

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

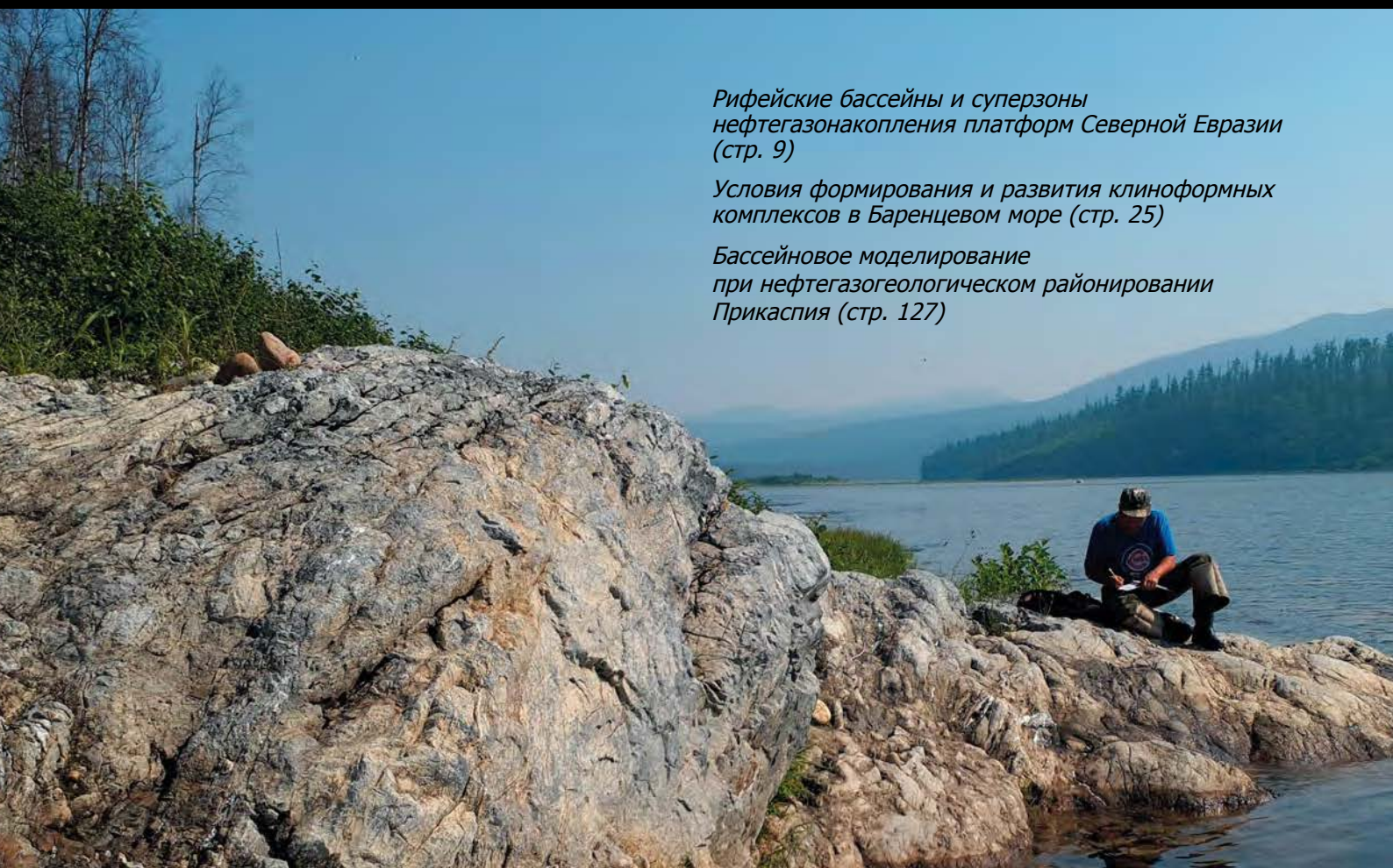


ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

3 2023

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



*Рифейские бассейны и суперзоны
нефтегазонакопления платформ Северной Евразии
(стр. 9)*

*Условия формирования и развития клиноформных
комплексов в Баренцевом море (стр. 25)*

*Бассейновое моделирование
при нефтегазогеологическом районировании
Прикаспия (стр. 127)*

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefiti i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

Соучредители
Co-founders

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



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



ПАО «Газпром»
PAO "Gazprom"



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



3

2023

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza



МОСКВА, ФГБУ «ВНИГНИ»

MOSCOW, All-Russian Research Geological Oil institute

2023

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

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

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

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

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

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Зам. главного редактора

Мельников П.И.

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

Зам. главного редактора

Соловьев А.В.

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

Афанасенков А.П.

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

Богоявленский В.И.

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

Высоцкий В.И.

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

Габриэлянц Г.А.

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

Гогоненков Г.Н.

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

Григорьев М.Н.

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

Прищепа О.М.

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

Сен-Жермес М.Л.

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

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Ступакова А.В.

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

Фортунова Н.К.

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

Шиманский В.В.

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

Элов М.И.

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

Бабашева М.Н. (Казахстан)

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

Восков Д. (Нидерланды)

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

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

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

Ульмишек Г. (США)

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



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

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilye,

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

Deputy Editor in Chief

Pavel N. Melnikov,

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

Deputy Editor in Chief

Aleksei V. Solov'ev

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

Aleksandr P. Afanasenkov,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

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

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Evgeniy B. Grunis,

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

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

Oleg M. Prishchepa,

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

Mariya L. Saint-Germes,

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

Vladimir V. Shimanskiy,

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

Svetlana A. Sidorenko,

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

Viktor A. Skorobogatov,

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Gregory Ulmishkek (USA),

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

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

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

9

Соборнов К.О. Рифейские бассейны и суперзоны нефтегазонакопления платформ Северной Евразии

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

25

Грушевская О.В., Соловьев А.В., Васильева Е.А., Петрушина Е.П., Кот О.Н., Крюкова Г.Г., Шиманский С.В., Щепелев Ф.С. Условия формирования и развития клиноформных комплексов в Баренцевом море

47

Кожевникова Е.Е., Яковлев Ю.А., Башкова С.Е., Боталова А.В. Оценка геофильтрационных условий девонского терригенного нефтегазоносного комплекса в северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

59

Фортунатова Н.К., Бушуева М.А., Канев А.С., Белоусов Г.А., Баранова А.В., Холмянская Н.Ю. Закономерности строения и перспективы нефтегазоносности верхнедевон-турнейских карбонатных и глинисто-карбонатных комплексов прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов

83

Низамутдинова И.Н., Балдин В.А., Мунасыпов Н.З. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности юрских отложений на севере Западной Сибири

105

Соловьев А.В., Соболев П.О., Грушевская О.В., Васильева Е.А., Левочская Д.В., Хисамутдинова А.И., Прокофьев И.Н., Шиманский С.В., Белова М.А., Хоуриган Дж.К. Эволюция источников сноса и нефтегазоносность мезозойских отложений Баренцева моря: датирование обломочных цирконов из скважины Ферсмановская-1 и палеогеографические реконструкции

РЕСУРСЫ И ЗАПАСЫ УВ

127

Орешкин И.В., Истекова С.А., Новиков С.А., Нысанова А.С. Методические решения бассейнового моделирования при нефтегазогеологическом районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции

**CONTENTS****TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY**

9

Sobornov K.O. Riphean basins and petroleum superplays of the North Eurasia' platforms

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

25

Grushevskaya O.V., Soloviev A.V., Vasilyeva E.A., Petrushina E.P., Kot O.N., Kryukova G.G., Shiman-skij S.V., Shchepelev F.S. Clinoform sequences in the Barents Sea: settings of formation and evolution

47

Kozhevnikova E.E., Yakovlev Yu.A., Bashkova S.E., Botalova A.V. Evaluation of geofiltration settings for Devonian terrigenous play in north-eastern part of Volga-Urals Petroleum Province

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

59

Fortunatova N.K., Bushueva M.A., Kanev A.S., Belousov G.A., Baranova A.V., Kholmyanskaya N.Yu. Common structural features and petroleum potential of Upper Devonian-Tournaisian carbonate and argillaceous-carbonate sequences in near-flank zones of Kamsky-Kinelsky trough system

83

Nizamutdinova I.N., Baldin V.A., Munasypov N.Z. Structural features and petroleum potential of Jurassic formations in northern Western Siberia

105

Soloviev A.V., Sobolev P.O., Grushevskaya O.V., Vasil'eva E.A., Levochskaya D.V., Khisamutdinova A.I., Prokof'ev I.N., Shimanskii S.V., Belova M.A., Khou-rigan Dzh.K. Evolution of provenance areas and petroleum potential of Barents Sea Mesozoic deposits: dating of clastic zircon from Fersmanovskaya-1 well and paleogeography reconstructions

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

127

Oreshkin I.V., Istekova S.A., Novikov S.A., Nysanova A.S. Geopetroleum zoning of Caspian Petroleum Province: methodological solutions of basin modelling



8 июля 2023 г. исполняется 60 лет генеральному директору Всероссийского научно-исследовательского геологического института (ФГБУ «ВНИГНИ») и заместителю главного редактора журнала «Геология нефти и газа» — Павлу Николаевичу Мельникову.

П.Н. Мельников родился 8 июля 1963 г. в Новосибирске в семье геологов. Отец — Николай Владимирович Мельников, широко известный геолог-нефтяник, окончил геологический факультет Пермского политехнического института в 1953 г. и всю трудовую жизнь проработал в Сибирском научно-исследовательском институте геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС, Новосибирск). Мама юбиляра — Валентина Михайловна Мельникова, тоже большую часть жизни проработала в СНИИГГиМСе в лаборатории Геохимии. Во многом благодаря родителям Павел Николаевич заинтересовался геологией и совершенно осознанно поступил на геолого-геофизи-

ческий факультет Новосибирского государственного университета, который успешно окончил в 1985 г. Выбранная специальность — «геохимия нефти и газа» — стала путеводной нитью на всем его трудовом пути.

С 1985 по 2014 г. Павел Николаевич работал в СНИИГГиМСе инженером, младшим научным сотрудником, научным сотрудником, старшим научным сотрудником, заведующим отделом методики поисков и разведки месторождений нефти и газа.

Именно в СНИИГГиМСе произошло его становление и как полевого геолога, и как ученого. В процессе руководства научным отделом и участия в полевых экспедициях в Восточной Сибири и Якутии ему удалось изучить строение основных нефтегазоносных комплексов венда и кембрия, понять закономерности распределения залежей и месторождений нефти и газа в древних осадочных толщах Сибирской платформы. За время работы в СНИИГГиМСе Павел Николаевич обосновал главные закономерности строения целого ряда продуктивных пластов, установил оптимальную последовательность применения различных методов и методических приемов при разведке месторождений Иркутской области, разработал новые варианты схем корреляции терригенных отложений Верхнечонского и Дулисьминского месторождений, что в свою очередь позволило определить геометрию песчаных тел, дать геохимическую характеристику и минеральный состав продуктивных отложений, а также обосновать палеогеоморфологическую и палеофациальную позицию пластов-коллекторов.

П.Н. Мельников стал одним из первых составителей математических моделей залежей и разработчиком алгоритма подсчета запасов УВ на примере Верхнечонского месторождения. Он изучал геохимию УВ и выявил особенности формирования залежей нефти и газа в центральной части Непско-Ботубинского свода, определил стадийность разведочных работ на Дулисьминском газоконденсатном месторождении, выявил палеотектонические и палеогеоморфологические критерии локального прогноза нефтегазоносности венд-кембрийских отложений центральной части Непско-Ботубинской антеклизы. Павел Николаевич принимал участие в разработке вероятностных моделей строения залежей Вакунайско-Тымпучиканской зоны, принципов повышения эффективности разведки залежей терригенных отложений Чонско-Ярактинского района на Сибирской платформе, прогнозе перспективных объектов для проведения поисковых работ на нефть и газ в терригенном комплексе Непско-Ботубинской антеклизы.

П.Н. Мельников активно участвовал в создании многофакторных моделей основных промышленных типов месторождений нефти и газа Сибирской платформы с целью оптимизации поисковых и разведочных работ, разработки теоретических и методических основ определения подсчетных параметров.



Павел Николаевич — один из разработчиков «Программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов РФ № 219 от 29 июля 2005 г.

В 2014 г. П.Н. Мельников был приглашен на работу во ФГУП «ВНИГНИ» на должность первого заместителя генерального директора, а уже в июле 2018 г. он вступил в должность генерального директора ФГБУ «ВНИГНИ». В 2019 г. под руководством Павла Николаевича и при его непосредственном участии было закончено строительство федерального специализированного хранилища на территории Апрелевского филиала ВНИГНИ (Апрелевка, Московская область). Сюда же, в специально построенное здание, был перемещен Научно-аналитический центр ВНИГНИ, были созданы и оснащены современным оборудованием новые лаборатории, а уже имевшиеся во ВНИГНИ лаборатории были существенно расширены и оснащены новейшей аппаратурой, что значительно повысило статус Научно-аналитического центра и утроило его научно-производственные мощности. В настоящее время специализированные петрофизические и геохи-

мические исследования керн параметрических, поисковых и разведочных скважин проводятся с получением важной дополнительной информации и в больших объемах, что необходимо для изучения геологического строения и оценки нефтегазоносности осадочных комплексов.

С 2020 г. по Государственному заданию Федерального агентства по недропользованию ФГБУ «ВНИГНИ» выполняет геолого-разведочные работы, связанные с геологическим изучением недр, финансируемые за счет средств федерального бюджета. Научно-исследовательская деятельность Института была существенно расширена в соответствии с новыми задачами. По инициативе П.Н. Мельникова было усилено Управление региональных геолого-разведочных работ и их комплексного сопровождения, в структуре появился отдел «Управления буровыми работами», а уже в 2021 г. ФГБУ «ВНИГНИ» открыл новую страницу в своей истории — приступил к бурению параметрической скв. Заозерная.

Сегодня Павел Николаевич Мельников — известный геолог, состоявшийся руководитель головного Института Роснедр, признанный эксперт в вопросах количественной оценки и прогноза нефтегазоносности. П.Н. Мельников — кандидат геолого-минералогических наук, автор более 30 научных публикаций, награжден знаком «Отличник разведки недр» (2009), «Заслуженный работник СНИИГГиМС» (2012), памятной медалью «За вклад в развитие Новосибирской области» (2012), знаком «Почетный разведчик недр» (2013), почетными грамотами Федерального агентства по недропользованию (2018, 2019, 2020). Во время руководства Павла Николаевича коллектив ФГБУ «ВНИГНИ» был поощрен Благодарностью Президента Российской Федерации «За большой вклад в развитие минерально-сырьевой базы Российской Федерации и многолетнюю плодотворную работу» (2019).

Редколлегия и редакция журнала «Геология нефти и газа», сотрудники ФГБУ «ВНИГНИ» от всей души поздравляют Павла Николаевича с юбилеем и желают ему долгих и плодотворных лет на благо российской нефтяной геологии, семьи, многочисленных друзей и коллег!

ЮБИЛЕЙ ЕВГЕНИЯ БОРИСОВИЧА ГРУНИСА



1 июня 2023 г. главному научному сотруднику ФГБУ «ВНИГНИ», заслуженному работнику Республики Коми, почетному нефтянику, почетному работнику газовой промышленности, доктору геолого-минералогических наук, профессору Евгению Борисовичу Грунису исполнилось 80 лет.

Евгений Борисович, занимая должности геолога, старшего геолога, начальника геологического отдела, заместителя генерального директора ПО «Татнефтегеофизика» (с 1968 г.), генерального директора ПО «Коминьфтегеофизика» (с 1988 г.), внес большой вклад в повышение геологической и экономической эффективности геолого-разведочных работ на стадиях поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений. С 1993 г. Е.Б. Грунис являлся Председателем Государственного комитета по топливу и энергетике Республике Коми, с 1994 г. — министром промышленности, транспорта и связи Республики Коми, с 1999 г. — заместителем главы администрации Ненецкого Автономного округа по комплексному использованию природных ресурсов и экологии. С 2000 по 2006 г. Евгений Борисович — генеральный директор ФГУП «ИГиРГИ», с 2006 г. — руководитель Дирекции по научной работе АО «ИГиРГИ». Под руководством Е.Б. Груниса Институт внес существенный вклад в воспроизводство запасов УВ-сырья России, стратегию развития ТЭК. С 2017 г. Евгений Борисович работает в ФГБУ «ВНИГНИ», в секторе геологии Северо-Западного региона. Широкая эрудиция, активная жизненная позиция, постоянный поиск новых направлений при решении научных и технологических проблем — отличительные черты Евгения Борисовича.

На всем протяжении производственной деятельности Е.Б. Грунис совмещал научную работу и преподавание. Он является автором более 400 публикаций, 22 патентов и свидетельств на изобретения, 3 монографий и более 20 методических руководств и учебных пособий. Под его научным руководством подготовили и защитили кандидатские, докторские диссертации более 20 специалистов. Блестящие выступления Евгения Борисовича на Международных форумах и конференциях всегда привлекали внимание специалистов, политиков и бизнесменов. В них и острота затрагиваемых проблем, и потенциальные пути их решения. Е.Б. Грунис является членом редколлегии журнала «Геологии нефти и газа». С 1993 г. — действительный член РАЕН.

Научная деятельность Евгения Борисовича связана с решением таких важных теоретических и практических задач, как комплексирование геофизических, геохимических и гидродинамических методов исследования скважин, наземных геофизических методов с целью оптимизации поисков, разведки, доразведки нефтяных месторождений и контроля за их разработкой. Большой вклад он внес в совершенствование методики проведения геолого-разведочных работ и разработку месторождений УВ-сырья России, обоснование новых направлений поисков залежей УВ, являясь автором методики комплекса геофизических технологий ускоренной разведки и разработки сложно-построенных залежей нефти, способов геохимической разведки месторождений, новых нелинейных методов интерпретации геофизических данных. В ФГБУ «ВНИГНИ» Евгений Борисович продолжает исследования по разработке новых представлений теории геологических процессов и инновационных путей наращивания ресурсной базы УВ-сырья Российской Федерации.

Е.Б. Грунис награжден почетными грамотами Правительства Татарской АССР и Республики Коми, ЦК ВЛКСМ, общества «Знание» РСФСР, ВОИР, медалями ВДНХ СССР, золотой медалью Общества промышленников Франции, «Ветеран труда», «Маршала Жукова», «300 лет Российскому флоту», «В память 1000-летия Казани», орденами и медалями РАН и РАЕН и др. Является лауреатом премии им. акад. И.М. Губкина.

Желаем Евгению Борисовичу в день его юбилея крепкого здоровья и продолжения неутомимой научной деятельности на благо России!

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

КАЛЕНДАРЬ 2023-2024

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



18 - 23
сентября
2023/Сочи

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

9 - 14
октября
2023/Сочи

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

Апрель
2024/Сочи

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

Сентябрь
2024/Сочи

Международная научно-практическая конференция
Инженерные изыскания. Современные технологии и перспективы развития.



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



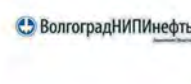
В случае введения ограничительных мер на проведение массовых мероприятий в связи с пандемией коронавируса COVID-19 место и время проведения может быть изменено.



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ПАРТНЕР ПРОЕКТА

ОРГАНИЗАТОР ПРОЕКТА



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



(861) 212-85-85

info@oilgasconference.ru

www.oilgasconference.ru

УДК 552.578.061.32(470+571.5)

DOI 10.41748/0016-7894-2023-3-9-24

Рифейские бассейны и суперзоны нефтегазоаккумуляции платформ Северной Евразии

© 2023 г. | К.О. Соборнов

ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Россия; sobornov@vnigni.ru

Поступила 15.03.2023 г.

Доработана 03.04.2023 г.

Принята к печати 05.04.2023 г.

Ключевые слова: *Волго-Уральский бассейн; Сибирская платформа; суперзона нефтегазоаккумуляции; рифейский прогиб; миграция углеводородов; фундамент.*

Аннотация: На окраинах платформ севера Евразии выделяется три района, характеризующихся аномально высоким сосредоточением запасов нефти и газа. К ним относятся Ромашкинская, Предъенейская и Предпатомская суперзоны нефтегазоаккумуляции, содержащие миллиардные запасы нефти и газа. Первая расположена в юго-восточной части Волго-Уральского бассейна, две другие находятся в Восточной Сибири. Величина выявленных в их пределах запасов нефти и газа в большинстве случаев превышает продуктивность источников углеводородов в палеозойском осадочном чехле прилегающих районов. Интерпретация геолого-геофизических данных показывает, что все эти зоны соседствуют с погребенными прогибами, выполненными многокилометровыми толщами рифейских отложений. Эти прогибы рассматриваются как крупные очаги нефтегазообразования. Они формировались в пределах бассейнов континентальных окраин, которые в дальнейшем были затронуты коллизионной складчатостью. Всем этим прогибам свойственна структурная асимметрия, которая способствовала преимущественной миграции нефти и газа по восстанию слоев в направлении прилегающих платформенных поднятий. Важность источников нефти, связанных с прогибами, затронутыми надвиговыми деформациями, подтверждается принадлежностью к ним крупнейших в мире скоплений нефти и битумов.

Для цитирования: Соборнов К.О. Рифейские бассейны и суперзоны нефтегазоаккумуляции платформ Северной Евразии // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 9–24. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-9-24.

Благодарность: Автор выражает глубокую признательность В.А. Балдину, А.С. Ефимову, И.П. Короткову, Н.В. Мисюркеевой, Н.К. Fortunatova, В.С. Шейну и Д.В. Яковлеву за плодотворные дискуссии, касающиеся различных аспектов сейсмической интерпретации, геологии и нефтегазоносности Волго-Уральского бассейна и Сибирской Платформы, а также благодарит рецензента статьи за ценные замечания.

Riphean basins and petroleum superplays of the North Eurasia' platforms

© 2023 | К.О. Sobornov

All-Russian Research Geological Oil institute, Moscow, Russia; Sobornov@vnigni.ru

Received 15.03.2023

Revised 03.04.2023

Accepted for publication 05.04.2023

Key words: *Volga-Uralian Basin; Siberian Platform; petroleum superplay; Riphean trough; hydrocarbon migration; basement.*

Abstract: Three areas of abnormally high petroleum endowment are recognized in the platform margins of the Northern Eurasia. They are Romashkino, Cis-Enisey and Cis-Patom petroleum superplays, hosting multibillion barrel deposits. The first occupies the southeastern part of the Volga-Urals Basin. The other ones are in the Eastern Siberia. Volume of the discovered oil and gas reserves in these superplays is usually greater than the organic productivity of the source rocks in the Paleozoic sedimentary fill in the adjacent areas. Interpretation of geological and geophysical data shows that all of these superplay zones are flanked by basins filled with multi-kilometer thick Riphean deposits. They are regarded to as essential oil and gas kitchens. These basins originated from continental margin basins which were subsequently subjected to the collisional folding and thrusting. They exhibit structural asymmetry which facilitated the long-term predominant upsection migration of oil and gas towards the adjacent platform highs. The presence of the World's largest oil and bitumen deposits within the platform parts of the foredeep basins demonstrate vast hydrocarbon petroleum potential of their oil kitchens.

For citation: Sobornov K.O. Riphean basins and petroleum superplays of the North Eurasia' platforms. *Geologiya nefiti i gaza*. 2023;(3):9–24. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-9-24. In Russ.

Acknowledgments: The author expresses his deep gratitude to V.A. Baldin, A.S. Efimov, I.P. Korotkov, N.V. Misurkeeva, N.K. Fortunatova, V.S. Shein and D.V. Yakovlev for fruitful discussions concerning various aspects of seismic interpretation, geology, and oil and gas potential of the Volga-Uralian Basin and Siberian Platform.

Введение

Важной особенностью нефтегазоносности эпиплатформенных бассейнов Северной Евразии является крайняя неравномерность распределения

ресурсов нефти и газа. В пределах Волго-Уральского бассейна аномальное сосредоточение нефтяных залежей установлено в юго-восточной части — в районе Южно-Татарского свода, а также в при-

легающих Бирской седловине и Мелекесской впадине. На территории Лено-Тунгусского бассейна Восточной Сибири крупнейшие запасы нефти и газа расположены в двух районах. Центром первого является Байкитская антеклиза, а второго — Непско-Ботуобинская. Аномально высокая концентрация запасов нефти и газа в этих районах позволяет выделить их как категорию суперзон нефтегазонакопления (рис. 1). Запасы нефти и газа в каждой из этих суперзон составляют не менее 1 млрд т н. э. (нефтяного эквивалента). Выделяемые суперзоны нефтегазонакопления условно именуются Ромашкинской, Предъенисейской и Предпатомской. Несоответствие предлагаемых названий и границ известных нефтегазоносных областей вызвано несколько отличным подходом к определению преобладающих факторов нефтегазонакопления в их пределах.

Кроме аномально высокой концентрации запасов нефти и газа выделенные суперзоны обладают рядом сходных черт в строении и нефтегазоносности. Они принадлежат осадочным бассейнам окраин платформ, которые соседствуют с крупными складчатыми поясами (см. рис. 1). Месторождения нефти и газа в их пределах тяготеют к крупным платформенным поднятиям. Большая часть залежей заключена в основании осадочного чехла, они залегают на кристаллическом фундаменте или докембрийских метаосадочных отложениях, располагаясь стратиграфически ниже потенциальных нефтематеринских интервалов палеозойского осадочного чехла. Глубина залегания основных нефтегазоносных пластов не превышает 2,5 км ([1, 2] и др.). В венд-палеозойских отложениях в пределах этих пластов нефтематеринские интервалы распространены ограниченно, а катагенетическая преобразованность осадочного чехла, как правило, недостаточна для генерации значительных объемов нефти и газа. Совокупность особенностей нефтегазоносности этих районов на территории Восточной Сибири дала основание говорить о связанных с ними «онтогенетических парадоксах нефтегазоносности» [3].

Факторы, определяющие формирование рассматриваемых суперзон, являются темой острых дискуссий. Для объяснения происхождения аномально высокого сосредоточения запасов нефти и газа в подобных условиях выдвигаются две основные альтернативные гипотезы.

В первой в качестве основного источника рассматривается поступление нефти из фундамента, при этом предполагается ее неорганическое происхождение. Эта точка зрения особенно популярна среди геологов Татарстана ([1, 4] и др.). Ее также поддерживает ряд авторитетных специалистов-геофизиков главным образом на основании того, что под многими известными месторождениями этих районов выделяются разломы и геохимические аномалии, связанные с повышенным содержанием радиогенных газов и других компонентов ([5, 6] и др.).

В альтернативной концепции предполагается, что феномен аномальной концентрации запасов нефти и газа этих районов объясняется латеральной миграцией УВ из прилегающих синклинальных зон и/или из пород осадочного чехла, перекрытых надвиговыми поясами ([7, 8] и др.). Эта гипотеза поддерживается многими геологами и геохимиками. Во многом это связано с наличием в залежах нефти биомаркеров, которые свидетельствуют о генерации нефти из ОВ морского происхождения ([8, 9] и др.).

Интерпретация накопленных геофизических данных дает дополнительные аргументы в пользу второй из названных точек зрения. Новые данные позволяют актуализировать представления о строении рассматриваемых суперзон нефтегазонакопления в региональном геодинамическом контексте. Кроме того, они могут объяснить роль фундамента в формировании залежей нефти и газа. Это приближает к объяснению упомянутых парадоксов нефтегазонакопления в бассейнах древних платформ и позволяет уточнить приоритеты дальнейших геолого-разведочных работ в их пределах.

Приведем краткую характеристику строения выделенных суперзон нефтегазонакопления, а также рассмотрим структуру прилегающих складчатых сооружений и краевых прогибов.

Ромашкинская суперзона

Ромашкинская суперзона нефтегазонакопления является крупнейшей на восточной окраине Восточно-Европейской платформы, где с востока на юг расположены Тимано-Печорский, Волго-Уральский и Прикаспийский бассейны (рис. 2). Она заключена в слабодислоцированной платформенной части Волго-Уральского бассейна, а ее центром является Южно-Татарский свод. Эта зона распространяется также на Бирскую седловину и Мелекесскую впадину. По отложениям среднего девона – перми Южно-Татарский свод представляет собой малоамплитудное поднятие. В его сводовой части толщина осадочного чехла не превышает 2 км. Базальные песчаники среднего девона залегают на архей-раннепротерозойском кристаллическом фундаменте. Южно-Татарский свод по морфологии и составу осадочного чехла мало отличается от ряда других сводовых поднятий Волго-Уральского бассейна, запасы нефти и газа которых несопоставимо меньше.

Крупнейшим в этой суперзоне является Ромашкинское месторождение. Его запасы составляют около 5 млрд т ([1, 4] и др.). Здесь также расположен целый ряд других уникальных месторождений — Туймазы, Бавлинское, Орланское, Шкаповское и др. Основные высокодебитные запасы нефти этих месторождений заключены в отложениях среднего девона – нижнего франа. Кроме того, залежи нефти широко распространены в каменноугольных толщах. В пермских отложениях, залегающих на глубинах в первые сотни метров, установлены многочисленные скопления тяжелой нефти. Величина

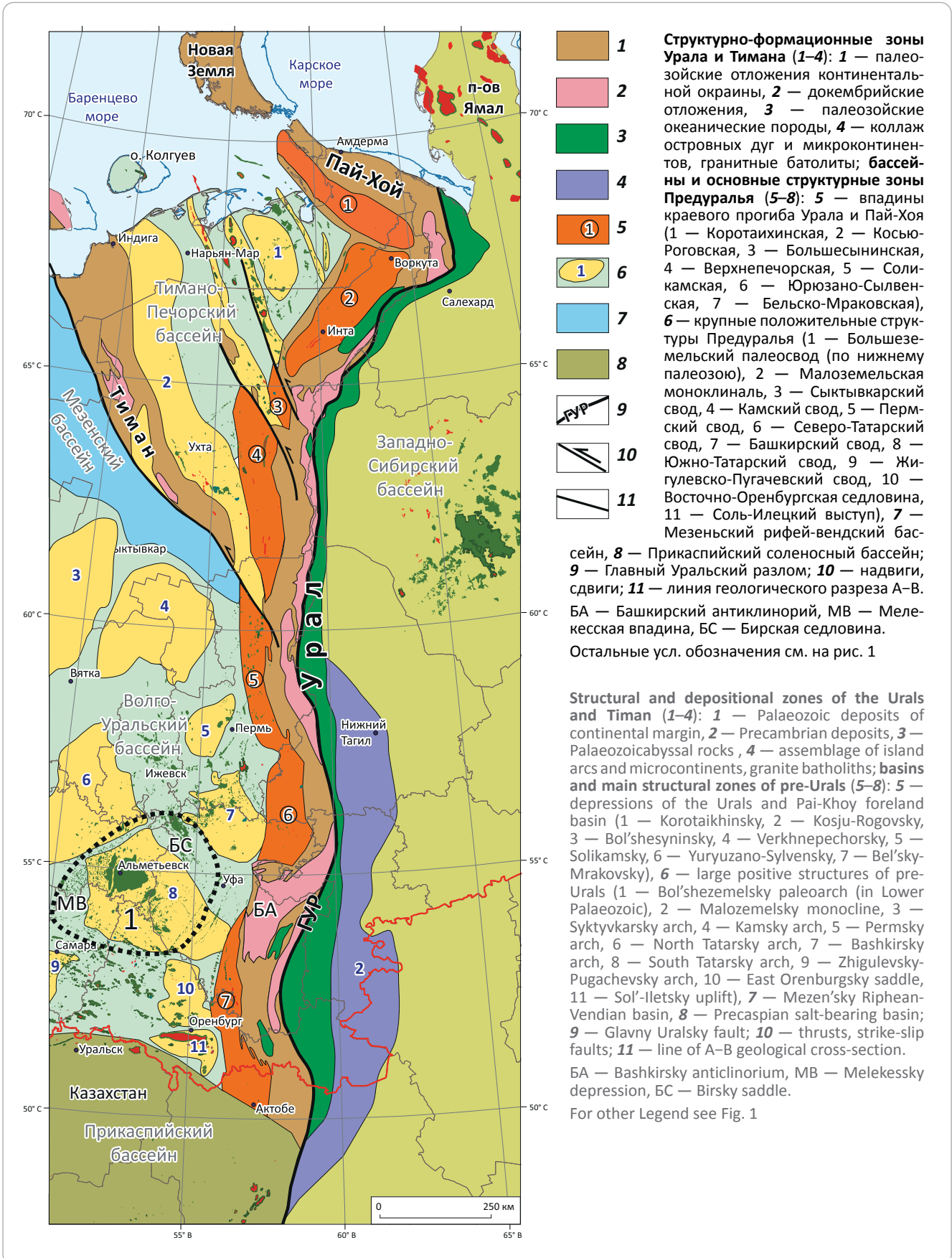
Рис. 1. Обзорная геологическая карта центральной части Северной Евразии (геологическая основа ФГБУ «ВСЕГЕИ») **Fig. 1.** Geological map of the Northern Eurasia central part (geological base by VSEGEI FGBU)



Месторождения (1-3): 1 — нефти, 2 — газа, 3 — нефти и газа; 4 — суперзоны нефтегазонакопления древних платформ (1 — Ромашкинская, 2 — Предъенисейская, 3 — Предпатомская); 5 — сейсмический/геологический разрез
Fields (1-3): 1 — oil, 2 — gas, 3 — oil and gas; 4 — superplays of the ancient platforms (1 — Romashkinsky, 2 — pre-Yeniseisky, 3 — pre-Patomsky); 5 — lines of seismic/geological sections



Рис. 2. Схема основных структурных элементов восточной окраины Восточно-Европейской платформы, Урала и Пай-Хоя (с использованием данных ВНИГНИ)
Fig. 2. Location map of major structural elements of the eastern margin of East European Platform, Urals, and Pai-Khoy (VNIGNI data used)



суммарных ресурсов тяжелых нефтей в пермских песчаниках оценивается от 1,5 до 7 млрд т [10].

Добыча нефти только в пределах части этой зоны в границах Республики Татарстан уже превысила 3,5 млрд т [1, 4] и держится на стабильно высоком уровне. Между тем данные геохимических исследований показывают, что основная нефтематеринская толща палеозойского чехла — доманиковые битуминозные сланцы — могла произвести в этом районе немногим более 700 млн т нефти [9] и др.). При этом следует иметь в виду, что доманиковые отложения Южно-Татарского свода находятся на низкой стадии катагенетического преобразования [9, 11]. Разительное несоответствие величины запасов нефти и газа и генерационного потенциала нефтегазоматеринских отложений в палеозойском чехле, а также концентрация запасов нефти в поддоманиковых отложениях объясняют распространенность представлений о поступлении нефти из фундамента.

Геолого-геофизические данные, характеризующие строение южной части Волго-Уральского бассейна и прилегающей части Урала, дают основание полагать, что основным источником нефти для залежей Ромашкинской суперзоны нефтегазонакопления является многокилометровая толща рифейских отложений Предуралья [12, 13]. Они смяты в складки и разбиты надвигами, их несогласно перекрывают вендские и палеозойские слои. Деформированные рифейские отложения обнажаются в пределах Башкирского антиклинория Южного Урала (см. рис. 2). Рифейский осадочный комплекс быстро выклинивается на склоне Южно-Татарского свода ([5, 14] и др.). Региональные сейсмические данные показывают, что толщина рифейских отложений в Южном Предуралье составляет не менее 10 км (рис. 3).

Рифейские отложения накапливались в пределах бассейна континентальной окраины, который был затронут коллизионной складчатостью в предвендское время ([15] и др.). Ярко выраженная устойчивая структурная асимметрия этого бассейна способствовала длительной и массовой миграции УВ по восстанию пластов в направлении Ромашкинской суперзоны нефтегазонакопления. Большая глубина рифейского прогиба и контрастный структурный рельеф фундамента бассейна могли создавать условия для миграции нефти по зонам трещиноватости и выветривания в фундаменте. Это утверждение предполагает условный компромисс в вопросе об источниках нефти Ромашкинской зоны. Часть нефти из рифейского источника могла мигрировать через проницаемые зоны фундамента. Сходным образом объясняется происхождение залежей нефти и газа в фундаменте во многих других нефтегазонасыщенных бассейнах мира. К их числу относится известное месторождение Белый Тигр в бассейне Ку Лонг на шельфе Вьетнама ([16] и др.).

Вероятно, миграция нефти по трещиноватым зонам фундамента в пределах Южно-Татарского

свода может происходить и в настоящее время. Это предположение может объяснить наблюдаемый феномен вариаций дебитов старых скважин на месторождениях Татарстана ([4] и др.). Подпитка залежей нефтью может быть связана с поступлением ее новых порций при допущении нахождения рифейских отложений в условиях продолжающегося нефтегазообразования, эмиграции и ремиграции УВ. Это вполне реально, учитывая нахождение многокилометровой толщи рифейских отложений в широком диапазоне глубин в Предуралье (см. рис. 3).

Обобщение результатов исследования закономерностей изменения физико-химических свойств тяжелых нефтей пермских отложений в Татарстане свидетельствует о том, что нефти мигрировали с востока на запад [10]. Эти вариации свойств нефтей в пермских отложениях согласуются с предположением о продолжающейся миграции нефтей из крупного источника на востоке. В противном случае эти нефти были бы полностью биодegradированы. Совокупность отмеченных обстоятельств позволяет сделать вывод, что рифейские толщи Предуралья были и, вероятно, продолжают оставаться важным источником нефтей Ромашкинской суперзоны нефтегазонакопления. Вероятно, другие сводовые структуры Волго-Уральского бассейна не имеют сопоставимых источников нефти и газа, что объясняет существенно меньшую концентрацию запасов в их пределах.

Предъенисейская суперзона

В настоящее время в пределах Предъенисейской суперзоны выявлено около 1 млрд т н. э. нефти и газа. Подавляющая часть запасов сосредоточена в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы (рис. 4). Она рассматривается как Юрубчено-Куюмбинский центр нефтедобычи, включающий одноименные нефтегазовые месторождения [2]. Региональное строение этого района во многом напоминает Ромашкинскую суперзону. Из-за нахождения в удаленной части Восточной Сибири ее разбуренность существенно ниже. В то же время сейсмическая изученность достаточно высока, а данные информативны ([6, 17, 18] и др.).

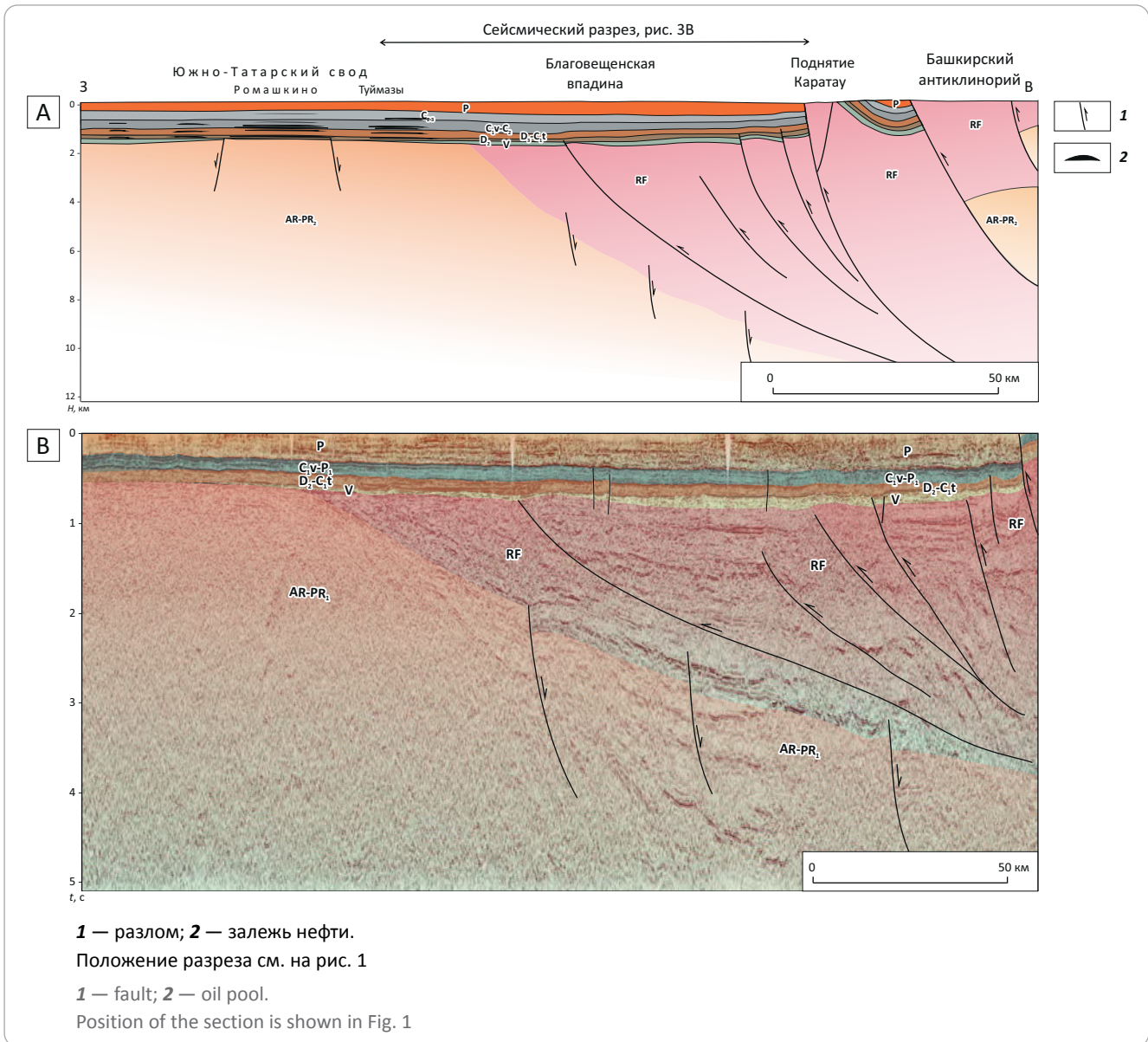
В Предъенисейской суперзоне также выделяется крупное платформенное поднятие, в присводовой части которого венд-палеозойские отложения залегают на кристаллическом фундаменте. Восточнее располагается складчатый пояс Енисейского кряжа. В пределах этого пояса, как и на Южном Урале, развиты многокилометровые толщи рифейских отложений. Сходным образом их накопление происходило в пределах бассейна континентальной окраины ([8] и др.). В предвендское время этот бассейн подвергся коллизионной (байкальской) складчатости. Рифейские отложения были разбиты на пластины и надвинуты в направлении платформы и частично эродированы.

Предъенисейская суперзона нефтегазонакопления представляет особый интерес для иссле-



Рис. 3. Региональный геологический разрез, пересекающий Южно-Татарский свод, Благовещенскую впадину и Башкирский антиклинорий Южного Урала (А), и интерпретированный сейсмический разрез, соответствующий центральной части геологического разреза (данные АО «Башнефтегеофизика») (В)

Fig. 3. Regional geological section crossing the South Tatarsky arches, Blagoveshensky depression, and Bashkirsky anticlinorium of Southern Urals (A), and interpreted seismic section corresponding to the central part of the geological cross-section (data by Bashneftegeofizika) (B)



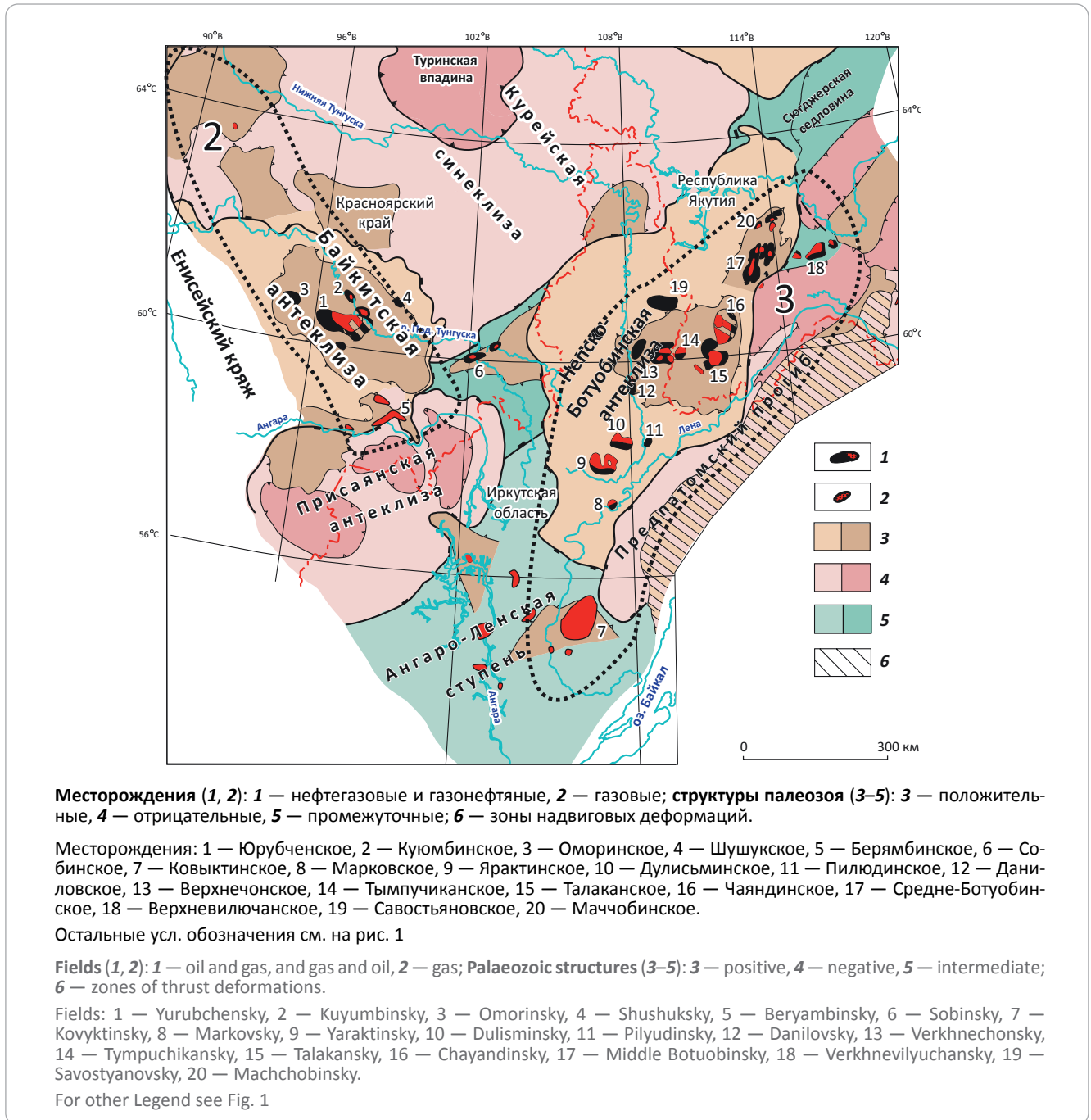
дования, так как в ее пределах около 80 % запасов нефти сосредоточено в рифейских отложениях ([2] и др.). Эти отложения окаймляют сводовую часть Байкитской антеклизы, в пределах которой вендские слои залегают на кристаллическом фундаменте. Данное обстоятельство по существу «снимает» сомнения по поводу возможности поступления нефти из рифейских отложений. Специфические особенности состава нефтей рифейских отложений, установленные геохимическими исследованиями, подтверждают вывод о том, что рифейский бассейн континентальной окраины был основным источником нефти для залежей Байкитской антеклизы [8]. Наличие в разрезе палеозойского чехла протяженной соленосной толщи усольской свиты кембрия

обеспечило надежную покрывку для залежей в подстилающих отложениях докембрийских отложений.

Данные сейсмических исследований подтверждают существование погребенного седиментационного бассейна к западу от Байкитской антеклизы, а также выклинивание этих отложений на западном борту антеклизы ([6, 17, 18] и др.). Интерпретация региональных сейсмических профилей демонстрирует, что подобный характер строения рифейских отложений характерен не только для зоны сочленения Байкитской антеклизы и Енисейского кряжа, но и распространяется к северу и югу.

На рис. 5 представлен интерпретированный субширотный сейсмический разрез, расположен-

Рис. 4. Фрагмент карты нефтегазоносности Сибирской платформы с основными структурными элементами (по [19, 20] с дополнениями)
Fig. 4. Fragment of oil and gas occurrence map of the Siberian Platform showing main structural elements (after [19, 20], complemented)



ный к северу от Байкитской антеклизы. Он иллюстрирует надвиговое строение Турухано-Норильской гряды, сложенной массивными пластинами рифейских отложений, перемещенными на склон платформы. К востоку толщина рифейских отложений быстро выклинивается, срезаясь слоями венда. В западной части профиля предполагается существование относительно молодого разлома сбросового типа, наложенного на надвиговый пояс. Он контролирует размещение юрских отложений. Вероятно, его возникновение происходило одновременно с погружением в Западной Сибири.

Сейсмический разрез, ориентированный с юга на север, характеризует строение зоны сочленения Ангарской складчатой зоны и южного склона Байкитской антеклизы (рис. 6). Он показывает надвиговые деформации в рифейских отложениях и их выклинивание к северу на склоне Байкитской антеклизы. Примечательно, что на этих разрезах (см. рис. 5, 6) можно видеть, что надвиги, нарушающие залегание рифейских отложений, были реактивированы в палеозое. Об этом свидетельствует то, что они затрагивают несогласно залегающие венд-кембрийские отложения. Подобные деформации мог-

Рис. 5. Интерпретированный сейсмический разрез зоны сочленения Турухано-Норильской гряды и Восточно-Сибирской платформы (по данным ООО «БГЭ» и ООО «Донгеофизика»)

Fig. 5. Interpreted seismic section across the transition zone between the Turukhano-Noril'sky ridge and East Siberian Platform (according to BGE and Dongeofizika data)

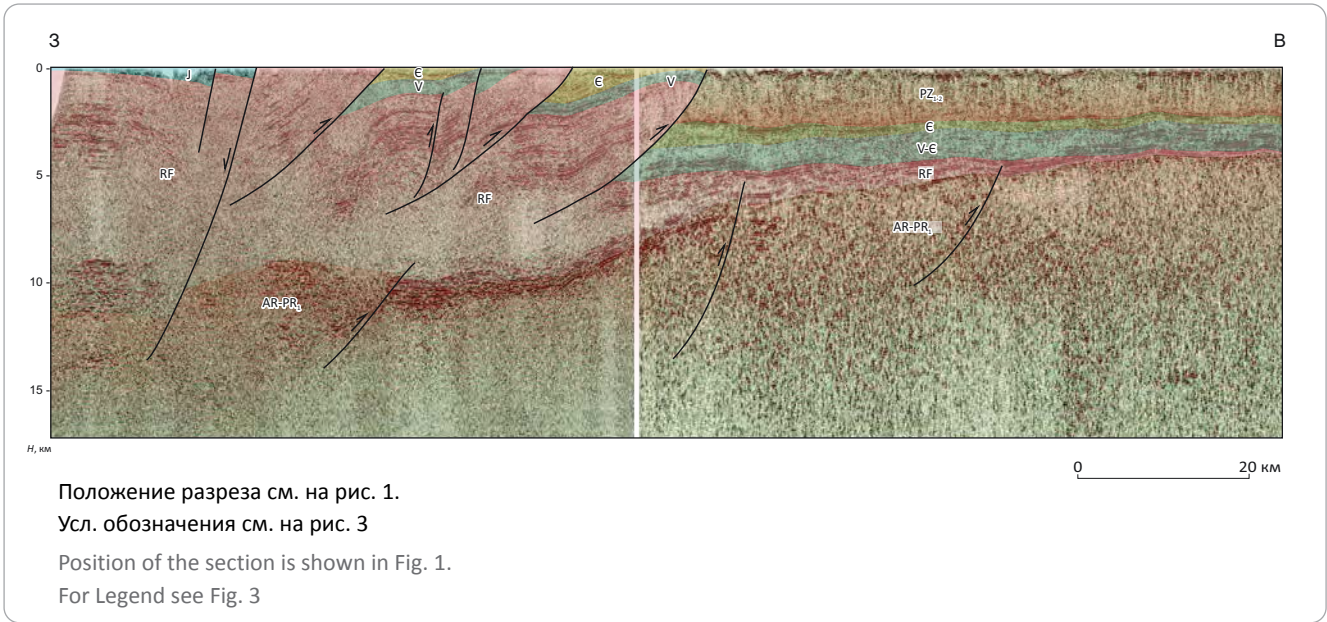
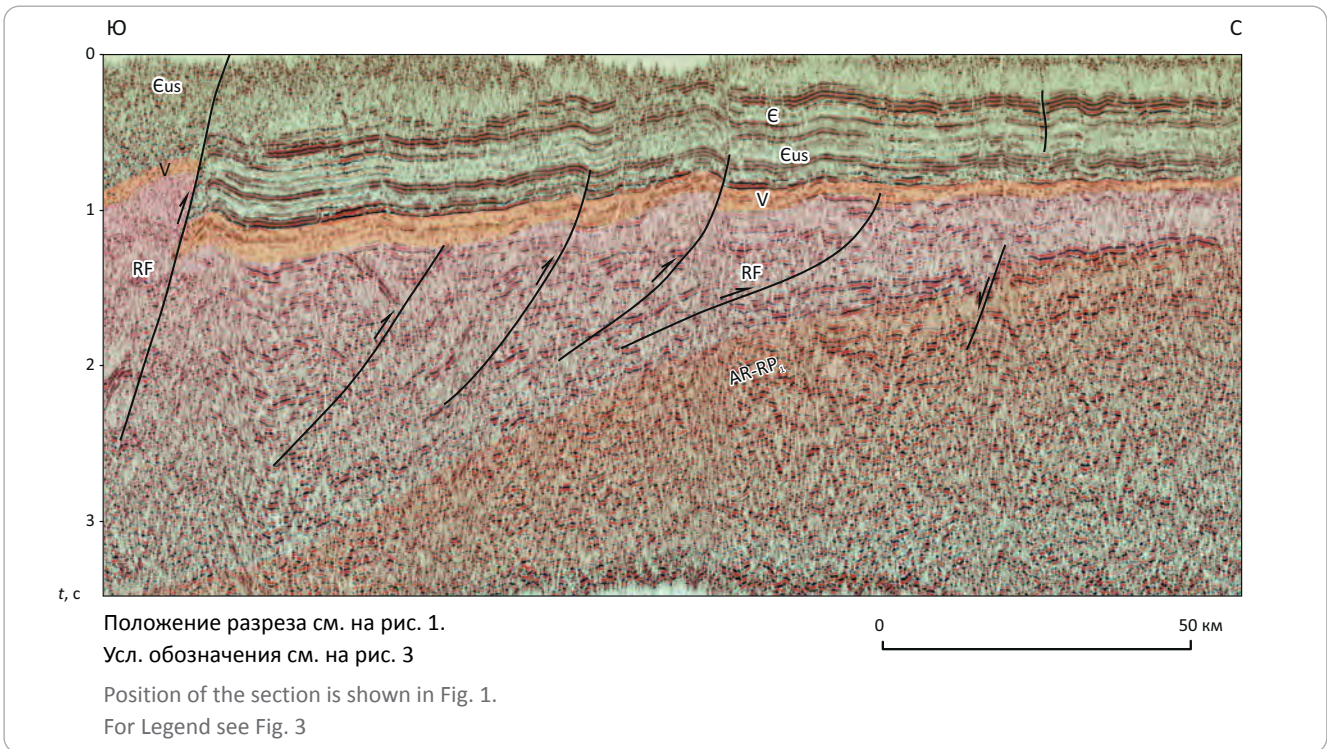


Рис. 6. Интерпретированный сейсмический разрез зоны сочленения Ангарской зоны складок и Восточно-Сибирской платформы (по данным ОАО «Енисейгеофизика»)

Fig. 6. Interpreted seismic section across the transition zone between the Angarsky fold zone and East Siberian Platform (according to Yeniseigeofizika data)



ли влиять на формирование и реформирование залежей нефти и газа.

Наличие мощных рифейских толщ южнее и севернее Юрубчено-Курумбинского центра нефтедобычи дает основание полагать, что новые крупные открытия могут быть сделаны за его пределами. По

этой причине контуры Предъенисейской суперзоны выходят за пределы Ботубинской антеклизы, следуя перспективной полосе резкого сокращения толщины рифейских отложений на склоне Восточно-Сибирской платформы (см. рис. 1, 4). Вероятно, к этой суперзоне нефтегазонакопления сле-

дует отнести Бахтинский выступ и зону Ангарских складок. Новые данные позволяют уточнить контуры этой суперзоны.

Предпатомская суперзона

Предпатомская суперзона включает Непско-Ботубинскую антеклизу и частично Ангаро-Ленскую ступень и Предпатомский прогиб. Здесь открыт ряд уникальных и крупных месторождений нефти и газа. К их числу относятся Ковыктинское, Верхне-чонское, Талаканское, Чайядинское, Среднеботубинское, Дулисьминское и др. Месторождения нефти и газа сосредоточены в подсольных отложениях венда и нижних горизонтах кембрия. В последние годы в этом районе был получен значительный прирост запасов за счет открытия новых и доразведки известных месторождений. Относительно слабоизученным остается Предпатомский прогиб. В его пределах сделаны только единичные открытия — Пилюдинское, Хотого-Мурбайское, Отрадинское месторождения ([20, 21] и др.). По некоторым оценкам, начальные суммарные ресурсы этого прогиба составляют около 8,5 млрд т н. э. [19]. Сложность изучения этого района во многом связана с широким распространением в пределах Предпатомского прогиба малоглубинной дисгармоничной складчатости, связанной с расслоением осадочного чехла по солям усольской свиты кембрия и разнообразными соляными деформациями (рис. 7). Это создает сложные сейсмогеологические условия и существенно затрудняет получение надежных сейсмических данных.

Отличие Предпатомской суперзоны от Предъенисейской состоит в том, что в ее пределах практически повсеместно отсутствуют рифейские отложения. Осадочный чехол образован главным образом отложениями венда и нижнего палеозоя (см. рис. 7). Относительная маломощность осадочного венд-палеозойского чехла и ограниченность его нефтегазоносного потенциала вынуждали искать дополнительные источники нефти и газа. Это обстоятельство породило гипотезу о поступлении нефти из осадочных отложений, перекрытых надвиговыми пластинами фундамента Непско-Ботубинской антеклизы ([7] и др.).

Новые данные демонстрируют, что рифейские и вендские отложения значительной мощности предполагаются в Предпатомском прогибе ([22] и др.). Этот прогноз подтверждается данными сейсморазведки и электроразведки (рис. 8, 9). Интерпретация этих данных позволяет предполагать, что, как и в районах, проанализированных ранее, толщина рифейских и вендских отложений в рассматриваемом регионе быстро нарастает на периферии платформы. Их суммарная толщина может превышать 10 км. Это дает основание рассматривать их в качестве крупного источника нефти и газа, способного обеспечить накопление крупных запасов нефти и газа. Низкоомная аномалия в восточной части профиля предположительно отвечает

прогибу, образованному главным образом рифейскими отложениями (см. рис. 8).

Сейсмический разрез, представленный на рис. 9, демонстрирует ступенчатое погружение фундамента к востоку от Ковыктинской зоны газонакопления ([22] и др.). Тектоническое расслоение осадочного чехла по солям усольской свиты, а также деформации и локальное выщелачивание солей объясняют дисгармоничную складчатость в верхней части разреза. В нижней части разреза в восточном направлении происходит увеличение мощности рифейских отложений Предпатомского прогиба. Характер залегания вендских отложений в Предпатомском прогибе позволяет рассчитывать на их продуктивность под покровом дислоцированных соленосных отложений.

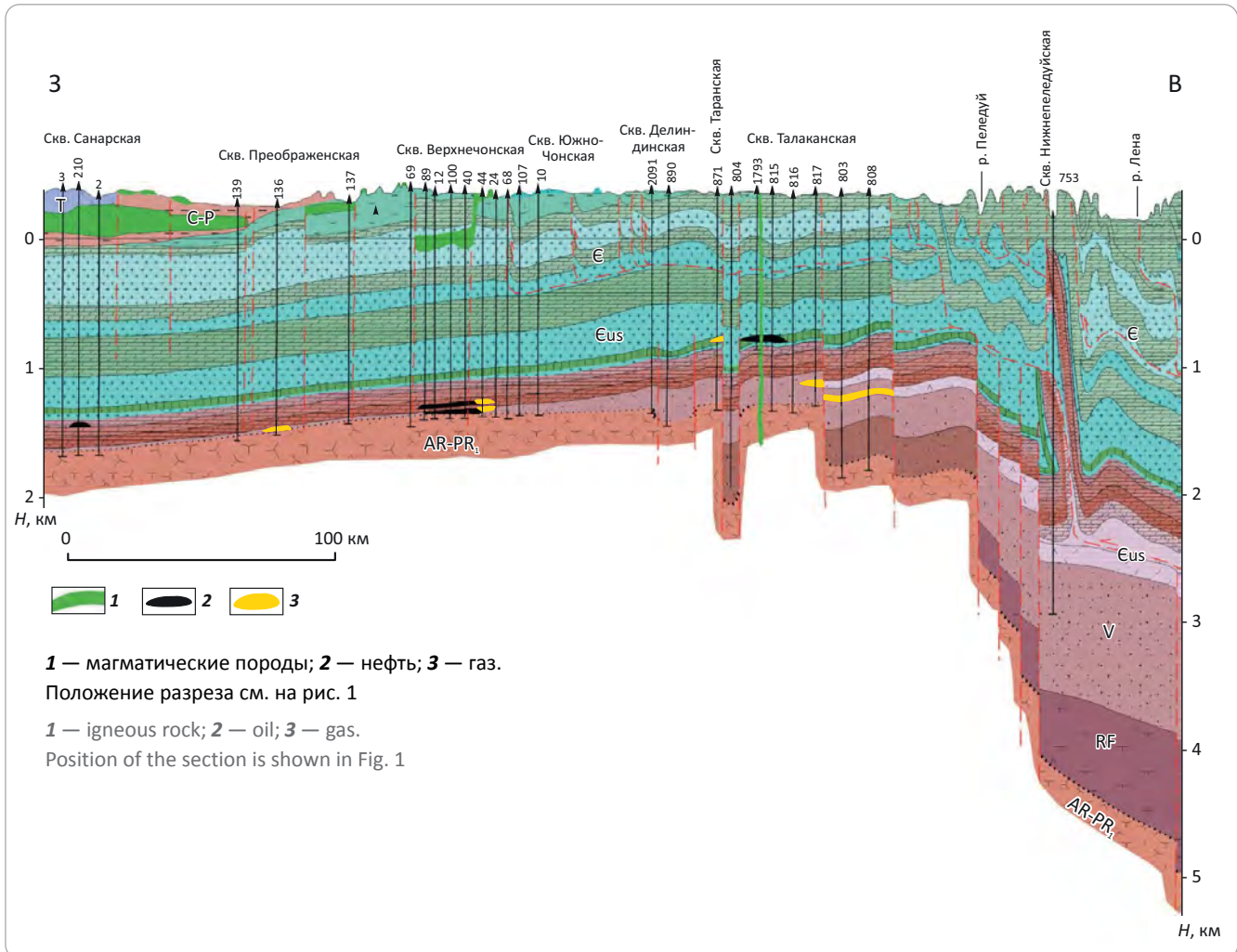
Очаги нефтегазообразования, латеральная миграция

Главной общей особенностью строения выделяемых суперзон нефтегазонакопления древних платформ является их соседство с многокилометровыми прогибами, выполненными главным образом рифейскими отложениями. На протяжении сотен миллионов лет они развивались как бассейны континентальных окраин. В позднем докембрии они подверглись коллизионной складчатости. Структурная асимметрия этих бассейнов определила преимущественную миграцию нефти и газа в направлении прилегающих платформ. Последующие тектонические события в фанерозое реактивировали и усложняли деформации рифейских комплексов. Это привело к переформированию и частичному разрушению скоплений нефти и газа. Оценка объемов генерации нефти и газа рифейскими отложениями периферических бассейнов представляется весьма сложной. Во многом это связано с высокой степенью неопределенности оценки нефтегенерационного потенциала отложений, которые были вовлечены в складчато-надвиговые деформации, а также были подвергнуты эрозии после реализации своего нефтегазоносного потенциала.

В схематическом виде соотношение рифейского прогиба и суперзоны нефтегазонакопления показано на рис. 10. Предполагается, что структурная асимметрия рифейского бассейна создает условия для массового перемещения УВ по восстанию слоев в направлении прилегающей платформы. В зонах тектонических контактов рифейских отложений с фундаментом могут создаваться условия для проникновения нефти и газа в трещиноватые зоны фундамента. В дальнейшем УВ могут мигрировать в перекрывающие осадочные слои либо накапливаться в резервуарах фундамента. Ранее важность рифейских источников нефти, связанных с палеобассейнами континентальных окраин, для формирования нефтегазовых систем Байкитской и Непско-Ботубинской антеклиз отмечалась в работах А.Э. Конторовича, Б.А. Соколова, Г.Ф. Ульмишека и других исследователей ([7, 8, 23, 24] и др.).



Рис. 7. Геологический разрез зоны сочленения Непско-Ботуобинской антеклизы и Патомского прогиба (по [19] с упрощением)
Fig. 7. Geological cross-section of the transition zone between the Nepsy-Botuobinsky antecline and Patomsky trough (from [19], simplified)



По данным специалистов АО «ВНИГРИ», масштабы пострифейской эмиграции нефти и газа на Восточно-Сибирской платформе оцениваются в 922,8 млрд т жидких и 329,3 трлн м³ газообразных УВ [25]. Эта оценка включает рифейские толщи, распространенные в пределах Восточно-Сибирской платформы. Вместе с тем она не в полной мере учитывает потенциал рифейских пород, которые заключены в поднадвиговых зонах, а также были деформированы и частично эродированы в пределах коллизионных складчатых поясов, обрамляющих платформы. По этой причине общий объем эмиграции УВ из рифейских очагов нефтегазообразования может быть значительно больше. Общий нефтегенерационный потенциал рифейских толщ впадин древних платформ достаточен для формирования огромных скоплений УВ.

Следует отметить, что участие докембрийских отложений в нефтегазообразовании не является исключительной особенностью бассейнов севера Евразии. В настоящее время наличие нефтегазопроизводящих толщ в рифейских отложениях установлено в ряде стран: Омане, Австралии, США,

Канаде, Китае, США, Индии, Пакистане, Венесуэле, ряде стран Северной Африки ([26] и др.). Согласно данным этого исследования, толщи рассматриваются в качестве основного источника нефти и газа в Омане. В этой небольшой по размерам стране генерация УВ неопротерозой-раннекембрийскими отложениями оценивается не менее чем в 1,64 млрд т н. э. (12 млрд баррелей). Структурные позиции этого очага нефтегазообразования сходны с рассматриваемыми районами Предуралья и Восточной Сибири. В Омане эти отложения также затронуты надвиговыми деформациями.

Признание важности рифейских очагов нефтегазообразования в периферических частях древних платформ не означает, что часть нефти и газа не могла поступать из других источников. К их числу, несомненно, относятся битуминозные сланцы палеозойского осадочного чехла. В Волго-Уральском бассейне это доманиковские отложения, в Восточной Сибири — кембрийские куонамские сланцы ([25, 27] и др.).

Анализ нефтегазоносности зарубежных бассейнов показывает, что бассейны континенталь-

Рис. 8. Геоэлектрический разрез восточной части профиля Батолит по данным магнитотеллурического зондирования, демонстрирующий утолщение толщи рифейских отложений к востоку (по данным АО «Иркутскгеофизика»)

Fig. 8. Geoelectrical cross-section of the eastern part of the Batolit line according to magnetotelluric sounding, which demonstrates eastward thickening of the Riphean deposits (according to Irkutskgeofizika data)

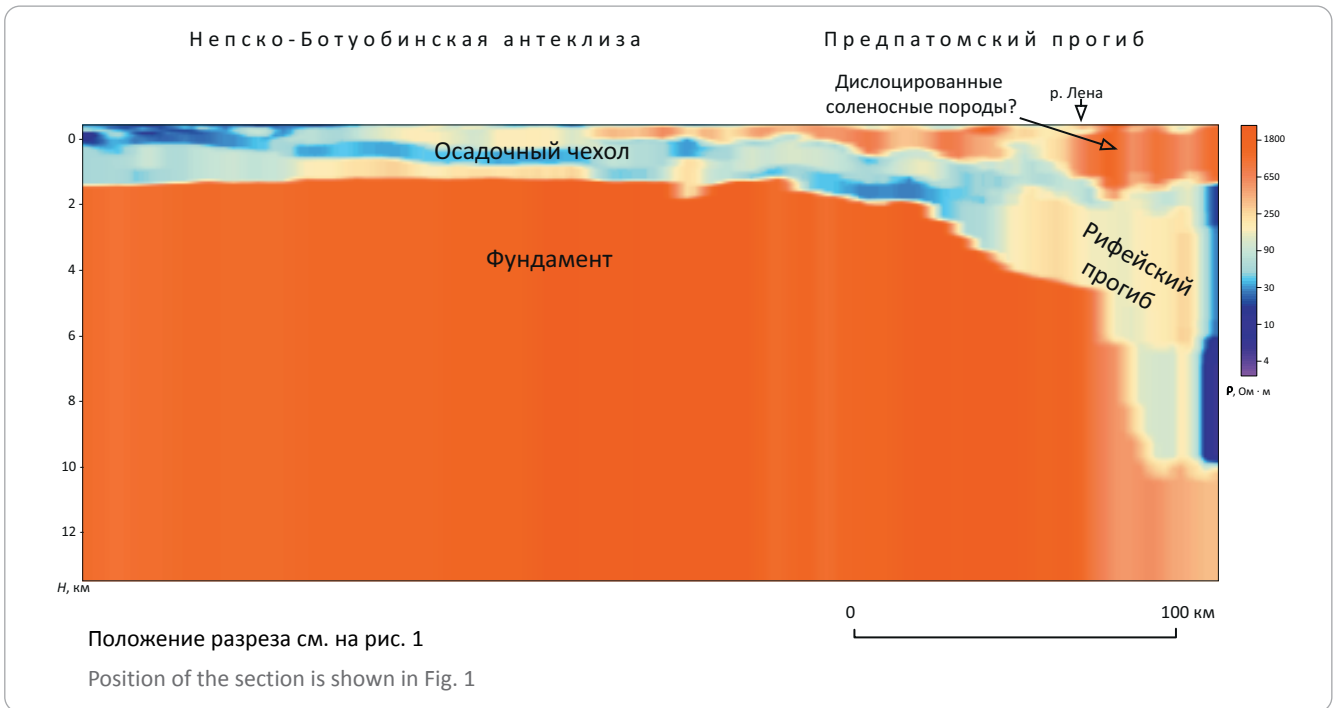
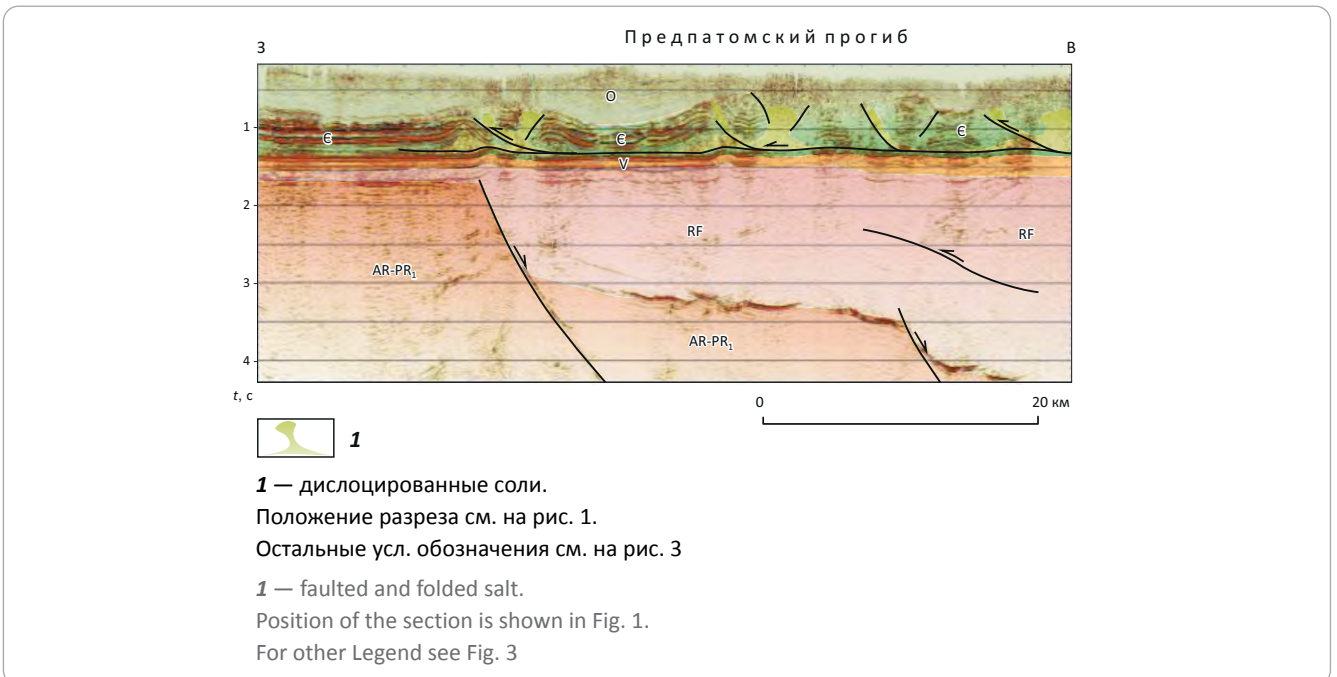


Рис. 9. Интерпретированный сейсмический разрез зоны сочленения Ангаро-Ленской ступени и Предпатомского прогиба по данным 3D (по [22] с дополнениями)

Fig. 9. Interpreted seismic section across the zone of Angaro-Lensky flat and pre-Patomsky trough joint according to 3D survey data (according to [22], complemented)



ных окраин, периферия которых была трансформирована в складчатые пояса, заключают в себе самые продуктивные нефтегазовые системы. Это относится не только к докембрийским прогибам, но и к более молодым бассейнам, что подчеркивает исключительную важность бассейнов этого

типа для формирования крупнейших скоплений нефти и газа. Для иллюстрации этого утверждения на рис. 11 приведен схематический геологический разрез Западно-Канадского нефтегазоносного бассейна. На платформенном борту этого бассейна установлено крупнейшее месторождение битумов

Рис. 10. Схематический геологический разрез, иллюстрирующий региональное строение зоны сочленения древней платформы и погребенного рифейского прогиба (масштаб условный)
Fig. 10. Schematic geological cross-section demonstrating regional structure of the transition zone between the ancient platform and buried Riphean trough (not to scale)

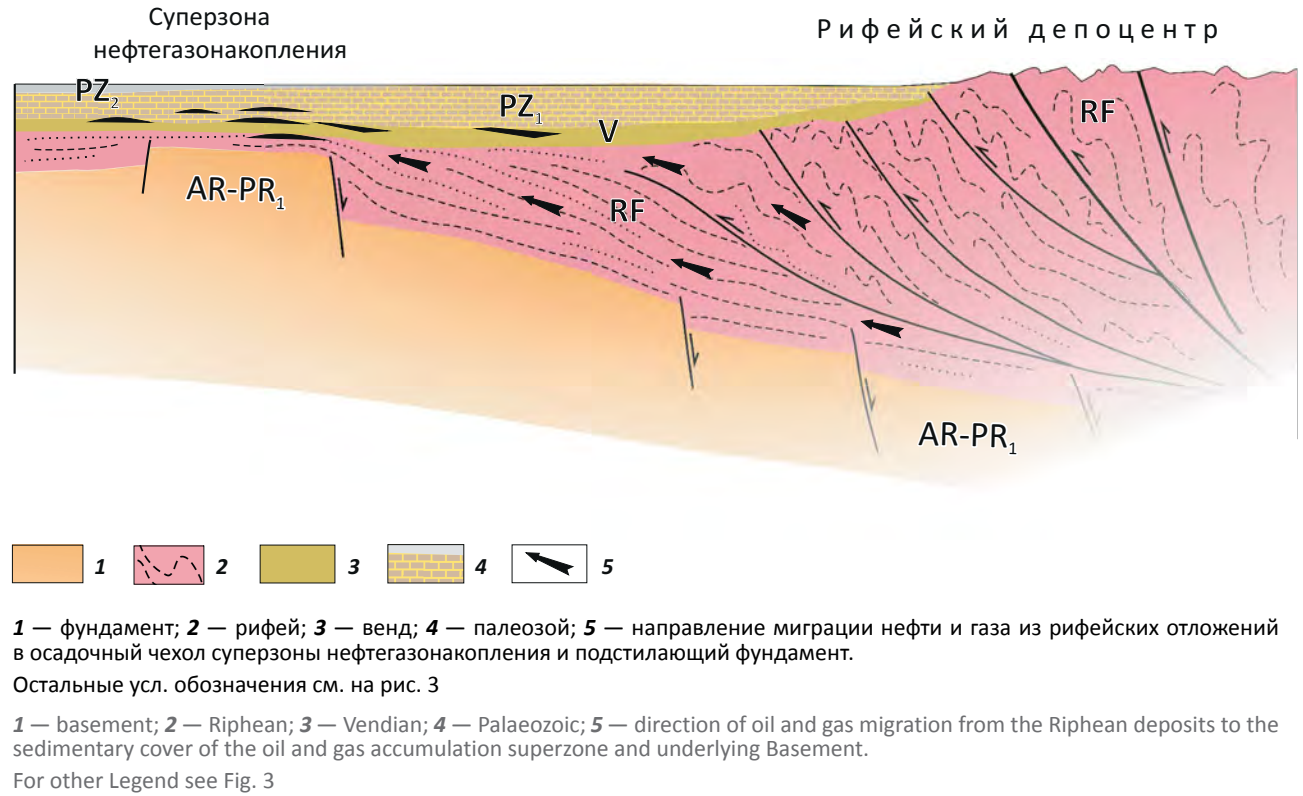
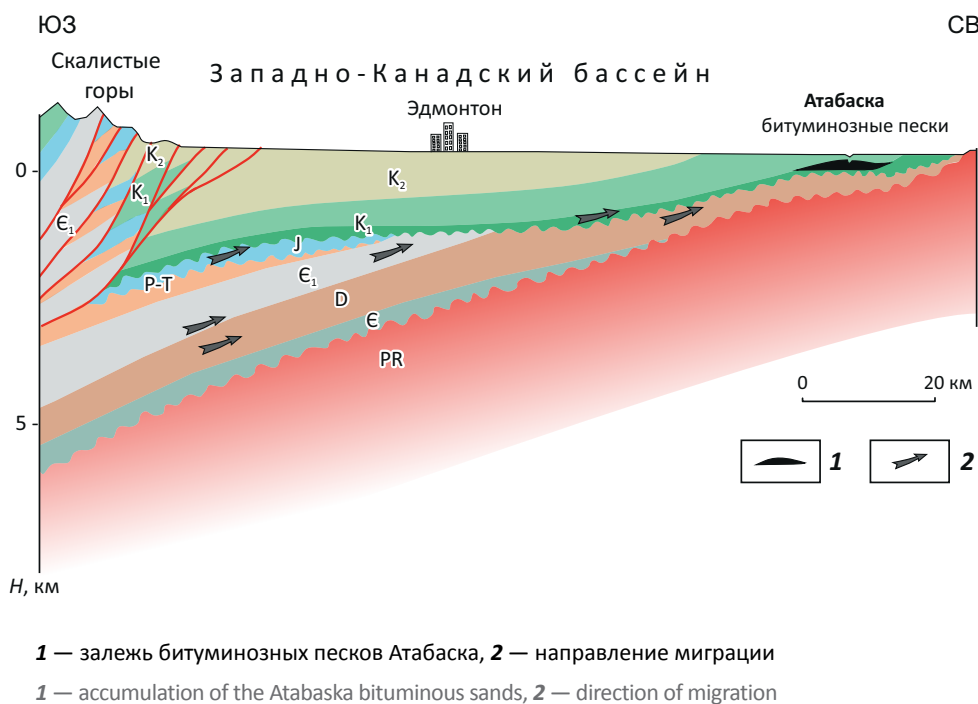


Рис. 11. Схематический геологический разрез Западно-Канадского нефтегазоносного бассейна (по [28] с упрощением)
Fig. 11. Schematic geological section across the West Kanadsky Petroleum Basin (from [28], simplified)



Атабаска. Геологические запасы этого месторождения составляют около 120 млрд т, или 900 млрд баррелей [28]. Есть и более высокие оценки запасов этой суперзоны нефтегазонакопления. Залежи битумов заключены в аптских песчаниках формации Мак-Мюррей, которые обнажаются на поверхности в долине р. Атабаска. Изучение строения бассейна и геохимии битумов показало, что источником нефти этого месторождения являются главным образом девонские и нижнемеловые нефтематеринские породы, которые частично перекрыты надвиговым поясом Скалистых гор.

