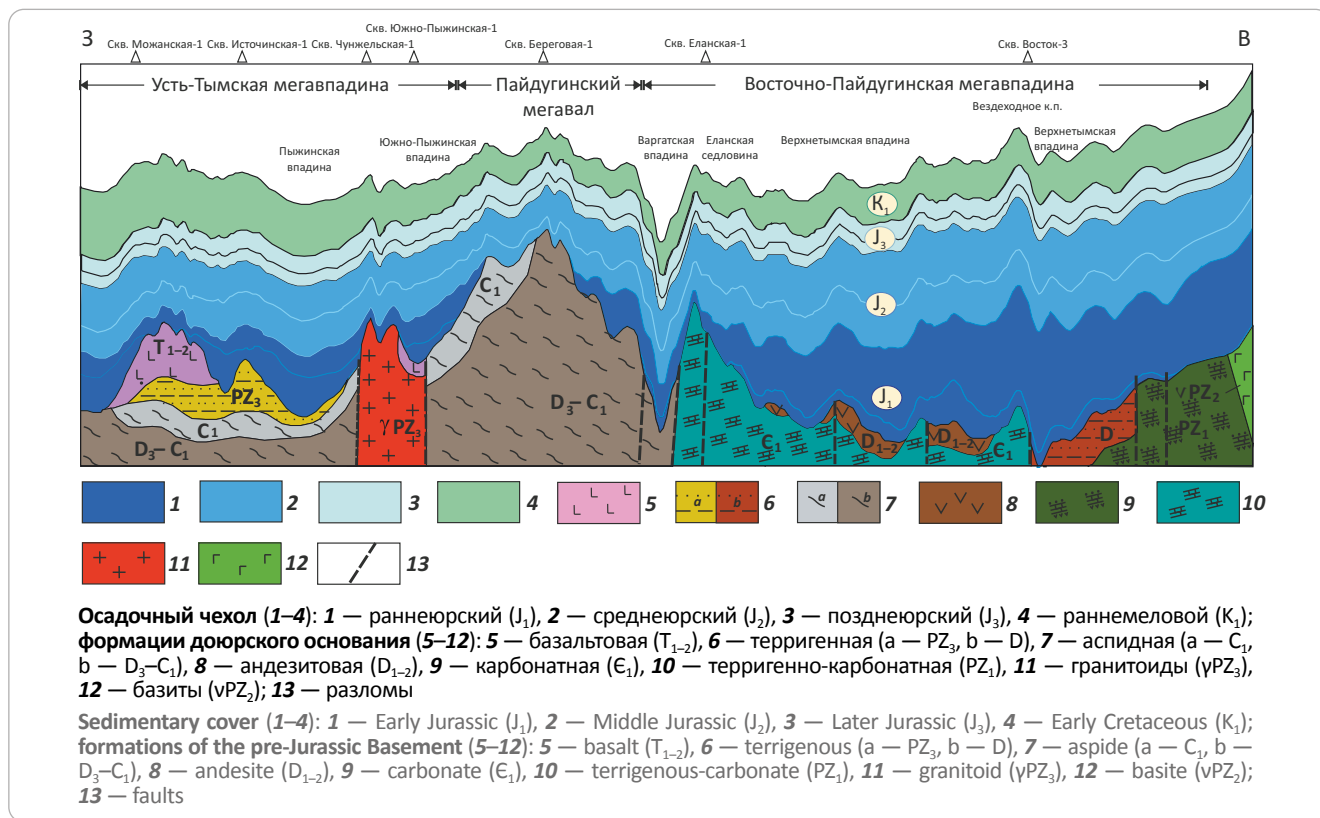


Рис. 5. Схема геодинамического развития юрских осадочных комплексов

Fig. 5. Scheme of geodynamic evolution of the Jurassic sedimentary sequences

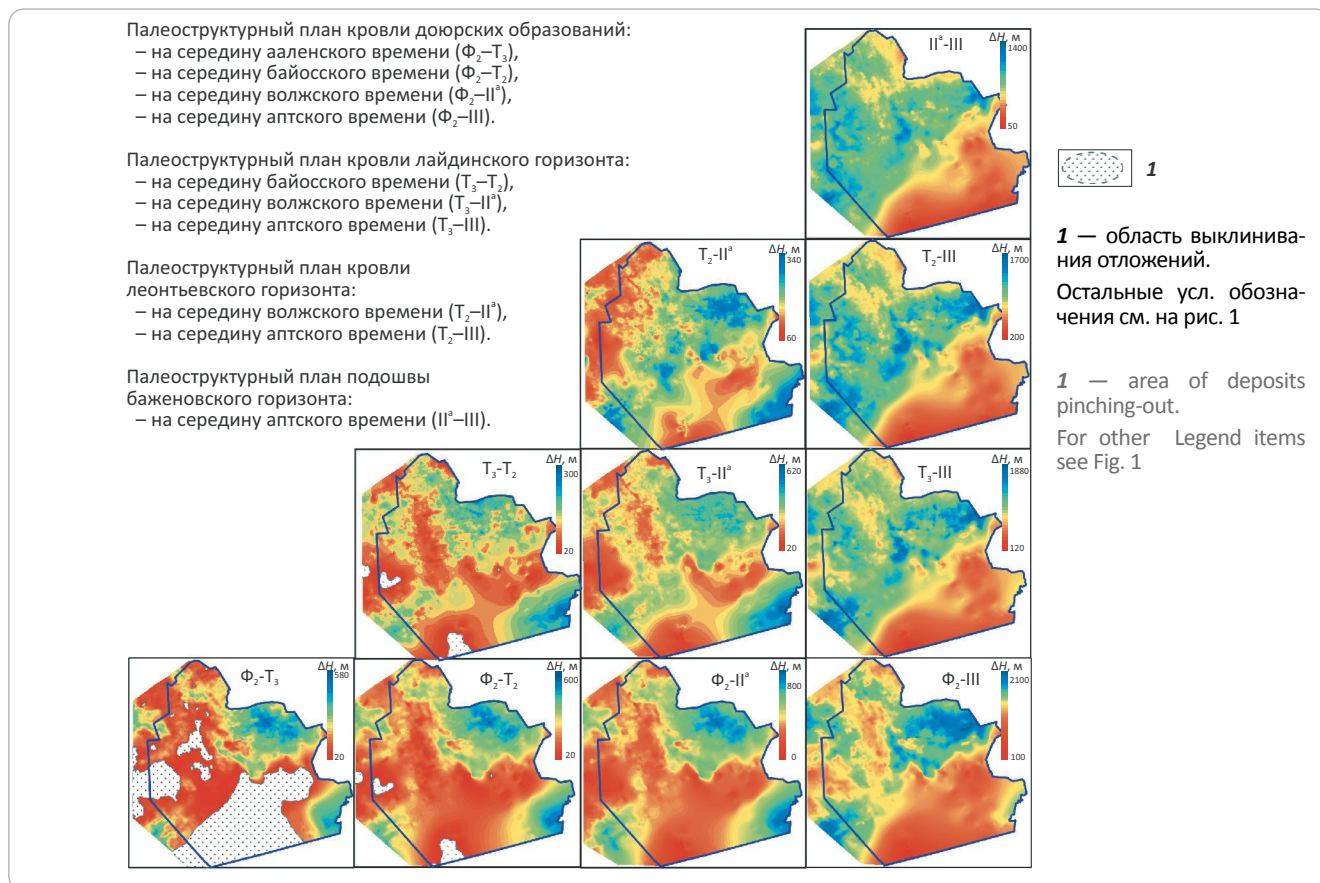
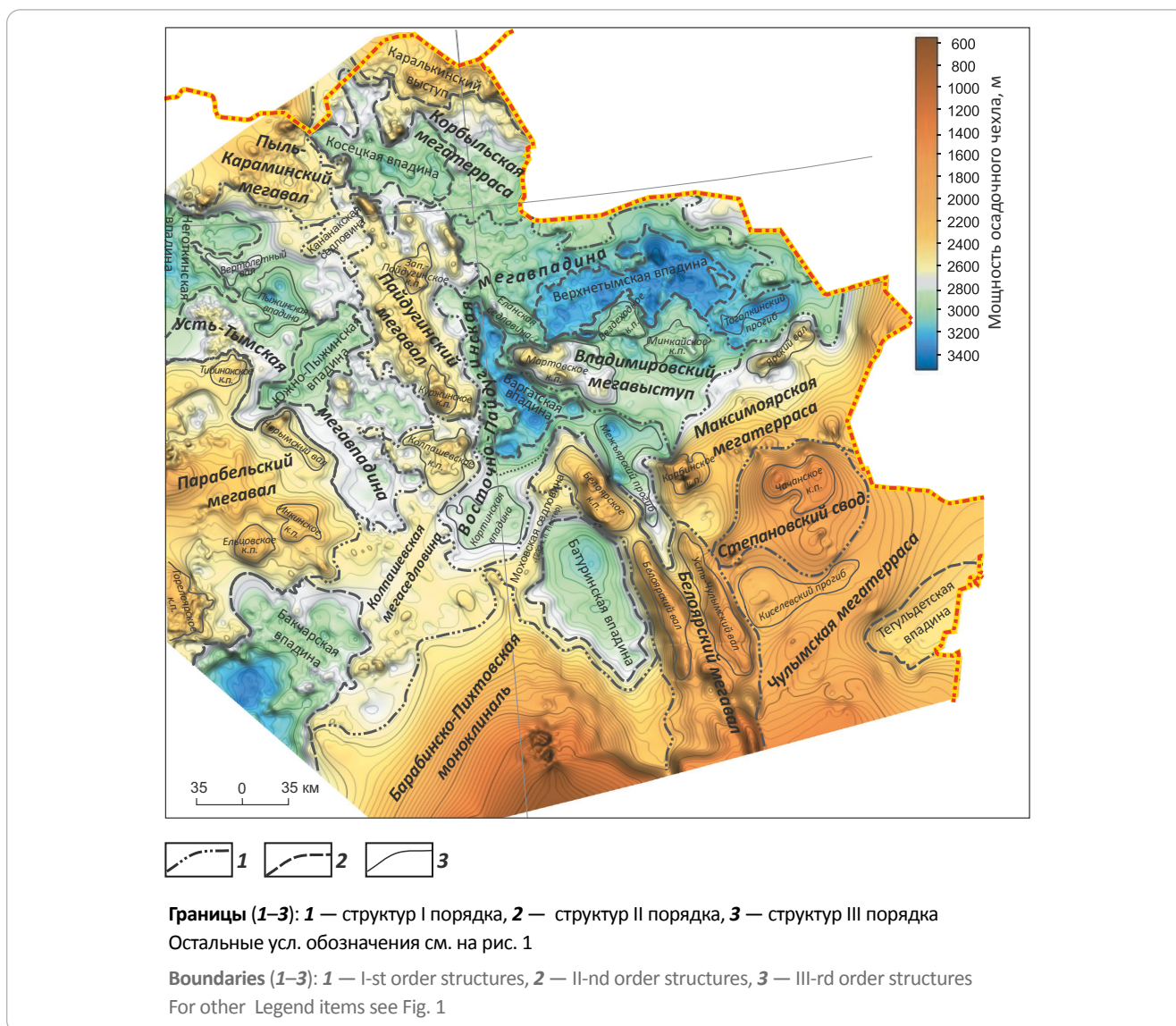


Рис. 6. Схема тектонического районирования
Fig. 6. Scheme of tectonic zoning



затронул центральную часть территории исследования (относительное погружение): Варгатскую, Крутихинскую впадины и юго-восточную часть Усть-Тымской мегавпадины. В это время резко снижается структуроформирующая роль Белоярского разлома. Ориентация тектонических движений и, соответственно, простираение палеоструктур меняется с юго-западного на северо-восточное.

Впоследствии, в раннемеловое время, тектонические движения также происходили в северо-восточном направлении. При этом центральная и северо-западная части площади исследования испытывали интенсивное погружение. И наоборот, на юго-востоке происходил резкий рост структур с образованием единой моноклинали, объединяющей Чулымскую мегатеррасу с Тегульдетской впадиной, Барабинско-Пихтовскую моноклинали и Белоярский мегавал.

Если до середины средней юры территория изучения была разделена Белоярским глубин-

ным разломом на два блока — северо-восточный и юго-западный, то позже происходит формирование других тектонических блоков: юго-восточного, интенсивно растущего, и северо-западного, погружающегося.

В кайнозойское время в восточной части современной Томской области продолжают неотектонические движения [6]. В целом наблюдаются увеличенные мощности нижне-среднепалеогеновых отложений на Парабельском, Пыль-Караминском, Пайдугинском мегавалах, а также в северной части Максимовской мегатеррасы, что свидетельствует об инверсионных движениях на этих структурах в палеоцен-эоценовое время. Соответственно, сокращенные мощности осадков характерны для Владимировского мегавыступа, восточных частей Усть-Тымской (группа Пыжинских отрицательных структур) и Восточно-Пайдугинской (Верхнетымская впадина) мегавпадин, а также для территории Косецкого прогиба.

Незначительные мощности отложений верхнего палеогена наблюдаются на большей территории восточной части Томской области, за исключением южной части Восточно-Пайдугинской мегавпадины и ее продолжения в виде ложбины в сторону Барабинско-Пихтовской моноклинали, а также центральной и восточной частей Владимировского мегавыступа. В последнем случае это свидетельствует об инверсии тектонических движений в этой области (относительное опускание) в позднем олигоцене и ее продолжении в неотектонический этап.

Для сравнения, на левобережье р. Обь — западной части Томской области — всем основным структурам соответствуют сокращенные мощности осадков на поднятиях и, соответственно, увеличенные — в депрессиях.

Анализ основных структурных поверхностей и толщин осадочного чехла выявил следующую закономерность в истории геологического развития рассматриваемого региона:

1) в мезозойскую и кайнозойскую эпохи исследуемая территория неоднократно подвергалась инверсионной перестройке;

2) наиболее благоприятными в отношении нефтегазоносности являются структуры и отдельные площади, унаследованно развивающиеся с позднего палеогена как поднятия.

На основе вышеизложенных результатов исследований были построены модели преобразования нефтематеринских пород во времени и оценены объемы генерации и эмиграции УВ как стандартным объемно-генетическим методом, так и с применением бассейнового моделирования. В процессе последнего учтены современные структурно-тектонические планы по основным горизонтам всего осадочного чехла, а также современный этап эрозии. Основные параметры литотипов рассчитывались на основе петрофизической интерпретации данных глубоких скважин, расположенных на территории работ, с учетом дополнительных скважин, пробуренных в аналогичных структурно-тектонических и палеогеографических условиях на территории всей Томской области (в анализе использовано 400 скважин). Моделирование истории преобразования нефтегазоматеринских толщ выполнялось, исходя из данных о стратиграфии, литологии, петрофизике, геологической, тектонической и тепловой истории бассейна и кинетических данных керогена. При этом установлено, что генерация нефти и газа началась 137–125 млн лет назад, в конце формирования алымского и покурского горизонтов. Практически одновременное начало генерации объясняется относительно небольшими мощностями разреза, разделяющими нефтематеринские толщи, и, напротив, очень значительной мощностью алымского и покурского горизонтов. Небольшой объем эмиграции из пород марьяновской свиты связан с низкой катагенетической зрелостью, а также с тем, что при образовании УВ формируется

вторичная органическая пористость, а способность керогена сорбировать УВ до 40 раз превышает этот показатель в осадочных породах. Общая тенденция заключается в том, что начало генерации, как и эмиграции, можно ожидать сначала в наиболее погруженных участках территории исследования, так как помимо фактора глубины, в этих областях выше тепловой поток и содержание органического углерода.

По результатам моделирования процессов миграции и аккумуляции оценен ресурсный потенциал территории исследований: остаточный генерационный потенциал — 155 821,2, генерация — 32 777,2, эмиграция — 12 162, аккумуляция — 719,2 млн т усл. УВ. Полученные данные сопоставимы с общим генерационным потенциалом нефтематеринских толщ, рассчитанным объемно-генетическим методом, который в сумме составил 35 680 млн т усл. УВ.

Основные выводы и результаты

На основе комплексного анализа структурных построений, истории тектонического развития территории, расчетных карт эффективных мощностей, результатов испытаний, заключений ГИС по скважинам, а также с учетом палеогеографической обстановки осадконакопления и результатов бассейнового моделирования закартировано 42 ловушки структурного, структурно-литологического, структурно-стратиграфического типов (см. рис. 1). При этом установлено, что основные перспективы связаны с надояхским горизонтом.

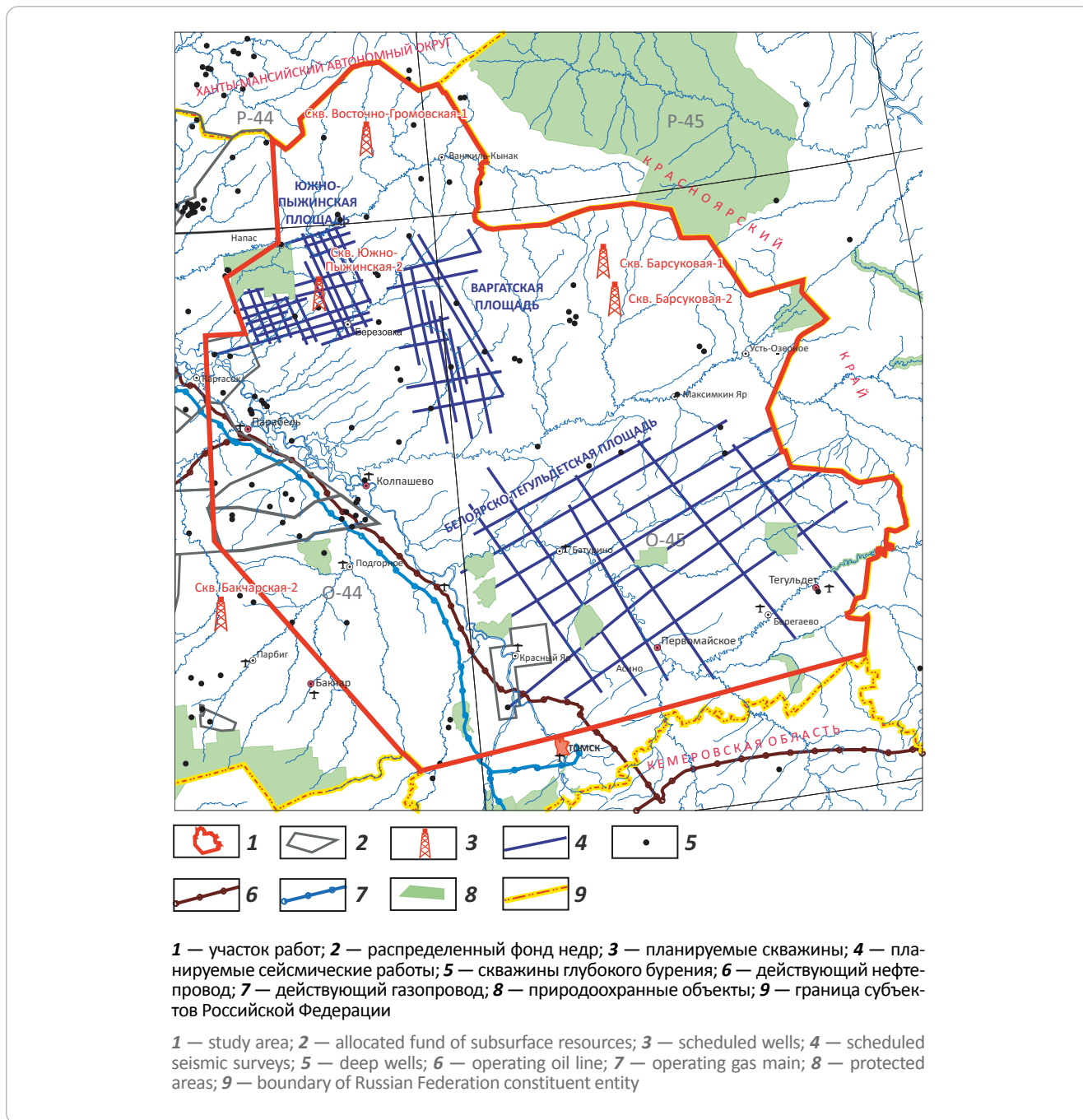
Таким образом, на востоке Томской области локализовано 1332,33/433,08 млн т геологических/извлекаемых ресурсов усл. УВ по категории D_n :

- 1) по горизонту M_1 — 311,1/108,89 млн т;
- 2) по пласту $Ю_{16}$ — 195,77/58,73 млн т;
- 3) по пласту $Ю_{15}$ — 490,13/147,04 млн т;
- 4) по пластам $Ю_{11-14}$ — 150,75/52,76 млн т;
- 5) по пластам $Ю_{2-6}$ — 88,65/31,03 млн т;
- 6) по горизонту $Ю_1$ — 95,93/34,63 млн т.

На основании представленных результатов считается целесообразным продолжить региональные исследования восточных территорий Томской области (рис. 7).

Белоярско-Тегульдетская площадь. Необходимо выполнить региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D объемом 2600 км с проведением наземных грави-, магнито-, электроразведочных работ и литогазогеохимической съемки в пределах сочленения Барабинско-Пихтовской моноклинали и Чулымской мегатеррасы, разделенных Белоярским мегавалом, западнее которого прогнозируется развитие отрицательной структуры II порядка по структурной поверхности доюрского основания (см. рис. 2, 6). Планируемые работы необходимы для уточнения положения юго-восточной границы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Рис. 7. Схема расположения планируемых геолого-разведочных работ
 Fig. 7. Location map of the scheduled geological exploration activities



и структурного плана выявленных перспективных объектов. Подтверждение прогнозируемой структуры II порядка (Батури́нская впадина) существенно расширит перспективные территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Варгатская площадь. Необходимо выполнить сейсморазведочные работы МОГТ-2D объемом 1100 км с проведением наземных электроразведочных работ и литогазогеохимической съемки в пределах Варгатского прогиба и восточного склона Пайдугинского мегавала, где по результатам бассейнового моделирования оконтурены перспективные зоны нефтегазоаккумуляции. Установленные зоны

нефтегазоаккумуляции приурочены к бортам отрицательного рельефа Варгатской впадины, что свидетельствует о наличии положительных структур IV порядка, осложняющих ее рельеф. Это существенно повышает перспективы прогиба, по аналогии с распределением месторождений УВ в отрицательных структурах в восточной части Томской области.

Южно-Пыжинская площадь. Предполагается выполнить сейсморазведочные работы МОГТ-2D объемом 1500 км с проведением наземных электроразведочных работ и литогазогеохимической съемки в зоне сочленения Усть-Тымской мегавпадины и Пайдугинского мегавала. На основе уточненно-

го геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности осадочного чехла и верхней части доюрского основания подготовить объекты на УВ-сырье по категории D_0 . По результатам работ в Южно-Пыжинской зоне предлагается бурение параметрической скважины.

Для изучения мезозойских и верхней части палеозойских комплексов доюрского основания и оценки нефтегазогеологических параметров разреза необходимо бурение параметрических скважин: **Южно-Пыжинская-2** глубиной 3150 м, **Бакчарская-2** глубиной 3400 м, **Восточно-Громовская-1** глубиной 2700 м, **Барсуковская-1** глубиной 3500 м, **Барсуковская-2** глубиной 3260 м.

Проектная глубина и точки заложения параметрических скважин позволят вскрыть наиболее полный разрез нефтегазоносных комплексов, а также оценить нефтегазогеологические параметры разнообразно построенных ловушек УВ, сформированных в контрастных структурных планах мезозойского чехла и палеозойского основания в совершенно не изученной зоне, и дать опорную точку для дальнейших исследований неантиклинальных ловушек, осложненных тектоническими элементами, которые широко распространены на периферических территориях Западной Сибири.

Заключение

На основе комплексной интерпретации материалов МОВ-ОГТ (24,7 тыс. км, включая 8,5 тыс. км, обработанных в современных программных комплексах), данных бурения 125 глубоких скважин, дополненных данными 275 скважин из сопредельных территорий для корректировки стратификации и нефтегазогеологических параметров разреза, данных грави- и магнитометрических съемок уточнено геологическое строение доюрского основания

и осадочного чехла восточной части Томской области. Реконструирована история тектонического развития осадочного чехла, что позволило существенно уточнить конфигурацию структур I, II и III порядков, выделить отрицательную структуру II порядка на территории Барабинско-Пихтовской моноклинали, а также установить блоковое строение территории с принципиально разной историей тектонических процессов. Белоярский разлом делит территорию на два блока. Северо-восточный блок испытывал интенсивное и устойчивое прогибание, а для юго-западного блока характерны восходящие движения; исключение составляла краевая юго-западная часть территории (Бакчарская впадина), испытывавшая интенсивное погружение в ранне-среднеюрское время. В позднеюрское время резко снизилась структуроформирующая роль Белоярского разлома. Направленность тектонических движений и, соответственно, простираение палеоструктур изменились с юго-западного на северо-восточное. В раннемеловое время на юго-востоке произошел резкий рост структур с образованием единой моноклинали, объединяющей Чулымскую мегатеррасу с Тегульдетской впадиной, Барабинско-Пихтовую моноклинали и Белоярский мегавал, что обусловило формирование принципиально иных структурных блоков: юго-восточного, интенсивно растущего, и северо-западного, погружающегося. Результаты моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ сопоставимы с историей тектонического развития территории. Оценка ресурсного потенциала выявленных перспективных объектов по категории D_0 показывает, что наиболее перспективными являются структуры и отдельные площади, унаследованно развивающиеся с позднего палеогена как поднятия.

Литература

1. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.). Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1001–1012.
2. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В. Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века // Вестник Российской академии наук. – 2019. – Т. 89. – № 11. – С. 1095–1104. DOI: 10.31857/S0869-587389111095-1104.
3. Сапьяник В.В., Зайцева Ю.Л., Тищенко В.М., Тищенко Г.И., Шеламова Л.А. Перспективы освоения юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в рамках наращивания ресурсной базы ВСТО // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 45–56.
4. Морозов В.Ю., Сапьяник В.В. Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 27–36.
5. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
6. Новейшая тектоника нефтегазоносных областей Сибири / Под ред. Н.А. Флоренсова, И.П. Варламова // Тр. СНИИГГиМС. Вып. 285. – М.: Недра, 1981. – С. 12–24.

References

1. Brekhuntsov A.M., Monastirev B.V., Nesterov I.I. (Jr.). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Geology and Geophysics*. 2011;52(8):781–791. DOI: 10.1016/j.jrgg.2011.07.004.
2. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R., Ryzhkova S.V. Main directions in the development of Russia's oil sector in the first half of the XXI century. *Herald of the Russian Academy of Sciences*. 2019;89(6):558–566. DOI: 10.1134/S101933161906008X.
3. Sapyanik V.V., Zaytseva Yu.L., Tischenko V.M., Tischenko G.I., Shelamova L.A. Development trends of the South-East of West Siberian oil and gas province within the scope of the ESPO resource base increase. *Geologiya nefi i gaza*. 2012;(1):45–56. In Russ.
4. Morozov V.Yu., Sapyanik V.V. Current problems of the Western Siberia petroleum potential unlocking. *Geologiya nefi i gaza*. 2018;(3):27–36. In Russ.

5. *Surkov V.S., Zhero O.G.* Fundament i razvitie platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoi plity [Foundation and development of the platform cover of the West Siberian Plate]. Moscow: Nedra; 1981. 143 p. In Russ.

6. *Noveishaya tektonika neftegazonosnykh oblastei Sibiri* [The latest tectonics of oil and gas Siberia regions]. In: Tr. SNIIGGiMS. Vyp. 285. O.N. Florensova, I.P. Varlamov, eds. Moscow: Nedra; 1981. pp. 12–24. In Russ.

Информация об авторах

Сапьяник Виктор Васильевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
Начальник отдела
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: sapjanik@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-5792-7793

Лаптева Елена Юрьевна

Ведущий геолог
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: lapteva@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0001-7746-1575

Любутина Елена Владимировна

Ведущий геофизик
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: lubutina@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-7508-3926

Недоспасов Александр Иванович

Ведущий геолог
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: nedospasov@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0001-8923-2278

Новиков Павел Игоревич

Эксперт
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: novikov@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0001-8466-7184

Петрова Наталья Вячеславовна

Ведущий геофизик
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: petrovanv@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-2796-3822

Фатеев Анатолий Васильевич

Старший эксперт
АО «СНИИГГиМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: fateev@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-9150-9931

Information about authors

Viktor V. Sap'yanik

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
SNIIGGiMS,
67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: sapjanik@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-5792-7793

Elena Y. Lapteva

Leading Geologist
SNIIGGiMS,
67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: lapteva@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0001-7746-1575

Elena V. Lyubutina

Leading Geophysicist
SNIIGGiMS,
67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: lubutina@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-7508-3926

Aleksandr I. Nedospasov

Leading Geologist
SNIIGGiMS,
67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: nedospasov@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0001-8923-2278

Pavel I. Novikov

Expert
SNIIGGiMS,
67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: novikov@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0001-8466-7184

Natal'ya V. Petrova

Leading Geophysicist
SNIIGGiMS,
67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: petrovanv@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-2796-3822

Anatolii V. Fateev

Chief Expert
SNIIGGiMS,
67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: fateev@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-9150-9931

Хилько Анатолий Павлович

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший эксперт
АО «СНИИГГИМС»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: hilko_anatoliy@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-5619-2377

Anatolii P. Khil'ko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Expert
SNIIGGIMS,
67, Krasnyi prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: hilko_anatoliy@sniiggims.ru
ORCID ID: 0000-0002-5619-2377

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

2022
Санкт-Петербург



10-я международная конференции
Геонауки: время перемен, время перспектив



ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ СЕГОДНЯ!

УДК 551.24:553.98(470.56)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-6-59-71

Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента передовых складок Урала

© 2021 г. | М.А. Политыкина^{1,2}, А.М. Тюрин^{1,2}, С.Е. Макаров^{3,4}, В.П. Петрищев², П.В. Панкратьев², С.В. Багманова^{1,2}¹ООО «ВолгоУралНИПИгаз», Оренбург, Россия; info@vunipigaz.ru;²Оренбургский государственный университет, Оренбург, Россия; geologia@mail.osu.ru;³ООО «Газпромнефть-Оренбург», Оренбург, Россия; makarov.se@gazprom-neft.ru;⁴Филиал «Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина», Оренбург, Россия; oren@gubkin.pro

Поступила 05.08.2021 г.

Доработана 08.08.2021 г.

Принята к печати 25.08.2021 г.

Ключевые слова: Южный Урал; передовые складки; сейсмостратиграфические комплексы; нефтегазоносные комплексы; нетрадиционный резервуар; локальные перспективные объекты; нефть; газ.

Аннотация: На западе Оренбургской области передовые складки Урала (Западно-Уральская зона складчатости) ограничены Сюренским взбросонадвигом. С Центрально-Уральским поднятием они сопрягаются через Западно-Уральский разлом. Эти складки изучены геологической съемкой, грави- и магниторазведкой, а также региональной сейсморазведкой (отработано 1526,3 км профилей). Здесь пробурена только одна скважина — Предуральская-117. На территории Башкортостана, в непосредственной близости от границы с Оренбургской областью, пробурены две скважины — Акбердинские-53, 63. В регионе карбонатно-терригенные отложения девона, карбона и нижней перми смяты в складки. Выделено три сейсмостратиграфических комплекса. Нижний (от поверхности фундамента до подошвы отложений девона) идентифицирован как промежуточный структурный этаж. Сформировавшие его отложения рифея, венда, ордовика и силура компенсируют прогиб по кровле фундамента, имеющий субмеридиональное простирание. Предполагается, что они в основном сложены терригенными отложениями, но возможно и наличие здесь карбонатных и терригенно-карбонатных толщ. В осадочном структурном этаже выделено два нефтегазоносных комплекса: нижнедевон-франский (D_1-D_3f) и верхнедевон-нижнепермский (D_3-P_1). Граница между ними — подошва зилаирской серии (D_3f_2-fm). Оба комплекса сложены карбонатно-терригенными отложениями, соответствующими среднему и верхнему сейсмостратиграфическим комплексам, и рассматриваются как нетрадиционные резервуары нефти и газа. В оренбургском сегменте передовых складок Урала выявлено пять локальных нефтегазоперспективных объектов, представленных антиклинальными складками. Суммарные ресурсы газа по категории D_1 по оптимистическому варианту составили 395,8 млрд m^3 , нефти по категории D_1 — 668,7/100,3 млн т (геологические/извлекаемые). По пессимистическому варианту на ресурсы приходится 62,5 % оптимистического прогноза. Обосновано новое направление работ на нефть и газ — карбонатно-терригенные отложения девон-раннепермского возраста передовых складок Урала. Первоочередным для его дальнейшего развития является бурение параметрической скв. Новоуральская-1 глубиной 5400 м.

Для цитирования: Политыкина М.А., Тюрин А.М., Макаров С.Е., Петрищев В.П., Панкратьев П.В., Багманова С.В. Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента передовых складок Урала // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 59–71. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-59-71.

Petroleum potential of Orenburg segment of Urals frontal folds

© 2021 | М.А. Politykina^{1,2}, А.М. Tyurin^{1,2}, С.Е. Makarov^{3,4}, В.П. Petrishchev², П.В. Pankrat'ev², С.В. Bagmanova^{1,2}¹VolgoUralNIPIGaz, Orenburg, Russia; info@vunipigaz.ru;²Orenburg State University, Orenburg, Russia; geologia@mail.osu.ru;³Gazprom Neft-Orenburg, Orenburg, Russia; Makarov.SE@gazprom-neft.ru;⁴Branch of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin, Orenburg, Russia; oren@gubkin.pro.

Received 05.08.2021

Revised 08.08.2021

Accepted for publication 25.08.2021

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

Abstract: The Urals frontal folds (West Urals fold zone) in the western part of the Orenburg Region are limited by the Syurenky oblique thrust. They conjugate with the Central Urals High through the West Ural Fault. These folds are studied by geological, gravity and magnetic, and regional seismic surveys (1526.3 km of seismic lines acquired). There is only one well drilled — Preduralsky-117. Two wells — Akberdinsky 53 and 63 — are drilled in the Bashkortostan territory in close vicinity to the boundary of the Orenburg Region. Devonian, Carboniferous, and Lower Permian carbonate-terrigenous deposits are folded here. There are three seismic stratigraphy sequences identified in the region. The lower (from the Basement surface

to Devonian Bottom) is identified as an intermediate structural level. Riphean, Vendian, Ordovician, and Silurian deposits composing this level compensate the roughly NS trending trough in the Basement Top. It is expected that they are mainly represented by terrigenous deposits, although carbonate and terrigenous-carbonate series are possible here. Two plays are identified within the sedimentary structural level, they are: Lower Devonian-Frasnian (D_1 – D_3f) and Upper Devonian-Lower Permian (D_3 – P_1). The Zilairsky group Bottom (D_3f_2 – fm) is a boundary between them. Both sequences are composed of carbonate-terrigenous deposits corresponding to the medium and Upper seismic stratigraphy sequences; they are considered to be the unconventional oil and reservoirs. There are five local oil and gas promising objects represented by anticline folds are found in the Orenburg segment of the Urals frontal folds. According to High Case, total gas resources in D_1 Category make 395.8 BCM, oil in D_1 Category — 668.7/100.3 mln tons (initial in-place/recoverable). According to Low Case, the resources make 62,5 % of the High-Case estimate. New focus area of oil and gas exploration is substantiated — Devonian-Early Permian carbonate-terrigenous deposits of the Urals frontal folds. And the priority for further development is drilling of 5400 m deep Novouralsky-1 structural well.

For citation: Politykina M.A., Tyurin A.M., Makarov S.E., Petrishchev V.P., Pankrat'ev P.V., Bagmanova S.V. Petroleum potential of Orenburg segment of Urals frontal folds. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(6):59–71. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-59-71. In Russ.

Тектоноседиментационная модель региона

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции развита одноименная карбонатная платформа, сложенная известняками девон-раннепермского возраста. Она перекрыта соляно-ангидритовой толщей кунгурского яруса нижней перми. В пределах Западного Оренбуржья выделяется три карбонатных уступа, ограничивающих платформу: нижнепермский, девон-среднекаменноугольный и девон-нижнепермский (рис. 1). Их склоны ограничивают некомпенсированные седиментационные впадины: девон-среднекаменноугольный и девон-нижнепермский уступы — Прикаспийскую впадину, нижнепермский — Предуральскую.

На Южном Урале, западнее Центрально-Уральского поднятия, выделяется Западно-Уральская зона складчатости. Через Сюреньский взбросонадвиг она сопрягается с Предуральским прогибом. На территории Башкортостана, в Западно-Уральской зоне, находится Башкирский антиклинорий. От Центрально-Уральского поднятия его отделяет Зилаирский синклинорий. Южная периклиналь антиклинория расположена на широте излучины р. Белая. Южнее эта зона представлена только Зилаирским синклинорием. Он маркируется выходами на поверхность терригенных отложений зилаирской серии (D_3f_2 – fm) и сопрягается на территории Башкортостана с передовыми складками Урала. В Оренбургской области Западно-Уральская зона представлена только передовыми складками. На западе они ограничены Сюреньским взбросонадвигом, а с Центрально-Уральским поднятием сопрягаются через Западно-Уральский разлом. На территории Мугджар (Казахстан) он назван Сакмаро-Кокпектинским. К востоку от Западно-Уральского разлома на поверхность выходят кремнистые породы ордовика, силура и нижнего девона.

В оренбургском сегменте Западно-Уральской зоны карбонатно-терригенные отложения девона, карбона и нижней перми смяты в складки. В западной части региона тектонические структуры гармоничные, в центральной и восточной — дисгармоничные. Их характерными формами являются длинные, протягивающиеся на десятки километров, узкие эжектные антиклинальные складки, вытяну-

тые в северо-северо-западном или меридиональном направлениях, и синклинали. Антиклинали, как правило, ундулируют вдоль оси и кулисообразно замещают друг друга. Синклинали широкие крытообразные. Крупные складки осложнены более мелкой складчатостью и тектоническими нарушениями. Длина антиклиналей достигает 60 км и более, амплитуда варьирует от 0,3 до 1,5 км. Их западные крылья более крутые, чем восточные. С севера на юг наблюдается постепенное погружение, увеличение размеров и амплитуды с одновременным уменьшением интенсивности осложняющей вторичной мелкой складчатости и гофрировки слоев (Попова Л.М., Тюрин А.М., 2013).

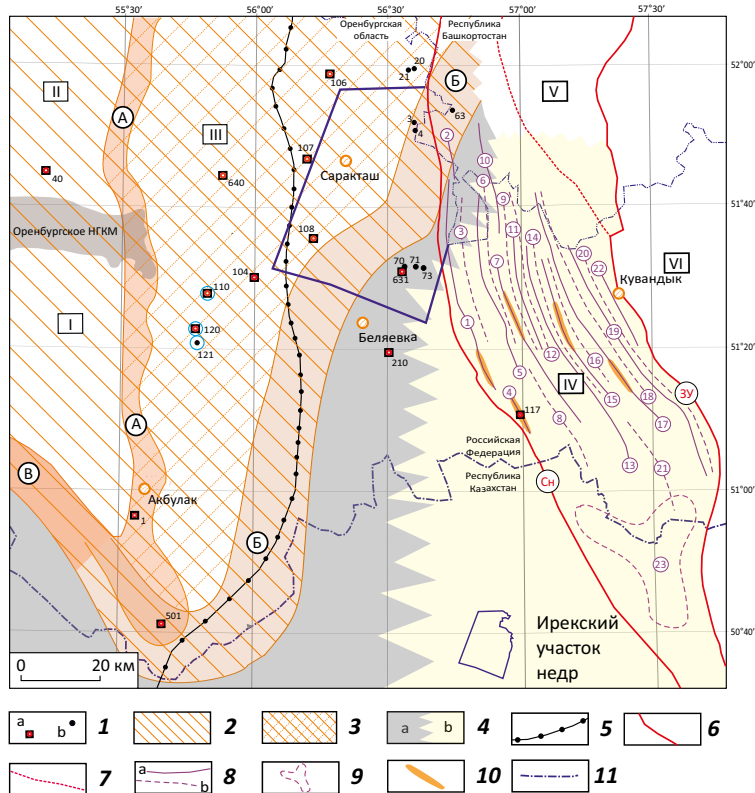
Оренбургский сегмент передовых складок Урала фактически является моноклиной с падением в восточный сектор перпендикулярно их простиранию. На ее приподнятой части, рядом с Центрально-Уральским поднятием, отложения нижней перми, верхнего и среднего карбона размыты. На поверхность выходят карбонатно-терригенные породы нижнего карбона. Вблизи Сюреньского взбросонадвиг размыта только верхняя часть отложений нижней перми. Наибольшая ширина зоны складок — 45 км. На границе России и Казахстана она уменьшается до 35 км. На территории Казахстана Сюреньский взбросонадвиг примерно на широте 50° граничит с Сакмаро-Кокпектинским разломом. Таким образом, в тектоническом плане Западно-Уральская зона складчатости Южного Урала включает три элемента — Башкирский антиклинорий, Зилаирский синклинорий и Оренбургскую моноклину.

