



ГЕОЛОГИЯ 1 2023 НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



*Строение Южного Урала и Предуралья
на основе интерпретации региональных
сейсмических данных (стр. 7)*

*Поиск подсолевых месторождений углеводородов
в Прикаспийской впадине (стр. 67)*

*Газогеохимические показатели углефтегазоносности
осадочных бассейнов Восточно-Сибирского моря (стр. 95)*

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)



1

2023

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN
OIL AND GAS
GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza



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

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 нефтегазопроисковых работ, стратиграфии, литолого-фациальной зональности и седиментологического моделирования нефтегазоносных палеобассейнов, тектонического районирования, уточнения количественной и геолого-экономической оценки ресурсного потенциала, методическим аспектам геологических, геофизических и геохимических работ; систематизация и публикация обоснованных материалов по новым геологическим концепциям и методам, нетрадиционным источникам и трудноизвлекаемым запасам углеводородного сырья с охватом не только отечественных, но и зарубежных достижений, особенно в тех случаях, когда это представляет интерес для заимствования успешных новаций; содействие продвижению актуальных направлений исследований и публикаций молодых талантливых авторов на страницах журнала.

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Афанасенков А.П.

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

Богоявленский В.И.

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

Высоцкий В.И.

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

Габриэлянц Г.А.

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

Гогоненков Г.Н.

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

Григорьев М.Н.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Конторович А.Э.

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

Мельников П.Н.

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

Прищепа О.М.

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

Сен-Жермес М.Л.

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

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Соловьев А.В.

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

Ступакова А.В.

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

Фортунова Н.К.

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

Шиманский В.В.

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

Элов М.И.

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

Бабашева М.Н. (Казахстан)

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

Восков Д. (Нидерланды)

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

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

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

Ульмишек Г. (США)

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

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

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilye,

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

Aleksandr P. Afanasev,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

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

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Evgeniy B. Grunis,

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

Aleksey E. Kontorovich,

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

Pavel N. Melnikov,

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

Oleg M. Prishchepa,

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

Mariya L. Saint-Germes,

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

Vladimir V. Shimanskiy,

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

Svetlana A. Sidorenko,

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

Viktor A. Skorobogatov,

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

Aleksei V. Solov'ev

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Gregory Ulmishak (USA),

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

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

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

Denis Voskov (Netherlands),

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



24 февраля 2023 г. исполнилось 70 лет главному редактору журнала «Геология нефти и газа», научному руководителю ФГБУ «ВНИГНИ», доктору геолого-минералогических наук **Алексей Иванович Варламову**.

А.И. Варламов родился в г. Саратов. В 1963 г. он вместе с семьей переезжает на постоянное место жительства в г. Новосибирск, город, с которым тесно связана вся жизнь Алексея Ивановича. После окончания в 1975 г. Новосибирского государственного университета он поступает в СНИИГГиМС, с которым будет так или иначе связана обширная часть его биографии. В начале своей карьеры А.И. Варламов изучает вопросы стратиграфии и фациального анализа кембрийских рифовых систем Сибирской платформы.

В 1983–1987 гг. Алексей Иванович проводит обобщение и анализ результатов бурения параметрических скважин в Южно-Уральском отделении ФГУП «ВНИГНИ» занимается обобщением и анализом результатов бурения параметрических скважин, а с 1987 г. он вновь возвращается в Новосибирск в Институт геологии и геофизики СО РАН СССР на должность старшего научного сотрудника и

руководителя темы, где занимается корреляцией кембрийских толщ на основе палеонтологического, палеофациального и палеомагнитного и циклостратиграфического методов. Одновременно Алексей Иванович ведет широкую научно-организационную работу по подготовке и проведению Международного симпозиума по кембрийской системе, на котором избирается в члены-корреспонденты Международной стратиграфической комиссии по стратиграфии кембрия и действительным членом Международного седиментологического комитета.

В сложный период 1990-х гг. А.И. Варламов руководит созданными им производственными предприятиями, на практике проверяя и совершенствуя свои организационные способности.

В 2001 г. Алексей Иванович возвращается в СНИИГГиМС, где в 2003 г. избирается по конкурсу генеральным директором и проработает на этой должности до 2006 г. В эти годы институт существенно повысил свой научно-производственный потенциал, значительно укрепил свое материальное положение. Можно отметить, что в это время по инициативе Алексея Ивановича и при его непосредственном участии в СНИИГГиМСе разработана «Программа ускоренного воспроизводства углеводородного сырья с целью обеспечения нефтепроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан».

В 2006 г., с учетом значительных достижений в различных направлениях нефтегазовой отрасли Алексея Ивановича назначают заместителем министра природных ресурсов Российской Федерации с возложением курирования деятельности Роснедр, Росприроднадзора и международной деятельности Министерства. В этот период А.И. Варламов был сосредоточен на проблемах оптимизации геологической отрасли, воссоздания Министерства природных ресурсов, усиления поисковой направленности геолого-разведочных работ и других актуальных проблемах геологического изучения недр и недропользования.

В 2010 г. А.И. Варламова избирают по конкурсу генеральным директором головного института по геологии нефти и газа – ФГУП «ВНИГНИ». В этой должности он существенно преобразовал структуру Института, расширил направления научной и научно-производственной деятельности. За это время укрепилось геофизическое направление, возникло и активно развивалось новое для Института направление по проектированию и супервайзингу геолого-разведочных работ на нефть и газ.

По инициативе Алексея Ивановича открыты филиалы Института в Санкт-Петербурге, Новосибирске, Ижевске, Саратове, Ессентуках. Отдельно следует отметить создание впервые в стране по инициативе и при активном руководстве А.И. Варламова в Апрельском филиале Института современного отраслевого кернохранилища с Научно-аналитическим центром, оснащенным самым современным лабораторным оборудованием.

Институт всерьез занялся изучением нетрадиционных коллекторов, как одного из перспективных поисковых направлений, которые смогут принципиально улучшить ресурсный потенциал страны. Все это свершилось благодаря созидательной энергии А.И. Варламова, его бесценному опыту, управленческому таланту и любви к геологической науке.

В настоящее время Алексей Иванович является научным руководителем Института, в сферу его интересов входят проблемы геологии нефтегазоносных бассейнов (стратиграфия и палеонтология, палеогеография и седиментология), прогноза нефтегазоносности, состояния и развития минерально-сырьевой базы нашей страны.

Алексей Иванович — лауреат международной премии им. Ханса Раусинга за лучшую работу по палеонтологии и стратиграфии (2008), он награжден медалью ЦК профсоюзов, знаками «Отличник разведки недр» и «Почетный разведчик недр», медалью «За укрепление боевого содружества». В 2011 г. ему присвоено звание «Заслуженный геолог РФ». Алексей Иванович — автор и соавтор более 100 научных статей и 7 монографий. В 2021 г. А.И. Варламову вместе с группой российских ученых была присуждена премия Правительства Российской Федерации в области науки и техники и присвоено почетное звание лауреата премии Правительства Российской Федерации за работу «Создание и развитие сырьевой базы углеводородов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)».

Алексей Иванович является президентом Ассоциации геологических организаций России, членом бюро Сибирской региональной межведомственной стратиграфической комиссии по кембрийской системе, членом бюро Межведомственного стратиграфического комитета России, главным редактором журнала «Геология нефти и газа», а также членом редколлегии журналов «Минеральные ресурсы Сибири», «Отечественная геология», «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений».

Желаем Вам, дорогой Алексей Иванович, в день Вашего юбилея неисчерпаемой энергии, успешной творческой деятельности на благо развития отечественной геологии, счастья, крепкого здоровья, любви родных и близких!



СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

7

Соборнов К.О. Строение Южного Урала и Предуралья на основе интерпретации региональных сейсмических данных и происхождения богатейших залежей нефти в Волго-Уральском бассейне

27

Шемин Г.Г., Верниковский В.А., Деев Е.В., Глазырин П.А., Сапьяник В.В., Вахромеев А.Г., Первухина Н.В., Смирнов М.Ю. Детальная корреляция и уточненное фациальное районирование келловей-верхнеюрских нефтегазоносных отложений сибирского сектора Арктики

53

Котик И.С., Саетгараев А.Д., Котик О.С., Бушнев Д.А., Валяева О.В., Савельева А.А. Нефтематеринские отложения и углеводородный потенциал нижнепалеозойских отложений Лайского вала Денисовского прогиба, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (по материалам скв. Кэрлайская-1)

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

67

Бабашева М.Н., Бабашев В.Н., Панкратов В.Ф., Куанышев Ф.М., Пронин А.П. Поиск нетрадиционных подсоловых месторождений углеводородов в Прикаспийской впадине

75

Калугин А.А. Концептуально новая геологическая модель продуктивных пластов готерив-баррем-аптского возраста на примере Ватьеганского месторождения

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

85

Капустина Ю.С., Белоусов С.Л. Геология линейных аномалий сейсмической записи фроловской свиты

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

95

Гресов А.И., Яцук А.В. Газогеохимические показатели углефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур центральной и западной частей Восточно-Сибирского моря

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

7

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

27

Shemin G.G., Vernikovskii V.A., Deev E.V., Glazyrin P.A., Sap'yanik V.V., Vakhromeev A.G., Pervukhina N.V., Smirnov M.Yu. Detailed correlation and improved facies zoning of Callovian-Upper Jurassic oil and gas bearing formations (the Siberian Sector of the Arctic)

53

Kotik I.S., Saetgaraev A.D., Kotik O.S., Bushnev D.A., Valyaeva O.V., Savelyeva A.A. Petroleum source rocks and hydrocarbon potential of Lower Palaeozoic deposits in Laisky swell of Denisovsky trough, Timan-Pechora Petroleum Province (based on Kerlalskaya-1 well data)

**METHODOLOGY OF PROSPECTING
AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS**

67

Babasheva M.N., Babasheva V.N., Pankratov V.F., Kuanyshev F.M., Pronin A.P. Prospecting for unconventional subsalt hydrocarbon fields in Caspian Depression

75

Kalugin A.A. Paradigm-shifting geological model of Hauterivian-Barremian-Aptian reservoirs: example of Vatyogansky field

GEOPHYSICAL SURVEYS

85

Kapustina Yu.S., Belousov S.L. Geology of linear seismic anomalies of Frolovskaya Formation

GEOCHEMICAL SURVEYS

95

Gresov A.I., Yatsuk A.V. Gas geochemical indicators of coal, oil and gas potential of sedimentary basins and geostructures in the central and western part of the East Siberian sea



2023

5-7 апреля
Казахстан, Атырау



ATYRAU
OIL & GAS KAZAKHSTAN

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

20-я Юбилейная Северо-Каспийская
региональная выставка

*20 лет
успеха*

«Атырау Нефть и Газ»



Подробная информация:
www.oil-gas.kz



kioge.kz

6



kiogekazakhstan



УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2023-1-7-25

Строение Южного Урала и Предуралья на основе интерпретации региональных сейсмических данных и происхождение богатейших залежей нефти в Волго-Уральском бассейне

© 2023 г. | К.О. Соборнов

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

Поступила 25.01.2023 г.

Доработана 31.01.2023 г.

Принята к печати 03.02.2023 г.

Ключевые слова: Южный Урал; Предуральский прогиб; Волго-Уральский бассейн; надвиговый пояс; нефть; газ; сейсморазведка; рифей-вендские отложения; доманиковая свита; Ромашкинское месторождение.

Аннотация: Интерпретация региональных сейсмических данных, характеризующих строение Южного Урала и Предуралья, показывает, что окраина Восточно-Европейской платформы испытала два цикла формирования бассейнов континентальной окраины. Один произошел в рифее – венде, второй — в палеозое. Наложение позднепалеозойских деформаций на докембрийский чехол привело к формированию дисгармоничной складчато-надвиговой структуры и совмещению двух седиментационных мегапоследовательностей континентальных окраин. Геологическая интерпретация показывает, что многокилометровые рифей-вендские отложения, вероятно, служили основным источником нефти для соседних крупнейших месторождений центральной части Волго-Уральского бассейна. Вклад в нефтенакпление термически преимущественно незрелых доманиковых отложений играл вспомогательную роль. Это предположение позволяет решить дискуссионную проблему происхождения уникальной концентрации запасов нефти в Волго-Уральском бассейне.

Для цитирования: 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.

Благодарность: Автор выражает глубокую признательность А.В. Балли, В.А. Балдину, D. Gee, J. Knapp, И.П. Короткову, Н.К. Фортунатовой, В.Е. Хаину, В.С. Шеину за плодотворные дискуссии, касающиеся различных аспектов сейсмической интерпретации, геологии и нефтегазоносности Южного Урала и Предуралья.

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

© 2023 | К.О. Sobornov

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

Received 25.01.2023

Revised 31.01.2023

Accepted for publication 03.02.2023

Key words: South Urals; cis-Uralian foredeep; Volga Urals Basin; thrust belt; oil; gas; seismic surveying; Riphean-Vendian deposits; Domanik source rock; Romashkino oil field.

Abstract: Interpretation of the regional seismic data in the South Urals and cis-Uralian foredeep suggests that the eastern flank of the East European Platform has passed through two cycles of continental margin basin' development. One took place in the Riphean-Vendian (Late Precambrian), second- in the Paleozoic. Each of them ended up with continental collision and folding. The Paleozoic structuring overprinted the Riphean-Vendian section. It produced disharmonic structure of the Cis-Uralian sedimentary cover and overlapping of the two continental margin' megasequences. The proposed geological interpretation suggests that the prolific Paleozoic deposits of the central part of the Volga Ural Basin were the focus of oil migration from the nearby buried multikilometer-thick Riphean-Vendian section of the cis-Uralian Foredeep. The contribution of the predominantly immature Domanik source rock was of secondary importance in hydrocarbon charging. This proposition provides solution for the lasting debate concerning the origin of the unique petroleum endowment of the Volga Ural Basin.

For citation: 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 nefi i gaza*. 2023;(1):7–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-7-25. In Russ.

Acknowledgments: The author expresses his deep gratitude to A.W. Bally, V.A. Baldin, D. Gee, J. Knapp, I.P. Korotkov, N.K. Fortunatova, V.E. Khain, V.S. Shein for fruitful discussions concerning various aspects of seismic interpretation, geology, and oil and gas potential of the Southern Urals and the Cis-Urals.



Геологическое строение

Район исследования охватывает Южный Урал и прилегающую часть Волго-Уральского нефтегазового бассейна (рис. 1). Его современный структурный план обусловлен закрытием Уральского океана в конце палеозойской эпохи и последующей континентальной коллизией. Последняя привела к обширным деформациям юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы ([1, 2] и др.).

Изучение геологического строения Южного Урала и прилегающих районов Волго-Уральского бассейна имеет длительную историю. Во многом это обусловлено богатством минерально-сырьевых ресурсов этих районов, включающих как твердых полезные ископаемые, так и огромные запасы нефти и газа. Их ресурсный потенциал способствовал проведению в этих районах разнообразных геолого-геофизических исследований, что позволило накопить обширный объем данных, характеризующих его геологическое строение.

Начиная с 1990-х гг. в изучении Урала наметился большой прогресс. Во многом это было связано с реализацией мультидисциплинарной исследовательской программы под эгидой международно-

го проекта EuroProbe. Южный Урал стал одним из основных объектов этих исследований, включающих проведение региональных сейсморазведочных работ УрСейс-95. В выполнении этих работ и интерпретации полученных результатов приняли участие ведущие российские и зарубежные геологи и геофизики. Сейсмические работы были дополнены разносторонними геолого-геофизическими исследованиями, которые позволили существенно уточнить представления о геологии Южного Урала, выявить основные закономерности его строения и развития.

Результаты исследований были обобщены в цикле публикаций ([3–6] и др.). Они позволяют рассматривать Южный Урал как дивергентный складчатый пояс, сохранивший литосферные корни и внутреннюю орогеническую структуру. Его образование явилось следствием субдукции коры Уральского океана и поэтапного причленения островных дуг и континентальных террейнов к окраине Восточно-Европейской платформы (мягкая коллизия). После полной субдукции океанической коры произошла континентальная коллизия (жесткая коллизия). Она завершилась в конце перми, став частью процесса формирования суперконтинента Пангея.

Рис. 1. Геологические карты Урала и прилегающих бассейнов
Fig. 1. Geological maps of the Urals and adjacent basins

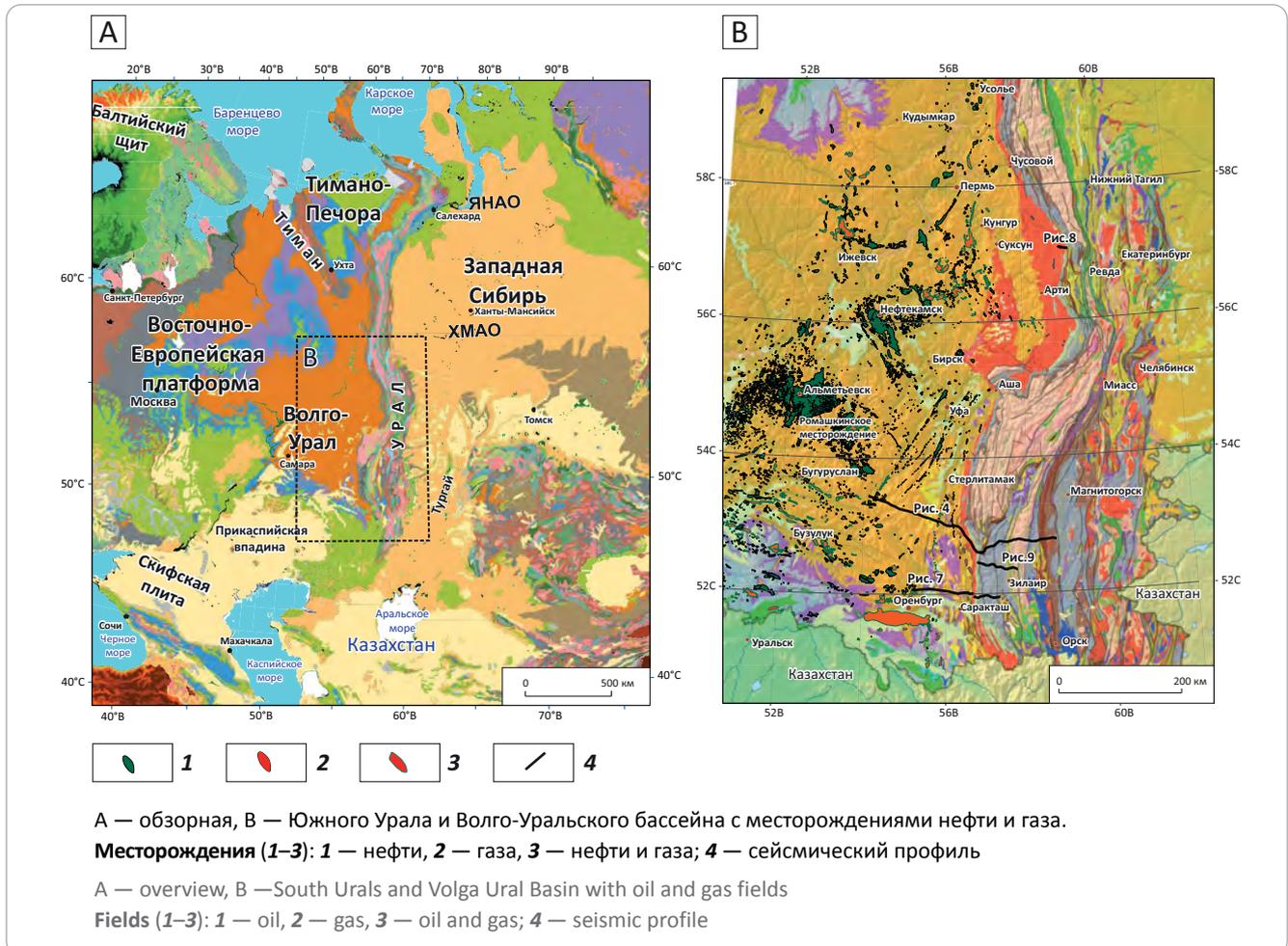
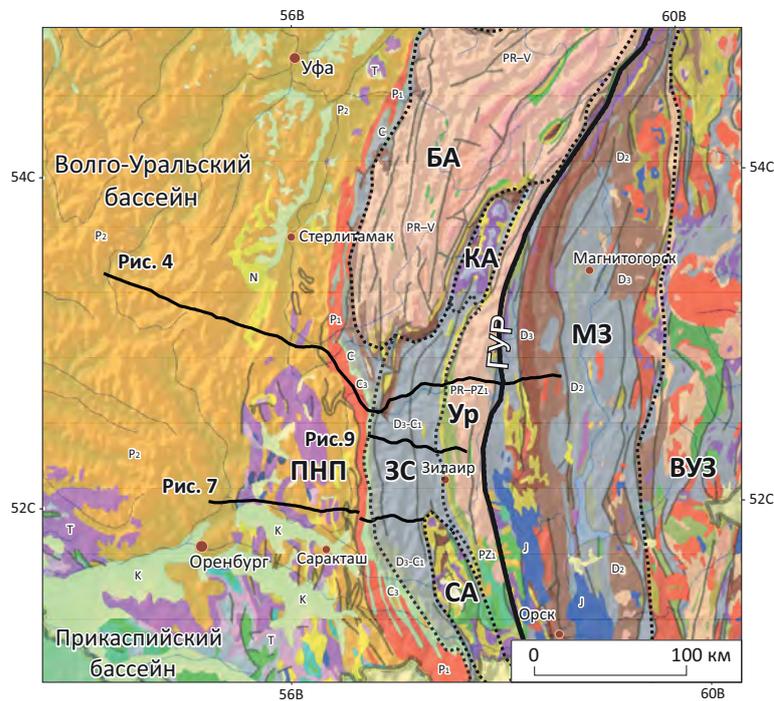


Рис. 2. Геологическая карта Южного Урала и Волго-Уральского бассейна
Fig. 2. Geological map of the South Urals and Volga-Ural Basin



Основные структурные элементы Южного Урала: ПНП — Предуральский надвиговый пояс, БА — Башкирский антиклинорий, ЗС — Зилаирский синклиний, Ур — поднятие Уралтау, КА — Кракинский аллохтон, СА — Сакмарский аллохтон, ГУР — Главный Уральский разлом, МЗ — Магнитогорская зона, ВУЗ — Восточно-Уральская зона

The main structural elements of the South Urals: ПНП — Uralian foreland thrust belt, БА — Bashkirian anticlinorium, ЗС — Zilair synclinorium, Ур — Uraltau uplift, КА — Kraka Nappe, СА — Sakmara Nappe, ГУР — Main Uralian Fault, МЗ — Magnitogorsk zone, ВУЗ — East Uralian zone

В мезозое и кайнозое Урал испытал несколько этапов внутриплитной структурной реактивации, которые были обусловлены тектоническими событиями на периферии Евразии.

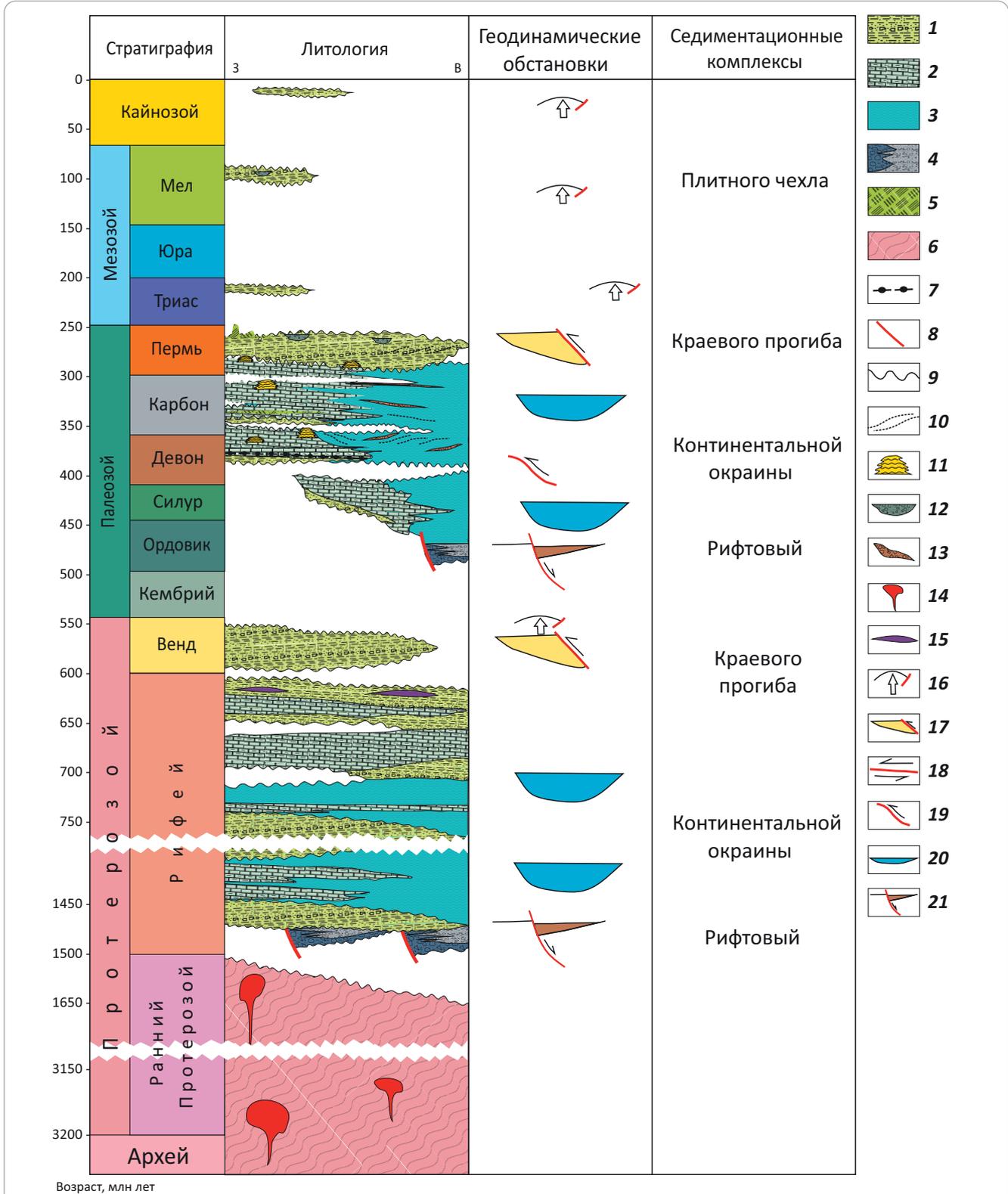
На Южном Урале основными структурными элементами являются дислоцированная окраина Восточно-Европейского континента и океанический сегмент, образованный разнородными фрагментами островодужных комплексов, океанической коры и микроконтинентов. Их разделяет зона Главного Уральского разлома (ГУР), которая погружается на восток. Локально породы океанического сегмента Урала расположены к западу от ГУР, что обусловлено их шарьяжной природой.

В пределах исследуемого района Южного Урала основными элементами континентального сектора Урала являются Предуральский надвиговый пояс, Башкирский антиклинорий, Зилаирский синклиний, поднятие Уралтау (рис. 2). Кроме этого, в пределах континентального сектора Урала выделяются Кракинский и Сакмарский аллохтоны, образованные сложнодислоцированными толщами океанического происхождения, включая породы офиолитовой ассоциации. Они были надвинуты на окраину платформы на завершающей стадии формирования складчатого пояса. Восточнее ГУР расположена Магнитогорская зона, образованная

сложнодислоцированными преимущественно нижне-среднедевонскими базальтами и вулканическими породами островодужного происхождения. Восточнее расположена Восточно-Уральская зона. Она сложена коллажем разнородных докембрий-палеозойских пород океанического происхождения и экзотическими континентальными террейнами. В ее пределах широко распространены многочисленные коллизионные гранитные плутоны карбона – перми, образующие гранитную ось Урала.

В схематизированном виде тектоностратиграфическая схема Южного Предуралья изображена на рис. 3. Она суммирует представления о составе и геодинамической принадлежности осадочных комплексов рассматриваемого региона и базируется на проведенных ранее исследованиях ([5–11] и др.). Фундамент континентальной окраины сложен кристаллическими породами архея – раннего протерозоя. В осадочном чехле выделяется две мегапоследовательности: рифей-вендская и палеозойская. Их формирование происходило в пределах континентальной окраины Восточно-Европейской платформы. Состав отложений этих мегапоследовательностей отражает смену геодинамических обстановок, которая включает рифтинг, стадию континентальной окраины, коллизионный этап и формирование плитного чехла. В силу фрагментарности изученно-

Рис. 3. Тектоностратиграфическая схема Южного Предуралья
Fig. 3. Tectonostratigraphic chart of the South Uralian Foreland



1 — пески, глины; 2 — карбонаты; 3 — толщи заполнения; 4 — грубообломочные отложения; 5 — соли; 6 — метаморфиты; 7 — доманикиты; 8 — разломы; 9 — несогласия; 10 — клиноформы; 11 — рифы; 12 — каналы; 13 — обломочные шлейфы; 14 — граниты; 15 — базальты; 16 — поднятие; 17 — передовой прогиб; 18 — транспрессия; 19 — сжатие; 20 — термическое погружение; 21 — рифтинг

1 — sands, clays; 2 — carbonates; 3 — basin deposits; 4 — coarse deposits; 5 — salts; 6 — metamorphites; 7 — domanikites; 8 — faults; 9 — unconformity; 10 — clinofoms; 11 — reefs; 12 — channels; 13 — debris fans; 14 — granites; 15 — basalts; 16 — uplift; 17 — foredeep; 18 — transpression; 19 — compression; 20 — thermal sagging; 21 — rifting

сти рифей-вендской мегапоследовательности и неоднозначности возрастных определений их стратиграфическое расчленение нуждается в дальнейших исследованиях.

Интерпретация региональных сейсмических профилей

Большой прирост геологической информации, полученный в результате мультидисциплинарного изучения Урала, включая работы по проекту Урсейс-95 ([3–6] и др.), стимулировал дальнейшее проведение региональных глубинных сейсмических съемок. Особый интерес в этой связи представляют региональные глубинные профили, отработанные ОАО «Башнефтегеофизика» и «Оренбурггеофизика» на Южном Урале и в прилегающих районах Предуралья и Волго-Уральского бассейна. Профили, рассмотренные в этой статье, показаны на рис. 2. Эти сейсмические работы имеют большое региональное покрытие и отличаются геологической информативностью. Данные этих профилей обеспечивают уникальную возможность интегрировать информацию о строении Урала и Волго-Уральского бассейна для создания модели геологического развития Уральской окраины Восточно-Европейской платформы. Эта задача представляет очевидный научный интерес, а также имеет важное значение для понимания природы уникальной продуктивности богатейших нефтеносных районов Волго-Уральского бассейна.

Интерпретация сейсмических временных профилей 2D проводилась по общепринятой методике. Для осадочных комплексов основными методами являлись выделение сейсмических последовательностей и анализ их взаимоотношений. С этой целью использовались фазовая корреляция и анализ несогласий. Для пород фундамента, как правило лишены выраженной сейсмической слоистости, выделялись зоны группирования высокоамплитудных отражений. Их конфигурация позволяла выявлять зоны вероятных нарушений. Во многих случаях для выбора предпочтительной геологической модели использовались данные сейсмических профилей, расположенных в прилегающих районах. Там, где это возможно, сейсмические данные увязывались с результатами бурения, геологического картирования и материалами изучения потенциальных геофизических полей. Полевые наблюдения способствовали составлению представлений о составе пород, их изменениях, деформациях на мезо- и микроуровнях. Данные о метаморфизме пород на Урале позволяли оценить величину их экзгумации. Важным источником информации являлись структурные построения, опубликованные в литературных источниках и производственных отчетах ([5–9, 12–14] и др.).

При интерпретации глубинного строения использовались общие представления о строении складчатых поясов и краевых прогибов, основанные на изучении районов аналогичного строения и моделирования их развития ([15–18] и др.). Эти

данные позволяют сузить пространство неопределенности геологической интерпретации и выбрать наиболее реалистичные и структурно сбалансированные сценарии тектонического развития.

Один из наиболее информативных региональных разрезов — разрез 4, который пересекает восточные районы платформенной части Волго-Уральского бассейна, далее он пересекает Мраковскую впадину, Предуральский надвиговый пояс, Зилаирский синклиниорий, поднятие Уралтау и восточную часть Магнитогорской зоны (рис. 4). Интерпретация профиля с использованием дополнительных данных, характеризующих состав и структуру исследуемого района, показывает надвиговое сочленение выделенных структурных зон Урала. Важной особенностью глубинного строения является наличие нескольких уровней надвиговых деформаций. Такие уровни выделяются в палеозойском чехле, а также в глубокопогруженных рифейских и архей-нижнепротерозойских породах.

Примечательно, что толщина девонско-турнейских отложений на востоке Волго-Уральского бассейна сокращается к востоку — в сторону Урала. Это видно на фрагменте этого разреза, выровненный по поверхности визейского несогласия (см. рис. 4 С).

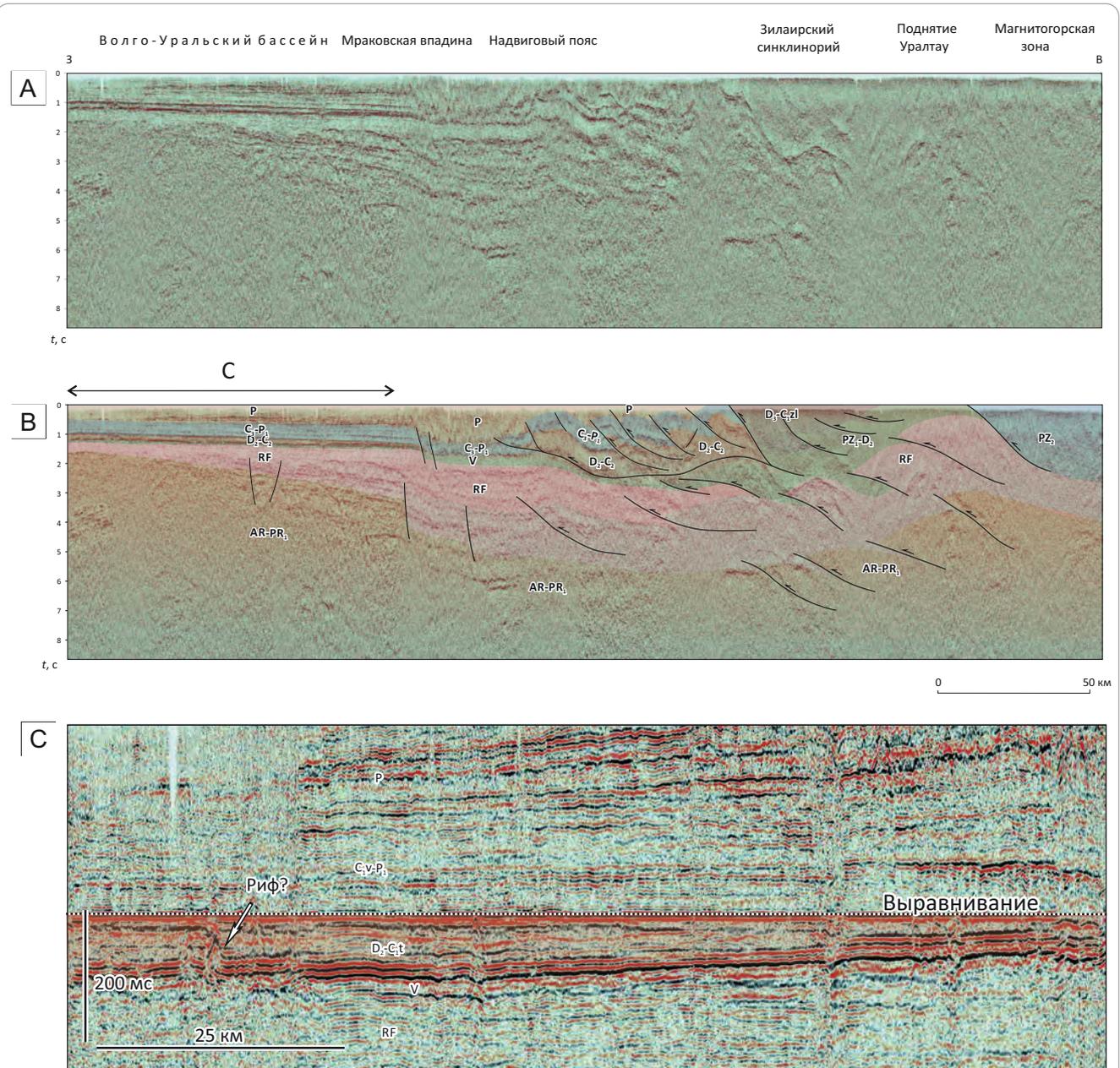
Значительная часть интерпретируемых разломов, определяющих структурный план осадочного чехла и фундамента, не обнажается на поверхности, образуя так называемые слепые разломы. Они широко развиты в глубинной части разреза, а также во фронтальной части Предуральского пояса надвигов. Наличие подобных разломов является характерной чертой многих складчатых поясов ([17, 19] и др.). Их формирование обусловлено реологической стратификацией деформируемой среды, что способствует расщеплению разреза вдоль пластичных горизонтов с образованием тектонических клиньев и дуплексных надвиговых структур. Последние формируют последовательные наслоения тектонических пластин, которые в кровле и подошве ограничены взаимосвязанными пологими надвиговыми поверхностями. Наличие подобных разломов является одной из основных причин структурной дисгармонии на различных глубинных уровнях. Совокупность этих надвиговых пластин определяет общее тектоническое утолщение осадочного чехла и фундамента Уральского складчатого пояса.

Пример надвиговых структур, наблюдаемых в полевых условиях в зоне рассматриваемого профиля на территории Предуральского надвигового пояса, показан на рис. 5. Здесь выделяется антиклинальная складка в лобовой части надвиговой пластины, образованной каменноугольными известняками. Примечательно, что в западном направлении поверхность смесителя надвига выполаживается. Вероятно, что до эрозии этот надвиг не выходил на поверхность, оставаясь слепым.

Для расположенной восточнее зоны Зилаирского синклинория характерна потеря выраженных



Рис. 4. Сейсмический разрез 4, проходящий от платформенной части Волго-Уральского бассейна до Магнитогорской зоны
Fig. 4. Seismic line 4, crossing the platform part of the Volga Urals basin – Magnitogorsk zone



A — неинтерпретированный, B — интерпретированный, C — фрагмент западной части разреза, выровненный по поверхности визейского несогласия. Толщина девонско-турнейских отложений сокращается к востоку.

Положение разреза см. на рис. 2

A — uninterpreted, B — interpreted, C — zoomed western part of the same line flattened at the base of the Visian unconformity. The thickness of the Devonian-Tournaisian deposits decreases to the east.

For line location see Fig. 2

осей синфазности от поверхности до глубин около 2 с. Это обусловлено тем, что Зилаирский синклиниорий сложен относительно монотонной толщиной интенсивно дислоцированных турбидитов и вулканокластических пород позднедевон-турнейского возраста (рис. 6). Эти отложения лишены контрастных акустических границ и не способны генерировать устойчивые сейсмические отражения, оставаясь сейсмически прозрачными. Аналогом этих обра-

зований являются батиальные отложения Лемвинской зоны Тимано-Печорского бассейна.

Важной особенностью глубинного строения рассматриваемого региона является существование мощной толщи рифейских и вендских отложений. Их совокупная толщина может достигать 10–12 км (3–3,5 с двойного времени пробега сейсмической волны). Стиль деформаций этих отложений существенно отличен от вышележащих палеозойских.

Рис. 5. Надвиговая структура (выделена пунктиром) в каменноугольных отложениях Предуральяского надвигового пояса, гора Кружевная, юг Башкортостана. Размер обнажения $\approx 120 \times 100$ м

Fig. 5. Thrust fault (fault plane is shown with a dashed line) in Carboniferous deposits of the foreland thrust belt. The Kruzhevnyaya Mountain, South Bashkortosan. Size of the outcrop $\approx 120 \times 100$ m

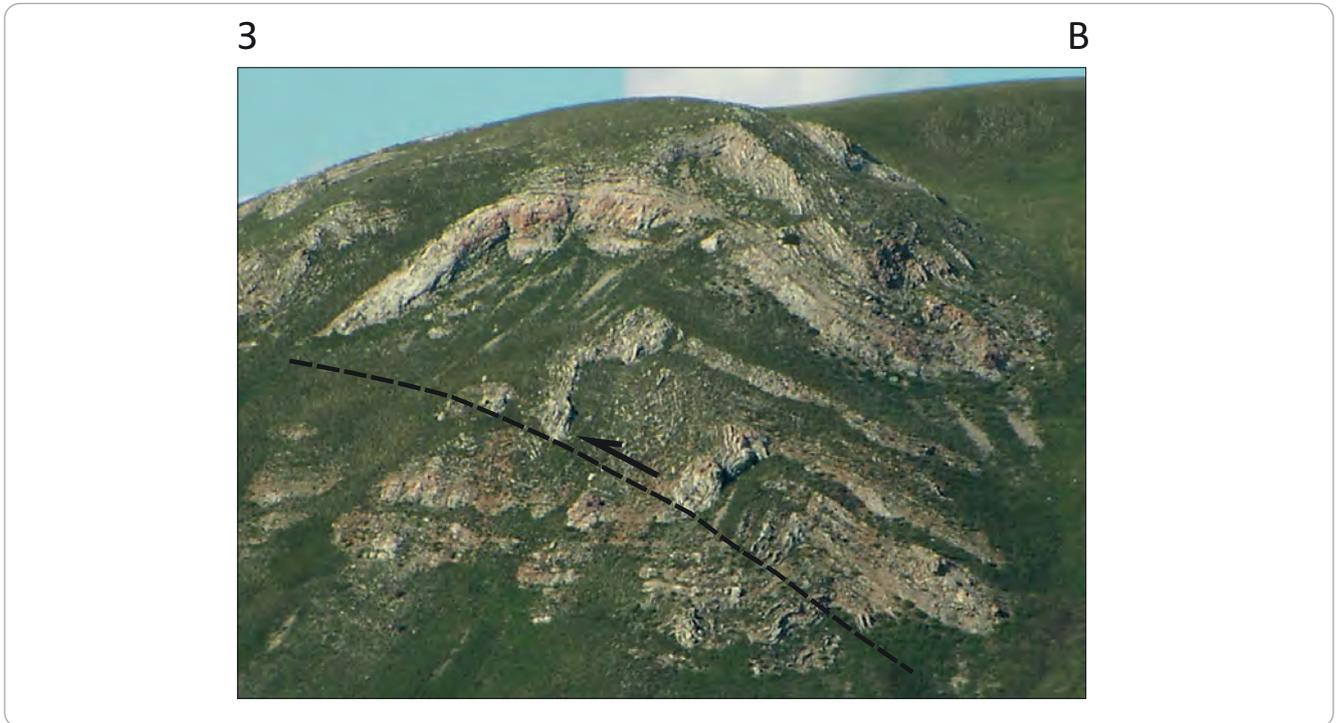
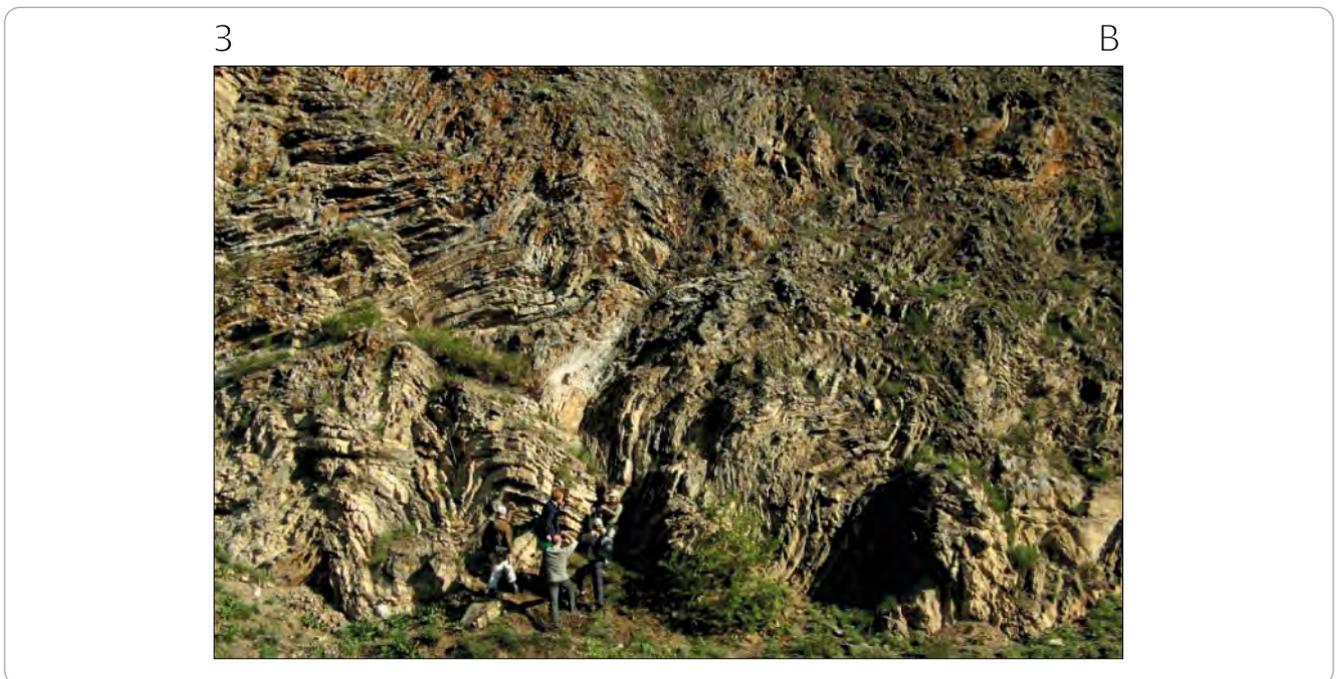


Рис. 6. Складчатость франско-турнейских турбидитных отложений в Зилаирском синклинии

Fig. 6. Folding in the Frasnian-Tournaisian deposits of the Zilair Synclinorium



Он, вероятно, определяется наличием массивных надвиговых пластин, в то время как в палеозойских отложениях преобладают тонкоchешуйчатые деформации. Рифейские отложения распространены в Предуралье и выклиниваются в зоне сочленения с платформенной зоной Волго-Уральского бассейна. Согласно сейсмическим данным, это выклинива-

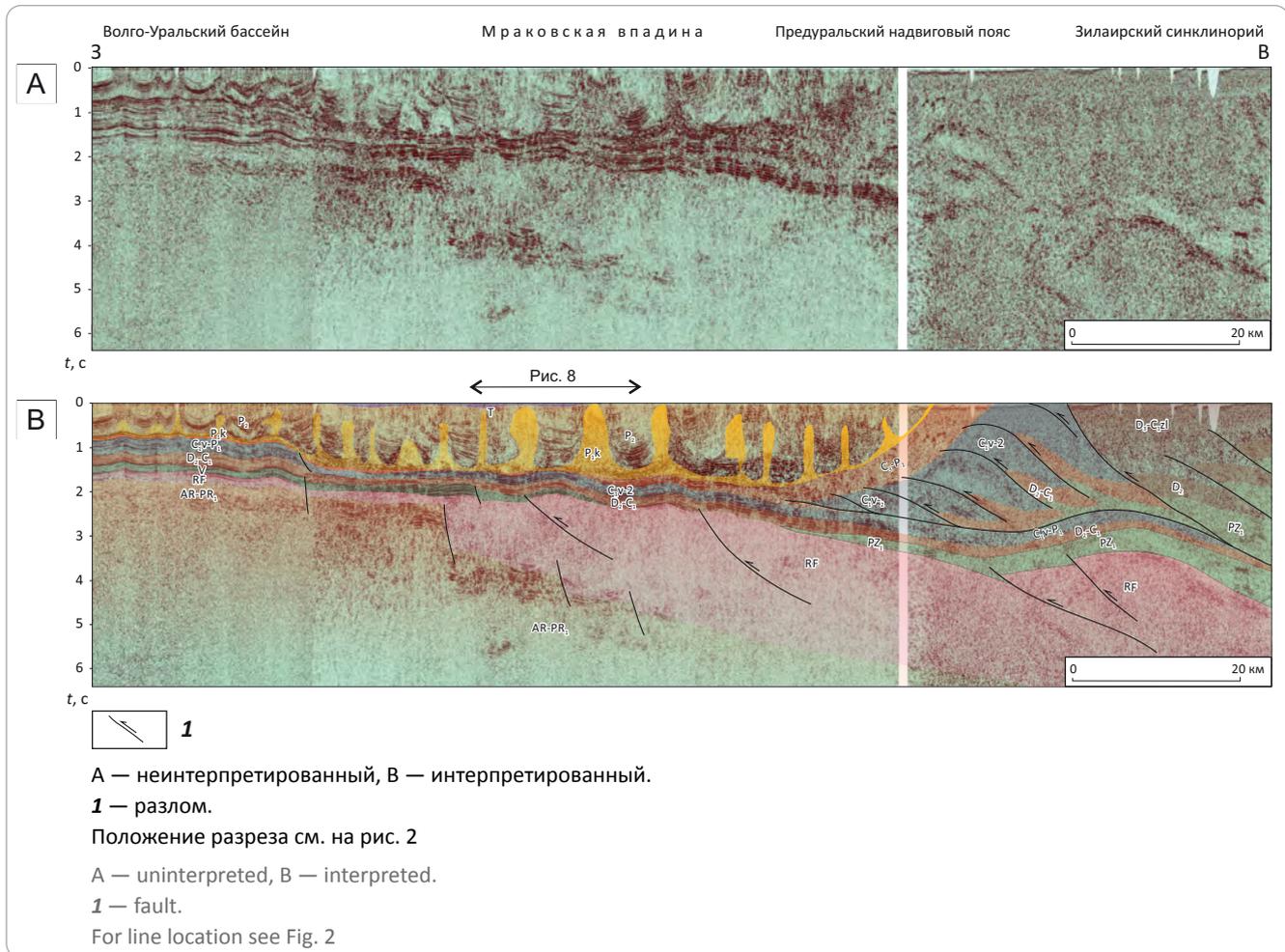
ние происходит как за счет первичного сокращения толщины этих отложений, так и за счет их эрозионного срезания.

На рис. 7 представлен композитный сейсмический разрез, пересекающий Восточно-Оренбургскую седловину, Мраковскую впадину, Предуральский надвиговой пояс и Зилаирский синклиний.



Рис. 7. Композитный сейсмический разрез, проходящий от платформенной части Волго-Уральского бассейна (Восточно-Оренбургская седловина) до Зилаирского синклиналия

Fig. 7. Composite seismic line, crossing the platform part of the Volga Urals basin (East Orenburg Saddle) – Zilair Synclinorium



На этом профиле показано, что в направлении на юг к Прикаспийскому бассейну значительно увеличивается толщина пермских отложений, в составе которых появляются кунгурские соли. Они образуют высокоамплитудные диапировые структуры. Значительно модифицируется структура Предуральского надвигового пояса. Согласно предлагаемой интерпретации, он представляет собой многоярусную дуплексную структуру, в пределах которой телескопируются верхнедевон-каменноугольные отложения. Образованный ими вдвиговый клин, по-видимому, расщепляет осадочный чехол в основании преимущественно глинистых нижнепермских (артинских) отложений. Вдвиговый (подкожный) механизм деформаций в этой зоне объясняет несоответствие структурного плана комплексов аллохтонного клина и моноклиналиного погружения к западу перекрывающих терригенных отложений краевого прогиба. Воздымание последних, согласно предлагаемой структурной модели, объясняется пассивным подъемом над подстилающим аллохтонным вдвиговым комплексом.

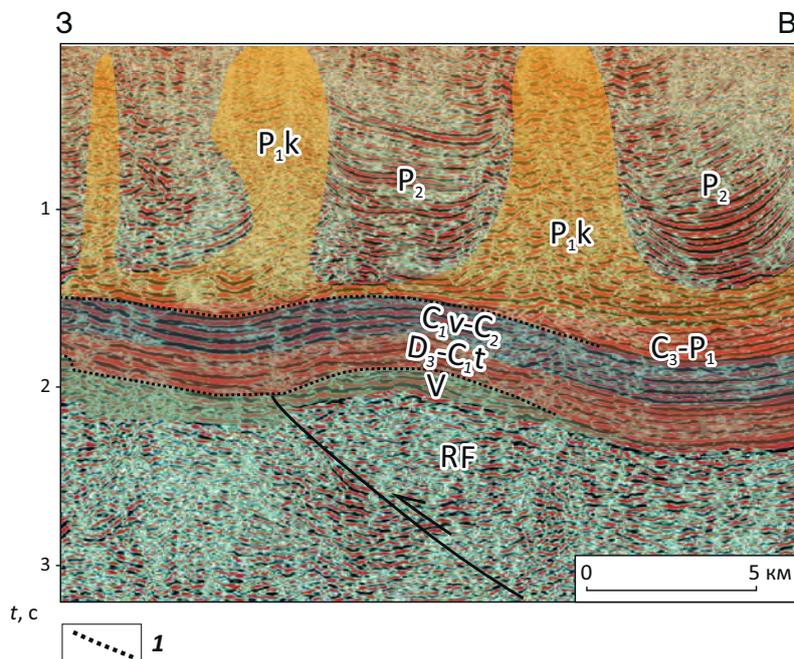
Также как и на ранее рассмотренном профиле, под палеозойскими отложениями Предуралья и Южного Урала выделяется мощная толща рифей-

ских пород. Их суммарная толщина в Мраковской впадине достигает не менее 10 км (около 3 с). Аналогичным образом эти отложения быстро выклиниваются в направлении платформенного борта краевого прогиба.

В восточной части профиля под сложнодислоцированной системой надвиговых пластин выделяется крупное поднятие, расположенное на уровне 3–4 с. Вероятно, оно образовано массивной надвиговой пластиной, сложенной рифейскими породами с участием автохтонных палеозойских толщ. Еще одна надвиговая пластина, затрагивающая рифейские отложения, выделяется в центральной части Мраковской впадины. Детали строения этой структуры показаны на увеличенном фрагменте этого разреза (рис. 8).

Как можно видеть на этом участке профиля, приразломному поднятию по рифейским отложениям отвечает антиклиналь в палеозойских слоях. Достоверность выделения этого поднятия не вызывает сомнений, так как диапировые структуры в кунгурских солях расположены вне свода этой складки. По этой причине свойственные низкоскоростным солям сейсмические скоростные эффекты

Рис. 8. Фрагмент интерпретированного разреза, представленного на рис. 7
 Fig. 8. Close up of the interpreted section shown in Fig. 7



1 — несогласие.

Показана антиклинальная складка в подсольевых палеозойских отложениях, образованная за счет реактивации глубинного надвига.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 7

1 — irregular bedding.

An anticlinal structure in the Paleozoic subsalt deposits related to the reactivation of the deep thrust fault is shown.

For other Legend items see Fig. 7

не влияют на выраженность этого поднятия. Наблюдаемые структурные взаимоотношения рифейских и палеозойских слоев свидетельствуют о том, что докембрийские надвиги испытали компрессионную реактивацию во время уральской складчатости в пермское время.

Наиболее полное представление о строении Зилаирского синклиория и поднятия Уралтау дает сейсмический разрез 080602 (рис. 9). Несмотря на положение в зоне интенсивной складчатости, на нем достаточно наглядно демонстрируется отмеченный ранее многоярусный надвиговый стиль деформаций Южного Урала. В районе Зилаирского синклиория в интервале до 2 с устойчивых сейсмических отражений мало. Это связано с интенсивной складчатостью вулканотурбидитов зилаирской серии (см. рис. 6). Ниже, на глубинах 2–4 с, можно наблюдать несколько наклонных зон повышенной рефлексивности. Они, вероятно, соответствуют надвиговым структурам, затрагивающим рифейские и преимущественно нижнепалеозойские отложения. Глубже, в интервале 6–9 с, можно выделить несколько наклонных отражающих зон, которые интерпретируются как разломы в архей-раннепротерозойском фундаменте.

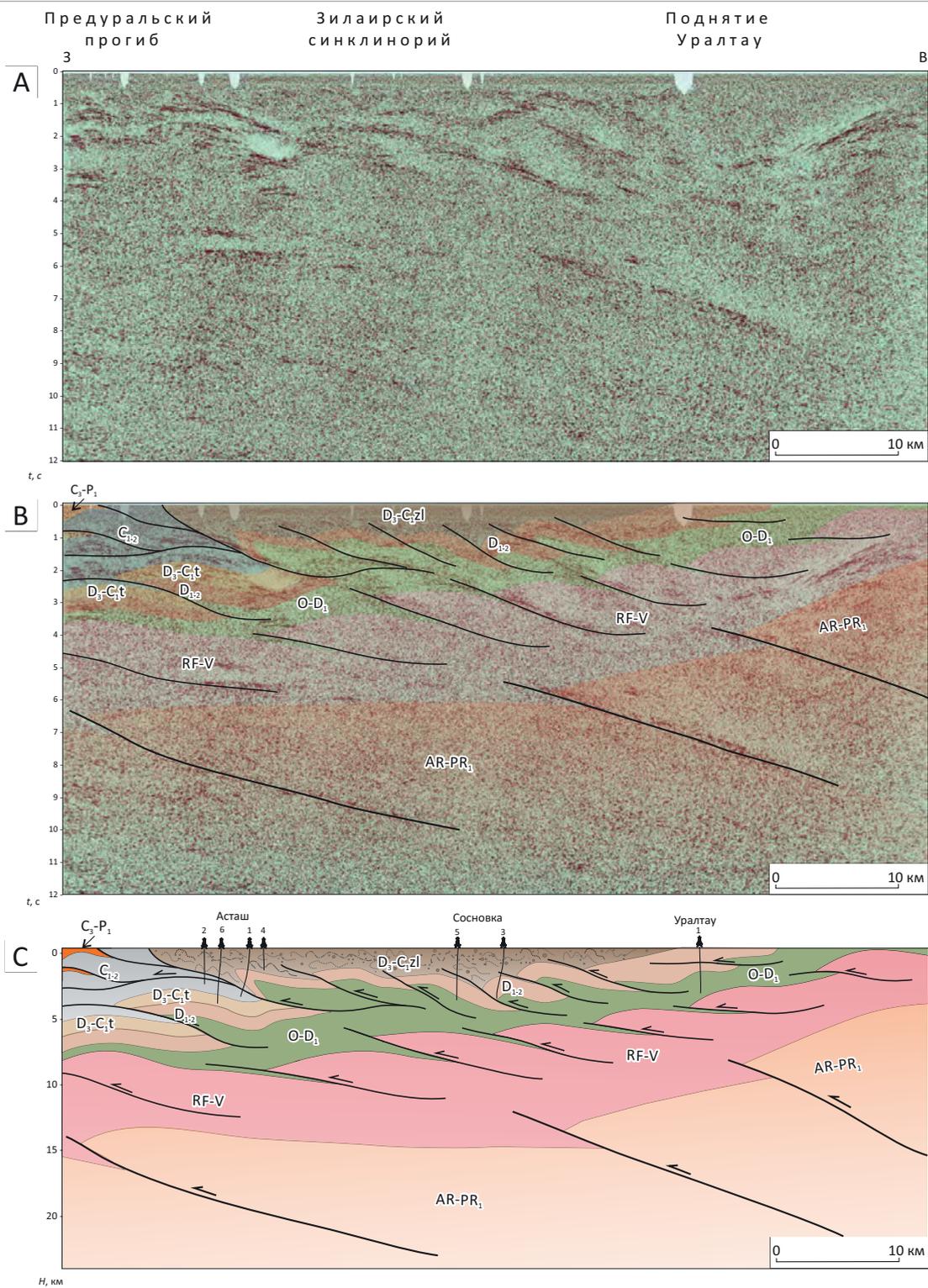
Геологическая интерпретация этого разреза (см. рис. 9 С) предполагает, что разрез рифей-палео-

зойского осадочного чехла дисгармонично дислоцирован за счет наличия надвиговых деформаций на нескольких структурных уровнях. Большинство выделяемых разломов не достигают дневной поверхности, оставаясь слепыми. В целом они создают систему надвиговых пластин западной вергенции. Косвенно в пользу надвиговой природы глубинных разломов в рассматриваемом районе свидетельствует то, что в зоне Уралтау на поверхности залегают нижнепалеозойские породы, испытавшие метаморфизм высоких давлений и низких температур (эклогиты). Для достижения этого уровня метаморфизма они погружались на глубины не менее 30–35 км. Их выход на поверхность, в значительной степени, обусловлен надвиговыми деформациями (тектоническим телескопированием) в подстилающих толщах и последующей глубокой эрозией.

Геологическое развитие

Изучение строения Южного Урала и Предуралья с использованием региональных сейсмических данных позволяет актуализировать представления о ходе геологического развития этого региона в рифее – фанерозое. На рис. 10 в схематическом виде представлена реконструкция поэтапного развитие этого района. Эти построения основываются на результатах ранее проведенных исследованиях ([5–6,

Рис. 9. Разрез, проходящий от Предуральяского надвигового пояса до поднятия Уралтау
Fig. 9. Seismic lines (A, B), and geological section (C), going from the foreland thrust belt to the Uraltau Uplift



A — сейсмический неинтерпретированный, B — сейсмический интерпретированный, C — геологический.