В аналогичных структурных условиях находится и крупнейшая в мире суперзона битумонакопления в долине р. Ориноко в Венесуэле ([29] и др.). Эти примеры показывают, что богатейшие зоны нефтегазонакопления формируются за счет миграции на платформу огромных объемов нефти из погребенных прогибов. В этих условиях крупнейшие скопления нефти и газа локализируются в ловушках, расположенных на путях миграции, которые в большинстве случаев представлены антеклизмами прилегающих платформ. Сохранность скоплений определяется уровнем эрозии и наличием надежных покровов.

Заключение

На окраинах платформ севера Евразии выделяется три района, характеризующихся аномально высоким сосредоточением запасов нефти и газа, — Ромашкинская, Предъенисейская и Предпатомская суперзоны нефтегазонакопления. Анализ накопленных геолого-геофизических данных, характеризующих строение и нефтегазоносность древних платформ севера Евразии, показывает, что высокая концентрация запасов нефти и газа в этих суперзонах нефтегазонакопления коррелирует с их соседством с крупными рифейскими прогибами. Представляется, что симбиоз рифейских прогибов

и соседних с ними платформенных поднятий, обладающих высокочемкими ловушками, объясняет парадоксы нефтегазообразования в этих районах.

На примере Ромашкинской суперзоны нефтегазонакопления отчетливо видно, что без поступления нефти из погребенного рифейского прогиба аномально высокую концентрацию запасов нефти в ее пределах нельзя объяснить рационально. Наличие крупных скоплений нефти в сходных тектонических условиях в рифейских отложениях Байкитской антеклизмы доказывает действенность поступления нефти из рифейских толщ. Продолжающееся «дыхание» рифейских очагов нефтеобразования объясняет пополнение нефтью давно разрабатываемых залежей нефти в Волго-Уральском бассейне.

Тесная пространственная связь рифейских прогибов и платформенных поднятий, содержащих высокочемкие резервуары, может рассматриваться как важный положительный фактор нефтегазоносности малоизученных районов Сибирской платформы. Этот фактор может стать одним из критериев выбора приоритетных районов для постановки поисковых работ.

В районах нефтегазодобычи значительный интерес может представлять изучение путей миграции нефти и газа из рифейских прогибов с использованием инструментов бассейнового моделирования. Принимая во внимание продолжительную и многоэтапную историю тектонического развития, следует учитывать неоднократное переформирование залежей нефти и газа. Результаты такого исследования могут быть полезны для выявления новых скоплений нефти и газа на путях их миграции. В определенных случаях это может быть важно для обнаружения залежей в зонах трещиноватости и корях выветривания фундамента.

Литература

1. Аdbулмазитов Р.Г., Ананьев В.В., Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С., Миронова Л.М., Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н., Сметков В.М., Тухватуллин Р.К., Успенский Б.В., Хисамов Р.Б. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. В 2-х т. — Казань : Изд-во Фэн, 2007. — 316 с.
2. Мельников Н.В., Смирнов Е.В., Масленников М.А., Процко А.Н., Боровикова Л.В. Геологические предпосылки прироста минерально-сырьевой базы Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи // Геология и геофизика. — 2017. — Т. 58. — № 3–4. — С. 586–601. DOI: 10.15372/GIG20170319.
3. Скоробогатов В.А. Енисей-Ленская мегапровинция: формирование, размещение и прогнозирование месторождений углеводородов // Геология нефти и газа. — 2017. — № 3. — С. 3–17.
4. Муслимов Р.Х. Углубленное изучение кристаллического фундамента осадочных бассейнов — вступление времени // Георесурсы. — 2019. — Т. 21. — № 4. — С. 55–62. DOI: 10.18599/grs.2019.4.55-62.
5. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. — М. : GEOS, 2014. — 202 с.
6. Харахинов В.В. Древние рифты Восточной Сибири их нефтегазоносность // Геология нефти и газа. — 2016. — № 4. — С. 3–17.
7. Соколов Б.А., Трофимук А.А. Поднадвиговая нефтегазоносность платформ — новое направление нефтегазовой геологии // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа : сб. науч. тр. — Новосибирск : Наука, 1991. — С. 116–124.
8. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А., Хабаров Е.М., Тимошина И.Д. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика. — 1996. — Т. 37. — № 8. — С. 166–195.

9. Галимов Э.М., Камалеева А.И. Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) — приток из кристаллического фундамента или нефтегазоматеринские осадочные отложения? // *Геохимия*. — 2015. — № 2. — С. 103–122. DOI: 10.7868/S001675251502003X.
10. Гатиятуллин Н.С. Особенность пространственного размещения пермских битумов и нижележащих залежей нефти на территории Республики Татарстан // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. — 2010. — Т. 5. — № 3. — Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/9/34_2010.pdf (дата обращения 01.03.2023 г.).
11. Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // *Геология нефти и газа*. — 2013. — № 3. — С. 76–87.
12. Соборнов К.О., Скрипий А.А. Покровно-надвиговая структура осадочного чехла зоны сочленения Бельской впадины и Башкирского антиклинария Южного Урала // *Докл. АН СССР*. — 1993. — Т. 333. — № 2. — С. 242–245.
13. Соборнов К.О. Строение Южного Урала и Предуралья на основе интерпретации региональных сейсмических данных и происхождение богатейших залежей нефти в Волго-Уральском бассейне // *Геология нефти и газа*. — 2023. — № 1. — С. 7–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-7-25.
14. Глубинное строение, эволюция и полезные ископаемые раннедокембрийского фундамента Восточно-Европейской платформы: Интерпретация материалов по опорному профилю 1-ЕВ, профилям 4В и ТАТСЕЙС / Под ред. М.В. Минца. — М. : ГЕОКАРТ, ГЕОС, 2010. — Т. 1. — 408 с.
15. Шейн В.С., Алференок А.В., Долматова И.В., Мельникова Н.А. Геодинамические условия формирования осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента // *Геология нефти и газа*. — 2020. — № 1. — С. 35–55. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-35-55.
16. Peacock D.C.P., Banks G.J. Basement highs: Definitions, characterisation and origins // *Basin Research*. — 2020. — Т. 32. — № 6. — С. 1685–1710. DOI: 10.1111/bre.12448.
17. Филиппов Ю.А. Геологическое строение рифейских отложений зоны сочленения Сибирской платформы и Енисейского кряжа // *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. — 2012. — № 1. — С. 49–66.
18. Ефимов А.С., Смирнов М.Ю., Уклова Г.Д., Мосягин Е.В., Келлер Е.Г., Кудрина Т.Р. Новые данные о строении Туруханской зоны дислокаций на основе комплексной интерпретации речных сейсморазведочных работ и геологических маршрутов // *Геология и геофизика*. — 2017. — Т. 58. — № 3–4. — С. 553–564. DOI: 10.15372/GIG20170318.
19. Старосельцев В.С. Карта нефтегазоносности Сибирской платформы по состоянию на 01.01.2009 г. — М. : МПФ РФ Роснедра, ФГУП «СНИГГИМС», 2012.
20. Шемин Г.Г. и др. Модели строения и количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нефти и газа Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа). — Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2017. — 315 с.
21. Мигурский Ф.А. Проблемы оценки масштабов и перспектив нефтегазоносности Предпатомской нефтегазоносной области в свете эволюции взглядов на тектоническое строение юго-восточного обрамления Сибирской платформы // *Геология нефти и газа*. — 2019. — № 2. — С. 39–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-39-54.
22. Вахромеев А.Г., Смирнов А.С., Мазукабзов А.М., Горлов И.В., Поспеев А.В., Клыкова В.Д., Мисюркеева Н.В., Станевич А.М. Геологическое строение юго-восточной краевой области Сибирского кратона на основании новейших данных ГРП по Ковыктинскому газоконденсатному месторождению // *Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту) : мат-лы науч. совещания (Иркутск, 20–23 октября 2020 г.)*. — Иркутск : Институт земной коры СО РАН, 2020. — С. 49–51.
23. Ulmishak G.F. Petroleum geology and resources of the Baykit High Province, East Siberia, Russia // *U.S. Geol. Survey Bull.* 2201-F, U.S. Department of Interior. — 2001. — 18 с. DOI: 10.3133/b2201F.
24. Ulmishak G.F. Petroleum Geology and Resources of the Nepa-Botuoba High, Angara-Lena Terrace, and Cis-Patom Foredeep, Southeastern Siberian Craton, Russia // *U.S. Geol. Survey Bull.* 2201-C, U.S. Department of Interior. — 2001. — 16 с. DOI: 10.3133/b2201C.
25. Баженова Т.К. Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность [Электронный ресурс] // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. — 2016. — Т. 11. — № 4. — Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/45_2016.pdf (дата обращения 01.03.2023 г.).
26. Ghori K.A.R., Craig J., Thusu B., Lüning S., Geiger V. Global Infracambrian petroleum systems: a review // *Geological Society, London, Special Publications*. — 2009. — № 326. — С. 109–136.
27. Коробова Н.И., Карнюшина Е.Е., Шевчук Н.С., Фролов С.В., Бакай Е.А., Ахманов Г.Г. Геологическое строение, условия формирования, нефтегазоносность отложений венда и кембрия Лено-Тунгусского бассейна // *Георесурсы*. — 2022. — Т. 24. — № 2. — С. 60–74. DOI: 10.18599/grs.2022.2.9.
28. Peacock M.J. Athabasca oil sands: reservoir characterization and its impact on thermal and mining opportunities // *Geological Society, London, Petroleum Geology Conference Series*. — 2010. — Т. 7. — С. 1141–1150. DOI: 10.1144/007114.
29. James K.H. The Venezuelan hydrocarbon habitat, part 1: tectonics, structure, palaeogeography and source rocks // *Journal of Petroleum Geology*. — 2000. — Т. 23. — № 1. — С. 5–53. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2000.tb00483.x.

References

1. Abdulmazitov R.G., Anan'ev V.V., Voitovich E.D., Gatiyatullin N.S., Mironova L.M., Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N., Smelkov V.M., Tukhvatullin R.K., Uspenskii B.V., Khisamov R.B. Neftegazonosnost' Respubliki Tatarstan. Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdenii. V 2 tomakh [Petroleum potential of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields]. Kazan' : izd-vo Fehh; 2007. 316 p. In Russ.
2. Mel'nikov N.V., Smirnov E.V., Maslennikov M.A., Protsko A.N., Borovikova L.V. Geologic prerequisites for increment of the mineral resources base of the Yurubchen-Kuyumba petroleum production center. *Russian Geology and Geophysics*. 2017;58(3–4):479–492. DOI: 10.1016/j.rgg.2016.09.024.
3. Skorobogatov V.A. Yenisei-Lena megaprovince: formation, placement and forecasting of hydrocarbon deposits. *Geologiya nefiti i gaza*. 2017(3):3–17. In Russ.

4. Muslimov R.Kh. An in-depth study of the crystalline basement of sedimentary basins is a dictate of the time. *Georesursy = Georesources*. 2019;21(4):55–62. DOI: 10.18599/grs.2019.4.55-62. In Russ.
5. Trofimov V.A. Glubinnye regional'nye seismorazvedochnye issledovaniya MOGT neftegazonosnykh territorii [Deep regional CDP seismic studies of oil-bearing territories]. Moscow: GEOS; 2014. 202 p. In Russ.
6. Kharakhinov V.V. Ancient West-Siberian rifts and their oil-gas bearing capacity. *Geologiya nefiti i gaza*. 2016;(4):3–17. In Russ.
7. Sokolov B.A., Trofimuk A.A. Podnadvigovaya neftegazonosnost' platform — novoe napravlenie neftegazovoi geologii [Subthrust petroleum potential of platforms- new direction in the petroleum geology]. In: Teoreticheskie i regional'nye problemy geologii nefiti i gaza: sb. nauch. tr. Novosibirsk : Nauka; 1991. pp. 116–124. In Russ.
8. Kontorovich A.Eh., Izosimova A.N., Kontorovich A.A., Khabarov E.M., Timoshina I.D. Geological structure and conditions of the formation of the giant Yurubcheno-tokhoma zone of oil and gas accumulation in the upper proterozoic of the Siberian platform. *Russian Geology and Geophysics*. 1996;37(8):166–195. In Russ.
9. Galimov Eh.M., Kamaleeva A.I. Source of hydrocarbons in the supergiant Romashkino oilfield (Tatarstan): Recharge from the crystalline basement or source sediments? *Geochemistry International*. 2015;53(2):103–122. DOI: 10.1134/S0016702915020032. In Russ.
10. Gatiyatullin N.S. Peculiarity of spatial occurrence of Permian bitumens and more deep oil pools on the Tatarstan Republic territory. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2010;5(3). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/34_2010.pdf (accessed on 01.03.2023). In Russ.
11. Kiryukhina T.A., Fadeeva N.P., Stupakova A.V., Poludetkina E.N., Sautkin R.S. Domanik deposits in Timan-Pechora and Volga-Ural basins. *Geologiya nefiti i gaza*. 2013;(3):76–87. In Russ.
12. Sobornov K.O., Skripii A.A. Pokrovno-nadvigovaya struktura osadochnogo chekhla zony sochleneniya Bel'skoi vpadiny i Bashkirkogo antiklinoriya Yuzhnogo Urala [Thrust structure of the transition zone of the Belsk Trough and Bashkirian Anticlinorium of the Southern Urals]. *Dokl. AN SSSR*. 1993;333(2):242–245. In Russ.
13. Sobornov K.O. Structure of the South Urals and cis-Uralian foredeep as revealed by interpretation of regional seismic data and the origin of the prolific of oil reserves in the Volga Urals Basin. *Geologiya nefiti i gaza*. 2023;(1):7–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-7-25. In Russ.
14. Glubinnoe stroenie, ehvolyutsiya i poleznye iskopaemye rannedokembriiskogo fundamenta Vostochno-Evropeskoj platformy: Interpretatsiya materialov po opornomu profilyu 1-EV, profilyam 4V i TATSEIS [Deep structure, evolution and mineral deposits of Early Precambrian basement of the east European Platform. Regional lines 1-EV, 4B and Tatseis data interpretation]. In: M.V. Mints, ed. Moscow : GEOKART, GEOS; 2010. V. 1. 408 p. In Russ.
15. Shein V.S., Alferenok A.V., Dolmatova I.V., Mel'nikova N.A. Paleobasins of the east European paleocontinent: geodynamic settings of sedimentary cover formation. *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(1):35–55. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-35-55. In Russ.
16. Peacock D.C.P., Banks G.J. Basement highs: Definitions, characterisation and origins. *Basin Research*. 2020;32(6):1685–1710. DOI: 10.1111/bre.12448.
17. Filiptsov Yu.A. Geological structure of riphean deposits in conjunction zone of Siberian platform and Yenisey ridge. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2012;(1):49–66.
18. Efimov A.S., Smirnov M.Yu., Ukhlova G.D., Mosyagin E.V., Keller E.G., Kudrina T.R. New data on the structure of the Turukhan zone of deformation from the results of seismic survey and geological traverses. *Russian Geology and Geophysics*. 2017;58(3–4):451–460. DOI: 10.15372/gig20170318. In Russ.
19. Starosel'tsev V.S. Karta neftegazonosnosti Sibirskoi platformy po sostoyaniyu na 01.01.2009 [Map of the petroleum potential of the Siberian Platform as of 01.01.2009]. – Moscow: MPF RF Rosnedra; FGUP «SNIGGIMS», 2012. In Russ.
20. Shemin G.G. et al. Structure models and quantification of petroleum potential of regional oil and gas reservoirs in Pre-Patomsky regional trough (Siberian Platform). Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN; 2017. 315 p. In Russ.
21. Migurskii F.A. On the assessment of oil and gas occurrence scale and prospects in the pre-Patomsky petroleum region in the light of evolution of views on tectonic framework of siberian platform's south-eastern margins. *Geologiya nefiti i gaza*. 2019;(2):39–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-39-54. In Russ.
22. Vakhromeev A.G., Smirnov A.S., Mazukabzov A.M., Gorlov I.V., Paspeev A.V., Klykova V.D., Misyurkeeva N.V., Stanevich A.M. Geologicheskoe stroenie yugo-vostochnoi kraevoi oblasti Sibirskogo kratona na osnovanii noveishikh dannyykh GRR po Kovyktinskому gazokondensatnomu mestorozhdenii [Geological structure of the southeastern marginal part of the Siberian Craton based on new exploration data on the Kovykta gas-condensate field]. In: Geodinamicheskaya ehvolyutsiya litosfery Tsentral'no-Aziatskogo podvzhnogo poyasa (ot okeana k kontinentu) : mat-ly nauch. soveshchaniya (Irkutsk, 20–23 October 2020). Irkutsk : Institut zemnoi kory SO RAN, 2020;49–51. In Russ.
23. Ulmishek G.F. Petroleum geology and resources of the Baykit High Province, East Siberia, Russia. *U.S. Geol. Survey Bull. 2201-F, U.S. Department of Interior*. 2001. 18 p. DOI: 10.3133/b2201F.
24. Ulmishek G.F. Petroleum geology and resources of the Nepa-Botuoba High, Angara-Lena Terrace, and Cis-Patom Foredeep, Southeastern Siberian Craton, Russia. *U.S. Geol. Survey Bull. 2201-C, U.S. Department of Interior*. 2001. 16 p. DOI: 10.3133/b2201C.
25. Bazhenova T.K. Petroleum source formations of the Russian ancient platforms and their petroleum potential. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016; 11(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/45_2016.pdf (accessed on 01.03.2023). In Russ.
26. Ghorri K.A.R., Craig J., Thusu B., Lüning S., Geiger V. Global Infracambrian petroleum systems: a review. Geological Society, London, Special Publications. 2009;(326):109–136. DOI:10.1144/SP326.6.
27. Korobova N.I., Karnyushina E.E., Shevchuk N.S., Frolov S.V., Bakai E.A., Akhmanov G.G. Geology aspects, sedimentation environments and oil-and-gas bearing capacity of Vendian and Cambrian deposits of Lena-Tunguska basin. *Georesursy = Georesources*. 2022;24(2):60–74. DOI: 10.18599/grs.2022.2.9. In Russ.
28. Peacock M.J. Athabasca oil sands: reservoir characterization and its impact on thermal and mining opportunities // Geological Society, London, Petroleum Geology Conference Series. 2010;(7):1141–1150. DOI: 10.1144/0071141.
29. James K.H. The Venezuelan hydrocarbon habitat, Part 1: tectonics, structure, palaeogeography and source rocks. *Journal of Petroleum Geology*. 2000;23(1):5–53. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2000.tb00483.x.

Информация об авторах**Соборнов Константин Олегович**

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник

ФГБУ «ВНИГНИ»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: sobornov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

Information about authors**Konstantin O. Sobornov**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief researcher

All-Russian Research Geological Oil institute,

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: sobornov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

УДК 551.73/78

DOI 10.41748/0016-7894-2023-3-25-45

Условия формирования и развития клиноформных комплексов в Баренцевом море

© 2023 г. | О.В. Грушевская¹, А.В. Соловьев¹, Е.А. Васильева², Е.П. Петрушина², О.Н. Кот², Г.Г. Крюкова², С.В. Шиманский³, Ф.С. Щепелев¹

¹ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Россия; grushevskaya@vnigni.ru; soloviev@vnigni.ru; f.shepelev@vnigni.ru;

²АО «Севморнефтегеофизика», Мурманск, Россия; vasilvaea@rusgeology.ru; petrushinaep@rusgeology.ru; koton@rusgeology.ru; kryukovagg@rusgeology.ru;

³Федеральное агентство по недропользованию, Россия, Москва; sshimanskii@rosnedra.gov.ru

Поступила 14.04.2023 г.

Доработана 24.04.2023 г.

Принята к печати 02.05.2023 г.

Ключевые слова: Баренцево море; клиноформные комплексы; сейсмокомплексы; палеогеография; сейсмостратиграфия; геолого-разведочные работы.

Аннотация: В Баренцевом море по результатам комплексного обобщения накопленной геолого-геофизической информации, интерпретации более 25 тыс. км морских сейсмопрофилей МОВ ОГТ 2D с привлечением данных глубокого бурения, опубликованных и фондовых данных по геологическому строению прилегающей суши установлено развитие клиноформных комплексов практически по всему стратиграфическому разрезу осадочного чехла, а именно в пермских, триасовых, юрских, мел-неоген-четвертичных отложениях. Данные комплексы представляют особый интерес на Кольско-Канинской моноклинали, в пределах Печорской плиты, на своде Федынского, в северо-западной части Мурманской моноклинали, на Адмиралтейском мегавалу, в Южно-Баренцевской и Северо-Баренцевской синеклизах, на Альбановско-Горбовском пороге, где на доступных для бурения глубинах предполагаются зоны развития дельтовых, прибрежно-морских и мелководно-морских песчаных резервуаров. Клиноформное строение пермских, триасовых, юрских и мел-неоген-четвертичных отложений определяет одно из основных направлений поиска новых нефтегазопродуктивных объектов на Баренцевоморском шельфе. Однако строение, перспективы нефтегазоносности и области распространения клиноформных комплексов Баренцева моря до сих пор остаются слабоизученными. В статье рассмотрены особенности строения, условия формирования и развития клиноформных комплексов в Баренцевом море на основе сейсмостратиграфического, сейсмофациального, палеогеографического и литолого-фациального анализов.

Для цитирования: Грушевская О.В., Соловьев А.В., Васильева Е.А., Петрушина Е.П., Кот О.Н., Крюкова Г.Г., Шиманский С.В., Щепелев Ф.С. Условия формирования и развития клиноформных комплексов в Баренцевом море // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 25–45. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-25-45.

Благодарности: Авторы выражают глубокую признательность сотрудникам АО «СМНГ» и АО «Росгео»: И.В. Аксенову, А.Р. Юсуповой, И.И. Никончук, А.А. Сумароковой, Л.И. Кожевниковой за помощь в структурных построениях, анализе мощностей, построении палеогеографических карт и оформлении графических материалов. Исследования выполнены при поддержке Российского научного фонда, проект № 22-27-00440.

Clinoform sequences in the Barents Sea: settings of formation and evolution

© 2023 | O.V. Grushevskaya¹, A.V. Soloviev¹, E.A. Vasilyeva², E.P. Petrushina², O.N. Kot², G.G. Kryukova², S.V. Shimanskij³, F.S. Shchepelev¹

¹FSBI «VNIGNI», Moscow, Russian Federation; grushevskaya@vnigni.ru; soloviev@vnigni.ru; f.shepelev@vnigni.ru;

²JSC «СМНГ» JSC «RosGeo», Murmansk, Russian Federation; vasilvaea@rusgeology.ru; petrushinaep@rusgeology.ru; koton@rusgeology.ru; kryukovagg@rusgeology.ru;

³Federal Agency for Mineral Resources, Moscow, Russian Federation; sshimanskii@rosnedra.gov.ru

Received 14.04.2023

Revised 24.04.2023

Accepted for publication 02.05.2023

Key words: the Barents Sea; clinoform sequences; seismic sequence; paleogeography; seismic stratigraphy; geological exploration.

Abstract: The results of generalization of the available geological and geophysical data as well as integrated interpretation of more than 25 thousand km of 2D CDP sail lines and deep drilling data, published and archive data on geological structure of the neighbouring land, allowed identifying the clinoform sequences occurrence almost throughout the stratigraphic column of sedimentary cover; namely, in the Permian, Triassic, Jurassic, Cretaceous-Neogene-Quaternary deposits. These sequences are of particular interest within the Kol'sky-Kaninsky monocline, the Pechorsky plate, the Fedynsky arch, in the north-western part of the Murmansk monocline, within the Admiralteisky megaswell, in the North Barentsevsky synclises, at the Al'banovskiy-Gorbovskiy sill, where the zones of deltaic, coastal-marine, and shallow-marine sand reservoirs are expected at the depths available for drilling. Clinoform architecture of the Permian, Triassic, Jurassic, Cretaceous-Neogene-Quaternary deposits determines one of the major trends in exploration for new oil and gas bearing objects on the Barents Sea shelf. However, structure, petroleum potential, and areas of clinoform sequences occurrence in the Barents Sea

are still underexplored. Basing on seismic stratigraphy, seismic facies, paleogeography and lithofacies analyses, the authors discuss structural features, settings of clinoform sequences formation and evolution in the Barents Sea.

For citation: Grushevskaya O.V., Soloviev A.V., Vasilyeva E.A., Petrushina E.P., Kot O.N., Kryukova G.G., Shimanskij S.V., Shchepelev F.S. Clinoform sequences in the Barents Sea: settings of formation and evolution. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(3):25–45. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-25-45. In Russ.

Acknowledgments: Authors express their appreciation to the colleagues from AO SMNG and AO Rosgeo — I.V. Aksenov, A.R. Yusupova, I.I. Nikonchuk, A.A. Sumarokova, and L.I. Kozhevnikova for their assistance in structural imaging, thickness analysis, creating paleogeographic maps, and preparing graphics. These studies are sponsored by the Russian Science Foundation under the Project No. 22-27-00440.

Введение

Баренцевоморский регион обладает большим ресурсным потенциалом, в том числе значительными запасами газа и конденсата. Согласно Государственному балансу полезных ископаемых, на 01.01.2022 г. запасы газа по категории C_1 оценены в 4214,7 млрд m^3 , C_2 — 551,5 млрд m^3 и конденсата по категории C_1 — 4271,7 млн т, C_2 — 554,8 млн т. По результатам бурения открыты: уникальные газоконденсатные месторождения Штокмановское и Ледовое, крупные газовые Лудловское и Мурманское и одно среднее по запасам газовое Северо-Кильдинское.

Особый интерес вызывает относительно новое направление исследований нефтяных и газовых месторождений в пределах прибортовых зон позднепалеозойских и мезозойских прогибов и впадин Баренцева моря, к которому относится поиск литологических, структурных ловушек в подводных конусах выноса и дельтовых фациях, куда обломочный материал поступал на склоны палеопргибов с более мелководного шельфа и прилегающей суши. На сейсмической записи такие осадочные комплексы, сформированные в условиях некомпенсированного осадконакопления, выделяются в виде клиноформ. По результатам сейсмостратиграфического, сейсмофациального, палеографического и литолого-фациального анализов установлено развитие клиноформных комплексов в широком стратиграфическом диапазоне осадочного чехла Баренцевоморского шельфа: от перми до неогена. Клиноформное строение пермских, триасовых, юрских и мел-неоген-четвертичных отложений определяет одно из основных направлений поиска новых нефтегазопродуктивных объектов на Баренцевоморском шельфе. Однако строение, перспективы нефтегазоносности и области распространения клиноформных комплексов Баренцева моря до сих пор остаются слабоизученными. Литолого-фациальные характеристики этих отложений, мощность и глубины их погружения относятся к главным критериям для прогноза нефтегазоносности.

Комплексы терригенных отложений, имеющие ярко выраженное клиноформное строение, представляют интерес на Кольско-Канинской моноклинали, в пределах Печорской плиты, на своде Федынского, в северо-западной части Мурманской моноклинали, на Адмиралтейском мегавалу, в Южно-Баренцевской синеклизе и в Северо-Баренцевской синеклизе, на Альбановско-Горбовском пороге, где на доступных для бурения глубинах предполагаются зоны развития дельтовых, при-

брежно-морских и мелководно-морских песчаных резервуаров.

Изученность Баренцева моря сейсморазведкой и глубоким бурением

Сейсмические исследования на Баренцевоморском шельфе начались в конце 1960-х гг. с региональных работ методами МОВ и МОВ ЦД, а затем МОВ ОГТ 2D с 6-кратным перекрытием, которые позволили изучить разрез осадочного чехла до глубины 3–5 км. С применением методики МОВ ОГТ с 12- и 24-кратным перекрытием начался новый этап в исследовании Баренцева моря. С 2003 по 2014 г. на акватории Баренцева моря были выполнены значительные объемы работ различного характера: от редких каркасных профилей до съемок по достаточно плотной сети¹. Плотность сейсмической изученности Баренцева моря варьирует от 0,29 до 1 км/км². Средняя плотность сейсморазведки 2D составляет 0,5 км/км² (рис. 1).

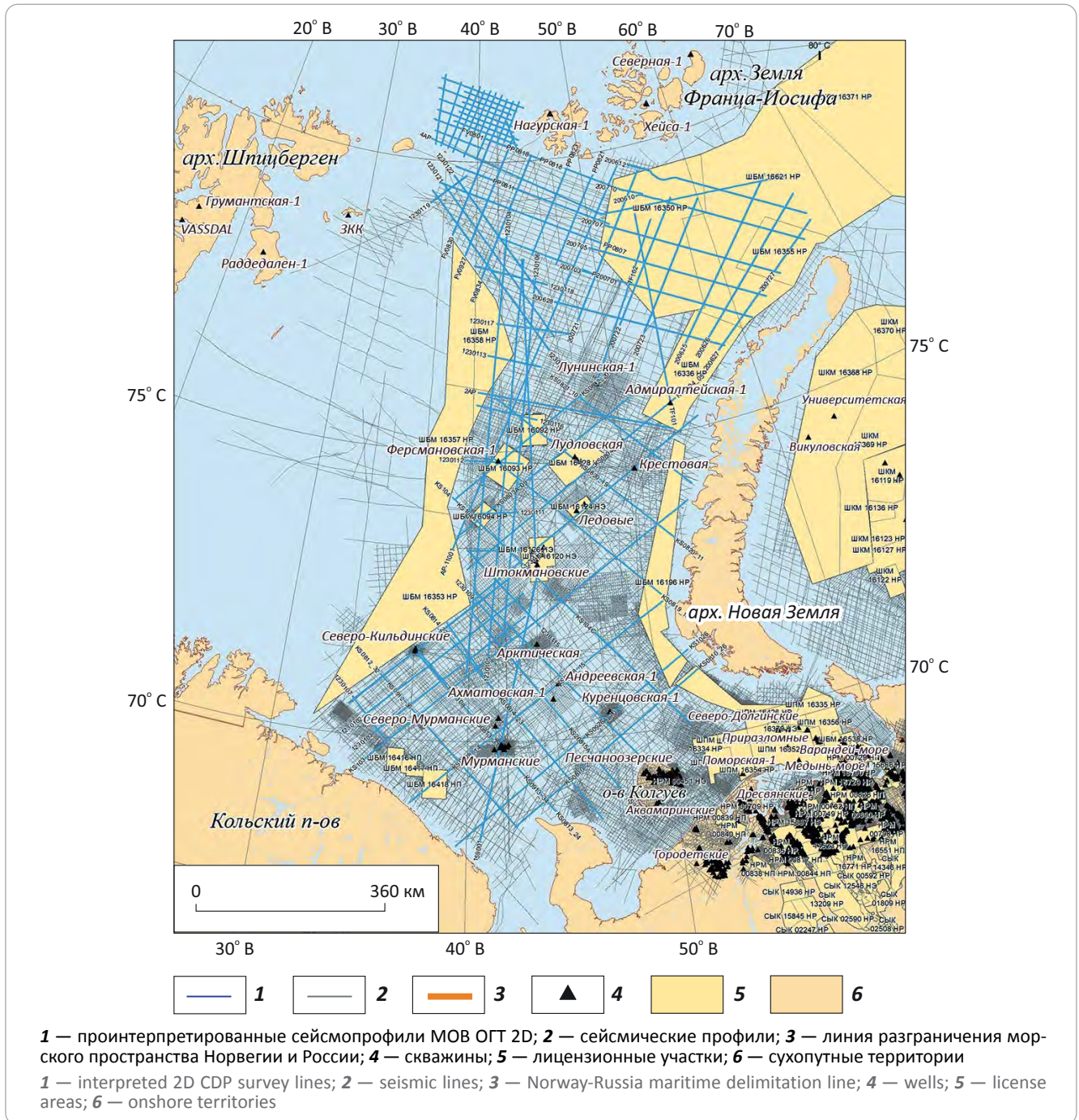
Высокая эффективность региональных работ придала импульс для резкого ускорения процесса лицензирования недр: на шельфе Баренцева моря выдано 18 лицензионных участков ПАО «Газпром» (Штокмановское, западная часть Штокмановского месторождения, Ферсмановский, Демидовский, Медвежий, Ледовое, Лудловское), ООО «Газпромнефть шельф» (Хейсовский участок), ОАО «Севернефтегаз» (Кольский-1, 2, 3) и ПАО «НК Роснефть» (Персеевский, Центрально-Баренцевский, Федынский, Альбановский, Варнецкий, Западно-Приновоземельский, Гусиноземельский), на которых недропользователи за время действия лицензий выполнили около 39 тыс. км сейсморазведки 2D и 24 тыс. км² сейсморазведки 3D. В российском секторе Баренцева моря пробурено 34 скважины (см. рис. 1).

Сейсмогеологические модели клиноформных комплексов

Для определения строения, условий формирования и развития клиноформных комплексов в Баренцевом море авторы статьи проанализировали более 25 тыс. км морских сейсмопрофилей МОВ ОГТ 2D, выполнили сейсмостратиграфический, сейсмофациальный и палеогеографический анализы с привлечением данных глубокого бурения, опубликованных и фондовых данных по геологическому строению прилегающей суши.

¹Фондовые материалы: Васильева Е.А. 2003 ф, 2005 ф, 2009 ф; Шлыкова В.В., 2009 ф, 2010 ф, 2012 ф, 2013 ф, Павлов С.П., 2005 ф, 2006 ф, 2008 ф, 2009 ф, 2011 ф; Величко Б.М., 2014 ф и др.

Рис. 1. Изученность Баренцева моря сейсморазведкой и глубоким бурением
Fig. 1. Exploration maturity of the Barents Sea: seismics and deep drilling



Для идентификации, стратификации и задачи корреляции ОГ для палеозойской части разреза использовались скважины Приразломная-5, Северо-Гуляевская-1, Поморская-1, Паханчская-1, Нагурская-1, Раддедален-1 и сейсмические профили вблизи скважин, а также естественные обнажения прилегающей суши. Мезозойская часть разреза от мела до нижней части индских отложений нижнего триаса, по сравнению с нижней частью разреза, хорошо изучена бурением скважин Ферсмановская-1, Ледовая-1, Крестовая-1, Адмиралтейская-1, Арктическая-1, Куренцовская-1, Мурманские, Се-

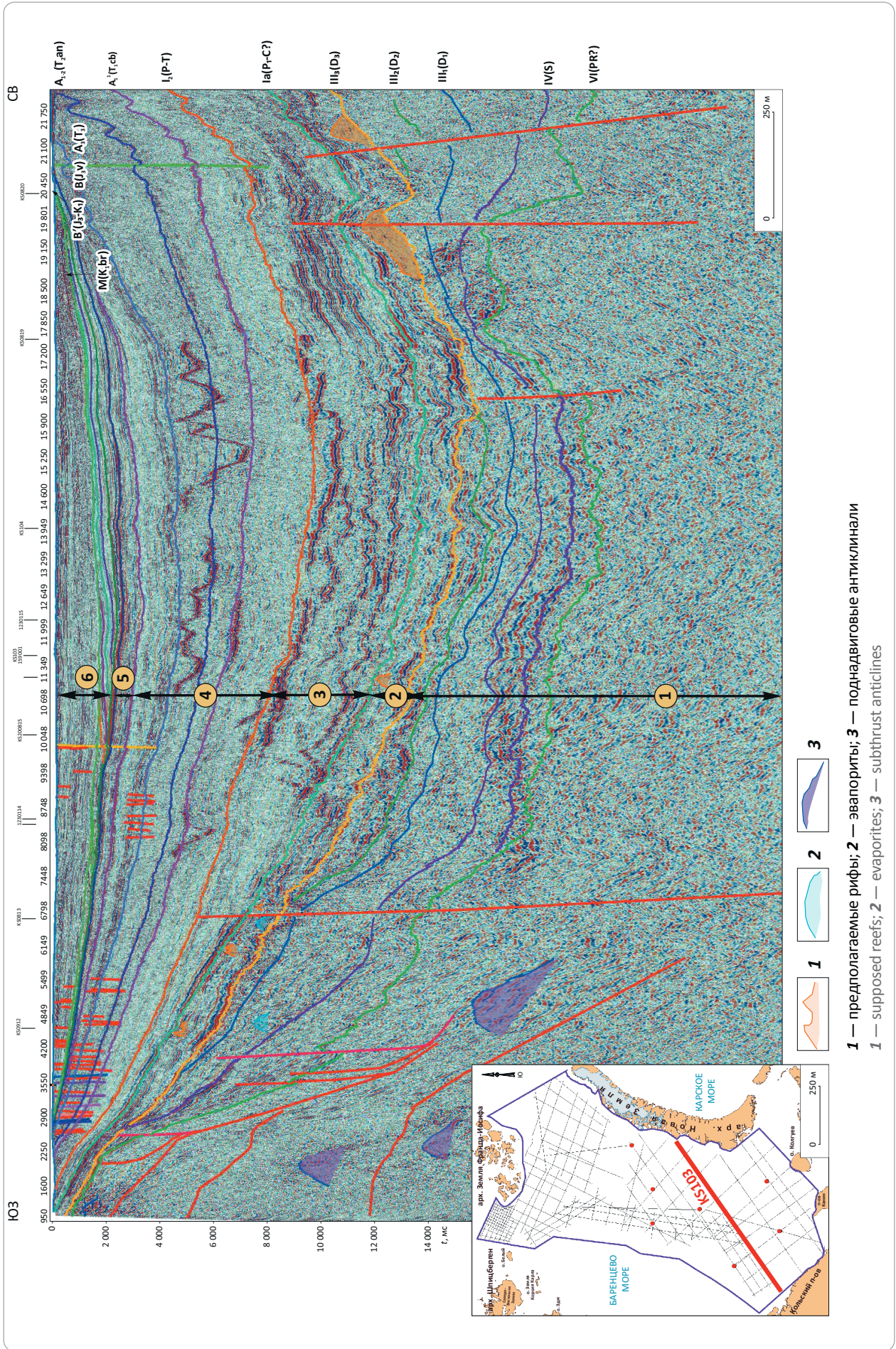
веро-Кильдинские, Лудловские и Северо-Мурманские [1].

На временных и глубинных сейсмических разрезах выделены сеймостратиграфические комплексы между границами угловых и стратиграфических несогласий (рис. 2):

- протерозой-среднедевонский (ниже ОГ $III_3(D_3)$);
- верхнедевон-каменноугольный (нижнепермский) (между ОГ $III_3(D_3)$ и $Ia(P_1-C?)$);
- пермский (между ОГ $Ia(P_1-C?)$ и $I_2(P-T)$);



Рис. 2. Глубинный сейсмический разрез по профилю KS103 сейсмостратиграфических комплексов Баренцева моря
Fig. 2. Deep seismic section along KS103 survey line — seismic stratigraphy sequences of the Barents Sea



1 — предполагаемые рифы; **2** — эвапориты; **3** — поднадвиговые антиклинали
1 — supposed reefs; **2** — evaporites; **3** — subthrust anticlines

– триасовый (между ОГ $I_2(P-T)$ и $B(T-J)$) представлен индским, оленекским, среднетриасовым и верхнетриасовым подкомплексами;

– юрский (между ОГ $B(T-J)$ и $V'(J-K_1)$) с нижнеюрским, среднеюрско-кимериджским и верхнеюрским подкомплексами;

– мел-неоген-четвертичный (между ОГ $V'(J-K_1)$ и дном моря) с нижнемеловым неокомским, апт-верхнемеловым и четвертичным подкомплексами.

Установлено развитие клиноформных комплексов в отложениях пермского, триасового, юрского, мел-неоген-четвертичного сейсмостратиграфических комплексов.

Пермский сейсмокомплекс заключен между ОГ $Ia(P_1-C)$ и $I_2(P-T)$, представлен преимущественно терригенным материалом. Отложения этого комплекса изучены в российской части Баренцево-морского шельфа только в скважинах Крестовая-1 и Адмиралтейская-1, в скважинах норвежской части этого шельфа на моноклинали Финнмарк (скважины 7128/6-1, 7128/12), во многих скважинах Печорской плиты, в том числе на о-ве Колгуев, а также в скв. Раддедален на о-ве Эдж архипелага Шпицберген.

Строение пермского сейсмокомплекса характеризуется серией клиноформ с выраженным направлением их проградации с юга и юго-востока Баренцево-морского шельфа в северном и северо-западном направлениях. Клиноформы наблюдаются в Южно-Баренцевской синеклизе, на Штокмановско-Лунинском пороге и на Печорской плите (рис. 3) (Грушевская О.В. и др., 2022 ф²). Для волновой картины типична косослоистая конфигурация с элементами сигмовидного рисунка. На северо-востоке Баренцево-морского шельфа отмечено схождение фаз ниже ОГ $I_2(P-T)$ и выделена аномалия типа «яркое пятно», вероятно связанная с ундаформенной частью клиноформы в отложениях верхней перми.

В нижней терригенной части сейсмокомплекса, заключенной между ОГ $Ia(P_1-C)$ и $A-I(P-T)$, наблюдаются косослоистые отражения, сменяемые вверх по разрезу горизонтальными субпараллельными отражениями по отношению к кровле клиноформного комплекса (см. рис. 3). Анализ рисунка отражений интервала позволяет предположить, что проградация клиноформ распространялась с юга на север и северо-восток при поступлении терригенного материала с территории Кольского полуострова и Кольско-Канинской моноклинали, с архипелага Новая Земля и Уральского орогена, с Печорской плиты и, возможно, со стороны севера Норвегии и платформы Финнмарк.

²Грушевская О.В., Васильева Е.А., Петрушина Е.П., Кот О.Н. и др. Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Баренцева моря: отчет в рамках государственного задания Федерального агентства по недропользованию. – ФГБУ «ВНИГНИ», 2022.

По данным бурения в норвежской части Баренцева моря, на платформе Финнмарк, скважин 7128/12-U-01, 7128/12-U-01 и 7128/4-1, *нижне-верхнепермский комплекс* с косослоистым рисунком отражений, идентичный клиноформной толще на Кольско-Канинской моноклинали, *отнесен к индским отложениям раннего триаса формации Хаверт* (Havert formation) группы Сассендален [2] (рис. 4). Сейсмокомплекс залегает на пермских кремнистых отложениях группы Темпельфьорден (Tempelfjorden Group), к которым на сейсмических разрезах приурочены аномалии волновой картины в виде холмообразных тел или построек, сложенных породами кремнистого состава и называемых «спикулитами». Отложения формации Хаверт на платформе Финнмарк подразделяются на две толщи. Нижней толще H_1 соответствуют косослоистые сейсмофации, формирование которых связано с фазой регрессии. Предполагается, что толща H_2 представлена серией клиноформ, проградация которых происходила с востока и юго-востока [3].

С учетом данных бурения на платформе Финнмарк прогнозируется, что на Кольской моноклинали относительно мощные терригенные толщи кунгура – верхней перми, по-видимому, постепенно замещаются кремнисто-карбонатным разрезом финнмаркенского типа. Мощность верхнепермских отложений составляет около 100 м. В скв. 7128/6-1, расположенной всего в 150 км к северо-западу, кунгурско-казанская часть разреза представлена кремнистыми известняками и спикулитами, т.е. отложениями относительно неглубоководных впадин мощностью до 120 м. Учитывая это обстоятельство, можно предположить, что клиноформная толща на Кольской моноклинали имеет более молодой возраст (татарский ярус поздней перми? – ранний триас) [4]. В норвежской части шельфа мощность кунгурских отложений, накопившихся в условиях иловых впадин с терригенной седиментацией, составляет 20–50 м.

В северо-западной части Баренцева моря, в *зоне прогибов Франц-Виктория, поднятия Персея*, вблизи архипелага Земля Франца-Иосифа (о-в Земля Александры), нижне-верхнепермские отложения в акваториальной части имеют незначительную мощность. При приближении к о-ву Земля Александры отложения терригенной перми, по-видимому, выклиниваются с налеганием на поверхность верхнекаменноугольных карбонатных отложений и в разрезе скв. Нагурская-1 не установлены. Здесь на верхнекаменноугольных отложениях залегают индские нижнетриасовые отложения белоземельской свиты.

На *Адмиралтейском мегавалу* терригенные нижнепермские отложения (скв. Адмиралтейская-1) представлены соколовской свитой, объединяющей отложения от ассельского отдела по кунгурский. Верхнепермские отложения выделены в объеме уфимского, казанского и татарского отделов. Мощность нижне-верхнепермского сейсмо-



Рис. 3. Особенности строения пермской части разреза Баренцева моря
Fig. 3. Structural features of the Permian interval in the Barents Sea section

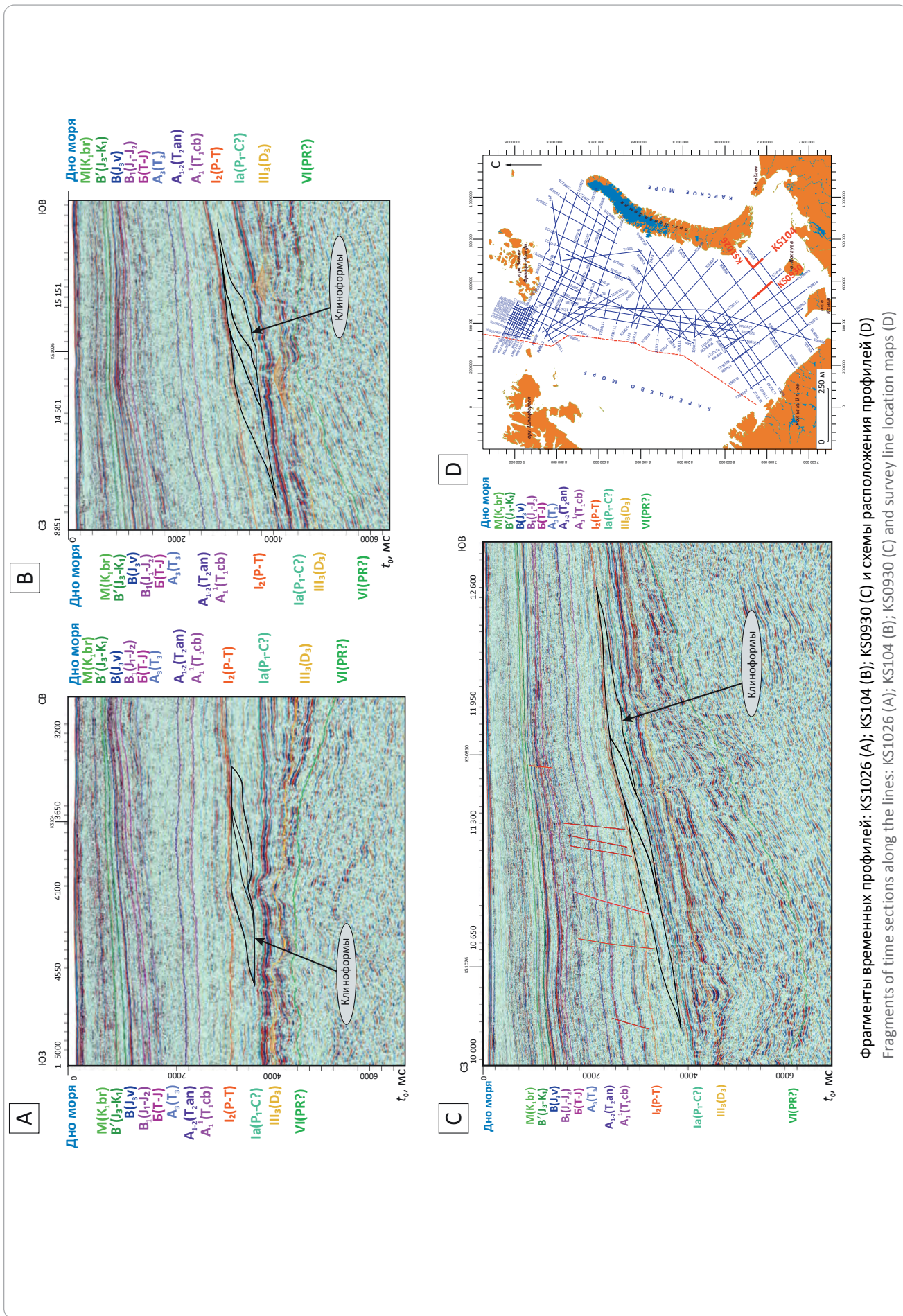
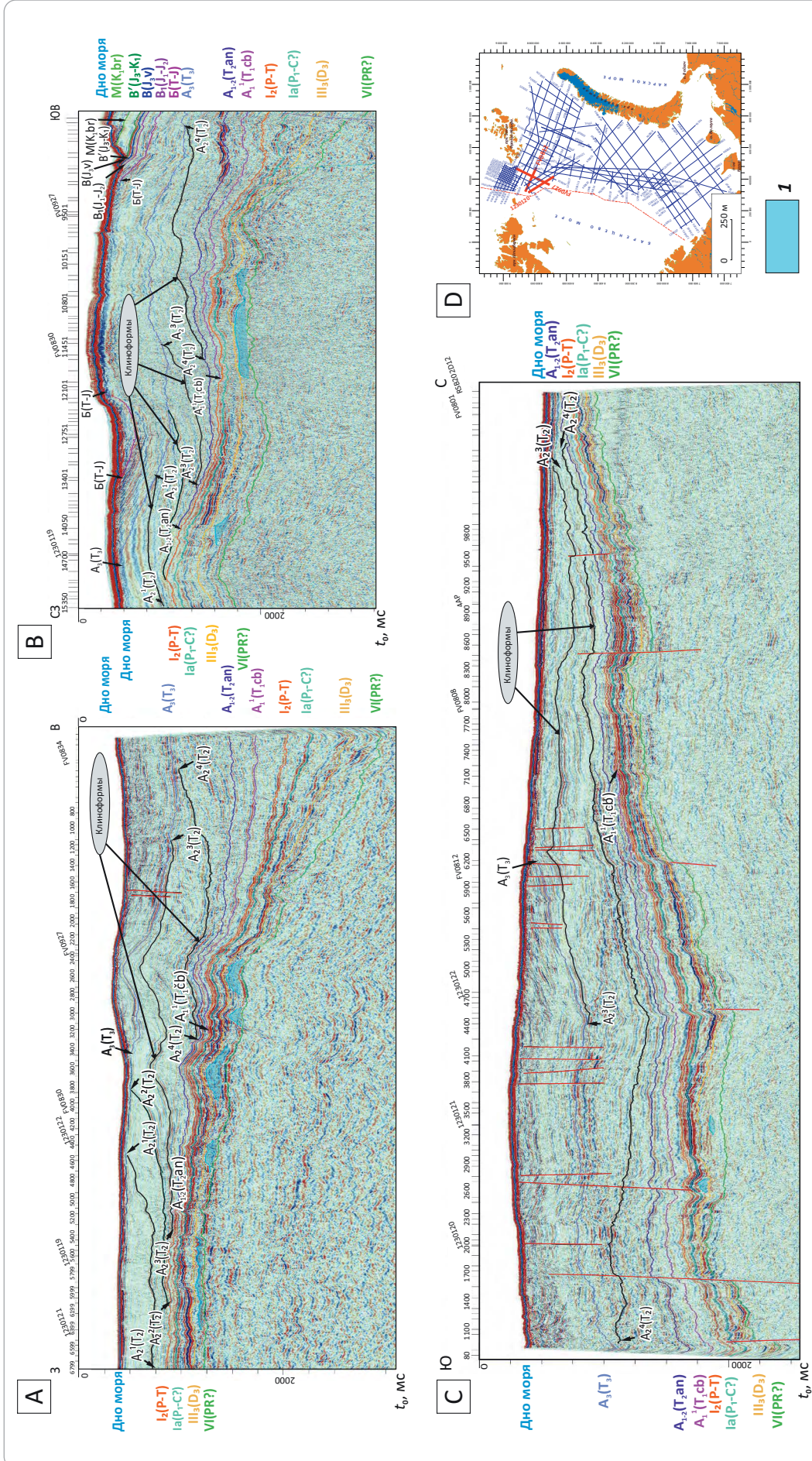


Рис. 4. Особенности строения триасовой части разреза Баренцева моря
Fig. 4. Structural features of the Triassic interval in the Barents Sea section



Фрагменты временных профилей: FV0812 (A); 1230120 (B); FV0927 (C) и схемы расположения профилей (D)
1 — предполагаемые эвапориты
 Fragments of time sections along the lines: FV0812 (A); 1230120 (B); FV0927 (C) and survey line location maps (D)
1 — supposed evaporites

комплекса увеличивается в Южно-Баренцевской и Северо-Баренцевской впадинах.

Триасовый сейсмокомплекс расположен между ОГ $I_2(P-T)$ и $B(T-J)$ и представлен индским, оленекским, среднетриасовым и верхнетриасовым подкомплексами. Разрез триаса изучен скважинами глубокого бурения на Мурманской, Северо-Кильдинской, Куренцовской, Арктической, Штокмановской, Ферсмановской, Лудловской, Крестовой и Адмиралтейской площадях.

Триасовый сейсмокомплекс связан с мощной толщей осадков, распространенных практически повсеместно в Баренцевом море, за исключением ее северо-западной части вблизи архипелага Шпицберген. Мощность отложений триаса колеблется от 0 до 7380 м.

Триасовый сейсмокомплекс представлен терригенными разнофациальными осадками и выражен высокоамплитудными, средне- и слабоамплитудными, косослоистыми, субпараллельными и хаотическими сейсмофациями.

Прослеживание отражающих горизонтов в волновом поле триасового комплекса в *Южно-Баренцевской и Северо-Баренцевской впадинах* в значительной мере осложняется присутствием высокоамплитудных ОГ группы α , многофазных со сложной конфигурацией и связанных с интрузивными образованиями типа силлов (см. рис. 4).

Вероятнее всего, что триасовый бассейн северной части Баренцева моря и восточного Шпицбергена питался отложениями с юго-востока по крупной сложной системе проградирующих дельт [5]. Следует отметить, что по сейсмическим данным проследить в триасе клиноформы затруднительно из-за насыщенности высокоамплитудными отражениями от интрузий.

Выраженным клиноформным строением характеризуется только среднетриасовый подкомплекс (между ОГ $A_2(T_2) - A_3(T_3)$) на Малыгинской седловине Западно-Баренцевской региональной системы поднятий и прогибов (см. рис. 4). Рисунок сейсмофаций — косослоистый и сигмовидный. Повышенные значения амплитуд наблюдаются в фундаформных и ортоформных частях клиноформных сейсмофаций. В основном сейсмофации в среднем триасе характеризуются слабой и средней динамической выразительностью. Проградация клиноформ среднего триаса, по-видимому, происходила с юго-востока в северо-западном направлении.

Юрский терригенный сейсмокомплекс выделяется между ОГ $B'(J-K_1)$ и $B(T-J)$ и состоит из нижнеюрского, среднеюрско-кимериджского и верхнеюрского подкомплексов. Разрез изучен скважинами разведочного и поисково-оценочного бурения в районах Штокмановско-Луниинского порога, Предновоземельской структурной области и Южно-Баренцевской впадины². На прилегающих площадях юрские отложения присутствуют в скважинах о-ва Колгуев, в обнажениях на п-ове Канин, в сква-

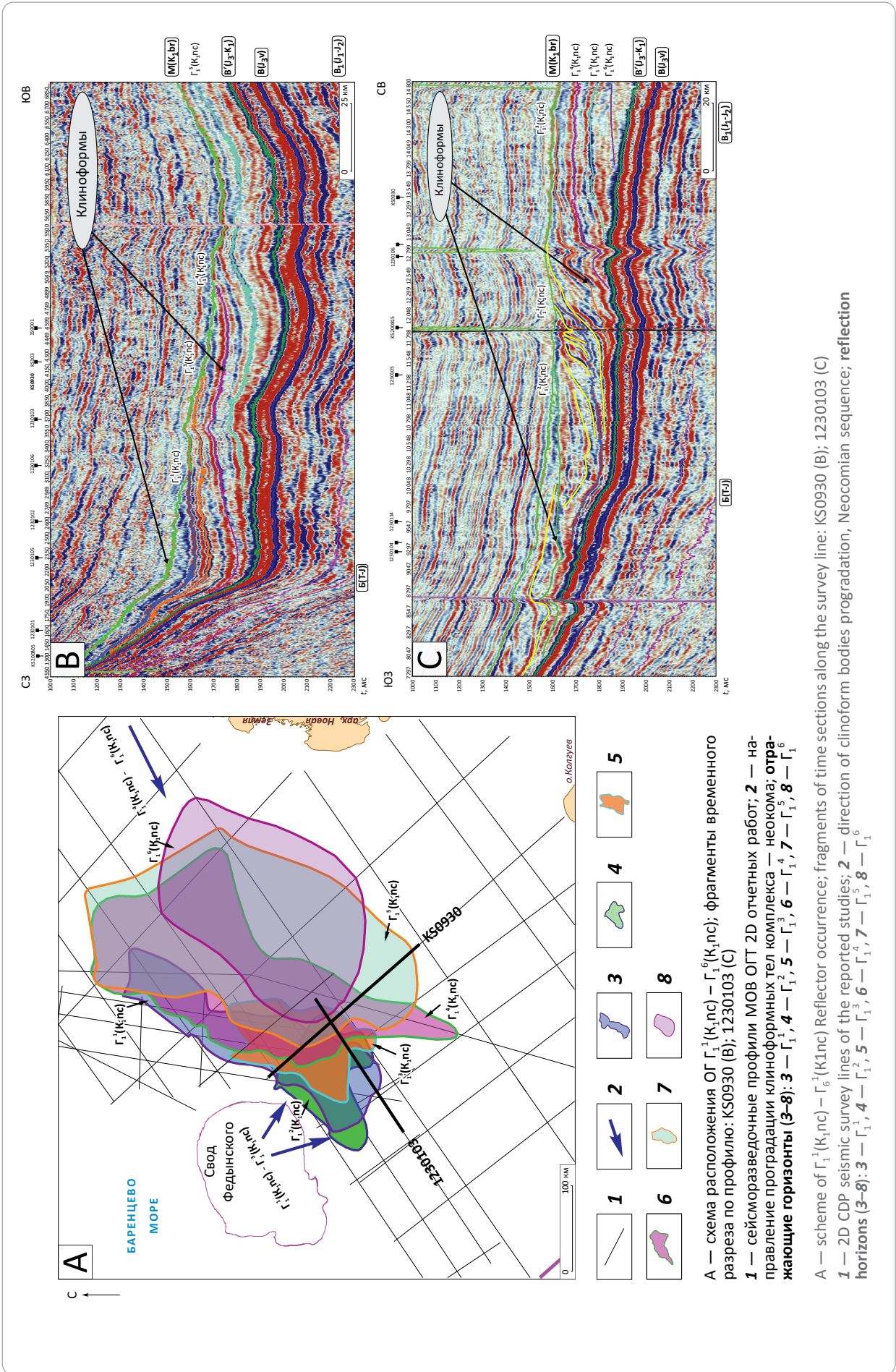
жинах архипелага Земля Франца-Иосифа Хейса-1 и Северная-1.

Нижнеюрский подкомплекс на временных сейсмических разрезах характеризуется преимущественно хаотичной записью. Хаотические сейсмофации свидетельствуют об аллювиально-дельтовом генезисе отложений, накапливавшихся в условиях озерной/аллювиальной равнины и периодически затапливаемой морем. Мощность нижнеюрских отложений изменяется от 0 до 600 м.

Среднеюрско-кимериджский подкомплекс на временных сейсмических разрезах отличается в основном субпараллельными отражениями различной амплитуды. В верхней части комплекса отражения становятся более протяженными, их амплитуды увеличиваются. На сейсмических разрезах в низах комплекса фиксируются непротяженные слабонаклонные отражения. Со средней юры происходило постепенное становление морских условий на всем Баренцевоморском шельфе. Мощности среднеюрского подкомплекса отложенный на участке исследований изменяются от 0 м (в бортовых частях Восточно-Баренцевского прогиба) до 850 м (в центральной части Южно-Баренцевской впадины). В аалене и байосе на большей части Южно-Баренцевской синеклизы накапливались аллювиально-озерные и дельтовые осадки (рис. 5) [6]. В скважинах Арктическая-1, Штокмановская-1 и Лудловская-1 выделяются мощные глинистые пачки байосского возраста, которые были образованы в этапы высокого стояния уровня моря. К юго-западу (скважины Северо-Кильдинская-82, Мурманская-24, Куренцовская-1) глинистые пачки сменяются на алевролитовые, в разрезе появляется больше песчаных прослоев. Вероятно, это связано с их близостью к мощным источникам сноса — Восточно-Европейской платформе, Кольско-Канинской моноклинали и архипелагу Новая Земля, откуда шел снос терригенного потока развитыми аллювиально-дельтовыми системами [7]. В северном направлении эти фации глинизируются из-за удаленности от основных источников сноса.

Верхнеюрский подкомплекс (волжский или титонский подъярус). Формирование верхнеюрской терригенной формации Баренцевоморского шельфа происходило в морских условиях (мощность < 200 м) на большей части изученной площади обобщения и в более глубоководных обстановках (мощность > 200 м), на обширной ограниченной области в северо-восточной части Южно-Баренцевской синеклизы. В глубоких скважинах Баренцевоморского шельфа отложения верхней юры представлены терригенными породами, в основном глинами различной мощности. Мощность волжского подкомплекса изменяется в скважинах Баренцевоморского шельфа от 5 м в скв. Лудловская-1 до 40 м в скв. Куренцовская-1. Депоцентр для верхнеюрского подкомплекса приурочен к Южно-Баренцевской синеклизе, в кото-

Рис. 6. Особенности строения мел-четвертичной части разреза
Fig. 6. Structural features of the Cretaceous-Quaternary interval



жений. Направления падения клиноформ — северо-западное, западное, восточное и северо-западное. Источники сноса располагались на Кольском полуострове и Кольско-Канинской моноклинали, архипелаге Новая Земля, своде Федынского и Ферсмановской структуре.

Клиноформы характеризуются различной интенсивностью отражений. Наблюдаемые «яркие пятна» могут быть связаны с линзами песчаников в отложениях мела и с их УВ-насыщением. В аналогичных клиноформах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции обнаружены УВ. В норвежской части Баренцевоморского шельфа в нижнемеловых отложениях в скважинах на склоне поднятия Лоппа, в прогибе Тромсе было обнаружено нефтенасыщение по керну из валанжин-готеривских слоев и открыты газовые месторождения Скалле, Салина и Нунатак [8].

На склонах свода Федынского и локальных структурах Ферсмановская и Демидовская в волновом поле наблюдаются серии непротяженных косослоистых отражений. На профилях KS0813 и KS0814 выделяется область схождения этих клиноформ со встречными косослоистыми отражениями, связанными со сносом осадков с архипелага Новая Земля.

В Северо-Баренцевской синеклизе мощность отложений неокома также значительно возрастает. Здесь толща неокома разделяется на две подтолщи отражающим горизонтом $\Gamma_1^{11}(K_1nc)$. Нижняя подтолща характеризуется малоамплитудными низкочастотными ОВ и в ней выделяются клиноформенные тела (ОГ $\Gamma_1^{12}(K_1nc)$), вероятно образованные за счет материала, сносимого с архипелага Земля Франца-Иосифа. В скважинах на архипелаге Земля Франца-Иосифа вскрытые нижнемеловые отложения представлены глинами и долеритами с прослоями известняков и эффузивных пород.

На западном борту Северо-Баренцевской впадины в основании разреза неокома также наблюдаются клиноформные единицы, характеризующиеся встречной, юго-западной, проградацией по отношению к северо-восточному направлению в Южно-Баренцевской синеклизе (см. рис. 6).

Апт-верхнемеловой подкомплекс расположен выше по разрезу с субпараллельными горизонтально-слоистыми, расходящимися, местами косослоистыми и сигмовидными отражениями, характерными для клиноформ. По сравнению с неокомским клиноформным комплексом, клиноформы барремско-альбского возраста раннего мела более пологие и имеют значительную протяженность, в связи с чем их клиноформный облик не столь выражен на Баренцевоморском шельфе.

Верхнемеловые отложения распространены локально и представлены в виде трех депоцентров, один из которых относится к Южно-Баренцевской впадине, а два, значительно уступающие по площади, — к Северо-Баренцевской впадине.

Палеоген-четвертичный подкомплекс. На большей части Баренцевоморского шельфа неоген-четвертичные отложения характеризуются незначительными мощностями. Только между архипелагами Шпицберген и Земля Франца-Иосифа выявлена Восточно-Шпицбергенская впадина с увеличенными мощностями палеоген-четвертичных отложений. В Восточно-Шпицбергенской впадине выделены клиноформы эоцена и плиоцена.

Эоценовые отложения залегают между ОГ $L_2(P_1-P_2)$ и $L_3(P_2-P_3)$ и представляют собой клиноформный комплекс, возможно накопленный при сносе осадочного материала с архипелага Новая Земля (рис. 7). Клиноформное осадконакопление, вероятнее всего, началось в палеоцене, получило свое максимальное развитие в эоцене и завершилось обширной мировой регрессией в миоцене. Максимальные мощности отмечены в Восточно-Шпицбергенской впадине, где они достигают 430 м. Верхи отложений эоцена эрозионно срезаны и перекрыты поверхностью мессинского несогласия. Состав отложений в Восточно-Шпицбергенской впадине предполагается терригенный, представленный оползнями и турбидитами.

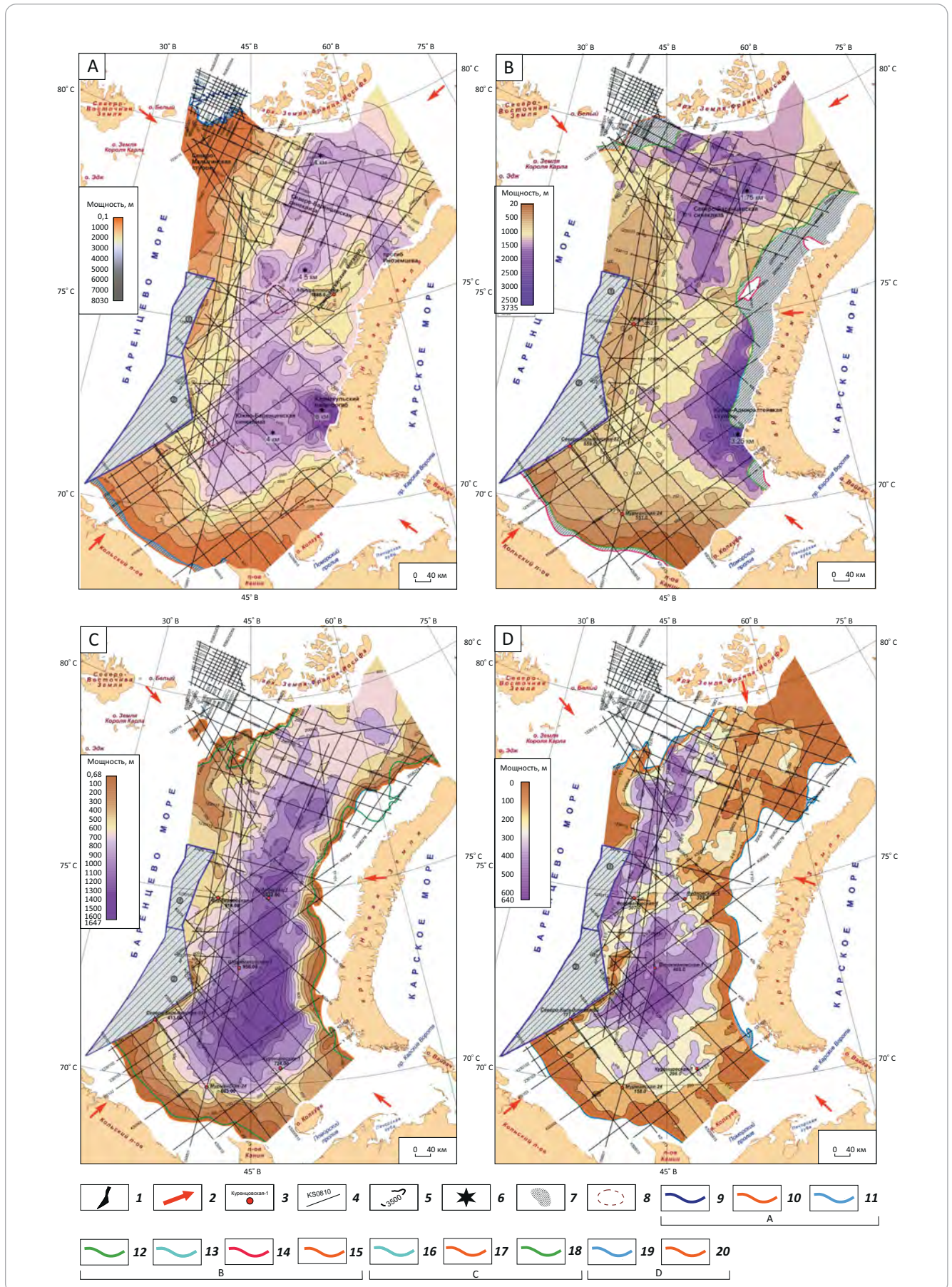
В процессе эрозии были образованы «врезы» глубиной 400–600 м, заполненные косослоистыми осадками миоцена. Подобное осадконакопление было отмечено на месторождении УВ Зафиро в дельте р. Нигер в Экваториальной Гвинее [9, 10]. Месторождение Зафиро приурочено к русловым отложениям, заполняющим глубокий (более 600 м) «врез». Отложения миоцена перекрыты пологими клиноформами плиоцена с их погружением в юго-восточном направлении.

Условия формирования клиноформных комплексов Баренцева моря

Формирование пермских клиноформ характеризуется значительным объемом осадконакопления в связи с воздыманием Уральского орогена, который являлся основным источником сноса. Дополнительный снос осадочного материала происходил с Балтийской, Западно-Шпицбергенской палеосуши, а также с Североземельского поднятия. Максимальные мощности терригенной перми — до 8030 м, отмечаются в Кармакульском мегапрогибе. Контуры Восточно-Баренцевского мегапрогиба, в котором толщины отложений перми изменяются от 2,5 до 4–4,5 км, протягиваются на север. Депоцентры в Восточно-Баренцевском мегапрогибе расположены в Южно-Баренцевской синеклизе и севернее нее (на месте образованных на последующих этапах Штокмановско-Лунинском и Альбановско-Горбовском порогах)². Часть впадин в пермское время заполнялась с образованием клиноформ вплоть до полной компенсации. Другая часть депрессий осталась некомпенсированной (рис. 8).

На Адмиралтейском мегавалу мощность пермских отложений составляет 1,5–2,5 км. Минимальными толщинами характеризуются Восточ-

Рис. 8. Карты мощности пермских (А), среднетриасовых (В), юрских (С), неокомских отложений (D) (между ОГ I₁(P₁-C?) и ОГ I₂(P-T))
Fig. 8. Thickness map of Permian (A), Middle Triassic (B), Jurassic (C), Neocomian (D) deposits (between I₁(P₁-C?) and I₂(P-T) reflectors)



Усл. обозначения к рис. 8

Legend for Fig. 8

1 — границы лицензионных участков (Центрально-Баренцевский и Федьинский); **2** — предполагаемые направления сноса осадочного материала; **3** — скважины; **4** — сейсморазведочные профили; **5** — изопахиты, м; **6** — депоцентры; **7** — области сокращенных мощностей отложений; **8** — клиноформы перми; **пермские отложения (А), линии прекращения прослеживания: ОГ I_a (P₁-C?) по типу: 9** — кровельного прилегания к ОГ VI (PR?), **10** — эрозионного среза в кайнозое; **ОГ I₂(P-T): 11** — по эрозионному срезу в кайнозое; **среднетриасовые клиноформы (?) (В), линии прекращения прослеживания: ОГ A₃(T₃) по типу: 12** — эрозионного среза в кайнозое, **13** — эрозионного среза в мелу; **ОГ A₁₋₂(T_{2an}) по типу: 14** — эрозионного среза в кайнозое, **15** — подошвенного прилегания к ОГ I₂(P-T); **юрские клиноформы (?) (С), линии прекращения прослеживания ОГ по типу: 16** — эрозионного среза ОГ Б(T-J) в мелу, **17** — эрозионного среза ОГ Б(T-J) в кайнозое, **18** — эрозионного среза ОГ В(J₃-K₁) в кайнозое; **неокомские клиноформы (?) (D), линии прекращения прослеживания ОГ по типу эрозионного среза в кайнозое: 19** — ОГ В(J₃-K₁); **20** — ОГ M(K₁br) в кайнозое

1 — boundaries of license areas (Central Barentsevsky and Fedynsky); **2** — supposed directions of sediment transportation; **3** — wells; **4** — seismic survey lines; **5** — isopachs, m; **6** — depocentres; **7** — areas of the formation thinning; **8** — Permian clinoforms; **Permian deposits (A), lines of tracing termination of: I_a (P₁-C?) Reflector by type of: 9** — toplap to VI (PR?) Reflector, **10** — truncation by erosion in Cenozoic; **line of termination of I₂(P-T) Reflector tracing: 11** — associated with erosion in Cenozoic; **Middle Triassic clinoforms (?) (B), lines of tracing termination of: A₃(T₃) Reflector by type of: 12** — erosion in Cenozoic, **13** — erosion in Cretaceous; **A₁₋₂(T_{2an}) Reflector by type of: 14** — erosion in Cenozoic, **15** — downlap to I₂(P-T) Reflector; **Jurassic clinoforms (C), lines of termination of the Reflector tracing by type of: 16** — erosion of Б(T-J) Reflector in Cretaceous, **17** — erosion of Б(T-J) Reflector in Cenozoic, **18** — erosion of В(J₃-K₁) Reflector in Cenozoic; **Neocomian clinoforms (?) (D), lines of termination of the Reflector tracing by type of erosion in Cenozoic: 19** — В(J₃-K₁) Reflector; **20** — M(K₁br) Reflector in Cenozoic

но-Шпицбергенская присклонная моноклираль и Северо-Малыгинская ступень, где мощность комплекса составляет менее 500 м.

В поздней перми – раннем триасе с юга, юго-востока на север и с востока на запад происходило продвижение мощного комплекса дельтовых, авандельтовых разностей, а также образование подводных конусов выноса. По мере удаления от источников сноса на север континентальные отложения замещаются лагунно-континентальными (Северо-Кильдинская площадь). В центральной и северной частях региона предполагается зона субмеридионального простирания, где накапливались морские фации (Арктическая, Лудловская площади и архипелаг Земля Франца-Иосифа) (рис. 9).