Карбонатно-терригенные отложения передовых складок Урала и Предуральского прогиба

Карбонатно-терригенные отложения раннепермского возраста башкортостанского и каменноугольно-раннепермского оренбургского сегментов юга Предуральского прогиба, а также верхнедевон-раннепермские востока Прикаспийской впадины являются единым гигантским клиноморфным геологическим телом, имеющим длину до 900 км, ширину — до 75 км и мощность — до 8 км. В пределах оренбургского сегмента Предуральского прогиба на востоке они сопрягаются через Сюрень-

Рис. 1. Принципиальные элементы тектоноседиментационной модели Волго-Уральской карбонатной платформы и Западно-Уральской зоны складчатости (Оренбургская область)

Fig. 1. Basic elements of tectonic and depositional model of the Volga-Urals carbonate platform and West Urals fold zone (Orenburg Region)



1 — скважины параметрические (а) и поисковые (b); **2** — Волго-Уральская карбонатная платформа и ее бортовые уступы (А — нижнепермский, Б — девон-среднекаменноугольный, В — девон-нижнепермский); **3** — Предуральская некомпенсированная седиментационная впадина раннепермского возраста; **4** — Прикаспийская некомпенсированная седиментационная впадина девон-раннепермского возраста (а — зона развития депрессионного типа разреза девонских отложений, характерного для впадины, b — ассоциации маломощных пластов депрессионных разностей карбонатно-терригенных пород, характерных для некомпенсированной впадины и толщ терригенных пород, сформированных за счет сноса из областей, расположенных от нее к северо-востоку); **5** — западная граница зоны развития флишоидов; **6** — региональные разломы (Сн — Сюреньский взбросонадвиг, ЗУ — Западно-Уральский); **7** — граница Зилаирского синклиория; **8** — оси складок антиклинальных (а) (1 — Курмаинская, 2 — Белгушинская, 4 — Актакальская, 5 — Новоивановская, 7 — Новоуральская, 10 — Юлдашевская, 11 — Новомихайловская, 15 — Бурангуловская, 17 — Куруильско-Алимбетовская, 19 — Тлявгуловская, 22 — Кашукская) и синклинальных (b) (3 — Нарымбетская, 6 — Бужанская, 8 — Курашинская, 9 — Мухамедьяровская, 12 — Никольская, 14 — Канчеровская, 16 — Ильинская, 18 — Адаевская, 21 — Кимперсайско-Алимбетовская); **9** — Кимперсайско-Новопокровская мульда; **10** — локальные нефтегазоперспективные объекты (Курмаинской антиклинали соответствует Южно-Курмаинский объект, названия остальных объектов совпадают с антиклиналями); **11** — административные границы.

Тектоноседиментационные структуры Волго-Уральской карбонатной платформы: I — Соль-Илецкий свод, II — Восточно-Оренбургский свод, III — Предуральский прогиб; тектонические структуры Южного Урала: IV — Оренбургская моноклираль — передовые складки Урала, V — Зилаирский синклиорий, VI — Центрально-Уральское поднятие

1 — structural (a) and prospecting (b) wells; **2** — Volga-Urals carbonate platform and its shoulder benches (A — Lower Permian, B — Devonian-Middle Carboniferous, C — Devonian-Lower Permian); **3** — Early Permian uncompensated depositional Urals Depression; **4** — Devonian-Early Permian uncompensated depositional Caspian Depression (a — zone of depression-type section of Devonian deposits typical of the depression, b — associations of thick layers of depression varieties of carbonate-terrigenous rocks typical of the uncompensated depression and terrigenous sequences formed by transportation of material from the north-eastern areas); **5** — western boundary of flyschoid occurrence zone; **6** — regional faults (Сн — Surensky oblique thrust, ЗУ — West Urals); **7** — boundary of Zilairsky synclinorium; **8** — axes of folds: anticlinal (a) (1 — Kurmainsky, 2 — Belgushinsky, 4 — Aktakalsky, 5 — Novoivanovsky, 7 — Novouralsky, 10 — Yuldashevsky, 11 — Novomikhailovsky, 15 — Burangulovsky, 17 — Kuruilsky-Alimbetovsky, 19 — Tlyavgulovsky, 22 — Kashuksky) and synclinal (b) (3 — Narymbetsky, 6 — Buzhansky, 8 — Kurashinsky, 9 — Mukhamedjyarovsky, 12 — Nikolsky, 14 — Kancherovsky, 16 — Il'insky, 18 — Adaevsky, 21 — Kimpersaisky-Alimbetovsky); **9** — Kimpersaisky-Novopokrovsky trough; **10** — local oil and gas promising objects (South Kurmainsky object corresponds to Kurmainsky anticline; names of the other objects are the same as anticline names); **11** — administrative boundaries.

Tectonic and sedimentary structures of Volga-Urals carbonate platform: I — Sol'-Iletsy Arch, II — East Orenburg Arch, III — Urals Trough; tectonic structures of Southern Urals: IV — Orenburg monocline — Urals frontal folds, V — Zilairsky synclinorium, VI — Central Urals High

ский взброснадвиг с карбонатно-терригенными отложениями передовых складок Урала. Но это искусственное ограничение геологического объекта. Фактически плоскость взброснадвига «разрезает» единую карбонатно-терригенную толщу. Ее западная часть практически в естественном залегании находится в Предуральском прогибе, а восточная — смята в складки. Наибольшая ширина геологического тела превышает 100 км.

Накопление карбонатно-терригенной толщи в передовых складках и в Предуральском прогибе происходило в основном в мелководных морских условиях в процессе формирования Уральского орогена. Имеются и глубоководные отложения. На активных фазах орогенеза в регион сносились главным образом грубообломочные породы (песчаник), на пассивных — мелкообломочные (алевролит, аргиллит). Периодически создавались условия для накопления карбонатных пород (мергель, известняк). Но генезис карбонатно-терригенных отложений понятен не до конца. Их называют молассой, шлиром и флишем. В ООО «Газпром добыча Оренбург» толщу в пределах Предуральского прогиба называют нейтральным термином «флишоиды».

На западе карбонатно-терригенные флишоиды сменяются депрессионными, относительно глубоководными отложениями небольшой мощности (минимальная — 13 м), залегающими несогласно на различных горизонтах отложений карбона (от гжельского до башкирского ярусов). Они также являются аналогом карбонатов нижней перми, сформировавших уступ Волго-Уральской карбонатной платформы. Предуральская некомпенсированная впадина ограничивается депрессионными отложениями (см. рис. 1).

Авторская сейсмогеологическая модель оренбургского сегмента передовых складок Урала

Оренбургский сегмент передовых складок изучен геологической съемкой масштабов 1:50 000 и 1:200 000, грави- и магниторазведкой. Здесь пробурена только одна скважина — Предуральская-117. На территории Башкортостана, в непосредственной близости от границы с Оренбургской областью, в зоне передовых складок пробурены две скважины — Акбердинские-53, 63.

В передовых складках Урала первая серия региональных сейсморазведочных профилей МОГТ и МОГТ-ШП (широкий профиль) в комплексе с гравиметрией отработана в 2007 г. (Кондрашова Н.В., 2007). По результатам интерпретации полученных данных специалисты ООО «ВолгоУралНИПИГаз» рекомендовали положение серии профилей (Дроздов В.В., Сюмбаева Р.А., 2007), которые были отработаны в 2008 г. (Кондрашова Н.В., 2008) ОАО «Оренбургская ГЭ». Последняя серия региональных сейсморазведочных профилей отработана в 2011–2013 гг. ОАО «Удмуртгеофизика». Интерпретация комплекса данных по региону осуществлена специалистами ООО «ВолгоУралНИПИГаз» (Попо-

ва Л.М., Тюрин А.М., 2013). Всего в оренбургском сегменте передовых складок отработано 1526,3 км сейсмических профилей, их плотность составила 0,38 км/км². Научно-исследовательские работы по оценке перспектив нефтегазоносности региона выполнялись в 2011–2013, 2015–2016 и 2020 гг.

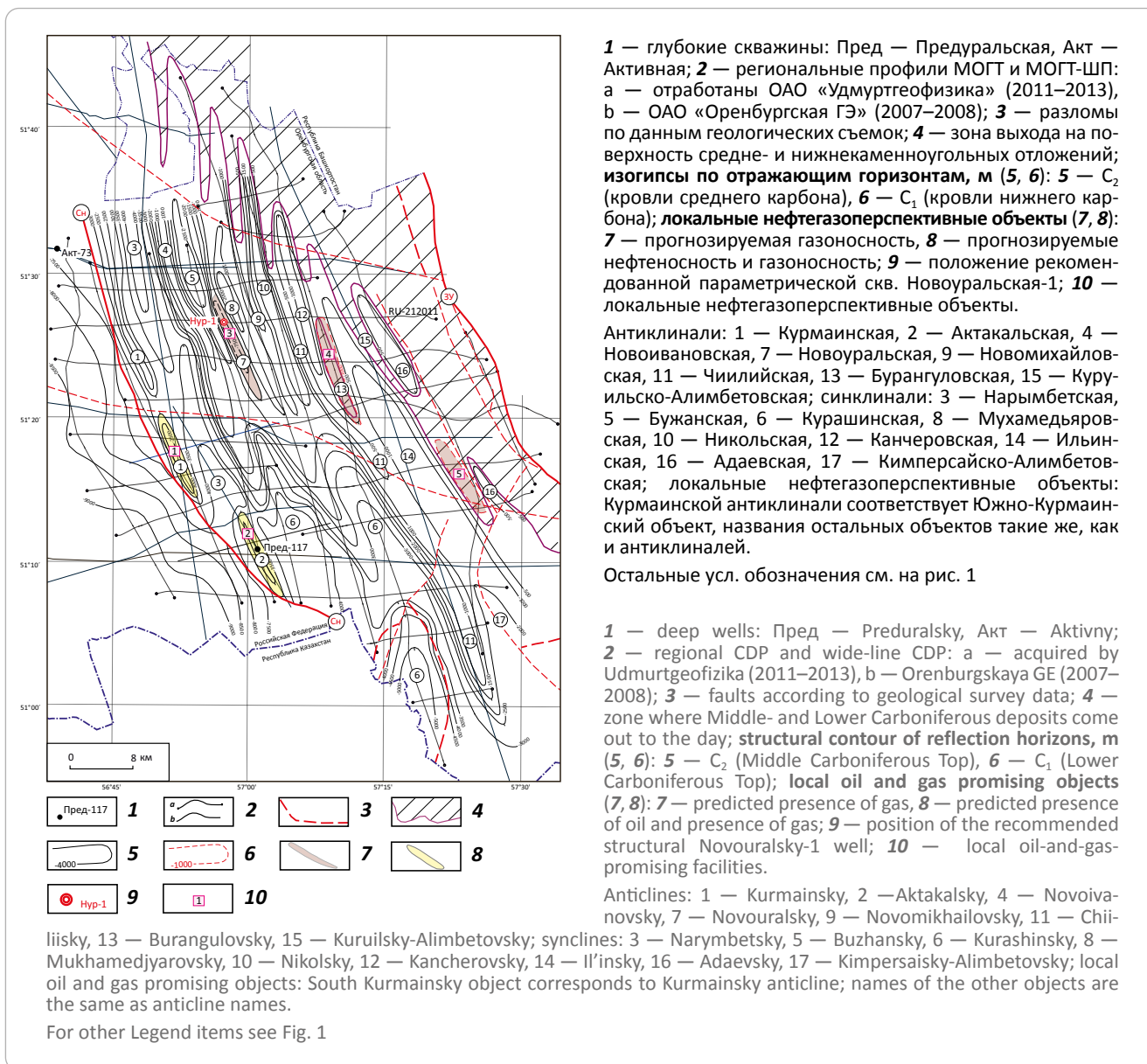
Базовые элементы геолого-геофизической модели ООО «ВолгоУралНИПИГаз» оренбургского сегмента передовых складок Урала включают:

- результаты геологической съемки;
- данные грави- и магниторазведки;
- структурно-тектоническую схему на геологической основе;
- геолого-геофизический разрез отложений ассельского яруса нижней перми скв. Предуральская-117;
- временные разрезы с откоррелированными осями синфазности отраженных волн, соответствующих отражающим горизонтам, и протрассированными разломами по всем региональным профилям МОГТ;
- псевдокаротажные разрезы ГК, НГК, ПЗ (трансформанты волнового поля) и разрезы классификации карбонатно-терригенных пород девон-раннепермского возраста по сейсморазведочным профилям ОАО «Оренбургская ГЭ»;
- разрезы сейсмических атрибутов и разрезы классификации карбонатно-терригенных пород девон-раннепермского возраста по сейсморазведочным профилям ОАО «Удмуртгеофизика»;
- структурные карты (масштаб 1:200 000) по отражающим горизонтам C₂ (кровля среднего карбона) (рис. 2) и А (кровля саранинского горизонта кунгурского яруса нижней перми), схематические структурные карты по отражающим горизонтам F(?) (поверхность кристаллического фундамента) и R–V(?) (кровля отложений рифей – венда), обобщенную схематическую структурную карту по отражающему горизонту D₁(?) (кровля нижнего девона);
- сейсмогеологические разрезы (рис. 3);
- обобщенные схематические карты (масштаб 1:200 000) мощности интервалов разреза между отражающими горизонтами F(?) и R–V(?), R–V(?) и D₁(?), D(?) и C₂, R–V(?) и А.

Отражающие горизонты C₁, C₂, C₃ и А стратиграфически привязаны по данным геологических съемок. Имеется два варианта привязки отражающего горизонта D(?) — кровля эйфельского яруса среднего девона или подошва зилаирской серии. Отражающие горизонты D₁(?) и O(?) идентифицированы только к западу от Сюренского взброснадвига, привязаны условно. В нижней части временных разрезов выделяются динамически выраженные оси синфазности (волны R–V(?) и F(?)), которые идентифицированы с поверхностью рифей-вендских отложений и кристаллического фундамента. Относительно уверенной идентификации отражающих горизонтов R–V(?) способствует то, что

Рис. 2. Структурная карта по отражающему горизонту C_2 (кровля отложений среднего карбона) оренбургского сегмента передовых складок Урала

Fig. 2. Depth map over C_2 Reflector (Middle Carboniferous Top), the Orenburg segment of the Urals frontal folds



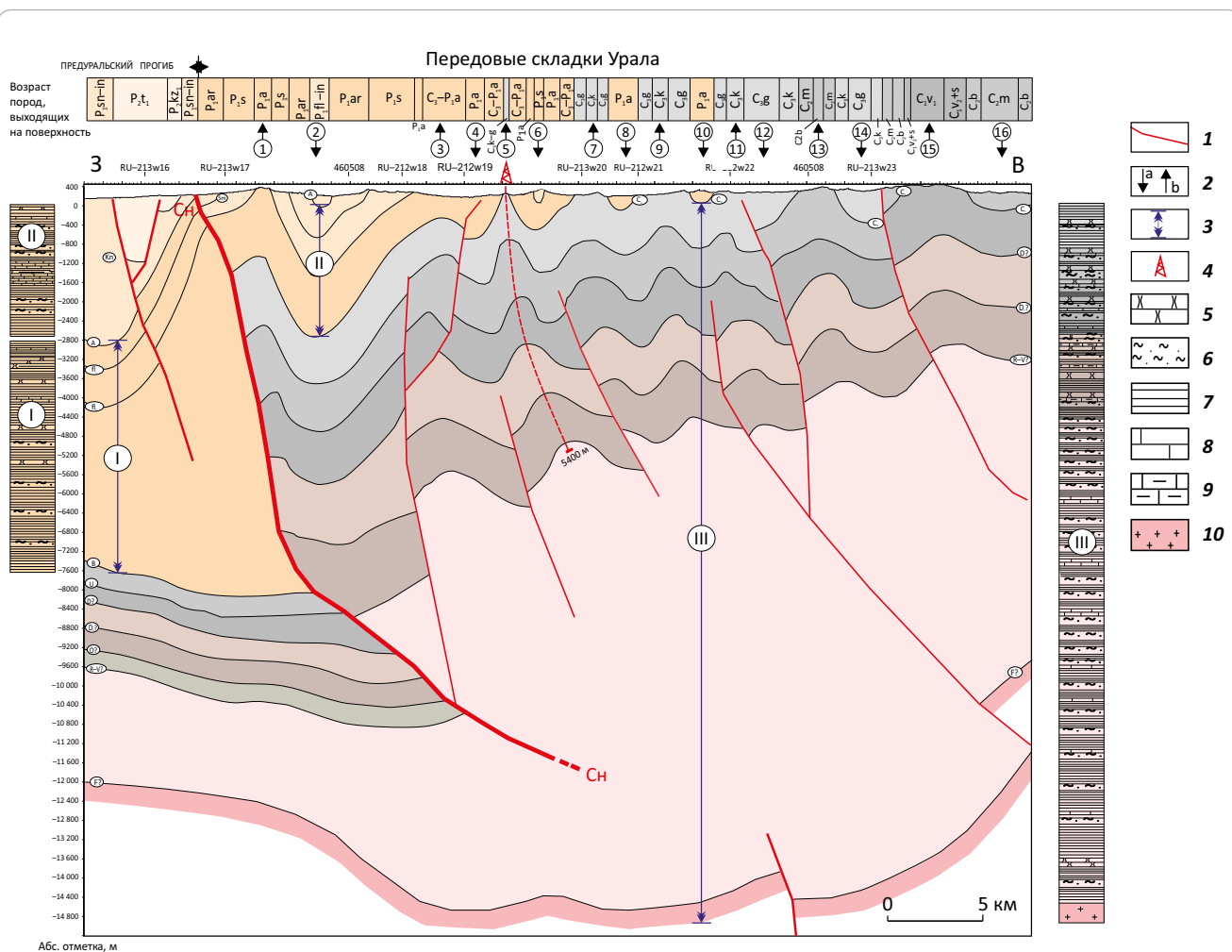
в Предуральском прогибе толще рифей-вендского возраста на временных разрезах соответствует динамически слабовыраженное волновое поле. То есть фактически волна R-V(?) привязана по сеймо-стратиграфическим критериям. Это же относится и к волне F(?). Выше и ниже относительно низкочастотного отражения с нестабильными по профилю динамическими характеристиками прослеживается два разных типа волнового поля. Таким образом, интервал разреза между отражающими горизонтами R-V(?) и D(?) может быть представлен отложениями от ордовикского до среднедевонского возраста.

Интервал разреза между отражающими горизонтами F(?) и R-V(?) (нижний сеймо-стратиграфический комплекс) идентифицирован как промежуточный структурный этаж. Сформировавшие его

отложения рифея, венда, ордовика и силура компенсируют прогиб по кровле фундамента, имеющий субмеридиональное простирание. В основном они сложены терригенными отложениями, но возможно и наличие здесь карбонатных и терригенно-карбонатных толщ. Минимальные мощности комплекса составляют 2–3 км на западном крыле прогиба. В его центральной части они возрастают до 7–10 км. Все, что находится выше отражающих горизонтов R-V(?), отнесено к осадочному комплексу. В нем выделены средний и верхний сеймо-стратиграфические комплексы. Их отражающий горизонт D(?) по сеймо-стратиграфическим данным соответствует подошве зилаирской серии.

В оренбургском сегменте передовых складок Сюренский взбросонадвиг бескорневой (см. рис. 2).

Рис. 3. Сейсмогеологический разрез по профилю RU-212011
 Fig. 3. Geoseismic section along RU-212011 Line



1 — разломы; 2 — оси синклиналей (а) и антиклиналей (b); 3 — литологические колонки; 4 — рекомендованная параметрическая скв. Новоуральская-1; 5 — песчаники; 6 — алевролиты; 7 — аргиллиты (глины); 8 — известняки; 9 — известняки глинистые; 10 — породы кристаллического фундамента.

Антиклинали: 1 — Курмаинская, 3 — Новоивановская, 5 — Новоуральская, 7 — Новомихайловская, 9 — Чиилийская, 11 — Бурангуловская, 13 — Куруильско-Алимбетовская, 15 — Тлявгуловская; синклинали: 2 — Нарымбетская, 4 — Бужанская, 6 — Мухамедьяровская, 8 — Никольская, 10 — Канчеровская, 12 — Ильинская, 14 — Адаевская, 16 — Новосамарская; **отражающие горизонты:** Кп — кровля иренского горизонта кунгурского яруса нижней перми, А — кровля саранинского горизонта кунгурского яруса нижней перми, С₃ — кровля верхнего карбона, С₂ — кровля среднего карбона, С₁ — кровля нижнего карбона, D(?) — кровля эйфельского яруса среднего девона или подошва зилаирской серии, D₁(?) — кровля нижнего девона (условно), O(?) — кровля ордовика (условно), R-V(?) — кровля рифей-вендских отложений, F(?) — поверхность кристаллического фундамента.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — faults; 2 — axes of synclines (a) and anticlines (b); 3 — lithological columns; 4 — recommended structural Novouralsky-1 well; 5 — sandstone; 6 — siltstone; 7 — claystone (clay); 8 — limestone; 9 — argillaceous limestone; 10 — rocks of crystalline Basement.

Anticlines: 1 — Kurmainsky, 3 — Novoivanovsky, 5 — Novouralsky, 7 — Novomikhailovsky, 9 — Chiilisky, 11 — Burangulovsky, 13 — Kuruilsky-Alimbetovsky; 15 — Tlyavgulovsky; synclines: 2 — Narymbetsky, 4 — Buzhansky, 6 — Mukhamedjarovsky, 8 — Nikolsky, 10 — Kancherovsky, 12 — Il'insky, 14 — Adaevsky, 16 — Novosamarsky; **reflection horizons:** Kn — Top of Lower Permian Irensky Horizon of Kungurian Fm, A — Top of Lower Permian |Saraninsky Horizon of Kungurian Fm, С₃ — Top of Upper Carboniferous, С₂ — Top of Middle Carboniferous, С₁ — Top of Lower Carboniferous, D(?) — Top of Devonian Eifelian stage or Bottom of Zalairsty series, D₁(?) — Lower Devonian Top (conditional), O(?) — Ordovician Top (conditional), R-V(?) — Riphean-Vendian Top, F(?) — surface of crystalline Basement.

For other Legend items see Fig. 1

Его сместитель, выполаживающийся с глубиной, имеет западное падение, из чего можно сделать вывод, что это взброс. Вертикальное смещение сопряженных по нему тектонических блоков достигает 4,6 км. Такая же форма взбросов и надвигов установлена по результатам сейсморазведочных работ в Пермском Приуралье и Республике Коми. Углы наклона бескорневых [1] сместителей уменьшаются с глубиной от 45° (вблизи поверхности) до 10° и менее [2].

К главному сместителю Сюренского взбросо-надвига приурочены оперяющие разломы. Часть антиклинальных является приразломной. Плоскости сместителей разломов (находятся к западу от складок) имеют восточное падение. На временных разрезах выделяются волновые картинки, свидетельствующие об их выполаживании с глубиной. Плоскости шарниров антиклинальных складок наклонены на запад.

Геологи отмечают разные типы складчатости в вышедших на поверхность отложениях нижней перми, карбона и зилаирской серии. Однако авторы статьи считают, что тип складчатости один. Но с глубиной (на время формирования складок) меняется характер деформации горных пород. Для отложений верхней перми это антиклинальные складки (взбросы), приуроченные к субвертикальным разломам. А в толще зилаирской серии плоскости разломов выполаживаются. Вертикальное смещение взбрасываемых слоев вышележащих горных пород по ним компенсировано мелкой дисгармоничной складчатостью. Особым образом эти процессы проявились и на глубинах залегания отложений карбона.

По мнению большинства специалистов, антиклинали и синклинали передовых складок сформированы за счет тангенциальных напряжений со стороны Уральского орогена. Наиболее полно это отражено в публикациях [3, 4]. Передовые складки осложнены системой взбросо-надвигов и поддвигов. Комплексы Западноуральской зоны надвинуты (шарьированы) по ним в западном направлении. С этими дислокациями связана система сопряженных антиклинальных и синклиналиных складок разного масштаба.

В передовых складках Урала генезис структур, связанных с листрическими разломами, гравитационный. Это обычные структуры гравитационного сползания слабоконсолидированных пород. Процесс сползания начался во время формирования в Предуральском прогибе кунгурского солеродного бассейна. В начале кунгурского времени глубина моря здесь примерно соответствовала высоте бортового уступа раннепермского возраста Волго-Уральской карбонатной платформы — до 1000 м. А на территории передовых складок Урала море было мелководным за счет компенсации опускания региона, обусловленного накоплением карбонатно-терригенных отложений, привносимых с северо-востока. Этот перепад высот поверхности его дна привел к началу гравитационного сползания

слабоконсолидированных отложений на запад с образованием листрических разломов и приуроченных к ним антиклинальных складок [5].

Подвижки по разломам продолжались и в посткунгурское время. Гравитационное сползание происходит и в настоящее время за счет перепада высот выходов отложений на дневную поверхность. Следствием сползания масс карбонатно-терригенных пород явилось формирование в Предуральском прогибе соляных гряд (соли кунгурского яруса нижней перми) меридионального простирания. Мульды между ними имеют асимметричное строение. Надсолевые терригенные отложения в их восточных частях надвинуты на соляные гряды.

В публикации [3] приведены результаты геомеханического моделирования по региональному сейсморазведочному профилю RU-212011 (за основу принята структурная модель ООО «Волго-УралНИПИгаз»). Они не свидетельствуют в пользу ни одной из двух гипотез формирования складок — тектонические напряжения или гравитационное сползание, поскольку надвиги не показаны в этом моделировании.

В осадочной толще передовых складок Урала выделено два нефтегазоносных комплекса: нижнедевон-франский (D₁-D_{3f}) и верхнедевон-нижнепермский (D₃-P₁). Граница между ними — подошва зилаирской серии (отражающий горизонт D(?)). Оба сложены карбонатно-терригенными отложениями и соответствуют среднему и верхнему сейсмостратиграфическому комплексу.

Верхнедевон-нижнепермский комплекс газоносный. В восточной части Предуральского прогиба он представлен флишоидами нижней перми [6]. Изучен в передовых складках Урала по результатам геологической съемки, бурения трех скважин и сейсморазведки МОГТ. Вблизи Сюренского взбросо-надвига мощность нефтегазоносного комплекса уменьшается с юга на север от 6,8 до 2,3–3,3 км, в восточном направлении — до 1,3–1,8 м. Его верхняя часть эродирована.

По особенностям волнового поля на временных разрезах и атрибутам сейсмической записи песчанность осадочной толщи убывает в регионе с северо-востока на юго-запад. На основании этих данных сделан вывод — основной поток терригенного материала поступал в регион с северо-востока.

Глубина параметрической скв. Предуральская-117 составляет 2755 м. Устье и забой скважины находятся в отложениях ассельского яруса нижней перми. Фактическая вскрытая мощность (с учетом углов наклона слоистости пород относительно оси керны) — 1555 м. По данным ГИС выделены пласты-коллекторы общей мощностью 56,5 м, из них 37,3 м — песчано-алевритовые породы и 19,2 м — известковистые. Доля коллекторов в разрезе — 6,8 %. В керне изучали коллекторские свойства пород (5 определений). Пористость трех образцов песчаника изменяется от 5,4 до 7,4 %, проницаемость —

$(0,001-0,275) \cdot 10^{-3}$ мкм². У двух образцов известняка пористость составила 6,5 и 7 %, проницаемость — $0,002 \cdot 10^{-3}$ и $0,003 \cdot 10^{-3}$ мкм². По керну признаков нефти и газа не выявлено [7, 8].

В процессе бурения скв. Предуральская-117 отмечалось разгазирование раствора в 5 интервалах. Газопоказания достигали 34 % даже при утяжелении бурового раствора до 1,9 г/см³. В интервале 1351–1352 м газопоказания достигали 11,5 % при фоновых значениях 1,5–2 %. На глубине 1359 м газопоказания увеличились до 46 %. В интервале повышенных газопоказаний по данным ГИС выделены пласты возможных коллекторов, представленные песчанистыми аргиллитами. На глубине 1579 м газопоказания составили 12,5 % при фоновых 3,8 %. По данным ГИС, пласт-коллектор находится на 3 м выше зоны газопроявления и представлен песчанистым аргиллитом. На глубине 1680 м газопоказания достигли 34 % при фоновом значении 2,7 %. Интервал 1676–1686 м сложен песчанистыми аргиллитами с прослоями гравелитов. Коллекторами являются гравелиты и аргиллиты.

Скв. Акбердинская-63 (глубина 5600 м) вскрыла рифогенные известняки нижнего – среднего девона мощностью 1466 м с вкраплениями битумов в порах и кавернах (Щекотова И.А., 1987). По трактовке авторов статьи, скв. Акбердинская-63 вскрыла карбонатный уступ девон-среднекаменноугольного возраста [9]. То есть эта часть ее разреза не характеризует разновозрастные карбонатно-терригенные отложения оренбургского сегмента передовых складок Урала. В карбонатно-терригенных отложениях серпуховского и башкирского ярусов в процессе бурения в интервале 1970–1991 м отмечалось разгазирование промывочной жидкости, уменьшение ее плотности и высокие газопоказания. Забой скв. Акбердинская-53 (глубина 4088 м) находится в отложениях верхнего карбона. Вскрыт карбонатно-терригенный разрез верхнего карбона и перми. Из интервалов 2477–2502 и 2145–2179 м при опробовании в колонне получены непромышленные притоки газа.

В Зилаирском синклинии из отложений зилаирской свиты в скв. Асташская-3 получен приток газа дебитом 10 тыс. м³/сут. В процессе бурения в интервале 1870–1874,7 м произошли выбросы промывочной жидкости и ее разгазирование. Скважина фонтанировала в течение 6 сут. В скв. Асташская-4 притоки газа получены в интервалах 1716–1670; 1656–1594; 1090–1050 м.

Отложения нижнедевон-франского нефтегазозносного комплекса в рассматриваемом регионе на поверхность не выходят и бурением не вскрыты. По данным сейсморазведки МОГТ они имеют литологический состав и условия залегания примерно такие же, как и у отложений фаменско-нижнепермского нефтегазозносного комплекса. Однако предполагается, что нижний нефтегазозносный комплекс представлен ассоциацией маломощных пластов депрессионных разностей карбонатно-терригенных пород, характерных для некомпенсированных

впадин и толщ терригенных пород, сформированных за счет сноса с востока. Депрессионные разности карбонатно-терригенных пород дофаменского возраста являются нефтегазогенерирующими [10]. Нефтегазозносные комплексы представлены сложнодеформированной толщей с первоначальным клиноформным залеганием. В северо-восточной и центральных частях региона мощность отложений составляет 2–2,5 км, в западном направлении она уменьшается до 1 км, в южном — до 1,5 км. По общегеологическим критериям прогнозируется нефтеносность нижнедевон-франского нефтегазозносного комплекса.

Шарьяжно-надвиговая модель западного склона Урала

Тектоносидиментационный элемент, расположенный к западу от Центрально-Уральского поднятия, авторы статьи обозначили нейтральным термином «Западно-Уральская зона складчатости». Однако большинство исследователей называет его «складчато-надвиговой» или «шарьяжно-надвиговой зоной Урала», предполагая наличие здесь надвигов (шарьяжей) массивов горных пород протяженностью от нескольких до десятков километров. Для башкортостанского сегмента Урала эту модель в завершеном виде сформировал М.А. Камалетдинов (1974). Для Северного Урала она разработана в 1980-х гг. и актуализирована авторами публикации [11].

Авторы публикации [12] рассматривают передовые складки Среднего Урала как структуры автохтонного и аллохтонного комплексов. Они выделяют эти структуры как новый нефтегазозносный перспективный объект. Отмечено наличие нефтегазопроявлений, установленных по результатам бурения, геологической съемки и горных работ в пределах шахтных полей. Авторы публикации [13] рассматривают складчато-надвиговую зону Урала как один из крупнейших нефтегазоперспективных объектов европейской части России. Отмечено сходство строения этой зоны с геологическими структурами надвиговых поясов Скалистых гор и Аппалачей. Эта же модель принята за основу оценки перспектив нефтегазозносности региона и авторами публикаций [3, 4]. Относительно Сакмаро-Кокпектинского разлома, выделяемого в Мугоджарах (Казахстан), мнения исследователей расходятся. Одни считают его субвертикальным — смещение сопряженных по нему тектонических блоков (в Примугоджарье) составляет около 3 км. По мнению других, Мугоджарская складчатая система надвинута на осадочные отложения Прикаспийской впадины [14]. Это так называемый сакмарский аллохтон. Некоторые российские геологи выделяют его и на территории Оренбургской области. Здесь он с запада ограничен Западно-Уральским разломом.

Согласно шарьяжно-надвиговой модели западного склона Урала основные перспективы нефтегазозносности региона связаны с пологими надвигами. Они экранируют толщи потенциально

нефтегазоперспективных отложений в автохтонном, а оперяющие их разломы формируют тектонически экранированные ловушки в аллохтонном комплексе. Тектоническая трещиноватость улучшает коллекторские свойства пород. Однако эта концепция пока является гипотезой, непосредственно не доказанной фактическими данными и не подтвержденной открытием месторождений нефти и газа в регионе. Тем не менее сегодня это основа оценки перспектив его нефтегазоносности.

Сходство башкортостанского сегмента Уральской складчатой системы с надвиговыми поясами Скалистых гор и Аппалачей отметил и автор публикации [15]. Но перспективы башкортостанского сегмента Урала на основе шарьяжно-надвиговой модели он оценил как низкие:

- в разрезе девон-нижнепермских отложений не выявлены региональные или зональные покровы;

- доля пластов с поровым типом коллектора в разрезе небольшая;

- локальные структуры (потенциальные ловушки) осложнены тектоническими нарушениями, что ставит под сомнение возможность формирования в них залежей нефти и газа;

- по результатам геохимических исследований ОВ, содержащегося в потенциально нефтематеринских породах, установлено, что главная фаза нефтегазообразования имела место до основной фазы складчатости, начавшейся на рубеже карбона и перми.

К этому добавим, что тектонические нарушения в регионе в связи с его высокой тектонической активностью, скорее всего, не являются экранирующими.

Перспективы нефтегазоносности передовых складок Урала согласно авторской модели

При интерпретации геолого-геофизических данных учитывалась не шарьяжно-надвиговая модель, а фактически был реализован «безыдейный» подход. Это относится и к интерпретации комплекса данных по региону, выполненной в 2013 г. специалистами ООО «ВолгоУралНИПИгаз». По мнению В.П. Лядского (2010) и А.С. Лисова (2012), Западно-Уральский разлом на территории Оренбургской области является малоамплитудным взбросо-надвигом, что принципиально. Восточнее разлома на дневную поверхность выходят кремнистые породы ордовика, силура и нижнего девона. В оренбургском сегменте передовых складок они залегают под отложениями, изученными в обнажениях.

Флишoids оренбургского сегмента юга Предуральского прогиба изучены бурением (вскрыты 23 скважинами) и региональными сейсморазведочными работами методом МОГТ. Вся толща флишoids является единым газомещающим резервуаром. Дебит газа при испытании скважин достигал 30–50 тыс. м³/сут (скв. Активная-71). Эта толща рассматривается как нетрадиционный резервуар газа.

Его ресурсы по категории D₂ составляют 43,8 трлн м³, приведенные запасы — 5278,1 трлн м³.

Изучение газоносных флишoids включено в «Программу освоения нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа», утвержденную ПАО «Газпром» в 2017 г. Ее реализация проводится ООО «Газпром добыча Оренбург» в порядке геолого-разведочных работ на Ирекском участке (см. рис. 1). На первом этапе (ноябрь 2017 г. – июль 2020 г.) выполнен следующий объем работ: сейсморазведка МОГТ — 1200 км, гравиразведка — 2000 км², газогеохимическая съемка — 300 км. Закартирован бортовой уступ девон-раннепермского возраста. К нему приурочен крупный карбонатный массив высотой 600 м — Ирекская структура. Разработана «Программа геологического изучения газоносности нижнепермских флишoids в порядке проведения геолого-разведочных работ на участке недр Ирекский». Она включает бурение трех поисково-оценочных скважин глубиной 4000 м, сейсморазведку МОГТ-3D и тематические работы. Программа будет выполняться в 2021–2032 гг. Результаты изучения флишoids Предуральского прогиба прямо и непосредственно характеризуют и карбонатно-терригенные отложения передовых складок Урала.

Передовые складки Урала в контексте их потенциальной нефтегазоносности в целом нужно рассматривать как пликвативные структуры, осложненные тектоническими нарушениями. С практической точки зрения ближайшим аналогом передовых складок Урала являются адырные зоны Ферганской долины. Там в пределах небольших вытянутых антиклинальных складок установлена нефтегазоносность отложений в интервале от поздней перми до неогена. Залежи нефти и газа в основном сводового типа, тектонически экранированные, реже — стратиграфически и литологически экранированные. С 1920-х гг. антиклинали были закартированы по результатам геологической съемки, изучены структурным бурением, а также опробованы глубокими скважинами. Выявленные месторождения разведаны и к концу XX в. почти выработаны.

К важной детали модели авторы статьи также относят принципиальный элемент: девон-нижнепермские карбонатно-терригенные отложения являются нетрадиционным резервуаром нефти и газа. Это касается не только оренбургского сегмента передовых складок. Такой подход в обозримом будущем гарантированно станет основой изучения перспектив нефтегазоносности всей области их развития в Западно-Уральской зоне складчатости (на всем ее протяжении), Предуральском прогибе и на востоке Прикаспийской впадины. Увеличение добычи нефти и газа из нетрадиционных резервуаров является мировым трендом, обусловленным объективными причинами. Не исключено и открытие в регионе залежей нефти и газа, приуроченных к традиционным коллекторам.

По результатам геологической съемки и сейсморазведки МОГТ в девон-нижнепермских от-

ложениях выявлено пять локальных нефтегазо-перспективных объектов: Южно-Курмаинский, Актакальский, Новоуральский, Бурангуловский и Куруильско-Алимбетовский. Все они являются антиклинальными складками. Оконтурыны изолиниями по отражающим горизонтам C_1 и C_2 .

В качестве примера приведем характеристики Новоуральского объекта, приуроченного к южной части Новоуральской антиклинали. По отражающему горизонту C_2 объект оконтурен изогипсой –900 м. Высота ловушки – 200 м, ширина – 1200 м, длина – 14,2 км, площадь – 13,6 км². Мощность экранированной толщи позднедевон-среднекаменноугольного возраста составляет 2000 м. Кровля дофаменских отложений девона в пределах ловушки залегает на отметках –2800 м. Отметки отражающих горизонтов R–V(?) достигают –4800 м. Экранировано 2000 м дофаменской осадочной толщи.

Ресурсы нефти и газа выявленных локальных объектов отнесены к категории D_1 . По оптимистическому варианту подсчета они составили: Южно-Курмаинский – 120,4 млрд м³ газа, Актакальский – 212,5 млрд м³ газа, Новоуральский – 42,3 млрд м³ газа и 184,2/27,6 млн т нефти (геологические/извлекаемые), Бурангуловский – 16,5 млрд м³ газа и 340,4/51,1 млн т нефти, Куруильско-Алимбетовский – 4,1 млрд м³ газа и 144,1/21,6 млн т нефти. Суммарные ресурсы газа локальных объектов составили 395,8 млрд м³. Суммарные ресурсы нефти – 668,8/100,3 млн т (геологические/извлекаемые). Пессимистическая оценка ресурсов нефти и газа составляет 62,5 % оптимистической (Попова Л.М., Тюрин А.М., 2013).

Вопрос об источниках УВ, которые потенциально могли сформировать прогнозируемые в регионе месторождения нефти и газа, нуждается в специальном рассмотрении. Приведем только ключевую информацию.

1. Карбонатно-терригенные отложения верхнедевон-нижнепермского нефтегазоносного комплекса изучены в обнажениях в передовых складках Урала и на сопредельных территориях. В них присутствуют потенциально нефтематеринские битуминозные горючие сланцы киинской свиты ($D_3^{fm-C_1t}$), черные кремнистые сланцы куруильской (C_{1t_2kr}) и иткуловской (C_{1vit}) свит, а также обогащенные $C_{опг}$ глинистые сланцы янгантауской свиты (P_{1ag}). По результатам анализа образцов горных пород, характеризующих отложения нефтегазоносного комплекса, по технологии Rock-Eval он имеет низкий нефтематеринский потенциал. Но, учитывая большую мощность нефтегазоносного комплекса, объем генерации нефти и газа в нем может быть значительным.

2. Карбонатно-терригенные отложения нижнедевон-франского нефтегазоносного комплекса изучены только в обнажениях на сопредельной территории Казахстана. В оренбургском сегменте передовых складок Урала прогнозируется развитие

потенциально нефтематеринских битуминозных сланцев и известняков егендинской свиты (D_{2-3}).

3. В 2017–2018 гг. по технологии Rock-Eval получена ключевая информация, меняющая представление о перспективах нефтегазоносности рассматриваемого региона. Глинисто-карбонатные породы силура (S_{1l}) участка Центрально-Уральского поднятия, сопредельного с передовыми складками Урала, отнесены к классу «превосходные нефтематеринские породы» [16] и генерируют газ. В передовых складках Урала под карбонатно-терригенными отложениями среднедевон-раннепермского возраста авторы статьи прогнозируют мощную толщу депрессионных отложений силура и нижнего девона с пластами нефтематеринских пород. Они попадают в интервал разреза между отражающими горизонтами R–V(?) и D(?), который предположительно сложен отложениями от ордовикского до среднедевонского возраста. Вблизи Сюренского взбросонадвиг нефтематеринские отложения залегают на глубине более 5 км. Здесь они генерируют нефть.

Таким образом, оренбургский сегмент передовых складок Урала по параметру «нефтематеринские породы региона» является высокоперспективным на открытие месторождений нефти в нижнедевон-франском нефтегазоносном комплексе и газа – в верхнедевон-нижнепермском. Возможно, продуктивной будет вся их толща.

Выводы и рекомендации

По результатам региональной сейсморазведки МОГТ при опоре на данные геологических съемок и бурения в Оренбургской области обосновано новое направление работ на нефть и газ – карбонатно-терригенные отложения девон-раннепермского возраста передовых складок Урала. Оно базируется на научном прогнозе: рассматриваемые отложения являются нетрадиционным резервуаром нефти и газа. В последние 10 лет в мире разработаны и совершенствуются технологии добычи нефти и газа из нетрадиционных резервуаров. Развиваются они и в России. Новое направление работ на нефть и газ соответствует мировому тренду.