Положение разреза см. на рис. 2.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 7

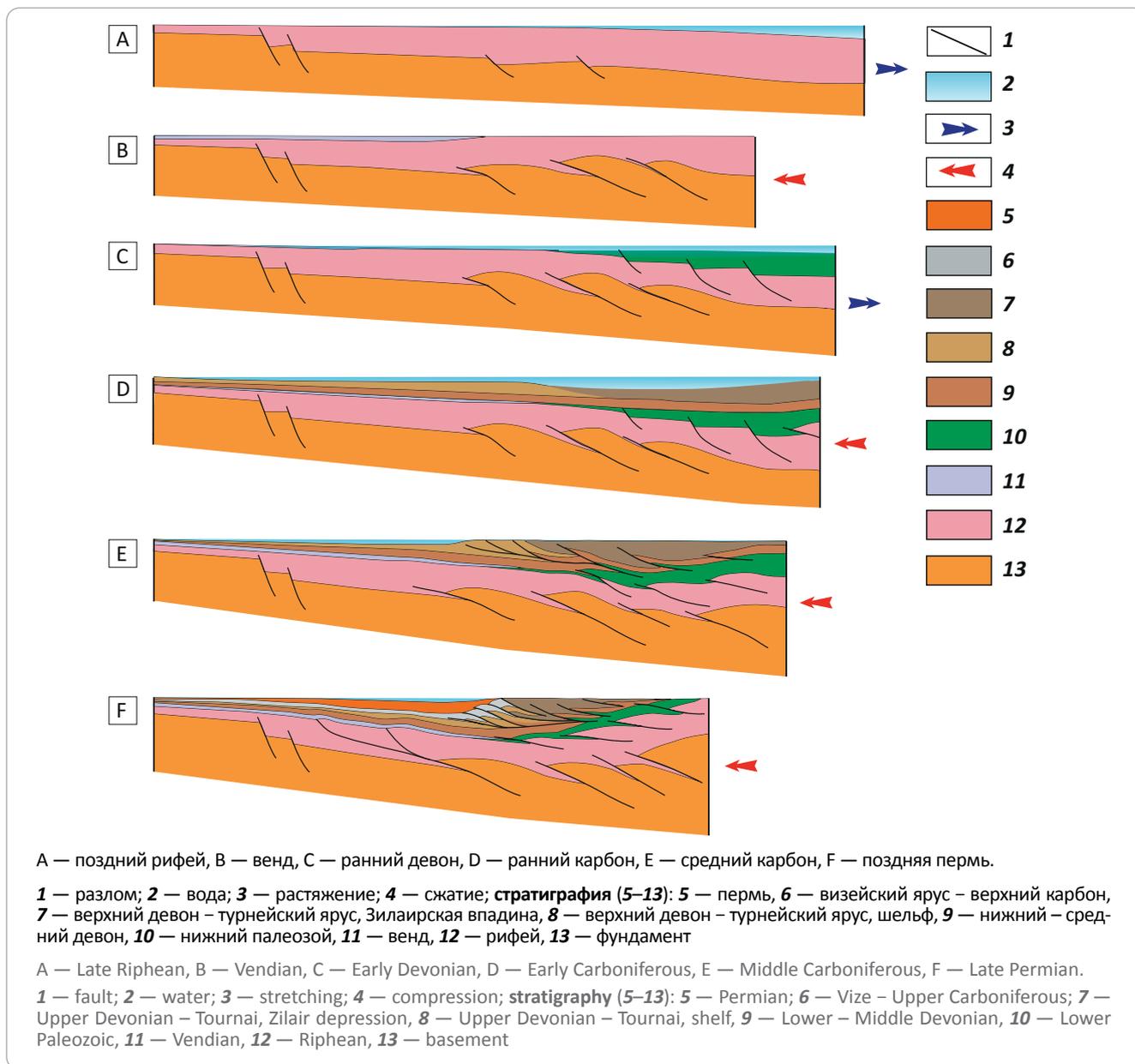
A — uninterpreted, B — interpreted, C — geological section.

For line location see Fig. 2.

For other Legend items see Fig. 7

Рис. 10. Схема, иллюстрирующая этапы формирования бассейнов окраины Восточно-Европейской платформы на Южном Урале и в Предуралье в рифее – палеозое (вне масштаба)

Fig. 10. Scheme showing stages of the formation of the continental margin basins of the East European Platform in the South Urals and Uralian Foreland in the Riphean – Paleozoic (out-of-scale)



9, 12, 20] и др.). в совокупности с новой структурной интерпретацией региональных сейсмических данных. Понимание общей направленности развития этого региона представляет собой основу анализа эволюции нефтегазовых систем в Волго-Уральском бассейне и Предуральском прогибе.

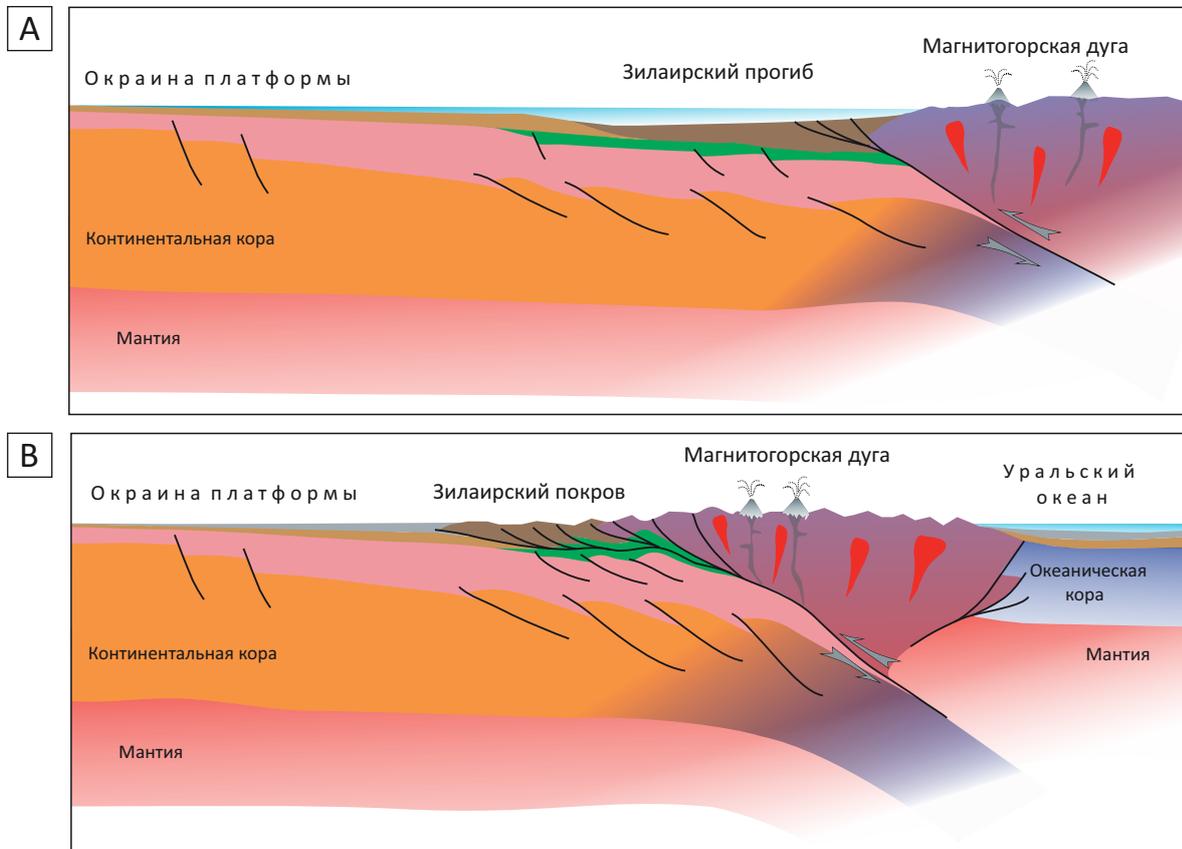
Наиболее существенной особенностью строения рассматриваемого региона является то обстоятельство, что в ходе своего развития в рифее – фанерозое он дважды представлял собой бассейн континентальной окраины, который в обоих случаях был трансформирован в краевой прогиб. В первом случае это привело к образованию складчатых тиманид, во втором — уралид. Эта цикличность отражается в тектоностратиграфии исследуемого района (см. рис. 3).

Первый цикл развития бассейна континентальной окраины отмечен в рифее (см. рис. 10 A). В его пределах накопилась мощная толща (10 км) осадочных отложений (см. рис. 4, 7). В венде окраина этого бассейна была преобразована в складчатый пояс, пронизана магматическими телами и метаморфизована (см. рис. 10 B). Реликтовая ветвь этой складчатой системы в настоящее время представлена Тиманским складчатым поясом [1, 6, 21]. Фрагментарность информации о строении этого складчатого пояса на Южном Урале позволяет судить о его строении в общих чертах.

Гораздо больше известно о фанерозойской истории Южного Урала. Рифтогенез и раскрытие Уральского океана произошли в конце кембрия – ордовике (см. рис. 10 C). Структуры растяже-



Рис. 11. Структурное развитие Южного Урала и Предуралья (вне масштаба)
Fig. 11. Structural development of the South Urals and Cis-Urals (out-of-scale)



А — франкийский век: столкновение континентальной окраины Восточно-Европейской платформы с Магнитогорской дугой, формирование Зилаирского прогиба, **Б** — визейский ярус — средний карбон, компрессионная деформация континентальной окраины, реактивация докембрийских разломов.

1 — рифей — венд; **2** — ордовик — средний девон; **3** — зилаирская серия; **4** — верхний девон — турнейский ярус; **5** — визейский ярус — средний карбон; **6** — вулкан; **7** — интрузия; **8** — разлом; **9** — вода

А — Frasnian: collision of the East European Platform continental margin with the Magnitogorsk arc, formation of the Zilair Synclinorium, **Б** — Visean — Mid Carboniferous, compressional folding of the continental margin, reactivation of the pre-Cambrian faults.

1 — Riphean — Vendian; **2** — Ordovician — Middle Devonian; **3** — Zilairskaya series; **4** — Upper Devonian — Tournai; **5** — Vise — Middle Carboniferous; **6** — volcano; **7** — intrusion; **8** — fault; **9** — water

ния были наложены на складчатый пояс тиманид. В раннем палеозое осадконакопление было сосредоточено в погруженной уральской части бассейна, в то время как район Волго-Уральского бассейна оставался приподнятым.

В среднем девоне (см. рис. 10 D) произошло столкновение Уральской континентальной окраины с Магнитогорской островной дугой ([1, 5–6, 12] и др.). Представляется, что этот эпизод имел важнейшее значение для структурного развития Южного Урала и Предуралья. Геодинамическая интерпретация этого события в более широких географических рамках, включающих океанический сегмент Урала, показана на рис. 11.

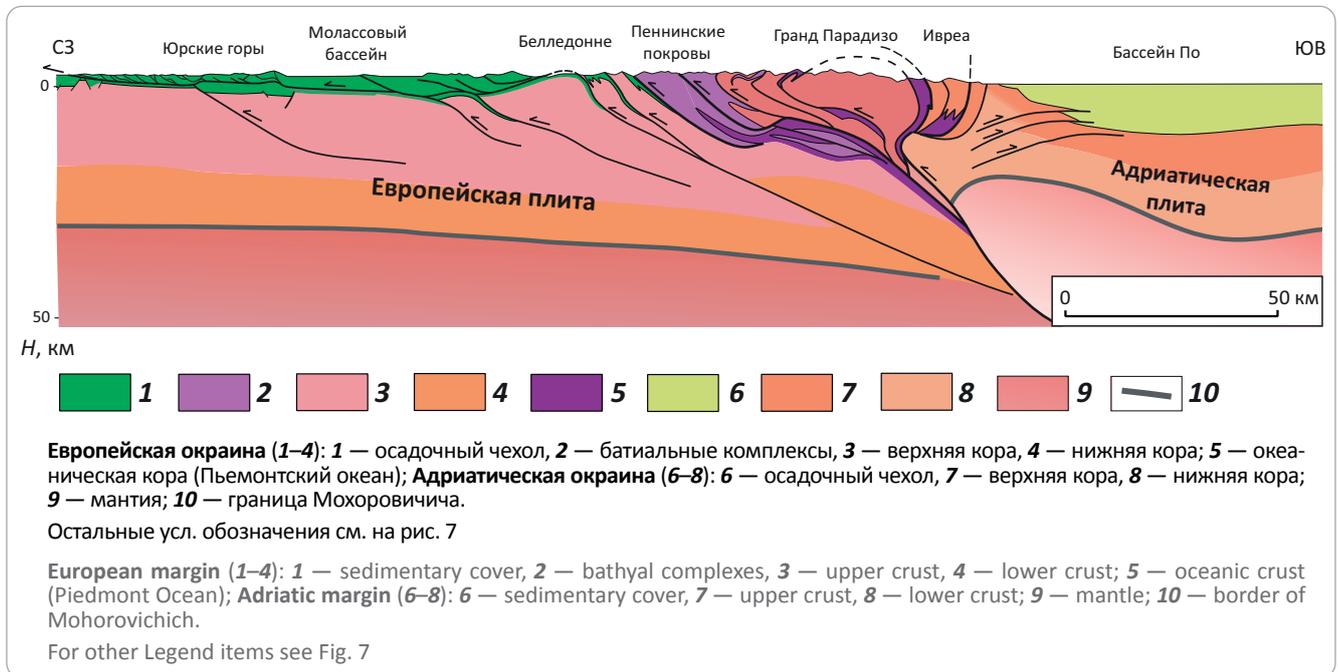
Столкновение с Магнитогорской дугой в среднем девоне — франком веке привело к образованию перед ней глубокого Зилаирского прогиба, нало-

женного на Уральскую континентальную окраину. В этом прогибе накапливались турбидиты и вулканогенный материал островодужного происхождения. Радиоизотопные исследования показывают что метаморфизм эклогитовой стадии произошел во франком веке — около 380 млн лет назад ([12] и др.). Он был связан с надвиганием аллохтонных покровов Магнитогорской дуги на континентальную окраину (см. рис. 11 А). В пределах Волго-Уральского бассейна в это время происходила обширная трансгрессия, давшая начало формированию осадочного чехла Волго-Уральского бассейна.

Дальнейшая коллизия привела к складчатым деформациям окраины платформы. Частью этих деформаций явилось формирование зилаирского покрова. Одновременно происходили инверсия и реактивация разломов докембрийского заложения

Рис. 12. Схематический разрез Западных Альп, составленный с использованием данных интерпретации глубинного сейсмического разреза ECORS-CROP (компиляция по данным публикаций ([15, 18] и др.))

Fig. 12. Schematic cross-section through the Western Alps, based on interpretation of the ECORS-CROP deep seismic profile (compiled from mixed published sections ([15, 18] etc.))



(см. рис. 10 Е, 11 В). Полная субдукция океанической коры Уральского океана во второй половине каменноугольного времени привела к масштабной континентальной коллизии. В результате был сформирован Уральский надвиговый пояс. Нагрузка тектонических пластин вызвала флексурное погружение и образование Предуральского прогиба (см. рис. 10 F). Развитие многоярусной надвиговой системы Уральского складчатого пояса привело к глубокой эксгумации глубокометаморфизованных отложений, что вывело их на поверхность в зону поднятия Уралтау. Как можно видеть на рис. 8, реактивация разломов в рифейских отложениях происходила не только на Урале, но и в Предуралье.

Общий структурный рисунок Уральского надвигового пояса во многих элементах схож с рядом других надвиговых поясов мира. Примером, в частности, могут служить Западные Альпы (рис. 12). Понимание глубинного строения этого складчатого пояса также во многом основано на интерпретации регионального сейсмического разреза ECORS-CROP.

Как можно видеть на этом разрезе, осадочный чехол и фундамент затронут дисгармоничными деформациями. Они связаны с наличием толсто- и тонкоchешуйчатых деформаций. Первые выражены в осадочном чехле, вторые — в фундаменте. Нагромождение толстоchешуйчатых надвигов, затрагивающих фундамент Европейской плиты, привело к формированию крупного поднятия Белледонне. Оно представляет собой аналог поднятия Уралтау.

При наличии многих общих черт с рядом складчатых поясов, образованных за счет континентальной коллизии, строение Южного Урала и Предура-

лья имеет значительную специфику. Она состоит в том, что здесь совмещаются осадочные бассейны тиманской (рифей – венд) и уральской (палеозой) континентальных окраин. Это явилось следствием двух последовательных циклов развития бассейнов на окраине Восточно-Европейской платформы. За счет совмещения (наложения) тиманского и уральского седиментационных комплексов совокупная толщина осадочного выполнения составляет 10–15 км. Сходным строением, по-видимому, характеризуются складчатые окраины Восточно-Сибирской платформы. Возможно, что мощная толща рифей-вендских отложений присутствует в осадочном чехле Прикаспийского бассейна.

Нефтегазоносность

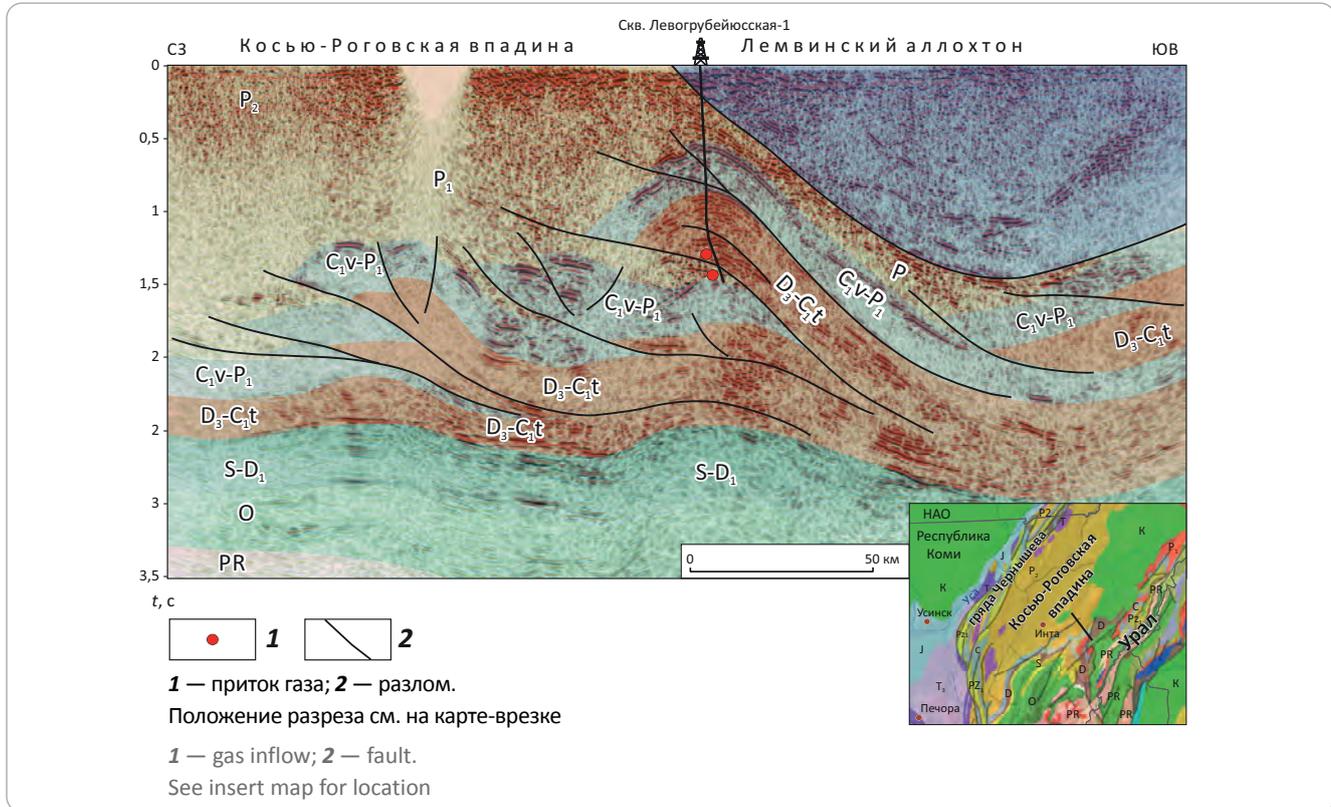
Интерпретация региональных сейсмических данных и реконструкция структурного развития Южного Урала и Волго-Уральского бассейна позволяют актуализировать представления о нефтегазоносности. На основе новых данных можно более определенно трактовать происхождение уникальной концентрации запасов нефти в Волго-Уральском бассейне. Кроме этого, они могут быть полезны для определения приоритетов дальнейших геолого-разведочных работ.

Рассматривая строение Предуральского надвигового пояса, можно предполагать, что здесь новые залежи нефти и газа могут быть обнаружены в пределах многоярусных надвиговых зон. В прошлом были предприняты значительные усилия для опосредования этих районов ([7, 8, 22] и др.). В результате был открыт ряд месторождений во внешней части пояса надвигов: Беркутовское, Исимовское, Сара-



Рис. 13. Интерпретированный сейсмический разрез зоны сочленения Косью-Роговской впадины и Лемвинского аллохтона в районе Левогрубеюсского газового месторождения, Тимано-Печорский бассейн

Fig. 13. Interpreted seismic line of the transition zone between the Kosyu-Rogov Trough and Lemva Nappe in the area of the Levogrubeyus gas field, Timan Pechora Basin



товское и др. Однако дисгармоничность складчатости затрудняла получение информативных сейсмических данных, что препятствовало опосредованному внутренним зонам пояса передовой складчатости Урала. Новая интерпретация позволяет предполагать, что значительным нефтегазоносным потенциалом могут обладать дуплексные надвиговые структуры южной части складчатого борта Мраковской впадины (см. рис. 7). Насыщение ловушек УВ в этой структурной зоне связано с палеозойскими нефтепродуцирующими отложениями.

Развитие сейсмических технологий позволит рассчитывать на то, что новые данные могут повысить достоверность подготовки перспективных структур. Примером новых открытий, сделанных за последние годы в надвиговых зонах Урала, может служить Левогрубеюсское газовое месторождение (рис. 13). Оно расположено предгорьях Приполярье Урала в Республике Коми. Примечательно, что продуктивная приразломная складка перекрыта батинальными отложениями Лемвинского аллохтона. Этот аллохтон является структурным аналогом зилаирских покровов Южного Урала.

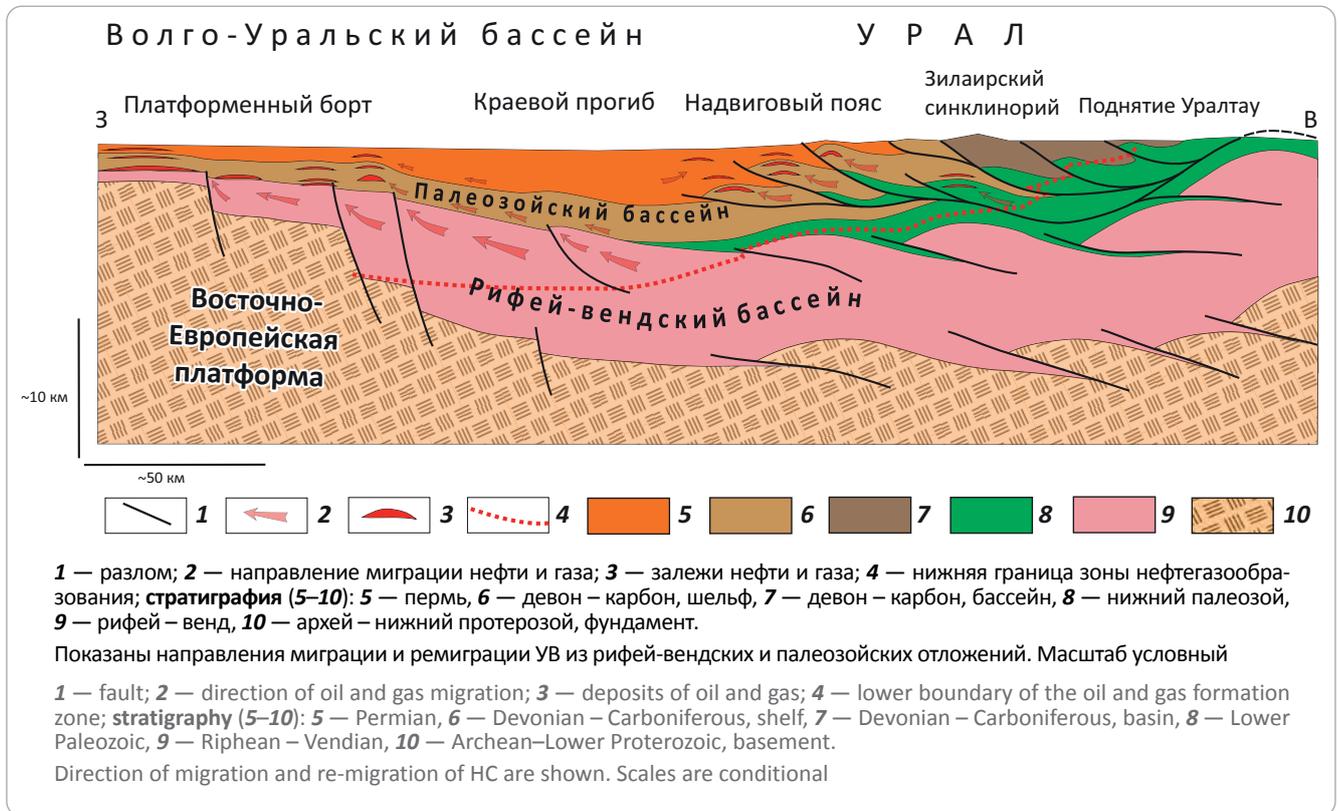
Рассматривая нефтегазоносность платформенных районов в контексте развиваемых представлений о региональном строении Южного Урала и Волго-Уральского бассейна, нельзя обойти дискуссионную тему об источниках нефти в этом бассейне. Как известно, в пределах Южно-Татарского

свода и прилегающих районов сконцентрированы уникальные запасы нефти. Запасы крупнейшего из расположенных здесь Ромашкинского месторождения составляют около 5 млрд т ([23] и др.). Кроме этого, по соседству располагается ряд уникальных и крупных месторождений, к числу которых относятся Туймазинское, Арланское, Бавлинское, Шкаповское, Ново-Елоховское и др. Гигантские запасы тяжелой нефти сосредоточены также в пермских отложениях на малых глубинах. Между тем, толщина осадочного чехла в их пределах составляет не более 2 км. Основные запасы нефти сосредоточены на глубинах менее 1,5 км. В этих районах битуминозные отложения доманиковой свиты недостаточно зрелы для генерации значительных объемов нефти ([23, 24] и др.). Расчеты показывают, что генетический потенциал доманиковых отложений в районе Южно-Татарского свода значительно уступает установленным запасам нефти ([25] и др.). Кроме этого, основные запасы нефти этих месторождений сосредоточены в базальных живецких песчаниках ([23] и др.), которые подстилают доманиковые отложения.

Исходя из этих фактов, большинство исследователей сходятся во мнении, что доманиковые отложения центральных районов бассейна не являются основным источником нефти залежей уникальных месторождений. Для объяснения феномена концентрации запасов нефти в этом районе предлагается либо дальняя миграция из впадин бассейна (Мелекесская, Предуральский прогиб), в которых

Рис. 14. Схематический геологический разрез от платформенной части Волго-Уральского бассейна и Южного Урала на заключительной стадии формирования Уральской складчатой системы в конце перми

Fig. 14. Schematic geological section from the platformal part of the Volga Ural Platform to the South Urals at the final stage of the Uralian Fold Belt development in the Late Permian



доманиковые отложения достигают термической зрелости, либо принимается гипотеза поступления нефти из подстилающего архей-раннепротерозойского кристаллического фундамента.

Исходя из представлений о геологическом строении бассейна, дальняя миграция нефти представляется маловероятной. Это связано с большой удаленностью доманиковых очагов генерации, расположенных в сотнях километров, при отсутствии существенных региональных уклонов слоев палеозойского чехла в центральной части Волго-Уральского бассейна. Кроме этого, на путях миграции расположены многочисленные препятствия в виде разломов и фациальных замещений. Сокращение толщины девон-турнейских отложений Волго-Уральского бассейна в направлении к Уралу (см. рис. 4 С), а также отсутствие доманиковых бассейновых отложений показывает, что Предуралье едва ли было важным источником нефти внутренних районов бассейна. Дальняя миграция плохо согласуется с тем, что основные запасы нефти сосредоточены в поддоманиковых пластах. Поступлению нефти из фундамента, на котором залегают нефтегазоносный чехол, противоречат геохимические данные. Они показывают, что нефть была образована морскими осадочными отложениями [25]. Кроме этого, возникает вопрос — почему подобных скоплений нефти нет над другими поднятиями фундамента Волго-Уральского бассейна?

Представляется, что приемлемым объяснением уникальной концентрации нефти в центральной части Волго-Уральского бассейна может являться гипотеза о миграции УВ из многокилометровых осадочных толщ рифея – венда Южного Предуралья [26], где мощность этих отложений максимальна. Рассмотренные региональные сейсмические данные по Предуралью свидетельствуют, что эти отложения выклиниваются на границе Южно-Татарского свода. Данные изучения глубинного строения прилегающих районов Татарстана согласуются с этим выводом [20, 27]. Соответственно, поступление нефти из рифейских толщ в палеозойские нефтеносные пласты не требует дальней миграции.

Формирование долгоживущего регионального уклона рифейских слоев в направлении платформенной части Волго-Уральского бассейна обусловило ход структурного развития Южного Урала и Предуралья. Это способствовало массовой миграции УВ по восстанию слоев в направлении известных месторождений Южно-Татарского свода и Бирской седловины. Основную роль в генерации нефти играли рифей-вендские отложения Предуралья.

Вероятно, что миграция и ремиграция нефти из рифей-вендских отложений в перекрывающий палеозойский чехол Волго-Уральского бассейна достигли кульминации в условиях формирования Уральского краевого прогиба в конце палеозоя. Тектонический стресс и реактивация разломов

(см. рис. 8) могли ускорить этот процесс. На Южном Урале они, по видимому, израсходовали свой потенциал из-за больших глубин погружения уже на стадии растяжения Уральской континентальной окраины в раннем палеозое (см. рис. 10). В схематическом виде направление миграционных потоков в региональном структурном контексте на заключительной стадии формирования Уральской складчатой системы показано на рис. 14.

Предлагаемая схема основана на результатах проведенной интерпретации региональных сейсмических профилей и учитывает данные, характеризующие нефтегазоносность рассматриваемого региона. Она предполагает, что палеозойские толщи могли служить основными источниками нефти для Предуралья надвигового пояса. Многокилометровая толща рифей-вендских отложений бассейна рифей-вендской континентальной окраины обеспечивала поступление УВ в направлении платформенной части Волго-Уральского бассейна.

Вероятно, что миграция нефти протекала поэтапно, а также включала ремиграцию в условиях структурной реактивации в палеозое. Нефтегазопроявления в рифей-вендских отложениях ([28] и др.) свидетельствуют о наличии в них нефтематеринских толщ. Результаты бассейнового моделирования показывают допустимость поступления нефти из рифейских отложений в палеозойский чехол в северной части Волго-Уральского бассейна [29].

Важность рифей-вендских отложений как источников нефти подтверждает опыт проведения геолого-разведочных работ в западной части Восточно-Сибирской платформы. С этими толщами связан ряд месторождений, включая крупные Юрубчено-Тохомское и Куямбинское. Наличие надежной соляной покрышки в перекрывающих кембрийских отложениях обеспечило сохранность этих залежей в рифей-вендских пластах. Отсутствие такой покрышки в Предуралье способствовало миграции нефти в перекрывающий палеозойский чехол.

Изучение строения рифей-вендских отложений в Предуралье с применением современных геофизических технологий, вероятно, позволит реконструировать динамику миграции нефти из связанных с ними очагов нефтегазообразования. Эти данные могут повысить надежность и информатив-

ность бассейнового моделирования. В результате появится возможность уточнить модели строения известных месторождений, а также определить приоритетные направления дальнейших поисковых работ. Эти направления, в частности, могут быть связаны с выявлением неструктурных и комбинированных ловушек на путях миграции нефти, а также с корами выветривания в допалеозойских отложениях [30].

Заключение

Региональные сейсмические данные позволяют актуализировать представления о строении и нефтегазоносности Южного Урала и Предуралья. Они показывают, что окраина Восточно-Европейской платформы испытала два цикла формирования бассейнов континентальной окраины. Один произошел в рифее – венде, второй — в палеозое. На заключительных стадиях этих циклов континентальная окраина подвергалась коллизионной складчатости. Результатом тектонического развития окраины Восточно-Европейской платформы стало наложение палеозойских отложений Уральской континентальной окраины на сформированную ранее многокилометровую рифей-вендскую толщу. Это привело к увеличению общей толщины осадочного чехла.

Дисгармоничные складчато-надвиговые деформации создают условия для выявления новых залежей нефти и газа в пределах Предуралья надвигового пояса. Предлагаемая интерпретация региональных сейсмических данных позволяет актуализировать представления о нефтегазоносности прилегающей к Южному Предуралью части Волго-Уральского бассейна. Толща рифейских отложений, широко распространенная в Предуралье, вероятно, служила основным источником нефти для крупнейших месторождений центральной части Волго-Уральского бассейна. Вклад в нефтенакпление термически преимущественно незрелых доманиковых отложений играл вспомогательную роль. Эта интерпретация предлагает непротиворечивое решение дискуссионной проблеме источников нефти в Волго-Уральском бассейне.

Литература

1. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР: в 2 кн. – М : Недра, 1990. – 666 с.
2. 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.
3. Knapp J.H., Steer D.N., Brown L.D., Berzin R., Suleymanov A., Stiller M., Lúchen E., Brown D., Bulgakov R., Rybalka A.V. A lithosphere-scale image of the Southern Urals from explosion-source seismic reflection profiling. – Science. – 1996. – № 5285. – Т. 274. – 226–228. DOI: 10.1126/science.274.5285.
4. Глубинное строение и геодинамика Южного Урала (проект Уралсейс) / Под ред. А.Ф. Морозова. – Тверь : ГЕПС, 2001. – 286 с.
5. Brown D., Puchkov V.N., Alvarez-Marron J., Bea F., Perez-Estaun A. Tectonic processes in the Southern and Middle Urals: an overview // Geological Society, London, Memoirs. – 2006. – № 32. – С. 407–419. DOI: 10.1144/GSL.MEM.2006.032.
6. Пучков В.Н. Геология Урала и Предуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2010. – 280 с.

7. Камалетдинов М.А. Покровные структуры Урала. – М. : Наука, 1974. – 236 с.
8. Казанцев Ю.В. Структурная геология Предуральяского прогиба. – М. : Наука, 1984. – 185 с.
9. Щекотова И.А. Карбонатные формации Южного Предуралья: тектоника и нефтегазоносность. – М. : Наука, 1990. – 112 с.
10. Кузнецов Н.Б., Соболева А.А., Удортатина О.В., Герцева М.В., Андреичев В.Л., Дорохов Н.С. Доуральская тектоническая эволюция северо-восточного и восточного обрамления Восточно-Европейской платформы. Ч. 2. Позднедокембрийско-кембрийская коллизия Балтики и Арктиды // Литосфера. – 2007. – № 1. – С. 32–45.
11. Сергеева Н.Д., Пучков В.Н., Карасева Т.В. Верхний протерозой (рифей и венд) Волго-Уральской области в параметрических и глубоких скважинах. – Уфа : Книга-Принт, 2021. – 196 с.
12. Matte Ph. The Southern Urals: deep subduction, soft collision and weak erosion // Geological Society, London, Memoirs. – 2006. – № 32. – С. 421–426. DOI: 10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.25
13. Антипов М.П., Быкадоров В.А., Волож Ю.А. и др. Оренбургский тектонический узел: геологическое строение и нефтегазоносность. – М. : Научный мир, 2013. – 264 с.
14. Горожанин В.М., Горожанина Е.Н. Структуры зоны сочленения Предуральяского прогиба и складчатого Урала по сейсмическим и геологическим данным // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий : мат-лы и доклады 11 Межрегиональной конференции посвященной 65-летию Института геологии УНЦ РАН, Уфа (Уфа, 17–19 мая 2016 г.). – Уфа : ДизайнПресс, 2016. – С. 11–17.
15. Pfiffner O.A. Thick-skinned and thin-skinned tectonics: A global perspective // Geosciences. – 2017. – № 7. – 71 с. DOI: 10.3390/geosciences7030071.
16. Erdős Z., Huismans R.S., van der Beek P. Control of increased sedimentation on orogenic fold-and-thrust belt structure – insights into the evolution of the Western Alps // Solid Earth. – 2019. – № 10. – С. 391–404. DOI: 10.5194/se-10-391-2019.
17. Bally A.W., Sawyer D., Sinkewich A. Global Tectonic and Basin Maps Albert // Search and Discovery. Article № 30444. – 2020. – Режим доступа: https://www.searchanddiscovery.com/documents/2020/30444bally/ndx_bally.pdf (дата обращения 12.01.2023).
18. Deville E. Structure of the tectonic front of the Western Alps: Control of fluid pressure and halite occurrence on the decollement processes // Tectonics. – 2021. – № 4. – С. 1–21. DOI: 10.1029/2020TC006591.
19. Von Hagke Ch., Malz A. Triangle zones — Geometry, kinematics, mechanics, and the need for appreciation of uncertainties // Earth-Science Reviews. – 2018. – № 177. – С. 24–42. DOI: 10.1016/j.earscirev.2017.11.003.
20. Бабаянц П.С., Белоусова Е.А., Блох Ю.И., Богина М.М., Буш В.А. и др. Глубинное строение, эволюция и полезные ископаемые раннедокембрийского фундамента Восточно-Европейской платформы: Интерпретация материалов по опорному профилю 1-ЕВ, профилям 4В и ТАТСЕЙС. В 2 т. – М. : ГЕОКАРТ, 2010. – Т. 1. – 408 с.
21. Gee D.G., Pease V. The Neoproterozoic Timanide Orogen of Eastern Baltica // Geological Society, London, Memoirs. – 2004. – № 30. – 248 с. DOI: 10.1144/GSL.MEM.2004.030.01.19.
22. Исмагилов Р.А. Перспективная зона нефтегазоносности под аллохтонами Южного Урала // Георесурсы. – 2014. – № 3. – С. 17–21. DOI: 10.18599/grs.58.3.3.
23. Аdbулмазитов Р.Г., Ананьев В.В., Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С., Миронова Л.М., Муслимов Р.Х. и др. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. В 2 т. – Казань : Изд-во Фэн, 2007. – Т. 1. – 316 с.
24. Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. Доманиковские отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 76–87.
25. Галимов Э.М., Камалева 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.
26. Соборнов К.О., Скрипий А.А. Покровно-надвиговая структура осадочного чехла зоны сочленения Бельской впадины и Башкирского антиклинария Южного Урала // Доклады АН СССР. – 1993. – Т. 333. – № 2. – С. 242–245.
27. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. – М. : ГЕОС, 2014. – 202 с.
28. Масагутов Р.Х. Литолого-стратиграфическая характеристика и палеогеография позднего докембрия Башкирского Приуралья. – М. : Недра, 2002. – 223 с.
29. Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С. Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования) // Георесурсы. – 2022. – № 2. – С. 113–128. DOI: 10.18599/grs.2022.2.12.
30. Амельченко Н.Б., Ахметзянов Р.В. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности коры выветривания фундамента Южно-Татарского свода // Вестник АН РБ. – 2019. – № 2. – С. 15–25. DOI: 10.24411/1728-5283-2019-10202.

References

1. Zonenshain L.P., Kuz'min M.I., Natapov L.M. Tektonika litosfernykh plit territorii SSSR [Lithosphere plate tectonics: USSR territory]. Moscow: Nedra; 1990. 334 p. In Russ.
2. 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.
3. Knapp J.H., Steer D.N., Brown L.D., Berzin R., Suleymanov A., Stiller M., Lüchen E., Brown D., Bulgakov R., Rybalka A.V. A lithosphere-scale image of the Southern Urals from explosion-source seismic reflection profiling. *Science*. 1996;274(5285):226–228. DOI: 10.1126/science.274.5285.
4. Glubinnoe stroenie i geodinamika Yuzhnogo Urala (proekt Uralseis) [Deep structure and geodynamics of the South Urals (project Uralseis)]. In: A.F. Morozova., ed. Tver': GERS; 2001. 286 p. In Russ.

5. Brown D., Puchkov V.N., Alvarez-Marron J., Brea F., Perez-Estaun A. Tectonic processes in the Southern and Middle Urals: an overview. *Geological Society, London, Memoirs*. 2006;(32):407–419. DOI: 10.1144/GSL.MEM.2006.032.
6. Puchkov V.N. Geology of the Urals and Cis-Urals (actual problems of stratigraphy, tectonics, geodynamics and metallogeny). Ufa: DesignPoligraphService; 2010. 280 p. In Russ.
7. Kamaletdinov M.A. Pokrovnye struktury Urala [Overthrust structures of the Urals]. Moscow: Nauka; 1974. 236 p. In Russ.
8. Kazantsev Yu.V. Strukturnaya geologiya Predural'skogo progiba [Structure of the Cis-Uralian foredeep]. Moscow: Nauka; 1984. 185 p. In Russ.
9. Shchekotova I.A. Karbonatnye formatsii Yuzhnogo Predural'ya: tektonika i neftegazonosnost' [Carbonate formations of the South Cis-Urals: tectonics and petroleum potential]. Moscow: Nauka; 1990. 112 p. In Russ.
10. Kuznetsov N.B., Soboleva A.A., Udoratina O.V., Gertseva M.V., Andreichev V.L., Dorokhov N.S. Pre-Uralian tectonic evolution of the north-east and east frame of the East European craton. Part 2. Neo-proterozoic-cambrian Baltica-Arctida collision. *Lithosphere*. 2007;(1):32–45. In Russ.
11. Sergeeva N.D., Puchkov V.N., Karaseva T.V. Upper Proterozoic (Riphean and Vendian) of the Volga-Uralian area in parametric and deep wells. Ufa: Kniga-Print; 2021. 196 p. In Russ.
12. Matte Ph. The Southern Urals: deep subduction, soft collision and weak erosion. *Geological Society, London, Memoirs*. 2006;(32):421–426. DOI: 10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.25
13. Antipov M.P., Bykadorov V.A., Volozh Yu.A. et al. Orenburgskii tektonicheskii uzel: geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' [Orenburg tectonic knot: geological structure and petroleum potential]. Moscow: Nauchnyi mir; 2013. 264 p. In Russ.
14. Gorozhanin V.M., Gorozhanina E.N. Struktury zony sochleneniya Predural'skogo progiba i skladchatogo Urala po seismicheskim i geologicheskim dannym [Structure of the transition zone between the Cis-Uralian Foredeep and Folded Urals from seismic and geological data]. In: Geologiya, poleznye iskopaemye i problemy geoekologii Bashkortostana, Urala i sopredel'nykh territorii: mat-ly i doklady 11 Mezhrayonnoi konferentsii posvyashchennoi 65-letiyu Instituta geologii UNTS RAN, Ufa (Ufa, 17–19 may 2016). Ufa: DizainPress; 2016. pp. 11–17. In Russ.
15. Pfiffner O.A. Thick-skinned and thin-skinned tectonics: A global perspective. *Geosciences*. 2017;(7):71. DOI: 10.3390/geosciences7030071.
16. Erdös Z., Huismans R.S., van der Beek P. Control of increased sedimentation on orogenic fold-and-thrust belt structure – insights into the evolution of the Western Alps. *Solid Earth*. 2019(10):391–404. DOI: 10.5194/se-10-391-2019.
17. Bally A.W., Sawyer D., Sinkewich A. Global Tectonic and Basin Maps Albert. Search and Discovery. Article № 30444. 2020. Available at: https://www.searchanddiscovery.com/documents/2020/30444bally/ndx_bally.pdf (accessed on 12.01.2023).
18. Deville E. Structure of the tectonic front of the Western Alps: Control of fluid pressure and halite occurrence on the decollement processes. *Tectonics*. 2021;(4):1–21. DOI: 10.1029/2020TC006591.
19. Von Hagke Ch., Malz A. Triangle zones — Geometry, kinematics, mechanics, and the need for appreciation of uncertainties. *Earth-Science Reviews*. 2018(177):24–42. DOI: 10.1016/j.earscirev.2017.11.003.
20. Babayants P.S., Belousova E.A., Blokh Yu.I., Bogina M.M., Bush V.A. et al. Glubinnoe stroenie, ehvolyutsiya i poleznye iskopaemye rannedokembriiskogo fundamenta Vostochno-Evropeiskoi 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]. V 2 t. Moscow: GEOKART, 2010. V. 1. 408 p. In Russ.
21. Gee D.G., Pease V. The Neoproterozoic Timanide Orogen of Eastern Baltica. *Geological Society, London, Memoirs*. 2004;(30):248. DOI: 10.1144/GSL.MEM.2004.030.01.19.
22. Ismagilov R.A. Potential Oil and Gas Bearing Area Under Allochthon of Southern Urals. *Georesursy = Georesources*. 2014;3(58):17–21. DOI: 10.18599/grs.58.3.3. In Russ.
23. Adbulmazitov R.G., Anan'ev V.V., Voitovich E.D., Gatiyatullin N.S., Mironova L.M., Muslimov R.Kh. et al. Neftegazonosnost' Respubliki Tatarstan. Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdenii [Petroleum potential of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields]. V 2 t. Kazan': Izd-vo Fehn; 2007. V. 1. 316 p. In Russ.
24. 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 nefti i gaza*. 2013;(3):76–87.
25. 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;2(53):95–112. DOI: 10.1134/S0016702915020032.
26. Sobornov K.O., Skripin 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]. *Doklady AN SSSR*. 1993; 2(333):242–245. In Russ.
27. Trofimov V.A. Glubinnye regional'nye seismorazvedochnye issledovaniya MOGT neftegazonosnykh territorii [Deep regional seismic CDP studies in oil and gas bearing territories]. Moscow: GEOS; 2014. 202 p. In Russ.
28. Masagutov R.Kh. Litologo-stratigraficheskaya kharakteristika i paleogeografiya pozdnego dokembriya Bashkirkogo Priural'ya [Lithological-stratigraphic characteristic and paleogeography of the Late Precambrian of the Baskortostan' Sic-Urals]. Moscow: Nedra; 2002. 223 p. In Russ.
29. Kozhanov D.D., Bolshakova M.A., Khopta I.S. The role of proterozoic sediments in the formation of oil and gas content in the northern part of the Volga-Ural oil and gas basin (based on the results of basin modeling). *Georesursy = Georesources*. 2022;24(2):113–128. DOI: 10.18599/grs.2022.2.12. In Russ.
30. Amel'chenko N.B., Akhmetzyanov R.V. Structural features and weathering crust potential of the South-Tatar arch basement. *Vestnik Akademii nauk Respubliki Bashkortostan*. 2019;31(2):15–25. DOI: 10.24411/1728-5283-2019-10202. In Russ.

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

СПГ 2023 конгресс РОССИЯ

IX Ежегодный конгресс и выставка

Престижная и единственная площадка
для руководителей крупно-, средне-
и малотоннажных СПГ-заводов

15–16 марта, Москва

www.inrussiacongress.com

Организатор:
VOSTOCK CAPITAL
— 20 лет успеха —

+7 (495) 109 9 509 (Москва)
events@vostockcapital.com



Генеральный спонсор 2022:



ГАЗПРОМБАНК

Серебряный спонсор 2022:



Бронзовый спонсор 2022:



Логистический партнер 2022:



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Среди докладчиков и почетных гостей 2022:



Алексей Трунов,

Заместитель генерального
директора по технической
политике – первый
заместитель генерального
директора,
Газпромнефть Терминал СПБ



Вячеслав Мищенко,

Руководитель Центра
анализа стратегии и
технологий развития ТЭК,
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина



Александр Зайцев,

Заместитель
генерального
директора по
обустройству,
НОВАТЭК НТЦ



Любовь Бриш,

Генеральный директор,
Газпром гелий сервис



Сергей Комлев,

Заместитель начальника
управления анализа газовых
рынков и ценообразования,
Газпром экспорт



Станислав Горбачев,

Главный научный
сотрудник,
Газпром ВНИИГАЗ



Николай Варламов,

Первый заместитель
генерального директора,
Газпром промгаз



Елена Туманова,

Руководитель проекта
по логистике и
внешнеэкономической
деятельности,
Газпром гелий сервис



Виолетта Киушкина,

И.о. руководителя
департамента
энергетической
безопасности и
инфраструктуры ТЭК,
Российское энергетическое
агентство Минэнерго
России (РЭА)



XX МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
**ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА
РОССИИ И СНГ**
2025

19 мая, Москва,
«Балчуг Kempinski»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ  **ОРГАНИЗАТОР** 

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2023!
**МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ МОРСКИХ ДОБЫЧНЫХ ПРОЕКТОВ
В УСЛОВИЯХ УЖЕСТОЧЕНИЯ САНКЦИЙ**



РЕАЛИЗАЦИЯ ОФФШОРНЫХ ПРОЕКТОВ
В УСЛОВИЯХ УЖЕСТОЧЕНИЯ САНКЦИЙ



НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ
ДЛЯ ОФФШОРНЫХ ПРОЕКТОВ



КРИТИЧЕСКИЕ ТОЧКИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ
В МОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ



ИНФОРМАЦИОННОЕ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ
И КАДРОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ



20+
АВТОРИТЕТНЫХ
СПИКЕРОВ



100+
УЧАСТНИКОВ



20 ЛЕТ
ВЕДУЩЕМУ
МЕРОПРИЯТИЮ ОТРАСЛИ



+7 (495) 502-54-33



oleg@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com

УДК 553.981/982 (571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2023-1-27-51

Детальная корреляция и уточненное фациальное районирование келловей-верхнеюрских нефтегазоносных отложений сибирского сектора Арктики

© 2023 г. | Г.Г. Шемякин¹, В.А. Верниковский^{1,2}, Е.В. Деев^{1,2}, П.А. Глазырин¹, В.В. Сапьяник³, А.Г. Вахромеев⁴, Н.В. Первухина¹, М.Ю. Смирнов⁵

¹ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; shemingg@ipgg.sbras.ru, pervuhinanv@ipgg.sbras.ru, glazyrinpa@ipgg.sbras.ru;

²ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», Новосибирск, Россия; vernikovskyya@ipgg.sbras.ru, deev@ngs.ru;

³АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», Новосибирск, Россия; sapjanik@sniiggims.ru;

⁴ФГБУН «Институт земной коры СО РАН», Иркутск, Россия; vakhromeevag@rn-burenie.rosneft.ru;

⁵ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт нефти», Москва, Россия; smirnov@vnigni.ru

Поступила 15.11.2022 г.

Доработана 29.11.2022 г.

Принята к печати 08.12.2022 г.

Ключевые слова: келловей-верхнеюрские отложения; горизонт; подгоризонт; свита; подсвита; пачка циклического строения; корреляция; литостратиграфические и биолитоциклостратиграфические методы; литолого-фациальное районирование; фациальный район; фациальная область.

Аннотация: Келловей-верхнеюрские отложения сибирского сектора Арктики, перспективные на поиски залежей нефти и газа, характеризуются сложным строением и низкой степенью изученности бурением. Корреляция их остается во многом дискуссионной. В статье изложены результаты детальной корреляции, выполненной с использованием биостратиграфического, литостратиграфического и циклостратиграфического методов на уровне горизонтов, свит, подсвит и пачек циклического строения. Результаты исследований представлены на 29 корреляционных профилях, 10 из которых приведены в статье. Последние охватывают все структурно-фациальные зоны региона. В основу изложенного в статье фациального районирования региона положено последнее из них, опубликованное в 2000 г. Б.Н. Шурыгиным с соавторами, которое базируется в основном на результатах палеонтологических исследований. Конкретные разрезы скважин и корреляционные профили приведены в весьма ограниченном числе. Уточненный авторами статьи вариант фациального районирования региона базируется на следующих результатах исследований: палеонтологических, детальной корреляции отложений и опубликованных авторами статьи палеогеографических картах и картах вещественного состава. Результаты этих исследований позволили авторам, во-первых, существенно уточнить вышеотмеченное фациальное районирование, во-вторых, впервые осуществить фациальное районирование территории Карского моря.

Для цитирования: Шемякин Г.Г., Верниковский В.А., Деев Е.В., Глазырин П.А., Сапьяник В.В., Вахромеев А.Г., Первухина Н.В., Смирнов М.Ю. Детальная корреляция и уточненное фациальное районирование келловей-верхнеюрских нефтегазоносных отложений сибирского сектора Арктики // Геология нефти и газа. – 2023. – № 1. – С. 27–51. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-27-51.

Финансирование: Работа выполнена в рамках проектов: фундаментальных научных исследований №FWZZ-2022-009 и при поддержке Российского научного фонда (проект 19-17-00091-П).

Detailed correlation and improved facies zoning of Callovian-Upper Jurassic oil and gas bearing formations (the Siberian Sector of the Arctic)

© 2023 | G.G. Shemin¹, V.A. Vernikovskiy^{1,2}, E.V. Deev^{1,2}, P.A. Glazyrin¹, V.V. Sap'yanik³, A.G. Vakhromeev⁴, N.V. Pervukhina¹, M.Yu. Smirnov⁵

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk, Russia; shemingg@ipgg.sbras.ru, pervuhinanv@ipgg.sbras.ru, glazyrinpa@ipgg.sbras.ru;

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; vernikovskyya@ipgg.sbras.ru, deev@ngs.ru;

³Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia; sapjanik@sniiggims.ru;

⁴Institute of the Earth's Crust, Irkutsk, Russia; vakhromeevag@rn-burenie.rosneft.ru;

⁵All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; smirnov@vnigni.ru

Received 15.11.2022

Revised 29.11.2022

Accepted for publication 08.12.2022

Key words: *Callovian-Upper Jurassic deposits; horizon; sub-horizon; formation; member; cyclic structure; correlation; lithostratigraphic and biolithocyclostratigraphic methods; lithofacies zoning; facies area; facies region.*

Abstract: Complicated structure and low drilling maturity are typical of the Callovian-Upper Jurassic deposits in the Siberian Sector of the Arctic, which are promising for oil and gas exploration. Correlation of the deposits remains largely a matter of debate. The authors present the results of detailed correlation carried out using biostratigraphic, lithostratigraphic, and cyclostratigraphic methods at the level of horizons, formations, and members having cyclic structure. The results of the studies were 29 correlation charts, and 10 of them are shown in the paper. They cover all the structural and facies zones of the region. The recent facies zoning (B.N. Shurygin et. al, 2000) based mainly on the results of paleontological studies was used as a guide of the work presented. Certain well sections and correlation lines are given in rather limited amount. Version of facies zoning of the region updated by the authors is based on the following study results: paleontological, detailed correlation of the deposits, paleogeographic maps published by the authors, and rock composition maps. The results of these studies allowed considerable improving of the mentioned facies zoning and carrying out facies zoning of the Kara Sea for the first time.

*For citation: Shemin G.G., Vernikovskii V.A., Deev E.V., Glazyrin P.A., Sap'yanik V.V., Vakhromeev A.G., Pervukhina N.V., Smirnov M.Yu. Detailed correlation and improved facies zoning of Callovian-Upper Jurassic oil and gas bearing formations (the Siberian Sector of the Arctic). *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(1): 27–51. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-27-51. In Russ.*

Funding: The paper was prepared within the project: basic scientific research № FWZZ-2022-009. This work was supported by Russian Scientific Fund (project 19-17-00091-П).

Введение

Перспективные на поиски залежей нефти и газа келловей-верхнеюрские отложения почти повсеместно распространены в арктических районах сибирского сектора Арктики. На большей части территории региона они характеризуются низкой и неравномерной степенью изученности сейсмо-разведкой и бурением, неоднородным строением, разнообразным литологическим составом, чрезвычайно изменчивым по площади и разрезу. Административно регион полностью входит в состав Ямало-Ненецкого, Таймырского и Анабарского автономных округов, расположенных соответственно в Тюменской области, Красноярском крае и Республике Саха-Якутия. В тектоническом отношении он включает северные части Западно-Сибирской плиты и Сибирской платформы. Его площадь составляет около 900 тыс. км².

Современные представления о корреляции и фациальном районировании келловей-верхнеюрских отложений, сформировавшиеся в течение последних десятилетий, отражены в решениях Межведомственных стратиграфических совещаний [1–4], а также в трудах Н.И. Байбородских, В.А. Басова, Г.К. Боярских, А.А. Булыньниковой, Л.И. Быстрицкой, Ю.В. Брадучана, Н.К. Глушко, А.В. Гольберга, Ф.Г. Гурари, А.А. Дагиса, В.П. Девятова, Т.М. Емельянцева, В.И. Ильиной, А.М. Казакова, Г.Н. Карцевой, А.И. Киричковой, В.Г. Князева, З.В. Кошелкиной, В.И. Левиной, М.А. Левчука, Л.Г. Марковой, С.В. Мелединой, М.С. Месежникова, А.А. Нежданова, Б.Л. Никитенко, С.И. Пуртовой, Ю.С. Репина, Л.В. Ровниной, Н.Н. Ростовцева, В.Н. Сакса, В.В. Сапьяника, Ю.Л. Сластенова, Г.М. Татьянина, Ю.В. Тесленко, Е.Г. Шарাপовой, В.Я. Шерихоры, Г.Г. Шемина, Б.Н. Шурыгина и многих других ученых.

Несмотря на длительную историю изучения стратиграфии келловей-верхнеюрских отложений рассматриваемого региона и весьма значимые многоплановые результаты выполненных исследований, имеется еще ряд нерешенных вопросов по корреляции этих отложений и фациальному райо-

нированию территории их распространения. До настоящего времени отсутствует единый достаточно полный вариант корреляции отложений, охватывающий все фациальные районы этого огромного региона, который позволит наиболее достоверно осуществить его фациальное районирование. Решению этих вопросов посвящена данная публикация.

Авторы статьи на протяжении 30 лет осуществляли детальную корреляцию юрских отложений отдельных районов рассматриваемого региона. Результаты этих исследований изложены во многих работах ([5–8] и др.). В последние годы в работах этих авторов приводится обобщение исследований по корреляции келловей-верхнеюрских отложений всего рассматриваемого региона. В настоящей статье приведены результаты этих исследований и разработанный уточненный вариант фациального районирования региона, базирующийся не только на результатах палеонтологических исследований, но и на итогах выполненной авторами статьи в больших объемах детальной корреляции отложений, а также ранее опубликованных ими палеогеографических картах и картах вещественного состава.

Методика корреляции отложений

При корреляции юрских отложений рассматриваемого региона использовались ранее разработанные комплексы литостратиграфических и биолитоциклостратиграфических методов [8, 9]. Как известно, юрские отложения этого региона имеют четкое циклическое строение [10, 11]. В них уверенно опознаются в разрезе и отслеживаются по латерали сменяющие друг друга комплексы преимущественно песчаных и глинистых пород, образующие регоциклиты, которые в общем виде соответствуют выделенным свитам и подсвитам. Регоциклиты в южной и юго-восточной частях исследуемого региона, где келловей-верхнеюрские образования сложены песчано-алевролитоглинистыми породами, подразделяются на серии циклитов более низкого ранга. Среди них наиболее четко выражены в разрезах и уверенно прослеживаются по площади

циклически построенные пачки (зональные циклиты), которые, наряду с общеизвестными маркирующими горизонтами (баженовская, лайдинская, китербютская, левинская свиты), использовались в качестве литостратонов при корреляции юрских отложений. Выделенные пачки обычно более широко распространены, чем свиты и подсвиты, поэтому их возрастная привязка осуществлялась как относительно свит и подсвит, так и региональных подразделений. Кроме того, при корреляции отложений использовалась выделенная в кровле георгиевского горизонта регионально-выдержанная пачка с четкой промыслово-геофизической характеристикой (аномально пониженными показателями каротажа сопротивления (КС), гамма-каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК). Толщина этой пачки изменяется от 20 до 40 м [5].

При расчленении и корреляции отложений в полной мере использовался литостратиграфический метод (комплекс каротажных диаграмм КС, ПС, ГК, НГК; описание керн скважин) и более ограниченно, в связи с низким выносом керн — биостратиграфический. Корреляция отложений осуществлялась с использованием правил последовательности залегания пачек и прослеживания этой последовательности на разрезах, изменения их толщин в соответствии с изменением этого показателя местных стратиграфических подразделений (свит, подсвит).

В юрских отложениях исследуемого региона выделено 6 регоциклитов: геттанг-синемюрский, плинсбахский, тоарский, аален-байосский, батский и оксфордский, содержащих 32 пачки циклического строения [8]. Рассматриваемые келловей-верхнеюрские отложения включают оксфордский ярус и верхнюю глинистую часть батского. В песчано-алевролитово-глинистых отложениях южной и юго-восточной частей региона выделено и прослежено 10 пачек циклического строения [5]. На остальной большей части региона, в которой рассматриваемые отложения представлены преимущественно алевролитово-глинистыми и глинистыми отложениями, корреляция осуществлялась на уровне свит и подсвит.

Результаты корреляции келловей-верхнеюрских отложений исследуемого региона представлены на 29 корреляционных профилях; 10 из них, охватывающих все фациальные районы, приведены в настоящей статье. При их подготовке использовано 134 разреза скважин, составленных по комплексу ГИС, описанию керн скважин и определению возраста пород по органическим остаткам. То есть, результаты выполненных исследований базируются на огромном обработанном многоплановом фактическом материале.

Обоснование фациального районирования келловей-верхнеюрских отложений региона

В настоящее время существует несколько вариантов фациального районирования келловей-верхнеюрских отложений сибирского сектора

Арктики, разработанных как для всей территории исследуемого региона, так и отдельных его районов ([1–4] и др.). Наиболее поздний из них приведен в [4]. Другие утвержденные варианты фациального районирования региона опубликованы существенно раньше. Учитывая это обстоятельство, в статье использовано фациальное районирование келловей-верхнеюрских отложений, разработанное для всей территории региона знатоками стратиграфии юры Сибири Б.Н. Шурыгиным, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятовым и другими учеными [12].

В отмеченном варианте фациального районирования келловей-верхнеюрских отложений выделено девять фациальных районов, являющихся составными частями Обь-Ленской фациальной области морского седиментогенеза: Пур-Иртышский, Казым-Кондинский, Ямало-Тюменский, Приуральский, Гыданский, Хатангский, Тазо-Хетский, Паксинский и Таймырский (рис. 1).

Результаты выполненной авторами статьи объемной корреляции рассматриваемых отложений исследуемого региона и опубликованные ими литолого-палеогеографические карты ранневасюганского, позднеvasюганского, георгиевского, баженовского времени, а также соответствующие им карты вещественного состава [8, 13, 14] позволили уточнить вышеотмеченное фациальное районирование и впервые распространить его на всю территорию Карского моря (рис. 2, 3).

В отмеченном варианте фациального районирования келловей-верхнеюрских отложений рассматриваемого региона также выделено девять районов, но контуры и названия некоторых из них изменены. Сохранены очертания Приуральского, Казым-Кондинского, Таймырского, Паксинского и Тазо-Хетского регионов, поскольку результаты выполненной авторами статьи корреляции рассматриваемых отложений полностью подтверждают их контуры. Гыданский и Хатанский районы объединены в один Гыданско-Хатанский район, потому что рассматриваемые отложения на их территориях представлены в основном глинистыми образованиями гольчихинской свиты, характеризующимися на всей его территории большими толщинами (300–700 м).

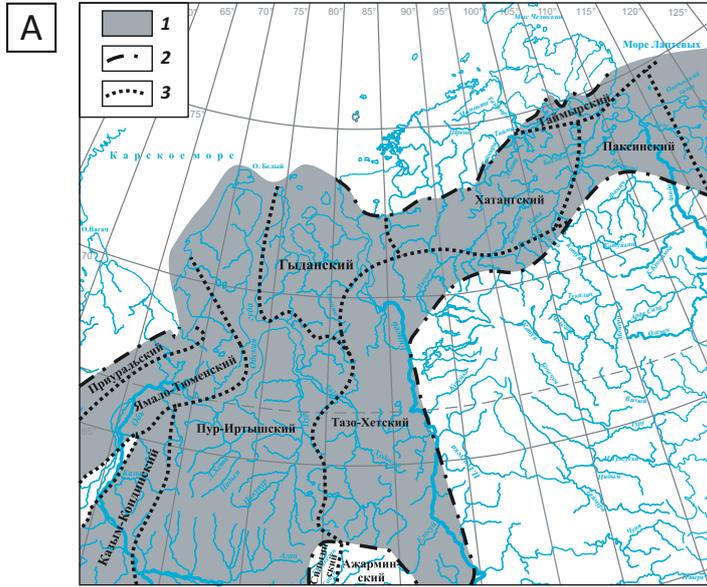
Значительно изменены контуры Пур-Иртышского и Ямало-Тюменского фациальных районов. В первом из них выделяется два типа разреза келловей-верхнеюрских отложений: западный и восточный. Первый, включающий западную и северную части района, сложен преимущественно глинистыми отложениями, а второй значительно опесчанен. На площади его распространения выделены песчаные продуктивные пласты Ю₁¹–Ю₁⁴. Учитывая это обстоятельство, авторы статьи включили территорию с первым типом разреза в состав рядом расположенного Ямало-Тюменского фациального района, характеризующегося также глинистым составом келловей-верхнеюрских отложений (см. рис. 3). В дальнейшем, по-видимому, следует обосновать



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Фрагменты схемы фациального районирования келловея и верхней юры Обь-Ленской фациальной области морского седиментогенеза Сибири (А) и региональной стратиграфической схемы келловея и верхней юры Сибири (по Б.Н. Шурыгину и др. [12]) (В)

Fig. 1. Fragments Callovian and Upper Jurassic facies zoning map (Ob-Lena facies region of marine sedimentogenesis) (А) and regional stratigraphic scheme of Callovian and Upper Jurassic sequences in Siberia (according to B.N. Shurygin et. al. [12]) (В)



Система Отдел		Фациальные районы Обь-Ленской фациальной области											
		Пур-Иртышский ①	Хара́мпу́рский ②	Казым-Кондинский ③	Ямало-Тюменский ④	Приуральский ⑤	Гыданский, Хатангский ⑥ ⑦	Тазо-Хетский ⑧	Пакисский ⑨	Таймыр- ский ⑩			
Юрская	Верхний	Баженовская свита Аргиллиты, битуминозные, с прослоями листоватых разностей, радиоларитов, глинистых известняков, иногда в основании глауконит		Марьяновская свита Глины, местами алевритистые, в верхней части прослоями битуминозные. Встречаются карбонатные разности		Верхняя подсвита Глины аргиллито- подобные, прослоями битуминозные		Федоровская свита Алевриты и песчаники глауконитовые с гравием		Яновская свита Глины и аргиллиты от тонкоотмученных до алевритовых с под- чиненным количеством пластов песчаников и алевритов		Пакисская свита Глины тонкоотму- ченные часто битуминозные	
	Средний	Георгиевская свита Глины аргиллито- подобные, тонкоотмученные с неравно- мерным распределением глауконита, в верхах иногда слабобитуминоз- ные разности. В кровле горизон- ты конкреций		Верхняя подсвита Песчаники, алевриты и разделяющие их глины		Верхняя подсвита Глины аргиллито- подобные, тонкоот- мученные с глауко- нитом		Лопнинская свита Глины, алевриты. В основании – глауконитовые песчаники		Сиговская свита Верхняя подсвита Песчаники и алеври- ты, в разной степени глауконитовые с прослоями аргиллитов		Нижняя подсвита Песчаники и алеври- ты с прослоями аргиллитов	
Келловейский	Верхний	Барябинская пачка Песчаники глауконитовые		Барябинская пачка Песчаники глауконитовые		Верхняя подсвита Глины аргиллито- подобные, тонкоот- мученные с глауко- нитом		Муроминская свита Глины шоколадно-серые, на юге алевриты слабые с глауко- нитом. В основании – песчаники и алевриты, с гравием.		Барябинская пачка Песчаники с просло- ями аргиллитов		Точинская свита Глины и аргиллиты алевритовые, с прослоями алевритов и песчаников	
	Нижний	Нижняя подсвита Глины и аргиллиты преимущественно тонкоотмученные, редкими прос- лоями алеври- тов и песчан- ников		Нижняя подсвита Глины местами алевритистые с прослоями алевритов и песчаников		Нижняя подсвита Глины аргиллито- подобные, тонко- отмученные до алевритов, стержневидная оболочка		Даниловская свита на юге алевриты слабые с глауко- нитом. В основании – песчаники и алевриты, с гравием.		Нижняя подсвита Песчаники и алеври- ты с прослоями аргиллитов		Похомовская пачка Песчаники и алеври- ты слабоотсортированные	
Белый	Верхний	Пухомовская пачка Песчаники и алевриты, слабоцементи- рованные, иногда глауконитовые, с осадками и прослоями глины		Пухомовская пачка Песчаники и алевриты		Нижняя подсвита Глины аргиллито- подобные, тонкоот- мученные с глауко- нитом		Сельчинская свита Аргиллиты прослоями битуминозные, с прослоями алевритов, реже песчаников		Пухомовская пачка Песчаники и алеври- ты слабоотсортированные		Пухомовская пачка Песчаники и алеври- ты слабоотсортированные	
	Нижний	Нижняя подсвита Глины аргиллито- подобные, тонкоот- мученные с глауко- нитом		Нижняя подсвита Глины аргиллито- подобные, тонкоот- мученные с глауко- нитом		Нижняя подсвита Глины аргиллито- подобные, тонкоот- мученные с глауко- нитом		Нижняя подсвита Глины аргиллито- подобные, тонкоот- мученные с глауко- нитом		Нижняя подсвита Глины аргиллито- подобные, тонкоот- мученные с глауко- нитом		Нижняя подсвита Глины аргиллито- подобные, тонкоот- мученные с глауко- нитом	

1 — Обь-Ленская фациальная область (морского седиментогенеза); границы (2, 3): 2 — фациальных областей, 3 — фациальных районов

1 — Ob-Lena facies region (marine sedimentogenesis); boundaries (2, 3): 2 — facies areas, 3 — facies regions

Рис. 2. Фрагмент схемы фациального районирования и расположения корреляционных профилей келловей и верхней юры Сибири [12] (с уточнением и дополнением авторов статьи)
Fig. 2. Fragment of Callovian and Upper Jurassic facies zoning map of Siberia and location of correlation lines [12] (updated and complemented by the authors)



Границы (1, 2): 1 — Обь-Ленской фациальной области, 2 — фациальных районов; 3 — скважины; 4 — корреляционные профили (I–I — Мангазейская — Западно-Новогодняя площади, II–II — Термокарстовая — Новопортовская площади, III–III — Анабаро-Хатангская — обнажения р. Анабар, IV–IV — Среднехудосейская — Восточно-Салехардская площади, V–V — Туруханская — Бовононовская площади, VI–VI — Западно-Новогодняя — Полуйская площади, VII–VII — Анабаро-Хатангская — Малыгинская площади, VIII–VIII — Медвежья — Хабейская площади, IX–IX — Туруханская — Дерябинская площади, X–X — Мангазейская — Восточная площади); 5 — эталонные разрезы келловей-верхнеюрских отложений в обнажениях (1 — Восточно-Таймырский, 2 — о-в Большой Бегичев, 3 — западный берег Анабарского залива, 4 — восточный берег Анабарского залива, 5 — р. Анабар); 6 — фациальные районы (1 — Приуральский, 2 — Ямало-Тюменский, 3 — Казым-Кондивинский, 4 — Таймырский, 5 — Паксинский, 6 — Гыданско-Хатангский, 7 — Пур-Иртышский, 8 — Харампурский, 9 — Тазо-Хетский)

Boundaries (1, 2): 1 — Ob-Lena facies area, 2 — facies regions; 3 — wells; 4 — correlation lines (I–I — Mangazeisky — West Novogodny areas, II–II — Termokarstovy — Novoportovskiy areas, III–III — Anabaro-Khatangskiy well — Anabar River outcrop, IV–IV — Srednekhudoseiskiy — East Salekhardskiy areas, V–V — Turukhanskiy — Bovanenkovskiy areas, VI–VI — West Novogodny — Poluiskiy areas, VII–VII — Anabar-Khatangskiy — Malyginskiy areas, VIII–VIII — Medvezhya — Khabeiskiy areas, IX–IX — Turukhanskiy — Deryabinskiy areas, X–X — Mangazeiskiy — Vostochniy areas); 5 — reference sections of Callovian-Upper Jurassic deposits in the outcrops (1 — East Taimyrskiy, 2 — Big Begichev Island, 3 — western shore of Anabar Bay, 4 — eastern shore of Anabar Bay, 5 — Anabar River); 6 — facies regions (1 — Urals, 2 — Yamal-Tyumenskiy, 3 — Kazym-Kondivinskiy, 4 — Taimyrskiy, 5 — Paksinskiy, 6 — Gydan-Khatangskiy, 7 — Pur-Irtyshskiy, 8 — Kharampurskiy, 9 — Taz-Khetskii)

этот тип разреза в качестве нового фациального района.

Кроме вышеотмеченных фациальных районов в юго-восточной части региона выделен новый Харампурский район, обоснование которого приведено в публикациях [8, 15].

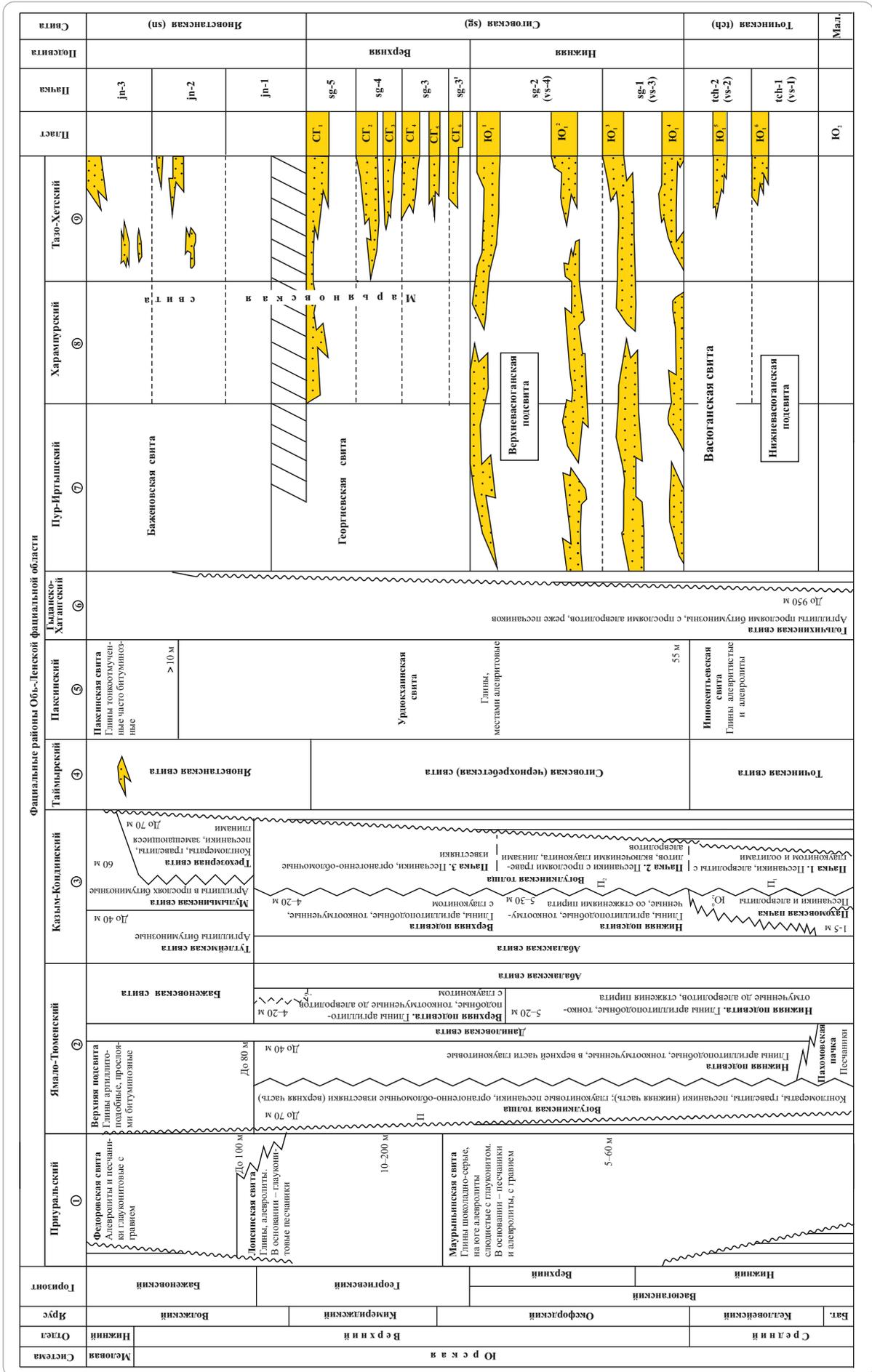
Результаты корреляции отложений

Приведенные выше исследования свидетельствуют о том, что келловей-верхнеюрские отложения сибирского сектора Арктики представлены пятью типами разрезов от в основном глинистого до глинисто-алевролитопесчаного. Первый из них, имеющий в основном глинистый состав, рас-



Рис. 3. Фрагмент региональной стратиграфической схемы келловая и верхней юры Сибири (по Б.Н. Шурыгину и др. [12]) с дополнением авторов статьи (сведения о пачках циклического строения и продуктивных пластов)

Fig. 3. Fragment of the regional stratigraphic chart of Callovian and Upper Jurassic deposits in Siberia (according to B.N. Shurygin et al [12]) complemented by the authors (information on the members having cycling structure and reservoirs)



Усл. обозначения к рис. 3

Legend for Fig. 3

В рассматриваемой региональной стратиграфической схеме келловей и верхней юры Сибири на территории Таймырского фациального района свиты не выделены. В этом районе заимствовано их расчленение из публикации В.П. Девятова, Б.Л. Никитенко, И.С. Павлухина [16]. В Паксинском районе их расчленение на свиты приведено в соответствии с последними результатами исследований Б.Н. Шурыгина и др., изложенными в фондовой работе¹

In the regional Callovian and Upper Jurassic stratigraphic chart under consideration, formations are not determined for the Taimyr facies region (Siberia). In this area, their zoning is taken from the publication by V.P. Devyatov, B.L. Nikitenko, I.S. Pavlukhin [16]. In the Paksinsky region, breakdown into formations is given in accordance with the recent study results described in the work¹ conducted by B.N. Shurygin et al. Cross-hatching shows the reference stratigraphic level

пространен на большей части рассматриваемого региона, в западной и северной частях Западно-Сибирской плиты и почти на всей территории Енисей-Хатангского прогиба. Он подразделяется на два подтипа.

Первый подтип, характеризующийся минимальными и средними значениями толщин отложений (от 30–50 до 200 м), сложен породами маурыньюнской, лопсинской, федоровской свит (Приуральский район), даниловской, абалакской, баженовской свит (Ямало-Тюменский район), абалакской, тутлеймской, мулымьинской, трехозерной свит и вогулкинской толщи (Казым-Кондинский район). Второй подтип, имеющий средние и высокие значения толщин рассматриваемых отложений (от 200 до 950 м), распространен на всей территории Гыданско-Хатангского района, где представлен гольчихинской свитой.

Второй тип разреза келловей-верхнеюрских отложений, имеющий существенно меньшую площадь распространения, чем вышеописанный, расположен в южной части региона, в Пур-Иртышском и Харампурском районах. Для него типично присутствие песчаных пластов среди глинистых отложений в васюганском горизонте. Этот тип разреза характеризуется диапазоном толщин отложений от 100–120 до 200 м.

Разрез третьего типа развит в юго-восточной части региона в Тазо-Хетском районе, где опесчанивание разреза отложений характерно не только для васюганского, но и для георгиевского горизонта. Толщина отложений этого типа изменяется от 200 до 900 м.

Четвертый тип разреза келловей-верхнеюрских отложений расположен на крайнем северо-востоке региона, на территории Таймырского региона Анабаро-Хатангской седловины. Он имеет близкий по составу разрез весьма удаленного от него Тазо-Хетского района. Однако внутреннее строение сиговской свиты этого типа разреза существенно отличается от Тазо-Хетского района, где четко выделяются и однозначно прослеживаются по площади пять пачек циклического строения, в основании которых залегают песчаные пласты. Поэтому неслучайно в Таймырском районе в разрезе оксфорда и кимериджа выделены две разновозрастные свиты: сиговская и чернохребетская [16].

Пятый тип разреза наблюдается южнее вышеотмеченного — в Паксинском районе Анабаро-Ха-

тангской седловины. Имеется два варианта его расчленения на свиты. Согласно первому из них, келловей-верхнеюрские отложения представлены тремя свитами: точинской, сиговской и паксинской, т. е. почти такое же, как в Таймырском районе [12]. Во втором варианте, разработанном существенно позже,¹ они представлены преимущественно глинистыми образованиями иннокентьевской, урдюкхаинской и паксинской свит. Выполненные авторами исследования по изучению разрезов скважин и литературных источников согласно характеристике их в обнажениях позволили сделать вывод, что наиболее достоверным является второй вариант расчленения рассматриваемых отложений на свиты.

Корреляция отмеченных разнофациальных типов разрезов до настоящего времени во многом остается дискуссионной. Ниже приведены результаты корреляции келловей-верхнеюрских отложений рассматриваемого региона на уровне региональных стратиграфических подразделений, свит, подсвит и пачек циклического строения.

Нижневасюганский подгоризонт (верхи верхнего бата — низы нижнего оксфорда) на всей территории региона представлен в основном глинистыми отложениями обычно толщиной от 30 до 80 м. Лишь в Тазо-Хетском районе ее значения изменяются более значительно — от 30–40 до 160 м, а в разрезе скв. Джангодская-2 они возрастают до 260 м. В пределах этого района отмечается присутствие маломощных пластов песчаников. В целом наибольшие толщины подгоризонта и его незначительная опесчаненность отмечаются в юго-восточной части региона, вблизи Сибирской платформы. В западном и северо-западном направлениях фиксируются постепенное сокращение толщин подгоризонта и его глинизация.

Подгоризонт четко прослеживается только в юго-восточной части региона, на территории Тазо-Хетского, Харампурского, Пур-Иртышского районов, а также, по мнению В.П. Девятова и др. [16], на его северо-восточном окончании, в Таймырском районе (рис. 4–6). На отмеченной территории он представлен точинской свитой и нижневасюган-

¹Шурыгин Б.Н. и др. Разработка региональных стратиграфических схем нового поколения юры: Западно-Сибирской НГП, Енисей-Хатангской НГП, Лено-Вилуйской НГП (геологический отчет о результатах работ, выполненных за 2013–2015 гг. по договору №ИП-03-34108 «ИНГГ СО РАН» (413-04) с ФГУП «ВНИГРИ»). 2013.

ской подсвитой. Здесь они четко отделяются от подстилающих и перекрывающих образований повышенными значениями ГК и ПС и сравнительно низкими показателями КС, являясь одним из реперных стратиграфических подразделений келловей и верхней юры, изохронность которого подтверждается определениями возраста пород по макро- и микрофауне, диноцистам, спорово-пыльцевым комплексам [17, 18]. Этот подгоризонт, по мнению Б.Н. Шурыгина с соавторами¹, также выделяется в объеме иннокентьевской свиты в Паксинском районе исследуемого региона (см. рис. 6).

На остальной (большей) части территории региона, в пределах Приуральского, Ямало-Тюменского, Казым-Кондинского и Гыданско-Хатангского районов, подгоризонт соответствует низам маурынтинской, даниловской, абалакской и гольчихинской свит, сложенных глинами (см. рис. 3). В отмеченной части региона верхняя граница подгоризонта литологически не выражена, поэтому проследить ее можно только по биостратиграфическим материалам.

В юго-восточной части региона, в пределах Пур-Иртышского, Харампурского и Тазо-Хетского районов, где подгоризонт представлен точинской свитой и нижневасюганской подсвитой, в их составе выделяется две пачки циклического строения: *tch-1 (vs-1)* и *tch-2 (vs-2)*, которые наблюдаются на большей территории отмеченной части региона (см. рис. 4, 5).

Пачка tch-1 (vs-1) залегает в основании подгоризонта и представлена глинами. Лишь местами на территории Тазо-Хетского района, обычно в ее кровле, глины замещаются песчаниками и алевролитами суммарной толщиной до 3–5 м (песчаный пласт Ю₁⁶). Толщина пачки обычно изменяется от 10 до 25 м. Она достаточно четко выражена в разрезах слабодифференцированными значениями ГИС. Ее корреляция обычно не вызывает затруднений.

Пачка tch-2 (vs-2) соответствует средней и верхней частям подгоризонта. Сложена преимущественно глинами, участками с прослоями песчаников и алевролитов, обычно приуроченными к средней ее части (песчаный пласт Ю₁⁵). Толщина пачки изменяется от 10 до 40 м, а пласта песчаников — от нескольких до 10 м.

Верхневасюганский подгоризонт (верхи нижнего — низы верхнего оксфорда) характеризуется наибольшей степенью опесчанивания отложений келловей и верхней юры и значительными фациальными преобразованиями по латерали. Его разрез варьирует от преимущественного песчаного до глинистого включительно, а толщина — от 20 до 160 м. Характер их изменения по площади сходен с распределением подобных же показателей вышеописанного подгоризонта. От вышезалегающего георгиевского горизонта он, по мнению некоторых исследователей, отделяется региональным перерывом [19, 20].

В юго-восточной части исследуемого региона, в пределах Тазо-Хетского, Харампурского и Пур-Иртышского районов, подгоризонт представлен глинисто-песчаным разрезом верхневасюганской и нижнесиговской подсвит, которые достаточно четко прослеживаются по каротажным диаграммам и биостратиграфическим данным. При этом следует отметить, что если судить по результатам выполненной детальной корреляции, то, по-видимому, кровля этих отложений в северо-западном направлении испытывает тенденцию «удревления» за счет сокращения стратиграфических объемов сверху вниз по разрезу (рис. 7, см. рис. 4, 5). То есть, результаты выполненной авторами статьи детальной корреляции подтверждают выделенный Ю.Н. Каргодиным, Е.А. Гайдебуровой [20] и А.А. Неждановым [19] региональный перерыв в верхней и средней частях разреза верхневасюганской и нижнесиговской подсвит.

В западном, северо-западном и северо-восточном направлениях от отмеченной территории происходит относительно резкая смена литологического состава пород подгоризонта с глинисто-песчаного на глинистый и сокращение его толщин. В северо-восточном направлении также наблюдается глинизация рассматриваемого разреза с сохранением его толщин. Здесь подгоризонт включает в себя средние части абалакской, даниловской и гольчихинской свит (рис. 8, 9). На крайнем северо-востоке региона, в пределах Таймырского и Паксинского районов, рассматриваемый подгоризонт также представлен преимущественно глинистыми породами нижних частей чернохребетской и урдюкхайнской свит (см. рис. 3). Прослеживание рассматриваемого возрастного интервала в разрезах скважин значительно затруднено, хотя на некоторых участках он опознается.

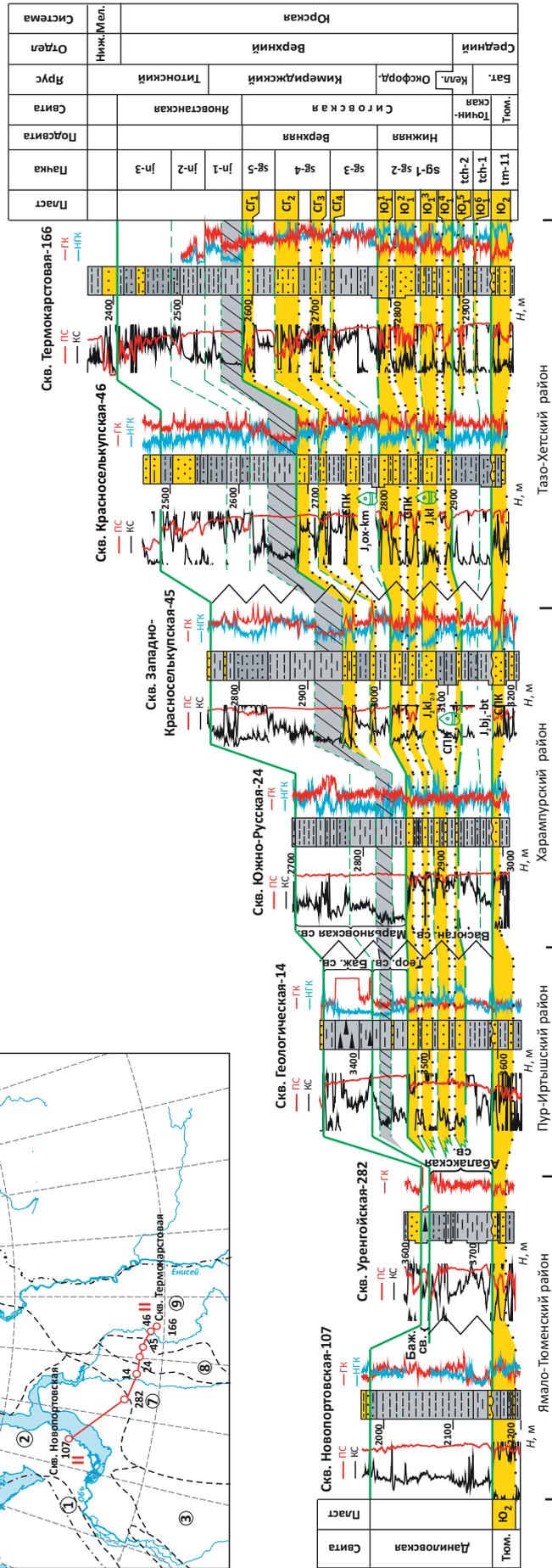
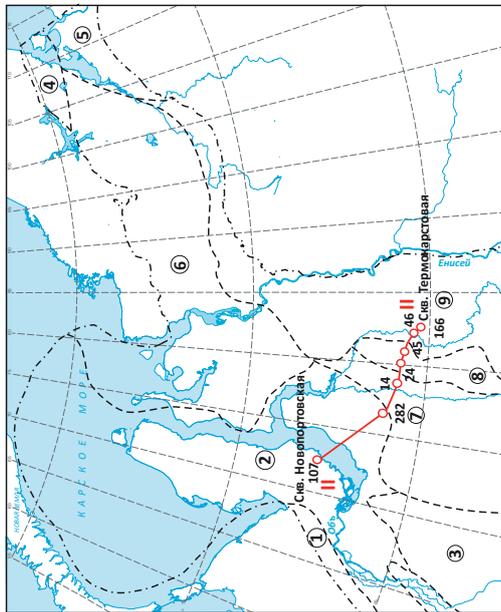
По особенностям строения в подгоризонте обособляются две пачки циклического строения *sg-1 (vs-3)* и *sg-2 (vs-4)*, которые достаточно четко прослеживаются по материалам ГИС в Тазо-Хетском, Харампурском и Пур-Иртышском районах, а также на смежных с ними участках исследуемой территории (см. рис. 4, 5). К этим пачкам циклического строения приурочены продуктивные пласты келловей и верхней юры (пласты Ю₁¹-Ю₁⁴) и с ними связаны основные перспективы нефтегазоносности рассматриваемого стратиграфического уровня, поэтому их корреляции было уделено особое внимание. Необходимо отметить, что до настоящего времени нет ясности в представлениях о стратиграфическом положении пласта Ю₁⁴, который в некоторых работах рассматривается как завершающий нижневасюганскую подсвиту [17].

Пачка sg-1 (vs-3) соответствует нижней половине подгоризонта, наиболее часто представлена в основании и кровле пластами песчаников (соответственно пласты Ю₁⁴ и Ю₁³), а в средней части — преимущественно глинами. Пачка четко прослеживается на вышеотмеченной территории рассматриваемого



Рис. 5. Схема корреляции келловей-верхнеюрских отложений Тазо-Хетского, Харампурского, Пур-Иртышского и Ямало-Тюменского фациальных районов центральной части Обь-Ленской фациальной области по профилю II-II (Термокарстовая – Новопортовская площади)
Fig. 5. Correlation chart for Cretaceous-Upper Jurassic formations of Taz-Khetsky, Kharampursky, Pur-Irtyshsky, and Yamal-Tyumen sky facies regions of the central part of the Ob-Lena facies area along II-II line (Termokarstovoy – Novoportovskiy areas)

Схема расположения корреляционного профиля

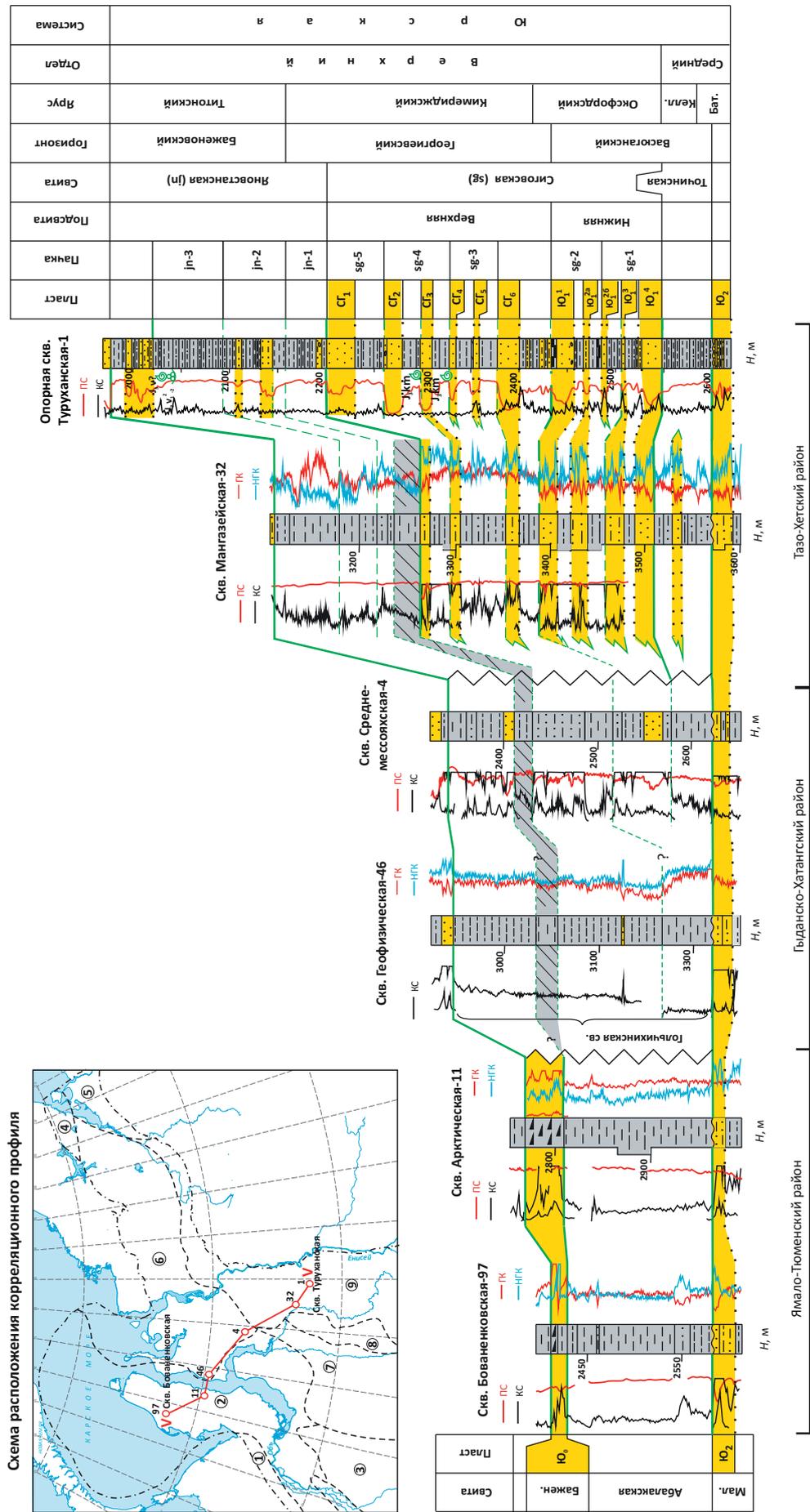


Усл. обозначения см. на рис. 2, 4
 For Legend see Fig. 2, 4



Рис. 8. Схема корреляции келловей-верхнеюрских отложений Тазо-Хетского, Гыданско-Хатангского и Ямало-Тюменского фациальных районов западной части Обь-Ленской фациальной области по профилю V-V (Туруханская — Бованенковская площади)

Fig. 8. Correlation chart for Cretaceous-Upper Jurassic formations of Taz-Khetsk, Gydan-Khatangsky, and Yamal-Tyumenetsky facies regions of the western part of the Ob-Lena facies area along V-V line (Turukhansky — Bovanenkovsky areas)



Усл. обозначения см. на рис. 2, 4

For Legend see Fig. 2, 4

го региона. Толщина ее наиболее часто составляет 40–60 м. В ее строении выделяется две пачки более низкого ранга: $sg-1^a$ ($vs-3^a$) и $sg-1^b$ ($vs-3^b$).

Пачка $sg-1^a$ ($vs-3^a$) сложена преимущественно песчаниками (пласт $Ю_1^4$) с прослоями глин и алевролитов. Толщина ее изменяется от 5–7 до 20 м, обычно — от 10 до 15 м.

Пачка $sg-1^b$ ($vs-3^b$) состоит из двух пачек еще более низкого порядка, каждая из которых в основании сложена глинами, а в верхней части — песчаниками (пласты $Ю_1^{3b}$ и $Ю_1^{3a}$). Толщина ее составляет 25–45 м.

Песчаный пласт $Ю_1^4$ залегает в подошве пачки $sg-1$ ($vs-3$) и почти повсеместно распространен в пределах рассматриваемой территории. Сложен он песчаниками массивными и тонкослоистыми, участками с прослоями алевролитов и глин. Толщина его изменяется от 3–5 до 20 м.

Песчаный пласт $Ю_1^5$, приуроченный к кровле пачки, имеет несколько большую площадь распространения и более разнообразное строение. Сложен он песчаниками с прослоями алевролитов и глин, соотношение которых по площади значительно изменяется. Толщина пласта варьирует от 5–10 до 30 м. В Тазо-Хетском районе и смежных с ним участках пласт $Ю_1^5$ «расщепляется» на два пласта $Ю_1^{3a}$ и $Ю_1^{3b}$, разделенных алевролитово-глинистой перемычкой. Их толщина варьирует от 5–7 до 15 м.

Пачка $sg-2$ ($vs-4$) включает верхнюю половину верхневасюганского подгоризонта. В наиболее полных разрезах в кровле и средней части представлена песчаниками (соответственно пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$), в основании которых залегают глины с прослоями алевролитов. Для нее характерно относительное сокращение толщин отложений сверху вниз по разрезу в западном и северо-западном направлениях за счет либо глинизации верхней части отложений, которые в этом случае присоединяются к вышележающей толще, либо за счет стратиграфического перерыва [19, 20]. Толщина пачки колеблется от 30 до 80 м, уменьшаясь с востока на запад и северо-запад от Тазо-Хетского района. В отмеченном районе эта пачка распадается на две четко выраженные пачки более низкого порядка: $sg-2^a$ ($vs-4^a$) и $sg-2^b$ ($vs-4^b$).

В западном направлении от Тазо-Хетского района, в пределах Харампурского и Пур-Иртышского районов, отмечается изменение литологического состава и строения пачки $sg-2$ ($vs-4$), а также сокращение ее толщины. На этой территории уже не фиксируется четкое разделение рассматриваемой пачки на пачки более низкого порядка.

Песчаный пласт $Ю_1^2$ залегает в средней части пачки и почти повсеместно распространен на территории Тазо-Хетского, Харампурского и Пур-Иртышского районов. Представлен он обычно переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Его толщина изменяется от 3 до 40 м. По особенностям строения он имеет два типа разреза: восточный и западный. Первый из них, характеризующийся

выдержанностью по площади стратиграфического объема и толщины, имеет трехчленное строение. Его верхняя и нижняя части сложены песчаниками (пласты $Ю_1^{2b}$ и $Ю_1^{2a}$), а средняя представляет собой алевролитово-глинистую перемычку.

Второму типу разреза пласта свойственно сокращение стратиграфического объема и толщин, а также значительные фациальные изменения, затрудняющие его корреляцию. Наиболее часто он представлен в основании пластом песчаников $Ю_1^{2b}$, который перекрыт алевролитово-глинистыми образованиями. Верхняя часть (пласт $Ю_1^{2a}$) в разрезах этого типа отсутствует. В зоне выклинивания этот тип разреза представлен только пластом $Ю_1^{2b}$ или его частью.

Песчаный пласт $Ю_1^1$ соответствует верхней части пачки $sg-2$ ($vs-4$) и распространен в юго-восточной части исследуемой территории, в пределах Тазо-Хетского и северных частей Харампурского и Пур-Иртышского районов. Его толщина изменяется от нескольких до 30–40 м. Пласт, как и нижележащий, представлен двумя типами разрезов. Первый, восточный тип, характерен для зоны, протягивающейся в виде субмеридионально ориентированной полосы шириной 100–150 км вдоль восточной границы исследуемого региона. В разрезах этого типа обособляется два пласта — $Ю_1^{1a}$ и $Ю_1^{1b}$, разделенных алевролитово-глинистыми породами.

Пласт $Ю_1^{1a}$ сложен песчаниками, обычно однородными, местами с прослоями алевролитов и глин. Его толщина изменяется от 2–5 до 20 м. Пласт $Ю_1^{1b}$ по своему строению подобен предыдущему, но имеет несколько меньшую толщину (10–20 м).

Разрез второго типа, распространенный западнее вышеописанного, представлен единым песчаным пластом $Ю_1^1$ толщиной 10–15 м. Наиболее вероятно, он соответствует пласту $Ю_1^{1b}$. Вышележающий пласт $Ю_1^a$ на этом участке, по-видимому, выклинивается.

Георгиевский горизонт (верхи верхнего оксфорда – низы нижневолжского подъяруса) почти на всей территории региона представлен глинистыми и алевролитово-глинистыми типами разрезов. Лишь в юго-восточной его части, в пределах Тазо-Хетского и Харампурского районов, в строении горизонта участвуют пласты песчаников ($СГ_1-СГ_6$). Его толщина изменяется от нескольких до 300 м. Наибольшие ее показатели (в основном 100–300 м) зафиксированы в юго-восточной и северо-восточной частях региона, в пределах Тазо-Хетского, Гыданско-Хатангского и Таймырского районов, а минимальные (от 3–5 до 30 м) — закартированы в западной и северной частях региона, на территории Приуральского, Ямало-Тюменского, Казым-Кондинского и Пур-Иртышского районов.

Отмеченный литологический состав горизонта обусловил трудности корреляции отложений, которая до настоящего времени остается проблематич-

ной (рис. 10, 11). Однозначно эти отложения прослеживаются только в южной части Пур-Иртышского района, где представлены глинами георгиевской свиты, которые, по материалам ГИС, резко отличаются от вмещающих пород баженовской свиты и верхневасюганской подсвиты (см. рис. 4).

В Харампурском, Тазо-Хетском, Ямало-Гюменском и западной части Гыданско-Хатангского района выделяется лишь кровля георгиевского горизонта по основанию регионально-выраженной пачки с четкой промыслово-геофизической характеристикой (аномально пониженными показателями КС, ГК и НГК). Толщина этой пачки изменяется от 20 до 40 м. Подобные контрастные аномалии в неокомском комплексе исследуемого региона обладают интенсивными отражающими свойствами и обычно связываются с границами разделов клиноформ [21]. К сожалению, керновый материал, характеризующий литологический состав этой пачки, отсутствует, как и органические остатки, позволяющие определить возраст отложений. В Пур-Иртышском и Харампурском районах подошва георгиевского горизонта соответствует кровле васюганской свиты, а в Тазо-Хетском — кровле нижнесиговской подсвиты. В пределах остальных районов: Приуральского, Ямало-Гюменского, Казым-Кондинского, Таймырского, Паксинского и большей части территории Гыданско-Хатангского точное стратиграфическое положение георгиевского горизонта до настоящего времени не определено.

Согласно результатам выполненной корреляции в юго-восточной части исследуемого региона, в пределах Тазо-Хетского и Харампурского районов, разрез георгиевского горизонта представлен песчано-глинистыми отложениями, относящимися к верхнесиговской подсвите и средней части марьяновской свиты, а также преимущественно глинами нижней половины марьяновской свиты. Горизонту соответствуют пачки *sg-3'*, *sg-3*, *sg-4*, *sg-5* (рис. 12).

Пачка sg-3' залегает в основании горизонта и распространена на ограниченном по площади участке Тазо-Хетского района, где вскрыта скважинами Туруханская-1 и Мангазейская-32. Верхняя ее часть сложена песчаниками (песчаный пласт $СГ_6$), а средняя и нижняя — преимущественно глинами. Толщина пачки изменяется от 30 до 50 м, а содержащегося в ней отмеченного песчаного пласта — от 10 до 15 м.

Пачка sg-3 расположена в нижней части горизонта и более широко распространена в Тазо-Хетском районе, чем вышеописанная (рис. 13). Кровля и подошва пачки четко выражены в комплексе каротажных диаграмм, ее корреляция не вызывает затруднений. Толщина пачки изменяется от нескольких до 70 м. Наибольшие ее значения, возможно и наиболее полный стратиграфический объем, закартированы на Термокарстовой, Среднехудосейской, Толькинской, Северо-Толькинской и Светлогорской площадях. В западном

и северо-западном направлениях толщина пачки постепенно сокращается за счет глинизации разреза. Пачка представлена тремя типами разрезов: песчано-глинистым с двумя пластами песчаников ($СГ_5$ и $СГ_4$), песчано-глинистым с одним пластом песчаников ($СГ_3$) и глинистым. Первые два типа разрезов имеют весьма ограниченное распространение. Они вскрыты лишь тремя скважинами: Туруханская-1, Термокарстовая-166 и Мангазейская-32.

Песчаные пласты $СГ_5$ и $СГ_4$ залегают соответственно в средней и верхней частях пачки. Их толщина изменяется от нескольких до 5–10 м.

Пачка sg-4 соответствует средней части горизонта и более широко распространена, чем вышеописанная, охватывая не только Тазо-Хетский район, но и большую часть территории Харампурского. Сложена глинами и алевролитами, в которых обособляется два песчаных пласта $СГ_3$ и $СГ_2$. Толщина пачки изменяется от 30–40 до 70 м. Она, как и вышеописанная, испытывает тенденцию сокращения толщины и глинизации в западном и северо-западном направлениях.

Песчаный пласт $СГ_3$ залегает на различных стратиграфических уровнях в нижней половине пачки. Сложен в основном песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Его толщина изменяется от 5–10 до 20 м. Характер ее распространения по площади подобен пачке в целом.

Песчаный пласт $СГ_2$ обычно развит в кровле пачки и пользуется, как и она в целом, широким распространением в юго-восточной части региона. Его толщина изменяется от 5–10 до 35 м.

Пачка sg-5 соответствует верхней части рассматриваемого горизонта — верхней части сиговской и низам марьяновской свит; повсеместно распространена на территории Тазо-Хетского и смежной с ним части Харампурского районов. Сложена в верхней части песчаниками (песчаный пласт $СГ_1$), а в средней и нижней — преимущественно глинами. Толщина пачки изменяется от 30 до 50 м. Пачка, подобно вышеописанной, испытывает тенденцию глинизации и сокращения толщин в западном и северо-западном направлениях.

Песчаный пласт $СГ_1$ почти повсеместно распространен в Тазо-Хетском и на большей части Харампурского районов, т. е. наиболее широко развит среди пластов этой группы. Сложен песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Толщина пласта изменяется от 3–5 до 30–40 м.

Баженовский горизонт, как и нижезалегающий, почти на всей территории рассматриваемого региона представлен глинистыми отложениями. Только в Тазо-Хетском и отчасти Гыданско-Хатангском, Таймырском районах в его составе присутствует несколько пластов песчаников, имеющих локальное и возможно зональное распространение (см. рис. 4). Этот горизонт среди келловей-верхнеюрских отложений обладает наибольшими тол-



Рис. 10. Схема корреляции келловей-верхнеюрских отложений Таймырского, Гыданско-Хатангского, Тазо-Хетского и Ямало-Тюменского фациальных районов северной части Обь-Ленской фациальной области по профилю VII–VIII (Анабаро-Хатангская — Малигынская площади)
Fig. 10. Correlation chart for Cretaceous–Upper Jurassic formations of Taimyrsky, Gudan-Khatangsky, Taz-Khetsk, and Yamal-Tyumensty facies regions of the Ob-Lena facies area along VII–VIII line (Anabar-Khatangsky — Malyginsky areas)

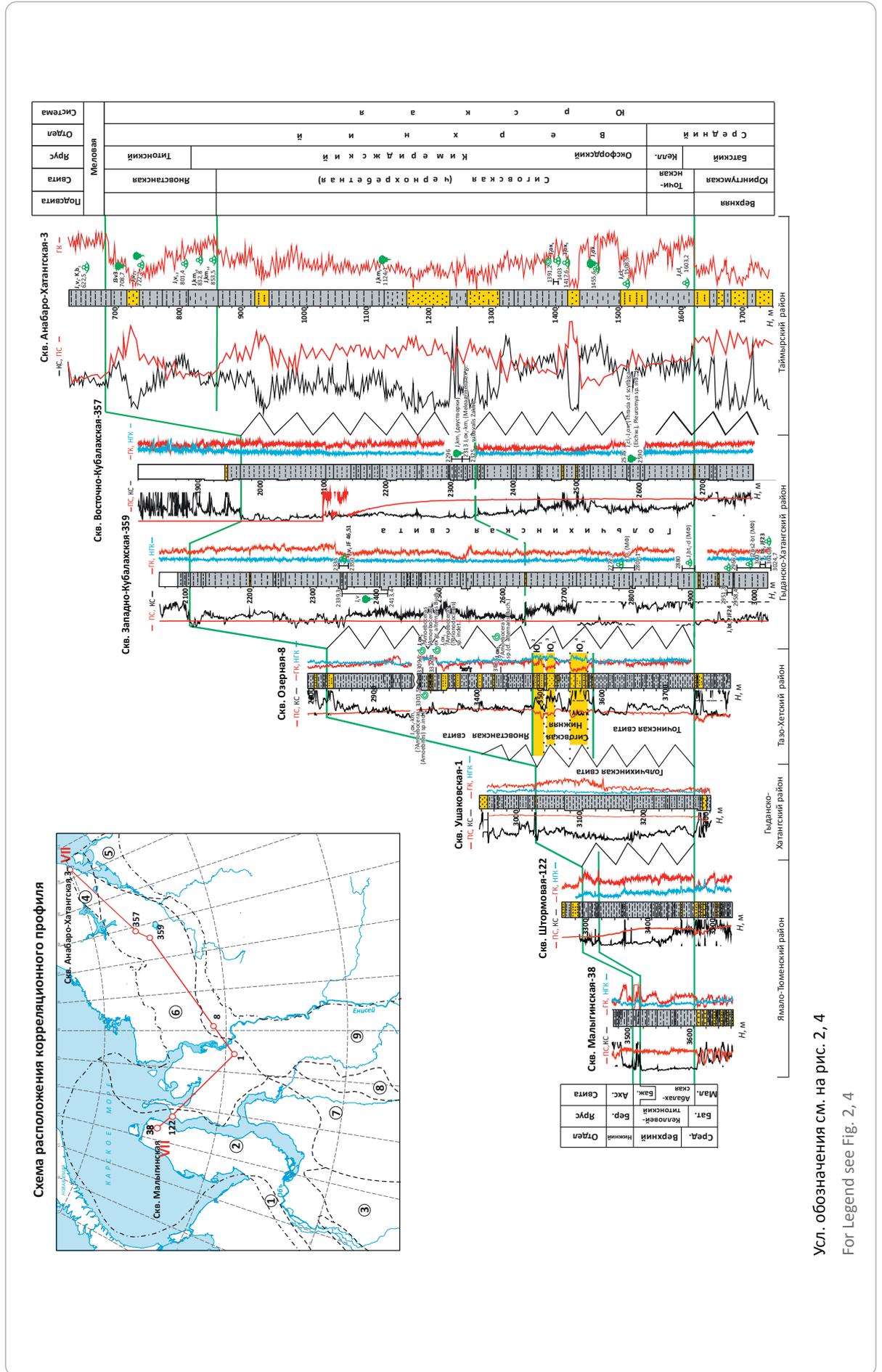
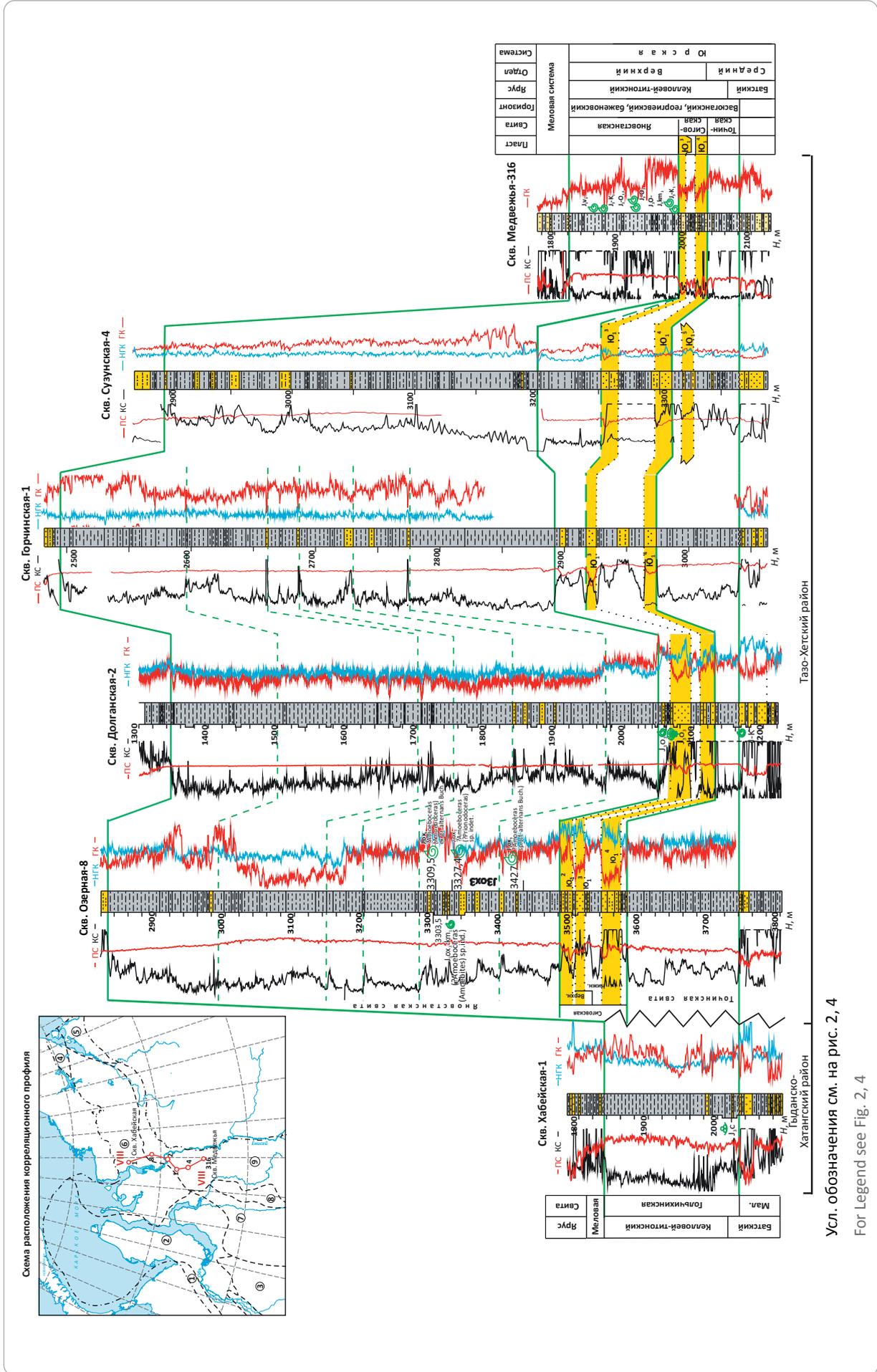




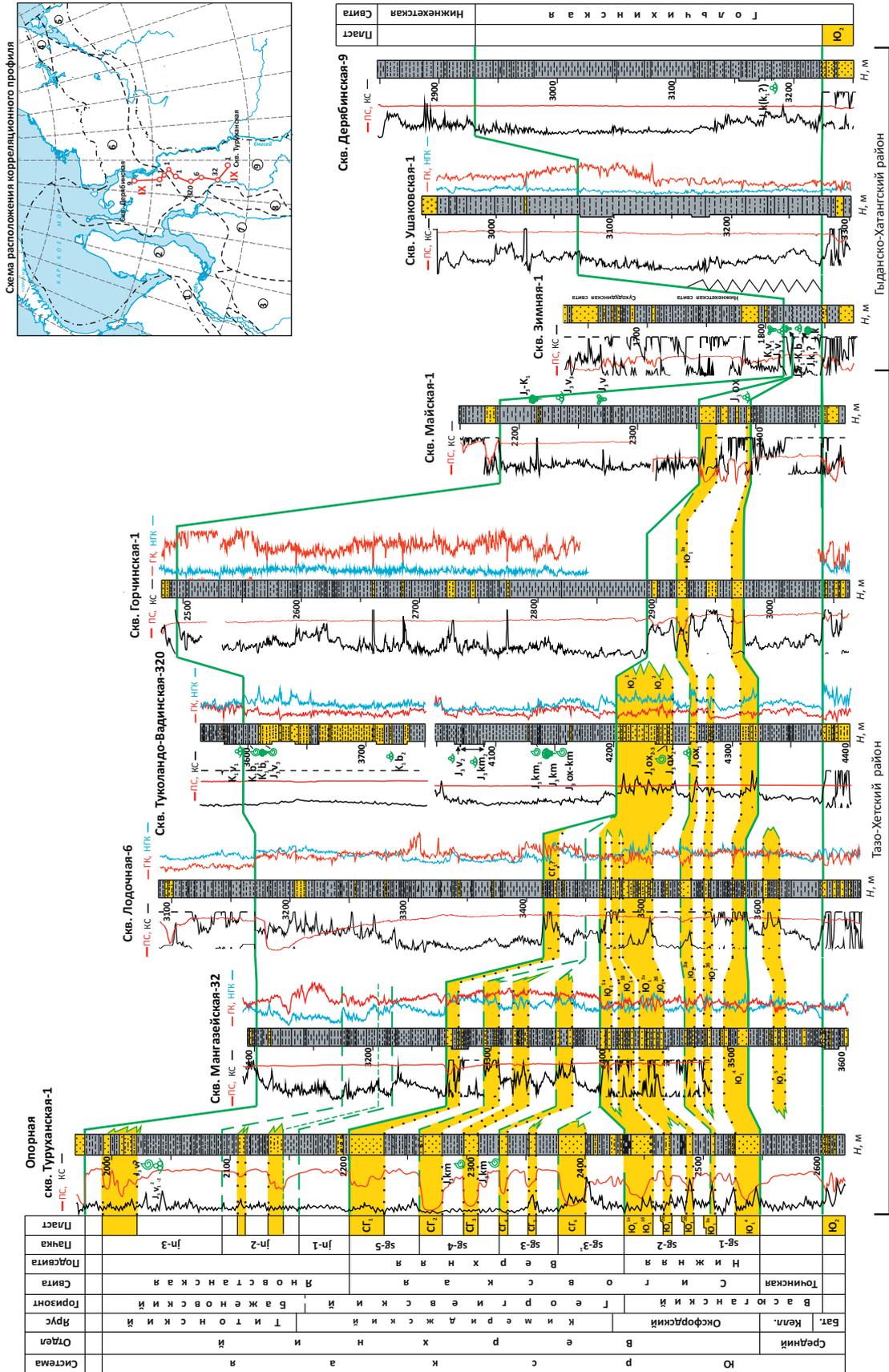
Рис. 11. Схема корреляции келловей-верхнеюрских отложений Гыданской и Тазо-Хетского фациальных районов центральной части Обь-Ленской фациальной области по профилю VIII–VIII (Медвежья – Хабейская площади)
Fig.11. Correlation chart for Cretaceous–Upper Jurassic formations of Gydansky and Taz-Khetskyy facies regions of the central part of the Ob-Lena facies area along VIII–VIII line (Medvezhya – Khabeisky areas)



Усл. обозначения см. на рис. 2, 4
 For legend see Fig. 2, 4



Рис. 12. Схема корреляции келловей-верхнеюрских отложений Тазо-Хетского и Гыданского фациальных районов центральной части Обь-Ленской фациальной области по профилю IX–IX (Туруханская – Дерябинская – Дерабынские площади)
Fig.12. Correlation chart for Callovian–Upper Jurassic formations of Taz-Khetskyy and Gydansky facies regions of the central part of the Ob-Lena facies area along IX–IX line (Turukhansky – Deryabinsky areas)

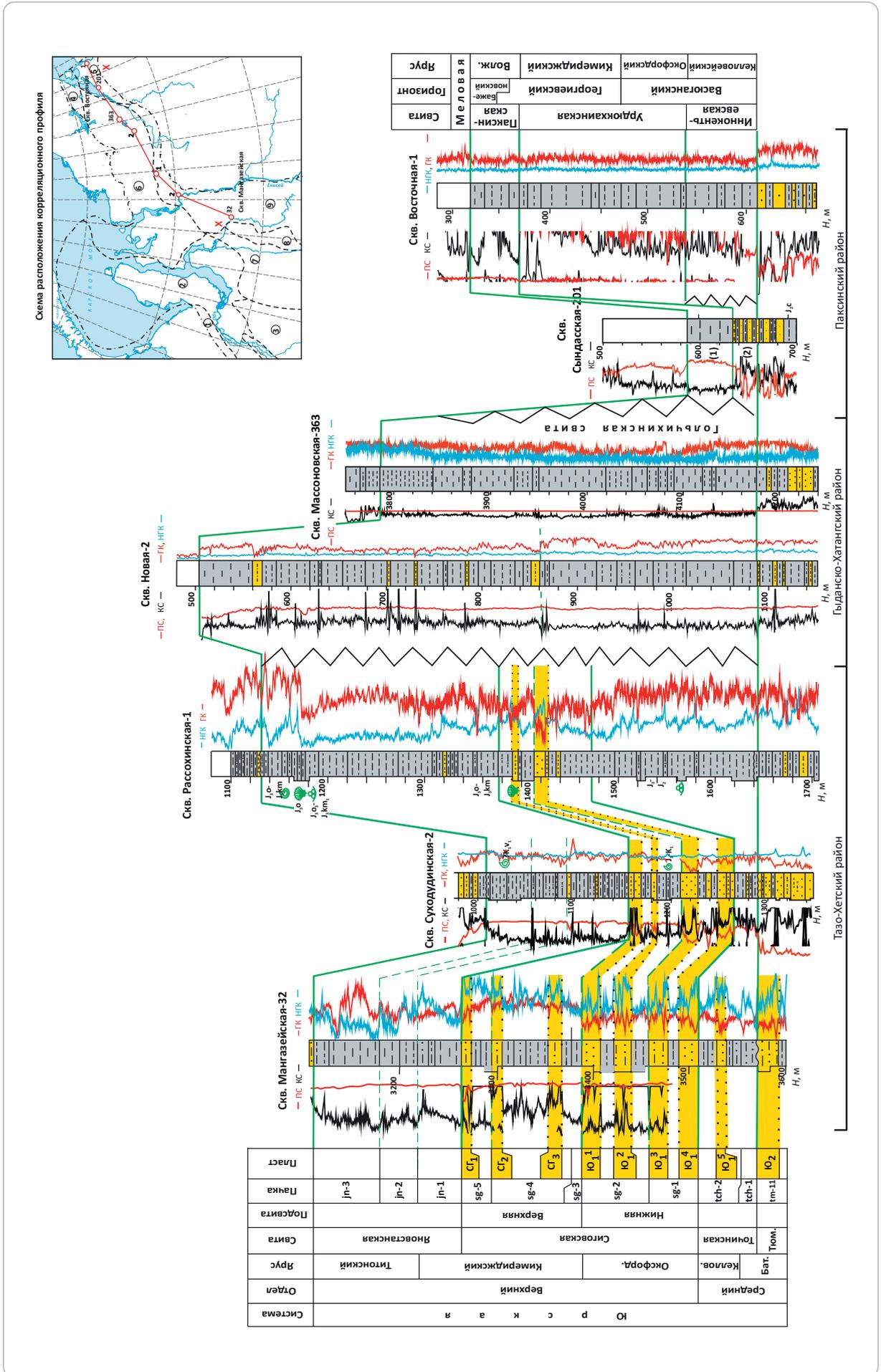


Усл. обозначения см. на рис. 2, 4

For Legend see Fig. 2, 4



Рис. 13. Схема корреляции келловей-верхнеюрских отложений Тазо-Хетского, Хатангского и Паксинского фациальных районов юго-восточной части Обь-Ленской фациальной области по профилю X-X (Мангазейская — Восточная площадь)
Fig. 13. Correlation chart for Cretaceous-Upper Jurassic formations of Taz-Khetchy, Khatangsky, and Paksinsky facies regions of the southern part of the Ob-Lena facies area along X-X line (Mangazeisky — Vostochny areas)



Усл. обозначения к рис. 13**Legend for Fig. 13**

В Паксинском фашиальном районе в скважинах Сындасская-201 и Восточная-1 вскрыты нетипичные разрезы келловей-верхнеюрских отложений. В первой, в соответствии с фондовой работой¹, выделены в объемах бугатыйской (1) и сиговской (2) свит, второй — паксинской, урдюкхайнской, иннокентьевской.

Усл. обозначения см. на рис. 2, 4

In Syndasskaya-201 and Vostochnaya-1 wells of the Paksinsky facies region, the atypical sections of Callovian-Upper Jurassic deposits are encountered. In the first, according to the work from the Geological Archive¹, they are represented by Bugatyisky (1) and Sigovsky (2) formations, and in the second — by Paksinsky, Urduykhainsky, and Innokentievsky.

For Legend see Fig. 2, 4

щинами отложений, значения которых обычно изменяются от 100–150 до 750 м. Наибольшие их показатели (250–750 м) прогнозируются в юго-восточной и северо-восточной частях региона, в пределах Тазо-Хетского и Гыданско-Хатангского районов. В западном и северо-западном направлениях значения толщин горизонта относительно постепенно уменьшаются. Минимальные их значения (20–60 м) закартированы в западной и северо-западной его частях, в пределах Приуральского, Казым-Кондинского и Ямало-Тюменского районов.

Баженовский горизонт однозначно прослеживается только в Пур-Иртышском и Ямало-Тюменском районах, где представлен высокоуглеродистыми аргиллитами одноименной свиты, характеризующимися аномально высокими показателями КС и ГК. В других районах выделение возрастных аналогов баженовской свиты в разной степени затруднено.

Выполненная корреляция позволила проследить баженовский горизонт в Тазо-Хетском и Харампурском районах, где его кровля соответствует кровле яновстанской свиты, а также кровле вышеописанной пачки с четко проявленными аномально пониженными значениями КС, ГК и НГК (см. рис. 4, 5, 7). Корреляцией подтверждено прослеживание баженовского горизонта в Казым-Кондинском районе, где он выделен в объеме тутлеймской свиты. В Приуральском, Гыданско-Хатангском, Таймырском и Паксинском районах предварительно определена только кровля баженовского горизонта.

Согласно выполненной детальной корреляции в Тазо-Хетском и Харампурском районах, разрез яновстанской и верхней половины марьяновской свиты, включающий вышеотмеченную пачку с аномально пониженными значениями ГИС, подразделяется на три пачки: jп-1, jп-2 и jп-3, содержащие локально и возможно зонально развитые песчаные пласты (см. рис. 12, 13).

Пачка jп-1, включающая нижнюю часть вышеотмеченного разреза, сложена глинами, глинистыми алевролитами и редко алевролитами песчанистыми. Ее толщина на рассматриваемой территории изменяется от 30 до 50 м.

Пачка jп-2 охватывает среднюю часть рассматриваемого разреза. На большей части территории она сложена в основном глинистыми породами. Лишь участками среди них залегает один или два

песчаных пласта толщиной от 10–15 до 30 м, обычно приуроченных к верхней или средней частям разрезов. Толщина пачки изменяется от 40 до 70 м.

Пачка jп-3 соответствует верхней части рассматриваемых отложений и обычно сложена алевролитоглинистыми породами. Лишь местами среди них присутствует один или два пласта песчаников толщиной от 10–20 до 40 м. Толщина пачки изменяется от 30–60 до 120 м.

Заключение

Впервые выполнена корреляция келловей-верхнеюрских отложений на всей территории исследуемого региона по единой методике, включающей наиболее достоверные биостратиграфический, литостратиграфический и циклостратиграфический методы, по материалам описания керна скважин, комплекса ГИС (ГК, НГК, КС, ПС) и определений возраста пород по органическим остаткам. Она представлена на 29 корреляционных профилях, 10 из которых, охватывающих все структурно-фашиальные районы, приведены в настоящей статье.

Корреляция выполнена на уровне стратиграфических горизонтов, свит, подсвит и пачек циклического строения, причем детальность ее проведения зависит от вещественного состава и особенности строения отложений. В Тазо-Хетском, Харампурском и Пур-Иртышском районах рассматриваемые отложения имеют песчано-алевролитово-глинистый состав. Поэтому она выполнена на уровне от пачек циклического строения до горизонтов. В западном, северо-западном, северном и северо-восточном направлениях от вышеотмеченных районов и сверху вниз по разрезу отмечается глинизация отложений. Поэтому почти на всей остальной громадной территории региона корреляция выполнена на уровне свит, подсвит и отчасти горизонтов и подгоризонтов. Исключение составляет лишь северо-восточная окраинная часть региона, включающая Таймырский и Паксинский районы, где эти отложения также опесчанены, но низкая степень изученности бурением этих районов не позволяет выполнить на их территориях корреляцию на уровне пачек циклического строения.

Уточнены возрастные аналоги баженовской свиты в юго-восточной части региона. Их подосва примерно соответствует регионально-выраженному реперному стратиграфическому уровню, характеризующемуся аномальной промыслово-

геофизической характеристикой. Они включают отложения верхней части пачки jп-1 и пачки jп-2, jп-3 яновстанской и марьяновской свит, каждая из которых содержит интервал разреза с «пиками» повышенных значений естественной радиоактивности (ГК), свойственных баженовской свите.

В юго-восточной части региона, на территории Тазо-Хетского, Харампурского и Пур-Иртышского районов, в пределах которой проведена детальная корреляция отложений васюганского и георгиевского горизонтов на уровне пачек циклического строения, уточнено стратиграфическое положение, объемы и площади распространения продуктивных и перспективных песчаных пластов Ю₁¹-Ю₁⁶ и СГ₁-СГ₆.

Итоги выполненных исследований по корреляции келловей-верхнеюрских отложений региона и результаты ранее опубликованных авторами статьи палеогеографических и литологических реконструкций позволили им существенно уточнить наиболее поздний вариант фациального районирования этих отложений, разработанный Б.Н. Шурыгиным с соавторами, а также впервые распространить его на территорию Карского моря.

В разработанном варианте фациального районирования келловей-верхнеюрских отложений

рассматриваемого региона также выделено девять районов, но контуры и названия некоторых из них изменены. Сохранены очертания Приуральского, Казым-Кондинского, Таймырского, Паксинского и Тазо-Хетского районов, поскольку результаты выполненной авторами корреляции рассматриваемых отложений полностью подтверждают их контуры. Гыданский и Хатангский районы объединены в один Гыданско-Хатангский, потому что рассматриваемые отложения представлены в основном глинистым типом разреза гольчихинской свиты, характеризующимся на всей его территории большими толщинами (300–700 м).

Значительно изменены контуры Пур-Иртышского и Ямало-Тюменского районов. В первом из них выделено два типа разреза келловей-верхнеюрских отложений: западный и восточный. Первый, включающий западную и северную части района, сложен преимущественно глинистыми отложениями, а второй — значительно опесчанен. Учитывая это обстоятельство, авторы статьи включили территорию первого типа разреза в состав расположенного рядом Ямало-Тюменского района, характеризующегося также глинистым составом келловей-верхнеюрских отложений.

Литература

1. Решения II Межведомственного регионального стратиграфического совещания по докембрию и фанерозою Северо-Востока СССР. — Магадан, 1978. — 215 с.
2. Решение III Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. — Новосибирск, 1981. — 91 с.
3. Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. — Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1991. — 54 с.
4. Решение VI Межведомственного регионального стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. — Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. — 114 с.
5. Шемин Г.Г., Бейзель А.Л., Левчук М.А. и др. Детальная корреляция нефтегазоносных отложений келловей и верхней юры северных районов Западной Сибири // Геология и геофизика. — 2000. — Т. 41. — № 8. — С. 1131–1144.
6. Шемин Г.Г., Бейзель А.Л., Рябкова Л.В. и др. Высокоразрешающая стратиграфия нефтегазоносных отложений нижней и средней юры северных районов Западной Сибири // Геология и геофизика. — 2001. — Т. 42. — № 5. — С. 749–765.
7. Шемин Г.Г., Бейзель А.Л., Нехаев А.Ю. Высокоразрешающая корреляция нефтегазоносных отложений юры северных районов Западной Сибири // Горные ведомости. — 2012. — № 1. — С. 60–83.
8. Шемин Г.Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. — Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2014. — 362 с.
9. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). — Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2007. — 467 с.
10. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Комиссаренко В.К. Новые данные о строении нижнесреднеюрских отложений Тюменской области // Нефтегазоносность отложений северных районов Западной Сибири. — Тюмень : ЗипСибНИГНИ, 1986. — С. 32–40.
11. Карогодин Ю.Н. Литостратиграфическая модель нижнесреднеюрских отложений Красноленинского свода Западной Сибири // Геология и геофизика. — 1993. — Т. 34. — № 4. — С. 19–26.
12. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. — Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. — 480 с.
13. Шемин Г.Г., Вакуленко Л.Г., Москвин В.И., Сапьяник В.В., Бейзель А.Л., Деев Е.В., Нехаев А.Ю., Сюрин А.А. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского периода севера Западной Сибири и акватории Карского моря в масштабе 1 : 2 000 000 и Объяснительная записка. — Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. — 88 с. + 1 л.
14. Шемин Г.Г., Первухина Н.В., Вахромеев А.Г., Деев Е.В., Глазырин П.А., Смирнов М.Ю., Сапьяник В.В., Москвин В.И. Модели строения и условия образования региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской нефтегазоносных областей сибирского сектора Арктики // Геология нефти и газа. — 2020. — № 6. — С. 53–76. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-53-76.

15. *Сюрин А.А., Бейзель А.Л., Шемин Г.Г.* Обоснование новой харампурской свиты верхней юры Пур-Тазовского междуречья севера Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – № 3. – С. 68–78.
16. *Девятков В.П., Никитенко Б.Л., Павлухин И.С.* Верхнеюрский клиноформенный комплекс Хатангского района // Материалы Седьмого Всероссийского совещания «Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии». – М. : ГИН РАН, 2017. – С. 47–52.
17. *Атлас моллюсков и фораминифер морских отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской нефтегазональной области (в 2 томах).* – М. : Недра, 1990. – Т. 1. – 286 с; Т. 2, 359 с.
18. *Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Ильина В.И.* Комбинация параллельных зональных шкал и комплексное определение реперных интервалов в юре Западной Сибири (на примере разреза юры скв. Западно-Новогодняя 210) // Актуальные вопросы геологии и геофизики Сибири. Томск : Изд-во Том. ун-та, 1998. – С. 348–353.
19. *Нежданов А.А.* Некоторые теоретические вопросы циклической седиментации // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. – Новосибирск : Наука, 1990. – С. 60–79.
20. *Карогодин Ю.Н., Гайдебурова Е.А.* Системные исследования слоевых ассоциаций нефтегазональных бассейнов (по комплексу геолого-геофизических данных). – Новосибирск : Наука, 1985. – 112 с.
21. *Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности.* – Л. : Недра, 1978. – 276 с.

References

1. *Resheniya II Mezhdedomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po dokembriyu i fanerozoju Severo-Vostoka SSSR* [Decisions of the II-nd Interagency meeting on regional stratigraphy of pre-Cambrian and Phanerozoic sequences in the USSR north-east]. Magadan; 1978. 215 p. In Russ.
2. *Reshenie III Mezhdedomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po mezozoiskim otlozheniyam Zapadno-Sibirskoi ravniny* [Decision of the III-rd Interagency meeting on regional stratigraphy of Mesozoic sequences in the West Siberian Plain]. Novosibirsk; 1981; 91 p. In Russ.
3. *Resheniya V Mezhdedomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po mezozoiskim otlozheniyam Zapadno-Sibirskoi ravniny* [Decisions of the V Interagency meeting on regional stratigraphy of Mesozoic sequences in the West Siberian Plain]. Tyumen: ZapSibNIGNI; 1991. 54 p. In Russ.
4. *Reshenie VI Mezhdedomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoiskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri* [Decision of the III-rd Interagency meeting on regional stratigraphy of Mesozoic sequences in the West Siberian Plain]. Novosibirsk: SNIIGGIMS, 2004; 114 p. In Russ.
5. *Shemin G.G., Beizel' A.L., Levchuk M.A. et al.* Detailed correlation of oil and gas bearing Cretaceous and Upper Jurassic formations in the northern regions of Western Siberia [Detal'naya korrelyatsiya neftegazonosnykh otlozhenii kelloveya i verknei yury severnykh raionov Zapadnoi Sibiri]. *Russian geology and geophysics*. 2000;41(8):1131–1144. In Russ.
6. *Shemin G.G., Beizel' A.L., Ryabkova L.V. et al.* High-resolution stratigraphy of the Lower and Middle Jurassic petroliferous deposits of northern West Siberia. *Russian geology and geophysics*. 2001;42(5):749–765. In Russ.
7. *Shemin G.G., Beizel' A.L., Nekhaev A.Yu.* Vysokorazreshayushchaya korrelyatsiya neftegazonosnykh otlozhenii yury severnykh raionov Zapadnoi Sibiri [High-resolution correlation of oil and gas bearing crustal Jurassic formations in northern regions of Western Siberia]. *Gornye vedomosti*. 2012;(1):60–83. In Russ.
8. *Shemin G.G.* 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.
9. *Shemin G.G.* Geology and petroleum potential of Vendian and Lower Cambrian of the central Siberian Platform regions (Nepsey-Botuobinsky, Baikitsky anticlines, and Katangsky saddle). Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2007. 467 p. In Russ.
10. *Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Komissarenko V.K.* Novye dannye o stroenii nizhnosredneyurskikh otlozhenii Tyumenskoi oblasti. [New data on the structure of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Tyumen region]. *Neftegazonosnost' otlozhenii severnykh raionov Zapadnoi Sibiri*. Tyumen' : ZIPSibNIGNI; 1986. pp. 32–40. In Russ.
11. *Karogodin Yu.N.* Litostratigraficheskaya model' nizhnosredneyurskikh otlozhenii Krasnoleninskogo svoda Zapadnoi Sibiri [Lithostratigraphic model of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*. 1993;34(4): 19–26. In Russ.
12. *Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Deviatov V.P., Ilyina V.I., Meledina S.V., Gaydeburova E.A., Dzyuba O.S., Kazakov A.M., Mogucheva N.K.* Stratigraphy of Siberian oil and gas bearing basins. The Jurassic system. Novosibirsk: SO RAN, "Geo" branch; 2000; 480 p. In Russ.
13. *Shemin G.G., Vakulenko L.G., Moskvina V.I., Sap'yanik V.V., Beizel' A.L., Deev E.V., Nekhaev A.Yu., Syurin A.A.* Atlas litologo-paleogeograficheskikh kart yurskogo perioda severa Zapadnoi Sibiri i akvatorii Karskogo morya v masshtabe 1 : 2 000 000 i Ob'yasnitel'naya zapiska. [Atlas of lithologic and paleogeographic maps of the Jurassic system, West Siberia north and the Kara sea waters, scale 1 : 2 000 000 and Explanatory note]. Novosibirsk : Izdatel'stvo SO RAN, 2015; 88 p + 1 l. In Russ.
14. *Shemin G.G., Pervukhina N.V., Vakhromeev A.G., Deev E.V., Glazyrin P.A., Smirnov M.Yu., Sap'yanik V.V., Moskvina V.I.* Regional Middle-Upper Jurassic reservoirs in the Yenisei-Khatanga and eastern parts of the Gydan oil and gas bearing areas within the Siberian sector of Arctic: structural models and conditions of formation. *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(6):53–76. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-53-76. In Russ.
15. *Syurin A.A., Beizel' A.L., Shemin G.G.* Obosnovanie novoi kharampurskoi svity verknei yury Pur-Tazovskogo mezhdurech'ya severa Zapadnoi Sibiri [Substantiation of the new Upper Jurassic Kharampursky Formation, Pur-Taz interfluvium in the West Siberia north]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2016;(3):68–78. In Russ.
16. *Devyatov V.P., Nikitenko B.L., Pavluhin I.S.* Verkhneyurskii klinoformennyy kompleks Khatangskogo raiona [Upper Jurassic cliniform complex of the Khatanga region]. In: *Materialy Sed'mogo Vserossiiskogo soveshchaniya "Yurskaya sistema Rossii: problemy stratigrafii i paleogeografii"*. Moscow : GIN RAN, 2017. pp. 47–52. In Russ.
17. *Атлас моллюсков и фораминифер морских отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской нефтегазональной области (в 2-х томах)*

[Atlas of mollusk and foraminifera of Upper Jurassic and Neocomian marine deposits, West Siberian Petroleum Region (in 2 volumes)]. Moscow: Nedra, 1990; V. 1, 286 p; V. 2, 359 p. In Russ.

18. *Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Il'ina V.I.* Kombinatsiya parallel'nykh zonal'nykh shkal i kompleksnoe opredelenie repornykh intervalov v yure Zapadnoi Sibiri (na primere razreza yury skv. Zapadno-Novogodnyaya 210) [Combination of parallel zonal scales and integrated determination of reference intervals in West Siberian Jurassic sequences (by the example of the Jurassic section of West Novogodnyaya 210 well)]. Aktual'nye voprosy geologii i geofiziki Sibiri. Tomsk : Izd-vo Tom. un-ta; 1998. 348–353. In Russ.

19. *Nezhdanov A.A.* Certain theoretical issues of cyclic sedimentation. Litmologicheskie zakonomernosti razmeshcheniya rezervuarov i zalezhei uglevodorodov. Tr. INGG SO RAN. Issue 743. Novosibirsk: Nauka; 1990. pp. 60–79. In Russ.

20. *Karogodin Yu.N., Gaideburova E.A.* Sistemnye issledovaniya sloevykh assotsiatsii neftegazonosnykh basseinov (po kompleksu geologo-geofizicheskikh dannyykh) [System studies of layered associations in petroleum basins (using a set of geological and geophysical data)]. Novosibirsk : Nauka; 1985. 112 p. In Russ.

21. *Stratigraficheskii slovar' mezozoiskikh i kainozoiskikh otlozhenii Zapadno-Sibirskoi nizmennosti* [Stratigraphic Dictionary of Mesozoic and Cenozoic deposits of the West Siberian Lowland]. Leningrad : Nedra; 1978. 276 p. In Russ.

Информация об авторах

Шемин Георгий Георгиевич

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Академика Коптюга, д. 3
e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru
ORCID: 0000-0001-6579-3425

Верниковский Валерий Арнольдович

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Академика Коптюга, д. 3
e-mail: vernikovskyya@ipgg.sbras.ru
Scopus ID: 6701714218

Деев Евгений Викторович

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3
e-mail: deev@ngs.ru
ORCID ID: 0000-0002-8300-6736
Scopus: 9247885100

Глазырин Павел Андреевич

Бакалавр
ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный
исследовательский государственный университет»,
630090 Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2
e-mail: glazyrinpa@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0001-8514-6516

Сапьяник Виктор Васильевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделом
АО «Сибирский научно-исследовательский институт
геологии, геофизики и минерального сырья»,
630091 Новосибирск, Красный пр-т, д. 67
e-mail: sapjanik@sniiggims.ru
Scopus: 6507955857

Information about authors

Georgii G. Shemin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
3, pr. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru
ORCID: 0000-0001-6579-3425

Valery A. Vernikovskiy

Doctor of geological and mineralogical Sciences,
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
3, prosp. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: vernikovskyya@ipgg.sbras.ru
Scopus ID: 6701714218

Evgeny V. Deev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prosp. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: deev@ngs.ru
ORCID ID: 0000-0002-8300-6736
Scopus: 9247885100

Pavel A. Glazyrin

Bachelor of Science
Novosibirsk
State University,
2, ul. Pirogova, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: glazyrinpa@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0001-8514-6516

Victor V. Sapyanik

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
Department Head
Siberian Research Institute of Geology,
Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prosp. Krasniy, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: sapjanik@sniiggims.ru
Scopus: 6507955857

Вахромеев Андрей Гелиевич

Доктор геолого-минералогических наук,
заведующий лабораторией
ФГБУН «Институт земной коры СО РАН»,
664033 Иркутск, ул. Лермонтова, д. 128
e-mail: evakhromeevag@rn-burenie.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-0712-6568

Первухина Наталья Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Академика Коптюга, д. 3
e-mail: pervuhinanv@ipgg.sbras.ru
Scopus: 7003705516

Смирнов Максим Юрьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель директора по геофизике
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: smirnov@vnigni.ru

Andrey G. Vakhromeev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
Institute of the Earth's Crust SB RAS,
128, ul. Lermontova, Irkutsk, 664033, Russia
e-mail: evakhromeevag@rn-burenie.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-0712-6568

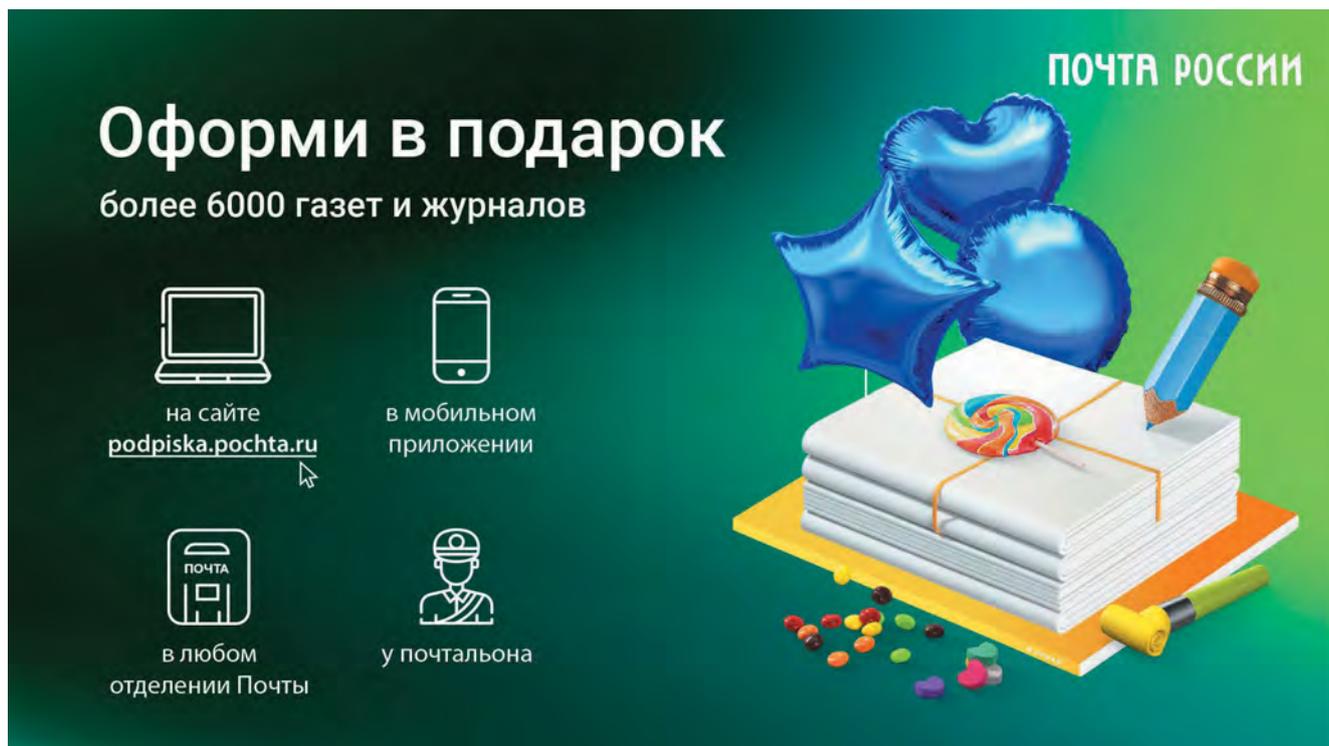
Natalya V. Pervukhina

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prosp. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: pervuhinanv@ipgg.sbras.ru
Scopus: 7003705516

Maxim Yu. Smirnov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
Deputy Director for Geophysics
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: smirnov@vnigni.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



ПОЧТА РОССИИ

Оформи в подарок

более 6000 газет и журналов

на сайте podpiska.pochta.ru

в мобильном приложении

в любом отделении Почты

у почтальона



ГЕОБАЙКАЛ'22

7-я научно-практическая конференция

27 февраля - 3 марта 2023 г. | Иркутск, Россия

НАУЧНЫЕ СЕССИИ

Геология Восточной Сибири и Дальнего Востока, Теория и практика сейсморазведки для поиска углеводородов, Несейсмические методы для поисков углеводородов, Комплексование геофизических методов при поиске и разведке УВ, Геонавигация, и многие другие.

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ

- Куда двигаться дальше в Восточной Сибири?
- Развитие бизнеса ТЭК в Восточной Сибири
- Инжиниринг

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СЕМИНАРЫ

Геология и опасные геологические процессы Тункинской рифтовой долины

Геология и тектоника Ольхонского геодинамического полигона (Западное Прибайкалье) с посещением научного полигона Бугульдейка



УДК 552.578.2.061.32:550.4 (470.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2023-1-53-66

Нефтематеринские отложения и углеводородный потенциал нижнепалеозойских отложений Лайского вала Денисовского прогиба, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (по материалам скв. Кэрлайская-1)

© 2023 г. | И.С. Котик¹, А.Д. Саетгараев², О.С. Котик¹, Д.А. Бушнеv¹, О.В. Валяева¹, А.А. Савельева¹¹Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, Россия; ivkotik@gmail.com; olya.procko@gmail.com; boushnev@geo.komisc.ru; valyaeva@geo.komisc.ru; savelievaangelina1945@gmail.com;²ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», Усинск, Россия; almir.saetgaraev@lukoil.com

Поступила 12.10.2022 г.

Доработана 21.10.2022 г.

Принята к печати 28.10.2022 г.

Ключевые слова: органическое вещество; нефтематеринские породы; углеводороды; катагенез; Денисовский прогиб; Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

Аннотация: На территории Денисовского прогиба карбонатные отложения верхнеордовик-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса рассматриваются в качестве перспективных поисковых объектов для выявления залежей углеводородов. Их продуктивность была установлена на Западно-Командиршорском-II месторождении, а также на Кэрлайской площади, где в поисковой скв. 1 из верхнесилурийских отложений получен приток легкой нефти. Для оценки углеводородного потенциала нижнепалеозойских отложений и возможности формирования сингенетичных залежей были исследованы образцы кернa и нефти из скв. Кэрлайская-1 методами углепетрографии, органической и изотопной геохимии. В изученном разрезе скважины нефтематеринские породы определены в верхнесилурийских и верхнефранских отложениях, которые классифицируются как изначально средне- и высокопродуктивные. Совокупность углепетрографических (RV_{eq} , %) и геохимических (T_{max} , $20S/(20S + R)$, $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta + \alpha\alpha\alpha)$, $22S/(22S + R)$, Ts/Tm , MPI-1) данных указывает, что органическое вещество нефтематеринских отложений достигло высокой степени катагенетической преобразованности (конец МК₃ – конец МК₄), отвечающей заключительным этапам главной фазы нефтеобразования. Петрографический состав органического вещества, представленного только битуминитом и продуктами его преобразования, а также характер распределения *n*-алканов с преобладанием нечетных гомологов (*n*-C₁₅, *n*-C₁₇) и изотопно-легкий состав органического углерода ($\delta^{13}C = -32...-28$ ‰) в битумоидах пород и нефти свидетельствуют об однотипном планктонно-водорослевом источнике. Установлено, что по характеру распределения *n*-алканов и *n*-алкилциклогексанов, особенно по преобладанию нечетных углеводородов состава C₁₅ и C₁₇, а также изотопно-легкому составу углерода насыщенной фракции, нефть коррелирует с органическим веществом верхнесилурийских нефтематеринских отложений. Установленный высокий генерационный потенциал верхнесилурийских отложений и возможность формирования сингенетичных скоплений углеводородов, а также выявленная нефтегазоносность на различных площадях Денисовского прогиба (Кэрлайской, Западно-Командиршорском-II месторождении) дают основание рассматривать нижнепалеозойский комплекс в качестве перспективного объекта для проведения геолого-разведочных работ и открытия новых залежей.

Для цитирования: Котик И.С., Саетгараев А.Д., Котик О.С., Бушнеv Д.А., Валяева О.В., Савельева А.А. Нефтематеринские отложения и углеводородный потенциал нижнепалеозойских отложений Лайского вала Денисовского прогиба, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (по материалам скв. Кэрлайская-1) // Геология нефти и газа. – 2023. – № 1. – С. 53–66. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-53-66.

Благодарности: Авторы благодарят коллег из ФГБУ «ВНИГНИ» (М.В. Дахнову, С.В. Можегову) и МГУ имени М.В. Ломоносова (Н.В. Пронину) за возможность проведения пиролиза Rock-Eval и углепетрографических исследований. Благодарность за содействие в изучении материалов скважины авторы выражают В.С. Фатееву (ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва) и А.А. Чугаевой (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть», Пермь).

Petroleum source rocks and hydrocarbon potential of Lower Palaeozoic deposits in Laisky swell of Denisovsky trough, Timan-Pechora Petroleum Province (based on Kerlanskaya-1 well data)

© 2023 | I.S. Kotik¹, A.D. Saetgaraev², O.S. Kotik¹, D.A. Bushnev¹, O.V. Valyaeva¹, A.A. Savelyeva¹¹Institute of Geology FRC Komi SC UB RAS, Syktyvkar, Russia; ivkotik@gmail.com; olya.procko@gmail.com; boushnev@geo.komisc.ru; valyaeva@geo.komisc.ru; savelievaangelina1945@gmail.com;²LLC LUKOIL-Komi, Usinsk, Russia; almir.saetgaraev@lukoil.com

Received 12.10.2022

Revised 21.10.2022

Accepted for publication 28.10.2022

Key words: organic matter; source rock; hydrocarbons; catagenesis; Denisovsky trough; Timan-Pechora Petroleum Province.

Abstract: Deposits of the Upper Ordovician-Lower Devonian carbonate play in the Denisovsky trough territory are regarded as exploration targets promising for hydrocarbon accumulations. Their productivity was determined in the West Komandirshorsky-II field and in the Kerlaisky area, where light oil inflow was obtained in exploratory Well 1 from the Upper Silurian deposits. To assess hydrocarbon potential of the Lower Palaeozoic deposits and possibility of the formation of indigenous accumulation, core and oil samples from Kerlaiskaya-1 well were studied using coal petrography, organic, and isotope geochemistry methods. In the well column studied, petroleum source rocks were identified in the Upper Silurian and Upper Frasnian formations. They are initially classified as medium to highly productive. Organic petrology (RV_{eq} , %) and organic geochemistry (T_{max} , $20S/(20S + R)$, $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta + \alpha\alpha\alpha)$, $22S/(22S + R)$, Ts/Tm , MPI-1) data are altogether indicative of that fact that the organic matter of source rocks has reached the high degree of catagenetic transformation (MC_3 end to MC_4 end), which corresponds to the final stages of main oil generation phase. Organic matter composition represented only by bituminite and its transformation products, as well as n -alkanes distribution with predominance of odd homologues (n - C_{15} , n - C_{17}) and light isotope composition of organic carbon ($\delta^{13}C = -32...-28$ ‰) in bitumoids of rock and oil are indicative of the same-type algae and plankton source. It is found that in accordance with n -alkanes and n -alkylcyclohexanes distribution, especially predominance of odd C_{15} and C_{17} in hydrocarbons, as well as lighter isotope composition of saturated fraction, oil correlates with the organic matter of the Upper Silurian petroleum source rocks. The known high generation potential of the Upper Silurian deposits as well as possibility of indigenous hydrocarbon accumulations, together with the determined oil and gas content in different areas of the Denisovsky trough (Kerlaisky, West Komandirshorsky-II fields) give grounds for considering the Lower Palaeozoic deposits as an promising target for geological exploration and discovery of new accumulations.

For citation: Kotik I.S., Saetgaraev A.D., Kotik O.S., Bushnev D.A., Valyaeva O.V., Savelyeva A.A. Petroleum source rocks and hydrocarbon potential of Lower Palaeozoic deposits in Laisky swell of Denisovsky trough, Timan-Pechora Petroleum Province (based on Kerlaiskaya-1 well data). *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(1):53–66. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-53-66. In Russ.

Acknowledgments: The authors thank their colleagues M.V. Dakhnova, S.V. Mozhegova (VNIGNI), and N.V. Pronina (Lomonosov Moscow State University) for the opportunity to conduct Rock-Eval pyrolysis and coal petrographic studies. The authors are grateful to V.S. Fateev (LUKOIL, Moscow) and A.A. Chugaeva (PermNIPneft, the branch of Lukoil Engineering, Perm).

Введение

В последние годы территория Денисовского прогиба является областью активных поисково-разведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В результате этих работ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» был открыт ряд новых нефтяных месторождений, таких как Восточно-Ламбейшорское (крупное по запасам), Баяндыское, Южно-Баяндыское, им. А. Алабушина, Прохоровское и Верхнеипатское (рис. 1) [1, 2]. Основные промышленные залежи УВ расположены в фаменских (верхний девон) и каменноугольных отложениях. В качестве перспективного рассматривается верхнеордовик-нижнедевонский карбонатный нефтегазоносный комплекс, основные перспективы которого связывают с силурийскими отложениями, выходящими под тиманско-саргаевскую региональную покрывку [3, 4]. Продуктивность этого комплекса установлена на Западно-Командиршорском-II месторождении, где в коллекторах нижнего силура выявлена залежь газа с легкой нефтью.

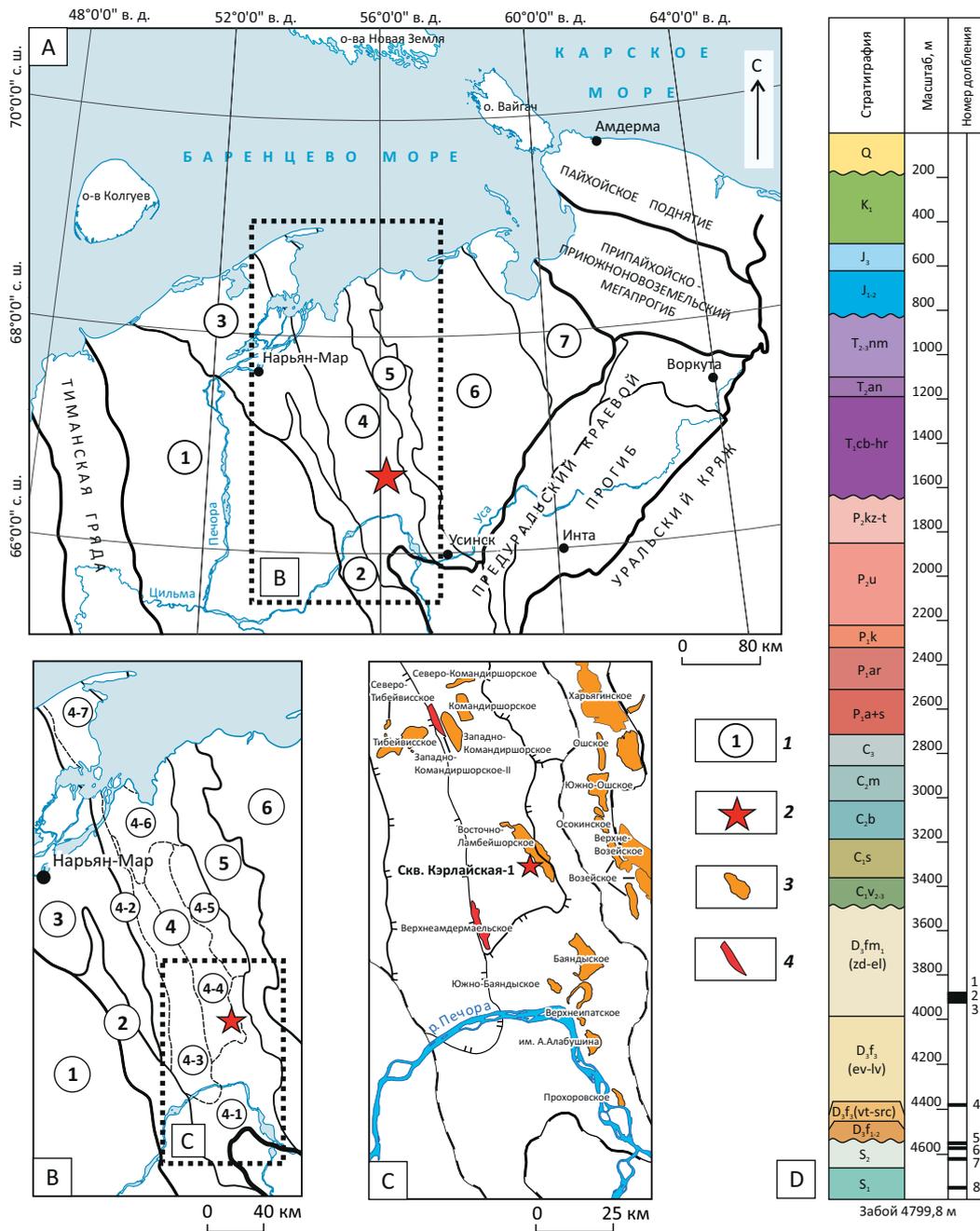
В 2017 г. ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в южной части Лайского вала на Кэрлайской структуре была пробурена скв. 1, в которой из верхнесилурийских отложений в интервале глубин 4542–4571,5 м получен приток нефти. Это открывает перспективы поисков новых залежей УВ в еще слабоизученном нижнепалеозойском комплексе Денисовского прогиба. Для оценки УВ-потенциала нижнепалеозойских отложений и возможности формирования сингенетических залежей были проведены исследования образцов керны и нефти из скв. Кэрлайская-1 методами углепетрографии, органической и изотопной геохимии.

Район и объект исследований

Район исследований расположен в пределах Денисовского прогиба на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (см. рис. 1 А). Исследуемая скв. Кэрлайская-1 пробурена в южной части Лайского вала — линейно вытянутой положительной структуры в центральной части прогиба (см. рис. 1 В, С). Скважина пройдена до глубины 4799,8 м. Представленные керном стратиграфические уровни включают силурийские, верхнефранские и нижнефаменские отложения (см. рис. 1 D).

На исследуемой территории Денисовского прогиба нижнепалеозойские отложения различаются по мощности и стратиграфической полноте, что обусловлено особенностями геологического развития. Формирование отложений в целом проходило в условиях литорали-сублиторали с накоплением преимущественно карбонатных отложений в раннесилур-лудловское время и карбонатно-глинисто-мергелистых — в пржидольско-раннедевонское. Предсредне-предпозднедевонский региональный перерыв определил изменение полноты осадочного разреза на территории прогиба: наиболее сокращенные мощности с последовательным выпадением нижнесилурийских, верхнесилурийских и нижнедевонских отложений установлены в его южной части (Лодминская перемычка) [4]. Проявление регионального перерыва существенно повлияло на формирование и распространение коллекторов в карбонатных толщах, а залегание коллекторских горизонтов непосредственно под тиманско-саргаевской покрывкой стало наиболее благоприятным условием для образования залежей УВ [3, 4]. Такие условия были установлены на Кэрлайской площади, где под франской покрывкой залегают породы

Рис. 1. Обзорная карта района исследований и положение изученной скв. Кэрлайская-1
 Fig. 1. Location map of the study area and position of the studied Kerlaiskaya-1 well



A–C — фрагменты карты тектонического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (по [5]); D — стратиграфическое расчленение скв. Кэрлайская-1.

1 — тектонические элементы (1 — Ижма-Печорская синеклиза, 2 — Печоро-Кожвинский мегавал, 3 — Малоземельско-Колгуевская моноклинали, 4 — Денисовский прогиб (4-1 — Лодминская перемычка, 4-2 — Шапкина-Юрьяхинский вал, 4-3 — Тибейвская депрессия, 4-4 — Лайский вал, 4-5 — Верхнелайская депрессия, 4-6 — Усть-Печорская депрессия, 4-7 — Носовая перемычка), 5 — Колвинский мегавал, 6 — Хорейверская впадина, 7 — Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона); 2 — местоположение изученной скважины; месторождения УВ (3, 4): 3 — нефтяные, 4 — газоконденсатные

A–C — fragments of Tectonic zoning map of the Timan-Pechora Petroleum Province (according to [5]); D — stratigraphic subdivision, Kerlaiskaya-1 well

1 — tectonic elements (1 — Izhma-Pechorsky syncline, 2 — Pechora-Kozhvin'skiy megaswell, 3 — Malozemelsko-Kolguevsky monocline, 4 — Denisovskiy trough (4-1 — Lodmin'skiy bridge, 4-2 — Shapkina-Yuryakhinskiy swell, 4-3 — Tibeivskiy depression, 4-4 — Laisky swell, 4-5 — Verkhnelayskiy depression, 4-6 — Ust-Pechorskiy depression, 4-7 — Nosovaya bridge), 5 — Kolvinskiy megaswell, 6 — Khoreivskiy depression, 7 — Varandey-Adzvin'skiy structural-tectonic zone); 2 — location of the studied well; hydrocarbon fields (3, 4): 3 — oil, 4 — oil and gas condensate

верхнего силура. В кровле верхнесилурийских отложений по результатам испытания пласта в интервале глубин 4542–4591,2 м был получен приток нефти. Нефть в стандартных условиях особо легкая ($0,805 \text{ г/см}^3$), малосмолистая (2,65 %), малоасфальтенистая (0,96 %), высокопарафинистая (6,57 %). По этим параметрам она достаточно схожа с другими нефтями месторождений Денисовского прогиба [6].

Методы исследований

Углететрографическое изучение ОБ пород, включающее мацеральный анализ и замеры показателя отражения (битуминита), проводилось на микроскопе Leica DM-2500 с установкой QD1302 (Craic Technologies) (г. Москва, МГУ имени М.В. Ломоносова) и Nikon Eclipse E400Pol.

Содержания органического углерода ($C_{\text{орг}}$, %) в породе определялось на экспресс-анализаторе АН-7529 методом сжигания в токе кислорода образцов, предварительно обработанных 10 %-й соляной кислотой.

Битумоиды выделялись из пород методом горячей экстракции хлороформом в аппаратах Сокслета. Газохроматографический анализ насыщенной (*n*-алканы и изопреноиды) фракции битумоидов проводился на приборе «Кристалл 2000М». Молекулярный состав полициклических насыщенных и ароматических УВ определялся методом хромато-масс-спектрометрии на приборе Shimadzu QP2010 Ultra.

Пиролитические исследования были проведены на приборе Rock-Eval 6 Standard (Vinci Technologies) (Москва, ФГБУ «ВНИГНИ»).

Анализ изотопного состава углерода ($\delta^{13}\text{C}$) отдельных фракций битумоидов и нефти проводился на масс-спектрометре Delta V Advantage с использованием элементного анализатора Flash EA. Значения $\delta^{13}\text{C}$ даны относительно стандарта VPDB. Погрешность измерения составляла $\pm 0,15 \text{ ‰}$.

Проведенный комплекс исследований (кроме замеров показателя отражения (битуминита) и пиролитического анализа (Rock-Eval) выполнялся на приборной базе ЦКП «Геонаука» в Сыктывкаре.

Результаты и их обсуждение

Содержание $C_{\text{орг}}$ и генерационный потенциал

Верхнесилурийские отложения преимущественно серыми доломитами, в различной степени глинистыми, известковистыми с прослоями темно-серых мергелей и аргиллитов доломитизированных. Содержание $C_{\text{орг}}$ в них изменяется от 0,15–1,21 % в глинистых доломитах до 1,28–2,81 % в мергелях и аргиллитах (табл. 1). Значение остаточного генерационного потенциала ($S_1 + S_2$) варьирует от 0,52 до 2,3 мг УВ/г породы. Значения водородного индекса (HI) составляют 37–65 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$.

Верхнефранские отложения представлены темно-серыми известковистыми аргиллитами с прослоями серого известняка. Содержание $C_{\text{орг}}$ в аргил-

литах составляет 1,33–2,44 % (см. табл. 1). Значения $S_1 + S_2$ и HI более высокие, чем в силурийских толщах, и изменяются от 2,02 до 7,45 мг УВ/г породы и от 108 до 208 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ соответственно.

Фаменские отложения сложены «чистыми» известняками (нерастворимого остатка породы ~1 %), имеющими низкие концентрации ОБ ($C_{\text{орг}} = 0,14 \text{ ‰}$). Известняки прослоями мелкопоровые, порово-кавернозные и неравномерно-битумонасыщенные, выступающие в качестве потенциальных коллекторских толщ.

Таким образом, среди изученных отложений наиболее обогащенные ОБ потенциальные нефтегенерирующие толщи содержат только породы верхнего силура и верхнего франа.

Петрография ОБ

Петрографическое изучение ОБ пород показало, что во всех образцах оно представлено в основном постгенерационным битуминитом (post-mature bituminite) (рис. 2 А–С). Реже во франских отложениях встречается битуминит (pre-mature bituminite) совместно с битумом — вторичным продуктом преобразования битуминита (см. рис. 2 D, E). В пустотах карбонатных прослоев наблюдаются скопления твердых битумов (см. рис. 2 F). Также встречены включения биокластов — углеродистых остатков различных организмов, которые наиболее многочисленны во франских отложениях (см. рис. 2 G, H).

УВ-состав ОБ

Нормальные алканы и изопреноиды. Изученные битумоиды из пород разных стратиграфических уровней имеют различия в распределении *n*-алканов и изопреноидов. Битумоиды фаменских отложений отличаются от всех образцов повышенными концентрациями высокомолекулярных УВ ($> n\text{-C}_{20}$), наиболее высокими значениями Pr/C_{17} , Ph/C_{18} и низкими $\text{C}_{17}/\text{C}_{27}$ (табл. 2; рис. 3 А, 4).

Битумоиды верхнефранских отложений характеризуются максимумом в низкомолекулярной области с преобладанием *n*-алкана C_{15} (см. рис. 3 В). Они отличаются от всех остальных образцов несколько повышенными значениями отношения Pr/Ph , что вполне типично для ОБ верхнедевонских (доманиковых) отложений Тимано-Печорского бассейна [8]. По значениям отношений Pr/C_{17} и Ph/C_{18} они занимают промежуточное положение (см. табл. 2; см. рис. 4).

Битумоиды верхнесилурийских отложений имеют схожий с франскими образцами профиль распределения *n*-алканов, но отличаются более интенсивным пиком C_{17} (наряду с C_{15}) (см. рис. 3 С). Преобладание нечетных *n*-алканов состава C_{17} , C_{15} выражается в высоких значениях коэффициента ОЕР (odd-even predominance) [9] (рис. 5; см. табл. 2), отражающего отношение нечетных гомологов к четным. На диаграмме (см. рис. 4) они также группируются в отдельную область.

Табл. 1. Содержание C_{орг} и результаты пиролитических исследований (Rock-Eval)

Tab. 1. C_{org} content and Rock-Eval pyrolysis results

Номер долбления	Номер образца	Возраст	Глубина, м	Литология	Параметры						
					C _{орг}	S ₁	S ₂	T _{max}	HI	S ₁ + S ₂	PI
1	1/2	D ₃ fm ₁	3884,2	Известняк	0,14	–	–	–	–	–	–
4	4/1	D ₃ f ₃	4385,5	Аргиллит известковистый	2,44	2,38	5,07	449	208	7,45	0,32
	4/3		4382,45		1,33	0,58	1,44	445	108	2,02	0,29
	4/5		4379,4		1,55	–	–	–	–	–	–
5	5/1	S ₂	4555,05	Доломит глинистый	0,82	–	–	–	–	–	–
	5/2		4552,8	Аргиллит доломитизированный	1,43	0,33	0,93	434	65	1,26	0,26
	5/3		4552,3	Мергель	1,28	0,46	0,75	446	59	1,21	0,38
	5/4		4550,62	Доломит глинистый	1,21	–	–	–	–	–	–
6	6/1	4571,12	0,68		–	–	–	–	–	–	
	6/5	4575,6	Мергель	2,43	0,83	1,47	441	60	2,3	0,36	
	6/6	4576,4	Доломит глинистый	0,5	–	–	–	–	–	–	
7	7/1	4623,02		0,15	–	–	–	–	–	–	
	7/2	4621,68	Аргиллит доломитизированный	2,81	0,52	1,03	429	37	1,55	0,33	
	7/4	4619,52	Доломит глинистый	0,16	–	–	–	–	–	–	
	7/5	4617,2		0,69	0,18	0,34	437	49	0,52	0,35	

Примечание. C_{орг}, %; S₁, мг УВ/г породы; S₂, мг УВ/г породы; T_{max}, °C; HI = 100 · S₂/C_{орг}, мг УВ/г C_{орг}; S₁ + S₂, мг УВ/г породы; PI = S₁/(S₁ + S₂); «–» — не определялось.

Note. C_{org}, %; S₁, mg HC/g rock; S₂, mg HC/g rock; T_{max}, °C; HI = 100 · S₂/C_{org}, mg HC/g C_{org}; S₁ + S₂, mg HC/g rock; PI = S₁/(S₁ + S₂); «–» — not determined.

Изученная нефть из верхнесилурийских отложений по совокупности УВ-параметров имеет свои геохимические особенности. Однако по характеру распределения n-алканов, особенно по преобладанию C₁₅ и C₁₇ (см. рис. 3 D), повышенным значениям ОЕР (см. табл. 2), нефть схожа с битумоидами верхнего силура.

n-Алкилциклогексаны. Распределение циклоалкановых УВ также демонстрирует несходство проанализированных битумоидов. Фаменские отложения характеризуются битумоидами, для которых максимум распределения n-алкилциклогексанов приходится на область C₁₇–C₂₁ с преобладанием УВ с нечетным числом атомов углерода в молекуле (рис. 6 А). Битумоиды франских отложений характеризуются максимумом при C₁₅ и постепенным снижением УВ в сторону высокомолекулярных гомологов (см. рис. 6 В). Распределение n-алкилциклогексанов в верхнесилурийских отложениях отличается преобладанием нечетных УВ состава C₁₅, C₁₇ и C₂₁ (см. рис. 6 С). Для образца нефти наблюдается такое же распределение n-алкилциклогексанов, как в битумоидах верхнего силура, где преобладают низкомолекулярные гомологи C₁₅, C₁₇ и C₂₁ (см. рис. 6 D).

Стераны и терпаны. Информацию о распределении полициклических биомаркеров удалось по-

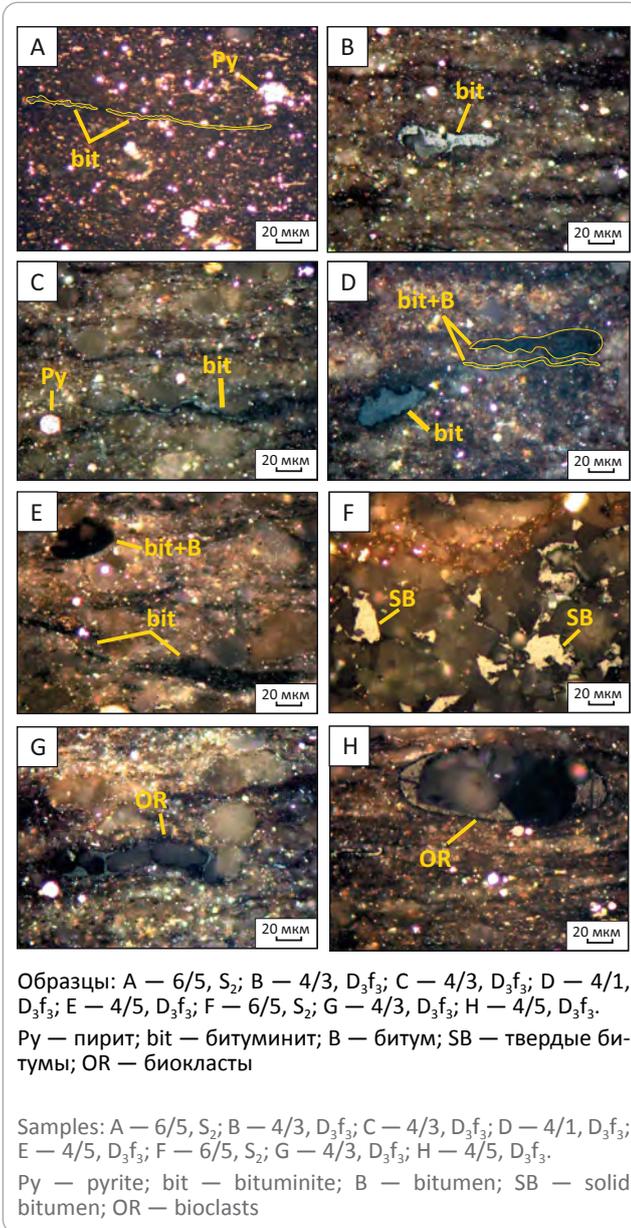
лучить только для битумоидов из фаменских отложений и нефти (рис. 7 А, В; см. табл. 2). По остальным образцам получены слабые пики, непригодные для расчетов (см. рис. 7 С). Распределение стеранов в битумоидах фаменских отложений является схожим. Для них характерно преобладание C₂₇ (31–34 %) и C₂₉ (43–44 %) (см. табл. 2). Среди терпанов доминируют трициклические УВ. Распределение УВ в нефти отличается от битумоидов пород. В ней преобладающими являются стераны состава C₂₈ (30 %) и C₂₉ (44 %), а гопаны отсутствуют (см. рис. 7 С).

Изотопный состав углерода

Изотопный состав углерода исследовался во фракциях насыщенных (δ¹³C_{насыщ}) и ароматических (δ¹³C_{аром}) УВ для битумоидов пород и нефти (см. табл. 2). В породах верхнего франа значения δ¹³C_{насыщ} составляют –30,5...–29,3 ‰. Ароматическая фракция содержит углерод с более тяжелым изотопным составом, δ¹³C_{аром} варьирует от –29,9 до –28 ‰. Углерод битумоидов силурийских отложений отличается меньшим содержанием изотопа ¹³C, его δ¹³C_{насыщ} изменяется в интервале –32...–30,8 ‰ (рис. 8). Значения δ¹³C_{аром} больше, чем δ¹³C_{насыщ} и составляют –29,7...–28,5 ‰. Значения δ¹³C_{насыщ} и δ¹³C_{аром} фракций, выделенных из нефти, равны –31,5 и –29,5 ‰ соответственно.



Рис. 2. Микрофотографии компонентов ОБ пород
Fig. 2. Micro-images of OM components



Катагенез ОБ

Оценка катагенетической преобразованности ОБ проводилась по результатам измерения показателя отражения, данным пиролиза Rock-Eval и распределению УВ-биомаркеров.

Замеры показателя отражения были проведены по битуминиту (в верхнем фране) и твердым битумам (в верхнем силуре), которые используются в качестве «эквивалента витринита» (RV_{eq} , %). Г. Джейкобом [11] отмечено, что битуминит имеет более низкий показатель отражения (RB, %) чем у витринита (RV , %) при $RV < 1$ %, а при $RV > 1$ %, наоборот, значения RB более высокие. Поэтому для приведения значений RB к эквиваленту витринита использовалась формула $RV_{eq} = 0,668 \times RB + 0,4$ [11]. Ввиду отсутствия в верхнесилурийских отложениях включений битуминита, пригодных по размеру

для выполнения замеров, были измерены включения твердых битумов между карбонатными зернами (см. рис. 2 F). Для пересчета измерений данных включений на «эквивалент витринита» подходит формула $RV_{eq} = (RB + 0,41)/1,09$ [12].

Полученные значения RB составили 1,13 % в верхнефранских (образец 4/5) и 1,23 % в верхнесилурийских (образец 6/5) отложениях, что в пересчете на «эквивалент витринита» составляет 1,15 и 1,5 % соответственно. Данные значения RV_{eq} соответствуют градации катагенеза «конец МК₃ – конец МК₄», что отвечает заключительным этапам главной фазы нефтеобразования [13].

Катагенетическая преобразованность ОБ по данным пиролиза Rock-Eval оценивалась по значению температуры максимального выхода УВ (T_{max}) и индекса продуктивности (PI). Значения T_{max} и PI составляют соответственно 429–449 °C и 0,26–0,38 (рис. 9; см. табл. 1), что отражает зрелость ОБ в пределах главной зоны нефтегенерации [14]. Отсутствие закономерности повышения T_{max} с глубиной при повышенном индексе PI (см. табл. 1) может быть связано с присутствием в породах миграционных битумоидов, которые занижают значение T_{max} [15].

Степень зрелости ОБ, рассчитанная по полициклическим биомаркерам, оценивалась по значениям стерановых параметров $20S/(20S + R)$, $\alpha\beta/(\alpha\beta + \alpha\alpha)$ для УВ-состава C₂₉ и $22S/(22S + R)$, рассчитанных для C₃₂ $\alpha\beta$ гомогпана. Значения этих индексов в исследованных образцах составляют 0,42–0,53, 0,56–0,66 и 0,62–0,64 соответственно (см. табл. 2). Установлено, что при достижении уровня зрелости около $RV = 0,5–0,7$ % в соотношении этих УВ-биомаркеров достигаются равновесные значения, которые далее уже не изменяются [7, 16]. Полученные значения в целом указывают на то, что ОБ достигло порога информативности стерановых и гопановых индикаторов зрелости, соответствующих пику (и более) нефтегенерации (рис. 10).

Распределение тритерпановых УВ также несет информацию о степени зрелости ОБ, и, в отличие от вышеприведенных индексов, их информативность сохраняется и на более высоких градациях катагенеза. Отмечено, что трициклические терпаны более устойчивы при термической зрелости, чем гопаны, поэтому они являются наиболее распространенными УВ в высокзрелых нефтях [17]. Для ОБ высоких уровней катагенетического преобразования ($RV > 0,9$ %) также характерны повышенные значения отношения T_s/T_m , так как триснорнеогопан (T_s) является более стабильным [7]. Таким образом, преобладание в изученных битумоидах трициклических УВ и высокие значения T_s/T_m (6–10) подтверждают высокую зрелость ОБ пород и нефти.

Другим УВ-параметром, позволяющим определить уровень зрелости ОБ, является метилфенантеновый индекс (MPI-1), рассчитанный по отношению фенантрена и его гомологов. В отличие от насыщенных УВ, ароматические соединения со-

Табл. 2. Геохимические показатели битумоидов пород и нефти

Tab. 2. Geochemical data of bitumens and oil

Геохимические показатели	Номер образца												
	1/2	2/2	3/2	4/1	4/3	4/5	5/2	5/3	6/5	6/6	7/2	7/5	нефть
	Возраст												
	D ₃ fm ₁			D ₃ f			S ₂						
Pr/C ₁₇	0,51	0,46	0,48	0,43	0,36	0,32	0,22	0,22	0,17	0,25	0,09	0,24	0,4
Ph/C ₁₈	0,55	0,5	0,54	0,34	0,23	0,22	0,4	0,28	0,22	0,31	0,1	0,28	0,74
Pr/Ph	0,95	0,97	0,89	1,72	2,17	2,28	1,31	1,55	1,22	1,15	1,01	1,29	0,97
C ₁₇ /C ₂₇	2	2,84	1,89	6,82	14,47	28,94	12,49	8,83	4,06	3,86	4,39	6,02	3,95
ОЕР при C ₁₇	1,13	1,09	1,13	1,05	0,97	1,03	1,46	1,38	1,2	1,2	1,05	1,3	1,47
αββ C ₂₇ , %	34	31	34	–	–	–	–	–	–	–	–	–	25
αββ C ₂₈ , %	21	26	23	–	–	–	–	–	–	–	–	–	30
αββ C ₂₉ , %	44	43	43	–	–	–	–	–	–	–	–	–	44
Ts/Tm	6	6	10	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
C ₂₉ 20S/(20S + R)	0,45	0,53	0,42	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,43
C ₂₉ αββ/(αββ + ααα)	0,6	0,65	0,59	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,66
C ₃₂ 22S/(22S + R)	0,62	0,64	0,64	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
MPI-1	0,81	0,78	0,78	1,04	1,01	1	0,95	0,96	0,99	0,97	0,83	0,86	1,07
RV _c , %	0,87	0,86	0,86	1,02	0,99	0,99	0,96	0,97	0,98	0,97	0,89	0,91	1,04
δ ¹³ C _{насыщ} , ‰	–	–	–	-29,3	–	-30,5	-31,7	–	-32	–	-30,8	–	-31,5
δ ¹³ C _{аром} , ‰	–	–	–	-28	–	-29,9	-29,7	–	-29,3	–	-28,5	–	-29,5

Примечание. ОЕР = C₁₅ + 6 · C₁₇ + C₁₉/4 · C₁₆ + 4 · C₁₈; MPI-1 = 1,5 · (2-MP + 3-MP)/(P + 1-MP + 9-MP); RV_c = 0,38 + 0,61 · MPI-1.

Note. OEP = C₁₅ + 6 · C₁₇ + C₁₉/4 · C₁₆ + 4 · C₁₈; MPI-1 = 1.5 · (2-MP + 3-MP)/(P + 1-MP + 9-MP); RV_c = 0.38 + 0.61 · MPI-1.

Рис. 3. Хроматограммы распределения n-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов пород (А–С) и нефти (D)
Fig. 3. Chromatograms of n-alkanes and isoprenoids distribution in the saturated fraction of rocks (A–C) and oil (D)

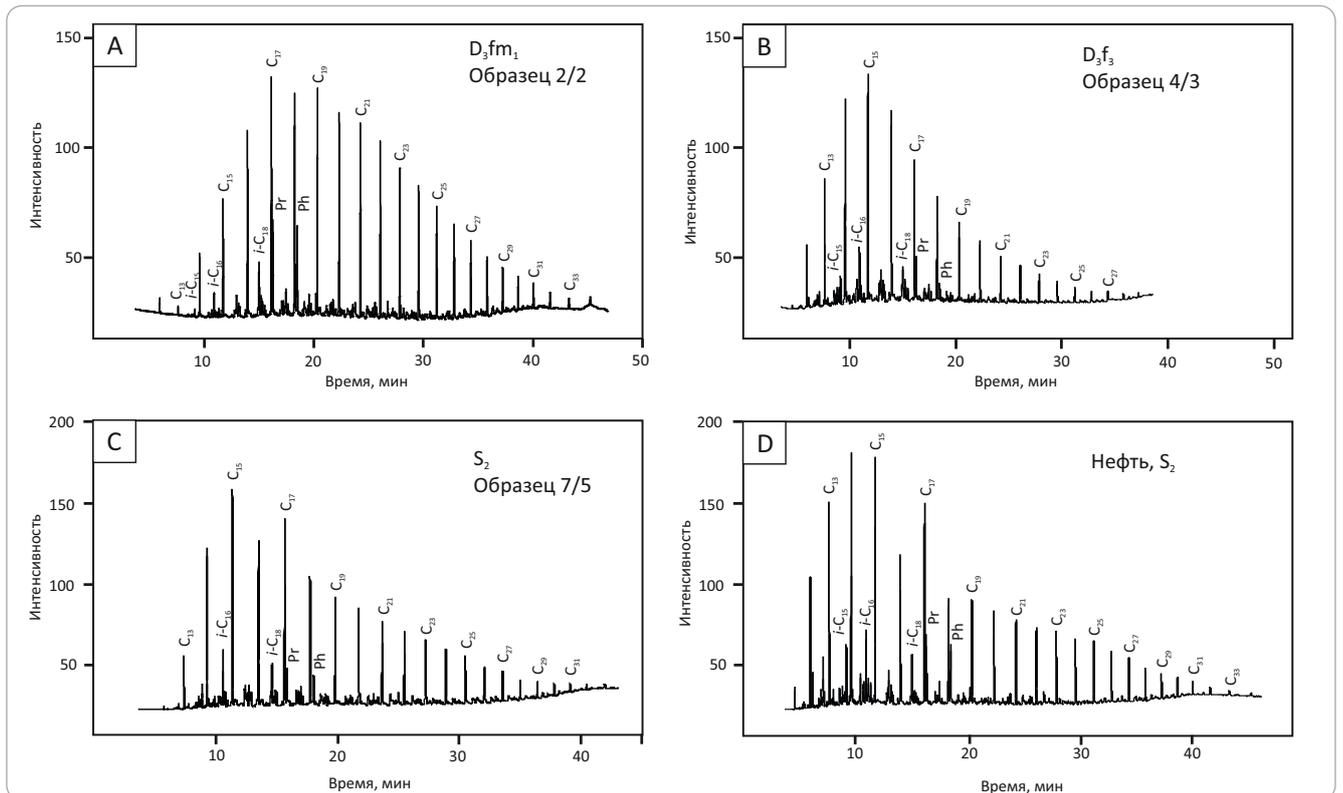
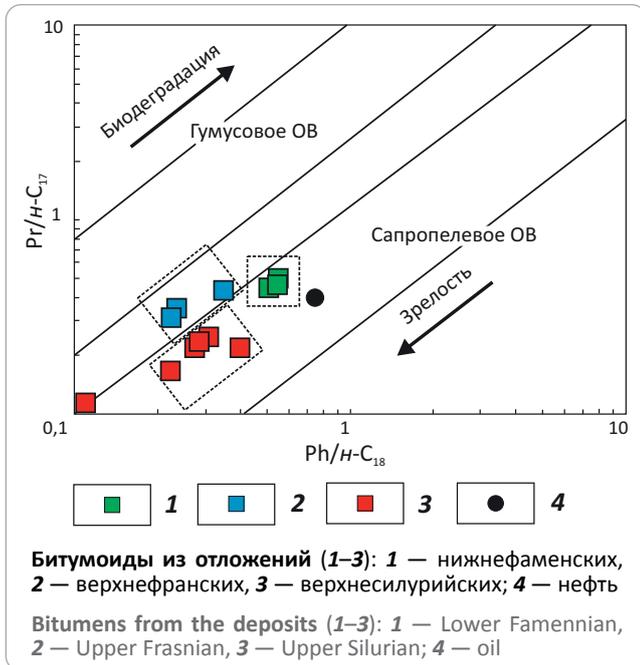




Рис. 4. Диаграмма отношений нормальных и изопреноидных алканов $Pr/n-C_{17} - Ph/n-C_{18}$ (поля диаграммы по [7])

Fig. 4. Normal and isoprenoid alkanes $Pr/n-C_{17} - Ph/n-C_{18}$ relationship diagram (diagram fields according to [7])



храняют высокие концентрации при повышенных уровнях зрелости ОБ. Поэтому аналитические данные были получены для всех исследуемых образцов (см. табл. 2). Установленная зависимость значений MPI-1 с показателем отражения витринита (RV, %) позволила рассчитать его теоретически [18]. Рассчитанное по индексу MPI-1 значение RV_c составляет 0,86–0,87 % в фаменских, 0,99–1,02 % — во франских и 0,89–0,98 % — в силурийских отложениях. Для нефти значение RV составило 1,04 % (см. табл. 2).

Совокупность полученных данных указывает на то, что ОБ верхнесилурийских и верхнефранских нефтематеринских отложений достигло высокой степени катагенетической преобразованности (до МК₄), соответствующей заключительным этапам главной фазы нефтеобразования. Нефть также характеризуется высокой зрелостью, соответствующей вмещающим верхнесилурийским породам.

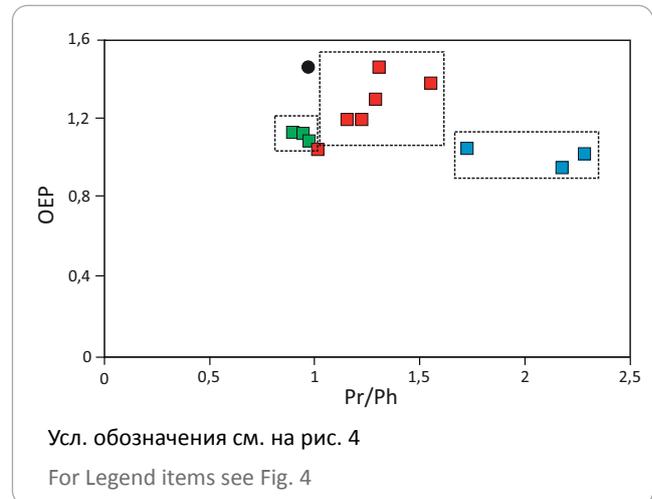
Полученные фактические данные позволили уточнить катагенез ОБ в этой части Денисовского прогиба. Согласно имеющимся оценкам, катагенетическая преобразованность ОБ для верхнего силура находится на уровне МК₅ и МК₃ для нижне-среднефранских отложений верхнего девона [19]. Результаты, полученные авторами статьи, указывают на меньшую степень катагенеза ОБ для верхнесилурийских отложений (МК₄), а для нижне-среднефранских, наоборот — на большую преобразованность (начало МК₄).

Исходные концентрации ОБ в нефтематеринских породах

В процессе катагенетического преобразования ОБ происходит расход $C_{орг}$ на генерацию УВ-про-

Рис. 5. Диаграмма отношения значений ОЕР – Pr/Ph

Fig. 5. OEP – Pr/Ph values relationship diagram



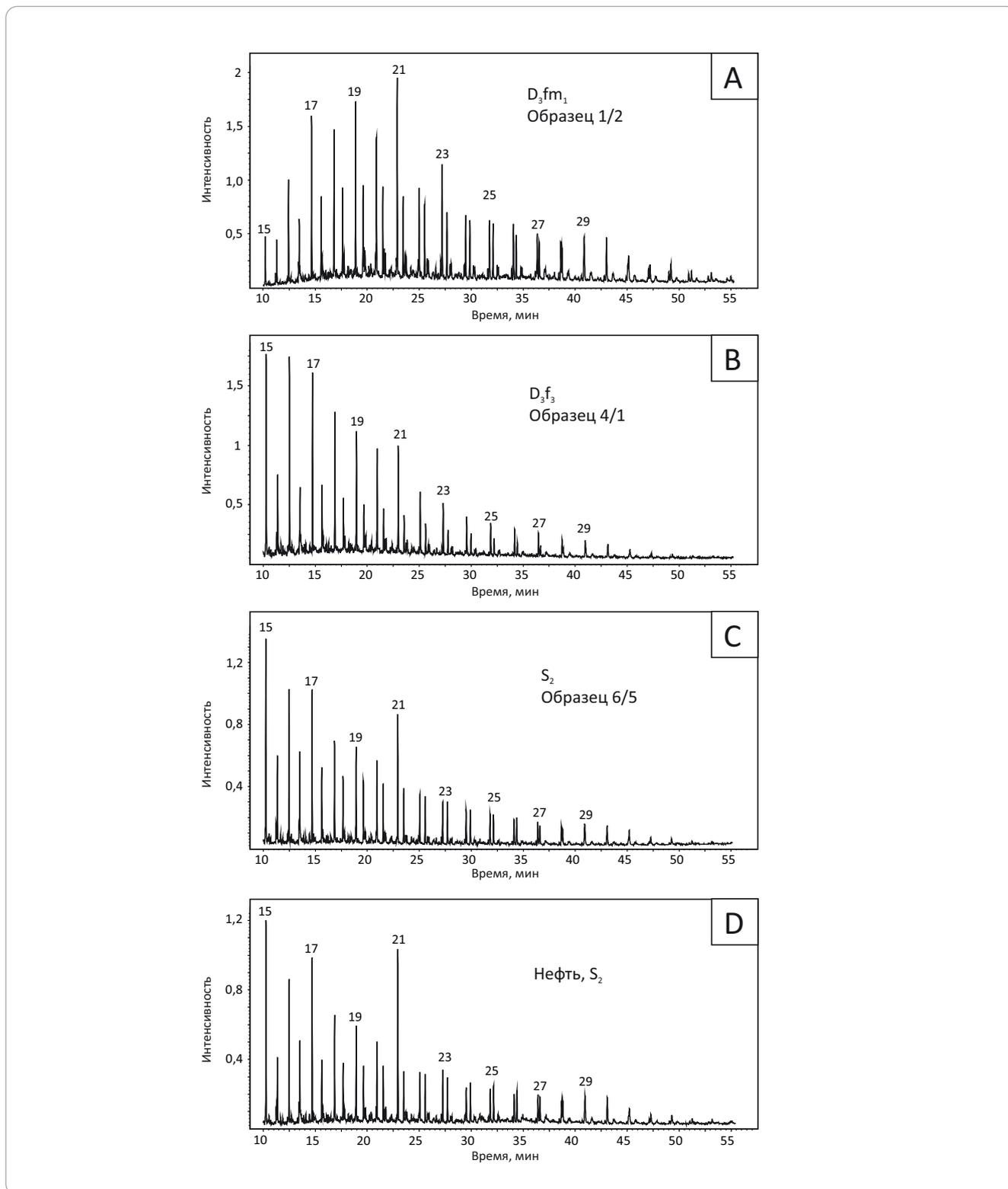
дуктов. Поэтому, зная тип ОБ и уровень его катагенеза, возможно оценить исходные содержания $C_{орг}$ в породах. Исходя из определенной степени зрелости (конец МК₃ – МК₄) и альгогенной основы ОБ, был использован коэффициент пересчета исходных (на начало градации ПК₁) концентраций $C_{орг}$, равный 2,35 [20]. С учетом коэффициента пересчета исходные содержания $C_{орг}$ в силурийских нефтематеринских породах составляют 0,35–3,01 % в глинистых доломитах и 3,36–6,6 % в мергелях и аргиллитах. Исходные значения $C_{орг}$ для верхнефранских нефтематеринских пород варьируют от 3,13 до 5,73 %. На классификационном уровне, по содержанию $C_{орг}$ [21], исследуемые нефтематеринские породы характеризуются как низко-среднепродуктивные для глинистых доломитов и средне-высокопродуктивные для мергелей и аргиллитов.

Состав ОБ и корреляция нефти с нефтематеринскими породами

Характер распределения *n*-алканов в изученных образцах пород и нефти с преобладанием нечетных гомологов (*n*-C₁₅, *n*-C₁₇) в низкомолекулярной области отражает морской планктонно-водорослевый источник ОБ [9]. Петрографический состав ОБ, представленного только битуминитом и продуктами его преобразования, также отражает исключительно морской генезис ОБ. Значения $\delta^{13}C$ битумоидов пород и нефти в диапазоне –32...–28 ‰ подтверждают сделанные выше выводы. Такой изотопно-легкий состав органического углерода является характерным для морского сапропелевого ОБ [22].

Провести корреляцию ОБ пород и нефти по распределению стерановых и терпановых УВ, к сожалению, не представляется возможным, ввиду отсутствия данных из потенциальных нефтематеринских пород верхнего силура и верхнего франа. Фаменские отложения содержат миграционные УВ и являются коллекторами. Поэтому основными корреляционными данными являлись информация по распределению алкановых и циклоалкановых

Рис. 6. Масс-хроматограммы (m/z 82) распределения n -алкилциклогексанов в битумоидах пород (А–С) и нефти (D)
Fig. 6. Mass chromatograms (m/z 82) showing distributions of n -alkylcyclohexanes in bitumens (A–C) and oil (D)



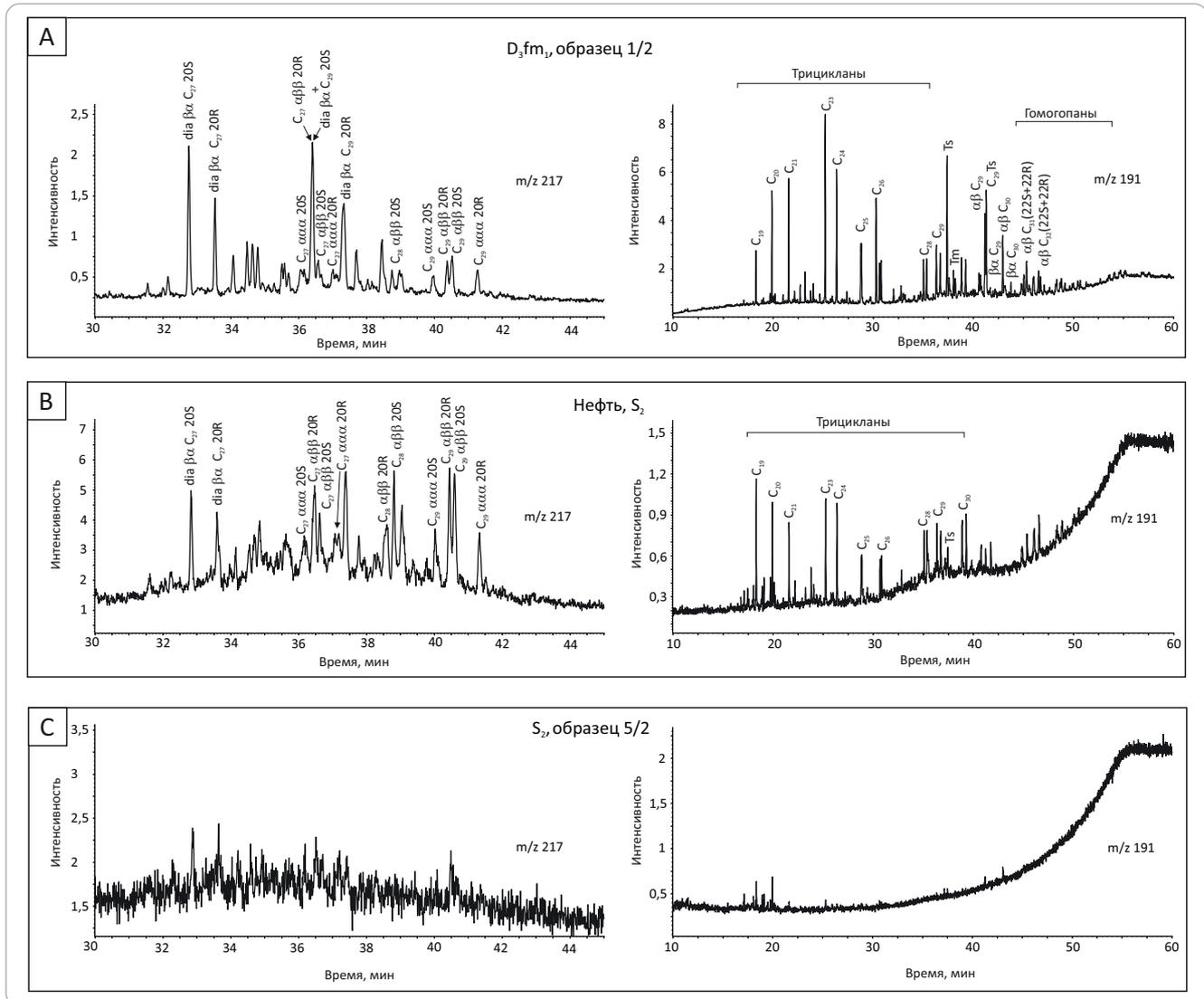
УВ, а также изотопный состав углерода фракций битумоида.

По характеру распределения n -алканов и n -алкилциклогексанов, особенно преобладанию нечетных УВ состава C₁₅ и C₁₇ (см. рис. 3, 6), повышенным значениям ОЕР (см. рис. 5) нефть коррелирует с би-

тумоидами из верхнесилурийских нефтематеринских пород. Распределение изотопов углерода не противоречит связи нефти с нефтематеринскими породами верхнего силура. От верхнефранских образцов они отличаются более изотопно-легким составом углерода насыщенной фракции (см. рис. 8).



Рис. 7. Масс-хроматограммы распределения стерановых (m/z 217) и терпановых (m/z 191) УВ в битумоидах пород (А, С) и нефти (В)
Fig. 7. Mass chromatograms showing distribution of sterane (m/z 217) and terpane (m/z 191) hydrocarbons in bitumens (A, C) and oil (B)



Проведенные ранее исследования [10] доманиковых отложений Денисовского прогиба по скв. Командиршор-12, как и для проанализированных авторами статьи верхнефранских битумоидов, показывают обогащение тяжелым изотопом углерода в составе насыщенной фракции (см. рис. 8).

Таким образом, приведенные изотопно-геохимические данные свидетельствуют о сингенетичности силурийской нефти вмещающим толщам и генетической связи с ОВ нефтематеринских пород верхнего силура. Предположения о возможном раннепалеозойском источнике нефтей в Денисовском прогибе высказывались и ранее: в среднедевон-франских отложениях установлены нефти с концентрационным максимумом n -алканов при C_{17} (Пашшорская, Верхнегрубешорская и Северо-Командиршорская площади), предположительно связанные с нижнепалеозойским генезисом (Сенин С.В. и др., 2012); на Баяндыском месторождении залежь в фаменских отложениях характе-

ризуется высокой зрелостью нефтяного флюида и УВ-составом, не соответствующим ОВ нефтематеринских пород верхнего девона [1, 23]. Однако детальных изотопно-геохимических исследований по сопоставлению нефтей и нефтематеринских пород различных стратиграфических уровней не проводилось. Полученные авторами статьи результаты исследований доказывают нефтегенерационный потенциал силурийских отложений и возможность формирования залежей УВ как во вмещающих отложениях, так и вышележащих нефтегазоносных комплексах, за счет процессов вертикальной миграции.

Следует также отметить, что битумоиды из фаменских пористо-кавернозных пород отличаются от всех других проанализированных образцов из верхнесилурийских и верхнефранских отложений по распределению УВ-биомаркеров и зрелости ОВ. Это может свидетельствовать о собственном источнике УВ в фаменской части разреза.

Рис. 8. Изотопный состав углерода насыщенной и ароматической фракций битумоидов пород и нефти
Fig. 8. Stable carbon isotope ratios for saturated versus aromatic hydrocarbons in bitumens and oil

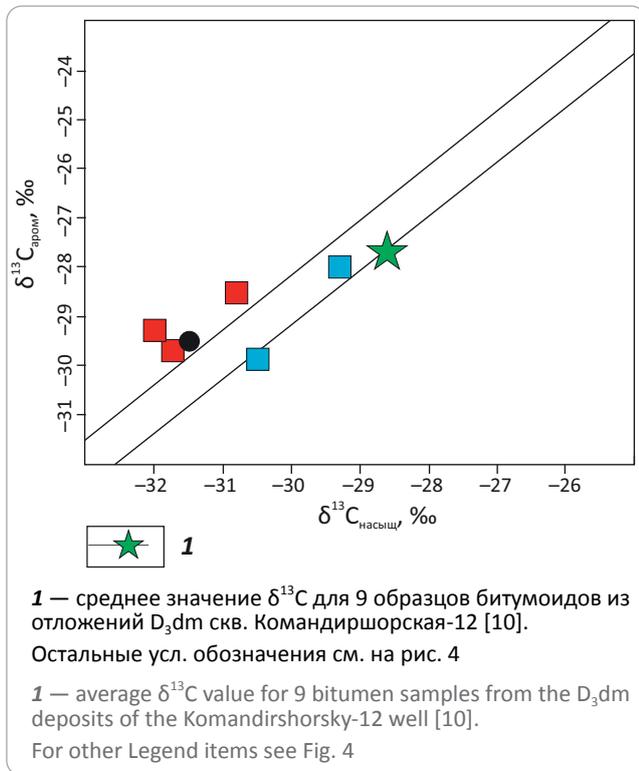
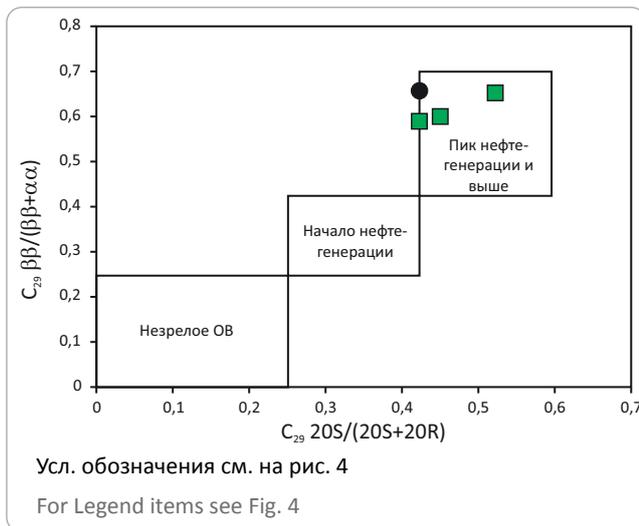


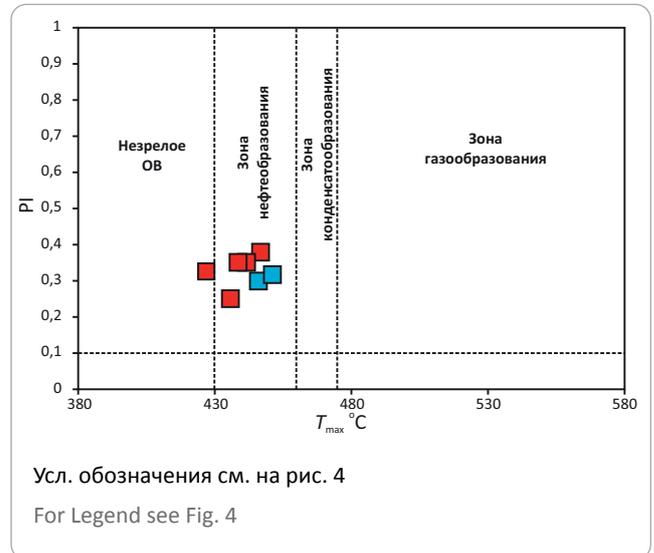
Рис. 10. Катагенез ОВ по биомаркерным параметрам
Fig. 10. Maturity of OM in accordance with biomarker parameters



Выводы

В результате проведенных исследований материалов скв. Кэрлайская-1 получены новые данные по нефтематеринским породам и геохимии УВ палеозойских отложений Лайского вала Денисовского прогиба. Полученные данные по изотопному составу и распределению УВ-биомаркеров в нефти из силурийских природных резервуаров являются первыми сведениями об УВ-флюидах из нижнепалеозойских отложений Денисовского прогиба.

Рис. 9. Катагенез ОВ по значениям пиролитических параметров T_{max} и PI
Fig. 9. Maturity of OM according to the Rock-Eval T_{max} and PI values



В изученном разрезе скважины нефтематеринские породы определены в верхнесилурийских и верхнефранских отложениях, которые характеризуются близкими значениями геохимических параметров. В обоих стратиграфических интервалах наиболее обогащенные ОВ отложения классифицируются как изначально средне- и высокопродуктивные нефтематеринские породы. Фаменские отложения сложены «чистыми» известняками и не содержат нефтегенерирующих пород.

Совокупность данных показателя отражения (RV_{eq}), пиролиза Rock-Eval (T_{max}), индексов зрелости насыщенных ($20S/20S + R$), $\alpha\beta/(\alpha\beta + \alpha\alpha)$, $22S/(22S + R)$, T_g/T_m и ароматических (MPI-1) УВ указывает на то, что ОВ верхнесилурийских и верхнедевонских нефтематеринских отложений достигло высокой степени катагенетической преобразованности (конец MK_3 – конец MK_4), отвечающей заключительным этапам главной фазы нефтеобразования. Нефть также характеризуется высокой зрелостью, соответствующей вмещающим верхнесилурийским отложениям.

Показано, что, несмотря на однотипный планктонно-водорослевый источник ОВ, битумоиды верхнесилурийских, верхнефранских и фаменских отложений отличаются по распределению алкановых (n -алканы и изопреноиды) и циклоалкановых (n -алкилциклогексаны) УВ, а также изотопному составу углерода отдельных фракций. Сопоставление битумоидов пород и нефти показало, что по характеру распределения n -алканов и n -алкилциклогексанов, особенно преобладанию нечетных УВ состава C_{15} и C_{17} , изотопно-легкому составу $\delta^{13}C_{насыщ}$, нефть коррелирует с ОВ верхнесилурийских нефтематеринских отложений. Установленные изотопно-углеводородные связи свидетельствуют о сингенетичности силурийской нефти вмещающим

толщам и генерации этих УВ нефтематеринскими породами верхнего силура.

Полученные результаты позволяют рассматривать нижнепалеозойский карбонатный комплекс Денисовского прогиба как полноценную УВ-систему, имеющую все основные элементы: коллекторы, флюидоупоры и собственные источники для генерации УВ. Учитывая относительно высокий гене-

рационный потенциал силурийских отложений, а также доказанную нефтегазоносность на различных участках Денисовского прогиба (Кэрлайской площади, Западно-Командиршорском-II месторождении) есть основание рассматривать нижнепалеозойский комплекс в качестве перспективного объекта для проведения геолого-разведочных работ и открытия новых залежей УВ.

Литература

1. Даниленко А.Н., Савельева А.А., Борщевская Н.И. Новые данные о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности рифогенных отложений верхнего девона Денисовского прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 41–45. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-2-41-45.
2. Саегараев А.Д., Фатеев В.С., Соловьев С.И. Результаты поисково-разведочных работ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» за период 2014–2018 гг. // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России : материалы XVII Геологического съезда Республики Коми. – Т. I. – Сыктывкар : ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2019. – С. 35–37.
3. Савельева А.А., Арцишевская А.В., Борщевская Н.И. Новые объекты поисков и разведки нефти и газа в перспективном ордовикско-нижнедевонском нефтегазоносном комплексе Денисовского лицензионного участка // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – С. 14–19. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-14-19.
4. Шамсутдинова Л.Л. Перспективы нефтегазоносности ордовикско-нижнедевонских карбонатных отложений южной части Денисовского прогиба // Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Тимано-Североуральского региона : материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 80-летию Тимано-Печорского научно-исследовательского центра. – Киров : ООО «Кировская областная типография», 2018. – С. 114–121.
5. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (дата обращения: 20.09.2022).
6. Сенин С.В., Савельева А.А. Диагностика фазового состава залежей углеводородов южной части Денисовского прогиба [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/27_2017.pdf (дата обращения: 20.09.2022).
7. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history. Ed. 2. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. – Book 2. – 1155 с.
8. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Шадрин А.Н., Фадеева Н.П., Смирнов М.Б. Органическое вещество доманикитов Тимано-Печорского бассейна – условия проявления главной фазы нефтеобразования // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1048–1055. DOI: 10.15372/GIG2021104.
9. Туссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М. : Мир, 1981. – 501 с.
10. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Шадрин А.Н., Деревесникова А.А. Доманиковые отложения Денисовского прогиба по результатам исследования керна скважины Командиршор-12 // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН. – 2017. – Т. 271. – № 7. – С. 12–20. DOI: 10.19110/2221-1381-2017-7-12-20.
11. Jacob H. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen (“migrabitumen”) // Int. J. Coal Geol. – 1989. – Т. 11. – № 1. – С. 65–79. DOI: 10.1016/0166-5162(89)90113-4.
12. Landis C.R., Castaño J.R. Maturation and bulk chemical properties of a suite of solid hydrocarbons // Org. Geochem. – 1994. – Т. 22. – С. 137–149.
13. Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти // Вестник МГУ. Сер. 4, Геология. – 1975. – № 5. – С. 3–23.
14. Espitalie J. Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance. In: Thermal Modeling in Sedimentary Basins (ed. by J. Burrus). – Paris : Editions Technip, 1986. – С. 475–496.
15. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // AAPG Bull. – 1986. – Т. 70. – № 3. – С. 318–329. DOI: 10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D.
16. Waples D.W., Machihara T. Biomarkers for geologist – a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology // AAPG methods and exploration. – 1991. – № 9. – 71 с.
17. Van Graas G.W. Biomarker maturity parameters for high maturities: Calibration of the working range up to the oil/condensate threshold // Org. Geochem. – 1990. – Т. 16. – № 4–6. – С. 1025–1032. DOI: 10.1016/0146-6380(90)90139-q.
18. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Mar. Pet. Geol. – 1988. – Т. 5. – С. 224–236.
19. Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева (Гембицкая) Л.А., Климова Л.И. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. – СПб. : ВНИГРИ, 2008. – 164 с.
20. Баженова Т.К. Основы региональной органической геохимии. – М. : ГЕОС, 2020. – 120 с.
21. Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. – М. : Недра, 1983. – 200 с.
22. Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. Распределение стабильных изотопов углерода в седикахитах различной генетической природы // Геология и геофизика. – 1985. – № 7. – С. 3–11.
23. Анищенко Л.А., Савельева А.А., Котик И.С. Эволюционно-генетические типы нефтяных систем Денисовской и Хорейверской впадин и перспективы их поисков // Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 75-летию Тимано-Печорского научно-исследовательского центра. – Киров : ООО «Кировская областная типография». – 2014. – С. 66–72.

References

1. Danilenko A.N., Savel'eva A.A., Borshchevskaya N.I. New data on geological structure and oil-and-gas bearing perspectives of deposits in the Upper Devonian reefs of the Denisov depression. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2017(2):41–45. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-2-41-45. In Russ.
2. Saetgaraev A.D., Fateev V.S., Solov'ev S.I. Rezul'taty poiskovo-razvedochnykh rabot OOO «LUKOIL-Komi» za period 2014–2018 [Exploration results by LLC “Lukoil-Komi” for the period 2014–2018]. In: *Geologiya i mineral'nye resursy Evropeiskogo Severo-Vostoka Rossii: materialy XVII Geologicheskogo s'ezda Respubliki Komi*. V. I. Syktyvkar: IG Komi NTS URO RAN; 2019. pp. 35–37. In Russ.
3. Savel'eva A.A., Artsishevskaya A.V., Borshchevskaya N.I. New objects of prospecting end exploration in a prospective O-D1 oil-gas bearing complex of the Denisovsky license area. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2017;(7):14–19. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-14-19. In Russ.
4. Shamsutdinova L.L. Perspektivy neftegazonosnosti ordoviksko-nizhnedevonskikh karbonatnykh otlozhenii yuzhnoi chasti Denisovskogo progiba [Prospects for oil and gas potential of the Ordovician-Lower Devonian carbonate deposits in the southern part of the Denisov trough]. In: *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Timano-Severoural'skogo regiona: materialy yubileinoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, posvyashchennoi 80-letiyu Timano-Pechorskogo nauchno-issledovatel'skogo tsentra*. Kirov: Kirovskaya oblastnaya tipografiya; 2018. pp. 114–121. In Russ.
5. Prishchepa O.M., Bogatskii V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. The Timan-Pechora oil-bearing province — new tectonical insight. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (accessed 01.09.2020). In Russ.
6. Senin S.V., Savel'eva A.A. Fluid type determination for oil and gas fields in the southern Denisov depression (Timan-Pechora province). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2017;12(3). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/27_2017.pdf (accessed: 20.09.2022). In Russ.
7. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history. Ed. 2. Book 2. Cambridge: Cambridge University Press; 2005. 1155 p.
8. Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Shadrin A.N., Fadeeva N.P., Smirnov M.B. Organic Matter of Domanik Deposits of the Timan-Pechora Basin: the Oil Window Conditions. *Geologiya i geofizika*. 2021;62(8):1048–1055. DOI: 10.2113/RGG20204303. In Russ.
9. Tisso B., Vel'te D. Obrazovanie i rasprostranenie nefti i gaza [Oil and gas generation and propagation]. Moscow: Mir; 1981. 504 p. In Russ.
10. Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Shadrin A.N., Derevesnikova A.A. The domanik deposits of the Denisovsky downfold according to the core data of the Komandirshor-12 well. *Vestnik Instituta geologii Komi NTS URO RAN*. 2017;271(7):12–20. DOI: 10.19110/2221-1381-2017-7-12-20. In Russ.
11. Jacob H. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen (“migrabitumen”). *Int. J. Coal Geol.* 1989;11(1):65–79. DOI: 10.1016/0166-5162(89)90113-4.
12. Landis C.R., Castañó J.R. Maturation and bulk chemical properties of a suite of solid hydrocarbons. *Org. Geochem.* 1994;22:137–149.
13. Vassoevich N.B. Proiskhozhdenie nefti. *Vestnik MGU. Ser. 4, Geologiya*. 1975;(5):3–23. In Russ.
14. Espitalie J. Use of T_{max} as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance. In: *Thermal Modeling in Sedimentary Basins* (ed. by J. Burrus). Paris: Editions Technip; 1986. pp. 475–496.
15. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bull.* 1986;70(3):318–329. DOI: 10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D.
16. Waples D.W., Machihara T. Biomarkers for geologist – a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology. *AAPG methods and exploration*. 1991;(9):71.
17. Van Graas G.W. Biomarker maturity parameters for high maturities: Calibration of the working range up to the oil/condensate threshold. *Org. Geochem.* 1990;16(4–6):1025–1032. DOI: 10.1016 /0146-6380(90)90139-q.
18. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Mar. Pet. Geol.* 1988;5:224–236.
19. Bazhenova T.K., Shimansky V.K., Vasilyeva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva L.A., Klimova L.I. Organic geochemistry of the Timan-Pechora Basin. St. Petersburg: VNIGRI; 2008. 162 p. In Russ.
20. Bazhenova T.K. Osnovy regional'noi organicheskoi geokhimii [Fundamentals of regional organic geochemistry]. Moscow: GEOS; 2020. 120 p. In Russ.
21. Larskaya E.S. Diagnostika i metody izucheniya neftegazomaterinskikh tolshch [Diagnostics and methods for studying oil and gas source rocks]. Moscow: Nedra; 1983. 200 p. In Russ.
22. Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Golyshv S.I. Raspredelenie stabil'nykh izotopov ugleroda v sedikachitakh razlichnoi geneticheskoi prirody [Distribution of stable carbon isotopes in sediments of various genetic base]. *Geologiya i geofizika*. 1985;(7):3–11. In Russ.
23. Anishchenko L.A., Savel'eva A.A., Kotik I.S. Ehvolutsionno-geneticheskie tipy neftyanykh sistem Denisovskoi i Khoreiverskoi vpadin i perspektivy ikh poiskov [Evolutionary and genetic types of oil systems of the Denisov and Khoreyver depressions and prospects for their exploration]. *Materialy yubileinoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, posvyashchennoi 75-letiyu Timano-Pechorskogo nauchno-issledovatel'skogo tsentra*. Kirov: Kirovskaya oblastnaya tipografiya; 2014. pp. 66–72. In Russ.

Информация об авторах**Котик Иван Сергеевич**

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина
ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
167982 Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54
e-mail: ivkotik@gmail.com
ORCID ID: 0000-0003-1209-174X

Саетгараев Альмир Дамирович

Главный геолог,
заместитель генерального директора
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»,
169710 Усинск, ул. Нефтяников, д. 31
e-mail: almir.saetgaraev@lukoil.com

Котик Ольга Сергеевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина
ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
167982 Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54
e-mail: olya.procko@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-0417-9488

Бушнев Дмитрий Алексеевич

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина
ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
167982 Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54
e-mail: boushnev@geo.komisc.ru
ORCID ID: 0000-0002-3860-944X

Валяева Ольга Викторовна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина
ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
167982 Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54
e-mail: valyaeva@geo.komisc.ru
ORCID ID: 0000-0003-3479-4673

Савельева Ангелина Ахметовна

e-mail: savelievaangelina1945@gmail.com

Information about authors**Ivan S. Kotik**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
Institute of Geology
FRC Komi SC UB RAS,
54, ul. Pervomayskaya, Syktyvkar, 167982, Russia
e-mail: ivkotik@gmail.com
ORCID ID: 0000-0003-1209-174X

Almir D. Saetgaraev

Chief Geologist,
Deputy Director General
LLC LUKOIL-Komi,
31, ul. Neftyanikov, Usinsk, 169710, Russia
e-mail: almir.saetgaraev@lukoil.com

Olga S. Kotik

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
Institute of Geology
FRC Komi SC UB RAS,
54, ul. Pervomayskaya, Syktyvkar, 167982, Russia
e-mail: olya.procko@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-0417-9488

Dmitry A. Bushnev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher
Institute of Geology
FRC Komi SC UB RAS,
54, ul. Pervomayskaya, Syktyvkar, 167982, Russia
e-mail: boushnev@geo.komisc.ru
ORCID ID: 0000-0002-3860-944X

Olga V. Valyaeva

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
Institute of Geology
FRC Komi SC UB RAS,
54, ul. Pervomayskaya, Syktyvkar, 167982, Russia
e-mail: valyaeva@geo.komisc.ru
ORCID ID: 0000-0003-3479-4673

Angelina A. Savelieva

e-mail: savelievaangelina1945@gmail.com

УДК 553.98(574.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2023-1-67-74

Поиск нетрадиционных подсолевых месторождений углеводородов в Прикаспийской впадине

© 2023 г. | М.Н. Бабашева¹, В.Н. Бабашев¹, В.Ф. Панкратов², Ф.М. Куанышев³, А.П. Пронин³¹ТОО «Timal Consulting Group», Атырау, Казахстан; babasheva.m@timal.kz; victor@timal.kz;²ТОО «Геофизикал Саппорт Сервисез», Атырау, Казахстан; vlad1950@yandex.ru;³ТОО «КазКорРесерч», Атырау, Казахстан; f.kuanyshev@zhahancompany.kz; kcr@zhahancompany.kz

Поступила 17.02.2022 г.

Доработана 17.11.2022 г.

Принята к печати 18.11.2022 г.

Ключевые слова: бассейн; давление; концентрация; месторождение; нефть; газ; коллектор; пористость; проницаемость; эффективная емкость; катагенез; деструкция; фация; песчаники; алевролиты; дебит; планктон; трещиноватость.

Аннотация: Актуальность статьи обусловлена оценкой причин низкой эффективности поисковых работ в депрессионной зоне Прикаспийской впадины с применением традиционных методик определения объектов для опосредованного поиска. Традиционные пласты пород-коллекторов глубокого генезиса (песчаники, алевролиты, карбонатные породы) маломощные (толщина не превышает 10–15 м) и обладают низкими и очень низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Обнаружение высокопродуктивной залежи нефти в преимущественно глинистой толще на площади Акжар Восточный является ключевым фактором для понимания перспектив нефтегазоносности подсолевых депрессионных отложений. Решение вопроса о модели коллектора и механизме образования промышленных пород-коллекторов в глинистых отложениях позволяет не только установить причины формирования эффективной емкости в глинистой породе, но и определить дискриминантные факторы для распознавания участков, где с высокой вероятностью будут развиты высокочемкие нефтенасыщенные коллекторы. Отличительной особенностью высокопродуктивной глинистой толщи месторождения Акжар Восточный является аномально высокое содержание в породе органического вещества — планктона тасманитес. Формирование эффективной емкости в глинистых породах с синхронным образованием залежи нефти связано с катагенезом планктона, имеющего идеальный химический состав для образования углеводородов. Распознавание участков, благоприятных для формирования пород-коллекторов, есть распознавание благоприятного участка для поисковых работ. Дискриминирующими факторами выступают условия, оказывающие основное влияние на продуктивность морского планктона и тепловой режим недр (относительно высокие участки дна глубоководного бассейна и тепловой режим недр). Оценка ундуляции рельефа дна бассейна выполнена по распределению толщин комплекса пород между подсолевыми сейсмическими отражающими горизонтами. Эволюцию теплового режима подсолевых отложений, являющуюся в значительной степени функцией плотности пород, отражает интегрированный показатель — скорость прохождения сейсмических волн. Модель распознавания привлекательных участков, базирующаяся на сейсмических материалах, позволяет эффективно осуществлять поиски нетипичных подсолевых месторождений нефти в депрессионных зонах Прикаспийской впадины.

Для цитирования: Бабашева М.Н., Бабашев В.Н., Панкратов В.Ф., Куанышев Ф.М., Пронин А.П. Поиск нетрадиционных подсолевых месторождений углеводородов в Прикаспийской впадине // Геология нефти и газа. – 2023. – № 1. – С. 67–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-67-74.

Prospecting for unconventional subsalt hydrocarbon fields in Caspian Depression

© 2023 | M.N. Babasheva¹, V.N. Babasheva¹, V.F. Pankratov², F.M. Kuanyshev³, A.P. Pronin³¹Timal Consulting Group LLP, Atyrau, Kazakhstan; babasheva.m@timal.kz; victor@timal.kz;²Geophysical Support Services LLP; vlad1950@yandex.ru;³KazKorReserch LLP, Atyrau, Kazakhstan; f.kuanyshev@zhahancompany.kz; kcr@zhahancompany.kz

Received 17.02.2022

Revised 17.11.2022

Accepted for publication 18.11.2022

Key words: basin; pressure; concentration; field; oil; gas; reservoir; type; porosity; permeability; effective capacity; cata-genesis; destruction; parameter; facies; sandstone; siltstone; flow rate; plankton; jointing.

Abstract: Topicality of the work responds to assessment of the reasons for low prospecting efficiency in the Caspian zone of depression using the conventional methodologies for determination of prospecting objects. Traditional reservoir rocks of deepwater genesis (sandstone, siltstone, carbonate reservoirs) are thin and have low to very low porosity and permeability. The discovery of a highly productive oil pool in the mainly argillaceous Akzhar Vostochny area is a key factor in understanding the petroleum potential of the subsalt deposits in the depression. Deciding on the reservoir model and mechanism

of commercial reservoir rock formation in argillaceous deposits allows not only uncovering the cause of effective capacity formation in argillaceous rocks, but also determining the discriminating factors for identification of the areas, where probability of high-capacity oil-saturated reservoirs are highly probable. The extremely high content of the Organic Matter (Tasmanites plankton) in the highly productive argillaceous sequence is a distinctive feature of the Akzhar Vostochny field. Effective capacity formation in argillaceous rocks synchronically with oil pool is associated with catagenesis of plankton having chemical composition perfect for hydrocarbon formation. Identification of areas favourable for reservoir rock formation is identification of the area favourable for prospecting. Discriminating factors are the conditions having a fundamental influence on producing capacity of saltwater plankton, and thermal conditions of subsoil (relatively high areas of deepwater basin's bottom and thermal conditions of subsoil). Undulation of the basin floor topography is estimated from the distribution of thicknesses of rock sequence between seismic subsalt reflectors. The evolution of the thermal regime of the subsalt sediments, which is largely a function of rock density, reflects an integrated indicator: the seismic wave propagation velocity. Seismic data-based model of promising area identification allows efficient prospecting of unconventional subsalt oil pools in the Caspian deepwater zones.

For citation: Babasheva M.N., Babasheva V.N., Pankratov V.F., Kuanyshv F.M., Pronin A.P. Prospecting for unconventional subsalt hydrocarbon fields in Caspian Depression. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(1):67–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-67-74. In Russ.

Введение

В геолого-разведочных работах на сухопутной территории Прикаспийской впадины и в акватории Каспийского моря наблюдается затяжной кризис. За последние 10 лет поисковые работы не привели к открытию значимых залежей нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях, за исключением редких ограниченных залежей нефти на востоке впадины в зоне развития карбонатных комплексов первой и второй карбонатных толщ палеозоя (КТ-1 и КТ-2).

Возникает вопрос — есть ли другие идеи относительно подсоловых отложений, тем более что значительные объемы геолого-разведочных работ в зонах развития терригенных пород не привели к открытию скоплений нефти и газа с промышленными запасами. Достаточно вспомнить такие месторождения, как Тортай, Равнинная. Актуальность этого вопроса определяется не только низкой эффективностью поисковых работ на надсолоевой комплекс, но и тем, что подсоловые отложения позволили ожидать наличия крупных по запасам залежей нефти и газа в палеозойских ловушках.

Очевидно, что новые идеи могут возникнуть при изучении месторождений, открытых в нестандартных геологических условиях. Таким примером может послужить подсоловое месторождение Акжар Восточный, открытое в 1991 г. в восточной части Прикаспийской впадины в нижнепермских терригенных породах. Получение притоков нефти дебитом около 922 м³/сут из отложений нижней перми, залегающих на глубинах более 5000 м в скв. Акжар Восточный-1, рассматривалось как открытие нового и, возможно, крупного месторождения нефти. Это месторождение действительно является феноменом, если учесть, что оно связано с нижнепермскими, преимущественно глинистыми отложениями депрессионного (глубоководного) характера [1–3], дислоцированными незначительно (рис. 1).

Существуют различные версии происхождения этого феноменального типа природного резервуара.

1. Породы-коллекторы представлены трещиноподобными аргиллитами («баженитовый» тип

коллектора), имеющими листовую, микрослоистую текстуру, в которых емкость пустотного пространства, образовавшегося вдоль плоскостей напластования, может многократно превышать общепринятую трещинную пористость [4].

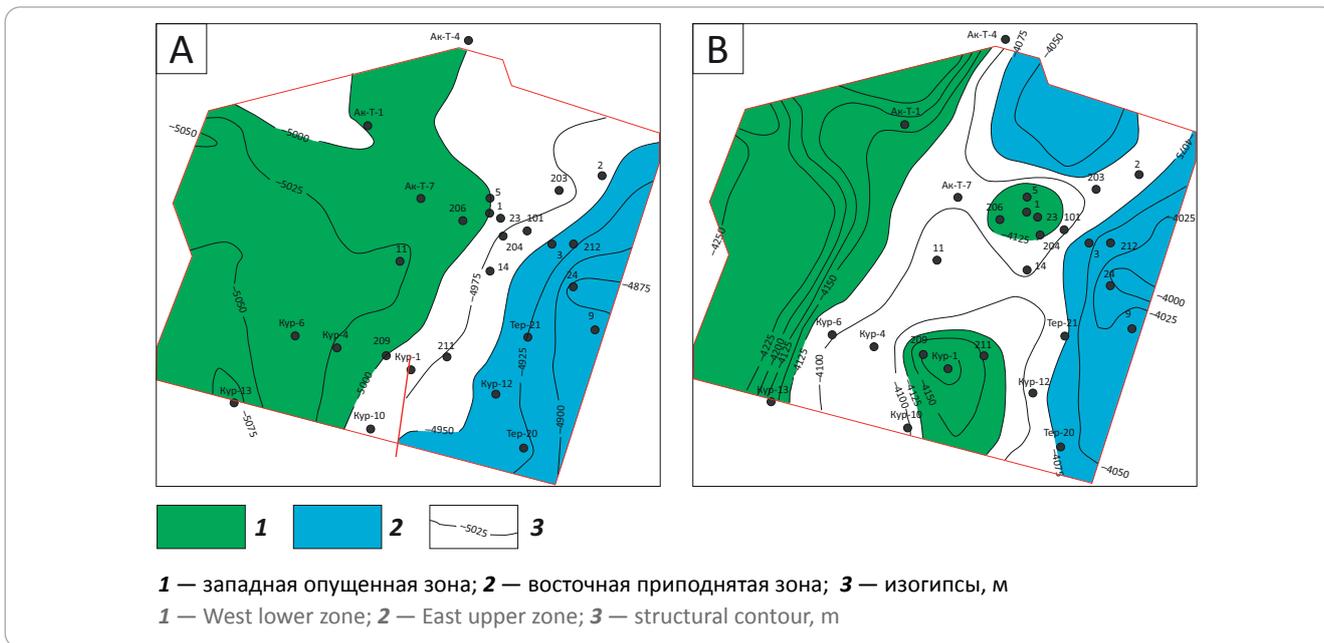
2. Породы-коллекторы приурочены к зонам разломов, разуплотнения и трещиноватости, и зоны данных пород-коллекторов образуют «жильный» тип залежей [5–7].

3. Породы-коллекторы в основном приурочены к зонам повышенной трещиноватости и разуплотнения пород, а некоторые породы, такие как радиоляриты, были подвержены доломитизации, растворению и переотложению биогенного кремнезема, в результате чего в минералах кремнезема возможно образование вторичной пористости, что способствует формированию породы с тонкопоровой матрицей [8].

4. Образование коллектора трещинного типа в результате дополнительного уплотнения отложений в условиях образования «бессолового окна» [9, 10].

Результаты наиболее полного изучения подсоловых пород месторождения Акжар Восточный, приведенные в работе Г.Х. Шермана и др. [4], показывают, что коэффициенты пористости (K_p), определенные на образцах керна песчаников, алевролитов и карбонатов, имеют одномодальное распределение с модами для песчаников и алевролитов 5 %, для известняков — 1 %, при максимальных значениях, не превышающих в первом случае 10 %, а во втором — 6 %. В этой же работе повышенная пористость аргиллитов объясняется пустотами, образовавшимися по плоскостям напластования за счет листовой, микрослоистой структуры, при этом единственной очевидной причиной сохранения емкости уплощенных пустот в таких аргиллитах рассматривается аномально высокое пластовое давление (АВПД), которое должно превышать горное. Стоит заметить, что при глубоком изучении подсолового разреза месторождения Акжар Восточный авторы статьи не смогли получить фактических данных о пористости и морфологии пористого пространства высокопродуктивного горизонта, по-

Рис. 1. Структурные карты по ОГ П2 (А) и П1 (В) (участок Акжар Восточный)
Fig. 1. Depth maps of П2 (А) and П1 (В) reflecting horizons (Akzhar Vostochny site)



скольку не удалось отобрать из скважин каменный материал (керна или шлам).

Образование нетипичного природного резервуара

Решение вопроса о модели коллектора месторождения Акжар Восточный позволит не только установить причины формирования эффективной емкости в породах, изначально не имевших ее, но и определить дискриминантные факторы для распознавания участков, где протекал процесс преобразования пород-неколлекторов в высокочемкие коллекторы высокочембитного типа.

Прежде всего, обратимся к известным фактам.

1. В разрезе подсолевого месторождения Акжар Восточный установлены и доказаны испытанием 10 нефтяных пластов.

2. Нефтяные пласты имеют АВПД.

3. Из всех нефтяных пластов только один в нижней части продуктивной толщи является высокочембитным.

4. Высокочембитный пласт характеризуется аномально высокой гамма-активностью. Очень важно, что в скв. Акжар Восточный-2 при закачке активированного радона в интервале перфорации (4985–5050 м) влияние этого индикатора было зафиксировано лишь в части интервала, соответствующей глубине 5027,2–5030 и 5030,8–5042,4 м и характеризующейся аномально высокими значениями естественной радиоактивности. В остальную часть разреза с более низкой радиоактивностью радон, по данным этих исследований, не проник [4].

5. На участке Акжар Восточный пробурено 28 разведочных скважин, из них высокочембитными являются 5 скважин (дебиты нефти 256–922 м³/сут),

в подавляющем большинстве скважин дебиты нефти составили 0,3–26 м³/сут.

6. Скважины с высокими дебитами локализируются на ограниченном участке.

7. Высокочембитные скважины длительное время обеспечивают высокий уровень добычи нефти.

С учетом сказанного, предположение о том, что эффективная емкость пород-коллекторов обеспечивается трещиноватостью, обусловленной АВПД в аргиллитах с микрослоистой структурой или тектоническим нарушениям, подвергается большому сомнению. Ни одна из предполагаемых моделей формирования пород-коллекторов не объясняет продолжительные (более 5 лет) высокочембитные (около 130–140 т/сут) притоки нефти.

Ключевым звеном в процессе понимания типа и механизма образования емких коллекторов из непроницаемых или слабопроницаемых пород является аномально высокая гамма-активность высокочемпродуктивной толщи. Необходимо отметить, что гамма-активные пачки широко встречаются в разрезах подсолевых отложений и в южной части Прикаспийской впадины, что указывает на их региональное развитие.

Авторами данной статьи при изучении образцов каменного материала, отобранного из пластов с аномальной радиоактивностью, получены следующие данные.

1. На уровне гамма-активных пачек в керне скважин южной части Прикаспийской впадины встречены своеобразные битуминозные образования (известные в литературе под условным названием «доманикоиды» или «черные сланцы»).

2. По данным палинологического изучения в «черных сланцах» установлено аномальное содер-

жание сапропелевого ОВ. В палинологических мацератах, полученных из «черных сланцев», присутствует чрезвычайно большое (тысячи экземпляров на 1 г породы) количество цист тасманитесов, это же можно наблюдать и в петрографических шлифах. Например, экстремальное обогащение планктоном тасманитес (4770 экз/г) отмечено в образце керна из глубины 3250–3254 м скв. Аккудук-1-П (Разумнова Л.И., Ефремова Г.Д. Отчет ВНИГНИ, 1990).

3. Известно, что по данным геохимического изучения в «черных сланцах» установлено не только повышенное содержание радиоактивных элементов (это отражается на аномальных значениях гамма-радиоактивного каротажа), но и высокое содержание Мо (на 1–2 порядка выше кларка для осадочных пород), V, Ni, Co, Cu, Ag, Zn, накопление которых происходит под контролем живого вещества и продуктов его разложения.

Таким образом, напрашивается вывод об изначально высоком содержании цист тасманитеса в высокопродуктивном пласте месторождения Акжар Восточный.

Каротажные материалы (рис. 2) и исследование авторами проб шлама из скв. Имашевское Южное-1 показало, что гамма-активные пачки состоят преимущественно из глинистых пород, в них доля цист тасманитеса может достигать 50 % и более объема пород (рис. 3 А, В), т. е. по сути ОВ выступает пороодообразующим элементом в гамма-активной пачке. При экспериментальном температурном воздействии (около 60° С в течение 30 дней) на шлам наблюдалось выделение битуминозного вещества и изменение цветовой гаммы планктона. Аномально высокая концентрация цист тасманитеса подтверждена также при изучении образцов шлама из гамма-активной пачки скв. Сатпаев-палеозой-1 (см. рис. 3 С, D). Полученные данные подтверждают заключение исследователей ФГБУ «ВНИГНИ» о том, что в гамма-активной пачке сапропелевое ОВ присутствует не в рассеянном, а в концентрированном виде.

Изменение цвета оболочек фоссилизированных цист тасманитеса, как и микрофитофоссилий, состоящих из спорополленина и близких к ним биополимеров, под действием теплового поля, при микроскопическом изучении, в ряде работ предлагается использовать как индикатор палеотемператур [11]. Известно, что тасманитесы — планктонные организмы, они имеют определенный и соответствующий только им химический состав (молекулярная формула $C_{90}H_{121-134}O_{11-17}$), который может характеризовать связанные с ними возможные источники УВ. В современных условиях они заселяют в морях и океанах тропиков фотическую зону — слой воды глубиной до 100 м. При наступлении комфортных для них условий и, возможно, наличии радиоактивных элементов быстро растет численность их популяции.

Таким образом, очевидно следующее.

1. Гамма-активные подсолевые слои пород на юге и востоке Прикаспийской впадины имеют аномальную концентрацию морского планктона.

2. При деструкции планктона, благодаря тепловому воздействию с образованием УВ, в породе высвобождается значительное пространство, если сравнить молекулярные формулы тасманитесов и нефти, не говоря о газе. Если содержание планктона составляет 50 % объема породы, то процесс катагенеза ОВ можно сравнить с процессом выщелачивания карбонатных пород и ожидать высоких значений эффективной пористости в преимущественно глинистой толще.

3. Процесс деструкции ОВ сопровождается образованием АВПД. Стравливание порового давления при достижении давления прорыва перекрывающих пород происходит многократно в пульсирующем режиме, приводя к разрыхлению вмещающих отложений.

4. Формирование эффективной емкости в изначально непроницаемых или малопроницаемых породах связано с катагенезом планктона, следовательно, образование породы-коллектора и скопленный УВ — единовременный результат одного и того же процесса, а распознавание участков, благоприятных для образования пород-коллекторов, представляет собой распознавание благоприятного участка для поисковых работ.

5. Дискриминирующими факторами, определяющими возможность образования пород-коллекторов в преимущественно глинистых осадках и размещение в пространстве таких зон (участков), выступают условия, оказывающие основное влияние на продуктивность морского планктона и тепловой режим недр.

Распознавание перспективных участков для поисковых работ

Известно, что для обильного размножения планктонных организмов необходимо два основных фактора:

1) относительно высокие участки дна глубоководного бассейна (морской планктон обильно продуцирует в фотической зоне — слое воды глубиной до 100 м);

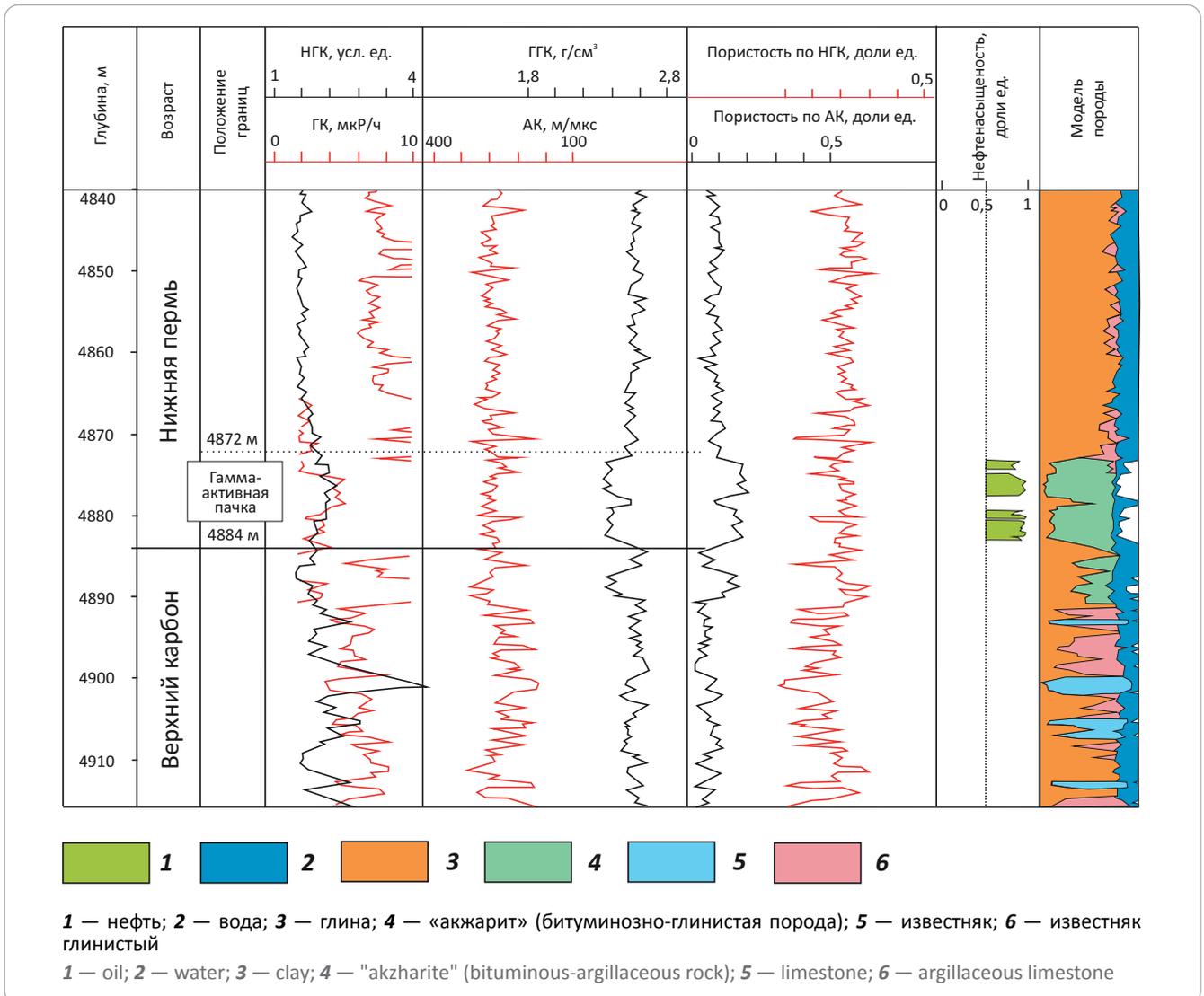
2) ограниченный привнос в бассейн грубообломочного терригенного материала.

Последнее условие выполняет Остансукский прогиб, обрамляющий с востока Прикаспийский нижнепермский бассейн, улавливающий грубообломочный материал, сносимый с Урала.

Для оценки ундуляции рельефа дна нижнепермского бассейна авторами статьи использован классический прием — распределение толщин комплекса пород между сейсмическими отражающими горизонтами П2 (поверхность нижнекаменноугольных отложений) и П1 (поверхность подсолевого разреза), учитывая незначительные толщины отложений

Рис. 2. Характеристика нижнепермского разреза депрессионной зоны востока Прикаспийской впадины по данным ГИС

Fig. 2. Characteristics of the Lower Permian section of the depression zone in the eastern part of the Caspian Depression according to well logging data



верхнего и среднего карбона в этой зоне, названное авторами статьи параметром D (дискриминант).

Испытание влияния параметра D на дебит нефти из высокопродуктивного пласта выполнено в 19 скважинах месторождения Акжар Восточный (в выборку вошло 5 скважин 1-го класса с дебитом нефти 256–922 м³/сут, 5 скважин 2-го класса дебитом нефти 33–100 м³/сут и 9 малодебитных скважин 3-го класса дебитом нефти 0,3–23 м³/сут). Как оказалось, высокодебитные скважины локализуются на участке сокращенных толщин нижнепермских отложений — толщина П2–П1 составляет до 800 м при вариации толщины комплекса П2–П1 от 750 до 950 м. Использование параметра D для распознавания продуктивности участков показало эффективность: для скважин 1-го класса она составила 90 %, 2-го класса — 70 %, 3-го класса — 100 % (рис. 4).

Для оценки эволюции теплового режима нижнепермского комплекса по сейсмическим данным использован интегрированный показатель — ско-

рость прохождения сейсмических волн в толще П2–П1. Скорость сейсмических волн в известной мере является функцией плотности пород. На плотность подсолевых пород, в свою очередь, существенно влияют толщина отложений кунгурской соли, являющейся природным холодильником, и степень обезвоживания осадков при диагенезе. Оба названных фактора (толщина кунгурской соли и обезвоживание осадков) оказывают серьезное влияние на температурный режим подсолевых отложений, следовательно, на уровень катагенеза пород. На участке Акжар Восточный существует значительная разница в скоростных параметрах для скважин, пробуренных в пределах соляного купола (3413–3446 м/с), и скважин, пробуренных в условиях мульды (3721–4471 м/с). Высокопродуктивный участок достаточно строго оконтуривается изолинией –4100 м/с.

Таким образом, совместное использование двух параметров — толщины комплекса отложений П2–П1 (определение границ участков с аномально высоким содержанием морского планкто-

Рис. 3. Микрофотографии образцов шлама из скв. Имашевское Южное-1 (интервал 4101–4102 м) (А), скв. Имашевское Южное-1 (интервал 4131–4132 м) (В) и скв. Сатпаев-палеозой-1 (интервал 2450 м) (С–D)

Fig. 3. Micro-images of sludge samples taken from Imashevsky Yuzhny-1 well (interval 4101–4102 m) (A), Imashevsky Yuzhny-1 well (interval 4131–4132 m) (B) and Satpayev-Palaeozoic-1 well (interval 2450 m) (C–D)

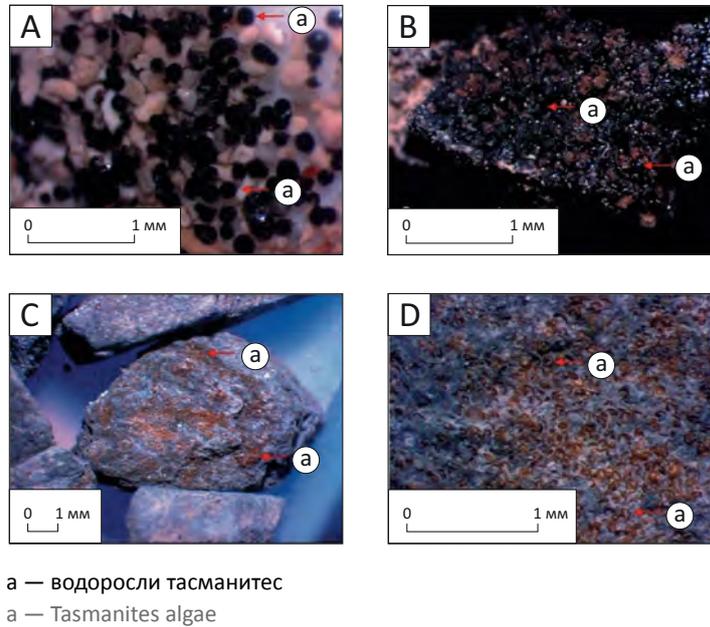
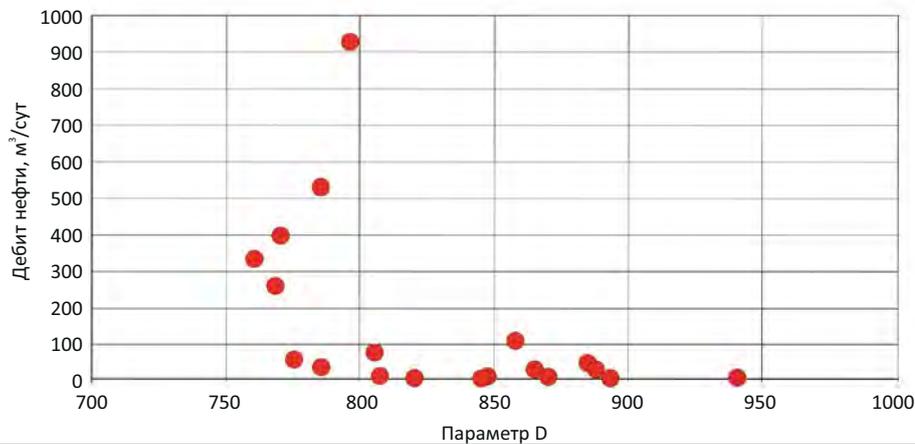


Рис. 4. Зависимость дебита скважин месторождения Акжар Восточный от параметра D

Fig. 4. Well flow rate as a function of D parameter in the Akzhar Vostochny field



на) и скорости сейсмических волн в толще П2–П1 (определение границ участков с наиболее высоким температурным режимом) — обеспечило 100 %-ю эффективность распознавания границ зоны, где возможно получение в скважинах дебита нефти более 250 м³/сут. Несоответствие благоприятным условиям по одному из названных параметров (толщина П2–П1 до 800 м, пластовая скорость в толще П2–П1 более 4100 м/с) повышает риски бурения скважин.

Выводы

1. В зонах развития депрессионных отложений на юге и востоке Прикаспийской впадины с ограниченным привносом грубообломочного терригенного материала можно с высокой успешностью от-

крывать крупные месторождения нефти, используя сейсмические материалы для распознавания перспективных участков.

2. Основным типом коллектора, содержащим большую часть запасов нефти, являются рыхлые породы, в которых емкость пустотного пространства, образовавшаяся при преобразовании ОВ в УВ, многократно превышает общепринятую трещинную пористость, оцениваемую долями процента.

3. Не исключается возможность существования традиционных коллекторов порового типа, представленных песчаниками, алевролитами, карбонатными породами, но их эффективная емкость близка к граничному значению и запасы в них будут ограниченными.

Литература

1. Яцкевич С.В. Литолого-петрографическая характеристика пород продуктивной толщи Восточно-Акжарской площади и условия осадконакопления // Недр Поволжья и Прикаспия. – 1993. – Вып. 5. – С. 35–41.
2. Дальян И.Б. Седиментационные подсолевые комплексы восточной окраины Прикаспийской впадины в связи с нефтегазоносностью // Нефть и газ Казахстана. – 1998. – № 4 – С. 3–17.
3. Дальян И.Б., Головкин А.Ю. Нефтеносная кремнисто-глинисто-карбонатная формация Восточного Прикаспия // Уральский геологический журнал. – 2003. – Т. 31. – № 1. – С. 17–23.
4. Шерман Г.Х., Слукин А.В., Никишов В.В. «Акжариты» — новый тип коллекторов, образующих нефтегазовые резервуары Прикаспия? // Недр Поволжья и Прикаспия. – 1993. – Вып. 5. – С. 27–35.
5. Орешкин И.В., Жолтаев Г.Ж., Кулумбетова Г.Е., Орешкин А.И. Характеристика карбонатных и терригенных подсолевых отложений востока Прикаспийской впадины и формирование в них ловушек углеводородов // Геология нефти и газа. – 2019. – № 4. – С. 5–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-4-5-16.
6. Саввин В.А. Модели строения типичных продуктивных резервуаров подсолевых месторождений Прикаспия // Недр Поволжья и Прикаспия. – 1999. – Вып. 17. – С. 3–11.
7. Азгалиев Д.К. Карбонатные толщи в палеозойском комплексе на восточном борту Прикаспийского бассейна // Известия Национальной академии наук Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. – 2017. – Т. 5. – № 425. – С. 69–78.
8. Исказиев К.О., Савинова Л.А., Алмазов Д.О., Ляпунов Ю.В. Перспективы нефтегазоносности глубоководных нижнепермских отложений в пределах восточной части Прикаспийской впадины // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 5. – С. 22–25. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-5-22-25.
9. Таскинбаев К.М., Нурсултанова С.Н., Азгалиев Д.К., Воронов В.Г., Обрядчиков О.С., Нысанова А.С. Неантиклинальные ловушки нефти и газа в Республике Казахстан. – Алматы, 2020. – 271 с.
10. Taskinbayev K.M., Pankratov V.F., Obryadchikov O.S., Nyssanova A.S. Uncommon oil field Akzhar Vostochny: another version of the structure and oil and gas content // News of the Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan Series of geology and Technical Sciences. – 2021. – V. 4. – № 448. – P. 83–90. DOI: 10.32014/2021.2518-170X.85.
11. Здобнова Е.Н. Водоросли *Tasmanites Newton*, 1875 нижнепермских отложений западной части Прикаспийской впадины и их значение для стратиграфии и нефтяной геологии // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия «Науки о Земле». – 2011. – Т. 11. – Вып. 2. – С. 57–63.

References

1. Yatskevich S.V. Litologo-petrograficheskaya kharakteristika porod produktivnoi tolshchi Vostochno-Akzharskoi ploshchadi i usloviya osadkonakopleniya [Lithological and petrographic characteristics of reservoir rocks in Akzhar Vostochny field and depositional environment]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 1993;(5):35–41. In Russ.
2. Dal'yan I.B. Sedimentatsionnye podsolveye komplekсы vostochnoi okrainy Prikaspiiskoi vpadiny v svyazi s neftegazonosnost'yu [Eastern margin of Caspian Depression: subsalt depositional sequences in the context of oil and gas occurrence]. *Neft' i gaz Kazakhstana* 1998;(4):3–17.
3. Dal'yan I.B., Golovko A.Yu. The oil-bearing chert-argillo-carbonaceous formation of Eastern Caspian area. *Ural'skii geologicheskii zhurnal*. 2003;31(1):17–23. In Russ.
4. Sherman G.Kh., Slukin A.V., Nikishov V.V. «Akzharite» — novyi tip kollektorov, obrazuyushchikh neftegazovye rezervuary Prikaspiya? [Akzharite is the new reservoir type that form Caspian petroleum accumulations?]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 1993(5):27–35. In Russ.
5. Oreshkin I.V., Zholtayev G.Zh., Kulumbetova G.E., Oreshkin A.I. Characteristics of carbonate and terrigenous subsalt formations of the Caspian Depression and formation of hydrocarbon traps within them. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(4):5–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-4-5-16.
6. Savvin V.A. Modeli stroeniya tipichnykh produktivnykh rezervuarov podsolveykh mestorozhdenii Prikaspiya [Structural models of typical productive reservoirs in Caspian subsalt fields]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 1999(17):3–11. In Russ.
7. Azhgaliev D.K. Carbonate thickness in the paleozoic complex on the eastern board of the Caspian basin. *News of the national academy of sciences of the Republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences*. 2017;5(425):69–78. In Russ.
8. Iskaziev K.O., Savinova L.A., Almazov D.O., Lyapunov Yu.V. Prospects of oil and gas potential of deep-water Lower Permian deposits within the eastern part of the Pre-Caspian basin. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2021(5):22–25. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-5-22-25. In Russ.
9. Taskinbaev K.M., Nursultanova S.N., Azhgaliev D.K., Voronov V.G., Obryadchikov O.S., Nysanova A.S. Neantiklinal'nye lovushki nefi i gaza v Respublike Kazakhstan [Non-anticline oil and gas traps in Republic of Kazakhstan]. Almaty; 2020. 271 p. In Russ.
10. Taskinbayev K.M., Pankratov V.F., Obryadchikov O.S., Nyssanova A.S. Uncommon oil field Akzhar Vostochny: another version of the structure and oil and gas content. *News of the Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan Series of geology and Technical Sciences*. 2021;448(4):83–90. DOI: 10.32014/2021.2518-170X.85.
11. Zdobnova E.N. Alga *Tasmanites Newton*, 1875 in Lower Permian Sediments within the Western Part of the Pre Caspian Depression and their Role in Stratigraphy and Geology Oil and Gas. *Izvestiya Saratovskogo universiteta. Novaya seriya. Seriya Nauki o Zemle*. 2011;11(2):57–63. In Russ..

Информация об авторах**Бабашева Мансия Нурғалиевна**

Кандидат технических наук,
заместитель директора
ТОО «Timal Consulting Group»,
063709 Республика Казахстан, Атырау,
мкр-н Нурсая, пр-кт Елорда, стр. 33
e-mail: Babasheva.M@timal.kz

Бабашев Виктор Нурғалиевич

Кандидат технических наук,
директор
ТОО «Timal Consulting Group»
050059 Республика Казахстан, Алматы,
пр-кт Аль-Фараби д. 7, кор. 5А
e-mail: Victor@timal.kz

Панкратов Владимир Федорович

Руководитель проектов
ТОО «Геофизикал Саппорт Сервисез»,
E02MOM9, Республика Казахстан, Алматы,
ул. Каныш Сатпаева, д. 15В
e-mail: vlad1950@yandex.ru

Куанышев Фарухат Муханович

Кандидат геолого-минералогических наук
ТОО «КазКорРесерч»,
060026 Республика Казахстан, Атырау, Северная промзона, д. 32
e-mail: f.kuanyshev@zhahancompany.kz

Пронин Алексей Петрович

Менеджер
ТОО «КазКорРесерч»
060026 Республика Казахстан, Атырау, Северная промзона, д. 32
e-mail: kcr@zhahancompany.kz
ORCID ID: 0000-0002-1285-5255

Information about authors**Mansiya N. Babasheva**

Candidate of Technical Sciences,
Deputy Director
Timal Consulting Group LLP,
Building 33, Nursaya, Yelorda Avenue, Atyrau,
063709, Kazakhstan
e-mail: Babasheva.M@timal.kz

Viktor N. Babashev

Candidate of Technical Sciences,
Director
Timal Consulting Group LLP,
7, building 5A, prospect Al-Farabi, Almaty,
050059, Kazakhstan
e-mail: Victor@timal.kz

Vladimir F. Pankratov

Project head manager
Geophysical Support Services LLP,
15V, ul. Kanysh Satpaeva, Almaty,
E02MOM9, Kazakhstan
e-mail: vlad1950@yandex.ru

Farukhat M. Kuanyshev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
KazKorReserch LLP,
32 Severnaya Promzona, Atyrau, 060026, Kazakhstan
e-mail: f.kuanyshev@zhahancompany.kz

Alexey P. Pronin

Manager
KazKorReserch LLP,
32 Severnaya Promzona, Atyrau, 060026, Kazakhstan
e-mail: kcr@zhahancompany.kz
ORCID ID: 0000-0002-1285-5255

УДК 550.8.013

DOI 10.31087/0016-7894-2023-1-75-83

Концептуально новая геологическая модель продуктивных пластов готерив-баррем-аптского возраста на примере Ватьеганского месторождения

© 2023 г. | А.А. Калугин

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; alexandr.kalugin@lukoil.com

Поступила 29.08.2022 г.

Доработана 03.10.2022 г.

Принята к печати 02.12.2022 г.

Ключевые слова: геологическое моделирование; концептуальная геологическая модель; Ватьеганское месторождение; пласты группы АВ; готерив-баррем-аптский возраст; каналы; генезис отложений; аллювиально-дельтовая обстановка; врезы; корреляция.

Аннотация: Поддержание уровней добычи нефти на зрелых месторождениях Западной Сибири невозможно без геологических моделей, максимально полно отражающих строение природных резервуаров и залежей нефти. Современное моделирование выполняется многофункциональными программными средствами, позволяющими учесть весь объем исторически накопленных геологических данных, однако важнейшим элементом соответствия модели объекту моделирования является ее методологическая основа — выбор правильной геологической концепции строения природного резервуара, заложенной в основу моделирования. Недочет или недостаточная проработка концепции приводит к упрощенному пониманию геологического строения. За ширмой ложного понимания геологического строения такая модель может существовать годами, накапливая множественные нестыковки и допущения, что со временем может привести к кризису геологической основы. Для недропользователей это грозит повышенными экономическими затратами, что особенно критично на финальных стадиях разработки. На примере продуктивных резервуаров группы пластов АВ готерив-баррем-аптского возраста уникального Ватьеганского месторождения показана возможность пересмотра исторических геологических моделей. При переосмыслении концептуальной основы привлечен генезис продуктивных отложений, который стал ключом к пониманию формирования сложной системы резервуаров. Корреляция, выполненная на основе новой концепции, учитывает генетические особенности пород и отражает множественные гидродинамические окна слияния пластов. Новая модель позволила объяснить множественные исторические допущения, а также отобразить всю реальную сложность геологического строения.

Для цитирования: Калугин А.А. Концептуально новая геологическая модель продуктивных пластов готерив-баррем-аптского возраста на примере Ватьеганского месторождения // Геология нефти и газа. – 2023. – № 1. – С. 75–83. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-75-83.

Paradigm-shifting geological model of Hauterivian-Barremian-Aptian reservoirs: example of Vatyogansky field

© 2023 | А.А. Kalugin

LUKOIL Engineering, Moscow, Russia; alexandr.kalugin@lukoil.com

Received 29.08.2022

Revised 03.10.2022

Accepted for publication 02.12.2022

Key words: geological modelling; conceptual geological model; Vatyogansky field; AB group formations; Hauterivian-Barremian-Aptian age; channels; sediment genesis; alluvial-deltaic environment; incisions; picking.

Abstract: Maintaining oil production levels in West Siberian mature fields is impossible without geological models representing the structure of natural reservoirs and oil pools to the fullest extent possible. Modern modelling is carried out using multifunctional software tools that allow considering the full extent of historically accumulated geological data. However, the most important factor of the goodness of model fit to the object being modelled is the methodological basis, namely: choice of the proper geological concept of natural reservoir structure behind the modelling. Failure to take into account or insufficient elaboration of a concept result in simplified understanding of geological structure. Hidden behind the false understanding, such a model may exist for years and accumulate numerous mismatches and assumptions; in the course of time this can cause crisis of confidence in the geological framework. For subsoil users, this threatens higher economic costs, which are especially critical in the final stages of field development. By the example of the Hauterivian-Barremian-Aptian productive reservoirs of the AB group formations in the unique Vatyogansky field, the authors demonstrate the possibility of revising historical geological models. Rethinking of the conceptual framework included reservoir genesis that was a key to understanding of formation of the complicated reservoir system. Picking carried out on the basis of the new concept takes into account the genetic features of the rocks and demonstrates the numerous reservoir confluence “windows”. The new model allowed explaining the numerous legacy assumptions and presenting all the actual complexity of geological structure.

For citation: Kalugin A.A. Paradigm-shifting geological model of Hauterivian-Barremian-Aptian reservoirs: example of Vatyogansky field. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(1):75–83. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-75-83.

Введение

Ключевыми критериями достоверности геологических моделей залежей УВ являются результаты бурения новых скважин и адаптация эксплуатационного фонда к истории разработки. Надежность моделей зависит от многих факторов, основными из которых являются: научно обоснованный концептуальный подход к моделированию, достоверные и полные входные данные, а также технически грамотная реализация концепции в 2D/3D-моделях.

Наиболее критичным для обеспечения достоверности геологической модели является этап обоснования концептуальной основы. Ограниченность исходных данных и слабая техническая реализация геологических 2D/3D-моделей влекут менее крупные погрешности, чем ошибочный выбор концепции. Этап обоснования концепции всегда предшествует всему процессу моделирования. Отсутствие этого этапа или недостаточное к нему внимание приводит к последующим ошибкам в типе и локализации природных резервуаров и геометрии залежей нефти.

Ключевым фактором при выборе концепции является условие осадконакопления продуктивного интервала, поскольку генезис отложений определяет форму залегания и закономерности размещения песчаных тел в разрезе и по площади. В свою очередь это влияет на геометрию и сложность геологического строения резервуара.

На территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», в западной части Нижневартовского свода, добыча нефти из пластов группы АВ ведется на Покачевском, Урьевском, Ключевом, Кечимовском и других месторождениях. Одним из крупнейших резервуаров нефти в пластах группы АВ является Ватьеганское нефтяное месторождение.

Проблематика

Для поддержания уровней добычи нефти на зрелых месторождениях Западной Сибири важно критически отнестись к прежним парадигмам и детализировать геологические модели, ранее считавшиеся удовлетворительными. Локальная детализация геологических моделей месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в Широтном Приобье проводилась только на отдельных площадях и частях месторождений, поэтому на Государственном балансе до сих пор числятся фациально-однородные пластовые модели, унаследованные с 1970-х и 1980-х гг. Заложена в их основу концепция базируется на разделении объектов подсчета выдержанными на всей территории непроницаемыми покрывками, изолирующими продуктивные пласты. Детальная корреляция пропластков внутри объектов подсчета отвечает предположению о повсеместном равномерном осадконакоплении в рассматриваемом интервале, что часто не соответствует генезису этих отложений и приводит к искажению геологического пред-

ставления о резервуаре, сложно объяснимому с точки зрения геологии [1].

Строение Ватьеганского месторождения

Ватьеганское нефтяное месторождение уникально по размеру и запасам нефти. Основной объем запасов приурочен к готерив-баррем-аптским отложениям нижнего мела, к группе пластов АВ. Пласты АВ₂-АВ₈ относятся к ванденской свите, а завершающий группу пласт АВ₁ — к нижней подсвите алымской свиты.

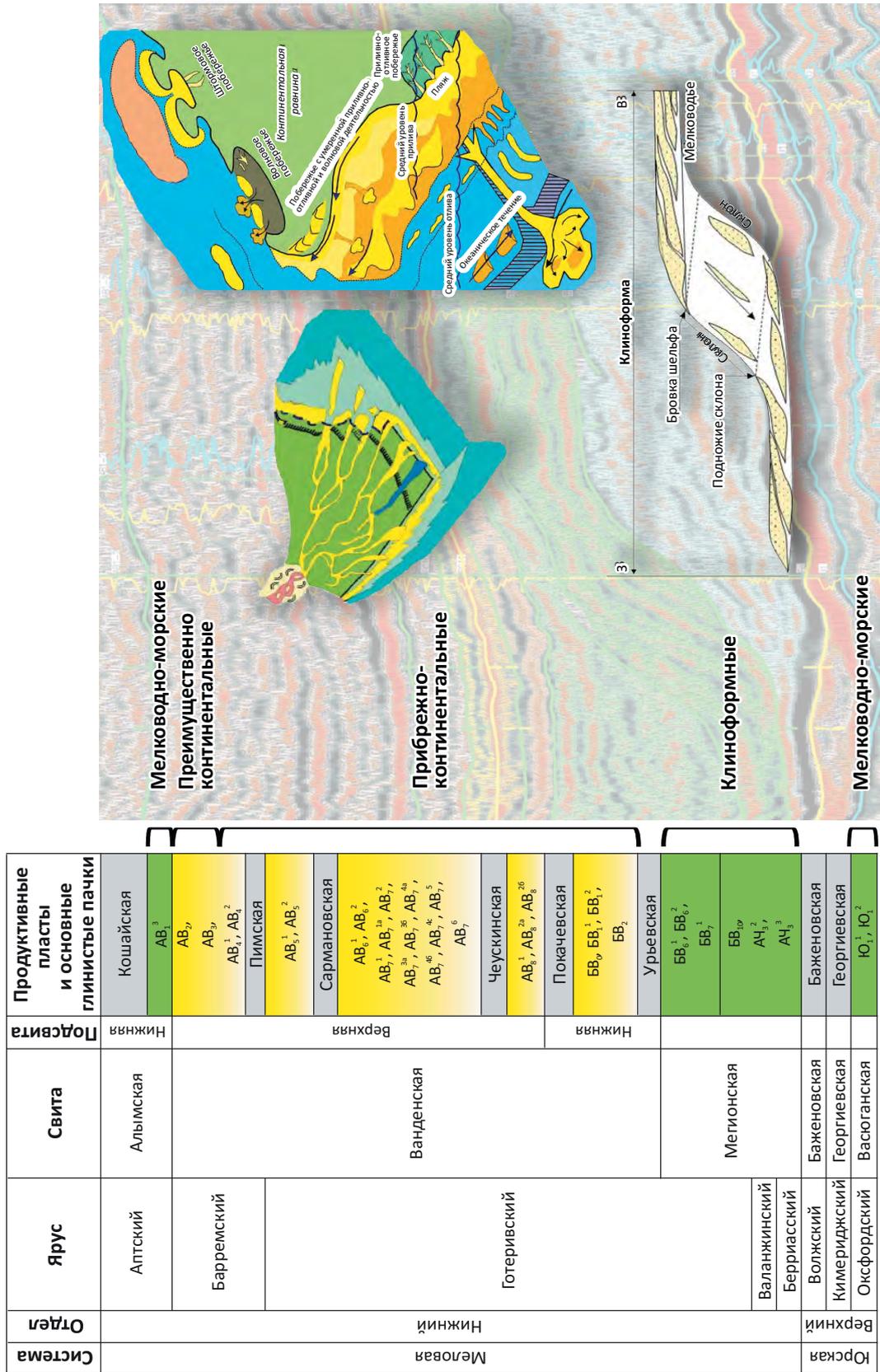
Разрез ванденской свиты характеризуется ритмичным сложным чередованием пачек песчаников, алевролитов и относительно выдержанных глинистых разделов разной толщины. В основании группы пластов АВ лежит регионально-выдержанная покачевская (савуйско-покачевская) пачка аргиллитоподобных глин толщиной 30–35 м. К подошве пачки приурочен сейсмический отражающий горизонт БВ₁. Пачка легко диагностируется по керну и каротажу, она разделяет группы пластов АВ и БВ.

На Ватьеганском месторождении в составе ванденской свиты выделено 25 продуктивных пластов. Пласты разделены относительно выдержанными толщами глин: чеускинской, разделяющей пласты АВ₇ и АВ₈, и сармановской, разделяющей пласты АВ₆ и АВ₅. Аналог пимской глины, который является зональным маркирующим горизонтом на Сургутском своде и опесчанивается на Нижневартовском, с долей условности прослеживается ниже пласта АВ₄. Перекрывает группу пластов АВ пачка кошайских глин, она уверенно определяется по каротажу и сейсмическим данным. В палеогеографическом отношении указанные толщи накапливались при трансгрессии моря и относительно высоком его уровне (рис. 1).

Песчаники, слагающие разрез, светло- и темно-серые, полимиктовые, крупнозернистые, слюдистые, слабосцементированные с волнисто-прерывистой и линзовидной слоистостью. Глины зеленоватые, зеленовато-серые, местами серые, неравномерно-алевритистые комковатые. Вверх по разрезу наблюдается возрастание роли зеленоцветов. По всему разрезу свиты в керне встречаются обугленный растительный детрит и остатки корневых систем. В шламе отмечаются обломки угля, количество которых резко возрастает в кровле свиты, в пластах АВ₂ и АВ₃. Общая толщина отложений свиты составляет 560–670 м.

Интервал пластов АВ₂-АВ₈ формировался в обстановках, меняющихся от пульсирующих регрессий моря до прибрежных, переходящих к прибрежно-континентальным и континентальным условиям [2]. Тренд обмеления моря сохранялся на протяжении формирования всей ванденской свиты. Завершающие процесс регрессии отложения пластов АВ₂ и АВ₃ накапливались в условиях прибрежной аккумулятивной аллювиальной равнины, периодически заливаемой морем. Формирование мощных песчаных тел происходило в условиях

Рис. 1. Продуктивный интервал Ватъеганского месторождения (с использованием схем Фишера В.Л. и Брауна Л.Ф. с соавторами, 1969; Белозерова В.Б., 2001; Ухловой Г.Д., 2004)
 Fig. 1. Pay interval of Vatyugansky field (the authors used schemes by Fisher V.L. and Brown L.F. et al., 1969; Belozeroва V.B., 2001; and Ukhlova G.D., 2004)



речных и дельтовых долин, между которыми в условиях болотно-озерных пойм отлагались чередующиеся пласты песков и глин [3].

По завершении накопления пласта АВ₂ произошла резкая смена палеогеографических условий с субконтинентальных и прибрежно-морских на мелководно-морские и морские, обусловленная началом аптской трансгрессии. В этот период формировались осадки, слагающие алымскую свиту. Изменение условий осадконакопления привело к частичной эрозии верхов ванденской свиты с последующим образованием базального горизонта и накоплением осадков пласта АВ₁. На Ватъеганском месторождении он представлен циклом АВ₁³, приуроченным к подводному склону.

Предпосылки к смене концептуальной модели

На Ватъеганской территории палеогеография и динамика седиментации осадков группы АВ сильно менялись. Существовавшие условия осадконакопления предопределили полифациальные условия осадконакопления и послужили причиной гетерогенного строения отложений. Неоднородность наблюдается как в пластах, так и по всему разрезу свиты. Кроме вертикальной неоднородности разреза имеет место высокая литологическая дифференциация по площади месторождения.

Для подобных палеогеографических условий характерно образование линейно вытянутых вложенных «шнурковых» песчаных тел, а также размыты подстилающих отложений [4–6]. Речные и дельтовые обстановки образовывали «канальные» формы песчаных тел [7]. Несмотря на это, литолого-фациальные особенности отложений группы пластов АВ не нашли отражения в прежней геологической модели Ватъеганского месторождения. Одной из причин этого несоответствия является исторически укоренившееся представление о простоте устройства пластовых резервуаров, механически изолированных друг от друга. Это приводило к необъяснимым с позиции геологии изменениям общих толщин и резкой дифференциации эффективных толщин пластов от скважины к скважине, к локальным изменениям отметок водонефтяного контакта (ВНК), к большим различиям в добычных возможностях скважин по площади. По этой причине геологические модели содержали большие погрешности и множественные условности.

Смена концепции геологического моделирования с упрощенной пластовой на русловую модель, соответствующую генезису отложений, позволяет избегать в моделях залежей группы пластов АВ прежних погрешностей и искажений.

Сейсморазведка и скважины

Основными инструментами выявления и картирования литолого-фациальной неоднородности и песчаных тел в объектах подсчета служит детальная корреляция разрезов скважин по данным ГИС и керн, а также результаты интерпретации сейсмо-

разведки 3D. На Ватъеганском месторождении сейсморазведкой 3D покрыты краевые части, поэтому выделение границ распространения палеоврезов на качественном уровне выполнено только по периферии залежей. Так, русловая система пласта АВ₂ явно отображается лишь в западной части месторождения (рис. 2 А).

Стоит отметить, что для разновозрастных отложений пласта АВ₂ на сопредельном Кечимовском месторождении подобный прогноз по данным сейсморазведки 3D может быть более полно применен для целей геологического моделирования. Аллювиальная система ярко выражена и четко ограничена, она представлена преимущественно меандрирующими потоками (см. рис. 2 В).

Неоднородность и изменчивость коллекторов в группе пластов АВ выявляются по результатам электрофациального анализа каротажных кривых скважин [1]. Смена палеогеографических обстановок и врезов диагностируется при корреляции разрезов скважин по данным ГИС. Зональные и локальные глинистые реперы хорошо прослеживаются и трассируются по площади. При сопоставлении разрезов скважин повсеместно встречаются резкие замещения сильно расчлененных алевритоглинистых отложений на мощные монолитные песчаные пачки, которые ранее ошибочно коррелировались между собой. Пласты группы АВ вскрыты большим числом скважин, что позволило количественно оценить изменчивость разреза и дифференцировать литофациальные комплексы на уровне корреляционных границ в скважинах. При корреляции выявлены множественные участки, затронутые эрозионными процессами, неучет которых ранее приводил к существенным просчетам. Результаты новой корреляции разреза соответствуют представлениям о формировании целевого комплекса отложений и минимизируют прежние условности выделения границ.

Применение новой концепции

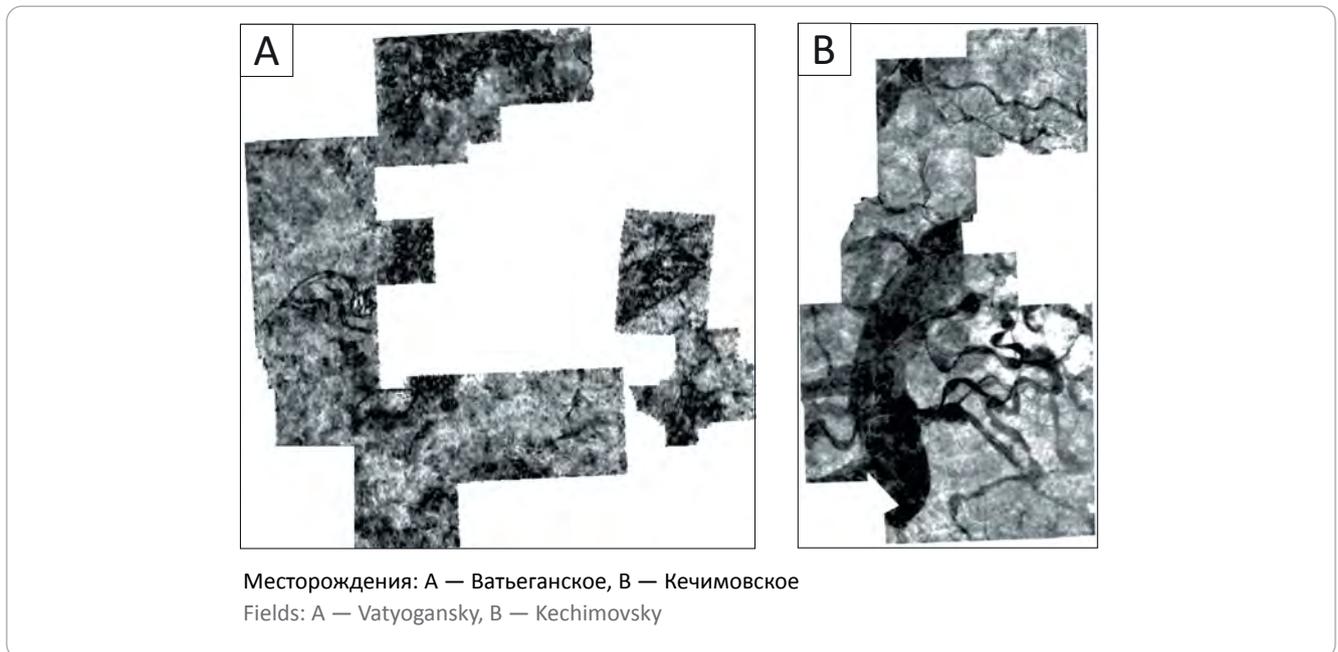
Множественные протяженные вытянутые «шнурковые» песчаные тела различной морфологии встречены во всех пластах группы АВ. Врезы в подстилающее ложе и эрозионные процессы, протекавшие при формировании ванденской свиты, также развиты повсеместно по площади и разрезу. Порой они были настолько активны, что отмечены даже локальные размыты выдержанных зональных глинистых реперов. Так, при накоплении горизонта АВ₈, залегающего в основании группы АВ, наблюдаются зоны размыва экрана — подстилающей покачевской пачки, с формированием «окон» слияния групп пластов АВ и ВВ (рис. 3).

В подошве интервала пласта АВ₈ отмечается высокая активность развития каналов. Она несколько затухает к середине интервала и снова возрастает к кровле.

Осадконакопление пласта АВ₇ характеризуется высокой динамикой эрозии, что подтверждается

Рис. 2. Срезы амплитуд на уровне пласта АВ₂ (по материалам производственных отчетов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПнефть»)

Fig. 2. Amplitude slices at АВ₂ reservoir level (according to reports prepared by Lukoil Engineering branch, KogalymNIPneft)



монолитными песчаниками, достигающими эффективной толщины 40 м. Однако такие песчаники залегают в подошве пласта и они водоносны. Диагностика литофаций в этом пласте важна, поскольку в процессе его накопления происходил размыв подстилающей чеускинской пачки с образованием «окон» слияния пластов АВ₇ и АВ₈. Динамика эрозионных процессов несколько снижается к периоду формирования продуктивного пласта АВ₇⁶. Подобный режим в целом сохраняется до конца седиментации всего интервала пласта АВ₇. Наблюдается образование узких врезанных ветвящихся песчаных тел. Основное направление развития «вложенных» тел — с юго-запада на северо-восток. Для продуктивной части пласта АВ₇ характерны обширные извилистые зоны неколекторов, их границы контролируются геометрией «вложенных» песчаных тел. Несмотря на сильную изменчивость разреза, перемены между пластами хорошо прослеживаются при корреляции. Локальные реперы имеют толщину до 5 м и осложнены множественными «окнами» слияния.

При корреляции интервала АВ₇ выявлено большое число палеоврезов, размывающих до трех подстилающих пластов с образованием единого гидродинамически связанного резервуара. Подобное явление невозможно учесть в геологической модели, основанной на концепции «параллельных» пластовых резервуаров.

Интервал пласта АВ₆ унаследовал литолого-фациальные особенности подстилающих отложений. В подошве горизонта АВ₆ ширина и толщина «вложенных» песчаников несколько меньше, чем в

кровле горизонта. Направление развития меняется незначительно.

Перекрывающая группу пласта АВ₆ сармановская глинистая пачка хорошо определяется по скважинным данным. «Окна» слияния пластов АВ₆ и АВ₇ наблюдаются в северной и западной частях месторождения.

Пласты АВ₅ и АВ₄ имеют существенно меньшую продуктивность относительно других пластов, при этом сохраняется тенденция увеличения как эффективных толщин «вложенных» тел, так и их ширины от подошвы к кровле.

Преобладание континентальных условий отмечается вверх по разрезу ванденской свиты, и максимум регрессии приходится на залегающий в ее кровле интервал АВ₂–АВ₃. Эти пласты вскрыты 5 тыс. скважин, что обеспечивает равномерное освещение разреза каротажными характеристиками. Даже на небольшом корреляционном разрезе (рис. 4) можно наблюдать развитие системы мощных палеопотоков на разных уровнях, что свойственно дельтовым обстановкам осадконакопления.

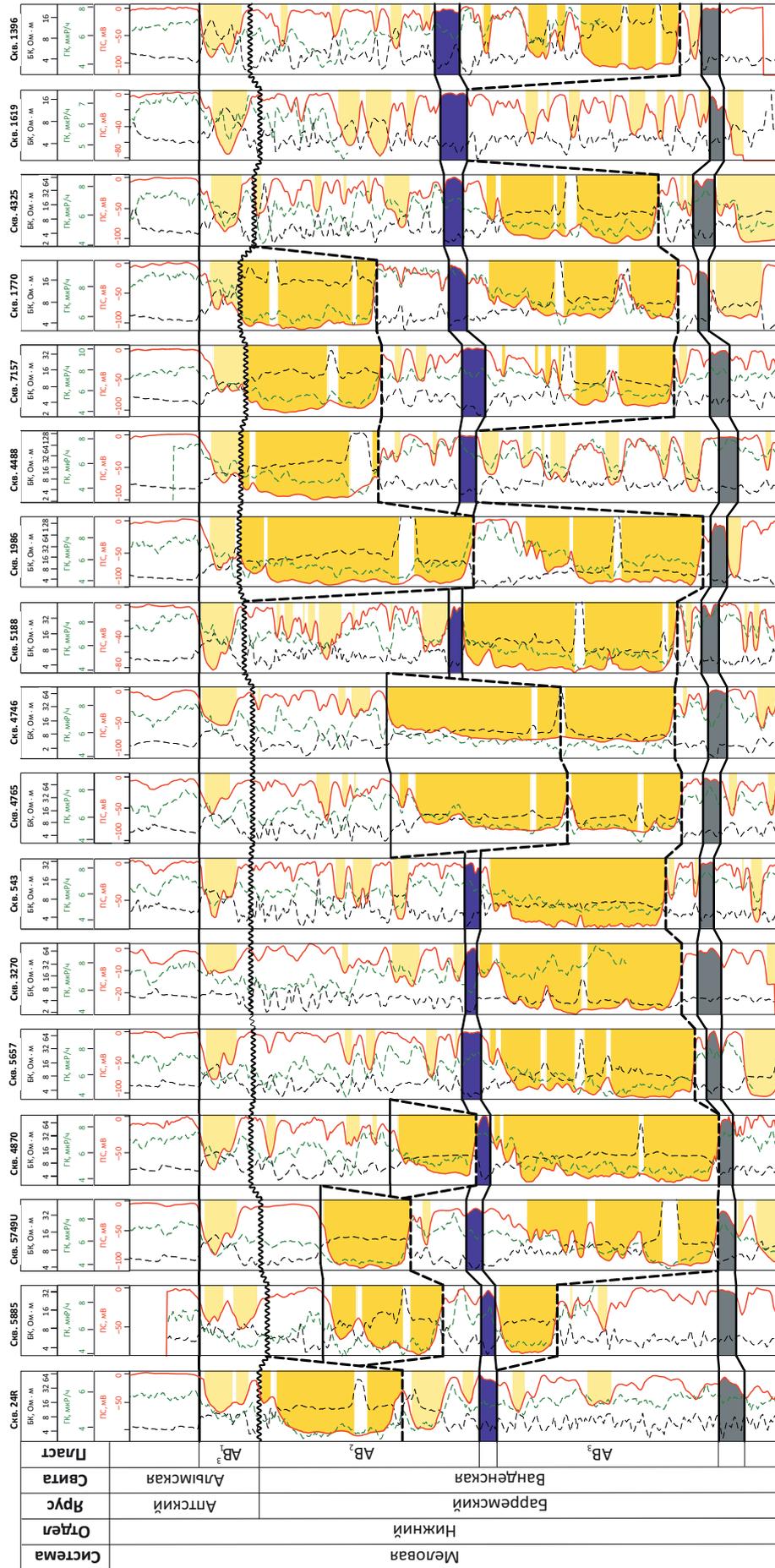
Корреляция эрозионной границы между залегающим выше пластом АВ₁⁵ и подстилающим его АВ₂ по скважинным данным затруднительна и не позволяет уверенно разделить эти объекты. Точную границу между пластами АВ₂ и АВ₁, относящимися к разным свитам, можно определить по керну: в нем отмечается переход от зеленоватого оттенка к сероцветам вверх по разрезу, связанный с изменением обстановок осадконакопления. Надежного репера для дифференциации пласта АВ₂ в разрезе нет, а попытки прослеживания локальных реперов



Рис. 3. Пример размыва покаянской пачки глин (Ватъганское месторождение)
 Fig. 3. An example of the Pokachevsky clay member erosion (Vatyogansky field)



Рис. 4. Пример схемы корреляции интервала АВ₁³ – АВ₃ Ватъеганского месторождения с учетом «врезовой» концептуальной модели, 2019
 Fig. 4. An example of correlation chart for АВ₁³ – АВ₃ reservoir in Vatyogansky field, which accounts for the incision-based conceptual model, 2019



показывают их ограниченность по площади, обусловленную эрозией, поэтому пласты АВ₁³, АВ₂ и АВ₃ образуют единый гидродинамически связанный резервуар (см. рис. 4).

Актуализация геологических моделей, построенная на основе прежней концепции, привлекательна, поскольку сокращает время выполнения работы, трудозатраты и финансирование. Однако множественные палеоврезы и размывы подстилающих покрышек, гидродинамические «окна» сливной оказываются за рамками подобной модели. Попытки вписать сложные явления в прокрустово ложе упрощенных концепций путем укрупнения объектов подсчета, литологическими экранами или зонами замещения, с сохранением прежней концепции фашиально-однородного строения резервуаров приводит к неизбежным ошибкам в корреляции, искусственному созданию экранов, ограничивающих «раздутую» часть пласта. Все эти приемы приводят к искажению фактических геологических данных и ошибочному пониманию геологии резервуара.

Выводы

На территории Ватъеганского месторождения в интервале отложений готерив-баррем-аптского возраста (группа пластов АВ) по результатам исследований керн и данных ГИС изучена литолого-фашиальная неоднородность геологического разреза.

В интервалах пластов АВ₁–АВ₈ выявлены и геометризованы многочисленные потоковые системы, формирующие протяженные песчаные тела повышенной эффективной толщины, и «пойменные» разности, характеризующиеся пониженными значениями чередования песчаников и глин.

Для всех пластов определены и закартированы многочисленные врезы в подстилающие ложа, во многих случаях полностью размывающие залегающие в подошве глинистые перемишки и объединяющие смежные пласты в единый гидродинамический резервуар.

«Врезовая» модель позволяет понять прежде необъяснимые случаи увеличения общих и эффективных толщин пластов, скачков отметок ВНК и искусственные «технические» ограничения залежей.

Действующая прежде фашиально-однородная геологическая модель пластов группы АВ Ватъеганского месторождения пересмотрена. Аллювиально-дельтовая обстановка осадконакопления пластов стала предопределяющей для создания новой концепции, характеризующей реальные свойства геологического строения и соответствующая фактической сложности строения резервуаров.

На примере группы пластов АВ Ватъеганского месторождения показана возможность создания более точной геологической модели за счет переосмотра концептуальной геологической основы.

Литература

1. Калугин А.А., Алексеева А.Д., Копылов В.Е. Детализация геологического строения группы пластов АВ Ватъеганского месторождения с целью оптимизации довыработки остаточных запасов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – Т. 341. – № 5. – С. 25–30. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-5(341)-25-30.
2. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 745–776. DOI: 10.15372/GiG20140504.
3. Филина С.И., Барков С.Л. Седиментационный контроль распределения залежей углеводородов в пластах ЮВ₁, АВ₂, АВ₁ Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 4. – С. 11–17.
4. Рединг Х.Г. и др. Обстановки осадконакопления и фашии: в 2 т. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
5. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением кластических осадков). – М.: Недра, 1981. – 439 с.
6. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. М.: Недра, 1989. – 194 с.
7. Конибир Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. – М.: Недра, 1979. – 256 с.

References

1. Kalugin A.A., Alekseeva A.D., Kopylov V.E. Detailing of the geological structure of the AB group of the Vatiegan field reservoirs in order to optimize the additional extraction of residual reserves. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2020;341(5):25–30. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-5(341)-25-30. In Russ.
2. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(5–6):582–609. DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.005.
3. Filina S.I., Barkov S.L. Sedimentatsionnyi kontrol' raspredeleniya zalezhei uglevodorodov v plastakh ЮВ₁, АВ₂, АВ₁ Zapadnoi Sibiri [Depositional control of hydrocarbon pool occurrence in ЮВ₁, АВ₂, АВ₁ reservoirs of Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2004;(4):11–17. In Russ.
4. Reading H.G. et al. *Sedimentary environments and facies*. Elsevier; 1978. 557 p.
5. Reinek G.E., Singkh I.B. *Obstanovki terrigenogo osadkonakoplaniya (s rassmotreniem klasticheskikh osadkov)* [Terrigenous depositional settings (including clastic sediments)]. Moscow: Nedra; 1981. 439 p. In Russ.
6. Selli R.Ch. *Ancient depositional environments*. Moscow: Nedra; 1989. 294 p. In Russ.
7. Konibir Ch.E.B. *Paleogeomorfologiya neftegazonosnykh peschanykh tel* [Paleomorphology of oil and gas bearing sand bodies]. Moscow: Nedra; 1979. 256 p. In Russ.

Информация об авторе

Калугин Александр Александрович

Начальник управления геологического моделирования
и подсчета запасов по российским проектам

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,

109028 Москва, Покровский б-р, д. 3, стр. 1

e-mail: alexandr.kalugin@lukoil.com

ORCID ID: 0000-0001-6291-4914

Information about author

Alexander A. Kalugin

Head of Geological Modeling and reserves determination
Department (Russian projects)

LUKOIL Engineering

3 bldg. 1, Pokrovskiy Bulvar, Moscow, 109028, Russia

e-mail: alexandr.kalugin@lukoil.com

ORCID ID: 0000-0001-6291-4914



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



Наука о сланцах '23. Новый опыт
4-й специализированный
научно-практический семинар

УСПЕЙТЕ ЗАРЕГИСТРИРОВАТЬСЯ!

20 - 22 марта 2023 г., г. Москва



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Крупнейшее событие в
геолого-геофизической
области в России

Геологический музей
имени В.И. Вернадского
г. Москва

VI геолого-геофизическая конференция

 **Eurasia**
2023

ГеоЕвразия-2023
Геологоразведочные
технологии - наука и бизнес

www.gece.moscow

27-29 марта 2023 г.

+150
докладов

+350
участников

+200
компаний

Успейте подать доклад
до **25 февраля 2023**

Организаторы: **Общественный совет
при Роснедрах**



УДК 550.8.052

DOI 10.31087/0016-7894-2023-1-85-93

Геология линейных аномалий сейсмической записи фроловской свиты

© 2023 г. | Ю.С. Капустина, С.Л. Белоусов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; yskapustina@tnnc.rosneft.ru; sbelousov@tnnc.rosneft.ru

Поступила 05.12.2022 г.

Доработана 08.12.2022 г.

Принята к печати 12.12.2022 г.

Ключевые слова: *сейсмические данные; линейные аномалии; фроловская свита; локальные аномалии; неокомские отложения; дельта волнового типа; глинистый диапиризм; флюидный литогенез.*

Аннотация: По мере повсеместного внедрения трехмерной сейсморазведки в проекты геолого-разведочных работ специалисты-интерпретаторы начинают замечать аномалии сейсмической записи различного генезиса и не всегда очевидно, какие геологические процессы ведут к их образованию. В данной статье рассмотрены возможные причины появления амплитудных аномалий во фроловской свите. Основное внимание уделено линейным аномалиям, не характерным для неокомского разреза и редко встречающимся в сейсмических данных. Авторы статьи выдвинули две гипотезы происхождения этих аномалий. Так как интервал исследования относят к мелководно-морским отложениям, первая гипотеза основана на визуальном анализе и связывает линейные аномалии с работой дельтовой системы волнового типа. В этом случае полосы можно интерпретировать как вдольбереговые валы и прилегающие к ним лагуны. Однако в неокомский период направление береговой линии не совпадало с направлением аномалий, поэтому здесь имеются противоречия. Вторая гипотеза наиболее вероятна. Она основана на деятельности тектонических процессов и связанных с ними вторичными литологическими изменениями или диапиризмом. Выдвигается предположение, что глинистые породы фроловской свиты под действием сейсмической вибрации и аномальных пластовых давлений становятся пластичными и заполняют полости или пустоты по ослабленным или трещиноватым зонам. Исследование возможных причин формирования подобных аномалий играет важную роль в интерпретации сейсмических данных, так как от этого зависит корректность концептуальной геологической модели.

Для цитирования: Капустина Ю.С., Белоусов С.Л. Геология линейных аномалий сейсмической записи фроловской свиты // Геология нефти и газа. – 2023. – № 1. – С. 85–93. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-85-93.

Geology of linear seismic anomalies of Frolovskaya Formation

© 2023 | Yu.S. Kapustina, S.L. Belousov

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; yskapustina@tnnc.rosneft.ru; sbelousov@tnnc.rosneft.ru

Received 05.12.2022

Revised 08.12.2022

Accepted for publication 12.12.2022

Key words: *seismic data; linear anomalies; Frolovskaya Formation; local anomalies; Neocomian deposits; Lower Cretaceous; wave-dominated delta; clay diapirism; fluid-derived lithogenesis.*

Abstract: As 3D seismic is becoming more widespread in exploration projects, interpreters begin observing anomalies of varying genesis. It is not always obvious what geological processes cause their formation. This article considers the possible causes of amplitude anomalies in the Frolovskaya Formation. The main attention is paid to linear anomalies which are not typical of Neocomian time interval and rarely found in seismic data. The authors put forward two hypotheses about the origin of these anomalies. Since the study interval is attributed to the shallow-marine depositional environment, the first hypothesis is based on visual analysis and associates linear anomalies with wave-dominated delta activity. In this case linear anomalies can be interpreted as alongshore bars and adjacent lagoons. However, the direction of the coastline in the Neocomian did not coincide with that of the anomalies in this area. Therefore, there is a contradiction here. The second hypothesis is the most probable. It is based on tectonic activity and associated with the secondary lithological changes or diapirism. It is suggested that under the influence of seismic vibration and anomalous strata pressure clays of the Frolovskaya Formation became plastic and filled cavities or voids along weakened or fractured zones. The study of possible reasons for formation of such anomalies plays an important role in seismic data interpretation, as the accuracy of the conceptual geological model depends on it.

For citation: Kapustina Yu.S., Belousov S.L. Geology of linear seismic anomalies of Frolovskaya Formation. *Geologiya nefiti i gaza*. 2023;(1):85–93. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-85-93. In Russ.

Введение

При интерпретации сейсмических данных на участках Тортасинского блока в интервале отражающего горизонта N_{AC4} были обнаружены линейные аномалии северо-западного простирания, характеризующиеся пониженными значениями амплитуд.

Природа этих аномалий неясна. Данная статья посвящена обсуждению результатов анализа вероятных причин подобных явлений.

Участками Тортасинского блока называют Тортасинский, Восточно-Унлорский и Северо-Итьяхский-3, они находятся в западной части Хан-



ты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Блок участков покрыт сейсморазведочными работами МОГТ-3D объемом более 900 км² [1]. Площадь работ разбурена неравномерно, всего 22 поисково-разведочные скважины и 8 эксплуатационных.

Территория исследования расположена в зоне сочленения восточной части Верхнеляминского вала, Вынглорской котловины, Сыньеганской террасы и седловины без названия, осложняющих северную часть Фроловской мегавпадины (рис. 1). По нефтегеологическому районированию блок участков расположен в Ляминском нефтегазоносном районе Фроловской нефтегазоносной области. В пределах Ляминского нефтегазоносного района продуктивны отложения юры и неокома [2].

Аномалии сейсмической записи выявлены в части волнового поля, соответствующей отложениям фроловской свиты.

Палеогеография района исследований в готериве и барреме

Фроловская свита входит в неокомский комплекс, относящийся к нижнемеловому отделу, и подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. В волновом поле объект исследования находится в интервале между отражающими горизонтами Б и М.

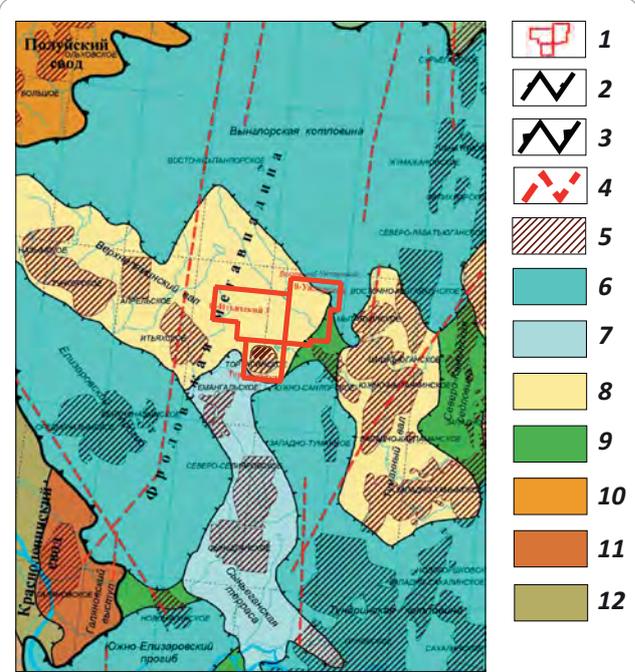
Нижняя подсвита имеет клиноформное строение. Она начала формироваться в глубоководных условиях в осевой части баженовского палеоморя, где сходились две проградационные системы западного и восточного направлений. Простирающиеся фашиальных зон было преимущественно субмеридиональным.

По мере заполнения аккомодационного пространства глубоководный бассейн постепенно сужался, и к концу накопления нижнефроловской подсвиты произошло практически полное его заполнение. В алымское время (верхнефроловская подсвита) на фоне общего погружения северные территории испытали подъем. В результате заполнения палеобассейна и последующих тектонических движений «постбаженковский» бассейн полностью перестроился. Наиболее глубоководная и удаленная от источников сноса часть бассейна сместилась на юг и запад. Глинистые отложения в этот период времени накапливались на юге и в центре Фроловского фашиального района. В северном направлении происходит опесчанивание верхней части фроловской свиты, что свидетельствует о близости береговой линии палеоморя и источников сноса осадочного материала.

Отражающий горизонт N_{AC4} приурочен к кровле клиноформного комплекса, является покровным и отождествляется с кровлей пласта AC_4 фроловской свиты. Отложения фроловской свиты характеризуются значительной неоднородностью как по площади, так и по разрезу. Породы представлены в основном глинистыми разностями с прослоями

Рис. 1. Выкопировка из тектонической карты Западно-Сибирской плиты (под редакцией Шпильмана В.И., Змановского Н.И., Подсосовой Л.Л., 1998) ([2] с редакцией авторов)

Fig. 1. Fragment of the Tectonic Map of the West Siberian plate (edited by: Shpilman V.I., Zmanovsky N.I., Podsova L.L., 1998) ([2] edited by the authors)

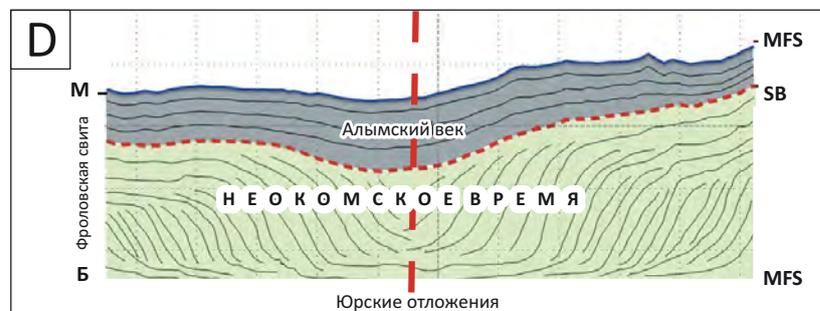
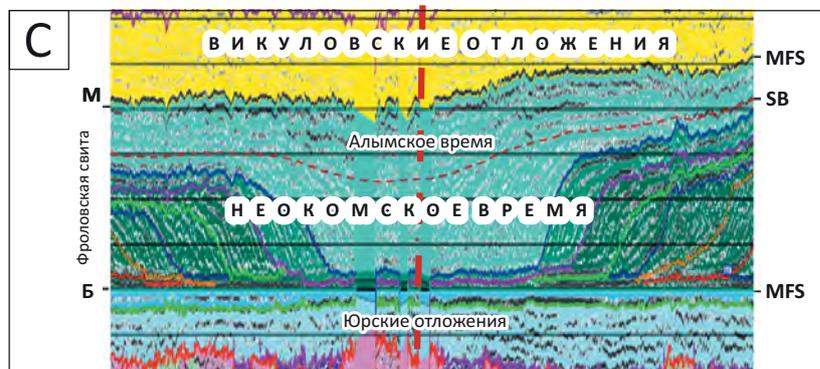
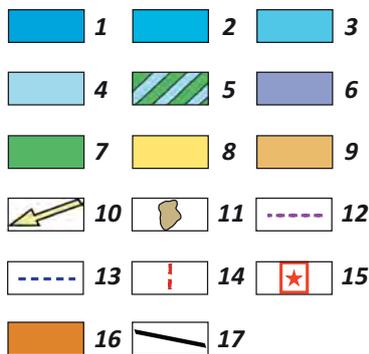
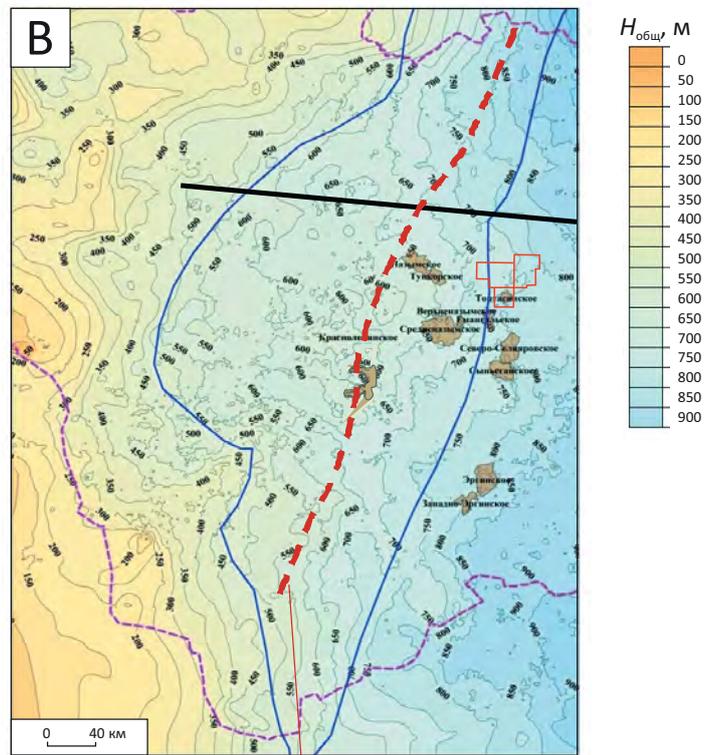
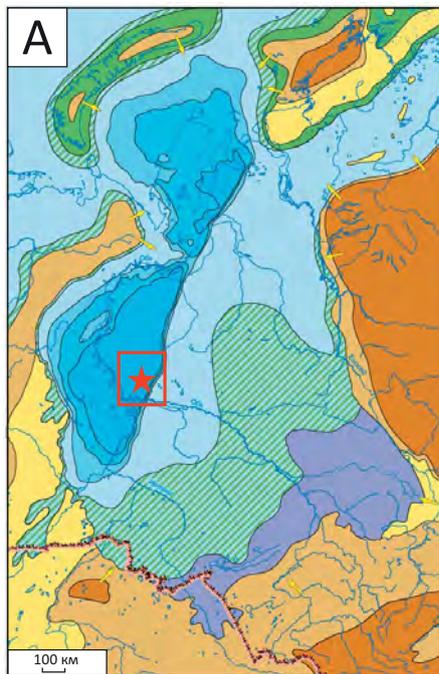


Границы (1–3): 1 — изучаемых участков, 2 — тектонических элементов I порядка, 3 — внутреннего районирования тектонических элементов I порядка; 4 — важнейшие тектонические нарушения; 5 — открытые месторождения нефти, газа и газоконденсата; **элементы внутреннего районирования впадин, мегапрогибов (6–10):** 6 — впадины, прогибы, днища впадин, котловины, 7 — террасы, 8 — поднятия, выступы, валы, 9 — седловины внутреннего районирования впадин, 10 — своды, мегавалы (нерайонированные); **элементы внутреннего районирования сводов, мегавалов (11, 12):** 11 — валы, поднятия, вершины, 12 — впадины, прогибы

Boundaries (1–3): 1 — study areas, 2 — boundaries of 1-st order tectonic elements, 3 — internal zoning of 1-st order tectonic elements; 4 — major tectonic disturbances; 5 — discovered oil, gas, and gas condensate fields; **elements of internal zoning of depressions, megatroughs (6–10):** 6 — depressions, troughs, depression bottom, synclinal folds, 7 — terraces, 8 — uplifts, salients, swells, 9 — saddles in the internal zoning of the depressions, 10 — arches, megaswells (not zoned); **elements of internal zoning of arches, megaswells (11, 12):** 11 — swells, uplifts, crests, 12 — depressions, troughs

песчаников и алевролитов. К востоку происходит опесчанивание разреза, и в Приобско-Надымском районе отложениям фроловской свиты соответствуют отложения ахской, черкашинской и алымской свит. В западном направлении глинистые отложения нижней части фроловской свиты переходят в глинистые отложения Березовского и Игримо-Шаимского фашиальных районов [3, 4]. Анализ толщин интервала между отражающими горизонтами Б и М показал, что во время формирования отложений фроловской свиты северная и восточная части Фроловской мегавпадины испытывали более интенсивное погружение относительно запада и юга (рис. 2).

Рис. 2. Концептуальная модель осадконакопления фроловской свиты по региональным данным
 Fig. 2. Conceptual depositional model of the Frolovskaya Formation, according to regional data



А — палеогеографическая схема Западной Сибири, готерив [5], В — карта общих толщин фроловской свиты, С — фрагмент регионального профиля R13, D — концептуальная схема отложений фроловской свиты.

Отражающие горизонты: М — кровля фроловской свиты, Б — кровля баженовской свиты, MFS — максимальный уровень затопления, SB — поверхность несогласия.

Глубина моря, м (1–4): 1 — глубокое (200–400), 2 — мелкое (100–200), 3 — мелкое (25–100), 4 — мелкое (< 25 м); 5 — области переходного осадконакопления; 6 — внутренние водоемы; **равнины (7–9):** 7 — низменная, 8 — денудационно-аккумулятивная, 9 — возвышенная; 10 — главные направления сноса; 11 — открытые месторождения нефти, газа и газоконденсата; **границы (12, 13):** 12 — Ханты-Мансийского автономного округа, 13 — фациальных районов (берриас – апт); 14 — осевая часть неокомского бассейна; 15 — площадь работ; 16 — низкие горы; 17 — схема расположения разрезов С и D.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Legend for Fig. 2

A — paleogeographic scheme of Western Siberia in Hauterivian [5], B — map of the Frolovskaya Fm total thickness, C — fragment of R13 regional survey line, D — conceptual scheme of the Frolovsky Fm deposits.

Reflection horizons: M — top of the Frolovskaya Fm, B — top of the Bazhenov Fm, MFS — maximum flooding level, SB — unconformity.

Sea depth, m (1–4): 1 — deep (200–400), 2 — shallow (100–200), 3 — shallow (25–100), 4 — shallow (< 25 m); 5 — areas of transitional sedimentation; 6 — inland water bodies; **plains (7–9):** 7 — lowland, 8 — base-level accumulative, 9 — elevated; 10 — main directions of transportation; 11 — discovered oil, gas, and gas condensate fields; **boundaries (12, 13):** 12 — Khanty-Mansi Autonomous Okrug, 13 — facies regions (Berriasian – Aptian); 14 — axial part of the Neocomian basin; 15 — study area; 16 — low mountains; 17 — position of C and B sections.

For other Legend items see Fig. 1

Описание сейсмических аномалий

Исследуемые линейные аномалии прослеживаются в небольшом интервале сейсмической записи. Интенсивность их проявления разная. Наиболее ярко они выделяются в районе отражения N_{AC4} . Затухают выше N_{AC4} приблизительно на 15 мс. Прослеживаются примерно на 30 мс ниже отражающего горизонта N_{AC4} , затухая к следующему отражающему горизонту, где начинается клиноформное падение неокомского комплекса. Длина аномалий варьирует. Самые максимально протяженные из них достигают 18 км. Встречаются полосы длиной около 5, 10 и 15 км. Ширина аномалий непостоянна и изменяется от нескольких десятков метров до 500 м. Однако эти аномалии не полностью линейные и наблюдается небольшая кривизна, а также отсутствие периодичности. На рис. 3 приведена карта среднеквадратичных амплитуд в интервале N_{AC4} и временные разрезы вкрест простирания линейных аномалий.

Также в данном интервале записи встречаются три аномалии локализованного типа. Локальная аномалия участка Северо-Итьяхский-3 протяженностью 6,5 км и шириной от 1,6 км до 500 м в узкой части постепенно затухает на юго-восток. На Восточно-Унлорском участке наблюдается небольшая локальная аномалия протяженностью 4 км и шириной от 700 до 1300 м. Протяженность тортасинской аномалии около 5 км, ширина — 1300 м и меньше. Рядом на юго-западе проходит единичная линейная аномалия длиной 8 км и шириной 200–400 м.

Подобные аномалии линейного типа северо-западного простирания встречаются и на Назымском месторождении, находящемся на Верхнелямском валу, в 70 км западнее Тортасинского участка.

Совместный анализ характеристик сейсмических аномалий и данных скважин, расположенных в их пределах, позволил сформулировать две гипотезы их происхождения, которые условно можно назвать «дельтовой» и «тектонической».

Дельтовая гипотеза

При визуальном рассмотрении аномалий сейсмической записи возникает ассоциация с работой дельтовой системы с преобладанием волновых процессов. Дельты волнового типа характеризу-

ются развитием наносов вдоль береговой линии. Береговые бары и береговые песчаные гряды ориентированы параллельно склону [6]. В качестве современного аналога можно привести, например, о-в Меррит, штат Флорида в США. Распространение вдольбереговых валов имеет огромное сходство с тем, что видно на срезах спектральной декомпозиции (рис. 4).

Интервал исследования, где наблюдаются сейсмические аномалии, относится к мелководно-морским отложениям. Проведен поиск возможных аналогов, где бы наблюдались линейные аномалии. В работе [7] описываются подобные явления. Авторы статьи связывают линейные аномалии с работой дельтовой системы волнового типа и интерпретируют как вдольбереговые валы и прилегающие к ним лагуны. Песчаные тела, порождающие указанные аномалии, перспективны на поиски УВ.

При детальном изучении сейсмических аномалий Тортасинского блока было установлено их развитие с северо-запада на юго-восток в узком интервале разреза ниже N_{AC4} . Отложения ниже отражающего горизонта N_{AC4} относятся к неокомской части разреза. В неокомский период береговая линия имела субмеридиональное направление, что не согласуется с направлением аномалий. Таким образом, наблюдаются противоречия, связанные с несовпадением береговой линии и направления распространения аномалий.

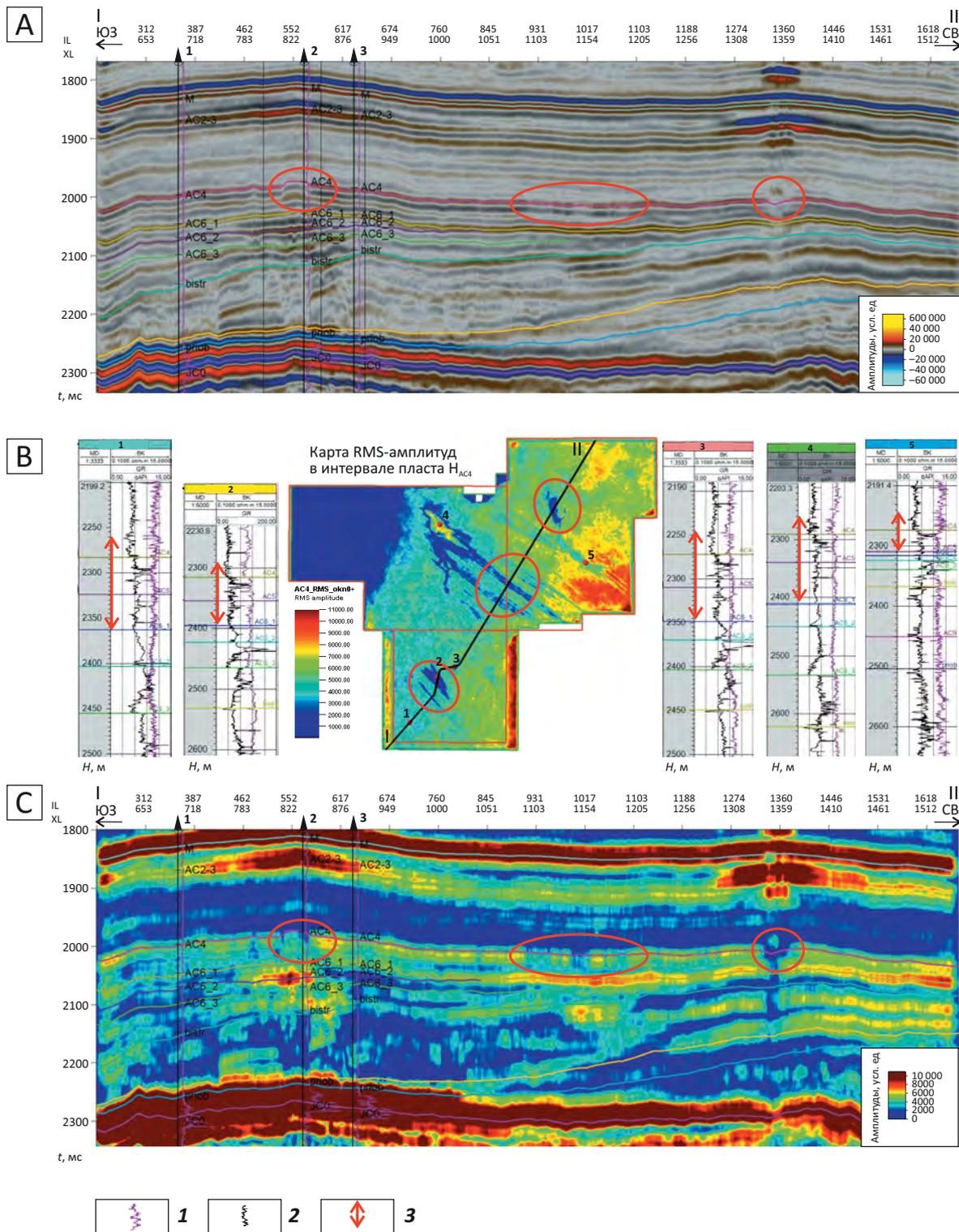
Тектоническая гипотеза

Вторая гипотеза появления подобных сейсмических аномалий связана с тектоническим строением площади. Можно предположить, что появление такого рода аномалий вызвано деятельностью тектонических процессов и связанным с ними диапиризмом.

Диапиризм — явление прорыва слоев твердых горных пород лежащими ниже пластически деформирующимися породами [8]. Пластичные породы под нагрузкой вышележащей толщи ведут себя подобно вязкой жидкости и благодаря этому перераспределяются, вызывая деформацию верхних слоев. Возникающие в этих слоях изгибающие и растягивающие усилия ведут к их разрыву в ослабленных местах и к внедрению в разрыв пластически деформирующихся пород, т. е. к образованию диапиров. Диапиризм глин генетически связан с активизаци-

Рис. 3. Карта среднеквадратичных амплитуд в интервале пласта H_{AC4} и временные разрезы, проходящие вкост простираения линейных аномалий

Fig. 3. Map of RMS amplitudes in the interval of the H_{AC4} horizon, and time sections across the strike of linear anomalies



A — композитный временной амплитудный разрез вкост простираения аномалий, B — карта RMS-амплитуд в интервале пласта H_{AC4} и характеристика по каротажу неокотских отложений, C — композитный временной амплитудный разрез RMS-амплитуд вкост простираения аномалий.

1 — гамма-каротаж, м; 2 — боковой каротаж, Ом · м; 3 — интервал прослеживания аномалий

A — slalom seismic time section across the anomalies strike, B — RMS amplitudes in the interval of the H_{AC4} horizon and logging characteristics of Neocomian sediments, C — slalom time RMS amplitude section across the anomalies strike.

1 — gamma-ray logging, m; 2 — lateral logging, Om · m; 3 — interval of anomalies tracking

Рис. 4. Аналоги линейных аномалий пласта AC₄
Fig. 4. Analogues of AC₄ horizon linear anomalies

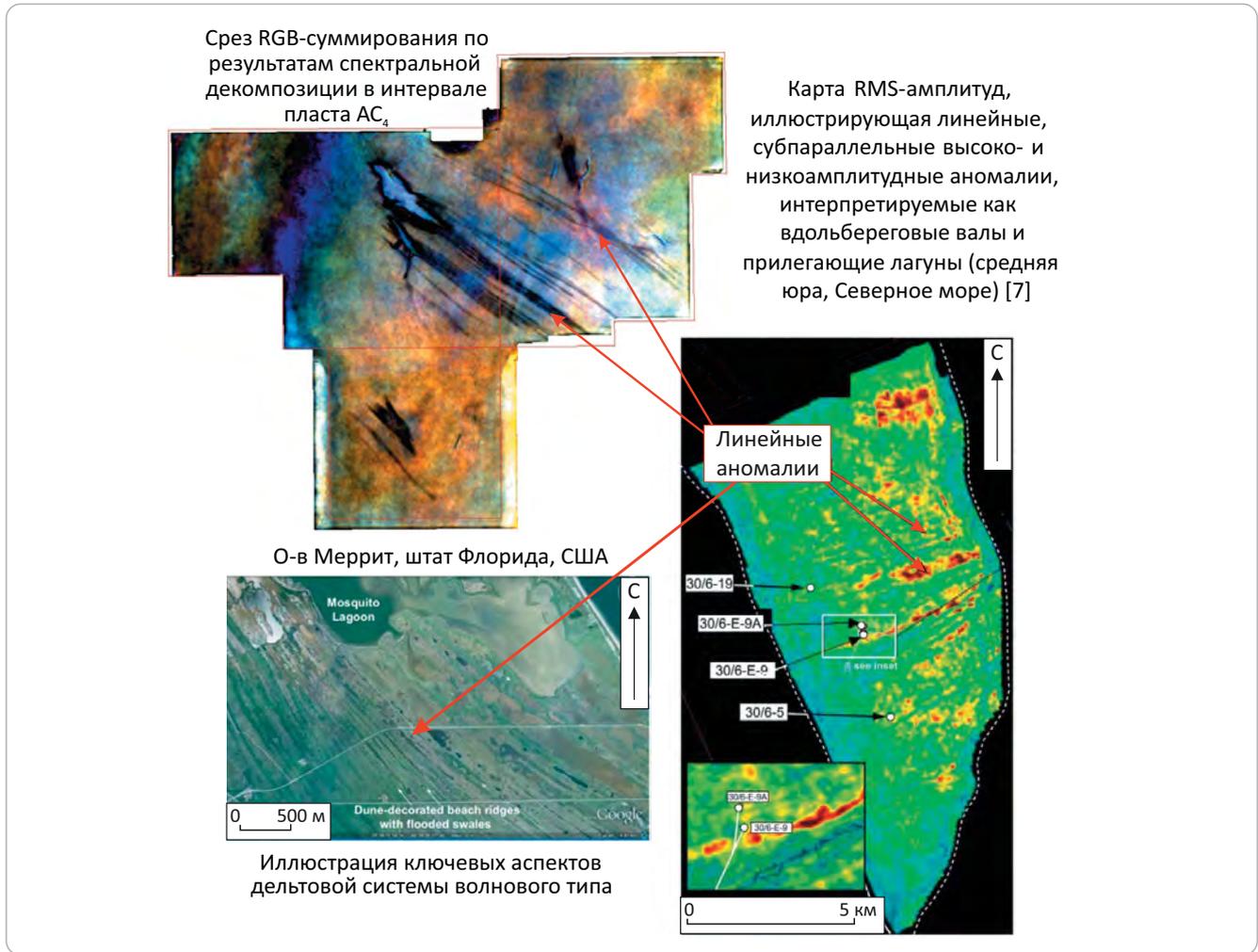


Рис. 5. Керн из скв. 5, попадающей в ослабленную зону линейных аномалий
Fig. 5. Core from 5 well falling into the weakened zone of linear anomalies

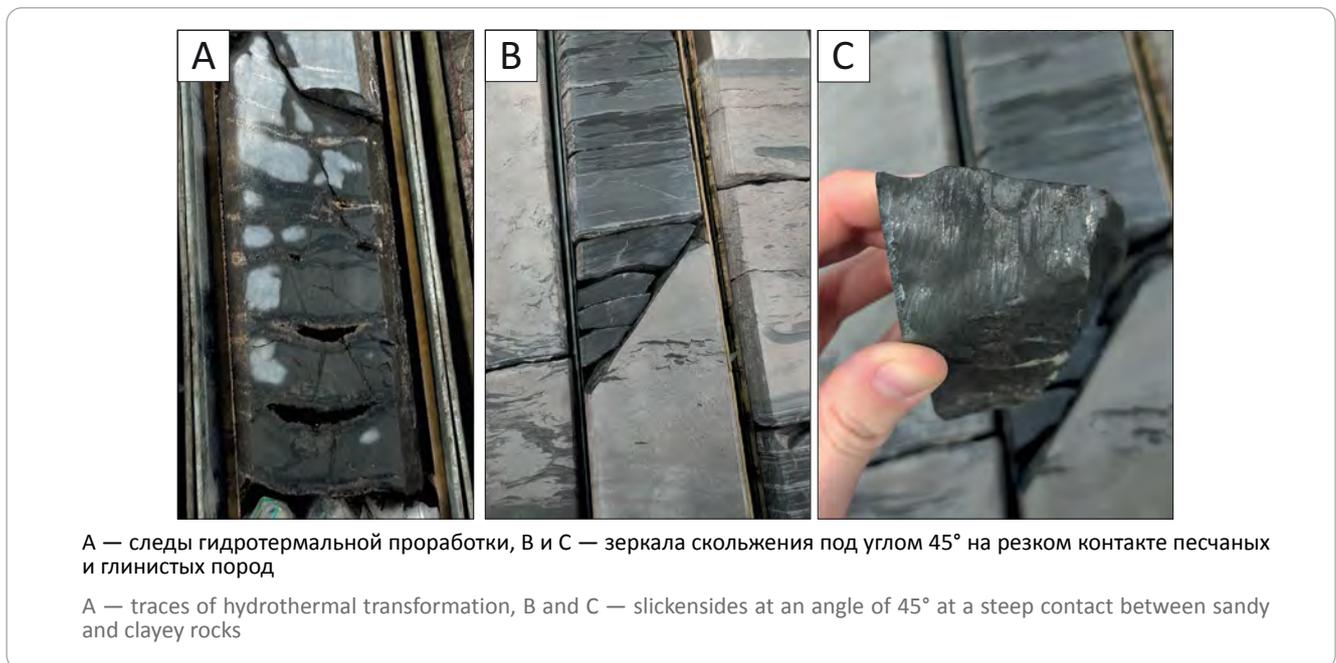
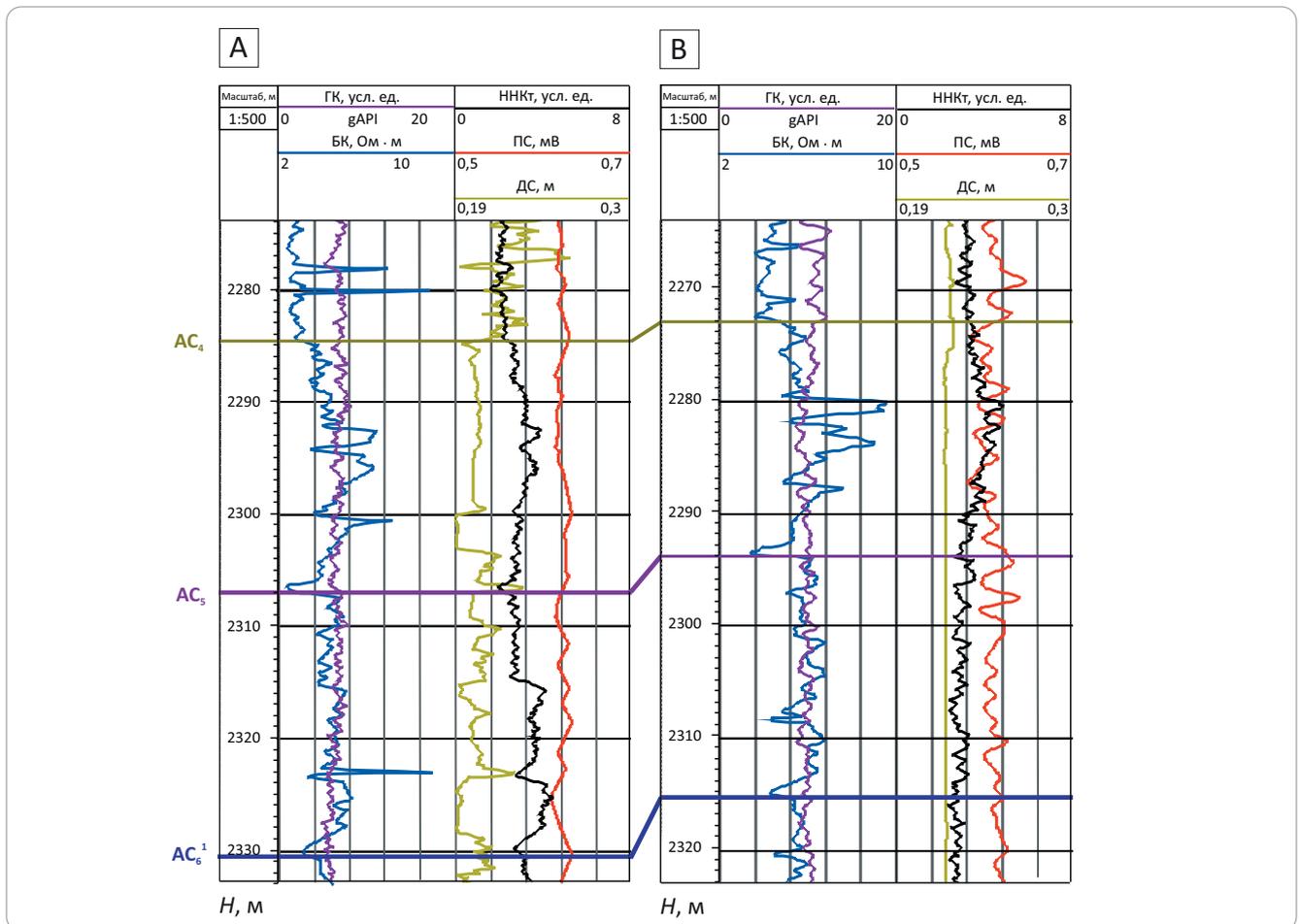


Рис. 6. Характеристика по каротажу пластов AC_{4-5} в скв. 5, расположенной в пределах аномалии (А), и в скв. 3, расположенной за пределами аномалии (В)

Fig. 6. Logging characteristics of AC_{4-5} horizons in 5 well drilled in the anomaly (A), and in 3 well drilled outside the anomaly (B)



ей в них или в близкорасположенных нефтегазоматеринских толщах (на данной территории нефтегазоматеринскими породами являются отложения тутлеймской свиты — аналога баженовской свиты) процессов генерации и эмиграции УВ.

В последние годы большое внимание уделяется «флюидному литогенезу» — пороодообразованию за счет восходящих флюидных потоков различного состава [9]. Можно предположить, что глинистые породы фроловской свиты (подачимовская толща), залегающие непосредственно на отложениях тутлеймской свиты, под действием сейсмической вибрации и аномальных пластовых давлений становятся пластичными, жидкоподобными или флюидизированными. Такие подвижные массы проникают по ослабленным или трещиноватым зонам и заполняют все полости или пустоты, встреченные на своем пути.

При деформации верхних слоев характерны структурно-морфологические признаки. Показательны разнообразные по форме и размеру тела, нарушающие стратификацию осадков: субвертикальные трубко-, цилиндрические и конусообразные, секущие наслоение пород. На сейсмических разрезах диапировые структуры характеризуются по-

ниженными значениями амплитуд и мгновенных частот, вплоть до пустой, хаотичной записи [10]. Вместе с тем однозначность выделения диапировых структур по сейсмическим данным зависит от размера тел. Крупные тела легко обнаруживаются на обычных амплитудных сейсмических 3D-кубах и 2D-профилях, но если размеры тела меньше или сопоставимы с разрешенностью сейсмических данных, то можно предположить, что на амплитудных разрезах будут видны только зоны ослабленных амплитуд, а на частотных разрезах — зоны пониженной частотной записи, что мы и наблюдаем в интервале исследования на Тортасинском блоке.

В пользу тектонической природы встреченных аномалий сейсмической записи также свидетельствуют направления главных тектонических элементов на рассматриваемой территории. Верхнеламинский вал, осложняющий Фроловскую мегавпадину, имеет то же направление, что и линейные аномалии (см. рис. 1). Такое же направление преобладает в простирании разломов и складчатых структур доюрского основания района исследования (по данным ФГБУ «ЗапСибНИИГТ», 2016), оно совпадает с направлением линейных аномалий фроловской свиты.

В скв. 5, пробуренной в пределах сейсмической аномалии (см. рис. 3), из неокомской части разреза поднят керн. В керне присутствуют каверны, которые свидетельствуют о гидротермальной проработке отложений (рис. 5 А). Встречены зеркала скольжения, плоскость которых расположена под углом 45° к оси керна. На резкой границе между песчаными и глинистыми отложениями (см. рис. 5 В, С) наблюдается зеркало скольжения. Данные факты так же свидетельствуют о тектонической активности изучаемой территории.

По каротажу каких-либо изменений или отличий в разрезе близкорасположенных скважин, пробуренных в аномалии и за ее пределами, не наблюдается (рис. 6). На этом рисунке видно, что все слои, на которые можно разделить пласты АС₄₋₅, в одной скважине хорошо согласуются и определены в другой скважине.

Вывод

Динамические аномалии сейсмической записи могут отражать абсолютно разные геологические процессы. Возможно, это резкое изменение литологии, трещиноватость, наличие УВ и др. [11]. Поэтому для целей геолого-разведочных работ важно понимать природу линейных сейсмических аномалий и корректно их интерпретировать, так как они могут быть связаны с песчаными телами, перспективными на поиски УВ, либо могут представлять собой глинистые барьеры для структурно-литологических залежей. Авторы статьи считают, что обнаруженные аномалии волнового поля имеют тектоническую природу с элементами гидротермальной проработки и глинистых инъекций вдоль ослабленных зон. Подобные аномалии волнового поля имеют большую практическую значимость, они могут выступать поисковым критерием для ловушек УВ неструктурного типа.

Литература

1. Гайфулина Е.Ф., Надежницкая Н.В., Капустина Ю.С. и др. Повышение точности сейсмического прогноза эффективных толщин пласта ЮС2 тюменской свиты на примере месторождений Тортасинского блока // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 11. – С. 28–31. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-11-28-31.
2. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа». – Екатеринбург : ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.
3. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003 г. (объяснительная записка). – Новосибирск : Изд-во СНИИГиМС, 2004. – 114 с.
4. Соколовский А.П., Соколовский Р.А. Фроловская фациальная зона неокома Западной Сибири в свете оценки перспектив нефтегазоносности // Вестник недропользования ХМАО. – 2005. – № 15. – С. 64–69.
5. Контарович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Контарович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 745–776. DOI: 0.15372/GiG20140504.
6. Чернова О.С. Седиментология резервуара : Учебное пособие по короткому курсу. – Томск : ЦППС НД, 2008. – 250 с.
7. Jackson C. A.-L., Grunhagen H., Howell J.A., Larsen A.L., Andersson A., Boen F., Groth A. 3D seismic imaging of lower delta-plain beach ridges: lower Brent Group, northern North Sea // Journal of the Geological Society. – 2010. – Т. 167. – С. 1225–1236. DOI: 10.1144/0016-76492010-053.
8. Словарь по геологии нефти и газа / Под ред. К.А. Черникова. – Ленинград : Недра, 1988. – С. 163–164.
9. Беленицкая Г.А. Инъекционно-осадочные типы седиментогенеза // Новые идеи в науках о Земле : сб. науч. тр. VII Междунар. конф. – М., 2005. – С. 124–125.
10. Zhong S., Zhang J., Luo J. Geological Characteristics of Mud Volcanoes and Diapirs in the Northern Continental Margin of the South China Sea: Implications for the Mechanisms controlling the Genesis of Fluid Leakage Structures // Geofluids. – 2021. – Т. 2021. – С. 1–17. – DOI: 10.1155/2021/5519264.
11. Корягин В.В. Интерпретация аномалий сейсмической записи с помощью итеративного моделирования // Геология нефти и газа. – 1990. – № 9. – С. 26–30.

References

1. Gaifulina E.F., Nadezhnitsskaya N.V., Kapustina Yu.S. et al. Improving the accuracy of seismic prediction of the effective thicknesses of the Ju2 formation of the Tyumen suite on the example of the fields of the Tortasinsky block. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2021;(11):28–31. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-11-28-31. In Russ.
2. Atlas “Geology and petroleum potential of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra” [Atlas “Geologiya i neftegazonosnost' Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga”]. Ekaterinburg: IzdatNaukaServis; 2004. 148 p. In Russ.
3. Reshenie 6-go Mezhdedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinatyiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoiskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri. Novosibirsk, 2003 g. (ob'yasnitel'naya zapiska) [Resolution of the 6-th Inter-Departmental Meeting on the Review and Adoption of the Updated Stratigraphic Charts for the West Siberian Mesozoic Sequences. Novosibirsk, 2003 (explanatory note)]. Novosibirsk: Izd-vo SNIIGiMS; 2004. 114 p. In Russ.
4. Sokolovskii A.P., Sokolovskii R.A. Frolovskaya fatsial'naya zona neokoma Zapadnoi Sibiri v svete otsenki perspektiv neftegazonosnosti [West Siberian Neocomian Frolovskaya facies zone in the context of petroleum potential assessment]. *Vestnik nedropol'zovaniya KHMAO*. 2005;(15):64–69. In Russ.

5. *Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N.* Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(5–6):582–609. DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.005.
6. *Chernova O.S.* Sedimentologiya rezervuara : Uchebnoe posobie po korotkomu kursu [Reservoir Sedimentology : Short Course Study Guide]. Tomsk: TSPPS ND; 2008. 250 p. In Russ.
7. *Jackson C. A.-L., Grunhagen H., Howell J.A., Larsen A.L., Andersson A., Boen F., Groth A.* 3D seismic imaging of lower delta-plain beach ridges: lower Brent Group, northern North Sea. *Journal of the Geological Society*. 2010;(167):1225–1236. DOI: 10.1144/0016-76492010-053.
8. *Slovar' po geologii nefi i gaza* [Oil and Gas Geology Dictionary]. In: K.A. Chernikov, ed. Leningrad: Nedra; 1988. pp. 163–164. In Russ.
9. *Belenitskaya G.A.* In'eksionno-osadochnye tipy sedimentogeneza [Injection-sedimentary types of sedimentogenesis]. In: *Novye idei v naukach o Zemle: sb. nauch. tr. VII Mezhdunar. konf. Moscow; 2005. pp. 124–125. In Russ.*
10. *Zhong S., Zhang J., Luo J.* Geological Characteristics of Mud Volcanoes and Diapirs in the Northern Continental Margin of the South China Sea: Implications for the Mechanisms controlling the Genesis of Fluid Leakage Structures. *Geofluids*. 2021;2021:1–17. DOI: 10.1155/2021/5519264.
11. *Koryagin V.V.* Interpreting seismic record anomalies by iterative modeling. *Geologiya nefi i gaza*. 1990;(9):26–30.

Информация об авторах

Капустина Юлия Сергеевна

Главный специалист

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, Главпочтамт, а/я 747
e-mail: yskapustina@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0001-6209-6579

Белоусов Сергей Леонидович

Эксперт по геологии

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625000 Тюмень, Главпочтамт, а/я 747
e-mail: slbelousov@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-7997-3723

Information about authors

Yuliya S. Kapustina

Chief Specialist

Tyumen Petroleum Research Center,
p/o box 747, General Post Office, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: yskapustina@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0001-6209-6579

Sergei L. Belousov

Expert in geology

Tyumen Petroleum Research Center,
p/o box 747, General Post Office, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: slbelousov@tnnc.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-7997-3723



ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОФИЗИКА

2023

15-19 МАЯ 2023 Г. | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, РОССИЯ

включая



ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОЛОГИЯ

2023



Морские ТЕХНОЛОГИИ

2023

- **Курсы лекций** (Спектральная вызванная поляризация в рудной геологии, гидрогеологии и геотехнике: теория, методика, практика / Геоэлектрические модели аквальной электроразведки и поиски и разведка месторождений полезных ископаемых на акваториях)
- **Круглые столы** (Поиски колчеданных и меднопорфировых месторождений в старых горнорудных районах: стратегия, технологии, практика / Беспилотные технологии / Сейсморазведка верхней части разреза на отражённых волнах / и другие)
- **Молодежный день!**
- **Выставка и спонсорские возможности**



УДК 553.98:550.84

DOI 10.31087/0016-7894-2023-1-95-110

Газогеохимические показатели углефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур центральной и западной частей Восточно-Сибирского моря

© 2023 г. | А.И. Гресов, А.В. Яцук

ФГБУН Тихоокеанский океанологический институт имени В.И. Ильичева ДВО РАН, Владивосток, Россия; gresov@poi.dvo.ru; yatsuk@poi.dvo.ru

Поступила 07.10.2022 г.

Доработана 21.10.2022 г.

Принята к печати 02.11.2022 г.

Ключевые слова: *донные отложения; углеводородные газы; газогеохимические показатели; углефтегазоносность; Восточно-Сибирское море.*

Аннотация: В результате обработки и интерпретации данных газового опробования керн скважин и донных осадков центральной и западной частей шельфа Восточно-Сибирского моря установлено, что углеводородные газы изученных литотипов характеризуются газогеохимическими показателями — массовыми концентрациями, молекулярной массой, коэффициентами влажности, преобразованности углеводородной фракции и изотопного состава углерода метана сингенетических, эпигенетических и гетерогенетических газов, представленных в донных отложениях биохимическими газами современных осадков; магматогенными — магматических образований; метаморфогенными — углегазонасных формаций, газовых залежей, твердых битумов, конденсатно-газовых, конденсатных, нефтегазовых, газонефтяных залежей и газогидратов. Определено, что изотопно-геохимические показатели установленных 11 генетических групп углеводородных газов достаточно близки к их аналогам Лено-Виллюйского, Иркутского, Верхне-Буреинского, Анадырского, Сахалинского и Охотоморского углефтегазонасных бассейнов Востока России. На основе полученных данных оконтурены прогнозные площади распространения нефтегазонасных формаций и выполнена газогеохимическая оценка нефтегазоперспективности района исследований.

Для цитирования: Гресов А.И., Яцук А.В. Газогеохимические показатели углефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур центральной и западной частей Восточно-Сибирского моря // Геология нефти и газа. — 2023. — № 1. — С. 95–110. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-95-110.

Финансирование: Газогеохимические и аналитические исследования выполнены в рамках гостемы ТОИ ДВО РАН № 0211-2021-0006 «Газогеохимические поля Мирового океана, геодинамические процессы и потоки природных газов, влияющие на формирование геологических структур с залежами углеводородов и аутигенной минерализации» (121021500055-0).

Благодарности: Авторы выражают благодарность А.С. Астахову, Р.Б. Шакирову, А.А. Босину и Ю.П. Василенко за поддержку в проведении экспедиционных морских исследований, а также В.В. Калинин и Д.А. Швалову за помощь в отборе проб донных осадков.

Gas geochemical indicators of coal, oil and gas potential of sedimentary basins and geostructures in the central and western part of the East Siberian sea

© 2023 | A.I. Gresov, A.V. Yatsuk

V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Vladivostok, Russia; gresov@poi.dvo.ru; yatsuk@poi.dvo.ru

Received 07.10.2022

Revised 21.10.2022

Accepted for publication 02.11.2022

Key words: *seafloor sediments; hydrocarbon gases; gas geochemical parameters; coal, oil and gas content; East Siberian Sea.*

Abstract: According to the data of gas sampling of well cores and seafloor sediments in the central and western parts of the East Siberian Sea shelf, it was found that different gas geochemical parameters (weight concentrations, molecular weight, moisture coefficients, maturity of hydrocarbon fraction and isotope composition of methane carbon) are typical of hydrocarbon gases of the studied lithotypes. Biochemical gases of recent sediments in bottom sediments are represented by syngenetic, epigenetic and heterogeneous gases; magmatic — igneous formations; metamorphogenic — coal and gas formations, gas deposits, solid bitumen, condensate-gas, condensate, oil and gas, gas-oil deposits and gas hydrates. Eleven genetic groups of hydrocarbon gases have been identified that are quite close to analogues in the Lena-Vilyuisky, Irkutsky Verkhne-Bureinsky, Anadyrsky, Sakhalinsky, and Okhotsky coal and oil-gas basins of the Russian East. Based on the data obtained, the predicted areas of oil and gas formations occurrence were outlined, and a gas geochemical assessment of the oil and gas prospects was carried out in the study area.

For citation: Gresov A.I., Yatsuk A.V. Gas geochemical indicators of coal, oil and gas potential of sedimentary basins and geostructures in the central and western part of the East Siberian sea. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(1):95–110. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-95-110. In Russ.

Funding: Gas geochemical studies were carried out within the framework of the State Assignment POI FEB RAS №. 0211-2021-0006 (121021500055-0).

Acknowledgments: The authors are grateful to A.S. Astakhov, R.B. Shakirov, A.A. Bosin, and Yu.P. Vasilenko for their support in the marine field research, and to V.V. Kalinchuk and D.A. Shvalov for their assistance in seafloor sediment sampling.

Введение

Оценка перспектив нефтегазоносности новых территорий в настоящее время базируется на осадочно-миграционной теории образования и миграции нефти и газов [1] и имеющихся у исследователей геологических и геофизических данных. Согласно существующим представлениям о фильтрационно-диффузионном массопереносе и миграции УВ-газов из газоматеринских источников по зонам тектонических нарушений в перекрывающие их отложения, газогеохимические показатели УВ-газов донных отложений являются прямыми признаками углеводородности недр [2, 3].

Первые сведения о составе, генезисе УВ-газов и газогеохимических показателях донных отложений Восточно-Сибирского моря были получены сотрудниками НИИГА при проведении экспедиционных исследований на попутных судах ММФ СССР в 1975–1980 гг. и опубликованы в [4]. Начиная с 2008 г. (региональный сейсмогеологический и газогеохимический профиль 5АР) и по настоящее время изучение состава и генезиса газов, газонасыщенности и газогеохимических показателей донных осадков различных секторов Восточно-Сибирского моря носит целенаправленный характер [5–12]. Важным источником информации для идентификации УВ-газов являются данные газогеохимических исследований континентальных углеводородных бассейнов Востока России [13].

Основная задача настоящей статьи заключалась в обобщении и сравнительном научном анализе данных газогеохимических показателей континентального, островного обрамления района исследований и осадочных углеводородных бассейнов Востока России. Это позволило приблизиться к реальному пониманию геологической природы распределения в донных осадках УВ-газов различных газоматеринских источников и перспектив нефтегазоносности изученных осадочных бассейнов и геоструктур центральной и западной частей Восточно-Сибирского моря. Актуальность проделанной работы обусловлена не только слабой изученностью региона, но и приоритетом научных исследований в арктической зоне Российской Федерации.

Методы и материалы

Основным материалом газогеохимических исследований являлись керны осадков 95 донных станций (рис. 1), отобранные прямоточными и гидростатическими грунтоотборными трубками с вкладышами (реже мультиторнами и дночерпателями — 12 станций) в период проведения российско-китайских экспедиций на НИС «Академик М.А. Лаврентьев» LV-77 (2016), LV-83 и LV-90 (2018, 2020), а также с попутных судов Мурманского (1977, 1980), Дальневосточного пароходств Министерства

морского флота (2009, 2010, 2012, 2014) и вспомогательного флота при проведении прибрежных экспедиционных работ.

В процессе газогеохимических исследований на борту судна поинтервально отбирался керн осадков в герметические сосуды с последующей их дегазацией и отбором проб газа при свободном, термо- и термовакuumном его выделении для проведения газоаналитических работ. Хроматографический анализ проб газа проводился в аттестованных Росстандартом лабораториях (газовой лаборатории ООО «Дальвостуглеразведка» и лаборатории газогеохимии ТОИ ДВО РАН) на хроматографах ЛХМ-8МД, Газохром-3101, «Хроматэк-Газохром-2000» и «КристалЛюкс-4000М» в экспедиционных и стационарных условиях. Методика опробования, дегазации осадков, анализа газов и обработки полученных данных соответствовала действующему руководству [17], ГОСТ 31371.3-2008 и нормативным паспортам вышеуказанных лабораторий.

Для определения генезиса УВ-газов использовался комплекс количественных геохимических показателей: молекулярная масса УВ-фракции ($M_{УВ}$), массовые концентрации индивидуальных УВ, нормированные по отношению к $M_{УВ}$ в долях целого на 1000 (или в граммах на килограмм газа УВ-фракции) и их отношения — коэффициентов преобразованности УВ-фракции ($K_{пр}$) и «влажности» УВ-фракции ($K_{вл}$). Коэффициенты $K_{пр}$ и $K_{вл}$ рассчитаны по формулам

$$K_{пр} = (C_2 \cdot C_4) / C_3 [13],$$

$$K_{вл} = \Sigma(C_2 - C_3) / \Sigma(C_1 - C_5) \cdot 100 \% [3],$$

где $C_1 - C_5$ — массовые концентрации УВ в долях на 1000.

Дополнительным газогенетическим критерием являлись данные масс-спектрометрии изотопных отношений (IRMS) $\delta^{13}C-CH_4$ и C_2H_6 [5–13], полученные в лабораториях стабильных изотопов МГРИ, ВСЕГЕИ, ДВГИ и Университета Хоккайдо, измеренные на масс-спектрометрах Finnigan MAT-253, Deltaplus XL. Эти работы были выполнены по аттестованному и оптимизированному для данных исследований методикам.

Оцифровка и пространственно-математическая интерпретация результатов работы проводилась в программном комплексе ESRI ArcGIS® с помощью модуля Geostatistical Analyst по методу обратных взвешенных расстояний (IDW).

В настоящей статье также использованы материалы скважинного опробования газопроявлений, изучения состава газа различных литотипов и газовой фазы подземных вод 25 скважин, анализ газа которых выполнен сотрудниками лабораторий ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, Севморгео, ОАО «Дальвостуглеразведка» и ТОИ ДВО РАН [4, 9, 14, 18].

Рис. 1. Структурно-тектоническая карта [14, 15] и схема газогеохимического опробования района исследований
Fig. 1. Structural and tectonic map [14, 15] and scheme of gas-geochemical sampling in the study area



Геологическая характеристика

В геологическом строении района исследований принимают участие осадочные и вулканогенные образования палеозойского, мезозойского и

кайнозойского возраста Новосибирского, Тастахского, Приморского, Пегтымельского и Айонского осадочных бассейнов; Благовещенской структурной террасы, Котельничского, Медвежинского и

Барановского поднятия, а также поднятия Лонга и Северной террасы (см. рис. 1).

Северная часть района (25 % его площади) характеризуется более мощным (> 12 км) и широким возрастным объемом осадочного чехла, от позднего палеозоя до кайнозоя, залегающего на каледонском складчатом основании. В южной его части возрастная объем осадочного чехла (мощностью до 8–10 км) определяется в пределах апт-кайнозоя, залегающего на позднемезозойском основании Новосибирско-Чукотской складчатой системы, в строении которой выделяются терригенно-карбонатный комплекс нижнего – среднего палеозоя и терригенный комплекс верхнего палеозоя – нижнего мела (рис. 2).

С первым комплексом ассоциируется базитовый магматизм в виде даек и штоков метадолеритов и метагаббро-долеритов, со вторым – гранитоидный магматизм раннемелового возраста. Среди разрывных нарушений в складчатом основании северной части района выделяется Главный структурный шов (граница областей позднемезозойской и докембрий-каледонской складчатости, в ряде публикаций – Новосибирский разлом), в южной – Анюйский разлом. Западная часть Новосибирского бассейна осложнена нарушениями субширотного простирания, центральная часть и площадь Барановского поднятия – субмеридионального, Медвежинского – обоих типов [14].

В конце раннего мела – кайнозоя в районе исследований в морских и субаквальных осадочных бассейнах сформировался терригенный чехол молодой платформы с корой выветривания в основании. Кайнозойский осадочный комплекс представлен песчаниками, алевритами, аргиллитами, конгломератами, бурыми углями, лигнитами, торфяниками, глинами, алевритами, песками, галечниками; четвертичные осадки – песками, алевритами, илами, галечниками и гравийниками. Основными источниками поступления терригенного материала и формирования четвертичных осадков являются продукты береговой и донной абразии, твердый сток рек Хрома, Индигирка и Колыма. Ледовый перенос в процессе образования осадков имеет второстепенное значение [14].

Возраст голоценовых осадков северо-восточной части Новосибирского бассейна (станция PS72/350-2, см. рис. 1) на глубине опробования 1,1 м (по данным AMS ^{14}C) составляет 9,3 тыс. лет (cal a BP), 2 м – 10,3 тыс. лет [21]. В южной части бассейна (станция LV77-36) аналогичные показатели на глубине 0,12 м оценены в 0,75 тыс. лет, 0,4 м – 2,1 тыс. лет, 0,9 м – 4,2 тыс. лет и 3,5 м – 8,2 тыс. лет [22]. Верхние 0,47 м осадков на станции АФ-29-07 северной части бассейна [23] представлены голоценовыми алевритопелитами, нижние – 0,5–1,9 м – твердыми плейстоценовыми пелитами, возраст которых на глубине 0,5 м (по данным метода избыточного ^{230}Th) составляет 181 тыс. лет. Радиоуглеродный анализ пелитовых осадков на глубине 1,3 м показал за-

предельную датировку их возраста – > 44 тыс. лет. Исходя из вышеуказанных данных, скорости накопления голоценовых осадков южного сектора Новосибирского бассейна изменяются от 12 см/1000 лет в верхней части разреза до 42 см/1000 лет – в нижней; в северо-восточном – от 12 до 20 см/1000 лет. Скорость накопления плейстоценовых осадков северной части бассейна не превышает 3 см/1000 лет и возрастает в направлении бровки шельфа от 16 до 20 см/1000 лет.

Органическая насыщенность литотипов в районе исследований достаточно высокая. В мел-кайнозойских отложениях установлены углистые алевролиты и аргиллиты, пласты каменных и бурых углей, лигнитов и торфов, в палеозой-мезозойских породах – твердые битумы, углистые сланцы, алевролиты и аргиллиты.

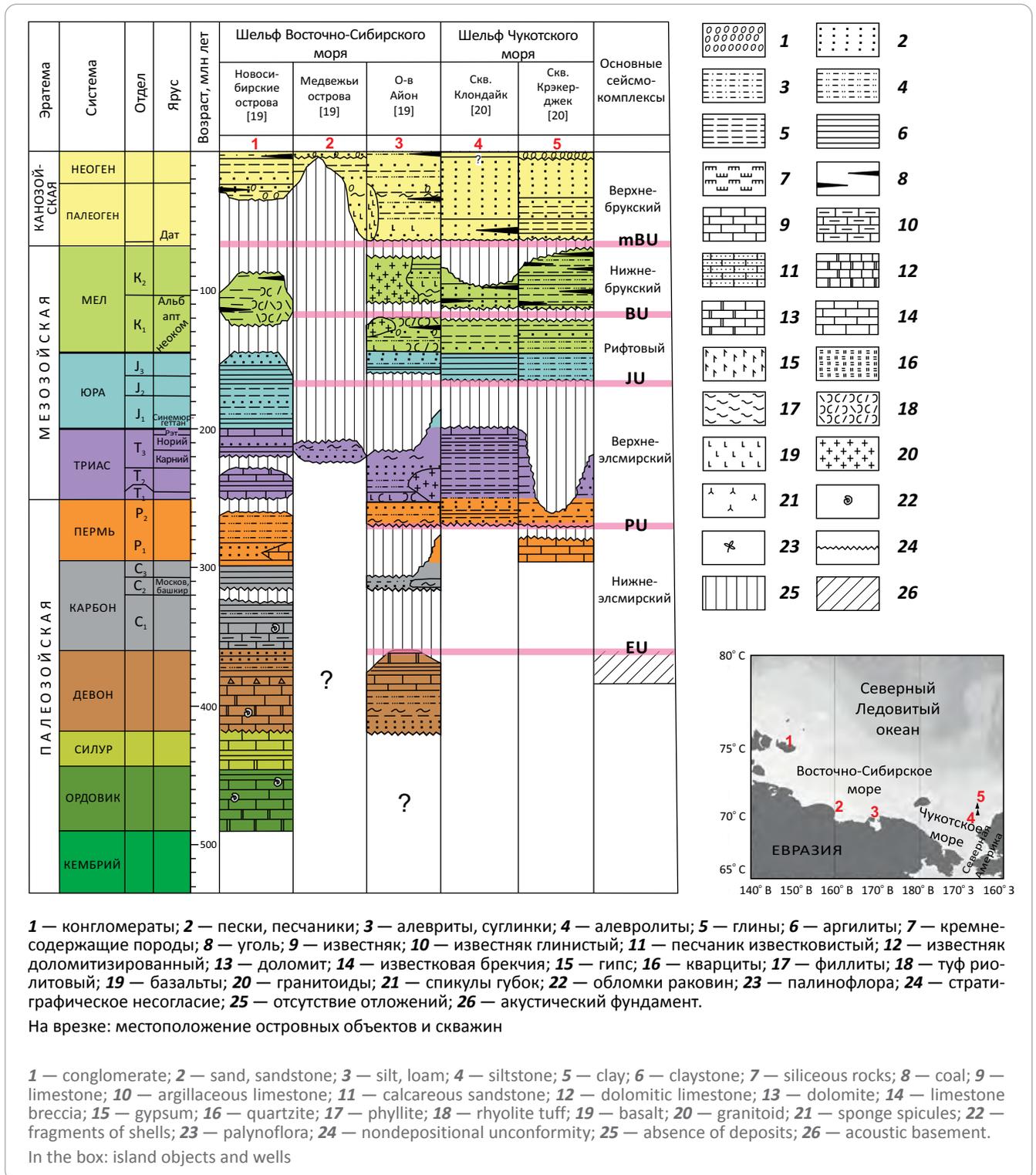
Битумопроявления островов Котельный и Бельковский, Приморской низменности и Чаунского района характеризуются возрастным диапазоном от ордовика до мела. Выход хлороформенного битумоида А в породах достигает 5,5 %, углерода – 89 %, водорода – 12 %. Отношение C/H, равное 7–8, подтверждает происхождение рассеянного ОБ из осадочных пород. Образование битумов относится к нескольким фазам его генерации и представляет собой продукт сложного преобразования под совокупным воздействием метаморфогенных и гипергенных факторов. Среди них присутствуют битумы различных классов: от мальт до антраксолитов, сформировавшихся по метаморфогенной линии преобразования, и до асфальтитов и гуминокеритов, возникших под воздействием гипергенных факторов [14, 24, 25].

В Анжуйском угленосном бассейне, расположенном в пределах Новосибирских островов (см. рис. 1, 2), на Балыктахском, Туорюряхском и Тугуттахском месторождениях установлено от 3 до 9 нижнемеловых пластов каменного угля мощностью от 1 до 25 м. Суммарная мощность рабочих пластов угля месторождений марочного состава Д ($R_o = 0,59–0,63$; стадия катагенеза МК₁) составляет 77–103 м, коэффициент угленосности – 8–22 %, содержание углерода и водорода на горючую массу – 69–79 и 4,2–5,8 %. Здесь же, в сеноман-туронских отложениях верхнего мела, эоцена и нерасчлененных толщах олигоцен-миоцена бассейна установлены от 2 до 10 пластов бурого угля (марочного состава 1Б–2Б, $R_o = 0,37–0,49$, стадий катагенеза ПК₁–ПК₂) мощностью 1–12 м и несколько десятков пластов и пропластков мощностью 0,2–0,95 м на месторождениях Деревяннгорское, мыса Высокого и многочисленных углепроявлениях суммарной мощностью более 200 м, с содержанием углерода и водорода – 66–81 и 5–6,7 % [14].

В пределах Анюйского угольного бассейна установлено более 53 пластов и пропластков каменного угля марочного состава Д–Ж мощностью до 2,5 м на месторождениях Долгожданное и Дальнее, Чаун-Чукотского бассейна – до 14 пластов каменного

Рис. 2. Литолого-стратиграфические колонки островного обрамления района исследований и шельфа Чукотского моря (по данным [19, 20])

Fig. 2. Lithostratigraphic charts of island neighbourhood of the study area and the Sea of Chukotka shelf (according to [19, 20])



угля марочного состава Т-ПА мощностью до 16 м и метаносностью до 8 м³/т. В отложениях Тастахского бассейна и Приморской угленосной площади содержится до 7 пластов бурого угля мощностью до 4 м. Угленосные отложения нижнего – среднего палеоцена, нижнего эоцена и миоцена Чаунской площади и о-ва Айон включают многочисленные

линзы и пласты бурых углей мощностью до 6–8 м и лигнитов — 1–2 м, метаносность которых достигает 0,8 м³/т на глубине 150 м. В верхних частях разреза установлены линзы и слои торфов мощностью до 2 м, а также четвертичные глины с содержанием C_{орг} = 9–11 %. Кроме того, среди изученных литотипов пород выделяются слои пермотриасовых,

юрско-меловых и палеоген-неогеновых углистых сланцев, аргиллитов и глин с содержанием $C_{орг}$ до 19–42 % и мощностью 1–38 м [14, 26, 27].

В границах района выделяются Котельническо-Ляховская гидрогеологическая складчатая область, артезианский бассейн Восточно-Сибирского моря и краевая часть Яно-Индибирского криогенного артезианского бассейна, гидрогеологический режим которых обусловлен их положением в зоне многолетнемерзлых пород (ММП). Мощность ММП островов Котельный и Айон (по данным электроразведочных работ и бурения) составляет 450–500 м, прибрежной зоны Восточно-Сибирского моря (по данным буровых работ) — 60–120 м [13, 14, 18]. Температуры донных отложений осадочных бассейнов и геоструктур характеризуются преимущественно отрицательными значениями (–0,4...–1,9 °C), что обусловлено развитием ММП. Наряду с этим, установлены участки донных отложений с положительными температурами осадков 0,3–1,5 °C в интервале опробования 0,2–4 м, формирование которых обусловлено влиянием гидрологических, гидрогеологических и геологических факторов. В устьях рек Индибирка, Колыма, Чаун и Паляваам установлены сквозные таликовые зоны [14, 26].

В гидрогеологическом разрезе района выделяется три этажа: нижний, сложенный метаморфизованными докембрийскими и частично палеозой-нижнемезозойскими породами и магматическими образованиями, содержащими трещинно-жильные скопления вод; средний — со скоплениями пластово-трещинных вод в мезозойских и частично палеозойских дислоцированных отложениях и верхний, содержащий пластовые скопления подземных вод в верхнемел-кайнозойских слаболитифицированных отложениях [14].

Результаты и обсуждение

Состав и генезис газов. Углеводородные газы свободных газовыделений и выбросов газа из скважин островного, континентального обрамления района исследований и его акваториальной части в интервале глубин их опробования 36–178 м представлены метаном 7,6–94,7, этаном — 0–0,71, пропаном — 0–0,13 и бутаном — 0–0,06 % (табл. 1). В составе газопроявлений из скважин пролива Санникова и Чаунской впадины установлен пентан в концентрациях 0,00001–0,0024 %. Газопроявления из скважин 13, 14 и 41 Котельнического поднятия на глубинах 36–46 м связаны с вскрытием трещин ММП миоцен-четвертичных отложений и дегазацией подземных вод; выбросы газа — подмерзлотного газонасыщенного горизонта, сложенного песчаниками, алевритистыми песками (коллектор), перекрытыми мерзлыми аргиллитоподобными глинами («экран» для газа). Формирование скоплений свободного газа в Чаунской впадине, устьях рек Хрома и Колыма характеризуется аналогичной геолого-газовой ситуацией, осложненной влиянием тектоническо-го фактора, магматической деятельностью, а также

наличием значительных по площади зон талых осадочных отложений и сквозных таликов гидрогеологического происхождения.

Концентрации метана в четвертичных отложениях материкового, островного обрамления и акваториальной площади района исследований по данным скважинного газового опробования изменяются в пределах 0,015–7,9, в эффузивных породах — 0,12–1,12, песчаниках — 3,91–6,07, торфяниках, лигнитах и бурых углях — 0,72–32,1, твердых битумах (антраксолитах?) — 3,58–7,21, в каменных углях месторождения Дальнее (см. рис. 1) Чаун-Чукотского бассейна — 46,32–79,6 %. Содержание этана в четвертичных отложениях и торфяниках достигает 0,006 и 0,04 % соответственно, эффузивных породах — 0,0259 %, песчаниках — 0,0234 %, лигнитах и бурых углях — 0,04 и 0,26 %, твердых битумах и каменных углях — 0,27 и 1 %. Аналогичные значения для пропана составляют: до 0,0031; 0,010; 0,0067; 0,0038; 0,01 и 0,0599; 0,12 и 0,2 % соответственно. Концентрации бутана не превышают 0,00001, в торфяниках — 0,0001, эффузивах — 0,0018, песчаниках — 0,0019, лигнитах и бурых углях — 0,0013 и 0,03, битумах и каменных углях — 0,098 и 0,08 %. В сорбированных газах твердых битумов, бурых и каменных углей установлен пентан в содержаниях до 0,0098; 0,0002 и 0,014 % соответственно. Содержание метана и суммы его гомологов в газовой фазе подземных вод достигает 51,7 и 0,05 % (см. табл. 1).

В процессе исследований установлено, что четвертичные отложения, торфяники, газовые скопления и залежи, лигниты, бурые и каменные угли, твердые битумы (антраксолиты) и магматические образования представляют единый газоматеринский осадочно-породный бассейновый комплекс и характеризуются индивидуальными газогеохимическими показателями массовых концентраций УВ-фракции, $M_{ув}$, $K_{пр}$, $K_{вл}$ и изотопного состава $\delta^{13}C-SH_4$ (табл. 2).

Для четвертичных отложений керн скважин 42, 43, 80 и 18 (см. рис. 1, см. табл. 2) обнаружены газогеохимические показатели, характерные для конденсатно-газовых, нефтегазовых, газонефтяных и газогидратных залежей изученных осадочных и нефтегазоносных бассейнов Востока России [13]. Газогеохимические показатели указанных залежей данных бассейнов и Мессояхского газового месторождения приведены в табл. 3.

В составе УВ-газов донных отложений района исследований установлены: метан с содержанием 0,0004–2,354 %, этан и этилен (суммарно) — 0,000001–0,012 %, пропан и пропилен — 0–0,003 %, *n*-бутан и *i*-бутан — 0–0,001 %, *n*-пентан и *i*-пентан — 0–0,00014 %. Суммарные концентрации гомологов метана в осадках изменяются от 0,000002 до 0,017 %. Интерпретация установленных значений газогеохимических показателей донных отложений, с учетом данных скважинного газового опробования (см. табл. 2), позволила выделить в районе исследований 11 генетических групп УВ-газов раз-

Табл. 1. Содержание УВ-газов в составе сорбированных газов, газовой фазы подземных вод, свободных выделений и выбросов газа в районе исследований по данным скважинного опробования и анализов газа во ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, Севморгео, ОАО «Дальвостуглеразведка» и ТОИ ДВО РАН [4, 7, 8, 14, 18, 26]

Tab. 1. HC gas content in the composition of the retained gas, gas phase of groundwater, free gas emissions and releases in the study area in accordance with well testing and gas analyses in VNIIGRI, VSEGEI, Sevmoregeo, OAO Dalvostuglerazvedka, and V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute, RAS Far Eastern Branch [4, 7, 8, 14, 18, 26]

Местоположение, номер скважины, глубина опробования (возраст, литотип)	Содержание УВ-газов, %			
	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀
Свободные газовыделения и выбросы газа				
Залив Геденштрома, скважины 13 и 14, 42–44 м	10,2–14,2	Сл.*	0	0
Пролив Санникова, скв. 41, 36–37 м	14,9–15,1	Сл.	Сл.	0
Пролив Санникова, скв. 6, 38–39 м*	90,9–94,7	0,0014	0,00005	0,00007
Пролив Дмитрия Лаптева, скв. 87, 82 м*	75,2	$\Sigma(C_2-C_4) = 0,76$		
Побережье Чаунской губы, скв. 21г, 135 м	26,72	0,2198	0,0544	0,027
Побережье Чаунской губы, скв. 22г, 100–104 м	7,6–10,8	0,0696	0,0147	0,0062
Побережье Чаунской губы, скв. 240, 142 м	40,6	0,3	0,09	0,045
О-в Большой Роутан, скв. 882, 178 м*	77,5	0,7095	0,1266	0,06
Устье р. Колыма, скважины 6к,7к, 68–110 м	10,4–20,2	0,08–0,16	0,03–0,018	0,01–0,02
Устье р. Хрома, скв. 1г, 112 м	24,12	0,112	0,0072	0,0007
Сорбированные газы				
Пролив Санникова, скважины 5, 36 (эоцен–Q)	1,0–4,2	Сл. – 0,001	Сл. – 0,002	0
Залив Геденштрома, скв. 18 (эоцен–Q)	2,22	0,001	0,0015	0,001
О-в Новая Сибирь, скв. 25 (эоцен–Q)	1,01	0,0002	0,0004	0
О-в Новая Сибирь, скважины 27–30 и 32 (N ₂ ³ –Q)	7,9–15,7	Сл.	0	0
Пролив Дмитрия Лаптева, скв. 80 (Q)	0,0151	0,0071	0,0002	0,0001
О-в Большой Ляховский, скв. 1, 12 (N ₁ –Q)	0,24–2,22	0,001–0,014	Сл. – 0,003	0–0,00009
Чаунская губа, скв. 240 (N ₂ ³ –Q)	0,03–1,69	Сл. – 0,0003	0–0,0001	0
Чаунская губа, скв. 240 (лигнит, бурый уголь)	6,7–11,3	0,04–0,075	0,01–0,02	0,001–0,01
Чаунская губа, скв. 240 (бурый уголь)	21,4–24,3	0,16–0,174	0,04–0,048	0,02–0,026
Чаунская губа, скв. 21г (бурый уголь)	32,12	0,255	0,0599	0,03
Чаунская губа, скв. 20г (N ₂ ³ –Q)	1,49–1,79	0,001	0,0004	0
Чаунская губа, скв. 22г (N ₁ ³ , бурый уголь)	9,25	0,06571	0,02	0,01
Чаунская губа, скв. 23г (K ₂ , эффузивы)	0,1221	0,0021	0,0008	0,0003
Чаунская губа, скв. 23г (Т, твердые битумы)	3,58–7,21	0,134–0,27	0,060–0,12	0,048–0,1
Месторождение Дальнее, скважины 6, 7, 8 (K ₂ , эффузивы)	0,95–1,12	0,021–0,026	0,006–0,007	0,002
Месторождение Дальнее, скважины 7, 8, 16 (K ₁ , каменный уголь)	46,3–79,6	0,59–0,997	0,1–0,2	0,039–0,08
Газовая фаза подземных вод				
О-в Малый Ляховский, скв. 43, 94 м	0,037	0,0034	0,002	0,00004
О-в Большой Ляховский, скв. 63, 60 м	0,18	0	0	0
Пролив Дмитрия Лаптева, скв. 78, 45 м	$\Sigma(C_1-C_3) = 2,7$			
Пролив Дмитрия Лаптева, скв. 77, 58 м	0,32–1,7	Н. д.	Н. д.	Н. д.
Пролив Санникова, скв. 42, 65 м	0,72	$\Sigma(C_2-C_3) = 0,0498$		
Пролив Санникова, скв. 41, 26–48 м	15,1–51,7	$\Sigma(C_2-C_3) = 0,0025–0,0078$		
Устье р. Чаун, скв. 1п, 32 м	2,92	0,0024	0,0001	0
Устье р. Паляваам, скв. 2п, 42 м	7,08	0,042	0,007	0

Примечание. Н. д. — нет данных.

* Выброс газа.

Note. Н. д. — no data.

* Gas release.



Табл. 2. Средние значения геохимических показателей УВ-газов литотипов и газоматеринских источников континентального, островного обрамления района и его акваториальной части по данным скважинного опробования

Tab. 2. Average values of HC gas geochemical parameters of lithotypes and gas source rocks in continental, island margins of the region and its waters in accordance with well testing data

Литотип, источник газа, номер скважины	Массовые концентрации (в долях целого на 1000)					M _{ув} , г/ моль	K _{пр}	K _{вл}	δ ¹³ C-CH ₄ , ‰
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅				
Четвертичные осадки, скважины 5, 13, 14, 25, 27–30, 32, 34, 41, 63, 240, 20г	999	1	Сл.	0	0	16,05	0	0,1	-79,2
Газогидраты(?), скв. 18	996	1	2	2	0	16,09	0,7	0,4	Н. д.
Торфяники, скважины 1, 12	989	10	1	Сл.	0	16,13	1,3	1,1	-70,4
Газовые скопления и залежи, скважины 1г, 1п, 2п, 3п	985	13	2	Сл.	0	16,15	2	1,5	-67,2
Лигниты, скв. 240	984	11	4	1	0	16,17	2,8	1,6	-67
Бурые угли, скважины 6к, 7к, 21г, 22г, 240, 83, 882	978	14	5	3	Сл.	16,24	8,6	2,2	-60,8
Каменные угли, скважины 7д, 8д, 16д	967	23	6	3	1	16,33	12,1	3,3	-49,7
Магматические породы, скважины 6д, 8д, 23г	940	38	16	6	0	16,58	16	6	-27,5
Конденсатно-газовые скопления, скв. 42	882	109	7	2	0	17,02	27,3	11,8	Н. д.
Твердые битумы, скв. 23г	853	60	40	42	5	17,58	64,4	14,7	-42,8
Нефтегазовые скопления, скв. 43	745	128	88	39	0	18,74	57,1	25,5	Н. д.
Газонефтяные скопления, скв. 80	510	452	22	12	3	21,01	290,4	48,6	Н. д.

Примечание. C₁–C₅ — метан и его гомологи до пентана включительно, M_{ув} — молекулярная масса УВ-фракции, K_{пр} и K_{вл} — коэффициенты преобразованности и «влажности» УВ-фракции, δ¹³C-CH₄ — изотопный состав углерода метана, Н. д. — нет данных.

Note. C₁–C₅ — methane and its homologues up to and including pentane, M_{ув} — molecular weight of HC fraction, K_{пр} and K_{вл} — HC fraction maturity and moisture coefficients, δ¹³C-CH₄ — Isotopic signature of methane carbon, Н. д. — no data.

личных литотипов и газоматеринских источников (табл. 4).

Исходя из значений газогеохимических показателей (см. табл. 4), сингенетические УВ-газы современных осадков имеют биохимическую природу.

Для эпигенетических (миграционных) газов торфяников характерно доминирование биогенной газовой составляющей с примесью метаморфогенных газов. В кайнозойских газовых скоплениях и залежах, лигнитах и бурых углях стадий прокатагенеза ПК₁–ПК₂ наблюдается паритетное распределение УВ-газов биохимического и метаморфического происхождения, на что указывают показатели M_{ув}, K_{вл} и K_{пр}, равные соответственно 16,15–16,22 г/моль, 1,4–2,1 % и 4,2–8,3 (см. табл. 4), а также средние значения δ¹³C-CH₄ (-61...-60 ‰), характерные для углей стадий прокатагенеза ПК₁–ПК₂. Данное положение справедливо, вероятно, и для УВ-газов газогидратных образований. В целом УВ-газы вышеуказанных газогенетических групп представляют единый газоматеринский осадочно-породный бассейновый комплекс района исследований и по частоте встречаемости составляют 55 % общего объема газового опробования донных отложений.

Газогеохимические показатели миграционных УВ-газов нижнемеловых каменных углей и газовых залежей мезозойского возраста, твердых битумов и предполагаемых конденсатно-газовых, конденсатных, нефтегазовых, газонефтяных зале-

жей характерны для газоматеринских источников метаморфического происхождения, эффузивных пород — магматогенных источников, подстилающих бассейновый комплекс мезозой-палеозойских геологических образований (см. рис. 2).

Следует отметить, что УВ-газы донных станций 44, LV77-36, LV77-42, LV90-2 и скв. 18 имеют газогеохимические показатели (см. табл. 2, 4), характерные для гидратных залежей Мессояхского газового месторождения и Охотоморского осадочного бассейна (см. табл. 3). Однако термобарические условия донных отложений (температура -0,8...-1,3 °С и давление 0,3–0,4 МПа) в районе станций ставят под сомнение возможность гидратообразования. Исходя из данных [28], современный облик береговых линий района исследований Восточно-Сибирского моря сформировался в последние 10 тыс. лет, соответственно, газогидратные скопления Новосибирского осадочного бассейна являются, вероятно, реликтовыми континентальными образованиями [13], УВ-газы которых, по данным [5–12], характеризуются не только средними значениями M_{ув} — 16,1 г/моль, K_{пр} — 1,5, K_{вл} — 0,6 %, δ¹³C-CH₄ — -61 ‰, но и резко отличаются от газогеохимических показателей подстилающих их газоматеринских источников (M_{ув} — 16,4 г/моль, K_{пр} — 13,5, K_{вл} — 4 % и δ¹³C-CH₄ — -58,7 ‰). Данный факт, вероятно, указывает на возможность гетерогенеза (новообразования) УВ-газов в зонах метастабильности газогидратов [13, 29], благоприятными факторами формирова-

Табл. 3. Средние значения геохимических показателей УВ-газов осадочных и нефтегазоносных бассейнов Востока России по данным скважинного газового опробования [13]

Tab. 3. Average values of HC gas geochemical parameters in sedimentary and petroleum basins of Russian East according to gas testing of wells [13]

Бассейн, месторождение (число проб)	Весовые концентрации (в долях целого на 1000)					M _{УВ} , г/ моль	K _{пр}	K _{вл}
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅			
Газогидратные скопления								
Охотоморский (24)	994	3	2	1	0	16,1	1,5	0,6
Мессояхское (8)	993	4	2	1	0	16,1	1,6	0,7
Газовые залежи								
Лено-Виллюйский (48) *	956	29	9	5	1	16,43	16,1	4,4
Верхне-Буреинский (5) **	955	28	9	6	2	16,45	18,7	4,5
Анадырский (20) ***	983	10	3	3	1	16,2	10	1,7
Сахалинский (40) ***	983	9	4	3	1	16,19	6,8	1,7
Газоконденсатные залежи								
Лено-Виллюйский (24)	876	69	32	16	7	17,23	34	12,4
Сахалинский (8)	872	68	31	17	12	17,3	37,3	12,7
Конденсатные залежи								
Лено-Виллюйский (15)	786	107	59	33	15	18,3	59,8	21,4
Сахалинский (6)	831	66	40	31	32	17,89	51,2	16,9
Нефтегазовые залежи								
Лено-Виллюйский (20)	728	144	74	36	18	18,97	70	27,2
Сахалинский (18)	764	128	67	26	15	18,5	49,7	23,6
Иркутский (12)	722	148	72	38	20	19,05	78,1	27,8
Газонефтяные залежи								
Лено-Виллюйский (32)	505	149	166	130	50	23,19	116,7	62,8
Верхне-Буреинский (28)	516	142	153	121	68	23,02	112,3	60,7
Иркутский (16)	490	170	150	122	68	23,46	138,3	63,4
Нефтяные залежи								
Лено-Виллюйский (8)	372	184	227	156	61	26,35	126,5	62,8
Верхне-Буреинский (8)	393	158	178	147	124	26,26	130,5	60,7
Иркутский (8)	366	187	202	191	54	26,54	138,3	63,4

* Области древних платформ.

** Области срединных массивов.

*** Области кайнозойской складчатости.

* Areas of ancient platforms

** Areas of mid-ocean massifs

*** Areas of Cenozoic orogeny

ния которых являются высокая водонасыщенность (Wo — 38–39 %), аномальная метанонасыщенность осадков (до 6 см³/кг) и наличие перекрывающих глинистых донных отложений («экрана» для газа).

В целом формирование состава и концентраций УВ-газов донных отложений подчиняется правилам *аддитивности*, т. е. последовательного накопления в осадках УВ-газов различного генезиса с преобладанием газовой фазы и газогеохимических показателей более газонасыщенного сингенетического или эпигенетического газоматеринского

источника, что повсеместно наблюдается во всех геоструктурах Восточно-Сибирского моря и прилегающего сектора Северного Ледовитого океана [7–12, 26].

Комплексный анализ массовых концентраций УВ-фракции, M_{УВ}, K_{пр} и K_{вл} позволил выделить в донных осадках района исследований 11 газогенетических групп УВ-газов (см. табл. 4). При этом 6 первых групп характеризуются крутонисходящим распределением массовых долей индивидуальных УВ в сторону высокомолекулярных членов;



Табл. 4. Средние значения геохимических показателей УВ-газов донных отложений различных литотипов и газоматеринских источников в районе исследований

Tab. 4. Average values of HC gas geochemical parameters in seafloor sediments of different lithotypes and gas source rocks in the study area

Литотип, источник газа (номер донной станции)	Массовые концентрации (в долях целого на 1000)					M _{УВ} , г/моль	K _{пр}	K _{вл}	δ ¹³ C–CH ₄ , ‰
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅				
1. Современные осадки (5, 7, 32–35, 57)	999	1	Сл.	0	0	16,05	0	0,1	–78,9
2. Газогидраты (?) (44, LV77-36, LV77-42, LV90-2)	994	3	2	1	0	16,1	1,5	0,6	–61
3. Торфяники (11, 20, 21, 24, 26, 55, 59)	990	8	1	Сл.	0	16,12	1,9	1	–68,7
4. Угленосные формации	976	16	5	3	Сл.	16,25	8,7	2,4	–59,2
4.1. Лигниты (31, 57, 60)	983	12	3	1	0	16,18	4,2	1,7	–60,9
4.2. Бурые угли (1, 2, 3, 6, 15, 16, 58, LV83-3)	979	13	5	3	0	16,22	8,3	2,1	–60
4.3. Каменные угли (10, 14, 27, 28, 37, 49, 51, 53, 60, 62, LV77-19)	973	18	6	3	Сл.	16,28	9,6	2,7	–58,5
5. Газовые залежи	977	17	5	2	1	16,26	5,9	2,4	–59,9
5.1. Кайнозойского возраста (17, 25, 29, 36, 61)	986	10	3	1	Сл.	16,15	2,1	1,4	–61,2
5.2. Мезозойского возраста (8, 19, 23, LV77-18)	959	24	7	8	1	16,41	13,5	4,1	–58,8
6. Магматические породы (4, 52, 56, 61, LV83-2, LV83-39, LV90-25)	929	46	18	7	0	16,67	15,8	7,1	–25,7
7. Конденсатно-газовые залежи* (9, 12, 13, 45, LV77-21, LV77-22, LV83-4, LV90-27)	880	73	28	16	2	17,14	37,6	11,9	–54,9
8. Твердые битумы (42, 50, 54, 62, LV77-23, LV83-35, LV83-36, LV83-38, LV90-4, LV90-5)	848	69	42	34	7	17,58	76,5	15,2	–48
9. Конденсатные залежи* (30, 39, LV90-3, LV90-26)	768	110	54	39	29	18,5	72,3	23,2	–45,8
10. Нефтегазовые залежи* (18, 22, 38, 43, 44, LV77-20, LV77-24, LV77-34, LV77-40, LV77-41, LV77-43, LV83-37)	720	118	82	71	9	19,21	97,9	28	–43,3
11. Газонефтяные залежи* (40, 41, LV77-32, LV77-33, LV77-35)	586	177	103	123	11	21,19	207,7	41,4	–42,8

* Предполагаемые залежи.

* Expected HC accumulations.

с увеличением порядкового номера гомолога закономерно убывает его концентрация, т. е. C_n всегда больше C_{n+1} . Данная особенность интерпретируется как признак генетической связи между членами. Учитывая правомерность этого допущения, можно рассматривать УВ-газы этих групп в качестве членов определенной системы, т. е. как совокупность взаимосвязанных и расположенных в определенном порядке элементов *целостного газогеохимического образования* со средними показателями $M_{УВ}$ до 16,9 г/моль, $K_{пр}$ — до 20, $K_{вл}$ — до 10 %, сформировавшегося в период кайнозой-мелового времени и достаточно близкого по строению и литологическому составу верхнебрукскому сейсмогеологическому комплексу шельфа Чукотского моря [20] и литолого-стратиграфическим колонкам скважин Клондайк и Крэкертджек (см. рис. 2).

Показатели газогенетических групп 7–9 характеризуются суммой массовых концентраций гомологов метана 100–230 г/кг УВ-фракции, средними значениями $M_{УВ}$ — 17–18,8 г/моль, $K_{пр}$ — 25–85, $K_{вл}$ — 10–25 %, сформировавшихся в юрско-девонский период времени. Показатели групп 10 и 11 (УВ-газы предполагаемых нефтегазоносных формаций) представлены суммой массовых концентраций гомологов метана более 250 г/кг УВ-фракции, $M_{УВ}$ — 18,9–22,6 г/моль, $K_{пр}$ — 90–230, $K_{вл}$ — 26–50 %,

сформировавшихся в триас-ордовикский период времени.

Таким образом, по газогеохимическим показателям западной и центральной частей шельфа Восточно-Сибирского моря нефтегазоматеринскому комплексу соответствуют ордовик-пермтриасовые образования, битумогазоматеринскому и газоконденсатоматеринскому — девон-каменноугольные и юрско-нижнемеловые, газоматеринскому и углегазоносному — апт-кайнозойские.

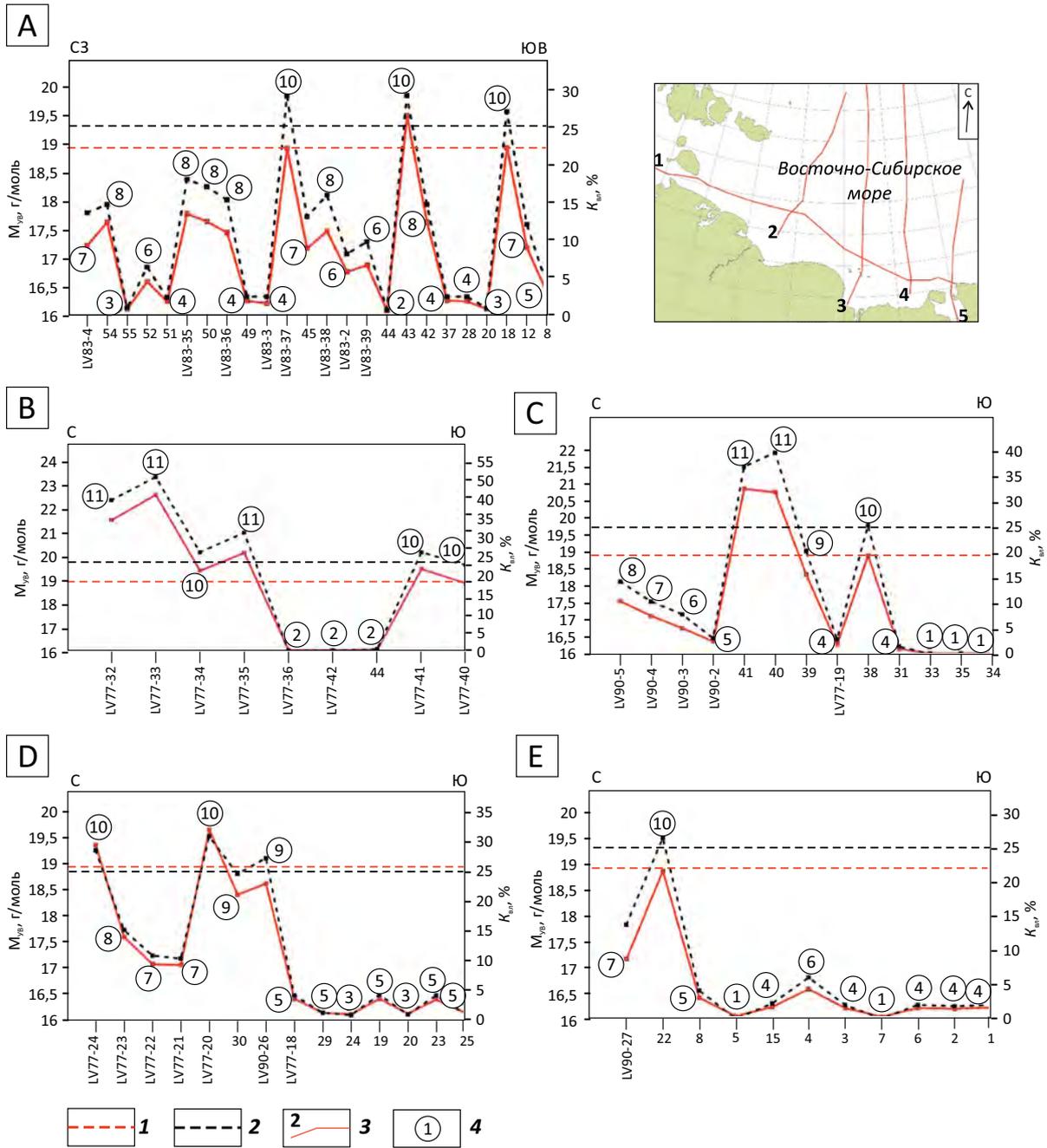
Газогеохимическое районирование. Установлено, что УВ-газы современных осадков в основном распространены в южной прибрежной части (Чаяунской впадине, Медвежинском и Котельническом поднятиях и др., см. табл. 4; рис. 3 С, Е, профили 3 и 5), а также на островном обрамлении района исследований (см. табл. 2; см. рис. 1).

Углеводородные газы скоплений и залежей газогидратов (?) распространены в пределах палеодолин р. Индигирка (станции 44, LV77-36, LV77-42; см. рис. 3 А, В, профили 1, 2) Новосибирского осадочного бассейна на участках максимальной мощности четвертичных отложений, а также в заливе Геденштрома (скв. 18, см. табл. 2, см. рис. 1).

В пределах Котельнического поднятия и Айонского осадочного бассейна (станции 54, 24 и 20,

Рис. 3. Распределение значений показателей M_{yB} и $K_{вн}$ по донным станциям газогеохимических профилей 1 (А), 2 (В), 3 (С), 4 (D), 5 (Е)

Fig. 3. Distribution of M_{yB} and $K_{вн}$ values for seafloor stations of gas geochemical survey lines 1 (A), 2 (B), 3 (C), 4 (D), 5 (E)



Нижний интервал газогеохимических показателей нефтегазовых залежей (1, 2): 1 — M_{yB} , 2 — $K_{вн}$; 3 — профили: 1 (А), 2 (В), 3 (С), 4 (D), 5 (Е); 4 — газоматеринские группы УВ-газов (1 — современных осадков, 2 — газогидратов, 3 — торфяников, 4 — угленосных формаций, 5 — газовых залежей, 6 — магматических образований, 7 — твердых битумов, 8 — предполагаемых конденсатногазовых, 9 — конденсатных, 10 — нефтегазовых, 11 — газонефтяных залежей)

Lower interval of gas-geochemical indicators in oil and gas pools (1, 2): 1 — M_{yB} , 2 — $K_{вн}$; 3 — survey lines: 1 (A), 2 (B), 3 (C), 4 (D), 5 (E); 4 — gas-source groups of HC gases (1 — recent sediments, 2 — gas hydrates, 3 — peatlands, 4 — coal-bearing formations, 5 — gas accumulations, 6 — plutons, 7 — resins, 8 — expected gas condensate, 9 — condensate, 10 — oil and gas, 11 — gas and oil accumulations)

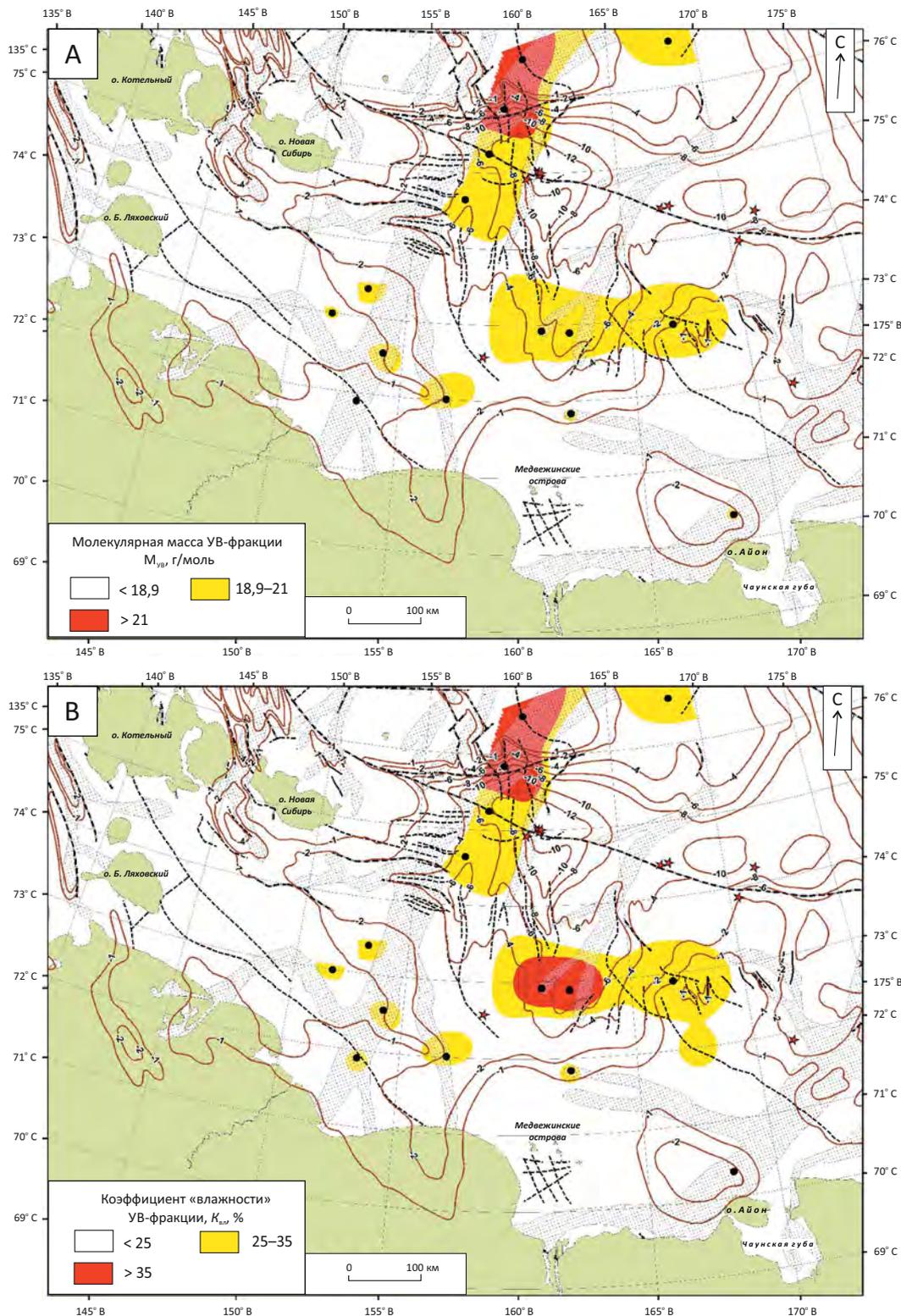
см. рис. 3 А, D, профили 1, 4) и о-ва Большой Ляховский (скв. 1 и 12, см. табл. 2; см. рис. 1) установлены УВ-газы с газогеохимическими показателями, характерными для залежей торфа. Углеводородные газы угленосных формаций (угольный метан и его гомологи) имеют широкое распространение в дон-

ных отложениях Котельнического поднятия, Благовещенской структурной террасы, северного сектора Медвежинского поднятия, южной части Новосибирского бассейна, Айонского бассейна и Чаунской впадине (см. рис. 3 А, С, Е, профили 1, 3, 5) и достоверно установлены в угольных пластах скважин



Рис. 4. Схематическая карта распределения УВ-газов прогнозных высокоперспективных и перспективных нефтегазовых и газонефтяных залежей района исследований по данным газогеохимических показателей $M_{УВ}$ (А) и $K_{ВЛ}$ (В)

Fig. 4. Schematic map of HC gases distribution in the predicted highly promising oil and gas and gas and oil pools of the study area in accordance with the gas-geochemical indicators $M_{УВ}$ (А) and $K_{ВЛ}$ (В)



На карте красный цвет — площади распространения предполагаемых газонефтяных, желтый — нефтегазовых залежей. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Red colour on the map highlights the areas of the expected gas and oil accumulations; yellow colour — oil and gas accumulations. For other Legend items see Fig. 1

6к, 7к, 21г, 22г, 240, 83, 882 и 6д, 7д, 16д островного и континентального обрамлений района исследований. Углеводородные газы кайнозойских и мезозойских газовых скоплений и залежей распространены в донных отложениях Котельнического поднятия (станция 61, см. рис. 1), центральной части Новосибирского бассейна, Медвежинского поднятия, Чаунской впадины и Айонского бассейна (см. рис. 3 А, С–Е).

В донных осадках Котельнического поднятия, Благовещенской террасы, восточной части Чаунской впадины, северных частях Приморского и Новосибирского бассейнов установлены УВ-газы, характеризующиеся газогеохимическими показателями магматических образований (см. рис. 3 А, С, Е), установленными в скважинах 6д, 8д и 23г (см. рис. 1; см. табл. 2) и достаточно близкими по значениям к аналогам Анадырского, Олюторского и Омсукчанского осадочных бассейнов [13].

В пределах островного и континентального обрамлений района исследований установлены битумопроявления (см. рис. 1), газогеохимические показатели которых приведены в табл. 2. Углеводородные газы твердых битумов (8-й газогенетической группы) широко распространены в донных осадках Котельнического поднятия, Благовещенской террасы, Новосибирского и Приморского бассейнов (см. рис. 3 А, С, D).

Углеводородные газы предполагаемых конденсатно-газовых залежей (7-й газогенетической группы), установленные в скв. 42, выявлены в донных отложениях Котельнического поднятия (станция LV83-4), Благовещенской террасы (станция 45), Новосибирского (станции LV77-21, LV77-22 LV90-4), Пегтымельского (LV90-27) осадочных бассейнов, Чаунской впадины (станции 9, 12, 13); конденсатных (группа 9) — в осадках Медвежинского поднятия (станции 30, LV90-26), Новосибирского бассейна (LV90-3) и обычно распространены локально (см. рис. 3 А, С, D, E).

В донных отложениях Новосибирского (станции 38, 44, LV77-20, LV77-24, LV77-34, LV77-42), Приморского (43, LV77-40) и Айонского (18, 22) осадочных бассейнов, а также Благовещенской структурной террасы (станции LV77-41, LV83-37) и Котельнического поднятия (скв. 43, см. рис. 1) установлены газы 10-й газогенетической группы —

УВ-газы предполагаемых нефтегазовых залежей (см. рис. 3 А–Е). Углеводородные газы предполагаемых газонефтяных залежей (группа 11) распространены только в донных отложениях Новосибирского осадочного бассейна: станции 40, 41, LV77-32, LV77-33 и LV77-35 (см. рис. 3 В, С).

В результате исследований установлено, что к наиболее высокоперспективным газонефтеносным и нефтегазоносным прогнозным площадям района исследований относится участок северного крыла Новосибирского бассейна, расположенный в пределах развития области каледонской складчатости, а также участки его центральной части и южного крыла — позднемезозойской складчатости (рис. 4 А, В).

К **высокоперспективным** нефтегазоносным прогнозным площадям относится юго-восточное крыло Новосибирского бассейна и северо-западная часть Медвежинского поднятия; к **перспективным** — центральная часть Северной структурной террасы; **среднеперспективным** — юго-западная часть бассейна и Благовещенской террасы; **слабоперспективным** — участки северного крыла Приморского и восточного крыла Айонского осадочного бассейна, а также центральной части Благовещенской террасы.

Распределение перспективных прогнозных залежей газа и конденсата в пределах донных станций района исследований представлено в табл. 4 и на рис. 3 А–Е. Следует отметить широкое развитие залежей твердых битумов, наличие скоплений и залежей газогидратов, установленных на участках палеодолины р. Индигирка и др., а также распространение залежей бурых и каменных углей, перспективных для извлечения *угольного метана* (см. табл. 4; см. рис. 3 А–Е).

Заключение

Результаты исследований подтверждают, что комплексное использование газогеохимических показателей (массовых концентраций УВ, молекулярной массы, газогенетических коэффициентов $K_{пр}$, $K_{вл}$ УВ-фракции и $\delta^{13}C-CH_4$) для идентификации и классифицирования УВ-газов характеризуется достаточной степенью универсальности, устойчивости и эффективности как в научно-теоретическом плане, так и в процессе прямых поисков нефти и газа, угольных и других источников УВ-сырья.

Литература

1. Конторович А.Э. Осадочно-миграционная теория нефтидогенеза: состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития // Геология нефти и газа. – 1998. – № 10. – С. 8–16.
2. Старобинец И.С., Петухов А.В., Зубайраев С.Л. и др. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений. – М.: Недра, 1993. – 332 с.
3. Abrams M.A. Significance of hydrocarbon seepage to petroleum generation and entrapment // Marine and Petroleum Geology. – 2005. – Т. 22. – № 4. – С. 457–477. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003.
4. Яшин Д.С., Ким Б.И. Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 24–35.
5. Шакиров Р.Б., Сорочинская А.В., Обжиров А.И., Зарубина Н.В. Газогеохимические особенности осадков Восточно-Сибирского моря // Вестник ДВО РАН. – 2010. – № 6. – С. 101–108.
6. Гресов А.И., Шахова Н.Е., Сергиенко В.И., Семилетов И.П., Яцук А.В. Изотопно-геохимические показатели углеводородных газов

- донных осадков шельфа Восточно-Сибирского моря // Доклады Академии наук. – 2016. – Т. 469. – № 6. – С. 711–713. DOI: 10.7868/S086956521624018X.
7. Гресов А.И., Обжиров А.И., Яцук А.В., Мазуров А.К., Рубан А.С. Газоносность донных осадков и геохимические признаки нефтегазоносности шельфа Восточно-Сибирского моря // Тихоокеанская геология. – 2017. – Т. 36. – № 4. – С. 77–84. DOI: 10.1134/S1819714017040030.
8. Гресов А.И., Яцук А.В. Газогеохимические признаки нефтегазоносности юго-восточной части Восточно-Сибирского моря // Геология нефти и газа. – 2020. – № 4. – С. 83–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-83-96.
9. Гресов А.И., Сергиенко В.И., Яцук А.В., Зарубина Н.В., Калинин В.В. Газогеохимические показатели донных отложений северной части Восточно-Сибирского моря и котловины Подводников Северного Ледовитого океана // Доклады Академии наук. – 2020. – Т. 492. – № 1. – С. 113–117. DOI: 10.1134/S1028334X20050074.
10. Гресов А.И., Яцук А.В., Сырбу Н.С., Окулов А.К. Газогеохимическое районирование донных отложений осадочных бассейнов и геоструктур внешнего шельфа Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 107–122. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-107-122.
11. Yatsuk A.V., Gresov A.I., Snyder G.T. Hydrocarbon gases in seafloor sediments of the edge shelf zone of the East Siberian Sea and adjacent part of the Arctic Ocean // *Frontiers in Earth Science*. – 2022. – № 10. DOI: 10.3389/feart.2022.85649.
12. Гресов А.И., Яцук А.В., Аксентов К.И., Саттарова В.В., Швалов Д.А. Геохимические исследования плейстоценовых отложений окраинно-шельфовой зоны Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана // Геохимия. – 2022. – Т. 67. – № 10. – С. 961–977. DOI: 10.31857/S001675252210003X.
13. Гресов А.И. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы ее промышленного освоения. Т. 2. Углеметановые бассейны Республики Саха (Якутия) и Северо-Востока России. – Владивосток : Дальнаука, 2012. – 468 с.
14. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000 000. Лист S 53-54 (Новосибирские острова). Объяснительная записка. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. – 208 с.
15. Государственная геологическая карта России и прилегающих акваторий. Масштаб 1:2 500 000. – СПб.: ВСЕГЕИ, – 2016.
16. Thornton B.F., Prytherch J., Andersson K., Brooks I.M., Salisbury D., Tjernström M., Crill P.M. Shipborne eddy covariance observations of methane fluxes constrain Arctic Sea emissions // *Science Advances*. – 2022. – Vol 6. – Issue 5. DOI: 10.1126/sciadv.aay7934.
17. Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород при геологоразведочных работах. – Ростов-на-Дону : ВНИИГРИуголь, 1985. – 96 с.
18. Неизвестнов Я.В., Воинов О.Н., Постнов И.С. Солевой и газовый состав подземных вод района Новосибирских островов // Геология шельфа Восточносибирских морей. – Л., 1976. – С. 78–89.
19. Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А., Баранова Е.М., Ихсанов Б.И. Тектоника осадочных бассейнов российского шельфа Чукотского моря // Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ фанерозоя : мат-лы XXIII Тектонического совещания. – М.: ГИН РАН, 2010. – Т. 2. – С. 23–29.
20. Sherwood K.W., Craig J.D., Cook L.W. *et al.* Undiscovered oil and gas resources // Alaska Federal Offshore. As of January 1995. – U.S. Department of the Interior Minerals Management Service, Alaska OCS Monograph, MMS 980054; 1998. – 531 с.
21. Stein R., Matthiessen J., Niessen F., Krylov A., Seung-il Nam, Bazhenova E. Towards a better (litho-) stratigraphy and reconstruction of Quaternary paleoenvironment in the Amerasian Basin (Arctic Ocean) // *Polarforschung*. – 2009. – № 79. – С. 97–121.
22. Astakhov A.S., Sattarova V.V., Shi Xuefa, Hu Limin, Aksentov K.I., Alatorsev A.V., Kolesnik O.N., Mariash A.A. Distribution and sources of rare earth elements in sediments of the Chukchi and East Siberian Seas // *Polar Science*. – 2019. – № 20. – С. 148–159. DOI: 10.1016/j.polar.2019.05.005.
23. Гусев Е.А., Рекант П.В., Большианов Д.Ю., Лукашенко Р.В., Попко А.О. Псевдогляциальные структуры подводных гор поднятия Менделеева и континентальной окраины Восточно-Сибирского моря // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2013. – № 4. – С. 43–55.
24. Клубов Б.А. Природные битумы Севера. – М.: Наука, 1983. – 205 с.
25. Флюидогеодинамика и нефтегазоносность северо-восточной окраины Азии. Масштаб 1 : 2 500 000 / Под ред. Ю.А. Косыгина. – Хабаровск : Дальзаэрогеодезия ГУГК, 1989. – 102 с.
26. Гресов А.И., Яцук А.В. Геологические условия формирования газонасыщенности донных отложений осадочных бассейнов юго-восточного сектора Восточно-Сибирского моря // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 2. – С. 197–215. DOI: 10.2113/RGG20194075.
27. Фандюшкин Г.А. Закономерности углеобразования на Северо-Востоке России. – Губкин, ОАО «Губкинская типография», 2006. – 344 с.
28. Дегтяренко Ю.П., Пуминов А.П., Благовещенский М.Г. Береговые линии восточно-арктических морей в позднем плейстоцене и голоцене. Колебания уровня морей и океанов за 15 000 лет. – М.: Наука, 1982. – С. 179–185.
29. Якушев В.С., Перлова Е.В., Кривушин К.В. *и др.* Газовые гидраты в отложениях материков и островов // Российский химический журнал. – 2003. – Т. XLVII. – № 3. – С. 80–90.

References

- Kontorovich A.E. Sedimentary-migration theory of naphthide genesis: state between XX and XXI century, ways of further development. *Geologiya nefiti i gaza*. 1998;(10):8–16. In Russ.
- Starobinets I.S., Petukhov A.V., Zubayrayev S.L. *et al.* Osnovy teorii geokhimicheskikh poley uglevodorodnykh skopleniy [Fundamentals of the theory of geochemical fields of hydrocarbon accumulations]. Moscow: Nedra; 1993. 332 p. In Russ.
- Abrams M.A. Significance of hydrocarbon seepage to petroleum generation and entrapment. *Marine and Petroleum Geology*. 2005;(22):457–477. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003.
- Yashin D.S., Kim B.I. Geochemical features of oil and gas potential of Eastern arctic shelf of Russia. *Geologiya nefiti i gaza*. 2007;(4):24–35. In Russ.

5. *Shakirov R.B., Sorochinskaya A.V., Obzhairov A.I., Zarubina N.V.* Gazogeokhimicheskie osobennosti osadkov Vostochno-Sibirskogo morya [Gas-geochemical features of sediments of the East Siberian Sea]. *Vestnik DVO RAN*. 2010;(6):101–108. In Russ.
6. *Gresov A.I., Shakhova N.E., Sergiyenko V.I., Yatsuk A.V., Semiletov I.P.* Isotope and Geochemical Parameters of Hydrocarbon Gases in Bottom Sediments of the Shelf of the East Siberian Sea. *Doklady Akademii nauk*. 2016;469(2):864–866. DOI: 10.1134/S1028334X16080225. In Russ.
7. *Gresov A.I., Yatsuk A.V., Obzhairov A.I., Mazurov A.V., Ruban A.S.* Gas content of Bottom Sediments and Geochemical Indicators of Oil and Gas on the Shelf of the East Siberian Sea. *Russian Journal of Pacific Geology*. 2017;11(4): 308–314. DOI: 10.1134/S1819714017040030. In Russ.
8. *Gresov A.I., Yatsuk A.V.* Gas geochemical indicators of oil and gas occurrence in south-eastern part of East Siberian Sea. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(4):83–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-83-96. In Russ.
9. *Gresov A.I., Sergiyenko V.I., Yatsuk A.V., Zarubina N.V., Kalinchuk V.V.* Gas-Geochemical Parameters of Bottom Sediments in the Northern Part of the East Siberian Sea and Podvodnikov Basin of the Arctic Ocean. *Doklady Akademii nauk*. 2020;492(1):382–386. DOI: 10.1134/S1028334X20050074. In Russ.
10. *Gresov A.I., Yatsuk A.V., Syrbu N.S., Okulov A.K.* Gas-geochemical zoning of seafloor formations of sedimentary basins and geostructures of East Siberian Sea and Arctic Ocean outer shelf. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(5):107–122. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-107-122. In Russ.
11. *Yatsuk A.V., Gresov A.I., Snyder G.T.* Hydrocarbon gases in seafloor sediments of the edge shelf zone of the East Siberian Sea and adjacent part of the Arctic Ocean. *Frontiers in Earth Science*. 2022;(10). DOI: 10.3389/feart.2022.85649.
12. *Gresov A.I., Yatsuk A.V., Aksentov K.I., Sattarova V.V., Shvalov D.A.* Geochemical studies of the Pleistocene deposits of the marginal shelf zone of the East Siberian Sea and the Arctic Ocean. *Geokhimiya*. 2022;67(10):961–977. DOI: 10.31857/S001675252210003X. In Russ.
13. *Gresov A.I.* Metanoresursnaya baza ugol'nykh basseinov Dal'nego Vostoka i perspektivy ee promyshlennogo osvoeniya [Methane resources of coal basins in the Far East Russia and their perspective industrial development perspectives]. T. 2. Uglemetanovye basseiny Respubliki Sakha (Yakutiya) i Severo-Vostoka Rossii. Vladivostok: Dal'nauka; 2012. 468 p. In Russ.
14. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii*. Masshtab 1:1000 000. List S 53-54 (Novosibirskiye ostrova). Ob'yasnitel'naya zapiska. [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1000 000. Sheet S 53-54 (Novosibirsk Islands)]. St. Petersburg: VSEGEI; 2006. – 208 p. In Russ.
15. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossii i prilgayushchikh akvatorii*. Masshtab 1: 2 500 000 [State geological map of Russia and surrounding water areas. Scale 1: 2 500 000]. St. Petersburg: VSEGEI; 2016. In Russ.
16. *Thornton B.F., Prytherch J., Andersson K., Brooks I.M., Salisbury D., Tjernström M., Crill P.M.* Shipborne eddy covariance observations of methane fluxes constrain Arctic Sea emissions. *Science Advances*. 2022;6(5). DOI: 10.1126/sciadv.aay7934.
17. *Rukovodstvo po opredeleniyu i prognozu gazonosnosti vmeshchayushchikh porod pri geologorazvedochnykh rabotakh* [Guidelines for determining and forecasting the gas content of host rocks during exploration]. Rostov-on-Don: VNIIGRIugol; 1985. 96 p. In Russ.
18. *Neizvestnov Ya.V., Voinov O.N., Postnov I.S.* Solevoy i gazovyy sostav podzemnykh vod rayona Novosibirskikh ostrovov [Salt and gas composition of groundwater in the area of the Novosibirsk Islands.]. In: *Geologiya shel'fa Vostochnosibirskikh morey*. Leningrad; 1976. pp. 78–89. In Russ.
19. *Malyshev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A., Barinova E.M., Ikhsanov B.I.* Tektonika osadochnykh basseinov rossiiskogo shel'fa Chukotskogo morya [Tectonics of sedimentary basins of the Russian shelf of the Chukchi Sea]. In: *Tektonika i geodinamika skladchatykh poiyasov i platform fanerozoia: materialy XXIII Tektonicheskogo soveshchaniya*. Moscow: GIN RAN; 2010. Vol. 2. pp. 23–29. In Russ.
20. *Sherwood K.W., Craig J.D., Cook L.W. et al.* Undiscovered oil and gas resources. Alaska Federal Offshore. As of January 1995. U.S. Department of the Interior Minerals Management Service, Alaska OCS Monograph, MMS 980054; 1998. 531 p.
21. *Stein R., Matthiessen J., Niessen F., Krylov A., Seung-il Nam, Bazhenova E.* Towards a better (litho-) stratigraphy and reconstruction of Quaternary paleoenvironment in the Amerasian Basin (Arctic Ocean). *Polarforschung*. 2009;(79):97–121.
22. *Astakhov A.S., Sattarova V.V., Shi Xuefa, Hu Limin, Aksentov K.I., Alatorsev A.V., Kolesnik O.N., Mariash A.A.* Distribution and sources of rare earth elements in sediments of the Chukchi and East Siberian Seas. *Polar Science*. 2019;(20):148–159. DOI: 10.1016/j.polar.2019.05.005.
23. *Gusev E.A., Rekant P.V., Bol'shiyanov D.Yu., Lukashenko R.V., Popko A.O.* Pseudoglyatsial'nye struktury podvodnykh gor podnyatiya Mendeleeva i kontinental'noi ukrainy Vostochno-Sibirskogo morya [Pseudoglacial structures of Mendeleev Rise seamounts and East Siberian continental margin]. *Problemy Arktiki i Antarktiki*. 2013;98(4):43–55. In Russ.
24. *Klubov B.A.* Prirodnye bitумы Severa [Natural bitumen of the North]. Moscow: Nauka; 1983. 205 p. In Russ.
25. *Flyuidogeodinamika i neftegazonosnost' severo-vostochnoi ukrainy Azii*. Masshtab 1 : 2 500 000 [Fluid geodynamics and oil and gas potential of the North-Eastern of Asia Scale 1: 2 500 000]. In: Yu.A. Kosygin, ed. Khabarovsk: Dal'aehrogeodeziya GUGK; 1989. 102 p. In Russ.
26. *Gresov A.I., Yatsuk A.V.* Geological implications for gas saturation of bottom sediments in sedimentary basins in the southeastern sector of the East Siberian sea. *Russian Geology and Geophysics*. 2021;62(2):157–172. DOI: 10.2113/RGG20194075.
27. *Fandyushkin G.A.* Zakonomernosti ugleobrazovaniya na Severo-Vostoке Rossii [Patterns of coal formation in the North-East of Russia]. Gubkin: OAO «Gubkinskaya tipografiya»; 2006. 344 p. In Russ.
28. *Degtyarenko Yu.P., Puminov A.P., Blagoveshchenskiy M.G.* Beregovyye linii vostochno-arkticheskikh morey v pozdnem pleystotsene i golotsene. Kolebaniya urovnya morey i okeanov za 15 000 let [Coastlines of the East Arctic Seas in the Late Pleistocene and Holocene. Fluctuations in the level of the seas and oceans for 15,000 years]. Moscow: Nauka; 1982. pp. 179–185. In Russ.
29. *Yakushev V.S., Perlova Ye.V., Krivushin K.V. et al.* Gazovyye gidraty v otlozheniyakh materikov i ostrovov [Gas hydrates in sediments of continents and islands]. *Rossiyskii Khimicheskii Zhurnal*. 2003;XLVII(3):80–90. In Russ.

Информация об авторах**Гресов Александр Иванович**

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник

ФГБУН Тихоокеанский океанологический институт
имени В.И. Ильичева ДВО РАН,

690041 Владивосток, ул. Балтийская, д. 43

e-mail: gresov@poi.dvo.ru

ORCID ID: 0000-0002-2133-411X

SCOPUS ID: 37104185100

Яцук Андрей Вадимович

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник

ФГБУН Тихоокеанский океанологический институт
имени В.И. Ильичева ДВО РАН,

690041 Владивосток, ул. Балтийская, д. 43

e-mail: yatsuk@poi.dvo.ru

ORCID ID: 0000-0003-3975-5438

SCOPUS ID: 55189937800

Information about authors**Alexander I. Gresov**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief researcher

V.I.Ilichev Pacific
Oceanological Institute,

43, Baltiiskaya, Vladivostok, 690041, Russia

e-mail: gresov@poi.dvo.ru

ORCID ID: 0000-0002-2133-411X

SCOPUS ID: 37104185100

Andrey V. Yatsuk

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher

V.I.Ilichev Pacific
Oceanological Institute,

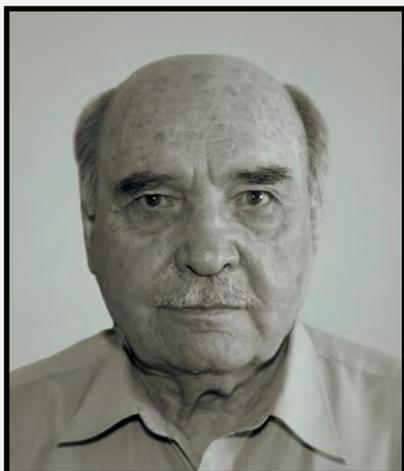
43, Baltiiskaya, Vladivostok, 690041, Russia

e-mail: yatsuk@poi.dvo.ru

ORCID ID: 0000-0003-3975-5438

SCOPUS ID: 55189937800

ПАМЯТИ ВАСИЛИЯ СТЕПАНОВИЧА ШЕЙНА



В.С. ШЕЙН
29.08.1938 – 28.02.2023

1 марта 2023 г. на 85-м году ушел из жизни **Василий Степанович Шеин** — главный научный сотрудник ФГБУ «ВНИГНИ», доктор геолого-минералогических наук, профессор, внесший крупный вклад в мировую геологическую науку.

Василий Степанович окончил в 1960 г. Среднеазиатский государственный университет по специальности геологическая съемка и поиски полезных ископаемых. По окончании института работал в Комплексной геолого-геофизической экспедиции Мингео СССР в должности геолога, старшего геолога, начальника геолого-съёмочной партии, главного геолога экспедиции. В 1970–1972 гг. заведовал Лабораторией геологии и оценки ресурсов газа в СредазНИИгаз.

С 1972 г. В.С. Шеин работал во ВНИГНИ главным инженером контракта «Наука» в Республике Куба, заведующим отделом прогноза нефтегазоносности Средней Азии, заведующим отделом геологии нефтегазоносных территорий СССР, заведующим отделом геологии и геодинамики нефтегазоносных территорий. Он был соавтором многих отчетов по государственным контрактам, которые выполнялись в институте.

Василий Степанович Шеин был одним из создателей и руководителей нового научного направления, связанного с применением геодинамики для решения проблем прогноза, поисков и разведки месторождений нефти и газа. Под его руководством была разработана геодинамическая основа прогноза, поисков и разведки нефти и газа; разработаны геодинамические модели нефтегазоносных бассейнов России и прилегающих стран, Республики Куба; выделены новые типы природных резервуаров для нефти и газа; подготовлена геологическая основа нового поколения (карты плитотектонического и нефтегазогеологического районирования, прогноза нефтегазоносности); разработаны программы региональных работ на нефть и газ России и стран СНГ, Республики Куба. Автор и соавтор более 250 опубликованных научных работ, в том числе 6 монографий. Был неоднократно награжден государственными и ведомственными наградами.

Свой опыт и знания Василий Степанович передавал молодым сотрудникам. Им была создана школа советских, российских и кубинских специалистов.

Василий Степанович Шеин беззаветно служил отечественной геологической науке, был принципиальным и требовательным руководителем, отзывчивым, внимательным и доброжелательным человеком. Светлая память о Василии Степановиче навсегда сохранится в сердцах его коллег.

*Редколлегия и редакция журнала «Геология нефти и газа»,
коллектив ФГБУ «ВНИГНИ»*

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

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

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

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

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

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

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

5. Правила оформления текста.

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

6. Правила написания математических формул.

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

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Правила рецензирования и опубликования.

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

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

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

10. Правила оформления списка литературы.

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



Обустройство нефтегазовых месторождений

Технический форум

Главная цель форума -

представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа, а также тренды и запросы индустрии по декарбонизации в мире и в России.

Темы Форума

- Технологическое проектирование объектов обустройства месторождений и первичной подготовки и переработки продуктов добычи.
- Подготовка концептуального проекта разработки и обустройства нефтегазовых месторождений.
- Декарбонизации в мире и РФ. Тренды, запрос индустрии, стандартизация.
- Техничко-экономические расчеты при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений.
- Расчеты при оценке стоимости капитального строительства.
- Блочно-модульное исполнение основного технологического оборудования. Примеры блочных поставок.
- Информационные технологии в проектировании обустройства. Рассмотрение методологии создания моделей.
- Разработка и освоение морских месторождений.
- Подводные добычные комплексы. Оборудование и технологии обеспечения морской добычи.
- Другие темы отрасли.

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

24-25 мая

2023 года

Холидей Инн Лесная

Москва

+7 (495) 488-6749

info@forumneftegaz.org

www.forumneftegaz.org

Возможности для вашего продвижения на рынке

Форум и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Форума, 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.

Для дополнительной информации и подбора решения, удовлетворяющего Вашим задачам и бюджету, пожалуйста, свяжитесь с нами по электронной почте info@forumneftegaz.org или по телефону +7 (495) 488-6749.





2023 Санкт-Петербург



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

Разделы научной программы

Региональные исследования

Геологическое изучение и поэтапное освоение Арктической зоны и шельфов

Геология и геофизика

Разведка и разработка месторождений

Машинное обучение и искусственный интеллект при разведке и разработке месторождений

Круглые столы

- Изучение и вовлечение в разработку коллекторов континентального генезиса – палеоруслы по данным керны, скважин и сейсморазведки
- Состояние рынка обработки сейсмических данных в России и перспективы!
- Геотермальная энергетика в России: перспективы развития

17–20 апреля 2023 г. | Санкт-Петербург, Россия

Генеральный спонсор



www.geomodel.ru

Будьте в курсе наших новостей



КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора

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

Редакция

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

Адрес учредителя, издателя и редакции

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

Сайт журнала «Геология нефти и газа»

www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Индекс в 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 E.A. Varlamova
Science editor O.I. Budyanskaya
Design, layout D.A. Potatuev
Proofreader E.I. Taranina

Adress

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

Website

www.oilandgasgeology.ru

Webmaster P.D. Shmatchenko

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