Формирование триасовых клиноформ связано с процессами рифтогенеза. Погружение Баренцевоморского бассейна в раннем триасе было равномерным, в среднем триасе происходило активное погружение, а к позднему триасу погружение бассейна замедлилось.

Раннетриасовые отложения формировались в прибрежно-морских/мелководно-морских и глубоководных условиях. В индское время в Баренцевом море происходила обширная трансгрессия. Зона глубоководных условий осадконакопления занимает обширную часть Баренцева моря. В пределах *Кольско-Канинской моноклинали, Печорской плиты и на юге Пайхойско-Новоземельской складчатой системы* отложения накапливались на мелководье в условиях продельты или между дельтами. Мощности раннетриасовых отложений, сформировавшихся в прибрежно-морских/мелководно-морских условиях, изменяются в интервале от 0 до 1250 м, а в глубоководных условиях составляют более 1250 м.

Среднетриасовый этап наследует фациальную зональность и палеогеографические обстановки

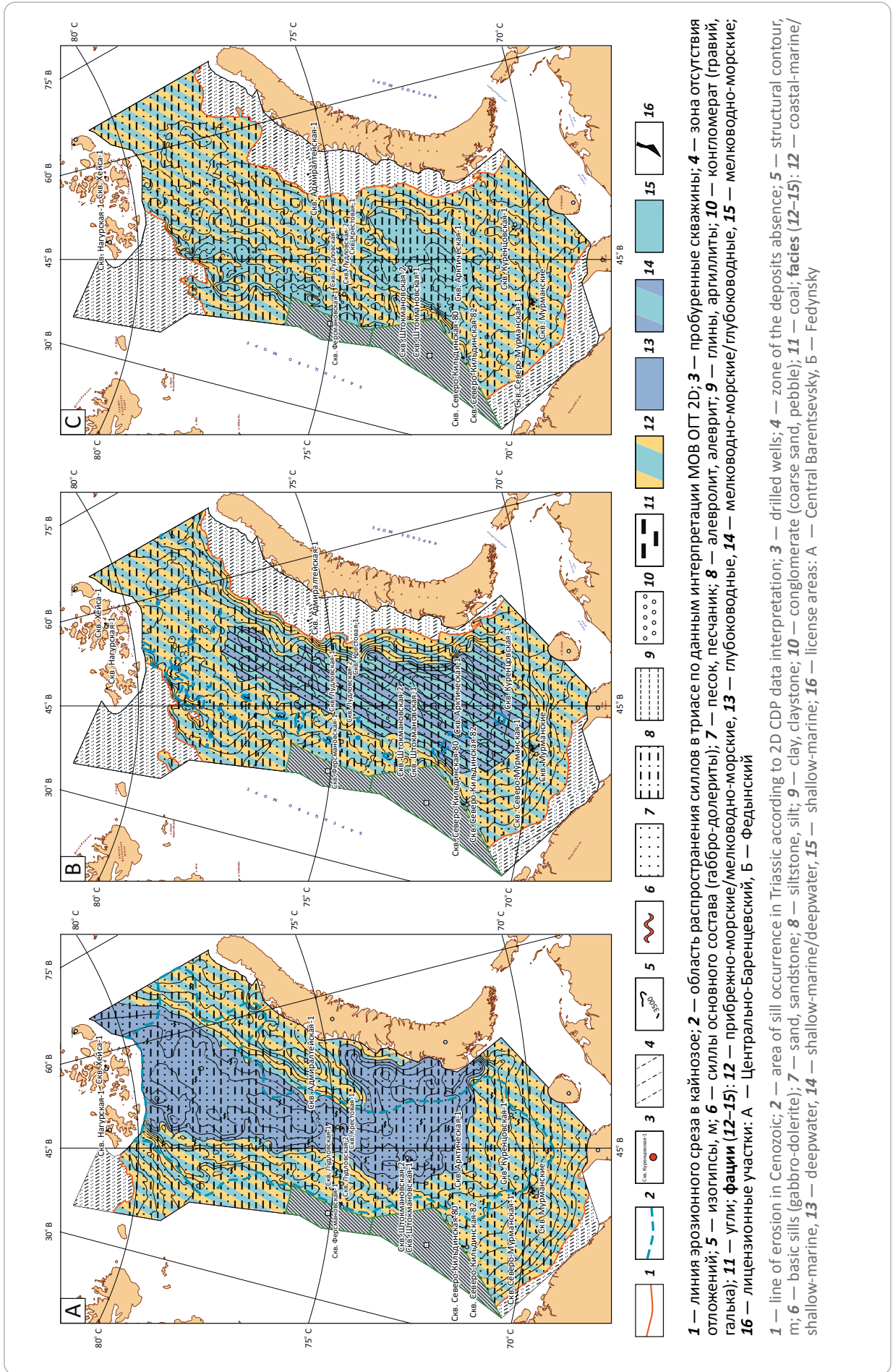
раннетриасового периода⁵ [11–15]. В среднем триасе выделяется два депоцентра — восточная часть *Южно-Баренцевской синеклизы и Северо-Баренцевская синеклизы*, разделенные *Штокмановско-Лунинским порогом*⁵ [12, 14, 16]. Максимальная мощность комплекса в *Южно-Баренцевской синеклизе* достигает 3250 м. К северу, в пределах *Штокмановско-Лунинского порога*, толщина среднетриасовых отложений в среднем равна 1 км и увеличивается в *Северо-Баренцевской синеклизе* до 1750 м. Вскрытая мощность среднетриасового комплекса в скважинах Мурманская-24 и Северо-Кильдинская-82 отмечаются в районе *Тиманской гряды* (250 м). Породы среднего триаса отсутствуют на *поднятии Вербы и Восточно-Шпицбергенской присклонной моноклинали, на Малыгинской седловине, Кольско-Канинской моноклизе, северо-западе Тиманской гряды* и фрагментарно — в *Предновоземельской структурной области* (см. рис. 8).

В позднем триасе, в результате активизации тектонической деятельности в Баренцевоморском регионе, отмечается смена климатических условий (с аридного на гумидный). В этот период происходит сокращение морских и преобладание континентальных обстановок осадконакопления (см. рис. 9). Мелководная зона шельфа сохраняется лишь в западной части Баренцева моря⁵ [12]. На значительной площади Баренцевоморского шельфа накапливались сероцветные толщи алевроитовых, песчаных и глинистых осадков, обогащенных растительным детритом с прослоями углей [11, 13, 14, 17, 18].

Область максимального осадконакопления пород всех отделов триаса приурочена к депоцентру,

⁵Петров Е.О. Условия формирования мезозойских отложений Баренцевоморского региона: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — М., 2010. — 25 с.

Рис. 9. Литолого-фациальные карты триасового (А), юрского (В) и мелового (С) комплексов
Fig. 9. Lithofacies maps of Triassic (A), Jurassic (B), and Cretaceous (C) sequences



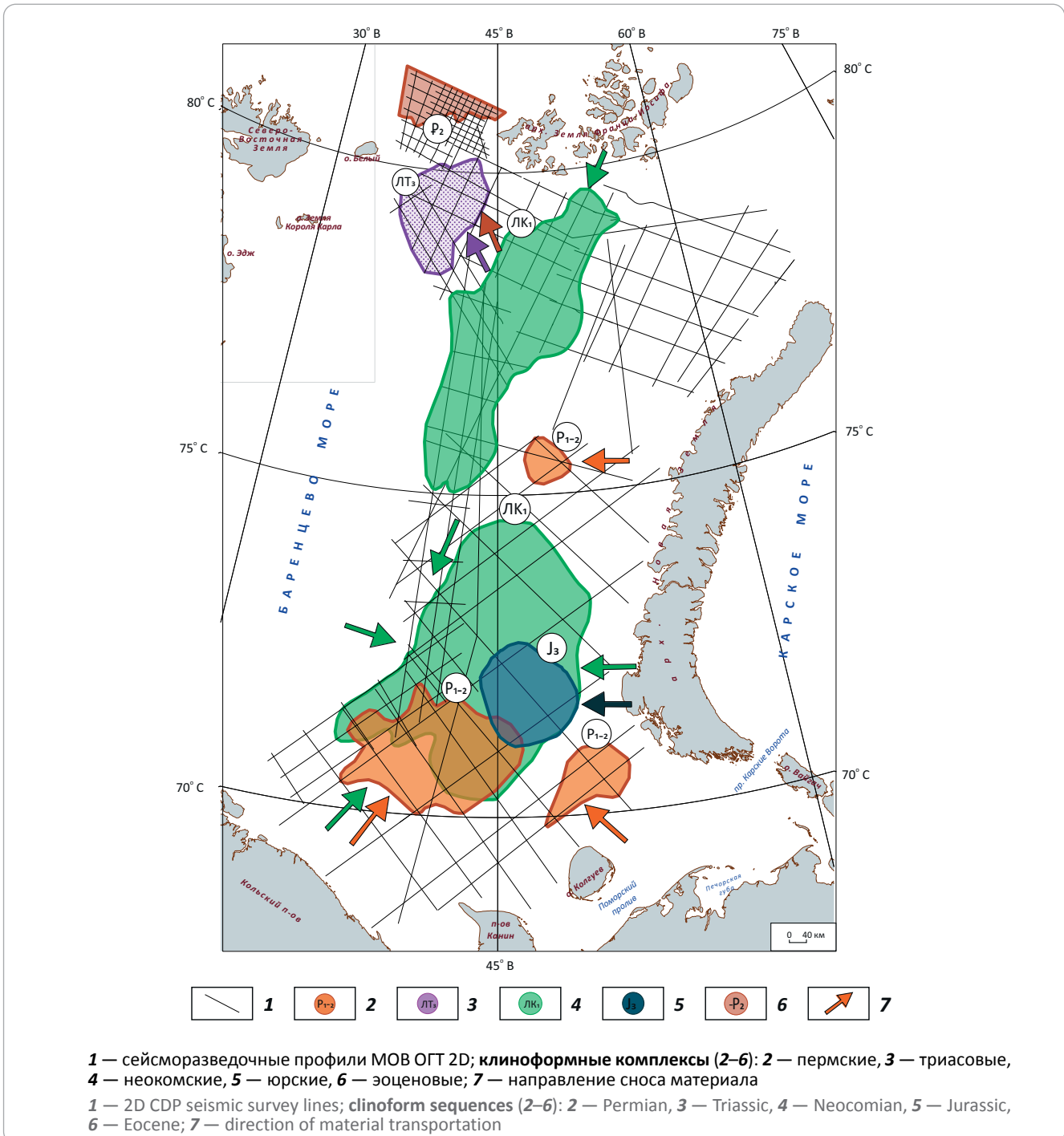
1 — линия эрозионного среза в кайнозое; 2 — область распространения силлов в триасе по данным интерпретации МОВ ОПТ 2D; 3 — пробуренные скважины; 4 — зона отсутствия отложений; 5 — изогипсы, м; 6 — силлы основного состава (габбро-долериты); 7 — песок, песчаник; 8 — алевролит, алеврит; 9 — глины, аргиллиты; 10 — конгломерат (гравий, галька); 11 — угли; фации (12–15): 12 — прибрежно-морские/мелководно-морские, 13 — глубоководные, 14 — мелководно-морские/глубоководные, 15 — мелководно-морские; 16 — лицензионные участки: А — Центрально-Баренцевский, Б — Федьинский

1 — line of erosion in Cenozoic; 2 — area of sill occurrence in Triassic according to 2D CDP data interpretation; 3 — drilled wells; 4 — zone of the deposits absence; 5 — structural contour; 6 — basic sills (gabbro-dolerite); 7 — sand, sandstone; 8 — siltstone, silt; 9 — clay, claystone; 10 — conglomerate (coarse sand, pebble); 11 — coal; facies (12–15): 12 — coastal-marine/shallow-marine, 13 — deepwater, 14 — shallow-marine/deepwater, 15 — license areas; 16 — Fedynsky



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 10. Клиноформы перми – эоцена на Баренцевоморском шельфе
 Fig. 10. Permian-Eocene clinoforms on the Barents Sea shelf



который, вероятно, связан с Центрально-Новоземельским палеоогибом. Триасовый седиментационный этап закончился региональным перерывом в осадконакоплении в позднем нории [11, 13, 14, 18].

Основными источниками сноса в триасовое время были Уральско-Новоземельская, Балтийская и Западно-Шпицбергенская палеосуши и, вероятно, Североземельская складчатая область на востоке Карского моря [11]. Максимальные мощности отмечаются на локальных участках и достигают 7380 м, в бортовых частях Восточно-Баренцевого мегапро-

гиба мощность комплекса составляет около 4 км. На юге и на севере площади мощность комплекса постепенно уменьшается, составляя менее 500 м, и достигает нулевых значений. На Адмиралтейском мегавалу мощность изменяется от 1670 м в центральной части, в скв. Адмиралтейская-1, до 4 км на его склонах.

Формирование юрских клиноформ связано с тектонической активностью в районе Пайхойско-Новоземельской складчатой системы, откуда происходил значительный привнос обломочного материала в депоцентры *Восточно-Баренцевого*

мегапрогиба. Основной объем осадочного материала был накоплен в триасе, что привело к уменьшению аккомодационного пространства к началу юры и значительно меньшим мощностям юрских отложений в депоцентрах.

В ранне-среднеюрском периоде обширные континентальные низменности покрывали большую часть шельфа Баренцева моря. Мелководно-морские отложения накапливались в локальных депоцентрах на западе, где прибрежные равнины периодически затоплялись морем. С Уральского и Новоземельского орогенов и архипелага Шпицберген происходило продвижение мощного комплекса аллювиальных отложений в *Восточно-Баренцевский мегапрогиб* (см. рис. 8).

Максимальное затопление региона в этот период приходится на келловейское время, когда почти на всем шельфе формировались глинистые и алевроглинистые отложения [11, 15].

Позднеюрский комплекс отличается от ранне-среднеюрского более мористыми условиями осадконакопления. Морской режим седиментации присутствовал практически на всей площади Баренцевоморского шельфа (см. рис. 8). Прибрежные условия существовали в юго-западной части района и на его северном окончании, где отлагались песчано-алевритовые разности. Морской режим осадконакопления привел к отложению преимущественно глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых разностей с высоким содержанием ОВ [11–14, 19, 20].

Позднеюрский комплекс на всем протяжении развивался в однотипных и выдержанных фациальных условиях, что подтверждается микропалеонтологическими и литологическими показателями. Наиболее выразительным примером однотипных кондиций являются «черные глины» волжского яруса. Они распространены по всему Баренцевоморскому региону и обладают высокой латеральной изменчивостью [2, 11, 19].

Максимальная мощность пород юрского возраста наблюдается в *Южно-Баренцевской синеклизе* и составляет 1645 м, в *Северо-Баренцевской синеклизе* она уменьшается до 1050 м. *Альбановско-Горбовский порог* характеризуется сокращением толщин до 600 м. Минимальные мощности юрских отложений отмечаются на *поднятиях Федынского, Персея, Северо-Малыгинской ступени и Кольско-Канинской моноклизе, в Предновоземельской структурной области*, где мощность комплекса изменяется от 150 м до полного выклинивания (см. рис. 8).

Формирование неокомских и неоген-четвертичных клиноформ происходило на фоне воздымания Пайхойско-Новоземельской складчатой системы, восточной части Баренцевоморского шельфа, а также Тимано-Печорского региона, что привело к перемещению депоцентра к западу. Тектоническая обстановка отразилась на характере седиментации неокомских толщ — образовании клиноформного комплекса в результате лавинной

седиментации и проградации заполняющих толщ *Восточно-Баренцевского мегапрогиба*. Мощность неокомского подкомплекса в *Южно-Баренцевской синеклизе* достигает 710 м. Толщина неокомских отложений изменяется от 117 м в скв. Северо-Кильдинская-82 до 468 м в скв. Штокмановская-1. Минимальные мощности (100 м и менее) отмечаются на обрамлении *Восточно-Баренцевского мегапрогиба* и на северо-востоке охватывают площадь *Восточно-Баренцевской ступени и ступени мыса Желания* (см. рис. 8).

На архипелаге Шпицберген в обнажениях наблюдается смена морских алевроглинистых отложений берриас – готерива на баррем-аптскую песчаную толщу континентального генезиса. На архипелаге Земля Франца-Иосифа берриасские отложения имеют преимущественно песчаный состав.

В барремском веке отмечены существенные изменения палеогеографической обстановки из-за тектонических подвижек архипелага Шпицберген. Произошел общий спад уровня моря, который на севере повсеместно привел к переходу от морского к лагунно-континентальному и континентальному режиму седиментации. В юго-западной части Баренцевоморского шельфа преобладали дистальные условия с преимущественно илистыми отложениями. Заметная региональная трансгрессия отмечена в середине баррема. Она привела к сдвигу фаций от карбонатных к темным сланцам на структурных поднятиях и платформенных участках (см. рис. 9) [2, 12, 21].

Активная стадия регрессии в раннем мелу произошла в середине апта, когда на значительной части Баренцевоморского региона наблюдался континентальный режим седиментации и накапливались озерно-аллювиальные глинисто-песчаные отложения [11, 22, 23].

К концу раннего мела происходит затопление морем Баренцевского региона и отложение алевроглинистых разностей мощностью более 500 м. В северной части района повышается роль алевро-топесчаных разностей, что свидетельствует о более мелководном режиме. Альбские отложения по всему разрезу сложены однотипным комплексом пород [2, 11, 24].

В позднем мелу начался этап апlifта шельфовой области, связанный с зарождением Атлантического и Северного Ледовитого океанов. В этот период Баренцевоморский регион подвергся длительной эрозии ранее накопленных отложений, которая продолжилась в кайнозое³ [11, 15, 25].

Прибортовые части Баренцевоморского шельфа (*Адмиралтейский вал и Центрально-Баренцевская зона поднятий*) были подвержены обширной эрозии, включая мезозойские отложения. В эоцене и плиоцене происходит прогибание региона с некомпенсированным осадконакоплением. Мощность неоген-четвертичных отложений в Восточно-Шпицбергенской впадине достигает 1660 м.

Формирование континентального склона, связанного с раскрытием в конце мезозоя – начале кайнозоя Евразийского бассейна, привело к накоплению толщ осадков оползневого генезиса, перекрытой крутыми клиноформами эоцена и пологими клиноформами палеоцена. В миоцене в результате эрозии были образованы «врезы», заполненные кослоистыми осадками миоцена. Клиноформы палеоцена и эоцена погружаются в северо-западном направлении в сторону котловины Нансена ортогонально хребту Гаккеля. Источником сноса для этих клиноформ служили поднятие Вербы и архипелага Новая Земля (см. рис. 8).

Заключение

На Баренцевоморском шельфе перспективные зоны, связанные с клиноформами, намечены в отложениях перми, среднего триаса, юры, неокома (нижнего мела) и эоцена.

1. Клиноформы перми расположены на глубинах 4–9 км в Южно-Баренцевской синеклизе, на Штокмановско-Лунинском пороге и на Печорской плите. Пермский этап характеризуется значительным объемом осадконакопления в связи с воздыманием Уральского орогена, который являлся основным источником сноса. Дополнительный снос осадочного материала происходил с Балтийской, Западно-Шпицбергенской палеосуши, а также с Североземельского поднятия.

2. Клиноформа среднего триаса выявлена на глубинах 2–3 км на северо-востоке Баренцева моря на Малыгинской седловине Западно-Баренцевской региональной системы поднятий и прогибов. Триасовый этап связан с процессами рифтогенеза. Основными источниками сноса в триасовое время были Уральско-Новоземельская, Балтийская и Западно-Шпицбергенская палеосуши, и, вероятно, Североземельская складчатая область на востоке Карского моря.

3. Юрские клиноформы установлены на глубинах 1,5–2 км в Южно-Баренцевской синеклизе и в Северо-Баренцевской синеклизе. В юрское время происходит активное становление Новоземельского складчатого сооружения и Восточно-Баренцевского мегапрогиба, ортогонально наложенных на древние структурные элементы. Наряду со структурной перестройкой в Баренцевоморском регионе произошли изменения в условиях осадконакопления и источниках сноса. Формирование осадков проис-

ходило в платформенном режиме с гумидным типом климата. Помимо основной Уральской области сноса, активный привнос материала происходил с архипелага Новая Земля.

4. Клиноформы неокома прослежены в южной и в северной частях Баренцева моря на глубинах 1–3 км в Северо-Баренцевской синеклизе, на западном борту Северо-Баренцевской впадины, на своде Федынского, Кольско-Канинской моноклинали, в северо-западной части Мурманской моноклинали. В начале раннемелового этапа (позднекиммерийская фаза) происходит прогибание Восточно-Баренцевского мегапрогиба, орогенез Новоземельской складчатой области и становление других крупных структурных элементов, активный снос обломочного материала и заполнение позднеюрских впадин на востоке Баренцевоморского шельфа. В разрезе это отображено несогласной границей волжских «черных глин» с берриас-барремским клиноформным дельтовым комплексом. Начинается смена обстановок осадконакопления от морского к лагунно-континентальному и континентальному режиму, что приводит к изменению минерального состава слагаемых отложений и формированию клиноформных тел и конусов выноса. В позднем мелу начался этап аплифты шельфовой области, связанный с зарождением Атлантического и Северного Ледовитого океанов. В этот период площадь Баренцевоморского региона подверглась длительной эрозии.

Клиноформы эоцена приурочены к Восточно-Шпицбергенской впадине и залегают на глубинах 1–2 км. Кайнозойский этап Баренцевоморского региона озаменован всеобщим доплиоценовым аплифтом, связанным с активным раскрытием Северного Ледовитого океана и эрозией ранее сформировавшихся толщ. В палеогене Восточно-Шпицбергенская впадина была заполнена пологими клиноформами палеоцена и более крутыми клиноформами эоцена. Клиноформы эоцена погружаются в северо-западном направлении. Источником сноса для этих клиноформ служили поднятие Вербы и Печорская плита. Клиноформы палеоцена и эоцена подверглись глубокой эрозии в миоцене. Состав отложений в Восточно-Шпицбергенской впадине предполагается терригенный, представленный оползнями и турбидитами.

Литература

1. Соловьев А.В., Соболев П.О., Грушевская О.В., Васильева Е.А., Левочская Д.В., Хисамутдинова А.И., Прокофьев И.Н., Шиманский С.В., Белова М.А., Хоуриган Дж.К. Эволюция источников сноса и нефтегазоносность мезозойских отложений Баренцева моря: датирование обломочных цирконов из скважины Ферсмановская-1 и палеогеографические реконструкции // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 0–0. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-3-0-0.
2. Алексин С.В., Верба М.Л., Грамберг И.С., Остистый Б.К., Сороков Д.С. Баренцевская шельфовая плита. – Л.: Недра, 1988. – 263 с.
3. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 1 000 000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист R-(35), 36 — Мурманск: Объяснительная записка / Астафьев Б.Ю., Богданов Ю.Б., Вискунова К.Г., Воинова О.А., Глазнев В.Н. и др. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2007, 281 с. 3 вкл.

4. *Høy T., Lundschieen B.A.* Triassic deltaic sequences in the northern Barents Sea // *Arctic Petroleum Geology*. Geological Society, London, Memoirs. – 2011. – № 35. – С. 249–260. DOI: 10.1144/M35.15.
5. *Суслова А.А.* Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа [Электронный ресурс] // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2014. – Т. 9. – № 2. – Режим доступа: https://ngtp.ru/rub/4/24_2014.pdf (дата обращения 10.04.2023 г.).
6. *Суслова А.А.* Нефтегазоносность арктических морей. Верхнеюрские и нижнемеловые клиноформные комплексы баренцево-карского шельфа // «Neftegaz.RU». – 2019. – Т. 89. – № 5. – С. 26–33.
7. *Мордасова А.В., Ступакова А.В., Суслова А.А., Ершова Д.К., Сидоренко С.А.* Условия формирования и прогноз природных резервуаров в клиноформном комплексе нижнего мела Баренцево-Карского шельфа // *Георесурсы*. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 63–79. DOI: 10.18599/grs.2019.2.63-79.
8. *Манго И.К.* Нефтегазоносность шельфа Гвинейского залива // *Международный научно-исследовательский журнал*. – 2021. – № 5. – С. 30–35. DOI: 10.23670/IRJ.2021.107.5.040.
9. *Ондо Айвенвеге Л.М.* Запасы и новые перспективы углеводородного сырья Республики Экваториальной Гвинеи. *Международный научно-исследовательский журнал*. – 2022. – № 4. – С. 7–14. DOI: 10.23670/IRJ.2022.118.4.071.
10. *Басов В.А., Василенко Л.В. и др.* Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в Фанерозое [Электронный ресурс] // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2009. – Т. 4. – № 1. – Режим доступа: https://ngtp.ru/rub/2/3_2009.pdf (дата обращения 10.04.2023 г.).
11. *Basov V.A., Ebbing J., Gernigon L. и др.* Atlas «Geological history of the Barents Sea» – Trondheim, Norway : Geological Survey of Norway, 2009. – 138 с.
12. *Маргулис Е.А.* Эволюция Баренцевоморского региона и его углеводородные системы [Электронный ресурс] // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2009. – Т. 4. – № 2. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/edc/24_2009.pdf (дата обращения 10.04.2023 г.).
13. *Маргулис Е.А.* История формирования осадочного чехла Баренцево-Карского региона [Электронный ресурс] // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2014. – Т. 9. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2014.pdf (дата обращения 10.04.2023 г.).
14. *Захаров В.А., Шурыгин Б.Н., Курушин Н.И. и др.* Мезозойский океан в Арктике: палеонтологические свидетельства // *Геология и геофизика*. – 2002. – Т. 43. – № 2. – С. 155–181.
15. *Glørstad-Clark E., Birkeland E.P., Nystuen J.P., Faleide J.I., Midtkandal I.* Triassic platform-margin deltas in the western Barents Sea // *Marine and Petroleum Geology*. – 2011. – Т. 7. – № 28. – С. 1294–1314. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2011.03.006.
16. *Henriksen E., Ryseth A.E., Larssen G.B., Heide T., Rønning K., Sollid K., Stoupakova A.V.* Tectonostratigraphy of the greater Barents Sea: implications for petroleum systems // *Arctic Petroleum Geology*. Geological Society, London, Memoirs. – 2011. – № 35. – С. 163–195. DOI: 10.1144/M35.10.
17. *Gilmullina A., Klausen T.G., Doré A.G., Sirevaag H., Suslova A., Haug E.C.* Arctic sediment routing during the Triassic: sinking the Arctic Atlantis // *Journal of the Geological Society*. – 2023. – Т. 180. – № 1. – С. 1–16. DOI: 10.1144/jgs2022-018.
18. *Michael A., Pointon H.S., Morton A.C. и др.* A Multi-proxy Provenance Study of Late Carboniferous to Middle Jurassic Sandstones in the Eastern Sverdrup Basin and Its Bearing on Arctic Palaeogeographic Reconstructions // *Geosciences*. – 2023. – Т. 13. – № 1. DOI: 10.3390/geosciences13010010.
19. *Атлас палеогеографических карт. Шельфы Евразии в мезозое и кайнозое / Под ред. М.Н. Алексеева.* – М. : Геологический институт АН СССР, 1991. – Т. 1, 2. – 104 с.
20. *Eide Ch.H., Klausen T.G., Katkov D., Suslova A.A., Helland-Hansen W.* Linking an Early Triassic delta to antecedent topography: Source-to-sink study of the southwestern Barents Sea margin // *Geological Society of America Bulletin*. – 2017. – Т. 129. – № 8. – С. 1025–1045. DOI: 10.1130/B31639.1.
21. *Rojo L.A., Marín D., Cardozo N., Escalona A., Koyi H.* The influence of halokinesis on prograding clinoforms: Insights from the Tiddlybanken Basin, Norwegian Barents Sea // *Basin Research*. – 2019. – Т. 32. – № 5. – С. 979–1004. DOI: 10.1111/bre.12411.
22. *Лисицын А.П. и др.* Система Баренцева моря. – М. : ГЕОС, 2021. 672 с.
23. *Никишин А.М. и др.* Сейсмостратиграфия, палеогеография и палеотектоника Арктического глубоководного бассейна и его российских шельфов / Отв. ред. Н.Б. Кузнецов. – М. : ГИН РАН, 2022. – 156 с.
24. *Шкарубо С.И., Бургутто А.Г., Зуйкова О.Н., Костин Д.А. и др.* Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 1 000 000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист S-38 – Баренцево море (вост. часть). Объяснительная записка. – СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2017. 160 с.
25. *Казанин Г.С., Шипилов Э.В., Прищепа О.М., Казанин А.Г., Шкарубо С.И., Шлыкова В.В.* Шельфовые осадочные бассейны Российской Арктики: геология, геоэкология, минерально-сырьевой потенциал. – СПб. : Реноме, 2020. – 544 с. DOI: 10.25990/DHW6-9X41.

References

1. *Solov'ev A.V., Sobolev P.O., Grushevskaya O.V., Vasil'eva E.A., Levochskaya D.V., Khisamutdinova A.I., Prokof'ev I.N., Shimanskii S.V., Belova M.A., Khouirigan Dzh.K.* Berriasian-Aptian deposits of the Yenisei-Khatanga region of Western Siberia: stratigraphy, correlation and zoning. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(3):0–0. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-3-0-0. In Russ.
2. *Alekhin S.V., Verba M.L., Gramberg I.S., Ostistiy B.K., Sorokov D.S.* Barentsevskaya shelfovaya plita [The Barents shelf plate]. Leningrad: Nedra; 1988. 263 p. In Russ.
3. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii*. Masshtab 1: 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Severo-Karsko-Barentsevomorskaya. List R-(35), 36 — Murmansk: Ob'yasnitel'naya zapiska [State geological map of Russian Federation. Scale 1: 1 000 000 (third generation). North-Kara and Barents Sea series. Sheet R-(35), 36 — Murmansk: Explanatory note]. In: Astaf'ev B.Yu., Bogdanov Yu.B., Viskunova K.G., Voinova O.A., Glaznev V.N. et al., eds. Saint Petersburg : Izd-vo VSEGEI; 2007; 281 p. 3 vkl. In Russ.
4. *Høy T., Lundschieen B.A.* Triassic deltaic sequences in the northern Barents Sea. *Arctic Petroleum Geology*. Geological Society, London, Memoirs. 2011;(35):249–260. DOI: 10.1144/M35.15.

5. Suslova A.A. Seismostratigraphic analysis and petroleum potential prospects of Jurassic deposits, Barents sea shelf. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2014;9(2). Available at: https://ngtp.ru/rub/4/24_2014.pdf (accessed on 16.04.2023). In Russ.
6. Suslova A.A. Neftegazonosnost' arkticheskikh morei. Verkhneyurskie i nizhnemelovye klinofornnye komplekсы barentsevo-karskogo shel'fa [Hydrocarbon potential of the Arctic seas. Upper Jurassic and Lower Cretaceous clinoforn sequences of the Barents Sea shelf]. «*Neftegaz. RU*». 2019;89(5):26–33. In Russ.
7. Mordasova A.V., Stupakova A.B., Suslova A.A., Ershova D.K., Sidorenko S.A. Conditions of formation and forecast of natural reservoirs in clinoforn complex of the Lower Cretaceous of the BarentsKara shelf. *Georesursy*. 2019;21(2):63–79. DOI: 10.18599/grs.2019.2.63-79. In Russ.
8. Mango I.K. On the oil and gas potential of the gulf of Guinea shelf. *Mezhdunarodnyi nauchno-issledovatel'skii zhurnal*. 2021;(5):30–35. DOI: 10.23670/IRJ.2021.107.5.040. In Russ.
9. Ondo Aivenvege L.M. Reserves and new prospects of hydrocarbon raw materials of the Republic of Equatorial Guinea. *Mezhdunarodnyi nauchno-issledovatel'skii zhurnal*. 2022;(4):7–14. DOI: 10.23670/IRJ.2022.118.4.071. In Russ.
10. Basov V.A., Vasilenko L.V. et al. Evolution of sedimentary environments of the Barents-North kara palaeobasins in the phanerozoic. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2009;4(1). Available at: https://ngtp.ru/rub/2/3_2009.pdf (accessed on 16.04.2023). In Russ.
11. Basov V.A., Ebbing J., Gernigon L. et al. Atlas «Geological history of the Barents Sea». Trondheim, Norway : Geological Survey of Norway; 2009. 138 p.
12. Margulis E.A. Evolution of the Barents sea region and its hydrocarbon systems. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2009;4(2). Available at: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/edc/24_2009.pdf (accessed on 16.04.2023). In Russ.
13. Margulis E.A. History of formation of sedimentary cover of the Barents-Kara region. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2014;9(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2014.pdf (accessed on 16.04.2023).
14. Zakharov V.A., Shurygin B.N., Kurushin N.I. et al. Mezozoiskii okean v Arktike: paleontologicheskie svidetel'stva [Mesozoic Ocean in the Arctic: paleontological evidence]. *Geologiya i geofizika*. 2002;43(2):55–181. In Russ.
15. Glørstad-Clark E., Birkeland E.P., Nystuen J.P., Faleide J.I., Midtkandal I. Triassic platform-margin deltas in the western Barents Sea. *Marine and Petroleum Geology*. 2011;7(28):1294–1314. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2011.03.006.
16. Henriksen E., Ryseth A.E., Larssen G.B., Heide T., Rønning K., Sollid K., Stoupakova A.V. Tectonostratigraphy of the greater Barents Sea: implications for petroleum systems. *Arctic Petroleum Geology*. Geological Society, London, Memoirs. 2011;(35):163–195. DOI: 10.1144/M35.10.
17. Gilmullina A., Klausen T.G., Doré A.G., Sirevaag H., Suslova A., Haug E.C. Arctic sediment routing during the Triassic: sinking the Arctic Atlantis. *Journal of the Geological Society*. 2023;180(1):1–16. DOI: 10.1144/jgs2022-018.
18. Michael A., Pointon H.S., Morton A.C., et al. A Multi-proxy Provenance Study of Late Carboniferous to Middle Jurassic Sandstones in the Eastern Sverdrup Basin and Its Bearing on Arctic Palaeogeographic Reconstructions. *Geosciences*. 2023;13(1). DOI: 10.3390/geosciences13010010.
19. Atlas paleogeograficheskikh kart. Shel'fy Evrazii v mezozoe i kainozoe [Atlas of paleogeographic maps. Shelves of Eurasia in Mesozoic and Cenozoic]. In: M.N. Alekseev, ed. Moscow : Geologicheskii institut AN SSSR; 1991. V. 1, 2. 104 p. In Russ.
20. Eide Ch.H., Klausen T.G., Katkov D., Suslova A.A., Helland-Hansen W. Linking an Early Triassic delta to antecedent topography: Source-to-sink study of the southwestern Barents Sea margin. *Geological Society of America Bulletin*. 2017;129(8): 1025–1045. DOI: 10.1130/B31639.1.
21. Rojo L.A., Marin D., Cardozo N., Escalona A., Koyi H. The influence of halokinesis on prograding clinoforns: Insights from the Tiddlybanken Basin, Norwegian Barents Sea. *Basin Research*. 2019;32(5): 979–1004. DOI: 10.1111/bre.12411.
22. Lisitsyn A.P. et al. Sistema Barentseva moray [The Barents shelf plate]. Moscow: GEOS, 2021. 672 p. In Russ.
23. Nikishin A.M. et al. Seismostratigrafiya, paleogeografiya i paleotektonika Arkticheskogo glubokovodnogo basseina i ego rossiiskikh shel'fov [Arctic deepwater basin and its Russian shelf: seismic stratigraphy, paleogeography, and paleotectonics]. In: N.B. Kuznetsov, ed. Moscow: GIN RAN, 2022. 156 p. In Russ.
24. Shkarubo S.I., Burguto A.G., Zuikova O.N., Kostin D.A. et al. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Mashtab 1: 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Severo-Karsko-Barentsevomorskaya. List S-38 – Barentsevo more (vost. chast'). Ob'yasnitel'naya zapiska [State geological map of Russian Federation. Scale 1: 1 000 000 (third generation). North-Kara and Barents Sea series. Sheet S-38 – the Barents Sea (eastern part). Explanatory note]. Saint Petersburg: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI; 2017. 160 p. In Russ.
25. Kazanin G.S., Shipilov Eh.V., Prishchepa O.M., Kazanin A.G., Shkarubo S.I., Shlykova V.V. Shel'fovye osadochnye basseiny Rossiiskoi Arktiki: geologiya, geoekologiya, mineral'no-syr'evoi potentsial [Sedimentary shelf basins of Russian Arctic: geology, geoecology, and mineral resource potential]. Saint Petersburg: Renome; 2020. 544 p. DOI: 10.25990/DHW6-9X41. In Russ.

Информация об авторах

Грушевская Олеся Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: grushevskaya@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-1645-7518

Information about authors

Olesya V. Grushevskaya

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher

All-Russian Research
geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: grushevskaya@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-1645-7518

Соловьев Алексей Викторович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
заместитель генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: soloviev@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-3744-2593
Scopus: 7103242983

Васильева Елена Алексеевна

Начальник камеральной партии
АО «Севморнефтегеофизика»,
183025 Мурманск, ул. Карла Маркса, д. 17
e-mail: vasil'evaEA@rusgeology.ru

Петрушина Елена Павловна

Главный геофизик
АО «Севморнефтегеофизика»,
183025 Мурманск, ул. Карла Маркса, д. 17
e-mail: petrushinaep@rusgeology.ru

Кот Оксана Николаевна

Ведущий геофизик
АО «Севморнефтегеофизика»,
183025 Мурманск, ул. Карла Маркса, д. 17
e-mail: koton@rusgeology.ru

Крюкова Галина Геннадьевна

Ведущий геофизик
АО «Севморнефтегеофизика»,
183025 Мурманск, ул. Карла Маркса, д. 17
e-mail: kyukovagg@rusgeology.ru

Шиманский Сергей Владимирович

Кандидат геолого-минералогических наук,
Федеральное агентство по недропользованию,
125993 Москва, ул. Б. Грузинская, д. 4/6, ГСП-3
e-mail: sshimanskii@rosnedra.gov.ru
ORCID ID: 0000-0003-3744-2593

Щепелев Федор Сергеевич

Геолог
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: f.shepelev@vnigni.ru

Aleksei V. Solov'ev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, professor
Deputy General Director
All-Russian Research
geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: soloviev@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-3744-2593
Scopus: 7103242983

Elena A. Vasil'eva

Начальник камеральной партии
Sevmorneftegeofizika,
17, ul. Karla Marksa, Murmansk, 183025, Russia
e-mail: vasil'evaEA@rusgeology.ru

Elena P. Petrushina

Chief Geophysicist
Sevmorneftegeofizika,
17, ul. Karla Marksa, Murmansk, 183025, Russia
e-mail: petrushinaep@rusgeology.ru

Oksana N. Kot

Leading Geophysicist
Sevmorneftegeofizika,
17, ul. Karla Marksa, Murmansk, 183025, Russia
e-mail: koton@rusgeology.ru

Galina G. Kryukova

Leading Geophysicist
Sevmorneftegeofizika,
17, ul. Karla Marksa, Murmansk, 183025, Russia
e-mail: kryukovagg@rusgeology.ru

Sergei V. Shimanskii

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Federal Agency for Mineral Resources,
4/6, building 1, ul. Bolshaya Gruzinskaya, Moscow, 125993, Russia
e-mail: sshimanskii@rosnedra.gov.ru
ORCID ID: 0000-0003-3744-2593

Fyodor S. Shchepelev

Geologist
All-Russian Research
geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: f.shepelev@vnigni.ru



Геомодель

25

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



Геомодель 2023

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

4–7 сентября 2023 г. | Геленджик, Россия

Разделы научной программы

- Общая геология
- Региональные сессии
- Сейсморазведочные исследования
- Несейсмические и дистанционные методы поисков
- Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных
- Методы промысловой геофизики и петрофизики, геомеханика
- Количественный анализ геолого-геофизической информации
- Разработка месторождений
- Машинное обучение и искусственный интеллект в геонауках
- Энергетический переход - вызовы и решения
- Экономическая эффективность ГРП
- Круглый стол: Состояние и перспективы импортозамещения программного обеспечения и полевого геофизического оборудования
- Круглый стол: Возможности и ограничения использования данных сейсморазведки при построении седиментологических моделей

ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ СЕЙЧАС!

www.geomodel.ru

Телеграм-канал



УДК 550.845

DOI 10.41748/0016-7894-2023-3-47-58

Оценка геофильтрационных условий девонского терригенного нефтегазоносного комплекса в северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

© 2023 г. | Е.Е. Кожевникова, Ю.А. Яковлев, С.Е. Башкова, А.В. Боталова

ФГАОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет», Пермь, Россия; eekozhevnikova@bk.ru; yyakovlev@yandex.ru; sbashkova@mail.ru; botalova.angelina2014@yandex.ru

Поступила 13.03.2023 г.

Доработана 20.03.2023 г.

Принята к печати 30.03.2023 г.

Ключевые слова: *девонский терригенный комплекс; нефтегазоносный комплекс; геофильтрационные условия; пути миграции; водопроницаемость; зона аккумуляции; нефтяная система.*

Аннотация: В статье рассмотрены геофильтрационные условия миграции девонского терригенного нефтегазоносного комплекса в северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Восстановлены условия осадкообразования отложений девонского комплекса с эмского по тиманское время. Под влиянием крупных тектонических элементов отложения формировались в разных литолого-фациальных условиях, на исследуемой территории выделено четыре литолого-фациальные зоны. Для исследований использована выборка, включающая данные по почти 900 скважинам Пермского края, Удмуртской Республики, Кировской области. Установлено, что в отложениях изучаемого комплекса преобладают коллекторы очень низкой, низкой и средней пониженной емкости. В разрезе комплекса наиболее обширные зоны коллекторов низкой и средней пониженной емкости характерны для воробьевско-ардатовских, муллинских и пашийских отложений. Для этих же интервалов разреза прогнозируются благоприятные зоны аккумуляции углеводородов. В качестве эффективных элементов миграционной системы комплекса во всех литофациальных зонах рассматриваются проводящие толщи в воробьевско-ардатовских и пашийских отложениях. Проводимость муллинских отложений прогнозируется только в зоне южной части Верхнекамско-Чусовской палеовпадины и в зоне палеосводов. Проведена экспертная оценка геофильтрационных условий миграции комплекса на основе расчетных данных проводимости отложений. Наиболее благоприятные условия для миграции углеводородов установлены для отложений воробьевско-ардатовского, пашийского и тиманского возраста.

Для цитирования: Кожевникова Е.Е., Яковлев Ю.А., Башкова С.Е., Боталова А.В. Оценка геофильтрационных условий девонского терригенного нефтегазоносного комплекса в северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 47–58. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-47-58.

Финансирование: Исследование выполнено при поддержке Пермского научно-образовательного центра «Рациональное недропользование», 2023 г.

Evaluation of geofiltration settings for Devonian terrigenous play in north-eastern part of Volga-Urals Petroleum Province

© 2023 | E.E. Kozhevnikova, Yu.A. Yakovlev, S.E. Bashkova, A.V. Botalova

Perm state university, Perm, Russia; eekozhevnikova@bk.ru; yyakovlev@yandex.ru; sbashkova@mail.ru; botalova.angelina2014@yandex.ru

Received 13.03.2023

Revised 20.03.2023

Accepted for publication 30.03.2023

Key words: *Devonian terrigenous sequence; play; geofiltration settings; migration path; water transmissibility; zone of accumulation; petroleum system.*

Abstract: The authors discuss evaluation of geofiltration settings for filtration in the Devonian terrigenous play within the north-eastern part of Volga-Urals Petroleum Province/ Depositional settings of the Devonian sequence are reconstructed from the Emsian to the Timanian time. The deposits were formed in different lithofacies conditions under the influence of large tectonic elements. There are four lithofacies zones identified in the study area. A sample of almost 900 wells from the Perm Krai, the Udmurt Republic and the Kirov Region was used for the research. It was found that the reservoir rocks having very low, low and medium-reduced storage capacity predominate in the sequence of interest. In the column of the sequence, the most continuous reservoir zones with low and medium-reduced storage capacity are typical of the Vorobyovsky-Ardatovsky, Mullinsky, and Pashiisky deposits. The zones favourable in terms of hydrocarbon accumulation are predicted in these same intervals. The conductive units in the Vorobyovsky-Ardatovsky and Pashiisky deposits are considered to be the efficient elements of the sequence's migration system in all the lithofacies zones. Conductivity of the Mullinsky deposits is predicted only in the zone of the southern part of the Verkhnekamsky-Chusovsky paleodepression and in the zone of paleoarches. The expert review

of geofiltration settings of migration in the sequence is carried out using the calculated conductivity of the deposits, The most favourable hydrocarbon migration settings are found in the Vorobyovsky-Ardatovsky, Pashiisky, and Timanian deposits.

*For citation: Kozhevnikova E.E., Yakovlev Yu.A., Bashkova S.E., Botalova A.V. Evaluation of geofiltration settings for Devonian terrigenous play in north-eastern part of Volga-Urals Petroleum Province. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(3):47–58. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-47-58. In Russ.*

Funding: The research was supported by the Perm Research and Education Centre "Rational Subsoil Use", 2023

Введение

Проведение поисковых работ на нефть и газ на основе выделения генерационно-аккумуляционных (нефтяных) систем считается эффективней классического метода, но переход к нему сопровождается рядом трудностей. Основными элементами нефтяных систем являются зоны генерации, пути миграции и области аккумуляции УВ [1–3]. Менее всего в литературе освещены процесс выделения (определения) путей миграции УВ и их оценка. В статье приведена зонально-региональная оценка распространения и качества пород-коллекторов, а также свойств вероятных путей миграции УВ для отложений терригенного девона на севере Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Изучение региональных закономерностей распространения сред миграции и аккумуляции глубоководных отложений, как правило, проводится в условиях резкого недостатка фактического материала, связанного с их неравномерной изученностью глубоким бурением, избирательным опробованием коллекторов в условиях высокой геофильтрационной неоднородности отложений. Отмеченные особенности весьма характерны для девонского терригенного комплекса Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Особенности проводящих и изолирующих элементов разреза девонских терригенных отложений ранее рассматривались многими исследователями [4–10]. Практически все авторы отмечают, что зонально-региональный прогноз качества коллекторов и, следовательно, сред миграции может быть выполнен только на основе комплексного анализа структурно-тектонического развития территории и, соответственно, фактического литолого-фациального строения разреза девонских терригенных отложений.

В качестве информационной базы исследований в настоящей статье использованы данные по 651 скважине Пермского края, 183 скважинам Удмуртии и 57 скважинам Кировской области. При построении карт учитывались данные скважин, полностью вскрывших девонский терригенный комплекс, а именно информация о мощности коллектора, коэффициенте пористости (определенном по данным геофизических и лабораторных исследований), а также петрографическое описание керна. В результате построения серии палеогеографических карт на исследуемой территории восстановлены условия формирования отложений девонского терригенного комплекса и история развития крупных тектонических элементов с эмского до тиманского времени. Зафиксировано заложение Верхнекамско-Чусовской палеовпадины в

эмское время и ее развитие на протяжении всего эмско-тиманского времени, а также формирования Казанско-Кажимского авлакогена в эйфельское время и максимально активное прогибание осевой части в пашийско-тиманское время.

Условия седиментогенеза отложений девонского терригенного нефтегазоносного комплекса

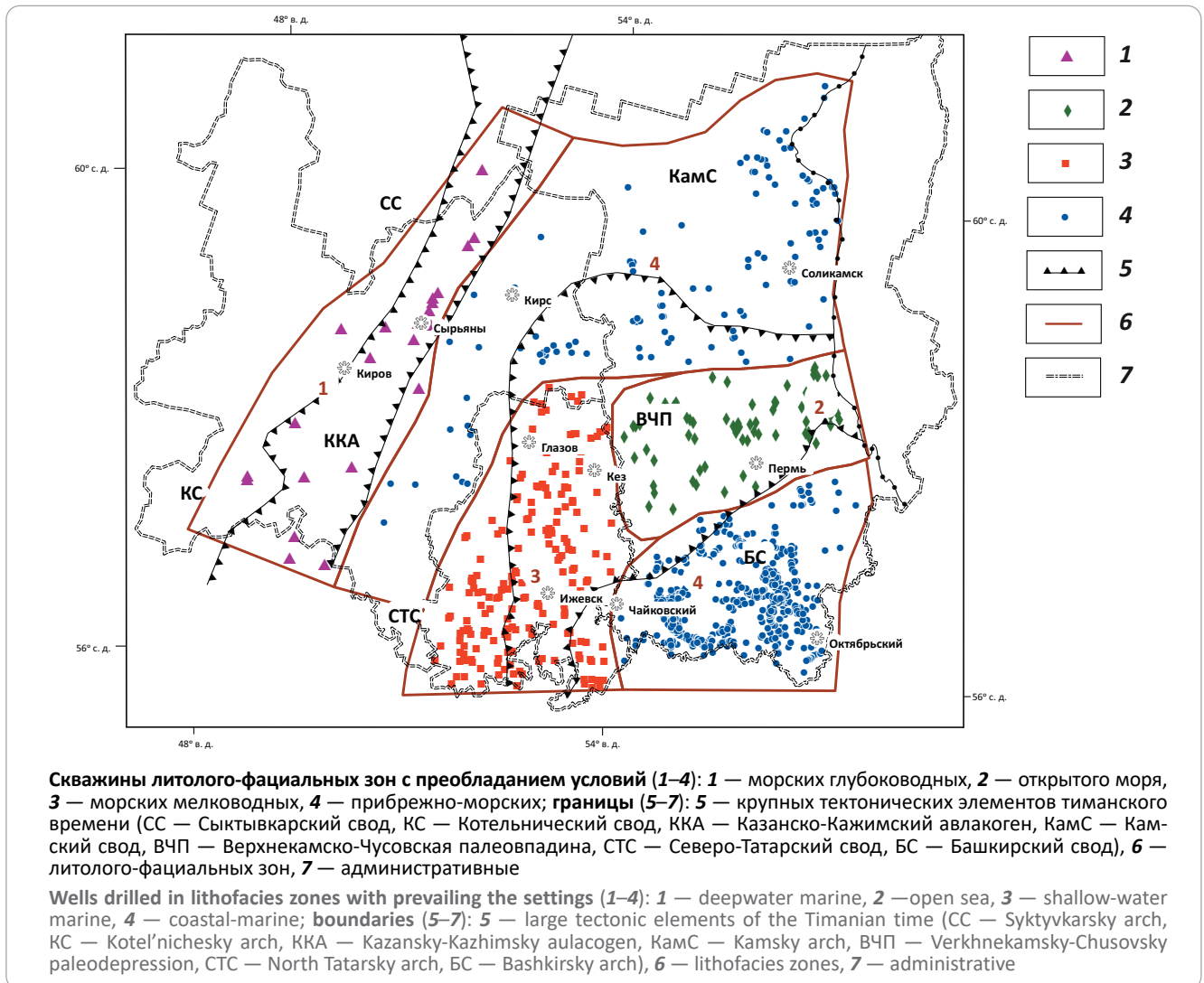
Восстановление условий осадкообразования терригенного девона и применение статистических методов (линейного дискриминантного анализа) для систематизации результатов позволило выделить четыре зоны литолого-фациальных условий, доминирующих на протяжении всего времени формирования отложений комплекса (рис. 1). Для зоны 1 характерно преобладание морских глубоководных условий с отложением преимущественно глинистых разностей, причем отложения с включением ОВ отмечены в Казанско-Кажимском авлакогене. Зона 2 расположена в центральной и восточной частях Верхнекамско-Чусовской палеовпадины и характеризуется преобладанием условий открытого моря с накоплением терригенных разностей и локальным развитием карбонатных пород преимущественно эмско-эйфельского возраста. В зоне 3 преобладали морские мелководные условия, а разрез представлен преимущественно песчаниками, хорошо отсортированными и окатанными. Зона приурочена к юго-западной части Верхнекамско-Чусовской палеовпадины. Зона 4 выделяется на двух территориях — на юго-востоке Пермского края и в северных районах Пермского края и Кировской области. Формирование отложений проходило в прибрежно-морских условиях, разрез отличается развитием палеорусел или линз маломощных песчаников, не выдержанных по площади коллекторов. Условия седиментогенеза девонских отложений в 3-й и 4-й зонах характеризуются как благоприятные для развития пород-коллекторов.

Оценка миграционных и аккумуляционных сред

Изучение сред миграции и аккумуляции девонских терригенных отложений проводится на основе построения региональных карт мощностей и качества коллекторов (на основе данных об открытой пористости) для стратиграфических элементов комплекса (эмские, эйфельские, воробьевско-ардатовские, муллинские, пашийские и тиманские отложения).

В качестве основной закономерности отмечается наличие во всех стратиграфических подразделениях терригенного девона проницаемых пластов-коллекторов разной мощности и фильтра-

Рис. 1. Распределение литолого-фациальных зон территории по результатам дискриминантного анализа
Fig. 1. Occurrence of lithofacies zones in the study area resulting from the discriminant analysis



ционно-емкостных свойств. Коллекторы представлены карбонатными разностями в эмских (известняки, мергели, доломиты) и эйфельских отложениях (известняки и доломиты с прослоями известковистых аргиллитов и мергелей). В вышележащих отложениях развиты алевритопесчаные породы-коллекторы. Исключением являются проницаемые прослой карбонатных пород живецких отложений центральной части Верхнекамско-Чусовской палеовпадины на территории Удмуртской Республики (Вукошурское, Староягинское и Кыквинское месторождения).

Оценка качества коллекторов производится по сочетанию двух критериев — эффективной мощности и открытой пористости. В качестве базовой классификации качества коллекторов использована классификация песчано-алевролитовых пород по пористости и проницаемости А.А. Ханина. При этом для I и II классов авторами статьи использован расширенный диапазон пористости (> 20 и 15–20 % соответственно) за счет обобщенных таксонов для песчаников и алевролитов [11].

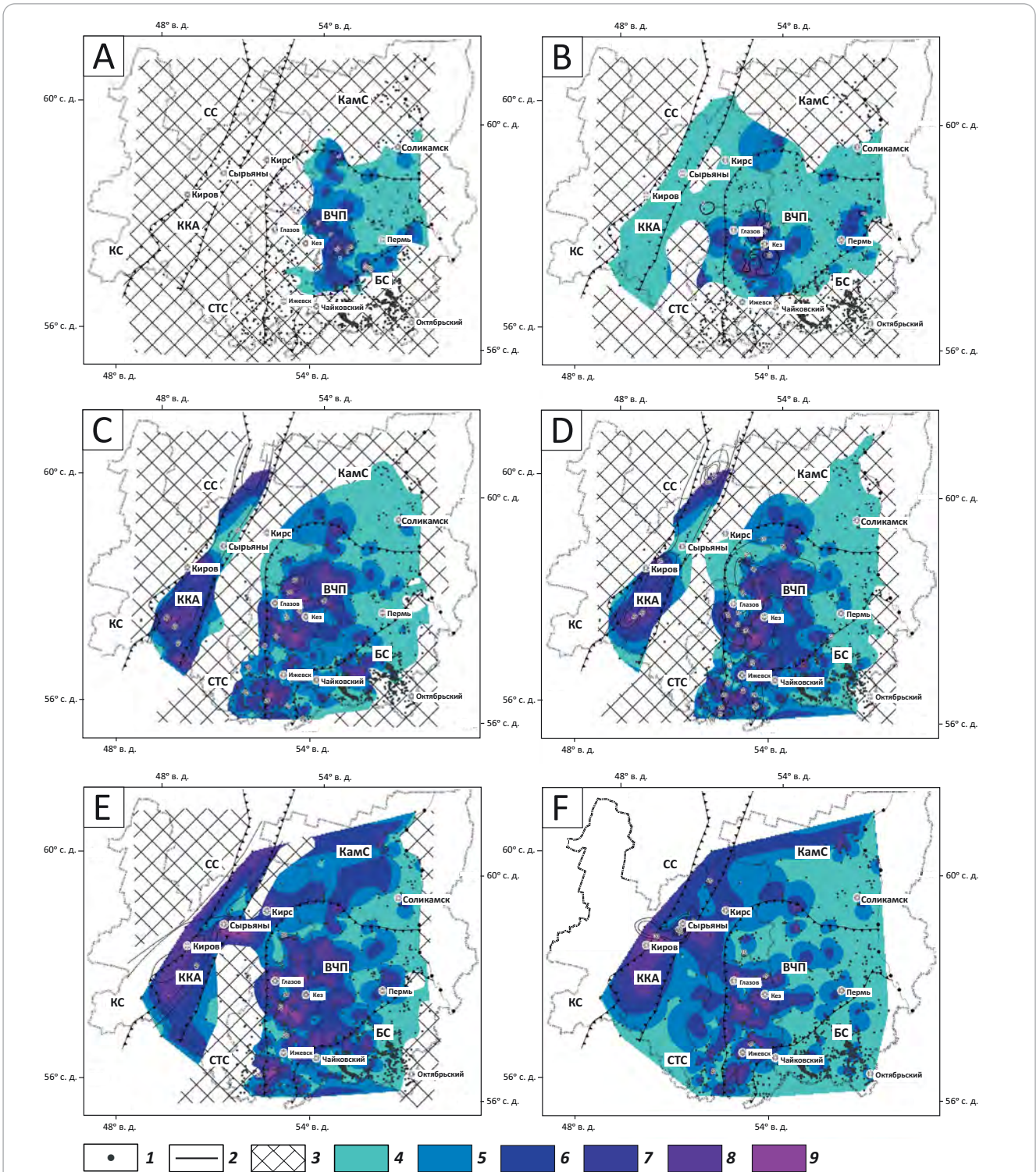
Рассмотрим особенности развития пород-коллекторов в разрезе девонского терригенного комплекса в северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Эмские отложения развиты только в зоне центральной части Верхнекамско-Чусовской палеовпадины (рис. 2 А). Общая мощность отложений в зоне их распространения изменяется от 0 до 98 м. Породы-коллекторы эмского яруса представлены песчаниками и разнородными алевролитами неравномерно ожелезненными. Коллекторы выделены в 32 скважинах. Доля коллекторов составляет от 2,5 до 70 % общей мощности эмских отложений. Эффективная мощность изменяется от 1 м на севере Верхнекамско-Чусовской палеовпадины (Дуринская площадь, скв. 23) до 21,5 м в центральной части Верхнекамско-Чусовской палеовпадины (Сукманская площадь, скв. 35). На большей части территории развития эмских отложений мощность коллектора не превышает 4 м.

Для эмских отложений характерны коллекторы низких IV–VI классов, причем средний понижен-



Рис. 2. Распределение классов пород-коллекторов
Fig. 2. Occurrence of reservoir rock classes



Отложения: А — эмские, В — эйфельские, С — воробьевско-ардатовские, D — муллинские, Е — пашийские, F — тиманские.
 1 — скважины; 2 — изопачты, м; 3 — зона отсутствия отложений; классы коллекторов (4–9): 4 — VI, 5 — V, 6 — IV, 7 — III, 8 — II, 9 — I.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Formations: A — Emsian, B — Eifelian, C — Vorobyovskiy-Ardatovskiy, D — Mullinsky, E — Pashiisky, F — Timanian.
 1 — well; 2 — isopach, m; 3 — zone of the deposits absence; reservoir class (4–9): 4 — VI, 5 — V, 6 — IV, 7 — III, 8 — II, 9 — I.
 For other Legend items see Fig. 1

ный класс отмечается только на достаточно локальных участках в западной части центральной зоны Верхнекамско-Чусовской палеовпадины, а также в северо-западных районах зоны палеосводов. Образец с минимальным значением коэффициента пористости (8 %) отобран из скв. 41 Черновской площади на территории Верхнекамско-Чусовской палеовпадины. Максимальные значения пористости 24,9 % установлены для коллектора скв. 7 Крюковской площади. Коллекторы, характеризующиеся высокой пористостью (более 20 %), отмечены также на Рождественской и Сукманской площадях Пермского края. Для большей части западной территории типичны поля коллекторов очень низкой емкости (см. рис. 2 А).

Установлена значимая корреляционная связь между мощностью коллектора и его пористостью ($K_{п, \%}$): $K_{п, \%} = 12,007 + 0,353 \cdot h_{эф}$, $k = 0,63$. Так, зона коллекторов IV класса соответствует зонам распространения максимальных мощностей данной толщи. Их формирование связано с условиями осадконакопления и относительно хорошей сортировкой терригенного материала в зонах заливно-лагунного побережья с развитием баров, кос выноса и т. д.

Эйфельские отложения развиты почти повсеместно, за исключением Камского свода и сопредельных районов на севере, на юге — на Северо-Татарском и Башкирском сводах, а также в районах западнее Казанско-Кажимского авлакогена.

Разрез эйфельского яруса сложен преимущественно карбонатными отложениями, представленными известняками глинистыми и доломитами с прослоями известковистых аргиллитов и мергелей. М.М. Балашова с соавторами (1968) выделили в этой части разреза проницаемый пласт D_v . Его разновозрастность на изучаемой территории свидетельствует об ограниченных возможностях эйфельской толщи как проводящей системы.

По данным 69 скважин общая мощность эйфельских отложений на большей части территории составляет 20–40 м. Максимальные мощности толщи, превышающие 100 м, установлены только в северной части авлакогена. Мощность коллектора на большей части территории составляет первые метры и не превышает 10 м. Минимальная мощность коллектора (0,8 м) отмечена на Гайвинской площади, в скв. 134. Максимальные мощности коллектора характерны для западной части Верхнекамско-Чусовской палеовпадины: на Кулигинской площади, в скв. 510, эффективная мощность составляет 17 м. В зоне развития Казанско-Кажимского авлакогена по ограниченным данным (скв. Советская-1) выделен коллектор мощностью около 3 м при общей мощности всей толщи 50 м. В целом по площади коэффициент песчаности эйфельских отложений изменяется от 2 до 70 %.

Для эйфельских отложений для большей части территории характерно доминирование коллекторов очень низкого (VI) и низкого (V) классов. Об-

ласть развития коллекторов высокого (II) и очень высокого классов (I) локально распространена по площади в пределах юго-западной части Верхнекамско-Чусовской палеовпадины (см. рис. 2 В). В пределах Пермского края на северо-востоке Верхнекамско-Чусовской палеовпадины выделен относительно локальный район развития коллекторов III класса. На Майкорской площади в скв. 15 значение пористости составляет более 20 %.

Воробьевско-ардатовские отложения вскрыты в разрезе большинства скважин, за исключением субмеридионально вытянутой зоны, соответствующей развитию объединенного на тот период Камско-Северо-Татарского палеосвода (см. рис. 2 С). Проницаемые отложения представлены терригенными разностями. Песчаники в основном мономинеральные кварцевые, по гранулометрическому составу — от мелкозернистых до гравийных разной степени окатанности. Общая мощность воробьевско-ардатовских отложений на большей части территории изменяется от первых метров до 20–60 м, а в линейной зоне Казанско-Кажимского авлакогена может превышать 150 м.

В разрезе воробьевских отложений на северных выступах Татарского свода ограничено прослеживается пласт-коллектор D_{IV} мощностью 2–5 м, представленный песчаниками мелкозернистыми массивными и слабосцементированными. Пласт D_{III} (ардатовские слои) установлен на большей части изучаемой территории, сложен разнозернистыми песчаниками и в меньшей степени — алевритами. В центральных и южных районах Пермского края, а также в центральной части территории Удмуртии проницаемые разности пород замещены глинами [6].

Достаточно синхронно с общей мощностью воробьевско-ардатовских отложений изменяется эффективная часть разреза. Коэффициент песчаности толщи составляет от 4 до 90 %. Мощность коллектора в пределах Пермского края и Республики Удмуртия варьирует от первых метров до 40 м, при этом максимальные значения отмечены только в единичных скважинах на Сектырской, Боголюбовской, Золотаревской площадях (Республики Удмуртии). Повышенная эффективная мощность воробьевско-ардатовских отложений зафиксирована в пределах Казанско-Кажимского авлакогена. На севере авлакогена, в скв. 17 Гавриловской площади, мощность коллектора превышает 130 м, а в южной части авлакогена, в скв. 1 Советской площади, она достигает 80 м и более.

По данным 191 скважины для большей части территории свойственно распространение коллекторов низкой (IV и V классы) емкости. Они характерны для западных районов зоны палеосводов, а также для всей восточной части изучаемой территории (см. рис. 2 С). Локальные зоны распространения коллекторов I класса (пористость > 20 %) отмечены в центральной части и на юге Верхнекамско-Чусовской палеовпадины, в центральной

части Камского свода (скв. 8 Егоровской площади), а также на юго-западе Пермского края (Туркинская и Чайкинская площади). Высокоемкие коллекторы с пористостью более 20 % наблюдаются в скважинах Верхнекамско-Чусовской палеовпадины, а также в пределах северной вершины Татарского свода. На юге и севере Казанско-Кажимского авлакогена, в зонах с мощностью коллектора более 40 м, пористость превышает 20 %.

Муллинские отложения представлены песчаниками, аргиллитами и алевролитами и распространены в тех же пределах, что и воробьевско-ардатовские отложения (см. рис. 2 D). Максимальные мощности муллинского горизонта в диапазоне 80–100 м отмечены в осевой зоне Казанско-Кажимского авлакогена. В разрезах скважин прослеживается проницаемый пласт $D_{\text{ц}}$. Коллекторы представлены в основном песчаниками мелко- и среднезернистыми. Максимальная мощность коллектора характерна для территории Казанско-Кажимского авлакогена, где она превышает 40 м (скв. Шихово-Чепецкая-1 — 46 м, скв. Кажимская опорная — 44 м). В пределах центральных и восточных районов Удмуртии установлена меридионально вытянутая зона с повышенной мощностью коллектора до 30 м. Коэффициент песчаности здесь достигает 90 %. К западу, северу и востоку от этой зоны мощность коллектора сокращается до первых метров. В центральной и западной частях Верхнекамско-Чусовской палеовпадины выделены локальные зоны распространения коллектора мощностью более 20 м.

По данным 159 скважин установлено, что для большей части изучаемой территории 3-й литолого-фациальной зоны характерны коллекторы с пористостью более 15 % (см. рис. 2 D). Зоны с распространением наиболее высокоемких коллекторов (пористость более 20 %) выделены преимущественно на территории Республики Удмуртия. В центральной части и на юге Пермского края (Андреевская, Кирилловская, Крюковская и Туркинская площади) коллекторы высокой емкости встречаются в виде локальных зон. Они также развиты в зонах южной и центральной частей Верхнекамско-Чусовской палеовпадины и на севере и юге Казанско-Кажимского авлакогена. Коллекторы наиболее низкого (VI) класса характерны для центральной части Казанско-Кажимского авлакогена, а также для всей восточной части изучаемой территории.

Для муллинских отложений установлена корреляционная связь между мощностью коллектора и общей мощностью толщи: $K_{\text{п}} = 0,5336 \cdot h_{\text{зф}} - 2,886$, $r = 0,8$. Зависимость интерпретируется как осадконакопление с хорошей сортировкой песчаных разностей пород при формировании аккумулятивных морфологических структур типа палеорусел и баров, что подтверждается детальными исследованиями на нефтяных месторождениях.

Пашийские отложения в пределах изучаемой территории распространены не повсеместно: зоны

их отсутствия выделены на севере, востоке и юго-западе (см. рис. 2 E). Отложения пашийского возраста представлены песчаниками разной степени окатанности и отсортированности, с примесью алевролитового материала и пропластками аргиллитов. К пашийскому горизонту приурочен пласт $D_{\text{ц}}$, отличающийся хорошими коллекторскими свойствами [6]. На большей части территории общая мощность пашийского горизонта не превышает 50 м. Максимальные мощности зафиксированы в центральной части Казанско-Кажимского авлакогена, где в пашийское время происходило интенсивное прогибание и компенсированное осадконакопление, что привело к формированию толщи мощностью более 300 м.

На большей части рассматриваемой территории для пашийского горизонта отмечается увеличение мощности коллектора с востока на запад. Зона с повышенной мощностью коллекторов (более 10 м) установлена в Верхнекамско-Чусовской палеовпадине, расположенной в пределах центральных и восточных районов Республики Удмуртия. На юго-востоке Северо-Татарского свода также зафиксирована область с повышенной мощностью коллектора (более 15 м). Зоны с мощностью коллектора более 20 м носят локальный характер. Максимальная мощность коллектора в Верхнекамско-Чусовской палеовпадине составляет 31 м (скв. 833 Базелинской площади). Коэффициент песчаности пашийских отложений для этих территорий варьирует от 60 до 90 %. В южной части авлакогена (Верхошижемская и Шихово-Чепецкая скважины) мощность коллекторов составляет около 70 м, а их доля в разрезе достигает 70 %.

С учетом данных 213 скважин на исследуемой территории в пашийских отложениях можно выделить две зоны развития коллекторов средней пониженной и средней емкости. Первая из них связана с Казанско-Кажимским авлакогеном, а вторая характерна для южной части Верхнекамско-Чусовской палеовпадины.

Обширная зона развития высокоемких коллекторов I класса выделена в центральной части Верхнекамско-Чусовской палеовпадины и на севере Северо-Татарского свода. Проницаемые пласты такого же качества отмечены в единичных скважинах на Пильвенской, Туркинской, Качинской, Крюковской площадях. В центральной части Казанско-Кажимского авлакогена (Сырьянская площадь) и на юге Казанско-Кажимского авлакогена (скв. Советская) выделены коллекторы I класса (эффективная пористость более 21 %). Для пашийских отложений характерно распространение коллектора в виде линз. Зоны низкоемких коллекторов развиты в восточной части территории (см. рис. 2 E).

Тиманские отложения на северо-востоке Волго-Уральской нефтегазоносной провинции распространены практически повсеместно (см. рис. 2 F). Их максимальная мощность установлена глубоким бурением в центральной части Казанско-Кажим-

ского авлакогена на Сырьянской площади и составляет более 600 м, а на большей части территории не превышает 100 м. Чередование глинистых и песчаных пачек в тиманской толще достаточно четко прослеживается на всей территории как при описании керна, так и по данным ГИС.

В отложениях нижней части тиманского горизонта выделен проницаемый пласт D_0 , который прослеживается в виде невыдержанных пластов и линз песчаных алевролитов, переходящих в песчаники [6].

Наибольшие мощности коллекторов характерны для территории Казанско-Кажимского авлакогена. Так, на Сырьянской площади они составляют более 80 м. Для центральной части авлакогена типична эффективная мощность более 20 м, но, как отмечает В.И. Аверьянов с соавторами, наблюдается недостаточная выдержанность коллектора [12]. За пределами Казанско-Кажимского авлакогена мощность тиманских коллекторов составляет первые метры, значения более 10 м отмечены только в единичных скважинах Верхнекамско-Чусовской палеовпадины (Нирмская, Кулигинская, Ягульская площади) и на севере Северо-Татарского свода (Можгинская площадь). На востоке изучаемой территории максимальные значения эффективной мощности редко превышают 5 м.

На большей части изучаемой территории тиманские коллекторы могут быть отнесены к низкому (V) классу с пористостью не более 6 % (см. рис. 2 F). Исключением являются скв. 501 Лозюкской площади, скв. 460 Косинской площади и скв. 185 Мишкинской площади, где пористость коллектора изменяется в диапазоне от 10 до 19 м. Зоны высокоемких коллекторов (более 20 %) установлены в пределах всех тектонических элементов, но наиболее характерны для Казанско-Кажимского авлакогена, Верхнекамско-Чусовской палеовпадины и Северо-Татарского свода. Локальные участки с развитием коллекторов с пористостью более 25 % отмечены на Камском своде (Кудымкарская площадь), на Башкирском своде (Калмиарская площадь). На большей части восточной территории тиманским отложениям соответствуют области развития очень низкоемких коллекторов (см. рис. 2 F).

Результаты исследований

Логичным развитием представлений о качестве пород-коллекторов является экспертная (диапазонная) оценка региональных геофильтрационных условий миграции флюидов в девонских терригенных отложениях. Первичная информация о емкостных параметрах отложений и эффективной мощности толщ позволяет выполнить интегральную оценку на основе диапазонных расчетов.

В качестве характеристик геофильтрационных условий миграции могут быть использованы два достаточно близких по сути гидродинамических показателя среды: гидропроводность и водопроницаемость.

Гидропроводность ($\text{мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{мПа} \cdot \text{с})$) изменяется при нефтепромысловых исследованиях скважин, главным образом на локальных объектах (залежь, интервал испытаний). Водопроницаемость ($\text{м}^2/\text{сут}$) вычисляется как произведение коэффициента фильтрации (K_f , $\text{м}/\text{сут}$) на эффективную мощность (m , м). Данный параметр является информативным показателем свойств геофильтрационных сред и широко используется как на локальных участках, так и при региональных исследованиях нефтегазоводоносных комплексов. Водопроницаемость может быть рекомендована к использованию для экспертной оценки вторичной миграции УВ в следующей последовательности расчетов: оценка проницаемости (K_{np} , мкм^2) по зависимости $K_{np} = f(K_n)$, пересчет проницаемости в коэффициент фильтрации, расчет водопроницаемости.

Оценка проницаемости проводится на основе обобщенной зависимости для девонских терригенных коллекторов $lg(K_{np}) = 0,24 \cdot K_n - 1,977$. Доверительный диапазон зависимости по пористости — 10–20 %. Значения пористости ниже 10 % в расчетах не учитывались, а превышающие верхний предел принимались равными 20 %, поскольку вероятность пространственного развития высокоемких коллекторов в девонских терригенных отложениях может быть принята только для локальных участков. Следует отметить высокую сходимость результатов расчетов по зависимостям $K_{np} = f(K_n)$ для различных регионов. В качестве примера приводится сопоставление расчетов по представленной формуле с оценкой проницаемости девонских терригенных отложений на Сиреневском месторождении Республики Татарстан по зависимости $K_{np} = 0,0137 \cdot e^{0,5252 \cdot K_n}$, $r^2 = 0,8363$ (рис. 3) [13].

Пересчет K_{np} в K_f производился по зависимости $K_f = 0,864 \cdot K_{np} \cdot \rho/\mu$, где ρ — плотность пластовой воды (принята $1,173 \text{ г}/\text{см}^3$) и μ — вязкость (принята $1,66 \text{ мПа} \cdot \text{с}$).

Выполненные расчеты имеют диапазонный и, безусловно, лишь экспертный характер, однако следует признать, что альтернативного способа оценки свойств путей миграции не существует. Весьма редкие прямые гидродинамические исследования проводятся избирательно и главным образом только на нефтяных месторождениях.

Анализ результатов оценки проводимости девонских терригенных отложений проводился на основе построения диаграмм boxplot («ящик с усами», коробчатая диаграмма), предложенных Дж. Тьюки [14], как наиболее простого в реализации, эффективного и наглядного метода. Результаты обработки данных по литофациальным зонам представлены на рис. 4, 5.