Это направление работ рекомендуется развивать в рамках государственных программ. Первоочередным является бурение параметрической скв. Новоуральская-1. Точка ее заложения рекомендована на Новоуральском перспективном объекте (см. рис. 3). Глубина скважины 5400 м. Ее наклонный ствол соответствует геометрии плоскости шарнира Новоуральской антиклинали. При бурении скважины необходимо опробовать новые технологии проходки отложений, позволяющие получать промышленные притоки газа из коллекторов со сложным строением порового пространства. Бурение скважины также поможет решить задачу опоскования Новоуральского перспективного объекта. Постановка параметрического бурения в оренбургском сегменте передовых складок Урала нуждается в дополнительном обосновании.

Литература

1. Назаров А.Ю., Пятунина Е.В., Путилов И.С., Соловьев С.И., Сулима А.И., Козлов С.В. Результаты геологического изучения недр Курьино-Патраковского участка на юге республики Коми // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 6. – С. 4–11. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-6-4-11.
2. Александрова Т.В., Яковлев Ю.А., Шибанова А.М., Макарова С.В. Вероятностная оценка нефтегазового потенциала перспективных территорий складчато-надвиговой зоны Среднего Урала // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – Т. 25. – № 2. DOI: 10.29222/tpng.2078-5712.2019-25.art6.
3. Керимов В.Ю., Кузнецов Н.Б., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Бондарев А.В., Нефедова А.С. Условия формирования скоплений углеводородов во взбросо-надвиговых структурах восточного борта Предуральского прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – С. 36–41. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-36-41.
4. Кузнецов Н.Б., Керимов В.Ю., Осипов А.В., Бондарев А.В., Монакова А.С. Эволюция, геодинамика поднадвиговых зон Предуральского краевого прогиба и геомеханическое моделирование формирования скоплений углеводородов // Геотектоника. – 2018. – № 3. – С. 3–20. DOI: 10.7868/S0016853X18030013.
5. Тюрин А.М. Предуральский краевой предгорный прогиб или Предуральская некомпенсированная впадина? // Региональные проблемы геологии, географии, техносферной и экологической безопасности. – 2020. – С. 401–407.
6. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Дроздов В.В. Верхнедевон-нижнепермский карбонатно-терригенный нефтегазоносный комплекс юга Предуральского прогиба, востока Прикаспийской впадины и зоны передовых складок Урала // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2014. – № 79. – С. 3–4.
7. Силагина Т.В., Дроздов В.В., Тюрин А.М., Политыкина М.А. Литология и коллекторские свойства отложений ассельского яруса нижней перми зоны передовых складок Южного Урала по результатам бурения параметрической скв. 117 Предуральской // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2012. – № 72. – С. 12–19.
8. Тюрин А.М. Сейсмогеологическая модель Актакальской площади // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2012. – № 72. – С. 6–12.
9. Тюрин А.М. Элементы сейсмогеологической модели карбонатного массива девон-нижнекаменноугольного возраста на Акбердинской площади // Новые направления работ на нефть и газ, инновационные технологии разработки их месторождений, перспективы добычи нетрадиционного углеводородного сырья. – Оренбург : ВолгоУралНИПИгаз, 2019. – С. 141–144.
10. Тюрин А.М. Оренбуржье: проблемы в изученности генезиса углеводородов, их миграции и формирования месторождений // Генезис, миграция и формирование месторождений углеводородного сырья в контексте их поиска, разведки и разработки. – Оренбург : ВолгоУралНИПИгаз, 2018. – С. 176–180.
11. Соборнов К.О., Данилов В.Н., Приймак П.И., Никонов Н.И. Складчато-надвиговой пояс Приполярного Урала: актуализированная геологическая модель и перспективы крупных открытий // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 66–76.
12. Сиротенко О.И., Сиротенко Л.В., Дурникин В.И., Воеводкин В.Л. Передовые складки Урала — новый нефтегазоносный перспективный объект // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 3–4. – С. 22–34.
13. Александрова Т.В., Шибанова А.М., Жарков А.М. Складчато-надвиговая зона Урала как один из крупнейших нефтегазоперспективных объектов европейской части России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 4. – С. 6.
14. Бойко Я.И., Коробков В.Ф. Критерии формирования глубинной нефти в Сакмарской поднадвиговой зоне Казахского Урала // Уральский геологический журнал. – 2018. – Т. 124. – № 4. – С. 19–30.
15. Лозин Е.В. Газонефтеперспективность башкирского (Южного) Урала в сопоставлении с нефтегазоносностью бассейнов Аппалачей и Скалистых гор Северной Америки // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 2. – С. 8–12. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-2-8-12.
16. Монакова А.С., Осипов А.В., Бондарев А.В., Минлигалиева Л.И. Геохимическая характеристика нефтематеринских пород силурийского возраста южного сегмента Предуральского прогиба (г. Кувандык) // Новые идеи в науках о Земле : мат-лы XIV Международной науч.-практ. конф. – М. : МГРИ, 2019. – С. 69–70.

References

1. Nazarov A.Yu., Pyatunina E.V., Putilov I.S., Solov'ev S.I., Sulima A.I., Kozlov S.V. Results of the geological study of the Kurino-Patrankovsky site subsoil assets in the south of the Komi republic. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2018;(6):4–11. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-6-4-11. In Russ.
2. Aleksandrova T.V., Yakovlev Yu.A., Shibanova A.M., Makarova S.V. Probabilistic assessment of the oil and gas potential of promising areas of the fold-thrust zone of the Middle Urals. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2019;25(2). DOI: 10.29222/tpng.2078-5712.2019-25.art6. In Russ.
3. Kerimov V.Yu., Kuznetsov N.B., Mustaev R.N., Osipov A.V., Bondarev A.V., Nefedova A.S. Conditions for hydrocarbon deposits' formation in the uplift-thrust structures of the eastern side of the Pre-Ural fore deep. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2017;(7):36–41. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-36-41. In Russ.
4. Kuznetsov N.B., Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Bondarev A.V., Monakova A.S. Geodynamics of the ural foredeep and geomechanical modeling of the origin of hydrocarbon accumulations. *Geotectonics*. 2018;52(3):297–311. DOI: 10.7868/S0016853X18030013. In Russ.
5. Tyurin A.M. Predural'skii kraevoi predgornyi progib ili Predural'skaya nekompensirovannaya vpadina? [Urals Piedmont Foreland or uncompensated Urals Depression?]. *Regional'nye problemy geologii, geografii, tekhnosfernoi i ekologicheskoi bezopasnosti*. 2020;401–407. In Russ.
6. Politykina M.A., Tyurin A.M., Drozdov V.V. Verkhnedevonsko-nizhnepermskii karbonatno-terrigennyi neftegazonosnyi kompleks yuga Predural'skogo progiba, vostoka Prikaspiiskoi vpadiny i zony peredovykh skladok Urala [Upper Devonian-Lower Permian carbonate-terrigenuous play in the south of the Urals Trough, east of the Caspian Depression, and zone of Urals frontal folds]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2014;(79):3–4. In Russ.
7. Silagina T.V., Drozdov V.V., Tyurin A.M., Politykina M.A. Litologiya i kollektorskie svoystva otlozhenii assel'skogo yarusa nizhnei permi zony peredovykh skladok Yuzhnogo Urala po rezul'tatam bureniya parametricheskoi skv. 117 Predural'skoi [Lower Permian Asselian deposits in the zone of Urals frontal folds: lithology and reservoir properties on the result of stratigraphic Preduralsky 117 well drilling]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2012;(72):12–19. In Russ.

8. Tyurin A.M. Seismogeologicheskaya model' Aktakal'skoi ploshchadi [Geoseismic model of the Aktalsky area]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2012;(72):6–12. In Russ.
9. Tyurin A.M. Elementy seismogeologicheskoi modeli karbonatnogo massiva devonsko-nizhnekamennougol'nogo vozrasta na Akberdinskoi ploshchadi [Devonian-Lower Carboniferous carbonate massif in Akberdinsky area: elements of geoseismic model]. In: *Novye napravleniya rabot na neft' i gaz, innovatsionnye tekhnologii razrabotki ikh mestorozhdenii, perspektivy dobychi netraditsionnogo uglevodorodnogo syr'ya*. Orenburg: VolgoUralNIPigaz; 2019. pp. 141–144. In Russ.
10. Tyurin A.M. Orenburzh'e: problemy v izuchennosti genezisa uglevodorodov, ikh migratsii i formirovaniya mestorozhdenii [Problems of exploration maturity: hydrocarbon genesis, migration, and field formation in Orenburg Region]. In: *Genezis, migratsiya i formirovanie mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ya v kontekste ikh poiska, razvedki i razrabotki*. Orenburg: VolgoUralNIPigaz; 2018. pp. 176–180. In Russ.
11. Sobornov K.O., Danilov V.N., Priimak P.I., Nikonov N.I. Fold-thrust belt in the Polar Urals foreland: updated structural model and prospects of significant discoveries. *Geologiya nefti i gaza*. 2016;(3):66–76. In Russ.
12. Sirotenko O.I., Sirotenko L.V., Durnikin V.I., Voevodkin V.L. Peredovye skladki Urala — novyi neftegazonosnyi perspektivnyi ob"ekt [Urals frontal folds — new oil and gas exploration target]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2005;(3–4): 22–34. In Russ.
13. Aleksandrova T.V., Shibanova A.M., Zharkov A.M. Urals fold-thrust area — as one of the largest petroleum objects of european Russia. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2014;9(4):6. In Russ.
14. Boiko Ya.I., Korobkov V.F. The criteria of formation deep oil in Sakmar sub-overthrust zone of the Kazakh Ural. *Ural'skii geologicheskii zhurnal*. 2018;124(4):19–30. In Russ.
15. Lozin E.V. Oil and gas perspectives of Bashkir (Southern) Urals in comparison with Appalachians and Rocky Mountains in North America. *Neftyanoe khozaystvo*. 2019;(2):8–12. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-2-8-12. In Russ.
16. Monakova A.S., Osipov A.V., Bondarev A.V., Minligalieva L.I. Geokhimicheskaya kharakteristika neftematerinskikh porod siluriiskogo vozrasta yuzhnogo segmenta Predural'skogo progiba (g. Kuvandyk) [Geochemical characteristics of Silurian oil source rocks in the southern segment of the Urals Trough (Kuvandyk)]. In: *Novye idei v naukakh o Zemle: materialy XIV Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii*. Moscow: MGRI; 2019. pp. 69–70. In Russ.

Информация об авторах

Политыкина Марта Андреевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент,
заведующая отделом
ООО «ВолгоУралНИПИгаз»,
460000 Оренбург, ул. Пушкинская, д. 20
e-mail: MPolitikina@vunipigaz.ru
ORCID ID: 0000-0003-2830-9619

Тюрин Анатолий Матвеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент,
заведующий лабораторией
ФГБОУ «Оренбургский государственный университет»,
460000 Оренбург, пр-т Победы, д. 13
e-mail: amturin1952@bk.ru
ORCID ID: 0000-0003-4550-2680

Макаров Сергей Евгеньевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник отдела
ООО «Газпромнефть-Оренбург»,
460006 Оренбургская область, ул. Краснознаменная, д. 56
e-mail: makarov.se@gazprom-neft.ru
ORCID ID: 0000-0002-3018-6614

Петрищев Вадим Павлович

Доктор географических наук, доцент
ФГБОУ «Оренбургский государственный университет»,
460000 Оренбург, пр-т. Победы, д. 13
e-mail: wadpetr@mail.ru
SCOPUS ID: 55949961300
ResearcherID: L-8404-2015
ORCID ID: 0000-0002-7711-8141

Information about authors

Marta A. Politykina

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor,
Head of Department
VolgoUralNIPigaz,
20, ul. Pushkinskaya, Orenburg, 460000, Russia
e-mail: MPolitikina@vunipigaz.ru
ORCID ID: 0000-0003-2830-9619

Anatolii M. Tyurin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor,
Head of laboratory
Orenburg State University,
13, pr-t Pobedy, Orenburg, 460000, Russia
e-mail: amturin1952@bk.ru
ORCID ID: 0000-0003-4550-2680

Sergei E. Makarov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of department
Gazprom Neft-Orenburg,
56, ul. Krasnoznamennaya, Orenburg region, 460006, Russia
e-mail: makarov.se@gazprom-neft.ru
ORCID ID: 0000-0002-3018-6614

Vadim P. Petrishchev

Doctor of Geographic Sciences, Associate Professor
Orenburg State University,
13, pr. Pobedy, Orenburg, 460000, Russia
e-mail: wadpetr@mail.ru
SCOPUS ID 55949961300
ResearcherID L-8404-2015
ORCID ID: 0000-0002-7711-8141

Панкратьев Петр Владимирович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор
ФГБОУ «Оренбургский государственный университет»,
460000 Оренбург, пр-т Победы, д. 13
e-mail: pankratev34@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-4516-3386

Багманова Светлана Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент,
заместитель заведующего отделом
ООО «ВолгоУралНИПИгаз»,
460000 Оренбург, ул. Пушкинская, д. 20
e-mail: Sbagmanova@vunipigaz.ru
ORCID ID: 0000-0001-9416-4978

Petr V. Pankrat'ev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor
Orenburg State University,
13, pr. Pobedy, Orenburg, 460000, Russia
e-mail: pankratev34@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-4516-3386

Svetlana V. Bagmanova

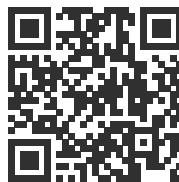
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor,
Deputy Head of Department
VolgoUralNIPigaz,
20, ul. Pushkinskaya, Orenburg, 460000, Russia
e-mail: Sbagmanova@vunipigaz.ru
ORCID ID: 0000-0001-9416-4978

Организатор:

VOSTOCK CAPITAL



ДАУНСТРИМ РОССИЯ 2022



8-я ежегодная конференция
и технические визиты
2-3 марта 2022

Партнер технического визита 2021:



Генеральный спонсор 2021:



Золотые спонсоры 2021:



Бронзовый спонсор 2021:



Среди участников и докладчиков 2021:



Игорь Зуга,
Генеральный директор,
ОНХП



Алексей Ульяновский,
Заместитель технического директора,
Афипский НПЗ



Алексей Мыльцын,
Первый заместитель директора -
технический директор,
Ферганский НПЗ



Наталья Лейченко,
Начальник главного управления
производства и сбыта нефтепродуктов,
Белнефтехим



Андрей Бачурин,
Заместитель начальника
технического отдела,
Астраханский ГПЗ филиала
Газпром переработка



Сергей Литунув,
Главный инженер,
РН-Морской терминал Туапсе

- **Технический визит на нефтеперерабатывающие и нефтехимические предприятия:**
Делегаты познакомятся с результатами модернизации предприятий и узнают о планах на дальнейшее развитие и расширение производственных мощностей.
- **Стратегии повышения эффективности действующих производств:** Эффективное управление предприятием, обслуживание и продление срока эксплуатации, повышение энергоэффективности, автоматизация производства, повышение качества конечных продуктов, импортозамещение и многое другое.
- **Практические примеры эффективной реализации проектов строительства и модернизации:**
планирование, проектирование, выбор подрядчиков и лицензиара, поставщиков оборудования и услуг, реализация в соответствии со сметой и графиком, риски на этапе проектирования и реализации.
- **Технологии в действии!** Технологические презентации и эксклюзивная выставка инновационных технологий, оборудования, услуг для нефтегазового комплекса. Технологии переработки, углубление переработки нефтяного сырья, повышение качества нефтепродуктов. Локализация и адаптация зарубежных технологий и проектной документации.
- **Беспрецедентные возможности делового общения в официальной и неформальной обстановке!** Гала-ужин, специализированная выставка, перерывы на кофе-брейки, тим-билдинг во время технических визитов. Уникальная возможность неформального общения с теми, от кого напрямую зависит судьба отрасли нефтегазопереработки и нефтегазохимии в России!

Подробнее:

www.oilandgasrefining.ru
events@vostockcapital.com

+7 (495) 109 9 509

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 550.8.05

DOI 10.31087/0016-7894-2021-6-73-82

Прогнозирование фациальной изменчивости прибрежно-континентальных отложений на примере пластов Ю₂₋₄ малышевской свиты

© 2021 г. | К.Ю. Чучалина, Г.В. Казанцев, Д.А. Зундэ

ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия; kristina.chuchalina@novatek.ru; gleb.kazantsev@novatek.ru; dmitrii.zunde@novatek.ru

Поступила 24.03.2021 г.

Доработана 07.04.2021 г.

Принята к печати 30.07.2021 г.

Ключевые слова: *прибрежно-континентальные отложения; фация; керн; псевдопесчанность; сейсмофациальный анализ; комплексная интерпретация; количественная оценка; граничные значения.*

Аннотация: На начальном этапе разработки месторождения крайне важным является всесторонний анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации. Особое внимание уделяют комплексированию скважинных данных и материалов 3D-сейсморазведки, что позволяет выполнить прогноз распространения фаций в межскважинном пространстве и определить интервалы коллекторов с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Для получения качественного пространственного прогноза по сейсмическим данным необходима работа с амплитудным кубом путем его преобразования, например в кубы акустического импеданса, упругих параметров среды или псевдопесчанности, а также анализ срезов различных сейсмических атрибутов в исследуемом интервале. Атрибутный анализ предполагает не только качественную, но и количественную оценку кинематических и динамических параметров сейсмической записи, что позволяет более детально провести районирование территории. В настоящее время данные 3D-сейсморазведки являются основной информацией при построении трехмерных геологических моделей месторождения. Исследования авторов статьи направлены на изучение возможностей сейсморазведки при анализе пространственной изменчивости фаций совместно с интерпретацией скважинных данных, применение сейсмического инверсионного куба для построения концептуальной геологической модели, а также на разработку подхода комплексной интерпретации данных 2D и 3D-сейсморазведки. В статье показано комплексирование геолого-геофизической информации для построения сейсмофациальной модели пластов Ю₂₋₄ на примере одного из нефтегазоконденсатных месторождений. Оно расположено на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в северной части Гыданского полуострова и частично в акватории Обской губы. Изучаемая территория является малоизученной: здесь пробурено четыре глубоких скважины и только из двух скважин отобран керн.

Для цитирования: Чучалина К.Ю., Казанцев Г.В., Зундэ Д.А. Прогнозирование фациальной изменчивости прибрежно-континентальных отложений на примере пластов Ю₂₋₄ малышевской свиты // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 73–82. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-73-82.

Prediction of continental facies distribution by the example of J₂₋₄ Jurassic reservoir (Malyshevsky Formation, West Siberian basin)

© 2021 | K.Yu. Chuchalina, G.V. Kazancev, D.A. Zunde

NOVATEK STC, Tyumen, Russia; kristina.chuchalina@novatek.ru; gleb.kazantsev@novatek.ru; dmitrii.zunde@novatek.ru

Received 24.03.2021

Revised 07.04.2021

Accepted for publication 30.07.2021

Key words: *continental sediments; facies; core; pseudo-sandiness; seismic facies analysis; integrated interpretation; quantitative estimation; cutoff values.*

Abstract: In the initial stage of a field development, the comprehensive analysis of all the available geological and geophysical data is of critical importance. Particular attention should be paid to well and 3D seismic data integration, which allows predicting facies distribution in the space between the wells and determining reservoir intervals having the best reservoir properties. In order to obtain a high-quality spatial forecast from seismic data, the proper handling of amplitude cube is required, for example, conversion into cubes of acoustic impedance, elastic parameters or pseudo-sandiness, as well as analysis of slices of various seismic attributes in the target interval. Attribute analysis includes not only qualitative, but also quantitative estimation of seismic record kinematic and dynamic parameters, which allows more detailed zoning of the territory. Today, 3D seismic data are the key information for building 3D field geological models. The authors' research aims to: explore the possibilities of seismic exploration in analysing spatial facies variability together with well data interpretation; use of seismic inversion cube to construct a conceptual geological model; and develop an approach to integrated interpretation of 2D and 3D seismic data. The paper presents an example of geological and geophysical data integration with the purpose to create seismic facies model of J₂₋₄ reservoirs in one of the oil and gas condensate fields. The field is situated in the Yamal-Nenets Autonomous Okrug — in the northern part of the Gydan Peninsula and partially in the waters of the Ob Bay. Exploration maturity of the study area is low — four deep wells are drilled here, and only two of them are cored.

For citation: Chuchalina K.Yu., Kazancev G.V., Zunde D.A. Prediction of continental facies distribution by the example of J_{2-4} Jurassic reservoir (Malyshevsky Formation, West Siberian basin). *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(6):73–82. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-73-82. In Russ.

Седиментология пластов Ю₂₋₄

Отложения малышевской свиты представляют собой единую толщу пластов Ю₂₋₄, залегающую с размывом на подстилающих морских аргиллитах леонтьевской свиты [1]. Батские отложения формировались в условиях постепенной, но неравномерной трансгрессии. Происходило сокращение площади и числа внутренних выступов денудационной суши. Выравнивание рельефа привело к появлению в пределах низменных аккумулятивных равнин аллювиальных систем меандрирующего типа.

По данным анализа керна, скважинами были вскрыты осадки мелководно-морского комплекса, перекрывающие зону развития отложений прибрежно-континентального генезиса [2]. Образец, отобранный из скв. 2Р, представляет собой светло-серый мелкозернистый алевритистый, глинистый с субгоризонтальной, пологоволнистой, мелкой косой и косоволнистой слоистостью песчаник, что подтверждает его формирование в пределах русел со смешанным влиянием аллювиальных и приливно-отливных течений (рис. 1). О мелководно-морском генезисе отложений пласта также свидетельствует наличие осадков глинисто-алевритового состава и проявления в них мелкокомасштабных осадочных текстур течения (нет течениявых структур), присутствие в глинистых алевролитах многочисленных песчаных слоев, линз и прослоев, а также следов конседиментационных деформаций.

В юго-восточной части района исследования на этом же стратиграфическом уровне пласта скв. 3Р были вскрыты отложения прибрежно-континентального комплекса. Песчаники характеризуются интенсивной биотурбационной переработкой с полным разрушением первичных осадочных текстур, отмечаются скопления крупного углесто-детрита, а также встречаются мелкие обломки углефицированной древесины. Такие признаки свидетельствуют о формировании осадков в пределах пляжевой зоны, расположенной вблизи дельты. По всей видимости, береговая пляжевая зона развивалась в краевых частях дельтовой береговой зоны, где осадки испытывали более высокую степень переработки волновыми процессами.

Выделение фаций в интервалах, где отсутствовал керновый материал, основано на определении типовых форм каротажных кривых гамма-каротажа, каротажа потенциала самопроизвольной поляризации и индукционного каротажа, которые были сопоставлены с ассоциациями фаций, выделенных по керну.

Наличие на одном стратиграфическом уровне разных по генезису типов отложений, соответствен-

но имеющих разные фильтрационно-емкостные свойства, усложняет прогноз внутреннего строения геологических объектов, а также оценку запасов по площади месторождения. Таким образом, необходимо сформировать различные подходы для изучения данных областей и определить оптимальную схему разработки отдельно для каждой обстановки осадконакопления.

Сейсмофациальный анализ

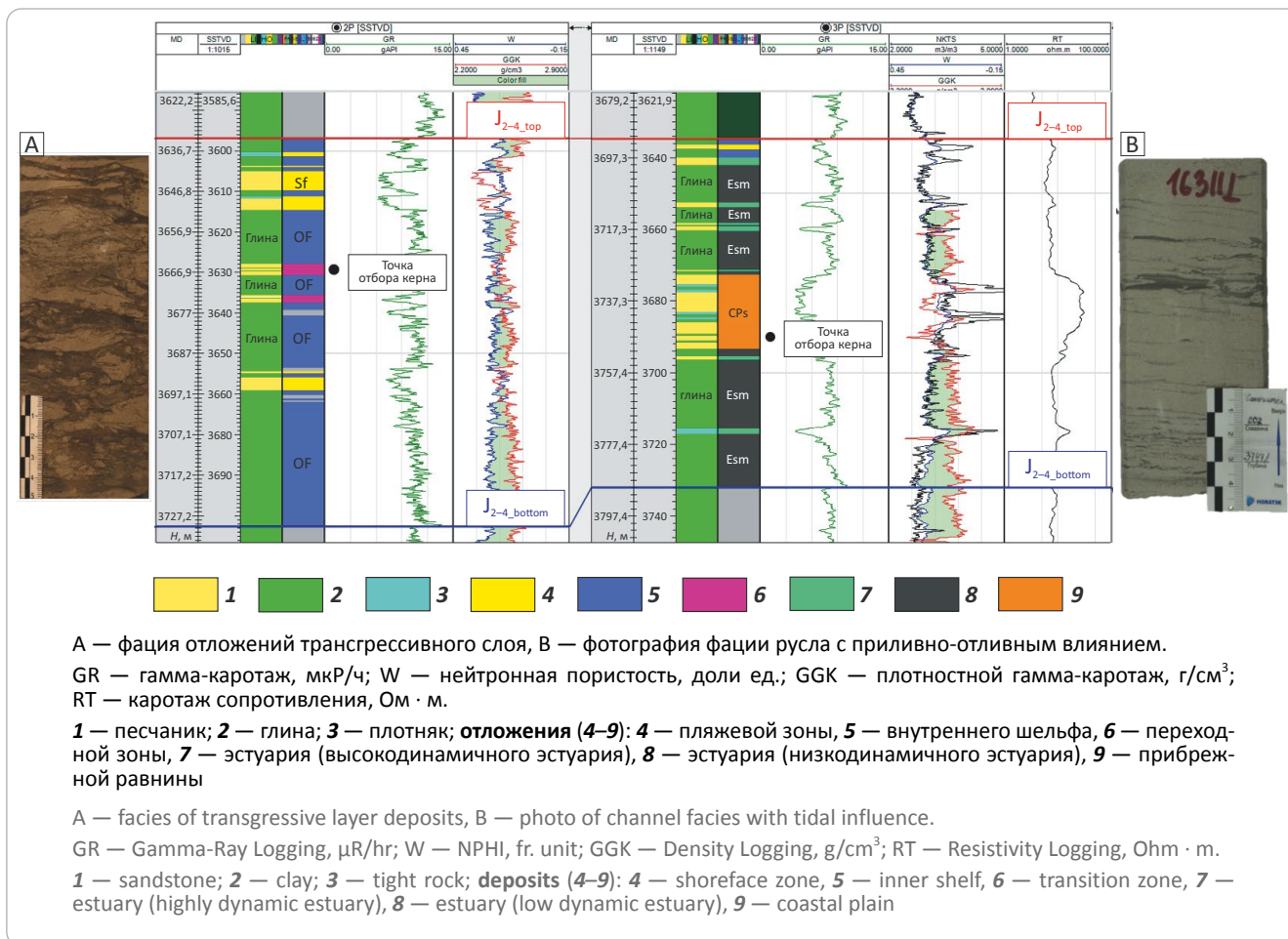
Для прогноза площадного распространения обстановок осадконакопления в интервале пластов Ю₂₋₄ был выполнен сейсмофациальный анализ.

Для определения объемного распространения фаций проведен атрибутивный анализ, который представляет собой изучение динамических характеристик сейсмического поля и его производных, а также преобразование сейсмических данных в количественное описание свойств пород — сейсмическая инверсия [3]. Для прогноза фаций, выделенных по данным керна и ГИС, в межскважинном пространстве по результатам детерминистической синхронной инверсии выполнен расчет куба псевдопесчанности. Существует методика расчета куба прогнозной песчанности (NTG — Net-to-Gross ratio) по данным результатов инверсии с использованием кубов упругих параметров P - и S -импедансов. На основе кроссплота по параметрам P - и S -импедансов определяются тренды для чистых глин и водонасыщенных песчаников для вычисления доли песчанистого материала.

Карты средних значений песчанности в интервале пластов, полученные в результате интерпретации прогнозного куба NTG, дают представление о зонах распространения песчаника [4]. Использование данной информации позволяет подтвердить или опровергнуть концепцию осадконакопления не только на качественном, но и на количественном уровне.

Таким образом, исходными данными для интерпретации особенностей сейсмической записи являются амплитудный куб и прогнозные кубы NTG. Необходимо отметить, что исходный сейсмический куб NTG характеризуется диапазоном значений, который является нерепрезентативным для значений коэффициента песчанности. Использование прогнозного куба для качественной и количественной оценки коллекторских свойств продуктивных объектов подразумевает нормирование значений в диапазоне от 0 до 1. По шкале NTG значения, стремящиеся к 1, относятся к песчаникам, а близкие к 0 — к отложениям глинистых пород. В статье рассмотрен подход определения корректных значений песчанности с использованием результатов интерпретации скважинных данных и извлеченной вдоль скважины синтетической кривой NTG.

Рис. 1. Корреляция фаций, выделенных по данным анализа керна, и фотографии керна
Fig. 1. Correlation of facies identified using core analysis; and photos of core



Нормирование прогнозного куба псевдопесчанности

Определение корректных граничных значений для прогнозного куба псевдопесчанности осуществлялось на основе анализа зависимости данных результатов интерпретации геофизических исследований скважин и синтетической кривой песчанности, извлеченной вдоль скважины из инверсионного сейсмического куба NTG [5, 6]. Такой анализ позволил сгруппировать выделенные в скважинах литотипы в отдельные группы по схожим значениям синтетической кривой. Разделение выполнено по зависимости пористости относительно синтетической кривой NTG с цветовой заливкой по литотипам. Результатом являются граничные значения куба NTG, в пределах которых определяется тот или иной литотип, что позволяет установить уверенный диапазон наличия коллектора.

Первоначально были построены и проанализированы зависимости пористости и синтетической кривой песчанности отдельно для каждой скважины на уровне литотипов (рис. 2). Стоит отметить, что детальность сейсмических данных позволяет уверенно выделить только глинистые фации, исключая скв. 3_ГС, где удалось зафиксировать пороговое значение для зоны песчаника. Таким

образом, высокие значения NTG будут не характеризовать уверенную зону коллектора, а описывать смешанную область (глина и песчаник).

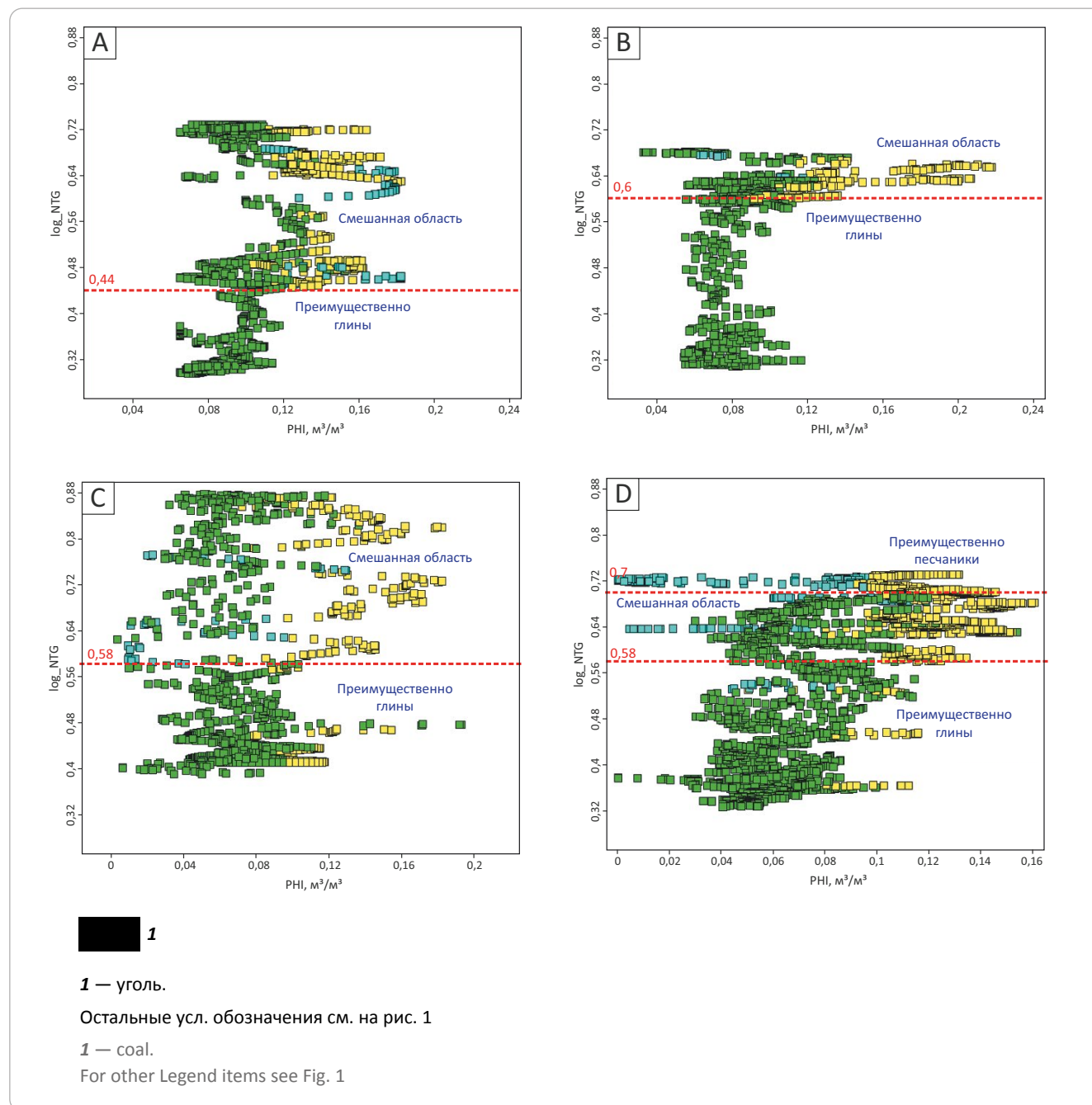
При наличии установленных значений для зоны глин была реализована совместная интерпретация кривых ГИС и синтетической кривой NTG для выделения макрофаций по разрезу. Граничные значения, принятые для каждой скважины (см. рис. 2), использовались как критерий отсечки для распределения макрофаций — неколлектор. Применение полученного граничного значения позволяет выполнить полное разделение на две уверенные зоны — глины и песчаники. На рис. 3 представлен пример комплексной интерпретации для скв. 3_ГС, вскрывшей мелководно-морские отложения. Повышенные значения данных гамма-каротажа, водородосодержания и пониженные значения сопротивления характеризуют уверенную зону глин, что также подтверждается установленным граничным значением по кубу NTG, равным 0,58. Таким образом, анализ результатов комплексной интерпретации позволил сгруппировать литотипы на уровне макрофаций — коллектор/неколлектор.

На основании выполненного разделения проведена повторная оценка порогового значения для зоны песчаника на уровне макрофаций. Для



Рис. 2. Зависимости пористости (PHI) относительно синтетической кривой NTG (\log_NTG), снятой с куба псевдопесчанности для скважин 1P (A), 2P (B), 3P (C) и 3_ГС (D)

Fig. 2. Relationships of porosity (PHI) and NTG (\log_NTG) synthetic log taken from pseudo-sandiness cube for 1P (A), 2P (B), 3P (C), and 3_ГС (D) wells



установления диапазона значений выполнено группирование скважин по обстановкам осадконакопления, а именно прибрежно-морской и прибрежно-континентальной. Результат разделения на уверенные зоны глин и песчаника, выглядит следующим образом (рис. 4):

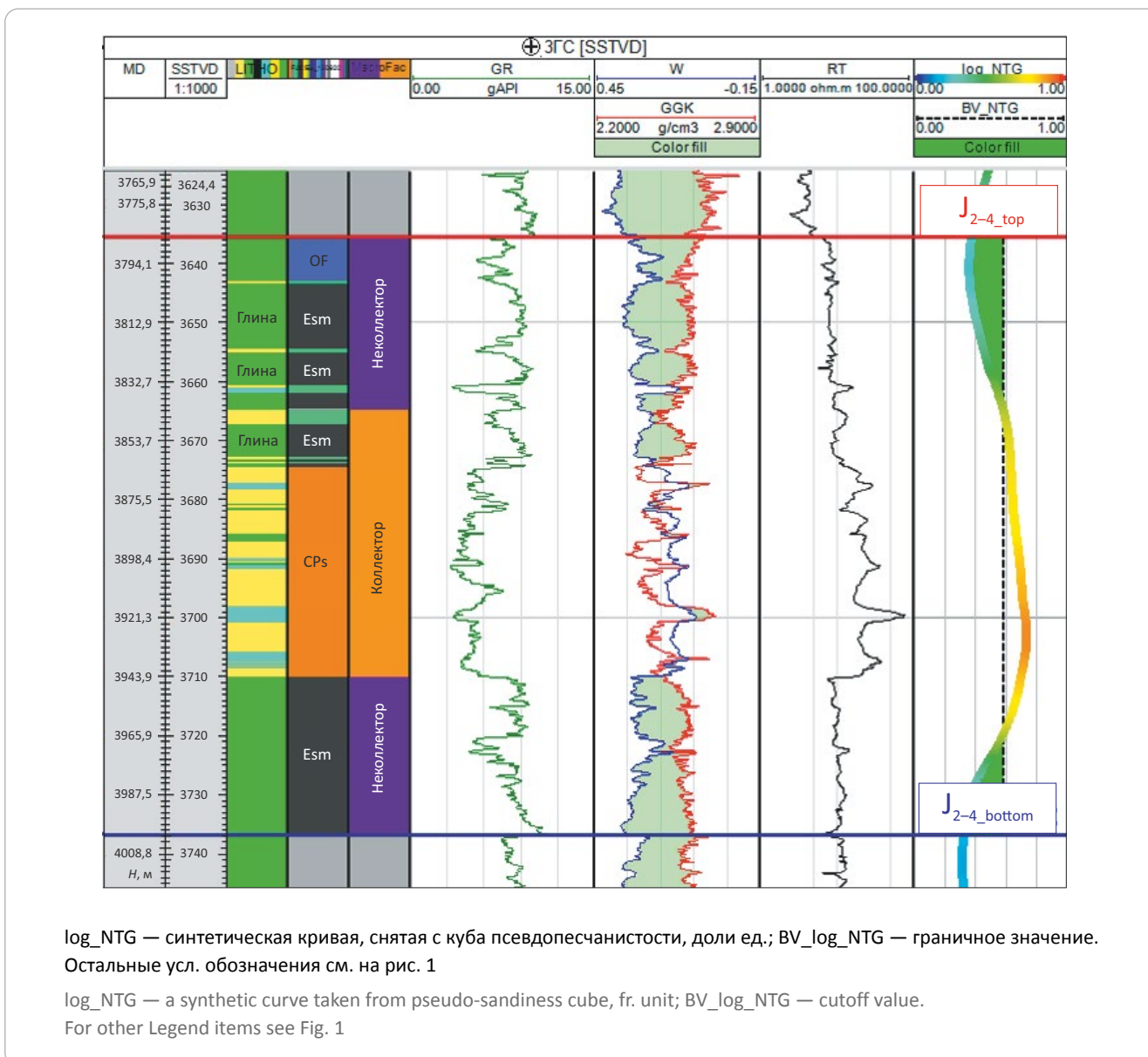
- диапазон значений от 0 до 0,58 характеризует преимущественно глинистые фации;
- диапазон от 0,58 до 0,7 представляет смешанную область фаций глин и песчаников;
- при значении песчанности более 0,7 вероятность наличия песчаника значительно выше.

На основе комплексной оценки песчанности в каждой скважине на уровне литотипов и макрофаций были определены граничные значения для уверенных зон глин и песчаника. Полученное количественное разделение позволило осуществить нормирование прогнозного сейсмического куба NTG для дальнейшего его использования как при атрибутивном анализе, так и в качестве тренда для построения куба макрофаций.

Атрибутный анализ

На первом этапе атрибутивного анализа выполнена оценка прогнозного куба песчанности на

Рис. 3. Пример комплексной интерпретации геолого-геофизических данных для разделения на макрофазии
Fig. 3. Example of integrated interpretation of geological and geophysical data for breaking into macrofacies



качественном уровне. Для выполнения этой задачи получено сейсмическое изображение, в плане снятое с инверсионного сейсмического куба NTG в интервале пластов Ю₂₋₄ (рис. 5), которое позволило проанализировать целостную систему объектов на исследуемой территории.

Построенная карта средней песчаности в интервале пластов Ю₂₋₄ была сопоставлена с другими геолого-геофизическими данными, что позволило выделить различные цветокодированные зоны волнового поля. На рис. 6 отчетливо разделяются зоны распространения осадков различного генезиса, где низкие значения песчаности юго-восточной части характеризуют область прибрежно-континентального комплекса, что подтверждается материалами скв. 3Р. Высокие значения песчаности на карте в районе скважин 1Р и

2Р типичны для мелководно-морских отложений. Такое разделение позволило провести границу раздела между обстановками осадконакопления. Учитывая статистические мощности каналов (2–23 м) и ограничения разрешающей способности прогноза методом инверсии (7 м), удалось закартировать аномалию только в районе скважин 3Р и 3ГС — в виде палеоканала, характерного для данных условий седиментации.

Второй этап предполагает количественную оценку для подтверждения аномалий, выявленных по сейсмическим данным. Прогнозирование свойств пород в межскважинном пространстве было осуществлено с помощью подбора сейсмических атрибутов на основе амплитудного куба, которые имеют наиболее высокий коэффициент корреляции с прогнозной картой NTG в интервале пластов



Рис. 4. Зависимость пористости (PHI) относительно синтетической кривой NTG (log_NTG) на уровне макрофаций для скважин прибрежно-континентальной обстановки

Fig. 4. Relationships of porosity (PHI) and NTG (log_NTG) synthetic log at macrofacies level for the wells in coastal-continental environment

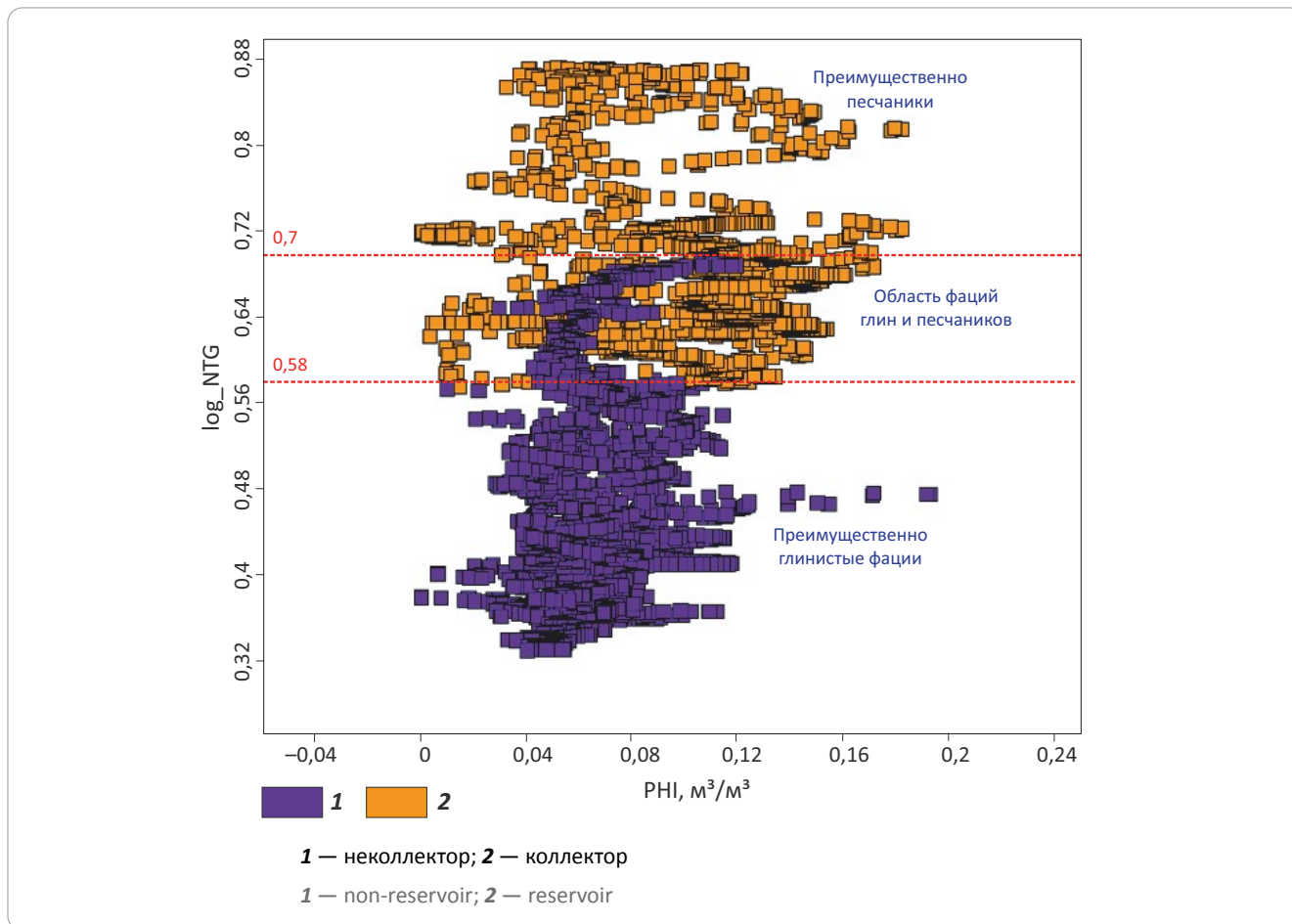
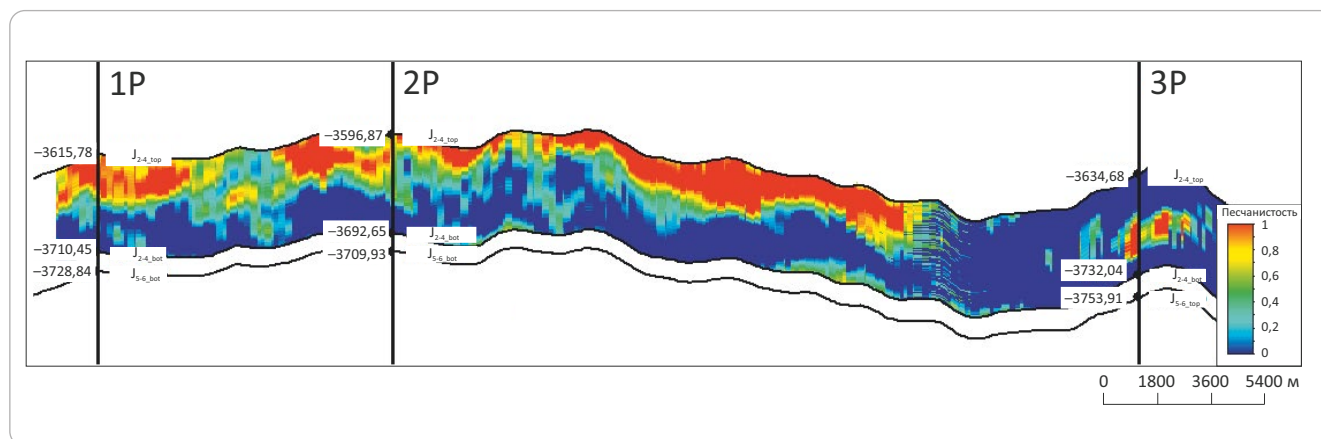


Рис. 5. Разрез по нормированному сейсмическому кубу NTG через скважины 1P, 2P и 3P

Fig. 5. Section from the normalized NTG seismic cube through 1P, 2P and 3P wells



Ю₂₋₄. Были рассмотрены атрибуты, которые могут характеризовать наличие коллектора — различные частотные компоненты сигнала, средняя энергия и средняя квадратичная амплитуда [7]. Последний атрибут показал хороший коэффициент корреляции ($R = 0,61$) с песчаностью пласта в пределах

области 3D-сейсмических исследований, что позволяет использовать данный атрибут для выделения границ фациальных зон (рис. 7 А). Стоит отметить, что аномалия типа «канал» в районе скважин 3P и 3_ГС прослеживается как на прогнозной карте песчаности, так и на срезе сейсмического атри-

Рис. 6. Прогнозная карта NTG для пластов Ю₂₋₄
Fig. 6. Predicted NTG map for U₂₋₄ reservoirs

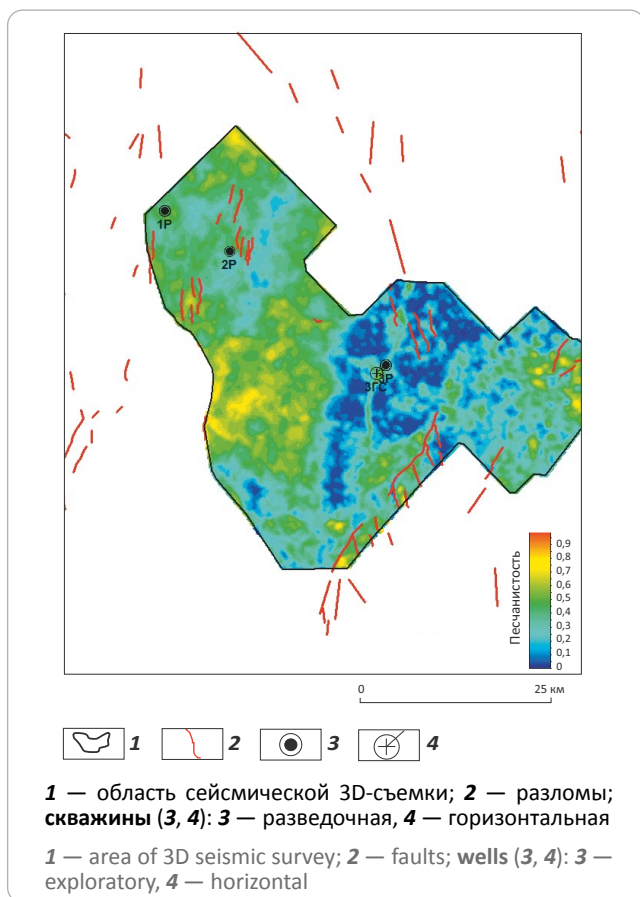
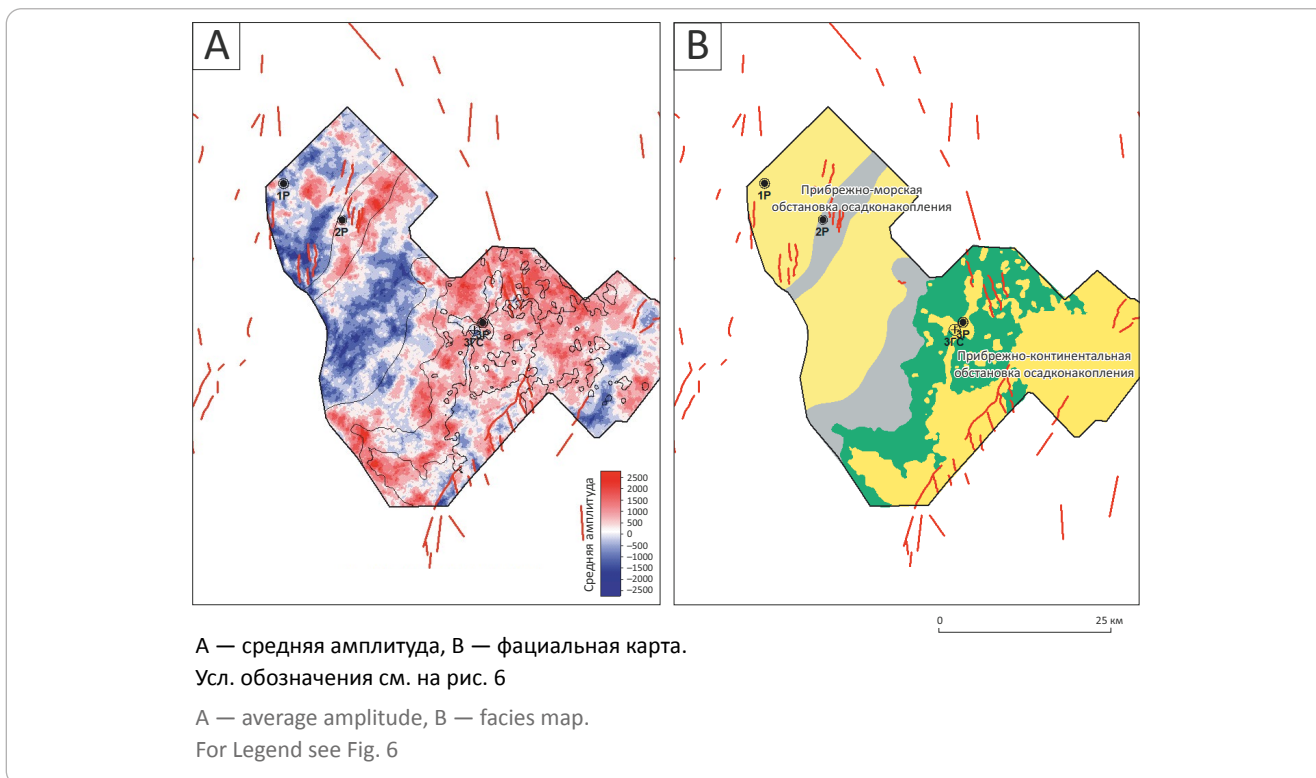


Рис. 7. Карта сейсмического атрибута
Fig. 7. Map of seismic attribute



бута среднеквадратичной амплитуды. Русловые отложения в данной обстановке осадконакопления благоприятны для формирования коллектора с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами [8], что подтверждается бурением скважин ЗР и З_{ГС}.

Результатом сейсмofациального анализа является карта распределения фаций в пределах области ЗD-сейсмической съемки, которая может послужить основой при построении концептуальной геологической модели (см. рис. 7 В) [9]. Сейсмofациальная карта может быть использована как 2D-тренд, а границы фациальных зон — для создания ЗD-куба фаций.

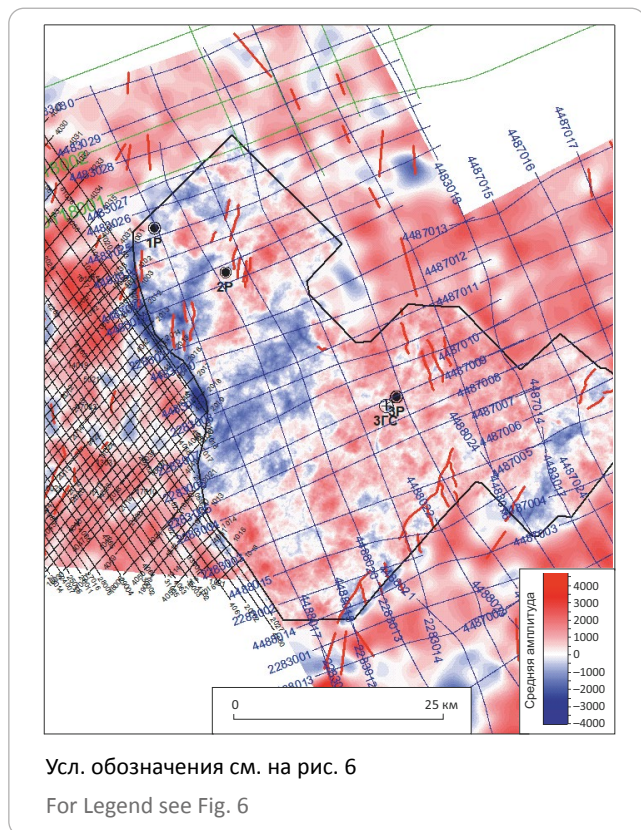
Однако часто область геологического моделирования или границы залежей являются большими, чем область, охваченная сейсмической ЗD-съемкой, что уменьшает детальность прогноза строения изучаемых объектов за пределами исследований [10]. Для снижения неопределенности прогноза распределения фаций за пределами области ЗD-сейсморазведки разработан подход комплексной интерпретации 2D и ЗD-данных, состоящий из двух этапов.

I этап. Вычисление атрибута по амплитудному сейсмическому кубу, который имеет высокий коэффициент корреляции с оцениваемым параметром. Поиск атрибута, где $R > 0,5$. В данном случае, найден сейсмический атрибут — средняя амплитуда.

II этап. Интерполяция вычисленного сейсмического атрибута (среднеквадратичная амплитуда) на основе данных 2D-профилей для повышения достоверности прогноза границ фациальных зон (рис. 8).

**Рис. 8.** Интерполированная карта сейсмического атрибута — средняя амплитуда

Fig. 8. Interpolated map of seismic attribute — average amplitude



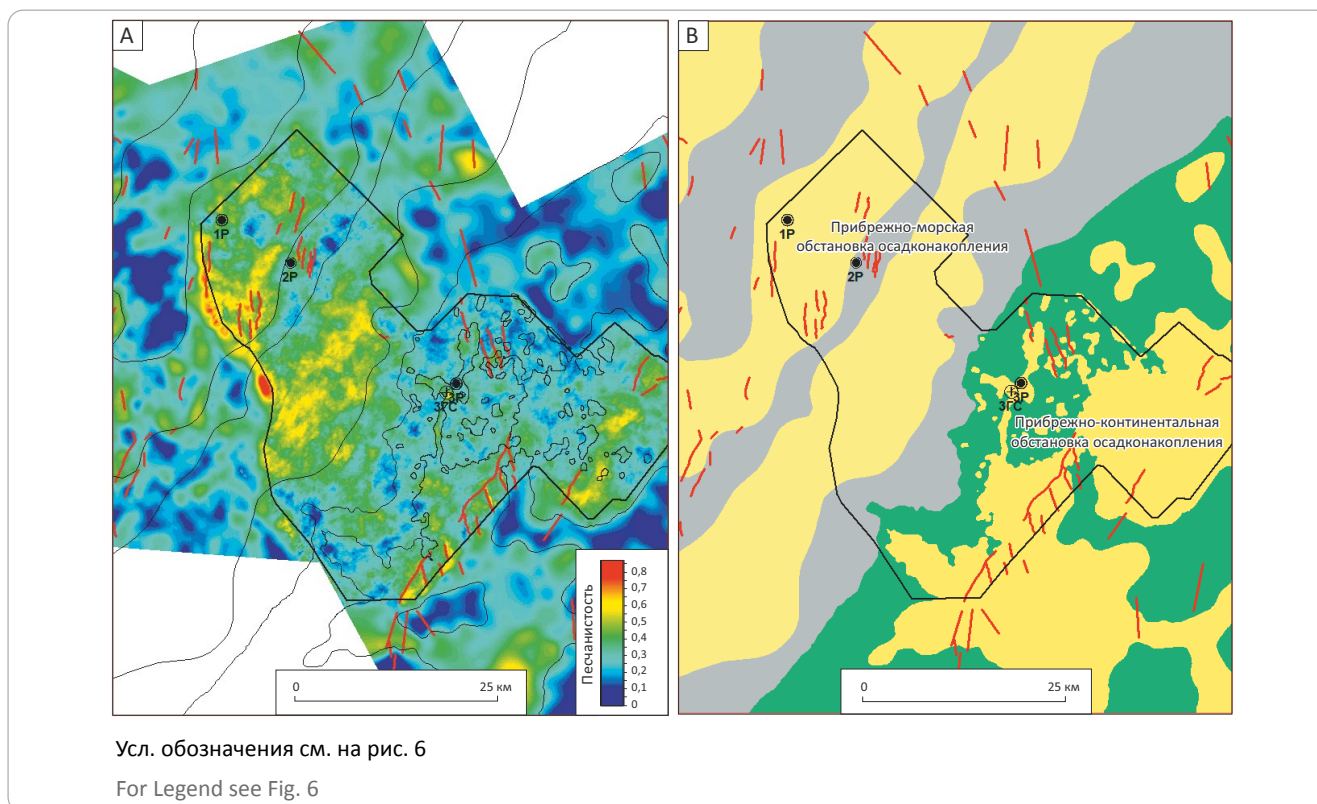
Увеличение площади охвата сейсмическим атрибутом позволило с большей достоверностью провести границу между двумя обстановками осадконакопления и закарттировать сейсмофации за пределами области 3D-исследований (рис. 9 А, В). Таким образом, получив фациальную карту для всей области моделирования, при распределении свойств в 3D-пространстве представляется возможность задавать характерные параметры для каждой фации.

Выводы

На основе комплексного анализа сейсмических данных, результатов интерпретации геофизических исследований скважин и изучения кернового материала, а также регионального представления об обстановках осадконакопления получена возможность снизить геологические неопределенности в процессе изучения месторождения, что способствует более эффективной разработке нефтегазовых залежей. Для учета геологической изменчивости территории выполнены качественная и количественная оценки сейсмических материалов и данных геофизических исследований скважин. Разработанная методика позволила провести границы фациальных зон и дала возможность более точно спрогнозировать распределение запасов по площади, учитывая различные фильтрационно-емкостные свойства пород. Результатом являются фациальная карта и репрезентативный сейсмический

Рис. 9. Прогнозная карта NTG с фациальными границами (А) и фациальная карта (В) для всей области моделирования

Fig. 9. Predicted NTG map with facies boundaries (A) and facies map (B) over the entire area of modelling



инверсионный куб песчаности, которые могут быть использованы как 2D- или 3D-тренд для создания надежной геологической модели, а также для дальнейшего размещения разведочного и эксплуатационного фонда скважин. Предложенная мето-

дика может быть использована для месторождений, имеющих схожие условия осадконакопления, на любом этапе изученности при наличии данных по 3D-сейсмической съемке, стандартному комплексу ГИС и кернавого материала.

Литература

1. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.
2. Реддинг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А. и др. Обстановки осадконакопления и фации : в 2 т. / Под ред. Х. Реддинга. – М. : Мир, 1990. – Т. 1. – 352 с.; Т. 2. – 384 с.
3. Яковлев И.В., Ампилов Ю.П., Филиппова К.Е. Почти все о сейсмической инверсии. Ч. 2 // Технологии сейсморазведки. – 2011. – № 1. – С. 5–15.
4. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2017. – 152 с.
5. Хэллем Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность / Под ред. Д.П. Найдина; пер. с англ. Б.А. Борисова, М.Н. Шапиро. – М. : Мир, 1983. – 328 с.
6. Скрынникова А.В., Шубин А.В., Фомин А.Е. Изучение фациальных комплексов средней юры Западной Сибири по 3D сейсмическим данным // Труды нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2011. – № 3. – С. 18–27.
7. Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. – Tulsa : SEG, 2007. – 465 с.
8. Harilal, Biswal S.K., Bhagat S. et al. Mapping of Fluvial Meandering Channel system in Lower Eocene in Mumbai Offshore Basin, India: A New Play through Integration of Geology and 3-D Seismic Attributes // Geohorizons. – 2011. – № 6. – С. 11–18.
9. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. – М. : Спектр, 2008. – 384 с.
10. Дюбрьул О. Геостатистика в нефтяной геологии. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 256 с.

References

1. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2013;54(8):747–779. DOI: 10.1016/j.rgg.2013.07.002.
2. *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy*. 3rd edition. In: H.G. Reading, ed. John Wiley & Sons; 2009. 704 p.
3. Yakovlev I.V., Ampilov Yu.P., Filippova K.E. Almost everything about seismic inversion. Part 2. *Technologies of seismic exploration*. 2011;(1):5–15. In Russ.
4. Ol'neva T.V. Seismofatsial'nyi analiz. Obrazy geologicheskikh protsessov i yavlenii v seismicheskom izobrazhenii [Patterns of geological processes and phenomena in seismic image]. Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy; 2017. 152 p. In Russ.
5. Hallam A. Facies Interpretation and the Stratigraphic Record. Oxford, San Francisco: Freeman; 1981. 291 pp.
6. Krynnikova A.V., Shubin A.V., Fomin A.E. The study of the middle Jurassic facies complexes of western Siberia in 3D seismic data. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2011;(3):18–27. In Russ.
7. Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Tulsa: SEG; 2007. 465 p.
8. Harilal, Biswal S.K., Bhagat S. et al. Mapping of Fluvial Meandering Channel system in Lower Eocene in Mumbai Offshore Basin, India: A New Play through Integration of Geology and 3-D Seismic Attributes. *Geohorizons*. 2011;(6):11–18.
9. Ampilov Yu.P. Ot seismicheskoi interpretatsii k modelirovaniyu i otsenke mestorozhdenii nefiti i gaza [From seismic interpretation to oil and gas field modelling and assessment]. Moscow: Spektr; 2008. 384 p. In Russ.
10. Dyubryul' O. Geostatistika v neftyanoi geologii. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, NITS "Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika"; 2009. 256 p. In Russ.

Информация об авторах

Чучалина Кристина Юрьевна

Специалист 1-й категории

ООО «НОВАТЭК НТЦ»,

625026 Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53

e-mail: Kristina.Chuchalina@novatek.ru

ORCID ID: 0000-0002-5596-0741

Information about authors

Kristina Yu. Chuchalina

1st Category Specialist

NOVATEK STC,

53, ulitsa 50 Let VLKSM, Tyumen, 625026, Russia

e-mail: Kristina.Chuchalina@novatek.ru

ORCID ID: 0000-0002-5596-0741

Казанцев Глеб Владимирович

Руководитель группы
ООО «НОВАТЭК НТЦ»,
625026 Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53
e-mail: Gleb.Kazantsev@novatek.ru
ORCID ID: 0000-0003-0448-5300

Зундэ Дмитрий Алексеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник отдела
ООО «НОВАТЭК НТЦ»,
625026 Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53
e-mail: Dmitrii.Zunde@novatek.ru
ORCID ID: 0000-0003-1007-0603

Gleb V. Kazantsev

Head of Group
NOVATEK STC,
53, ulitsa 50 Let VLKSM, Tyumen, 625026, Russia
e-mail: Gleb.Kazantsev@novatek.ru
ORCID ID: 0000-0003-0448-5300

Dmitrii A. Zundeh

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
NOVATEK STC,
53, ulitsa 50 Let VLKSM, Tyumen, 625026, Russia
e-mail: Dmitrii.Zunde@novatek.ru
ORCID ID: 0000-0003-1007-0603

УДК 550.837.211, 550.342, 551.24.02

DOI 10.31087/0016-7894-2020-6-83-105

Морфоструктурные и вещественные характеристики магматических образований Енисей-Хатангского прогиба: новые результаты анализа геофизических данных

© 2021 г. | В.С. Андреев¹, И.А. Бисеркин¹, Е.М. Большаков¹, Г.М. Довыденко¹, Н.Н. Пиманова¹, Е.Ю. Соколова^{1,2}, В.А. Спиридонов¹, А.Л. Шпекторов¹

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; Andreev-vls@yandex.ru; igor_workbox@mail.ru; bolshakov.e.m@yandex.ru; dovydenko.gennady@yandex.ru; nadja@geosys.ru; sokol_l@mail.ru; victor@geosys.ru; lab6-vniigeosistem@yandex.ru;

²ФГБУ Институт Физики Земли им. О.Ю. Шмидта, Российской академии наук, Москва, Россия; sokol_l@mail.ru

Поступила 24.05.2021 г.

Доработана 30.06.2021 г.

Принята к печати 31.08.2021 г.

Ключевые слова: *Енисей-Хатангский прогиб; глубинное строение нефтегазоносных регионов; магматические продукты активности Сибирского суперплюма; комплексный анализ геофизических данных; 2D и 3D-инверсии.*

Аннотация: Представлены результаты анализа данных комплексных геофизических исследований центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, полученные в процессе построения его объемной плотностной модели. Внимание фокусируется на важных элементах глубинной архитектуры — магматических образованиях периода геодинамической активизации рубежа палеозоя и мезозоя. Данные региональных профильных постановок МОГТ и МТЗ интерпретируются с опорой на районирование потенциальных полей, 2D и 3D-геофизические инверсии и классификацию магматических комплексов. Получены новые материалы для актуализации структурно-тектонических моделей Енисей-Хатангского регионального прогиба: оконтурены области распространения погребенных туфобазальтов и пояс бортовых интрузивов, локализованных по глубине и идентифицированных по составу в профильных разрезах. Предложены возможности использования результатов проведенного анализа для поисков потенциальных ловушек углеводородов, ассоциированных с магматическими структурами, а также в качестве дополнительных ограничений гипотез об этапах формирования Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Для цитирования: Андреев В.С., Бисеркин И.А., Большаков Е.М., Довыденко Г.М., Пиманова Н.Н., Соколова Е.Ю., Спиридонов В.А., Шпекторов А.Л. Морфоструктурные и вещественные характеристики магматических образований Енисей-Хатангского прогиба: новые результаты анализа геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 83–105. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-83-105.

Morphostructural and physical characteristics of magmatic formations within Yenisei-Khatanga Trough: new results of geophysical data analysis

© 2021 | V.S. Andreev¹, I.A. Biserkin¹, E.M. Bol'shakov¹, G.M. Dovydenko¹, N.N. Pimanova¹, E.Yu. Sokolova^{1,2}, V.A. Spiridonov¹, A.L. Shpektorov¹

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; Andreev-vls@yandex.ru; igor_workbox@mail.ru; bolshakov.e.m@yandex.ru; dovydenko.gennady@yandex.ru; nadja@geosys.ru; sokol_l@mail.ru; victor@geosys.ru; lab6-vniigeosistem@yandex.ru;

²Schmidt Institute of the Physics of the Earth of the Russian Academy of sciences, Moscow, Russia; sokol_l@mail.ru

Received 24.05.2021

Revised 30.06.2021

Accepted for publication 31.08.2021

Key words: *Yenisei-Khatanga Trough; deep structure of oil and gas bearing regions; magmatic products of Siberian superplume; integrated analysis of geophysical data; 2D and 3D inversion.*

Abstract: The authors present the results of geophysical data integrated analysis for the central part of the Yenisei-Khatanga Regional Trough, which was carried out during the course of building its three-dimensional density model. The focus is on important elements of the deep-seated architecture: volcanic sequences related to the geodynamic activation at the turn of Palaeozoic and Mesozoic eras. Data of regional 2D CDP and Magnetotelluric Sounding surveys are interpreted with a support of gravity and magnetic fields based zoning, 2D/3D geophysical inversion, and igneous complexes classification. New materials were obtained to update structural and tectonic models of the Yenisei-Khatanga Regional Trough, namely: areas of buried tuff basalt occurrence and a belt of flank intrusions localized according to depth and identified according to their composition in the sections created along the survey lines are delineated. The authors discuss possibilities of using the results of this analysis in prospecting for potential hydrocarbon traps associated with magmatic structures and as additional constraints on hypotheses on the stages of the Yenisei-Khatanga Regional Trough formation.

For citation: Andreev V.S., Biserkin I.A., Bol'shakov E.M., Dovydenko G.M., Pimanova N.N., Sokolova E.Yu., Spiridonov V.A., Shpektorov A.L. Morphostructural and physical characteristics of magmatic formations within Yenisei-Khatanga Trough: new results of geophysical data analysis. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(6):83–105. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-83-105. In Russ.

Введение

В последнее десятилетие для уточнения УВ-потенциала центрального арктического сектора России и поиска новых месторождений высокими темпами проводится комплексное геолого-геофизическое изучение строения Енисей-Хатангского регионального прогиба [1, 2]. По данным современных профильных зондирований МОГТ-2D и МТЗ, составляющих основу комплекса, удалось детализировать строение значительной части его мезозой-кайнозойского чехла, включая области осевых мегавалов, закартировать нижнемеловые клиноформы, юрские и другие перспективные осадочные комплексы, являющиеся объектами первостепенного внимания нефтяников. В то же время наиболее эффективная стратегия «широкого поиска», включающая также интерес к менее исследованным комплексам доюрского основания и палеозойским отложениям бортов прогиба, требует опоры на знания о глубинном строении региона и истории его тектонического развития, без которых нельзя обеспечить научный геологический прогноз. По результатам работ ([3–5] и др.) построены глубинные геолого-геофизические модели Енисей-Хатангского регионального прогиба и его обрамления. На основе интерпретации профильных образов МОГТ (включая транскоровые разрезы) с привлечением гравимагнитных и магнитотеллурических (МТ) данных выявлены тектонические особенности региона, трактовка которых может быть согласована с ранее выдвинутыми гипотезами о рифтогенной природе прогибов в его пределах ([6–9] и др.).

Подтверждением существования Енисей-Хатангского рифта явились построенные А.П. Афанасенковым с соавторами [10] объемные плотностная и магнитная модели региона, выявившие признаки существенной базификации коры в центральной части прогиба. С учетом этих результатов для ряда нефтегазоносных комплексов Енисей-Хатангского регионального прогиба построены структурно-тектонические модели, необходимые для ориентировки дальнейших поисков, а также обоснованного моделирования целевых структур верхних этажей разреза [1]. Генетическая связь процесса рифтогенеза Енисей-Хатангского регионального прогиба с большой трапповой провинцией Восточной Сибири (Сибирским суперплюмом) ([11–14] и др.) определяет важность анализа моделей глубинного строения Енисей-Хатангского регионального прогиба как для фундаментальной геологической науки, так и для воссоздания геодинамических моделей развития прогиба в прагматичных целях нефтегазового прогноза.

Регионально-поисковая стадия изучения Енисей-Хатангского прогиба близка к завершению, хотя новые данные по-прежнему позволяют актуализировать модели его строения. Настоящее исследование посвящено этой цели и сфокусировано на изучении пермотриасовых магматических образований, возникших в ключевой момент зарожде-

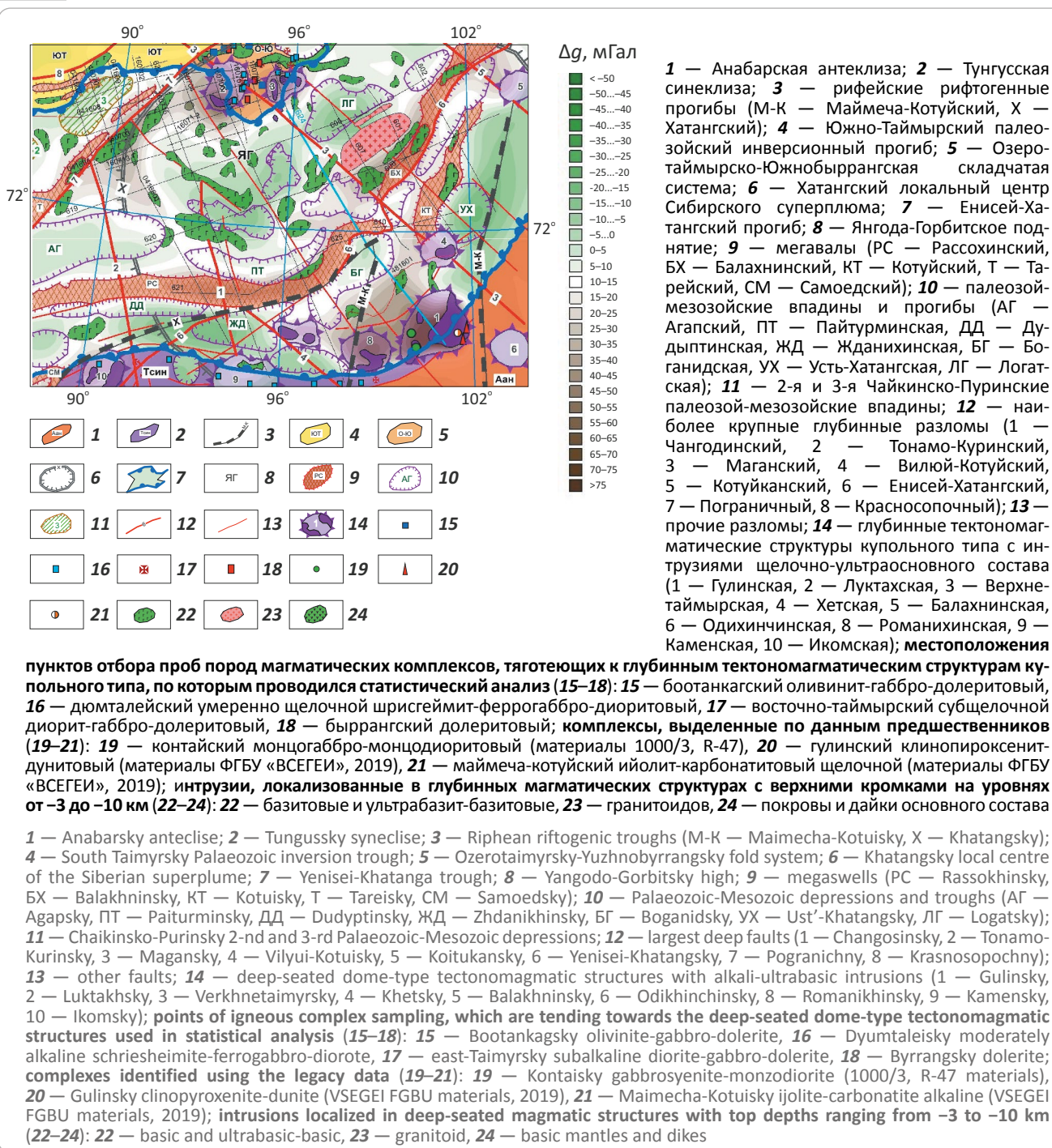
ния прогиба и остающихся одним из важнейших элементов современной глубинной архитектуры Енисей-Хатангского регионального прогиба. Эти структуры — значимые индикаторы для прогноза и широкого поиска УВ, они часто недоступны для геологического изучения но, как правило, четко проявлены геофизическими аномалиями.

Для решения поставленной задачи использовался комплекс материалов глубинной геофизики: профильные сейсмические и МТ-данные, площадные распределения потенциальных полей. Их анализ и интерпретация велись главным образом с использованием алгоритмических и технологических подходов геоинформационного комплекса ГИС INTEGRO [15]. В статье представлены особенности пространственно-глубинного распределения интрузивных и эффузивных образований, выявленные по материалам качественного анализа комплексных геофизических данных и уточненные с помощью соответствующих процедур инверсии и моделирования. Полученные сведения о магматических структурах Енисей-Хатангского прогиба обсуждаются в аспекте нефтегазового прогноза, а также в связи с гипотезами об этапах активности Хатангского локального центра Сибирского суперплюма.

Пермотриасовые магматические комплексы центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба

Структурно-тектонический план центральной части Енисей-Хатангского прогиба (рис. 1) определяют поднятия Янгодо-Горбитского выступа, Тарейского, Рассохинского и Балахнинского мегавалов и сопряженные зоны погружения — Агапский, Пайтурминский, Дудыптинско-Боганидско-Жданихинский прогибы. В пределах последних толща морских и континентальных отложений палеозой-мезозойского осадочного чехла, вероятно залегающего на докембрийском складчатом основании, может достигать мощности около 20 км [1]. С севера область ограничена южной складчато-надвиговой зоной позднепалеозой-раннемезозойского орогена Таймыра, а с юга — северными структурами (моноклизами) Тунгусской синеклизы и Анабарской антеклизы (Госгеолкарта, ГК, 1000\3, R47-48, S46-47). Геохронология и геодинамическая история формирования Енисей-Хатангского регионального прогиба и его обрамления во многом остаются дискуссионными [3–5, 12, 13, 16], однако гипотеза о его рифтогенной природе в настоящее время принята наибольшим числом исследователей. Последняя хорошо согласуется с региональной геодинамической активизацией палеозой-мезозойского рубежа, проявленной мощным магматизмом в пределах современного прогиба и коррелированной с геологическим событием глобального значения — излиянием платобазальтов Сибирской трапповой провинции [6, 12, 17]. Сформированные этими процессами магматические структуры контрастируют по физиче-

Рис. 1. Геолого-структурная схема центральной части Енисей-Хатангского прогиба на фоне карты гравитационного поля
Fig. 1. Geological and structural scheme of the central part of the Yenisei-Khatanga Trough against the background of gravity field map



ским свойствам с вмещающими осадочными породами и во многом обуславливают уникальный аномальный характер геофизических полей на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба и обрамления. Кратко опишем использованные в анализе вещественные характеристики магматических комплексов, слагающих наиболее значительные аномалиеобразующие объекты.

В районе исследования известны крупные тектономагматические структуры: Луктахская и Верхнетаймырская (северное обрамление Янгодо-

Горбитского выступа, Южно-Быррангский район), а также крупнейший Гулинский массив и генетически близкие магматические образования меньших размеров в Маймеч-Котуйской структурно-фациальной зоне (см. рис. 1). Эти полифазные интрузивы периода от поздней перми до позднего триаса, внедренные в вулканогенно-осадочные и терригенные доюрские толщи, атрибутируются как структуры купольного типа и хорошо выделяются контрастными изометричными магнитными и гравитационными аномалиям.

Луктахская и Верхнетаймырская структуры, практически не выходящие на поверхность, выявлены в пределах гор Бырранга по геофизическим и скважинным данным (см. рис. 1). В контурах вызванных ими интенсивных аномалий потенциальных полей обнаружены средне-позднетриасовые образования умеренно щелочно-ультрабазит-базитового дюмталейского комплекса, в среднем течении р. Большая Таймыра вскрытые скважинами среди вулканогенных и терригенно-угленосных образований поздней перми – раннего триаса.

Комплекс, по строению сходный с рядом норильских расслоенных интрузивных образований, включает серии с сульфидной минерализацией и горизонтами титаномагнетитовых руд (до 10 м) [18]. Согласно Гостеолкарте (ГТК 1000/3, лист S46), он датируется как средне-позднетриасовый.

В обрамлении Луктахской и Верхнетаймырской структур располагаются раннетриасовые образования боотанкагского и быррангского ультрабазит-базитовых, а также средне-позднетриасового восточно-таймырского базитового комплексов. Образования быррангского комплекса среди верхнепалеозойских отложений образуют многоярусные ассоциации параллельных долеритовых силлов мощностью 5–80 м, протяженностью до 40 км и прорываются расслоенными интрузиями боотанкагского плутонического комплекса.

На схему рис. 1 вынесены пункты отбора и описания петротипов магматических образований региона Енисей-Хатангского регионального прогиба (по [19]), которые классифицировались по базе данных их силикатных анализов (составлена по материалам ГТК 1000/3: S-46, 47, 48 49 и R-46, 48, 49). Классификация с помощью инструментария многомерной статистики показала, что аналоги вышеперечисленных базитовых и ультрабазит-базитовых комплексов, образующих в пределах Янгодо-Горбитского выступа статистически значимые таксоны, выявляются и на южном борту Енисей-Хатангского регионального прогиба, где также тяготеют к купольным тектономагматическим структурам (см. рис. 1).

В южном борту прогиба (Маймеча-Котуйская структурно-фациальная зона) расположена Гулинская ультрамафитовая интрузия, входящая в состав полиформационного Гулинского массива — крупнейшего в мире образования ультрамафит-ийолит-карбонатитовой формации, выявленного по интенсивным аномалиям потенциальных полей (см. рис. 1) и перекрытого с севера мезозой-кайнозойскими отложениями почти на двух третях площади его поверхности [20–22].

Породы Гулинского силлолаколита представлены в основном дунитами и пироксенитами [20]. Согласно работе [20], а также ГТК 1000/3, R47, они объединены в самостоятельный гулинский раннетриасовый дунит-клинопироксенитовый ком-

плекс, прорванный полифазными штоками маймеча-котуйских щелочно-ультраосновных пород и карбонатитов. Возраст карбонатитов последней фазы, по данным современного изотопного датирования различными методами [21, 22], составляет около 250 млн лет.