Оценка суммарной проводимости разреза девонского терригенного комплекса (см. рис. 4) показала достаточно большой разброс значений



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Зависимость проницаемости от открытой пористости терригенных пород пашийского и кыновского (тиманского) горизонтов (по [13], с дополнениями)

Fig. 3. Permeability as a function of open porosity in terrigenous Pashiisky and Kynovsky (Timanian) horizons (from [13], complemented)

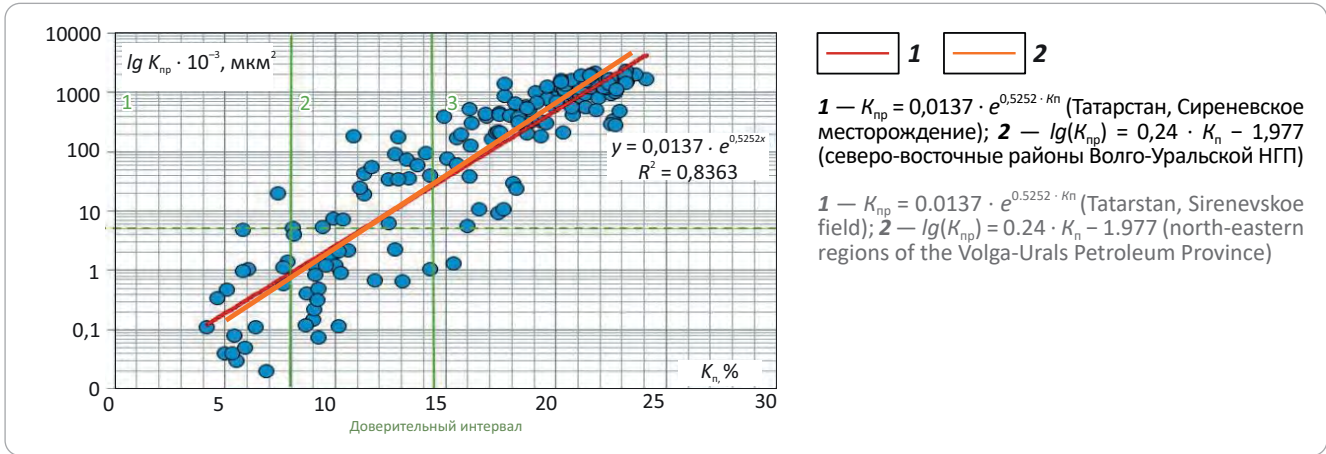
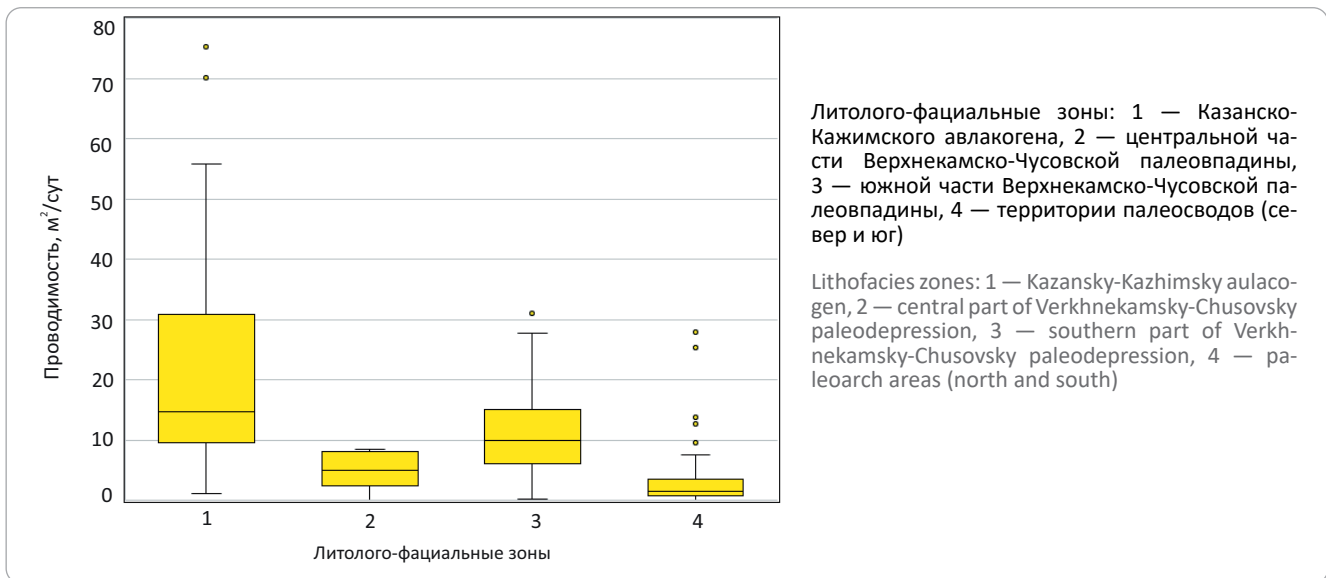


Рис. 4. Диаграммы суммарной проводимости девонского терригенного комплекса по литофациальным зонам

Fig. 4. Diagram of overall conductivity in lithofacies zones of the Devonian terrigenous sequence

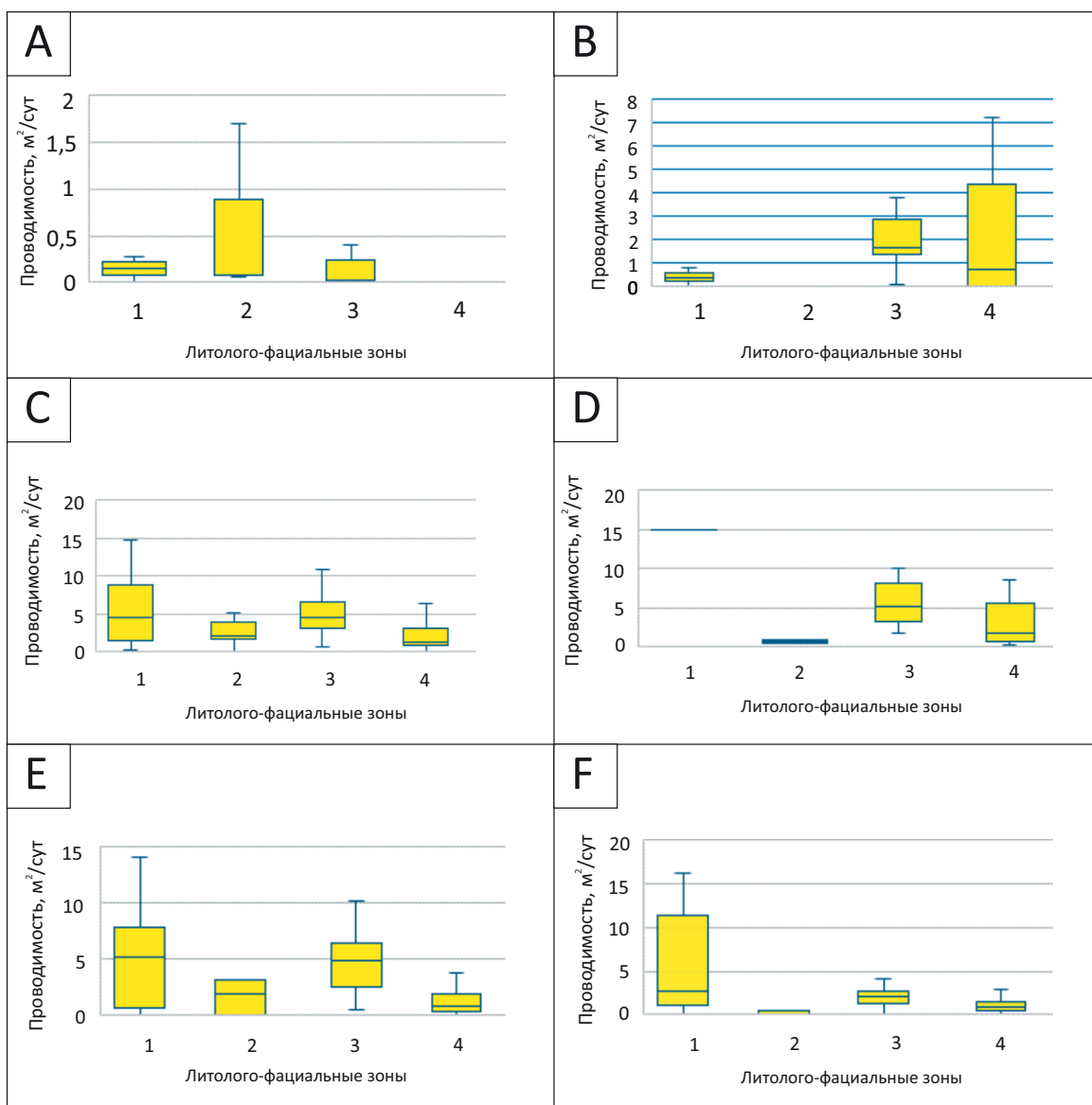


практически для всех литолого-фациальных зон. В этих условиях оценку наиболее вероятных показателей проводимости следует ограничить значениями, не превышающими границу верхнего квартиля (75 %-й квартиль — на диаграммах), а при более осторожных оценках — даже медианной величиной. Нижняя граница выборки не устанавливалась. На основе экспертных представлений о ничтожно низкой вероятности пространственной реализации систем высокой проводимости (литологическая неоднородность, лентукулярность сред) данные, относящиеся к верхним «усам» и «выбросам» диаграмм (25 % ряда), при построении карт исключаются из выборки.

Сравнительный анализ показывает, что за счет большой общей мощности суммарная прово-

димность комплекса (см. рис. 4) в литолого-фациальной зоне 1 (Казанско-Кажимский авлакоген) является аномальной для изучаемого региона. Максимальная проводимость здесь оценивается значением $31 \text{ м}^2/\text{сут}$, но медианное значение гораздо ниже — $15 \text{ м}^2/\text{сут}$. В соответствии с дифференцированной оценкой (см. рис. 5), проводимость разреза обеспечивается отложениями средней и верхней частей комплекса: воробьевско-ардаатовскими, муллинскими, пашийскими и тиманскими. Следует отметить, что по представлениям В.И. Аверьянова и Л.В. Шаронова, в данной зоне выдержанных по площади проницаемых пластов не встречено, хотя среди известняков, мергелей и алевролитов наблюдаются прослои алевролитов и песчаников [5, 12]. Скопления нефти в последних свидетельствуют о

Рис. 5. Диаграммы проводимости девонских терригенных отложений по литолого-фациальным зонам
Fig. 5. Conductivity diagrams for lithofacies zones of the Devonian terrigenous deposits



Отложения: А — эмские, В — эйфельские, С — воробьевско-ардаатовские, D — муллинские, Е — пашийские, F — тиманские.

Усл. обозначения см. на рис. 4

Formations: A — Emsian, B — Eifelian, C — Vorobyovskiy-Ardatovskiy, D — Mullinsky, E — Pashiyskiy, F — Timanian.
 For Legend see Fig. 4

том, что они участвовали в процессах миграции и аккумуляции [5].

На карте проводимости зона высоких характеристик соответствует зоне развития Казанско-Кажимского авлакогена и проявляется в виде обширной субмеридиональной зоны вдоль западной границы Верхнекамско-Чусовской палеовпадины (рис. 6). Зона центральной части Верхнекамско-Чусовской палеовпадины характеризуется относительно более низкой прогнозной проводимостью разреза девонского терригенного комплекса: пороговое значение 75 %-го квартиля здесь составляет

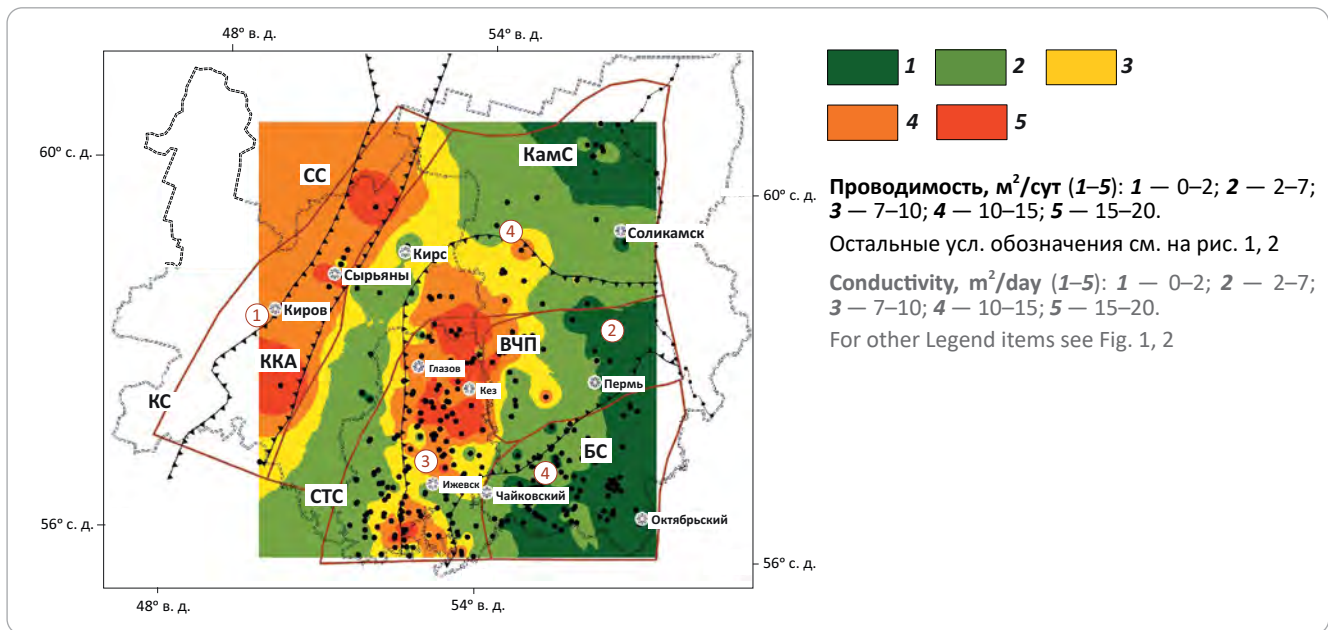
8 м²/сут, а медианное значение — 5 м²/сут. Суммарная проводимость девонских терригенных отложений обеспечивается здесь за счет эмских, воробьевско-ардаатовских и пашийских отложений (см. рис. 5). Анализ пространственного распределения проводимости в данной зоне свидетельствует о последовательном снижении миграционных характеристик комплекса в восточном направлении.

Достаточно высокие характеристики проводящей толщи прогнозируются для южной части Верхнекамско-Чусовской палеовпадины, где верхний квартиль составляет 15 м²/сут, а медиана проводи-



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Схематическая карта проводимости девонского терригенного комплекса
Fig. 6. Schematic map of conductivity of the Devonian terrigenous sequence



мости — 10 м²/сут (см. рис. 4). Основными проводящими горизонтами в равной степени являются все отложения, кроме эмских. Относительно высокая проводимость девонских терригенных отложений соответствует большей части территории данной литолого-фациальной зоны (см. рис. 6).

Обширная зона палеосводов имеет наиболее низкие прогнозные характеристики проводимости девонского терригенного комплекса: верхний пороговый квартиль здесь соответствует 4 м²/сут, а медианное значение — лишь около 2 м²/сут (см. рис. 4). Суммарная проводимость комплекса в данной зоне складывается только из относительно низких значений характеристик эйфельских, воробьевско-ардатовских, муллинских, в меньшей степени — пашийских и тиманских отложений (см. рис. 5). В пространственном распределении характеристик комплекса следует отметить более высокие проводимости северной и западной частей литолого-фациальной зоны относительно ее юго-западной территории (см. рис. 6).

Заключение

По данным, полученным в ходе выполнения исследования, можно сделать следующие выводы.

1. В девонских терригенных отложениях преобладают коллекторы очень низкой, низкой и средней пониженной емкости. Коллекторы средней емкости и выше всегда развиты лишь локально.

2. В разрезе комплекса наиболее обширные зоны коллекторов низкой и средней пониженной емкости характерны для воробьевско-ардатовских, муллинских и пашийских отложений. В этих же интервалах разреза прогнозируются благоприятные зоны аккумуляции УВ.

3. Оценка водопроводимости разреза обеспечивает комплексность изучения нефтяных систем в сочетании «генерация – миграция – аккумуляция».

4. Наиболее благоприятные условия для миграции УВ установлены для средней и верхней частей девонского терригенного комплекса (от воробьевско-ардатовских до тиманских отложений).

5. В качестве эффективных элементов миграционной системы комплекса во всех литофациальных зонах рассматриваются проводящие толщи в воробьевско-ардатовских и пашийских отложениях. Проводимость муллинских отложений прогнозируется только в зоне южной части Верхнекамско-Чусовской палеовпадины и в зоне палеосводов.

6. Предположительно высокие проводимости разреза мощной толщи девонских терригенных отложений в Казанско-Кажимском авлакогене, по-видимому, не всегда могут быть реализованы в силу значительного разобщения эффективных интервалов разреза по вертикали и значительной неоднородности по латерали.

Литература

1. Пайразян В.В. Углеводородные системы (бассейны древних платформ России). – М.: Спутник+, 2010. – 153 с.
2. Magoon L.B., Schmoker J.W. The total petroleum system — the natural fluid network that constrains the assessment unit. Chapter PS in U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment — Description and Results // U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-60, 4 CD-ROMS. – 2000. – 196 p.

3. Mancini E.A., Goddard D.A., Barnaby R., Aharon P. Basin analysis and petroleum system characterization and modeling, interior salt basins, central and eastern Gulf of Mexico // U.S. Department of Energy, Final Technical Report, Phase I, Project DEFC 26- 03NT15395. – 2006. – 427 с.
4. Балашова М.М., Абызов В.И. Типы разрезов кыновско-эйфельской толщи верхнего и среднего девона. – Пермь : Уч. зап. Пермск. ун-та, 1967. – 242 с.
5. Шаронов Л.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна. – Пермь : Перм. кн. изд-во, 1971. – 290 с.
6. Винниковский С.А., Шаронов Л.В. Закономерности размещения и условий формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. – М. : Недра, 1961. – 272 с.
7. Карасева Т.В., Кожевникова Е.Е. Девонский терригенный нефтегазоносный комплекс южных районов Пермского края. Новые представления о геологическом строении и формировании нефтегазоносности. – Пермь : Издательский центр Пермского гос. нац. исследовательского ун-та, 2019. – 143 с.
8. Путилов И.С., Винокурова Е.Е., Пулина А.С. и др. Региональная оценка нефтегазоносности девонских терригенных отложений на юге Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 8. – С. 34–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-34-43.
9. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Воеводкин В.Л. Сырьевая база Пермского края: состояние и перспективы развития // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 18–22.
10. Яковлев Ю.А. Гидрогеохимические кластеры продуктивных комплексов северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 7. – С. 60–64.
11. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. – М. : Недра, 1973. – 304 с.
12. Аверьянов В.И., Мельникова А.И., Фомина Л.С. Стратиграфия терригенных отложений девона Удмуртии и Кировской области // Тр. ВНИГНИ. – Вып. 7. – 1966. – 395 с.
13. Ханбикова Р.Р. Сравнение методик определения граничных значений пористости и проницаемости по данным исследования керна [Электронный ресурс] // Нефтяная провинция. – 2017. – Т. 12. – № 4. – Режим доступа: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_47dc792cc0a746d8a36b984b71925595.pdf (дата обращения: 03.03.2023 г.). DOI: 10.25689/NP.2017.4.65-82.
14. Тьюки Дж. Анализ результатов измерений. – М. : Мир, 1981. – 693 с.

References

1. Pairazyan V.V. Hydrocarbon systems (basins of ancient platforms of Russia) [Uglevodorodnye sistemy (basseiny drevnikh platform Rossii)]. Moscow: Sputnik+; 2010. 153 p. In Russ.
2. Magoon L.B., Schmoker J.W. The total petroleum system — the natural fluid network that constrains the assessment unite, Chapter PS in U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment — Description and Results. In: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-60, 4 CD-ROMS; 2000. 196 p.
3. Mancini E.A., Goddard D.A., Barnaby R., Ahagop R. Basin analysis and petroleum system characterization and modeling, interior salt basins, central and eastern Gulf of Mexico: U.S. Department of Energy, Final Technical Report, Phase I, Project DEFC 26- 03NT15395; 2006. 427 p.
4. Balashova M.M., Abyzov V.I. Types of sections of the Kynovo-Eiffel strata of the Upper and Middle Devonian [Tipy razrezov kynovsko-eifel'skoi tolshchi verkhnego i srednego devona]. Perm: Uch. zap. Perm. un-ta; 1967. 242 p. In Russ.
5. Sharonov L.V. Formation of oil and gas fields in the northern part of the Volga-Ural basin [Formirovanie neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii severnoi chasti Volgo-Ural'skogo basseina]. Perm: Perm. kn. izd-vo; 1971. 290 p. In Russ.
6. Vinnikovskiy S.A., Sharonov L.V. Regularities of placement and conditions of formation of oil and gas deposits of the Volga-Ural region [Zakonomernosti razmeshcheniya i uslovii formirovaniya zalezhei nefiti i gaza Volgo-Ural'skoi oblasti]. Moscow: Nedra; 1961. 272 p. In Russ.
7. Karaseva T.V., Kozhevnikova E.E. Devonian terrigenous oil and gas complex of the southern regions of Perm Krai. New ideas about the geological structure and formation of oil and gas potential: monograph [Devonskii terrigennyi neftegazonosnyi kompleks yuzhnykh raionov Permskogo kraja. Novye predstavleniya o geologicheskom stroenii i formirovanii neftegazonosnosti]. Perm: Izdatel'skii tsentr Permskogo gos. nats. issledovatel'skogo un-ta; 2019. 143 p. In Russ.
8. Putilov I.S., Vinokurova E.E., Pulina A.S. et al. Regional assessment of oil and gas potential of Devonian terrigenous deposits in the south of Perm Krai. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2020;(8):34–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-34-43. In Russ.
9. Lyadova N.A., Yakovlev Yu.A., Voevodkin V.L. The raw material base of the Perm Krai: state and prospects of development. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2009;(4):18–22. In Russ.
10. Yakovlev Yu.A. Hydrogeochemical clusters of productive complexes of the northeastern part of the Volga-Ural oil and gas province. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2014;(7):60–64. In Russ.
11. Khanin A.A. Rocks-reservoirs of oil and gas of the oil and gas provinces of the USSR [Porody-kollektory nefiti i gaza neftegazonosnykh provintsiy SSSR]. Moscow: Nedra, 1973. 304 p. In Russ.
12. Aveyanov V.I., Melnikova A.I., Fomina L.S. Stratigraphy of terrigenous deposits of the Devonian of Udmurtia and the Kirov region [Stratigrafiya terrigennykh otlozhenii devona Udmurtii i Kirovskoi oblasti]. In: Tr. VNIIGNI. Vyp. 7. 1966. 395 p. In Russ.
13. Khanbikova R.R. Comparison of methods for determining the boundary values of porosity and permeability according to core research data Oil Province. 2017; 12(4). Available at: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_47dc792cc0a746d8a36b984b71925595.pdf (accessed on 13.03.2023). DOI: 10.25689/NP.2017.4.65-82. In Russ.
14. Tukey J.W. Exploratory data analysis. Reading, MA: Addison-Wesley; 1981. 693 p. In Russ.

Информация об авторах**Кожевникова Елена Евгеньевна**

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент, заведующий кафедрой
ФГАОУ ВО «Пермский государственный
национальный исследовательский университет»,
614068 Пермь, ул. Букирева д. 15
e-mail: eekozhevnikova@bk.ru
ORCID ID: 0000-0002-5846-8197

Яковлев Юрий Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент
ФГАОУ ВО «Пермский государственный
национальный исследовательский университет»,
614068 Пермь, ул. Букирева д. 15
e-mail: yyakovlev@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-4111-0471

Башкова Светлана Евгеньевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент
ФГАОУ ВО «Пермский государственный
национальный исследовательский университет»,
614068 Пермь, ул. Букирева д. 15
e-mail: sbashkova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-9025-229X

Боталова Ангелина Витальевна

Инженер
ФГАОУ ВО «Пермский государственный
национальный исследовательский университет»,
614068 Пермь, ул. Букирева д. 15
e-mail: botalova.angelina2014@yandex.ru
ORCID ID: 0009-0009-4129-1311

Information about authors**Elena E. Kozhevnikova**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Assistant professor, Head of Department
Perm
state university,
15, ul. Bukireva, Perm, 614068, Russia
e-mail: eekozhevnikova@bk.ru
ORCID ID: 0000-0002-5846-8197

Yurii A. Yakovlev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Assistant professor
Perm
state university,
15, ul. Bukireva, Perm, 614068, Russia
e-mail: yyakovlev@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-4111-0471

Svetlana E. Bashkova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Assistant Professor
Perm
state university,
15, ul. Bukireva, Perm, 614068, Russia
e-mail: sbashkova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-9025-229X

Angelina V. Botalova

Engineer
Perm
state university,
15, ul. Bukireva, Perm, 614068, Russia
e-mail: botalova.angelina2014@yandex.ru
ORCID ID: 0009-0009-4129-1311

УДК 553.982.23+552.54

DOI 10.41748/0016-7894-2023-3-59-82

Закономерности строения и перспективы нефтегазоносности верхнедевон-турнейских карбонатных и глинисто-карбонатных комплексов прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов

© 2023 г. | Н.К. Фортунатова, М.А. Бушуева, А.С. Канев, Г.А. Белоусов, А.В. Баранова, Н.Ю. Холмянская

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Россия, Москва, fortunatova@vnigni.ru; bushueva@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; belousov@vnigni.ru; baranova@vnigni.ru; natahol@vnigni.ru

Поступила 27.04.2023 г.

Доработана 05.05.2023 г.

Принята к печати 08.05.2023 г.

Ключевые слова: *Волго-Уральская нефтегазоносная провинция; верхнедевон-турнейский нефтегазоносный комплекс; Камско-Кинельская система прогибов; Актаныш-Чишминский палеопргиб; литологические ловушки нефти; карбонатные клиноформы; типы коллекторов; седиментационные модели; сейсмогеологические критерии.*

Аннотация: В статье рассмотрены закономерности строения и перспективы нефтеносности карбонатных клиноформных комплексов верхнедевон-турнейского возраста, широко развитых в прибортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Охарактеризованы типы коллекторов и закономерности их распределения в клиноформных комплексах — литологических ловушках углеводородов. Приведены критерии их выделения по данным бурения и сейсморазведки. Использована методика разработки геолого-геофизических эталонных разрезов различных седиментационных зон палеобассейна: внешних, внутренних прибортовых и центральных зон Камско-Кинельских прогибов и склонов Южно-Татарского, Северо-Татарского, Башкирского палеосводов. Приведена литолого-фациальная характеристика верхнедевон-турнейских отложений Актаныш-Чишминского палеопргиба и склона Южно-Татарского палеосвода. Рассмотрены основные типы пород, слагающих клиноформные тела подводных конусов выноса обломочного карбонатного материала на внешних склонах палеосводов и в прибортовых зонах палеопргибов. Разработаны литолого-фациальные модели, отражающие строение разрезов различных седиментационных зон и развитие бассейна седиментации в среднем — позднем фране, фамене и турне. Приведены сейсмогеологические критерии выявления и картирования карбонатных клиноформных тел. На основе комплексной интерпретации современных сейсморазведочных данных 2D и результатов бурения выполнен прогноз литологических ловушек в фаменских и турнейских карбонатных клиноформах на склоне Южно-Татарского свода и в Благовещенской впадине.

Для цитирования: Фортунатова Н.К., Бушуева М.А., Канев А.С., Белоусов Г.А., Баранова А.В., Холмянская Н.Ю. Закономерности строения и перспективы нефтегазоносности верхнедевон-турнейских карбонатных и глинисто-карбонатных комплексов прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов // Геология нефти и газа. — 2023. — № 3. — С. 59–82. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-59-82.

Common structural features and petroleum potential of Upper Devonian-Tournaisian carbonate and argillaceous-carbonate sequences in near-flank zones of Kamsky-Kinelsky trough system

© 2023 | N.K. Fortunatova, M.A. Bushueva, A.S. Kanev, G.A. Belousov, A.V. Baranova, N.Yu. Kholmyanskaya

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; fortunatova@vnigni.ru; bushueva@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; belousov@vnigni.ru; baranova@vnigni.ru; natahol@vnigni.ru

Received 27.04.2023

Revised 05.05.2023

Accepted for publication 08.05.2023

Key words: *Volga-Urals Petroleum Province; Upper Devonian-Tournaisian play; Kamsky-Kinelsky paleotrough system; Aktanysh-Chishminsky paleotrough; oil stratigraphic trap; carbonate clinoform; reservoir type; depositional model; geoseismic criteria.*

Abstract: The authors discuss common structural features and petroleum potential of the Upper Devonian-Tournaisian carbonate clinoform sequences well represented in the near-flank zones of Kamsky-Kinelsky trough system in the Volga-Urals Petroleum Province. Characteristics of reservoir types and special features of their occurrence within clinoform sequences (hydrocarbon stratigraphic traps) are presented. The authors recite the criteria for their identification using drilling and seismic data. Methodology of reference geological and geophysical section development for different depositional zones of the paleobasin is applied; the mentioned zones are: outer, inner near-flank and central zones of Kamsky-Kinelsky paleo-

otroughs, and slopes of South Tatarsky, North Tatarsky, and Bashkirsky paleoarches. Lithofacies characterization of Upper Devonian-Tournaisian deposits of the Aktanysh-Chishminsky paleotrough and South Tatarsky paleoarch are presented. The authors discuss main rock types that compose clinoform bodies of submarine fans (clastic carbonate material) on the outer slopes of paleoarches and in the near-flank zones of paleotroughs. Lithofacies models showing the structure of main depositional zones and evolution of the sedimentation basin in the Middle – Later Frasnian, Famennian, and Tournaisian time are created. Geoseismic criteria for carbonate clinoform bodies identification and mapping are pointed out. Basing on the integrated interpretation of the recent 2D seismic and drilling data, prediction of stratigraphic traps in the Famennian and Tournaisian carbonate clinoforms on the slope of South Tatarsky arch and in the Blagoveschensky depression is conducted.

*For citation: Fortunatova N.K., Bushueva M.A., Kanev A.S., Belousov G.A., Baranova A.V., Kholmyanskaya N.Yu. Common structural features and petroleum potential of Upper Devonian-Tournaisian carbonate and argillaceous-carbonate sequences in near-flank zones of Kamsky-Kinelsky trough system. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(3):59–82. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-59-82. In Russ.*

Введение

В настоящее время, ввиду сокращения фонда традиционных антиклинальных поисковых объектов УВ в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП), возрос интерес к изучению строения и закономерностей размещения ловушек УВ литологического типа. К ним относятся отложения обломочного карбонатного материала, слагающие клиноформные тела вдоль внешних и внутренних прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов. Их карбонатный органогенно-обломочный состав, парагенетическая связь с нефтематеринскими углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами доманикового типа, наличие нефтяных месторождений определяют перспективы открытия новых залежей.

Изучением строения верхнедевон-турнейских отложений прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов занимались многие исследователи, начиная с М.М. Грачевского [1], О.М. Мкртчяна [2, 3], О.Р. Хачатряна [4], Ф.И. Хатьянова [5], В.М. Проворова [6], Е.Д. Войтовича [7], М.Ф. Мирчинка [8] и др.

Большинство исследователей рассматривали эти карбонатные тела в качестве органогенных построек, распространенных на границе мелкого шельфа и депрессионных отложений палеопрогиба.

Наиболее подробно строение отложений прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов охарактеризовано в работе О.М. Мкртчяна [2], где он продемонстрировал асимметричное строение бортов прогибов, осложненных верхнефранскими, фаменскими и турнейскими клиноформными комплексами.

Позднее строение разрезов верхнедевон-турнейских отложений Усть-Черемшанского, Мухано-Ероховского, Калининского, Верхнекамского и Актаныш-Чишминского палеопрогибов было освещено в работах [9–13]. Была составлена карта размещения верхнедевон-турнейских клиноформных комплексов и синхронных им отложений (рис. 1).

Тем не менее до настоящего времени оставался ряд нерешенных вопросов, касающихся литологического состава пород и их петрофизических свойств, стратиграфического расчленения и корреляции разнофациальных отложений, характера распределения линз обломочных пород, направлений поступления обломочного карбонатного и глини-

стого материала на внешние зоны склонов палеосводов и прибортовые области палеопроегибов.

В последние годы авторами статьи было проведено комплексное повторное изучение разрезов скважин, включая литологическое, петрофизическое, геохимическое исследование керна, определение микрофауны (фораминифер и конодонтов), седиментологический анализ керна и результатов геофизических исследований скважин. В результате были охарактеризованы разрезы верхнедевон-турнейских отложений следующих палеопроегибов: Усть-Черемшанского (10 скважин), Мухано-Ероховского (18 скважин), Актаныш-Чишминского (31 скважина), Шалымского (3 скважины), Калининского (5 скважин), Можгинского (2 скважины), Сарапульского (3 скважины), а также разрезов внешних зон склонов палеосводов: Южно-Татарского (26 скважин), Камского (2 скважины), Башкирского (21 скважина), Жигулевского (16 скважин).

Работы по повторному изучению разрезов скважин сопровождалась сейсмостратиграфической интерпретацией данных региональной сейсморазведки [10, 12, 13].

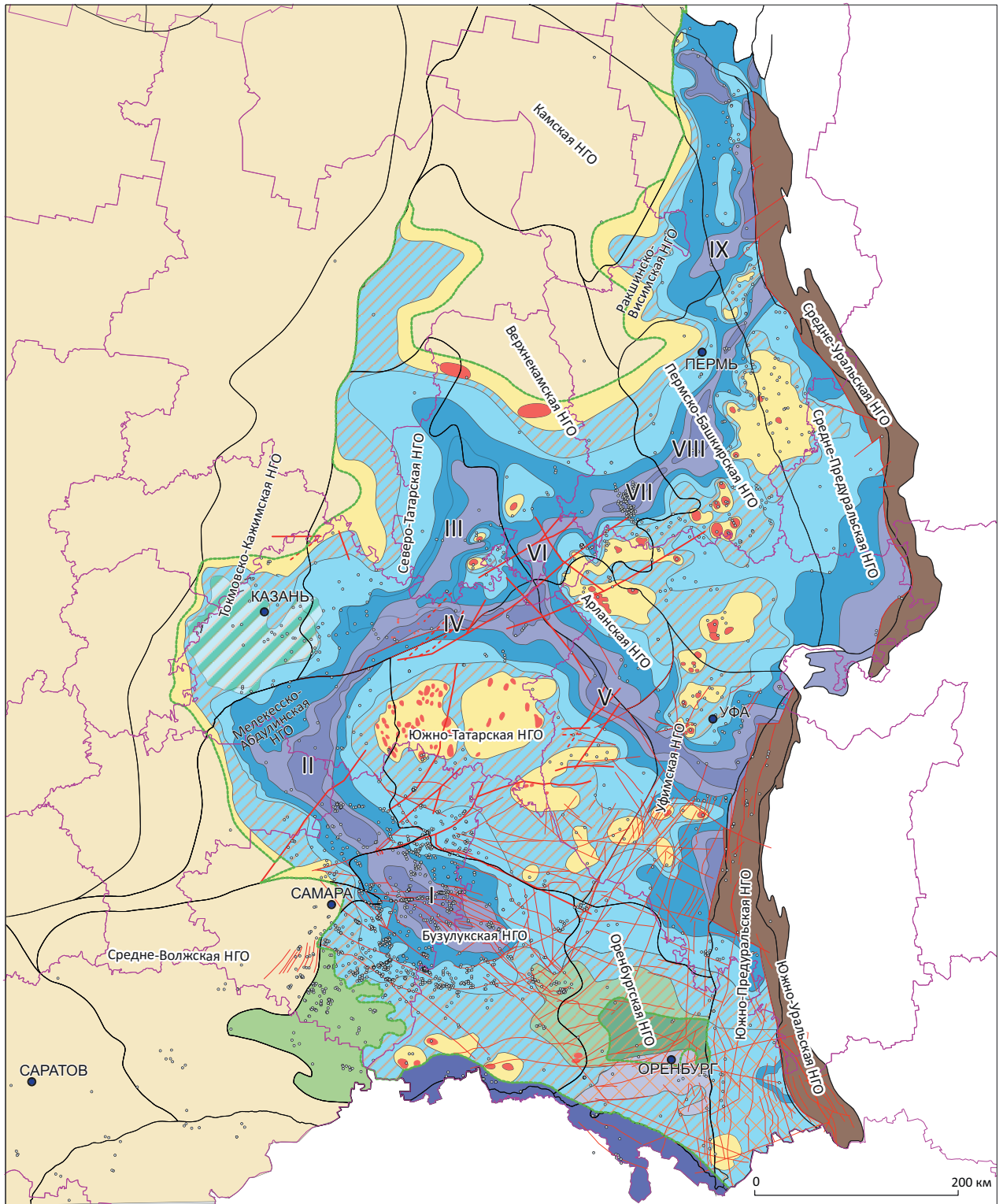
В 2019–2022 гг. в малоизученных зонах юго-восточной части склона Южно-Татарского палеосвода и на юго-востоке Актаныш-Чишминского палеопроегиба (Благовещенская впадина) проведены региональные сейсморазведочные работы, одной из задач которых было выявление закономерностей строения фамен-турнейских клиноформных комплексов. На изучаемой территории выполнено 1607 км сейсморазведочных работ и проанализировано 46 скважин (рис. 2), что позволило выработать надежные сейсмогеологические критерии выявления и картирования карбонатных клиноформных комплексов фаменского и турнейского ярусов в пределах бортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов — литологических ловушек УВ.

Общие закономерности формирования карбонатных подводных конусов выноса (карбонатных клиноформ)

Строение и состав подводных конусов выноса обломочного материала на склонах бассейнов обусловлены трансгрессивно-регрессивными этапами развития седиментационного бассейна и морфологией склонов [14]. В бассейнах карбонатной седиментации с трансгрессивными этапами обычно

Рис. 1. Карта строения верхнедевон-турнейского комплекса в границах распространения отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП (со снятой послетурнейской частью осадочного чехла) ([10], с изменениями)

Fig. 1. Map of the structure of Upper Devonian-Tournaisian series within the Domanik-type formation occurrence in the Volga-Urals Petroleum Province (the post-Tournaisian part of sedimentary cover is removed) ([10], modified)



Усл. обозначения к рис. 1

Legend for Fig. 1

Седиментационные зоны (1–16): 1 — центральная часть палеопроггиба, 2 — внутренняя прибортовая палеопроггиба (развития клиноформных комплексов кизеловского возраста), 3 — внешняя прибортовая палеопроггиба (развития клиноформных комплексов черепетского возраста), 4 — внешняя склона палеосвода (развития клиноформных комплексов позднефаменского возраста), 5 — внутренняя склона палеосвода (развития клиноформных комплексов среднего фамена и межрифовых проливов), 6 — внутренняя склона палеосвода с глинистой услонской свитой в верхней части воронежского горизонта, 7 — центральная часть палеосвода с рифовыми постройками в нижнем и среднем фамене, 8 — внутренняя склона палеосвода с верхнефранско-нижнефаменской колганской свитой, 9 — распространения рифовых построек, установленных по данным бурения и сейсморазведки, 10 — развития верхнефранского глинистого конуса, 11 — развития карбонатно-глинистых конусов выноса верхнего франа и фамена, 12 — внутренняя склона палеосвода с колганской терригенной свитой в верхнем фране, 13 — залегания заволжских отложений на отложениях нижнего девона, 14 — залегания заволжских отложений на отложениях ордовика, 15 — залегания верхнедевон-турнейских отложений в аллохтоне и передовых складках Урала, 16 — отсутствия отложений доманикового типа; 17 — разрывные нарушения; **границы (18–20):** 18 — НГО, 19 — административные, 20 — распространения отложений доманикового типа; 21 — скважины

Sedimentation zones (1–16): 1 — central part of paleotrough, 2 — inner near-flank part of paleotrough (development of the Kizelovsky clinoform sequences), 3 — outer near-flank part of paleotrough (development of the Cherepetsky clinoform sequences), 4 — outer part of paleoarch slope (development of the Later Famennian clinoform sequences), 5 — inner part of paleoarch slope (development of the Middle Famennian clinoform sequences and interreef straits), 6 — inner part of paleoarch slope with argillaceous Uslonsky Formation in the upper part of the Voronezhsky horizon, 7 — central part of paleoarch with reef buildups in Lower and Middle Famennian, 8 — inner part of paleoarch slope with Upper Frasnian-Lower Famennian Kolgansky Formation, 9 — reef buildups identified using drilling and seismic data, 10 — development of Upper Frasnian argillaceous fan, 11 — development of Upper Frasnian and Famennian argillaceous-carbonate fans, 12 — inner part of paleoarch slope with the terrigenous Kolgansky Formation in the Upper Frasnian, 13 — Zavolzhsky deposits rest on Lower Devonian deposits, 14 — Zavolzhsky deposits rest on the Ordovician deposits, 15 — Upper Devonian-Tournaisian deposits occur in allochthon and forefolds of the Urals, 16 — zone where the Domanik-type deposits are absent; 17 — faults; **boundaries (18–20):** 18 — Petroleum Area, 19 — administrative, 20 — occurrence of Domanik-type deposits; 21 — wells

связано формирование мелководных шельфовых карбонатов и рифовых построек, последовательно замещающихся по направлению к глубоководным частям бассейна карбонатными брекчиями рифового склона, карбонатно-глинистыми и кремнисто-карбонатными ритмично построенными толщами, содержащими линзы карбонатных брекчий с углеродистым карбонатно-кремнистым заполнителем. В регрессивную стадию происходят интенсивный размыв шельфовых мелководных отложений и транспортировка обломочного карбонатного материала вниз по склону. Перенос осуществляется грубообломочными высокоплотными (дебридными) и низкоплотными турбидитными потоками.

Грубообломочные породы, представленные большей частью массивными карбонатными брекчиями, переносятся по склону, формируя транспортные русла, и осаждаются на террасах или уступах склона в виде аккумулятивных конусов [15, 16].

Стратиграфическое расчленение и корреляция разрезов прибортовых и осевых зон Камско-Кинельской системы прогибов

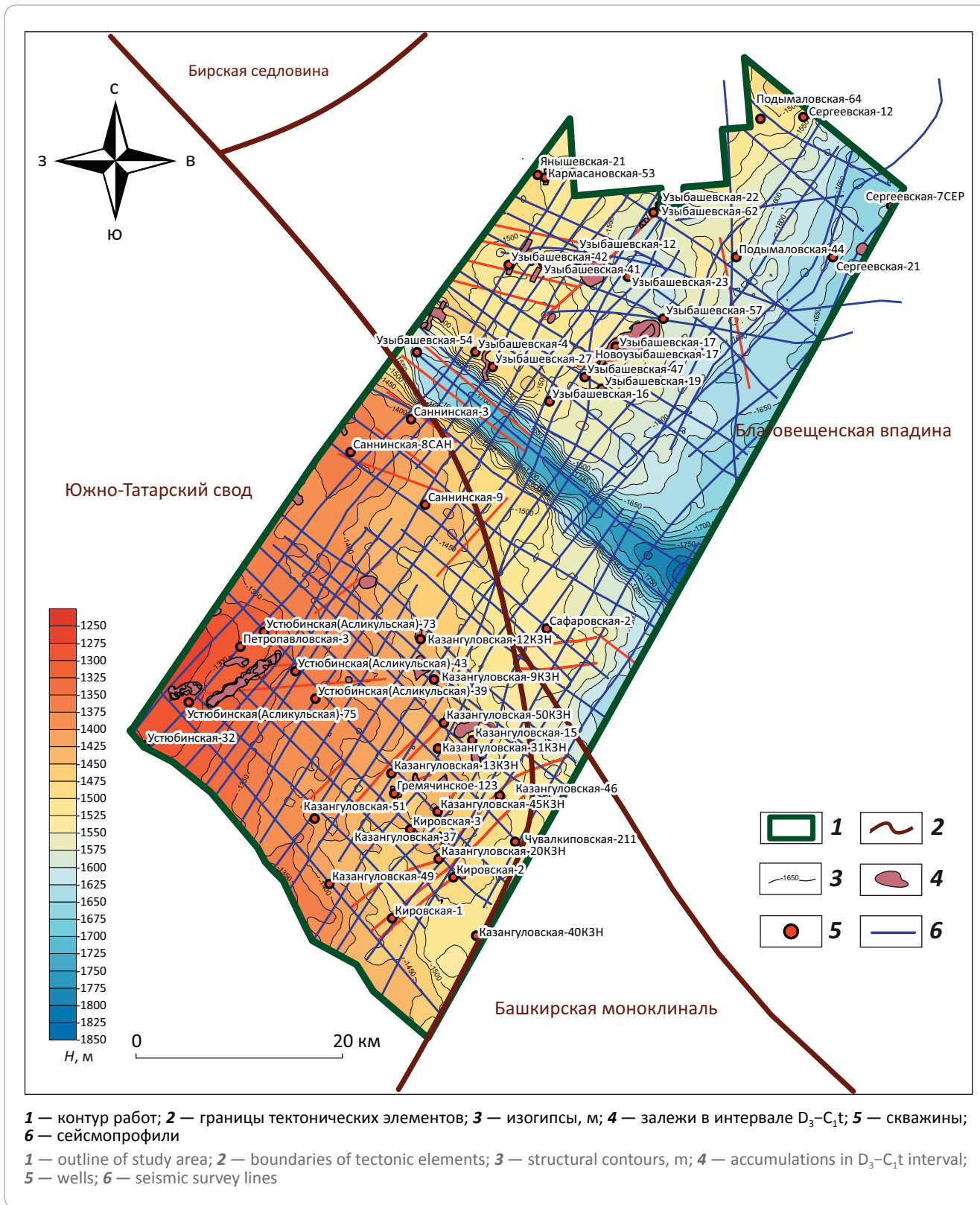
Карбонатные отложения верхнего девона и турнейского яруса в зонах перехода от мелководных шельфовых областей к центральным частям палеопроггибов имеют чрезвычайно сложное строение, характеризуются резкими изменениями мощности стратонтов и отсутствием прослеживающихся реперных горизонтов. Неравномерная охарактеризованность разрезов биостратиграфическими данными также затрудняет корреляцию отложений в полифациальных карбонатных комплексах. Для

решения стратиграфических задач авторы статьи использовали методику разработки геолого-геофизических эталонов разрезов конкретных седиментационных зон палеобассейна. Эталонные разрезы разработаны для внешних, внутренних прибортовых и центральной зон Усть-Черемшанского, Мухано-Ероховского и Актаныш-Чишминского прогибов, а также для склонов Южно-Татарского, Северо-Татарского, Башкирского палеосводов.

На рис. 3 приведено сопоставление эталонных разрезов центральных зон Актаныш-Чишминского (скв. Узыбашевская-54), Усть-Черемшанского (скважины Мелекесская-1, Бугровская-17) и Мухано-Ероховского (скв. Могутовская-104) палеопроггибов. Наиболее подробно биостратиграфически охарактеризован разрез центральной зоны Усть-Черемшанского палеопроггиба в скв. Мелекесская-1, где комплексами конодонтов и фораминифер обоснован возраст доманикового, речичского, евлановского и ливенского горизонтов франского яруса, нижнего, среднего и верхнего фамена, гумеровского, малевского, упинского и кизеловского горизонтов турнейского яруса [12].

На рис. 4 продемонстрирована корреляция разрезов внешней северной прибортовой зоны Актаныш-Чишминского палеопроггиба (Благовещенская впадина). Изменение мощности черепетского горизонта обусловлено появлением в Чекмагушевских скважинах обломочных карбонатных пород подводного конуса выноса. Черепетский возраст отложений обоснован комплексом фораминифер в скв. Чекмагушевская-85 (интервал 1593–1596 м): *Baituganella chernyschinskensis* Lip., *Brunsia irregularis* (Moell.), *Chernyshinella glomiformis* (Lip.), *Palaeospiro-*

Рис. 2. Структурная карта по кровле черепетско-кизеловских отложений турнейского яруса (ОГ Т), совмещенная со схемой сейсмических профилей (Благовещенская впадина и склон Южно-Татарского свода)
Fig. 2. Structural map over the Tournaisian Cherepetsky-Kizelovsky Top combined with the map of seismic line location (Blagoveschensky depression and slope of South Tatarsky arch)

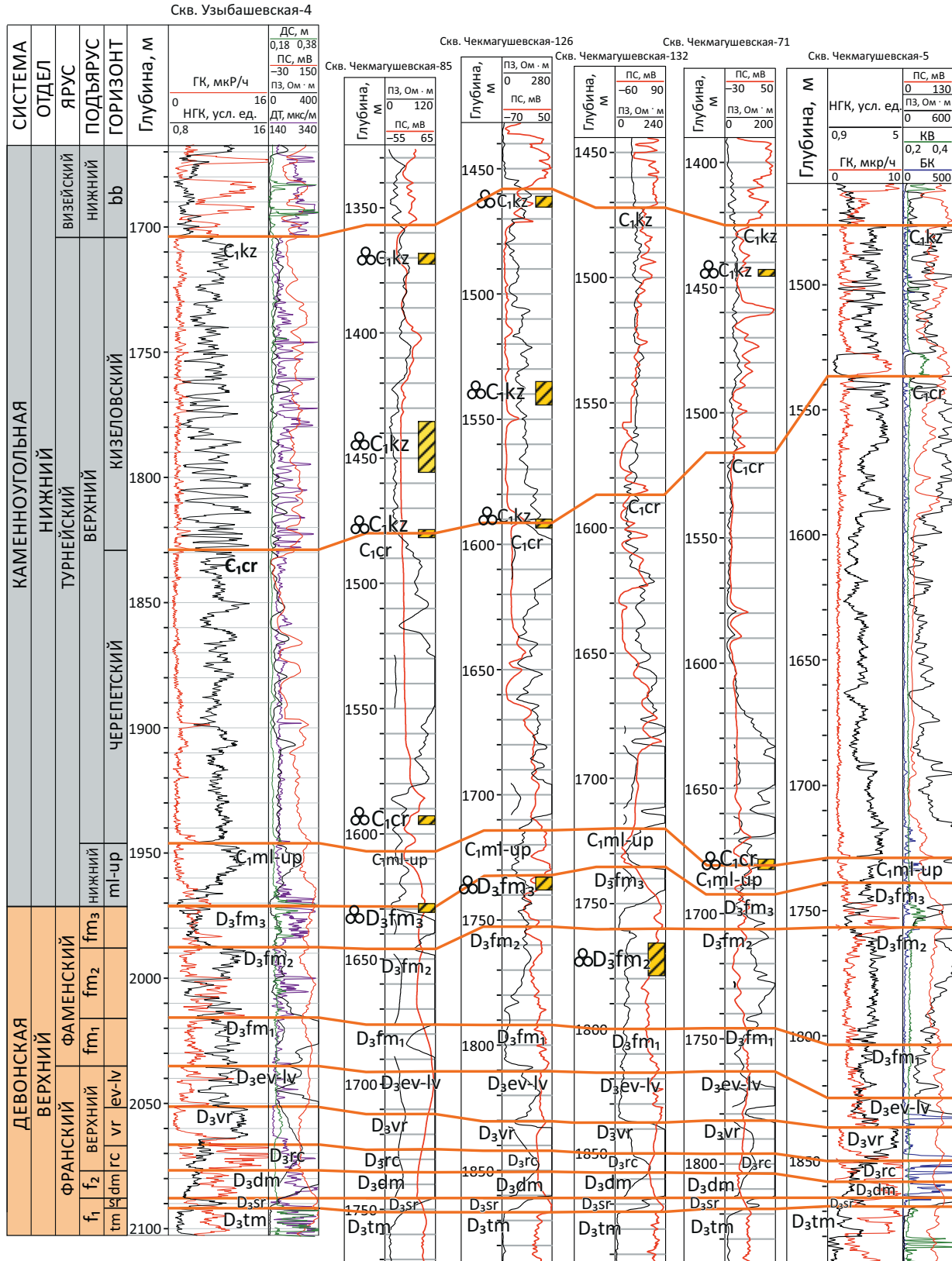


plectamina tchernyshinensis (Lip.), *Rectochnyshinella mirabilis* (Lip.), *Inflatoendothyra inflata* (Lip.). Кизеловский горизонт охарактеризован комплексом фораминифер в скв. Чекмагушевская-126 (ин-

тервалы 1461–1466, 1535–1544, 1590–1503 м): *Bai-tuganella vulgaris* Lip., *Tournayella discoidea* Dain., *Chernyshinella paraglomiformis* Lip., *Granuliferella cf. antiqua* (Raus.), *Spinochernella spinosa* (N. Tchern.),

Рис. 4. Схема корреляции верхнедевон-турнейских отложений в разрезах северной прибортовой зоны Актаныш-Чишминского палеопрогиба

Fig. 4. Correlation chart of Upper Devonian-Tournaisian deposits in the columns of the northern near-flank zone of Aktanysh-Chishminsky paleotrough

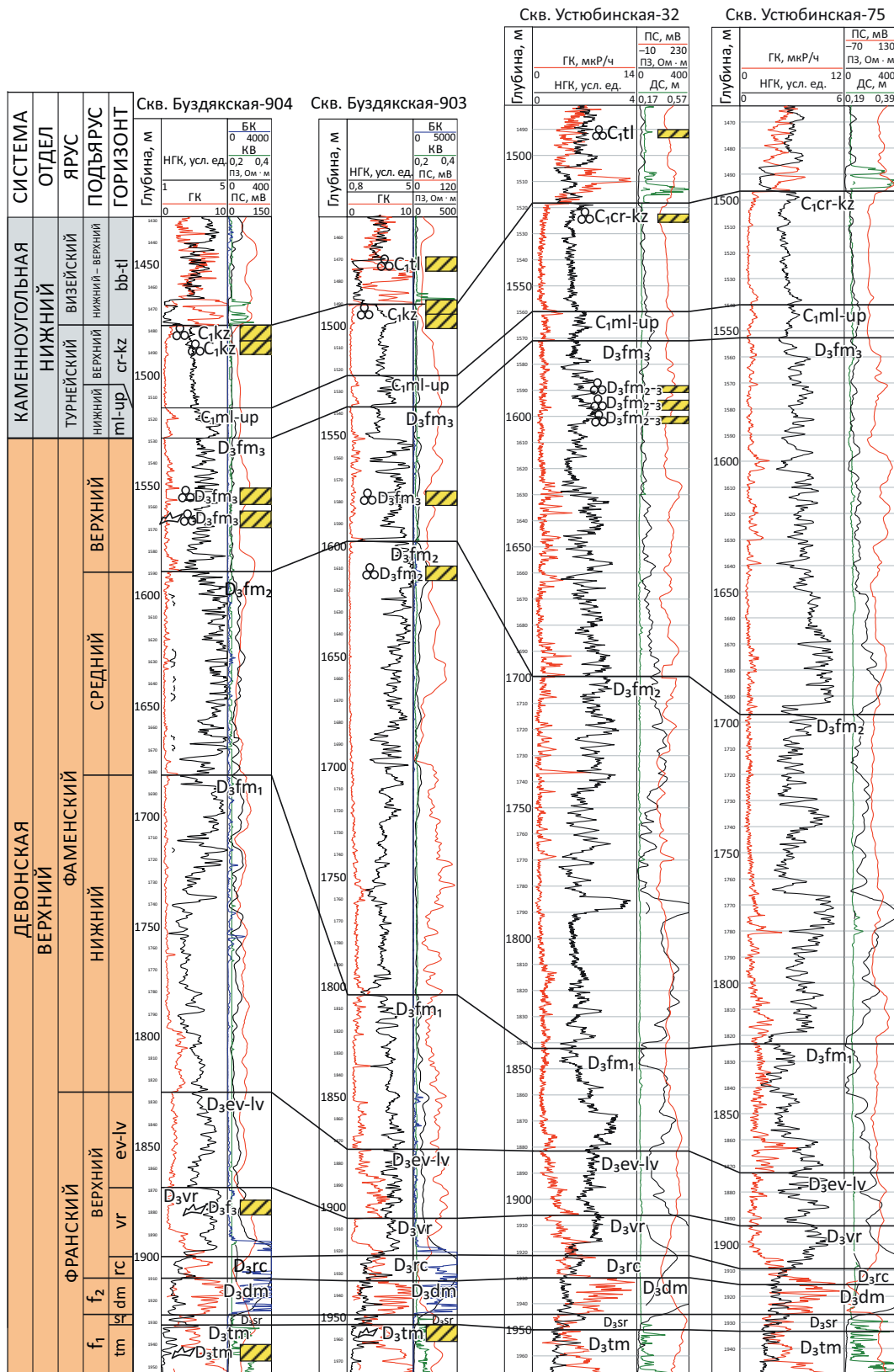


Усл. обозначения см. на рис. 3

For Legend see Fig. 3



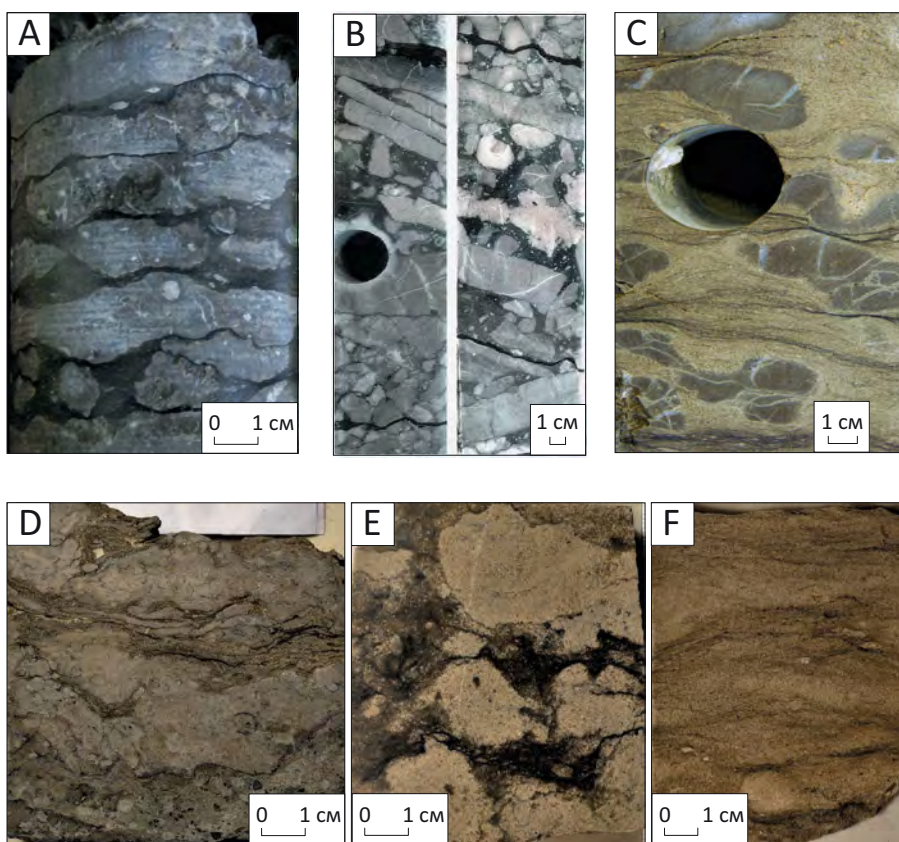
Рис. 5. Схема корреляции верхнедевон-турнейских отложений в разрезах склона Южно-Татарского палеосвода
 Fig. 5. Correlation chart of Upper Devonian-Tournaisian deposits in the columns of the slope of South Tatarsky paleoarch



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

Рис. 6. Основные типы карбонатных обломочных пород, слагающих подводные конусы выноса

Fig. 6. Основные типы карбонатных обломочных пород, слагающих подводные конусы выноса



А — известняковая брекчия с углеродистым кремнисто-карбонатным заполнителем. Верхнефранский подъярус, воронежский горизонт (скв. Южно-Мухинская-1027, глубина 1736,85 м; северный склон Южно-Татарского свода), В — известняковая брекчия с углеродистым карбонатно-кремнистым заполнителем (верхнефранский подъярус, воронежский горизонт; скв. Северо-Балтийская-175, интервал 2168–2178 м; Сокская седловина), С — известняковая брекчия с мелкообломочным заполнителем (фаменский ярус, заволжский надгоризонт; скв. Томинская-1, глубина 2450,65 м; Бузулукская впадина), D — доломитово-известняковая брекчия, неравномерно нефтенасыщенная (фаменский ярус, заволжский надгоризонт; скв. Ульяновская-1, глубина 1428 м; восточный склон Токмовского свода), E — известняковая брекчия с обломочным заполнителем (турнейский ярус; скв. Ульяновская-1, глубина 1401,4 м; восточный склон Токмовского свода), F — известняк мелкообломочный (турнейский ярус; скв. Ульяновская-1, глубина 1399,9 м; восточный склон Токмовского свода)

A — calcareous breccia with carbonaceous siliceous-carbonate joining material. Upper Frasnian substage, Voronezhsky Horizon (South Mukhinskaya-1027 well, depth 1736.85 m; northern slope of South Tatarsky arch), B — calcareous breccia with carbonaceous carbonate-siliceous joining material (Upper Frasnian substage, Voronezhsky Horizon; North Baltiiskaya-175 well, interval 2168–2178 m; Soksky saddle), C — calcareous breccia with microfragmental joining material (Famennian stage, Zavolzhsy superhorizon; Tominskaya-1 well, depth 2450.65 m; Buzuluksky depression), D — dolomitic-calcareous breccia, unevenly oil saturated (Famennian stage, Zavolzhsy superhorizon; Ulyanovskaya-1 well, depth 1428 m; eastern slope of Tokmovsky arch), E — calcareous breccia with clastic joining material (Tournaisian stage; Ulyanovskaya-1 well, depth 1401.4 m; eastern slope of Tokmovsky arch), F — microfragmental limestone (Tournaisian stage; Ulyanovskaya-1 well, depth 1399.9 m; eastern slope of Tokmovsky arch)

Будзьякская-903 и Устюбинские-32, 75 в интервалах развития карбонатных брекчий подводных конусов выноса. Средне-позднефаменский возраст отложений установлен в скв. Устюбинская-32 (интервалы 1588–1591, 1594–1597 и 1600–1603 м) по находкам фораминифер *Septatourayella rauserae* Lip. В скважинах Будзьякская-903 (интервал 1575–1582 м) и Будзьякская-904 (интервалы 1551–1558 и 1562–1569 м) определены *Parathuramminites cuchmani* (Sul.), *Spinosella stellata* (Lip.), *S. radiata* (Antr.), *S. paulis* (Бык.), *Suleimanovella suleimanovi* (Lip.), *Bisphaera malevkensis* Bir., *Eoseptatourayella rauserae* (Lip.), *E. potensa* (Durk.), *Quasiendothyra communis* (Raus.), *Q. kobeitusana* (Raus.).

Турнейские отложения в скважинах Устюбинская-32 и Будзьякская-903 охарактеризованы комплексами кизеловских фораминифер только в верхней части разреза.

Типы пород

Основными типами пород, слагающих клиноформные тела подводных конусов выноса обломочного карбонатного материала на внешних склонах палеосводов и в прибортовых зонах палеопрогибов, являются разнообразные карбонатные брекчии, гравелиты, обломочные грубо-, средне- и мелкозернистые известняки, шламово-детритовые известняки и доломиты, нередко обогащенные ОБ, реже

карбонатно-кремнистые углеродистые породы. В строении карбонатно-глинистых подводных конусов выноса помимо обломочных карбонатов выделяются пласты и пачки темно-серых глин мощностью до 50 м.

Карбонатные грубообломочные породы в центральных частях аккумулятивного конуса слагают массивные тела уплощенно-линзовидной формы, косоволнистой текстуры. В дистальных частях конуса обломочные породы принимают утолщенно-линзовидную и пластообразную формы. Выделяются следующие основные типы карбонатных брекчий (рис. 6 А, В).

1. Известняковые брекчии с углеродистым кремнисто-карбонатным заполнителем (см. рис. 6 А, В) развиты в верхнефранских отложениях воронежского горизонта в пределах склонов палеосводов. Слагают массивные линзовидные тела на внутренних склонах и пластообразные — на внешних. Обломки карбонатных пород имеют субгоризонтальную ориентацию и являются перемещенными фрагментами будинированных слоев микрозернистого известняка с остатками раковин остракод и брахиопод, а также кремнистых микрозернистых слоев с детритом остракод и тентакулитов, с реликтовой радиolarиевой структурой (см. рис. 6 В). Часто в обломках наблюдаются короткие палеотрещины, не выходящие за их пределы, минерализованные кальцитом и халцедоном, а также заполненные породой, обогащенной ОВ, что свидетельствует о переносе литифицированного материала.

2. Известняковые брекчии с мелкообломочным заполнителем (см. рис. 6 С). Обломки в брекчии представлены плотным микрозернистым известняком с детритом брахиопод, криноидей, водорослей и кальциеферами. Заполнитель — мелкокомковатый известняк с мелкими органогенными обломками. Наблюдаются также прослои карбонатного материала, обогащенного ОВ. В обломках развиты разнонаправленные кальцитизированные трещины, не выходящие за пределы обломков, что свидетельствует о переносе литифицированного материала. Брекчии слагают клиноформные тела в пределах внешнего склона палеосводов. Развиты в отложениях верхнего фамена.

3. Доломитово-известняковые брекчии (см. рис. 6 D). Обломки комковато-мелкообломочного известняка с остатками иглокожих, остракод, брахиопод, фораминифер имеют округло-овальную и неправильную формы, свидетельствующие об их переносе в слаболитифицированном состоянии. Наполнитель представлен неравномерно-зернистым органогенно-обломочным доломитовым пористым известняком, по которому нередко наблюдается нефтенасыщение. Брекчии слагают массивные линзовидные тела в центральных частях конусов выноса в пределах внешней зоны склонов палеосводов, характерны для карбонатных клиноформ верхнего фамена заволжского надгоризонта.

4. Известняковые брекчии, сложенные разнообразными обломками органогенно-обломочного известняка и остатками водорослей, мшанок, брахиопод, иглокожих. Заполнитель — пористый мелкообломочный известняк и кристаллический кальцит. Часто наблюдается нефтенасыщение. Распространены во внешних прибортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов, слагают карбонатные клиноформы турнейского яруса (см. рис. 6 E).

5. Органогенно-обломочные косоволнисто-слоистые известняки с многочисленными остатками водорослей, криноидей, фораминифер (см. рис. 6 F). Слагают карбонатные клиноформы турнейского яруса во внешних прибортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов.

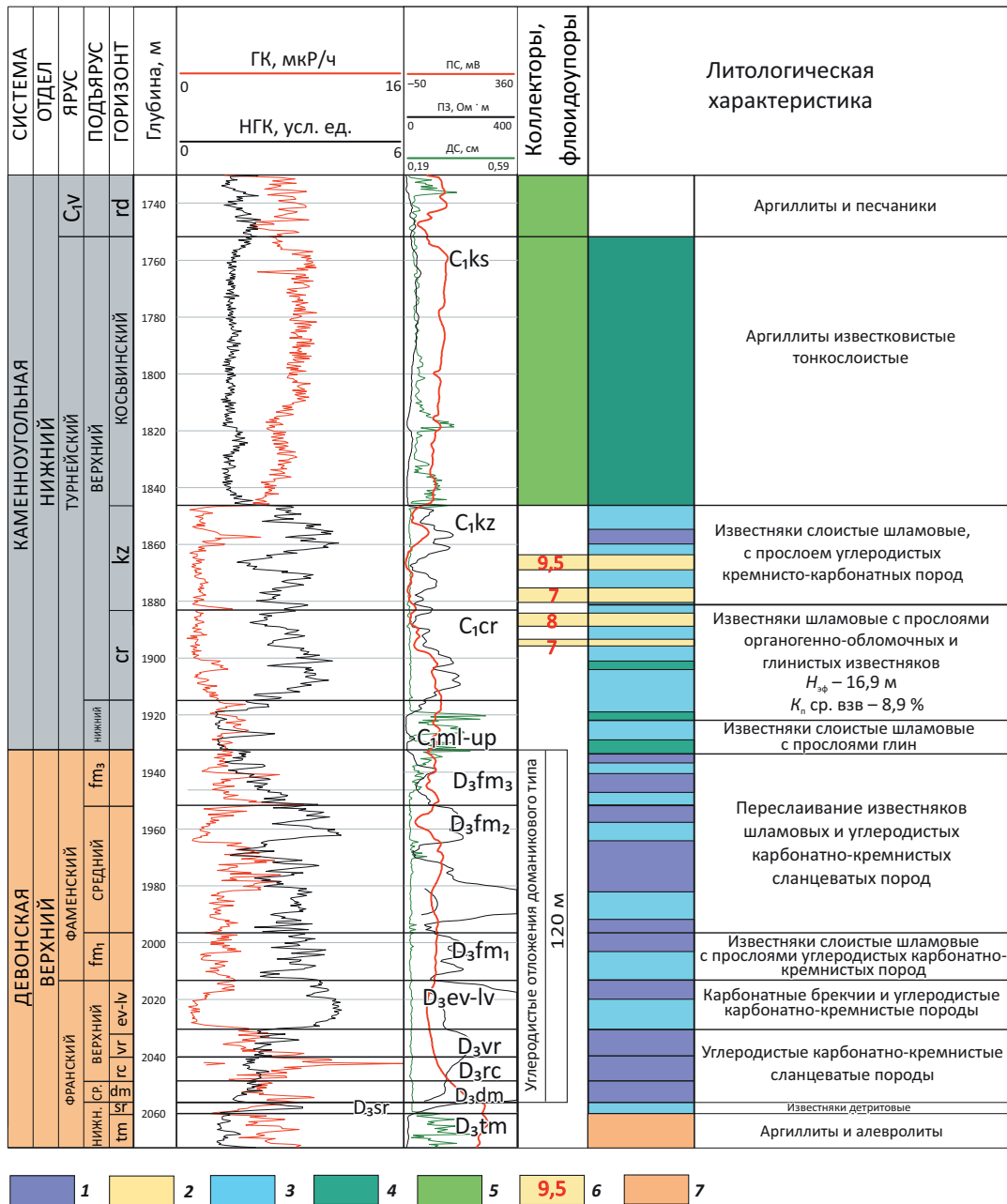
Литолого-фациальная характеристика верхнедевон-турнейских отложений Актаныш-Чишминского палеопрогиба и внешнего склона Южно-Татарского палеосвода

В пределах юго-восточного окончания Актаныш-Чишминского прогиба и восточного склона Южно-Татарского свода выделяются седиментационные зоны, в которых происходило накопление карбонатных, углеродистых карбонатно-кремнистых и глинисто-карбонатных отложений разного генезиса. Разрезы верхнедевон-турнейских отложений различных зон характеризуются неодинаковой мощностью стратонев, различным набором генетических типов отложений. Среди последних выделяются следующие типы: депрессионные карбонатно-кремнистые углеродистые сланцевые породы доманикового типа, известняки средне-толстослоистые шламовые, плотные нижней части пологих склонов палеосводов; органогенно-обломочные линзовидно-слоистые известняки и массивные карбонатные брекчии — отложения подводных конусов выноса на склонах палеосводов и в прибортовых зонах палеопрогибов, слагающие карбонатные клиноформы; глинистые и глинисто-карбонатные отложения подводных конусов выноса, распространенные на склоне Башкирского палеосвода в северной прибортовой зоне Актаныш-Чишминского палеопрогиба; мелководные органогенно-обломочные известняки открытого шельфа; известняки тонко- и среднеслоистые органогенно-детритовые, шламовые и глинистые открытого шельфа.

На рис. 7 продемонстрирован разрез саргавско-турнейских отложений центральной зоны палеопрогиба. Разрез представлен депрессионными карбонатными и карбонатно-глинистыми отложениями. В строении нижней среднефранско-фаменской части участвуют углеродистые карбонатно-кремнистые породы доманикового типа мощностью 120 м. Отложения турнейского яруса (малевско-кизеловского горизонтов) сложены глинами, глинистыми и шламовыми известняками с маломощными прослоями обломочных известняков, переотложенных из прибортовой зоны,

Рис. 7. Геолого-геофизический разрез верхнедевон-турнейских отложений центральной зоны Актаныш-Чишминского палеопргиба (скв. Узыбашевская-54)

Fig. 7. Geological and geophysical cross-section of Upper Devonian-Tournaisian deposits in the central zone of Aktanysh-Chishminsky paleotrough (Uzybashevskaya-54 well)



Типы пород (1–4): 1 — углеродистые карбонатно-кремнистые, 2 — карбонатные коллекторы (органогенно-обломочные известняки и карбонатные брекчии), 3 — плотные массивные карбонатные брекчии и слоистые шламовые известняки, 4 — глины-флюидоупоры; 5 — региональный флюидоупор косьвинского горизонта и визейского яруса; 6 — коэффициент общей пористости пласта-коллектора, установленный по данным ГИС; 7 — тиманский карбонатно-терригенный комплекс

Rock types (1–4): 1 — carbonaceous carbonate-siliceous, 2 — carbonate reservoirs (bioclastic limestone and carbonate breccia), 3 — tight massive carbonate breccia and laminated calcisiltite, 4 — impermeable clay; 5 — regional impermeable bed of Kos'vinsky Horizon and Visean stage; 6 — total porosity factor of reservoir determined using well log data; 7 — Timansky carbonate-terrigenous sequence

и тонкими прослоями углеродистых пород доманикового типа. Кизеловские отложения перекрывает мощная (95 м) толща известковистых аргиллитов косьвинского горизонта.

Совершенно иное строение имеет разрез прибортовой зоны Актаныш-Чишминского прогиба,

представленный в скв. Узыбашевская-4 (рис. 8). Здесь черепетско-кизеловский интервал разреза сложен массивными карбонатными брекчиями, переслаивающимися с пластами шламовых и органогенно-обломочных известняков. Косьвинский горизонт отсутствует.

На рис. 9 приведено строение внешней зоны Южно-Татарского палеосвода в скв. Казангуловская-9. Разрез характеризуется мощной (> 120 м) толщей верхнефаменских массивных пористо-каверновых брекчий 3-го типа.

Площадное распространение различных типов отложений на внешних склонах палеосводов и в Актаныш-Чишминском палеопрогие отражено на тонкопластовой седиментационной модели (рис. 10) и на литолого-фациальных картах (рис. 11 А–С).

Саргаевские отложения отличаются крайне выдержанным составом и строением и небольшой мощностью от 2 до 4 м. На северо-востоке разрез саргаевского горизонта становится карбонатным, мощность увеличивается до 10 м. Известняки шламово-детритовые, развитые на внешнем склоне Башкирского палеосвода (скважины Подымаловская-64, Сергеевская-7).

Отложения доманикового горизонта представлены высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми породами, не содержащими глинистых минералов, с тонкими прослоями радиоляритов и вторичных силицитов. В пределах внешнего склона Южно-Татарского палеосвода (скважины Казангуловские-40, 49, 51), а также на севере (скважины Узыбашевские-12, 41, 42) в составе углеродистых пород присутствуют прослои детритовых известняков. Мощность горизонта изменяется от 10 до 14 м.

Отложения речичского горизонта представлены углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами. Мощность отложений изменяется слабо — от 6 до 10 м. Накопление отложений происходит в условиях палеодепрессии при очень низких темпах седиментации.

Воронежские отложения представлены высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми породами. В пределах внешних зон склонов Южно-Татарского и Башкирского палеосводов разрез горизонта сложен карбонатными брекчиями, сцементированными углеродистым карбонатно-кремнистым материалом (тип 1). Мощность горизонта изменяется от 16 до 26 м на склонах палеосводов и от 10 до 16 м в прибортовых и центральной зонах палеопрогие.

Таким образом, уже в воронежское время намечалась четкая граница между склонами палеосводов и Актаныш-Чишминским палеопрогием.

В составе евлановско-ливенских отложений выделяется три типа разрезов, разграничивающих зоны внешних склонов палеосводов, прибортовые и центральную зоны палеопрогие.

В разрезах склонов палеосводов, наряду с углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами, присутствуют относительно мощные пласты известняков и карбонатных брекчий. Мощность отложений здесь достигает 45 м. Разрезы прибортовых зон сложены углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами мощностью до 25–30 м. Депрессионная область палеопрогие характеризуется развитием углеродистых отложений мощностью до 15–20 м.

Палеогеографический план раннего фамена в целом наследует позднефранский. На большей части территорий склонов палеосводов и зон Актаныш-Чишминского палеопрогие развиты углеродистые карбонатно-кремнистые породы доманикового типа, в составе которых появляются мелкие линзы и прослои детритовых известняков. Граница внешнего склона Южно-Татарского палеосвода приобретает изрезанный характер в результате развития конусов выноса обломочного материала. Мощность разрезов в центральной зоне палеопрогие достигает 20 м, в прибортовой — 40 м, на внешних склонах палеосводов — 70 м.

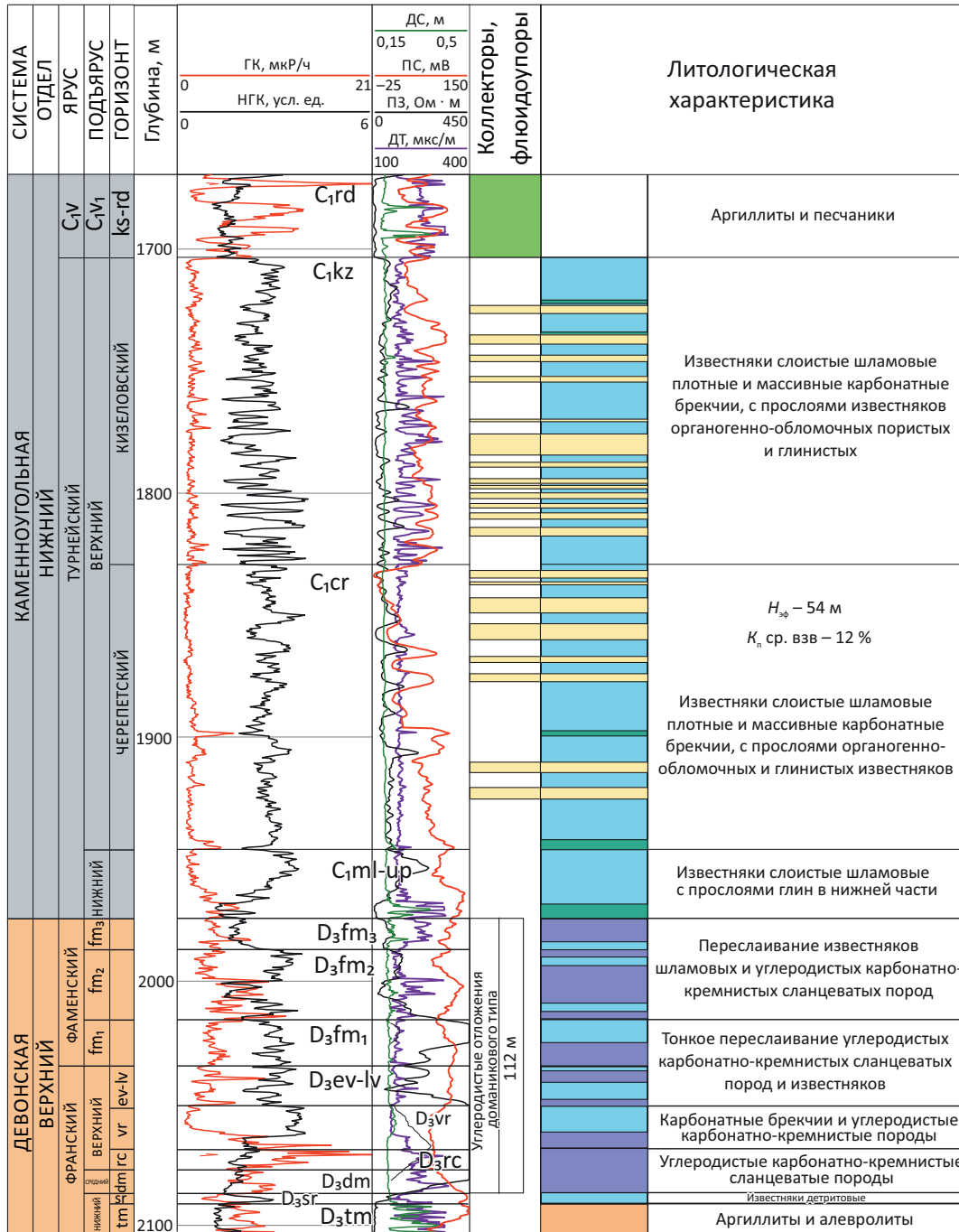
В среднем фамене область распространения отложений доманикового типа сокращается (см. рис. 11 А). Они сосредоточены главным образом в центральной и прибортовой зонах палеопрогие. На внешних склонах палеосводов появляются конусы выноса обломочного карбонатного материала (карбонатные брекчи, обломочные известняки). Мощность отложений изменяется от 20–40 м в центральной зоне палеопрогие до 60–145 м на склоне Южно-Татарского палеосвода.