В пределах Маймеча-Котуйской структурно-фациальной зоны известно еще несколько щелочно-ультрамафитовых структур центрального типа, а в непосредственной близости от Гулинского массива, в борту прогиба, скважиной вскрыта Контайская интрузия раннетриасового расслоенного монцогаббро-монцодиоритового комплекса (записка к ГТК 1000/3, R-47) (см. рис. 1).

Для анализа региональных геофизических данных требовались обобщенные оценки плотностных и магнитных свойств полифазных магматических образований и вмещающих пород основных структурных этажей разреза Енисей-Хатангского регионального прогиба. Они определялись с использованием схем структурно-формационного районирования по возрастным срезам, сопровождаемых стратиграфическими колонками для каждой структурно-фациальной зоны (материалы листов S-46 и R-47), а также сведений об атрибуции интрузивных комплексов, литологии и мощностях стратифицированных образований. Плотностные, магнитные и электрические свойства литологических разностей взяты из отчета (Афанасенков А.П., 2016) и из материалов [23, 24].

Методы и результаты анализа геолого-геофизических материалов

Анализ площадных распределений потенциальных полей

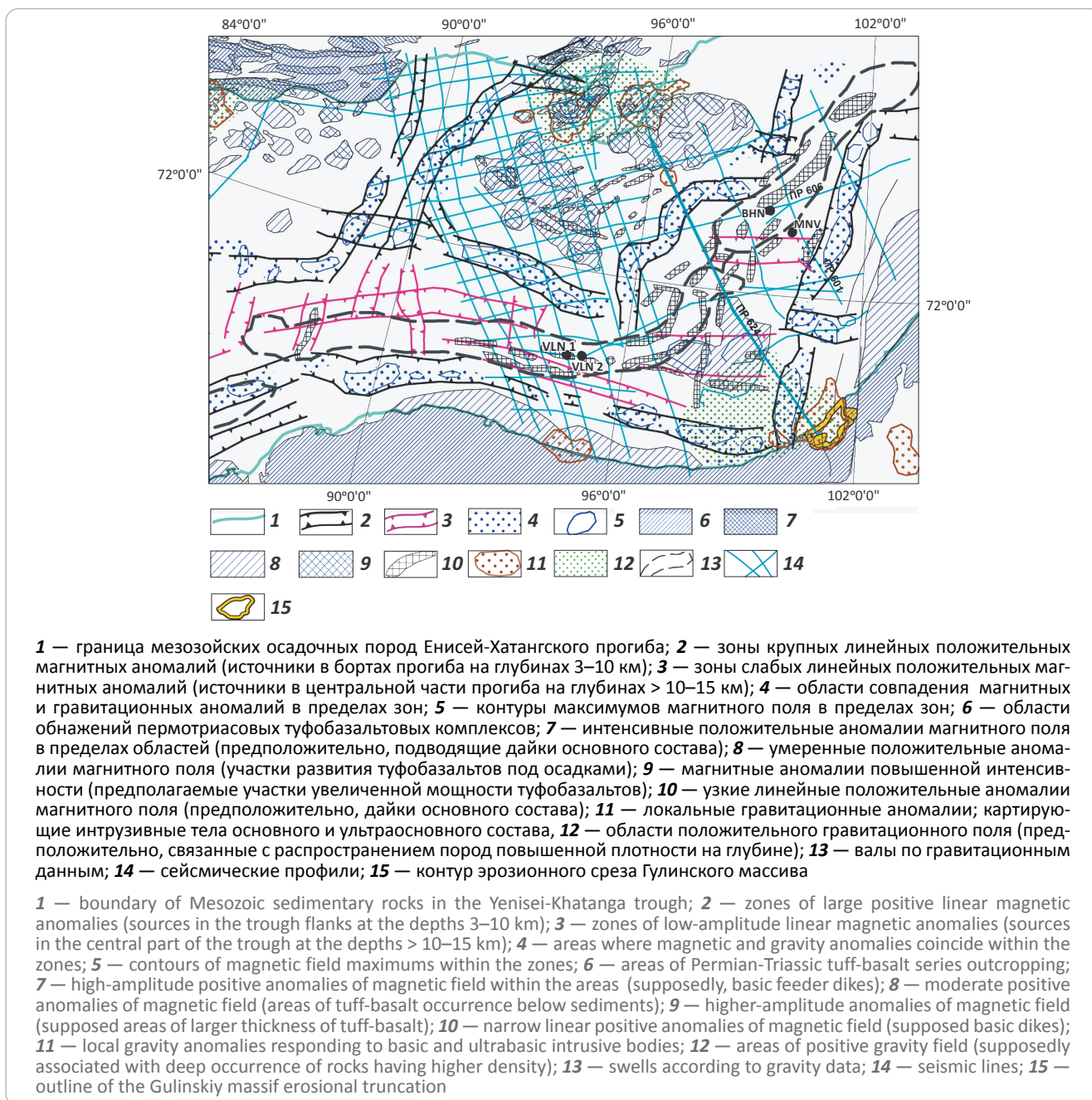
В потенциальных полях центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба широко проявлены аномальные эффекты интрузивных тел и эффузивов основного и ультраосновного состава, залегающих в осадочном чехле и фундаменте прогиба. Если в гравитационном поле аномалиеобразующими объектами являются также и рельеф глубинных границ раздела, латеральные изменения состава пород и др., то, в силу немагнитности большинства вмещающих пород, основным источником магнитных аномалий оказываются именно магматические структуры. Поэтому основным инструментом выделения последних служил пространственный анализ магнитного поля в совокупности с имеющимися сведениями об их составе и физических свойствах с учетом поведения гравитационного поля (рис. 2).

Протяженные зоны интенсивных положительных магнитных аномалий

В магнитном поле региона исследований выделяется сеть крупных линейно вытянутых положительных аномалий, объединяющихся в протяженные зоны длиной в сотни километров (при средней ширине 15–20 км) (рис. 3). Практически на всем

Рис. 2. Схема районирования магнитного и гравитационного полей с элементами интерпретации в терминах аномалиеобразующих магматических образований

Fig. 2. Scheme of magnetic and gravity fields zonation with elements of interpretation in terms of anomalous magmatic formations



протяжении они совмещаются с положительными аномалиями гравитационного поля и простираются преимущественно субширотно или в северо-северо-восточном направлении.

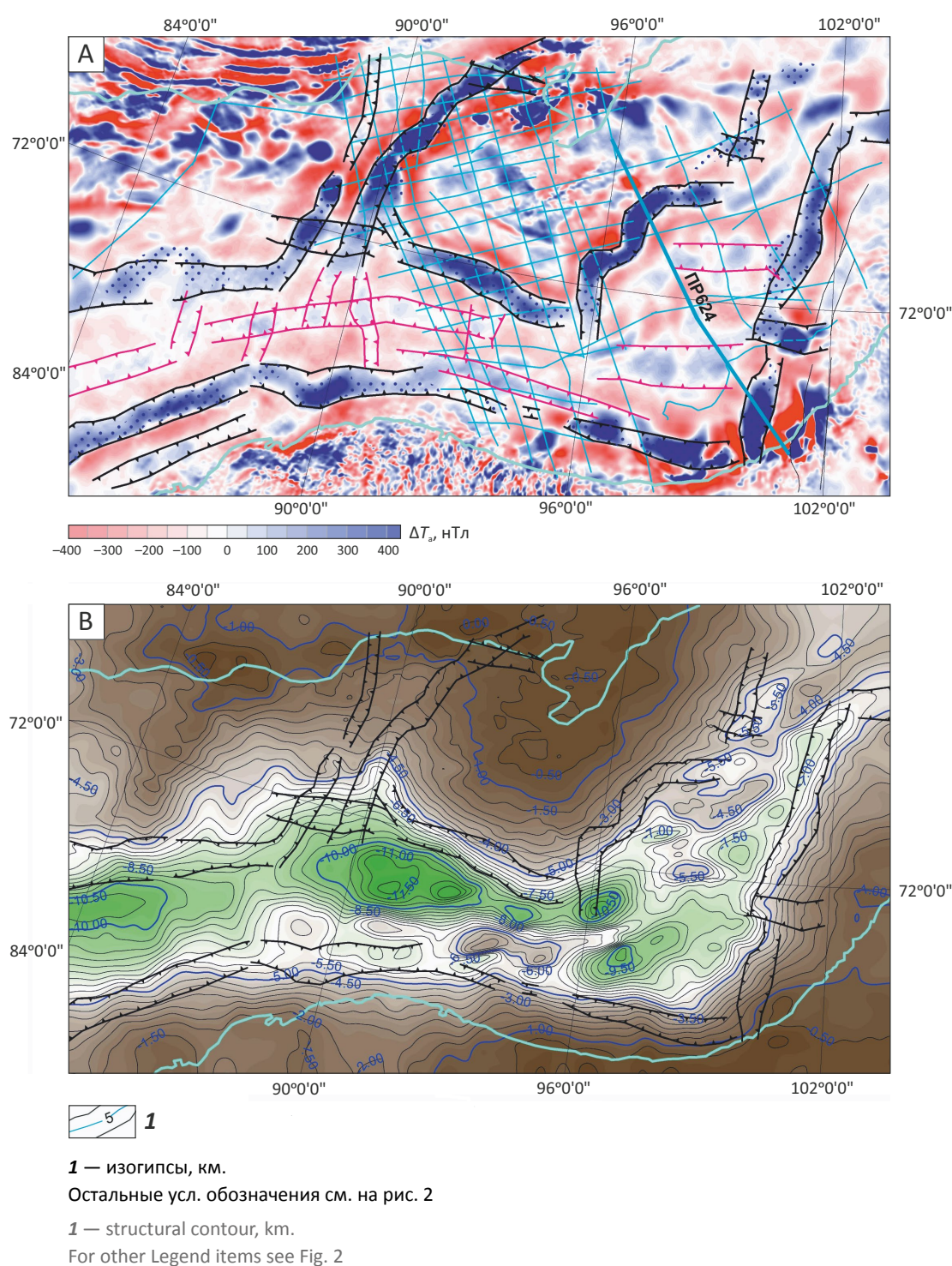
Сопоставление с картой рельефа поверхности пермских отложений (см. рис. 3 А) показывает, что эти зоны оконтуривают центральную, наиболее погруженную часть Енисей-Хатангского прогиба, маркируя полосы наибольшего градиента его склона. Аномалии магнитного поля асимметричны. Меньший градиент со стороны впадины свидетельствует о более пологом внутреннем контакте крутопадающих аномалиеобразующих объектов — вероятно, массив-

ных интрузивных тел основного или ультраосновного состава. Глубина их верхней кромки по магнитным данным оценивается 5–7–10 км, что согласуется с заключениями в отчете (Н.В. Нарский, 2016).

В центральной части площади картируются две зоны также совпадающих гравимагнитных аномалий субмеридионального простирания, которые ответвляются от северной бортовой зоны центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и уходят практически вкост его простирания на север, где наиболее мощная из них разворачивается на северо-запад (см. рис. 3 В), оконтуривая Янгодо-Горбитский выступ.

Рис. 3. Линейные зоны положительных аномалий на карте локальной составляющей магнитного поля (А) и структурная карта кровли пермских отложений, построенная в ходе разработки плотностной модели центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (В)

Fig. 3. Linear zones of positive anomalies on the map of local component of magnetic field (A) and depth map of Permian Top created during the course of density model building for the central part of the Yenisei-Khatanga Regional Trough (B)



Аналогичные бортовым аномалиям по размерам в плане и по простираению, но более слабые и симметричные аномальные зоны выделяются также в центральной части впадины и образуют наиболее протяженную линейную зону на западе исследуемой области (см. рис. 3 А). Их слабая интенсивность может определяться большой глубиной

залегания магнитных источников в донной части прогиба.

Линейные цепочки положительных магнитных аномалий

На рассматриваемой территории цепочки узких локальных положительных аномалий маг-

нитного поля характерны для центральной части Енисей-Хатангского прогиба и Янгодо-Горбитского поднятия (см. рис. 2).

Ряд этих аномалий расположен в районе центральных валов Енисей-Хатангского прогиба, где они характеризуются субширотным и северо-восточным простиранием, согласным простиранию инверсионных структур. Аномалии приурочены как к осевым частям валов, так и к их бортам и нередко пространственно коррелируют с линейными зонами локальных гравитационных аномалий. Наиболее вероятна их связь с дайковыми комплексами, однако, согласно скважинным данным, есть и другие источники — останцы траппов.

Аномалии магнитного поля, связываемые с трапповым магматизмом

На южном и юго-восточном бортах Енисей-Хатангского прогиба закартированы обширные площади проявления траппового магматизма. В магнитном поле они характеризуются мозаичной картиной аномалий, во многом обусловленной эрозией лавовых плато (см. рис. 3 А). Магнитные свойства туфобазальтовых комплексов позволяют оконтурить области их предполагаемого простирания под осадочными породами прогиба. Значительную по площади область более слабых, чем тунгусские, положительных аномалий на юго-востоке территории (Боганидский прогиб и его юго-восточный борт) можно картировать как область развития трапповых толщ (см. рис. 2). С погружением траппов во впадинах прогиба и при возможном сокращении мощности интенсивность магнитных откликов должна резко убывать, что ограничивает возможности их площадного прослеживания по магнитным данным.

Широкое развитие различных туфобазальтовых образований можно предполагать и на площади Янгодо-Горбитского выступа, скрытой под мезозойским чехлом (см. рис. 2). Здесь выделяются две крупные области с положительным магнитным полем, разделенные линейной зоной его понижения. Описываемые области не отражаются в гравитационном поле, поэтому мощности их магнитных источников, скорее всего, невелики. На севере восточной выделенной области закартированы выходы на поверхность складчатых трапповых толщ и узких силлов, что повышает достоверность предположения о наличии подобных образований под осадками в пределах обеих аномальных областей.

Обширные проявления траппового магматизма, картируемые геологами в пределах Южно-Таймырской области, севернее границы распространения осадочных пород Енисей-Хатангского прогиба, в магнитном поле отражаются по-разному (рис. 4, см. рис. 2). Так, туфобазальты складчатой верхнетамской свиты раннего триаса имеют высокую положительную намагниченность и участки их распространения в основном совпадают с участками положительных магнитных аномалий, а траппы ла-

бакской свиты пространственно совмещаются преимущественно с отрицательным магнитным полем (см. рис. 4 В), что подтверждается спецификой их остаточной намагниченности (согласно записке к ГТК S46).

По магнитному полю можно предполагать продолжение описанных магматических структур на юг, под осадочные отложения Енисей-Хатангского регионального прогиба. Здесь они, вероятно, служат источниками целого ряда положительных магнитных аномалий изометричной формы (см. рис. 3), которые практически не отражаются в гравитационном поле. Учитывая возможное обратное намагничение траппов, они могут занимать не только участки с повышенным магнитным полем, но и площади отрицательных аномалий между ними. Подобные признаки развития вулканитов под мезозойскими осадками во впадинах, к югу от полосы резкого погружения палеозойских толщ (см. рис. 3 В), по магнитным данным не могут быть выявлены уверенно. Однако в зонах инверсионных поднятий они вновь могут фрагментарно проявляться слабыми магнитными аномалиями.

Гравитационные и магнитные аномалии от крупных интрузивов

На территории исследования выделяются участки совпадения ярких изометричных магнитных и гравитационных (до десятков миллигал) аномалий, что позволяет идентифицировать их источники как основные или ультраосновные внедрения. Так, на севере Янгодо-Горбитского выступа картируется гравитационная аномалия с двумя локальными максимумами (см. рис. 1, 2), совпадающими с областью интенсивного магнитного поля. Базит-ультрабазитовый состав ее источников подтвержден бурением, а обширность аномалии поля силы тяжести свидетельствует о глубоких корнях тектономагматических структур.

На юго-востоке территории выделяется аналогичная область с еще более крупными гравимагнитными аномалиями, отвечающая Гулинскому массиву щелочных ультрамафитов раннего триаса, внедренному в трапповые формации (рис. 5 В, см. рис. 2). Размер аномалии наблюдаемого гравитационного поля (см. рис. 1) гораздо больше эрозионного среза массива, что свидетельствует о возможном присутствии на глубине огромного объема магматических масс. Локальная аномалия силы тяжести свидетельствует о высокой избыточной плотности этого объекта и о его погружении на северо-запад под мезозойские осадочные породы (см. рис. 5 А).

В отличие от компактного максимума гравитационного отклика, в магнитном поле Гулинскому массиву отвечают знакопеременные аномалии (см. рис. 5 В), что может быть связано с различиями магнитных свойств вещества внедрений разных этапов. Датировки магматических структур массива позволяют отнести его образование к пермтриа-

Рис. 4. Фрагменты геологической карты (А) и карты ΔT_a (В) Южно-Таймырского прогиба

Fig. 4. Fragments of geological map (A) and ΔT_a map (B), South Taimyrsky trough

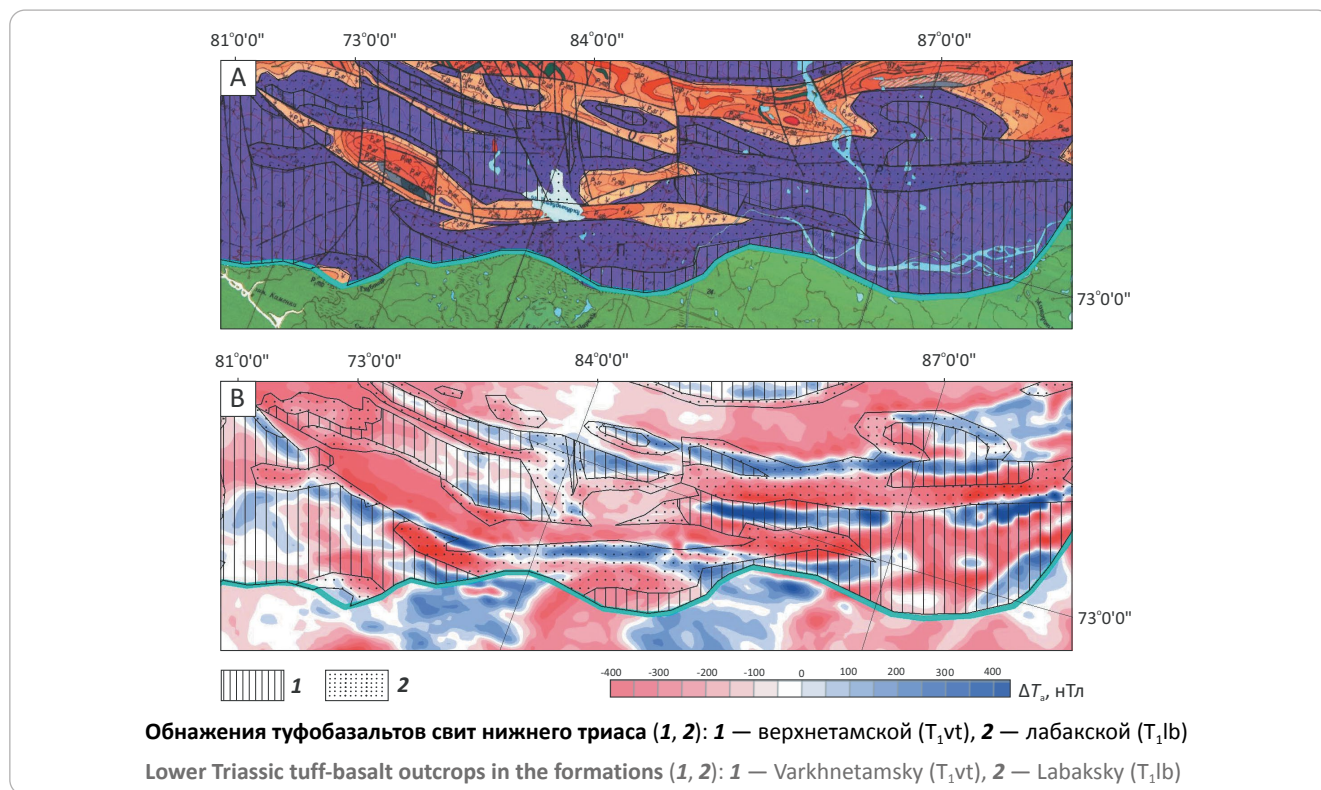
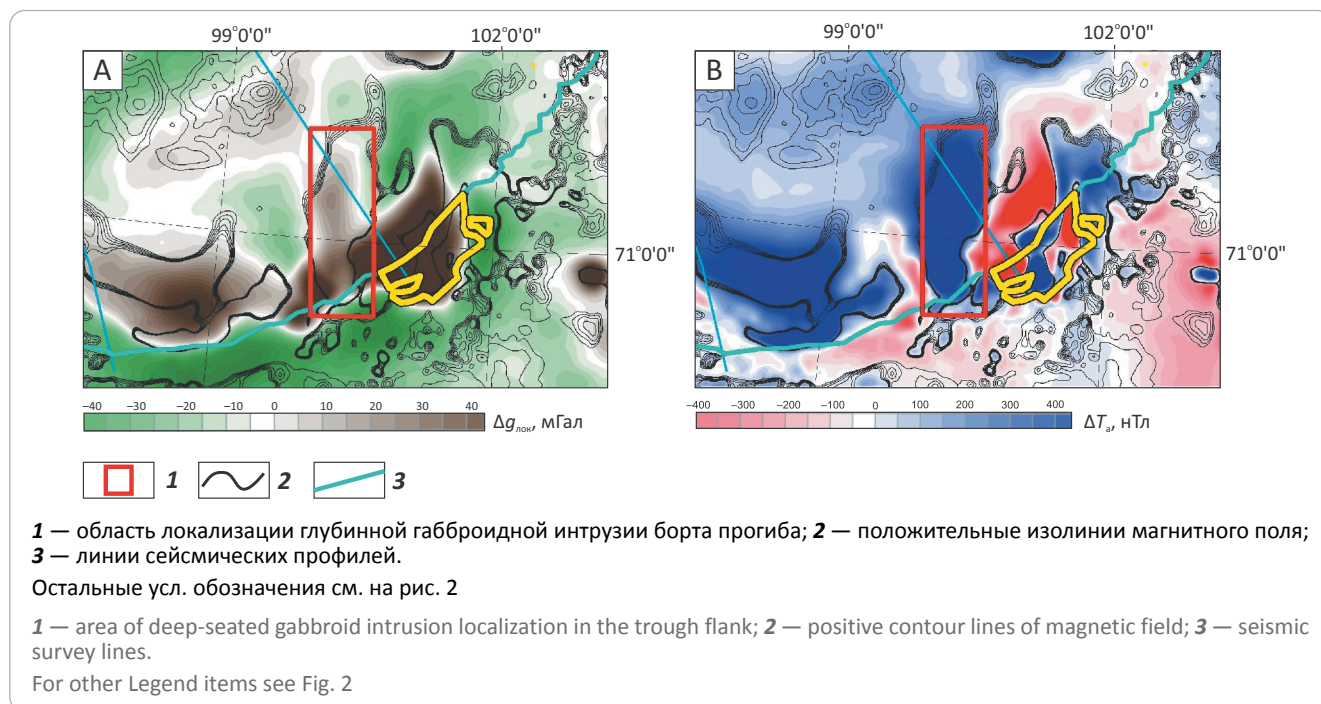


Рис. 5. Положение Гулинского массива на картах локальных аномалий гравитационного (А) и аномального магнитного (В) полей

Fig. 5. Position of the Gulinsky Massif on the maps of local gravity anomalies (A) and anomalous magnetic field (B)



совому суперхрону смешанной полярности геомагнитного поля [17, 20–22], чем и объясняется их разнонаправленная остаточная намагниченность. Впервые объяснение отрицательным магнитным

аномалиям в районе рек Маймеча и Котуй было приведено в работе [25]. Позднее Э.Н. Линд (1998) обобщил многочисленные измерения магнитных свойств магматических пород провинции. В целом

была подтверждена обратная намагниченность дунитов Гулинского массива и отмечены их существенно меньшие (в 4–5 раз) значения магнитной восприимчивости по сравнению с меланонефелитами и перидотитами. Там же и в [17] рассмотрены магнитные свойства вмещающих Гулинский массив вулканических пород, излившихся в раннем триасе в периоды различной полярности палеополя и сохранивших направления первоначальной намагниченности благодаря высокой остаточной компоненте.

Анализ палеомагнитных данных и геологической карты области Гулинского массива показал, что наибольшую положительную аномалию создают сильно намагниченные породы маймеча-котуйского ийолит-карбонатитового комплекса, формирующие центральные области этого сложного интрузива (см. рис. 5 В). Тогда как покровы дельканской свиты (знакопеременная остаточная намагниченность), простирающиеся под мезозойскими осадками и, по-видимому, перекрывающие погруженную часть лакколита отрицательно намагниченных дунитов, в совокупности с последним определяют наблюдаемый характер пространственно-глубинного распределения магнитных аномалий непосредственно на северо-запад от обнажений массива (рис. 6 D, см. рис. 5).

На участке, расположенном далее к северо-западу от Гулинского массива и его неглубоко погребенной части, соотношения аномалий потенциальных полей имеют иной характер. Здесь крупная положительная магнитная аномалия меридионального простираения (см. рис. 5) практически совпадает с контурами положительной гравитационной аномалии, что свидетельствует об их едином, достаточно однородном, по-видимому, габброидном, источнике, а интенсивность и градиенты гравитационной аномалии — о глубинном положении его наиболее плотного ядра. Интенсивные локальные гравитационные аномалии, созданные подходящими близко к поверхности породами Гулинского массива, окаймляют, но не перекрывают этот глубинный объект, что, возможно, связано с более поздним внедрением ультрамафитов, «обтекающих» контуры габброидов.

Результаты проведенного анализа площадных гравимагнитных образов Гулинского массива и других магматических образований Енисей-Хатангского регионального прогиба послужили необходимой основой для дальнейших шагов в построении реалистичных моделей их глубинной морфологии.

Анализ комплекса профильных геофизических данных

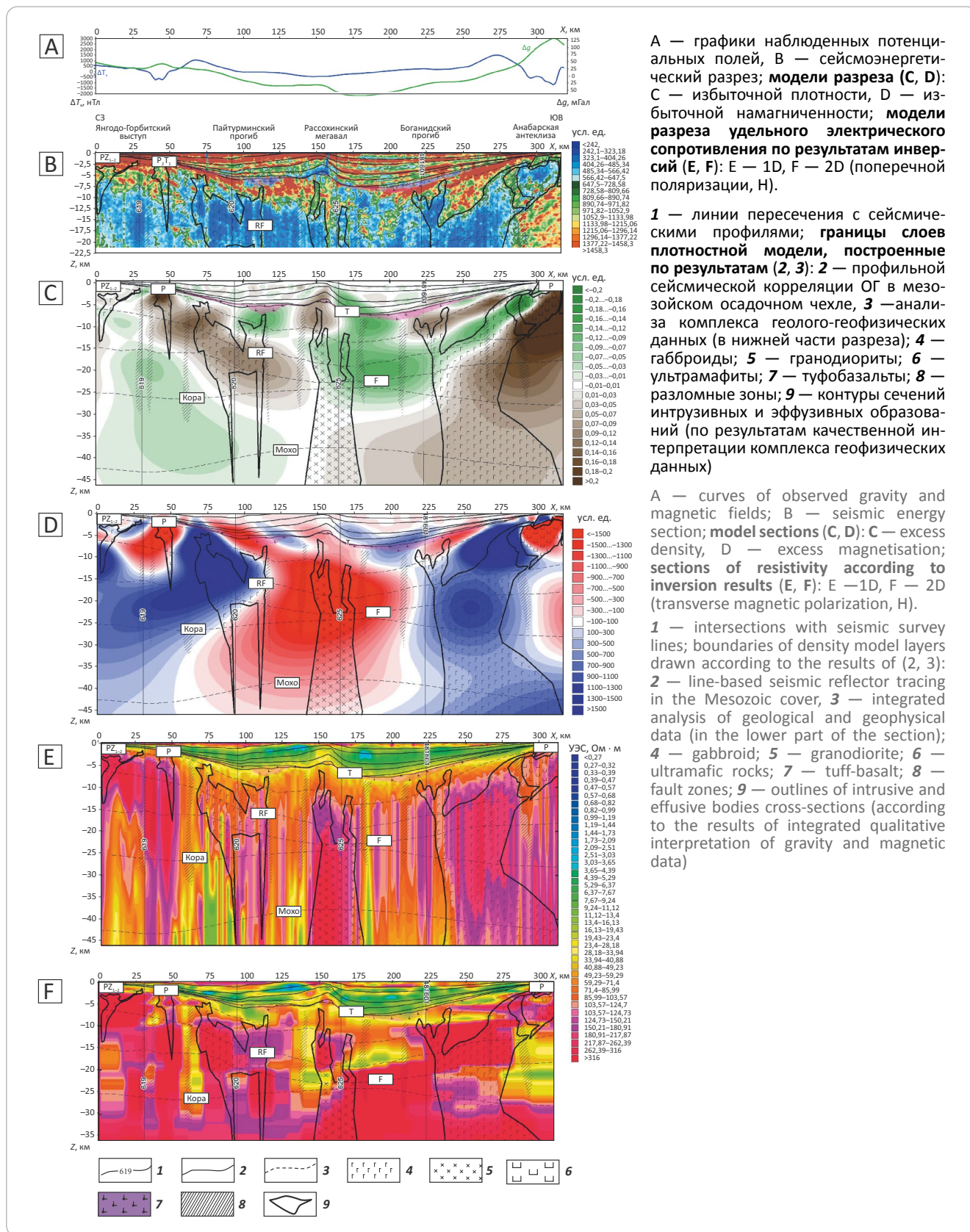
Проанализированы материалы последнего десятилетия регионального изучения Таймыра и Енисей-Хатангского регионального прогиба по системе современных комплексных профилей МОГТ-2D и МТЗ (см. рис. 1, 2): глубинные мигрированные динамические и сейсмоэнергетические разрезы (до

22,5 км, обработка ВНИГНИ, пакет PRIME) и разрезы удельного электрического сопротивления (УЭС) до глубин 60 км (результаты профильных 1D-инверсий, ООО «Северо-Запад» [24]). Их дополняли сечения 3D-моделей эффективных плотностей и намагниченности. По субмеридиональным профилям, допускающим квазидвухмерный анализ, выполнены 2D-инверсии.

Базовой информацией для комплексной интерпретации стали результаты корреляции отражающих сейсмических горизонтов (ОГ) в мезозойском осадочном чехле и их стратиграфической привязки по скважинам (рис. 7). Где было возможно, проводилась корреляция ОГ в палеозойских комплексах и труднее диагностируемой (в основном по смене волновой картины) поверхности кристаллического фундамента. Неоднозначность идентификации глубинных границ по сейсмическим данным усугублялась сложной дизъюнктивной тектоникой, требовала проведения анализа в рамках определенных геологических представлений, привлечения сведений о мощностях изучаемых стратиграфических комплексов и опоры на независимые геофизические данные. Нередко глубинные границы удавалось верифицировать с помощью электрозведочных данных, по контрасту электропроводности выделяющих кровли катагенетически измененных палеозойских осадков, пермотриасового рифтового комплекса, коровые флюидизированные зоны, а в ряде случаев (в бортах прогиба, вне зон глубокого погружения и сильной тектонической раздробленности) — поверхность кристаллического фундамента. На рис. 7 С демонстрируются геоэлектрические образы кровли поздней перми – раннего триаса и архей-протерозойских комплексов, принятые во внимание при проведении корреляции сейсмических границ.

Результаты корреляции сейсмических горизонтов обеспечивали каркас из поверхностей раздела верхней коры для градиентно-слоистой плотностной модели объемного глубинного распределения плотности Енисей-Хатангского регионального прогиба, строящейся в рамках научной тематики ВНИГНИ. В качестве примера на рис. 3 В показана поверхность пермского комплекса. Поверхности глубинных слоев модели — нижнего – среднего палеозоя (PZ₁₋₂), рифея (RF), AR-PR-фундамента (F), гранулит-базитового слоя (кора) и Мохо (см. рис. 6) — также были получены пространственной интерполяцией профильных сечений их кромок, построенных по результатам комплексного анализа всех профильных и площадных геолого-геофизических данных. Последующее внесение в слою модели латеральных неоднородностей (магматических внедрений, разломов, зон дробления и флюидизации, блоков палеозойских пород различного вещественного состава) осуществлялось на основе анализа их профильных геофизических образов с учетом геологических данных и карт потенциальных полей.

Рис. 6. Геофизические разрезы по профилю 624 с графиками магнитного и гравитационного полей
 Fig. 6. Geophysical cross-sections along 624 Line with magnetic and gravity profiled

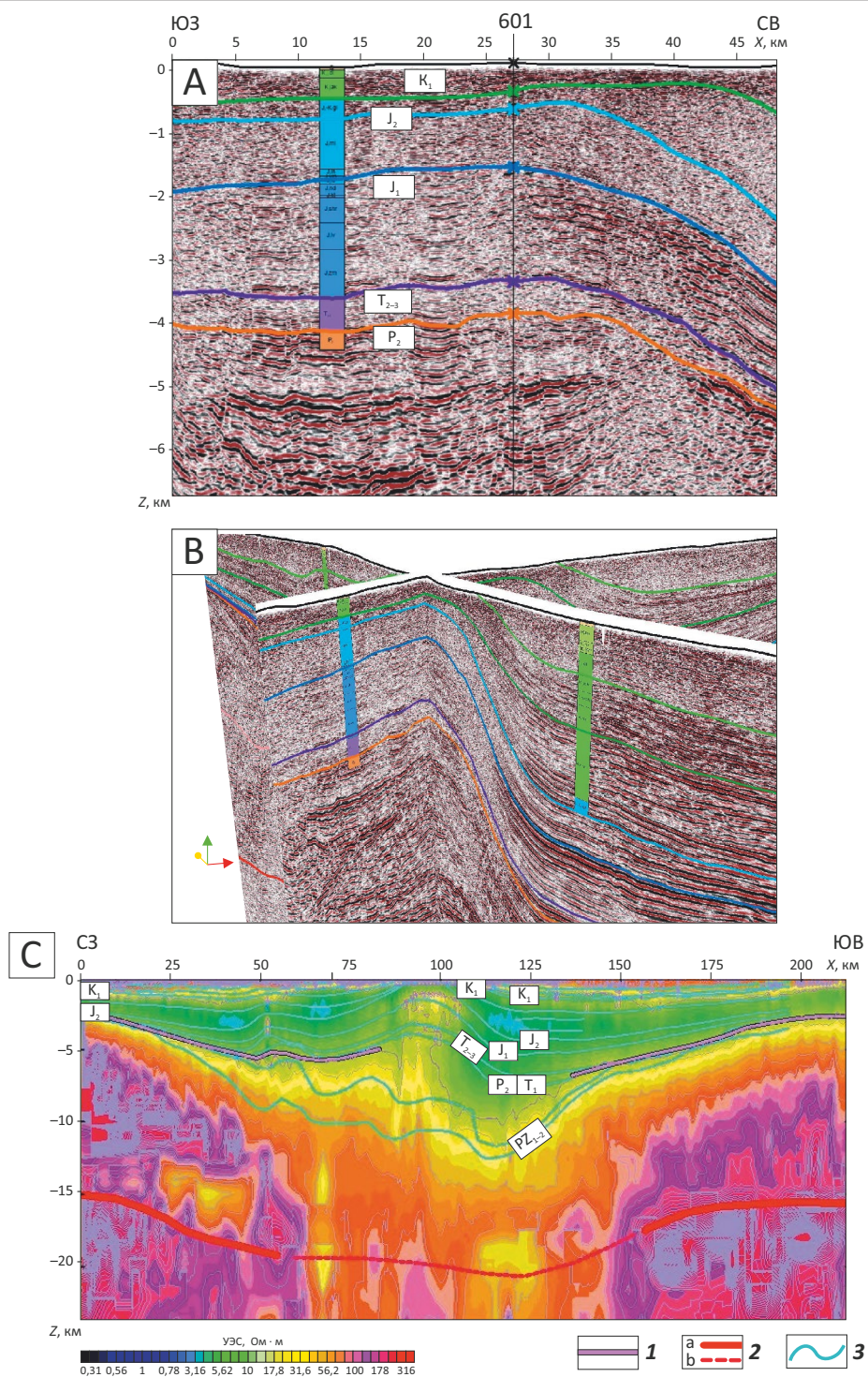


Профильный анализ заключался в совместном истолковании сейсмических и геоэлектрических образов, а также аномалий в сечениях объемных

моделей избыточных («эффективных») плотности и намагниченности, построенных в результате 3D-инверсий аномальных потенциальных полей

Рис. 7. Сейсмодинамический разрез по линии профиля 606 Восточно-Таймырской площади с результатами корреляции ОГ в мезозойском и палеозойском осадочном чехле (А) и пространственный монтаж его пресечения с разрезом профиля 601 (В) с вынесенными геологическими колонками скважин Балахнинская (BLN), Кубалахская (KBL) и Массоновская (MSN)

Fig. 7. Seismic dynamic section along 606 Line (East Taimyrsky area) with the results of reflection horizon tracing in Mesozoic and Palaeozoic sedimentary cover (A) and three-dimensional fitting of its intersection with 601 Line section (B) with shown geological columns of Balakhninsky (BLN), Kubalakhsky (KBL), and Massonovsky (MSN) wells



С — разрез УЭС по профилю 601 с элементами интерпретации.

1 — кровля комплекса поздней перми – раннего триаса по изолинии 15 Ом · м; **2** — кровля архей-протерозойского фундамента (а — уверенная, b — предположительная); **3** — результаты корреляции сейсмических ОГ

C — resistivity section along 601 Line with elements of interpretation.

1 — Lower Permian – Upper Triassic series Top: 15 Ohm · m contour line; **2** — Archean-Proterozoic Basement (a — confident, b — supposed); **3** — results of seismic reflectors tracing

средствами комплекса ГИС INTEGR0 [15]. Из-за ограниченной глубинности сейсмических данных основную роль в выявлении аномалиеобразующих объектов нижней коры и верхней мантии сыграли материалы потенциальных полей и электроразведки (с опорой на обобщенные сведения о физических свойствах породных комплексов, слагающих Енисей-Хатангский региональный прогиб).

Идентификация глубинных интрузивов

Процедура и критерии идентификации образцов глубинных магматических образований проиллюстрированы материалами профиля 624 Центрально-Таймырской площади (см. рис. 1–3, 5), секущего вкрест прогиба и выходящего на магматические структуры Гулинского массива и Верхне-таймырской интрузии. На рис. 6 демонстрируются анализируемые геофизические разрезы с построенным при разработке объемной плотностной модели каркасом основных сейсмоплотностных границ, а также со схематическими контурами сечений магматических тел, намеченных по результатам качественной комплексной интерпретации. Локализованы сечения интрузий основного состава (главные критерии — положительные гравитационные и магнитные аномалии); ультрамафитовых (положительные гравитационные и пониженные магнитные) и среднего состава (слабые гравитационные, отсутствие или слабые магнитные), а также туфобазальтовых слоёв (положительные магнитные, слабые или отсутствующие гравитационные аномалии). Разломные зоны выделены главным образом по МТ-данным и понижению гравитационного поля.

К критериям выделения в сейсмодинамических разрезах массивных по текстуре интрузивных образований относят потерю корреляции и снижение амплитуды отражений, особенно отчетливые для внедрений в ритмично-слоистые толщи осадочных пород с контрастами акустического импеданса. На построенных авторами сейсмоэнергетических разрезах (представляющих распределение энергии отражений, сглаженное в окне 750×250 м) подобные объекты маркируются однородными голубыми полями низких значений энергии. Так, положение двух крупных интрузивных тел отмечается на участках профиля 75–100 км (глубины 6–20 км) и 225–275 км (5–22,5 км) в северном и южном бортах Пайтурминского и Боганидского прогибов соответственно (см. рис. 6 А). Схожую сейсмическую картину имеют ослабленные разломные зоны (например, на Янгодо-Горбитском выступе, пикеты 25–35 км) или сильно раздробленные и флюидизированные донные области прогибов вблизи валов (130–150 и 175–220 км по бортам Рассохинского вала). Магматические объекты можно различить по их откликам в других полях: поясам «бортовых», по-видимому, габброидных интрузий, дважды пересеченным профилем 624, отвечают коррелированные положитель-

ные гравитационные, магнитные и геоэлектрические аномалии (см. рис. 6 С–Е). Те же критерии выделяют долеритовые силлы (быррангский комплекс?) в верхних горизонтах Горбитского выступа (см. рис. 6 А–D).

В регионе исследования также встречаются высокоплотные немагнитные интрузивы. К ним относятся ультрабазитовые тела, уступающие габброидам по индуктивной намагниченности, но имеющие высокую остаточную. Ультрамафитам Гулинского массива, сформировавшимся в эпоху обратной полярности геомагнитного поля, отвечает отрицательная аномалия избыточной намагниченности при высокой избыточной плотности (см. рис. 6 С, D, глубины 1–6 км, пикеты 280–370 км). Вторая интрузия этого типа (штокообразная, судя по плану гравимагнитных аномалий на рис. 2, 3 А) выделяется в верхней коре в районе 50-го км профиля.