В верхнем фамене распространение отложений доманикового типа ограничено центральной и северной прибортовой зонами Актаныш-Чишминского палеопрогие (см. рис. 11 В), где их мощность изменяется от 10 до 60 м. Увеличение мощности происходит в результате возрастания долевого участия пластов известняков. В пределах внешних прибортовых зон палеопрогие и внешних склонов палеосводов развиты среднеслоистые шламовые и косоволнисто-слоистые органогенно-обломочные известняки (тип 5, см. рис. 6 F) а также массивные карбонатные брекчи 3-го типа. Обломочные карбонатные тела и шламовые известняки слагают клиноформные комплексы, максимальные мощности которых (до 170 м) наблюдаются на границе склона Южно-Татарского палеосвода и Актаныш-Чишминского палеопрогие (скважины Саннинские-3, 8 и 9).

Отложения малевского и упинского горизонтов представлены тонкослоистыми шламовыми и глинистыми известняками, содержащими отдельные прослои углеродистых пород доманикового типа, мощность отложений не превышает 25 м. В пределах внешней северо-восточной прибортовой зоны палеопрогие развиты конусы выноса, сложенные карбонатными брекчиями и глинами. На склонах Башкирского и Южно-Татарского палеосводов распространены мелководные детритовые известняки, мощность которых не превышает 20 м.

Для позднеурнейского времени характерно резкое сокращение площади центральной зоны палеопрогие в результате распространения черепетских и кизеловских карбонатных обломочных и карбонатно-глинистых подводных конусов выноса (см. рис. 11 С). Обломочные карбонаты как бы закрывают прогиб, оставляя наиболее глубоководные участки только на западе (скв. Узыбашевская-54) и востоке (скв. Ракитовская-404) террито-

Рис. 8. Геолого-геофизический разрез верхнедевон-турнейских отложений прибортовой зоны Актаныш-Чишминского палеопрогиба (скв. Узыбашевская-4)
Fig. 8. Geological and geophysical cross-section of Upper Devonian-Tournaisian deposits in the near-flank zone of Aktanysh-Chishminsky paleotrough (Uzybashevskaya-4 well)



Усл. обозначения см. на рис. 7

For Legend see Fig. 7

рии. Наблюдается различие в строении разрезов юго-западной и северо-восточной прибортовых зон палеопрогиба. Юго-западный борт морфологически слабо выражен, сложен карбонатными брекчиями мощностью 170–250 м (скважины Саннинские-3, 8, Сафаровская-2). Северо-восточный борт представлен карбонатными брекчиями, органогенно-обломочными известняками с прослоями

и пачками глин. В пределах склона палеосвода развиты мелководные мелкоплитчатые обломочные известняки мощностью до 20 м.

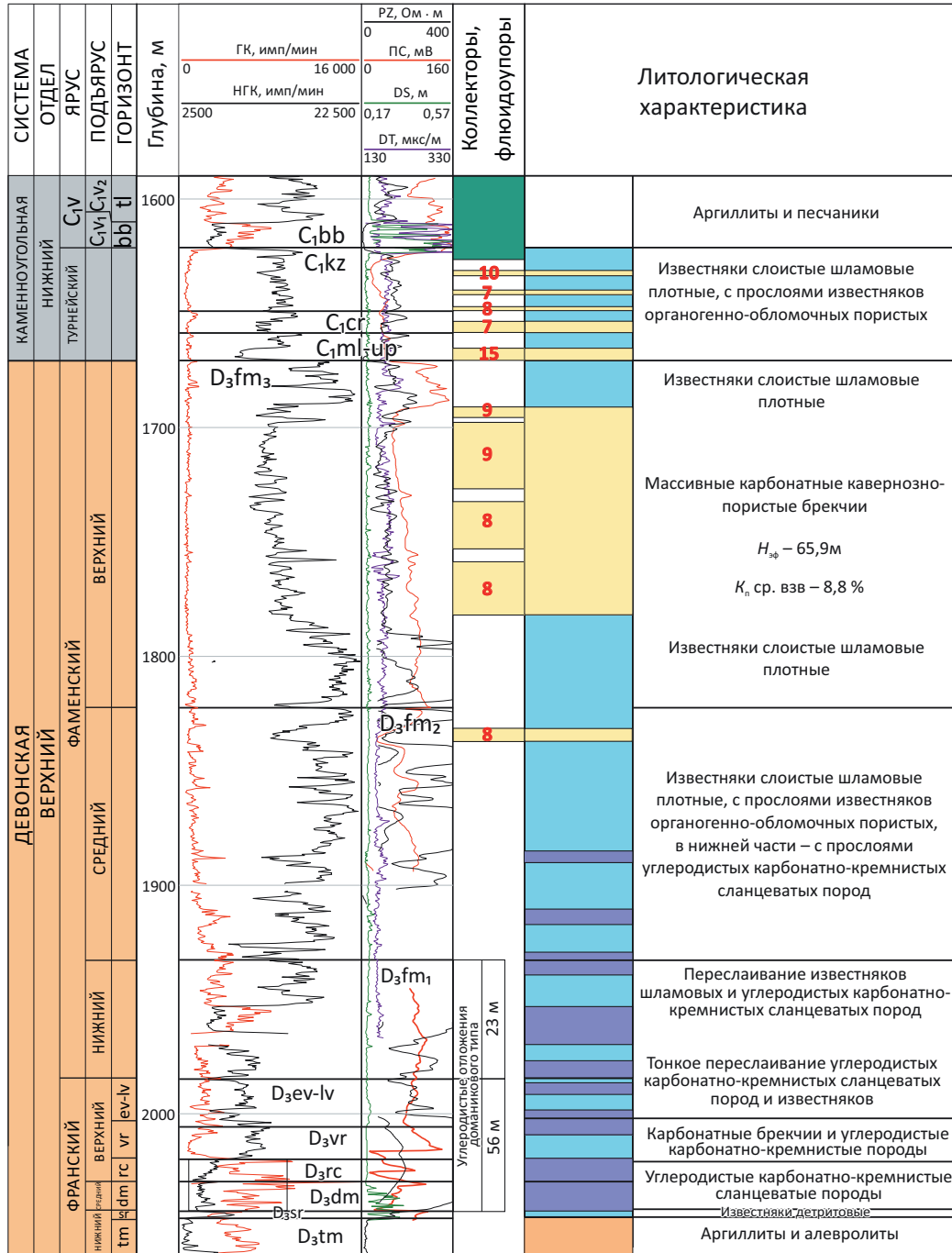
Таким образом, Актаныш-Чишминский прогиб имеет асимметричное строение, наиболее выраженное в верхнефаменском и турнейском комплексах.

Начиная со среднего фамена происходит последовательное заполнение палеопрогиба кар-



Рис. 9. Геолого-геофизический разрез верхнедевон-турнейских отложений склона Южно-Татарского палеосвода (скв. Казангуловская-9)

Fig. 9. Geological and geophysical cross-section of Upper Devonian-Tournaisian deposits in the slope of South Tatarsky paleoarch (Kazangulovskaya-9 well)



Усл. обозначения см. на рис. 7

For Legend see Fig. 7

бонатным обломочным и карбонатно-глинистым материалом, поступающим с палеосводов. В козьвинское время прогиб компенсировался глинистыми отложениями.

Наблюдается последовательная проградация клиноформных тел от верхнего франа до турнейского яруса по направлению к центральной зоне палеопрогрива.

Сейсмогеологические критерии выявления и картирования карбонатных клиноформных тел

Проведение сейсмостратиграфического анализа массива региональных профилей, отрабатанных на площади Благовещенской впадины и склона Южно-Татарского свода (см. рис. 2), а также сейсмических профилей, пересекающих бортовые зоны Усть-Черемшанского, Мухано-Ероховского,



Рис. 10. Тонкопластовая седиментационная модель верхнедевон-турнейских отложений склона Южно-Татарского палеосвода и Актаныш-Чишминского палеопрогиба
Fig. 10. Thin-layered depositional model of Upper Devonian-Tournaisian deposits of the slope of South Tatarsky paleoarch and Aktanysh-Chishminsky paleotrough

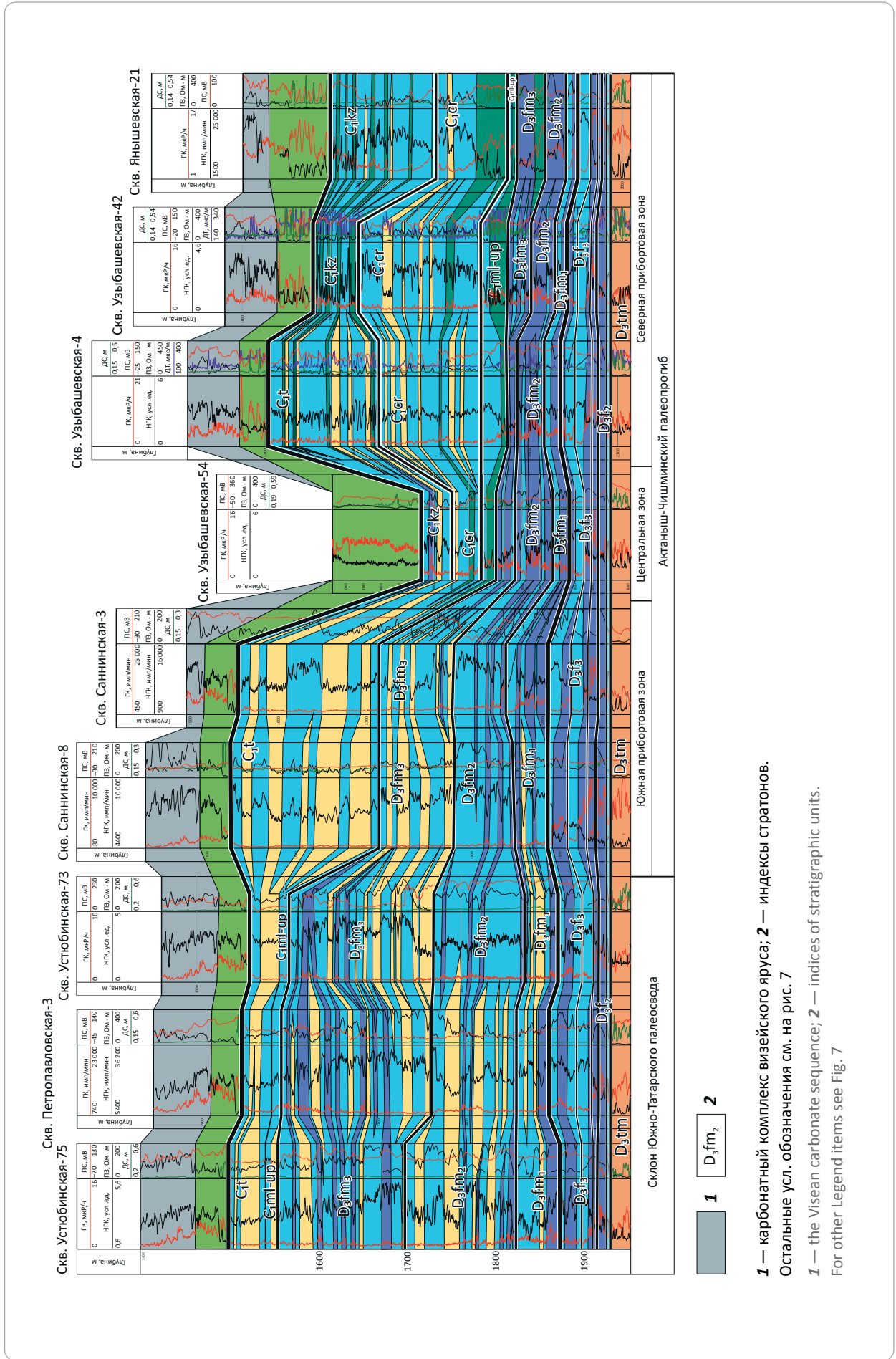
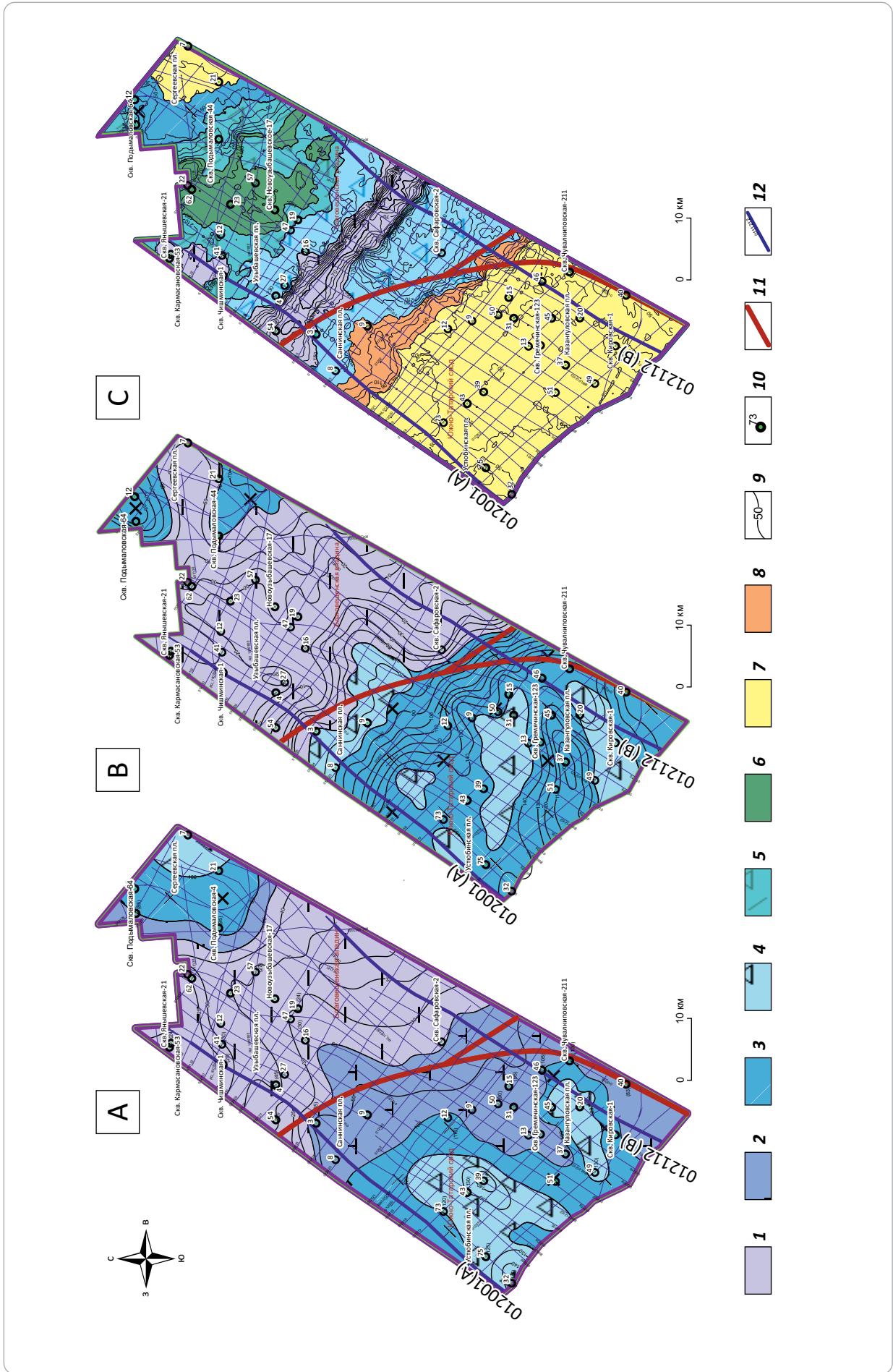




Рис. 11. Литолого-фациальные карты отложений среднефаменского (А) и верхнефаменского (В) подъярусов и нерасчлененных черепетского и кизеловского горизонтов (С)
Fig. 11. Lithofacies maps of Middle Famennian (A) and Upper Famennian (B) deposits, and poorly defined Cherepetsky and Kizelovsky horizons (C)



Усл. обозначения к рис. 11

Legend for Fig. 11

1 — углеродистые карбонатно-кремнистые отложения доманикового типа центральной и внутренней прибортовой зон палеопрогиба; **2** — углеродистые карбонатно-кремнистые отложения с пластами и пачками шламовых известняков внешней прибортовой зоны палеопрогиба; **3** — тонкослоистые шламовые известняки внешней зоны склона палеосвода; **4** — массивные карбонатные брекчии подводных конусов выноса (карбонатные клиноформы); **5** — глинисто-карбонатная черепетско-кизеловская клиноформа; **6** — карбонатно-глинистая черепетско-кизеловская клиноформа; **7** — турнейские мелководные обломочные известняки палеосвода; **8** — карбонатные брекчии проксимальной части карбонатной черепетско-кизеловской клиноформы; **9** — изопахиты, м; **10** — скважины и их номер; **11** — граница тектонических элементов; **12** — сейсмические профили и их номера

1 — Domanik-type carbonaceous carbonate-siliceous deposits of central and inner near-flank paleotrough zones; **2** — carbonaceous carbonate-siliceous deposits with layers and packages of laminated calcisiltite of the outer near-flank paleotrough zones; **3** — thin-bedded laminated calcisiltite of the outer zone of paleoarch slope; **4** — massive carbonate breccia of submarine fans (carbonate clinofoms); **5** — argillaceous-carbonate Cherepetsky-Kizelovsky clinofom; **6** — carbonate-argillaceous Cherepetsky-Kizelovsky clinofom; **7** — Tournaisian shallow-marine clastic limestone of paleoarch; **8** — carbonate breccia of proximal part of the carbonate Cherepetsky-Kizelovsky clinofom; **9** — isopach, m; **10** — well and well number; **11** — boundaries of tectonic elements; **12** — seismic survey lines and their numbers

северо-западной части Актаныш-Чишминского и Нижнекамского палеопрогибов, позволило сформулировать основные признаки выраженности в сейсмической записи карбонатных клиноформных комплексов, отличающих их от рифовых, а также мелководных шельфовых карбонатных отложений.

Сейсмический профиль 012001 демонстрирует последовательную смену сейсмофаций и морфологию соответствующих литологических тел в северо-восточном направлении, профиль пересекает территорию склона Южно-Татарского свода, центральной, южной и северной прибортовых зон Актаныш-Чишминского палеопрогиба (рис. 12 А). По характеру сейсмической записи в интервале, ограниченном отражающими горизонтами (ОГ) Д и У, отчетливо выделяется два сейсмических подкомплекса. Нижний — между ОГ Д, соответствующим подошве среднефранско-турнейского карбонатного комплекса (кровле тиманского горизонта), и ОГ Д₁, соответствующим кровле верхнего франа.

Разрез характеризуется отчетливыми, прослеживающимися на всей территории, горизонтальными отражающими поверхностями, что обусловлено присутствием высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа.

Верхний подкомплекс карбонатных фамен-турнейских отложений в целом имеет сложную линзовидно-слоистую волновую картину. В его основании выделяется интервал выдержанной слоистой записи, соответствующий интервалу развития нижнефаменских отложений. В центральной зоне Актаныш-Чишминского прогиба наблюдается резкое сокращение мощности (ΔT) отложений нижнего фамена и повышение контрастности границ ввиду замещения карбонатов углеродистыми отложениями. Юго-западная часть профиля пересекает склон Южно-Татарского палеосвода, отличающегося развитием карбонатных клиноформ среднего и верхнего фамена. Сейсмофации характеризуются пологоволнистой поверхностью и увеличенной мощностью (ΔT), наличием линзовидных

участков, в которых наблюдается хаотичная сейсмическая запись соответствующих линзовидным телам массивных карбонатных брекчий.

Линзовидные тела чередуются с участками развития горизонтальных и наклонных в сторону прогиба отражающих поверхностей.

Сейсмофации верхнефаменской карбонатной клиноформы выделяются в интервалах на профиле 012001 между ПК 700–2100 (см. рис. 12 А), а также между ПК 2800–3300. В интервале между ПК 2100–2800 линзовидные тела карбонатных брекчий разделены слоистыми плотными известняками пологого склона. Наличие участков развития массивных брекчий и разделяющих их слоистых плотных известняков обусловлено неравномерным выносом грубообломочного карбонатного материала на склон палеосвода.

Максимальная мощность верхнефаменской карбонатной клиноформы и ее морфологическая выраженность наблюдаются в прибортовой зоне прогиба. В пределах большей юго-западной части профиля верхнефаменская клиноформа перекрыта горизонтально-слоистыми турнейскими отложениями, содержащими пласты пористых органогенно-обломочных известняков.

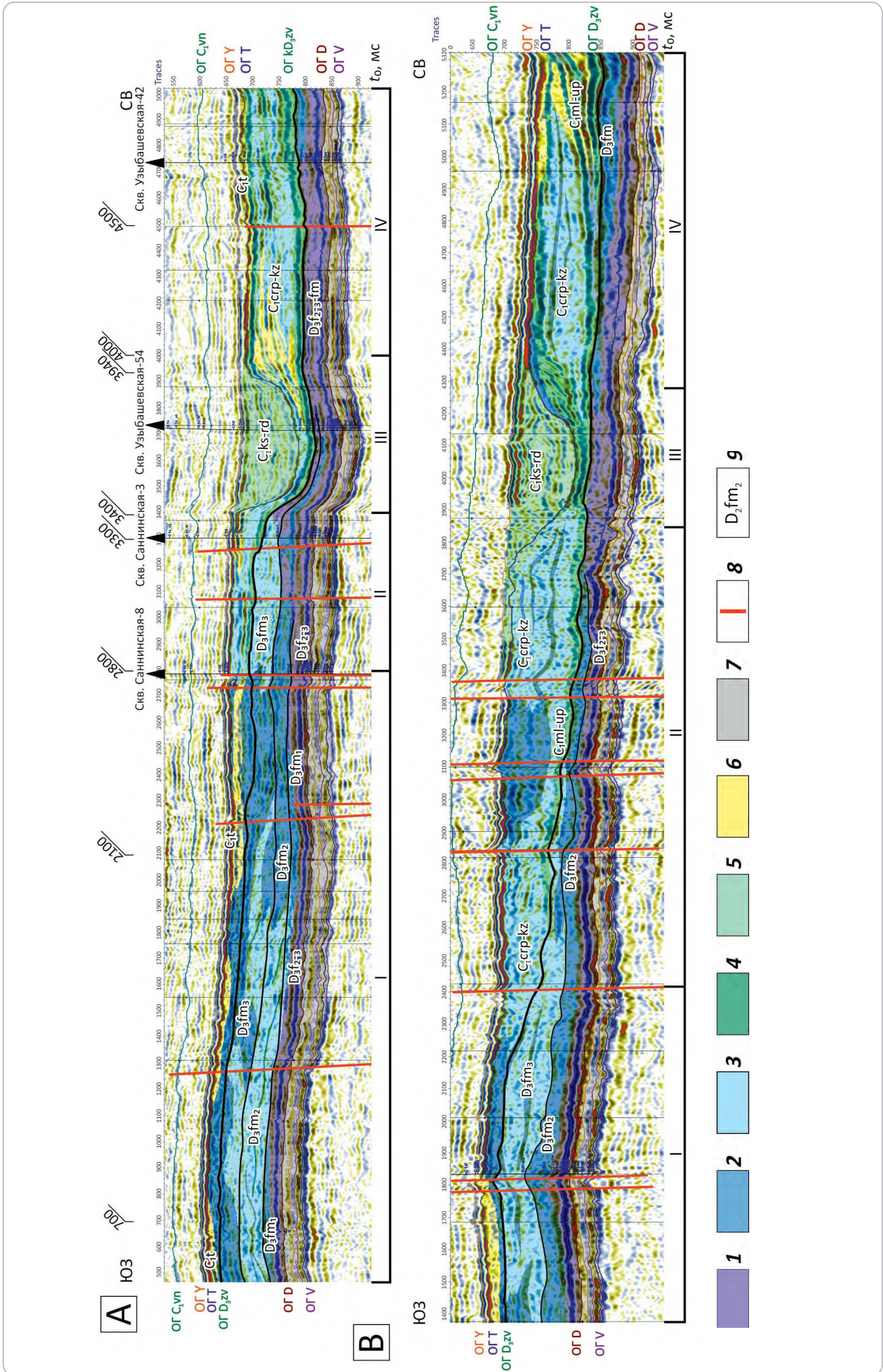
Граница верхнефаменских и турнейских отложений отчетливая, ей соответствует ОГ D₃zvl, что вызвано наличием глинистых отложений в основании турнейского яруса.

В южной прибортовой зоне Актаныш-Чишминского палеопрогиба выделяется карбонатная клиноформа черепетского горизонта. Ее разрез охарактеризован скважинами Саннинские-3, 8. Сейсмофация хорошо выражена, имеет линзовидный характер волновой картины. На профиле резко выражен крутой северный склон массивного карбонатного тела. В интервале между ПК 3400–3940 выделяется сейсмофация центральной зоны Актаныш-Чишминского прогиба. Разрез верхнефамен-турнейских отложений здесь охарактеризован скв. Узыбашевская-54.



Рис. 12. Результаты сейсмостратиграфического анализа среднефранско-турнейского карбонатного нефтеносного комплекса склона Южно-Татарского свода и Актамыш-Чишминского прогиба

Fig. 12. Results of seismic stratigraphy analysis of Middle Frasnian-Tournaisian carbonate oil bearing sequence of the slope of South Tatarsky arch and Aktamysh-Chishminsky trough



Усл. обозначения к рис. 12

Legend for Fig. 12

Сейсмические профили: А — 012001, В — 012112 (положение профилей см. на рис. 11).

1 — депрессионные углеродистые карбонатно-кремнистые отложения доманикового типа центральной и внутренней прибортовой зон палеопроггиба; **2** — шламовые слоистые известняки с прослоями углеродистых карбонатно-кремнистых пород внешней зоны склона палеосвода; **3** — массивные карбонатные брекчии, склоновые отложения; **4** — глины и глинистые известняки в черепетском горизонте; **5** — глины косьвинского и радаевского горизонтов (центральная зона палеопроггиба); **6** — обломочные известняки; **7** — отложения нижнего – среднего девона; **8** — разломы; **9** — индексы стратонов I — склон Южно-Татарского палеосвода; II — южная прибортовая зона Актаныш-Чишминского палеопроггиба; III — центральная зона палеопроггиба; IV — северная прибортовая зона палеопроггиба

Seismic survey lines: A — 012001, B — 012112 (see Fig. 11 for position of the lines).

1 — Domanik-type depression carbonaceous carbonate-siliceous deposits of central and inner near-flank paleotrough zones; **2** — laminated calcisiltite limestone with carbonaceous carbonate-siliceous partings of the outer zone of paleoarch slope; **3** — massive carbonate breccia and slope detritus; **4** — clay and argillaceous limestone in the Cherepetsky Horizon; **5** — clay of Kos'vinsky and Radaevsky horizons (central zone of paleotrough); **6** — clastic limestone; **7** — Lower-Middle Devonian deposits; **8** — faults; **9** — indices of stratigraphic units

I — slope of South Tatarsky paleoarch; II — southern near-flank zone of Aktanysh-Chishminsky paleotrough; III — central zone of paleotrough; IV — northern near-flank zone of paleotrough

В северной прибортовой зоне прогиба также выделяется сейсмофация черепетской карбонатной клиноформы на ПК 4000–4500. Клиноформа морфологически выражена, имеет крутой южный и пологий северный склоны. На профиле наблюдается последовательная проградация в сторону прогиба линз обломочных карбонатных пород: в нижней части — массивных карбонатных брекчий, в верхней — уплощенных линз обломочных известняков, разделенных пластами глинистых известняков, реже глин. Клиноформа залегает на глинах и глинистых известняках малевского и упинского горизонтов. Нижняя часть разреза, соответствующая среднему франу – верхнему фамену, представлена сейсмофацией отложений доманикового типа. В районе ПК 4500 карбонатная клиноформа черепетского горизонта замещается карбонатно-глинистой того же возраста, строение которой охарактеризовано скв. Узыбашевская-54. Наиболее четко этот переход виден на рис. 12 В.

На рис. 13 приведено отображение фаменских и турнейских клиноформных комплексов на профиле 038903, пересекающем северную прибортовую зону Нижнекамского палеопроггиба. Профиль демонстрирует картину распределения осадочных тел, аналогичную наблюдаемой на борту Актаныш-Чишминского палеопроггиба. Закономерность развития карбонатных клиноформных комплексов наблюдалась авторами статьи также в прибортовых зонах Усть-Черемшанского и Мухано-Ероховского прогибов [10, 13].

Изучение прибортовых зон в Камско-Кинельской системе прогибов и выявленные для них закономерности строения среднефранско-турнейских отложений позволили сформулировать следующие критерии выделения карбонатных и карбонатно-глинистых клиноформ:

1) линзовидное строение, обусловленное чередованием линз массивных карбонатных брекчий, характеризующихся неровными, прерывистыми

отражающими поверхностями, наклоненными в сторону осевой части прогиба и пачек слоистых известняков;

2) проградация линзовидных тел в сторону осевой части прогиба;

3) резкая, отчетливая нижняя граница, обусловленная сменой углеродистых пород доманикового типа массивными пористо-кавернозными карбонатными брекчиями;

4) пологоволнистая поверхность клиноформных тел;

5) постепенные переходы от проксимальной к центральной и дистальной части клиноформы;

6) морфологическая выраженность тел на борту прогиба.

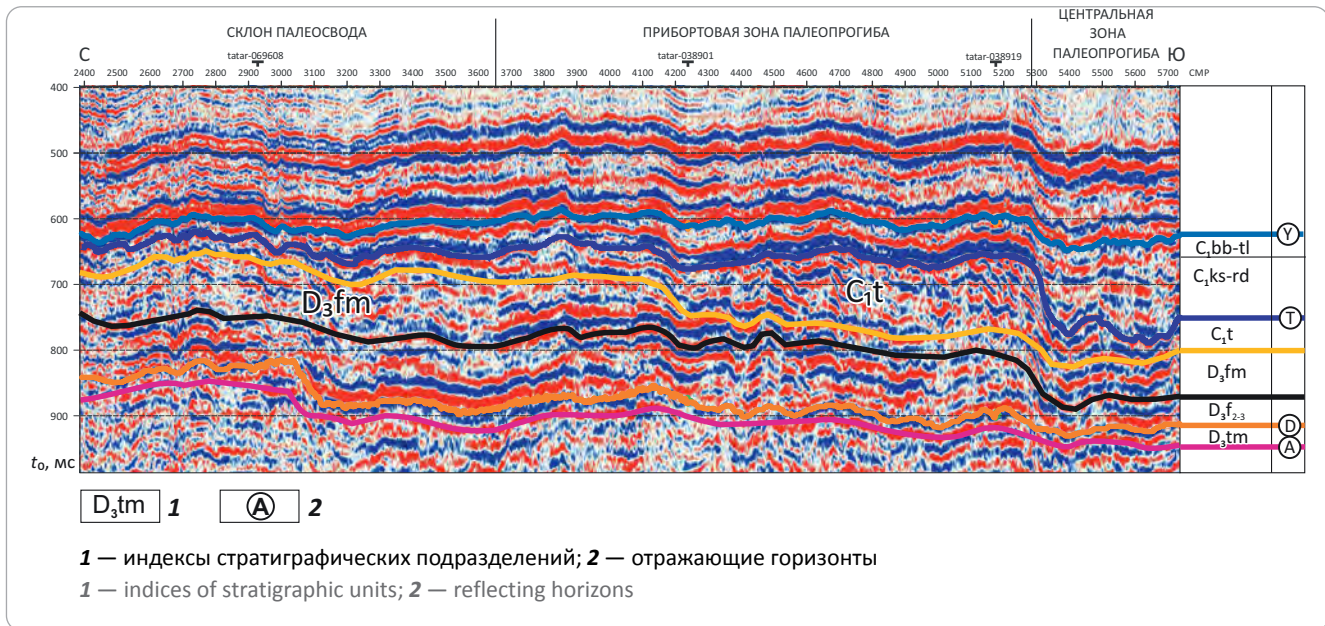
Типы коллекторов и закономерности их распределения в карбонатных клиноформных комплексах фамена и турнейского яруса

В фамен-турнейском карбонатном комплексе прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов распространено два типа коллекторов. Поровый коллектор характерен для мелководных средне-мелкозернистых обломочных известняков турнейского яруса (черепетского горизонта) и заволжского надгоризонта верхнего фамена. Обломочные известняки слагают пласты выдержанной мощности в пределах внешних склонов палеосводов. Пористость коллекторов изменяется от 11 до 18 %, проницаемость достигает $46 \cdot 10^{-3}$ мкм². Наиболее распространен в прибортовых зонах палеопроггиба порово-каверновый тип коллектора, развитый в массивных карбонатных брекчиях клиноформных тел. Пористость в них меняется от 7 до 11–17 %, в среднем составляя 15 %. Проницаемость варьирует от $15 \cdot 10^{-3}$ до $22 \cdot 10^{-3}$ мкм². Характер распределения фамен-турнейских пород-коллекторов был проанализирован на территории Благовещенской впадины. Нижнефаменский подъярус на всей изучаемой территории сложен углеродистыми карбонатно-крем-



Рис. 13. Строение клиноформных комплексов внешней прибортовой зоны Нижнекамского прогиба (сейсмический профиль 038903)

Fig. 13. Architecture of clinoform sequences in the outer near-flank zone of the Nizhnekamsky trough (038903 seismic line)



нистыми отложениями доманикового типа. Исключение составляют маломощные линзы пористых известняков (от 4 до 12 м), выделенные в единичных скважинах (Устюбинские-73, 32, Петропавловская-3, Казангуловские-15, 31). В среднем фамене установлены массивные и линзовидные прерывистые пласты порово-каверновых коллекторов на склоне Южно-Татарского свода. На большей части территории породы-коллекторы не выделяются. Порово-каверновый тип коллектора приурочен к массивным карбонатным телам брекчий, в которых средневзвешенное значение коэффициента общей пористости достигает 6–13%. Среди отложений верхнего фамена пласты поровых коллекторов (K_p — 9–14%) характерны для склона Южно-Татарского палеосвода. Суммарная мощность пород-коллекторов в этой зоне составляет 20–30 м при мощности пластов, изменяющейся от 2 до 15 м. На границе с прибортовой зоной прогиба развиты массивные и линзовидно-слоистые порово-каверновые карбонатные породы-коллекторы, суммарная мощность которых изменяется от 40 м (скв. Саннинская-8) до 100 м (скв. Саннинская-9). Средневзвешенное значение коэффициента общей пористости составляет 9–11%.

Черепетско-кизеловский резервуар, ограниченный нижневизейским региональным флюидоупором, в зависимости от строения разрезов в различных фациальных зонах имеет неравномерное распределение пород-коллекторов. На склоне Южно-Татарского палеосвода выделяется один пласт порового коллектора в мелководных органично-обломочных известняках мощностью от 20 м (скважины Устюбинские-39, 43, 73) до 30 м (скв. Казангуловская-45). В скважинах Казангуловская-39 и Устюбинская-75 пласт становится неоднородным,

выделяется от двух до трех пластов мощностью от 1 до 10 м. Средневзвешенное значение коэффициента общей пористости варьирует от 11 до 13%.

В юго-западной прибортовой зоне Актаныш-Чишминского прогиба выделяется зона развития массивных и линзовидно-слоистых порово-каверновых коллекторов. Линзовидное строение карбонатного резервуара является причиной наличия большого числа пластов-коллекторов — от 5 до 12, мощностью от 2 до 22 м. Суммарная мощность коллекторов достигает 100 м. Средневзвешенное значение коэффициента общей пористости составляет 8–11%.

Для среднефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса в качестве регионального флюидоупора рассматривается нижневизейская покрывка, сложенная черными тонкослоистыми глинами и аргиллитами мощностью от 20 до 40 м.

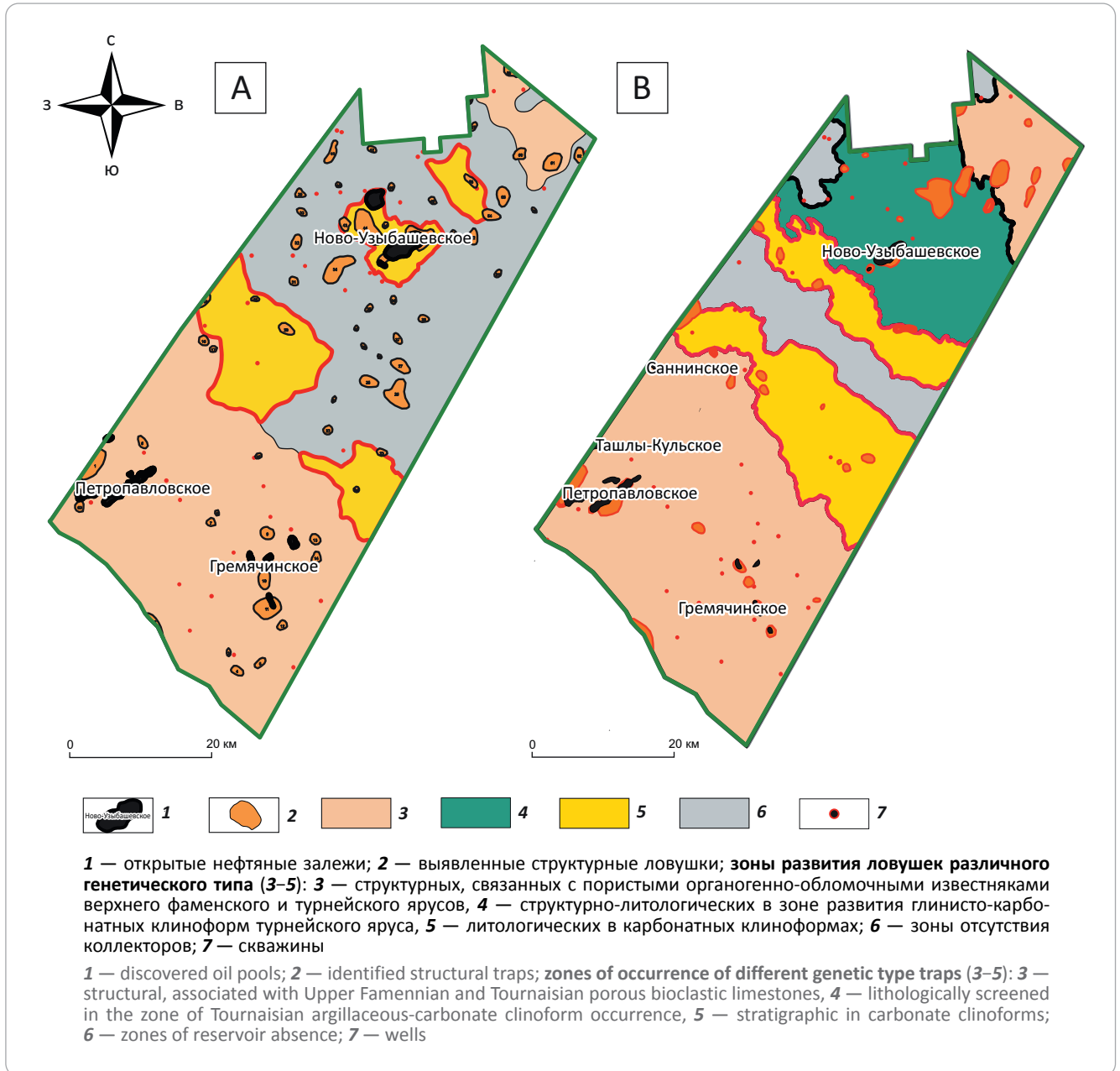
Региональный флюидоупор экранирует структурные и структурно-литологические залежи нефти на склоне Южно-Татарского палеосвода.

В качестве экранирующих толщ залежей в турнейских карбонатных клиноформах на северном борту Актаныш-Чишминского палеопргиба рассматриваются глины косьвинского горизонта мощностью до 100 м, развитые в центральной части прогиба (зональный флюидоупор), и внутрирезервуарные глины черепетского горизонта.

Таким образом, в пределах склона Южно-Татарского палеосвода и прибортовых зон Актаныш-Чишминского прогиба перспективы нефтеносности верхнедевон-турнейского комплекса связаны не только со структурными ловушками, но и с литологическими, занимающими значи-

Рис. 14. Карты распространения ловушек нефти различных генетических типов в отложениях среднего и верхнего фамена (А) и турнейского яруса (В)

Fig. 14. Maps of occurrence of oil different genetic type traps in the Middle and Upper Famennian deposits (A) and Tournaisian stage (B)



тельные площади в прибортовых зонах прогиба (рис. 14).

Выводы

1. Проведенные исследования позволили детализировать строение верхнедевон-турнейских отложений прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов.

2. Уточнено биостратиграфическое обоснование расчленения разрезов и определена их корреляция в разных седиментационных зонах бассейна.

3. Охарактеризованы условия седиментации подводных конусов выноса карбонатного обломоч-

ного материала, показана связь строения и состава с трансгрессивно-регрессивными этапами развития седиментационного бассейна.

4. Приведено описание типов пород, слагающих подводные конусы выноса.

5. Предложены литолого-фациальные модели, отражающие строение разрезов различных седиментационных зон и развитие бассейна седиментации в среднем – позднем фране, фамене и турне. Сформулированы критерии выделения карбонатных клиноформных комплексов в сейсмической записи, позволяющие отличать их от сходных тел рифового генезиса и мелководных шельфовых карбонатов.

6. На основании анализа сейсмического материала и данных бурения обосновано схожее строение прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов.

7. Закартированы перспективные литологические ловушки УВ в прибортовых зонах Актамыш-Чишминского прогиба, перспективы нефтенос-

ности которых определяются наличием коллекторов порово-кавернового типа, парагенетической связью с нефтематеринской толщей доманикового типа, наличием регионального, зонального и внутриверхуарного флюидоупоров, а также наличием уже открытых в них залежей нефти.

Литература

1. *Грачевский М.М.* Особенности строения и формирования Камско-Кинельской впадины в Куйбышевском Заволжье и Татарии // Доклады АН СССР. – 1959. – Т. 114. – № 5. – С. 1311–1314.
2. *Мкртчян О.М.* Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской платформы. – М.: Наука, 1980, 134 с.
3. *Мкртчян О.М.* Палеоструктурный анализ ранних этапов формирования палеозойского чехла Волго-Уральской области // Геоструктурный анализ Волго-Уральской нефтегазоносной области. – М.: Наука, 1977. – С. 30–45.
4. *Хачатрян Р.О., Громека В.И.* Морфологические типы локальных поднятий и их пространственное размещение в Камско-Кинельских прогибах // Тектоническое развитие и современная структура нефтегазоносных областей Восточно-Европейской платформы. – М.: Наука, 1965. – 333 с.
5. *Хатьянов Ф.И., Иванова З.С., Шалагинова Ф.П.* О восточном продолжении фациальных депрессий Камско-Кинельской системы // Геология нефти и газа. – 1968. – № 8. – С. 11–16.
6. *Проворов В.М., Федорчук З.А., Бурыкина А.Е.* О поисках девонских структур под рифогенно-карбонатными массивами в Камско-Кинельской системе впадин // Тр. ВНИГНИ. – Пермь, 1973. – Вып. 123. – С. 94–100.
7. *Войтович Е.Д.* Тектоника осадочного чехла. Камско-Кинельская система прогибов // Геология Татарстана. Стратиграфия и тектоника. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 330–331.
8. *Мирчинк М.Ф., Мкртчян О.М., Трохова А.А.* Палеотектонические и палеогеоморфологические особенности доманикового бассейна Волго-Уральской области // Известия АН СССР. Серия геологическая. – 1975. – № 12. – С. 9–18.
9. *Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г.* Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 51–65.
10. *Фортунатова Н.К., Варламов А.И., Канев А.С., Пороскун В.И., Баранова А.В., Бушуева М.А.* Строение и оценка перспектив нефтеносности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1132–1152. DOI: 10.15372/GIG2021131.
11. *Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушуева М.А. и др.* Стратиграфия верхнего девона Волго-Уральского субрегиона (материалы по актуализации стратиграфических схем). – М.: ВНИГНИ, 2016. – 176 с.
12. *Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Кононова Л.И., Баранова А.В., Бушуева М.А., Михеева А.И., Афанасьева М.С., Обуховская Т.Г.* Литолого-фациальная и биостратиграфическая характеристика верхнедевонских отложений опорной скважины 1 Мелекесская (Мелекесская впадина, Волго-Уральская область) // Бюллетень московского общества испытателей природы. Отдел геологический. – 2018. – Т. 93. – Вып. 5–6. – С. 3–49.
13. *Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Бушуева М.А., Канев А.С., Лучина С.А., Авдеева А.А., Володина А.Г., Холмянская Н.Ю.* Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НГП // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 23–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-23-38.
14. *Mutti E.* Turbidite sandstones. – Milan: San Donato Milanese, 1992. – P. 275. 15. *Фортунатова Н.К.* Перспективы прогноза, поисков и освоения месторождений углеводородов в отложениях карбонатных конусов выноса. – Екатеринбург: Из-во Горного университета, 2007. – Вып. 1 (17). – С. 46–54.
15. *Фортунатова Н.К.* Перспективы прогноза, поисков и освоения месторождений углеводородов в отложениях карбонатных конусов выноса. – Екатеринбург: Из-во Горного университета, 2007. – Вып. 1 (17). – С. 46–54.
16. *Фортунатова Н.К.* Седиментационные модели карбонатных конусов выноса — новых нефтегазопромысловых объектов // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 59–66.

References

1. *Grachevskii M.M.* Osobennosti stroeniya i formirovaniya Kamsko-Kinel'skoi vpadiny v Kuibyshevskom Zavolzh'e i Tatarii [Structural features and character of Kamsky-Kinelsky depression formation in Kuibyshevsky Transvolga Region and Tataria]. *Doklady AN SSSR*. 1959;114(5):1311–1314. In Russ.
2. *Mkrtychyan O.M.* Zakonomernosti razmeshcheniya strukturnykh form na vostoке Russkoi platformy [Common factors of structural forms occurrence in the eastern Russian Platform]. Moscow: Nauka; 1980. 134 p. In Russ.
3. *Mkrtychyan O.M.* Paleostrukturnyi analiz rannikh etapov formirovaniya paleozoiskogo chekhla Volgo-Ural'skoi oblasti [Paleostructural analysis of early stages of Palaeozoic sedimentary cover formation in Volga-Urals region]. In: *Geostrukturnyi analiz Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi oblasti*. Moscow: Nauka; 1977. pp. 30–45. In Russ.
4. *Khachatryan R.O., Gromeka V.I.* Morfoloicheskie tipy lokal'nykh podnyatii i ikh prostranstvennoe razmeshchenie v Kamsko-Kinel'skikh progibakh [Morphological types of local uplifts and their spatial location in Kamsky-Kinelsky troughs]. In: *Tektonicheskoe razvitie i sovremennaya struktura neftegazonosnykh oblastei Vostochno-Evropеiskoi platformy*. Moscow: Nauka; 1965. 333 p. In Russ.

5. Khat'yanov F.I., Ivanova Z.S., Shalaginova F.P. O vostochnom prodolzhenii fatsial'nykh depressii Kamsko-Kinel'skoi sistemy [Eastern extension of facies depressions in Kamsky-Kinelsky system]. *Geologiya nefti i gaza*. 1968;(8):11–16. In Russ.
6. Provorov V.M., Fedorchuk Z.A., Burykina A.E. O poiskakh devonskikh struktur pod rifogenno-karbonatnymi massivami v Kamsko-Kinel'skoi sisteme vpadin [Prospecting for Devonian structures below reef-carbonate massifs in Kamsky-Kinelsky paleodepression system]. In: Trudy VNIGNI. Perm'; 1973. Issue 123. pp. 94–100. In Russ.
7. Voitovich E.D. Tektonika osadochnogo chekhla. Kamsko-Kinel'skaya sistema progibov [Tectonics of sedimentary cover. Kamsky-Kinelsky paleotrough system]. In: Geologiya Tatarstana. Stratigrafiya i tektonika. Moscow : GEOS; 2003. pp. 330–331. In Russ.
8. Mirchink M.F., Mkrtychyan O.M., Trokhova A.A. Paleotektonicheskie i paleogeomorfologicheskie osobennosti domanikovogo basseina Volgo-Ural'skoi oblasti [Paleotectonic and paleogeomorphological features of Domanik basin in Volga-Urals region]. *Izvestiya AN SSSR. Seriya geologicheskaya*. 1975;(12):9–18. In Russ.
9. Varlamov A.I., Petersilye V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Teneta-Guriy A.G. Technique of oil reserves estimation in domanik deposits. *Geologiya nefti i gaza*. 2017;(5):51–65. In Russ.
10. Fortunatova N.K., Varlamov A.I., Kanev A.S., Poroskun V.I., Baranova A.V., Bushueva M.A. Structure and assessment of the oil potential of carbonaceous carbonate-siliceous domanik deposits in the Volga–Ural oil and gas province. *Russian Geology and Geophysics*. 2021;62(8): 929–946. DOI: 10.2113/RGG20214351.
11. Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Bushueva M.A. et al. Stratigrafiya verkhnego devona Volgo-Ural'skogo subregiona (materialy po aktualizatsii stratigraficheskikh skhem) [Devonian stratigraphy of Volga-Ural subregion (stratigraphical sectional planes update materials)]. Moscow: VNIGNI; 2016. 176 p. In Russ.
12. Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Kononova L.I., Baranova A.V., Bushueva M.A., Mikheeva A.I., Afanas'eva M.S., Obukhovskaya T.G. Litologo-fatsial'naya i biostratigraficheskaya kharakteristika verkhnedevonskikh otlozhenii opornoj skvazhiny 1 Melekesskaya (Melekesskaya vpadina, Volgo-Ural'skaya oblast') [Lithofacies and biostratigraphy characteristics of Upper Devonian rocks taken from 1 Melekesskaya key well (Melekesskaya depression, Volga-Urals region)]. *Byulleten' moskovskogo obshchestva ispytatelei prirody. Otdel geologicheskii*. 2018;93(5–6):3–49. In Russ.
13. Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Bushueva M.A., Kanev A.S., Luchina S.A., Avdeeva A.A., Volodina A.G., Kholmyanskaya N.Yu. Methodology of lithologically screened and lithological oil and gas traps prediction in Upper Devonian-Tournaisian and Lower Permian carbonate plays of eastern Volga-Urals Petroleum Province. *Geologiya nefti i gaza*. 2019;(3):23–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-23-38. In Russ.
14. Mutti E. Turbidite sandstones. Milan : San Donato Milanese; 1992. P. 275.
15. Fortunatova N.K. Perspektivy prognoza, poiskov i osvoeniya mestorozhdenii uglevodorodov v otlozheniyakh karbonatnykh konusov vynosa [Prospects for prediction, exploration, and development of hydrocarbon fields in deposits of carbonate fans]. Ekaterinburg: Izdatelstvo Gornogo universiteta; 2007. Issue 1 (17). pp. 46–54. In Russ.
16. Fortunatova N.K. Sedimentation models of carbonate alluvial fans — new oil and gas exploration objects. *Geologiya nefti i gaza*. 2007;(2):59–66. In Russ.

Информация об авторах

Фортулатова Наталья Константиновна

Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: fortunatova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 16068336000
ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Бушueva Марина Александровна

Заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: bushueva@vnigni.ru

Канев Александр Сергеевич

Заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: alexandr_kanev@bk.ru
SCOPUS ID: 57265029900

Information about authors

Natalya K. Fortunatova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: fortunatova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 16068336000
ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Marina A. Bushueva

Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: bushueva@vnigni.ru

Aleksandr S. Kanev

Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: alexandr_kanev@bk.ru
SCOPUS ID: 57265029900

Белоусов Григорий Александрович

Кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: belousov@vnigni.ru

Баранова Анна Викторовна

Руководитель группы
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: baranova@vnigni.ru

Холмянская Наталия Юрьевна

Старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: natahol@vnigni.ru

Grigorii A. Belousov

Candidate of Technical Sciences,
Leading Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: belousov@vnigni.ru

Anna V. Baranova

Head of Group
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: baranova@vnigni.ru

Nataliya Yu. Kholmyanskaya

Senior Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: natahol@vnigni.ru



Программа конференции:

- Пленарная сессия
- 25 технических сессий
- 5 круглых столов
- 2 часа с экспертом
- Специальная сессия



Регистрация открыта!

РОССИЙСКАЯ
ОТРАСЛЕВАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
(РОЭК)

3-5 октября 2023

ЦМТ, Москва


www.geomodel.ru/roek

на правах рекламы

УДК 553.982.23

DOI 10.41748/0016-7894-2023-3-83-103

Особенности строения и перспективы нефтегазоносности юрских отложений на севере Западной Сибири

© 2023 г. | И.Н. Низамутдинова¹, В.А. Балдин^{1,2}, Н.З. Мунасыпов^{2,3}

¹Научно-производственный центр «Геостра»; Уфа, Россия; nizamutdinovain@bngf.ru;

²Научно-производственная фирма «Геофизика»; Уфа, Россия; baldin@bngf.ru;

³Акционерное общество «Башнефтегеофизика»; Уфа, Россия; nail@bngf.ru

Поступила 12.04.2023 г.

Доработана 03.05.2023 г.

Принята к печати 09.05.2023 г.

Ключевые слова: сейсморазведка МОГТ; глубокое бурение; поиски; разведка; ниже-среднеюрские и верхнеюрские нефтегазоносные комплексы; месторождения; залежи нефти и газа; секвенс-стратиграфия; нефтегазоперспективные объекты; неантиклинальные ловушки; север Западной Сибири; Ямало-Ненецкий автономный округ; Таймырский район Красноярского края.

Аннотация: В статье приведены уточненные сведения по особенностям геологического строения и условиям залегания юрских отложений на севере Западной Сибири, основанные на результатах секвенс-стратиграфического анализа данных сейсморазведки методом общей глубинной точки, бурения и геофизических исследований скважин. Геологическое строение и условия залегания юрских отложений на севере Западной Сибири характеризуются большими глубинами, региональной цикличностью осадконакопления на огромных территориях, большой мощностью, высокими значениями термодинамических и катагенетических параметров продуктивных толщ, высокой литофациальной неоднородностью, аномально высоким пластовым давлением, пониженными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, повышенным содержанием конденсата и растворенного газа в газовых и нефтяных залежах. Показано, что в юрских отложениях выделяется три основных нефтегазоносных комплекса: ниже-среднеюрский (без келловей), келловей-кимериджский и титон-берриасский. Оценены перспективы нефтегазоносности юрских комплексов. Приведены сведения о нефтегазоносности зимнего, шараповского, надояхского, вымского и малышевского резервуаров ниже-среднеюрского нефтегазоносного комплекса, сиговского резервуара келловей-кимериджского нефтегазоносного комплекса, переходного от юры к мелу яновстанского резервуара титон-берриасского нефтегазоносного комплекса. Доказана промышленная нефтегазоносность ниже-среднеюрского, келловей-кимериджского и титон-берриасского нефтегазоносных комплексов. Достоверные количественные оценки потенциальных ресурсов углеводородов юрских комплексов для огромной территории севера Западной Сибири к настоящему времени отсутствуют. Даны рекомендации на проведение нефтегазопроисковых работ в юрских отложениях на севере Западной Сибири. Обращено внимание на новые направления нефтегазопроисковых работ в юрском интервале разреза, связанные с поиском неантиклинальных объектов различных типов на доступных для бурения глубинах в пределах Обско-Лаптевской гряды и бортов Западно-Сибирского седиментационного бассейна.

Для цитирования: Низамутдинова И.Н., Балдин В.А., Мунасыпов Н.З. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности юрских отложений на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 83–103. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-83-103.

Structural features and petroleum potential of Jurassic formations in northern Western Siberia

© 2023 | I.N. Nizamutdinova¹, V.A. Baldin^{1,2}, N.Z. Munasypov^{2,3}

¹Geostra Research and Production Center; Ufa, Russia; nizamutdinovain@bngf.ru;

²Geofizika Research and Production Company; Ufa, Russia; baldin@bngf.ru;

³Bashneftegeofizika Joint Stock Company; Ufa, Russia; nail@bngf.ru

Received 12.04.2023

Revised 03.05.2023

Accepted for publication 09.05.2023

Key words: CDP seismic exploration; longhole drilling; prospecting; exploration; Lower-Middle Jurassic and Upper Jurassic plays; field; oil and gas accumulations; sequence stratigraphy; oil and gas promising objects; non-anticlinal traps; northern West Siberia; Yamal-Nenets Autonomous Okrug; Taimyrsky District of the Krasnoyarsk Krai.

Abstract: The paper presents the updated data on geostructural features and mode of occurrence of Jurassic deposits in the northern West Siberia; this information is based on the results of sequence stratigraphy analysis of CDP seismic, drilling, and well logging data. The following factors determine geological structure and mode of occurrence of Jurassic series in the northern West Siberia: great depths; repeated regional pattern of sedimentation over the vast areas; large thickness; high values of thermal, depth, and catagenetic parameters of pay intervals; high lithofacies inhomogeneity; abnormal reservoir

pressure; less good reservoir quality; higher condensate and solution gas content in gas and oil pools. It is shown that three plays are identified in the Jurassic deposits, they are: Lower-Middle Jurassic (except for Callovian), Callovian-Kimmeridgian, and Tithonian-Berriasian. Petroleum potential of the Jurassic sequences is evaluated. The authors present information on oil and gas occurrence in Zimny, Sharapovsky, Nadoyakhsky, Vymsky, and Malyshevsky reservoirs of the Lower-Middle Jurassic play, Sigovsky reservoir of the Callovian-Kimmeridgian play, and Jurassic-to-Cretaceous Yanovstansky reservoir of Tithonian-Berriasian play. The commercial hydrocarbon potential of the Lower-Middle Jurassic, Callovian-Kimmeridgian, and Tithonian-Berriasian plays is proved. Reliable quantitative estimates of the potential hydrocarbon resources of the Jurassic sequences are not yet available for the vast territory of northern West Siberia. Recommendations for oil and gas prospecting in Jurassic deposits in the northern West Siberia are given. The authors draw attention to new trends of petroleum exploration activities in the Jurassic interval of the section, which are related to the attempts to find various types of non-anticlinal objects at the depths accessible for drilling within the Ob-Laptevsky Ridge and flanks of the West Siberian Sedimentary Basin.

For citation: Nizamutdinova I.N., Baldin V.A., Munasyrov N.Z. Structural features and petroleum potential of Jurassic formations in northern Western Siberia. Geologiya nefti i gaza. 2023;(3):83–103. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-83-103. In Russ.

Введение

В XXI в. основой развития топливно-энергетической базы России становятся северные регионы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП): Ямал, Гыдан, западная часть Таймыра, южная часть Карского моря. Арктические регионы Западной Сибири характеризуются доказанной высокой нефтегазоносностью. Промышленная нефтегазоносность установлена от верхнемеловых до нижнеюрских отложений. В северных регионах Западной Сибири в настоящее время в больших объемах ведется промышленная добыча УВ, готовятся к вводу в эксплуатацию новые нефтяные и газовые кластеры, проводятся поисково-разведочные работы, открываются новые месторождения УВ.

Два последних десятилетия и будущее энергетической безопасности России обеспечивают действующие минерально-сырьевые центры УВ в арктической зоне Западной Сибири: нефтяной кластер Новый порт (ПАО «Газпром нефть», Ямал), Бованенковский газовый кластер (ПАО «Газпром», Ямал, Карское море), кластер по добыче и производству сжиженного природного газа Ямал СПГ (ПАО «Новатэк», Ямал), а также введенные в эксплуатацию в XXI в. на севере Западной Сибири нефтяные месторождения Ванкорского кластера (ПАО «НК «Роснефть», Красноярский край) и Мессояхского проекта (ПАО «Газпромнефть» и ПАО «НК «Роснефть», Ямало-Ненецкий автономный округ), Большехетская группа газовых месторождений (ПАО «ЛУКОЙЛ», Ямало-Ненецкий автономный округ) и др. Ведется расширение действующих и строительство новых минерально-сырьевых центров: Арктик СПГ-1, 2, 3 (ПАО «Новатэк», Гыдан), Восток-Ойл (ПАО «НК «Роснефть», Таймыр).

В арктических регионах Западной Сибири выполняются поисково-оценочные работы, по результатам которых открываются новые месторождения УВ, преимущественно крупные и даже уникальные: Западно-Иркинское нефтяное, Верхнекубинское (им. Е. Зиничева), Тамбейское газоконденсатные и др.

Тем не менее следует отметить, что выявленные залежи УВ на всех эксплуатируемых и находящихся в разведке месторождениях севера Западной

Сибири связаны в основном с ловушками структурного типа, фонд которых весьма ограничен, а подавляющая часть залежей УВ установлена в меловых отложениях.

Запасы многих месторождений в меловых отложениях, эксплуатируемых в Ямало-Ненецком автономном округе, к настоящему времени уже значительно выработаны, а фонд крупных структурных объектов по меловым горизонтам практически исчерпан.

В настоящее время, когда ресурсная база традиционных объектов и комплексов в значительной мере исчерпана, возрастает необходимость поиска и разведки новых крупных зон нефтегазонакопления на слабоизученных территориях и на новых стратиграфических уровнях, а также выявления нетрадиционных сложнопостроенных ловушек УВ.

Перспективы поисков крупных месторождений нефти и газа в Западно-Сибирской НГП связываются с ее северными слабоосвоенными территориями полуостровов Ямал, Гыданский, Таймыр и прилегающей акваторией Карского моря, с глубокими горизонтами осадочного чехла и со сложнопостроенными ловушками УВ различных типов. В связи с этим необходимо сместить фокус геолого-разведочных работ на нефть и газ в сторону глубокозалегающих горизонтов осадочного чехла, в том числе юрских отложений.

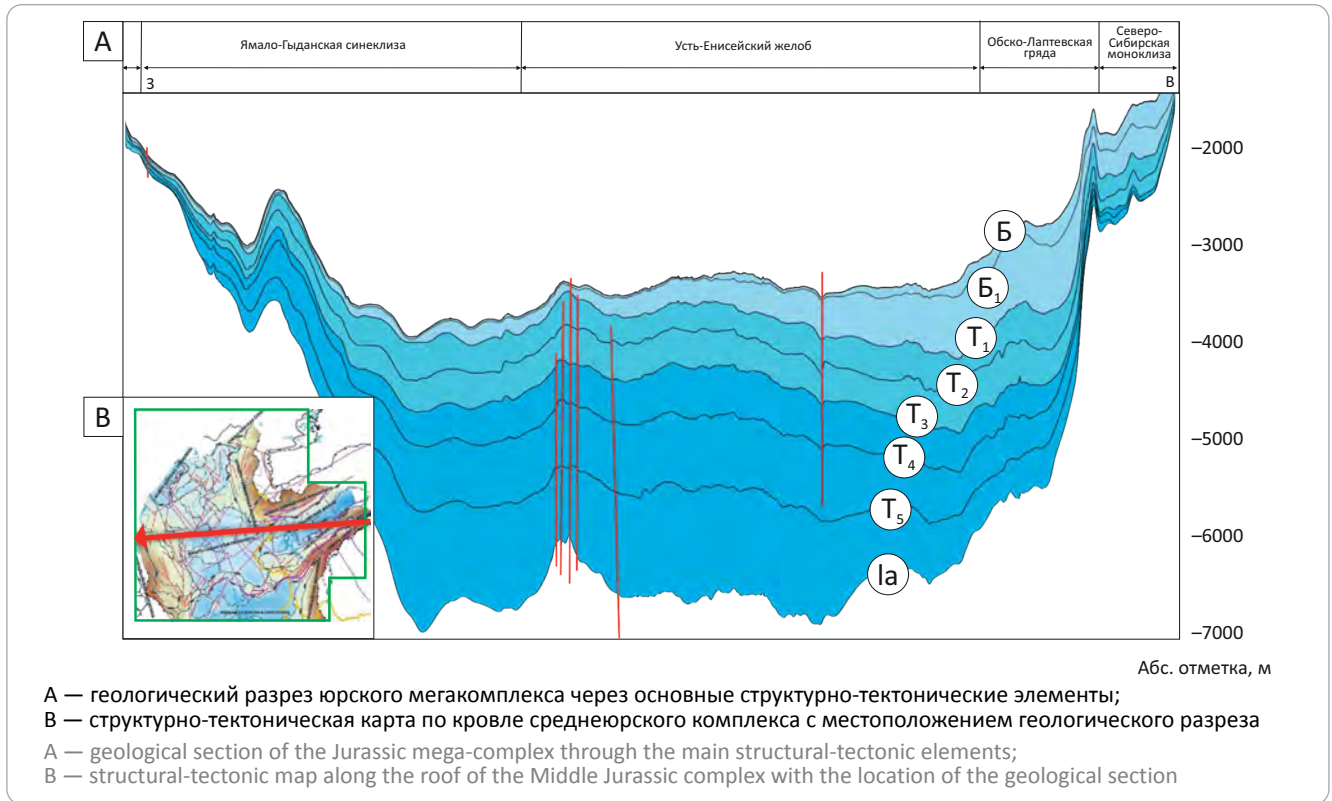
Особенности геологического строения юрских комплексов

На севере Западной Сибири отложения юрской системы распространены практически повсеместно и залегают согласно на породах тампейской серии триаса в депрессионных зонах или с крупным стратиграфическим несогласием на более древних раннетриасовых, палеозойских и докембрийских породах в пределах Обско-Лаптевской гряды и бортов мезозойского бассейна [1, 2]. Характерной особенностью юрского интервала разреза на севере Западно-Сибирской НГП является большая мощность, достигающая в наиболее прогнутых депрессионных зонах 4–6 км (рис. 1, 2).

Геологический разрез юры представлен всеми тремя отделами, в пределах крупных депрес-

Рис. 1. Принципиальная схема стратификации юрского мегакомплекса на севере Западной Сибири (по данным НППГМ Геосейс, НПЦ Геостра, 2015)

Fig. 1. Schematics of the Jurassic megasequence stratification in the northern West Siberia (according to NPPGM Geoseis, NPTs Geostra, 2015)



сий характеризуется стратиграфической полнотой и отсутствием в его составе видимых перерывов и несогласий [3–10]. Исключение составляют лишь высококонтрастные своды мегавалов Обско-Лаптевской гряды, где, по данным сейсморазведки и бурения, фиксируется частичный размыв верхней части юрских отложений в неокомское время, достигающий в наиболее приподнятых блоках средней – нижней юры (до байоса – тоара). Сокращенный разрез юрских отложений как по стратиграфической полноте, так и по мощности отмечается на крупных положительных структурах (Обско-Лаптевская гряда и др.), моноклизах бортов Западно-Сибирского мезозойского бассейна [1].

Основные сведения о строении и нефтегазодности юрских комплексов получены по материалам сейсморазведки МОГТ-2D/3D и ограниченными данными глубокого бурения [11]. В последние годы все юрские комплексы с различной степенью детальности изучены по результатам комплексной интерпретации МОГТ и бурения с позиций секвенс-стратиграфии как на региональном уровне, так и в пределах отдельных локальных участков [1].

Отложения юры на севере Западной Сибири характеризуются сейсмическим мегакомплексом Ia(III)–B(Г₀), в котором выделено четыре седиментационных сейсмических комплекса:

- 1) нижнеюрский, Ia(III)–T₄(IIr);
- 2) среднеюрский, T₄(IIr)–T₁(IIb);

3) келловей-кимериджский, T₁(IIb)–B₁(IIa);

4) переходный от юры к мелу титон-берриасский, B₁(IIa)–B(Г₀).

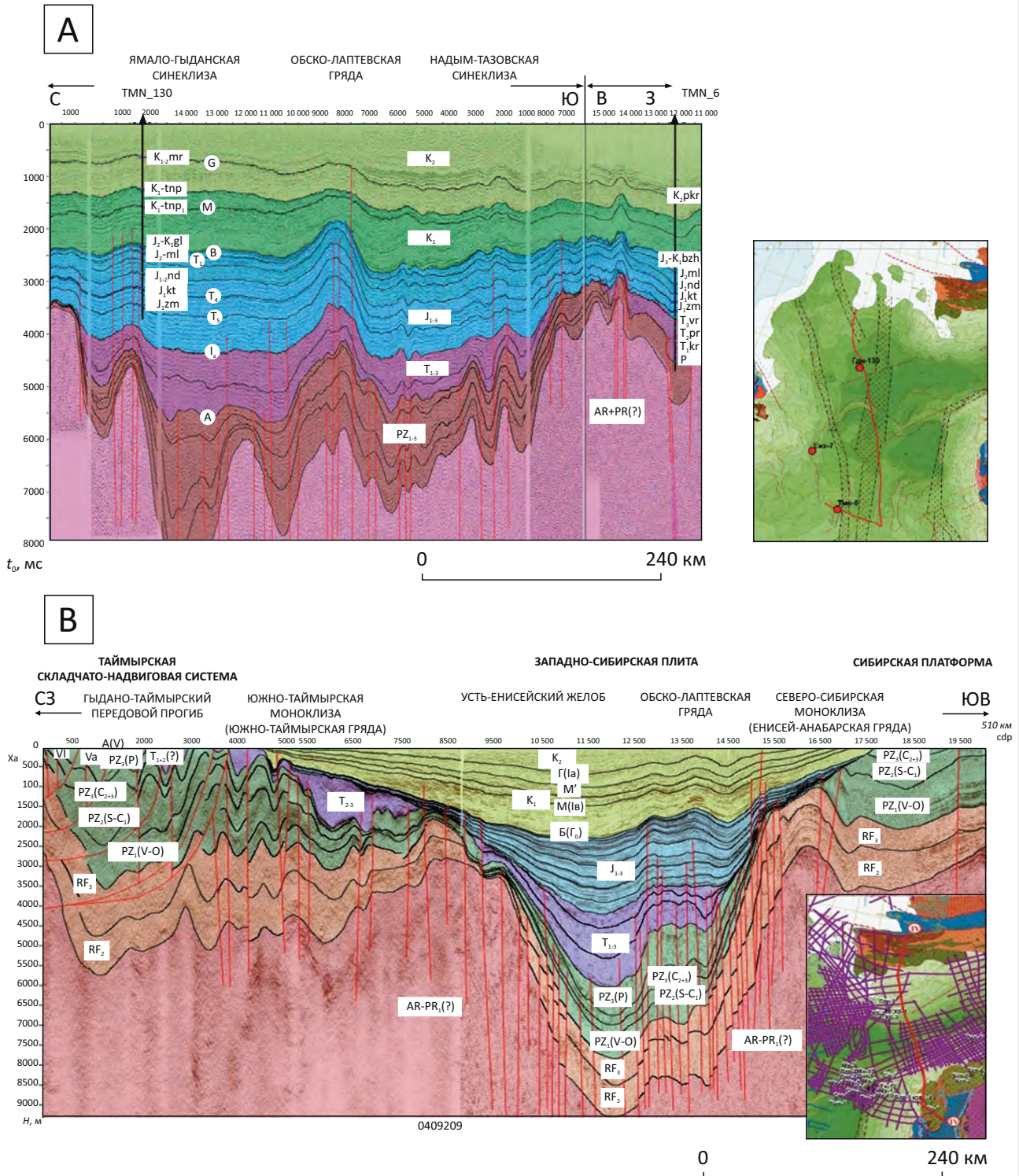
Нижне- и среднеюрские комплексы, в свою очередь, делятся на отдельные подкомплексы, достаточно надежно картируемые региональными горизонтами T₅, T₃, T₂.

Изученность юрских отложений на севере Западной Сибири параметрическим и поисково-разведочным бурением крайне низка и неравномерна. В депрессионных зонах (Ямало-Гыданская синеклиза, Усть-Енисейский желоб, Южно-Карская впадина) в настоящее время на отдельных крупных поднятиях вскрыты глубоким бурением, в лучшем случае, отложения верхней части средней юры. На бортах Западно-Сибирской НПП ниже-среднеюрские отложения находятся на доступных для бурения глубинах. Но на севере Западной Сибири зоны выклинивания ниже-среднеюрских отложений сокращенной мощности на мезозойских моноклизах относительно изучены бурением только на северо-западном борту бассейна, в пределах п-ова Ямал (Южно-Ямальская моноклиза). На северо-восточном борту бассейна (Западно-Таймырская, Южно-Таймырская моноклизы) значительно сокращенные разрезы юры изучены единичными скважинами только в западной части Южно-Таймырской моноклизы. Обско-Лаптевская гряда наклонных высокоамплитудных мегавалов, протяжи-



Рис. 2. Сейсмогеологические разрезы по региональным композитным маршрутам на севере Западной Сибири (по данным НПЦ Геостра, 2020)

Fig. 2. Geoseismic sections along the regional composite routes in the northern West Siberia (according to NPTs Geostra, 2020)



A — на Гыдане через параметрические скважины Тюменская-6 и Гыданская-130 и схема расположения разреза, B — на Таймыре через Таймырскую складчато-надвиговую систему, северо-восток Западно-Сибирской плиты, северное окончание Сибирской платформы платформ и схема расположения разреза

A — on the Gydan Peninsula through the Tyumenskaya-6 and Gydanskaya-130 stratigraphic wells and its location, B — on Taimyr across the Taimyrsky fold and thrust system, north-east of the West Siberian Plate, and northern end of the Siberian Platform and its location

вающаяся через весь Гыдан и Таймыр на расстояние более 1800 км, где ниже-среднеюрские резервуары также доступны для бурения, поисковым бурением на юру изучена очень слабо [11].

Сокращенный по стратиграфической полноте и мощности разрез ниже-среднеюрских отложений со вскрытием зимней свиты (геттанг – низы верхнего плинсбаха) на рассматриваемой территории севера Западно-Сибирского мегабассейна изучен поисково-разведочным бурением на Ямале (41 скважина), в пределах Обско-Лаптевской гряды (13 скважин) и на северном борту Ямало-Гыданской синеклизы (параметрическая скв. Гыданская-130). На северо-восточном борту бассейна, в пределах Южно-Таймырской мезозойской моноклизы, к настоящему времени значительно сокращенный разрез юры полностью вскрыт только тремя скважинами. Несколько сокращенные мощности отложений средней юры со вскрытием лайдинской свиты (аален) в основании среднеюрской толщи изучены глубоким бурением на 28 крупных поднятиях Гыдана и Таймыра (70 скважин). Малышевскую свиту средней юры (верхи байоса – верхний бат) полностью или частично вскрыли на Гыдане и Таймыре как в пределах валов и сводов, так и в депрессионных частях бассейна 145 скважин. Наиболее полный стратиграфический разрез юры в осевых частях впадин и прогибов общей мощностью до 4–6 км не вскрыт ни одной скважиной [11].

Параметрическая скв. Гыданская-130, пробуренная в 2017–2018 гг. на северном борту Ямало-Гыданской синеклизы до глубины 6126 м, вскрыла увеличенную (более 1 км) мощность разреза нижней юры, который, по данным специалистов СНИ-ИГГиМС, наращивает алевритопесчаную толщу зимней свиты под 300-м преимущественно алевритоглинистой толщей геттанг-синемюрского возраста, выделяемой как новый литостратон в ранге подсвиты зимней свиты. Специалисты СибНАЦ, на основании изучения параметрической скв. Гыданская-130, в низах юры выделяют гыданскую свиту геттанг-синемюрского яруса, трассируемую отражающими горизонтами (ОГ) T₅ и Ia. При этом в их варианте интерпретации корреляция и стратиграфическая привязка этих отражающих горизонтов находятся несколько выше, чем региональные реперы T₅ и Ia, достаточно уверенно прослеживаемые по результатам региональных секвенс-стратиграфических исследований [1].

Положение нижней границы юрской системы в параметрической скв. Гыданская-130 надежно не определено, что связано не только с различной трактовкой пространственно-временного положения тампейской серии триаса, но и с отсутствием достаточно надежных возрастных датировок отложений нижней юры и верхнего триаса. По ограниченными данным, на основе интерпретации ГИС и редких находок микрофауны, граница юры – триаса предполагается на глубине 5570 м. По данным авторов статьи [1], основанным на результатах

секвенс-стратиграфической интерпретации ниже-среднеюрских и триасовых комплексов по большому (более 75 000 км) объему МОГТ-2D в площадном варианте, увязанных в региональном плане со всеми немногочисленными скважинами, вскрытыми в регионе отложения нижней юры и триаса, параметрическая скв. Гыданская-130 остановлена в надбазальной толще нижней юры, а граница юры – триаса предполагается на глубине около 6390 м (рис. 3).

Параметрическая скв. Ново-Якимовская-1, пробуренная в 2022 г. на Таймыре, на южном борту Усть-Енисейского желоба, остановлена в среднеюрских отложениях (вымская свита) при забое 5020 м.

Всего, по данным сейсморазведки МОГТ, бурения и ГИС, в юрском интервале разреза установлено семь трансгрессивно-регрессивных циклов осадконакопления. Сходное строение юрских разрезов на севере Западной и Центральной Сибири, удаленных на многие сотни километров (Ямал, Гыдан, Таймыр), дает основание считать, что проявляющаяся в них цикличность связана с региональными эвстатическими колебаниями уровня моря.