Объемным интрузивным образованиям с низкоэнергетическими сейсмическими откликами отвечают аномалии удельного электрического сопротивления со значениями (300–1000 Ом · м и более) (южная бортовая интрузия, рис. 6 Е, F). Однако наличие разломов обычно способствует притоку флюидов и, при типичной для Енисей-Хатангского регионального прогиба высокой их минерализации, интегральная проводимость интрузивного объекта может повышаться до значений, характерных для осадочных пород. Большая чувствительность МТ-данных к наличию проводящего флюида делает их незаменимыми при картировании тектонически ослабленных разломных зон: согласно электроразведочным и сейсмическим образам (см. рис. 6) значительно раздроблена верхняя часть Гулинского массива, а также крупная интрузия северного борта Пайтурминского прогиба. Ультрамафитовый шток (?) на 50-м км профиля по УЭС вполне монолитен, но, согласно сейсмоэнергетическому образу, имеет выраженную текстуру.

В разрезе профиля 624 выделяется и третий тип магматических образований — слабомагнитные (немагнитные/отрицательно намагниченные) и умеренно плотные (маломощные) субвертикальные высокоомные тела в зоне центрального вала. Судя по особенностям потенциальных полей (см. рис. 2), это характерно и для других сечений Рассохинско-Балахнинской мегагряды. В сейсмических образах, как правило, им соответствуют субвертикальные зоны снижения корреляции и энергетики, часть из которых, достаточно узкие, по-видимому, отвечает дайкам основного состава (Балахнинский вал, см. рис. 2). Но встречаются и крупные высокоомные объекты с умеренным гравитационным откликом и отсутствием выраженного магнитного. Подобное образование, выделенное на разрезе 624 в пределах Рассохинского вала, помечено крапом среднего состава. Разрез рис. 6 Е демонстрирует его глубинные корни, однако, в силу присутствия локальных гальванических эффектов и 2D-регио-

нальных искажений в длиннопериодных оценках МТ-передаточных функций, глубинная часть 1D-геоэлектрического разреза не может служить достаточно надежным свидетельством.

Расположение профиля 624 вкрест простирания главных структур прогиба и квазилинейных региональных аномалий потенциальных полей, а также простирание основных геоэлектрических структур (согласно инвариантному анализу тензоров длиннопериодных МТ-импедансов) в целом допускали применение 2D-интерпретации. Однако проведенные 2D-инверсии (с помощью эффективного кода [26]) различных подмножеств МТ-ансамбля данных по профилю 624 продемонстрировали заметный разброс решений в центральной части глубинного разреза, по-видимому из-за влияния искажений, обусловленных сложной локальной тектоникой вблизи вала при больших контрастах сопротивлений консолидированных блоков и флюидизированных разломных зон. Удалось согласованно подтвердить существование узкого, приуроченного к оси вала высокоомного штока, поднимающегося до уровня 5–6 км, и получить разумные взаимодополняющие результаты разрешения геоэлектрических структур мезозой-палеозойского осадочного чехла (рис. 8 В, см. рис. 6 Е, F).

Двухмерный подбор разрезов намагниченности и плотности по линии профиля 624 программными средствами ГИС INTEGRO — при всей условности 2D-подхода и допущений о блоково-однородных средах, а также принципиальной неединственности решений обратных геофизических задач — концептуально подтвердил качественно намеченную на рис. 6 картину распределения различных типов магматических структур в этом сечении прогиба (рис. 9 В, С). В первую очередь это относится к наиболее двумерным структурам — бортовым интрузивным телам (см. рис. 2, 3). Как магнитная, так и плотностная 2D-модели не подтверждают существования глубинного массивного магматического образования, поднимающегося, согласно МТ-свидетельствам (см. рис. 6 Е), к гребню вала. Дополнительные расчеты по альтернативной магнитной модели 2, в отличие от представленной на рис. 9 В, имеющей магнитное включение, морфологически описывающее высокоомный «шток» в центре 1D-разреза УЭС, показали: придание этому объекту даже умеренно повышенной намагниченности ($400 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ), при разумных магнитных параметрах соседних блоков, существенно нарушает подбор наблюдаемого поля (см. рис. 9).

Обе модели демонстрируют признаки довольно обширного подъема уплотненного, умеренно-магнитного основания прогиба (область базификации?) до глубин 25 км, что не противоречит результатам МТ-инверсий. Выявляемые плотностные различия в характеристиках глубинного разреза под Горбитским выступом (относительное разуплотнение средней – нижней коры, отчетливо выраженное в разрезе эффективной плотности,

см. рис. 6 С, и фиксируемое дефицитом плотностей в 2D-разрезе, см. рис. 9 С), под осью прогиба и Анабарской моноклизой (существенное уплотнение) также согласуются с электроразведочными данными (см. рис. 6 Е). Последние в большинстве сечений центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба отображают существенно высокоомную, консолидированную нижнюю кору в центральной и южной частях разреза и проводящую — под Горбитским выступом. Обсуждая результаты двумерных МТ-инверсий следует отметить, что они служили независимым свидетельством для определения положения слоя траппов, в частности на профиле 624 (рис. 10 С).

Выявление объектов туфобазальтового комплекса

Для изучения нефтегазоносности и процессов геодинамической активизации пермотриасовый туфобазальтовый комплекс Енисей-Хатангского регионального прогиба является весьма индикативным [1]. Его формации характеризуются разнообразием физических свойств горных пород, однако с привлечением скважинных данных анализ геофизических разрезов центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и Тарейской площади позволил установить определенные критерии их выделения.

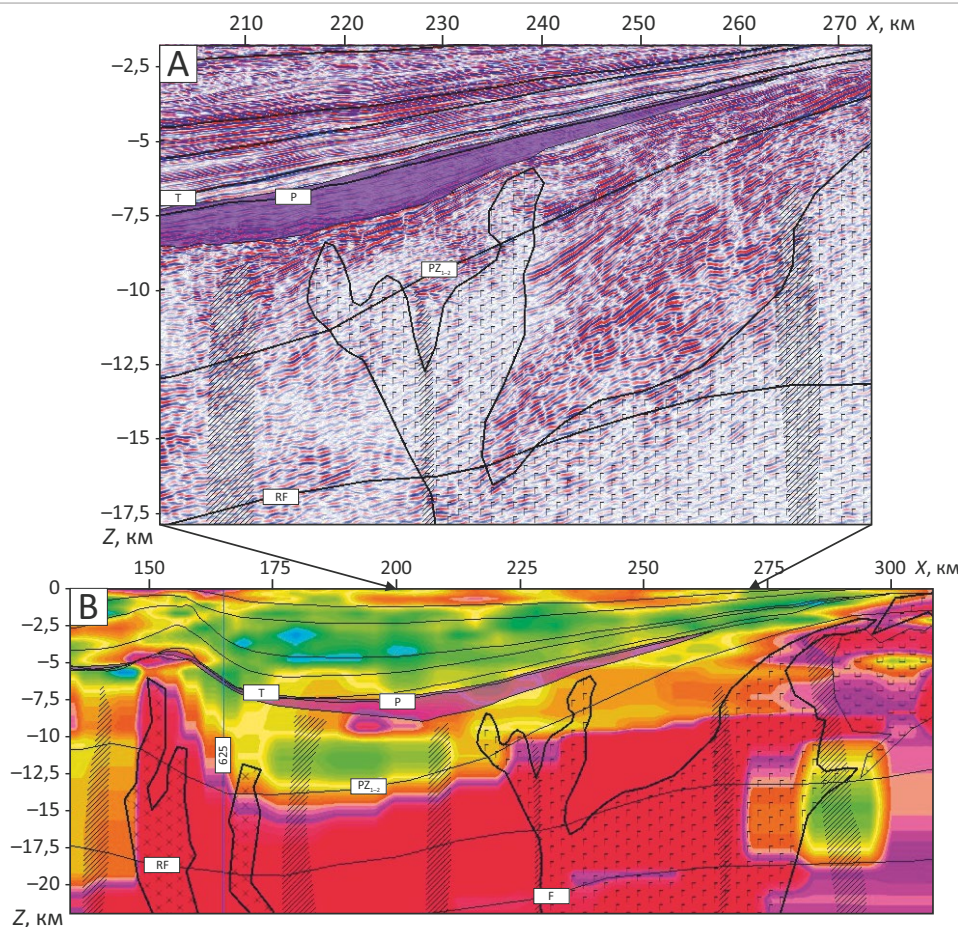
Присутствие в сейсмическом разрезе достаточно выдержанных слоев с пониженной энергией отражений может отвечать массивным субгоризонтальным силлам (региональные съемки выделяют слои мощностью более 30–50 м) либо наличию толщ трещиноватых, пористых туфобазальтов. Подобные образы туфолавовых слоев выделены на Рассохинском мегавалу по результатам анализа сейсмических образов профиля 621 и подтверждены описанием литологии керн и падением уровня кривых гамма-каротажа на горизонтах 2500 и 2150 м скважин Волочанские Северо-Авамской площади (рис. 11). Аналогичные сейсмические образы на профилях Тарейской площади выявляют погруженные трапповые толщ, также верифицируемые скважинными данными (профили 41606 и 607, керн и гамма-каротаж скважин Гольчихинская и Хабейская с глубин около 1700 и 2100 м соответственно). Переслаивание плотных базальтовых разностей с туфогенными породами дают полосчатую картину интенсивных контрастов акустического импеданса, аналогичную SDR-рефлекторам в морских сейсмических данных (примером служат данные 619-го профиля и скв. Логатская, а также, вероятно, образы профиля 624 (см. рис. 8)).

Достаточно надежными критериями различия на сейсмических разрезах эффузивных толщ от вмещающих массивных (тонкослоистых) осадочных формаций триаса или перми, также обуславливающих «матовую» картину отражений, являются сопутствующие магматическим образованиям магнитные аномалии (при достаточной мощности и/или интенсивности намагничения этого слоя).



Рис. 8. Фрагмент сейсмодинамического (А) и геоэлектрического (результат детерминантной 2D-инверсии) (В) разрезов по профилю 624 с элементами интерпретации по совокупности сейсмических, магнитных и геоэлектрических профильных образов

Fig. 8. Fragment of seismic dynamic (A) and geoelectric (the result of deterministic 2D inversion) (B) of the section along 624 Line with elements of integrated interpretation of seismic, magnetic, and geoelectric profiles



Усл. обозначения см. на рис. 6

For Legend see Fig. 6

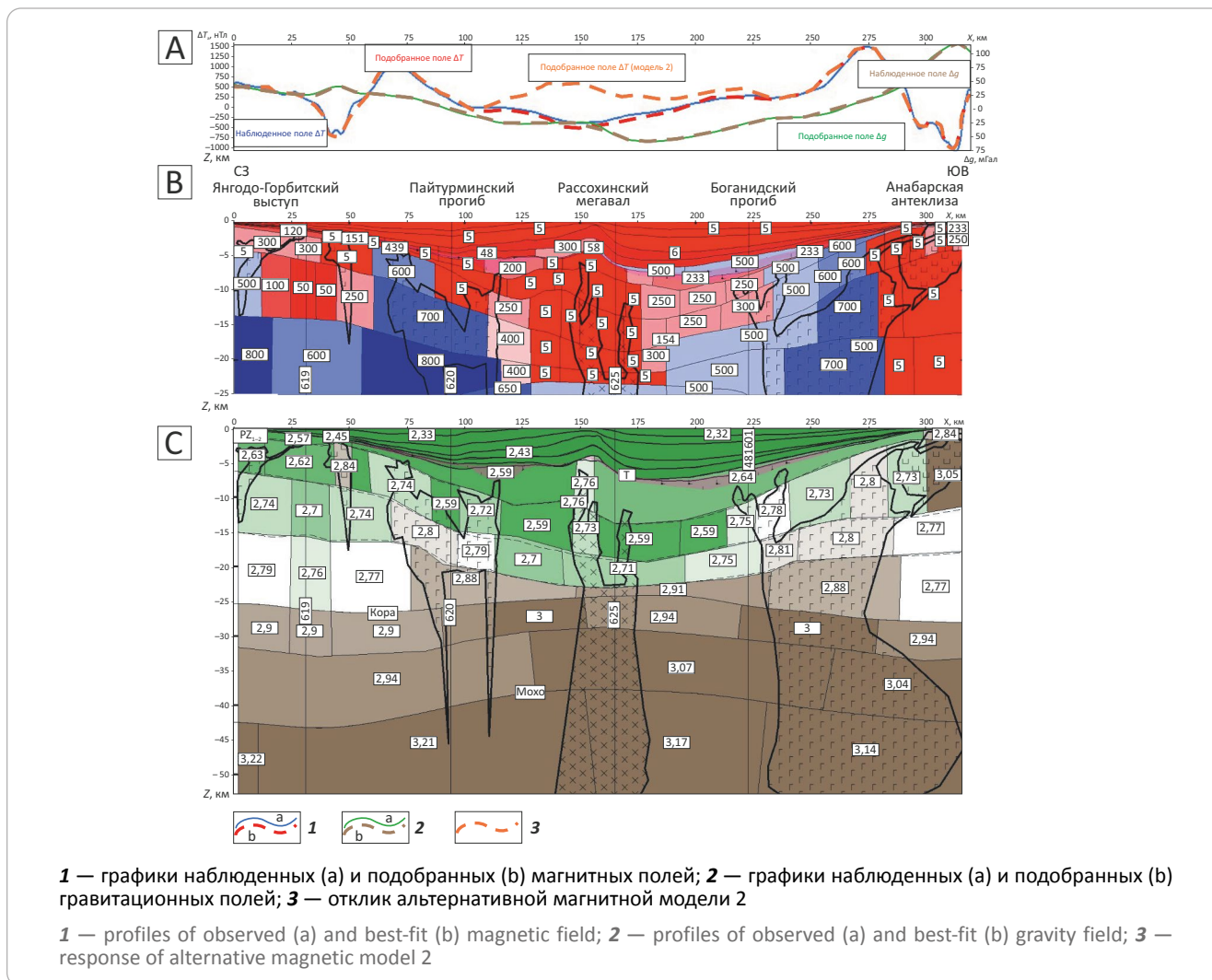
В большинстве случаев, вдали от редких скважин, выделяемые в разрезах близ контакта мезозойских и палеозойских толщ слои пониженной энергетики отражений интерпретировались как эффузивные горизонты (или вулканические постройки), если им сопутствовали области слабых магнитных аномалий (рис. 12, см. рис. 6, 8–10). На рис. 10 и 11 представлены образы траппов, подстилающих мезозойский чехол Боганидского прогиба, в разрезах профилей 481601 (р. Хета) и 624 (см. рис. 2, 6).

По характеристикам потенциальных полей (см. рис. 10) в сечении профиля 481601 намечено присутствие трех интрузивных тел и туфобазальтового слоя, выделяемого по цепочке слабых положительных аномалий намагниченности, расположенной над немагнитными пачками осадочных пермских пород. Материалы МОГТ по сложному речному профилю не столь выразительны, но в целом они не противоречат проведенной идентификации магматических образований и осадочных толщ (последние наиболее уверенно верифицируются на

сейсмическом разрезе). Результаты интерпретации получены также при корреляции с картиной геофизических полей на профиле 624, пересекающем линию 481601 (см. рис. 6, 8, 12).

Для профиля 624 сделано несколько вариантов инверсии данных МТЗ. На рис. 8 показаны результаты обращения амплитудной и фазовой компонент детерминанта тензора импеданса. Благодаря включению откликов продольной (E) поляризации МТ-поля он более чувствителен к субгоризонтальным неоднородностям геоэлектрического разреза, чем данные поперечной поляризации (результат Н-инверсии показан на рис. 6 F). В разрезе УЭС на рис. 8 на глубинах около 7,5 км погруженной части Боганидского прогиба, благодаря 2D-инверсии, выявлен слой повышенного УЭС, который уверенно соотносится с ранее идентифицированным по сейсмическим и магнитным данным слоем трапповой формации (см. рис. 6 A, D). На укрупненном фрагменте сейсмодинамического разреза продемонстрировано выделение интрузивного тела и

Рис. 9. Графики наблюдаемых и подобранных потенциальных полей (А) и разрезы намагниченности (10^{-5} ед. СИ) (В), плотности ($г/см^3$) (С) по профилю 624, построенные по результатам 2D-подбора магнитного и гравитационного полей
Fig. 9. Profiles of observed and best-fit potential fields (A) and magnetisation sections (10^{-5} SI units) (B), and density ($г/см^3$) (C) along 624 Line, which are created as a result of 2D matching of magnetic and gravity fields



слоя траппов на участках с низкой энергией отражений. Неоднозначность трактовки материалов отдельных методов (характеристик волновой картины и положения по глубине аномалий эффективной намагниченности) существенно сужается с привлечением результатов 2D МТ-инверсии, повысившей разрешение мезозойского осадочного чехла и верхов палеозоя в области Сибирской моноклизы (см. рис. 6 F, 8 B). Уверенность в результатах интерпретации придает также и согласованность результатов анализа данных геофизического комплекса пересекающихся профилей 624 и 481601 (см. рис. 12).

Обсуждение полученных результатов

Пространственное распределение и структурно-вещественные особенности магматических образований

Анализ региональных потенциальных полей и профильных данных современного геофизического комплекса, полученных на поисковой стадии исследований Енисей-Хатангского регионального проги-

ба, позволил выделить ряд слабоэродированных и глубинных мафитовых и ультрамафитовых интрузий, а также достаточно мощные туфобазальтовые формации (см. рис. 2).

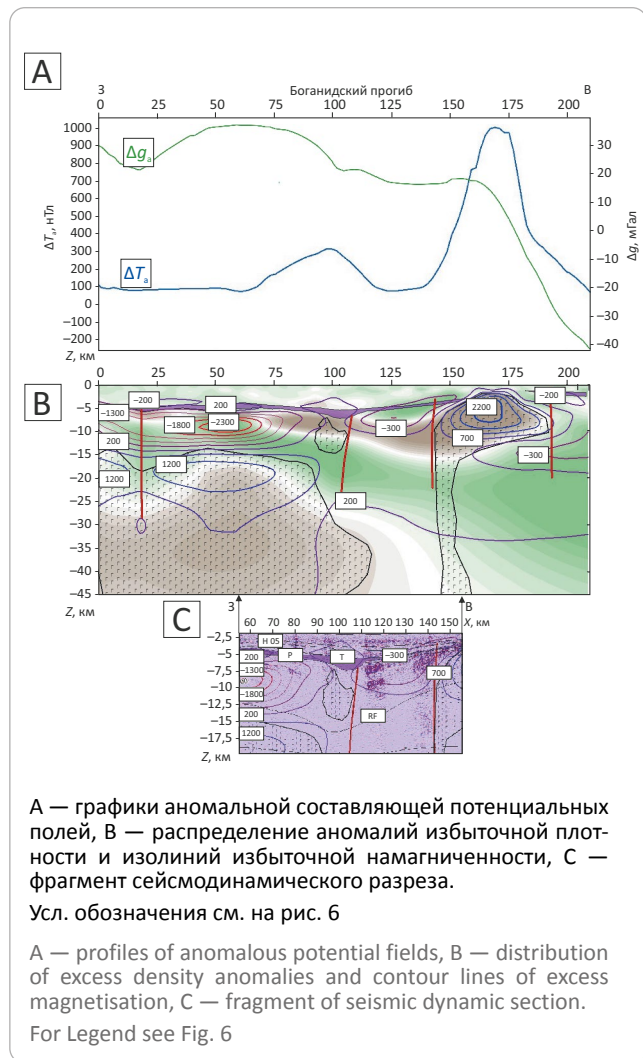
Линейные интенсивные положительные аномалии магнитного и гравитационного полей, оконтурившие наиболее погруженную часть прогиба и Янгодо-Горбитский выступ, отражают самую яркую характеристику магматизма Енисей-Хатангского регионального прогиба — пояс массивных интрузий в его бортах. Их верхние кромки определяются на глубинах 3–12 км. Геофизические разрезы показывают: интрузии, как правило, имеют форму наклонных штоков (хонолитов?) с глубокими корнями и падением в сторону центра прогиба, внедренных в палеозойские осадочные толщи.

Петротипы этих магматических образований выявлены лишь для ограниченного числа локаций, главным образом по скважинным данным (см. рис. 1, 2), и относятся к ультрабазит-базитовым формациям нормального и умеренно-щелочно-



Рис. 10. Геофизические разрезы по речному профилю 481601 с намеченными контурами магнитных образований

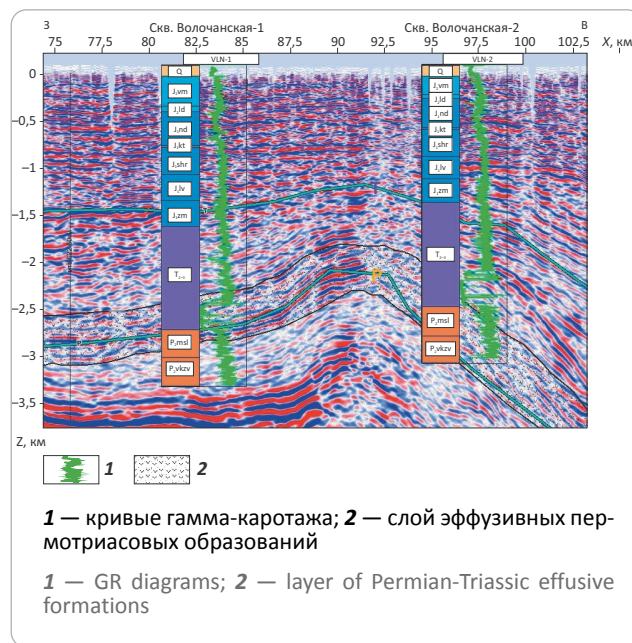
Fig. 10. Geophysical cross-sections along the 481601 river line with the supposed outlines of magnetic formations



го ряда. К ним принадлежат образования дюмталейских расслоенных интрузий боотанкагского, быррангского, восточно-таймырского плутонических и гипабиссальных комплексов (тяготеют к глубинным тектономагматическими структурами Янгодо-Горбитского выступа), а также — контайского комплекса (южный борт Енисей-Хатангского регионального прогиба, Гулинская структурно-фациальная зона) (см. рис. 1). Невскрытые и петрологически неизученные объекты, ответственные за большую часть линейных зон аномалий потенциальных полей в бортах прогиба, по-видимому (судя по геофизическим откликам), также относятся к базитовому ряду. О принадлежности большинства магматических образований «интрузивной рамы» Енисей-Хатангского регионального прогиба к единому тектономагматическому циклу может свидетельствовать стиль внедрения, а также выявленная близость статистических показателей силикатного анализа образцов магматических пород юго-западного борта Енисей-Хатангского регионального

Рис. 11. Фрагмент сейсмического разреза по линии профиля 621 на участке Рассохинского мегавала с колонками скважин Волочанская-1 и Волочанская-2

Fig. 11. Fragment of seismic section along 621 Line in the area of the Rassokhinsky megaswell, with Volochansky-1 and Volochansky-2 well columns



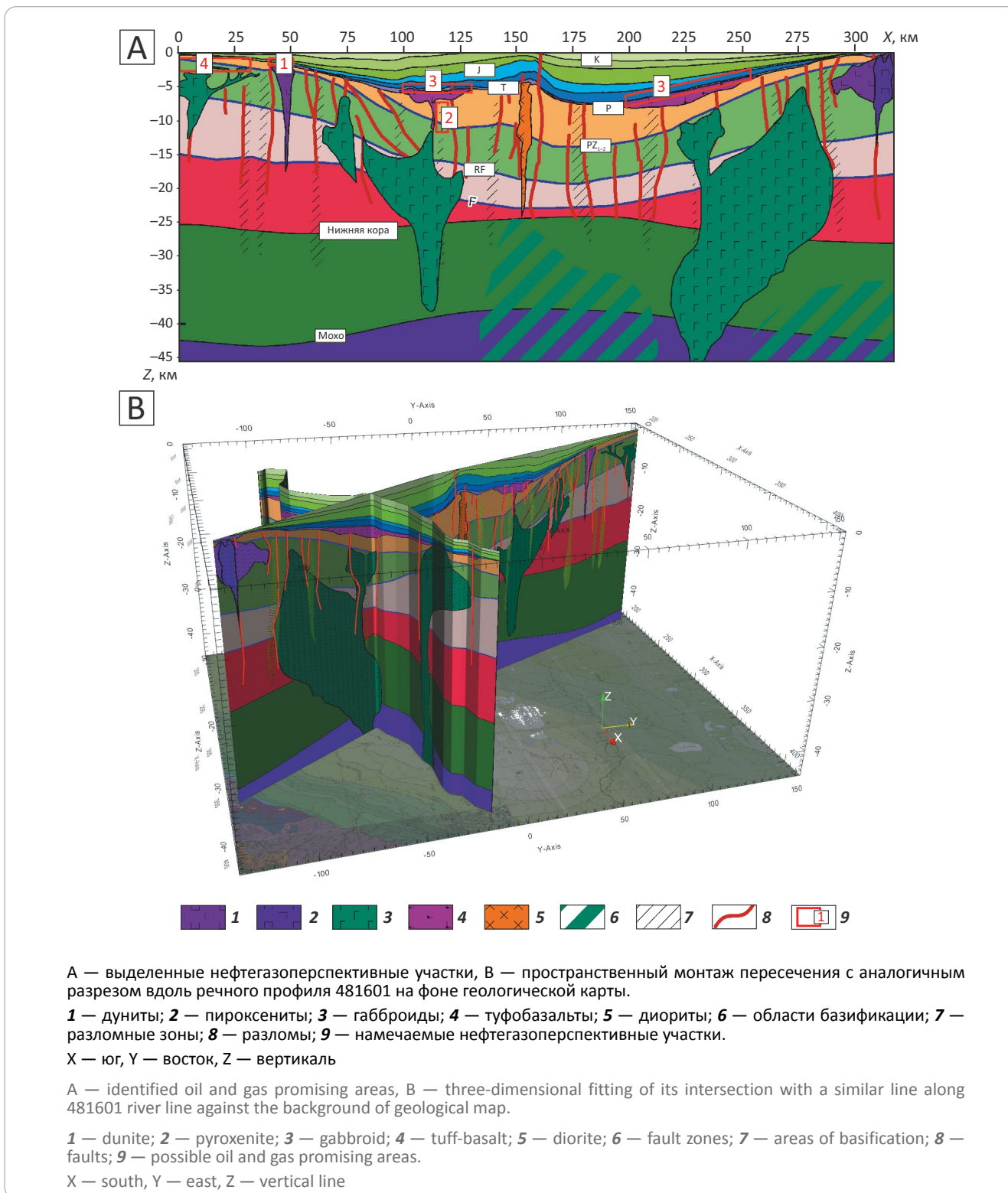
прогиба к характеристикам северных аналогов (см. рис. 1, 2).

По линейным цепочкам локальных гравимагнитных аномалий выделяется система даек основного (среднего?) состава вдоль бортов мегавалов (см. рис. 2, 3). Не имея точной информации о возрасте и петрологии большинства из них, можно сделать предположение об их образовании на инверсионной стадии развития прогиба (поздний триас – юра [3, 12]) за счет локального декомпрессионного корового плавления при сложном сочетании вертикальных движений и транспрессивных деформаций. В то же время керн скв. Волочанские и материалы профиля 621, идущего по гребню Рассохинского вала, подтверждают возможность связи части локальных аномалий с останцами траппов (см. рис. 2, 11).

Важным с точки зрения изучения пермотриасового магматизма, а также строения и истории развития Енисей-Хатангского регионального прогиба стало обнаружение в локальных аномалиях магнитного поля системы слабых магнитных откликов от объектов, расположенных в ложе Агапской и Пайтурминской впадин (см. рис. 2). Идентификация источников этих аномалий в западной части прогиба требует дополнительных исследований. Наиболее вероятной представляется их связь с продуктами базификации средней – нижней коры начальных этапов активизации, на последующих стадиях развития прогиба погребенными под мощной осадочной толщей. В разрезах по профилю 624 область базификации определяется на глубинах более

Рис. 12. Геологический разрез по профилю 624, построенный по результатам комплексной геолого-геофизической интерпретации со схемой размещения интрузивных и трапповых образований периода пермотриасовой геодинамической активизации

Fig. 12. Geological cross-section along 624 Line created using the results of integrated geological and geophysical interpretation, with a layout of intrusive and traprock formations related to Permian-Triassic geodynamic activation



25 км в осевой части прогиба и на юге — под областью Гулинского массива (см. рис. 2, 9).

Также относительно слабы, но регионально широко распространены отклики трапповых формаций. Судя по результатам районирования маг-

нитного поля (см. рис. 2, 3), они продолжают свое развитие и под мезозойскими осадками прогиба. Профильные геолого-геофизические, а также скважинные данные для ряда областей (Тарейской и к западу от нее, профили 41606, 607; Боганидского

и Жданихинского прогибов, Логатской впадины, профили 601, 602, 624 и др.) подтверждают результаты районирования, выявляя умеренно мощные покровы, отдельные линзы или складчатые структуры (южный склон Горбитского выступа) туфо-базальтового комплекса. Присутствие подобных образований выявляется (в том числе и на валах – профиль 621, Волочанская площадь) по характерным откликам в естественных физических полях (см. рис. 2, 6, 8–11). Точное определение их мощности и положения по глубине, даже при хорошей корреляции различных геофизических откликов, требует более детальных наблюдений.

Помимо основных интрузий, наиболее определенно локализуемых в геофизических разрезах, были также выделены внедрения кислого и среднего состава. Не исключено, что их существенно меньшее число обусловлено менее яркими геофизическими откликами, но скорее тем, что в процессе пермотриасовой активизации, определившей магматизм региона, наибольшую роль играло поступление мантийного, базитового вещества. Вероятно, в силикатной коре прогиба, вследствие глубинного прогрева, мог также происходить контактовый или региональный анатексис, а также деконпрессионная гранитизация в пределах его бортов, поднимающихся в процессе изостатической компенсации утяжеления базифицированной коры центральной части и заполнения ее осадками. На восточной окраине Горбитского выступа авторами статьи предположительно выделены области гранитизации, ассоциированные с Логатской впадиной (см. рис. 1).

В рамках данного исследования изучались и ультрамафитовые интрузии, как известные эродированные (полифазный Гулинский массив), так впервые выделенные глубинные (см. рис. 6). Как выяснилось, этим высокоплотным объектам могут отвечать слабые или отрицательные аномалии намагниченности. Это связано с относительно меньшей магнитной восприимчивостью неизмененных ультрамафитовых разностей по сравнению с основными, а также с их образованием (или перемагничиванием в ходе метасоматических изменений) в периоды отрицательной полярности магнитного поля [17]. Адекватное понимание модели намагниченности интрузивов Гулинской области и ее согласование с сейсмическими и электроразведочными образами (см. рис. 5, 6) позволили наметить контуры интрузий и грабена осадочных пород, погребенного под Гулинский массив, сформировать стартовую модель последнего для проведения 3D-гравиметрической инверсии. Итоговый объемный образ Гулинского массива, представленный в [15], дополнил обсуждаемые ниже геологические разрезы (см. рис. 12).

Магматические свидетельства геодинамической активизации на рубеже палеозоя и мезозоя

Проведенный анализ пространственных и профильных геофизических данных показал, сколь

велика была роль крупных базит-ультрабазитовых внедрений в формировании глубинной архитектуры Енисей-Хатангского регионального прогиба (см. рис. 2, 6, 10). На геологических разрезах по профилям 624 и 481601 (см. рис. 12), основанных на профильных сейсмических и электроразведочных данных, а также сечениях региональной градиентно-слоистой плотностной модели и 3D-моделей эффективных плотности и намагниченности, впервые достаточно четко намечены контуры подобных структур: разбитая разломами интрузия борта Пайтурминского прогиба, базитовое основание под осью Енисей-Хатангского регионального прогиба, габброидная интрузия южного борта, Гулинский ультрамафит-ийолитовый и Хетский, по-видимому, габброидный интрузивы.

Воссозданные границы осадочных толщ, а также морфоструктурные особенности и пространственное распределение продуктов пермотриасового магматизма в разрезе, представленном на рис. 12 А, свидетельствуют о начале погружения области Енисей-Хатангского регионального прогиба существенно раньше времени излияния плато-базальтов, а также об интенсивном предъюрском размыве. Гипотетически, пермское погружение могло быть следствием импульса активности Хатангского «локального» центра Сибирского суперплюма (Хатангского «вторичного» плюма по терминологии Н.А. Добрецова), возникшего задолго до палеозой-мезозойского рубежа. В результате этого импульса магма, поднимающаяся вдоль унаследованной от рифейского рифтогенеза ([7, 27] и др.) линейной ослабленной трансформальной структуры, могла не достичь поверхности и «запечатать» эту зону в процессе своего охлаждения. Последнее инициировало погружение вследствие термоупругих и изостатических процессов. Возможно, серия дополнительных событий андерплейтинга продолжила утяжеление глубинных слоев разреза, чем ускорила прогибание, осадконакопление и образование бортовых разломных зон. Следующий импульс мантийного магматизма, отвечающий наиболее мощной фазе активности суперплюма на рубеже перми и триаса, использовал эти ослабленные зоны для подвода огромных объемов магмы в борта ранее начавшего свое формирование Енисей-Хатангского прогиба. Следует отметить, что подобный сценарий в определенной мере перекликается с представлениями [4, 5] о роли вертикальных движений и базитового магматизма в геодинамике Енисей-Хатангского регионального прогиба. Гипотеза о более раннем (поздний карбон – пермь) начале воздействия суперплюма на Сибирскую литосферную плиту высказывалась в ряде работ К.Н. Малича, а также других авторов ([14] и др.). Свидетельства о длительном периоде (поздний – ранний палеозой) прохождения Сибирской плиты над горячей мантийной областью приводятся в [28] и других работах.

На разрезе по профилю 624 схематически намечены две области базификации нижней коры: в центре Енисей-Хатангского регионального про-

гиба (продукт центрального «гребня» Хатангского вторичного плюма) и под Гулинским массивом. Последняя, по-видимому, продолжается под всей Маймеча-Котуйской тектономагматической зоной, так как именно здесь по данным спутниковой миссии СНАМР локализуется крупнейшая в Сибирском регионе литосферная аномалия магнитного поля [29]. Обширная область магматической проработки низов коры, наличие которой необходимо для объяснения этой аномалии, вероятно, возникла вследствие еще одного продуктивного этапа существования Хатангского магматического центра, реализовавшегося в зоне сочленения двух палеорифтов (см. рис. 1) в близкой временной окрестности излияния сибирских траппов, в период положительной полярности магнитного поля (синхронно с образованием маймеча-котуйского ийолит-карбонатитового комплекса?).

Прогнозные признаки УВ, связанные с магматическими образованиями

Области развития глубинных интрузивных образований, которые можно выделять по данным потенциальных полей уже на ранних стадиях изучения нефтегазоносных областей, должны рассматриваться как важные объекты прогнозной оценки, так как с магматическими телами непосредственно связан ряд поисковых признаков. В первую очередь это структурные ловушки в осадочных комплексах, куполообразно деформированных нижележащими внедрениями. Исследования авторов на территории прогиба показали, что со «слепыми» пермотриасовыми интрузивами разной величины связана значительная часть поднятий, отраженных на структурных схемах по результатам сейсмических работ. Примером может служить поднятие, пересекаемое профилем 041602 Тарейской площади, названное в работе [4] «Дюмталейским», а также поднятие в мезозойских горизонтах южного склона Горбитского выступа (профиль 624), обусловленное купольной ультрамафитовой интрузией (см. рис. 6). Последнее помечено как потенциальная «ловушка» № 1 (см. рис. 12 А).

Порово-трещинные коллекторы могут быть связаны с зонами глубинных магмоконтролирующих разломов (или зонами, прилегающими к магмоподводящим) (см. рис. 12 А, ловушка 2), а также — с приинтрузивными контактными зонами, в том числе с притрапповыми зонами высокой кавернозности, образованными газонасыщенными компонентами лав. В результате межпластовой миграции УВ потенциальными коллекторами могут являться трещиноватые и пористые туфитовые толщи траппов, выявленные непосредственно под нефтепродуцирующими юрскими пластами (см. 12 А, ловушки 3). Ловушки такого типа обнаружены в триасовых вулканах на Ханты-Мансийском месторождении [30].

Достаточно часто обсуждается поисковый критерий, связанный с термовыделением остывающей крупной интрузии, увеличивающим степень ката-

генетической преобразованности ОВ интрузивных и вышележащих пород. Комплексы палеозоя, как правило, вмещающие пермотриасовые интрузии в бортах Енисей-Хатангского прогиба и на Янгодо-Горбитском выступе, содержат потенциально нефтематеринские карбонатные толщи. Последние, при прочих равных условиях, могут иметь большую зрелость и генерационный потенциал в окрестностях внедрений, чем на удалении, что позволяет расценивать их как более перспективные для дальнейших поисков (см. рис. 12 А, ловушка 4). На прогнозном разрезе листа S46 ГК ряд нефтепроявлений намечен в палеозойских карбонатных породах по соседству со «слепыми» дюмталейскими интрузиями.

Адекватные сведения о локализации, морфологии и составе интрузивных образований необходимы для корректировки скоростных, а далее — глубинных структурных сейсмических моделей, являющихся краеугольным камнем нефтегазового прогноза. Особенно ценны эти сведения в условиях сниженной интенсивности отражений, при проблемах с качеством сейсмической записи. Так, учет высокоскоростной области, создаваемой магматическими структурами 2 и 3 (см. рис. 1), скорее всего, приведет к существенной корректировке структурных карт по глубинным ОГ (включая архей), построенным по картам изохрон для северо-востока Тарейской площади Енисей-Хатангского регионального прогиба (Перебейносов А.В. и др., 2019), и, возможно — к переоценке глубин кровли фундамента.

Заключение

Исследования опирались на комплекс геофизических данных, полученных с применением высокоразрешающих методик в ходе полевых работ по обширному региону Енисей-Хатангского регионального прогиба, сохранившему следы интенсивной магматической деятельности рубежа палеозоя – мезозоя. Таким образом были обеспечены уникальные возможности для изучения структурно-вещественных особенностей интрузивных и эффузивных образований этого важного этапа тектонической эволюции Сибирского кратона.

В начале проводилось районирование потенциальных полей, построение объемных моделей эффективных намагниченности и плотности, анализ физических свойств продуктов магматизма. Осуществлявшийся параллельно комплексный анализ профильных материалов служил базовым подходом к геологическому осмыслению всего объема геофизической информации и опорой для построения объемной плотностной модели региона.

В рамках проведенного исследования удалось охарактеризовать вещественные свойства и пространственное распределение продуктов пермотриасового магматизма Енисей-Хатангского регионального прогиба: оконтурить области развития погребенных туфобазальтов и пояс бортовых ин-

трузивов, локализовать их по глубине на профильных разрезах и идентифицировать по составу.

В порядке дискуссии представлена оригинальная гипотеза, основанная на полученных представлениях о морфологии и структурах локализации глубинных магматических образований Енисей-Хатангского регионального прогиба и касающаяся стадийности его формирования. Эта гипотеза нуждается в дальнейшем развитии и увязке с геодинамическими моделями соседних регионов, она предполагает более раннее, чем рубеж палеозой – мезозой, начало погружения прогиба и формирования бортовых разломных зон. Позднее, в эпоху пика активности Сибирского суперплюма, последние стали каналами для внедрения огромных порций магмы, образовавших интрузивную «раму» Енисей-Хатангского прогиба — его наиболее яркий геофизический образ.

Новые сведения о продуктах магматизма Енисей-Хатангского регионального прогиба могут быть использованы для актуализации результатов структурно-тектонического анализа — важнейшего этапа комплексного геолого-геофизического изучения

глубинного строения и фундамента нефтегазового прогнозирования новых перспективных областей. Как обсуждалось выше, эти сведения полезны в контексте непосредственного прогноза УВ и выбора стратегии их поиска на территории Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Полученные результаты также способствуют обоснованному моделированию целевых структур верхних этажей разреза и могут быть использованы для построения карт основания потенциально нефтегазоносного структурного этажа стратифицированных образований, отделенного от нестратифицированных толщ фундамента и массивных интрузивных внедрений в осадочном чехле.

С учетом перечисленных аспектов представляется весьма интересным и перспективным продолжение изучения магматических структур Енисей-Хатангского регионального прогиба на базе развитых приемов их анализа и более детальных геофизических материалов как в прикладных нефтегазовых целях, так и для решения фундаментальных геологических проблем.

Литература

1. Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Чикишев А.А., Шайдаков В.А., Бордюг А.В., Каламкаров С.Л. Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2018. – № 1. – С. 7–27.
2. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Пешкова И.Н., Унгер А.В., Кравченко М.Н., Обухов А.Н. Ресурсный потенциал и перспективы освоения Арктической зоны Российской Федерации // Нефть и газ Евразия. – 2017. – № 2. – С. 44–51.
3. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В. Мезо-кайнозойская история развития севера Западной и Восточной Сибири на основе анализа сейсмических данных (Гыдан, Усть-Енисейский район) // Геология нефти и газа. – 2017. – № 1 – С. 34–40.
4. Кушнир Д.Г. Геодинамика полуострова Таймыр по геофизическим данным // Геодинамика и тектонофизика. – 2018. – Т. 9. – № 1. – С. 81–92. DOI: 10.5800/GT-2018-9-1-0338.
5. Куркин А.А., Кузнецов В.И. Уточнение тектонического строения Ямало-Гыданского региона по результатам комплексной интерпретации геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 87–100.
6. Добрецов Н.Л. Пермо-триасовый магматизм и осадконакопление Евразии как отражение мантийного суперплюма // Доклады Академии наук. – 1997. – Т. 354. – № 4. – С. 497–500.
7. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000). – М. : Научный мир, 2001. – 605 с.
8. Nikishin A.M., Ziegler P.A., Abbott D., et al. Permian-Triassic Intraplate Magmatism and Rifting in Eurasia: Implications for Mantle Plumes and Mantle Dynamics // Tectonophysics. – 2002. – Т. 351 – № 1–2. – С. 3–39. DOI: 10.1016/S0040-1951(02)00123-3.
9. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковишина Е.В. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. – 2016. – № 2. – С. 23–42. DOI: 10.7868/S0016853X16020028.
10. Афанасенков А.П., Лыгин И.В., Обухов А.Н., Соколова Т.Б., Кузнецов К.М. Объемная реконструкция тектонических элементов Енисей-Хатангской рифтовой системы по результатам комплексной геолого-геофизической интерпретации // Геофизика. – 2017. – № 2. – С. 60–70.
11. Добрецов Н.Л., Полянский О.П., Ревердатто В.В., Бабичев А.В. Динамика нефтегазоносных бассейнов в Арктике и сопредельных территориях как отражение мантийных плюмов и рифтогенеза // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1145–1161.
12. Vernikovskiy V., Shemin G., Deev E., Matushkin N., Metelkin D., Pervukhina N. Geodynamics and Oil and Gas Potential of the Yenisei-Khatanga Basin (Polar Siberia) // Minerals. – 2018. – Т. 8. – № 11. DOI: 10.3390/min8110510.
13. Проскурнин В.Ф., Петров О.В., Проскурнина М.А., Салтанов В.А., Лохов Д.К. Раннекимерийский посттрапповый магматизм Центрального сектора Арктики России — проблемы триасового орогенеза и горячего пятна Таймыра // Проблемы тектоники континентов и океанов : мат-лы LI Тектонического совещания (Москва, 29 января – 2 февраля 2019 г.). – М. : ГЕОС, 2019. – С. 144–148.
14. Короновский Н.В., Демина Л.И. Магматизм как индикатор геодинамических обстановок. – М. : КДУ, 2011. – 234 с.
15. Черемисина Е.Н., Финкельштейн М.Я., Деев К.В., Большаков Е.М. ГИС INTEGRO. Состояние и перспективы развития в условиях импортозамещения // Геология нефти и газа. – 2021. – № 3. – С. 31–40. DOI 10.31087/0016-7894-2021-3-31-40.
16. Демина Л.И., Захаров В.С., Промыслова М.Ю., Завьялов С.П. Соотношение коллизионного и траппового магматизма Таймыра по геологическим данным и результатам моделирования // Вестн. Моск. ун-та. – Сер. 4: Геология. – 2018. – № 1. – С. 16–25.
17. Latyshev A.V., Fetisova A.M., Veselovskiy R.V. Linking Siberian Traps LIP Emplacement and End Permian Mass Extinction: Evidence from Magnetic Stratigraphy of the Maymecha-Kotuy Volcanic Section // Geosciences. – 2020. – Т. 10. – № 8. – С. 2–26. DOI: 10.3390/geosciences10080295.

18. Карта размещения петротипов нестратифицированных образований России. Сибирский федеральный округ. Красноярский край. Материалы ФГБУ «ВСЕГЕИ» по состоянию на 01.09.2019 года [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://atlaspacket.vsegei.ru/#3318467220bc4fd810> (дата обращения: 11.03.2021).
19. Малич К.Н., Баданина И.Ю., Романов А.П., Служеникин С.Ф. U-Pb возраст и Hf- Nd-Sr-Cu-S изотопная систематика бинюдинского и дюмталейского рудоносных интрузивов (Таймыр, Россия) // Литосфера. – 2016. – № 1. – С. 107–128.
20. Малич К.Н., Лопатин Г.Г. Новые данные о металлогении уникального Гулинского клинопироксенит-дунитового массива (Северная Сибирь, Россия) // Геология рудных месторождений. – 1997. – Т. 39. – № 3. – С. 247–257.
21. Малич К.Н., Хиллер В.В., Баданина И.Ю., Белоусова Е.А. Результаты датирования торрианита и бадделеита карбонатитов Гулинского массива (Россия) // Доклады Академии наук. – 2015. – Т. 464. – № 4. – С. 464–467. DOI: 10.7868/S086956521528018X.
22. Мышенкова М.С., Зайцев В.А., Томсон С., Латышев А.В., Захаров В.С., Багдасарян Т.Э., Веселовский Р.В. Термальная история Гулинского плутона (север Сибирской платформы) по результатам трекового датирования апатита и компьютерного моделирования // Геодинамика и тектонофизика. – 2020. – Т. 11. – № 1. – С. 75–87. DOI: 10.5800/GT-2020-11-1-0464.
23. Петрофизика: Справочник. Кн. 1. Горные породы и полезные ископаемые / Под ред. Н.Б. Дортмана. – М. : Недра, 1992. – 391 с.
24. Афанасенков А.П., Яковлев Д.В. Применение электроразведки при изучении нефтегазоносности северного обрамления Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2018. – № 7. – С. 1032–1052. DOI: 10.15372/GiG20180708.
25. Гусев Б.В. Причины отрицательных магнитных аномалий Маймеча-Котуйского района. Геофизические методы разведки в Арктике / Под ред. Р.М. Деменицкой // Труды Научно-исследовательского института геологии Арктики Министерства геологии и охраны недр СССР. Геофизические методы разведки в Арктике. – Т. 132. – Вып. 4. – С. 35–52.
26. Varentsov I.V. Joint robust inversion of magnetotelluric and magnetovariational data // Electromagnetic sounding of the Earth's interior. – Elsevier Science, 2006. – С. 189–222.
27. Харахинов В.В. Древние рифты Восточной Сибири и их нефтегазоносность // Геология нефти и газа. – 2016. – № 4. – С. 3–18.
28. Кузьмин М.И., Ярмолюк В.В. Мантийные плюмы северо-восточной Азии и их роль в формировании эндогенных месторождений // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 2. – С. 153–184. DOI: <http://dx.doi.org/10.15372/GiG201400201>.
29. Maus S., Rother M., Holme R., Luhr H., Olsen N., Haak V. First scalar magnetic anomaly map from CHAMP satellite data indicates weak lithospheric field // Geophysical Research Letters. – 2002. – Т. 29. – № 14. – С. 47–1–47–4. DOI: 10.1029/2001GL013685.
30. Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Исаев В.И., Стариков А.И., Кузина М.Я. Генезис углеводородов доюрского комплекса Ханты-Мансийского месторождения (зона локального сжатия Западно-Сибирской плиты) // Геофизический журнал. – 2020. – Т. 42 – № 5. – С. 130–147. DOI: 10.24028/gzh.0203-3100.v42i5.2020.215076.

References

1. Afanasenkov A.P., Obukhov A.N., Chikishev A.A., Shaidakov V.A., Bordyug A.V., Kalamkarov S.L. Tectonic setting of the northern surroundings of the Siberian Platform based on the integrated study of geological and geophysical data. *Geologiya nefi i gaza*. 2018;(1):7–27. In Russ.
2. Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Peshkova I.N., Unger A.V., Kravchenko M.N., Obukhov A.N. Russian Arctic Zone Resource Potential and Development Prospects. *Neft' i gaz Evraziya*. 2017;(2):44–51.
3. Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V. Mesozoic-Cenozoic geological history of the North of Western and Eastern Siberia based on the seismic data analysis. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(1):34–40. In Russ.
4. Kushnir D.G. Geodynamics of the Taimyr peninsula from geophysical data. *Geodynamics & Tectonophysics*. 2018;9(1):81–92. DOI: 10.5800/GT-2018-9-1-0338. In Russ.
5. Kurkin A.A., Kuznetsov V.I. Tectonic structure of the Yamal-Gydan region: update on the result of integrated interpretation of geological and geophysical data. *Geologiya nefi i gaza*. 2018;(3):87–100. In Russ.
6. Dobretsov N.L. Permo-triasovyi magmatizm i osadkonakoplenie Evrazii kak otrazhenie mantiinogo superplyuma. *Doklady Akademii Nauk* [Permian-Triassic magmatism and sedimentation in Eurasia as a reflection of mantle superplume]. 1997;354(4):497–500. In Russ.
7. Khain V.E. Tektonika kontinentov i okeanov (god 2000) [Tectonics of continents and oceans (year 2000)]. Moscow: Nauchnyi mir; 2001. 605 p. In Russ.
8. Nikishin A.M., Ziegler P.A., Abbott D., et al. Permian-Triassic Intraplate Magmatism and Rifting in Eurasia: Implications for Mantle Plumes and Mantle Dynamics. *Tectonophysics*. 2002; 351(1–2):3–39. DOI: 10.1016/S0040-1951(02)00123-3.
9. Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V., Bordunov S.I., Lugovaya O.V., Chikishev A.A., Yakovishina E.V. The tectonics and stages of the geological history of the Yenisei-Khatanga Basin and the conjugate Taimyr Orogen. *Geotectonics*. 2016; 50(2):161–178. DOI: 10.1134/S0016852116020023.
10. Afanasenkov A.P., Lygin I.V., Obukhov A.N., Sokolova T.B., Kuznetsov K.M. Volumetric reconstruction of the Yenisei-Khatanga rift system's tectonic elements by integrated geological-geophysical interpretation. *Geofizika*. 2017;(2):60–70. In Russ.
11. Dobretsov N.L., Polyanskii O.P., Reverdatto V.V., Babichev A.V. Dynamics of the arctic and adjacent petroleum basins: a record of plume and rifting activity. *Russian Geology and Geophysics*. 2013; 54(8):888–902. DOI: 10.1016/j.rgg.2013.07.009.
12. Vernikovskiy V., Shemin G., Deev E., Matushkin N., Metelkin D., Pervukhina N. Geodynamics and Oil and Gas Potential of the Yenisei-Khatanga Basin (Polar Siberia). *Minerals*. 2018; 8(11). DOI: 10.3390/min8110510.
13. Proskurnin V.F., Petrov O.V., Proskurnina M.A., Saltanov V.A., Lokhov D.K. Rannekimmeriiskii posttrappovyi magmatizm Tsentral'nogo sektora Arktiki Rossii — problemy triasovogo orogeneza i goryachego pyatna Taimyra [Early Cimmerian post-trap magmatism of Russian Arctic Central sector: problems of Triassic orogeny and Taimyr hotspot]. In: Problemy tektoniki kontinentov i okeanov : mat-ly LI Tektonicheskogo soveshchaniya (Moscow, 29 January – 2 february 2019). Moscow: GEOS; 2019. pp. 144–148. In Russ.
14. Koronovskii N.V., Demina L.I. Magmatizm kak indikator geodinamicheskikh obstanovok [Magmatism as a label of geodynamic settings]. Moscow: KDU; 2011. 234 p. In Russ.

15. *Cheremisina E.N., Finkel'shtein M.Ya., Deev K.V., Bol'shakov E.M.* GIS INTEGRO. Status and prospects for development in the context of import substitution. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(3):31–40. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-31-40. In Russ.
16. *Demina L.I., Zakharov V.S., Promyslova M.Yu., Zav'yalov S.P.* The interrelations between collisional and trap magmatism of Taimyr based on geological data and modeling results. *Vestn. Mosk. un-ta. Ser. 4: Geologiya*. 2018;(1):16–25. In Russ.
17. *Latyshev A.V., Fetisova A.M., Veselovskiy R.V.* Linking Siberian Traps LIP Emplacement and End Permian Mass Extinction: Evidence from Magnetic Stratigraphy of the Maymecha-Kotuy Volcanic Section. *Geosciences*. 2020;10(8):2–26. DOI:10.3390/geosciences10080295.
18. *Karta razmeshcheniya petrotipov nestratifikirovannykh obrazovaniy Rossii. Sibirskii federal'nyi okrug. Krasnoyarskii krai. Materialy FGBU «VSEGEI» po sostoyaniyu na 01.09.2019 goda* [Location map of petrotypes of non-stratified formations in Russia. Siberian Federal District. Krasnoyarsk Region. VSEGEI FGBU materials as on 01.09.2019]. Available at: <http://atlaspacket.vsegei.ru/#3318467220bc4fd810> (accessed: 11.03.2021).
19. *Malich K.N., Badanina I.Yu., Romanov A.P., Sluzhenikin S.F.* U-Pb age and Hf- Nd-Sr-Cu-S isotope systematics of the binyuda and dyumtaley ore-bearing intrusions (Taimyr, Russia). *Litosfera*. 2016;(1):107–128. In Russ.
20. *Malich K.N., Lopatin G.G.* Novye dannye o metallogenii unikal'nogo Gulinskogo klinopiroksenit-dunitovogo massiva (Severnaya Sibir', Rossiya) [New data on metallogeny of the giant Gulinsky clinopyroxenite-dunitite massif (Northern Siberia, Russia)]. *Geologiya rudnykh mestorozhdenii*. 1997;39(3):247–257. In Russ.
21. *Malich K.N., Khiller V.V., Badanina I.Yu., Belousova E.A.* Results of dating of thorianite and baddeleyite from carbonatites of the Guli massif, Russia. *Doklady Earth Sciences*. 2015;464(2):1029–1032. In Russ.
22. *Myshenkova M.S., Zaitsev V.A., Thomson S., Latyshev A.V., Zakharov V.S., Bagdasaryan T.E., Veselovsky R.V.* Thermal history of the Guli pluton (North of the Siberian platform) according to apatite fission-track dating and computer modeling. *Geodynamics & Tectonophysics*. 2020;11(1):75–87. DOI: 10.5800/GT-2020-11-1-0464. In Russ.
23. *Petrofizika: Spravochnik. Kn. 1. Gornye porody i poleznye iskopaemye* [Petrophysics: Reference Book Vol. 1. Rocks and minerals]. In: N.B. Dortman, ed. Moscow: Nedra, 1992. 391 p. In Russ.
24. *Afanasenkov A.P., Yakovlev D.V.* Application of electrical prospecting methods to petroleum exploration on the northern margin of the Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2018;59(7):827–845. DOI: 10.1016/j.rgg.2018.07.008.
25. *Gusev B.V.* Prichiny otritsatel'nykh magnitnykh anomalii Maimecha-Kotuiskogo raiona. Geofizicheskie metody razvedki v Arktike [Causes of negative magnetic anomalies in Maimecha-Kotuisky region. Geophysical prospecting in the Arctic]. In: R.M. Demenitskaya, ed. In: *Trudy Nauchno-issledovatel'skogo instituta geologii Arktiki Ministerstva geologii i okhrany neдр SSSR. Geofizicheskie metody razvedki v Arktike*. V. 132. Issue 4. pp. 35–52. In Russ.
26. *Varentsov I.V.* Joint robust inversion of magnetotelluric and magnetovariational data. *Electromagnetic sounding of the Earth's interior*. Elsevier Science; 2006. pp. 189–222.
27. *Kharakhinov V.V.* Ancient West-Siberian rifts and their oil-gas bearing capacity. *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(4):3–18. In Russ.
28. *Kuz'min M.I., Yarmolyuk V.V.* Mantle plumes of Central Asia (Northeast Asia) and their role in forming endogenous deposits. *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(2):120–143. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2014.01.002>.
29. *Maus S., Rother M., Holme R., Luhr H., Olsen N., Haak V.* First scalar magnetic anomaly map from CHAMP satellite data indicates weak lithospheric field. *Geophysical Research Letters*. 2002;29(14):47–1–47–4. DOI: 10.1029/2001GL013685.
30. *Korzhov Y.V., Lobova G.A., Isaev V.I., Starikov A.I., Kuzina M.Ya.* Hydrocarbons genesis of pre-Jurassic complex in Khanty-Mansiysk field (the zone of West Siberian plate local compression). *Geofizicheskiy Zhurnal*. 2020;42(5):130–147. DOI: 10.24028/gzh.0203-3100.v42i5.2020.215076. In Russ.

Информация об авторах

Андреев Владимир Степанович

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
117105 Москва, Варшавское ш., д. 8
e-mail: Andreev-vls@yandex.ru

Бисеркин Игорь Алексеевич

Кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
117105 Москва, Варшавское ш., д. 8
e-mail: igor_workbox@mail.ru
ORCID ID: 0000-0001-7388-161X

Большаков Егор Максимович

Научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
117105 Москва, Варшавское ш., д. 8
e-mail: bolshakov.e.m@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0003-1837-0918

Information about authors

Vladimir S. Andreev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia
e-mail: Andreev-vls@yandex.ru

Igor' A. Biserkin

Candidate of Technical Sciences,
Leading Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia
e-mail: igor_workbox@mail.ru
ORCID ID: 0000-0001-7388-161X

Egor M. Bol'shakov

Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia
e-mail: bolshakov.e.m@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0003-1837-0918

Довыденко Геннадий Михайлович

Старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
117105 Москва, Варшавское ш., д. 8
e-mail: dovydencko.gennady@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0001-8555-0762

Пиманова Надежда Николаевна

Кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
117105 Москва, Варшавское ш., д. 8
e-mail: nadja@geosys.ru

Соколова Елена Юрьевна

Кандидат физико-математических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
117105 Москва, Варшавское ш., д. 8,
ФГБУ Институт Физики Земли им. О.Ю. Шмидта
Российской академии наук,
123242, Москва, ул. Б. Грузинская, д. 10, стр. 1
e-mail: sokol_l@mail.ru
SCOPUS ID: 703067584

Спиридонов Виктор Альбертович

Кандидат технических наук,
заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
117105 Москва, Варшавское ш., д. 8
e-mail: victor@geosys.ru
ORCID ID: 0000-0002-9421-555X

Шпекторов Андрей Львович

Старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
117105 Москва, Варшавское ш., д. 8
e-mail: vniigeosistem@yandex.ru

Gennadii M. Dovydenko

Senior Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia
e-mail: dovydencko.gennady@yandex
ORCID ID: 0000-0001-8555-0762

Nadezhda N. Pimanova

Candidate of Technical Sciences,
Leading Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia
e-mail: nadja@geosys.ru

Elena Yu. Sokolova

Candidate of Physical and Mathematical Sciences,
Leading Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia,
Schmidt Institute of Physics of the Earth
of the Russian academy of sciences,
10 build. 1, B. Gruzinskaya, Moscow, 123242, Russia
e-mail: sokol_l@mail.ru
SCOPUS ID: 703067584

Viktor A. Spiridonov

Candidate of Technical Sciences,
Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia
e-mail: victor@geosys.ru
ORCID ID: 0000-0002-9421-555X

Andrei L. Shpektorov

Senior Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
8, Varshavskoe shosse, Moscow, 117105, Russia
e-mail: vniigeosistem@yandex.ru

EAGE



ГЕОБАЙКАЛ'22

7-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ СЕЙЧАС!

8-12 АВГУСТА 2022 | ИРКУТСК, РОССИЯ

WWW.EAGE.ORG / WWW.EAGE.RU

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 550.8.053

DOI 10.31087/0016-7894-2021-6-107-117

Опыт создания электронных атласов по результатам комплексного изучения параметрических скважин в пределах шельфа и островов арктических морей

© 2021 г. | А.К. Алексеева, М.Н. Руденко, А.В. Русинович, А.В. Турова, Е.С. Турова

ФГБУ «ВНИИОкеангеология», Санкт-Петербург, Россия; 1308kappa@mail.ru; marina-amngr@yandex.ru; ales.rusinovich@gmail.com; alex280659@mail.ru; evtugeo@mail.ru

Поступила 14.04.2021 г.

Доработана 28.06.2021 г.

Принята к печати 01.07.2021 г.

Ключевые слова: *арктический шельф; острова Анжу; параметрические скважины; комплексные геолого-геохимические исследования; палеонтологические исследования; бассейновое моделирование; электронный ресурс; ГИС-проект.*

Аннотация: В последние годы в ФГБУ «ВНИИОкеангеология» проводились работы по комплексной обработке материалов бурения глубоких скважин в пределах шельфа и островов Западной Арктики. Имеющийся материал позволил с 2017 г. приступить к созданию такого электронного ресурса в формате ГИС-проекта, как «Электронный атлас параметрических скважин, пробуренных на островах Западной Арктики». ГИС-технология позволяет аккумулировать в единый электронный ресурс как переведенную в цифровой вид архивную информацию, так и результаты новейших комплексных геолого-геохимических исследований имеющегося каменного материала. За более чем вековую историю геологических исследований арктических островов к настоящему времени собран и изучен огромный материал по островам Анжу, представленный в разрозненном виде и часто в единичных бумажных копиях. Необходимость сбора, перевода в цифровые форматы и анализа результатов палеонтологических исследований привела к созданию Атласа биостратиграфии в формате ГИС-проекта. Созданный электронный ресурс позволяет проводить корреляции вмещающих отложений с другими районами Арктики.

Для цитирования: Алексеева А.К., Руденко М.Н., Русинович А.В., Турова А.В., Турова Е.С. Опыт создания электронных атласов по результатам комплексного изучения параметрических скважин в пределах шельфа и островов арктических морей // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 107–117. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-107-117.

Digital atlas creation using the results of stratigraphic wells within the shelf and Arctic sea islands integrated studies

© 2021 | A.K. Alekseeva, M.N. Rudenko, A.V. Rusinovich, A.V. Turova, E.S. Turova

VNIIOkeangeologia, Saint-Petersburg, Russia; 1308kappa@mail.ru; marina-amngr@yandex.ru; ales.rusinovich@gmail.com; alex280659@mail.ru; evtugeo@mail.ru

Received 14.04.2021

Revised 28.06.2021

Accepted for publication 01.07.2021

Key words: *Arctic shelf; Anzhu Islands; stratigraphic wells; integrated geological and geochemical studies; paleontological studies; basin modelling; electronic resource; GIS project.*

Abstract: In recent years, VNIIOkeangeologia was carrying out integrated processing of deep well drilling materials within the shelf and the Western Arctic islands. The available information made it possible in 2017 to start creating an electronic resource in the format of a GIS project — Digital Atlas of Stratigraphic Wells Drilled on Western Arctic Islands. GIS technology allows accumulating both digitised archived information and the results of the latest integrated geological and geochemical studies of available rock material into a single electronic resource. Over more than a century of geological research on the Arctic islands, a wealth of material on the Anzhu Islands is now collected and studied, often in unrelated and single paper copies. The need to collect, digitise and analyse the results of paleontological research resulted in creation of the Biostratigraphy Atlas in format of GIS project. The created electronic resource allows correlating the enclosing formations with the other Arctic regions.

For citation: Alekseeva A.K., Rudenko M.N., Rusinovich A.V., Turova A.V., Turova E.S. Digital atlas creation using the results of stratigraphic wells within the shelf and Arctic sea islands integrated studies. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(6):107–117. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-107-117. In Russ.

Введение

Одной из проблем геологического изучения ресурсного потенциала континентального шельфа России является отсутствие прямых (по данным

бурения) данных о литологии, стратиграфии и нефтегазоносности разрезов в пределах большинства перспективных нефтегазоносных областей Арктики. Это приводит к многочисленным неопреде-

ленностям в моделях геологического строения и, как следствие, в оценках ресурсного потенциала Арктического региона. К сожалению, приходится признать, что ситуация с параметрическим и структурным бурением в Арктическом регионе будет оставаться нерешенной проблемой и в ближайшие годы.

Одним из путей повышения достоверности ресурсных оценок может быть построение моделей эволюции осадочных бассейнов и их УВ-систем на основе современных программных средств бассейнового моделирования, ставшего в последние годы признанным стандартом в нефтегазовой отрасли и позволяющего прогнозировать зоны и объемы нефтегазоаккумуляции на количественном уровне. Но при отсутствии прямых геолого-геохимических данных применение даже самых современных программных средств не позволяет получить необходимую качественно новую информацию, а сам инструмент — зарубежные дорогостоящие программные средства (PetroMod, TemisFlow) — используется для получения условно вероятностных оценок, недалеко ушедших от оценки слабоизученных акваторий экспертным методом.

Для корректного использования компьютерного бассейнового моделирования актуальны сбор и систематизация всей имеющейся геолого-геохимической и геофизической информации по ранее пробуренным глубоким скважинам на шельфе, а также результаты геологического изучения островов арктической зоны, являющихся естественными реперами для слабоизученных областей шельфа. За годы ведения геолого-разведочных работ на российском шельфе Арктики был наработан значительный объем информации. Однако разрозненность материалов и результатов аналитических исследований в совокупности с отсутствием единой доступной базы данных существенно усложняют системный подход и использование этих материалов.

Электронный атлас параметрических скважин, пробуренных на островах Западной Арктики

В последние годы в ФГБУ «ВНИИОкеангеология» проводились работы по комплексной обработке материалов бурения глубоких скважин в пределах шельфа и островов Западной Арктики. Имеющийся материал, в первую очередь керн и коллекции образцов, позволили с 2017 г. приступить к созданию такого электронного ресурса в формате ГИС-проекта, как «Электронный атлас параметрических скважин, пробуренных на островах Западной Арктики». ГИС-технология позволяет аккумулировать в единый электронный ресурс как переведенную в цифровой вид архивную информацию, так и результаты новейших комплексных геолого-геохимических исследований имеющегося каменного материала.

Атлас выполнен в среде ArcGIS и представляет собой картографическую основу с вынесенными на нее скважинами и привязанными к ним взаимосвязанными таблицами, текстовыми, графическими

и LAS-файлами (рис. 1). В массив данных включена информация по трем параметрическим скважинам, пробуренным на архипелаге Шпицберген: Грумантской-1, заложенной в 1975 г., и Вассдаленским-2, 3, пробуренным во второй половине 1980-х гг. Большой массив данных собран по параметрическим скважинам на о-ве Колгуев, активное бурение на котором велось с 1980 г. В Атлас вошли такие скважины, как Бугринская-1, Ижимка-Таркские-1, 7, Песчаноозерские-3, 1/4 и Западно-Песчаноозерская-1. Также в базу данных была включена первая параметрическая скважина на арктических островах Карского моря — Свердрупская-1, пробуренная в 1980 г. на одноименном острове.

Массив геолого-геофизических данных включает в себя как данные, полученные в результате комплексной обработки материалов бурения при строительстве скважин, так и результаты аналитических исследований на современном этапе — литолого-петрографические и микроразностные исследования, органогеохимические и пиролитические исследования, изучение порового пространства методом электронной микроскопии.

Для включения в ГИС-проект была оцифрована значительная часть имеющихся данных геофизических исследований скважин в бумажном виде. Каротажные диаграммы по основным методам исследований (в первую очередь гамма-каротаж, акустический каротаж, кавернометрия, кривые КС и ПС) отсканированы, оцифрованы и преобразованы в файлы LAS-формата. Это дает возможность систематизировать материалы и работать с данными ГИС в любом современном программном обеспечении.

Важнейшими источниками информации о строении коллекторов, покрышек и предполагаемых нефтематеринских пород, а также основой для правильной интерпретации геофизических данных являются литологические описания керна и шлама скважин. В Электронный атлас включены как оцифрованные литологические описания пород, которые производились при комплексной обработке данных бурения сотрудниками ФГБУ «ВНИИОкеангеология», так и выполненные на современном этапе описания эталонных коллекций образцов керна скважин и коллекций петрографических шлифов для всех 10 параметрических скважин. Описание и фотографирование шлифов выполнено с использованием современного поляризационного микроскопа.

Большой массив данных был получен в результате оцифровки и создания в цифровом виде базы данных по лабораторным петрофизическим, геохимическим, биостратиграфическим исследованиям, выполненным после бурения при комплексной обработке результатов. На основе имеющейся информации по литолого-стратиграфическим расчленениям отложений, вскрытых скважинами, описанию керна и шлама, а также данных ГИС построены литолого-стратиграфические разрезы для всех 10 параметрических скважин в форма-

Рис. 1. Схема иерархии информации базы данных в Электронном атласе параметрических скважин
Fig. 1. Hierarchy of database information in the Digital Atlas of Stratigraphic Wells

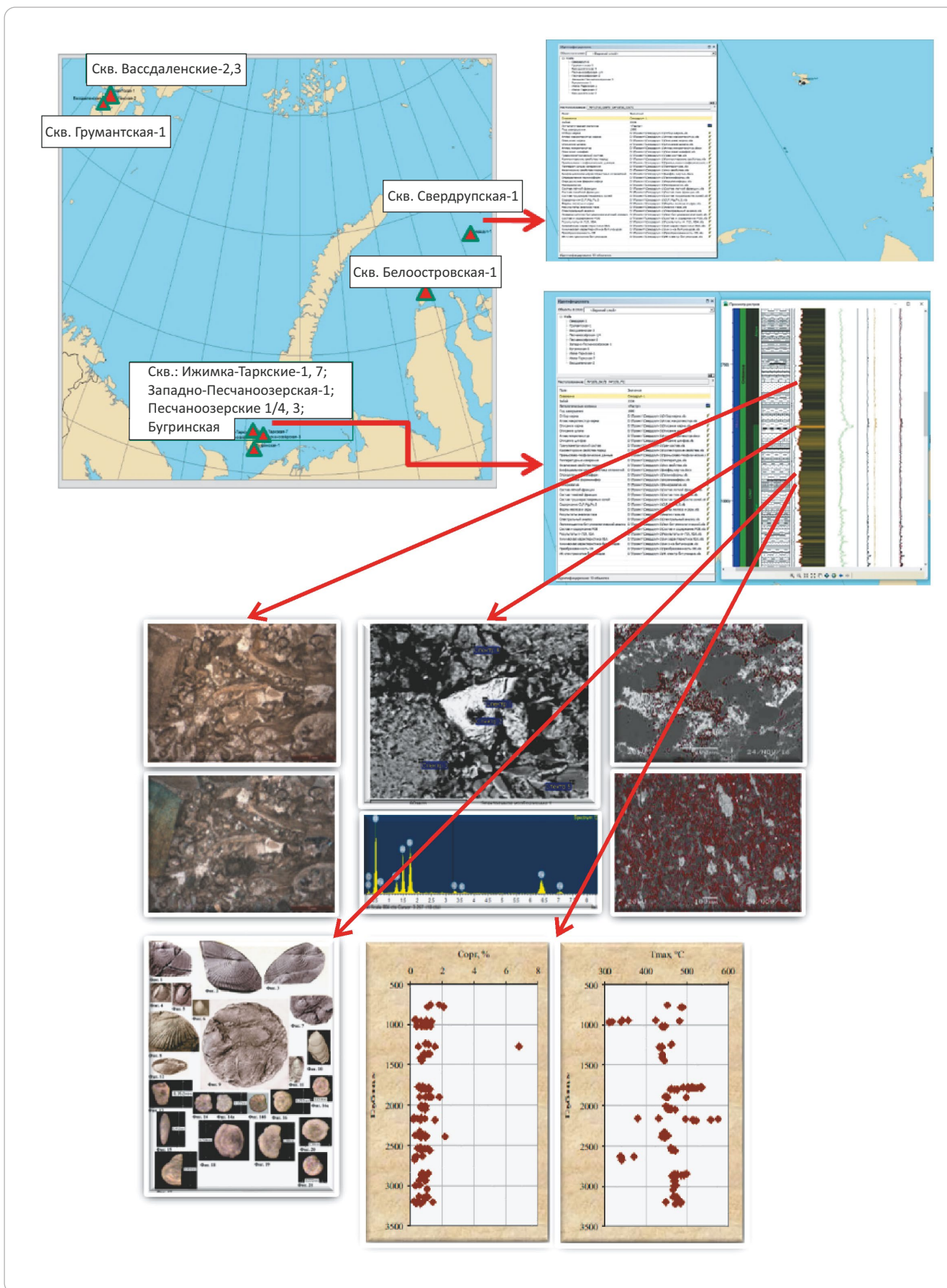
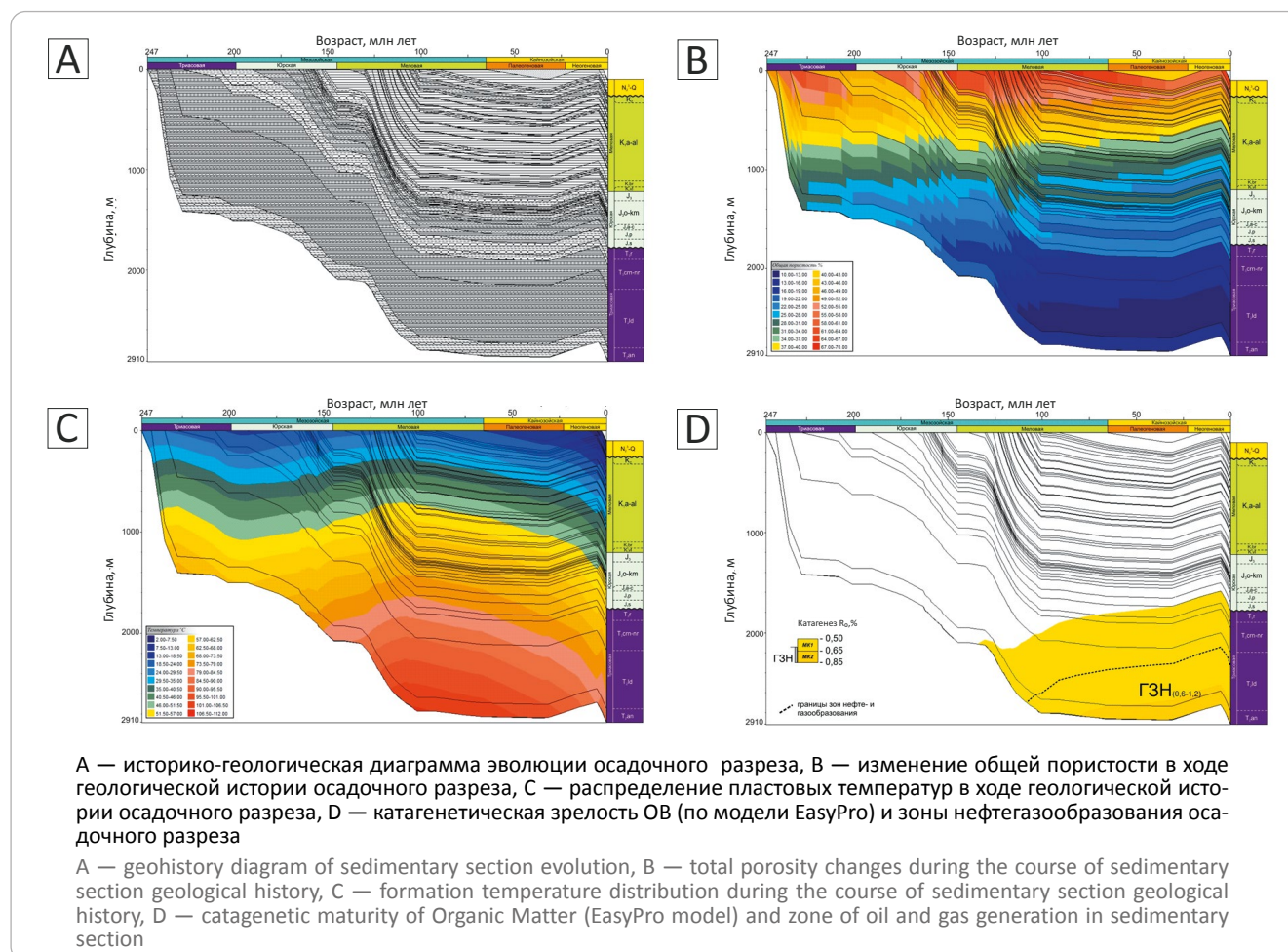




Рис. 2. Примеры результатов 1D-моделирования скважины

Fig. 2. Examples of well 1D modelling results



те векторных изображений. На колонки вынесены данные по интервалам отбора керн, изображения каротажных диаграмм и краткое литологическое описание основных стратиграфических подразделений.

Новые технологии и появление современного лабораторного оборудования позволяют проводить дальнейшие исследования хранящихся образцов керн. Так, для изучения структурно-химических особенностей минеральных фаз, уточнения минерального состава пород и морфологии межзернового пустотного пространства с помощью методов растровой электронной микроскопии были исследованы аншлифы пород из скважин Свердрупская-1, Грумантская-1, Бугринская-1 и Песчаноозерская-1/4. В результате этих работ база данных дополнилась атласами пористости и микронзондовых исследований.

Получению обширной информации для оценки нефтегазоносности осадочной толщи и выявления нефтегазопроизводящих пород способствует привлечение широкого спектра геохимических методов исследования концентрированных и рассеянных форм нафтидов, включая классическую битуминологию, пиролитический (Rock-Eval) и биомаркерный анализы, позволяющие оценить

нефтегенерационный потенциал пород на основании содержания рассеянного ОВ, его генетического типа и уровня термальной зрелости. Результаты геохимических исследований в совокупности с ранее полученными литолого-стратиграфическими данными используются для историко-геологического моделирования процессов в ходе эволюции осадочного разреза, развития процессов нефтеобразования и эмиграции УВ.

Для реконструкции процессов формирования осадочных отложений и воссоздания процессов нефтегазообразования производится 1D-моделирование для имеющихся скважин при помощи программного комплекса TemisFlow. Результатом 1D-моделирования является ряд графиков и диаграмм, характеризующих геологическую историю разреза, температурный режим бассейна, этапы развития УВ-систем и степень реализованности нефтегазогенерационного потенциала материнских толщ (рис. 2). Все эти результаты также включаются в собираемый массив информации и в дальнейшем лягут в основу 2D- и 3D-моделирования.

Нельзя не отметить и проблемы, возникшие при создании полноценного электронного ресурса. В первую очередь это недостаточно полный отбор керн при бурении и плохая сохранность керн,

неполнота эталонных коллекций. Также необходимо констатировать утерю части результатов первоначальных аналитических исследований, низкое качество каротажных диаграмм и отсутствие отчетов о результатах комплексной обработки данных по некоторым скважинам.

В ближайшей перспективе во ФГБУ «ВНИИ-Океангеология» будет создан подобный Электронный атлас по глубоким морским скважинам в акваториях Баренцева, Печорского и Карского морей. В конечном итоге реализация этого электронного ресурса в форме ГИС-проекта позволит собрать в одном месте обширный массив имеющихся геолого-геофизических материалов по геологическому строению арктических шельфов.

Атлас биостратиграфических данных по островам Анжу (Новосибирские острова)

Второй электронный ресурс, созданный во ФГБУ «ВНИИ-Океангеология» в 2017–2019 гг., — это «Атлас биостратиграфических данных по островам Анжу (Новосибирские острова)». Новосибирские острова имеют сложную историю геологического развития и могут рассматриваться как репер в изучении геологического строения восточного сектора Арктики. Одной из ключевых позиций является датировка отложений по палеонтологическим остаткам. За более чем вековую историю геологических исследований архипелага к настоящему времени собран и изучен огромный материал по островам Анжу, но он представлен в виде разрозненных материалов и часто существует в единичных бумажных копиях. Таким образом, возникла необходимость сбора и анализа результатов палеонтологических исследований для дальнейшей систематизации и возможности корреляции вмещающих отложений с другими районами Арктики. Основные цели создания Атласа — максимальная концентрация изученного палеонтологического материала и его графическое представление на геологической основе. Атлас подготовлен с использованием программных средств ArcGis (версия 10.4.1), CorelDRAW 2017, Corel PHOTO-PAINT 2017, Excel, Word 2016.

На первом этапе создания Атласа была оцифрована геологическая карта масштаба 1 : 200 000, составленная в результате групповой геологической съемки (ГГС-200) в 1977–1978 гг. [1, 2]. В качестве основы для отображения данных она была выбрана по следующим причинам:

- полевые геолого-съёмочные работы были последними по времени планомерными в систематическом изучении Новосибирских островов и по их результатам составлены и изданы в 1985–1986 гг. листы Государственной геологической карты масштаба 1 : 200 000 с Объяснительной запиской (серия Новосибирские острова);

- на основе этих карт позже были изданы Геологические карты масштаба 1 : 1 000 000 второго (1999) и третьего (2016) поколений;

- в большинстве публикаций используется легенда и стратиграфические подразделения площади островов Анжу именно авторов ГГС-200 (Косько М.К. и др., 1977, 1985; Труфанов Г.В. и др., 1978, 1986).

Растровый вариант оцифрованной карты использован в качестве геологической основы Атласа. Геологические карты оставлены в авторском исполнении 1985–1986 гг. для большей наглядности представляемого материала. Единственные изменения, которые были сделаны для разгрузки карты, — не показаны литология и фациальные границы отложений.

Второй этап включал в себя сбор, систематизацию опубликованного материала по островам Анжу и приведение его к единому формату: были оцифрованы таблицы, рисунки, графика, текст. Большое внимание уделялось фактическому представлению материала — фотографиям, описанию палеонтологического материала, зарисовкам обнажений и разрезов, определениям описываемых комплексов, авторским выводам по данным исследованиям. Была разработана схема компоновки, определен формат представления материала.

В Атлас вошли работы около 100 авторов и авторских коллективов. Все работы были сгруппированы в два блока.

1. Региональные работы, в которых есть ссылки на находки палеонтологических образцов, но привязка к местности «размыта» (например, среднее течение реки). При отображении на геологической основе использован шейп полигональных объектов.