Юрский палеобассейн на севере Западной и Центральной Сибири был представлен единой огромной северной сверхглубокой депрессией, включая Надым-Тазовскую и Ямало-Гыданскую синеклизы, Южно-Карскую впадину и весь Енисей-Хатангский региональный прогиб. В общем случае в юрское время морские трансгрессии в Западно-Сибирский бассейн происходили с северо-востока по Енисей-Хатангскому региональному прогибу, размеры которого в то время могли быть значительно больше современных.

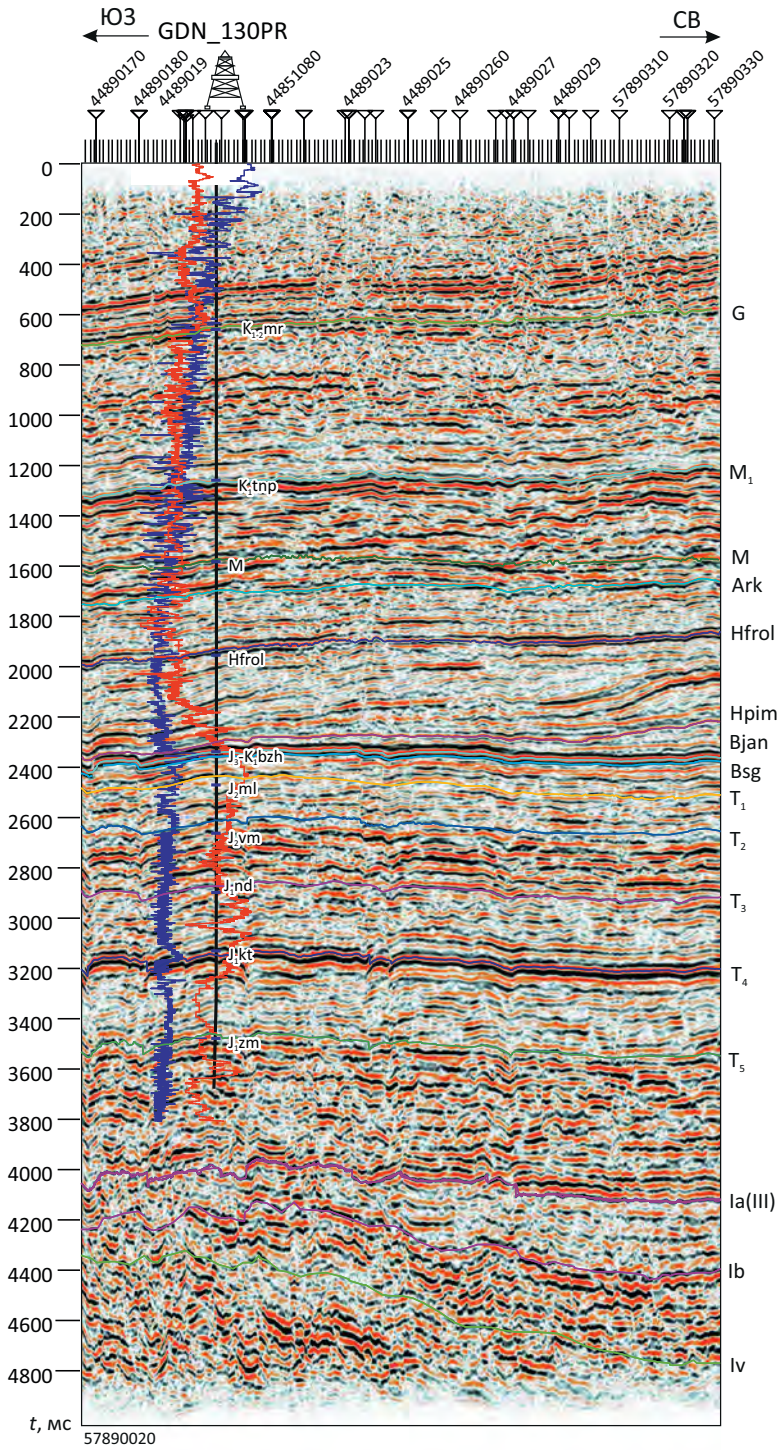
Результаты сейсмостратиграфических, палеотектонических и литолого-фациальных исследований¹ [12–14] позволяют считать, что в юрское время Обско-Лаптевская гряда не существовала. В Енисей-Хатангском региональном прогибе, включая современные Усть-Енисейский и Хатангский желоба, находился единый седиментационный бассейн с максимумом прогибания по северному борту Енисей-Хатангского глубинного разлома вблизи его шовной зоны, со сносом осадков как с Сибирской платформы, так и с Горного Таймыра.



В мезозойское время Енисей-Хатангский региональный прогиб представлял собой сложную зону сочленения двух мезозойских бассейнов по Енисей-Хатангскому глубинному разлому шовного типа: Западно-Сибирского (Усть-Енисейский желоб и Обско-Лаптевская гряда) и Хатангско-Вилуйского (Хатангский желоб). В определенные этапы геологической истории (юрское, поздне меловое время) эти бассейны объединялись, имея сходные условия седиментации, а в другие периоды (триас,

¹Балдин В.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности верхнеюрско-неокомских отложений западной части Енисей-Хатангского прогиба : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М. : Изд-во ВНИГНИ, 2001. – 225 с.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 3. Сейсмостратиграфическая привязка параметрической скв. Гыданская-130 к сейсмическому временному разрезу 57890020, указывающая на забой в надбазальных горизонтах нижней юры (по данным НПЦ Геостра, 2020)
Fig. 3. Seismostratigraphic matching of the Gydanskaya-130 stratigraphic well to 57890020 time sections; well toe is above-basal Lower Jurassic horizons (according to NPTs Geostr, 2020)



 1  2

Кривые (1, 2): 1 — ПС, 2 — АК

Curves (1, 2): 1 — SP, 2 — ASL

неоком) резко различались по условиям осадконакопления. По современным представлениям [13, 14], основанным на новых геолого-геофизических данных (в первую очередь новых профилях МОГТ), Енисей-Хатангский глубинный разлом в Енисей-Хатангском региональном прогибе в мезозое является шовной границей между Западно-Сибирской плитой и Сибирской платформой. В современном структурном плане юрско-меловых отложений Енисей-Хатангский региональный прогиб не фиксируется как единая мезозойская депрессия, а представлен двумя отрицательными надпорядковыми структурами — субширотными желобами: Усть-Енисейским и Хатангским, которые резко различаются между собой по истории развития и условиям осадконакопления в мезозое (особенно в триасе и неокоме) и разделены по диагонали крупнейшей надпорядковой положительной структурой — Обско-Лаптевской приразломной грядой.

В современных границах северной части Западно-Сибирского мегабассейна глубины залегания кровли юрских отложений в погруженных зонах надпорядковых отрицательных структур (Ямало-Гыданская синеклиза, Усть-Енисейский желоб) составляют более 3200–3500 м, уменьшаясь до 1000–800 м и менее в наиболее приподнятых блоках Обско-Лаптевской гряды и до 500–200 м — на бортах бассейна, в пределах мезозойских моноклиз. Западной части Усть-Енисейского желоба соответствуют глубины 3200–3500 м с погружением в восточном направлении до 3500–4000 м в районе р. Пясины.

По характеру распределения мощности юрских отложений на севере Западной Сибири контрастно фиксируются максимальные толщины в депрессионной области, протягивающейся в направлении с юго-запада на северо-восток от Ямало-Гыданской синеклизы в Усть-Енисейский желоб. По сейсмическим данным, мощность юрского мегакомплекса увеличивается в восточном направлении от 4000–4400 м на юго-западе Ямало-Гыданской синеклизы до 5000–6000 м в Агапском прогибе Усть-Енисейского желоба. Сокращенные мощности отложений юры фиксируются в наиболее приподнятых сводовых зонах северо-восточных частей наклонных мегавалов Обско-Лаптевской гряды, составляя 2800–1600 м на Рассохинском (Таймыр) и 1000–1100 м на Малохетском (восточная часть Гыдана) мегавалах. Из-за повышенной дислоцированности мезозойских отложений и наличия мощного неокомского эрозионного среза юрско-нижнемеловых отложений оценить масштабы первичной седиментации в юрское время в пределах Обско-Лаптевской гряды не представляется возможным [1].

Нижнеюрские и среднеюрские отложения по литологическому составу и условиям осадконакопления на основе данных бурения и ГИС выделены (снизу вверх) в зимнюю (геттанг – нижний плинсбах, по другим данным: геттанг – низы верхнего плинсбаха), левинскую (нижняя часть верхнего

плинсбаха, по другим данным: середина верхнего плинсбаха), шараповскую (верхняя часть верхнего плинсбаха, по другим данным: верхний плинсбах), китербютскую (низы нижнего тоара), надояхскую (верхняя часть нижнего тоара – низы аалена, по другим данным: верхний тоар – низы аалена), лайдинскую (нижний аален – нижняя часть верхнего аалена, по другим данным: аален), вымскую (самые верхи аалена – низы байоса), леонтьевскую (середина байоса), мальшевскую (поздний байос – средний бат, по другим данным: верхи байоса – бат), точинскую (келловой, по другим данным: верхний бат – келловой, верхний бат – средний келловой) свиты [1].

При стратификации юрских отложений севера Западной Сибири отложения нижней и средней юры считаются наименее проблемными для расчленения, а наиболее дискуссионными с точки зрения хроностратиграфического расчленения являются отложения верхней юры и ее граница с вышележающим неокомским клиноформным комплексом нижнего мела.

В то же время, даже для ниже-среднеюрских отложений, которые характеризуются региональным площадным развитием на огромной территории и выдержанностью свойств выделяемых в этом интервале разреза пяти седиментационных комплексов-циклитов, для севера Западной Сибири наблюдаются неоднозначности в выделении и стратиграфической привязке отдельных местных стратиграфических подразделений. Наибольшие расхождения в стратификации ниже-среднеюрских отложений встречаются в отбивках зимней, левинской, лайдинской и леонтьевской свит. В вариантах стратиграфических разбивок различных авторов для этих свит разброс глубин достигает 300 м. По стратиграфическим разбивкам ниже-среднеюрских отложений в параметрической скв. Гыданская-130 при посвитном расчленении средней юры расхождения незначительны (от первых метров до 50 м), а в нижеюрских расхождения в разбивках левинской, шараповской и китербютской свит уже составляют около 250 м, достигая 300–600 м и более при разбивках зимней свиты [1].

При сопоставлении микропалеонтологических характеристик ярусов и литологии свит вскрытых разрезов нижней – средней юры на Таймыре, Гыдане и Ямале была выявлена четкая цикличность, выраженная в чередовании трансгрессивных глинистых пачек и свит (левинская, китербютская, лайдинская, леонтьевская, точинская) и песчано-алевритовых регрессивных свит и толщ (зимняя, шараповская, надояхская, вымская, мальшевская). В разрезах нижней – средней юры на севере Западной Сибири выделено пять региональных циклитов. Генезис ниже-среднеюрских отложений определяется как преимущественно морской и прибрежно-морской, на бортах бассейна и для верхней части среднеюрских комплексов – частично субконтинентальный. Поэтому в северных районах Западной Сибири в юрских отложениях большехетской серии распро-

странены выдержанные песчаные пласты с более высокими коллекторскими свойствами, чем в одно-возрастных отложениях тюменской свиты.

По сейсмическим данным, общая мощность ниже-среднеюрских (без келловей) отложений, включающих сейсмокомплексы $I_a(III)-T_4(IIг)$ и $T_4(IIг)-T_1(IIб)$, на северо-востоке Западной Сибири колеблется от 1,7 до 3,2 км, достигая максимальных значений (более 3 км) в Ямало-Гыданской синеклизе и сокращаясь до первых сотен метров и полного выклинивания на бортах седиментационного бассейна. На севере Западной Сибири юрский разрез значительно (до 1,5–2 км) наращивается, главным образом снизу самыми нижними слоями надбазальной юрской толщи. Зоны максимального осадконакопления нижеюрских отложений соответствуют впадинам Ямало-Гыданской синеклизы, самые ранние пачки залегают в наиболее погруженных зонах. Наиболее древние надбазальные отложения нижней юры развиты в Западной Сибири только в Ямало-Гыданской синеклизе и в полном объеме бурением не вскрыты.

Отложения келловей (J_2) и оксфорд-кимериджа (J_3) на Ямале традиционно выделяются в абалакскую свиту (верхний бат – нижний титон, по другим данным: верхний бат – кимеридж, бат – кимеридж), на севере Гыдана и северо-западе Таймыра – в гольчихинскую свиту (бат – кимеридж, по другим данным: бат – нижний титон, верхний бат – нижний берриас), в юго-восточной части Гыдана и Таймыра разделяют на точинскую (келловей, по другим данным: нижний – средний келловей) и сиговскую (оксфорд – кимеридж, по другим данным: оксфорд – нижний кимеридж, верхний келловей – кимеридж) свиты [1].

Келловей-кимериджские отложения представлены исключительно морскими и прибрежно-морскими фациями даже вблизи палеозойского обрамления, что позволяет говорить о существовании в келловей-позднеюрское время обширного морского бассейна, береговая линия которого располагалась за пределами современных границ бассейна осадконакопления.

Породы абалакской свиты представлены аргиллитами известковистыми, глауконитовыми, нередко битуминозными. В юго-западной части Гыдана общая мощность келловей-верхнеюрских отложений абалакской и вышезалегающей баженовской свит составляет всего около 100 м.

Данные бурения последних десятилетий в погруженных частях и на северном борту седиментационного бассейна на Восточном Гыдане и Западном Таймыре показали, что келловей-верхнеюрские отложения в этих районах имеют достаточно значительную мощность (до 300–500 м), но в их составе отсутствуют грубообломочные породы. Вотличие от одновозрастных отложений в восточной части Малохетского мегавала и на восточном борту Большехетской впадины, здесь разрез келловей –

верхней юры представлен монотонной глинисто-алевритовой толщей гольчихинской свиты, которую условно можно разделить по литологическому составу на две примерно равные части. Нижняя часть имеет несколько более алевритовый состав, а в составе верхней преобладают глинистые отложения.

В пределах Обско-Лаптевской гряды (Малохетский, Рассохинский мегавалы) и у ее подножий, а также южнее Обско-Лаптевской гряды (Пур-Тазовская НГО) оксфорд-кимериджские отложения выделяются в сиговскую алевритопесчаную свиту, которая перекрыта яновстанской свитой титон-берриасского возраста и подстилается точинской свитой глинистых отложений келловей (верхи средней юры).

Точинская свита представлена преимущественно глинистым материалом с подчиненным количеством песчаников и алевролитов.

Сиговская свита достаточно четко дифференцируется на две подсвиты. Нижняя преимущественно песчано-алевритового состава является возрастным и литофациальным аналогом верхне-васюганской подсвиты. Верхняя подсвита сложена преимущественно глинистым материалом с подчиненным значением песчано-алевритовых прослоев. Верхнесиговская подсвита по геологическому строению, генезису и закономерностям в изменении разреза идентична вышележащим образованиям яновстанской свиты, в связи с чем по каротажным данным граница сиговской-яновстанской свит выделяется весьма условно. Толщины сиговской свиты изменяются от нескольких десятков до 200–250 м, а возможно, и до 400 м.

По сейсмическим данным, келловей-кимериджский комплекс $T_1(IIб)-B_1(IIа)$ имеет покровный характер распространения по всему северу Западно-Сибирского бассейна, со средними толщинами на Ямале, Гыдане и Карском море от 100–200 до 500 м. Максимальная мощность келловей-кимериджской толщи с существенно опесчаненной средней частью прогнозируется вдоль северо-западных подножий приразломных мегавалов Обско-Лаптевской гряды, с постепенным увеличением вдоль подножной зоны в северо-восточном направлении. На Таймыре, по правому берегу р. Енисей, мощность келловей-кимериджских отложений в восточном направлении по Енисей-Хатангскому региональному прогибу постепенно возрастает до 600–1000 м и более. Минимальные мощности комплекса в первые десятки метров вплоть до полного срезания отмечаются в наиболее приподнятых северо-восточных блоках наклонных мегавалов Обско-Лаптевской гряды. В пределах моноклиза на бортах седиментационного бассейна мощность келловей-кимериджских отложений постепенно сокращается от 200–150 м до полного выклинивания [1].

Переходные от юры к мелу отложения титона – берриаса изучены очень слабо. На Ямале и в юго-западной части Гыдана выделяют баженовскую свиту

(средний титон – нижний берриас, по другим данным: титон – берриас, верхний кимеридж – низы берриаса), в юго-восточной части Гыдана и на большей части Таймыра — увеличенной мощности яновстанскую свиту (титон – берриас, по другим данным: верхний кимеридж – низы берриаса), а на севере Гыдана и Таймыра — верхнюю часть гольчихинской свиты.

Основным верхнеюрским маркирующим горизонтом в кровле комплекса, имеющим региональное значение, являются битуминозные аргиллиты баженовской свиты, однозначно прослеживаемые в пределах Фроловско-Тамбейского фациального района (Ямал, запад Гыдана) и характеризующиеся ярко выраженными литологическим составом и физическими свойствами с высокими значениями КС и ГК на каротажных диаграммах.

Яновстанская свита, распространенная в юго-восточной части Гыдана и на Таймыре (Тазо-Хетский фациальный район), представлена темно-серыми, вверху свиты — серыми глинами, от тонкоотмученных до слабоалевритистых, общей мощностью до 700 м. Встречаются прослои светло-серого тонкозернистого песчаного материала, количество которого увеличивается в юго-восточном и восточном направлениях (пласты ЯН₁₋₆).

По данным секвенс-стратиграфических исследований¹ ([1] и др.), титон-берриасские отложения, соответствующие сеймостратиграфическим комплексам Б₁(Па)–Б(Г₀), формировались в разнообразных палеогеографических обстановках, обусловленных высокой расчлененностью палеорельефа при дифференцированных тектонических движениях, и образуют на севере Западной Сибири различные зоны (рис. 4):

- конденсированные покровы в погруженной части бассейна (Ямало-Гыданская синеклиза и Усть-Енисейский желоб);

- «аномальные разрезы» микроклиноформного строения в пределах Гыдана (Ямало-Гыданская синеклиза) с источником сноса с северного обрамления бассейна (западная часть Горного Таймыра) и простираем в субмеридиональном направлении, отличном от простираения неокомских клиноформ;

- клиноформы заполнения отрицательных форм палеорельефа в прибрежно-морских условиях у северо-западного подножия приразломных мегавалов Обско-Лаптевской гряды;

- полное отсутствие осадков в сводах приразломных мегавалов Обско-Лаптевской гряды, служивших источниками сноса.

По-видимому, в депрессионных зонах титон-берриасский интервал разреза представлен преимущественно аргиллитами периферийной зоны образования конденсированных покровов при некомпенсированном осадконакоплении в условиях глубокого моря. Вблизи подножий крупных положительных мегаструктур (Обско-Лаптевская гряда, Большехетский мегавал), наиболее значи-

тельный рост которых происходил в титон-берриасский и валанжин-готеривский периоды, формировались осадочные тела типа клиноформ заполнения отрицательных форм палеорельефа в прибрежно-морских условиях (яновстанская свита). Условия седиментогенеза «аномальных разрезов», установленных по сейсмическим данным в титон-берриасских конденсированных покровах на Гыдане, до сих пор не ясны, взгляды исследователей существенно различаются.

Минимальные толщины (40–60 м) титон-берриасского комплекса соответствуют юго-западной части Гыдана, где выделяется баженовская свита. В восточной части Гыдана и в Усть-Енисейском желобе на Таймыре титон-берриасские отложения отвечают верхней части гольчихинской свиты мощностью до 100–150 м. Максимальные мощности титон-берриасских отложений картируются по южной периферии Обско-Лаптевской гряды, в пределах Надым-Тазовской синеклизы: в Долганском заливе — до 460 м и в Большехетской впадине — до 540–560 м. На севере Западной Сибири (Ямало-Гыданская синеклиза, Усть-Енисейский желоб) увеличенная мощность титон-берриасских отложений до 200 м соответствует северо-западному подножию Малохетского мегавала и более 300 м — встречается у северного подножия Рассохинского мегавала. У подножия Рассохинского мегавала, в Агапском прогибе, в титон-берриасском интервале разреза начинают намечаться признаки некомпенсированной седиментации с клиноформным строением [1].

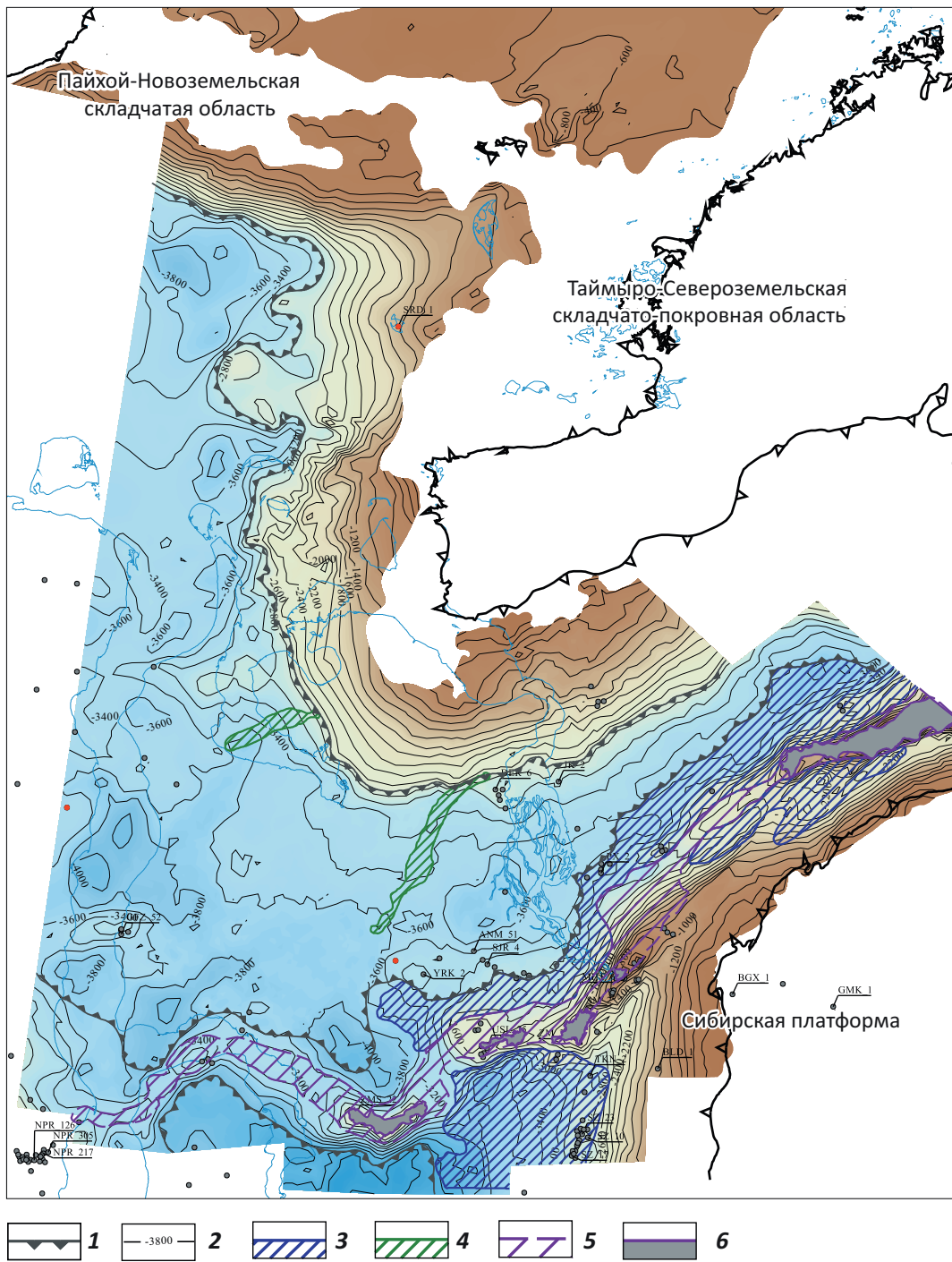
В выделении переходного от юры к мелу титон-берриасского комплекса, определении кровли отложений юры в условиях клиноформного строения верхнеюрско-неокомских отложений в вариантах интерпретации различных авторов прослеживаются большие неоднозначности.

При наличии таких разнообразных палеогеографических и палеотектонических условий стратиграфическое расчленение разреза и фациальное районирование многообразных седиментационных тел титон-берриасских отложений возможно на принципах секвенс-стратиграфии, с применением в качестве основы сейсмических разрезов МОГТ, увязанных с имеющимися редкими материалами бурения. Использование только одних данных бурения (ГИС и керн) неминуемо приводит к ошибкам в стратиграфических и палеогеографических данных. Так, на северо-востоке Западной Сибири, где фиксируются большие изменения мощности верхнеюрских отложений и интенсивные эрозионные срезания верхней части юрского разреза в сводах высокоамплитудных мегавалов Обско-Лаптевской гряды, расхождения в отбивках кровли отложений юры по данным бурения и ГИС могут достигать многих сотен метров (рис. 5).

Специалистами ряда организаций (ИНГТ СО РАН, Новатэк, НППГМ Геосейс, НПЦ Геостра и др.) на региональном уровне установлено возрастное скольжение кровли выделяемых по данным буре-



Рис. 4. Зоны различных палеогеографических обстановок титон-берриасских отложений на Гыдане и в западной части Таймыра
Fig. 4. Zones of different paleogeographic environments in Tithonian-Berriasian deposits of Gydan and western part of Taimyr

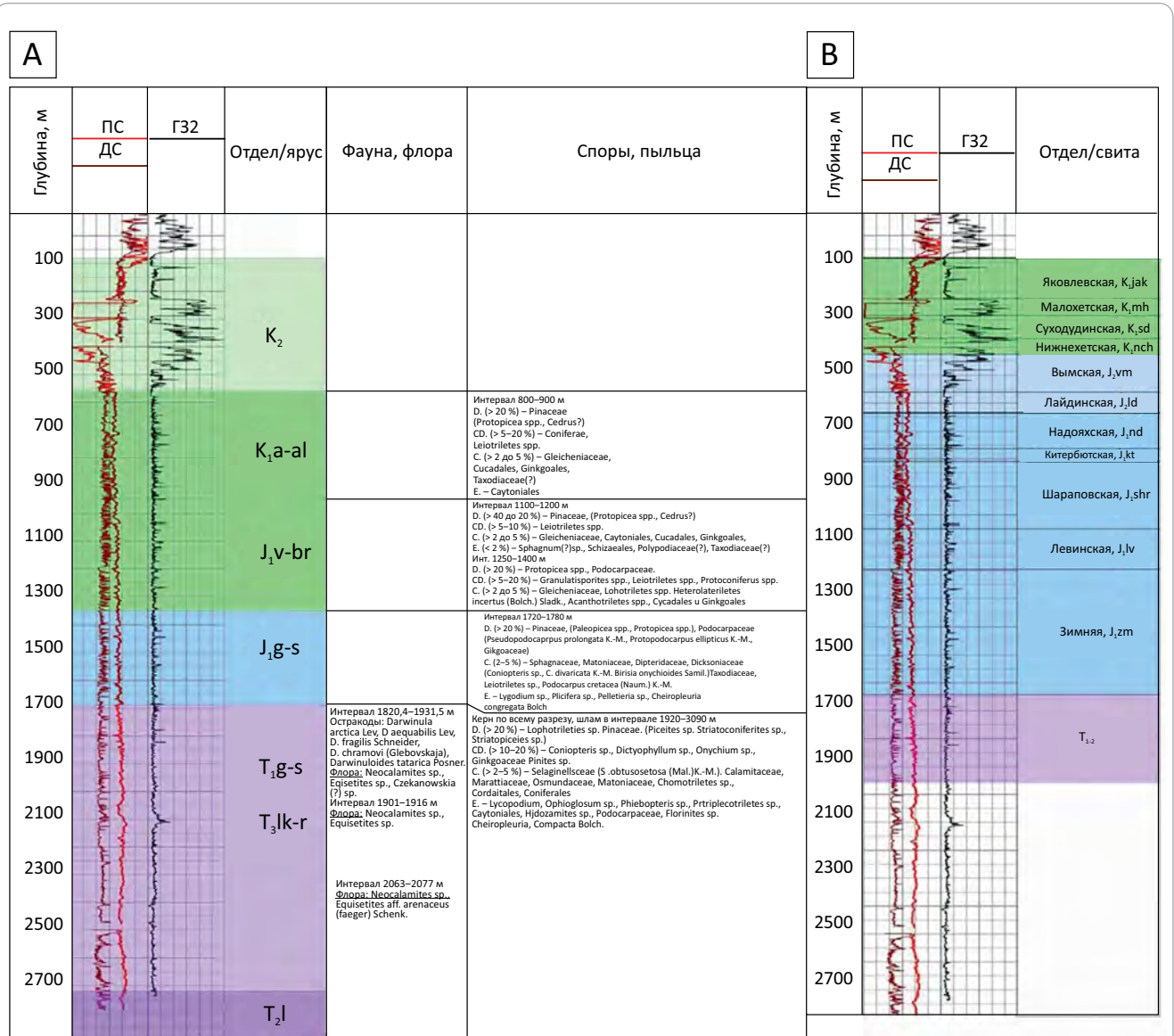


1 — конденсированные покровы некомпенсированной седиментации в погруженной части бассейна (базеновская и верхняя часть гольчихинской свиты); **2** — изогипсы по кровле титон-берриасских отложений (ОГ Б(Г₀)), м; **3** — клиноформы заполнения отрицательных форм палеорельефа в прибрежно-морских условиях (яновстанская свита); **зоны (4–6): 4** — развития «аномальных разрезов» базеновской и гольчихинской свит, **5** — частичного размыва титон-берриасских отложений в сводах мегавалов Обско-Лаптевской гряды, служивших источником сноса, **6** — полного отсутствия титон-берриасских отложений в сводах мегавалов Обско-Лаптевской гряды

1 — inspissated blankets of uncompensated sedimentation in the deepest part of the basin (Bazhenov and upper part of the Gol'chikhinsky formations); **2** — structural contours over the Tithonian-Berriasian Top (Б(Г₀) Reflector), m; **3** — clinoforms of filling the negative paleogeography forms in the coastal-marine environment (Yanovstansky Fm); **зоны (4–6): 4** — development of the Bazhenov and Gol'chikhinsky «abnormal section», **5** — partial erosion of Tithonian-Berriasian deposits in the crestal part of mega-swells of the Ob-Laptevsky ridge (provenance area), **6** — total absence of Tithonian-Berriasian deposits in the crestal part of mega-swells of the Ob-Laptevsky ridge

Рис. 5. Сопоставление корреляции мезозойских отложений в скв. Владимирская-21 (северо-восток Западной Сибири) в различных вариантах стратиграфических разбивок по данным бурения и ГИС, демонстрирующее расхождение в отбивках кровли юры до 900 м

Fig. 5. Comparison of Mesozoic deposits correlation in the Vladimirskaya-21 well (north-west of Western Siberia) in different options of formation tops according to drilling and log data; demonstration of up to 900 m disparity in the Jurassic tops



По данным: А — НИИ ГА (Карцева Г.Н., 1981), В — ФГУП «ВСЕГЕИ» (Ларичев А.И., 2007)

According to: A — NII GA (Kartseva G.N., 1981), B — VSEGEI (Larichev A.I., 2007)

ния и ГИС свит в юрском разрезе, связанное с литофациальной изменчивостью, последовательной глинизацией пластов, не отраженное в настоящее время в утвержденных стратиграфических схемах. Полученные результаты не противоречат современным представлениям о формировании отложений в условиях трансгрессивно-регрессивной цикличности. Более того, в подобных условиях последовательная глинизация пластов в направлении суша – море является вполне логичной и закономерной.

Анализ посвитной стратификации юрских отложений литостратиграфическим методом (на ос-

нове данных ГИС и бурения) и результаты секвенс-стратиграфических исследований (по комплексу сейсморазведки МОГТ, бурения и ГИС) показывают, что при широко используемом посвитном расчленении юрских и меловых комплексов литостратиграфией в вариантах интерпретации различных авторов присутствует разнообразие альтернативных названий свит, особенностей расчленения, неоднозначности в географическом расположении и определении границ свит, выделении диапазонов свит в геологическом разрезе скважин по глубине и привязке к общей стратиграфической (геохронологической) шкале [11].

В условиях трехмерности иерархизированных седиментационных тел и литолого-фациальной изменчивости юрско-меловых отложений по латерали при стратиграфическом расчленении с опорой на данные бурения и ГИС имеются большие неоднозначности, которые не позволяют создать надежную стратиграфическую основу геологических моделей.

Лидирующим направлением стратификации разрезов, исследований внутренней структуры осадочных бассейнов при изучении как юрских, так и других нефтегазоносных комплексов должна быть комплексная интерпретация сейсморазведки, ГИС и бурения различных седиментационных комплексов в объемном варианте на принципах секвенс-стратиграфии. К сожалению, в России переход на методологию стратификации разрезов на принципах секвенс-стратиграфии неоправданно затянулся, ведущая роль сейсморазведки МОГТ в определении хронозначимости границ многими геологами до сих пор не признается. В то же время в западных компаниях «секвенс-стратиграфия рассматривается многими исследователями как одна из последних концептуальных революций в области геологии осадочных образований, изменившая методологию стратиграфического анализа», широко и успешно используется при стратификации разрезов с 1980–1990-х гг.

В целом геологическое строение и условия залегания юрских отложений на севере Западной Сибири существенно отличаются от вышележащих меловых пород. Главные особенности — большие глубины залегания юрских комплексов, региональная цикличность осадконакопления на огромных территориях, большая мощность отложений юры и связанные с ними высокие значения термодинамических и катагенетических параметров продуктивных толщ, высокая литофациальная неоднородность, аномально высокие пластовые давления (АВПД), пониженные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов, повышенное содержание конденсата и растворенного газа в газовых и нефтяных залежах.

Юрские седиментационные и соответствующие им нефтегазоносные комплексы еще слабо изучены и требуют дополнительного объема поисково-разведочных работ, региональных научно-тематических исследований обобщающего плана для всего Западно-Сибирского бассейна или таких его крупных сегментов, как северная сверхглубокая депрессия.

Перспективы нефтегазоносности юрских нефтегазоносных комплексов

К настоящему времени установлено, что наибольшим нефтегазогенерационным потенциалом на севере Западной Сибири обладают юрские отложения, так как содержание ОВ и битумоидов в них в 2–5 раз выше, чем в породах мела [15], мощности юрских отложений в северной половине плиты до-

стигают 4–6 км, а залегают они на большей части Западной Сибири в наиболее оптимальных для нефтегазогенерации условиях¹ [1]. Все это позволяет рассматривать их в качестве основной нефтегазоматеринской толщи.

Для формирования залежей УВ необходимо наличие ловушек, т. е. замкнутых объемов коллекторов, ограниченных сверху и сбоку экранами. В Западно-Сибирской НГП роль экранов-флюидоупоров в подавляющем большинстве случаев выполняют пласты (пачки, толщи) глинистых пород. Обычно чем больше мощность покрывки, тем лучше ее изолирующие свойства и способность удерживать залежь.

Вместе с тем экранирующие свойства глинистых пород зависят также от целого ряда других факторов: тектонического, температурного, перепада давлений, степени однородности покрывки, минерального состава глин и т. д.

Наличие трещиноватости в породах-флюидоупорах юрских нефтегазоносных комплексах, вследствие тектонической активности, снижает экранирующие свойства глин, которые в зонах долгоживущих разломов теряют первоначальные пластические свойства, становятся хрупкими, с раскрытыми трещинами и могут пропускать флюиды. Для северной части Западно-Сибирской плиты, где отмечаются крупные явления тектонических перестроек на рубеже юры – мела и в более позднее время, необходимость оценки влияния тектонического фактора на сохранность залежей является весьма актуальной.

Ухудшение экранирующих свойств глинистых пород в общем виде обуславливается также тем, что при повышении степени литификации одновременно с преобразованием минерального состава они обезвоживаются, теряют способность размокать в воде и становятся хрупкими. Способность глинистых пород размокать в воде почти полностью утрачивается в зоне поздней газовой и жирной стадий литификации, что в термобарических условиях Западной Сибири соответствует глубинам порядка 3500–5000 м. Многочисленные примеры того, как глинистые породы из флюидоупоров превращаются в проводники и даже коллекторы для УВ-флюидов, имеются в работах ряда исследователей¹.

Представляется, что при оценке нефтегазоносности больших глубин, в том числе для юрских отложений на севере Западной Сибири, деструктивному влиянию термобарического фактора на изолирующие качества глин уделяется недостаточное внимание.

Изучение областей распространения юрских комплексов, пород-коллекторов, возможных ловушек УВ различных типов и ФЕС резервуаров, установление ареалов их возможной промышленной нефтегазоносности, определение основных направлений поиска и достоверная количественная оценка величины и структуры потенциальных ре-

сурсов юрских комплексов являются актуальными задачами для северных регионов Западно-Сибирской НГП. Но, из-за больших глубин залегания юрских отложений на большей части севера Западной Сибири, они остаются крайне слабоизученными глубоким бурением, что вызывает значительные трудности прогнозирования условий формирования месторождений УВ в юрских комплексах.

Большинство открытых залежей в юре являются сложнопостроенными объектами, детали геологического строения которых не в полной мере учитываются при постановке геолого-разведочных работ. Тематика исследований, ориентированных на перспективные с точки зрения дальнейших поисков УВ основные резервуары юры, остается слабоизученной.

Доля ресурсов УВ юрского мегакомплекса на севере Западной Сибири оценивается большинством исследователей значительно меньше мелового и составляет, по разным оценкам, 10–20 % общего объема [6, 17]. Но следует отметить, что все эти оценки основаны главным образом на имеющихся данных по п-ову Ямал, где на многочисленных площадях вскрыт значительно сокращенный юрский разрез со сложнопостроенными ловушками УВ в зоне выклинивания отложений юры на северо-западном борту Ямало-Гыданской синеклизы [5–10, 16–18]. Глубоко погруженные горизонты юры в депрессионных зонах Гыдана, Таймыра и южной части Карского моря, а также слабоизученные Обско-Лаптевская гряда, северные и восточные борта бассейна на возможную нефтегазоносность оценены очень слабо, в большинстве случаев они вообще не включались в подсчет потенциальных ресурсов. Таким образом, достоверные количественные оценки потенциальных ресурсов УВ юрских комплексов для огромной территории севера Западной Сибири к настоящему времени отсутствуют.

По современным представлениям, базирующимся на анализе структурно-тектонических, геохимических свойств, литологического состава, многие исследователи в юрском мегакомплексе выделяют нижнеюрский, среднеюрский (без келловей) и верхнеюрский субрегиональные нефтегазоносные комплексы. Ряд исследователей объединяет нижне-среднеюрские отложения в единый нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс ([1, 16] и др.). В состав верхнеюрского нефтегазоносного комплекса традиционно включаются среднеюрские отложения келловей. Нерасчлененные титон-берриасские глинистые отложения баженовской свиты и ее аналогов (гольчихинская, яновстанская свиты) одними исследователями выделяются в качестве самостоятельного нефтегазоносного комплекса, другими — включаются в состав неокомского клиноформного комплекса, третьими — относятся к верхнеюрскому нефтегазоносному комплексу.

В варианте нефтегазогеологического районирования авторы статьи выделяют в юрских отложениях три основных нефтегазоносных комплекса:

нижне-среднеюрский (без келловей), келловей-кимериджский и титон-берриасский, переходный от юры к мелу. Объединение авторами статьи нижнеюрских и среднеюрских отложений в единый нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс обусловлено нахождением нижнеюрских отложений преимущественно на больших (более 4–5 км) глубинах, где, вследствие высоких термобарических условий, происходит ухудшение экраняющих свойств глинистых пород и надежный флюидоупор в кровле нижнеюрского комплекса отсутствует.

В северных регионах Западно-Сибирской НГП нижне-среднеюрский, келловей-кимериджский и переходный от юры к мелу титон-берриасский нефтегазоносные комплексы — интервалы с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Нефтегазоносность отложений юры на Ямале, Гыдане и Таймыре подтверждена открытием еще в 1960–1990-х гг. достаточно многочисленных залежей УВ, особенно на Ямале, где выполнен значительный объем глубокого бурения ([3–7, 17] и др.). Перспективы нефтегазоносности юрских отложений подтверждены в последнее десятилетие на Ямале и Гыдане, где был пробурен ряд глубоких скважин, в отложениях нижней – средней юры ([17, 21] и др.).

В юрском мегакомплексе на суше рассматриваемой территории севера Западной Сибири залежи УВ открыты на 15 месторождениях, в том числе: в Ямало-Ненецком автономном округе — 10 (из них на п-ове Ямал — 9, на Гыдане — 1), на севере Красноярского края — 5.

Южнее рассматриваемой территории, в Надым-Пур-Тазовском регионе Ямало-Ненецкого автономного округа, где юрские отложения в большинстве случаев находятся на меньших глубинах, а изученность глубоким бурением намного выше, в юрских отложениях залежи нефти и газоконденсата открыты на 91 месторождении [17].

На шельфе Карского моря, по данным ПАО «НК «Роснефть», на лицензионных участках Восточно-Приновоземельский 1 и 2 разбурены три структуры и по результатам испытаний на всех трех подтверждена продуктивность юрских отложений. Но данные испытаний юрских пластов на шельфе неизвестны, в том числе должным образом не испытана скважина на уникальном месторождении Победа.

Нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс состоит из двух подкомплексов: нижнеюрского и среднеюрского.

Нижнеюрский подкомплекс (J_1) представлен отложениями зимней, левинской, шараповской, китербютской и надояхской свит. В нем выделяются зимний (пласты $Ю_{12}$), шараповский (пласты $Ю_{11}$) и надояхский (пласты $Ю_{10}$) субрегиональные резервуары, разделенные флюидоупорами левинской (ОГ T_3) и китербютской (ОГ T_4) свит. В кровле нижнеюрский подкомплекс перекрыт глинами лайдинской свиты средней юры (ОГ T_3).

Среднеюрский подкомплекс (J_2) включает отложения вымской (пласты $Ю_{7-8}$) и малышевской (пласты $Ю_{2-4}$) свит, выделяемых в качестве одноименных субрегиональных резервуаров. Среднеюрские резервуары разделены между собой преимущественно глинистой, с наличием зональных песчаных пластов $Ю_{5-6}$, леонтьевской свитой (ОГ T_2) и перекрыты в кровле ниже-среднеюрского нефтегазоносного комплекса мощной покрывкой абалакской (гольчихинской, точинской) свиты (ОГ T_1).

К сожалению, на севере Западной Сибири ниже-среднеюрские резервуары большей частью находятся на больших глубинах (более 4 км), где практически не изучены глубоким бурением.

Тем не менее нефтегазоносность ниже-среднеюрского нефтегазоносного комплекса установлена на достаточно большом числе площадей в бортовых частях бассейна. Большинство залежей приурочено к байос-батским отложениям (малышевская свита), что обусловлено залеганием малышевского резервуара на технически доступных поисковым бурением глубинах, наличием относительно выдержанных песчаных пластов с кондиционными коллекторскими свойствами, перекрытых надежным флюидоупором (келловей-верхнеюрскими глинами).

Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямал. На Бованенковском месторождении в нижеюрских отложениях открыты газоконденсатные залежи в пластах $Ю_{10}$, $Ю_{12}$. В пласте $Ю_{10}$ выявлено две залежи: северная и южная. В среднеюрских отложениях открыты газоконденсатные залежи в пластах $Ю_2$, $Ю_3$, $Ю_6$, $Ю_7$. В пластах $Ю_2$, $Ю_3$, $Ю_6$ установлено по две залежи: северная и южная. Все залежи имеют собственные газоводяные контакты. Строение юрских залежей весьма сложное — с тектоническими экранами и многочисленными литологическими и эпигенетическими экранами внутри полей газоносности.

На Новопортовском месторождении продуктивность нижеюрских отложений доказана для группы пластов $Ю_{11}$ — получены промышленные притоки газа. Открыто шесть залежей газа и конденсата. В среднеюрских отложениях в группе пластов $Ю_{2-6}$ выделяют шесть нефтегазоконденсатных залежей с разными газожидкостными контактами.

На Тасийском месторождении при разведке последних лет в результате бурения скв. 160 были открыты залежи в отложениях нижней и средней юры. Дебит газа сепарации при испытании пласта $Ю_{2-3}$ превысил 250 тыс. $м^3/сут$ [21].

На шести месторождениях Ямала выявлены газоконденсатные залежи в среднеюрских отложениях: Харасавейском (пласты $Ю_{2-3}$); Малыгинском (пласты $Ю_{2-3}$, $Ю_{6-7}$); Северо-Тамбейском (пласт $Ю_2$); Западно-Тамбейском (пласты $Ю_{6-7}$); Южно-Тамбейском (пласты $Ю_{2-4}$, $Ю_{7-8}$); Мало-Ямальском (пласты $Ю_{2-4}$).

При этом Северо-Тамбейское, Западно-Тамбейское, Тасийское месторождения были признаны в

последнее время единым месторождением, теперь известным как Тамбейское. По размеру запасов оно относится к категории уникальных.

Ямало-Ненецкий автономный округ, Гыдан. На Гыдане одна газоконденсатная залежь открыта в пласте $Ю_2$ малышевской свиты средней юры на Геофизическом месторождении. На Тота-Яхинском месторождении (скважины 24, 25) поднят нефтенасыщенный керн из пласта $Ю_2$ малышевской свиты.

Север Красноярского края, Таймыр и восточная часть Гыдана. На Зимнем месторождении по левобережью Енисея (Малохетский мегавал) установлена продуктивность зимней нефтегазоносной толщи нижеюрских отложений (пласт $ЗМ_1$) и среднеюрских отложений малышевской свиты (пласт $МЛ_1$). Также при испытании были получены притоки воды с растворенным газом из надояхского (нижняя юра) и вымского (средняя юра) резервуаров.

На Балахнинском месторождении, расположенном в восточной части Обско-Лаптевской гряды (Балахнинский мегавал), в среднеюрском подкомплексе выявлены две тектонически экранированные газовые залежи в песчаниках вымской свиты (пласт $ВМ_1$), также при испытаниях в двух скважинах (Бл-1 и Бл-3) получен газ дебитом до 4 тыс. $м^3$ в нерасчлененных нижеюрских отложениях (J_1, bl).

Хабейское месторождение открыто в среднеюрских отложениях на северо-восточном борту Западно-Сибирского бассейна (Южно-Таймырская моноклиза). Промышленные притоки газа получены из прикровельной части малышевской свиты (пласт $МЛ_1$). Залежь пластовая, литологически ограниченная, связанная с ловушкой эрозионного вреза.

На севере Западной Сибири в ниже-среднеюрском нефтегазоносном комплексе, помимо установленных залежей УВ промышленного значения, многочисленные признаки нефтегазоносности (притоки УВ, нефтегазопроявления) отмечаются на многих месторождениях, где установлена продуктивность меловых отложений, а также на поисковых площадях.

В Ямало-Ненецком автономном округе признаки нефтегазоносности в отложениях средней юры зафиксированы на Верхнетиутейском, Западно-Сеяхинском, Штормовом и на многих других месторождениях, Северо-Сеяхинской, Южно-Нурминской и других поисковых площадях ([16, 17, 21] и др.).

В Таймырском районе Красноярского края, в скв. Тампейская-1, из зимнего и надояхского резервуаров нижней юры зафиксированы слабые притоки газа ($Q_g = 2-2,5$ тыс. $м^3/сут$). Продуктивность шароповского резервуара доказана бурением на Малохетской площади, где получены непромышленные притоки свободного газа дебитом 2,7 тыс. $м^3/сут$. В скв. Рассохинская-1 при испытании шароповского горизонта получен приток горючего газа дебитом 500 $м^3/сут$.

Перспективы нефтегазоносности вымского резервуара связаны главным образом с кров-

лей толщи (пласт ВМ₁). Вымская нефтегазоносная толща является региональным коллектором, с ней связаны непромышленные притоки газа (0,5–0,8 тыс. м³/сут) на Южно-Соленинской и Мессояхской площадях. Также проявления газа зафиксированы в скважине Яровской площади. При испытании объекта Пеляткинского нефтегазоконденсатного месторождения (скв. Пл-15) в интервале 3720–3730 м в вымской свите при прямой промывке скважины получено 100 л нефти, дебит газа визуальным составил 200 м³/сут.

В мальшевском резервуаре известны многочисленные газопроявления. В ходе бурения скважин на Южно-Соленинском месторождении при проходке мальшевских отложений происходили постоянные газопроявления вплоть до открытого фонтанирования. Из скв. Южно-Соленинская-24 получен приток газа дебитом 1,9 тыс. м³/сут, из скв. Южно-Соленинская-25 получен приток воды дебитом 13,8 м³/сут и свободного газа — 0,5–1 тыс. м³/сут. В скв. Мессояхская-3 (пласт МЛ₂) отмечался приток газа 1,39 тыс. м³/сут на шайбе диаметром 3,1 мм. На Джангодском месторождении, в скв. DN-2, при испытании пласта МЛ₄ мальшевской свиты был получен незначительный приток газа, а в скв. DN-3 — притоки воды, в скв. Озерная-8 — слабый приток газа с пластовой водой. Кроме этого, отмечены незначительные нефтегазопроявления из пласта МЛ₁ на Северо-Соленинском месторождении и Турковской площади.

В ниже-среднеюрском нефтегазоносном комплексе значительные перспективы нефтегазоносности связаны со структурными, структурно-тектоническими и структурно-стратиграфическими объектами наклонных мегавалов Обско-Лаптевской гряды, а также с преимущественно неантиклинальными ловушками различных типов в ниже-среднеюрских отложениях вблизи контакта с доюрским основанием на Южно-Ямальской, Западно-Таймырской, Южно-Таймырской моноклизах в бортовых частях бассейна [20].

На Ямале в ниже-среднеюрском нефтегазоносном комплексе определенные перспективы нефтегазоносности связаны с неантиклинальными ловушками различных типов в ниже-среднеюрских отложениях вблизи контакта с доюрским основанием на северо-западном борту бассейна (Южно-Ямальская моноклиза).

В условиях резкого сокращения мощности до полного выклинивания юрских отложений, из-за специфики седиментационных процессов на окраине бассейна и постседиментационного эрозионного срезания, ниже-среднеюрские резервуары установлены здесь в пределах погребенных долин, развитых по тектоническим нарушениям, и представлены палеоруслуями, эрозионными врезами, дельтовыми комплексами, обломочным шлейфом у подножия абразионных террас. Вымский и мальшевский среднеюрские резервуары на территории Ямала более широко распространены, чем ниже-

юрские. При этом все резервуары ниже-среднеюрского нефтегазоносного комплекса имеют моноклинальное залегание с подъемом слоев в западном направлении. Развиты сложнопостроенные ловушки УВ различных типов: литологические, стратиграфические, тектонические в разных сочетаниях со структурным фактором и между собой. Флюидоупором для них служат верхнеюрско-неокомские глины. Зоны распространения ниже-среднеюрских резервуаров и ловушек УВ имеют сложные формы, и для их картирования необходима сейсморазведка МОГТ-3D.

На Гыдане и Таймыре в ниже-среднеюрском нефтегазоносном комплексе большие перспективы нефтегазоносности связаны с приподнятыми блоками слабоизученных приразломных мегавалов Обско-Лаптевской гряды [19, 20], где постседиментационными воздымающими движениями в неокоме и более позднее время ниже-среднеюрские отложения приподняты на 2–4 км и в ряде случаев выходят на поверхность. В сводовых и периклинальных частях мегавалов и на их склонах возможно обнаружение структурных, структурно-тектонических и структурно-стратиграфических объектов. Большинство картируемых здесь объектов имеет высокие амплитуды (до 200–400 м), значительные размеры (площадь до 250 км²) и находятся на доступных для бурения глубинах (от 1–1,5 до 4–4,5 км) (рис. 6).

На Таймыре также значительный нефтегазопромысловый интерес могут представлять северо-восточные борты бассейна. На Западно-Таймырской, Южно-Таймырской мезозойских моноклизах ниже-среднеюрские отложения выклиниваются и находятся на доступной для бурения глубине — от 1 до 2–3 км. Здесь, как и на Ямале, в ниже-среднеюрском нефтегазоносном комплексе прогнозируются преимущественно сложнопостроенные ловушки различных типов: палеоврезы, стратиграфические клинья, ловушки УВ, связанные с канальными формами седиментации, тектоническими нарушениями, а также структурные ловушки на выступах доюрского основания.

Келловей-кимериджский нефтегазоносный комплекс включает сиговский зональный резервуар с песчаными пластами СГ сиговской свиты.

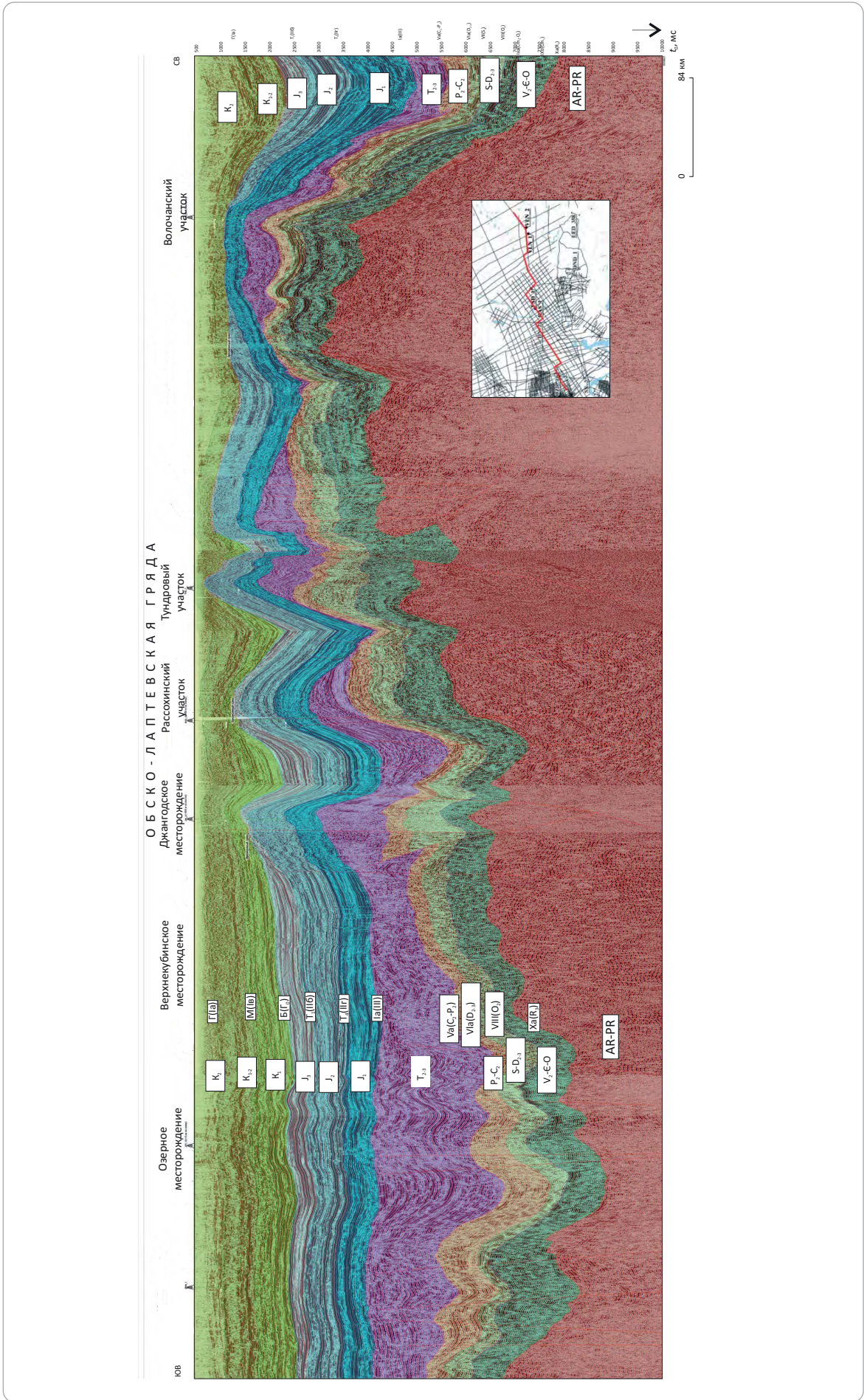
Из пласта СГ₁ на Нижнехетском месторождении (Малохетский мегавал) из скв. 1 получен приток свободного газа дебитом 82,6 тыс. м³/сут на шайбе диаметром 9,5 мм. Залежь пласта СГ₁ структурная, пластово-массивная, среднедебитная. Из-за незначительных размеров и запасов залежь не учтена Госбалансом.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Сейсмогеологический разрез вдоль Рассохинского наклонного мегавала, показывающий возможное обнаружение на доступных глубинах новых крупных месторождений УВ в юрских отложениях с залежами структурного, структурно-тектонического и структурно-стратиграфического типов (по данным НПЦ Геостра, 2022)

Fig. 6. Geoseismic section along the Rassokhinsky steeply dipping megaswell showing that the discovery of new large HC fields with structural traps, two/three way closures, and combination traps is possible using longhole drilling in the Jurassic deposits (according to NPTs Geostra, 2022)



Из отложений сиговской свиты на Озерном месторождении (западная периклиналь Рассохинского мегавала) в скв. Озерная-8 получен слабый приток газа с визуальным дебитом 2 тыс. м³/сут, а на Южно-Солонетском месторождении (западное окончание Малохетского мегавала) при бурении скв. USL_23 наблюдались интенсивные газопроявления вплоть до выбросов промывочной жидкости.

Келловей-кимериджские отложения обладают ограниченным ресурсным потенциалом в силу локального распространения песчаных пластов-коллекторов. Основные перспективы нефтегазоносности келловей-кимериджского нефтегазоносного комплекса связываются с песчано-алевритовой средней частью верхнеюрского разреза (сиговская свита), развитой преимущественно по правобережью р. Енисей, главным образом вблизи северо-западных подножий и на юго-западных погруженных периклиналях мегавалов Обско-Лаптевской гряды.

В келловей-кимериджских отложениях возможно обнаружение различных типов ловушек УВ, обусловленных влиянием структурного, литологического, стратиграфического, тектонического факторов. Основным видом нефтегазоперспективных объектов являются структурные и структурно-стратиграфические ловушки УВ, которые могут быть выявлены на наименее эродированных юго-западных периклиналях Малохетского и Рассохинского мегавалов.

Титон-берриасский нефтегазоносный комплекс, переходный от юры к мелу. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности титон-берриасских отложений изучены крайне слабо в пределах всей Западной Сибири, включая северные регионы.

Нефтеносность титон-берриасских отложений на севере Западной Сибири подтверждена открытием нефтяных залежей в яновстанской свите на гигантском Пайяхском месторождении в западной части Таймыра и связана с неантиклинальными объектами литологического типа в пластах группы ЯН (ЯН₁₋₆).

Пласты яновстанской свиты были вскрыты глубоким бурением на Пайяхской площади, где в скв. Пх-1 из интервала 3432–3436 м получен приток нефти дебитом 30,5 м³/сут, в скв. Пх-2 из интервала 3449–3455 м — 2,2 м³/сут. По данным бурения и первичной интерпретации этот интервал был отнесен к нижнехетской свите нижнего мела (ачимовская толща неокомского нефтегазоносного комплекса), но по результатам секвенс-стратиграфических исследований и более детального изучения разреза эти пласты отнесены к яновстанской свите титон-берриасского нефтегазоносного комплекса. В современном структурном плане по кровле и подошве волжско-берриасский комплекс на Пайяхском месторождении представлен клином, наклоненным в северо-западном направле-

нии, как и вышележающий неокомский клиноформный комплекс. Но анализ волнового поля на секвенс-стратиграфической основе показывает, что этот комплекс имеет совершенно другие черты строения, чем неокомский клиноформный комплекс¹ ([1, 20] и др.).

Результаты поисково-разведочных работ последних лет на Пайяхском и Западно-Иркинском нефтяных месторождениях подтверждают титон-берриасский возраст нижних продуктивных пластов и их отличия по строению от ачимовской толщи неокомского клиноформного комплекса.

В Таймырском районе Красноярского края основные перспективы нефтегазоносности титон-берриасского комплекса связываются с неантиклинальными ловушками литологического и структурно-стратиграфического типов в пологоклиноформных телах повышенной мощности (яновстанская свита) у северо-западных подножий Малохетского и Рассохинского мегавалов Обско-Лаптевской гряды, залегающих на доступных для бурения глубинах (порядка 3–4 км).

По сейсмическим данным восточнее, у подножия Рассохинского мегавала, выявляются аналогичные Пайяхскому месторождению и даже еще более крупные объекты (рис. 7).

На левобережье Енисея перспективны зоны увеличенных толщин титон-берриасских отложений (яновстанская свита) у южного подножия мегавалов Обско-Лаптевской гряды и в районе восточного борта Большехетской впадины.

В Ямало-Ненецком автономном округе также заслуживает внимания изучение возможной нефтегазоносности аргиллитов баженовской/гольчихинской свит (сланцевая нефть) и «аномальных разрезов» титон-берриасских конденсированных покровов Ямало-Гыданской синеклизы на Гыдане с возможными неантиклинальными ловушками УВ трещинного и литологического типов.

Выводы и рекомендации

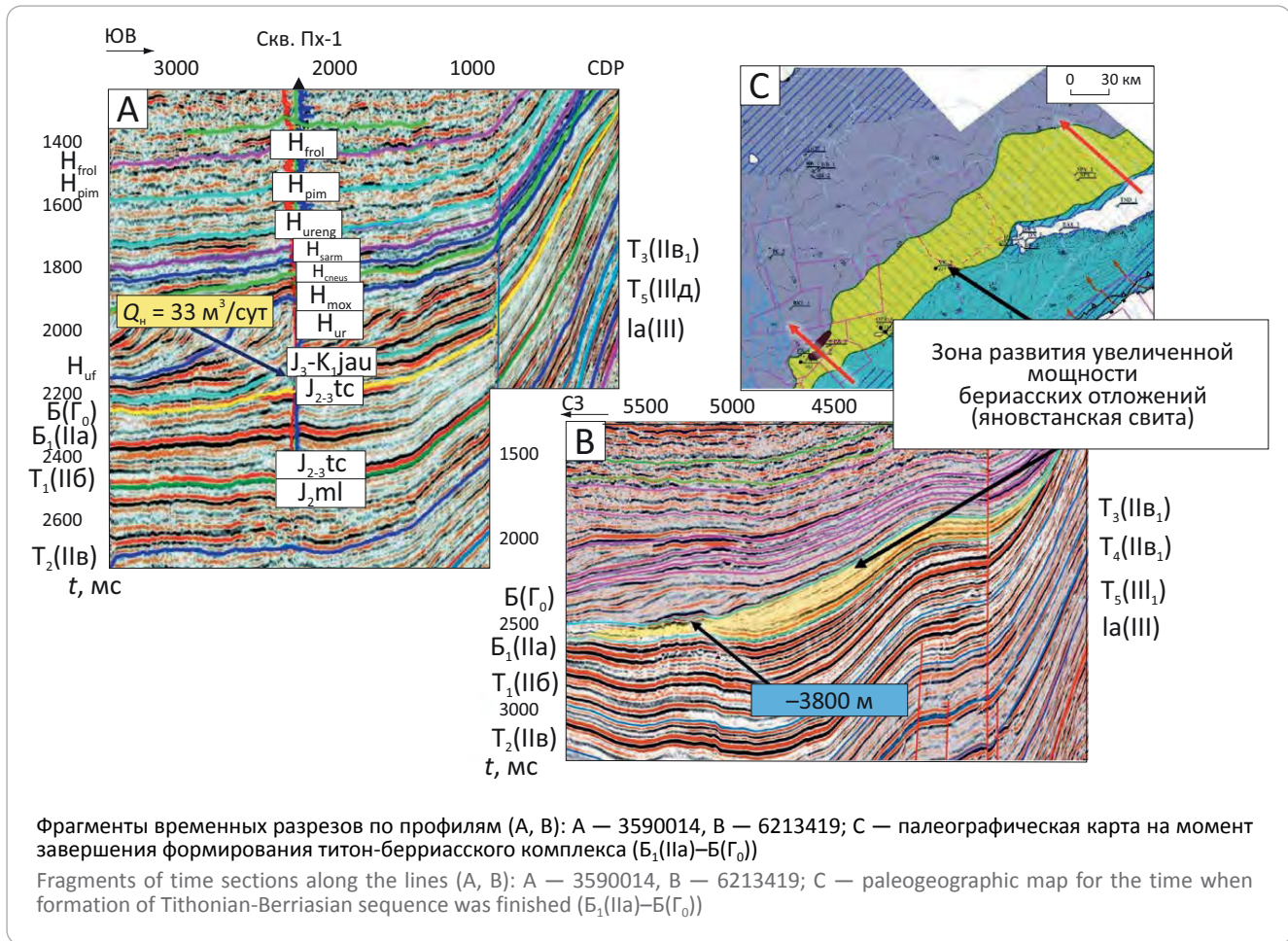
Основные сведения о строении и нефтегазоносности юрских комплексов получены по материалам сейсморазведки МОГТ-2D/3D и ограниченным данным глубокого бурения. Изученность юрских отложений на севере Западной Сибири параметрическим и поисково-разведочным бурением крайне низка и неравномерна.

Геологическое строение и условия залегания юрских отложений на севере Западной Сибири характеризуются большими глубинами, региональной цикличностью осадконакопления на огромных территориях, большой мощностью, высокими значениями термоглубинных и катагенетических параметров продуктивных толщ, высокой литофациальной неоднородностью, АВПД, пониженными ФЕС коллекторов, повышенным содержанием конденсата и растворенного газа в газовых и нефтяных залежах.



Рис. 7. Прогноз зоны развития неантиклинальных ловушек в титон-берриасском нефтегазоносном комплексе (яновстанская свита, северные подножия Малохетского и Рассохинского мегавалов) [20]

Fig. 7. Prediction of the zone of non-anticlinal traps occurrence in Tithonian-Berriasian play (Yanovstansky Fm, northern foot of Malokhetsy and Rassokhinsky mega-swells) [20]



Доказана промышленная нефтегазоносность ниже-среднеюрского, келловей-кимериджского и титон-берриасского нефтегазоносных комплексов. Достоверные количественные оценки потенциальных ресурсов УВ юрских комплексов для огромной территории севера Западной Сибири к настоящему времени отсутствуют.

К новым объектам нефтегазопоисковых исследований в юрских отложениях на севере Западно-Сибирского седиментационного мегабассейна относятся различные типы УВ-ловушек [1, 19, 20]:

- структурные и неантиклинальные в юрских комплексах (преимущественно ниже-среднеюрском) на мегавалах Обско-Лаптевской гряды;

- структурные и неантиклинальные литологического и структурно-стратиграфического типов в келловей-кимериджских (сиговская свита) и титон-берриасских (яновстанская свита) отложениях у подножия и по северному борту Обско-Лаптевской гряды;

- неантиклинальные различных типов в ниже-среднеюрских отложениях, вблизи контакта с доюрским основанием, на северо-западном (Южно-

Ямальская моноклиза) и северо-восточном (Западно-Таймырская, Южно-Таймырская моноклизы) бортах бассейна;

- неантиклинальные трещинового и литологического типов в конденсированных покровах и «аномальных» разрезах титон-берриасских отложений (баженовская и верхняя часть гольчихинской свиты) в депрессионной части бассейна на п-ове Гыданский.

Особое внимание при поисках нефти и газа в глубоких горизонтах осадочного чехла (юра и др.) на севере Западной Сибири рекомендуется обратить на слабоизученную Обско-Лаптевскую гряду [12–14, 19, 20]. Наличие мощной (до 20–30 км) толщи осадочных отложений, высокоамплитудные тектонические движения разного знака, способствующие образованию крупных структурных форм, интенсивные эрозионные срезания и тектонические нарушения с возможностью образования многочисленных неантиклинальных ловушек УВ разного типа повышают перспективность Обско-Лаптевской гряды и позволяют рассчитывать на обнаружение здесь не только новых крупных, но и гигантских месторождений УВ, аналогич-

ных Восточно-Мессояхскому, Верхнекубинскому (им. Е. Зиничева) и др. При этом значительный прирост запасов УВ может быть получен за счет открытия залежей нефти и газа в юрских отложениях с доказанной в пределах гряды нефтегазоносностью, которые находятся здесь на доступных для бурения глубинах.

Лидирующим направлением стратификации разрезов, исследований внутренней структуры осадочных бассейнов, поиска и разведки месторождений нефти и газа при изучении как юрских, так и других нефтегазоносных комплексов должна быть комплексная интерпретация данных сейсморазведки, ГИС и бурения в объемном варианте согласно принципам секвенс-стратиграфии [1, 11].

Литература

1. Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З., Низамутдинова И.Н. Стратиграфия юрско-меловых отложений на северо-востоке Западной Сибири по результатам секвенс-стратиграфического анализа // Геофизика. – 2021. – № 3. – С. 2–17.
2. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З. Неопротерозойско-палеозойские и триасовые комплексы Гыдана и Таймыра // Геофизика. – 2017. – № 3. – С. 76–88.
3. Сурков В.С., Смирнов Л.В., Гурари Ф.Г. и др. Нижне-среднеюрский комплекс Западно-Сибирской плиты — особенности его строения и нефтегазоносность // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 1. – С. 55–58.
4. Шемин Г.Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2014. – 362 с.
5. Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–49.
6. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Недоседкин А.С., Зарипов С.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Гыданского полуострова севера Западной Сибири // Наука и ТЭК. – 2012. – № 3. – С. 10–15.
7. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 140 с.
8. Бородкин В.Н., Смирнов О.А., Курчиков А.Р., Лукашов А.В., Галинский К.А. Модель строения и перспектив нефтегазоносности юрского регионального комплекса в зоне сочленения Гыданского, Тазовского полуостровов и полуострова Ямал Западной Сибири по данным сейсморазведки 3D // Геология, геофизика и разработки нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 2. – С. 38–52. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-2(350)-38-52.
9. Панарин И.А. Прогноз выявления резервуаров углеводородов в юрских седиментационных комплексах севера Западной Сибири и акватории Карского моря // Георесурсы. – 2012. – Т. 48. – № 6. – С. 56–60.
10. Панарин И.А. Новый подход к ранжированию юрских седиментационных комплексов северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 4. – С. 311–318. DOI: 10.18599/grs.19.4.1.
11. Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З., Низамутдинова И.Н. Проблемы и методы стратификации (на примере юрско-меловых отложений северо-востока Западной Сибири) // Геофизика. – 2020. – № 3. – С. 17–30.
12. Балдин В.А. О выделении на севере Сибири крупнейшей Обско-Лаптевской гряды // Тезисы докладов X международной научно-практической конференции EAGE «Геомодель-2008» (11–22 сентября 2008 г.). – Геленджик, 2008. DOI: 10.3997/2214-4609.201404288.
13. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов Т.Р. О нефтегазогеологическом районировании Западной Сибири // Геофизика. – 2017. – № 3. – С. 62–68.
14. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов Т.Р. Уточнение границ Западно-Сибирского бассейна на Таймырском полуострове // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 59–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-59-74.
15. Фурсенко Е.А., Бурухина А.И., Ким Н.С., Родченко А.П. Современные представления о геохимии органического вещества и нефтяных мезозойских отложений арктических районов Западной Сибири // Геохимия. – 2021. – Т. 66. – № 12. – С. 1077–1105. DOI: 10.31857/S0016752521120025.
16. Пятницкая Г.Р., Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала нижне-среднеюрской толщи северных областей Западной Сибири: итоги и перспективы // Вести газовой науки. – 2018. – Т. 35. – № 3. – С. 86–101.
17. Скоробогатов В.А. Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее // Вести газовой науки. – 2017. – Т. 31. – № 3. – С. 36–56.
18. Астафьев Д.А., Толстиков А.В., Калита М.А., Наумова Л.А., Кабалин М.Ю. Прогноз нефтегазоносности юрско-нижнемеловых отложений района Обской и Тазовской губ Карского моря // Вести газовой науки. – 2018. – Т. 35. – № 3. – С. 290–305.
19. Балдин В.А. Обско-Лаптевская гряда, как крупнейшая надпорядковая структура и новая зона нефтегазоаккумуляции на севере Сибири // EAGE «Тюмень 2015»: мат-лы IV международной геол. конф. Тюмень, 23–27 марта 2015 г.
20. Мунасыпов Н.З., Низамутдинова И.Н., Балдин В.А. Прогноз неантиклинальных ловушек углеводородов различных типов в юрских комплексах северо-востока Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 87–97. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-87-97.
21. Zyza E.A., Fedorov S.A., Igonin I.S., Kurkin A.A. Model of the Geological Structure of Bajocian and Bathonian Deposits of the Yamal-Gydan Region // 8th Saint Petersburg International Conference & Exhibition Saint Petersburg 2018. Innovations in Geosciences — Time for Breakthrough Saint Petersburg, Russia, 9–12 April 2018. – Saint Petersburg, 2018. – С. 1–6. DOI: 10.3997/2214-4609.201800292.

References

1. Baldin V.A., Igoshkin V.P., Munasyrov N.Z., Nizamutdinova I.N. Stratigraphy of the Jurassic-cretaceous deposits in northeast of Western Siberia on the results of sequence-stratigraphic analysis. *Geofizika*. 2021;(3):2–17. In Russ.
2. Baldin V.A., Munasyrov N.Z. Neoproterozoic-paleozoic and triassic sequences of the Gydan and Taimyr peninsulas. *Geofizika*. 2017;(3):76–88. In Russ.
3. Surkov V.S., Smirnov L.V., Gurari F.G. et al. Lower-middle Jurassic complex of the West Siberian plate: structure and petroleum potential. *Russian Geology and Geophysics*. 2004;45(1):55–58. In Russ.
4. Shemin G.G. Regional'nye rezervuary nefi i gaza yurskikh otlozhenii severa Zapadno-Sibirskoi provintsii [Regional oil and gas reservoirs in the Jurassic formations of the northern West Siberian province]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2014. 362 p. In Russ.
5. Kazanenkov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., Shaporina M.N. Geological structure and oil and gas potential of Jurassic and cretaceous regional reservoirs in Cara-Yamal region and prognosis of hydrocarbon distribution. *Geologiya nefi i gaza*. 2014;(1):27–49. In Russ.
6. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Nedosedkin A.S., Zaripov S.M. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Gydanskogo poluostrova severa Zapadnoi Sibiri [Geological structure and petroleum potential of the Gydan Peninsula in the northern West Siberia]. *Nauka i TEHK*. 2012;(3):10–15. In Russ.
7. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Features of geological structure and oil and gas occurrence within the Jurassic play, Western Siberia. Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN; 2015. 140 p. In Russ.
8. Borodkin V.N., Smirnov O.A., Kurchikov A.R., Lukashov A.V., Galinskii K.A. A model of the structure and oil and gas prospects for oil and gas potential of the Jurassic regional complex in the joint zone of the Gydan, Tazov peninsula and the Yamal peninsula of Western Siberia according to 3d seismic data. *Geologiya, geofizika i razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2021;(2):38–52. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-2(350)-38-52. In Russ.
9. Panarin I.A. Hydrocarbon identification forecast in Jurassic depositional sequences of the Western Siberia northern part and the Kara sea water area. *Geosursy = Georesources*. 2012;48(6):56–60. In Russ.
10. Panarin I.A. New Approach to Ranking of Jurassic Sedimentary Complexes of the Northern Part of the West Siberian Petroleum Basin. *Geosursy = Georesources*. 2017;19(4):311–318. DOI: 10.18599/grs.19.4.1. In Russ.
11. Baldin V.A., Igoshkin V.P., Munasyrov N.Z., Nizamutdinova I.N. Problems and methods of stratification (as exemplified by Jurassic-cretaceous sediments in Northeastern West Siberia). *Geofizika*. 2020;(3):17–30. In Russ.
12. Baldin V.A. Definition of the largest Ob-Laptevsky ridge in the northern Siberia. Tezisy dokladov X mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii EAGE «Geomodel'-2008» (11–22 September, 2008). Gelendzhik, 2008. DOI: 10.3997/2214-4609.201404288. In Russ.
13. Baldin V.A., Munasyrov N.Z., Sharafutdinov T.R. About oil-gas-geological zoning of West Siberia. *Geofizika*. 2017;(3):62–68. In Russ.
14. Baldin V.A., Munasyrov N.Z., Sharafutdinov T.R. More precise definition of West Siberian Basin borders on Taimyr Peninsula. *Geologiya nefi i gaza*. 2018;(3):59–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-59-74. In Russ.
15. Fursenko E.A., Burukhina A.I., Kim N.S., Rodchenko A.P. Current Understanding of the Geochemistry of Organic Matter and Naphthydes in Mesozoic Rocks of Arctic Western Siberia. *Geochemistry international*. 2021;66(12):1077–1105. DOI: 10.1134/S0016702921120028. In Russ.
16. Pyatnitskaya G.R., Skorobogatov V.A. Studying and developing hydrocarbon potential of lower-middle-Jurassic deposits in northern areas of Western Siberia: resume and perspectives. *Vesti gazovoi nauki*. 2018;35(3):86–101. In Russ.
17. Skorobogatov V.A. Jurassic productive complex of Western Siberia: past, present and future. *Vesti gazovoi nauki*. 2017;31(3):36–56.
18. Astaf'ev D.A., Tolstikov A.V., Kalita M.A., Naumova L.A., Kabalin M.Yu. Prediction of oil and gas presence in Jurassic-cretaceous sediments within the area of Ob and Taz gulfs at Kara sea. *Vesti gazovoi nauki*. 2018;35(3):290–305. In Russ.
19. Baldin V.A. Ob-Laptevsky ridge as the largest super-order structure and a new oil and gas accumulation zone in the northern Siberia. In: EAGE «Tyumen' 2015»: mat-ly IV mezhdunarodnoi geologicheskoi konferentsii. Tyumen, 23–27 March 2015. In Russ.
20. Munasyrov N.Z., Nizamutdinova I.N., Baldin V.A. Jurassic series in the north-eastern part of Western Siberia: prediction of different types of non-anticlinal hydrocarbon traps. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(3):87–97. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-87-97. In Russ.
21. Zyza E.A., Fedorov S.A., Igonin I.S., Kurkin A.A. Model of the Geological Structure of Bajocian and Bathonian Deposits of the Yamal-Gydan Region. In: 8th Saint Petersburg International Conference & Exhibition Saint Petersburg 2018. Innovations in Geosciences — Time for Breakthrough Saint Petersburg, Russia, 9–12 April, 2018. Saint Petersburg; 2018. pp. 1–6. DOI: 10.3997/2214-4609.201800292. In Russ.

Информация об авторах

Низамутдинова Ильмира Нуримановна

Главный геолог

Научно-производственный центр «Геостра»,

450071 Уфа, ул. Луганская, д. 3

e-mail: nizamutdinovain@bngf.ru

ORCID ID: 0009-0007-2019-602X

Балдин Виктор Аркадьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора

Научно-производственный центр «Геостра»,

450071 Уфа, ул. Луганская, д. 3

e-mail: baldin@bngf.ru

ORCID ID: 0009-0002-3833-9045

Мунасыпов Наиль Зуфарович

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный геолог

АО «Башнефтегеофизика»,

450077 Уфа, ул. Ленина, д. 13

e-mail: ail@bngf.ru

ORCID ID: 0009-0008-3573-8992

Information about authors

I'l'mira N. Nizamutdinova

Chief Geologist

Geostra Research and Production Center,

3, ul. Luganskaya, Ufa, 450071, Russia

e-mail: nizamutdinovain@bngf.ru

ORCID ID: 0009-0007-2019-602X

Viktor A. Baldin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General

Geostra Research and Production Center,

3, ul. Luganskaya, Ufa, 450071, Russia

e-mail: baldin@bngf.ru

ORCID ID: 0009-0002-3833-9045

Nail' Z. Munasyrov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Geologist

Bashneftegeofizika Joint Stock Company,

13, Lenina ul., Ufa, 450077, Russia

e-mail: ail@bngf.ru

ORCID ID: 0009-0008-3573-8992



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ПРОГРЕСС'23

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА КАК БИЗНЕС

3-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ТЕМЫ СЕССИЙ

1. ГРП как бизнес. Управление портфелем возможностей в условиях кризиса
2. ГРП как сервис. Добавочная ценность компетенций и продуктов геологоразведки
3. Технологическое развитие и импортозамещение в геологоразведке
4. Лучшие практики в ГРП
5. Новые решения в разведочной геофизике
6. Сейсмика в условиях ограничений
7. Люди в геологоразведке: развитие компетенций и борьба за кадры
8. Производственная безопасность на проектах ГРП в условиях автономии. Проблемы, опыт и практики реализации, необходимые ресурсы
9. Оценка проектов на ранней стадии развития
10. Роль концептуальных и цифровых геологических моделей на этапе ГРП
11. Цифровизация недропользования
12. Практика недропользования
13. Оптимум для принятия решений по выбору систем разработки на этапе ГРП?
14. Комплексный подход к ГРП и разработке ТриЗ для подтверждения бизнес-кейсов

ПРИЁМ ТЕЗИСОВ ОТКРЫТ ДО 15 ИЮЛЯ 2023 Г.

23–25 ОКТЯБРЯ 2023 Г. • СОЧИ, РОССИЯ

УДК 553.04:550.93

DOI 10.41748/0016-7894-2023-3-105-124

Эволюция источников сноса и нефтегазоносность мезозойских отложений Баренцева моря: датирование обломочных цирконов из скважины Ферсмановская-1 и палеогеографические реконструкции

© 2023 г. | А.В. Соловьев^{1,2}, П.О. Соболев³, О.В. Грушевская¹, Е.А. Васильева⁴, Д.В. Левочская⁵, А.И. Хисамутдинова², И.Н. Прокофьев¹, С.В. Шиманский⁶, М.А. Белова³, Дж.К. Хоуриган⁷

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; soloviev@vnigni.ru; grushevskaya@vnigni.ru; prokofiev@vnigni.ru;

²ФГБУН Геологический институт РАН, Москва, Россия; geoaisulu@gmail.com;

³ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского», Санкт-Петербург, Россия; peter.sobolev@gmail.com; mariya_lavrenteva@vsegei.ru;

⁴АО «Севморнефтегеофизика» Россия, Мурманск, VasilevaEA@rusgeology.ru;

⁵Хабаровский филиал АО «Полиметалл УК», Россия, Хабаровск; levochskayaDV@polymetal.ru;

⁶Федеральное агентство по недропользованию, Россия, Москва; sshimanskii@rosnedra.gov.ru;

⁷Калифорнийский университет, Санта-Круз, США; hourigan@ucsc.edu

Поступила 23.03.2023 г.

Доработана 26.03.2023 г.

Принята к печати 11.04.2023 г.

Ключевые слова: Баренцево море; мезозойский осадочный чехол; нефтегазоносность; обломочный циркон; U/Pb (LA ICP-MS)-датирование; источники сноса; палеогеографические реконструкции.

Аннотация: Приведены результаты комплексного анализа геолого-геофизических материалов и нефтегазоносности Баренцевоморского региона, а также новые данные U/Pb (LA ICP-MS)-датирования и морфологического изучения обломочных цирконов по четырем образцам песчаников триасовых и юрских отложений, вскрытых скв. Ферсмановская-1 (Баренцево море), что позволило охарактеризовать источники сноса обломочного материала для триасовых и юрских отложений, уточнить региональные палеогеографические реконструкции. В среднем триасе основной снос терригенного материала происходил с юга – юго-востока, с герцинских структур Полярного Урала и Новой Земли (370–220 млн лет), с неопротерозойских комплексов Тиманского орогена и из палеозойских толщ Урала, сложенных в том числе и продуктами размыва Протоуральско-Тиманского орогена (580–525 млн лет). В позднем триасе уральские источники остаются главными, резко уменьшается влияние неопротерозойских и возрастает роль каледонских цирконов (450–400 млн лет) в объеме осадочного материала. В ранней юре в областях размыва появляется новый источник палеопротерозойских цирконов (1,95–1,8 млрд лет). В средней юре не происходит существенных изменений. Таким образом, снос обломочного материала в юре в регион Баренцева моря мог происходить с юга на север и/или с юго-востока на северо-запад.

Для цитирования: Соловьев А.В., Соболев П.О., Грушевская О.В., Васильева Е.А., Левочская Д.В., Хисамутдинова А.И., Прокофьев И.Н., Шиманский С.В., Белова М.А., Хоуриган Дж.К. Эволюция источников сноса и нефтегазоносность мезозойских отложений Баренцева моря: датирование обломочных цирконов из скважины Ферсмановская-1 и палеогеографические реконструкции // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 105–124. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-105-124.

Финансирование: Исследования выполнены за счет средств Российского научного фонда, проект № 22-27-00440. Отбор образцов, изучение шлифов и изотопные исследования были выполнены в рамках мультиклиентского проекта "Basin analysis and petroleum system modeling of the Russian Barents Sea Basin" (2011–2014, ФГБУ «ВСЕГЕИ») при поддержке Норвежского нефтяного директората (Oljedirektoratet) и компаний Statoil AS, Concedo AS; Detnorskeoljeselskap AS, Total E&P Russie, Wintershall Holding GmbH и Lukoil Overseas North Shelf AS). В отборе образцов принимали участие А.Е. Голдырев, И.В. Осадчий и Я.А. Осадчая.

Благодарности: Авторы благодарны сотруднику АМНГР (Мурманск) Э.В. Сопову за помощь с организацией исследований керна, а также сотрудникам АО «СМНГ», АО «Росгеология», участвовавшим в 2022 г. в обобщении материалов геофизических работ на российском шельфе Баренцева моря: Е.П. Петрушиной, О.Н. Кот, И.В. Аксену, А.Р. Юсуповой, Г.Г. Крюковой и др.

Evolution of provenance areas and petroleum potential of Barents Sea Mesozoic deposits: dating of clastic zircon from Fersmanovskaya-1 well and paleogeography reconstructions

© 2023 | A.V. Soloviev^{1,2}, P.O. Sobolev³, O.V. Grushevskaya¹, E.A. Vasil'eva⁴, D.V. Levochskaya⁵, A.I. Khisamutdinova², I.N. Prokof'ev¹, S.V. Shimanskiy⁶, M.A. Belova³, J.K. Hourigan⁷

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; soloviev@vnigni.ru;

²Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; geoaisulu@gmail.com;

³A.P. Karpinskiy Russian Geological Research Institute, St. Petersburg, Russia; peter.sobolev@gmail.com; mariya_mavrenteva@vsegei.ru;

⁴Sevmorneftegeofizika, Murmansk, Russia; VasilevaEA@rusgeology.ru;⁵Polymetal Management Khabarovsk branch, Khabarovsk, Russia; levochskayaDV@polymetal.ru;⁶Federal Agency for Mineral Resources (Rosnedra), Moscow, Russia; sshimanskii@rosnedra.gov.ru;⁷University of California, Santa Cruz, USA; hourigan@ucsc.edu

Received 23.03.2023

Revised 26.03.2023

Accepted for publication 11.04.2023

Key words: *the Barents Sea; Mesozoic sedimentary cover; petroleum potential; clastic zircon; U/Pb LA ICP-MS dating; provenance; paleogeography reconstruction.*

Abstract: The authors present the results of integrated geological and geophysical data and petroleum potential analysis of the Barents Sea region, as well as the new data of U/Pb (LA ICP-MS) dating and morphological studies of clastic zircon on four Triassic and Jurassic sandstone samples taken from the Fersmanovskaya-1 well (the Barents Sea). These works allowed describing provenance of clastic material for Triassic and Jurassic deposits and update the regional paleogeography reconstructions. In the Middle Triassic, terrigenous material was mainly transported from south – south-east — from the Hercynian structures of Polar Urals and Novaya Zemlya (370–220 Ma), Neoproterozoic sequences of the Timansky orogen, and from the Urals Palaeozoic series composed, among others, of the products of Protourals-Timansky orogen scouring (580–525 Ma). In the Late Triassic, the Urals sources remain prevailing, influence of Neoproterozoic zircon decreases sharply, and role of Caledonian zircons in the amount of sedimentary material increases (450–400 Ma). In Early Jurassic, a new source of the Paleoproterozoic zircon (1.95–1.8 Ma) appears in the scouring areas. There were no considerable changes in Middle Jurassic. Therefore, Jurassic transportation of clastic material to the Barents Sea region could take place from south to north and/or from south-east to north-west.

For citation: Soloviev A.V., Sobolev P.O., Grushevskaya O.V., Vasil'eva E.A., Levochskaya D.V., Khisamutdinova A.I., Prokof'ev I.N., Shimanskii S.V., Belova M.A., Hourigan J.K. Evolution of provenance areas and petroleum potential of Barents Sea Mesozoic deposits: dating of clastic zircon from Fersmanovskaya-1 well and paleogeography reconstructions. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(3):105–124. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-105-124. In Russ.

Funding: The research was carried out at the expense of the Russian Science Foundation, project 22-27-00440. Part of the research was carried out within the framework of the multi-client project "Basin analysis and petroleum system modeling of the Russian Barents Sea Basin" (2011-2014, VSEGEI with the support of the Norwegian Petroleum Directorate (Oljedirektoratet) and Statoil AS, Concedo AS; Detnorskeoljeselskap AS, Total E&P Russie, Wintershall Holding GmbH and Lukoil Overseas North Shelf AS). Samples were collected by A.E. Goldyrev, I.V. Osadchiy and Ya.A. Osadchaya.

Acknowledgments: The authors thank their colleague E.V. Sopov (AMNGR, Murmansk) for his assistance in arranging the core studies, an also to employees of AO SMNG (AO Rosgeologiya) who participated in 2022 in integration of geophysical data over the Russian shelf of the Barents Sea: E.P. Petrushina, O.N. Kot, I.V. Aksenov, A.R. Yusupov, G.G. Kryukova and others.

Введение

Баренцевоморский регион является одним из ключевых объектов для решения проблемы тектонической эволюции Северного Ледовитого океана. Изучение геологии Баренцева моря имеет и прикладной интерес в связи с его нефтегазоносностью (рис. 1). В 2022 г. в ФГБУ «ВНИГНИ» завершено крупное региональное обобщение¹. На российском шельфе Баренцева моря выполнены значительные объемы сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 2D и 3D, гравиметрические и магнитометрические наблюдения, пробурено 34 скважины на 14 структурах и открыто 5 месторождений УВ: Мурманское, Северо-Кильдинское, Штокмановское, Лудловское и Ледовое (см. рис. 1).

Реконструкция возраста и состава источников сноса обломочного материала для мезозойских отложений Арктики является актуальной задачей [1–6]. Определение возраста единичных зерен циркона прецизионными геохронологическими методами открывает новые возможности для изучения терригенных пород. Циркон — минерал, широко распространенный в обломочных породах и весь-

ма устойчивый к выветриванию и разрушению. Для датирования отдельных обломочных зерен циркона применен U/Pb (LA ICP-MS)-метод [7]. Типоморфизм и морфологические особенности цирконов позволяют определить физико-химические условия (температура, давление, агпаитность) образования размываемых комплексов и несут важную информацию об источниках сноса [8, 9].

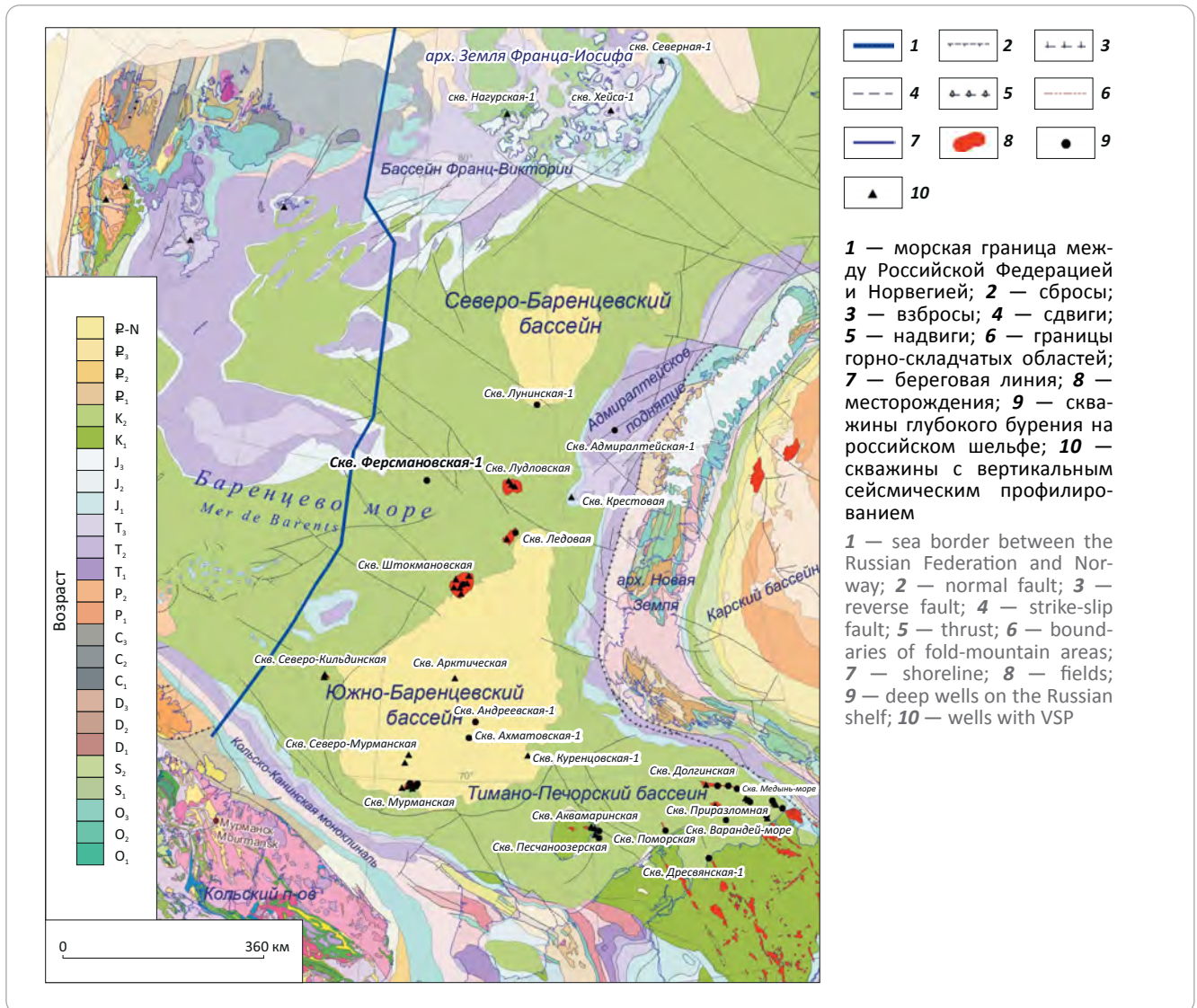
В данной статье приведены результаты комплексного анализа геолого-геофизических материалов и литературных данных, а также новые данные U/Pb (LA ICP-MS)-датирования и морфологического изучения обломочных цирконов из четырех образцов песчаников триас-юрских отложений, вскрытых скв. Ферсмановская-1 (Баренцево море). Это позволило охарактеризовать источники сноса обломочного материала для триас-юрских отложений, уточнить региональные палеогеографические реконструкции.

Мезозойские отложения Баренцевоморского региона

Мезозойские отложения слагают верхнюю часть осадочного чехла в Баренцевоморском регионе. Они исследованы по материалам морского бурения [11, 12], по результатам изучения обнажений на арх. Шпицберген [13, 14], на островах Медвежий и Надежды [13], на западе арх. Новая Земля [15], о-ве Колгуев, п-ове Канин, а также в скважинах на архипелагах Земля Франца-Иосифа [16] и Шпиц-

¹Грушевская О.В., Васильева Е.А., Петрушина Е.П., Кот О.Н. и др. Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Баренцева моря: отчет в рамках государственного задания Федерального агентства по недропользованию. — ФГБУ «ВНИГНИ», 2022.

Рис. 1. Упрощенная геологическая карта Баренцева море (с изменениями и добавлениями по [10])
 Fig. 1. Simplified geological map of the Barents Sea (adapted from [10])



берген, на о-ве Колгуев. Мезозойский комплекс сложен мощной толщей преимущественно терригенного состава (аргиллиты, алевролиты и песчаники) с подчиненным количеством карбонатов (рис. 2–4).

Отложения **триасовой системы** вскрыты скважинами на архипелагах Земля Франца-Иосифа [16] и Шпицберген, на о-ве Колгуев и на шельфе Баренцева моря (см. рис. 2). Триасовые отложения норвежской части Баренцева моря изучены по результатам исследования морских скважин [14]. Мощность триасовых отложений варьирует от 690 до 3800 м и более [12]. В пределах рассматриваемого региона отложения триаса представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним. В пределах Баренцевоморского региона триасовые отложения сложены терригенными разнофациальными осадками (см. рис. 2). Перерыв в осадконакоплении триасовых отложений отмечается в позднем норгии [12]. Анализ литологических характеристик триасовых отложений показал, что обломочный материал поступал в Баренцевоморский бассейн с Северозе-

мельской, Новоземельско-Уральской, Балтийской и Западно-Шпицбергенской палеосуш [12].

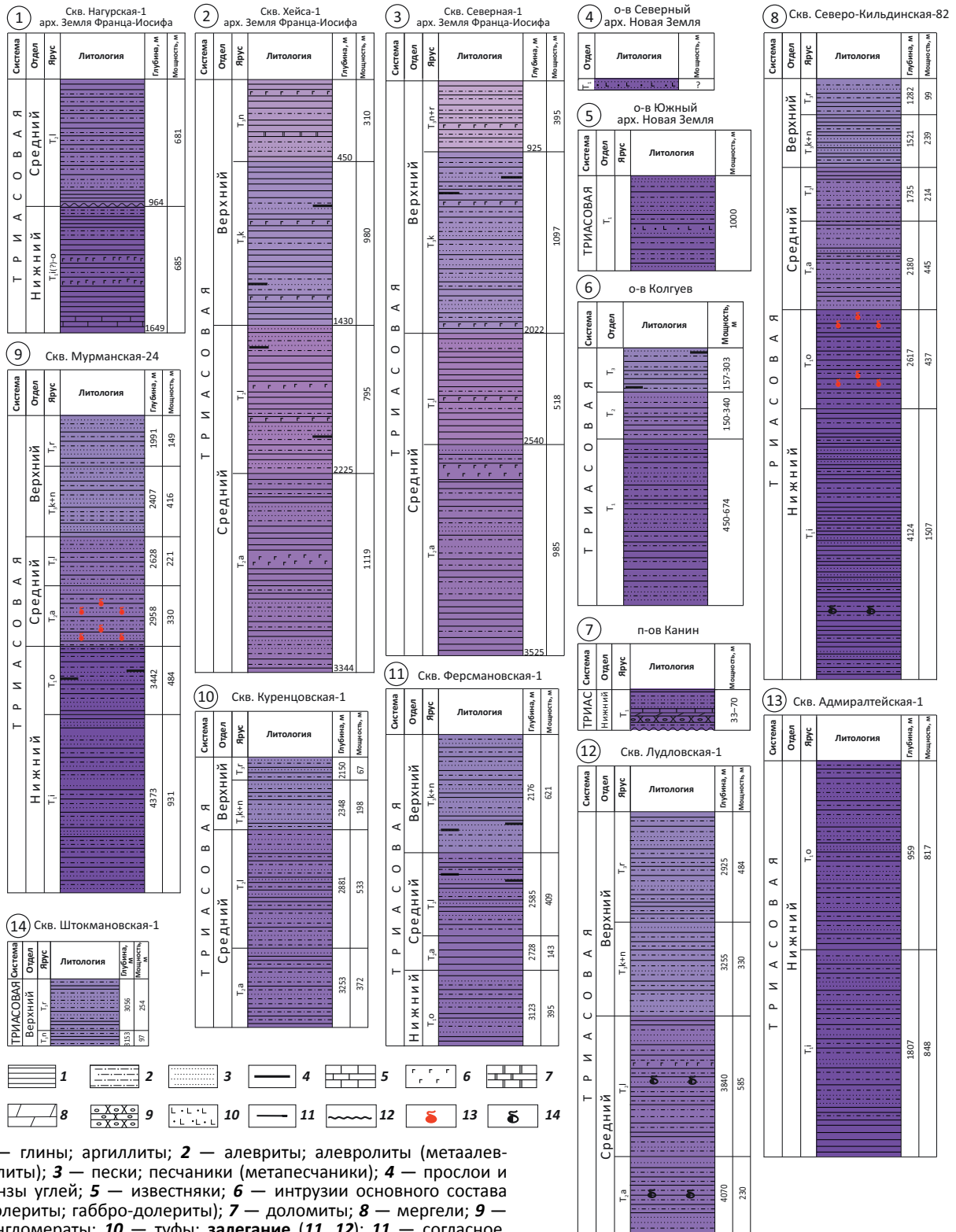
Юрско-меловые отложения осадочного чехла шельфа Баренцева моря имеют мощность до 3200 м (см. рис. 3, 4). В целом юрско-меловые отложения формировались в континентальных, мелководно-морских и морских условиях. Они представлены в основном песчаниками, алевролитами и глинистыми породами [12].

Юрские отложения повсеместно распространены на шельфе Баренцева моря и изучены по материалам бурения на шельфе, арх. Шпицберген, а также на о-ве Колгуев (см. рис. 3). Породы юры залегают на подстилающем триасовом комплексе с признаками эрозионного среза. Нижнеюрский комплекс отложений накапливался, по всей видимости, в условиях низкого стояния моря с редкими эвстатическими колебаниями. В целом среднеюрские отложения образуют четыре крупных трансгрессивно-регрессивных цикла, которые в свою



Рис. 2. Литологические колонки триасовых отложений по результатам бурения и описания обнажений на материковом обрамлении (Грушевская и др., 2022 ф¹)

Fig. 2. Lithological columns of Triassic deposits according to drilling and outcrop description results on continental margins (Grushevskaya et al., 2022 ф¹)



Источники по номерам колонок: 1–3 — [16, 17], 4 — Сакулина Т.С. и др., 2007 ф², [18], 5 — Сакулина Т.С. и др., 2007 ф², 6 — [19], 7 — [20], 8–14 — Комарницкий В.М. и др., 1991 ф³.

Legend for Fig. 2, end

1 — clay; claystone; 2 — silt; siltstone (meta-siltstone); 3 — sand; sandstone (meta-sandstone); 4 — coal members and partings; 5 — limestone; 6 — basic intrusions (dolerite; gabbro-dolerite); 7 — dolomite; 8 — marl; 9 — conglomerate; 10 — tuff; occurrence (11, 12): 11 — concordant, 12 — discordant; HC inflow (13, 14): 13 — commercial, 14 — non-commercial.

Sources by column number: 1–3 — [16, 17], 4 — Sakulina T.S. et al., 2007 ф², [18], 5 — Sakulina T.S. et al., 2007 ф², 6 — [19], 7 — [20], 8–14 — Komarnitsky V.M. et al., 1991 ф³.

очередь подразделяются на разное число более мелких секвенций¹.

Оксфордский и кимериджский ярусы верхней юры представлены черными и темно-коричневыми породами с высоким содержанием $C_{орг}$ (12–16 %), объединенными под общим названием «черные глины». Битуминозные глины, по всей видимости, накапливались в глубоководных морских условиях и являются реперным горизонтом.

В Баренцевоморском регионе меловые отложения изучены по материалам бурения как на шельфе, так и в скважинах и обнажениях на материковом обрамлении (см. рис. 4). В юго-восточной части исследуемой площади отложения мела представлены нижним и верхним отделами, а на оставшейся территории — только нижним отделом¹. В скв. Ферсмановская-1 породы берриасса – валанжина несогласно залегают на отложениях верхней юры.

В последние годы появились данные датирования и изучения обломочных цирконов из мезозойских отложений Баренцева моря⁴ [5, 6, 21, 22], бассейна Свердруп [1], архипелагов Шпицберген [3] и Земля Франца-Иосифа [4, 23].

Нефтегазоносность мезозойских отложений Баренцева моря

Осадочные бассейны Баренцева моря обладают высоким нефтегазовым потенциалом. С точки зрения нефтегазогеологического районирования западная часть Баренцевоморского шельфа приурочена к Западно-Баренцевской нефтегазоносной провинции (НПП), восточная — к Восточно-Баренцевской НПП, а южная — к Кольско-Канинской СПНГО и Тимано-Печорской НПП¹. Нефтегазоносность доказана открытием крупных и уникальных месторождений УВ, а также нефтегазопрооявлениями в разрезах скважин (см. рис. 1). Основная часть запасов УВ приурочена к триасовым и юрским тер-

ригенным породам различного генезиса (рис. 5; см. рис. 2, 3).

В российском секторе Баренцева моря доказана промышленная газоносность триасового нефтегазоносного комплекса на Северо-Кильдинском (Финмаркенская нефтегазоносная область (НГО)) и Мурманском (Южно-Баренцевская НГО) месторождениях, нефтеносность на Песчаноозерском и Таркском месторождениях о-ва Колгуев. В норвежском секторе в триасовом нефтегазоносном комплексе открыты месторождения Обесум, Эльбрус, Скругард, Норварг, Верверис и др., а также залежи УВ Голиаф, Йохан Кастберг и Вистинг. В юрском нефтегазоносном комплексе в пределах российского сектора Баренцева моря обнаружены газоконденсатные Штокмановское, Ледовое и газовое Лудловское месторождения. В норвежском секторе известны месторождения Корпфельл, Вистинг и группы месторождений Сновит, Голиаф и Йохан Кастберг. В российском секторе Баренцевоморского шельфа промышленная перспективность мелового нефтегазоносного комплекса не доказана. В разрезе данного нефтегазоносного комплекса известны газо- и нефтепроявления, аномалии типа «яркое пятно». В норвежском секторе Баренцева моря в меловых отложениях найдено месторождение Мирсилде, а также две непромышленные залежи.

Скважина Ферсмановская-1, которой вскрыт полный разрез мезозойских отложений, пробурена в Свальбардской потенциальной нефтегазоносной области (ПНГО) Западно-Баренцевской НПП, однако признаков УВ не обнаружено.

Характеристика изученных образцов из скв. Ферсмановская-1

Скважина Ферсмановская-1 (рис. 6) пробурена производственным объединением «Арктикморнефтегазразведка» (АМНГР, Мурманск) в 1988–1991 гг. Она расположена в центральной части Баренцева моря (глубина моря в точке заложения скважины 174,4 м), в присводовой части Ферсмановской структуры, и вскрывает разрез меловых, юрских и триасовых отложений до глубины 3123 м (здесь и далее все глубины отсчитываются от уровня стола ротора, альтитуда ротора 22 м). Разрез охарактеризован шламом и частично керном из меловых, юрских и триасовых отложений. Образцы для исследования были отобраны из керна скважины с разных глубинных и стратиграфических уровней (см. рис. 6).

Отметим, что анализ литологического состава отложений в скв. Ферсмановская показывает накопление в триасовое время ритмично переслаиваю-

²Сакулина Т.С., Рослов Ю.В., Иванова Н.М., Верба М.Л. и др. Проведение комплексных геолого-геофизических исследований (сейсморазведочных МОВ ОГТ, КМПВ ГСЗ, НСАП, гравиметрических, магнитометрических, газо-геохимических) на опорном профиле 4-АР (п-ов Таймыр — Земля Франца-Иосифа) с целью изучения глубинного строения и уточнения перспектив нефтегазоносности Баренцево-Карского плиты и зон ее сочленения с сопредельными тектоническими структурами / Фонды ФГУНПП «Севморгео» — СПб., 2007.

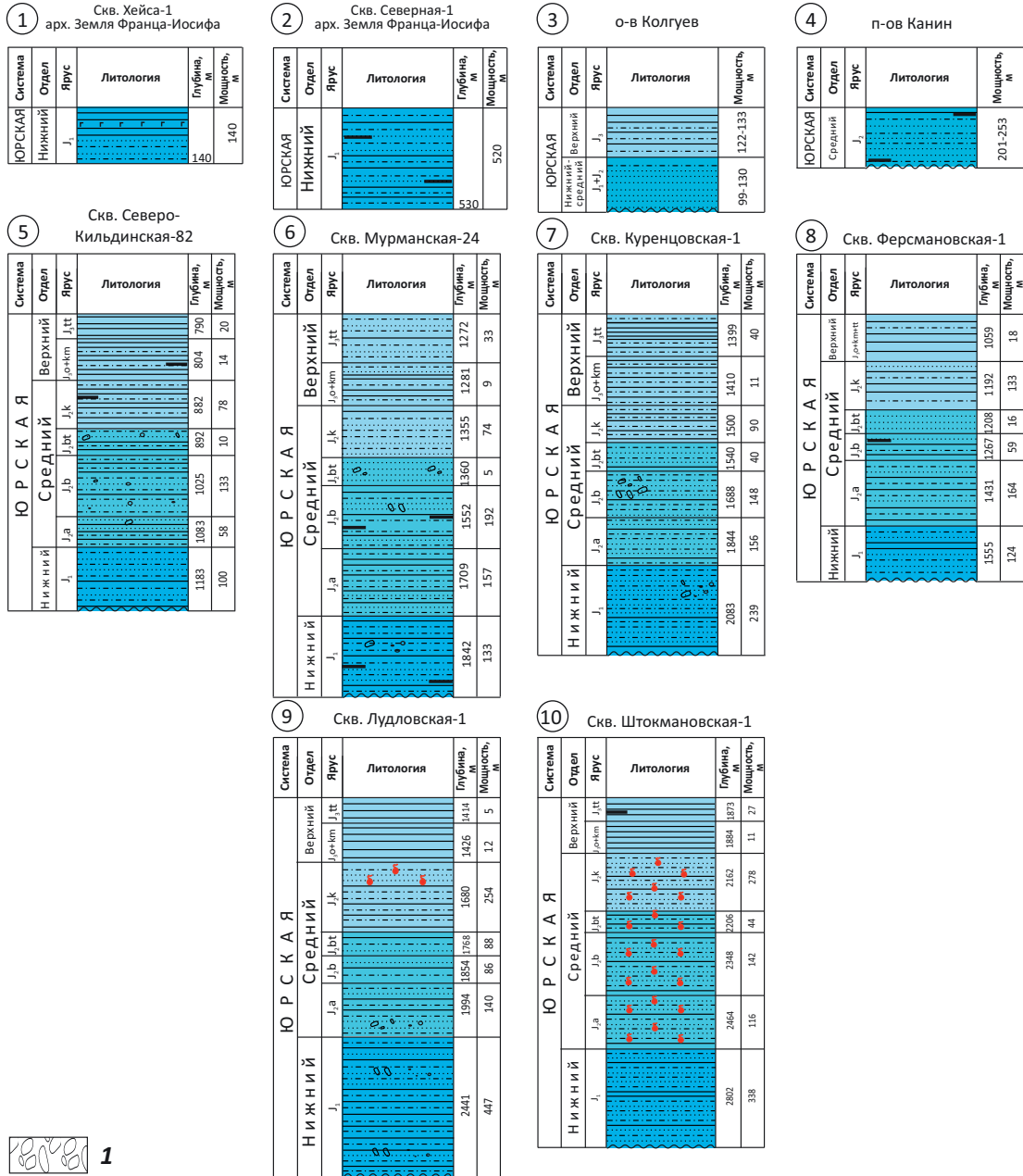
³Комарницкий В.М., Евсюков В.Г., Таныгин И.А. и др. Стратиграфические таблицы поисковых и разведочных скважин, пробуренных на нефть и газ ПО «Арктикморнефтегазразведка» (по состоянию на 01.06.91 г.): каталог / Фонды АО «Арктикморнефтегазразведка», — Мурманск, 1991.

⁴Петров Е.О. Условия формирования мезозойских отложений Баренцевоморского региона: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — М., 2010. — 25 с.



Рис. 3. Литологические колонки юрских отложений по результатам бурения и описания обнажений на материковом обрамлении (Грушевская О.В. и др., 2022 ф¹)

Fig. 3. Lithological columns of Jurassic deposits according to drilling and outcrop description results on continental margins (Grushevskaya O.V. et al., 2022 ф¹)



1 — галечники.

Источники по номерам колонок: 1–2 — [16, 17], 3 — [19], 4 — [20], 5–10 — (Комарницкий В.М. и др., 1991 ф³).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

1 — shingle.

Sources by column number: 1–2 — [16, 17], 3 — [19], 4 — [20], 5–10 — (Komarnitsky V.M. et al., 1991 ф³).

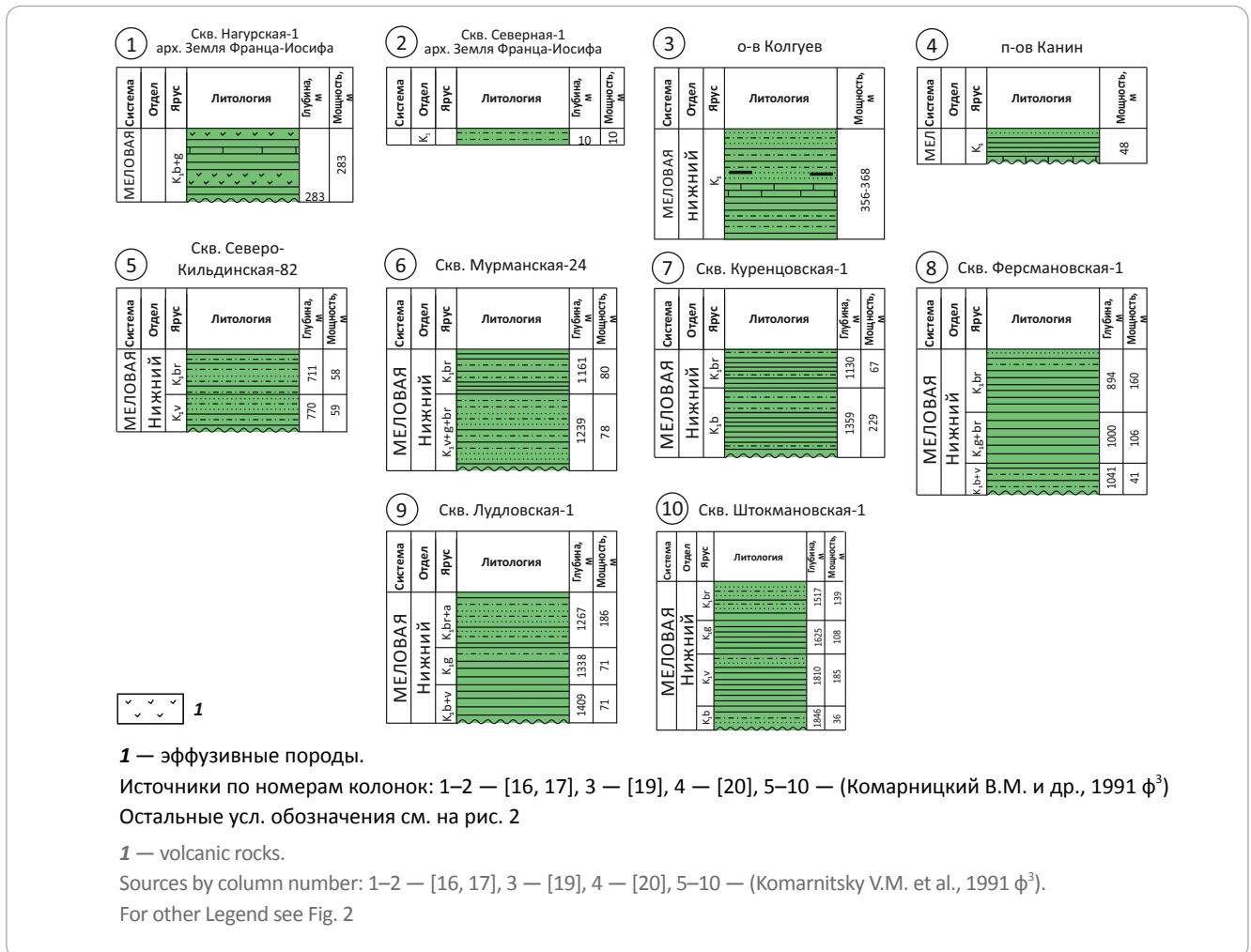
For other Legend items see Fig. 2

щихся песчаных разностей с аргиллит-алевритовыми отложениями. В ранней юре отмечается усиление сноса более песчаных пород, а с келловейского времени в средней юре формируются более тонкозернистые разности (см. рис. 6).

Образец F1-6 отобран с глубины 2426 м (см. рис. 6) из песчаников, возраст которых определен как ранний ладинский ярус среднего триаса (T₂1₁) (здесь и далее использованы стратиграфические разбивки из отчетов ФГУП «Арктикморнефтегаз-

Рис. 4. Литологические колонки меловых отложений по результатам бурения и описания обнажений на материковом обрамлении (Грушевская О.В. и др., 2022 ф¹)

Fig. 4. Lithological columns of Cretaceous deposits according to drilling and outcrop description results on continental margins (Grushevskaya O.V. et al., 2022 ф¹)



разведка»⁵, полученные на основе биостратиграфических (фаунистических и палинологических) определений из образцов керна. Это тонко-мелкозернистый кварцевый граувакковый песчаник с карбонатным цементом ($\approx 25\%$). Обломочная часть представлена кварцем, полевым шпатом, слюдой и обломками пород. Содержание кварца составляет $\approx 35\%$, полевого шпата — 5% , размер зерен — $0,1-0,2$ мм. Обломки пород составляют около 60% (преимущественно микрокварциты, иногда кристаллические сланцы и обломки эффузивных пород). Цемент карбонатный, пелитоморфный, на цемент приходится 25% площади шлифа. Пористость — около 5% , размер пор — $0,3-0,6$ мм, поры не сообщаются, в цементе, предположительно, вторичные.

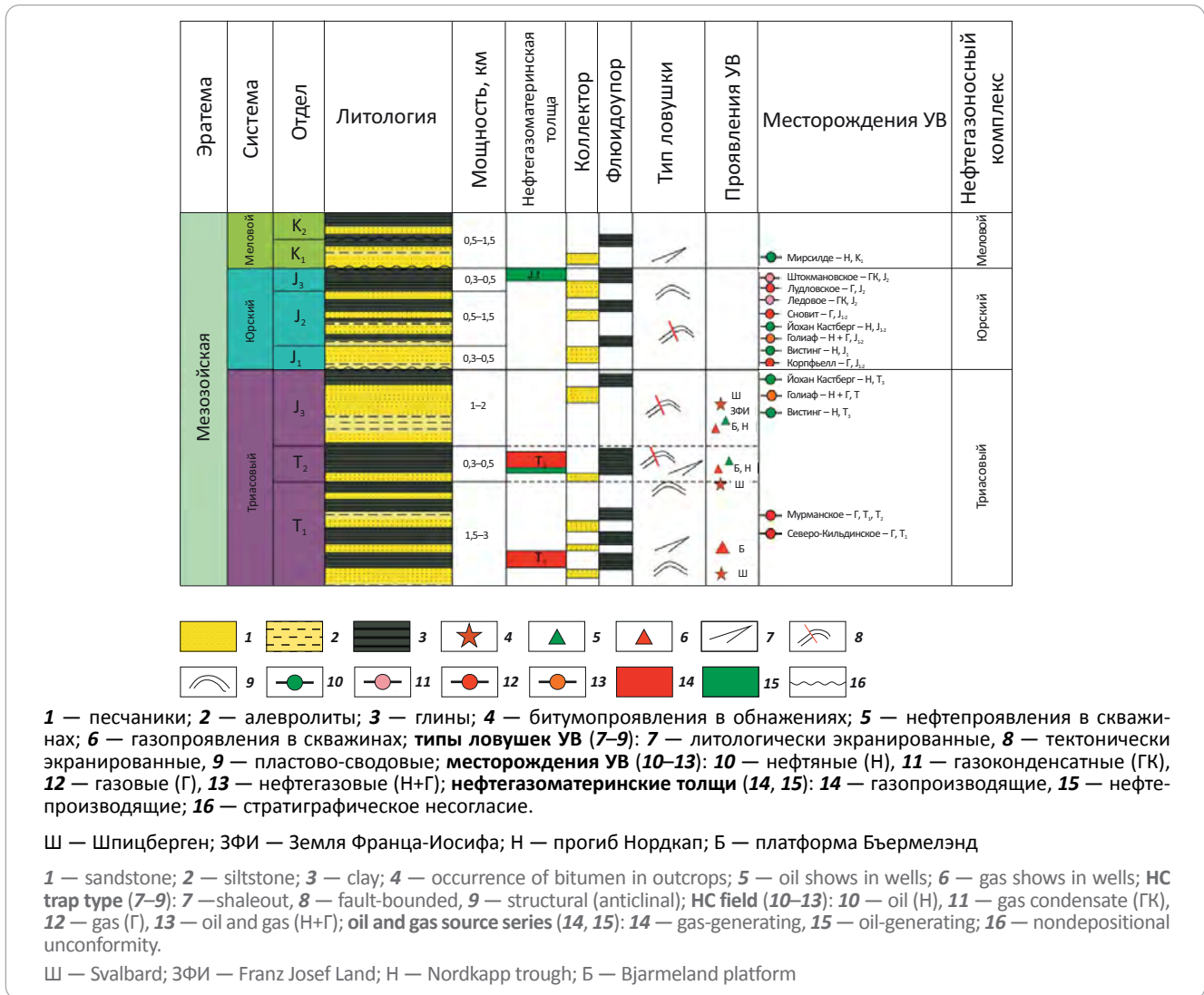
Образец F1-20 отобран с глубины $1744,5$ м (см. рис. 6) из песчаников карнийского яруса позднего

триаса (Т₃к). Песчаники кварц-граувакковые с карбонатным мелкокристаллическим цементом (15%). Обломочная часть сложена кварцем (40%), пелитизированным и серицитизированным полевым шпатом (15%), слюдой (до 1%) и обломками пород (45%), представленными микрокварцитами, кремнями, эффузивами. Цемент карбонатный, мелкокристаллический. Межзерновые поры размером $0,2-0,3$ мм составляют примерно 5% площади шлифа.

Образец F1-19 отобран с глубины 1550 м (см. рис. 6) из псаммитов плинсбахского и тоарского ярусов ранней юры (J_{1p-t}). Средне-мелкозернистый кварцевый граувакковый песчаник со слюдой и сидеритовым цементом (15%). Содержание кварца составляет 50% обломочной части, размер зерен — $0,2-0,4$ мм. Содержание полевого шпата составляет 15% , хорошо диагностируется по наличию спайности (иногда наблюдается серицитизация по зернам), размер зерен — $0,2-0,28$ мм. Обломки пород (40%) представлены микрокварцитами, эффузивными и глинистыми породами, кремнями. В образце содержится до 9% слюды. Цемент сидеритовый, контурный, сплошной равномерный, мелкокри-

⁵Киреев Г.И., Руденко М.Н., Шахова И.А. и др. Комплексная обработка материалов бурения скважин Баренцевоморского региона (скважины № 1-Адмиралтейская, № 1-Крестовая, № 1-Арктическая, № 1-Ферсмановская): отчет по Государственному контракту № 01/12/70-5 от 18 июня 2008 г. – ФГУП "Арктикоморнефтегазразведка", 2009.

Рис. 5. Нефтегазоносные комплексы мезозоя Баренцевоморского бассейна (по материалам Д.А. Нориной⁶ с дополнением (Грушевская О.В. и др., 2022 ф¹))
Fig. 5. Mesozoic plays of the Barents Sea basin (according to D.A. Norina⁶, complemented (Grushevskaya O.V. et al., 2022 ф¹))



сталлический, на него приходится 15 % площади шлифа. Поровое пространство составляет примерно 10 % общей площади шлифа.

Образец F1-17 отобран с глубины 1367 м (см. рис. 6) из средне-мелкозернистых кварцево-полимиктовых песчаников байосского яруса средней юры (J₂b). Обломочная часть представлена кварцем, полевыми шпатами, слюдами и составляет 70 %. Угловатые, реже до полуокруглых, зерна кварца составляют 50 %, полевого шпата — 15 %, обломки пород (кремни, кварциты, кремнистые сланцы, редко эффузивы и аргиллиты) — 32 %. Встречаются лейциты слюды и хлорита (3 %). Глинистый по составу цемент присутствует в межзерновом пространстве.

В образцах песчаников обычно присутствуют малые количества аксессуарных минералов: циркона, граната, лейкоксена и сфена.⁶

⁶Норина Д.А. Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцевоморского шельфа: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — М., 2014. — 208 с.

Методы и результаты исследований

Выделение циркона проводилось минералогической группой Института геологии и геохронологии докембрия РАН.

Анализ морфологии обломочных цирконов. Анализ и подсчет морфологических типов осуществлялись только по идиоморфным зернам, содержание которых составляет 10–35 % всех зерен циркона. Подсчет проводился с использованием стереомикроскопа Meiji ZOOM серии RZ-B, позволяющего получать четкое изображение с высоким разрешением и без искажения при 300-кратном увеличении. Для удобства подсчета исходная классификация цирконов [8] модифицирована. В группы объединялись морфологические типы со сходным строением без учета коэффициента удлинения, каждая из объединенных групп носит название по левому верхнему морфологическому типу в классификации [8] (таблица).

В пробе F1-6 циркон бесцветный и бледно-желтый, с преобладанием бесцветного, также присут-

Рис. 6. Литолого-стратиграфический разрез скв. Ферсмановская-1 (с изменениями и дополнениями по Кирееву Г.И. и др., 2009⁵)

Fig. 6. Lithologic and stratigraphic column of the Fersmanovskaya-1 well (adapted from Kireev G.I. et al., 2009⁵)

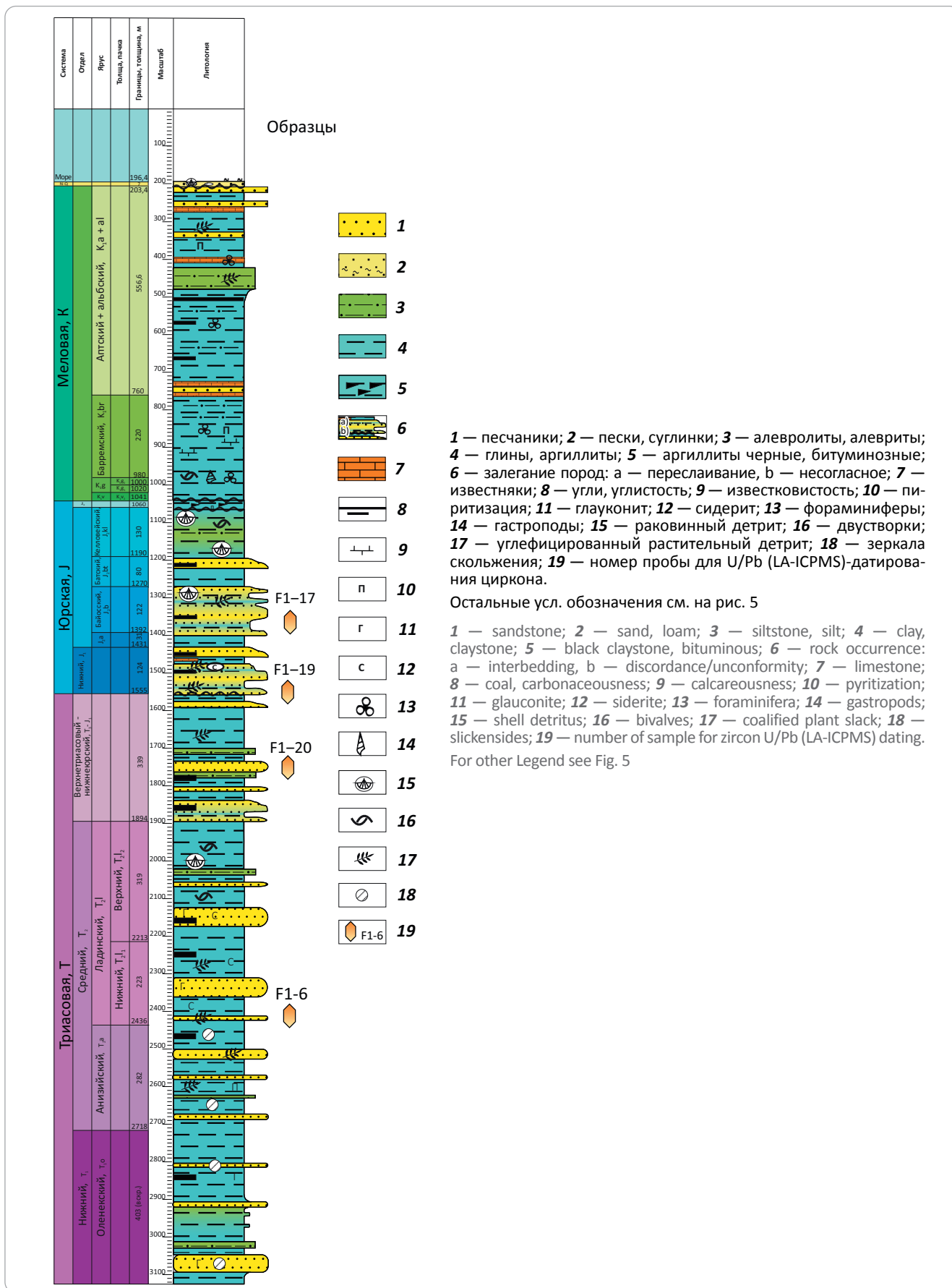




Таблица. Содержания цирконов различных морфологических типов [8] в керне скв. Ферсмановская-1 (Баренцево море) (морфологический анализ циркона Д.В. Левочкиной), %

Table. Zircons of different morphological types [8] in core from the Fersmanovskaya-1 well (the Barents Sea) (zircon morphological analysis by D.V. Levochsky), %

Номер образца	Глубина отбора, м	Возраст	Морфологический тип																	N
			AB1	H	L1	L3	L4	G1	Q2	S6	S7	S9	S15	S19	S21	S22	S24	S25	R5	
F1-6	2426	T ₂ L ₁	0	14,9	29,3	0	4,3	0	0	14,9	16,1	2,5	8,1	2,5	0	0	1,2	6,2	0	161
F1-20	1744,5	T ₃ + J ₁	0	15	32	6	7	2	0	3	7	12	6	1	0	3	4	2	0	100
F1-19	1550	J ₁	0	8,4	31,3	0,8	10,1	0	0,8	10,1	11,8	6,7	5,9	0	0,8	3,4	3,4	6,5	0	119
F1-17	1367	J ₂ b	0,6	10,5	34,1	0	9,9	0	0	4,9	7,4	8,6	8	0,6	0	1,9	4,9	8	0,6	162

N — число подсчитанных зерен.

Обозначения морфологических типов соответствуют объединенным полям: AB1 = AB1, H = H + Q1, L1 = L1 + L2 + S1 + S2, L3 = L3 + S3, L4 = L4 + L5 + S4 + S5, G1 = G1 + P1, I = I + R1, Q2 = Q2 + Q3 + Q4, S6 = S6 + S11 + S16, S7 = S7 + S8 + S12 + S13 + S17 + S18, S9 = S9 + S10 + P2 + S14, S15 = S15 + P3 + S20 + P4, S19 = S19, S21 = S21 + J1, S22 = S22 + S23 + J2 + J3, S24 = S24 + J4, S25 = S25 + P5 + J5 + D, R5 = R5 + F.

N is a number of grains accounted for.

The morphological type designations correspond to the combined fields: AB1 = AB1, H = H + Q1, L1 = L1 + L2 + S1 + S2, L3 = L3 + S3, L4 = L4 + L5 + S4 + S5, G1 = G1 + P1, I = I + R1, Q2 = Q2 + Q3 + Q4, S6 = S6 + S11 + S16, S7 = S7 + S8 + S12 + S13 + S17 + S18, S9 = S9 + S10 + P2 + S14, S15 = S15 + P3 + S20 + P4, S19 = S19, S21 = S21 + J1, S22 = S22 + S23 + J2 + J3, S24 = S24 + J4, S25 = S25 + P5 + J5 + D, R5 = R5 + F.

ствуют единичные субизометричные окатанные зерна с корродированными поверхностями бледно-розового цвета и одиночные удлиненные бледно-розовые зерна с окатанными вершинками и ребрами. Отмечаются редкие цирконы с игольчатыми и изометричными коричневыми и черными вростками (рутил). Идиоморфные зерна, пригодные для анализа морфологии, составляют 15–20 % всех обломочных цирконов (рис. 7 А; см. таблицу).

В образце F1-20 преобладает бледно-желтый циркон, встречается бесцветный, отмечаются единичные бледно-розовые зерна. Эвгедральные цирконов около 30 % (см. таблицу).

Цирконы из пробы F1-19 имеют цвет от бесцветного до бледно-желто-оранжевого, преобладают бледно-желтые, прозрачные зерна. В зернах отмечены неравномерно распределенные вростки черного, черно-коричневого, оранжевого-коричневого рутила (?) в виде иголок. На идиоморфные зерна приходится 10–15 % всех обломочных цирконов (см. таблицу).

Цвет цирконов в образце F1-17 варьирует от бесцветного до оранжево-желтого, резко преобладают прозрачные бледно-желтые цирконы. Единичные зерна имеют оттенок ржавчины с полупрозрачными и непрозрачными участками. Отмечаются редкие окатанные бледно-розовые зерна. В отдельных зернах наблюдаются точечные или игольчатые вростки коричневого, оранжево-коричневого рутила. Среди обломочных цирконов наблюдается около 30–35 % эвгедральных зерен (см. таблицу; см. рис. 7 В).

В результате анализа кристалломорфологии установлено, что во всех пробах доминируют цирконы морфологических типов H, L1, L4, S6, S7, S9, S15, S25. Согласно диаграмме [24], цирконы этих типов характерны для следующих пород: H и L — высокоглиноземистых гранитов S-типа, L4 — гибридных монзонитов и щелочных гранитов, S6 и S7 — известково-щелочных гранитов, S9 — конта-

минированных субщелочных и щелочных гранитов, S15 — субщелочных и щелочных серий гранитов I типа, S25 — щелочных гранитоидов I типа и толеитовых гранитов. Среди изученных идиоморфных цирконов преобладают цирконы из высокоглиноземистых гранитов (H и L1) — 40–47 %.

U/Pb-датирование возраста цирконов с применением лазерной абляции (LA ICP-MS). Обломочные цирконы, выделенные из керна скв. Ферсмановская-1, датированы U/Pb-методом с помощью лазерной абляции в лаборатории Университета Калифорнии (г. Санта-Круз, UCSC), оборудованной ICP-MS-спектрометром Element XR с высоким разрешением магнитного сектора и лазерным спектрометром Photon Machines Analyte.H с эксимерным лазером с длиной волны 193 нм и камерой Helex-2. Методика датирования подробно изложена в работе [4].

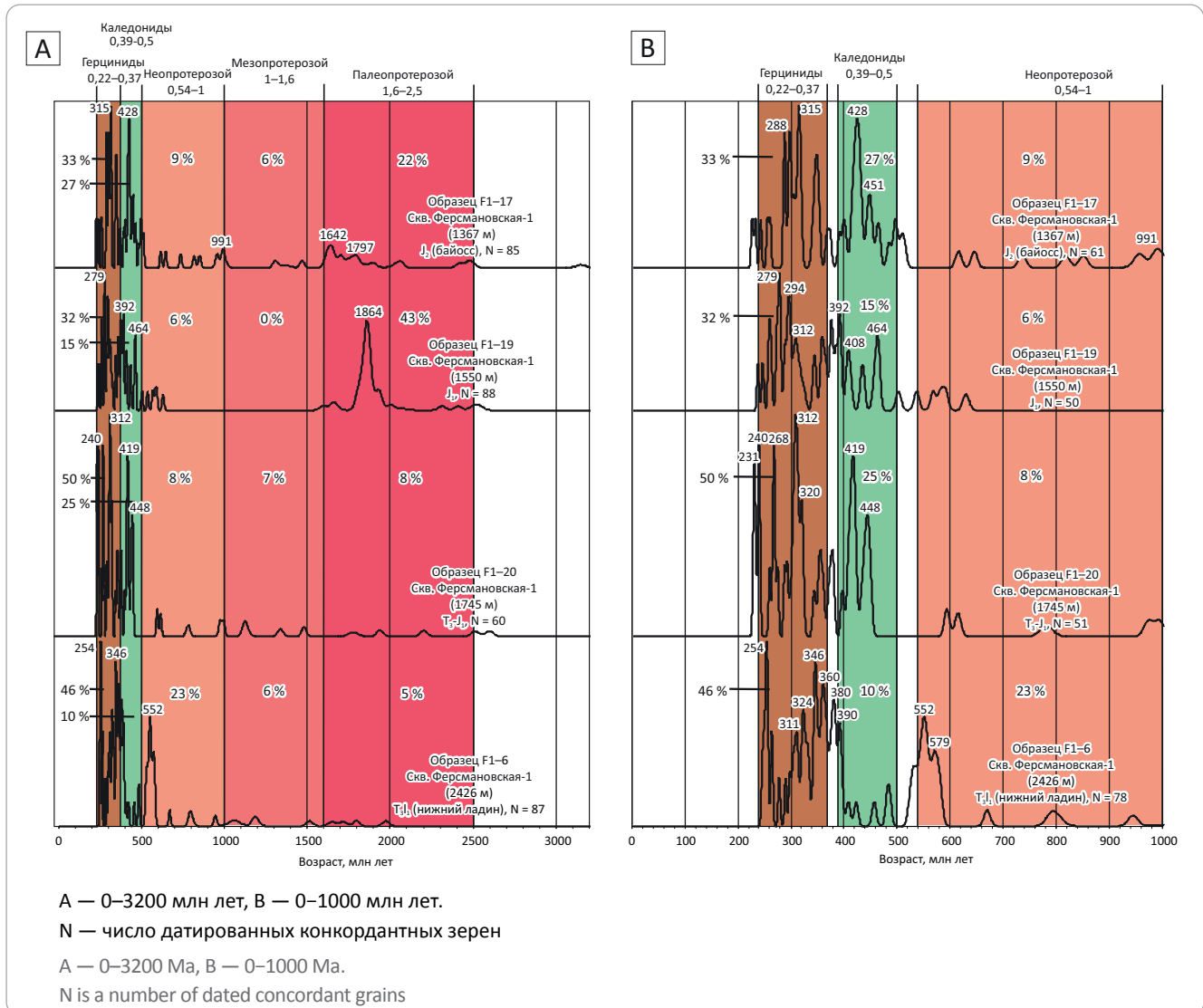
Из каждого образца было датировано по 100 зерен обломочных цирконов (приложение 1). Построение графиков выполнялось в программе ISOPLOT 3.0 [25]. Для анализа использовались зерна, для которых были получены конкордантные аналитические данные. К дискордантным отнесены анализы, для которых значение $(^{207}\text{Pb}-^{235}\text{U-возраст}/^{207}\text{Pb-корректированный } ^{206}\text{Pb}-^{238}\text{U-возраст} - 1) \cdot 100$ % составило более 10 %. Во всех образцах возрасты цирконов распределены в широких возрастных диапазонах (рис. 8). Все образцы содержат цирконы мезозойского, палеозойского и докембрийского возраста в разных процентных соотношениях (см. рис. 8).

В песчанике образца F1-6 присутствует молодая популяция цирконов возрастом $248,8 \pm 6,3$ млн лет (здесь и далее погрешность вычисления возраста составляет $\pm 2\sigma$ по трем зернам), который немного древнее возраста осадконакопления отложений, определенного биостратиграфическими методами как ранний ладинский ярус среднего триаса. Эти данные позволяют предполагать, что одним из



Рис. 8. Нормализованные графики плотности вероятности (частоты встречаемости) обломочных цирконов в образцах из скв. Ферсмановская-1 в координатах

Fig. 8. Diagrams of normalized probability density (incidence) of clastic zircon in the samples from the Fersmanovskaya-1 well on the scale of



источников циркона был активный вулканизм (и/или магматизм) в обрамлении Баренцевоморского бассейна в конце раннего – начале среднего триаса. В образце присутствуют цирконы следующих возрастных интервалов — 245–260 млн лет с локальным максимумом на кривой плотности вероятности (пиком) 254 млн лет, 310–400 млн лет с главным пиком 346 млн лет и второстепенными пиками 311, 324, 356, 360, 364, 380, 385, 390 млн лет, 530–580 млн лет — с главным пиком 552 млн лет и меньшими пиками 531, 543, 569, 579 млн лет. Цирконы с возрастом древнее 600 млн лет присутствуют в виде единичных зерен и не образуют статистически значимых пиков, в которые бы попадало ≥ 3 близковозрастных кристалла (см. рис. 8).

В образце F1–20 отмечено большое число цирконов (37 зерен), для которых получены дискордантные аналитические данные. Наиболее молодая популяция циркона с возрастом $231,5 \pm 1,3$ млн лет (три зерна), по-видимому, определяет нижнюю

границу времени осадконакопления и хорошо согласуется с возрастом отложений, датированных карнийским веком позднего триаса. Возраст обломочных цирконов распределен в интервале от 230 до 450 млн лет и имеет локальные максимумы — 231, 240, 268, 306, 312, 320, 411, 419 (максимум), 448 млн лет (см. рис. 8). Цирконы древнее 500 млн лет единичны.

В образце F1–19 отсутствует популяция цирконов, близких по возрасту к осадконакоплению песчаников, происходившему в ранней юре. Палеозойских цирконов меньше, чем в двух предыдущих образцах, и они распределены в интервалах: 240–320 млн лет с максимумами 275, 279, 289, 294, 298, 312 млн лет, 340–420 млн лет с максимумами 377, 392, 408 млн лет (см. рис. 8). Отмечается пик 464 млн лет. В образце F1–19 впервые появляется значительное количество (33 % всех датированных зерен) докембрийских цирконов с возрастом 1780–1960 млн лет и максимумом 1864 млн лет.

Образец F1–17 не содержит цирконов, синхронных осадконакоплению, а цирконы мезозойского возраста единичны (см. рис. 8). Палеозойские цирконы распределены в интервалах: 280–320 млн лет с максимумами 288, 315, 318 млн лет и 415–455 млн лет с максимумами 418, 424, 428, 432, 451 млн лет. Докембрийские цирконы представлены в интервалах 985–1000 млн лет со средним значением 991 млн лет, 1600–1680 млн лет с максимумом 1642 млн лет и 1715–1820 – 1703, 1797 млн лет.

Сопоставление возраста и морфологии цирконов. Анализ морфологии обломочных цирконов был проведен также по изображениям, полученным при помощи катодолюминесцентного детектора, смонтированного на сканирующем электронном микроскопе JEOL JSM 5600. Четкой корреляции между морфологией цирконов и их возрастом не установлено. Так, идиоморфные цирконы, характерные для высокоглиноземистых гранитов (H и L1) [24], имеют разный возраст.

Статистический анализ геохронологических данных

Для статистического анализа данных строились кумулятивные кривые — интегральные функции распределения возраста (рис. 9), затем применялся статистический тест Колмогорова – Смирнова [26]. Этот тест ($P(KS)$) позволяет выяснить, являются ли две независимые группы наблюдений выборками из одного и того же распределения. Суть метода заключается в оценке различий между двумя интегральными функциями распределения. Если вероятность низкая, $P(KS) < 0,05$, то различия между двумя распределениями значительны и образцы по возрасту обломочных цирконов не идентичны. Кроме того, если $P(KS) \gg 0,05$, то распределения возраста цирконов в образцах идентичны и отличаются только благодаря случайным вариациям.

Результаты применения теста Колмогорова – Смирнова для образцов из скв. Ферсмановская-1 приведены в таблице и на рис. 9. Значения, которые с вероятностью не менее 95 % проходят тест ($P(KS) \gg \gg 0,05$), выделены желтым цветом, а это значит, что распределения возраста цирконов в изученных образцах идентичны. Согласно тесту Колмогорова – Смирнова, возраст цирконов из образцов F1–6 и F1–20 схож (см. рис. 9), что с высокой степенью вероятности может означать, что источники сноса для этих образцов были аналогичными. Распределение возраста обломочных цирконов в образце F1–19 существенно отличается от распределений, характерных для образцов F1–6 и F1–20. В образце F1–19 впервые появляется ярко выраженная палеопротерозойская популяция 1780–1960 млн лет. Эти данные подтверждают, что в ранней юре в область активной эрозии были выведены комплексы протерозойского возраста. Распределение возраста обломочных цирконов в образце F1–17 более похоже на распределения в образцах F1–6 и F1–20, чем на распределение в образце F1–19, но степень этого

сходства (значение P составляет всего 0,024 и 0,031 соответственно) существенно ниже порогового значения (см. рис. 9). Таким образом, можно констатировать, что влияние палеопротерозойского источника цирконов в средней юре (байос) значительно ниже, чем в ранней юре.

Эволюция источников сноса обломочного материала

В изученных образцах из скв. Ферсмановская-1 существенно преобладают цирконы палеозойского и мезозойского (в значимых количествах присутствуют только в одном образце F1–20) возраста, нео-, мезо- и палеопротерозойские цирконы присутствуют в незначительном количестве, архейские — фактически отсутствуют. Только в одном образце (F1–19) отмечена существенная в количественном плане популяция палеопротерозойского возраста.

Только в образце F1–19 отмечено 2 зерна архейского возраста ($> 2,5$ млрд лет), поэтому источники сноса архейского возраста не играли существенной роли в накоплении триас-юрских отложений в Баренцевом море.

Цирконы палеопротерозойского возраста (2,5–1,6 млрд лет) в среднетриасовых (F1–6) и верхнетриасовых (F1–20) отложениях присутствуют в виде единичных зерен (5 и 8 % всех датированных цирконов соответственно). В ранней юре (F1–19) роль палеопротерозойского источника резко возрастает (43 %), а затем ослабевает в средней юре (F1–17) (22 %). Источником сноса цирконов палеопротерозойского возраста, скорее всего, являлся Восточно-Европейский кратон [27–30], хотя кристаллические комплексы этого возрастного диапазона известны и для севера Лаврентии [31].

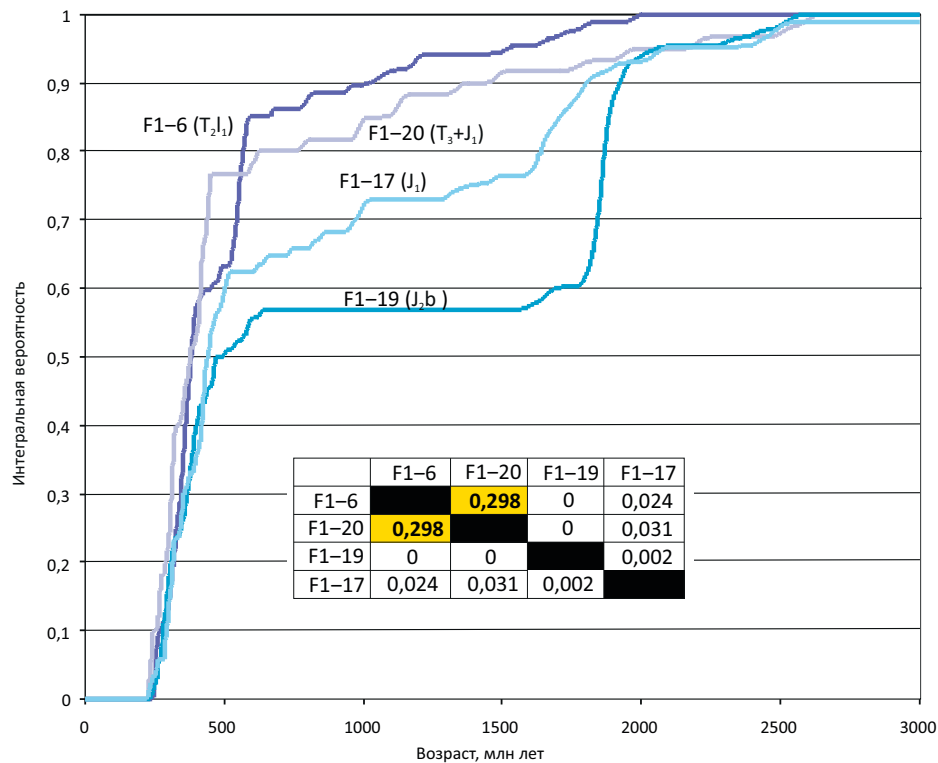
Цирконы мезопротерозойского возраста (1,6–1 млрд лет) во всех образцах (F1–6 (6 %), F1–20 (7 %), F1–19 (0 %), F1–17 (6 %)) единичны либо отсутствуют. Источником сноса этих цирконов также могли быть Свеко-Норвежская область Восточно-Европейского кратона [27], Земля Франца-Иосифа [32] и север Лаврентии [31]. Гренвильские (1,14–0,9 млрд лет) цирконы также единичны (F1–6 — 3 %, F1–20 — 7 %, F1–19 — 0 %, F1–17 — 5 %). Цирконы мезопротерозойского и гренвильского возраста могли происходить не только из кристаллических комплексов, но и из осадочных толщ в пределах Восточно-Европейской платформы, Урала, Шпицбергена [29, 33, 34]. Источники сноса мезопротерозойского и гренвильского возраста не оказывали значимого влияния на седиментацию в центральной части Баренцева моря в триасовое и юрское время. Отметим, что в раннеюрском образце (F1–19) абсолютно отсутствуют мезопротерозойские и гренвильские цирконы. Это может означать, что их источники были полностью «подавлены» размывом протерозойских комплексов.

Неопротерозойские (1–0,54 млрд лет) цирконы поступали в осадок в значительном количестве



Рис. 9. Кривые интегральной вероятности распределения возраста обломочных цирконов из образцов скв. Ферсмановская-1 (Баренцево море)

Fig. 9. Integral probability distribution curves for the age of clastic zircons from the Fersmanovskaya-1 well (the Barents Sea)



В таблице приведен результат применения критерия Колмогорова – Смирнова ($P(KS)$).

$P(KS) \gg 0,05$ — распределения идентичны (жирный шрифт, желтый цвет); $P(KS) < 0,05$ — распределения неидентичны (белый цвет)

The table demonstrates the result of Kolmogorov-Smirnov test ($P(KS)$) application.

$P(KS) \gg 0.05$ — distributions are similar (bold font, yellow cell); $P(KS) < 0.05$ — distributions differ (white cell)

только в среднем триасе (F1-6 — 23 %), затем их количество закономерно падает в позднем триасе и ранней юре (F1-20 — 8 %, F1-19 — 6 %) и несколько возрастает в средней юре (F1-17 — 9 %). Неопротерозойский магматизм, связанный с тиманским орогенезом, является существенным источником цирконов этого возраста в Баренцевоморском регионе [29].

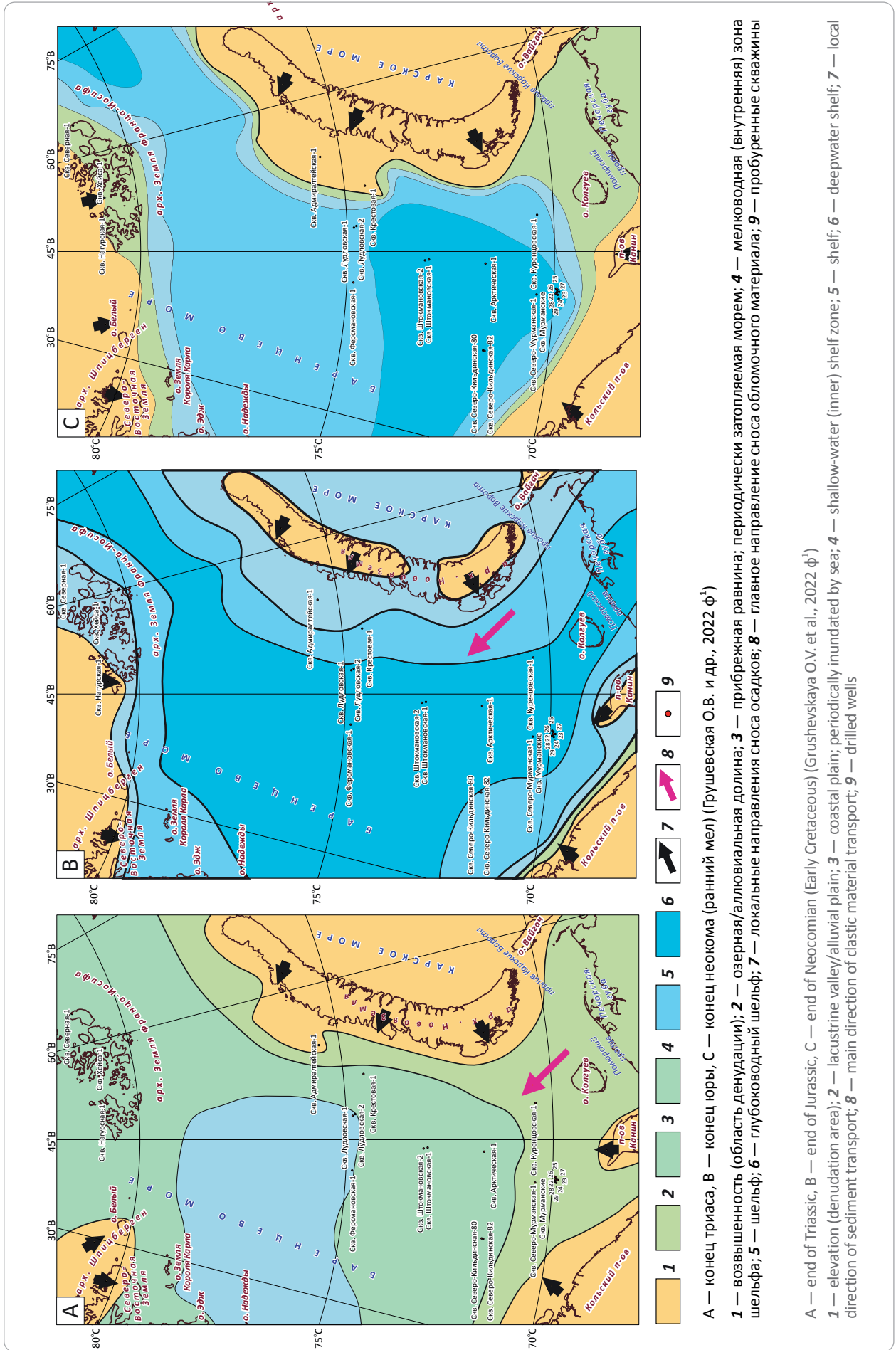
Роль цирконов, связанных с каледонским (500–390 млн лет) этапом, закономерно повышается от среднего триаса (F1-6 — 10 %) к позднему триасу и началу юры (F1-20 — 25 %), затем снижается в ранней юре (F1-19 — 15 %) и вновь возрастает в средней юре (F1-17 — 27 %). Таким образом, каледонские комплексы постепенно выводились в область эрозии начиная со среднего триаса и играли существенную роль при размыве в позднем триасе. В ранней юре снос цирконов каледонского возраста, по-видимому, ослабевает и затем вновь усиливается в поздней юре. Магматические и метаморфические породы, сформированные в интервале 500–590 млн лет, известны в скандинавских каледонидах [35], на Урале [36], Шпицбергене [34], островах архипелага Северная Земля [37].

Цирконы возрастного интервала 370–220 млн лет образуют наиболее значимый пик в образцах от среднего триаса (F1-6 — 46 %) до начала юры (F1-20 — 50 %). В ранней (F1-19 — 32 %) и средней юре (F1-17 — 33 %) влияние источников с рассматриваемыми возрастными интервалами ослабевает. Эти цирконы связаны с магматизмом герцинского (уральского) этапа, проявления которого известны на Полярном Урале и на Таймыре [34].

По данным датирования обломочных цирконов из скв. Ферсмановская-1 можно реконструировать эволюцию источников сноса для центральной части Баренцева моря в период со среднего триаса до средней юры. В среднем триасе (ладиний) доминирует снос терригенного материала с герцинских структур Полярного Урала и Новой Земли, также значимым источником неопротерозойских цирконов был, по-видимому, Тиманский ороген. Также возможно переотложение неопротерозойских цирконов из базальных горизонтов уралид [33] и из уральской молассы [38]. Обломочный материал поставлялся с юга, юго-востока (рис. 10 А), о чем также свидетельствуют направления падения клиноформ и простираения русловых каналов в отложениях триаса [6]. В позднем триасе уральские



Рис. 10. Палеогеографические реконструкции источников сноса для отложений Баренцева моря
Fig. 10. Paleogeography reconstructions of provenance areas for the deposits in the Barents Sea



источники остаются главными, резко сокращается влияние неопротерозойских комплексов и возрастает количество цирконов каденонского возраста. В ранней юре в областях размыва появляется новый источник палеопротерозойских цирконов. Цирконы палеопротерозойского возраста в обилии присутствуют в рифейских песчаниках Тимана [28], а кристаллические комплексы палеопротерозойского возраста широко представлены в фундаменте Восточно-Европейской платформы. В средней юре не происходит существенных изменений, несколько падает роль палеопротерозойских и возрастает число каледонских цирконов. Таким образом, снос обломочного материала в юре в регион Баренцева моря мог происходить с юга на север и/или с юго-востока на северо-запад (см. рис. 10 В). В конце неокома (нижний мел) уменьшается площадь глубоководного шельфа и свойственное ему осадконакопление остается только в Южно-Баренцевоморской впадине (см. рис. 10 С).

Выводы

1. Проведен морфологический анализ и U/Pb (LA ICP-MS)-датирование обломочных цирконов из четырех образцов песчаников триас-юрских отложений, вскрытых скв. Ферсмановская-1 (Баренцево море). Анализ кристалломорфологии обломочных цирконов показал, что в источниках сноса присутствовали высокоглиноземистые граниты.

2. По данным U/Pb (LA ICP-MS)-датирования цирконов показана смена возрастных популяций и предложен один из вариантов эволюции источников сноса для центральной части Баренцева моря со среднего триаса до средней юры. В соответствии с предложенным вариантом, в среднем триасе ос-

новной снос терригенного материала происходил с юга – юго-востока, с герцинских структур Полярного Урала и Новой Земли (370–220 млн лет), с неопротерозойских комплексов Тиманского орогена и из палеозойских толщ Урала, сложенных в том числе и продуктами размыва Протоуральско-Тиманского орогена (580–525 млн лет). В позднем триасе уральские источники остаются главными, резко уменьшается влияние неопротерозойских и возрастает роль каледонских цирконов (450–400 млн лет). На рубеже триаса и юры происходит крупная тектоническая перестройка на обширной территории Баренцевоморского шельфа: активное прогибание Южно-Баренцевской синеклизы одновременно с ростом Новоземельского орогена. Активный орогенез привел к интенсивному сжатию восточного борта Восточно-Баренцевского мегапрогиба. В ранней юре в областях размыва появляется новый источник палеопротерозойских цирконов (1,95–1,8 млрд лет). В средней юре не происходит существенных изменений, несколько снижается роль палеопротерозойских и возрастает количество каледонских цирконов. Таким образом, снос обломочного материала в юре в регион Баренцева моря мог происходить с юга на север и/или с юго-востока на северо-запад.

3. Комплексный анализ геолого-геофизических материалов Баренцевоморского региона позволил охарактеризовать источники сноса обломочного материала для триас-юрских и меловых отложений, уточнить региональные палеогеографические реконструкции. Основная часть запасов УВ шельфа Баренцева моря приурочена к триасовым и юрским терригенным породам различного генезиса.

Приложение 1. Результаты U-Pb (LA-ICPMS) изотопных анализов обломочных цирконов из образцов скв. Ферсмановская-1 (Баренцево море) размещено по адресу: <https://oilandgasgeology.ru/solovev-3-2023/>.

Литература

1. Miller E.L., Toro J., Gehrels G., Amato J.M., Prokopyev A., Tuchkova M.I., Akinin V.V., Dumitru T.A., Moore T.E., Cecile M.P. New Insights into Arctic paleogeography and tectonics from U-Pb detrital zircon geochronology // *Tectonics*. – 2006. – Т. 25. – № 3. – 19 с. DOI: 10.1029/2005TC001830.
2. Miller E.L., Soloviev A.V., Prokopyev A.V., Toro J., Harris D., Kuzmichev A.B., Gehrels G.E. Triassic river systems and the paleo-Pacific margin of northwestern Pangea // *Gondwana Research*. – 2013. – Т. 23. – № 4. – С. 1631–1645. DOI: 10.1016/j.gr.2012.08.015.
3. Bue E.P., Andresen A. Constraining depositional models in the Barents Sea region using detrital zircon U-Pb data from Mesozoic sediments in Svalbard // *Sediment Provenance Studies in Hydrocarbon Exploration and Production*. Geological Society London Special Publication. – 2014. – Т. 386. – № 1. – С. 261–279. DOI: 10.1144/SP386.14.
4. Соловьев А.В., Зайончек А.В., Супруненко О.И., Брекке Х., Фалеиде Дж.И., Рожкова Д.В., Хисамутдинова А.И., Столбов Н.М., Хоуриган Дж.К. Эволюция источников сноса триасовых отложений архипелага Земля Франца-Иосифа: U/Pb LA-ICPMS датирование обломочных цирконов из скважины Северная // *Литология и полезные ископаемые*. – 2015. – № 2. – С. 113–128. DOI: 10.7868/S0024497X15020056.
5. Khudoley A.K., Sobolev N.N., Petrov E.O., Ershova V.B., Makariev A.A., Makarieva E.V., Gaina C., Sobolev P.O. A reconnaissance provenance study of Triassic–Jurassic clastic rocks of the Russian Barents Sea // *GFF*. – 2019. – Т. 141. – № 4. – С. 263–271. DOI: 10.1080/11035897.2019.1621372.
6. Gilmullina A., Klausen T.G., Doré A.G., Sirevaag H., Suslova A., Haug E.C. Arctic sediment routing during the Triassic: sinking the Arctic Atlantis // *Journal of the Geological Society*. – 2022. – Т. 180. – № 1. DOI: 10.1144/jgs2022-018.
7. Gehrels G. Detrital Zircon U-Pb Geochronology: Current Methods and New Opportunities // *Tectonics of Sedimentary Basins: Recent Advances*: сб. науч. тр. – Oxford: Wiley-Blackwell, 2011. – С. 47–62.
8. Pupin J.P. Zircon and granite petrology // *Contribution to Mineralogy and Petrology*. – 1980. – Т. 73. – № 3. – С. 207–220. DOI: 10.1007/BF00381441.

9. Zircon // Review in Mineralogy and Geochemistry / Под ред. J.M. Hanchar, P.W.O. Hoskin. – V. 53. – 2003. – 500 p.
10. Harrison J.C., St-Onge M.R., Petrov O.V., Strelnikov S.I., Lopatin B.G., Wilson F.H., Tella S., Paul D., Lynds T., Shokalsky S.P., Hulst C.K., Bergman S., Jepsen H.F., Solli A. Geological map of the Arctic. Geological Survey of Canada. Map 2159 A. – 2011.
11. Бро Е.Г., Пчелина Т.М., Преображенская Э.Н., Ронкина З.З., Войцеховская А.Г., Краснова В.Л., Можаяева О.В. Осадочный чехол Баренцевоморского шельфа по данным параметрического бурения на островах // Проблемы нефтегазоносности Мирового океана сб. науч. тр. – М. : Наука, 1989. – С. 191–197.
12. Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г., Кораго Е.А., Корчинская М.В., Куприянова Н.В., Пovyшева Л.Г., Преображенская Э.Н., Пчелина Т.М., Столбов Н.М., Суворова Е.Б., Супруненко О.И., Суслова В.В., Устинов Н.В., Устрицкий В.И., Фефилова Л.А. Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2009.pdf (дата обращения 06.02.2023).
13. Пчелина Т.М. История триасового осадконакопления на Шпицбергене и прилегающем шельфе // Стратиграфия и палеонтология мезозойских осадочных бассейнов Севера СССР : сб. науч. тр. – Л. : ПГО «Севморгеология», 1985. – С. 135–152.
14. Mørk M.B.E. Compositional variations and provenance of Triassic sandstones from the Barents Shelf // Journal of Sedimentary Research. – 1999. – Т. 69. – № 3. – С. 690–710. DOI: 10.2110/jsr.69.690.
15. Устрицкий В.И. Триасовые и верхнепермские отложения полуострова Адмиралтейства (Новая Земля) // Литология и палеогеография Баренцева и Карского морей; сб. науч. тр. – Л. : НИИГА, 1981. – С. 55–65.
16. Преображенская Э.Н., Школа И.В., Корчинская М.В. Стратиграфия триасовых отложений архипелага Земля Франца-Иосифа (по материалам параметрического бурения) // Стратиграфия и палеонтология мезозойских осадочных бассейнов Севера СССР: сб. науч. тр. – Л. : ПГО «Севморгеология», 1985. – С. 5–15.
17. Шипилов Э.В., Тарасов Г.А. Региональная геология нефтегазоносных осадочных бассейнов Западно-Арктического шельфа России. – Апатиты : Изд-во КНЦ РАН, 1998. – 306 с.
18. Васильев В.В., Вискунова К.Г., Кийко О.А., Козлов С.А. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 1 000 000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист Т41–44 — мыс Желания. Объяснительная записка. – СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2013. – 200 с.
19. Бро Е.Г. Параметрические скважины на острове Колгуев // Советская геология. – 1988. – № 3. – С. 82–88.
20. Лопатин Б.Г., Астафьев Б.Ю., Вискунова К.Г., Воинова О.А. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 1 000 000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист R-37, 38 — м. Святой Нос, м. Канин Нос. Объяснительная записка. – СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2008. – 251 с.
21. Fleming E.J., Flowerdew M.J., Smyth H.R., Scott R.A., Morton A.C., Omma J.E., Frei D., Whitehouse M.J. Provenance of Triassic sandstones on the southwest Barents Shelf and the implication for sediment dispersal patterns in northwest Pangaea // Marine and Petroleum Geology. – 2016. – Т. 78. – С. 516–535. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.10.005.
22. Klausen T.G., Müller R., Sláma J., Helland-Hansen W. Evidence for Late Triassic provenance areas and Early Jurassic sediment supply turnover in the Barents Sea Basin of northern Pangaea // Lithosphere. – 2017. – Т. 9. – № 1. – С. 14–28. DOI: 10.1130/L556.1
23. Ershova V., Prokopiev A., Stockli D., Kurapov M., Kosteva N., Rogov M. et al. Provenance of the Mesozoic succession of Franz Josef Land (north-eastern Barents Sea): Paleogeographic and tectonic implications for the High Arctic // Tectonics. – 2022. – Т. 41. – № 11. – 27 с. DOI: 10.1029/2022TC007348.
24. Belousova E.A., Griffin W.L., O'Reilly S.Y. Zircon crystal morphology, trace element signatures and Hf isotope composition as a tool for petrogenetic modelling: examples from Eastern Australian granitoids // Journal of Petrology. – 2006. – Т. 47. – № 2. – С. 329–353. DOI: 10.1093/ptrology/egi077.
25. Ludwig K.R. User's manual for Isoplot 3.0: A geochronological toolkit for Microsoft Excel. Spec. Pub. 4. – Berkeley Geochronology Center, Berkeley, California. – 2003. – 71 с.
26. Guynn J., Gehrels G. Comparison of Detrital Zircon Age Distributions Using the K-S Test. 2010. [Электронный ресурс]. – <https://sites.google.com/a/laserchron.org/laserchron/home> (дата обращения 15.02.2023).
27. Bogdanova S.V., Bingen B., Gorbatshev R., Kheraskova T.N., Kozlov V.I., Puchkov V.N., Volozh Yu.A. The East European Craton (Baltica) before and during the assembly of Rodinia // Precambrian Research. – 2008. – Т. 160. – № 1–2. – С. 23–45. DOI: 10.1016/j.precamres.2007.04.024.
28. Кузнецов Н.Б., Натапов Л.М., Белоусова Е.А. Первые результаты U/Pb датирования и изотопно-геохимического изучения детритных цирконов из позднедокембрийских песчаников Южного Тимана (увал Джежим-Парма) // Доклады АН. – 2010. – Т. 435. – № 6. – С. 798–805.
29. Kuznetsov N.B., Belousova E.A., Alekseev A.S., Romanyuk T.V. New data on detrital zircons from the sandstones of Lower Cambrian Brusov Formation (White-Sea region, East-European craton): unraveling the timing of the onset of the Arctida-Baltica collision // International Geology Review. – 2014. – Т. 56. – № 16. – С. 1945–1963. DOI: 10.1080/00206814.2014.977968.
30. Mints M.V., Dokukina K.A., Konilov A.N., Philippova I.B., Zlobin V.L. et al. East European Craton: Early Precambrian History and 3D Models of Deep Crustal Structure // Geological Society of America. Special Paper 510. – 2015. – 467 с.
31. Henriksen N., Higgins A.K., Kalsbeek F., Pulvertaft T.C.R. Greenland from Archean to Quarternary. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin // Geological Magazine. – 2003. – Т. 140. – № 5. – С. 615–616. DOI: 10.1017/S0016756803248342.
32. Lorenz H., Gee D.G., Larionov A.N., Majka J. The Grenville–Sveconorwegian orogen in the high Arctic // Geological Magazine. – 2012. – Т. 149. – № 5. – С. 875–891. DOI: 10.1017/S0016756811001130.
33. Соболева А.А., Кузнецов Н.Б., Миллер Э.Л., Удоратина О.В., Герелс Дж., Романюк Т.В. Первые результаты U/Pb-датирования детритных цирконов из базальных горизонтов уралид (Полярный Урал) // Доклады РАН. – 2012. – Т. 415. – № 5. – С. 570–576.
34. Pettersson C.H., Pease V., Frei D. Detrital zircon -Pb ages of Silurian-Devonian sediments from NW Svalbard: A fragment of Avalonia and Laurentia? // Journal of the Geological Society of London. – 2010. – Т. 167. – № 5. – С. 1019–1032. DOI: 10.1144/0016-76492010-062.
35. Bingen B., Solli A. Geochronology of magmatism in the Caledonian and Sveconorwegian belts of Baltica: synopsis for detrital zircon provenance studies // Norwegian Journal of Geology. – 2009. – Т. 89. – № 4. – С. 267–290.

36. Пучков В.Н. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2010. – 280 с.
37. Lorenz H., Gee D.G., Whitehouse M.J. New geochronological data on Paleozoic igneous activity and deformation in the Severnaya Zemlya Archipelago, Russia, and implications for the development of the Eurasian Arctic margin // *Geological Magazine*. – 2007. – Т. 144. – № 1. – С. 105–125. DOI: 10.1017/S001675680600272X.
38. Кузнецов Н.Б., Соболева А.А., Миллер Э.Л., Удортатина О.В., Герелс Дж., Романюк Т.В. Первые U/Pb-датировки детритных цирконов из песчаников среднего и верхнего палеозоя Полярного Урала: тестирование региональных тектонических моделей // *Доклады РАН*. – 2013. – Т. 451. – № 2. – С. 183–188. DOI: 10.7868/S0869565213200206.

References

1. Miller E.L., Toro J., Gehrels G., Amato J.M., Prokopyev A., Tuckkova M.I., Akinin V.V., Dumitru T.A., Moore T.E., Cecile M.P. New Insights into Arctic paleogeography and tectonics from U-Pb detrital zircon geochronology. *Tectonics*. 2006;25(3): 19 p. DOI: 10.1029/2005TC001830.
2. Miller E.L., Soloviev A.V., Prokopyev A.V., Toro J., Harris D., Kuzmichev A.B., Gehrels G.E. Triassic river systems and the paleo-Pacific margin of northwestern Pangea. *Gondwana Research*. 2013. 23(4):1631–1645. DOI: 10.1016/j.gr.2012.08.015.
3. Bue E.P., Andresen A. Constraining depositional models in the Barents Sea region using detrital zircon U-Pb data from Mesozoic sediments in Svalbard. Sediment Provenance Studies in Hydrocarbon Exploration and Production. *Geological Society London Special Publication*. 2014;386(1):261–279. DOI: 10.1144/SP386.14.
4. Soloviev A.V., Zaionchek A.V., Suprunenko O.I., Brekke H., Faleide J.I., Rozhkova D.V., Khisamutdinova A.I., Stolbov N.M., Hourigan J.K. Evolution of the provenances of Triassic rocks in Franz Josef Land: U/Pb LA-ICP-MS dating of the detrital zircon from Well Severnaya. *Lithology and Mineral Resources*. 2015;50(2): 113–128. DOI: 10.1134/S0024490215020054.
5. Khudoley A.K., Sobolev N.N., Petrov E.O., Ershova V.B., Makariev A.A., Makarieva E.V., Gaina C., Sobolev P.O. A reconnaissance provenance study of Triassic–Jurassic clastic rocks of the Russian Barents Sea. *GFF*. 2019;141(4):263–271. DOI: 10.1080/11035897.2019.1621372.
6. Gilmullina A., Klausen T.G., Doré A.G., Sirevaag H., Suslova A., Haug E.C. Arctic sediment routing during the Triassic: sinking the Arctic Atlantis. *Journal of the Geological Society*. 2022;180(1) DOI: 10.1144/jgs2022-018.
7. Gehrels G. Detrital Zircon U-Pb Geochronology: Current Methods and New Opportunities. In: *Tectonics of Sedimentary Basins: Recent Advances* : sb.nauch.tr. Oxford : Wiley-Blackwell, 2011. pp. 47–62.
8. Pupin J.P. Zircon and granite petrology. *Contribution to Mineralogy and Petrology*. 1980;73(3):207–220. DOI: 10.1007/BF00381441.
9. Zircon. In: J.M. Hanchar, P.W.O. Hoskin, eds. *Review in Mineralogy and Geochemistry*. V. 53. 2003. 500 p.
10. Harrison J.C., St-Onge M.R., Petrov O.V., Strelnikov S.I., Lopatin B.G., Wilson F.H., Tella S., Paul D., Lynds T., Shokalsky S.P., Hulst C.K., Bergman S., Jepsen H.F., Solli A. Geological map of the Arctic. *Geological Survey of Canada*. Map 2159 A. 2011.
11. Bro E.G., Pchelina T.M., Preobrazhenskaya Eh.N., Ronkina Z.Z., Voitsekhovskaya A.G., Krasnova V.L., Mozhaeva O.V. Osadochnyi chekhol Barentsevomorskogo shel'fa po dannym parametricheskogo bureniya na ostrovakh [Sedimentary cover of the Barents Sea shelf on the results of stratigraphic drilling on the islands]. In: *Problemy neftegazonosnosti Mirovogo okeana sb.nauch.tr*. Moscow: Nauka; 1989. pp. 191–197. In Russ.
12. Basov V.A., Vasilenko L.V., Viskunova K.G., Korago E.A., Korchinskaya M.V., Kupriyanova N.V., Povysheva L.G., Preobrazhenskaya Eh.N., Pchelina T.M., Stolbov N.M., Suvorova E.B., Suprunenko O.I., Suslova V.V., Ustinov N.V., Ustritskii V.I., Fefilova L.A. Evolution of sedimentary environments of the barents-north kara palaeobasins in the phanerozoic. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2009;4(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2009.pdf (accessed 06.02.2023). In Russ.
13. Pchelina T.M. Istoriya triasovogo osadkonakopleniya na Shpitsbergene i privileyushchem shel'fe. In: *Stratigrafiya i paleontologiya mezozoiskikh osadochnykh basseinov Severa SSSR [History of Triassic sedimentation on the Svalbard and neighbouring shelf // Stratigraphy and paleontology of Mesozoic sedimentary basins in the USSR north]*. Leningrad: PGO “Sevmorgeologiya”; 1985. pp. 135–152. In Russ.
14. Mørk M.B.E. Compositional variations and provenance of Triassic sandstones from the Barents Shelf. *Journal of Sedimentary Research*. 1999. 69(3):690–710. DOI: 10.2110/jsr.69.690.
15. Ustritskii V.I. Triasovye i verkhnepermskie otlozheniya poluostrova Admiralteistva (Novaya Zemlya). In: *Litologiya i paleogeografiya Barentseva i Karskogo morei [Triassic and Upper Permian deposits of the Admiralty Peninsula (Novaya Zemlya)]*. Leningrad: NIIGA, 1981. pp. 55–65. In Russ.
16. Preobrazhenskaya Eh.N., Shkola I.V., Korchinskaya M.V. Stratigrafiya triasovykh otlozhenii arhipelaga Zemlya Frantsa-Iosifa (po materialam parametricheskogo bureniya). In: *Stratigrafiya i paleontologiya mezozoiskikh osadochnykh basseinov Severa SSSR [Stratigraphy of Triassic deposits in the Franz Josef Land Archipelago (according to stratigraphic drilling data)]*. Leningrad: PGO “Sevmorgeologiya”, 1985. pp. 5–15. In Russ.
17. Shipilov Eh.V., Tarasov G.A. Regional'naya geologiya neftegazonosnykh osadochnykh basseinov Zapadno-Arkticheskogo shel'fa Rossii [Regional geology of oil and gas bearing basins on the Russian West Arctic shelf]. *Apatity* : Izd-vo KNTS RAN, 1998. 306 p. In Russ.
18. Vasil'ev V.V., Viskunova K.G., Kiiko O.A., Kozlov S.A. et al. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1: 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Severo-Karsko-Barentsevomorskaya. List T 41–44 — mys Zhelaniya. Ob'yasnitel'naya zapiska [State geological map of Russian Federation. Scale 1:1 000 000 (third generation). North-Kara and Barents Sea series. Sheet T-41–44 – Cape Zhelaniya]. St. Petersburg: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI, 2013. 200 p. In Russ.
19. Bro E.G. Parametricheskie skvazhiny na ostrove Kolguev [Structural wells on the Kolguev Island]. *Sovetskaya geologiya*. 1988;(3):82–88. In Russ.
20. Lopatin B.G., Astaf'ev B.Yu., Viskunova K.G., Voinova O.A. et al. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1: 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Severo-Karsko-Barentsevomorskaya. List R-37, 38 — m. Svyatoi Nos, m. Kanin Nos. Ob'yasnitel'naya zapiska [State geological map of Russian Federation. Scale 1: 1 000 000 (third generation). North-Kara and Barents Sea series. Sheet R-37, 38 — Cape Svyatoy Nos, Cape Kanin]. St. Petersburg: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI, 2008. 251 p. In Russ.

21. Fleming E.J., Flowerdew M.J., Smyth H.R., Scott R.A., Morton A.C., Omma J.E., Frei D., Whitehouse M.J. Provenance of Triassic sandstones on the southwest Barents Shelf and the implication for sediment dispersal patterns in northwest Pangaea. *Marine and Petroleum Geology*. 2016;(78):516–535. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.10.005.
22. Klausen T.G., Müller R., Sláma J., Helland-Hansen W. Evidence for Late Triassic provenance areas and Early Jurassic sediment supply turnover in the Barents Sea Basin of northern Pangaea. *Lithosphere*. 2017;9(1):14–28. DOI: 10.1130/L556.1
23. Ershova V., Prokopiev A., Stockli D., Kurapov M., Kosteva N., Rogov M. et al. Provenance of the Mesozoic succession of Franz Josef Land (north-eastern Barents Sea): Paleogeographic and tectonic implications for the High Arctic. *Tectonics*. 2022;41(11):27. DOI: 10.1029/2022TC007348.
24. Belousova E.A., Griffin W.L., O'Reilly S.Y. Zircon crystal morphology, trace element signatures and Hf isotope composition as a tool for petrogenetic modelling: examples from Eastern Australian granitoids. *Journal of Petrology*. 2006;47(2):329–353. DOI: 10.1093/ptrology/egi077.
25. Ludwig K.R. User's manual for Isoplot 3.0: A geochronological toolkit for Microsoft Excel. Spec. Pub. 4. – Berkeley Geochronology Center, Berkeley, California. 2003. 71 p.
26. Guynn J., Gehrels G. Comparison of Detrital Zircon Age Distributions Using the K-S Test. 2010. Available at: <https://sites.google.com/a/laserchron.org/laserchron/home> (accessed on 15.02.2023).
27. Bogdanova S.V., Bingen B., Gorbatshev R., Kheraskova T.N., Kozlov V.I., Puchkov V.N., Volozh Yu.A. The East European Craton (Baltica) before and during the assembly of Rodinia. *Precambrian Research*. 2008;160(1–2):23–45. DOI: 10.1016/j.precamres.2007.04.024.
28. Kuznetsov N.B., Natapov L.M., Belousova E.A. The first results of U/Pb dating and isotope geochemical studies of detrital zircons from the neoproterozoic sandstones of the Southern Timan (Djejm-Parma hill). *Doklady Earth Sciences*. 2010;435(6):798–805. In Russ.
29. Kuznetsov N.B., Belousova E.A., Alekseev A.S., Romanyuk T.V. New data on detrital zircons from the sandstones of Lower Cambrian Brusov Formation (White-Sea region, East-European craton): unraveling the timing of the onset of the Arctida-Baltica collision. *International Geology Review*. 2014;56(16):1945–1963. DOI: 10.1080/00206814.2014.977968.
30. Mints M.V., Dokukina K.A., Konilov A.N., Philippova I.B., Zlobin V.L. et al. East European Craton: Early Precambrian History and 3D Models of Deep Crustal Structure. *Geological Society of America. Special Paper* 510. 2015;467 p.
31. Henriksen N., Higgins A.K., Kalsbeek F., Pulvertaft T.C.R. Greenland from Archean to Quarternary. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin. Geological Magazine*. 2003;140(5):615–616. DOI: 10.1017/S0016756803248342.
32. Lorenz H., Gee D.G., Larionov A.N., Majka J. The Grenville–Sveconorwegian orogen in the high Arctic. *Geological Magazine*. 2012;149(5):875–891. DOI: 10.1017/S0016756811001130.
33. Soboleva A.A., Kuznetsov N.B., Miller E.L., Udoratina O.V., Gehrels G.E., Romanyuk T.V. First results of U–Pb dating of detrital zircons from basal horizons of uralides (Polar Urals). *Doklady Earth Sciences*. 2012;415(5):570–576. In Russ.
34. Pettersson C.H., Pease V., Frei D. Detrital zircon -Pb ages of Silurian-Devonian sediments from NW Svalbard: A fragment of Avalonia and Laurentia? *Journal of the Geological Society of London*. 2010;167(5):1019–1032. DOI: 10.1144/0016-76492010-062.
35. Bingen B., Solli A. Geochronology of magmatism in the Caledonian and Sveconorwegian belts of Baltica: synopsis for detrital zircon provenance studies. *Norwegian Journal of Geology*. 2009;89(4):267–290.
36. Puchkov V.N. Geologiya Urals i Priural'ya (aktual'nye voprosy stratigrafii, tektoniki, geodinamiki i metallogenii) [Geology of Urals and cis-Urals (topical questions of stratigraphy, tectonics, geodynamics, and metallogeny)]. Ufa: DizainPoligraFServis; 2010. 280 p. In Russ.
37. Lorenz H., Gee D.G., Whitehouse M.J. New geochronological data on Paleozoic igneous activity and deformation in the Severnaya Zemlya Archipelago, Russia, and implications for the development of the Eurasian Arctic margin. *Geological Magazine*. 2007;144(1):105–125. DOI: 10.1017/S001675680600272X.
38. Kuznetsov N.B., Soboleva A.A., Miller E.L., Udoratina O.V., Gehrels G.E., Romanyuk T.V. First U-pb datings of detrital zircons from middle and upper paleozoic sandstones of the polar Urals: testing the regional tectonic models. *Doklady Earth Sciences*. 2013;451(2):183–188. DOI: 10.1134/S1028334X1307012X. In Russ.

Информация об авторах

Соловьев Алексей Викторович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
заместитель генерального директора

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: soloviev@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-3744-2593

Scopus: 7103242983

Соболев Петр Олегович

Ведущий научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический институт им. А.П. Карпинского»,

199106 Санкт-Петербург, Средний пр-кт, д. 74,

e-mail: peter.sobolev@gmail.com

ORCID ID: 0000-0002-7571-9680

Scopus: 8833352400

Information about authors

Aleksei V. Soloviev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor
Deputy General Director

All-Russian Research
geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: soloviev@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-3744-2593

Scopus: 7103242983

Petr O. Sobolev

Leading Researcher

Russian Geological Research
Institute VSEGEI,

74, Sredniy pr., Saint Petersburg, 199106, Russia

e-mail: peter.sobolev@gmail.com

ORCID ID: 0000-0002-7571-9680

Scopus: 8833352400

Грушевская Олеся Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: grushevskaya@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-1645-7518

Васильева Елена Алексеевна

Начальник камеральной партии
АО «Севморнефтегеофизика»,
183025 Мурманск, ул. Карла Маркса, д. 17
e-mail: VasilevaEA@rusgeology.ru

Левочская Дарья Валентиновна

Начальник отдела поисковых работ
Хабаровский филиал АО «Полиметалл УК»,
680000 Хабаровск, ул. Муравьева-Амурского, д. 18
e-mail: levochskayaDV@polymetal.ru
ORCID ID: 0009-0000-7310-5100

Хисамутдинова Айсылу Ильдаровна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУН Геологический институт РАН,
119017 Москва, Пыжевский пер, д. 7, стр. 1
e-mail: geoaisulu@ginras.ru
ORCID ID: 0000-0001-5115-4171
Scopus: 54402964000

Белова Мария Александровна

Инженер 1 категории
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический институт им. А.П. Карпинского»,
199106 Санкт-Петербург, Средний пр-кт, д. 74,
e-mail: mariya_lavrenteva@vsegei.ru

Прокофьев Иван Николаевич

Геолог
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: prokofiev@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0001-1393-561X

Шиманский Сергей Владимирович

Кандидат геолого-минералогических наук,
Федеральное агентство по недропользованию,
125993 Москва, ул. Б. Грузинская, д. 4/6, ГСП-3
e-mail: sshimanskii@rosnedra.gov.ru
ORCID ID: 0000-0001-9710-9392

Хоуриган Джереми

Профессор,
Калифорнийский университет,
CA 95064, Santa Cruz, High Street, 1156, США
e-mail: hourigan@ucsc.edu

Olesya V. Grushevskaya

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
All-Russian Research
geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: grushevskaya@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-1645-7518

Elena A. Vasil'eva

Head of Cameral Party
Sevmorneftegeofizika,
17, ul. Karla Marksa, Murmansk, 183025, Russia
e-mail: VasilevaEA@rusgeology.ru

Dar'ya V. Levochskaya

Head of Prospecting Department
OCS Polymetal Management Khabarovsk branch,
18, ul. Muravyova-Amurskogo, Khabarovsk, 680000, Russia
e-mail: levochskayaDV@polymetal.ru
ORCID ID: 0009-0000-7310-5100

Aysylu I. Khisamutdinova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher,
Geological Institute of the Russian Academy of Sciences,
7, building 1, per. Pyzhyovskiy, Moscow, 119017, Russia
e-mail: geoaisulu@ginras.ru
ORCID ID: 0000-0001-5115-4171
Scopus: 54402964000

Mariya A. Belova

1st Category Engineer
Russian Geological Research
Institute VSEGEI,
74, Sredniy pr., Saint Petersburg, 199106, Russia
e-mail: mariya_lavrenteva@vsegei.ru

Ivan N. Prokof'ev

Geologist
All-Russian Research
geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: prokofiev@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0001-1393-561X

Sergei V. Shimanskii

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Federal Agency for Mineral Resources,
4/6, building 1, ul. Bolshaya Gruzinskaya, Moscow. 125993, Russia
e-mail: sshimanskii@rosnedra.gov.ru
ORCID ID: 0000-0001-9710-9392

Jeremy Hourigan

Professor
University of California,
1156 High Street, Santa Cruz, CA 95064, USA
e-mail: hourigan@ucsc.edu

В МОСКВЕ ОТКРЫЛИ ПАМЯТНИК ВЫДАЮЩЕМУСЯ ГЕОЛОГУ СТРАНЫ ЕВГЕНИЮ АЛЕКСАНДРОВИЧУ КОЗЛОВСКОМУ



12 мая 2023 г. на Троекуровском кладбище геологическая общественность страны почтила память бывшего Министра геологии СССР (1975–1989), заслуженного деятеля науки и техники РСФСР, вице-президента РАЕН, крупного ученого, внесшего огромный вклад в развитие отечественной геологической отрасли — **Евгения Александровича Козловского**.

Церемония открытия памятника прошла при участии родственников Козловского, представителей Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Федерального агентства по недропользованию, бывших Министров геологии и руководителей ведомства, ведущих геологических организаций страны, органов государственной власти, отраслевых вузов, крупнейших компаний-недропользователей.

Почетный караул состоял из будущих работников отрасли — студентов МГРИ и СПГУ.

Открыли церемонию Министр природных ресурсов и экологии Российской Федерации **Александр Козлов** и руководитель Роснедр **Евгений Петров**.

«Козловский был геологом с большой буквы, достояние геологической отрасли. Коллеги называли период его работы в министерстве «золотым веком». Под его руководством проведены колоссальные объемы уникальных геологических работ. Он лично принимал участие в открытии месторождений таких важнейших видов минерального сырья, как нефть в Западной Сибири, алмазы близ Архангельска, олово на Дальнем Востоке России. И, конечно, его детище, которым он гордился, — это Кольская сверхглубокая скважина, рекорд которой еще не побила ни одна страна», — отметил Евгений Петров.

При участии **Е.А. Козловского** был основан мощный, хорошо оснащенный флот геологической отрасли, базу которого сформировали на Черном море, в Мурманске и Владивостоке.

Под торжественный духовой оркестр к мемориалу возложили цветы и почтили память выдающегося деятеля минутой молчания.

Всю свою жизнь **Евгений Александрович** посвятил служению нашей Великой стране и людям. Он был невероятно требовательным, в первую очередь к себе и ко всем тем, кто решил связать свою жизнь с геологией. И сегодня отрасль, в развитие которой он вложил столько сил и души, благодаря его наследию укрепляется и процветает.

Также в мероприятии приняли участие:

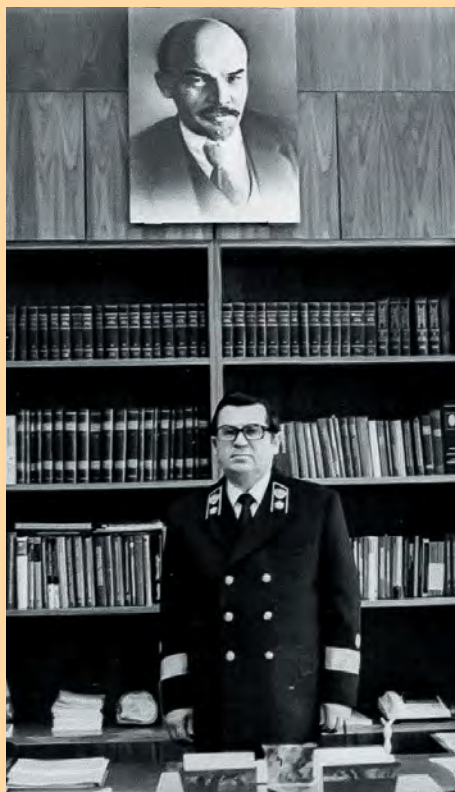
- **Александр Наталенко**, председатель Совета Директоров ПАО «НОВАТЭК»;
- **Сергей Горьков**, генеральный директор – председатель Правления АО «Росгеология»;
- **Григорий Габриэлянц**, бывший Министр геологии СССР (1989–1991);
- **Евгений Фаррахов**, председатель Общественного совета Роснедр;
- **Владимир Бавлов**, вице-президент Ассоциации Геологических Организаций;
- **Геннадий Шмаль**, бывший первый заместитель Министра строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности СССР (1984–1989), президент Союза нефтегазопромышленников России;
- **Владимир Полеванов**, бывший глава администрации Амурской области (1993–1994), председатель Государственного комитета по управлению государственным имуществом и заместитель председателя правительства Российской Федерации (1994–1995);
- **Георгий Пашков**, председатель Московского городского Совета ветеранов;
- **Олег Кузнецов**, президент Российской академии естественных наук и др.

Авторами монументальной скульптурной композиции выступили архитекторы **Павел Орешкин**, **Ирина Нестеренко**, **Юрий Дремин**.

На мероприятии родные и близкие геолога делились рассказами о памятных событиях и трудовом пути **Евгения Козловского**.

Открытие памятника такому выдающемуся деятелю, внесшему значительный вклад в развитие отрасли и всей нашей страны, — еще один большой шаг к сохранению общей исторической памяти, формированию у молодого поколения поистине человеческих и патриотических ценностей.

ИСТОРИКО-БИОГРАФИЧЕСКАЯ СПРАВКА О ЖИЗНИ И ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕВГЕНИЯ АЛЕКСАНДРОВИЧА КОЗЛОВСКОГО



Козловский Евгений Александрович
Министр геологии СССР
(29.12.1975 – 07.06.1989)

- **Годы жизни:** 07.05.1929 – 20.02.2022 г.
- **Место рождения:** село Довск, Журавичский район, Могилевский округ, Белорусская ССР, СССР.
- **Образование** высшее.
- **В 1948 г.** окончил Минское артиллерийское училище.
- **В 1953 г.** окончил Московский геологоразведочный институт им. Серго Орджоникидзе.
- **Профессия:** военнослужащий, геолог.
- **Награды, звания (регалии):** ордена «За заслуги перед Отечеством» IV степени, «За заслуги перед Отечеством» III степени, Ленина, Трудового Красного Знамени, «Знак Почета», Почетная грамота президента Российской Федерации (2011), Заслуженный геолог РФ, Заслуженный деятель науки и техники РСФСР, лауреат Ленинской премии (1964), государственных премий Российской Федерации (1998, 2002), премий Правительства Российской Федерации (2002, 2013, 2021), Почетный разведчик недр, Почетный нефтяник. Министр геологии СССР (29.12.1975–07.06.1989), кандидат в члены ЦК КПСС (1976–1990), депутат Верховного Совета СССР 10–11-го созывов.

В годы Великой Отечественной войны Е.А. Козловский был участником партизанского движения. После войны окончил Минское артиллерийское училище с серебряной медалью, служить дальше не позволило зрение из-за ранения глаз во время Великой Отечественной войны. Демобилизовавшись, поступил в Московский геологоразведочный институт им. Серго Орджоникидзе на факультет «Техника и технология разведки».

По окончании института Евгений Александрович попросил направить его на Дальний Восток, где он работал буровым мастером, старшим буровым мастером, главным инженером Гаринской гидрогеологической экспедиции, заместителем начальника геологического отдела, главным инженером, начальником крупнейшей в стране Комсомольской экспедиции.

В подчинении Е.А. Козловского было до 8 тыс. человек, 30 буровых установок и 8 шахт. Главный упор сделан на разведку Солнечного оловорудного месторождения, Государственной комиссии. За этот же период вышли на шесть новых участков, разрастался объем работ, а вместе с ними и поселки с детскими садами и магазинами. За разведку крупнейшего месторождения олова Евгений Александрович был удостоен Ленинской премии и ордена Трудового Красного Знамени.

С 1965 г. Е.А. Козловский продолжил работу в должности начальника технического управления Министерства геологии РСФСР, члена Коллегии Министерства. С приходом Евгения Александровича изменилась политика Министерства по отношению к научным исследованиям: разрабатывалась и осуществлялась обширная программа научно-технического прогресса при проведении геолого-разведочных работ, освоении новой техники и технологий, организации работ.

В 1973 г. Евгений Александрович возглавил Всесоюзный научно-исследовательский институт экономики минерального сырья и геологоразведочных работ. Успешно решая производственные и научные проблемы, возглавляя различные крупные институты и подразделения Министерства геологии страны, Е.А. Козловский заслуженно завоевал известность и славу талантливого организатора и в 1975 г. был назначен Министром геологии СССР.

В Министерстве разработали и провели через Совет Министров СССР крупнейшие программы работ в Западной Сибири, Тимано-Печорской впадине, Прикаспийской впадине, Восточной Сибири, в открытом океане, на алмазы близ Архангельска, в Якутии, на газ в Туркмении, золото в Узбекистане и Киргизии и многие другие, создав задел прироста полезных ископаемых на многие десятилетия.

Под руководством Евгения Александровича был основан мощнейший, хорошо оснащенный флот геологической отрасли, базу которого сформировали на Черном море, в Мурманске и Владивостоке, насчитывающий более 400 судов. При ГКНТ СССР был создан Межведомственный научный совет по проблемам изучения недр земли и сверхглубокого бурения, который Е.А. Козловский много лет возглавлял и именно ему принадлежит воплощение в жизнь Кольской экспериментальной опорной сверхглубокой скважины (СГ-3) и установление мирового рекорда сверхглубокого бурения 12 662 м.

По инициативе Евгения Александровича на правительственном уровне была утверждена научно-практическая система исследования недр «Космос – воздух – земля – скважина», которая подняла исследование недр на новый научный уровень. В 1984 г. Е.А. Козловский стал Президентом 27-й Сессии Международного геологического конгресса в Москве.

Евгением Александровичем создана научная школа, положившая начало новым подходам к системам управления, в том числе технологическими процессами в разведке месторождений на основе геолого-экономического моделирования. На период его руководства Министерством приходятся крупные открытия многих видов полезных ископаемых, существенно обогативших нашу Родину: минерально-сырьевой потенциал страны вырос в два раза, что внесло существенный вклад в укреплении экономической безопасности нашей страны.

Е.А. Козловский автор более 1000 работ, опубликованных в открытой печати, в том числе 30 монографий и свыше 40 открытий и изобретений. Евгений Александрович — выдающийся геолог, крупный ученый, внесший колоссальный вклад в развитие отечественной и мировой геологии.

УДК: 550.81:553.98(470.4/.5)

DOI 10.41748/0016-7894-2023-3-127-133

Методические решения бассейнового моделирования при нефтегазгеологическом районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции

© 2023 г. | И.В. Орешкин¹, С.А. Истекова², С.А. Новиков¹, А.С. Нысанова³

¹Саратовский филиал ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Саратов, Россия; oreshkiniv@yandex.ru; novikow.s@yandex.ru;

²НАО «Казахский национальный технический университет им. К.И. Сатпаева», Алматы, Республика Казахстан; istekovy@mail.ru;

³НАО «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева», Атырау, Республика Казахстан; aigul_nsanova@mail.ru

Поступила 27.03.2023 г.

Доработана 04.04.2023 г.

Принята к печати 12.04.2023 г.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина; границы Прикаспийской нефтегазоносной провинции; подсолевые отложения; нефтегазгеологическое районирование; бассейновое моделирование.

Аннотация: Для оптимизации количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа ранее были предложены схемы нефтегазгеологического районирования отдельно российского и казахстанского секторов Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Поскольку геологические и нефтегазгеологические границы не совпадают с государственными и административными границами, а Прикаспийская нефтегазоносная провинция представляет собой единый нефтегазоносный бассейн, предлагается единая, согласованная схема нефтегазгеологического районирования подсолевого мегакомплекса Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Предложенный вариант районирования базируется на методических подходах бассейнового моделирования и заключается в оценке степени обеспеченности процессов формирования скоплений нефти и газа эмигрировавшими, сохранившимися жидкими и газообразными углеводородами. В основу выделения нефтегазосборных площадей (зон дренирования) по подсолевым отложениям положен современный структурный план подошвы региональной соленосной покрывки кунгура. Выделены две нефтегазоносные области — Северо-Прикаспийская (Волгоградско-Оренбургская) и Южно-Прикаспийская (Астраханско-Актюбинская), а в их пределах — преимущественно нефте- и газосносные районы.

Для цитирования: Орешкин И.В., Истекова С.А., Новиков С.А., Нысанова А.С. Методические решения бассейнового моделирования при нефтегазгеологическом районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 127–133. DOI:10.41748/0016-7894-2023-3-127-133.

Geopetroleum zoning of Caspian Petroleum Province: methodological solutions of basin modelling

© 2023 | I.V. Oreshkin¹, S.A. Istekova², S.A. Novikov¹, A.S. Nysanova³

¹Saratov Branch of the All-Russian Research Geological Oil Institute, Saratov, Russia; oreshkiniv@yandex.ru; novikow.s@yandex.ru;

²Kazakh National Research Technical University named after K.I. Satpaev, Almaty, Republic of Kazakhstan; istekovy@mail.ru;

³Atyrau oil and gas University named after Safi Utebayev; Atyrau, Republic of Kazakhstan; aigul_nsanova@mail.ru

Received 27.03.2023

Revised 04.04.2023

Accepted for publication 12.04.2023

Key words: Caspian depression; boundaries of Caspian Petroleum Province; subsalt deposits; geopetroleum zoning; basin modelling.

Abstract: Schemes of oil geopetroleum zoning of Russian and Kazakhstan sectors of the Caspian Petroleum Province were previously proposed to optimize quantitative assessment of predicted oil and gas resources. Since geological and geopetroleum boundaries do not coincide with those state and administrative, and the Caspian Petroleum Province is a single petroleum basin, a unified, a consistent scheme of geopetroleum zoning of the subsalt megasequence is proposed. The suggested zoning option is based on the basin modelling methodological approaches and involves the assessment of the extent to which the oil and gas accumulation processes are supported by expelled, remaining liquid and gaseous hydrocarbons. The modern structural plan of the regional salt-bearing Kungurian Top underlies oil and gas accumulation area delineation in keeping with the subsalt deposits. There are two oil and gas bearing regions identified, namely: North Caspian (Volgogradsky-Orenburgsky) and South Caspian (Astrakhansky-Aktyubinsky) with the oil and gas bearing areas within them.

For citation: Oreshkin I.V., Istekova S.A., Novikov S.A., Nysanova A.S. Geopetroleum zoning of Caspian Petroleum Province: methodological solutions of basin modelling. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(3):127–133. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-127-133. In Russ.

Введение

Прикаспийская нефтегазоносная провинция (НГП) выделяется в пределах уникальной Прикаспийской мегавпадины и расположена на территории Российской Федерации и Республики Казахстан. Прикаспийская мегавпадина характеризуется значительной мощностью осадочного чехла (до 22 км?), наличием мощной соленосной толщи, подверженной интенсивному соляному тектогенезу, мощным надсолевым верхнепермь-кайнозойским регионально-нефтегазоносным мегакомплексом, высокой степенью реализации нефтегазоматеринского потенциала подсолевых отложений, региональным элизионным гидродинамическим режимом подсолевого комплекса с широким распространением зон аномально высокого пластового давления, сложными качественно-фазовыми характеристиками пластовых флюидальных систем, региональной, часто весьма высокой, зараженностью пластовых газов кислыми компонентами (H_2S , CO_2), возможно, смещением основной части ресурсов УВ в верхний участок палеозойского разреза (карбон, нижняя пермь) и т. д.

В настоящее время в подсолевых отложениях Прикаспийской НГП открыты такие крупнейшие месторождения, как Астраханское газоконденсатное, Карачаганакское нефтегазоконденсатное, нефтяные Тенгиз и Кашаган, Жанажолская группа нефтяных и газоконденсатных месторождений на его восточной периферии. При этом на весьма значительной территории бассейна не известно ни одного промышленного скопления нефти и газа в отложениях подсолевого мегакомплекса.

При определении приоритетных направлений поисковых работ весьма важной является количественная оценка прогнозных ресурсов УВ провинции. Одна из основных задач при этом — нефтегазогеологическое районирование.

Поскольку Прикаспийская впадина включает в себя, по существу, два седиментационных, флюидодинамических и нефтегазоносных бассейна (НГБ) — подсолевой и надсолевой, разделенные мощной соленосной толщей — флюидоупором, в данной статье рассмотрено районирование только подсолевого мегакомплекса.

В 1994 г. был предложен вариант нефтегазогеологического районирования российского сектора Прикаспийской НГП [1, 2], который был принят в это же время. Центральная межведомственная экспертная комиссия по количественной оценке прогнозных ресурсов использует этот вариант до настоящего времени при количественной оценке прогнозных ресурсов УВ российской части. В 2016 г. опубликована схема нефтегазогеологического районирования казахстанской части Прикаспийской НГП [3].

Таким образом, поскольку геологические и нефтегазогеологические границы не совпадают с государственными и административными грани-

цами, а Прикаспийская НГП представляет собой целостный НГБ, авторы данной статьи предлагают единую, согласованную схему нефтегазоносного районирования региона.

Прикаспийская впадина, являясь крайним юго-восточным погружением Восточно-Европейской платформы, представляет самостоятельную уникальную нефтегазоносную провинцию.

Границы и районирование каждой НГП базируются на региональных особенностях комплекса процессов формирования скоплений нефти и газа. Именно такой комплекс процессов служит объектом изучения методики бассейнового моделирования.

Прежде чем начинать изучение процессов формирования скоплений УВ и проводить оценку перспектив нефтегазоносности НГП и отдельных ее частей, необходимо определить, во-первых, границы самой провинции и, во-вторых, границы составляющих ее элементов нефтегазогеологического районирования — нефтегазоносных областей (НГО) и районов (НГР). Очевидно, что эти границы, в рамках поставленной задачи, должны разделять крупные геологические тела (участки литосферы), характеризующиеся отличными друг от друга условиями формирования месторождений УВ, а следовательно, различным характером и перспективами нефтегазоносности.

Обоснование границ Прикаспийской НГП

При количественных оценках ресурсов УВ начиная с середины 1970-х гг. северная и западная границы Прикаспийской НГП проводились, как отмечалось, «... с определенной долей условности» по северным и западным крыльям системы прибортовых среднекаменноугольно-нижнепермских поднятий [4], южные и восточные крылья которых сопряжены с седиментационными уступами в нижнепермских отложениях. Условность и нечеткость такой границы закономерно побуждали некоторых специалистов к произвольному ее переносу далее на север и запад, например до девонского седиментационного уступа, либо еще дальше, вплоть до включения южной части Бузулукской впадины в состав Прикаспийской НГП. При этом граница Прикаспийской синеклизы как геологического объекта проводилась по нижнепермскому бортовому уступу.

В результате при оценке ресурсов Волгоградско-Оренбургской системы поднятий до получения данных о нефтегазоносности в ее пределах, на основании официально принятого варианта проведения северной и западной границ Прикаспийской НГП, в качестве эталонных участков использовались группы мелких скоплений УВ в нижнепермских отложениях внешней прибортовой зоны (месторождения Тепловское, Гремячинское, Карпенское и др.), миграционно изолированных от Прикаспийского НГБ.

Применение этих эталонов на объектах внутренней части впадины вследствие существенно-

го различия их геологического строения заведомо приводило к качественному и количественному искажению оценки прогнозных ресурсов.

Очевидно, что граница такого крупного региона должна быть достаточно выдержанной и четко фиксируемой основными геологическими и геофизическими методами. Кроме того, она должна выполнять роль качественного барьера, разграничивающего основные особенности нефтегазоносности и условий формирования скоплений УВ в сопредельных НПП, какими являются Волго-Уральская и Прикаспийская НПП. По мнению авторов статьи, таким условиям максимально полно отвечает наиболее ярко выраженная в физических полях гравитационная ступень, трассирующая седиментационный уступ в каменноугольно-нижнепермских отложениях, выраженная резким сокращением их мощностей и одновременно резким нарастанием мощностей вышележащей соленосной толщи. Сходные черты имеют более древние — визейско-нижнебашкирский и девон-нижнекаменноугольный седиментационные уступы. Однако именно нижнепермский уступ трассирует границу наиболее существенных параметров, определяющих особенности нефтегазоносности двух соседних НПП.

К таким параметрам относятся следующие.

1. Граница распространения нижнепермского палеоседиментационного, глубоководного, некомпенсированного бассейна контролирует область вероятного развития крупных внутрибассейновых атолловидных построек карачаганакского типа. В результате этот элемент является границей, за которой резко возрастает роль каменноугольно-нижнепермского нефтегазоносного комплекса в суммарных ресурсах УВ Прикаспийской НПП, в отличие от Волго-Уральской, где основные разведанные запасы связаны с девонскими отложениями.

2. Нижнепермский уступ определяет скачкообразное увеличение глубин залегания всех палеозойских нефтегазоносных комплексов, что отражается в резком изменении качественно-фазовых характеристик флюидов и увеличении в 1,7–1,8 раза газоемкости единицы порового пространства коллекторов.

3. Этот уступ трассирует также резкое изменение как количественных (толщины), так и качественных (соляной тектогенез) показателей нижнепермской соленосной толщи, являющейся региональным флюидоупором и определяющей повышенную степень сохранности УВ, повышенную газонасыщенность подсоловых отложений, стратиграфическую приуроченность основных ресурсов УВ, особенности геотермического режима и т.п.

Таким образом, как отмечалось выше, нижнепермский седиментационный уступ трассирует естественную границу, разделяющую две соседние НПП по условиям генерации, миграции и аккумуляции УВ, характеру и перспективам их нефтегазоносности.

Принимая во внимание все вышеизложенное, было предложено проводить северную и западную границы Прикаспийской впадины и соответствующей ей Прикаспийской НПП по южным (восточным) крыльям системы прибортовых поднятий, т. е. по нижнепермскому седиментационному уступу [2]. Таким образом, в отличие от предыдущих оценок, согласно предлагаемому районированию Лободинско-Тепловская система поднятий относится не к Прикаспийской, а к Волго-Уральской НПП.

Южная и восточная границы НПП достаточно уверенно картируются по обрамляющим герцинидам кряжа Карпинского, Южной Эмбы и Мугоджар.

Нефтегазогеологическое районирование Прикаспийской НПП

Для оценки ресурсного потенциала региона и выбора приоритетных направлений поисковых работ на нефть и газ важнейшим направлением является количественная оценка прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. Одним из факторов, влияющих на степень достоверности такой оценки, служит нефтегазогеологическое районирование территории, основанное на современных, наиболее достоверных сведениях о геологическом строении территории.

Вследствие слабой изученности подсолового мегакомплекса региона, его внутреннее районирование на протяжении всей истории выполнения количественных оценок отличалось весьма существенной изменчивостью. В результате практически при каждой очередной количественной переоценке ресурсов «исчезали» старые и «появлялись» новые НГР и даже НГО.

И в последнее время существует ряд вариантов нефтегазогеологического районирования региона, основанных на различных методических подходах, моделях строения и механизмах формирования залежей УВ [5–7].

В качестве шага в сторону упорядочения внутреннего районирования Прикаспийской НПП был предложен метод прогноза нефтегазоносности, основанный на расчете потенциальной удельной плотности миграционного потока нефтегазосборных площадей (НГСП, зон дренирования) [1, 2]. Суть предложенного метода заключается в оценке степени обеспеченности процессов формирования скоплений нефти и газа эмигрировавшими, сохранившимися УВ. Методической основой такого районирования является методика бассейнового моделирования.

Основным фактором, контролирующим границы НГСП, служит структурный план регионально-выдержанных флюидоупоров. Глинистые покрывки, входящие в состав подсоловых отложений Прикаспийской мегавпадины, в настоящее время находятся на стадиях катагенеза, превышающих МК₃₋₄, т. е. в зоне резкого ухудшения их экранирующих свойств. В то же время галогенная толща кунгурского возраста, играющая роль регионального флюидоупора для

подсолевых нефтегазоносных комплексов, с глубиной сохраняет, а возможно, даже улучшает свои экраняющие свойства [8].

Исходя из перечисленных обстоятельств, в основу выделения нефтегазосборных площадей — зон дренирования по подсолевым отложениям — был положен современный структурный план подошвы региональной кунгурской соленосной толщи.

Выделение НГСП осуществлялось на основе структурной карты подошвы соли, которая, являясь региональным флюидоупором, должна контролировать распределение основной массы УВ в процессе их миграции от внутренних частей впадины к периферийным. Основная наиболее четко выраженная граница проходит по максимальным глубинам залегания подошвы соли, расположенным в центральной части Сарпинского прогиба, Центрально-Прикаспийской депрессии и несколько восточнее долготы Оренбурга поворачивает на север — в Предуральский прогиб. Эта граница, являясь в масштабах НГП нефтегазоразделом I порядка, делит ее на две миграционно самостоятельные НГСП — приплатформенную и приорогенную. На нефтегазораздел I порядка опираются нефтегазоразделы II порядка, проведенные по депрессиям, выраженным в структуре подошвы соли, осложняющим НГСП I порядка. Они являются границами НГСП II порядка.

Для полуколичественной сравнительной оценки потенциальных ресурсов УВ, обеспечивающих процессы миграции и аккумуляции в каждой НГСП, используется показатель удельной плотности миграционного потока, выражающийся отношением суммарного количества сохранившихся эмигрировавших УВ к длине «конечного барьера миграции», замыкающего данную НГСП. В работах [2, 3] приведены принципы выделения этого барьера. Результаты расчетов приводятся в млрд м³ и млн т/км выбранного уровня приведения, или «конечного барьера миграции» (рисунок).

Несмотря на известную условность такого прогноза, сравнение имеющихся данных о характере нефтегазоносности подсолевых отложений и значений массового отношения Г/Ж, удельных плотностей миграционного потока позволяет выделить значение показателя Г/Ж, равное 5, в качестве граничного. Так, для нефтегазосборных площадей с отношением Г/Ж >5 характерны газоконденсатные залежи (Астраханская, Оренбургская, Карачаганакская, Бердянская и др.).

В пределах НГСП восточных районов Прикаспийской НГП, характеризующихся пониженными значениями Г/Ж (3,1–5,7) миграционного потока, открыты как нефтяные (Кенкияк), так газонефтяные (Жаназол) и преимущественно газовые (Урихтау) скопления.

Из карты потенциальных ресурсов УВ нефтегазосборных площадей (см. рисунок) видно, что минимальными значениями Г/Ж отличаются НГСП (I, II, III) Саратовско-Вологодского участка впа-

дины, что дает основание выделить их в качестве районов накопления преимущественно нефтяных и газоконденсатных залежей с высокими значениями конденсатных факторов. Ранее этот сектор Прикаспийской НГП оценивался как преимущественно газоносный район. Работы, выполненные в рамках количественной оценки прогнозных ресурсов, позволили обосновать повышенную долю жидких УВ в подсолевых отложениях западного и северо-западного секторов Прикаспийской впадины [2]. Более поздние буровые работы подтвердили этот прогноз притоками нефти на Южно-Плодовитенской и Упрямовской площадях, Ново-Никольском пересечении, а также аварийным выбросом богатой жидкими УВ пластовой смеси на Ерусланской площади.

Аккумуляцией преимущественно газообразных УВ должны характеризоваться северо-восточные участки Прикаспийской впадины (НГСП IV, V), что подтверждается выявленной газоносностью (Оренбургское, Бердянское, Карачаганакское месторождения и др.).

Нефтегазосборные площади, для которых характерны значения Г/Ж миграционного потока, близкие к граничному (5), являются переходными и для них типично относительное равновесие (массовое) между жидкими и газообразными УВ в залежах.

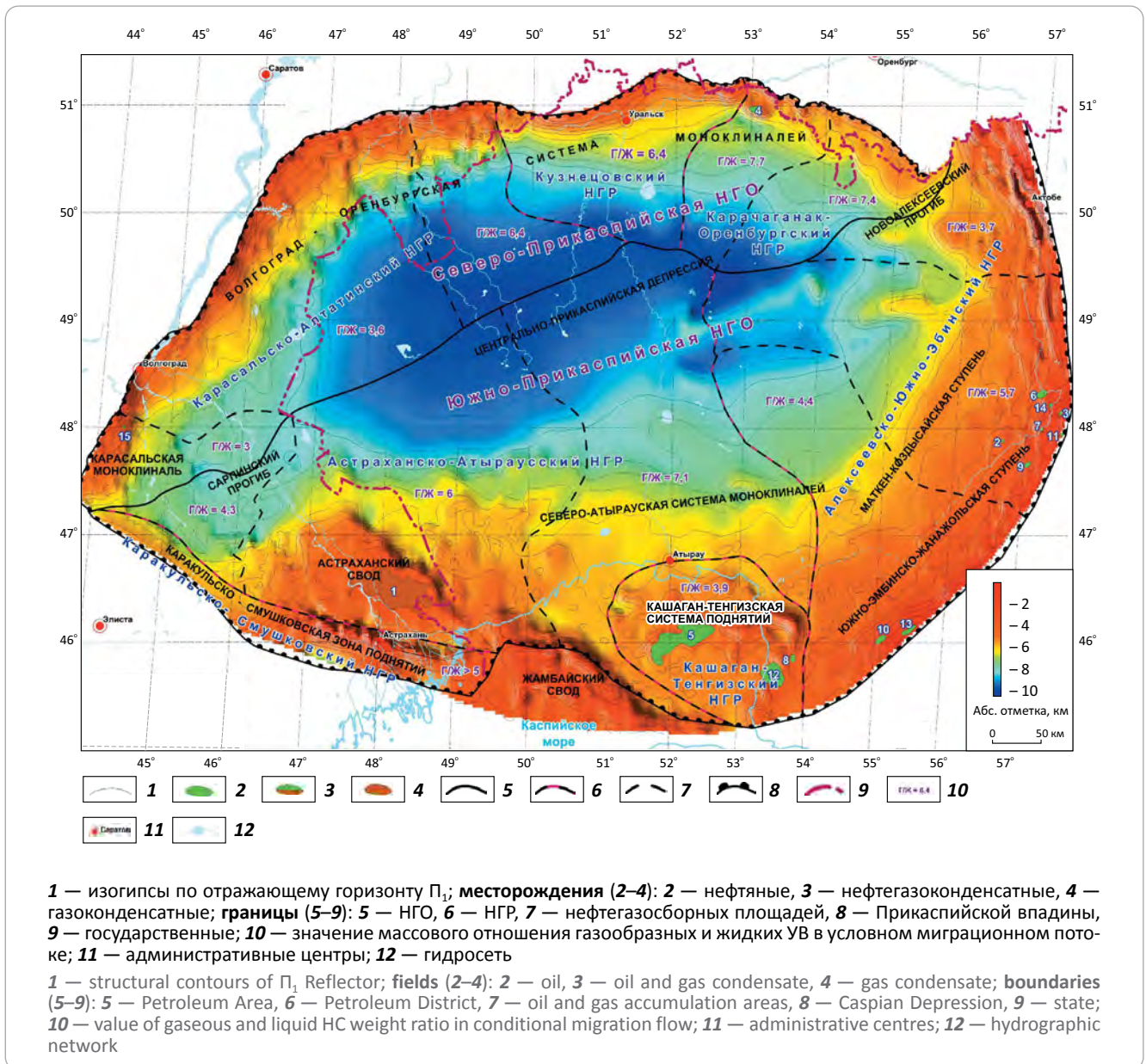
Таким образом, проведенный анализ условий реализации генерационного потенциала и перераспределения генерированных УВ, являясь теоретической моделью, подтверждается фактическими данными о продуктивности подсолевых отложений Прикаспийской НГП, в том числе результатами более поздних поисковых работ, что позволяет считать ее достаточно корректной при сравнительной оценке перспектив и характера нефтегазоносности отдельных участков и региона в целом.

В результате авторы статьи предлагают вариант нефтегазогеологического районирования Прикаспийской НГП, основанный на методических подходах методики бассейнового моделирования. Таким образом, в пределах Прикаспийской НГП по подсолевому мегакомплексу выделяется две НГО — Северо-Прикаспийская (Волгоградско-Оренбургская) и Южно-Прикаспийская (Астраханско-Актюбинская). Выделение НГО базируется, по существу, на обособлении двух глобальных НГСП или зон дренирования, что является ключевой процедурой бассейнового анализа.

Предложенный вариант нефтегазогеологического районирования Прикаспийской НГП был принят в 1994 г. Центральной межведомственной экспертной комиссией по количественной оценке прогнозных ресурсов и используется до настоящего времени при количественной оценке прогнозных ресурсов УВ российской части.

Это глобальное разделение Прикаспийской НГП базируется на гравитационной теории формирования скоплений УВ и объясняется весьма зна-

Рисунок. Схема нефтегазгеологического районирования подсолевого мегакомплекса Прикаспийской нефтегазоносной провинции
Figure. Scheme of geopetroleum zoning of the subsalt megasequence in the Caspian Petroleum Province



чительными различиями онтогенеза нефти и газа в выделяемых НГО.

Таким образом, разграничение их по линии, соединяющей точки наибольшего прогибания ложа региональной покрывки, обеспечивает миграционную изолированность Северной и Южной НГО друг от друга. Поскольку указанный раздел трассирует зону максимального прогибания НГБ и для более древних палеозойских и допалеозойских комплексов, на данном уровне изученности его можно считать достаточно обоснованным для всего подсолевого выполнения бассейна.

Нефтегазоносные районы выделялись также на основе обособления нефтегазосборных площадей (зон дренирования), с учетом литологического состава основных нефтегазоносных комплексов

[4, 9], а также по массовому отношению газообразных и жидких (Г/Ж) УВ в миграционных потоках.

В пределах Северо-Прикаспийской НГО выделен Карасальско-Алтатинский НГР, включающий Карасальскую моноклинали, Ахтубинско-Палласовский вал и Алтатинско-Никольскую группу поднятий. Отношение Г/Ж изменяется от 3 до 6,4, в среднем около 4.

Восточнее, на территории Казахстана, выделяется Кузнецовский НГР, объединяющий Кузнецовскую и Федоровскую группы поднятий. В перечисленных выше терригенных толщах значительно сокращаются по мощности и происходит постепенное замещение карбонатными осадками. Отношение Г/Ж — 6,4.

Далее на восток (НГСП IV, V) выделяется Карачаганак-Оренбургский НГР, в пределах которого

доля карбонатов в разрезе наибольшая. Отношение Г/Ж — 7,4–7,7.

Далее на юго-восток (НГСП VI, VII, VIII) выделяется крупный Ново-Алексеевско-Южно-Эмбинский НГР с массовыми значениями Г/Ж 3,7–5,7. Западнее (НГСП IX, XI) расположен Астраханско-Атыраусский НГР, значения Г/Ж — 6–7,1.

Особняком выделяется Кашаган-Тенгизский НГР (НГСП X, Г/Ж–3,9). Как показали расчеты, основным источником УВ для Тенгиза и Кашагана являлись мощные девонские нефтегазоматеринские породы, содержащие сапропелевое либо гумусово-сапропелевое рассеянное ОВ, преимущественно липоидного состава [10]. Палеоплан кровли девона показывает, что основной миграционный поток постоянно был направлен с юга на север, т. е. со стороны Южно-Эмбинского поднятия, где эти НГМП к концу карбона находились на глубинах около 5 км, т. е. на стадии главной фазы нефтеобразования. Северное направление восстания девонских слоев вплоть до настоящего времени практически исключает подток газообразных УВ из Центрально-Прикаспийской депрессии. Каратон-Тенгизская и Астраханско-Актюбинская системы поднятий разделены Манашским и Жилойкосинским прогибами [7]. В результате в пределах Кашаган-Тенгизского НГР сформировалась зона преимущественно нефтенакпления, что явилось следствием изоляции от мощного подтока сюда газообразных УВ с севера, из внутренних частей Прикаспийской впадины, в отличие от Астраханского свода, являющегося составной частью Астраханско-Актюбинской системы поднятий.

Также отдельно выделяется Каракульско-Смушковский потенциально НГР. Отношение Г/Ж > 5.

Заключение

Как было отмечено, нефтегазогеологическое районирование на единой методологической основе отдельно для российского и казахстанского секторов Прикаспийской НГП было опубликовано ранее [2, 3]. Поскольку Прикаспийская НГП по подсоловому мегакомплексу представляет собой единый седиментационный и флюидодинамический бассейн, создание единой, согласованной схемы нефтегазогеологического районирования является необходимым шагом для прогноза нефтегазоносности и количественной оценки ресурсов УВ как в российской, так и в казахстанской частях региона.

При прогнозе нефтегазоносности это выражается в необходимости учета процессов формирования скоплений УВ как в казахстанской части, так и в российском секторе. Этим объясняется решение авторов опубликовать единую схему районирования подсолового мегакомплекса Прикаспийской НГП.

Предложенная схема нефтегазогеологического районирования основана на анализе совокупности процессов формирования скоплений УВ и их размещения в регионе на современном этапе его изучения. Очевидно, что с получением новых геолого-геофизических данных о строении подсолового мегакомплекса Прикаспийской НГП предложенная схема будет постепенно уточняться и корректироваться.

Литература

1. Орешкин И.В. Генетические критерии оценки перспектив нефтегазоносности подсоловых отложений северо-запада Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1983. – № 10. – С. 20–25.
2. Орешкин И.В. Нефтегазогеологическое районирование, условия формирования месторождений и модели нефтегазоаккумуляции в подсоловом мегакомплексе Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып. 26. – С. 42–47.
3. Орешкин И.В., Новиков С.А., Нысанова А.С., Истекова С.А. Нефтегазогеологическое районирование казахстанского сектора Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 10–13.
4. Особенности формирования и размещения залежей нефти и газа в подсоловых отложениях Прикаспийской впадины / Под ред. Л.Г. Кирюхина, Д.Л. Федорова. – М.: Недра, 1984. – 144 с.
5. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Хераскова Т.Н., Патина И.С. О границах и районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 60–69. DOI: 10.18599/grs.2021.1.6.
6. Волож Ю.А., Абукова Л.А., Антипов М.П. и др. Углеводородные системы автоклавного типа Прикаспийской нефтегазоносной провинции (Россия): условия формирования на больших глубинах // Геотектоника. – 2022. – № 6. – С. 59–77. DOI: 10.31857/S0016853X22060078.
7. Абилясимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. – 244 с.
8. Калинин М.К. Флюидоупоры и их влияние на распределение залежей нефти и газа // Состояние и задачи советской литологии. – Т. III. – Наука, 1970. – С. 71–81.
9. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии / Под ред. С.Ж. Даукеева и др. – Алматы: НИИ Природных Ресурсов ЮГГЕО, 2002. – 26 с., 37 л.
10. Орешкин И.В. Особенности формирования месторождений и прогноз нефтегазоносности юго-восточной части Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1992. – № 10. – С. 10–12.

References

1. *Oreshkin I.V.* Geneticheskie kriterii otsenki perspektiv neftegazonosnosti podsolevykh otlozhenii severo-zapada Prikaspiiskoi vpadiny [Genetic criteria of petroleum potential evaluation in subsalt deposits of north-western part of Caspian Depression]. *Geologiya nefi i gaza*. 1983;(10):20–25. In Russ.
2. *Oreshkin I.V.* Neftegazogeologicheskoe raionirovanie, usloviya formirovaniya mestorozhdenii i modeli neftegazonakopleniya v podsolevom megakomplekse Prikaspiiskoi neftegazonosnoi provintsii [Geopetroleum zoning and conditions of field formation and oil and gas accumulation models for subsalt mega-sequence of Caspian Petroleum Province]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2001;(26):42–47. In Russ.
3. *Oreshkin I.V., Novikov S.A., Nysanova A.S., Istekova S.A.* Oil and gas fields geological zoning in the Kazakhstan sector of the Caspian petroleum province. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2016;(10):10–13. In Russ.
4. *Osobennosti formirovaniya i razmeshcheniya zalezhei nefi i gaza v podsolevykh otlozheniyakh Prikaspiiskoi vpadiny* [Features of formation and distribution of oil and gas accumulations in the subsalt sequences of the Caspian Depression]. In: L.G. Kiryukhin, D.L. Fedorov, eds. Moscow : Nedra; 1984. 144 p. In Russ.
5. *Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Kheraskova T.N., Patina I.S.* On the boundaries and zoning of the Caspian oil and gas province. *Geosursy*. 2021;23(1):60–69. DOI: 10.18599/grs.2021.1.6. In Russ.
6. *Volozh Yu.A., Abukova L.A., Antipov M.P. et al.* Autoclave type of the hydrocarbon systems in the Caspian oil and gas bearing province (Russia): conditions of formation at great depth. *Geotectonics*. 2022;(6):59–77. DOI: 10.1134/S0016852122060073. In Russ.
7. *Abilhasimov Kh.B.* Peculiarities of formation of natural tanks of Paleozoic deposits of the Caspian wax and evaluation of prospects of their oil and gas. Moscow: Akademiya Yestestvoznaniya; 2016. 244 p. In Russ.
8. *Kalinko M.K.* Flyuidopory i ikh vliyanie na raspredelenie zalezhei nefi i gaza [Impermeable beds and their influence on oil and gas accumulation occurrence]. In: *Sostoyanie i zadachi Sovetskoi litologii*. V. III. Nauka; 1970. 71–81 pp. In Russ.
9. *Atlas of lithology and paleogeography, depth, palinspastic and geocological maps of the Central Eurasia*. In: S.Zh. Daukeeva et al., eds. Almaty: NII Prirodnikh Resursov YuGGEO; 2002. 26 p. In Russ.
10. *Oreshkin I.V.* Osobennosti formirovaniya mestorozhdenii i prognoz neftegazonosnosti yugo-vostochnoi chasti Prikaspiiskoi vpadiny [Features of field formation and prediction of oil and gas occurrence in the south-eastern part of Caspian Depression]. *Geologiya nefi i gaza*. 1992;(10):10–12. In Russ.

Информация об авторах

Орешкин Игорь Владимирович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
руководитель группы

Саратовский филиал
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
410012 Саратов, ул. Университетская, д. 28
e-mail: oreshkiniv@yandex.ru

Новиков Сергей Александрович

Ведущий геолог
Саратовский филиал
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
410012 Саратов, ул. Университетская, д. 28
e-mail: novikow.s@yandex.ru

Истекова Сара Аманжоловна

Доктор геолого-минералогических наук, профессор
НАО «Казахский Национальный Исследовательский
Технический Университет им. К.И. Сатпаева»,
050013 Республика Казахстан, Алматы, ул. Сатпаева, 22а
e-mail: istekovy@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-4298-7598

Нысанова Айгуль Сабьралиевна

Магистр геолого-минералогических наук
НАО «Атырауский университет нефти и газа
им. Сафи Утебаева»,
06027 Республика Казахстан, Атырау, ул. Баймуханова 45А, кор. 2
e-mail: Aigul_nsanova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-3983-2803

Information about authors

Igor V. Oreshkin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor,
Head of Group
Saratov Branch
of the All-Russian Research
Geological Oil Institute,
28, Universitetskaya ul., Saratov, 410012, Russia
e-mail: oreshkiniv@yandex.ru

Sergey K. Novikov

Leading Geologist
Saratov Branch
of the All-Russian Research
Geological Oil Institute,
28, Universitetskaya ul., Saratov, 410012, Russia
e-mail: novikow.s@yandex.ru

Sara A. Istekova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor
Kazakh National Research Technical University
named after K.I. Satpaev NJSC,
22a, Satpaev ul., Novosibirsk, 050013, Kazakhstan
e-mail: istekovy@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-4298-7598

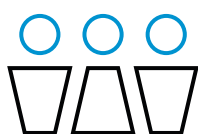
Aigul S. Nyssanova

Master of Geological and Mineralogical Sciences
Atyrau oil and gas University
named after Safi Utebayev,
45A, building 2, ul. Baymuchanov, Atyrau, 06027, Kazakhstan
e-mail: Aigul_nsanova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-3983-2803

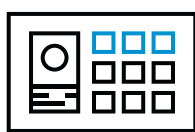
РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС



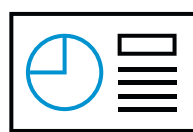
НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



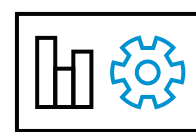
400+ делегатов



3 дня общения



25+ технических
и постерных сессий



150+ технических
презентаций

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

Возможности для вашего продвижения на рынке

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

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

Дата и место проведения конгресса
31 октября - 2 ноября 2023
Отель Холидей Инн Сокольники
Москва, ул. Русаковская, 24



www.rntk.org

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

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

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

5. Правила оформления текста.

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

6. Правила написания математических формул.

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

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Правила рецензирования и опубликования.

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

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

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

10. Правила оформления списка литературы.

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

GUIDELINES FOR AUTHORS

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

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

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

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

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

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

4. The materials submitted should include:

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

5. Text formatting rules:

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

6. Rules for mathematical formulas presentation:

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

7. Figures and Tables formatting rules:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Review and publication rules:

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

- Publication of article is free for authors.

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

10. References formatting rules:

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

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

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

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

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

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора

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

Редакция

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

Адрес учредителя, издателя и редакции

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

Сайт журнала «Геология нефти и газа»

www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Индекс в каталоге «Урал-Пресс» — 43299
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн-каталоге «Почта России» — П4631

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief

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

Editorial office

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

Adress

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

Website

www.oilandgasgeology.ru

Webmaster P.D. Shmatchenko

Catalogue "The Ural-Press Agency" Index — 43299
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Цена свободная

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

Open price

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