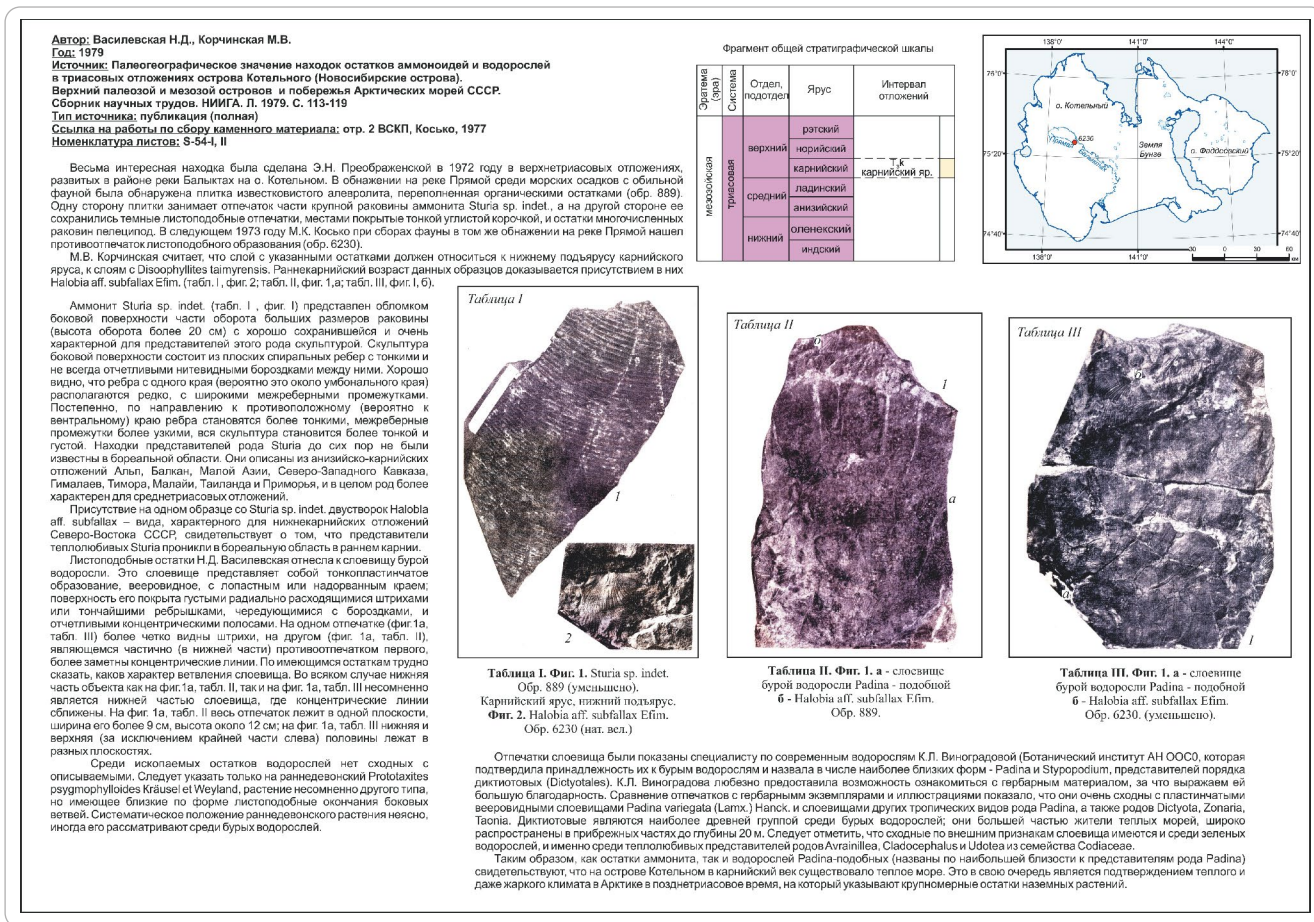
2. Тематические исследования с указанием конкретных точек наблюдения. Здесь при отображении на геологической основе использованы шейпы с точечными и мультиточечными объектами.

Кроме того, в ходе работ стало очевидно, что для полного понимания изученности островов необходимо наличие такого раздела, как «История геологической изученности островов Анжу», которая также была внедрена в Атлас в виде полигонального объекта.

Работа с Атласом возможна в двух вариантах: 1) на стратиграфической шкале, где выделены интервалы изучения по каждому автору с указанием наличия фотографий палеонтологических остатков; 2) на геологической основе, что позволяет увидеть территориально места обнаружения палеонтологических находок.

Страница Атласа (рис. 3) представляет собой сокращенную, реже полную версию авторской работы с указанием полного наименования. Каждая работа сопровождается упрощенной схемой, на которой отображены места находок палеонтологических образцов, и фрагментом стратиграфической шкалы с выделением возрастного интервала вмещающих отложений. Страницы Атласа открываются любой программой, предназначенной для просмотра файлов формата JPEG (JPG).

Рис. 3. Пример страницы Атласа биостратиграфии островов Анжу
 Fig. 2. Example of page in the Biostratigraphy Atlas of Anzhu Islands



Работа с Атласом на стратиграфической шкале осуществлена с применением офисной программы Microsoft Excel (рис. 4).

Все представленные материалы в основном поле сгруппированы в две группы: 1) региональные работы охарактеризованы интервалами в пределах трех эр; 2) тематические исследования (публикации, монографии) включают в себя интервалы отдельных систем, отделов, ярусов, свит.

Для удобства поиска работы систематизированы по годам изучения и сгруппированы по 5–10 лет (в зависимости от числа работ). Авторство по каждому году приведено в алфавитном порядке по первому автору (см. рис. 4). Переход на страницы Атласа осуществляется по гиперссылкам в основном поле. Из колонки «Общие сведения» можно перейти на страницу Атласа, где приведена история геологического изучения островов Анжу. В левом верхнем углу возможен переход на геологическую карту в формате ArcGis. Таким образом, работа с Атласом позволяет ориентироваться в пределах стратиграфической шкалы и выбирать интересующие геологические интервалы.

Работа с Атласом на геологической основе (рис. 5) реализована средствами и возможностями

программы ArcGis. Пользователь может изменить как масштаб изображения, так и базовый масштаб. В таблице содержания (рис. 6 А) данные сгруппированы в три составных слоя: точки наблюдения, площади изучения (детальные), площади изучения (региональные). Последние показаны по каждому автору своим условным знаком. Места находок палеонтологического материала также разделены на виды: точки наблюдения, разрез, месторождение, скважина и др. При необходимости можно переключать изображения слоев, выбирая непосредственно отображение точек наблюдения, детальных (небольших по площади, в пределах одного острова) или региональных (в пределах одного или нескольких островов) территорий.

При работе используется инструмент «гиперссылка», при включении которого синим цветом отображаются все точки (или площади) с гиперссылками (см. рис. 6 В). При выборе точки наблюдения открывается страница Атласа или список гиперссылок в данной точке (см. рис. 6 С), из которой можно выбрать интересующий пользователя материал любого автора. Также можно пользоваться гиперссылками с помощью инструмента «идентифицировать» (см. рис. 6 D). Выбирая конкретного автора, переходим на страницу его работы. Испол-

Рис. 4. Открытый в Excel проект Атласа и его основные элементы
 Fig. 4. The Atlas project opened in MS Excel and its main elements

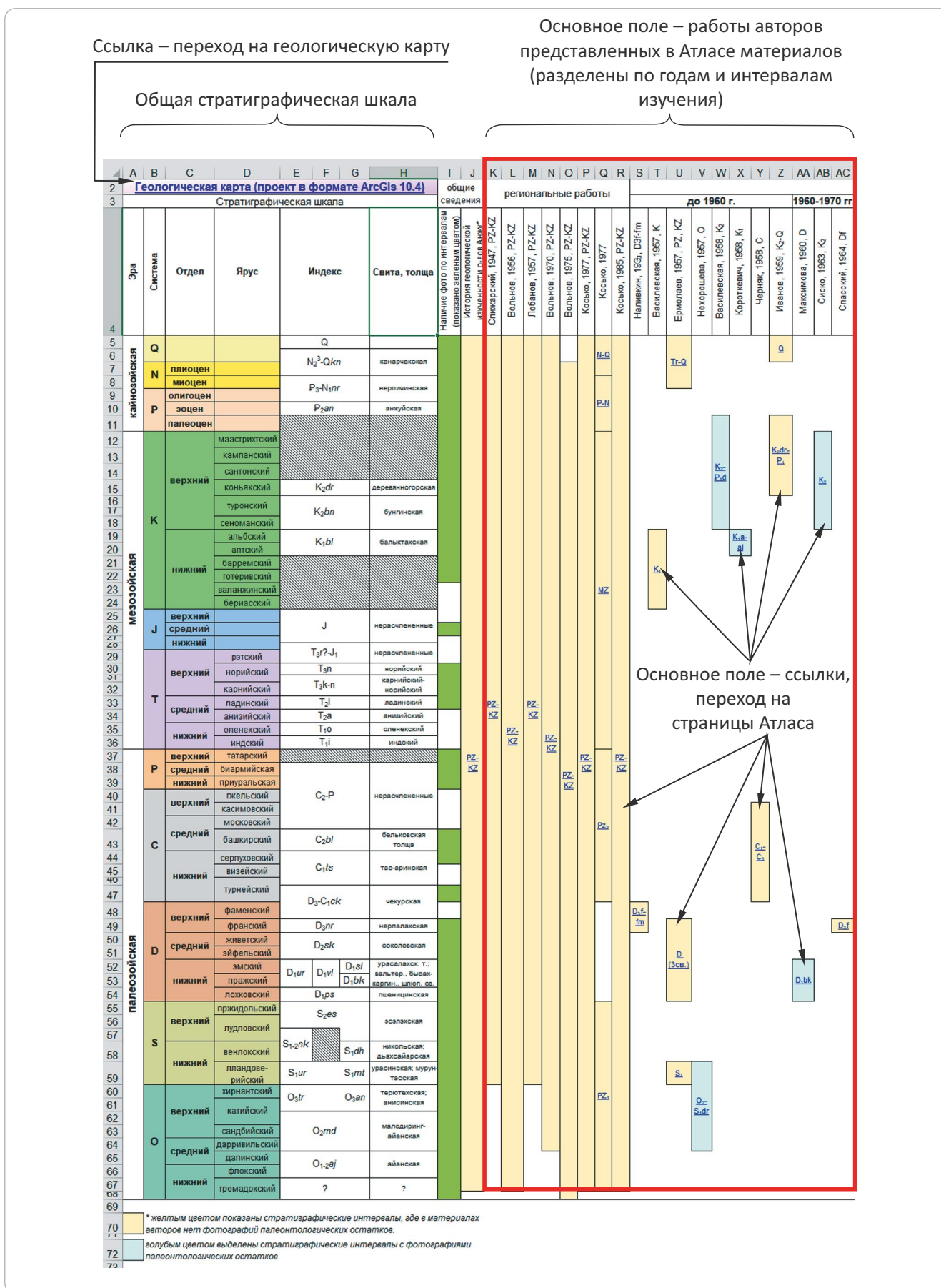




Рис. 5. Открытый в ArcGIS проект Атласа и его основные элементы
 Fig. 5. The Atlas project opened in ArcGIS and its main elements



Рис. 6. Скриншоты электронного Атласа
 Fig. 6. Screenshots of the Digital Atlas

A

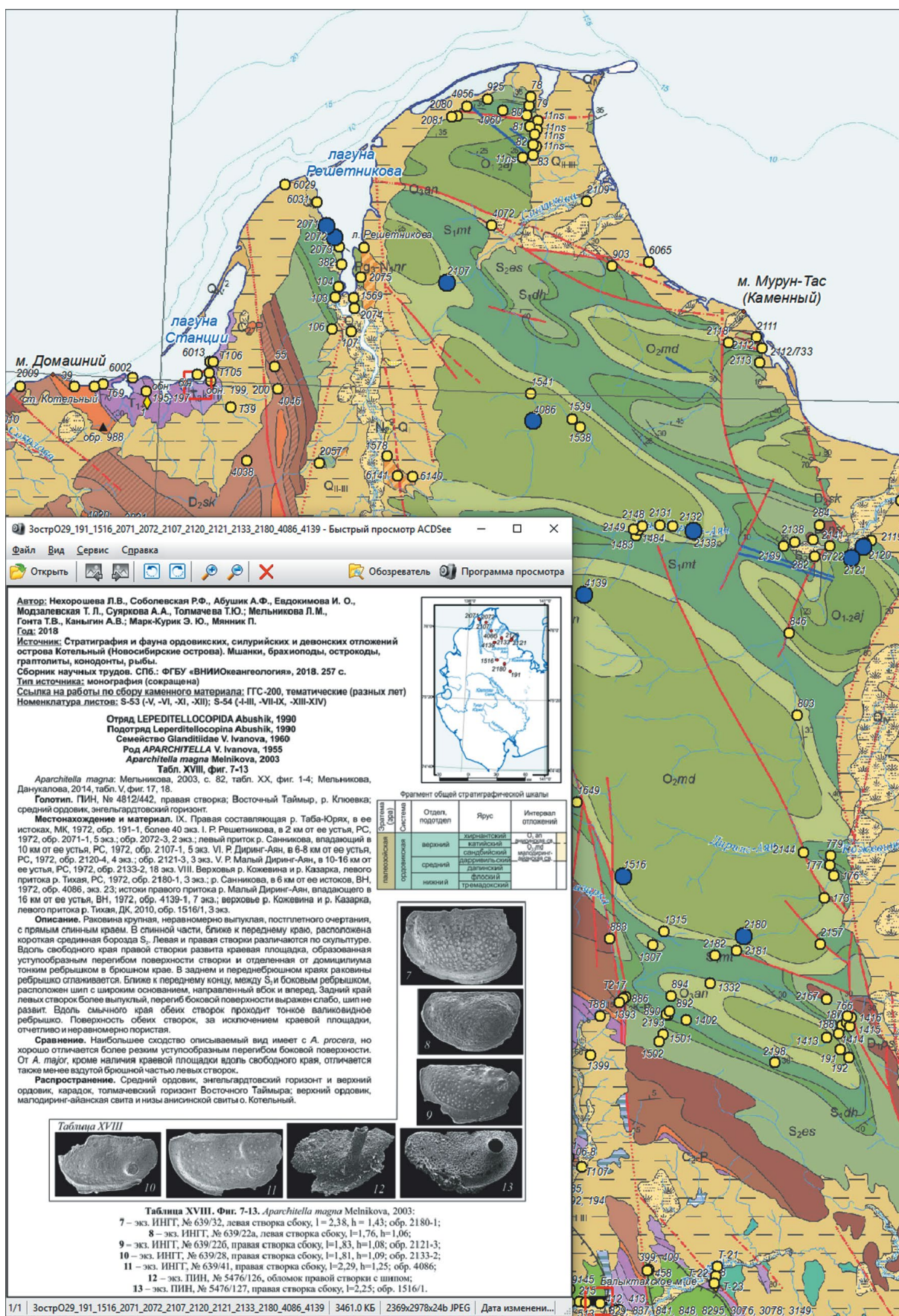
B

A — таблица содержания Атласа в ArcGIS-проекте, B — визуализация точек наблюдения с включенными гиперссылками, C — пример ссылок разных авторов на одно местонахождение (точку наблюдения), D — пример использования инструмента «идентифицировать»

C

D

Рис. 7. Описание и распространение в северо-восточной фациальной зоне вида *Architella magna* Melnikova [3]
 Fig. 7. *Architella magna* Melnikova species — description and occurrence within the north-eastern facies zone [3]



зование идентификатора позволяет подсвечивать одновременно все точки конкретной работы автора или находок одного вида палеофауны. Возможности ArcGIS сохраняются, т. е. можно сделать дополнительные слои с интересующими выборками как по авторам, так и по точкам наблюдения, что может облегчить работу пользователя. Таким образом, можно получить ареал распространения какого-либо вида. На рис. 7 показана выборка по распространению вида *Aparchitella magna* Melnikova.

Подобный современный электронный ресурс может быть первым шагом к созданию единого труда по арктическим островам, что значительно облегчит задачу корреляции отложений на удаленных друг от друга территориях. Возможности ArcGIS в данном Атласе могут быть использованы для выделения и изучения литофациальных зон территорий. Дополняя атрибутивную часть шейпов видами палеонтологических остатков или литологическими признаками вмещающих пород, мы получаем инструмент для дальнейшего моделирования обстановок осадконакопления. При расширении Атласа палеонтолого-стратиграфическими материалами других северных территорий появляется возможность моделирования геологического становления арктической области в целом.

Заключение

Созданный в форме ГИС-проекта Электронный атлас по 10 параметрическим скважинам, пробуренным на островах Западной Арктики, содержит результаты комплексной обработки архивной информации и данных новейших аналитических исследований. Представленные в электронном ресурсе данные могут быть широко использованы для литолого-фациальных реконструкций, моделирования процессов литогенеза, построения ретроспективных моделей развития нефтегазоносного бассейна.

В результате сбора и анализа биостратиграфических материалов исследований по палеозойским, мезозойским и кайнозойским отложениям разных лет подготовлен Атлас биостратиграфии по островам Анжу в форме ГИС-проекта. Проведена систематизация имеющегося материала, оцифрованы графика, рисунки и тексты прошлых лет с сохранением авторского представления, орфографии и стилистики, выполнено постраничное оформление имеющихся данных. На геологическую карту нанесены точки наблюдений с находками палеонтологических образцов. Электронная версия Атласа протестирована и снабжена краткой инструкцией пользователя.

Литература

1. Косько М.К., Бондаренко Н.С., Непомилуев В.Ф. Государственная геологическая карта СССР. Масштаб 1 : 200 000 (серия Новосибирские острова). Листы Т-54-XXXI, XXXII, XXXIII; S-53-IV, V, VI; S-53-XI, XII; S-54-I-II-III; S-54-VII, VIII, IX, XIII, XIV, XV. Объяснительная записка. – М. : Объединение «Севморгеология», 1985. – 162 с.
2. Труфанов Г.В., Белоусов К.Н., Непомилуев В.Ф. Государственная геологическая карта СССР Масштаб 1 : 200 000. Серия Новосибирские острова. Листы Т-54-XXXI, XXXIV, XXXV, XXXVI; T-56-XXXIII; S-54-IV, V, VI, X, XI, XII; S-55-I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII; S-56-III, VII. Объяснительная записка. – М. : Объединение «Севморгеология», 1986. – 106 с.
3. Стратиграфия и фауна ордовикских, силурийских и девонский отложений острова Котельный (Новосибирские острова): мшанки, брахиоподы, остракоды, граптолиты, конодонты, рыбы : сб. науч. трудов / Под ред. В.Д. Каминского, Л.В. Нехорошевой, Л.В. Соболевской. – СПб. : ВНИИОкеангеология, 2018. – 256 с.

References

1. Kos'ko M.K., Bondarenko N.S., Nepomiluev V.F. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta SSSR. Masshtab 1 : 200 000 (seriya Novosibirskie ostrova). Listy T-54-XXXI, XXXII, XXXIII; S-53-IV, V, VI; S-53-XI, XII; S-54-I-II-III; S-54-VII, VIII, IX, XIII, XIV, XV. Ob'yasnitel'naya zapiska [State geological map of the USSR. Scale 1 : 200 000 (series New Siberian Islands). Sheets T-54-XXXI, XXXII, XXXIII; S-53-IV, V, VI; S-53-XI, XII; S-54-I-II-III; S-54-VII, VIII, IX, XIII, XIV, XV. Explanatory note]. Moscow: Ob'edinenie "Sevmorgeologiya"; 1985. 162 p. In Russ.
2. Trufanov G.V., Belousov K.N., Nepomiluev V.F. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta SSSR. Masshtab 1 : 200 000 (seriya Novosibirskie ostrova). Listy T-54-XXXI, XXXIV, XXXV, XXXVI; T-56-XXXIII; S-54-IV, V, VI, X, XI, XII; S-55-I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII; S-56-III, VII. Ob'yasnitel'naya zapiska [State geological map of the USSR. Scale 1 : 200 000 (series New Siberian Islands). Sheets T-54-XXXI, XXXIV, XXXV, XXXVI; T-56-XXXIII; S-54-IV, V, VI, X, XI, XII; S-55-I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII; S-56-III, VII. Explanatory note]. Moscow: Ob'edinenie "Sevmorgeologiya"; 1986. 106 p. In Russ.
3. The Ordovician, Silurian and Devonian stratigraphy and fauna of Kotelny Island (New Siberian Islands): bryozoans, brachiopods, ostracods, graptolites, conodonts and fishes. In: V.D. Kaminsky, L.V. Nekhorosheva, L.V. Sobolevskaya, eds. St. Petersburg: VNIIOkeangeologiya; 2018. 256 p. In Russ.

Информация об авторах

Алексеева Александра Кирилловна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделом
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1
e-mail: 1308kappa@mail.ru

Information about authors

Aleksandra K. Alekseeva

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, St. Petersburg, 190121, Russia
e-mail: 1308kappa@mail.ru

Руденко Марина Николаевна

Заведующий сектором
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1
e-mail: marina-amngr@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0003-0815-666X

Русинович Алесъ Владимирович

Ведущий инженер
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1
e-mail: ales.rusinovich@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-3211-1712

Турова Александра Владимировна

Ведущий инженер
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1
e-mail: alex280659@mail.ru

Турова Евгения Сергеевна

Ведущий инженер
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-т, д. 1
e-mail: evtugeo@mail.ru

Marina N. Rudenko

Head of Sector
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, St. Petersburg, 190121, Russia
e-mail: marina-amngr@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0003-0815-666X

Ales' V. Rusinovich

Lead Engineer
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, St. Petersburg, 190121, Russia
e-mail: ales.rusinovich@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-3211-1712

Aleksandra V. Turova

Lead Engineer
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, St. Petersburg, 190121, Russia
e-mail: alex280659@mail.ru

Evgeniya S. Turova

Lead Engineer
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, St. Petersburg, 190121, Russia
e-mail: evtugeo@mail.ru

СПИСОК СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА» В 2021 г.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Немова В.Д. Техногенез и техноморфизм: теория и подходы к исследованиям на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири. № 2.

Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Милетенко Н.В., Петров Е.И. Освоение ресурсов нефти из глубоких горизонтов традиционных регионов нефтедобычи. № 6.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

Харахинов В.В. Эндодренажные системы и нефтегазоносность Охотоморского региона. № 2.

Лежнин Д.С., Афанасенков А.П., Соболев П.Н., Найденов Л.Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья. № 4.

Масленников М.А., Сухов С.С., Соболев П.Н., Наумова Е.Г., Процко А.Н., Ракитина И.В., Константинова О.Л. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных. № 4.

Исаев А.В., Хилько И.А. Нефтеперспективные зоны и локальные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба. № 5.

Лебедько А.Г., Лебедько Г.И. Перспективы промышленного освоения глубоких горизонтов Керченско-Таманского нефтегазоносного района. № 5.

Вотинцев А.Н., Матросов К.О., Лучинина В.А., Мельников Н.В. Прогноз зоны локализации залежей углеводородов в осинском горизонте в пределах Байкитской антеклизы. № 5.

Найденов Л.Ф. Перспективы нефтегазоносности осадочного чехла и прогноз ловушек углеводородов в северных и центральных районах Предверхоанского краевого прогиба. № 6.

Маракова И.А. Критерии нефтегазоносности карбонатных отложений среднеордовик-раннедевонского возраста в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. № 6.

Сапьяник В.В., Лаптева Е.Ю., Любутина Е.В., Недоспасов А.И., Новиков П.И., Петрова Н.В., Фатеев А.В., Хилько А.П. Новые данные о геологическом строении Томской нефтегазоперспективной зоны. № 6.

Политыкина М.А., Тюрин А.М., Макаров С.Е., Петрищев В.П., Панкратьев П.В., Багманова С.В. Перспективы нефтегазоносности Оренбургского сегмента передовых складок Урала. № 6.

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Белоусов Г.А., Городков А.Б., Гвоздева А.В., Таратын Э.А., Фролов Б.К., Шишкина Т.Ю. Выделение несогласий и стратиграфических границ в органогенных карбонатных разрезах на основе анализа изменения толщин слоев. № 2.

Яневиц Р.Б., Горбунов П.А., Карих Т.М., Кудаманов А.И., Лебедев М.В., Мазниченко М.В., Соколовская О.А., Фищенко А.Н. Геосистемный подход к сейсмогеологическому моделированию доюрского резервуара: от концептуальной модели до оценки запасов. № 4.

Маракова И.А. Прогноз скоплений углеводородов во внутренней зоне Предуральского краевого предгорного прогиба. № 4.

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Хисамов Р.С., Бачков А.П., Войтович С.Е., Грунис Е.Г., Алексеев Р.А. Искусственный интеллект — важный инструмент современного геолога. № 2.

Грищенко М.А., Иванова И.В. Уточнение литологической модели пластов ВК₁₋₃ в пределах Ем-Еговского лицензионного участка с учетом вторичных процессов карбонатизации коллекторов. № 2.

Комисаренко А.С., Кочетов А.В., Загоровский А.А., Кузнецов Е.Г., Федорцов И.В. Проблема обоснования коэффициента вытеснения нефти водой из кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов. № 4.

Масагутов Р.Х., Киселев В.В., Хакимова С.В. Типы месторождений углеводородов в южной части Предуральского прогиба. № 4.

Яцканич Е.А. Проявления серпентинизации гипербазитов доюрского комплекса на примере Уватского нефтегазоносного района. № 4.

Чучалина К.Ю., Казанцев Г.В., Зундэ Д.А. Прогнозирование фациальной изменчивости прибрежно-континентальных отложений на примере пластов Ю₂₋₄ малышевской свиты. № 6.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Калинин Д.Ф., Яновская Ю.А., Долгаль А.С. Использование статистических методов интерпретации потенциальных полей для изучения структурно-тектонического строения нефтегазоперспективных территорий. № 2.

Ленский В.А., Жужель А.С. Точность стратиграфической привязки по синтетическому акустическому и плотностному каротажу. № 4.

Копенкин Р.Ю., Кирьянова Т.Н., Федорова М.Д., Кирзелева О.Я., Кляжников Д.В., Смирнова О.В., Калугин А.А. Прогнозы по данным сейсморазведки на качественном и количественном уровне (на примере отложений тюменской свиты Западной Сибири). № 5.

Шапорина М.Н., Мосягин Е.В., Садур О.Г., Беспечный В.Н. Геолого-геофизические особенности строения Предверхооянского краевого прогиба и прилегающих территорий по данным нового сейсморазведочного речного профиля МОГТ-2D и переинтерпретации архивных материалов. № 5.

Андреев В.С., Бисеркин И.А., Большаков Е.М., Довыденко Г.М., Пиманова Н.Н., Соколова Е.Ю., Спиридонов В.А., Шпекторов А.Л. Морфоструктурные и вещественные характеристики магматических образований Енисей-Хатангского прогиба: новые результаты анализа геофизических данных. № 6.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Гресов А.И., Яцук А.В., Сырбу Н.С., Окулов А.К. Газогеохимическое районирование донных отложений осадочных бассейнов и геоструктур внешнего шельфа Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана. № 5.

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ

Карих Т.М., Кудаманов А.И. Гидротермально-метасоматические процессы в глинистых опоках сантона (верхний мел) на севере Западной Сибири. № 2.

Крипакова Д.Ю., Ткачев В.А., Измайлов К.К., Чикина Н.Н., Астафьев Е.В., Девятка Н.П., Лопатин А.П. Детализация геологического строения и анализ новых данных в интервале отложений доманикового типа в пределах южного борта Муханово-Ероховского прогиба. № 5.

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И ГИС-ПРОЕКТЫ

Фортулатова Н.К., Спиридонов В.А. Плотностное моделирование осадочного чехла и верхней части фундамента Средне- и Нижневолжской нефтегазоносных областей и их обрамления на базе технологических средств ГИС INTEGR0. № 5.

Алексеева А.К., Руденко М.Н., Русинович А.В., Турова А.В., Турова Е.С. Опыт создания электронных атласов по результатам комплексного изучения параметрических скважин и островов арктических морей. № 6.

ДИСКУССИИ

Белоусов С.Л., Пермьяков С.В., Сокольникова А.А. Перспективы нефтегазоносности северо-западной части Западной Сибири. № 2.

ТЕМАТИЧЕСКИЕ ВЫПУСКИ

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА. № 1

Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Колоколова И.В., Ахметжанова З.М. Новые представления о строении Предуральского краевого прогиба в связи с нефтегазоносностью.

Колоколова И.В., Гурова Д.И., Хитров А.М. Прогноз нефтегазоносности карбонатных природных резервуаров Верхнепечорской впадины Предуральского краевого прогиба.

Абилхасимов Х.Б. Новые перспективы нефтегазоносности южного борта Предуральского прогиба.

Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Давыденко Б.И. Перспективы нефтегазоносности шовных зон северного сегмента Предуральского краевого прогиба.

Данилов В.Н. Надвигообразование и нефтегазоносность Предуральского краевого прогиба.

Соборнов К.О., Коротков И.П., Яковлев Д.В., Куликов В.А., Кудрявцев К.Ю., Колесник В.Ф. Раздавленные соляные диапиры гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн): комплексное изучение и влияние на нефтегазоносный потенциал.

Сотникова А.Г., Лукова С.А. Перспективы нефтегазоносности объектов складчато-надвигового генезиса северного сегмента Предуральского краевого прогиба.

Сбитнева Я.С. Тектонодинамическое и литофациальное моделирование как основа повышения уровня прогноза нефтегазоносности в Косью-Роговской впадине.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ В ГЕОЛОГИИ. № 3

ОБЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ В ГЕОЛОГИИ

Варламов А.И., Гогоненков Г.Н., Мельников П.Н., Черемисина Е.Н. Состояние и перспективы развития цифровых технологий в нефтегазовой геологии и недропользовании России.

Аракчеев Д.Б., Юон Е.М., Захаркин И.В., Шахназаров С.Г. ФГИС «Единый фонд геологической информации о недрах» как основа цифровой трансформации недропользования.

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И ГИС-ПРОЕКТЫ

Черемисина Е.Н., Финкельштейн М.Я., Деев К.В., Большаков Е.М. ГИС INTEGR0. Состояние и перспективы развития в условиях импортозамещения.

Кравченко М.Н., Любимова А.В., Арбузова Е.Е., Спиридонова В.В. Единый ГИС-проект по количественной оценке ресурсов углеводородов РФ как платформа для создания интегрированного модуля автоматизированного подсчета начальных суммарных ресурсов.

Медведева Т.Ю., Суворова Е.Б., Гуцин А.С., Матюхина Т.Н., Минина М.В., Сахань Ю.В., Еремина Е.Г. Геоинформационные системы как основной инструмент для решения задач мониторинга недропользования.

Марков К.Н., Жуков К.А., Конева А.А., Костылева Т.В. Распределенный банк геолого-геофизической информации ВНИГНИ как составная часть Единого фонда геологической информации отрасли.

Любимова А.В., Навроцкий А.О., Толмачева Е.Р. Геоинформационное сопровождение планирования и проведения геолого-разведочных работ.

Щур А.А., Матвеева Т.В., Бочкарев А.В. Использование ГИС-технологий при картировании потенциально газогидратоносных акваторий.

МЕТОДИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

Анисимов Р.Г., Мосяков Д.Е., Шалашников А.В., Фиников Д.Б. Повышение эффективности обработки больших объемов сейсмических данных.

Каплан С.А., Финкельштейн М.Я., Смирнов М.Ю., Спиридонов В.А. Методика интегрирования геофизических методов на региональном этапе геолого-разведочных работ.

Мифтахов Р.Ф., Авдеев П.А., Гогоненков Г.Н., Базанов А.К., Ефремов И.И. Картирование тектонических нарушений на основе машинного обучения и нейронных сетей.

Любимова А.В., Толмачева Е.Р. Новые технологические подходы к созданию ГИС-проектов в геолого-геофизических исследованиях.

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Nemova V.D. Technogenesis and technomorphism: theory and approaches to investigation on the example of the Upper Jurassic deposits of Western Siberia. № 2.

Volozh Yu.A., Gogonenkov G.N., Miletenko N.V., Petrov E.I. Oil resources development from deep horizons in historically oil producing regions. № 6.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Kharakhinov V.V. Endodrainage systems and oil and gas occurrence in the Sea of Okhotsk region. № 2.

Lezhnin D.S., Afanasev A.P., Sobolev P.N., Naidenov L.F. Riphean-Palaeozoic series in the Khatanga-Lena interfluvium: geological structure and petroleum potential. № 4.

Maslennikov M.A., Sukhov S.S., Sobolev P.N., Naumova E.G., Protsko A.N., Rakitina I.V., Konstantinova O.L. Cambrian barrier reef systems of Siberian Platform: petroleum potential in light of new geological and geophysical data. № 8.

Isaev A.V., Khil'ko I.A. New technological approaches to the formation of GIS-projects in geological and geophysical studies. № 5.

Lebed'ko A.G., Lebed'ko G.I. Deep horizons of Kerchensky-Tamansky Petroleum District: future of commercial development. № 5.

Votintsev A.N., Matrosov K.O., Luchinina V.A., Mel'nikov N.V. Prediction of hydrocarbon accumulation zones in Osinsky horizon within Baikitsky Anticline. № 5.

Naidenov L.F. Northern and central regions of Verkhoyansk Foredeep: sedimentary cover petroleum potential and hydrocarbon traps prediction. № 6.

Marakova I.A. Middle Ordovician – Early Devonian carbonate deposits of Timan-Pechora Petroleum Province: criteria of oil and gas occurrence. № 6.

Sap'yanik V.V., Lapteva E.Yu., Lyubutina E.V., Nedospasov A.I., Novikov P.I., Petrova N.V., Fateev A.V., Khil'ko A.P. Geological structure of Tomsk oil and gas promising zone: new data. № 6.

Politykina M.A., Tyurin A.M., Makarov S.E., Petrishchev V.P., Pankrat'ev P.V., Bagmanova S.V. Petroleum potential of Orenburg segment of Urals frontal folds. № 6.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Belousov G.A., Gorodkov A.B., Gvozdeva A.V., Taratyn E.A., Frolov B.K., Shishkina T.Yu. Delineation of unconformities and stratigraphic limits in carbonate organogenic sections on the basis of analysis of layer thickness variations. № 2.

Yanevits R.B., Gorbunov P.A., Karikh T.M., Kudamanov A.I., Lebedev M.V., Maznichenko M.V., Sokolovskaya O.A., Fishenko A.N. Geosystems approach to pre-Jurassic reservoir geoseismic modelling: from conceptual model to reserves assessment. № 4.

Marakova I.A. Prediction of hydrocarbon accumulations in the Pre-Urals foreland basin interior zone. № 4.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Khislamov R.S., Bachkov A.P., Voitovich S.E., Grunis E.G., Alekseev R.A. Artificial Intelligence as important tool of modern geologist. № 2.

Grishchenko M.A., Ivanova I.V. Em-Egovsky License Area: update of BK₁₋₃ beds lithology model accounting for processes of secondary carbonatization. № 2.

Komisarenko A.S., Kochetov A.V., Zagorovskii A.A., Kuznetsov E.G., Fedortsov I.V. Cavernous-fractured carbonate reservoir: problem of water-oil displacement ratio substantiation. № 4.

Masagutov R.Kh., Kiselev V.V., Khakimova S.V. Types of hydrocarbon fields in the southern part of Pre-Urals foredeep. № 4.

Yatskanich E.A. Serpentinization of ultrabasites in pre-Jurassic series: an example of Uvatsky Petroleum District. № 4.

Chuchalina K.Yu., Kazancev G.V., Zunde D.A. Prediction of continental facies distribution by the example of U₂₋₄ Jurassic reservoir (Malyshevsky Formation, West Siberian basin). № 6.

GEOPHYSICAL SURVEYS

Kalinin D.F., Yanovskaya Yu.A., Dolgal A.S. Statistical methods for potential fields interpretation: studies of structural and tectonic architecture of oil and gas promising territories. № 2.

Lensky V.A., Zhuzhel A.S. Accuracy of a stratigraphic tie based on synthetic sonic and density logging. № 4.

Kopenkin R.Yu., Kiryanova T.N., Fedorova M.D., Kirzeleva O.Ya., Klyazhnikov D.V., Smirnova O.V., Kalugin A.A. Qualitative and quantitative prediction based on seismic data. № 5.

**THE LIST OF ARTICLES, PUBLISHED IN SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEOLOGIYA NEFTI I GAZA (RUSSIAN OIL AND GAS GEOLOGY) IN 2021**

Shaporina M.N., Mosyagin E.V., Sadur O.G., Bespechnyi V.N. Geological and geophysical structural features of Predverkhoyansky Foreland Basin and neighbouring areas: data from new along-river 2D CDP seismic survey line and reinterpretation of legacy data. № 5.

Andreev V.S., Biserkin I.A., Bol'shakov E.M., Dovydenko G.M., Pimanova N.N., Sokolova E.Yu., Spiridonov V.A., Shpektorov A.L. Morphostructural and physical characteristics of magmatic formations within Yenisei-Khatanga Trough: new results of geophysical data analysis. № 6.

GEOCHEMICAL SURVEYS

Gresov A.I., Yatsuk A.V., Syrbu N.S., Okulov A.K. Gas-geochemical zoning of seafloor formations of sedimentary basins and geostructures of East Siberian Sea and Arctic Ocean outer shelf. № 5.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Karikh T.M., Kudamanov A.I. Hydrothermal-metasomatic processes in Santonian (Upper Cretaceous) argillaceous opoka in Western Siberia north. № 2.

Kripakova D.Yu., Tkachev V.A., Izmailov K.K., Chikina N.N., Astaf'ev E.V., Devyatka N.P., Lopatin A.P. Detailed studies of geological structure and new data analysis: Domanik-type series within southern shoulder of Mukhanovo-Erokhovsky Trough. № 5.

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AND GIS PROJECTS

Fortunatova N.K., Spiridonov V.A. Density modelling of sedimentary cover, upper part of the basement using GIS INTEGRO technologies: territory of Sredny and Nizhnevolzhsky Petroleum Regions and neighbouring areas. № 5.

Alekseeva A.K., Rudenko M.N., Rusinovich A.V., Turova A.V., Turova E.S. Digital atlas creation using the results of stratigraphic well. № 6.

DISCUSSIONS

Belousov S.L., Permyakov S.V., Sokol'nikova A.A. Petroleum potential of north-western part of Western Siberia. № 2.

THEMATIC ISSUES**HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP. № 1**

Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Sbitneva Ya.S., Kolokolova I.V., Akhmetzhanova Z.M. New ideas of the Urals Foredeep architecture in the context of oil and gas potential.

Kolokolova I.V., Gurova D.I., Khitrov A.M. Verkhnepechorsky depression of Urals Foredeep: prediction of oil and gas occurrence in natural carbonate reservoirs.

Abilkhasimov Kh.B. Southern shoulder of Urals Trough: additional petroleum potential.

Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Davydenko B.I. Northern segment of Urals Foredeep: petroleum potential of suture zones

Danilov V.N. Formation of thrusts and hydrocarbon potential of Urals Foredeep.

Sobornov K.O., Korotkov I.P., Yakovlev D.V., Kulikov V.A., Kudryavtsev K.Yu., Kolesnik V.F. Squeezed diapirs of the Chernyshev Swell (the Timan Pechora Basin): integrated study and petroleum habitat.

Sotnikova A.G., Lukova S.A. Objects of fold-and-thrust genesis: petroleum potential of Urals Foredeep northern segment.

Sbitneva Ya.S. Tectonodynamic and lithofacies modelling: basis for improving oil and gas occurrence prediction in Kosju-Rogovsky Depression.

DIGITALIZATION IN GEOLOGY. № 3**GENERAL DIGITALIZATION ISSUES IN GEOLOGY**

Varlamov A.I., Gogonenkov G.N., Mel'nikov P.N., Cheremisina E.N. Development of digital technologies in petroleum industry and subsoil use in Russia: current state and future considerations.

Arakcheev D.B., Yuon E.M., Zakharkin I.V., Shakhnazarov S.G. "Unified Subsurface Geological Information Fund" Federal State Information System: basis for subsoil use digital transformation.

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AND GIS PROJECTS

Cheremisina E.N., Finkel'shtein M.Ya., Deev K.V., Bol'shakov E.M. GIS INTEGRO. Status and prospects for development in the context of import substitution.

Kravchenko M.N., Lyubimova A.V., Arbuzova E.E., Spiridonova V.V. Integrated GIS project for quantification of hydrocarbon resources in the Russian Federation as a platform for creating an integrated module for automated assessment of total initial resources.

**THE LIST OF ARTICLES, PUBLISHED IN SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEOLOGIYA NEFTI I GAZA (RUSSIAN OIL AND GAS GEOLOGY) IN 2021**

Medvedeva T.Yu., Suvorova E.B., Gushchin A.S., Matyukhina T.N., Minina M.V., Sakhan' Yu.V., Eremina E.G. Geographic Information Systems as a basic tool for subsoil use monitoring.

Markov K.N., Zhukov K.A., Koneva A.A., Kostyleva T.V. Distributed Bank of Geological and Geophysical Information of VNIGNI as a part of the industrial Unified Fund of Geological Information.

Lyubimova A.V., Navrotskii A.O., Tolmacheva E.R. Geoinformation support of planning and carrying out geological exploration work.

Shchur A.A., Matveeva T.V., Bochkarev A.V. Geographic Information System for the forecast mapping of gas hydrate-bearing areas.

METHODOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL ISSUES

Anisimov R.G., Mosyakov D.E., Shalashnikov A.V., Finikov D.B. Big seismic data: improvement of processing efficiency.

Kaplan S.A., Finkel'shtein M.Ya., Smirnov M.Yu., Spiridonov V.A. Methodology for geophysical methods integration in regional stage of geological exploration.

Miftakhov R.F., Avdeev P.A., Gogonenkov G.N., Bazanov A.K., Efremov I.I. Mapping of faults based on machine learning and neural networks.

Lyubimova A.V., Tolmacheva E.R. Creating GIS projects is geological and geophysical research: new approaches.

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

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

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

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

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

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

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

5. Правила оформления текста.

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

6. Правила написания математических формул.

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

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Правила рецензирования и опубликования.

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

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

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

10. Правила оформления списка литературы.

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

GUIDELINES FOR AUTHORS

of Scientific and Technical journal "Geologiya 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.



АТЫРАУ
OIL&GAS KAZAKHSTAN

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

6–8 апреля 2022

Казахстан, Атырау

Подробная информация:

www.oil-gas.kz



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

КОНТАКТЫ

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

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

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

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

Веб-мастер *П.Д. Шматченко*

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

CONTACT INFORMATION

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

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

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

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

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

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

Open price
Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО «Типография Офсетной Печати»
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia
