

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



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

2022

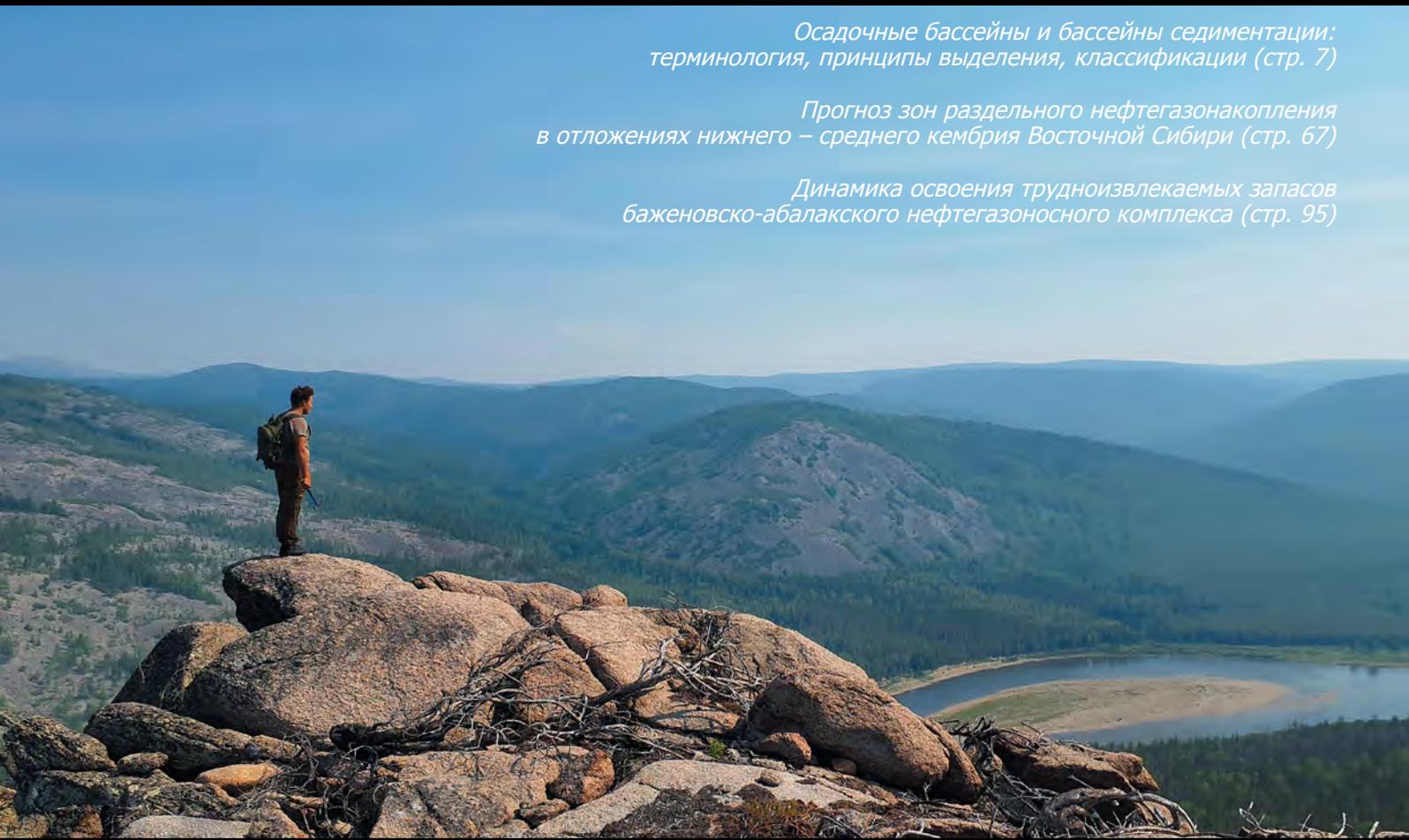
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

*Осадочные бассейны и бассейны седиментации:
терминология, принципы выделения, классификации (стр. 7)*

*Прогноз зон отдельного нефтегазоаккумуляции
в отложениях нижнего – среднего кембрия Восточной Сибири (стр. 67)*

*Динамика освоения трудноизвлекаемых запасов
баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса (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)



2

2022

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN
OIL AND GAS
GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza



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

2022

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

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

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

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

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

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Афанасенков А.П.

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

Боговявленский В.И.

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

Высоцкий В.И.

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

Габриэлянц Г.А.

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

Гогоненков Г.Н.

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

Григорьев М.Н.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Конторович А.Э.

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

Мельников П.Н.

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

Прищепа О.М.

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

Сен-Жермес М.Л.

Доктор геолого-минералогических наук,
ООО «Бейсип-ГеоТехнологии»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: info.moscov@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: prischepa_om@pers.spmi.ru

Mariya L. Saint-Germes,

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

Vladimir V. Shimanskiy,

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

Svetlana A. Sidorenko,

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

Viktor A. Skorobogatov,

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

Aleksei V. Solov'ev

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Gregory Ulmishak (USA),

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

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

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

Denis Voskov (Netherlands),

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



СОДЕРЖАНИЕ

**АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ**

7

Мигурский Ф.А. Осадочные бассейны и бассейны седиментации: терминология, главные отличия, принципы выделения, классификации и использования в нефтегазовой геологии

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

17

Пинчук А.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е., Творгов М.А., Чурикова И.В. Оптимизация кустового бурения на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении по данным совместного анализа сейсмических атрибутов и ГИС с применением алгоритмов нейронных сетей

31

Шегай В.И., Штейн Я.И., Толстиков А.В. Особенности строения продуктивного интервала отложений нижнего и среднего миоцена (дагинский горизонт) на участке Кириного блока Сахалинского шельфа

45

Мартынова Г.С., Максакова О.П., Нанаджанова Р.Г., Велиметова Н.И. Месторождение нефти Локбатан

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП**

53

Шадрин А.О., Кривошеков С.Н. Разработка вероятностно-статистических моделей прогноза нефтеносности по структурным параметрам пласта ЮС₁ в северной части Сургутского свода

**ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

67

Горлов Д.А., Левшунова С.П. Прогноз зон раздельного нефтегазоаккумуляции в отложениях куонамской и иниканской свит нижнего – среднего кембрия Восточной Сибири

79

Ажгалиев Д.К., Валиуллин Р.А., Габбасова А.К. Структурно-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих палеозойских горизонтов Прикаспийского бассейна

**ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ**

95

Оксенойд Е.Е., Поповская В.Г., Печерин Т.Н., Демичев П.С. Динамика освоения трудноизвлекаемых запасов баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры



CONTENTS

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

7

Migurskii F.A. Sedimentary basins and sedimentation basins: terminology, main differences, principles of identification, classification, and criteria of use in petroleum geology

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

17

Pinchuk A.V., Pylev E.A., Polyakov E.E., Tvorogov M.A., Churikova I.V. Optimisation of cluster drilling based on integrated seismic attributes and well log data analysis using neural network algorithms: Chayandinsky oil and gas condensate field

31

Shegai V.I., Shtein Ya.I., Tolstikov A.V. Structural features of Lower and Middle Miocene pay interval (Daginsky Horizon) in the area of the Kirinsky Block, the Sakhalin Shelf

45

Martynova G.S., Maksakova O.P., Nanadzhanova R.G., Velimetova N.I. Lokbatan oil field

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

53

Shadrin A.O., Krivoshchekov S.N. Prediction of oil occurrence using structural parameters of IUC_1 reservoir in the northern part of Surgut Arch: development of probabilistic-statistical models

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

67

Gorlov D.A., Levshunova S.P. Predicting zones of separate oil and gas accumulation in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky deposits of Eastern Siberia

79

Azhgaliev D.K., Valiullin R.A., Gabbasova A.K. Structural and tectonic features of structure and petroleum potential of deep-seated Palaeozoic horizons in Caspian Basin

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

95

Okseyoyd E.E., Popovskaya V.G., Pecherin T.N., Demichev P.S. Dynamics of hard-to-recover reserves development: Bazhenov-Abalak Play in Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra

**К юбилею Евгении Наумовны Черемисиной — доктора технических наук,
действительного члена Российской академии естественных наук
и почетного профессора Гаванского университета**



Евгения Наумовна Черемисина родилась в Алма-Ате. После окончания в 1965 г. Томского университета по специальности «вычислительная математика» Евгения Наумовна работала в СНИИГГИМСе, Институте геологии и геофизики СО АН СССР, Вычислительном центре СО АН СССР, МИНХИГП им. И.М. Губкина.

В 1974 г. Евгения Наумовна защитила диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук. С 1975 по 1987 г. работала в ВИМСе, где занималась разработкой компьютерной системы «АЛИСА» и внедрением ее в геолого-разведочную отрасль для решения геологических задач по прогнозу твердых полезных ископаемых. С 1989 г. занимала должность заведующего лабораторией во ВНИИГеосистем. В 1995 г. ей присвоено ученое звание профессора по специальности «Геофизические методы поисков и разведки

месторождений полезных ископаемых». С 2004 г. она заместитель директора по научной работе. С 2015 г. работала в ФГБУ «Росгеолфонд», а с февраля 2017 г. — в ФГБУ «ВНИГНИ» в должности заведующего отделением Геоинформатики.

Е.Н. Черемисина руководит научными исследованиями в области создания и внедрения геоинформационных систем и технологий в геологоразведке, созданием информационно-аналитических систем поддержки принятия управленческих решений в природопользовании, охране окружающей среды и муниципальном управлении; созданием информационных систем обеспечения работ по геологическому изучению недр, состоянию и воспроизводству минерально-сырьевой базы. Под руководством Е.Н. Черемисиной разработан отечественный программно-технологический комплекс ГИС INTEGRO, зарегистрированный в Реестре российского программного обеспечения и имеющий свидетельство о государственной регистрации программы в Реестре программ для ЭВМ. Комплекс обеспечивает полный цикл картографических работ, формирование прикладных ГИС-проектов, включает инструментарий для построения комплексных трехмерных моделей участков недр на основе интегрирования геолого-геофизической информации.

В 1994 г. Е.Н. Черемисина стала одним из инициаторов создания Международного университета природы, общества и человека «Дубна». В этом университете она была проректором и заведующей кафедрой системного анализа и управления, а теперь — она директор Института системного анализа и управления.

Евгения Наумовна является одним из создателей журнала «Геоинформатика», фактически единственного периодического издания, специализированного на геоинформатике и входящего в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертации на соискание ученой степени кандидата и доктора наук. С самого начала создания журнала, с 1992 г., она была членом редакционного совета, а с 2016 г. — главным редактором.

Е.Н. Черемисина — автор и соавтор более 150 научных работ, в том числе 5 монографий, 7 учебников.

Под ее руководством было защищено около 45 кандидатских и докторских диссертаций.

Евгения Наумовна награждена медалью ордена «За заслуги перед отечеством» II степени, медалью «В память 850-летия Москвы», нагрудным знаком «Почетный разведчик недр», орденом М.В. Ломоносова «За заслуги и большой личный вклад в развитие и укрепление государства Российского», памятным знаком «300 лет горно-геологической службе России» и почетным знаком Российской академии естественных наук «Рыцарь науки и искусства», медалью княгини Е.Р. Дашковой «За служение Свободе и Просвещению».

Дорогая Евгения Наумовна, в день Вашего славного юбилея желаем Вам и Вашим близким крепкого здоровья и дальнейших творческих успехов!

Редколлегия и редакция журнала «Геология нефти и газа»



Обустройство нефтегазовых месторождений

Технический форум

Главная цель форума -

представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа для эффективной разработки.

25-26 мая

2022 года

Холидей Инн Лесная

Москва

+7 (495) 488-6749

info@forumneftegaz.org

www.forumneftegaz.org

Темы Форума

- Технологическое проектирование объектов обустройства месторождений и первичной подготовки и переработки продуктов добычи.
- Подготовка концептуального проекта разработки и обустройства нефтегазовых месторождений.
- 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.

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.

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



УДК 551.1/.4

DOI 10.31087/0016-7894-2022-2-7-16

Осадочные бассейны и бассейны седиментации: терминология, главные отличия, принципы выделения, классификации и использования в нефтегазовой геологии

© 2022 г. | Ф.А. Мигурский

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

Поступила 25.11.2021 г.

Доработана 30.11.2021 г.

Принята к печати 25.02.2022 г.

Ключевые слова: *региональный этап; геолого-разведочные работы; исследования в нефтегазовой геологии; осадочный бассейн; бассейн седиментации; бассейн породообразования; нефтегазоматеринские толщи; районирование.*

Аннотация: В нефтегазовой геологии получил широкое распространение термин «осадочный бассейн». Он имеет множество авторских определений, однако с помощью их применения можно решить задачу выбора региона для постановки начальных геолого-разведочных работ на нефть и газ регионального этапа, но в дальнейшем он не позволяет полноценно выполнять необходимые геодинамические и нефтегазозволюционные реконструкции. Используемый в зарубежной геологии термин «sedimentary basin» достаточно сложно применять при нефтегазогеологическом районировании и планировании исследований в нефтегазовой геологии нашей страны. Чаще всего перевод с английского языка синонимизирует эти понятия, вследствие чего возникает ряд сложностей и проблем. Предложенное П.П. Тимофеевым в 1978 г. разделение осадочных бассейнов на бассейны породообразования и седиментационные не получило заслуженного признания в отечественной геологии, что до настоящего времени негативно сказывается на результатах региональных нефтегазовых геолого-разведочных работ. Понимание особенностей и отличий этих терминов необходимо для корректной организации процесса отечественных геолого-разведочных работ, направленных на изучение углеводородов. Несмотря на то, что классифицировать осадочные бассейны при прогнозе их нефтегазовых перспектив весьма затруднительно, в статье обосновывается связь между их геодинамической позицией и способностями накопления и сохранения нефтегазоматеринских образований до этапа генерации углеводородов.

Для цитирования: Мигурский Ф.А. Осадочные бассейны и бассейны седиментации: терминология, главные отличия, принципы выделения, классификации и использования в нефтегазовой геологии // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 7–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-7-16.

Sedimentary basins and sedimentation basins: terminology, main differences, principles of identification, classification, and criteria of use in petroleum geology

© 2022 | F.A. Migurskii

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

Received 25.11.2021

Revised 30.11.2021

Accepted for publication 25.02.2022

Key words: *regional stage; geological exploration; studies in petroleum geology; sedimentary basin; sedimentation basin; basin of rock forming; oil and gas source series; zoning.*

Abstract: The “sedimentary basin” term is widely used in petroleum geology. There are many definitions by many authors; although with the help of them, it is possible to solve the problem of selecting a region for initial oil and gas exploration in a regional stage, but later does not allow to fully conduct the required geodynamic and oil-and-gas evolutionary reconstructions. It is rather difficult to apply the Sedimentary Basin term used in foreign geology for the purposes of petroleum zoning and planning petroleum geology investigations in Russia. Translation from English most often synonymizes these concepts, which results in a number of complexities and problems. Classification of sedimentary basins into basins of rock formation and depositional basins proposed by P.P. Timofeev in 1978 was not generally recognized in Russian geology. This has had a negative impact on regional oil and gas exploration results until now. Understanding of features and differences of these terms is necessary for correct management of exploration activities aimed at hydrocarbon studies in Russia. Although it is difficult to classify sedimentary basins when predicting their petroleum potential, the paper substantiates the relationship between their geodynamic position and the ability to accumulate and preserve oil and gas source formations up to the stage of hydrocarbon generation.

For citation: Migurskii F.A. Sedimentary basins and sedimentation basins: terminology, main differences, principles of identification, classification, and criteria of use in petroleum geology. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(2):7–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-7-16. In Russ.

Введение

Проведение геолого-разведочных работ на УВ-сырье является процессом, включающим циклы исследований, которые часто выполняются различными субъектами с передачей результатов одного цикла или стадии от одного исполнителя другому. Результаты работ ранних стадий являются объектами последующих исследований. Такая ситуация диктует необходимость формулировки четких критериев и терминов при оценке и приемке, при передаче результатов для дальнейших исследований в рамках геолого-разведочного процесса.

Осадочные бассейны и бассейны седиментации

Идентификация осадочного бассейна в свете его частых тесных связей с современными и древними водными (морскими, озерными, океаническими) бассейнами, на первый взгляд, вероятно, выглядит простой и понятной. Однако это не так. Особенно важно то, что в современной геологии существует весьма четкое различие между *осадочными бассейнами*, *бассейнами седиментации* и *sedimentary basins* (принятым за рубежом), но при этом не проводится четкая граница в их понимании. Отчасти по этой причине в отечественной геологии определение «осадочного бассейна» имеет достаточно дискуссионный характер. Например, в монографии [1] делается вывод о том, что понятие «осадочный бассейн» не имеет четких границ и выделение осадочного бассейна в современной структуре Земли основывается на *исторически сложившихся традициях*: «Границы осадочного бассейна и его районирование — это особая проблема, которая решается для каждого региона в силу сложившихся традиций и представлений. Они различаются и в пределах разных регионов России, и для разных стран. Термин «осадочный бассейн» (англ. *sedimentary basin*) стал доминировать во всех странах и не имеет жестких определений» [1]. Учитывая представительный состав коллектива авторов, а также относительно недавнее время публикации этого исследования, можно предположить, что в книге изложены основные взгляды на проблемы анализа отечественных осадочных бассейнов. В этой связи показателны и следующие выводы: «С точки зрения практического геолога, изучающего Землю, осадочный бассейн в современной структуре Земли — это область консолидированной земной коры, перекрытая недеформированным или пологодеформированным осадочным чехлом. Краевой прогиб — предгорный осадочный бассейн» [1]. Кроме того, выявлено важнейшее противоречие: «**Палеогеографические контуры осадочных бассейнов в общем случае не совпадают с современными границами распространения пород.** Поэтому для практического геолога-нефтяника осадочный бассейн в палеогеографическом смысле — это только те породы, которые сохранились, а для палеогеографа — это все, что когда-либо имело место в палеобассейне и вокруг него» [1].

Более поздней работой, подробно рассмотревшей эту проблему, стала монография коллектива авторов [2]. В ней проводится четкая граница между *осадочными* и *седиментационными бассейнами*: «В качестве осадочных бассейнов здесь рассматриваются современные отрицательные структуры осадочного чехла, т. е. впадины, заполненные осадочными или осадочно-вулканогенными породами, в их современной конфигурации... Седиментационные бассейны — современные и древние (палеобассейны), в понимании П.П. Тимофеева, это участки земной коры, в пределах которых накапливаются (накапливались) осадки и которые включают (включали) конечный водоем стока и окружающие его дренируемые участки суши» [2].

Необходимо отметить огромное практическое значение понимания такого разделения. На самом деле осадочные бассейны и их части являются объектом исследований государственного геологического изучения недр первой стадии «Прогноза нефтегазоносности» регионального этапа. Соответственно, вопрос корректного определения осадочного бассейна является важнейшим при организации дорогостоящих геолого-разведочных работ.

Можно сделать вывод, что в указанных выше работах бассейны уже разделены на **осадочные бассейны** («для практического геолога-нефтяника это только те породы, которые сохранились» [1], «впадины, заполненные осадочными или осадочно-вулканогенными породами, в их современной конфигурации» [2]) и **бассейны седиментации** («палеобассейны для палеогеографа, что когда-либо имело место» [1], «седиментационные бассейны» [2]) и уже подготовлена основа для их различного использования при решении задач в рамках нефтегазовой геологоразведки.

Решением обозначенной проблемы могло бы стать предложенное в 1978 г. П.П. Тимофеевым разделение осадочных бассейнов на *седиментационные бассейны* (объекты исследований седиментологии) и *бассейны породообразования* (объекты исследований литологии и петрологии) [3]. Неизменные или слабоизмененные части бассейнов породообразования по факту в настоящее время и являются осадочными бассейнами — предметом изучения геологов-нефтяников. Именно на их основе происходит выделение нефтегазоносных бассейнов. Вероятно, сложившиеся традиции и не совсем корректное (стремительно устаревавшее в отечественной геологии со времени появления теории тектоники плит) понимание региональной геодинамики не позволили в свое время перейти от осадочных бассейнов к изучению бассейнов породообразования и седиментационных бассейнов. К настоящему времени заложенные во время расцвета советской геологии основы стали играть еще большую роль на фоне резкого снижения объемов и качества фундаментальных и методологических исследований в нефтегазовой геологии, что в еще большей степени затрудняет введение необходи-

мых изменений. Здесь намеренно не затрагивается тесно связанный с рассматриваемой бассейновой проблемой вопрос отечественного нефтегазгеологического районирования [4, 5], способный стать темой отдельной научной работы.

Для относительно простых прикладных целей дифференциации верхней части земной коры и выделения **в первом приближении** перспективных для поисков промышленных скоплений УВ территорий (начала регионального этапа нефтегазовых геолого-разведочных работ) осадочные бассейны, вероятно, следует понимать в значении, близком к классическому отечественному. Можно воспользоваться определением, данным в [2], или опубликованным А.М. Никишиным в статье [6]: «**Осадочный бассейн** — это область консолидированной (то есть складчатой, метаморфизованной или базальтовой) земной коры любого типа, перекрытая чехлом недеформированных либо слабodeформированных осадков».

На начальной стадии планирования геолого-разведочных работ регионального этапа такая формулировка существенно упрощает и избавляет от необязательных пояснений и выводимое из нее определение нефтегазоносного бассейна, термина, столь необходимого геологам-нефтяникам. **Нефтегазоносный бассейн** — осадочный бассейн, чехол или фундамент которого содержит промышленные скопления УВ.

При этом можно заметить, что сколько-либо глубокие попытки проанализировать и восстановить историю развития подобных осадочных бассейнов и нефтегазоносных бассейнов, не говоря уже о восстановлении истории нефтегазообразования, столкнутся со многими сложностями. Например, хорошо известно, что базальные интервалы чехла недеформированных либо слабodeформированных осадков весьма часто уходят под надвиговые обрамления платформ, в границы орогенных областей, которые никто уже, вероятно, не назовет осадочными бассейнами. Хотя при этом даже верхние, в настоящее время интенсивно измененные, часто кристаллические толщи в большинстве случаев были сформированы в том же самом бассейне седиментации, что и автохтонные недислоцированные слои.

Кроме того, отдельные структуры с чехлом недеформированных либо слабodeформированных осадков могут быть разобщены более поздними дивергентными событиями и разделяться в настоящее время океанической корой. Такие разделившиеся части некогда единого чехла, вероятно, также трудно будет назвать единым осадочным бассейном. Например, на подобное разделение обратил внимание G. Einsele [7], разделивший *depositional basins* на три типа по взаимодействию тектонических и седиментационных процессов: *post-, syn- и pre-depositional*. В первых осадконакопление значительно предшествует тектоническим движениям, формирующим структуру бассейна. В последних —

тектонические движения создают морфоструктуру, которая затем заполняется осадками, а глубина бассейна уменьшается.

Таким образом, ошибочно и с практической точки зрения контрпродуктивно пытаться анализировать осадочные бассейны на основе их генетических особенностей, геодинамической истории. Поскольку, как справедливо отмечено в [1], «палеогеографические контуры осадочных бассейнов в общем случае не совпадают с современными границами распространения пород, глубоко анализировать такие осадочные бассейны имеет смысл, лишь разделив слагающие их толщи на осадочные комплексы, сформированные в отдельных бассейнах седиментации».

Дело в том, что наблюдаемая сегодня тектонometаморфогенная преобразованность в большинстве случаев имеет характер более поздний по отношению к периоду активного существования бассейнов седиментации и, что особенно важно, по отношению к процессам нефтегазообразования. Часто значительная и важнейшая часть комплексов бассейнов седиментации или полностью уничтожена, или весьма существенно преобразована. Она либо денудирована и не сохранилась, либо оказалась в составе складчатой области и, таким образом, не вошла в существующий осадочный бассейн. Соответственно, не рассмотрев бассейны седиментации на протяжении всей истории их функционирования, а изучая только осадочные бассейны в их современном виде, не будет возможности восстановить в полном объеме все основные процессы генерации, миграции, аккумуляции и сохранности УВ.

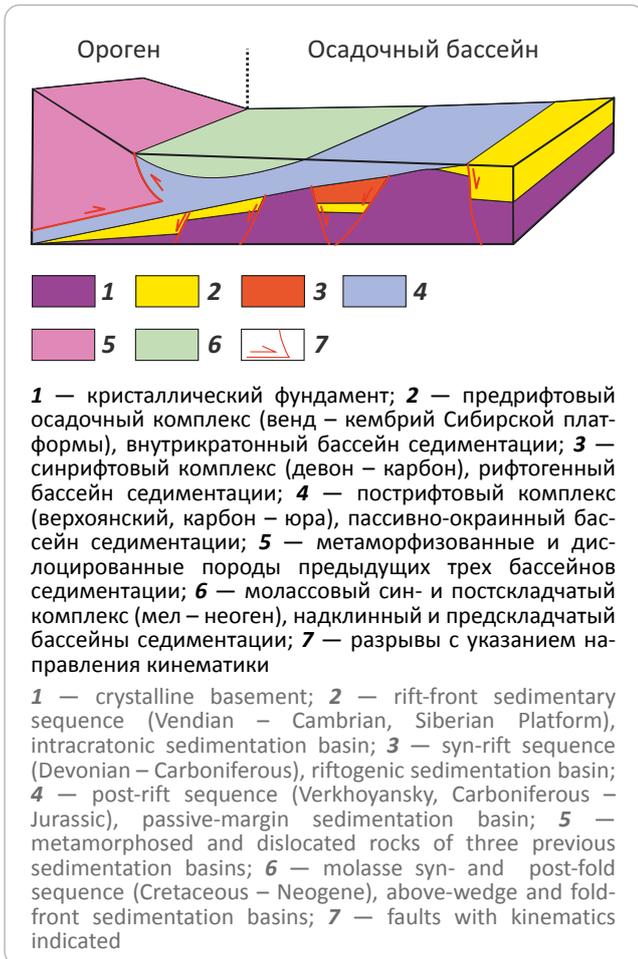
Чтобы еще раз продемонстрировать существенную разницу между *бассейном седиментации* и *осадочным бассейном*, рассмотрим примеры конвергентного и дивергентного взаимоотношений осадочных бассейнов и бассейнов седиментации.

В настоящее время доказано, что краевые (предгорные, перикратонные и т. д.) прогибы неразрывно связаны с прилегающими горными системами множеством тектонических, пространственных, исторических и, главное, седиментационных связей [8]. Горные породы перикратонных прогибов и прилегающих складчатых систем практически всегда сформированы в пределах единых бассейнов седиментации. Различия обусловлены по большей части их ролью в конвергентных процессах, формирующих широкую шовную зону между двумя кратонами. Типичный пример такого единства — каменноугольно-юрский терригенно-флишевый *верхоянский комплекс*, образовавшийся в пределах пассивно-окраинного бассейна седиментации современной восточной периферии Сибирской платформы (рис. 1). Сегодня им сложены как слабодислоцированные перспективные на нефть и газ толщи Предверхоянского прогиба Сибирской платформы, так и складчатые, в различной степени метаморфизованные образования Верхоянского складчатого пояса. К чисто предгорным осадкам



Рис. 1. Блок-схема, иллюстрирующая взаимоотношения толщ, сформированных в различных бассейнах седиментации, на современной границе осадочного бассейна и орогена (на примере Предверхоанского прогиба)

Fig. 1. Schematics of relationships between the sequences formed in different sedimentation basins at the present-day boundary of sedimentary basin and orogen (by the example of Predverkhoyansky Trough)



краевых прогибов можно отнести лишь мел-четвертичную предгорную молассу и ни в коем случае не палеозой-мезозойские осадки морского шельфового бассейна седиментации. Приведенное выше определение «*краевой прогиб — предгорный осадочный бассейн*» [1], вероятно, не совсем корректно фиксирует современную отрицательную структуру, выполненную осадочными породами, — *осадочный бассейн*. В этом случае подобный осадочный бассейн будет включать в себя толщи, сформированные и в рифтогенном, и в пассивно-окраинном, и в предгорно-молассовом бассейнах седиментации. Кроме того, наиболее широко представленные осадочные отложения пассивно-окраинного бассейна седиментации в значительной своей части окажутся метаморфизованными в складчатой области за пределами современного осадочного бассейна.

Обратную картину разделения осадочного комплекса некогда единого бассейна седиментации можно наблюдать в случае рифтогенеза достаточно крупного кратона (рис. 2). Примером может являть-

ся разделение некогда единого докембрийского комплекса осадочных пород бассейна (или бассейнов) седиментации Бамбуи [9] между современными континентами Южной Америки и Африки.

Необходимо отметить, что как в первом, так и во втором приведенном примере нефтегазовые системы и их важнейшие составляющие могут быть полностью уничтожены или существенно разделены между различными осадочными бассейнами. Это сильно затрудняет исследование таких систем, но не дает оснований предполагать, что этот процесс невозможен.

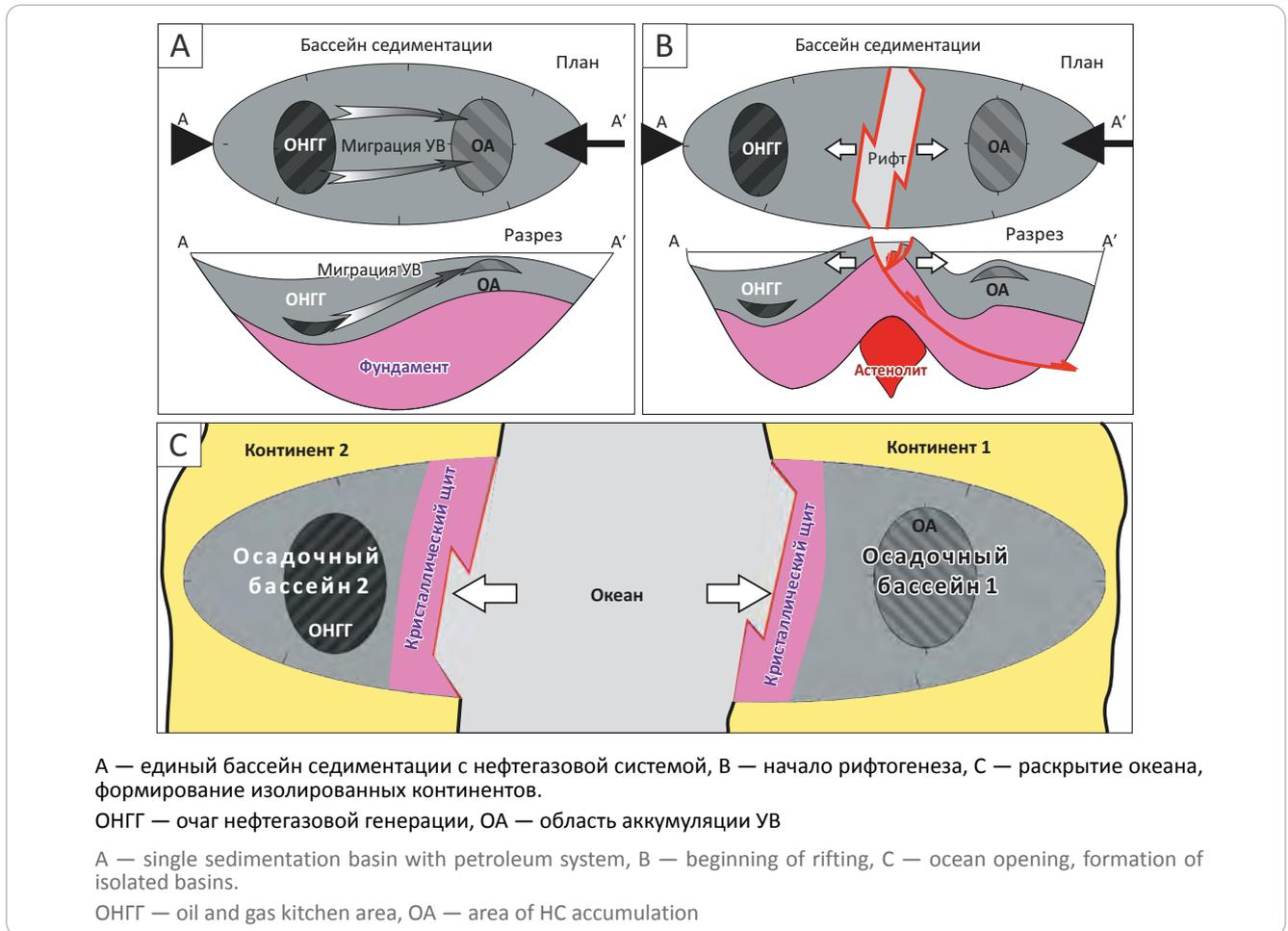
Отдельные интервалы чехла недеформированных либо слабдеформированных осадочных пород сформированы в пределах депрессий различной геодинамической природы, например внутрикратонных опусканий континентальной коры, пассивно-окраинных шельфов, внутриплатформенных авлакогенов и т. д. Все эти интервалы могут входить в состав современного осадочного бассейна, но история и границы их развития (часто выходящие за пределы осадочного бассейна) необходимо рассматривать с позиций их геодинамической специфики в терминах и понятиях *бассейнов седиментации*.

В одной из крупнейших современных монографий на эту тему *бассейны седиментации (sedimentary basins)* определяются как **области или регионы длительного опускания поверхности Земли** [10]. По-видимому, именно такой подход и предложенная на его основе классификация бассейнов седиментации должны являться основой для решения задач восстановления процессов нефтегазообразования. Однако подобная краткая формулировка не отражает всей сложности решаемой с помощью этого термина проблемы, вероятно являющейся специфической для отечественной геологии.

Несколько другое, похожее, но более развернутое определение дано С.И. Романовским: «Осадочный бассейн — стратифицированное тело, сложнопостроенная денудационно-аккумулятивная система, частично открытая для воздействия внешних факторов и в то же время развивающаяся в строгом соответствии с ее геодинамической позицией» [11].

Признавая важность и правильность более глубокого подхода, вероятно, трудно полностью согласиться с таким определением, сводящим воедино современную геологическую форму залегания (*стратифицированное тело*) и условия формирования (*сложнопостроенная денудационно-аккумулятивная система*). Как уже было показано, не все первично стратифицированные тела в настоящее время сохранили в себе отчетливые седиментационные признаки. Некоторые, в свою очередь, оставаясь стратифицированными, оказались разделены на части океанами и хребтами. Вместе с тем для нефтегазовых целей при окончании регионального этапа их необходимо рассматривать именно приме-

Рис. 2. Схема, иллюстрирующая разобщение основных элементов нефтегазовой системы и формирования двух осадочных бассейнов из отложений, сформированных в едином бассейне седиментации
Fig. 2. Illustrated separation of main elements of petroleum system and formation of two sedimentary basins from the deposits formed in a single sedimentation basin



нительно к условиям и особенностям реконструированного общего бассейна седиментации.

Таким образом, из приведенных выше определений можно сформулировать собственное, вероятно, в большей степени отвечающее целям нефтегазовой геологии: **бассейн седиментации** — область (или регион) длительного опускания поверхности Земли, существовавшая или существующая сложнопостроенная преимущественно аккумулятивная система, частично открытая для воздействия внешних факторов и в то же время развивающаяся (развивавшаяся) в строгом соответствии с ее геодинамической позицией.

Классификация бассейнов седиментации

Для нефтегазовой геологии бассейны седиментации важно классифицировать на основании их участия и роли в процессах нефтегазообразования. Однако, как показано в работе [12], жесткие корреляционные связи между нефтегазовым потенциалом бассейнов седиментации и их геодинамической позицией, вероятно, отсутствуют. Весьма значительную роль играет географическое расположение подобных депрессий и, как следствие, кли-

матический фактор. На фоне этих критериев геодинамические особенности бассейнов по отношению к их нефтегазовому потенциалу теряют определяющее значение.

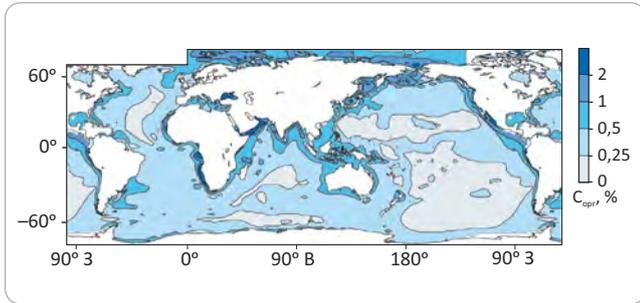
Кроме того, дифференциация бассейнов седиментации по отношению к процессам формирования богатых органическим углеродом отложений, особенно впоследствии сохранения их до стадий реализации их генерационного потенциала, вероятно, возможна. Более того, именно геодинамика различных по своей природе участков земной коры определяет сначала геоморфологию, от которой в определенной степени зависят условия осадконакопления, а затем возможности захоронения и, в конечном итоге, сохранение нефтегазоматеринских отложений в составе чехла.

Механизмы проседания обусловлены в этом случае процессами в жесткой литосфере и относительно подвижной мантии под ней. Литосфера состоит из ряда плит, которые перемещаются относительно друг друга. Поэтому бассейны седиментации существуют на изменяющейся вследствие движения плит земной коре. В связи с этим их предлагается [10] разделять в основном по типу литосферно-



Рис. 3. Распределение C_{org} в верхнем слое осадков Мирового океана [13]

Fig. 3. C_{org} distribution in the upper sediment layer of the World Ocean [13]



го субстрата (на континентальный, океанический, переходный), по их положению относительно границ плит (внутриконтинентальный, край плиты) и по типу движения ближайших к бассейну плит (дивергентный, конвергентный, промежуточный). Механизмы формирования бассейнов седиментации делятся на несколько категорий, хотя все они могут проявляться в ходе эволюции бассейна:

- изостатические последствия изменений толщины земной коры/литосферы (например, вызванные механическим растяжением литосферы или чисто термическими факторами, как при охлаждении ранее поднявшейся вверх астеносферы в областях растяжения литосферы);

- нагрузка/разгрузка литосферы вызывает прогиб или деформацию изгиба и, следовательно, проседание/подъем;

- вязкое течение мантии вызывает непостоянство опускания/подъема, известное как динамическая топография, которую легче всего распознать во внутренних поднятиях дна океана в горячих точках вулкана.

С точки зрения литосферных процессов можно выделить две основные группы бассейнов [10]: 1) сформированные растяжением литосферы и последующим остыванием, относящиеся к рифтогенным системам; 2) образованные в основном изгибом континентальной и океанической литосферы.

Таким образом, в качестве бассейнов седиментации следует рассматривать не столько **существующие на сегодняшний день геологические структуры**, характеризующиеся наличием слабодислоцированного и слабометаморфизованного осадочного чехла (плиты, платформы, синеклизы и т. д.), сколько исторически существовавшие или существующие области, в пределах которых во время реализации определенного плитотектонического цикла или циклов формировался фациально, литологически и тектонически относительно обособленный интервал осадочного чехла (**аккумуляционно-денудационные системы**) (рис. 3). Впоследствии он мог как сохраниться в малоизмененном виде, так и частично или полностью быть преобразованным складчато-надвиговыми и метаморфическими процессами.

В качестве примера можно привести восточную периферию Сибирской платформы. Здесь в пределах осадочного бассейна Предверхоянского прогиба снизу вверх уверенно выделяются отложения (см. рис. 1):

- 1) венд-раннепалеозойского предрифтового **внутрикратонного бассейна седиментации**;

- 2) девон-каменноугольных **рифтогенных бассейнов седиментации**;

- 3) карбон-позднеюрского **пассивно-окраинного бассейна седиментации**, значительной частью вошедшие в состав Верхоянского складчатого пояса;

- 4) мел-кайнозойских молассовых **бассейнов седиментации: надклинного и предскладчатого**.

Объединять сформированные в поэтапно длительно продолжавшихся и изменявшихся со временем условиях седиментации осадочные толщи этих бассейнов в единый **осадочный бассейн краевого прогиба**, как это предлагается в работе [1], представляется логичным лишь для адаптации результатов детальных научных исследований к практическим запросам нефтегазовой геологоразведки на начальной стадии регионального этапа.

Бассейны седиментации и нефтегазоматеринские отложения

Важнейшим для задач нефтегазовой геологии является вопрос связи особенностей бассейнов седиментации с возможностями накопления и захоронения нефтегазоматеринских отложений. Редким примером попытки его решения является фактическое выделение в пределах бассейна седиментации важного палеогеоморфологического элемента, аккумулятивной подсистемы — **аккумуляционно-топографической впадины** [14]. Как указывал М.М. Грачевский, именно наличие такого элемента будет необходимым признаком, который отделит нефтегазоносный бассейн от остальных осадочных бассейнов, частным случаем которых он является.

Этот очень спорный вывод, вероятно, пока не получил достаточно широкого признания среди геологов-нефтяников. Хотя сам подход носит системный характер и, вероятно, является попыткой анализа бассейнов седиментации для выделения из них наиболее перспективных, в нем не учитываются некоторые аспекты. Во-первых, как показано в работах, посвященных условиям формирования черносланцевых толщ, часто процесс их образования не сопряжен с замкнутыми депрессиями внутри бассейнов (впадинами) (см. рис. 3), а развивается на склонах шельфа (см. ниже обстановки 2 и 4 по П.Б. Уигналу [15]). Во-вторых, не менее важной, чем условия седиментации, является проблема захоронения и сохранности богатых органическим углеродом осадков. Часто шельфовые и пришельфовые нефтегазовые системы, в которых процессы генерации, частично реализовавшие потенциал,

начались до коллизионного закрытия осадочно-го бассейна, оказываются практически полностью уничтожены орогенными событиями.

При этом анализ и детализация бассейнов седиментации по ряду уверенно устанавливаемых особенностей во многих случаях несомненно могут являться более легкими задачами, чем непосредственное обнаружение и выделение нефтегазоматеринских пород, поскольку бассейн седиментации представляет собой гораздо более крупный объект и при невозможности прямого изучения может быть с большей степенью достоверности исследован по ряду косвенных признаков. Например, одним из наиболее ярких поисковых критериев является клиноформный комплекс, часто перекрывающий образования голодного бассейна, находящиеся иногда на труднодоступных для бурения глубинах.

Таким образом, на вопрос, всегда ли нефтегазоматеринские толщи формируются в условиях некомпенсированного прогибания, вероятно, следует дать отрицательный ответ. Вопросам накопления богатых неокисленными УВ осадков и впоследствии пород посвящены работы Е.А. Романкевича, Я.Э. Юдовича, М.П. Кетрис, Б. Бижу-Дювала, П.Б. Уигналла и др. К сожалению, в большинстве из них не делается явных попыток унифицировать обстановки формирования и сохранности нефтегазоматеринских толщ и дифференцировать бассейны седиментации в соответствии с этим признаком. Если проанализировать факторы, влияющие на формирование черносланцевых толщ [16], становится понятно почему. Дело в том, что условия, способствующие подобной седиментации, весьма многообразны и могут быть связаны с разными обстановками. Часто весьма трудно разобраться даже с современными механизмами накопления обогащенных ОВ осадков [13, 17] (см. рис. 3). В ситуациях древних обстановок эти процессы становятся еще более многовариантными и неопределенными. Вероятно, лишь в работе П.Б. Уигналла [15] проводится смелая попытка такого целенаправленного анализа новейших и, что особенно важно, палеобассейнов седиментации, в которых наблюдается накопление черносланцевых толщ. Им выделены следующие современные обстановки накопления высокоуглеводородистых осадков: 1) полузамкнутого (порогового) стратифицированного моря; 2) апвеллинговые зоны; 3) озера и лагуны; 4) гипотетически среднего шельфа.

В работе [16] рассмотрены механизмы формирования богатых ОВ осадков и сохранности их в начальную фазу диагенеза. Выделяются следующие факторы, контролирующие, вероятно, и в прошлом контролировавшие, образование углеводородистых осадков: «Факторы, которые контролировали образование углеводородистых осадков, — это величина первичной биопродукции (Р), степень фоссилизации $S_{\text{орг}}$, т. е. доля его, выпадающая из биологического круговорота (F), и скорость мине-

ральной седиментации (S)... При этом намечается любопытное «географическое» размежевание приоритетных факторов в научной литературе: у нас вслед за Н.М. Страховым чаще всего обращаются к факторам $P + S$, а на Западе — к $P + F$ » [16].

В последние годы, в связи с развитием глубоководных исследований, появились интересные данные о биоценозах белых и черных курильщиков рифтовых (и не только) зон глубоких частей океана. Как указывается в работе [13], происходящие здесь явления весьма многогранны и разнообразны. С одной стороны, наблюдаются процессы термокаталитического синтеза биогенного ОВ и нефтеподобных соединений, с другой — происходит активный хемогенный синтез новых высокомолекулярных УВ. Этот синтез осуществляется на основе неорганических гидротермальных соединений, так, вероятно, и с использованием ювенильных абиогенных УВ. Несмотря на аномально высокие значения плотности биомассы на единицу площади вокруг вулканических трубок, механизмы и закономерности захоронения ОВ изучены, вероятно, весьма слабо. На современном этапе исследованности этой проблемы можно предположить, что механизм формирования черносланцевых толщ представляет определенный интерес с учетом того, что в последнее время подобные вулканогенные биоценозы обнаружены на переходной коре шельфовых областей. Таким образом, вопрос сохранности богатых УВ осадков и формирования на их основе нефтегазоматеринских пород в основном зависит от тектонических аспектов.

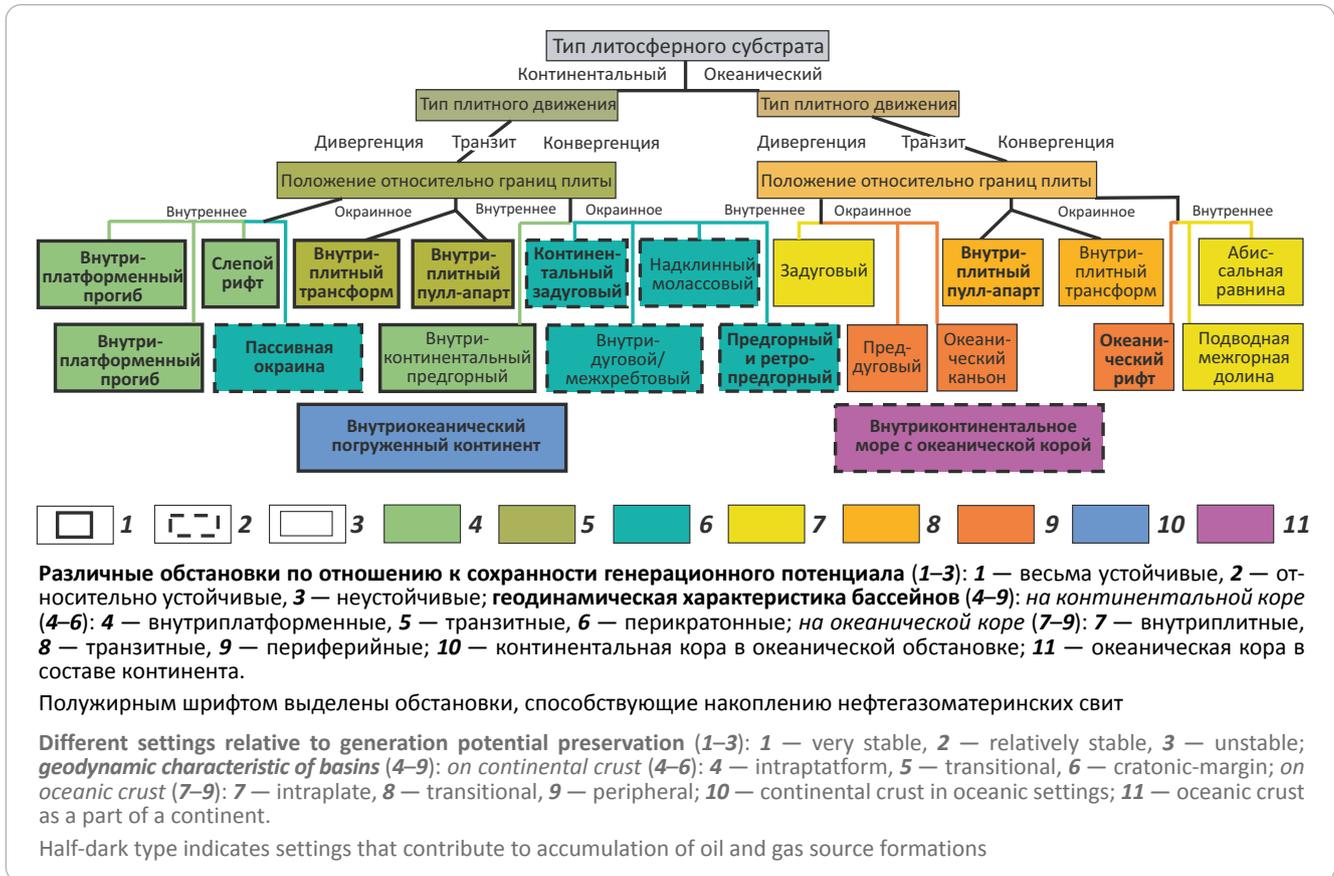
Если для осадконакопления существуют различные возможности проявления обстановок формирования нефтегазоматеринских пород в пределах различных бассейнов седиментации, то с вопросами сохранности сформированных черносланцевых толщ ситуация выглядит несколько по-иному. Вероятно, именно этот процесс, имеющий важнейшее значение для нефтегазоносности, в отличие от географического, геоморфологического и климатического факторов, может быть жестко увязан с геодинамическими особенностями бассейнов седиментации.

Дело в том, что устойчивость осадочного чехла отдельных литосферных плит к тектоническим и метаморфогенным преобразованиям в значительной степени обусловлена толщиной и плотностью нижней части земной коры. Континентальный тип коры практически не погружается значительно в недра Земли. Он может претерпевать интенсивные преобразования лишь в своих периферийных частях, характеризующихся промежуточным, литрически утонченным типом. Соответственно, в его пределах относительно надежно сохраняется осадочный чехол вместе с нефтегазоматеринскими отложениями.

Другая картина характерна для литосферы с океаническим, плотным и относительно тонким типом земной коры. Черносланцевые толщи, сфор-



Рис. 4. Схема классификации бассейнов седиментации на основе их тектонической обстановки (по [10] с дополнениями)
Fig. 4. System of sedimentation basins classification based on their tectonic tectonic setting (from [10], complemented)



мированные на океанической коре, чаще всего не способны пережить конвергентные процессы, значительно реже сохраняются в сильнодислоцированном и метаморфизованном виде, обычно в составе офиолитовых комплексов в складчатых зонах. Их нефтегазоматеринские качества в этом случае практически уничтожены и не представляют интереса. Гораздо реже на основе океанической коры формируются внутриконтинентальные моря (Черное, Средиземное, Каспийское) или региональные синформы (Прикаспийская, Малая и Большая Венгерские впадины), в пределах которых сформированы весьма перспективные очаги нефтегазовой генерации.

Весьма интересна также обратная картина, когда фрагмент континентальной литосферной плиты — отдельный кратон — оказывается окруженным океанической корой и погружен ниже уровня моря. В качестве примера можно привести континент (континенты) тихоокеанской Зеландии или Омолонский массив, в настоящее время входящий в мезозойское складчатое обрамление Сибирской платформы. В пределах Омолонского массива в морских условиях с раннего до позднего триаса, вероятно, на протяжении более 10 млн лет формировалась джугаджакская черносланцевая свита (по другим данным — толща) с общей мощностью черных горючих сланцев до нескольких десятков метров.

Таким образом, по наиболее интересному с точ-

ки зрения перспектив нефтегазоносности вопросу все выделяемые типы бассейнов седиментации можно разделить по отношению к нефтегазоматеринским толщам (рис. 4). В самом простом случае, например для бассейнов внутриплатформенных прогибов или внутриплатформенных рифтов, нефтегазоматеринская толща, аккумулятивно-топографическая впадина, как и весь осадочный чехол, находятся в слабопреобразованном или незатронутом тектоническими дислокациями состоянии. В случае бассейнов седиментации на базе океанической коры нефтегазоматеринские толщи либо вообще не сохраняются до захоронения в осадочном чехле, будучи вовлеченными в субдукцию, либо сохраняются в сильно измененном виде в офиолитовых комплексах аккреционных призм и обдурченных пластин. Промежуточную позицию в этом ряду занимают нефтегазоматеринские толщи окраин континентов. Они, даже в случае уничтожения или существенного преобразования коллизионными процессами, в определенной степени успевают реализовать свой потенциал до стадии орогенеза. В этом примере складчато-надвиговые дислокации значительно разрушают сформированные залежи, но при этом частично переформируют их, отжимая УВ к фронтальной части орогена. В подобных случаях весьма сложно установить очаги нефтегазообразования и часто приходится иметь дело с мощными тектоническими зонами, сложенными чернослан-

цевыми толщами, в составе дислоцированных толщ складчатых областей. Толщины этих образований, их тектоника и литологический состав, возможно, свидетельствуют в пользу их вторичного нефтенасыщения при последующем метаморфизме.

Выводы

1. В настоящее время термин «осадочный бассейн» является достаточно проблемным и несколько устаревшим в свете современных знаний об эволюции земной коры, о взаимоотношениях осадочных стратифицированных и складчатых метаморфогенных образований на границах платформ и орогенов.

2. При этом выбор районов и направлений нефтегазовых геолого-разведочных исследований на начальной стадии регионального этапа требует определенного упрощения. Такая ситуация позволяет продолжать рассматривать осадочные бассейны в их классическом понимании в качестве наиболее обоснованных объектов для постановки региональных геолого-разведочных работ на нефть и газ.

3. Однако дальнейшие, углубленные исследования седиментационных, геодинамических и нефте-

газоэволюционных процессов требуют детальных реконструкций. Объектами последующих стадий регионального этапа должны являться бассейны седиментации и их составляющие. Кроме того, важнейшую роль играет изучение бассейнов породообразования, в той их части, которая существенно преобразована тектоническими и метаморфогенными процессами.

4. Бассейны седиментации можно классифицировать с геодинамических позиций, что, в свою очередь, не всегда дает возможность напрямую оценить их перспективы нефтегазоносности, но позволяет дифференцировать их в меньшей степени по отношению к накоплению и в большей — к сохранению нефтегазоматеринских толщ до стадии генерации УВ.

5. Степень сохранности нефтегазоматеринских отложений, тесно связанная с масштабами нефтегазоносности, несоизмеримо выше в континентальных бассейнах. Весьма высокими перспективами накопления нефтегазопроизводящих пород обладают внутриконтинентальные моря с океаническим типом коры.

Литература

1. Алексеев А.С., Барабошкин Е.Ю., Болотов С.Н. и др. Геоисторический и геодинамический анализ осадочных бассейнов. — М.: ЦРГЦ, 1999. — 524 с.
2. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция / Под ред. Ю.Г. Леонова, Ю.А. Воложа // Труды ГИН РАН. — Вып. 543. — М.: Научный мир, 2004. — 526 с.
3. Тимофеев П.П. Основные проблемы современной литологии и задачи Межведомственного литологического комитета // Литология и полезные ископаемые. — 1978. — № 6. — С. 3–15.
4. Дмитриевский А.Н. Основные принципы палеогеологического районирования // Геология нефти и газа. — 1994. — № 1. — С. 2–4.
5. Наливкин В.Д. Нефтегеологическое районирование // Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр: труды всесоюз. совещ. (24–25 декабря 1973 г., Москва). — М.: Недра, 1976. — С. 52–61.
6. Никишин А.М. Механизмы формирования осадочных бассейнов // Соросовский образовательный журнал. — 2001. — Т. 7. — № 4. — С. 63–68.
7. Einsele G. Sedimentary Basins, Evolution, Facies and Sediment Budget. 2nd Edition. — Springer-Verlag, 2000. — 792 p.
8. Юдин В.В. Надвиговые и хаотические комплексы. — Симферополь: ИТ «АРИАЛ», 2013. — 252 с.
9. Pedrosa-Soares A.C., Alkmim F. How many rifting events preceded the development of the Araçuaí-West Congo orogen? // Geonomos. 2011. — Т. 19. — № 2. — С. 244–251. DOI: 10.18285/geonomos.v19i2.56.
10. Philip A. Allen, John R. Allen. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. Third Edition. — John Wiley & Sons, Ltd; 2013. — 326 p.
11. Романовский С.И. Литогеодинамика осадочных бассейнов. — СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1996. — 44 с.
12. Demaison G., Huizinga H.J. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration and entrapment / Под ред. L.B. Magoon, W.G. Dow // The Petroleum System from Source to Trap. AAPG Memoir. Vol. 60. — 1994. DOI: 10.1306/m60585c4.
13. Романкевич Е.А., Ветров А.А., Пересыпкин В.И. Органическое вещество Мирового океана // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50. — № 4. — С. 401–411.
14. Грачевский М.М. Палеогеоморфологические предпосылки распространения нефти и газа // Тр. НИЛЗарубежгеология. Вып. 32. — М.: Недра, 1974. — 155 с.
15. Wignall P.B. Black Shales. — New York: Oxford University Press, 1994. — 127 с.
16. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимия черных сланцев. — Ленинград: Наука, 1988. — 272 с.
17. Романкевич Е.А. Геохимия органического вещества в океане. — М.: Наука, 1977. — 256 с.

References

1. Alekseev A.S., Baraboshkin E.Yu., Bolotov S.N. et al. Geostoricheskii i geodinamicheskii analiz osadochnykh basseinov [Geohistorical and geodynamic analysis of sedimentary basins]. Moscow: TsRGTs; 1999. 524 p. In Russ.
2. Osadochnye basseiny: metodika izucheniya, stroenie i evolyutsiya [Sedimentary basins: methodology of study, structure and evolution]. In: Trudy GINRAN. Issue 543. Yu.G. Leonov, Yu.A. Volozh, eds. Moscow: Nauchnyi mir; 2004. 526 p. In Russ.

3. *Timofeev P.P.* Osnovnye problemy sovremennoi litologii i zadachi Mezhdovedomstvennogo litologicheskogo komiteta [Main problems of modern lithology and tasks of the Interdepartmental Lithological Committee]. *Litologiya i poleznye iskopaemye*. 1978;(6):3–15. In Russ.
4. *Dmitrievskii A.N.* Osnovnye printsipy paleogeologicheskogo raionirovaniya [Basic principles of paleogeological zoning]. *Geologiya nefti i gaza*. 1994;(1):2–4. In Russ.
5. *Nalivkin V.D.* Nefttegeologicheskoe raionirovanie [Petroleum zoning]. In: Printsipy nefttegeologicheskogo raionirovaniya v svyazi s prognozirovaniem neftegazonosnosti nedr : trudy vsesoyuz. soveshch. (24–25 December 1973, Moscow). Moscow: Nedra; 1976. pp. 52–61. In Russ.
6. *Nikishin A.M.* Mechanisms of sedimentary basin formation. *Sorosovskii obrazovatel'nyi zhurnal*. 2001;7(4):63–68. In Russ.
7. *Einsele G.* Sedimentary Basins, Evolution, Facies and Sediment Budget. 2nd Edition. Springer-Verlag, 2000. 792 p.
8. *Yudin V.V.* Nadvigovye i khaoticheskie komplekсы [Overthrust and chaotic complexes]. Simferopol': IT "ARIAL"; 2013. 252 p. In Russ.
9. *Pedrosa-Soares A.C., Alkmim F.* How many rifting events preceded the development of the Araçuaí-West Congo orogen? *Geonomos*. 2011;19(2):244–251. DOI: 10.18285/geonomos.v19i2.56.
10. *Philip A. Allen, John R. Allen.* Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. Third Edition. John Wiley & Sons, Ltd; 2013. 326 p.
11. *Romanovskii S.I.* Litogeodinamika osadochnykh basseinov [Lithogeodynamics of sedimentary basins]. St. Petersburg: Izd-vo VSEGEI; 1996. 44 p. In Russ.
12. *Demaison G., Huizinga H.J.* Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration and entrapment. In: The Petroleum System from Source to Trap. AAPG Memoir. Vol. 60. L.B. Magoon, W.G. Dow, eds. 1994. DOI: 10.1306/m60585c4.
13. *Romankevich E.A., Vetrov A.A., Peresykin V.I.* Organic matter of the world ocean. *Russian Geology and Geophysics*. 2009;50(4):299–307.
14. *Grachevskii M.M.* Paleogeomorfologicheskie predposylki rasprostraneniya nefti i gaza [Paleogeomorphological prerequisites for oil and gas distribution]. In: Tr. NILZarubezhgeologiya. Issue 32. Moscow: Nedra; 1974. 155 p. In Russ.
15. *Wignall P.B.* Black Shales. New York: Oxford University Press; 1994. 127 p.
16. *Yudovich Ya.E., Ketris M.P.* Geochemistry of black shale [Geokhimiya chernykh slantsev]. Leningrad: Nauka; 1988. 272 p. In Russ.
17. *Romankevich E.A.* Geokhimiya organicheskogo veshchestva v okeane [Geochemistry of organic matter in the ocean]. Moscow: Nauka; 1977. 256 p. In Russ.

Информация об авторе

Мигурский Феликс Анатольевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделом

ФГБУ «ВНИГНИ»

105118 Москва, ш. Энтузиастов д. 36

e-mail: fam@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-9850-567X

Information about author

Feliks A. Migurskii

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department

All-Russian Research Geological Oil institute

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: fam@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-9850-567X

УДК 550.834.05, 550.8.056, 550.8.053

DOI 10.31087/0016-7894-2022-2-17-30

Оптимизация кустового бурения на Чайандинском нефтегазоконденсатном месторождении по данным совместного анализа сейсмических атрибутов и ГИС с применением алгоритмов нейронных сетей

© 2022 г. | А.В. Пинчук, Е.А. Пылев, Е.Е. Поляков, М.А. Творогов, И.В. Чурикова

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Видное, Россия; A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru; E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru; E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru; M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru; I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 04.08.2021 г.

Доработана 30.08.2021 г.

Принята к печати 11.10.2021 г.

Ключевые слова: Чайандинское нефтегазоконденсатное месторождение; геологическая модель; хамакинский и талахский горизонты; скважины; прогноз распределения литотипов; литология; коллектор; нейронные сети; классификация; атрибутный анализ; сейсмические атрибуты; куб литологии.

Аннотация: Чайандинское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из крупнейших в России. Основные газовые залежи находятся в ботубинском, хамакинском и талахском продуктивных горизонтах венда. Месторождение приурочено к крупной неантиклинальной ловушке в северо-восточной части Непского свода и характеризуется довольно сложным геологическим строением, в связи с чем возникает большое число вопросов при его освоении. Для оптимизации кустового бурения и повышения эффективности разработки Чайандинского нефтегазоконденсатного месторождения выполнен прогноз и уточнено распространение коллекторов и их литологическая принадлежность в пределах еще не разбуренных эксплуатационных кустов скважин с настройкой по пробуренным скважинам. В статье рассмотрена методика комплексирования выделенных по данным ГИС литотипов с данными сейсморазведки на основе применения инновационного алгоритма нейронных сетей. Дано описание разработанной авторами статьи новой методики построения локальных прогнозных геологических моделей, которая включает: переинтерпретацию данных ГИС в эксплуатационных скважинах, комплексную интерпретацию данных сейсморазведки и бурения по методике обучающихся нейронных сетей, построение адаптивных геологических кустовых моделей продуктивных горизонтов Чайандинского нефтегазоконденсатного месторождения. В результате получены кубы литологии с учетом скважинных данных и кубы вероятностей выделенных литологических разностей. Представлено сравнение полученных кубов литологии с результатами геологического моделирования при подсчете запасов. Отмечается более дифференцированное распределение литологических разностей по разрезу продуктивных горизонтов и, как следствие, — более дифференцированные карты эффективных толщин. Использование предложенного инструмента позволит уточнить распределение зон с улучшенными коллекторскими свойствами для оптимизации размещения кустов добывающих скважин и повысить эффективность разработки терригенных отложений венда Чайандинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Для цитирования: Пинчук А.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е., Творогов М.А., Чурикова И.В. Оптимизация кустового бурения на Чайандинском нефтегазоконденсатном месторождении по данным совместного анализа сейсмических атрибутов и ГИС с применением алгоритмов нейронных сетей // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 17–30. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-17-30.

Optimisation of cluster drilling based on integrated seismic attributes and well log data analysis using neural network algorithms: Chayandinsky oil and gas condensate field

© 2022 | A.V. Pinchuk, E.A. Pylev, E.E. Polyakov, M.A. Tvorogov, I.V. Churikova

Gazprom VNIIGAZ, Vidnoye, Russia; A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru; E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru; E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru; M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru; I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

Received 04.08.2021

Revised 30.08.2021

Accepted for publication 11.10.2021

Key words: Chayandinsky oil and gas condensate field; geological model; Khamakinsky and Talakhsky horizons; well; prediction of lithotype occurrence; lithology; reservoir; neural network; classification; attribute analysis; seismic attribute; lithology cube.

Abstract: Chayandinsky oil, gas and condensate field is one of largest in Russia. The main gas accumulations are found in the Vendian Botubinsky, Khamakinsky, and Talakhsky pay horizons. The field is confined to the large non-structural trap in the north-eastern part of the Nepsy Arch; the field has a rather complicated geological structure that causes numerous

challenges in its development. With the purpose to optimise cluster drilling and improve the efficiency of the Chayandinsky oil, gas and condensate field development, prediction of reservoir occurrence was carried out, and their lithological membership within the yet undrilled development well clusters was updated with adjustments based on the wells drilled. The authors discuss the methodology for integration of lithotypes identified from well log data with seismic data, which is based on application of an innovative neural network algorithm. They present the new method of building the predicted local geological models, which is created by them, including the following: re-interpretation of well log data from development wells; integrated interpretation of seismic and drilling data using the method of trainable neural networks; creating adaptive geological cluster models of pay horizons in the Chayandinsky oil, gas and condensate field. The results were lithology cubes accounting for wells data and probability cubes for identified lithological varieties. Comparison of the obtained lithology cubes with geological modelling results being a part of reserves assessment is presented. The authors note a more differentiated distribution of lithological varieties across the section of pay horizons and, as a consequence, more differentiated maps of net thicknesses. The use of the proposed tool will make it possible to update the distribution of zones with better reservoir properties with the purpose of optimizing the placement of production well clusters and increasing the development efficiency of Vendian terrigenous deposits in the Chayandinsky oil, gas and condensate field.

*For citation: Pinchuk A.V., Pylev E.A., Polyakov E.E., Tvorogov M.A., Churikova I.V. Optimisation of cluster drilling based on integrated seismic attributes and well log data analysis using neural network algorithms: Chayandinsky oil and gas condensate field. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(2):17–30. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-17-30. In Russ.*

Введение

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Ленского и Мирнинского улусов (районов) Республики Саха (Якутия) и входит в зону первоочередного освоения в районе нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан и газопровода «Сила Сибири». Месторождение открыто в 1980 г., скважина-первооткрывательница — 751. В 2019 г. месторождение введено в промышленную разработку. С точки зрения нефтегазгеологического районирования месторождение находится в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, в тектоническом отношении оно приурочено к северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов венда. По геологическому строению месторождение относится к очень сложным. Результаты обработки сейсморазведочных данных 3D показали наличие более 20 тектонических блоков, которые контролируют залежи ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов. Продуктивный разрез характеризуется аномально низкими пластовыми давлениями и температурами. Пластовая температура колеблется от 9 °С (ботуобинский горизонт) до 11 °С (талахский). Пластовое давление в коллекторах продуктивных горизонтов ниже условного гидростатического и изменяется от 12,9–13,5 МПа — для хамакинского и 11,5–12,1 МПа — для талахского горизонта. В настоящее время на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении пробурено 210 эксплуатационных скважин в газовой части месторождения [1–8], их успешное освоение зависит от сложных геолого-технологических условий.

Для повышения эффективности разработки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в условиях сложного геологического строения авторами статьи были рассмотрены возможности комплексирования методики выделения литотипов по ГИС с данными сейсморазведки в

контексте локального уточнения кустовых геологических моделей на основе применения инновационного алгоритма нейронных сетей для прогноза распространения коллекторов и их литологической принадлежности по данным сейсморазведки в пределах еще не разбуренных (проектных) эксплуатационных кустов скважин (с постоянным дообучением алгоритма по новым пробуренным скважинам).

Методика прогноза коллекторов по комплексу ГИС – сейсморазведка

Трехмерная геологическая модель, построенная с соблюдением соответствующих инструкций и регламентов для подсчета запасов УВ в целом по продуктивным пластам месторождения, учитывает результаты бурения скважин, тектоническую модель и поверхности горизонтов, полученные в результате интерпретации данных сейсморазведки. Так как в геологической модели поверхности строятся методами интерполяции, а при отсутствии данных — экстраполяции, погрешность прогноза положения коллекторов в межскважинном пространстве по стандартной геологической модели является более высокой. Применение атрибутов отраженных волн, зарегистрированных при сейсморазведке 3D для уточнения распространения тел коллекторов различного литологического состава в межскважинном пространстве, позволяет:

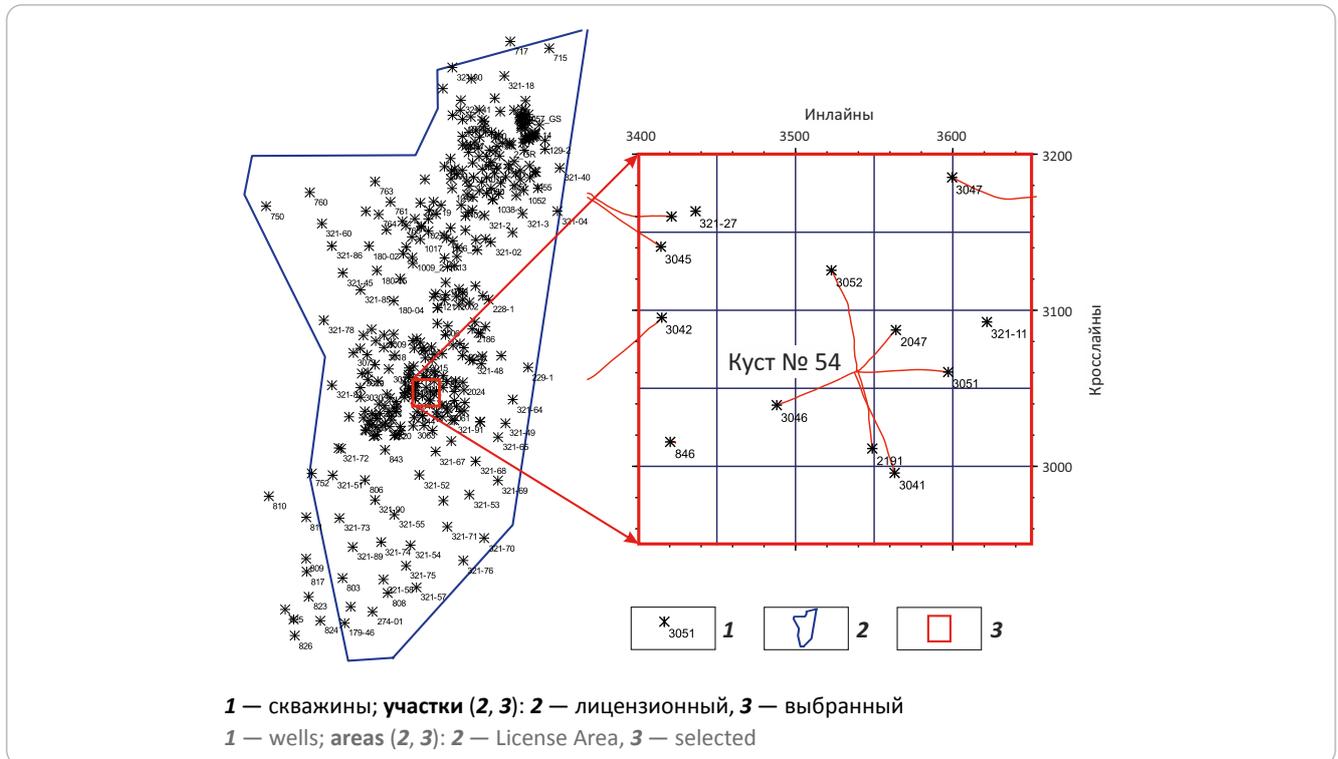
- максимально приблизить моделируемое геологическое строение залежей в районах кустового бурения к реальному;

- выполнить локальный прогноз коллекторов в районах проектных скважин для оптимизации их бурения и получения максимальных дебитов при освоении;

- уточнить геологическую 3D-модель месторождения для подсчета запасов и гидродинамического моделирования.

Для решения этих задач авторами статьи была разработана методика построения локальных прогнозных геологических моделей в выбранном районе (рис. 1), состоящая из следующих этапов:

Рис. 1. Выбранный участок комплексной переинтерпретации сейсморазведки и ГИС — район куста добывающих скважин 54
Fig. 1. The selected area of integrated re-interpretation of seismic and well log data: area of the development well cluster #54



1) переинтерпретация ГИС в эксплуатационных скважинах для прогноза коллекторов на основе методики выделения литотипов, галитизации и неоднородности по фильтрационно-емкостным свойствам [9];

2) комплексная интерпретация данных сейсморазведки и бурения (классификация по литотипам) по методике обучающихся нейронных сетей в районе пробуренного куста скважин 54;

3) построение адаптивных геологических кустовых моделей продуктивных горизонтов (хамакинский, талахский) Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения по пробуренным эксплуатационным скважинам на основании результатов комплексной интерпретации сейсморазведки и ГИС;

4) оценка достоверности прогноза по скважинам в пределах участка исследований, которые не были включены в обучающую совокупность.

Для комплексной интерпретации данных сейсморазведки 3D и скважинной информации был использован алгоритм «Демократической ассоциации нейронных сетей» (Democratic Neural Network Association — DNNA) [10–12]. Ряд простых нейронных сетей, работающих параллельно, идентифицирует шаблоны в данных, которые используются для создания нелинейных связей между литотипами в скважинах и набором сейсмических атрибутов до суммирования и/или после суммирования. Исходными данными являются литологические кривые (обязательное условие), сейсмические атрибуты до

суммирования и/или после суммирования. Результатом комплексной интерпретации являются кубы фаций и вероятностей, литологические каротажи в точках скважин или карты.

Для работы использован следующий набор исходных данных: сейсмические данные (40 км²) — временной куб PSTM с шагом дискретизации 1 мс в районе куста скважин 54, скважинные данные по 13 скважинам и результаты интерпретации — временные и глубинные поверхности отражающих горизонтов. Скважины были увязаны с данными сейсморазведки в целевом интервале. Для преобразования временных кубов в глубинные была построена толстослоистая скоростная модель с постоянной по вертикали интервальной скоростью между опорными отражающими горизонтами. В ходе подготовки данных ГИС под задачи сейсмического моделирования был проанализирован массив данных по 13 скважинам Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в районе куста скважин 54. В результате проведенной интерпретации ГИС в изучаемом разрезе выделено 27 литотипов. Для более корректного прогноза литотипов по площади с учетом сейсмических данных вышеуказанные литотипы были объединены по литологическому признаку в 6 основных литотипов: песчаники, гравелиты, засоленные породы (с содержанием галита > 5%), плотные разности (неколлекторы), аргиллиты и доломиты (таблица; рис. 2).

Подготовка локальной прогнозной литологической модели состояла из следующих этапов.

Таблица. Сопоставление литотипов, выделенных по ГИС и используемых для расчетов
Table. Comparison of lithotypes identified from well log data with those used in calculations

Порядковый номер	Коллектор / неколлектор	Литотип		Класс
		по ГИС и керну	для обучения	
1	Коллектор	Песчаник крупнозернистый	Песчаник	1
2		Песчаник среднезернистый		
3		Песчаник мелкозернистый		
4		Песчаник мелко- и среднезернистый		
5		Песчаник глинистый		
6		Песчаник крупнозернистый засоленный (содержание галита < 5 %)		
7		Песчаник среднезернистый засоленный (содержание галита < 5 %)		
8		Песчаник мелкозернистый засоленный (содержание галита < 5 %)		
9		Песчаник мелко- и среднезернистый засоленный (содержание галита < 5 %)		
10		Песчаник глинистый засоленный (содержание галита < 5 %)		
11	Неколлектор	Гравелит	Гравелит	2
12		Гравелит засоленный (содержание галита < 5 %)		
13	Неколлектор	Карбонатизированный песчаник	Неколлектор	3
14		Карбонатизированный гравелит		
15		Песчаник глинистый		
16		Песчаник мелко- и среднезернистый		
17		Песчаник мелкозернистый		
18		Песчаник мелкозернистый засоленный (содержание галита > 5 %)		
19		Песчаник глинистый засоленный (содержание галита > 5 %)		
20		Гравелит		
21		Гравелит засоленный (содержание галита > 5 %)		
22		Неколлектор		
23	Аргиллит с прослоями алевролита			
24	Аргиллит с прослоями песчаника			
25	Алевролит глинистый			
26	Неколлектор	Доломит	Доломит	5
27		Засоленные интервалы без разделения по литологии (содержание галита > 5 %)		

1. Анализ главных компонент

Перед проведением атрибутивной классификации был выполнен анализ главных компонент для уменьшения избыточности данных и их зашумленности в многоатрибутном наборе данных. На первом этапе использовалось 38 атрибутов. Сейсмические атрибуты были стандартизированы.

После анализа матрицы ряд атрибутов с коэффициентом сходимости более 0,6 был исключен из дальнейших расчетов (рис. 3). Всего было оставлено 23 атрибута и произведен повторный расчет главных компонент.

Было рассчитано 23 компоненты, кумулятивный вклад 19 первых из них составил 95,3 %. Кубы этих 19 компонент были использованы для классификации (рис. 4).

2. Подготовка данных для классификации

На первом этапе классификации выполнено масштабирование (upscaling) исходной литологической кривой для исключения тонких прослоев (< 1 м).

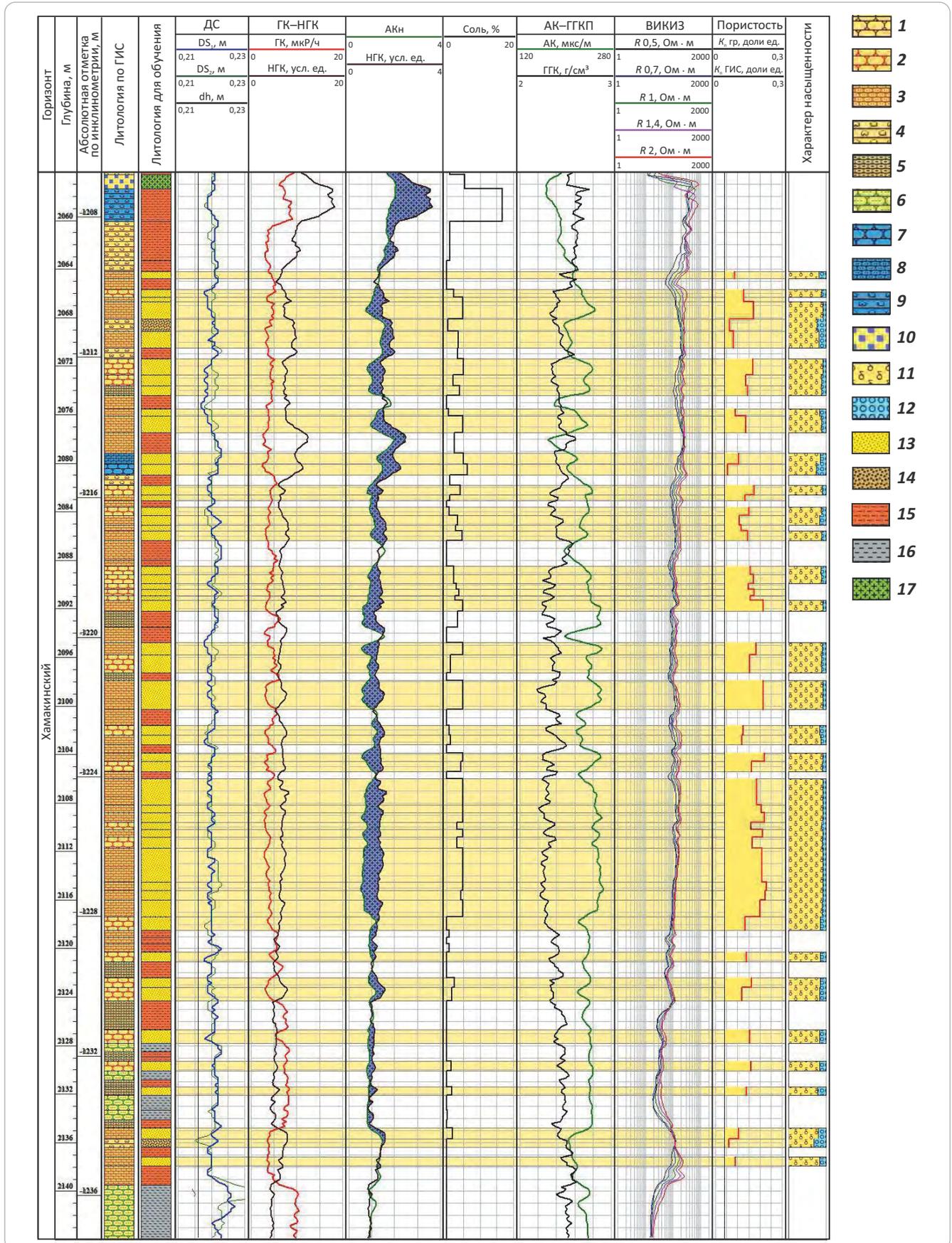
Полученные в результате фильтрации кривые литологии (upscaled) с заданным шагом 2 м (extracted) переданы на следующий этап — обучение.

3. Обучение нейронной сети

После создания обучающего набора из входных данных по нему выполняется процесс обучения, чтобы сформировать набор нейронов, представляющих данные. Эти нейроны (в данном случае это наборы атрибутов в точке пространства с определенными координатами) используются в качестве основы для классификации. Вначале выполнена стабилизация — к обучающему набору данных в позициях скважин, который может не полностью представлять сейсмические данные в областях, удаленных от скважин, добавлены дополнительные сейсмические данные по сети с шагом 10 инлайнов/кросслайнов. Затем проведено многократное тестирование нескольких параметров обучения в различных сочетаниях, наиболее значимые из которых — число итераций, минимальное и максимальное значение альфа. Диапазон значений альфа

Рис. 2. Фрагмент планшета по скв. 3041 с результатами интерпретации ГИС по методике выделения литотипов по фильтрационно-емкостным свойствам

Fig. 2. Fragment of composite log for 3041 well showing the results of log data interpretation using the method of lithotype identification according to their porosity and permeability

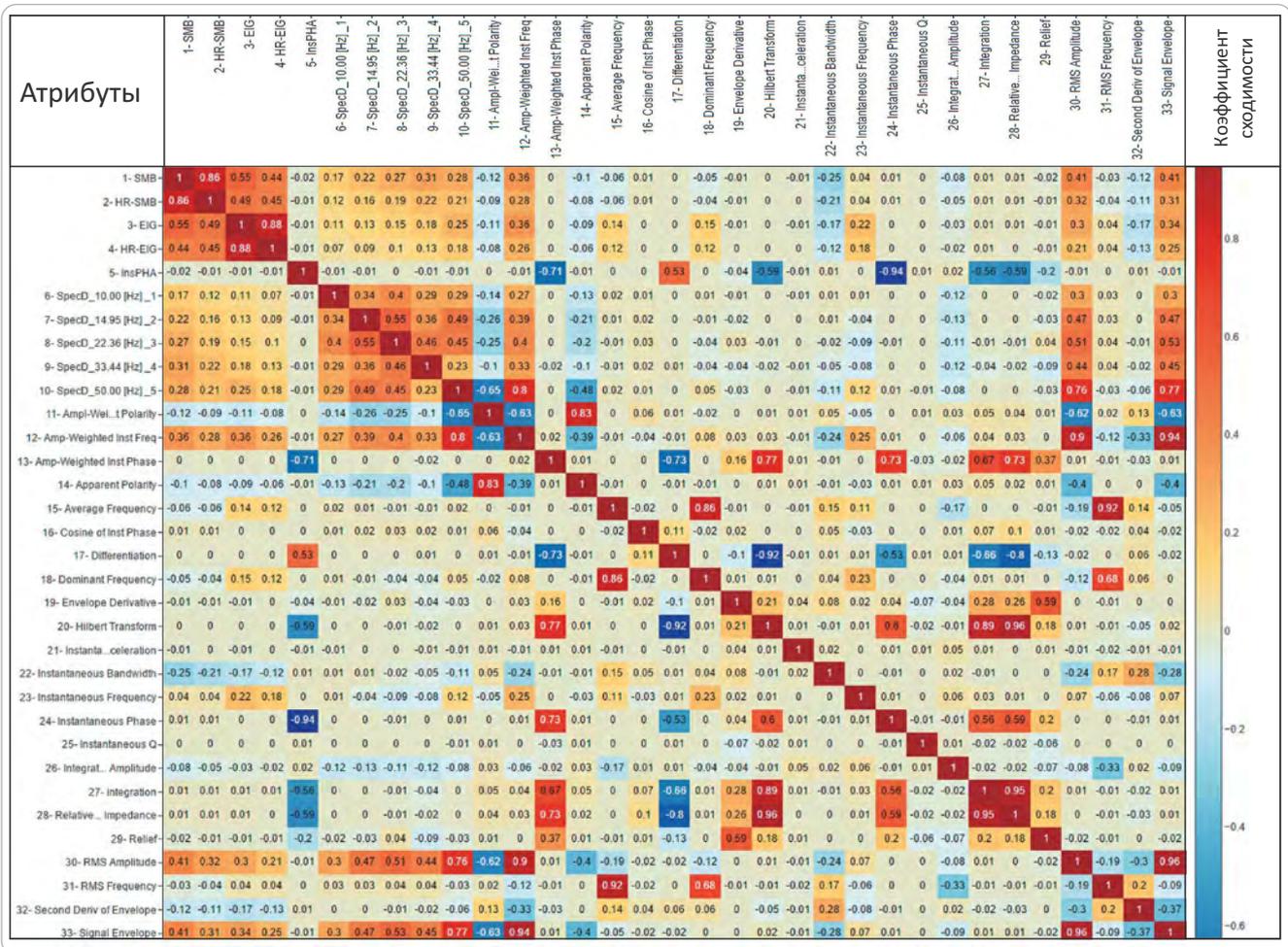


Усл. обозначения к рис. 2
Legend for Fig. 2

Песчаник (1–3): 1 — крупнозернистый, 2 — среднезернистый, 3 — мелкозернистый; 4 — гравелит; 5 — песчаник глинистый; 6 — алевролит глинистый; **песчаник засоленный (7, 8):** 7 — крупнозернистый, 8 — мелкозернистый; 9 — гравелит засоленный; 10 — засоленные породы; 11 — газонасыщенность; 12 — водонасыщенность; **для обучения (13–17):** 13 — песчаник, 14 — гравелит, 15 — неколлектор, 16 — аргиллит/алевролит, 17 — засоленная порода

Sandstone (1–3): 1 — coarse-grained, 2 — medium-grained, 3 — fine-grained; 4 — gravelstone; 5 — argillaceous sandstone; 6 — argillaceous siltstone; **saline sandstone (7, 8):** 7 — coarse-grained, 8 — fine-grained; 9 — saline gravelstone; 10 — saline rocks; 11 — gas saturation; 12 — water saturation; **for training (13–17):** 13 — sandstone, 14 — gravelstone, 15 — non-reservoir, 16 — claystone/siltstone, 17 — saline rock

Рис. 3. Фрагмент матрицы анализа сходимости атрибутов
Fig. 3. Fragment of matrix of attribute convergence analysis



определяет расстояние, на которое нейроны перемещаются в направлении каждой выборки (или от нее), добавленной к набору нейронов в ходе одной итерации. Число вариантов прогноза ограничивается параметрами вычислительной системы и разумными временными рамками.

На этапе обучения данные вдоль траектории каждой скважины классифицируются с применением окончательного набора нейронов. Используется три метода классификации, в каждом из них зад

Рис. 4. Примеры компонентных кубов
Fig. 4. Examples of component cubes

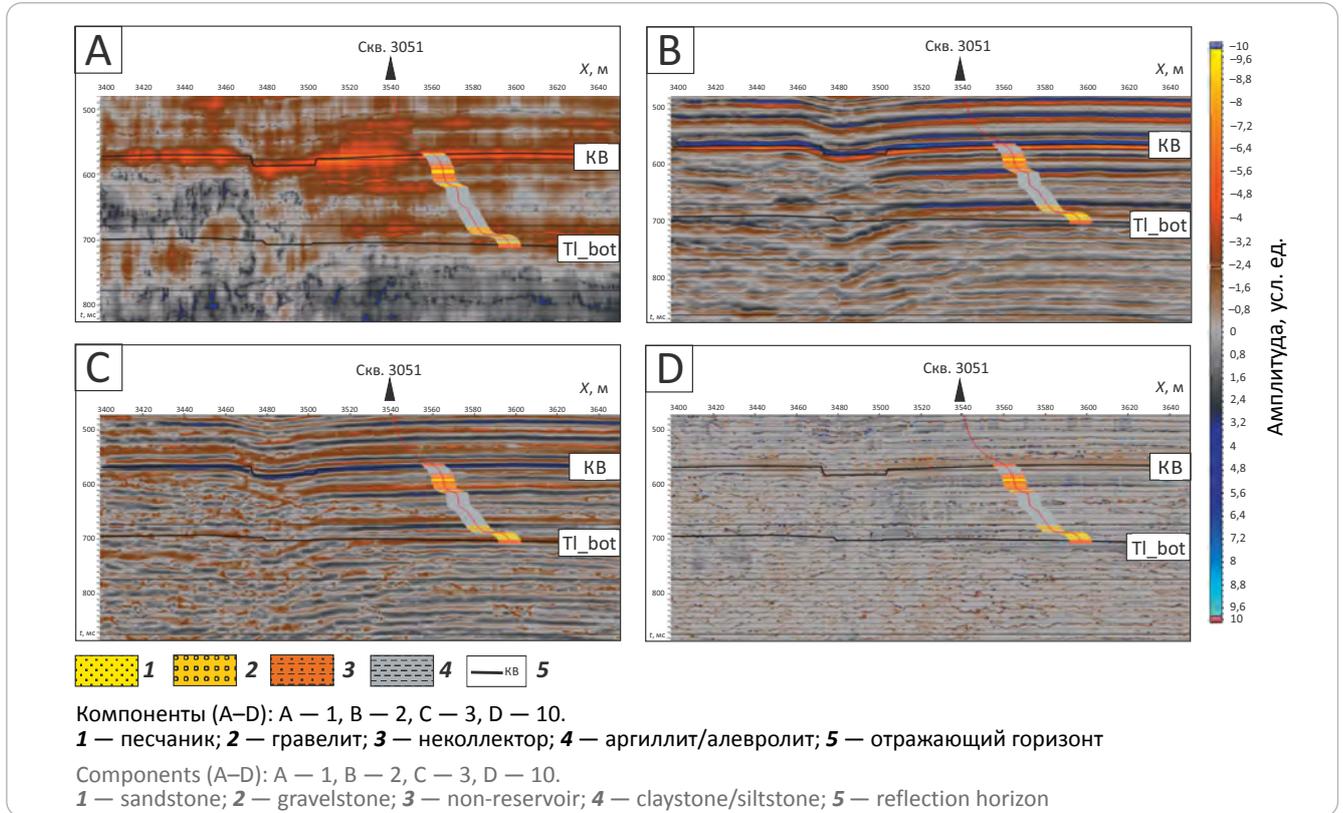


Рис. 5. Пример тестирования значений параметра α_{max} на этапе обучения нейронной сети — скв. 3041
Fig. 5. Example of testing the values of α_{max} parameter in the stage of neural net training — 3041 well

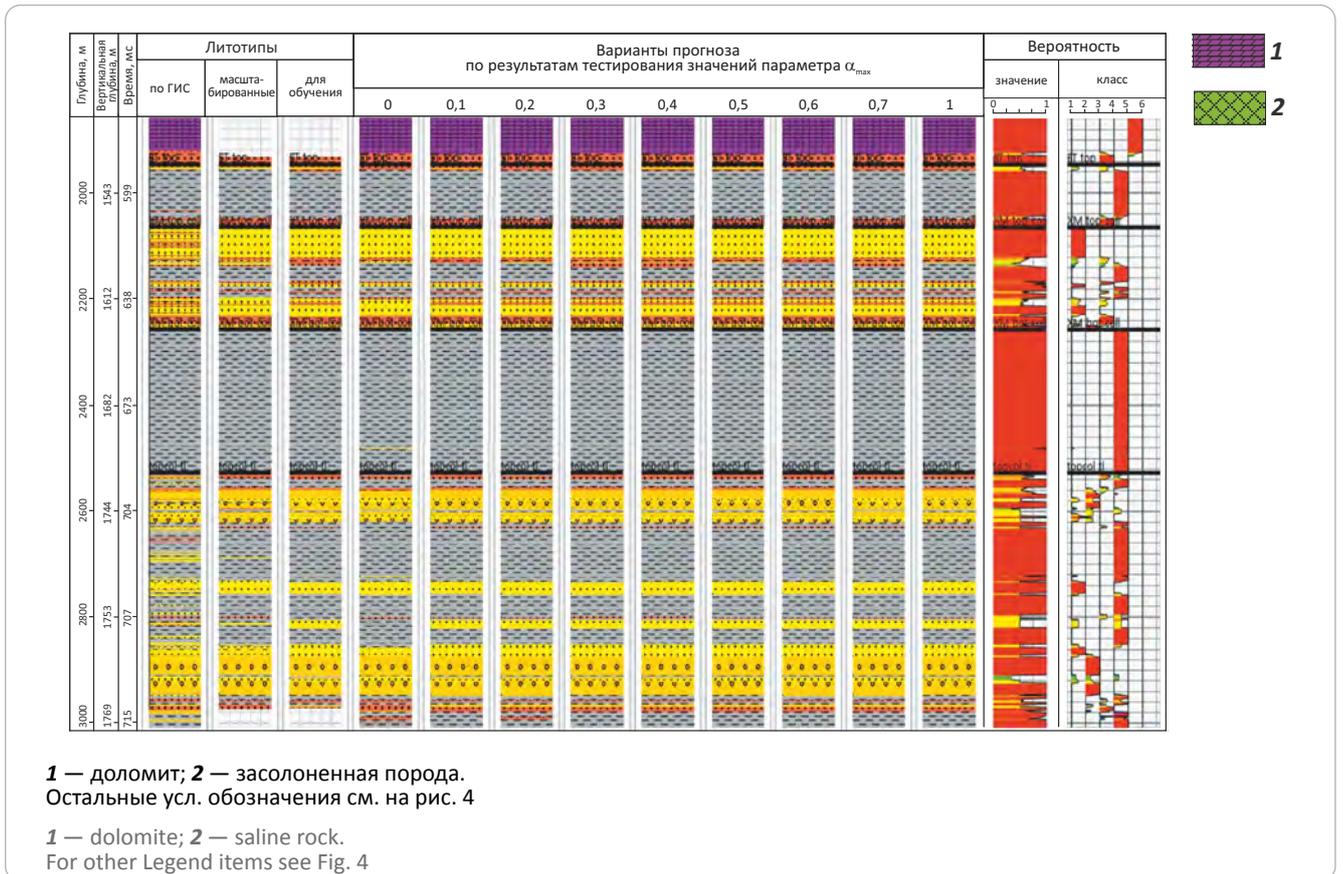
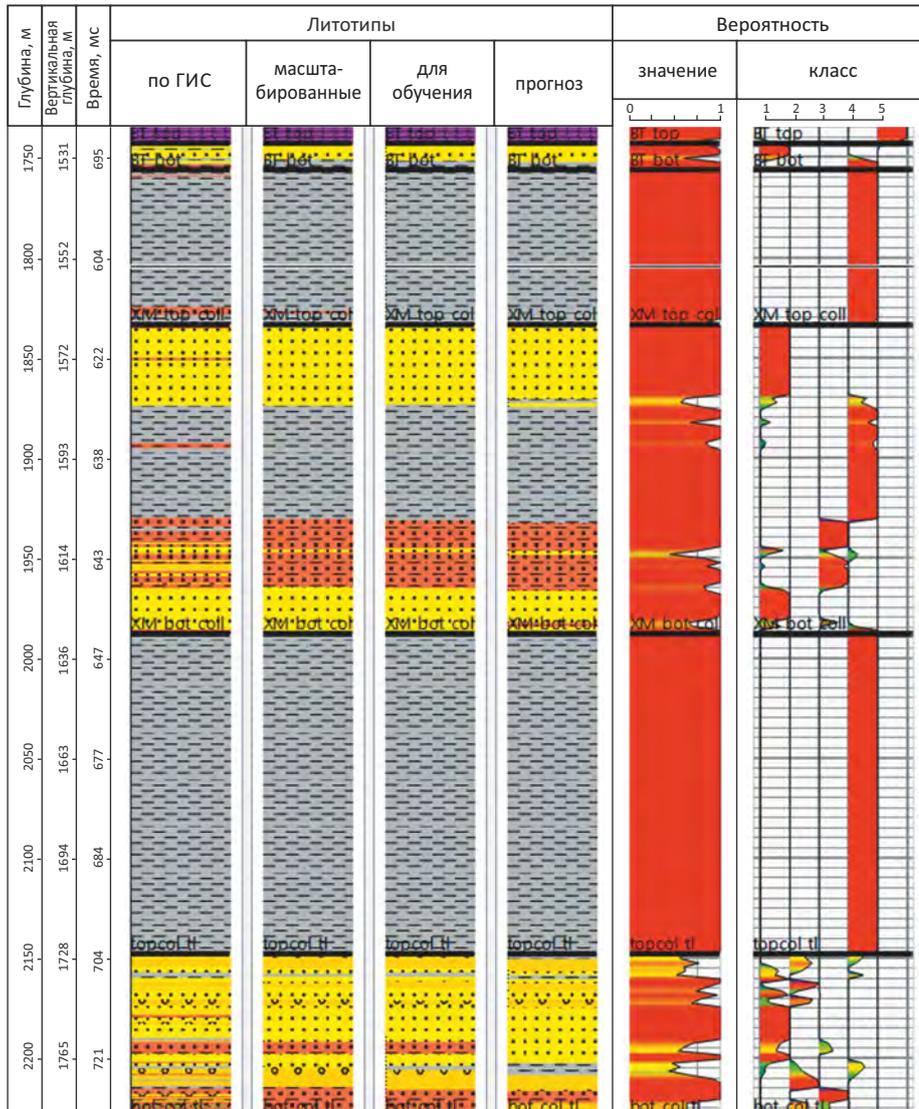




Рис. 6. Результаты обучения нейронной сети — скв. 2047
 Fig. 6. Results of neural network training — 2047 well



Усл. обозначения см. на рис. 4, 5

For Legend see Fig. 4, 5

Выбор окончательного варианта параметров обучения производился на основе совместного анализа различных коэффициентов корреляции по скважинам и визуальной оценки разрезов скважин и кубов литологии. В связи с тем, что в расчетах участвовали в основном наклонно-направленные и горизонтальные скважины, привязка которых к временному разрезу затруднена и неоднозначна, авторами статьи были выполнены расчеты как во временной области, так и в глубинной. Средний коэффициент корреляции по скважинам оказался равным 83 % во временной области и 93 % в глубинной, коэффициент Мэтьюза составил 0,71 и 0,91 соответственно. Коэффициент корреляции Мэтьюза использован для оценки качества прогноза, значения которого изменяются в диапазоне от -1 до +1, где значение +1

означает идеальный прогноз, 0 — прогноз не лучше случайного, -1 указывает на большое расхождение между прогнозом и фактическими данными.

По результатам тестирования выбирается вариант параметров, при котором прогнозный литотип скважин лучше всего соответствует литологическому составу по ГИС, при этом распределение литотипов в межскважинном пространстве максимально соответствует представлению авторов о геологическом строении объекта (рис. 6, см. рис. 5).

4. Классификация и сглаживание

На следующем этапе выполнена классификация разреза по обобщенной литологии с параметрами, протестированными в процессе обучения. В результате получены кубы литологии — шесть

Рис. 7. Пример рассчитанных кубов литологии и вероятностей
Fig. 7. Example of calculated lithology and probability cubes

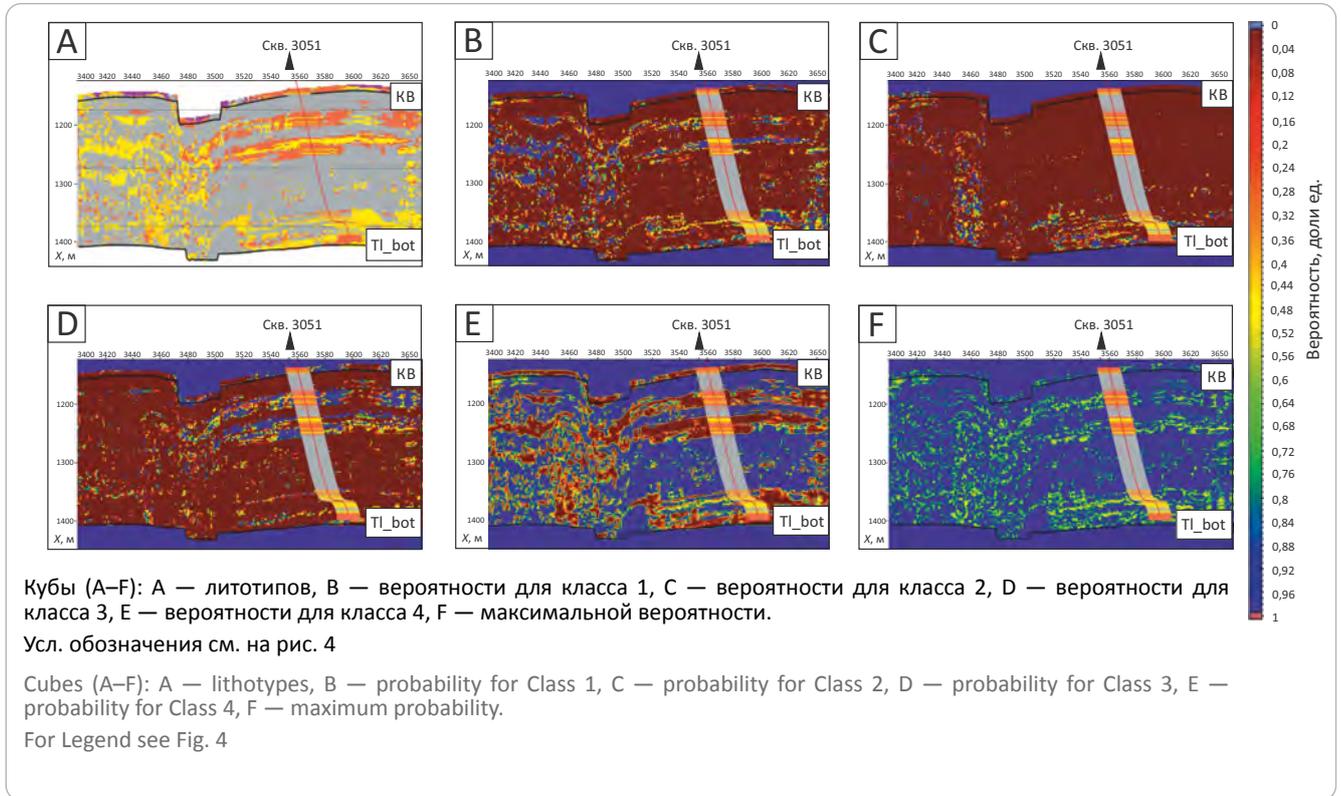
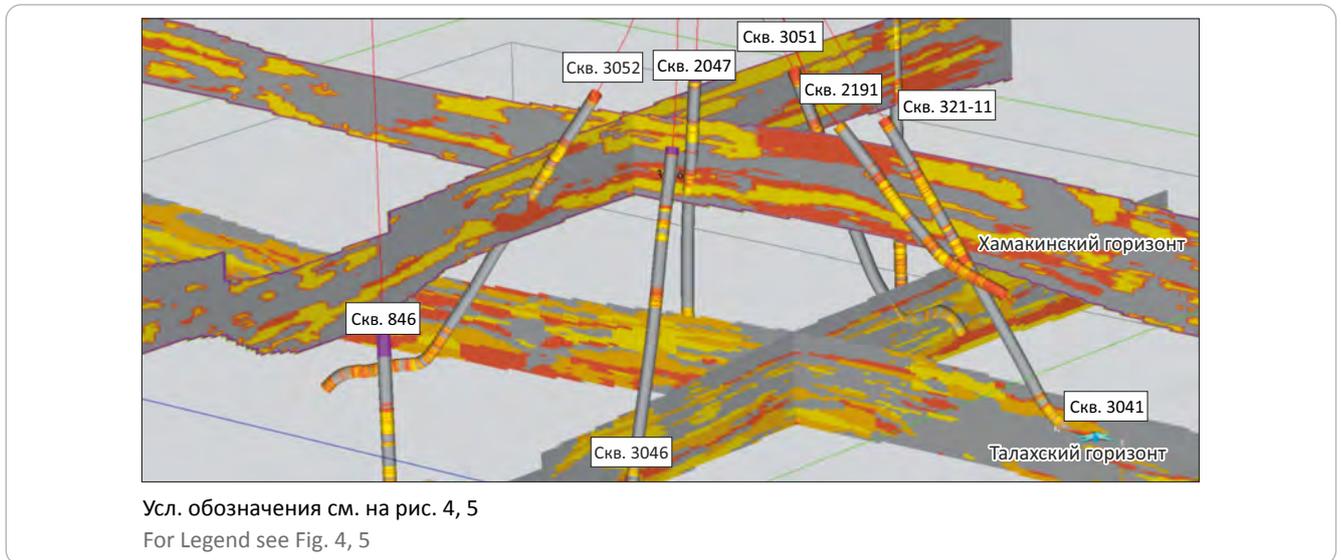


Рис. 8. Пример кубов литологии для талахского и хамакинского горизонтов после процедуры сглаживания
Fig. 8. Example of lithology cubes for the Talakhsky and Khamakinsky horizons after smoothing



классов в соответствии с кривой литологии по скважинам и кубы вероятностей выделенных литотипов — максимальной вероятности по всем классам и отдельно для каждого класса (рис. 7).

На заключительном этапе проводилось сглаживание полученных кубов литологии и вероятностей. Сглаживание снижает зашумленность и улучшает латеральную выдержанность фаций. В процессе сглаживания используются структурные атрибуты Dip/Azimuth (рис. 8).

Результаты прогнозирования коллекторов

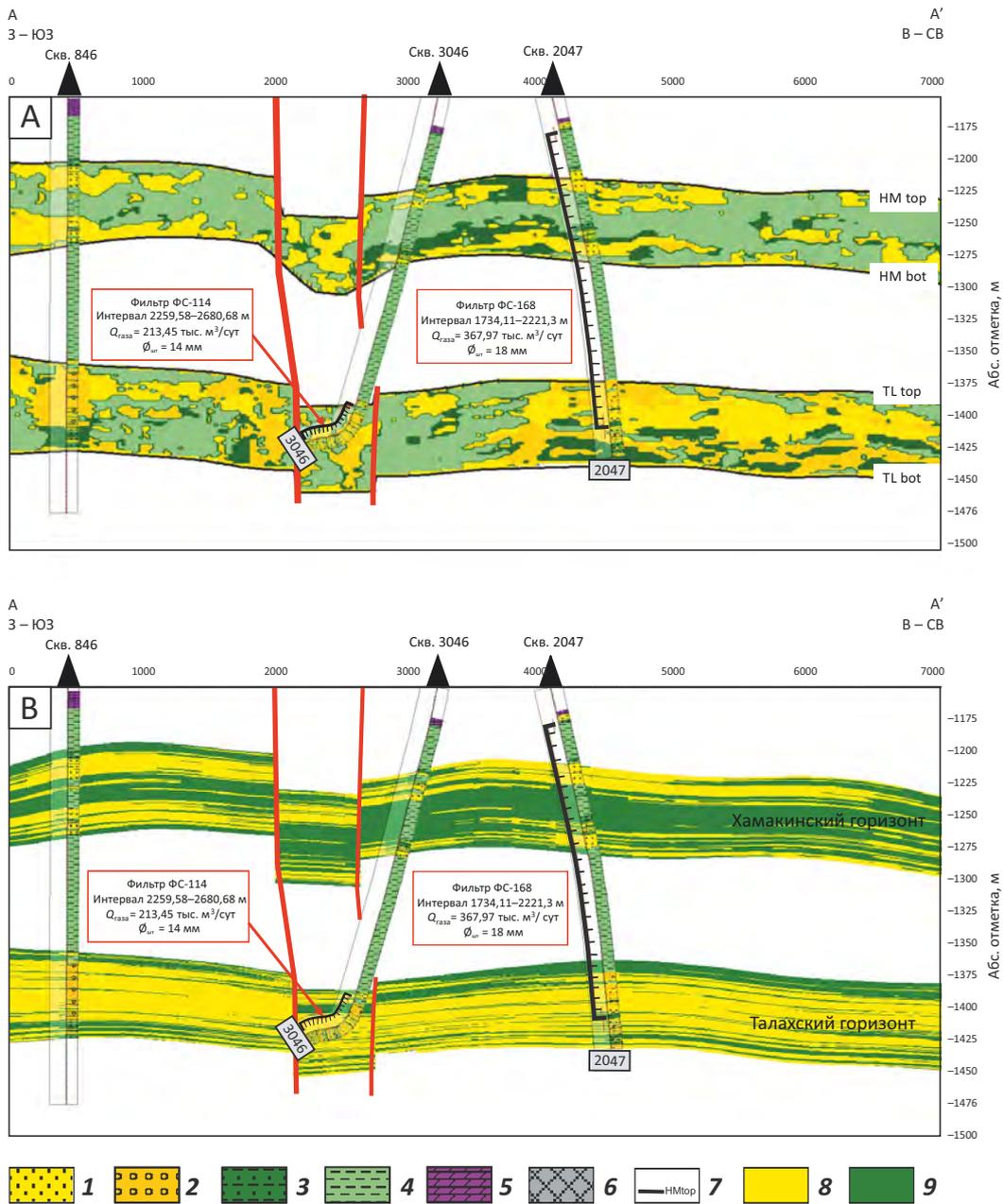
Классификация с обучением нейронных сетей по скважинам была выполнена в двух вариантах — во временном и глубинном масштабах. В первом случае для сравнения с результатами геологического моделирования осуществлено преобразование временного куба литологии в глубинный с использованием простейшей скоростной модели. Во втором — исходный временной мигрированный куб был преобразован в глубинный, а далее произведе-



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 9. Сопоставление результатов классификации (А) и геологического моделирования (В) для хамакинского и талахского горизонтов по линии скважин 846 – 3046 – 2047

Fig. 9. Comparison of classification (A) and geological modelling (B) results for Khamakinsky and Talakhsy horizons along the line of 846 – 3046 – 2047 wells

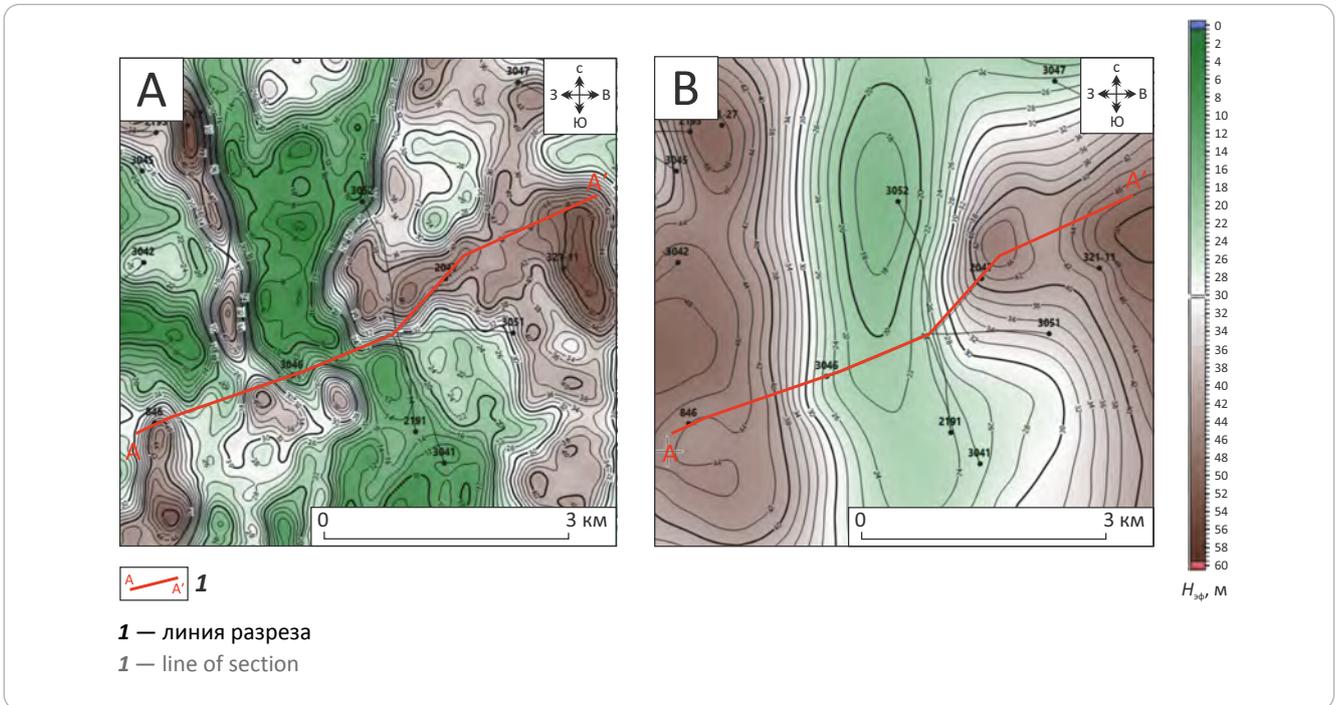


ны расчеты по уже описанному алгоритму с расчетом отдельных кубов для хамакинского и талахского горизонтов. Полученный результат, по мнению авторов статьи, является более логичным с точки зрения геологической модели из подсчета запасов и имеет наилучшее соответствие разрезам скважин (рис. 9, 10).

На приведенных фрагментах глубинных разрезов и карт эффективных толщин видны существен-

ные отличия в отображении строения продуктивных горизонтов, что связано с различием методик создания геологической модели при подсчете запасов и создания локального прогнозного куба литологии при помощи атрибутивного анализа с применением алгоритмов нейронных сетей. В первом случае учитываются разрезы вертикальных поисковых и разведочных скважин и отметки кровли пласта добывающих скважин. Распределение литотипов

Рис. 10. Фрагмент карты эффективных толщин для талахского горизонта из прогнозного куба литологии (А) и геологической модели подсчета запасов (В)
Fig. 10. Fragment of net thickness map for the Talakshy Horizon from the predicted lithology cube (A) and from geological model used in reserves assessment (B)



и фильтрационно-емкостных свойств в межскважинном пространстве производится различными методами интерполяции от субвертикальных скважин. В связи с этим карты эффективных толщин получают генерализованными, а на разрезах видно возможное завышение и/или занижение значений эффективных толщин в местах, не подтвержденных скважинами. В то же время, при всех погрешностях преобразования время/глубина сейсмических данных в этой работе, можно отметить более дифференцированное распределение литологических разностей по разрезу продуктивных горизонтов и, как следствие, — более дифференцированные карты эффективных толщин. Таким образом можно уточнить распределение зон с улучшенными коллекторскими свойствами для оптимизации размещения кустов добывающих скважин.

Из куба литологии были извлечены объемные тела (Geobody), состоящие из связанных ячеек, которые представлены литотипами коллекторов — песчаников и гравелитов (рис. 11).

Из представленных сопоставлений прогнозных локальных геологических моделей по алгоритму нейронных сетей и геологической модели видно, что адаптивная модель, построенная с учетом атрибутного анализа, значительно уточняет модель, построенную только по данным структурной сейсморазведки для подсчета запасов. В моделях при удалении от скважин нарастают различия в распределении коллекторов, их связности и появлении рельефа коллекторов и неколекторов. Адаптивная

модель более сложная и приближенная к реальному распространению песчаных тел.

Выводы

Полученные авторами статьи хорошие результаты комплексной интерпретации сейсмических атрибутов и скважинных данных с применением алгоритмов нейронных сетей свидетельствуют о возможности повышения качества прогноза распределения литотипов в межскважинном пространстве как на уровне исследуемого куста, так и в пределах проектных кустов добывающих скважин.

Проведение расчетов в глубинном масштабе позволяет использовать наклонно-направленные и горизонтальные скважины, что значительно повышает точность прогноза.

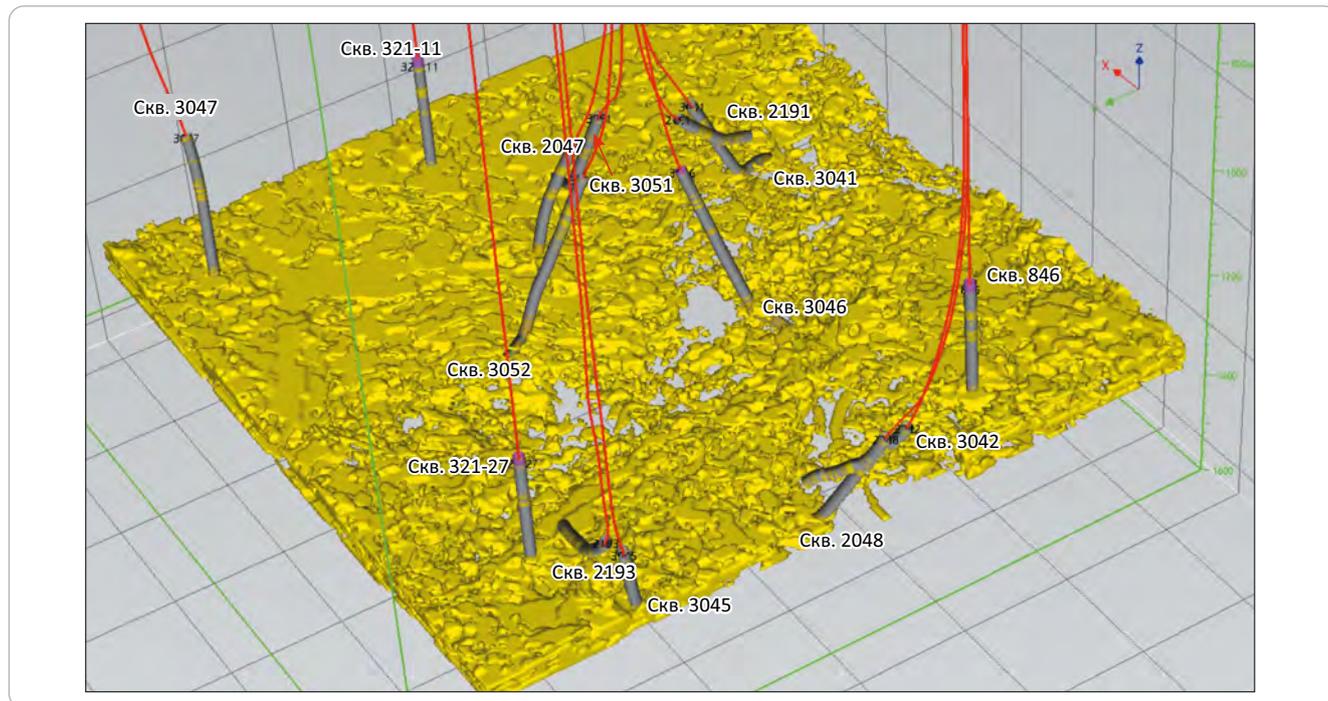
Анализ процедур и результатов разработанной методики показал, что, возможно, существует оптимальная площадь исследований с оптимальным числом обучающих скважин и литологических типов разреза для создания локальных геологических моделей, в которой достигается минимальная погрешность прогноза, что является предметом дальнейших исследований.

Представленная методика может быть использована не только для прогноза литологического состава, но и для прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, например пористости и характера насыщения пластов, что позволит максимально приблизить моделируемое геологическое строение залежей в районах кустового бурения к



Рис. 11. Пример распределения связанных в единое тело ячеек коллекторов в талахском горизонте

Fig. 11. Example of reservoir cells combined into a single body, the Talakhsy Horizon



реальному, выполнить локальный прогноз распространения коллекторов в районах проектных скважин для выработки рекомендаций по оптимизации размещения и освоения проектных эксплуатационных скважин. Объединенные в общую модель результаты построения локальных моделей по дан-

ным сейсморазведки и ГИС в областях всех разведочных скважин и пробуренных кустов эксплуатационных скважин будут способствовать уточнению геологической 3D-модели Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения для подсчета запасов и гидродинамического моделирования.

Литература

1. Поляков Е.Е., Ивченко О.В., Семенова К.М., Стрекозин В.В., Никульникова Н.А., Ромащенко С.Ю., Чурикова И.В., Кондратьева Л.А., Колотуценко Л.Д., Трухин В.Ю., Вотякова Т.А. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) ПАО «Газпром» // Вести газовой науки. – 2017. – Т. 31. – № 3. – С. 172–186.
2. Поляков Е.Е., Чурикова И.В., Пылев Е.А., Чуриков Ю.М., Семенов Е.О., Симонов А.В. Проблемы определения коэффициента проницаемости по геофизическим исследованиям скважин для сложнопостроенных коллекторов вендского периода Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения на этапе эксплуатационного бурения // Территория нефтегаз. – 2018. – № 10. – С. 30–41.
3. Поляков Е.Е., Пылев Е.А., Чурикова И.В., Семенов Е.О., Чуриков Ю.М. и др. Продуктивность сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаюдинского месторождения в зависимости от литолого-петрофизических свойств и геолого-технических условий вскрытия отложений // Территория нефтегаз. – 2017. – № 12. – С. 22–32.
4. Пылев Е.А., Крылов Д.Н., Чуриков Ю.М., Смирнов А.С., Кожевников С.В., Чупова И.М. Современные достижения и проблемы промысловой геологии и геофизики ПАО «Газпром» // Вести газовой науки. – 2018. – Т. 35. – № 3. – С. 168–180.
5. Чуриков Ю.М., Пылев Е.А., Силаева Е.А., Чурикова И.В. Литофациальное районирование как основа уточнения зависимостей фильтрационно-емкостных свойств для сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения // Территория нефтегаз. – 2019. – № 1. – С. 20–41.
6. Чуриков Ю.М. Закономерности изменения граничных значений фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов вендских отложений месторождений газотранспортной системы «Сила Сибири» в зависимости от глубины залегания и фациальной принадлежности отложений // Территория нефтегаз. – 2019. – № 6. – С. 20–41.
7. Чуриков Ю.М., Пылев Е.А., Чурикова И.В., Силаева Е.А. Модели интерпретации данных каротажа, разработанные для ботубинского горизонта Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения на основе литофациального районирования вендских отложений // Вести газовой науки. – 2019. – Т. 41. – № 4. – С. 142–152.
8. Чуриков Ю.М., Пылев Е.А., Поляков Е.Е. Обобщенные зависимости между фильтрационно-емкостными и физическими свойствами вендских отложений на месторождениях, входящих в газотранспортную систему «Сила Сибири» // Вести газовой науки. – 2019. – Т. 41. – № 4. – С. 106–120.
9. Чурикова И.В., Пылев Е.А., Семенов Е.О., Чуриков Ю.М., Семенова Е.В., Чудина А.А., Симонов А.В. Особенности распространения и свойства засоленных коллекторов венда Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. – 2019. – Т. 41. – № 4. – С. 153–163.

10. *Hami-Eddine K., Klein P., Richard L., De Ribet B., Grout M.* A new technique for lithology and fluid content prediction from prestack data: An application to a carbonate reservoir // Interpretation. – 2015. – Т. 3. – № 1. – SC19–SC32. DOI:10.1190/INT-2014-0049.1.
11. *Klarner S., Malinovskaya O.* Benchmarking probabilistic lithotype prediction from seismic data against neural network-derived results [Электронный ресурс] // Explorer. – 2020. – Режим доступа: <https://www.pdgm.com/resource-library/articles-and-papers/2020/Benchmarking-Probabilistic-Lithotype-Prediction-fr> (дата обращения 12.07.2021).
12. *Klarner S., Kirnos D., Ivanova N., Gritsenko A., Malinovskaya O.* Comparing Bayesian and neural network supported lithotype prediction from seismic data // First Break. – 2020. – Т. 38. – С. 75–79. DOI:10.3997/1365-2397.fb2020053.

References

1. *Polyakov E.E., Ivchenko O.V., Semenova K.M., Strekozin V.V., Nikul'nikova N.A., Romashchenko S.Yu., Churikova I.V., Kondrat'eva L.A., Kolotushchenko L.D., Trukhin V.Yu., Votyakova T.A.* Scientific tasks solved at calculating hydrocarbon reserves of Chayanda oil-gascondensate field. *Vesti gazovoi nauki.* 2017;31(3):172–186. In Russ.
2. *Polyakov E.E., Churikova I.V., Pylev E.A., Churikov Yu.M., Semenov E.O., Simonov A.V.* Issues on the Permeability Coefficient Determination by Geophysical Well Logging for the Composite Reservoirs of Vendian Period in the Chayandinskoe Oil and Gas Condensate Field at the Developmen Drilling Stage. *Oil and Gas Territory.* 2018;(10):30–61. In Russ.
3. *Polyakov E.E., Pylev E.A., Churikova I.V., Semenov E.O., Churikov Yu.M. et al.* Productivity of complex terrigenous reservoirs of the vendian of the Chayandinskoe field depending on the lithological and petrophysical properties and geological and technical conditions of the open-cut of sediments. *Oil and Gas Territory.* 2017;(12):22–32. In Russ.
4. *Pylev E.A., Krylov D.N., Churikov Yu.M., Smirnov A.S., Kozhevnikov S.V., Chupova I.M.* State-of-art achievements and issues of field geology and geophysics in the Gazprom PJSC. *Vesti gazovoi nauki.* 2018;35(3):168–180. In Russ.
5. *Churikov Yu.M., Pylev E.A., Silaeva E.A., Churikova I.V.* Lithofacies zoning as a basis for updating the dependencies of reservoir properties for complex terrigenous reservoirs of the vendian of the Chayandinskoe oil and gas condensate field. *Oil and Gas Territory.* 2019;(1):20–41. In Russ.
6. *Churikov Yu.M.* Regularities of Changes in the Cutoff Values of Formation Reservoir Properties of Productive Reservoirs of Vendian Deposits of the "Power Of Siberia" Gas Transmission System, Depending on the Depth and Facies of Sediments. *Oil and Gas Territory.* 2019;(6):20–41. In Russ.
7. *Churikov Yu.M., Pylev E.A., Churikova I.V., Silaeva E.A.* Well-log interpretation models designed for Botuoba horizon of Chayanda oil-gas-condensate field using lithofacies zoning of Vendian sediments. *Vesti gazovoi nauki.* 2019;41(4):142–152. In Russ.
8. *Churikov Yu.M., Pylev E.A., Polyakov E.E.* Generalized dependencies between reservoir and physical properties of Vendian deposits at fields associated with the "Power of Siberia" gas transportation system. *Vesti gazovoi nauki.* 2019;41(4):106–120. In Russ.
9. *Churikova I.V., Pylev E.A., Semenov E.O., Churikov Yu.M., Semenova E.V., Chudina A.A., Simonov A.V.* Distribution and properties of saline Vendian reservoirs belonging to Chayanda oil-gas-condensate field. *Vesti gazovoi nauki.* 2019;41(4):153–163. In Russ.
10. *Hami-Eddine K., Klein P., Richard L., De Ribet B., Grout M.* A new technique for lithology and fluid content prediction from prestack data: An application to a carbonate reservoir. *Interpretation.* 2015;3(1):SC19–SC32. DOI:10.1190/INT-2014-0049.1.
11. *Klarner S., Malinovskaya O.* Benchmarking probabilistic lithotype prediction from seismic data against neural network-derived results. *Explorer.* 2020. – Available at: <https://www.pdgm.com/resource-library/articles-and-papers/2020/Benchmarking-Probabilistic-Lithotype-Prediction-fr> (accessed on 12.07.2021).
12. *Klarner S., Kirnos D., Ivanova N., Gritsenko A., Malinovskaya O.* Comparing Bayesian and neural network supported lithotype prediction from seismic data. *First Break.* 2020;38:75–79. DOI:10.3997/1365-2397.fb2020053.

Информация об авторах

Пинчук Анатолий Владиславович

Главный специалист

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,
Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

e-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru

Пылев Евгений Анатольевич

Кандидат географических наук,

и. о. заместителя генерального директора по науке,
начальник центра развития МСБ

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,
Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

e-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru

Information about authors

Anatolii V. Pinchuk

Chief Specialist

Gazprom VNIIGAZ,

15, str. 1, Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,
Moscow region, 142717, Russia

e-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru

Evgenii A. Pylev

Candidate of Geographic Sciences,

Acting Deputy General Director for Science,
Head of the Mineral Reserve Base Development Center

Gazprom VNIIGAZ,

15, str. 1, Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,
Moscow region, 142717, Russia

e-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru

Поляков Евгений Евгеньевич

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,
Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1
e-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru

Творогов Михаил Анатольевич

Главный специалист
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,
Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1
e-mail: M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0002-4941-4242

Чурикова Ирина Владимировна

Начальник лаборатории
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,
Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1
e-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

Evgenii E. Polyakov

Doctor of Geologo-Mineralogical Sciences,
Chief Researcher
Gazprom VNIIGAZ,
15, str. 1, Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,
Moscow region, 142717, Russia
e-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru

Mikhail A. Tvorogov

Chief Specialist
Gazprom VNIIGAZ,
15, str. 1, Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,
Moscow region, 142717, Russia
e-mail: M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0002-4941-4242

Irina V. Churikova

Head of Laboratory
Gazprom VNIIGAZ,
15, str. 1, Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,
Moscow region, 142717, Russia
e-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

УДК 550.834.05 + 550.8.052 + 551.7.022 + 551.87

DOI 10.31087/0016-7894-2022-2-31-44

Особенности строения продуктивного интервала отложений нижнего и среднего миоцена (дагинский горизонт) на участке Киринского блока Сахалинского шельфа

© 2022 г. | В.И. Шегай¹, Я.И. Штейн², А.В. Толстик³¹ООО «ПетроТрейс», Москва, Россия; vadim.shegay@ptgeos.com;²ООО «Арктический Научный Центр», Москва, Россия; iaishstein@rn-anc.ru;³ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия; a_tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 21.12.2021 г.

Доработана 17.01.2022 г.

Принята к печати 25.01.2022 г.

Ключевые слова: *Охотоморский регион; Сахалин; Киринский блок; сиквенс-стратиграфия; фациальный анализ; дагинский горизонт, коллектор.*

Аннотация: Изучение разреза целевых средне- и верхнедагинского подгоризонтов ($N_1^{1-2}dg$ — ранний – средний миоцен, ОГ 6а – ОГ 6) в пределах Киринского перспективного лицензионного участка шельфа Охотского моря выполнено на основе комплексного анализа скважинных и сейсмических данных. В изучаемом интервале выделено семь седиментационных циклитов (SB_6-SB_0), для каждого из которых построены фациальные схемы. Исследования показали, что в течение большей части указанного периода преобладал регрессивный характер осадконакопления, в результате чего был сформирован проградационный пакет парасиквенсов (SB_6-SB_2). В конце дагинского времени регрессия сменяется агградацией. Сформированный в это время циклит SB_1 характеризуется высокой песчаностью и хорошей латеральной выдержанностью. Завершает формирование дагинского комплекса развитый локально трансгрессивный циклит SB_0 . Ареал его распространения ограничивается западной частью Киринского участка. Такие особенности строения верхнедагинского подгоризонта обусловили несоответствие индексации продуктивных пластов используемой на объектах западной части исследуемой площади (Лунское, Южно-Лунское месторождения) схеме расчленения целевого продуктивного разреза, принятого на Киринском, Южно-Киринском и Мынгинском месторождениях южной и восточной частей изучаемой площади. Результаты исследований, приведенные в данной статье, позволяют увязать в единую непротиворечивую систему все полученные в процессе геологического изучения месторождений фактические данные о строении продуктивного разреза крупного активно развивающегося газодобывающего района.

Для цитирования: Шегай В.И., Штейн Я.И., Толстик А.В. Особенности строения продуктивного интервала отложений нижнего и среднего миоцена (дагинский горизонт) на участке Киринского блока Сахалинского шельфа // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 31–44. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-31-44.

Structural features of Lower and Middle Miocene pay interval (Daginsky Horizon) in the area of the Kirinsky Block, the Sakhalin Shelf

© 2022 | V.I. Shegai¹, Ya.I. Shtein², A.V. Tolstikov³¹PetroTrace, Moscow, Russia; vadim.shegay@ptgeos.com;²Arkticheskii nauchnyi tsentr, Moscow, Russia; iaishstein@rn-anc.ru;³Gazprom VNIIGAZ, Moscow, Russia; a_tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

Received 21.12.2021

Revised 17.01.2022

Accepted for publication 25.01.2022

Key words: *the Sea of Okhotsk region; Sakhalin; Kirinsky Block; Sequence Stratigraphy; Facies Analysis; Daginsky Horizon, reservoir.*

Abstract: Studies of target Middle and Upper Daginsky subhorizon section ($N_1^{1-2}dg$ — Early – Middle Miocene, 6a Reflector – 6 Reflector) within the promising Kirinsky License Area on the Sea of Okhotsk Shelf were carried out on the basis of integrated analysis of well and seismic data. Seven depositional cyclothems (SB_6-SB_0) were identified in the interval under consideration with building facies schemes for each of them. The studies demonstrated that regressive sedimentation prevailed for much of the mentioned period, resulting in the formation of a progradational package of parasequences (SB_6-SB_2). In the late Daginsky time, the regression changes for aggradation. SB_1 cyclothem formed at that time has high net-to-gross and good lateral continuity. The locally occurring transgressive SB_0 cyclothem closes formation of the Daginsky series. Area of its occurrence is limited to the western part of the Kirinsky area. These structural features of the Upper Daginsky subhorizon are responsible for mismatch in indexing pay horizons, which is used for the objects in the western part of the study area (Lunskoe, South Lunskoe fields) in the target pay interval subdivision scheme accepted for the Kirinsky, South Kirinsky, and

Mynginsky fields in the southern and eastern parts of the area under consideration. Results of the studies presented in the paper allow obtaining a single consistent system that includes all actual data about pay section architecture within this large rapidly-developing gas producing region, which were obtained during the course of geological studies of the fields.

For citation: Shegai V.I., Shtein Ya.I., Tolstikov A.V. Structural features of Lower and Middle Miocene pay interval (Daginsky Horizon) in the area of the Kirinsky Block, the Sakhalin Shelf. *Geologiya nefti i gaza*. 2022;(2):31–44. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-31-44. In Russ.

Введение

На сегодняшний день промышленная нефтегазодобыча в пределах Киринского перспективного участка установлена в отложениях дагинского горизонта ($N_1^{1-2}dg$ — ранний – средний миоцен) [1–5]. Стратотипом является дагинская свита, развитая в среднем течении р. Даги (о-в Сахалин). В дагинской свите выделяется три подсвиты — нижняя, средняя и верхняя, сложенные преимущественно переслаиванием мощных пластов песчаников и алевролитов, содержащих прослойки глин. В средней части развиты пласты угля.

На месторождениях суши о-ва Сахалин (Канглийском, Монгинском), а также на морском Лунском месторождении по литологическим признакам и данным палеонтологических исследований разрез дагинского горизонта разделен на три подгоризонта: нижнедагинский (подугленосный), среднедагинский (угленосный), верхнедагинский (надугленосный). Расчленение отложений на участках акватории, расположенных восточнее (Южно-Лунское, Киринское, Южно-Киринское и Мынгинское месторождения), на сегодняшний день не выполнялось, поскольку палеонтологические исследования пород разреза не проводились. Существенную помощь в решении данного вопроса может оказать построенная и приведенная в данной статье схема межскважинной корреляции и взаимной увязки всех вскрытых разрезов акватории Киринского участка, подтвержденная результатами интерпретации сейсмических данных 3D, покрывающих значительную часть площади.

Главную роль в накоплении дагинских отложений сыграли крупные дельтовые системы, контролировавшие привнос и распределение песчаных осадков. В их строении отчетливо различаются дельтовая платформа, фронт дельты и продельта, в сторону бассейна переходящая в незатронутую процессами формирования дельты часть шельфа. Однонаправленность седиментационных потоков обеспечила ярко выраженную литологическую асимметрию. Мощность дагинских отложений уменьшается в восточном направлении. Одновременно с этим происходит региональное сокращение мощности песчаных пластов. Коллекторы выклиниваются и замещаются глинистыми породами.

Изучение закономерностей фациальной изменчивости и установление положения границы замещения коллекторов дагинского горизонта имеют высокую практическую ценность, позволяя снизить риски нефтегазопромышленных исследований и обеспечить более эффективную разработку место-

рождений. Решение поставленных задач обеспечила хорошая освещенность изучаемого участка сейсмическими, геолого-геофизическими и керновыми данными, а также высокое качество камеральной интерпретации и комплексного анализа сейсмических и скважинных данных, выполненных коллективом авторов статьи.

Корреляция и взаимная увязка разрезов скважин

В пределах Киринского блока северо-восточного шельфа о-ва Сахалин в разные годы открыто пять газо- и нефтегазоконденсатных месторождений (рис. 1). Каждое из них изучалось как самостоятельный объект, что отразилось на индексации продуктивных пластов дагинского горизонта. Вместе с достаточно интенсивной литолого-фациальной изменчивостью этих отложений это привело к значительным расхождениям в моделях расчленения целевого разреза по площади и, как следствие, — к погрешностям при исследовании истории развития этого участка шельфа.

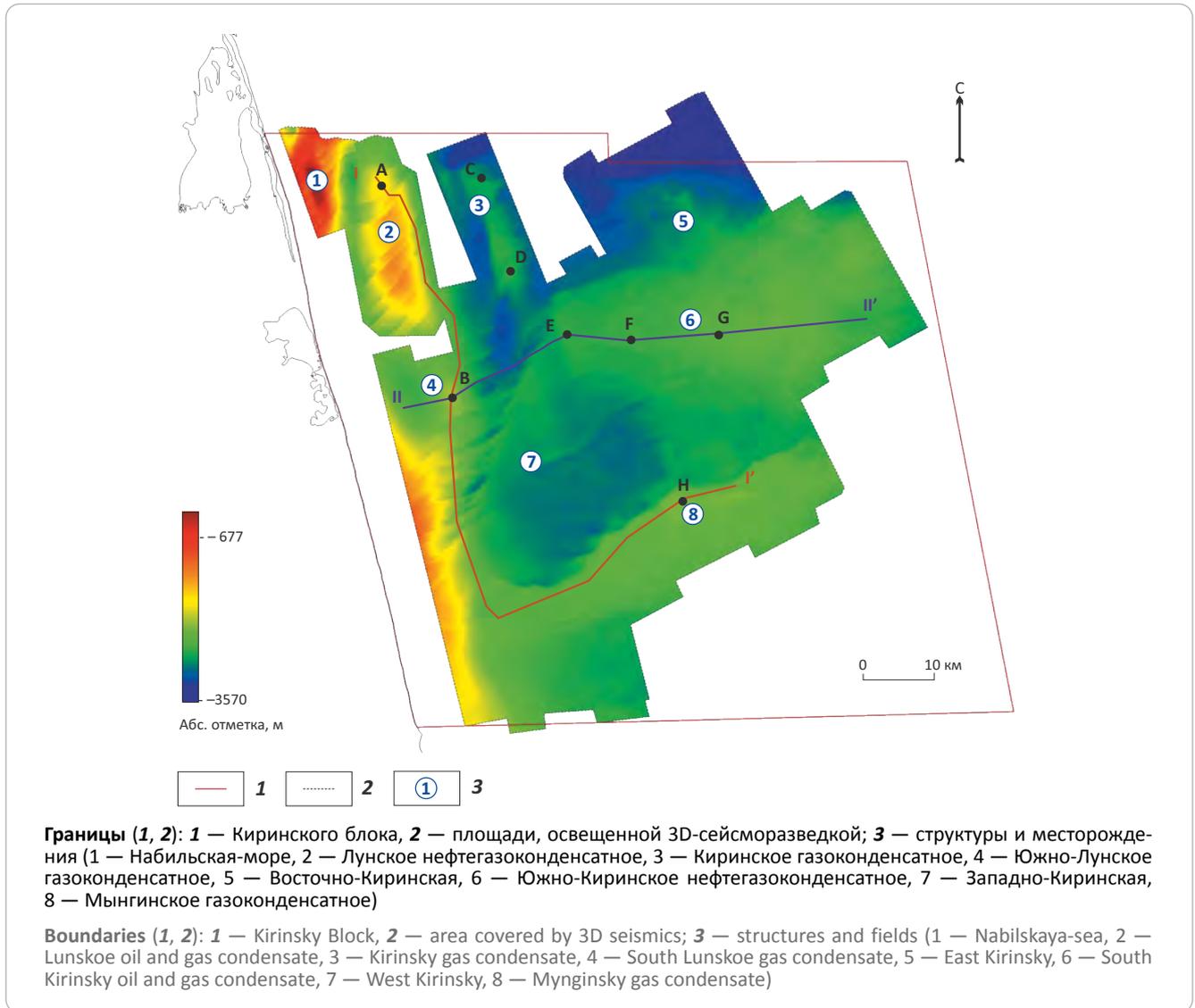
Учитывая это, на начальном этапе была проведена взаимная увязка разрезов пластов дагинского горизонта. Она выполнялась на основе комплексного анализа сейсморазведочных и скважинных данных. По результатам сейсмостратиграфической привязки скважин в целевом (дагинском) интервале разреза был достигнут высокий (0,75–0,85) коэффициент корреляции. Хорошая взаимная увязка между синтетическими и реальными сейсмограммами обеспечила высокую достоверность проводимых исследований.

Совместное изучение данных сейсморазведки и скважин показало, что наиболее выраженные в сейсмическом волновом поле отражения приурочены к поверхностям седиментационных циклов. В их названии использован индекс SB (sequence boundary), как это принято для обозначения таких стратиграфических единиц при выполнении сиквенс-стратиграфического анализа¹ [6–8]. В разрезе средне-позднедагинского разреза выделено шесть таких циклов.

Большой проанализированный объем материалов съемок 3D высокого качества позволил надежно проследить границы секвенций по сейсмическим данным. После этого хроностратиграфические гра-

¹Ольнева Т.В. Прогнозирование морфометрических характеристик литологических ловушек на основе объектно-ориентированного сейсмогеологического анализа : автореф. дисс. ... д-ра геол.-минерал. наук. — СПб. : Санкт-Петербургский гос. ун-т, 2018. — 37 с.

Рис. 1. Схема расположения опорных разрезов на структурной схеме по ОГ Dgl
Fig. 1. Location map: reference sections on the structural scheme of Dgl Reflector



ницы были прослежены и по скважинам (рис. 2, 3, см. рис. 1). Проведенные изыскания выявили несоответствие индексации продуктивных пластов Лунского и Южно-Лунского месторождений схеме расчленения целевого продуктивного разреза, принятого на Киринском, Южно-Киринском и Мынгинском месторождениях. Это наглядно иллюстрирует сводная таблица взаимной корреляции пластов дагинского горизонта (таблица). Выявленные различия объясняются тем, что в западной части изучаемого участка развиты отложения циклита SB₀ и увеличены толщины интервала SB₁.

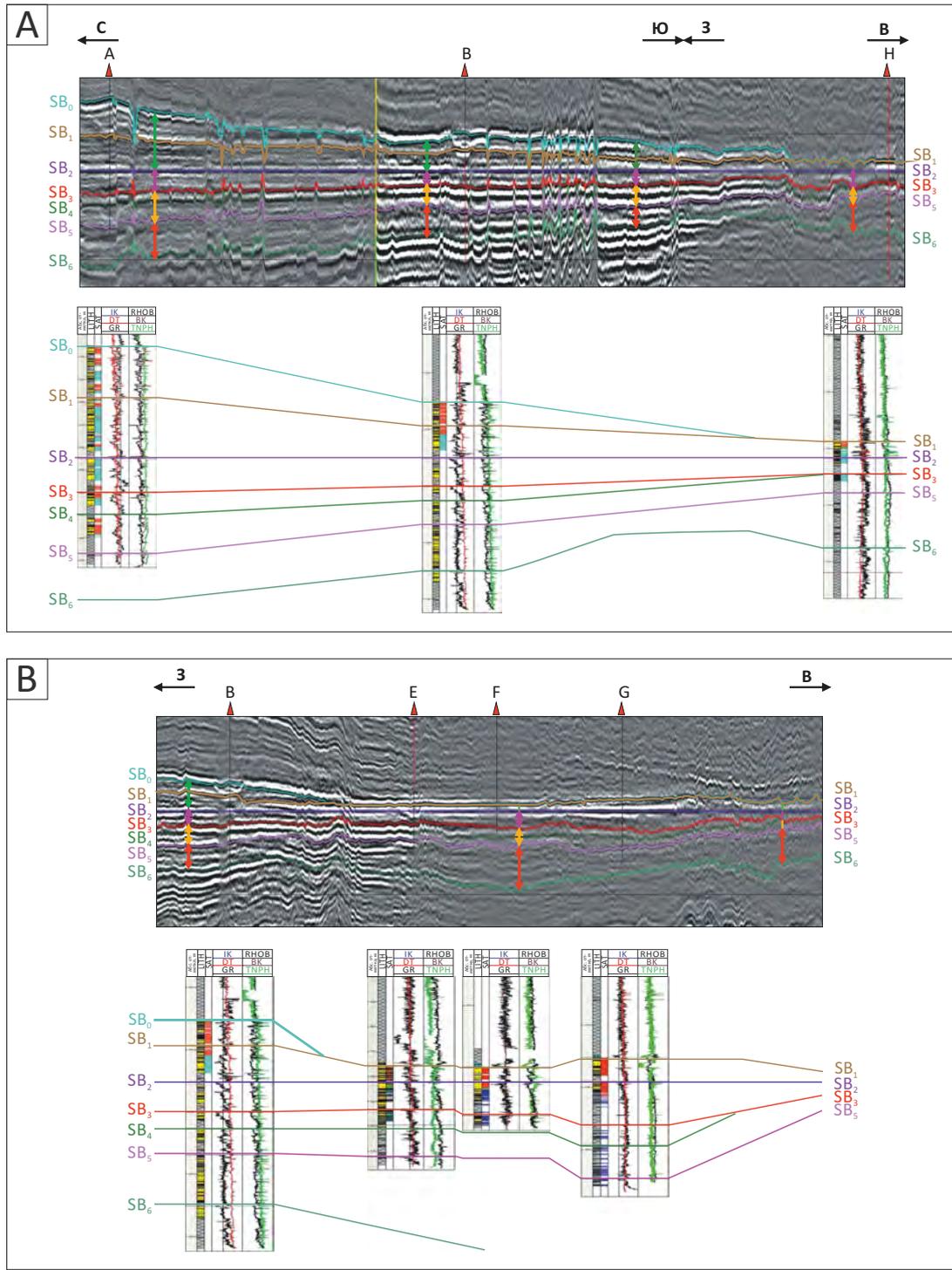
Литофациальная характеристика разреза

Литолого-фациальные и седиментологические исследования керна выполнены на основе скважинных данных Лунского, Южно-Лунского, Киринского, Южно-Киринского, Мынгинского месторождений и Восточной площади, что позволило подробно изучить фациальную характеристику верхнедагинских отложений (рис. 4).

Отложения средне- и верхнедагинской под- свит представляют собой мощный ритмично построенный комплекс. В разрезах наиболее крупных циклов выделяются: отложения трансгрессивной фазы (алевропесчаные породы), фазы выдвигения и роста (песчаники массивные однородные), фазы агградации (песчаники крупнозернистые биотурбированные) с характерными текстурно-структурными особенностями. Отложения фазы агградации соответствуют началу трансгрессивной последовательности. В ряде крупных циклов выделяются базальные отложения, которые представлены конгломератами, гравелитами и интенсивно биотурбированными песчаниками. Для этой ассоциации характерно: наличие поверхностей размыва и базального горизонта конгломератов в основании и резкое повышение глинистости песчаных пород вверх по разрезу. Эти зоны разреза выделяются по данным ГИС как участки улучшенных коллекторских свойств.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 2. Сейсмогеологические разрезы (палеореконструкция на конец седиментационного цикла SB₂)
Fig. 2. Geoseismic section (paleoreconstruction to the end of SB₂ depositional cycle)

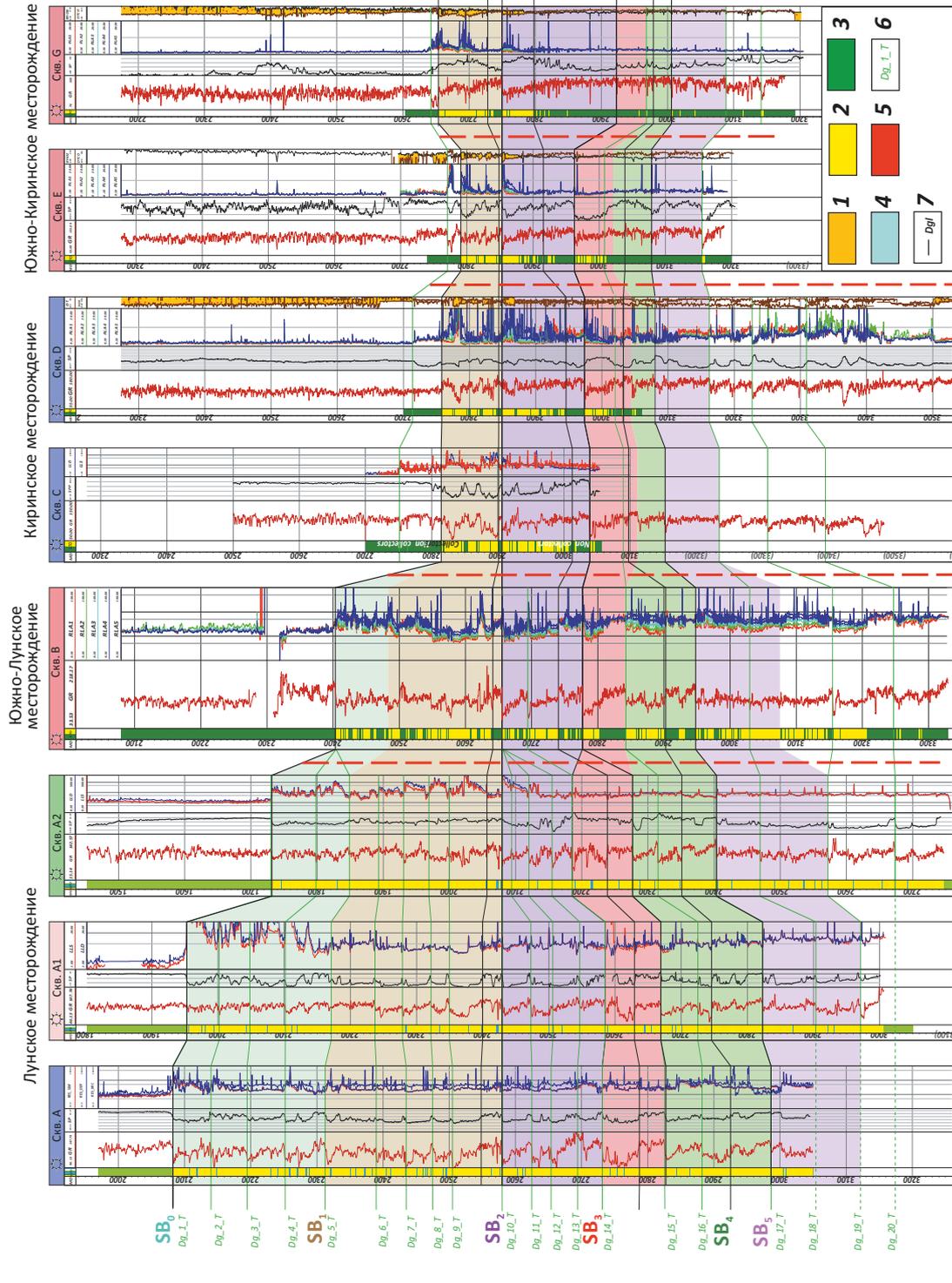


Разрезы по линиям: А — I-I', В — II-II'
 Sections along the lines: А — I-I', В — II-II'

Ритмичное строение разреза сохраняется на всей площади перспективного участка. В циклах, образующих пласты нижней части дагинского разреза, наблюдается закономерное увеличение песчаности вверх по разрезу и плавное изменение гранулометрического состава, что свидетельствует

об относительном преобладании процесса прогибания дна над скоростью привноса осадочного материала. Кроме того, плавность изменения гранулометрического состава и большие мощности интервалов указывают на практически компенсированный характер этих процессов.

Рис. 3. Схема межскважинной корреляции западной (Лунское, Южно-Лунское месторождения) и восточной (Кириновое, Южно-Кириновое месторождения) частей Кириновского блока
Fig. 3. Correlation chart across the wells in the western (Lunskoe, South Lunskoe fields) and eastern (Kirinsky, South Kirinsky fields) parts of the Kirinsky Block



1 — высокопористые песчаники и конгломераты; **2** — песчаники; **3** — алевролиты и глинистые породы; **4** — карбонатизированные породы; **5** — уплотненные породы (сидериты, карбонатизированные породы); **6** — индексация пластов Лунского месторождения; **7** — индексация пластов Южно-Кириновского месторождения
1 — highly porous sandstone and conglomerate; **2** — sandstone; **3** — siltstone and argillaceous rocks; **4** — consolidated rock (siderite, carbonatized rocks); **5** — indexing of Lunskoe field layers; **7** — indexing of South Kirinsky field layers



Таблица. Сводная взаимная корреляция пластов дагинского горизонта на Киринском лицензионном участке

Table. Multiple cross-correlation of layers within the Daginsky Horizon, Kirinsky License Area

Сиквенсы	ОГ	Месторождения				
		Лунское	Южно-Лунское	Киринское	Южно-Киринское	Мынгинское
ПетроТрейс 2021 г.		ПЗ 2015 г.	ОПЗ 2017 г.	ОПЗ 2017 г.	ОПЗ 2018 г.	ОПЗ 2019 г.
SB ₀	DgI	Dg_1_T	DgI	—	—	—
SB ₁		Dg_5_T	+	DgIV	DgI	DgI
SB ₂	DgII	Dg_10_T	DgII	+	DgII	DgII
SB ₃	DgIII	Dg_14_T	DgIII	DgV	DgIII	DgIII
SB ₄	DgIV	Dg_15_T	DgIV	+	+	—
SB ₅	DgV	Dg_17_2_T	DgV	+	DgV	DgIV
SB ₆	DgVI	Dg_19_T	DgVI	+	+	+
6a	6a	•	+	+	•	DgX

Примечание. Циклы: + — развит на участке, не учтен в действующей индексации, + — предположительно развит на участке, не учтен в действующей индексации, — — не развит на участке, • — интервал не вскрыт скважинами.

Note. Cycles: + — occurs in the area, not accounted for in the current indexing, + — supposedly occurs in the area, not accounted for in the current indexing, — — does not occur in the area, • — interval is not encountered by wells.

Для верхней части разреза (циклиты SB₁, SB₀) характерно присутствие ритмов с обратной закономерностью — нижние части пластов характеризуются большим содержанием песчаного материала и имеют улучшенные коллекторские свойства. Песчаность этих пластов уменьшается вверх по разрезу. Для этого интервала типично развитие базальных трансгрессивных пачек, которые приурочены к верхним частям отдельных ритмов, а также присутствие поверхностей размыва, сопровождающихся интервалами субконтинентальных отложений с большим количеством крупнообломочного материала, в том числе обломков терригенных пород. Этот факт, а также отсутствие в верхней части разреза некоторых циклов дают возможность предположить, что часть отложений уничтожена эрозией в пределах палеоподнятий и, возможно, переотложена в локальных впадинах. Эти процессы могли способствовать формированию более мощных песчаных пластов на отдельных участках.

Представленная характеристика свидетельствует о постепенной смене режима осадконакопления с регрессивного на трансгрессивный, произошедшей на завершающем этапе формирования дагинского горизонта. Это хорошо видно по изменению формы каротажных диаграмм, записанных в скважинах, и закономерностям изменчивости фильтрационно-емкостных свойств в разрезе. Такая характеристика геофизических и керновых материалов хорошо гармонирует с результатами региональных исследований [9]. Выявленные тенденции позволяют констатировать развитие в пределах Киринского блока трех фациальных зон позднедагинского времени, сменяющих друг друга с запада на восток.

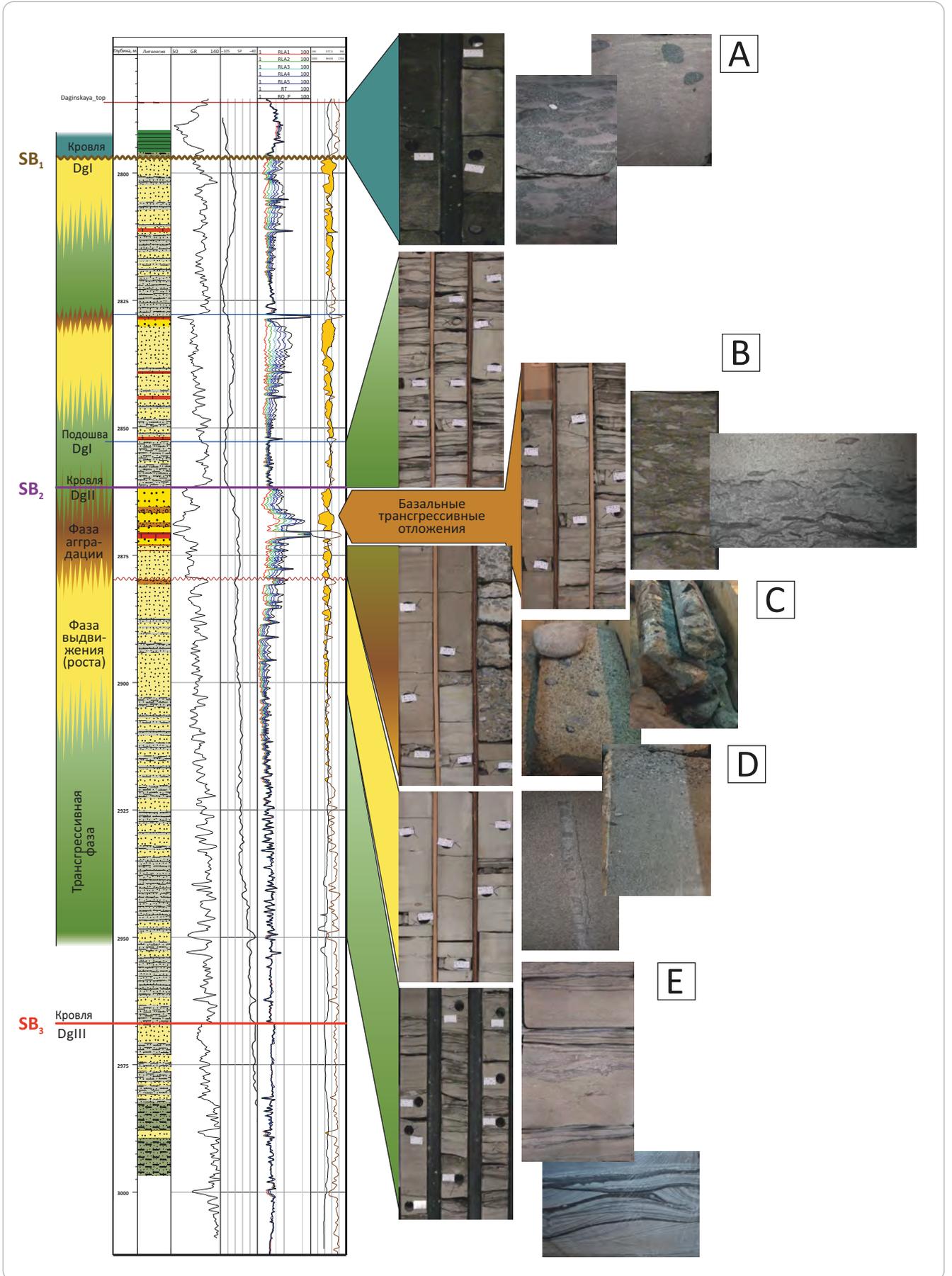
Дельтовая равнина занимает западную и центральную части изучаемой площади. Эта зона характеризуется частой сменой субаэральных обстано-

вок лагун, заливов и эстуариев, где накапливались глинистые отложения, субаквальные обстановки с преобладанием морских приливно-отливных процессов, где формировались преимущественно песчаные осадки. В этих фациальных зонах в позднедагинское время существовали обстановки барового волнового поля, пляжа и предфронтальной зоны пляжа (верхняя сублитораль). Исследуемый разрез представляет собой ритмичное чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов с мощными песчаными пластами. Глинистые интервалы, разделяющие ритмично построенные песчаные пачки, сформированы в зоне проделты, которая характеризуется обстановкой мелководья открытого моря — средней сублиторали. Здесь накапливались чередующиеся алевроглинистые и в меньшей степени песчаные осадки.

Продельта выделяется в восточной части площади (восточнее скв. G, см. рис. 1). Несмотря на относительное сокращение количества песчаного материала, скважинные данные позволяют установить наличие в разрезе участков с чередованием режимов субконтинентального и мелководно-морского типов осадконакопления. В этой зоне отмечается начало литологического замещения песчаных коллекторов, что хорошо видно на субширотных корреляционных схемах и сейсмических разрезах (рис. 5, см. рис. 3).

Вместе с тем в восточной части площади вблизи от линии литологического замещения установлено относительное увеличение в разрезе субконтинентальных разностей терригенных пород наряду с общей глинизацией всего разреза в целом. Наличие мелководной фациальной зоны в этом районе подтверждается характерными текстурами и большим количеством углисто-растительного детрита в массе пород. Это может быть объяснено тем, что на распространение песчаных отложений позд-

Рис. 4. Основные литологические типы пород и строение разреза на примере скв. E
 Fig. 4. Main lithological types of rocks and structure of the section by the example of E well



Усл. обозначения к рис. 4

Legend for Fig. 4

А — аргиллиты (характерны интенсивная биотурбация, углефицированный растительный детрит, ракушечный детрит, линзы песчаников, обогащенных хлоритом; интенсивная карбонатизация по массе), В — песчаники среднезернистые коричневатые-серые (характерны комковатые текстуры, интенсивная биотурбация, текстуры взмучивания осадка, рассеянный углефицированный растительный детрит, резкое увеличение содержания глинистого материала вверх по разрезу), С — конгломераты и гравелиты (хорошо окатанная галька магматических и метаморфических пород размером до 2–3 см; средне- и слабоокатанные обломки осадочных пород; характерна слабая цементация), D — песчаники средне- и крупнозернистые массивные и мелко- и среднезернистые массивные однородные хорошо сортированные (характерно отсутствие слоистости, параллельная горизонтальная или наклонная (крупная косая) слоистость; биотурбация), E — переслаивание алевропесчаников (характерны тонкая слоистость (иногда ритмичная и градационная), волнистая, косоволнистая и косая слоистость в песчаных прослоях; рябь волнения, текстуры течения, оползания, взмучивания, интенсивная биотурбация)

A — claystone (intense bioturbation, coalified plant slack, shell detritus, chlorite-rich sandstone lenses; intense carbonatization by weight), B — medium-grained brownish-grey sandstone (lumpy texture, intense bioturbation, sediment roiling structure, scattered coalified plant slack, sharp increase in argillaceous material up the section are typical), C — conglomerate and gravelstone (well-rounded pebble of igneous and metamorphic rocks up to 2–3 cm large; semiangular and poorly rounded fragments of sedimentary rocks; poor case-hardening is typical), D — medium and coarse grained massive and fine and medium grained homogeneous fine-graded sandstone (absence of bedding, horizontal parallel or oblique (coarse cross) bedding; bioturbation are typical), E — interbedding of silty sandstone (thin bedding (sometimes rhythmic and graded), convolute, cross-convolute and cross-bedding in sandy partings; wave ripples, flow, creep, soil roiling structures, and intense bioturbation are typical)

недагинского возраста большое влияние оказывал постепенный рост антиклинального Южно-Киринского поднятия, установленный по палеотектоническим построениям на завершающем этапе формирования дагинской толщи.

Сублитораль занимает крайнюю восточную часть изучаемой площади. Здесь происходило накопление преимущественно глинистых осадков внешнего шельфа. Однако необходимо отметить, что разрез дагинских отложений, особенно вблизи линии литологического замещения песчаников, сохраняет уверенную корреляцию геологических границ и закономерность внутреннего строения. В разрезе также сохраняются породы-коллекторы в ограниченном количестве.

Фактические данные свидетельствуют о возрастающей роли тектонической активности во время формирования верхней части разреза дагинского горизонта (циклиты SB_1 , SB_0). Тектонические процессы локально нарушили седиментационную структуру разреза и конфигурацию всей дельтовой системы в плане. Так, в западной части площади в описываемое время интенсивно развивается зона линейного прогиба с конседиментационным заполнением осадками, поступающими с материка. В восточной части Южно-Киринской площади и на Мынгинской площади начинают формироваться поднятия. Мынгинское поднятие развивается относительно более интенсивно вплоть до выхода осадков на дневную поверхность и образования локальной области эрозии в купольной части структуры и зоны переотложения размытого материала в южном направлении. Анализ палеорекоконструкций (рис. 6) наглядно показывает ступенчатое сокращение мощности начиная с интервала пластов DgV – $DgVI$ (SB_5 – SB_6), достигающее максимального развития ко времени формирования пласта $DgIII$ (SB_3). В дальнейшем воздымание Мынгинского поднятия продолжается, сопровождаясь становлением

впадины Пограничного прогиба к югу. Таким образом, на момент завершения агградационного цикла (SB_1) осадочный бассейн оказывается разделенным на две части субширотной зоной поднятий.

Сиквенс-стратиграфический анализ

Создание единой модели расчленения целевого интервала дагинского горизонта позволило проанализировать особенности строения дагинских отложений на Кириновском блоке на основе принципов сиквенс-стратиграфического анализа [6–8]. Для этих целей было использовано 11 скважин (см. рис. 1, 3, 5).

Отложения дагинского горизонта на исследуемой площади можно разделить на две пачки, разделенные поверхностью SB_2 . Нижняя включает седиментационные циклы SB_6 – SB_2 . Она представляет собой четкую проградационную последовательность напластованных по вертикали комплексов дельтовых осадков. Ниже представлена краткая характеристика каждого из них.

SB_6 — полностью вскрыт 4 скважинами и представляет собой ярко выраженный трансгрессивно-регрессивный седиментационный цикл. По данным ГИС, интервал представлен преимущественно глинистыми отложениями. Мощная (более 50 м) пачка песчаников вскрыта лишь скв. Вблизи поверхности сиквенса SB_6 (см. рис. 3, 5). Единичные пласты песчаников также выделяются в разрезе некоторых скважин Лунского месторождения.

SB_5 — полностью вскрыт 6 скважинами. Данный интервал представляет собой трансгрессивный системный тракт, сложенный песчаными и глинистыми породами. Как и в интервале SB_6 , здесь отмечается тенденция к постепенной глинизации разреза с запада на восток. Наибольшая доля песчаников вскрыта скважинами, пробуренными на западе участка.

Рис. 5. Межскважинная корреляционная схема седиментационных циклов по опорным скважинам Киринского блока
 Fig. 5. Depositional cyclothem correlation chart across the key wells of the Kirinsky Block

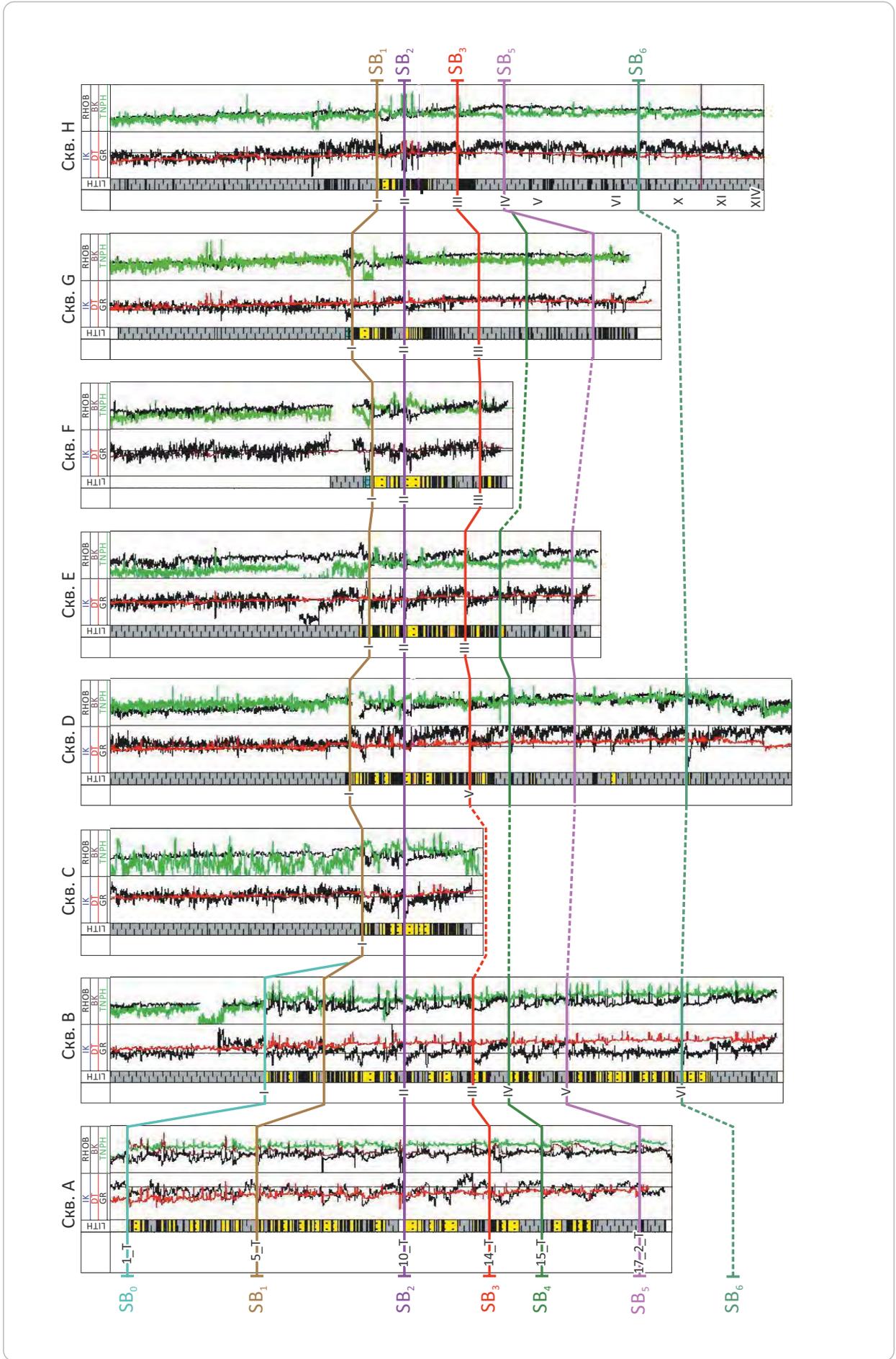
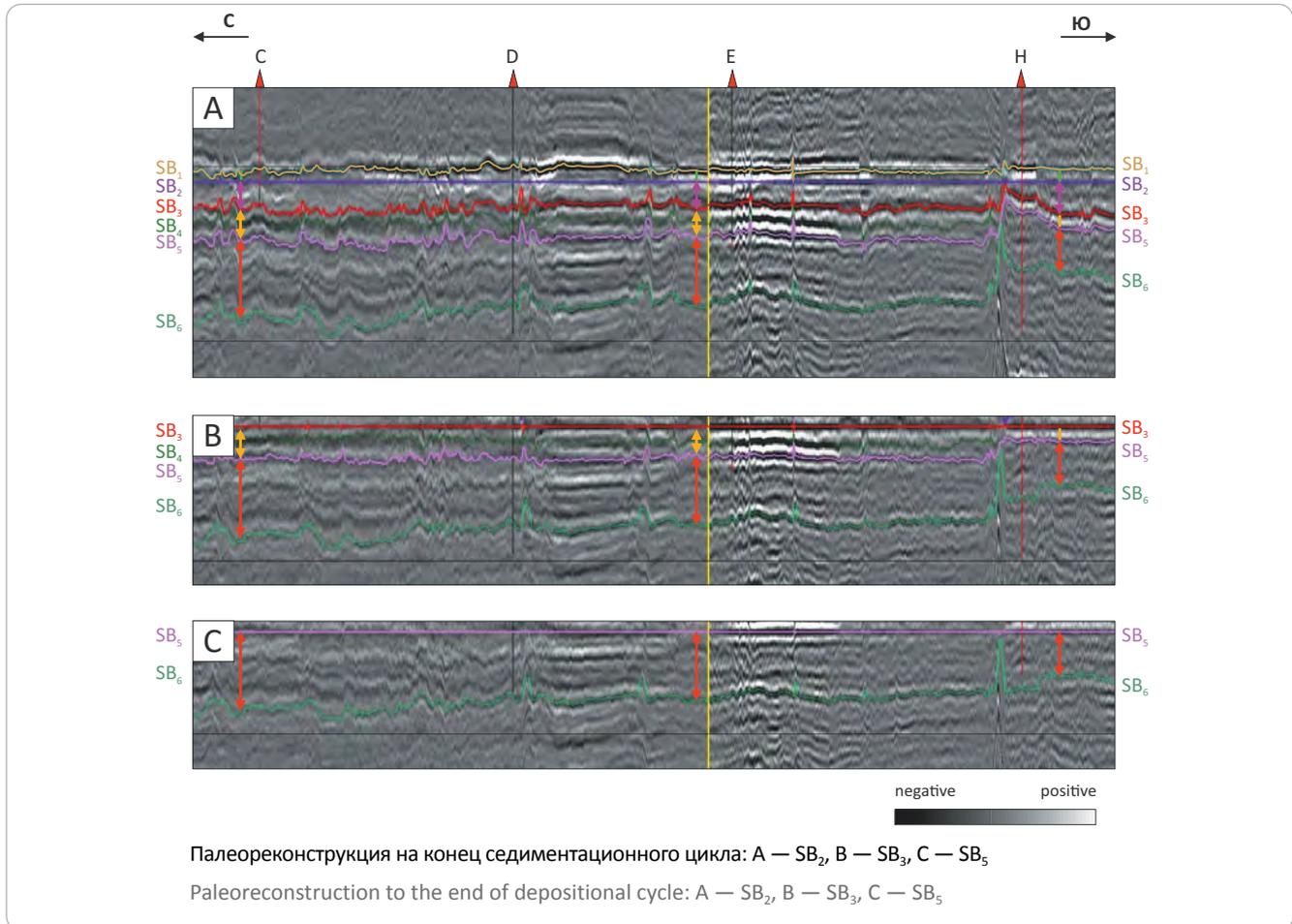




Рис. 6. Сейсмический разрез через скважины C, D, E, H
Fig. 6. Seismic section across C, D, E, H wells



SB₄ — полностью вскрыт 8 скважинами. По данным ГИС хорошо видно, что интервал SB₅ сложен серией проградационных парасиквенсов (см. рис. 3, 5). Песчанность интервала снижается с запада (Лунский, Южно-Лунский участки) на восток.

SB₃ — полностью вскрыт 10 скважинами и представляет собой трансгрессивно-регрессивный цикл. Особенностью этого цикла является то, что значительный объем песчаных отложений выявлен во всех опорных скважинах, кроме скв. G.

SB₂ — этот цикл, как и все вышележащие, полностью вскрыт всеми скважинами, керн которых отобран для анализа. Он имеет ярко выраженную трансгрессивно-регрессивную характеристику по ГИС и, по-видимому, завершает проградационный этап осадконакопления. В данном интервале также наблюдается тенденция к глинизации с запада на восток, однако выдержанные пласты песчаников представлены повсеместно.

Завершение цикла SB₂ сопровождается резким повышением относительного уровня моря, в результате чего регрессивный характер накопления осадков, преобладавший все дагинское время, сменился на трансгрессивный. Это событие маркирует базальная трансгрессивная пачка.

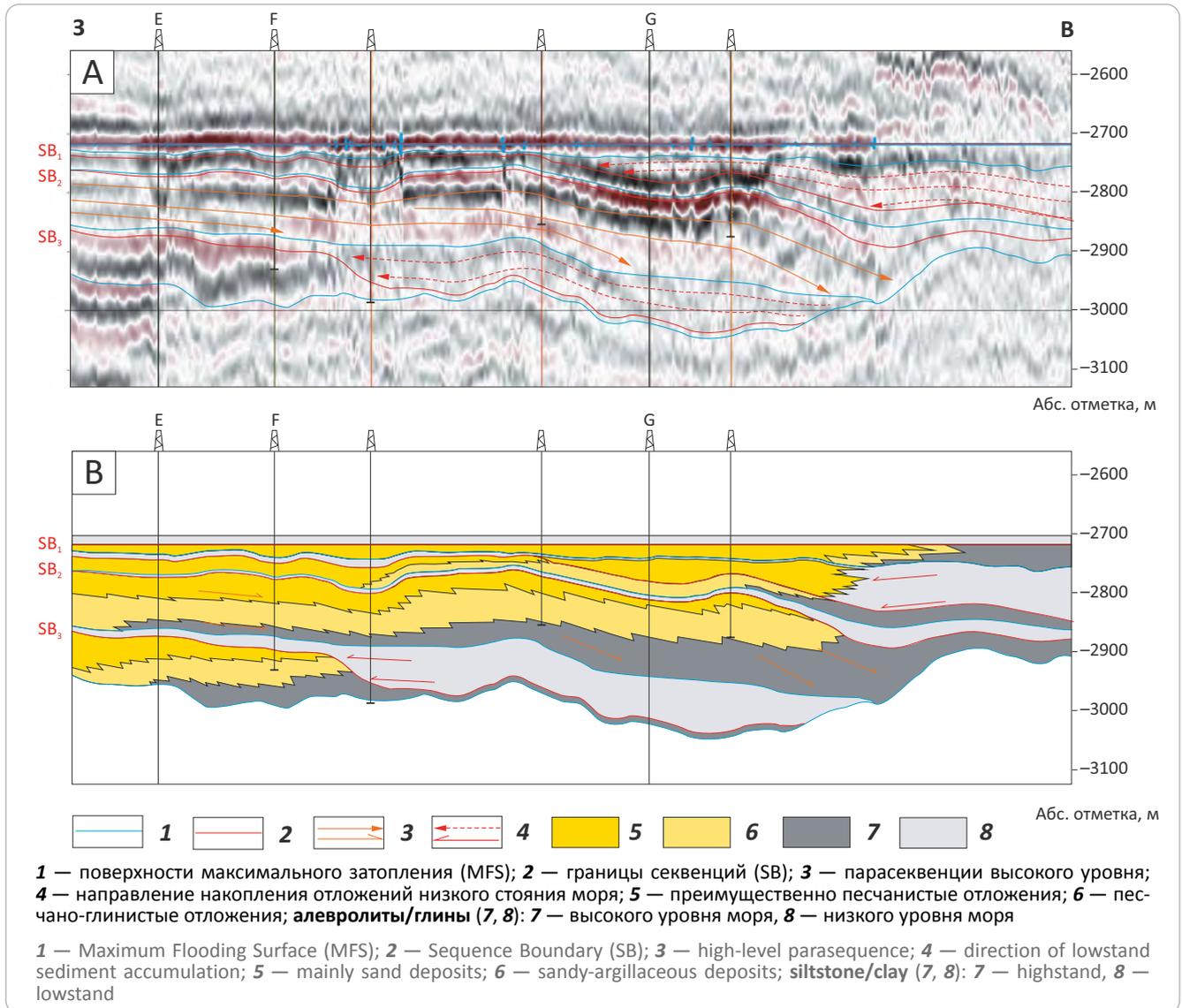
SB₁ — основной продуктивный интервал дагинского горизонта, сложенный преимущественно песчаниками с тонкими пропластками глин. Этот интервал характеризуется высокой латеральной выдержанностью и песчанностью почти по всей площади Киринского блока. Такое строение объясняется рядом факторов.

1. Агградационным (регрессивно-трансгрессивным) характером этого седиментационного цикла, что объясняет и частую смену положения относительного уровня моря, и большой объем обломочных осадков, накопившихся в это время.

2. Активизацией роста Южно-Киринского и Мынгинского поднятий в конце дагинского времени. То есть поднятия выступили в роли седиментационной дамбы, ограничившей поступление обломочного материала вглубь бассейна, что, по-видимому, тоже повлияло на высокую песчанность этого циклита. Пример такого комплекса выделен в нижней части циклита SB₁, в районе скв. G (рис. 7).

SB₀ — этот ретроградационный цикл представлен только в скважинах Лунского и Южно-Лунского участков, на остальной площади он не развит. Результаты комплексного сейсмогеологического ана-

Рис. 7. Сиквенс-стратиграфическая схема верхнедагинских отложений в районе Южно-Киринского поднятия
 Fig. 7. Sequence-stratigraphy scheme of Late Daginsky deposits in the area of the South Kirinsky High



лиза позволяют довольно точно спрогнозировать границу его выклинивания. Данный интервал в пределах изучаемой площади характеризуется высоким коэффициентом песчаности.

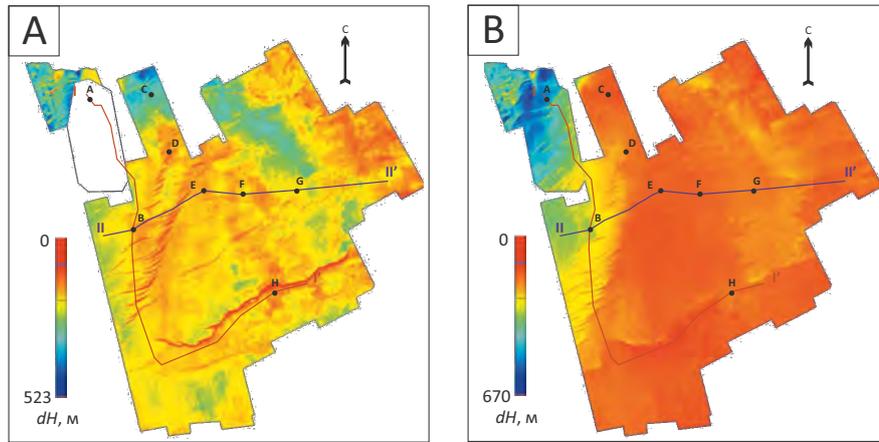
Для дальнейшего анализа фациальных обстановок была выполнена «сшивка» структурных карт прошлых лет по поверхностям, ограничивающим средне-позднедагинский интервал разреза (ОГ 6а, б), а также построена карта поверхности седиментационного цикла SB₂. Это позволило построить схемы толщин проградационного (ОГ 6а–SB₂) и ретроаградационного (SB₂–ОГ 6) комплексов дагинского горизонта (рис. 8). Их изучение показывает, что проградационный комплекс достаточно равномерно развит в пределах Киринского блока. Небольшое увеличение толщин отмечается на периферии Южно-Киринского и вдоль южного крыла Мынгинского поднятий. Вероятно, эти участки маркируют области повышенной песчаности, сформированные на этапах роста этих структур. Макси-

мальные мощности проградационного комплекса закартированы в северо-западной части исследуемого участка и отражают южное окончание крупного седиментационного депоцентра, приуроченного к Чайвинской синклинали зоне. Мощности ретроаградационного комплекса выдержаны почти по всей площади Киринского блока. Лишь на северо-западе отмечается резкое увеличение толщин, которое маркирует область развития цикла SB₀.

Проведенные исследования позволили составить принципиальные фациальные схемы основных седиментационных циклов дагинского горизонта, к которым приурочены продуктивные и перспективные горизонты Дагинского нефтегазосносного района (рис. 9). На сегодняшний день эти схемы базируются на скважинных данных и изучении серии сейсмических разрезов и требуют дальнейшего уточнения за счет корреляции поверхностей сиквенсов (см. таблицу) по всем сейсмическим кубам Киринского блока. Расчет набора структур-

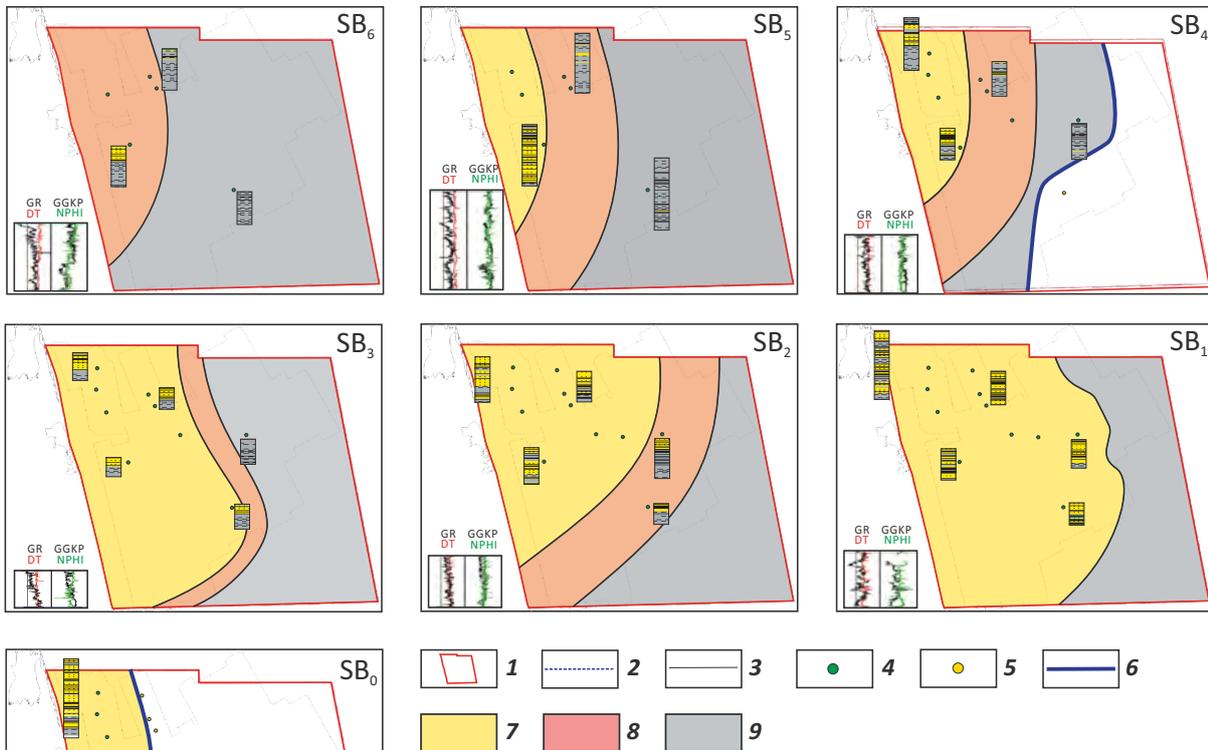
METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 8. Схемы толщин седиментационных комплексов дагинского горизонта
Fig. 8. Schemes of depositional sequence thickness, the Daginsky Horizon



A — проградационный (ОГ 6а-SB₂), B — ретроаградационный (SB₂-ОГ 6)
 A — progradational (6a Reflector – SB₂), B — retroaggradational (SB₂ – 6 Reflector)

Рис. 9. Фациальные схемы основных седиментационных циклов дагинского горизонта
Fig. 9. Facies schemes of main depositional cycles, the Daginsky Horizon



Границы (1, 2): 1 — Киринского лицензионного блока, 2 — площади, освещенной 3D-сейсморазведкой; 3 — береговая линия о-ва Сахалин; **скважины (4, 5):** 4 — вскрывшие седиментационный цикл, 5 — не вскрывшие седиментационный цикл; 6 — граница развития седиментационного цикла; **фации (7-9):** 7 — проксимальной дельты, 8 — дистальной дельты, 9 — глинистые шельфа

Boundaries (1, 2): 1 — Kirinsky license block, 2 — area covered by 3D seismic data; 3 — coastline of Sakhalin Island; **wells (4, 5):** 4 — encountering depositional cycle, 5 — not encountering depositional cycle; 6 — boundary of depositional cycle occurrence; **facies (7-9):** 7 — proximal delta, 8 — distal delta, 9 — argillaceous of shelf

ных карт, карт толщин и динамических атрибутов позволит существенно уточнить представление о строении дагинского горизонта на этом участке.

Выводы

1. Совместное изучение данных сейсморазведки и скважинных материалов позволило надежно проследить границы секвенций на изучаемой площади Киринского перспективного участка и определить положение хроностратиграфических границ в разрезах, в результате чего установлено несоответствие индексации продуктивных пластов дагинского горизонта, используемой на объектах западной части площади Киринского блока (Лунское, Южно-Лунское месторождения), принятой в центральной и восточной частях участка (Киринское, Южно-Киринское, Мынгинское месторождения, Восточный объект). Составлена схема корреляции пластов дагинского горизонта на Киринском лицензионном участке, которая позволяет увязать в единую непротиворечивую систему все фактические данные о строении продуктивного разреза, полученные в процессе геологического изучения месторождений. Ее применение позволило повысить качество исследований строения резервуаров дагинского горизонта и проследить зональные тен-

денции его латеральной изменчивости на изучаемом участке.

2. Изучение особенностей строения разреза позволило сделать вывод, что большую часть средне-позднедагинского времени осадконакопление имело регрессивный характер, что хорошо проявляется на фациальных схемах. В интервале SB₆–SB₂ происходит постепенное продвижение палеodelьты вглубь бассейна, в результате чего отмечается постепенное опесчанивание разреза и расширение ареала накопления обломочных отложений снизу вверх по разрезу. Формирование проградационного пакета парасиквенсов завершает резкое повышение относительного уровня моря, в результате чего регрессия, преобладавшая все дагинское время, сменяется трансгрессией. Анализ данных ГИС и материалов ядра свидетельствует об аградационном характере седиментационного цикла SB₁, что объясняет и частую смену положения относительного уровня моря, и большой объем обломочных осадков, накопившихся в это время. Завершает формирование дагинского горизонта ретроградационный цикл SB₀. В пределах Киринского блока он имеет локальное развитие и представлен только в скважинах Лунского и Южно-Лунского участков и в районе перспективной структуры Набильская-море.

Литература

1. Астафьев Д.А., Толстиков А.В., Наумова Л.А., Кабалин М.Ю. Перспективные направления газонефтепоисковых работ на морском шельфе России в XXI веке // Журнал ROGTEC. – 2020. – № 58. – С. 74–91.
2. Бычков А.В., Коблов Э.Г., Харахинов А.В. Направления поисковых работ на нефть и газ на Северном Сахалине // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 3. – С. 8–11.
3. Гайнаншин Р.Н., Логвиненко Н.В., Жуковская Е.А., Сначев М.В., Литвин В.В., Таныгин И.А. Шельф о. Сахалин – новые горизонты // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 22–26. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-22-24.
4. Новиков Ю.Н., Маргулис Л.С., Андиева Т.А., Гома Л.М., Пылина Л.М., Большакова Н.В., Крестина О.И., Турова Е.С. Территориальный углеводородный потенциал Дальнего Востока в XXI веке: итоги геологоразведочных работ и тенденции недропользования [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2015.pdf (дата обращения 12.11.2021 г.). DOI: 10.17353/2070-5379/23_2015.
5. Толстиков А.В., Астафьев Д.А., Кабалин М.Ю., Наумова Л.А., Шаров С.А. Новые направления поисково-разведочных работ на северо-восточном шельфе о. Сахалин [Электронный ресурс] // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2020. – № 3. – С. 3–15. – Режим доступа: http://vesti-gas.ru/sites/default/files/files/vgn_3-45-2020-all.pdf (дата обращения 12.11.2021 г.)
6. *Sequence Stratigraphy of Siliciclastic Systems – The ExxonMobil Methodology (Concepts in Sedimentology and Paleontology (CSP) Series)* / Под ред. V. Abreu, J. Neal, K. Bohacs, J. Kalbas. – SEPM, 2010. – 226 с.
7. Emery D., Myers K. *Sequence stratigraphy*. – London : Blackwell science Ltd, 1996. – С. 23–25.
8. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. – СПб. : Институт компьютерных исследований, 2018. – 152 с.
9. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М. : Научный мир, 2010. – 276 с.

References

1. Astafyev D.A., Tolstikov A.V., Naumova L.A., Kabalin M.Yu. Russian Offshore Promising Oil & Gas Exploration Areas. *ROGTEC*. 2020;(58): 74–91. In Russ.
2. Bychkov A.V., Koblov E.G., Kharakhinov A.V. Oil and gas exploration trends of North Sakhalin and offshore. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft"*. 2012;(3):8–11. In Russ.
3. Gainanshin R.N., Logvinenko N.V., Zhukovskaya E.A., Snachev M.V., Litvin V.V., Tanygin I.A. The Sakhalin offshore – new horizons. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2018;(12):22–26. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-22-24. In Russ.
4. Novikov YU.N., Margulis L.S., Andieva T.A., Goma L.M., Pylina L.M., Bol'shakova N.V., Krestina O.I., Turova E.S. Regional hydrocarbon potential of the far east in the XXI century: exploration results and trends in subsoil use. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2015;(2): Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2015.pdf. DOI: 10.17353/2070-5379/23_2015 (accessed on 12.11.2021). In Russ.
5. Tolstikov A.V., Astafyev D.A., Kabalin M.Yu., Naumova L.A., Sharov S.A. New challenges of geological prospecting and exploration at Northeast shelf of Sakhalin. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik "Vesti gazovoi nauki"*. 2020;(3):3–15. Available at: http://vesti-gas.ru/sites/default/files/files/vgn_3-45-2020-all.pdf. (accessed on 12.11.2021). In Russ.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

6. *Sequence Stratigraphy of Siliciclastic Systems – The ExxonMobil Methodology (Concepts in Sedimentology and Paleontology (CSP) Series)*. In: V. Abreu, J. Neal, K. Bohacs, J. Kalbas., eds. SEPM; 2010. 226 p. In Russ.
7. *Emery D., Myers K.* Sequence stratigraphy. London: Blackwell science Ltd; 1996. pp. 23–25. In Russ.
8. *Ol'neva T.V.* Seismofatsial'nyi analiz. Obrazy geologicheskikh protsessov i yavlenii v seismicheskom izobrazhenii [Seismofacial analysis. Images of geological processes and phenomena in a seismic image]. St. Petersburg: Institut komp'yuternykh issledovaniy; 2018. 152 p. In Russ.
9. *Kharakhinov V.V.* Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona [Petroleum Geology of the Sakhalin Region]. Moscow: Nauchnyi mir; 2010. 276 p. In Russ.

Информация об авторах

Шегай Вадим Игоревич

Ведущий геолог

ООО «ПетроТрейс»,

115114 Москва, ул. Летниковская, д. 10, стр. 4

e-mail: vadim.shegay@ptgeos.com

ORCID ID: 0000-0002-1066-5300

SCOPUS ID: 57112514200

Штейн Ян Игоревич

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный специалист

ООО «Арктический научный центр»,

119049 Москва, ул. Большая Якиманка, д.33/13, стр.2

e-mail: iaishtein@rn-anc.ru

Толстик Алексей Владимирович

Начальник лаборатории

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717 Московская область, Видное, п. Развилка,

пр-д Проектируемый № 5537, зд. 15, стр. 1

e-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

Information about authors

Vadim I. Shegay

Leading Project Specialist

PetroTrace,

10/4 ul. Letnikovskaya, Moscow, 115114, Russia

e-mail: vadim.shegay@ptgeos.com

ORCID ID: 0000-0002-1066-5300

SCOPUS ID: 57112514200

Yan I. Shteyn

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief specialist

Arkticheskii nauchnyi tsentr,

33/13, str. 2 ul. Bolshaya Yakimanka, Moscow, 119049, Russia

e-mail: iaishtein@rn-anc.ru

Alexey V. Tolstikov

Head of the Laboratory

Gazprom VNIIGAZ,

15 Proyektiruyemyy proyezd № 5537, bld. 15, poselok Razvilka,

Vidnoye, Moscow region, 142717, Russia

e-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

УДК 550.4:552.578.2

DOI 10.31087/0016-7894-2022-2-45-52

Месторождение нефти Локбатан

© 2022 г. | Г.С. Мартынова, О.П. Максакова, Р.Г. Нанаджанова, Н.И. Велиметова

Институт геологии и геофизики Национальной академии наук Азербайджана, Баку, Азербайджан; martgs@rambler.ru; olya4747@mail.ru; raxile_scorpion@inbox.ru; v.naida.v@gmail.com

Поступила 28.07.2021 г.

Доработана 30.11.2021 г.

Принята к печати 17.12.2021 г.

Ключевые слова: нефть месторождения Локбатан; УВ-состав; биомаркеры; микроэлементы.

Аннотация: Приведены результаты геохимических исследований нефти одного из старейших месторождений Азербайджана — Локбатан — современными инструментальными методами анализа: хромато-масс-спектрометрией, синхронным термическим анализом, элементным анализом, масс-спектрометрией с индукционно связанной плазмой. На месторождении наиболее высокопродуктивными являются горизонты VI–VIa, залегающие на глубине 500–700 м, хотя в пределах собственно Локбатанской складки все горизонты от I до VIII нефтеносны. Высота залежи горизонтов VI–VIa равна 300 м. Исследования потенциального фракционного состава проб нефти месторождения Локбатан проводились на синхронном термическом анализаторе. Углеводородный и биомаркерный составы нефтей определялись методом хромато-масс-спектрометрии. Показано, что нефть является парафинонафтеновой с содержанием ароматики $\approx 13\text{--}20\%$. Показатель Pr/Ph и отсутствие трициклических терпанов $T_{19}\text{--}T_{26}$ характеризуют бассейн седиментации и определяют источник органического вещества, судя по олеанановому индексу, свидетельствующему о большом вкладе наземной растительности и сапропелево-гумусовом генезисе нефти. Расчеты отношений: олеанан/ $H_{30} = 0,48$ и регулярных стеранов $St_{27} / St_{28} / St_{29} = 26/25/49$ также свидетельствуют о преобладании высших наземных растений. Подсчитан коэффициент нечетности — $CPI = 1,12\text{--}1,75$, указывающий на высокое содержание нечетных *n*-алканов, что связано с окислительной обстановкой осадконакопления, свидетельствующей о зарождении органического вещества в мелководном бассейне. Все анализируемые пробы нефти месторождения Локбатан являются железистыми; предложен концентрационный ряд микроэлементов, содержащихся в исследуемых пробах нефти. Преобладающими микроэлементами, помимо железа, являются титан и никель.

Для цитирования: Мартынова Г.С., Максакова О.П., Нанаджанова Р.Г., Велиметова Н.И. Месторождение нефти Локбатан // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 45–52. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-45-52.

Lokbatan oil field

© 2022 | G.S. Martynova, O.P. Maksakova, R.G. Nanadzhanova, N.I. Velimetova

Institute of Geology and Geophysics of Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, Azerbaijan Republic; martgs@rambler.ru; olya4747@mail.ru; raxile_scorpion@inbox.ru; v.naida.v@gmail.com

Received 28.07.2021

Revised 30.11.2021

Accepted for publication 17.12.2021

Key words: Lokbatan oil; hydrocarbon composition; biomarkers; trace elements.

Abstract: The authors present the results of oil geochemical studies in one of the oldest Azerbaijan field Lokbatan. Following modern instrumental analytical methods were used in the studies: chromatography-mass spectrometry; simultaneous thermal analysis; elemental analysis; and inductively coupled plasma mass spectrometry. The better reservoir horizons in the field are VI–VIa occurring at the depth 500 to 700 m; although, all the horizons from I to VIII within the Lokbatan Fold are oil-bearing. Hydrocarbon column of VI–VIa horizons is 300 m. Studies of possible fractional composition of oil in the samples taken from the Lokbatan field were carried out using simultaneous thermal analyser. Hydrocarbon and biomarker composition of oil was carried out using chromatography-mass spectrometry method. It is shown that oil is paraffin-naphthene with aromatics content about 13–20%. Pr/Ph indicator and absence of tricyclic terpanes $T_{19}\text{--}T_{26}$ characterise the sedimentation area and determine the Organic Matter source according to oleanane index that is indicative of substantial contribution of ground vegetation and sapropel-humic genesis of oil. Estimation of the ratios oleanane/ $H_{30} = 0.48$ and regular steranes $St_{27} / St_{28} / St_{29} = 26/25/49$ is also indicative of predominance of higher land plants. The calculated oddity coefficient — $CPI = 1.12\text{--}1.75$ suggestive of high odd *n*-alkanes content is associated with oxidizing settings of sedimentation, which is indicative of the Organic Matter generation in a shallow-water basin. All the analysed oil samples taken from the Lokbatan field are iron-bearing; the authors propose a concentration range of trace elements found in the studied oil samples. In addition to iron, titanium and nickel dominate among the trace elements.

For citation: Martynova G.S., Maksakova O.P., Nanadzhanova R.G., Velimetova N.I. Lokbatan oil field. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(2):45–52. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-45-52. In Russ.



Введение

Интерес к флюидам старых месторождений Апшерона еще не исчерпан, так как знание УВ-соостава и особенно биомаркеров, сохранивших характерные черты строения исходных биоорганических соединений, дают возможность реконструкции условий образования и превращений нефти [1].

Целью данной статьи является геохимическое исследование одного из старейших месторождений нефти Азербайджана — Локбатан — современными инструментальными методами анализа.

История и геология месторождения

Восточная периклиналильная часть Локбатанской брахиантиклинали и юго-западное погружение Аташкинской складки представляют собой одно тектоническое поле, приуроченное к двум смежным структурам — Аташкинской и Локбатанской складкам (рис. 1, 2).

Рис. 1. Профиль Локбатан — Аташка — Шубаны [2]

Fig. 1. Lokbatan – Atashkya – Shubany section [2]

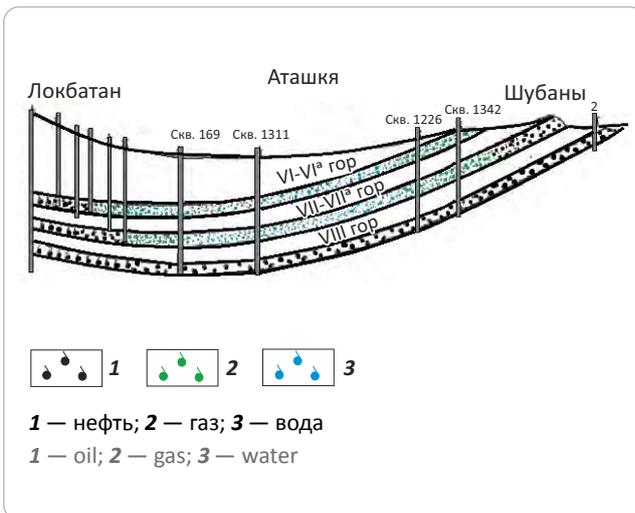
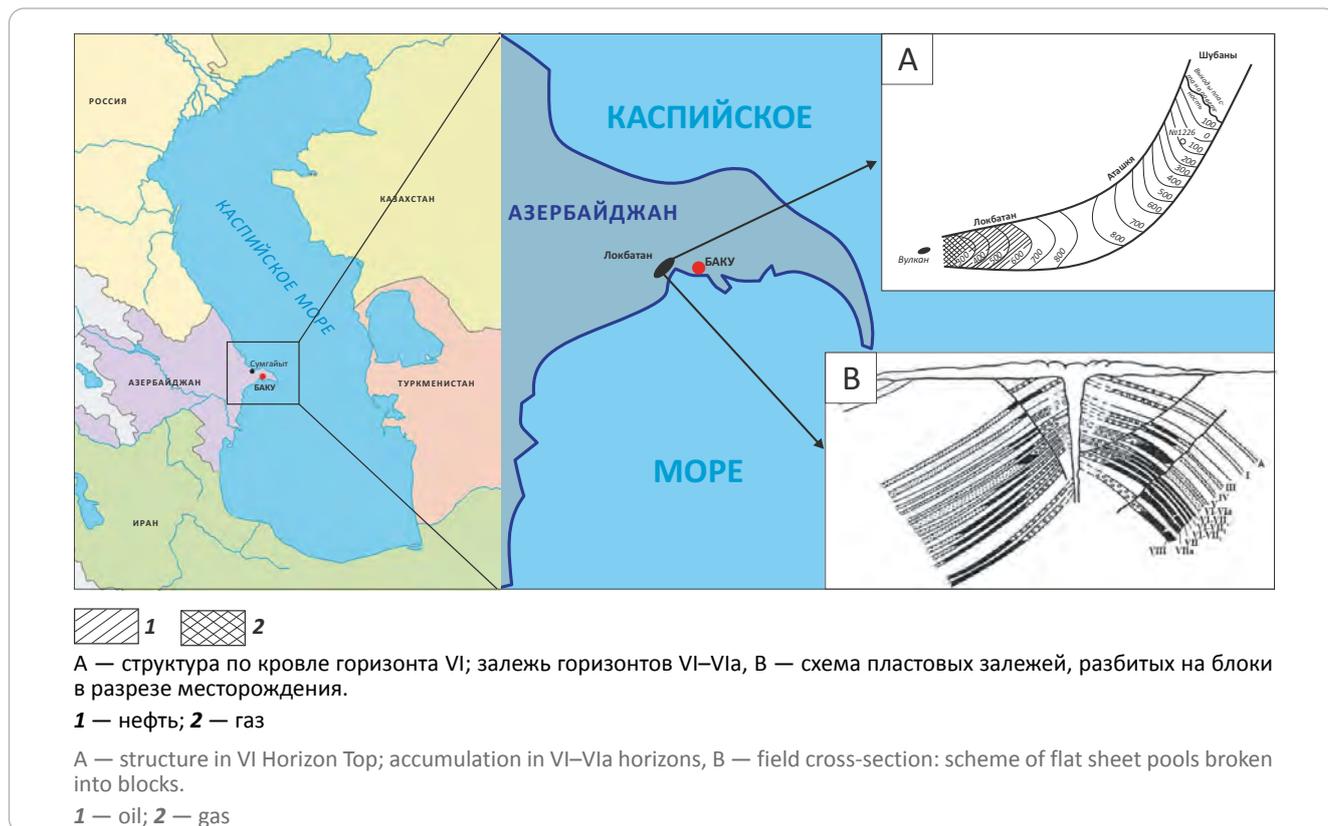


Рис. 2. Схема локации месторождения нефти Локбатан

Fig. 2. Location map of the Lokbatan field



Это поле отделяется от крыльев двумя крупными продольными нарушениями, амплитуда которых непостоянна и колеблется по простиранию от 150 до 550 м. Относительно погруженной частью поля является его локбатанская половина, где в сводовой части на поверхности обнажается подошва сураханской свиты. В сводовой части Аташкинской складки, в Шубанах, наблюдается весь разрез продуктивной толщи до кирмакинской свиты включительно. Шабандаг-Аташкинский хребет является областью питания песков продуктивной толщи

рассматриваемых месторождений атмосферными водами.

В результате разведочных работ на Локбатанской и Аташкинской структурах было установлено [2], что в пределах собственно Локбатанской складки все горизонты от I до VIII нефтеносны и имеют относительно большие газовые шапки, особенно горизонты VII–VIIa и VIII. На месторождении Локбатан наиболее высокопродуктивными оказались горизонты VI–VIa, залегающие на глубине

Рис. 3. Хроматограмма нефти месторождения Локбатан

Fig. 3. Chromatogram of oil from Lokbatan field

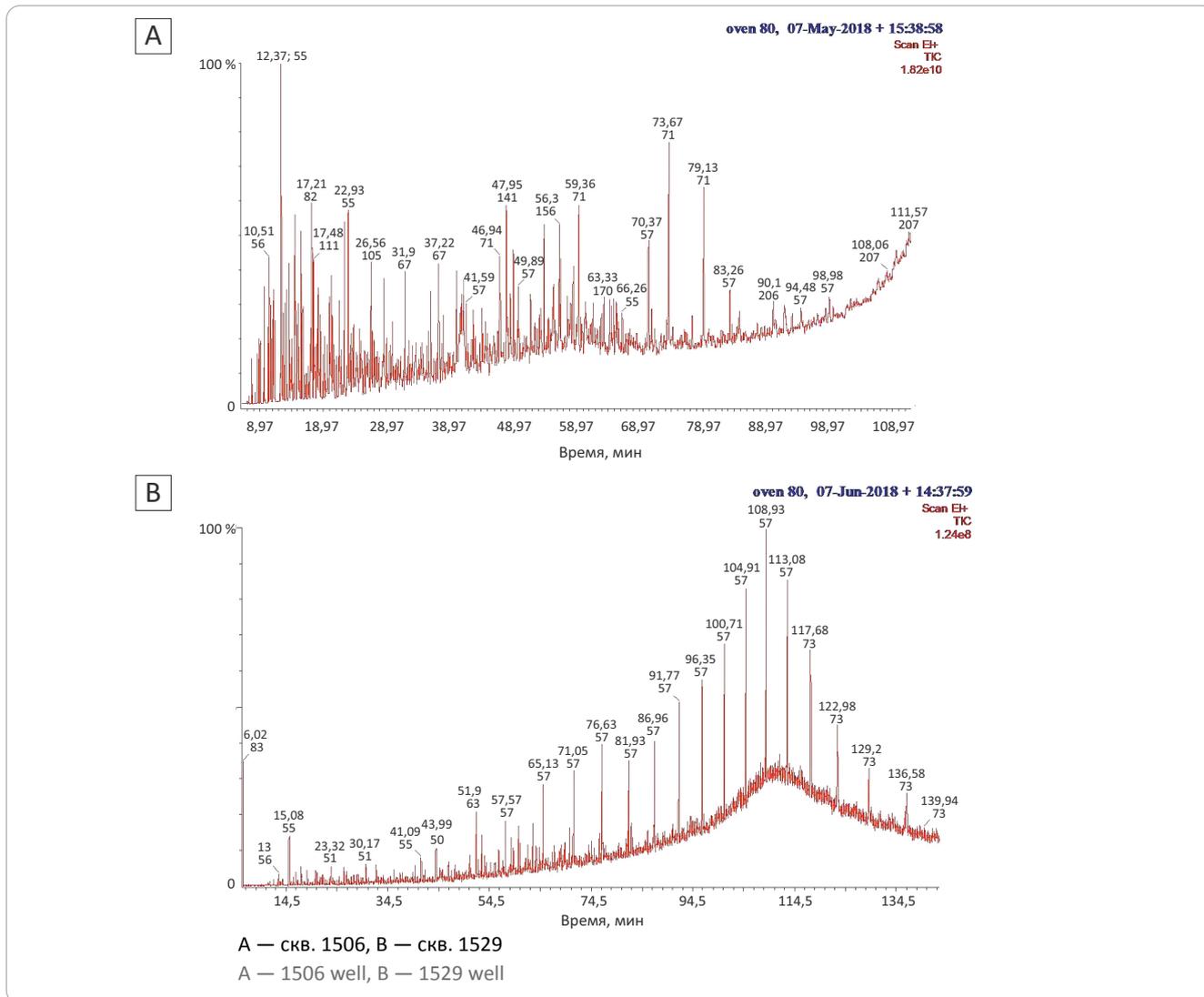


Табл. 1. УВ-состав месторождения Локбатан по данным хромото-масс-спектрометрии

Tab. 1. HC composition of oil in Lokbatan field: data of chromatography-mass spectrometry

Номер скважины	n-алканы, %	Изо-алканы, %	Изо-преноиды, %	Σ алканов	Нафтеновые					Σ нафтенов	Арены			Σ аренов
					моно	би	три	тетра	пента		моно	би	три	
1506	7,91	21,32	0,87	29,23	43,8	6,79	–	–	–	50,29	10,38	8,94	0,87	20,19
1529	44,09	13,04	4,37	57,13	41,01	–	–	–	–	41,01	1,26	0,61	–	1,58

500–700 м (см. рис. 2). Эти горизонты представлены пачкой песков мощностью 60–70 м, состоящей из чередования средне- и крупнозернистых песков с прослоями слабосцементированных песчаников. В песках этих горизонтов встречаются окатанные куски глины. Прослой глины здесь наблюдаются редко, их максимальная мощность достигает 2 м.

При наличии мощной пачки песков горизонтов VI–VIa они разбуривались самостоятельными сетками скважин 75 × 125 м на нижнюю (горизонт VIa) и верхнюю (горизонт VI) части.

Высота залежи горизонтов VI–VIa равна 300 м, в подошве залежь имеет газовую шапку. Начальное пластовое давление достигает 7,7 МПа.

В 1933–1934 гг. разбуривались VI–VIa горизонты. Начальные дебиты скважин составляли от 70 до 200 т/сут.

Аналитические исследования

Исследования нефтей месторождения Локбатан проводились современными инструментальными методами, включающими хромото-масс-спектро-

Табл. 2. Элементный CHNS-анализ проб нефти месторождения Локбатан, %

Tab. 2. CHNS elemental analysis of oil samples from Lokbatan field, %

Номер скважины	C	H	N	S
1111	76,22	10,28	–	0,84
1788	78,62	10,51	–	0,84
1506	77,61	10,59	–	0,84
498	79,97	10,5	–	0,83
333	79,23	10,47	–	0,77
1510	46,82	10,37	–	1,15
1527	63,99	8,54	–	0,74
1490	72,05	9,56	–	0,82
1806	78,62	10,4	–	1,09
1543	73,02	10,15	–	0,84
1529	75,25	10,28	–	0,89
1493	76,02	10,2	–	0,76

метрию, элементный анализ (CHNS/O), совмещенный термический анализ, масс-спектрономию с индукционно связанной плазмой (ИСП/МС).

Хромато-масс-спектрометрия. Хромато-масс-спектрометрические исследования нефтей проводились на хромато-масс-спектрометре Perkin-Elmer на системе, включающей хромато-масс-спектрометр Clarus 680, имеющий интерфейс с высокоэффективным масс-селективным детектором Clarus SQ8T. Хроматограммы УВ были получены по общему ионному току (TIC) и характеристическим фрагментным ионам (SIR). Идентификацию индивидуальных УВ проводили посредством компьютерного поиска в библиотеке Национального института стандартов NIST-08, по литературным данным и с помощью реконструкции структур по характеру ионной фрагментации при электронном ударе.

Для проведения анализов на хромато-масс-спектрометре чаще всего используются растворители: сернистый углерод CS_2 , хлороформ, четыреххлористый углерод, бензол, толуол, гексан, изооктан и др. Хроматограф снабжен кварцевой капиллярной колонкой длиной 60 м, диаметром 0,25 мм, импрегнированной фазой Rtx-1MS. Газ-носитель — гелий, скорость потока 1 мл/мин. Температура испарителя 300 °С; программирование подъема температуры от 80 до 300 °С со скоростью 2 °С/мин с последующей изотермой в течение 70 мин. Ионизирующее напряжение источника 70 эВ, температура источника 250 °С.

Данные хромато-масс-спектрометрических исследований нефтей месторождения Локбатан скважин 1506 и 1529 приведены на рис. 3, а расчет УВ-состава — в табл. 1.

Для нефти из скв. 1506 подсчитан коэффициент нечетности — CPI = 1,75. Значение CPI от 0,91 до 2,03 указывает на высокое содержание нечетных *n*-алканов, что связано с окислительной обстановкой

осадконакопления, свидетельствующей о зарожении ОВ в мелководном бассейне.

По данным хромато-масс-спектрометрии были определены такие геохимические коэффициенты [3, 4], как терпановый индекс T_9/T_m — отношение более стабильного трисноргеогопана к менее стабильному трисноргопану, определяющему зрелость, условия отложения осадков и характеризующего степень катагенетической преобразования нефти, в данном случае менее зрелой. Определены индексы: $T_9/T_m = 0,69$; $H_{29}/H_{30} = 0,35$; отношение олеанан/ $H_{30} = 0,48$ показывает, что в состав исходного ОВ входили остатки покрытосеменных растений, отлагавшихся в бассейне (часто дельтовом) не старше мелового возраста. Расчет регулярных стеранов показал следующие отношения: $St_{27}/St_{28}/St_{29} = 26/25/49$, где St_{29} — ситостан, морские водоросли, богатые стеролами ряда St_{29} , также свидетельствующими о преобладании высших наземных растений [5].

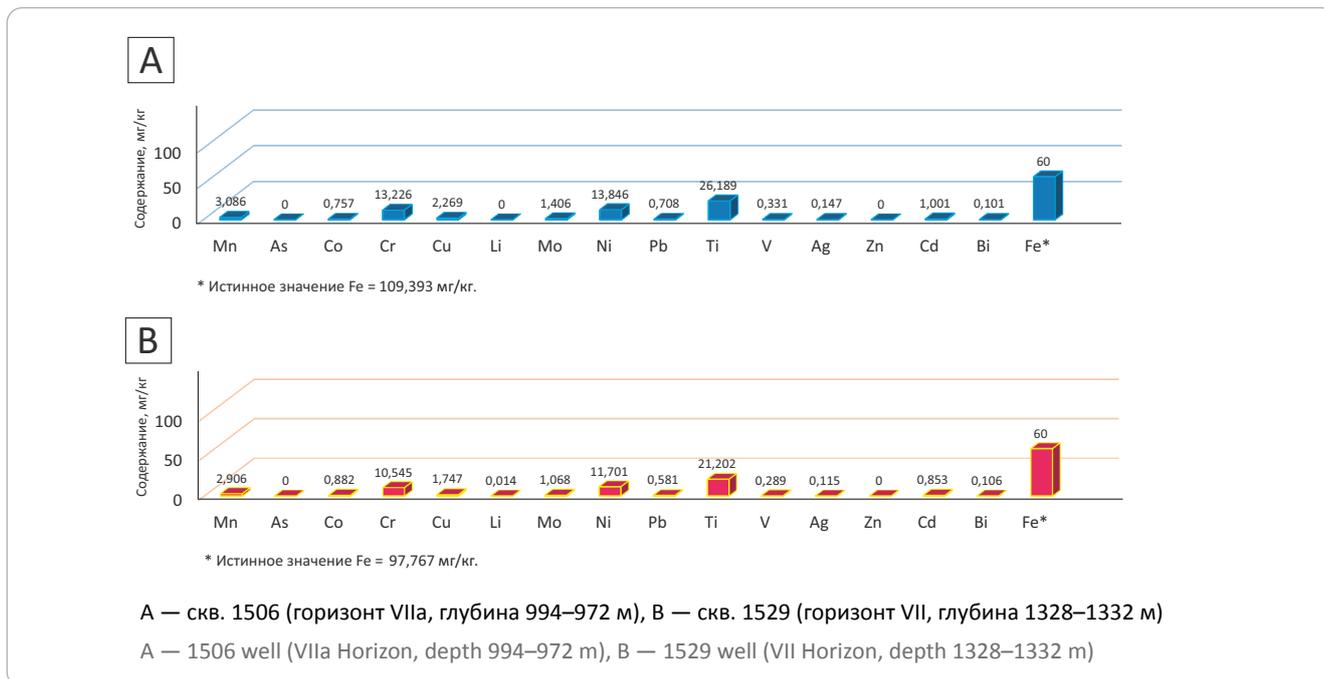
Для нефти из скв. 1529 были рассчитаны коэффициенты изопреноидности $K_i = 0,24$ и нечетности — CPI = 1,12. В пробе отмечено также преобладание *n*-алканов над изоалканами. Показано, что трициклические терпаны от T_{19} до T_{26} отсутствуют; как и в предыдущей пробе присутствует только трициклический терпан T_{30} . В пробе нефти из скв. 1529 месторождения Локбатан, в отличие от пробы нефти из скв. 1506, регулярные стераны не идентифицированы; пимараны отсутствуют.

Элементный CHNS-анализ проб нефти Локбатан. Элементный анализ на углерод и водород основан на безостаточном сжигании органической массы нефтепродукта в токе кислорода до диоксида углерода и воды. Анализ проводился на приборе фирмы Perkin Elmer Series II CHNS/O Analyser 2400 при температуре 850 °С (табл. 2).

Микроэлементный состав (ИСП/МС). Проведена предварительная пробоподготовка нефти для уста-

Рис. 4. Гистограмма микроэлементного состава нефти месторождения Локбатан

Fig. 4. Histogram of trace elements composition in oil of Lokbatan field



новления элементного анализа на масс-спектрометре с индукционно связанной плазмой. Для этого пробы нефти озольались в микроволновой печи BERGHOF. Данные по микроэлементному анализу нефтей представлены на гистограммах (рис. 4).

Совмещенный термический анализ проб нефти месторождения Локбатан. Исследования потенциального фракционного состава проб нефти месторождений Локбатан проводились на синхронном термическом анализаторе STA 6000 фирмы Perkin Elmer в температурном интервале 20–750 °С.

Фракционный состав по данным совмещенного термического анализа представлен термограммами на примере нефтей месторождения Локбатан из скважин 1506 и 1529 (рис. 5), T_1 – T_2 — температурный интервал выхода фракции, $\delta\gamma$, % — потенциальное содержание фракций (табл. 3).

Нагревание такой сложной многокомпонентной системы, как нефть, приводит к последовательному испарению сначала летучих: бензиновой, лигроиновой, керосиновой и газойлевой фракций (Б, Л, К, Г) с интервалами испарения, равными соответственно н. к. — 140; 140–180; 180–240 и 240 °С. Затем следуют парафины и масла (Р + М), смолы и асфальтены (См + Асф). Температуры испарения/окисления компонентов тяжелого остатка определяют по характерным точкам на кривой дифференциальной сканирующей калометрии [6, 7].

Заключение

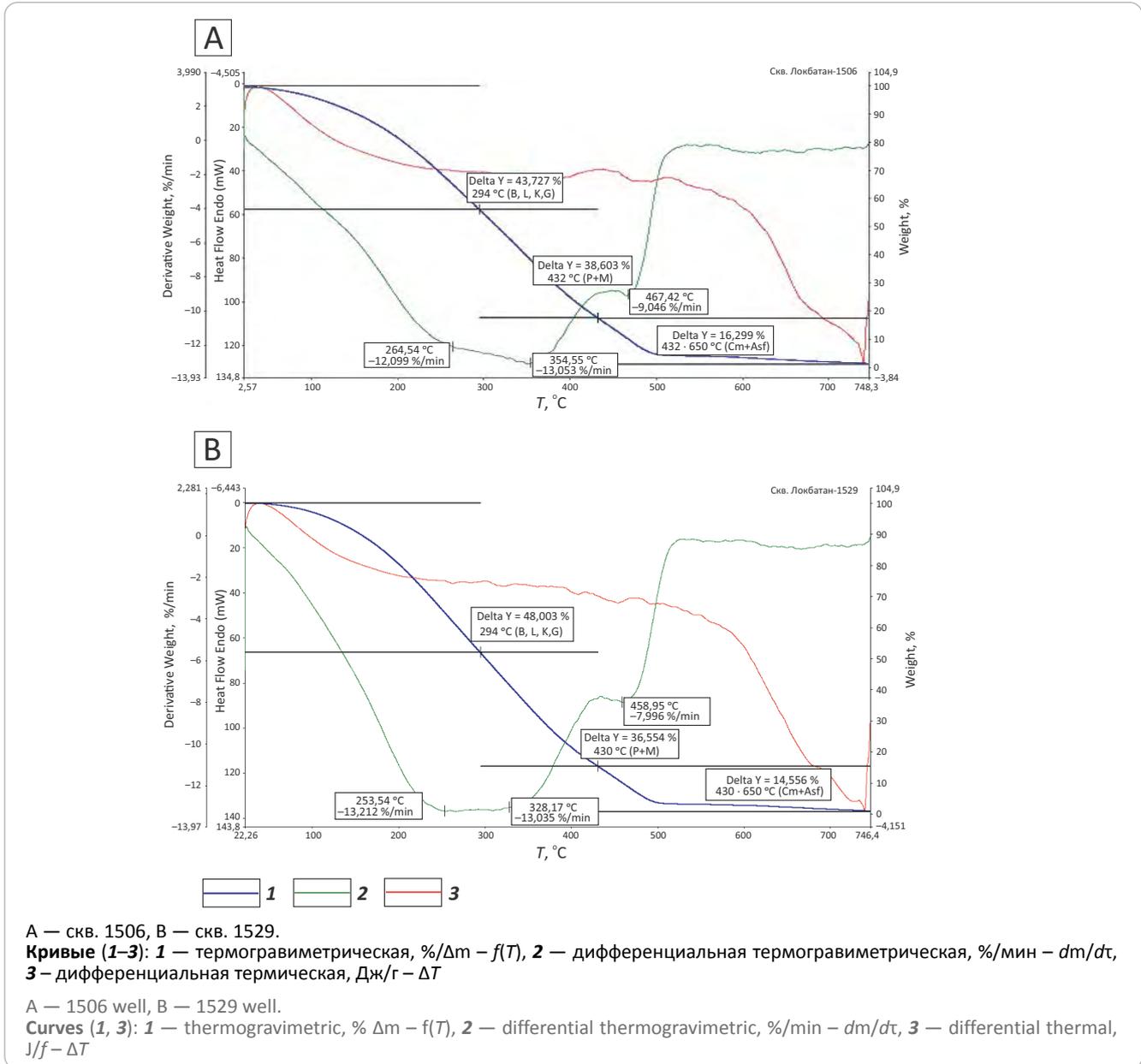
Исследования нефтей месторождения Локбатан современными инструментальными методами анализа позволили сделать следующие выводы.

Судя по УВ-составу, нефть является парафино-нафтеновой с содержанием ароматики \approx 13–20 %. Проба нефти из скв. 1506 (глубина 872 м, горизонт VIII) содержит вдвое меньше алканов, а *n*-алканов — в 5 раз меньше, что свидетельствует о биодегградации нефти; в пробе отсутствуют Pr и Ph, что характерно для генезиса нефти в прибрежной зоне. В нефти из скв. 1529 (глубина 1328 м, горизонт VII) отношение Pr/Ph = 1,35 свидетельствует о большом вкладе наземной растительности и сапропелево-гумусовом генезисе нефти. Подтверждением данных заключений является максимальное содержание УВ C_{25} : в пробе нефти скв. 1529 — 4,67 % и в пробе нефти из скв. 1506 — 1,78 %. Значение CPI, близкое к 1, указывает на зрелую нефть (скв. 1529), CPI = 1,75 (скв. 1506) — низкую зрелость, нефть биодегградирована. Значение CPI от 0,91 до 2,03 указывает на высокое содержание нечетных *n*-алканов, что связано с окислительной обстановкой осадконакопления, свидетельствующей о зарождении ОБ в мелководном бассейне.

В обеих пробах отмечается отсутствие трициклических терпанов T_{19} – T_{26} , эти УВ характеризуют бассейн седиментации и определяют источник ОБ. Судя по олеанановому индексу, остатки покрытосеменных растений, отлагавшихся в бассейне (часто дельтовом), не старше мелового возраста.

Наблюдается большой разброс содержания пентациклических терпанов $C_{30}H_{52}$ — гопанов: в скв. 1506 — 25,1 % и в скв. 1529 — 3,19 %. В нефти скв. 1506 при сопоставлении с нефтью из скв. 1529 наблюдается двухкратное преобладание стерана C_{29} , отвечающего за высшую наземную растительность. Все анализируемые пробы нефти место-


Рис. 5. Термограмма нефти месторождения Локбатан

Fig. 5. Thermogram of oil from the Lokbatan field

Табл. 3. Потенциальный фракционный состав нефтей месторождения Локбатан, %

Tab. 3. Possible fractional composition of oil from Lokbatan field, %

Номер скважины	Б, Л, К, Г	P + M	Cm + Asf
1788	68,796	18,493	11,331
1493	43,828	32,075	22,928
1806	38,166	40,467	19,812
1543	51,131	34,811	13,46
1529	48,003	36,554	14,556
1510	38,456 (H ₂ O ≈ 45,296)	10,632	4,505
1506	43,727	38,603	16,299
1498	43,916	35,666	19,12
1490	38,425	41,012	19,651
333	51,131	29,884	15,898
1111	42,219	38,42	16,127

рождения Локбатан являются железистыми; предложен концентрационный ряд микроэлементов, содержащихся в исследуемых пробах нефти:

Fe > Ti > Ni > Cr > Mn > Cu > Mo > Pb > V > Cd > Vi > Ag > Li.

Преобладающими микроэлементами в пробах, помимо железа, являются титан и никель; содержание (мг/кг) Fe во всех пробах нефти находится в пределах 83,374–187,723; Ti ≈ 21,202–27,337; Ni ≈ 11,701–42,263; Cr ≈ 10,545–14,028; Mn ≈ 2,230–3,638; Cu ≈ 1,554–3,452.

Литература

1. Гулиев И.С., Алиев Ад.А., Бабаев Ф.Р. Геохимическая характеристика нефтей месторождений Южно-Каспийской впадины // Геология нефти и газа. – 2012. – № 4. – С.79–83.
2. Жемерев В.С. Изменение характера вод в процессе эксплуатации нефтяных горизонтов в Локбатане // Геология нефти – 1958. – № 11. – С.45–50.
3. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н. Углеводороды нефти и их анализ методом газовой хроматографии. М. : Москва-Пресс, 2010. – 240 с.
4. Мартынова Г.С., Максакова О.П., Агаева Э.Т., Ханбутаева З.С. Структура биомаркеров. Основные геохимические показатели нефти. Учебное пособие. – Баку: Изд-во Элм, 2018. – 127 с.
5. Петров Ал.А. Биометки и геохимические условия образования нефтей России // Нефтехимия. – 1995. – Т. 35. – № 1. – С. 25–35.
6. Шишкин Ю.Л. Абсолютная сканирующая калориметрия в химии нефти. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 119 с.
7. Shishkin Yu.L. Fractional and component analysis of crude oils by the method of dynamic microdistillation — differential scanning calorimetry coupled with thermogravimetry // Thermochemica Asta. – 2006. – V. 441. – № 2. – p. 162–167.

References

1. Guliev I.S., Aliev Ad.A., Babaev F.R. Geochemical characteristics of oils of South-Caspian depression deposits. *Geologiya nefiti i gaza*. 2012;(4):79–83. In Russ.
2. Jemerev V.S. The changes of the character of waters by development of the oil bearing horizons in Lokbatan. *Geologiya nefiti*. 1958;(11): 45–50. In Russ.
3. Gordadze G.N., Giruts M.V., Koshelev V.N. Uglevodorody nefiti i ikh analiz metodom gazovoi khromatografii [Oil hydrocarbons and their analysis using gas chromatography]. M. : Moskva-Press; 2010. 240 p. In Russ.
4. Martynova G.S., Maksakova O.P., Agaeva E.T., Khanbutaeva Z.S. Struktura biomarkerov. Osnovnye geokhimicheskie pokazateli nefiti. Uchebnoe posobie [Structure of biomarkers. Main geochemical indices of oil. Tutorial]. Baku : Izd-vo Elm; 2018. 127 p. In Russ.
5. Petrov Al.A. Biometki i geokhimicheskie usloviya obrazovaniya neftei Rossii [Biomarkers and geochemical settings of oil generation in Russia]. *Neftekhimiya*. 1995;35(1):25–35. In Russ.
6. Shishkin Yu.L. Absolyutnaya skaniruyushchaya kolorimetriya v khimii nefiti [Differential Scanning Calorimetry in petroleum chemistry]. LAP LAMBERT Academic Publishing; 2012. 119 p. In Russ.
7. Shishkin Yu.L. Fractional and component analysis of crude oils by the method of dynamic microdistillation — differential scanning calorimetry coupled with thermogravimetry. *Thermochemica Asta*. 2006;441(2):162–167.

Информация об авторах

Мартынова Галина Сергеевна

Доктор физико-математических наук,
заведующая лабораторией

Институт геологии и геофизики
НАН Азербайджана,

AZ1143 Баку, пр. Г. Джавида, д. 119

e-mail: martgs@rambler.ru

Максакова Ольга Петровна

Старший научный сотрудник

Институт геологии и геофизики
НАН Азербайджана,

AZ1143 Баку, пр. Г. Джавида, д. 119

e-mail: olya4747@mail.ru

Information about authors

Galina S. Martynova

Doctor of Physical and Mathematical Sciences,
Head of laboratory

Institute of Geology and Geophysics
of Azerbaijan National Academy of Sciences,

119, pr. G. Dzhavida, Baku, AZ1143, Azerbaijan

e-mail: martgs@rambler.ru

Olga P. Maksakova

Senior Researcher

Institute of Geology and Geophysics
of Azerbaijan National Academy of Sciences,

119, pr. G. Dzhavida, Baku, AZ1143, Azerbaijan

e-mail: olya4747@mail.ru

Нанаджанова Рахила Гюльали гызы

Старший научный сотрудник лаборатории

Институт геологии и геофизики
НАН Азербайджана

AZ1143 Баку, пр. Г. Джавида, д. 119

e-mail: raxile_skorpion@inbox.ru

Велиметова Наида Искендер гызы

Инженер лаборатории

Институт геологии и геофизики
НАН Азербайджана

AZ1143 Баку, пр. Г. Джавида, д. 119

e-mail: v.naida.v@gmail.com

Rakhilya G. Nanadzhanova

Senior researcher of laboratory

Institute of Geology and Geophysics
of Azerbaijan National Academy of Sciences,

119, pr. G. Dzhavida, Baku, AZ1143, Azerbaijan

e-mail: raxile_skorpion@inbox.ru

Naida Iskender gyzy Velimetova

Engineer of laboratory

Institute of Geology and Geophysics
of Azerbaijan National Academy of Sciences,

119, pr. G. Dzhavida, Baku, AZ1143, Azerbaijan

e-mail: v.naida.v@gmail.com

УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2022-2-53-65

Разработка вероятностно-статистических моделей прогноза нефтеносности по структурным параметрам пласта ЮС₁ в северной части Сургутского свода

© 2022 г. | А.О. Шадрин^{1,2}, С.Н. Кривошеков²

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия; shadrinao@tmn.lukoil.com;

²ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», Пермь, Россия; krivoshchekov@gmail.com

Поступила 16.09.2021 г.

Доработана 19.09.2021 г.

Принята к печати 05.10.2021 г.

Ключевые слова: *Сургутский свод; регрессионный анализ; тренд-анализ; прогноз нефтегазоносности; структурные параметры; васюганская свита.*

Аннотация: В статье описаны этапы и особенности построения вероятностно-статистических моделей зонально-локального прогноза нефтеносности северной части Сургутского свода по структурным параметрам. Рассмотрены вопросы влияния структурного фактора на нефтеносность пласта ЮС₁ на территории исследования. Выделены структурные параметры, описывающие закономерности нефтеносности. Приведен метод подбора оптимального окна аппроксимации сеток значения при проведении тренд-анализа, основанного на сравнении параметров по *t*-критерию Стьюдента. Установлено, что нефтеносность на различных локальных участках контролируется локальными составляющими разной степени аппроксимации. Предложено применение параметра регрессионной составляющей поверхности для решения задач прогноза нефтеносности. Выделены основные закономерности нефтеносности на территории северной части Сургутского свода, отмечено влияние на нефтеносность современных локальных составляющих, палеоструктурных параметров, полученных методом тренд-анализа, а также установлена статистическая значимость регрессионных составляющих для прогноза нефтеносности. Построены зональная и ряд локальных моделей прогноза нефтеносности по структурным параметрам. Проведено комплексирование полученных моделей и построена модель зонально-локального прогноза нефтеносности по структурным параметрам. Выделены зональные закономерности нефтеносности территории, которые были уточнены результатами построения локальных моделей на кратко меньших площадях.

Для цитирования: Шадрин А.О., Кривошеков С.Н. Разработка вероятностно-статистических моделей прогноза нефтеносности по структурным параметрам пласта ЮС₁ в северной части Сургутского свода // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 53–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-53-65.

Prediction of oil occurrence using structural parameters of ЮС₁ reservoir in the northern part of Surgut Arch: development of probabilistic-statistical models

© 2022 | A.O. Shadrin^{1,2}, S.N. Krivoshchekov²

¹LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch, Tyumen, Russia; shadrinao@tmn.lukoil.com;

²Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia; krivoshchekov@gmail.com

Received 16.09.2021

Revised 19.09.2021

Accepted for publication 05.10.2021

Key words: *Surgut Arch; regression analysis; trend analysis; prediction of oil occurrence; structural parameters; Vasyugan Formation.*

Abstract: The authors discuss stages and features of probabilistic-statistical model building in local-zonal prediction of oil occurrence in the northern part of Surgut Arch with the use of structural parameters. The influence of structural factor on oil occurrence in ЮС₁ reservoir of the study area is considered. Structural parameters describing common factors of oil occurrence are identified. Method of selection of optimal approximation window for value grids in trend analysis is presented, which is based on parameters comparison in terms of Student *t*-test. It is found that local components of different approximation degrees control oil occurrence in different local areas. Use of regression component of the surface to solve tasks of oil occurrence prediction is proposed. The main common factors of oil occurrence in the northern part of Surgut Arch, influence of present-day local components on oil occurrence, and paleostructural parameters obtained from trend analysis are identified; and statistical significance of regression components for oil occurrence prediction is determined. Zonal and a number of local models of oil occurrence prediction using structural parameters are created. Integration of the obtained

models in conducted, and local-zonal model of oil occurrence prediction using structural parameters is built. Zonal patterns of oil occurrence in the territory are identified, which were updated with the results of local model building in multiply smaller areas.

For citation: Shadrin A.O., Krivoshechekov S.N. Prediction of oil occurrence using structural parameters of ЮС₁ reservoir in the northern part of Surgut Arch: development of probabilistic-statistical models. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(2):53–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-53-65. In Russ.

Введение

Восполнение ресурсной базы является и всегда являлось одним из ключевых направлений деятельности нефтедобывающих предприятий России и мира. Сегодня, в условиях высокой изученности территорий и высоких темпов добычи, проблема восполнения и наращивания ресурсного потенциала компаний является весьма актуальной и требующей внимания.

Данная статья посвящена процессу разработки вероятностно-статистических моделей зонально-локального прогноза нефтеносности по структурным параметрам. Структурный фактор является одним из ключевых критериев, на который обращают внимание при планировании геолого-разведочных работ на нефть и газ. Несмотря на возрастную изученность традиционных территорий промысла нефти и газа и увеличение доли сложно-построенных и малоразмерных ловушек и залежей в ресурсной базе компаний, структурный фактор не теряет актуальности и является одним из основных критериев поиска и геометризации залежей [1–4].

Объектом исследования в данной статье является регионально нефтеносный пласт ЮС₁ васюганской свиты в северной части Сургутского свода в пределах деятельности ТПП «Когалымнефтегаз». Пласт ЮС₁ является одним из основных объектов разработки на территории исследования и обладает высоким потенциалом нефтеносности. Сложность и особенности строения верхнеюрских отложений в пределах территории исследования подробно представлены во многих работах, в том числе в трудах¹ [5–11].

В качестве инструмента построения моделей прогноза использовались вероятностно-статистические методы. Применение вероятностно-статистических моделей в геологии, в частности для решения задач прогноза нефтеносности, освещено во многих работах. Большой вклад в развитие геолого-математических методов для решения проблем выделения перспектив и прогнозирования нефтеносности внесли работы [12–23].

Методы

Для построения моделей прогноза нефтеносности по структурным параметрам использовались две группы параметров, характеризующих морфологические особенности геологического строения исследуемого объекта. Первой группой параме-

тров, применяемых для решения поставленных задач, стали локальные составляющие, полученные при построении моделей трендов. Использование тренд-анализа в геологии ведет свою историю еще с середины XX в., когда исследователи Р.Л. Миллер и У.К. Крумбейн использовали его для решения задач, связанных с палеогеографическими реконструкциями. Связь локальных составляющих поверхности геологических тел с их нефтеносностью, следствие влияния гравитационных сил на миграцию и аккумуляцию УВ в пласте, применение локальных составляющих для поиска и геометризации ловушек и залежей нефти представлены в ряде работ² [2, 3].

В настоящей статье использовался способ аппроксимации поверхности методом скользящего среднего, который заключается в осреднении ячеек сетки значений в интервале заданного окна аппроксимации. Особенностью такого метода является вариативность получаемых моделей трендов в зависимости от значения окна сглаживания. С увеличением окна аппроксимации возрастает степень сглаживания сетки значений и, следовательно, масштаб закономерности, описываемой такой поверхностью тренда (рис. 1).

Формирование залежей нефти и газа происходит при условии соблюдения множества факторов, благоприятствующих этому, таких как наличие ловушки, наличие коллектора, наличие покрышки и миграция УВ в ловушку [5, 6]. При соблюдении этих условий в определенный временной интервал происходит заполнение ловушки мигрировавшими в нее УВ и, согласно законам физики, устанавливается горизонтальная плоскость водонефтяного контакта (ВНК). В результате тектонических движений поверхность ВНК может испытать наклон и изменение формы, но под действием гравитационных сил должна вернуться к горизонтальной плоскости. Однако, по результатам разведочного и в большей степени эксплуатационного бурения, отмечается, как правило, наклонное положение поверхности флюидального контакта в рассматриваемых залежах. Наклонное положение ВНК может быть следствием многих причин, например тектонического движения, капиллярных сил, напора подошвенных вод и др. [24–29].

Для оценки влияния на современную нефтеносность структурных поверхностей на ранних этапах формирования осадочного чехла были выполнены палеореконструкции поверхности пласта ЮС₁. Восстановление палеоструктурных поверх-

¹Белозеров В.Б. Седиментационные модели верхнеюрских резервуаров горизонта Ю₁ Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции как основа для оптимизации систем их разведки и разработки : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Новосибирск : Институт нефтегазовой геологии и геофизики, 2008. – 263 с.

²Путилов И.С. Научное обоснование вероятностно-статистических методов прогноза нефтегазоносности структур в условиях высокоизученных территорий : дис. ... д-ра техн. наук. – Пермь : Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2016. – 369 с.

Рис. 1. Изменения тренда от значения окна аппроксимации
Fig. 1. Trend as a function of approximation window size



ностей проводилось методом «репер сверху», при котором анализируется мощность отложений, перекрывающих поверхность продуктивного объекта. В качестве реперов, с помощью которых восстанавливались палеоповерхности на период заполнения ловушек, применялись отражающие горизонты (ОГ): ОГ_М — подошва кошайских глин и ОГ_Г — подошва кузнецовских глин. Использование отражающих горизонтов неокомских отложений для всей территории исследования невозможно вследствие их приуроченности к клиноформному комплексу. К палеореконструированным поверхностям для оценки их влияния на нефтеносность также был применен метод тренд-анализа.

Как уже было отмечено, тектонические процессы на территории исследования влияют на формирование и деструкцию залежей нефти [30, 31]. Для оценки их влияния на нефтеносность были изучены зависимости основных отражающих горизонтов

друг от друга методом парной корреляции. Матрица корреляции отражающих горизонтов в скважинах с нефтяным и водяным характером притока приведена в табл. 1.

Анализ корреляции отражающих горизонтов в скважинах привел к неожиданному наблюдению: значения коэффициентов корреляции в скважинах с водяным и нефтяным характерами притока различаются. Примечательным также является то, что во всех случаях, где значения корреляции различны, для нефтяных скважин типична большая степень зависимости отражающих горизонтов друг от друга. Также отмечается различная корреляция только в тех парах зависимостей, где один из горизонтов выше объекта прогноза пласта ЮС₁, а именно отражающие горизонты чеускинской, кошайской и кузнецовской свит.

Анализ графиков зависимостей отметок основных отражающих горизонтов на территории исследования позволил выделить зоны с характерными закономерностями. Каждый участок отличается относительно выдержанной зависимостью поверхностей друг относительно друга и может быть охарактеризован единым трендом. Закономерность, наблюдаемая в пределах каждой отдельной зоны, является результатом продолжительных по времени седиментационных и тектонических процессов, которые нашли отражение в морфологических особенностях поверхностей отражающих горизонтов.

Для оценки связи унаследованности современных структурных форм с нефтеносностью пласта ЮС₁ были рассчитаны модели линейной регрессии и найдена разница между фактической отметкой поверхности отражающего горизонта и отметкой

Табл. 1. Корреляционная матрица гипсометрических отметок отражающих горизонтов

Tab. 1. Correlation matrix of reflector altitudes

	ОГ_А	ОГ_Т ₃	ОГ_Т	ОГ_Ю ₁	ОГ_Б	ОГ_Ч	ОГ_М	ОГ_Г
ОГ_А	1	$\frac{0,786271}{0,75717}$	$\frac{0,716133}{0,68738}$	$\frac{0,666703}{0,617994}$	$\frac{0,702821}{0,690907}$	$\frac{0,311433}{0,137381}$	$\frac{0,434442}{0,375513}$	$\frac{0,613147}{0,62451}$
ОГ_Т ₃		1	$\frac{0,971456}{0,955504}$	$\frac{0,958474}{0,936198}$	$\frac{0,926675}{0,889493}$	$\frac{0,790284}{0,682377}$	$\frac{0,853532}{0,821099}$	$\frac{0,876419}{0,827866}$
ОГ_Т			1	$\frac{0,993428}{0,984438}$	$\frac{0,948191}{0,920122}$	$\frac{0,847802}{0,773753}$	$\frac{0,895824}{0,871476}$	$\frac{0,908635}{0,840785}$
ОГ_Ю ₁				1	$\frac{0,94893}{0,914656}$	$\frac{0,884368}{0,829901}$	$\frac{0,923067}{0,903268}$	$\frac{0,916565}{0,833308}$
ОГ_Б					1	$\frac{0,817081}{0,676193}$	$\frac{0,871677}{0,813394}$	$\frac{0,899197}{0,813855}$
ОГ_Ч						1	$\frac{0,966702}{0,906803}$	$\frac{0,831717}{0,628768}$
ОГ_М							1	$\frac{0,907005}{0,806439}$
ОГ_Г								1

Примечание. Гипсометрические отметки скважин: числитель — с притоками нефти, знаменатель — сухих.

Note. Numerator — altitude of well with oil inflows; denominator — altitude of dry well.



Рис. 2. Графическое представление регрессионного остатка
Fig. 2. Graphical representation of the regression residual

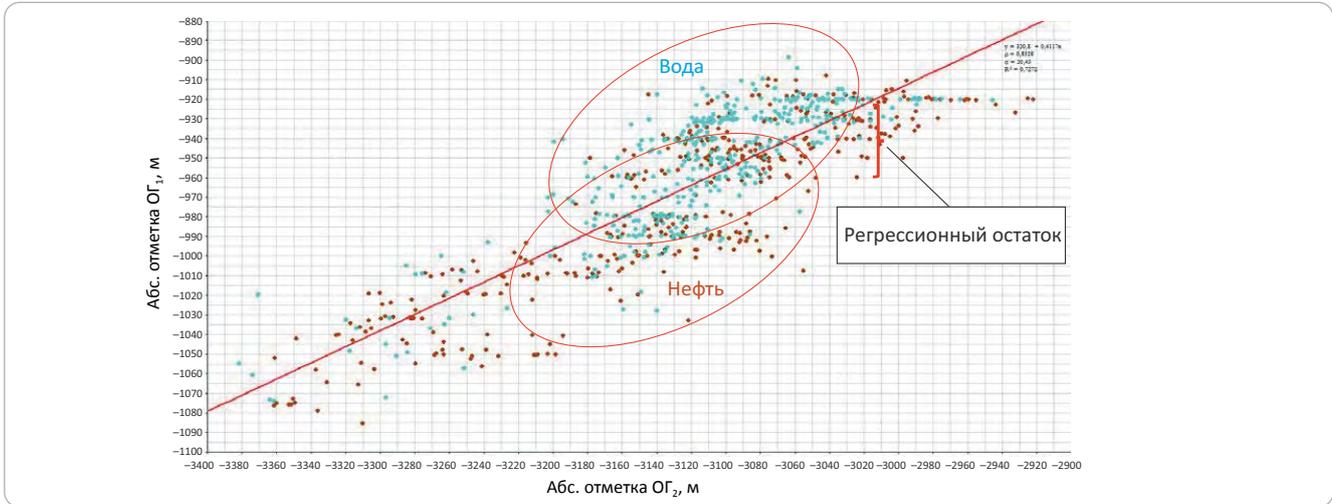
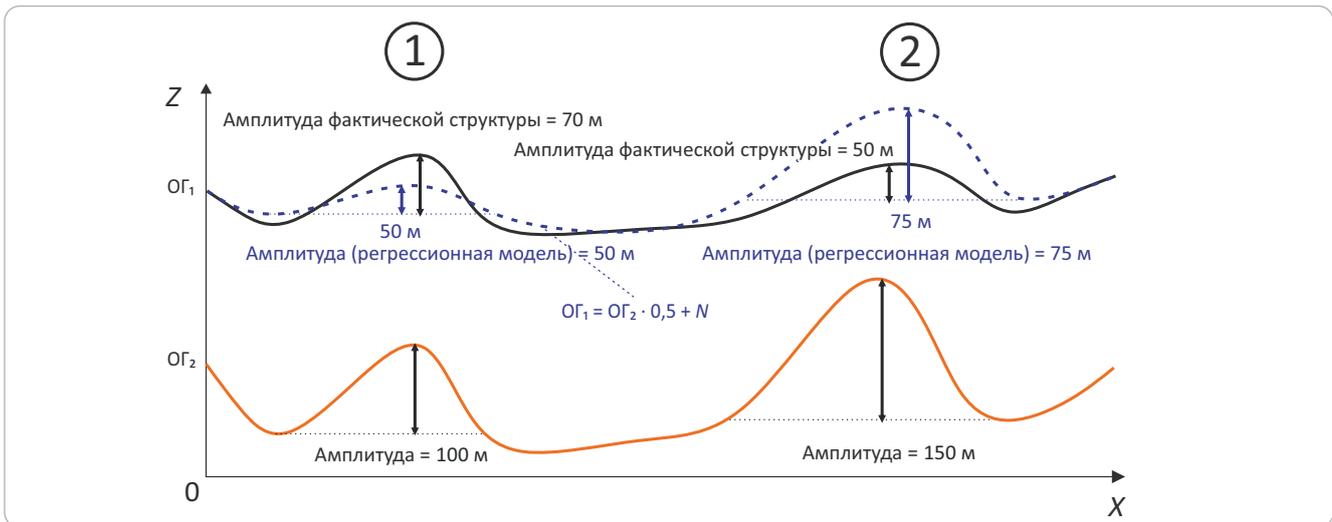


Рис. 3. Схематичное представление регрессионного остатка
Fig. 3. Schematic representation of the regression residual



по регрессионной модели (рис. 2). Расчет регрессионных моделей проводился в пределах выделенных на площади полигонов, характеризующихся единым трендом. Затем был проведен анализ регрессионных остатков по t -критерию Стьюдента с группировкой скважин по характеру притока. Результаты анализа показали, что большинство параметров имеет статистическую значимость для классификации выборки.

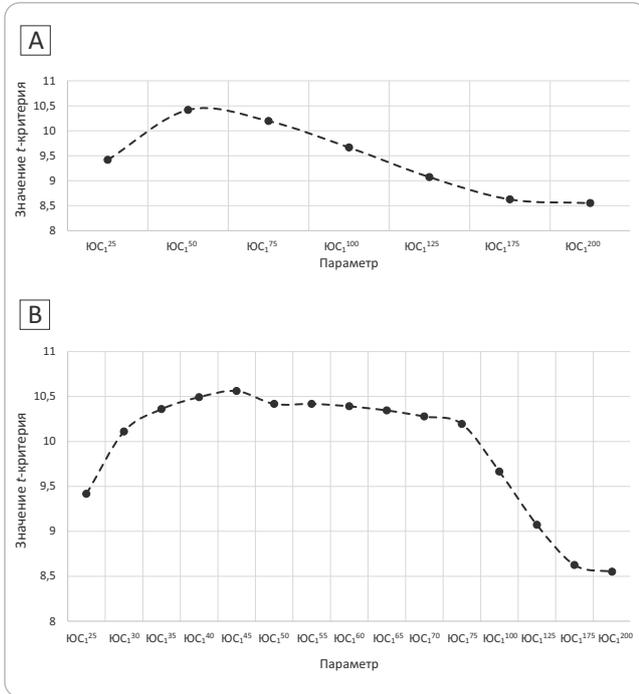
Геологическая интерпретация физического смысла связи регрессионного остатка с нефтеносностью на первый взгляд может показаться сложной. Для наглядности рассмотрим примеры структур с положительным и отрицательным регрессионным остатком. На рис. 3 изображены два структурных элемента, характеризующиеся различным знаком регрессионной составляющей. Структурный элемент 1 по отражающему горизонту OG_1 сохранил 70 % своей первоначальной амплитуды по OG_2 при том, что, исходя из регрессионной модели, в сред-

нем для площади типично сохранение 50 % амплитуды. Превышение фактической амплитуды структуры над значением, полученным по регрессионной модели, отражает структуру как образованную в более поздний этап формирования, после накопления основной толщи осадка, перекрывающего поверхность OG_1 . Напротив, структурный элемент 2 в меньшей степени сохранил амплитуду первоначальной структуры по нижележащему отражающему горизонту. Затухание амплитуды вверх по разрезу является закономерным явлением. Индикатором «нормального» положения OG в данном случае является регрессионная модель, в которой аргументом функции служит нижележащий OG . Регрессионная составляющая здесь отражает то, насколько отклоняется фактическое гипсометрическое положение OG от его «нормального» положения.

Согласно логике метода палеореконовструкций «репер сверху», сохранение амплитуды структуры вверх по разрезу является признаком формирова-

Рис. 4. График изменения значения t -критерия с равномерным (А) и уплотненным (В) шагом аппроксимации

Fig. 4. Diagram of t -value variation with uniform (A) and tightened (B) approximation spacing



ния структуры в период, последующий накоплению нижележащей толщи осадка. Учитывая продолжительные по времени процессы формирования структур, регрессионный остаток несет в себе информацию об относительном времени возникновения структуры. Сравнивая два структурных элемента между собой, можно прийти к выводу о том, что структурный элемент 1 сформирован в более поздний период времени относительно структурного элемента 2, потому что он имеет превышение относительно «нормального» положения (сохранил большую часть первоначальной амплитуды) (см. рис. 3). Таким образом, сделан вывод о том, что регрессионный остаток находится в прямой зависимости от относительного времени формирования структурной формы.

Связь относительного времени становления структуры с нефтеносностью является более очевидной по сравнению с регрессионным остатком. Структуры, образовавшиеся в более ранние этапы формирования осадочного чехла, имеют больше шансов быть заполненными УВ по сравнению с новыми структурами.

Разработка вероятностно-статистических моделей прогноза нефтеносности

Первым этапом создания зональной модели прогноза стало построение вероятностно-статистической модели по параметрам, полученным путем использования тренд-анализа. На площади исследования была проведена серия аппроксимации поверхности пласта ЮС₁ с равномерным шагом

сглаживания сетки значений в 25 окон. Затем для каждой аппроксимации были рассчитаны локальные составляющие поверхности и проведен анализ по t -критерию Стьюдента (рис. 4 А).

Анализ локальных составляющих при равномерном шаге показал, что с увеличением окна аппроксимации с 25 до 50 ячеек сетки возрастает значение t -критерия, затем, при увеличении до 75 ячеек, снова снижается. Для определения наиболее информативного показателя была проведена серия аппроксимаций с меньшим шагом окна в 5 ячеек сетки (см. рис. 4 В).

На рис. 4 В наибольшие значения t -критерия отмечаются в интервале изменения шага аппроксимации от 30 до 75 ячеек сетки. Специфическая «полка» является следствием обширности площади, обобщаемой единой моделью. Различные площади имеют характерные только для них закономерности, но в случае объединения и создания общей модели закономерности накладываются друг на друга, в результате чего и образуется подобный спектр равноинформативных параметров. Тем не менее, исходя из графика, представленного на рис. 4 В, для создания зональной модели прогноза была выбрана локальная составляющая, полученная в результате сглаживания сетки с окном 45 ячеек, что при размере ячейки 50 м соответствует квадрату со стороной 2250 м.

Аналогичным методом был определен шаг аппроксимации для палеореконструкций пласта ЮС₁ на начало аптского (ОГ М) и туронского (ОГ Г) времени. Таким образом, для построения вероятностно-статистической модели по параметрам, полученным методом тренд-анализа, было отобрано 3 переменных:

- 1) ЮС₁⁴⁵ — локальная составляющая современной поверхности пласта ЮС₁ (окно аппроксимации сетки 45 ячеек);
- 2) М²⁷⁵ — локальная составляющая палеореконструированной поверхности пласта ЮС₁ на начало аптского времени (окно аппроксимации 275 ячеек);
- 3) Г⁶⁵ — локальная составляющая палеореконструированной поверхности пласта ЮС₁ на начало туронского времени (окно аппроксимации 65 ячеек).

Статистические характеристики параметров приведены в табл. 2.

Следующим шагом стало построение модели прогноза нефтеносности методом линейного дискриминантного анализа. Линейная дискриминантная функция модели прогноза имеет следующий вид:

$$Z_{\text{лок}} = 0,358 \cdot \text{ЮС}_1^{45} + 0,659 \cdot \text{М}^{275} + 0,067 \cdot \text{Г}^{65} - 0,501.$$

График зависимости вероятности нефтеносности от значения канонической функции представлен на рис. 5 А. Общая результативность прогноза нефтеносности по локальным составляющим составила 66,5 %, модель лучше дискриминирует водоносные скважины, точность прогноза в них составляет 71 %.



Табл. 2. Статистические характеристики параметров локальных составляющих
Tab. 2. Statistical characteristics of local component parameters

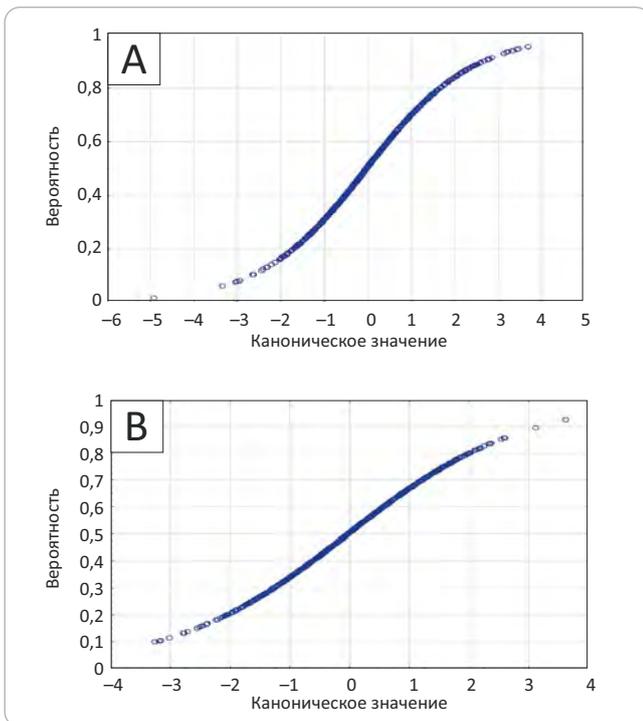
Локальная составляющая	Среднее значение ± стандартное отклонение		t-критерий p
	Нефтяные скважины	Водные скважины	
ЮС_1^{45}	6,5015145	-0,3162274	10,560849
	10,387722	8,1530605	$< 10^{-30}$
M^{275}	12,610477	2,2134522	11,268634
	14,157664	12,675402	$< 10^{-27}$
Γ^{65}	8,0459959	0,05323	10,48222
	12,0983	9,8959599	$< 10^{-24}$

Примечание. Статистические характеристики скважин: числитель — с притоками нефти, знаменатель — сухих.

Note. Numerator — statistical characteristics of well with oil inflows; denominator — statistical characteristics of dry well.

Рис. 5. График зависимости вероятности от канонического значения для модели по локальным (А) и регрессионным (В) составляющим

Fig. 5. Probability as a function of accepted value for model in local (A) and regression (B) components



Выбор параметров, полученных от регрессионных моделей для построения модели прогноза, заключался в отборе наиболее значимых переменных по t -критерию Стьюдента с условием отсутствия корреляции между ними. Статистические характеристики переменных, выбранных для построения модели прогноза, приведены в табл. 3.

Линейная дискриминантная функция зональной модели прогноза по регрессионным составляющим имеет следующий вид:

$$Z_{\text{regr}} = -0,084 \cdot [\Gamma - f(A)] - 0,699 \cdot [\Gamma - f(T_3)] - 0,132 \cdot [\text{Ю}_1 - f(\text{Ю}_2)] - 0,724 \cdot [M - f(\text{Ю}_1)] + 0,074.$$

График зависимости вероятности нефтеносности от значения канонической функции представлен на рис. 5 В. Исходя из функции Z_{regr} и графика

на рис. 5 В, видно, что переменные имеют обратную связь с вероятностью нефтеносности.

Общая результативность прогноза нефтеносности по регрессионным составляющим — 64 %, а точность прогноза выделения нефтеносных и водоносных скважин составляет 65,4 и 62,3 % соответственно.

Комплексирование моделей прогноза по локальным и регрессионным составляющим для создания единой зональной модели прогноза нефтеносности по структурным параметрам также было проведено методом линейного дискриминантного анализа, где в качестве переменных были использованы значения канонических уравнений каждой модели. Статистические характеристики параметров, использованных при построении моделей, приведены в табл. 4.

Линейная дискриминантная функция комплексной модели зонального прогноза нефтеносности имеет вид

$$Z = 0,734 \cdot Z_{\text{lok}} + 0,391 \cdot Z_{\text{regr}}.$$

Как следует из уравнения, модель, созданная на основе локальных составляющих, имеет больший вес относительно модели по регрессионным составляющим, однако вклад обеих моделей в общий прогноз значим. Общая результативность комплексной модели зонального прогноза нефтеносности по структурным параметрам составляет 66,6 %, для нефтеносных скважин точность прогноза — 63,7 %, для водоносных — 70,3 %. График плотности распределения вероятности нефтеносности представлен на рис. 6, схема распределения вероятностей зональной модели по площади — на рис. 7.

Построение зональной модели прогноза нефтеносности позволило выделить ряд закономерностей распределения нефтеносного потенциала по площади исследования. Так, выявлено, что нефтеносность пласта ЮС_1 в значительной степени контролируется его поверхностью в аптское время, когда, вероятно, происходило заполнение ловушек УВ и формировались первичные залежи нефти.

Показатель общей результативности модели (66 %) и большая площадь перекрытия групп

Табл. 3. Статистические характеристики параметров регрессионных составляющих

Tab. 3. Statistical characteristics of regression component parameters

Регрессионная составляющая	Среднее значение ± стандартное отклонение		t-критерий ρ
	Нефтяные скважины	Водные скважины	
$\Gamma - f(A)$	$\frac{-2,677}{16,995}$	$\frac{2,284}{15,878}$	$\frac{-4,403}{< 10^{-6}}$
$\Gamma - f(T_3)$	$\frac{-5,916}{20,756}$	$\frac{5,629}{18,379}$	$\frac{-8,571}{< 10^{-8}}$
$\text{Ю}_1 - f(\text{Ю}_2)$	$\frac{0,376}{8,088}$	$\frac{2,313}{7,791}$	$\frac{-3,567}{< 10^{-6}}$
$M - f(\text{Ю}_1)$	$\frac{-1,528}{12,848}$	$\frac{3,646}{11,55}$	$\frac{-6,17}{< 10^{-7}}$
$\Gamma - f(M)$	$\frac{-1,058}{10,252}$	$\frac{1,016}{10,217}$	$\frac{-2,967}{< 10^{-5}}$

Примечание. Статистические характеристики скважин: числитель — с притоками нефти, знаменатель — сухих.

Note. Numerator — statistical characteristics of well with oil inflows; denominator — statistical characteristics of dry well.

Табл. 4. Статистические характеристики зональных моделей прогноза

Tab. 4. Statistical characteristics of zonal prediction models

Каноническое уравнение модели	Среднее значение ± стандартное отклонение		t-критерий ρ
	Нефтяные скважины	Водные скважины	
$Z_{\text{лок}}$	$\frac{0,366}{1,090}$	$\frac{-0,455}{0,874}$	$\frac{12,031}{< 10^{-30}}$
$Z_{\text{рег}}$	$\frac{0,304}{1,041}$	$\frac{-0,378}{0,947}$	$\frac{9,998}{< 10^{-30}}$

Примечание. Статистические характеристики скважин: числитель — с притоками нефти, знаменатель — сухих.

Note. Numerator — statistical characteristics of well with oil inflows; denominator — statistical characteristics of dry well.

на рис. 6 не позволяют использовать построенную модель в качестве надежного прогноза. Точность прогноза существенно снижается в результате обобщения всей территории исследования единой моделью. Обилие различных закономерностей распределения нефтеносности по площади, сложность геологического строения и процессов, повлиявших на формирование недр, не позволяют выделить единую и надежную закономерность, которая будет справедлива для всей площади исследования.

Для увеличения достоверности и надежности прогноза была построена серия локальных моделей прогноза нефтеносности. Каждая модель приурочена к месторождению, группе близкорасположенных месторождений или площади со схожим строением залежей нефти. Выделение локальных участков для построения уточненных моделей прогноза проведено на основании обобщения и анализа имеющейся информации о залежах нефти. Основаниями для объединения площадей в единую модель были такие условия, как приуроченность к одному тектоническому элементу, равномерная изученность глубоким бурением, близкое расположение залежей нефти друг к другу и гипсометрическое положение

залежей нефти. Результаты построения локальных моделей прогноза, их линейные дискриминантные функции и статистические характеристики приведены в табл. 5.

По результатам построения зональной модели прогноза и серии уточненных моделей на локальных площадях была построена комплексная модель зонально-локального прогноза нефтеносности по структурным параметрам северной части Сургутского свода.

Площади использования локальных моделей ограничиваются участками с равномерной изученностью глубоким бурением. На поисковых участках и некоторых площадях, где локальные модели в малой степени отражают закономерности нефтеносности, была применена зональная модель прогноза для учета обобщенных закономерностей нефтеносности для всей территории исследования. Таким образом, зональная модель использовалась на территории Северо-Когалымского, Южно-Холмогорского, Северо-Ягунского, Северо-Новоортъягунского и южной части Имилорского участков.

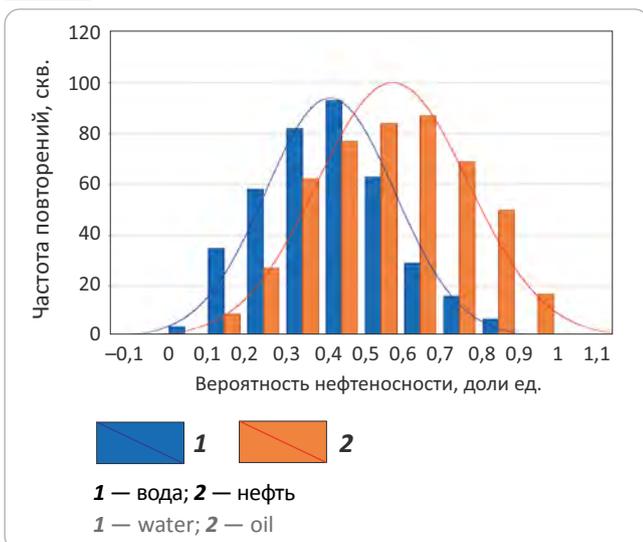
Комплексная модель зонально-локального прогноза нефтеносности отражает локальные зако-


Табл. 5. Характеристики локальных моделей прогноза

Tab. 5. Characteristics of local prediction models

Модель	ЛДФ	Комплексная ЛДФ	t -критерий ρ	Распознаваемость общая, % Распознаваемость нефть/вода, %
Дружно-Грибная	$Z_{lok} = 0,715 \cdot \text{ЮС}_1^{40} + 0,375 \cdot M^{60} + 0,212 \cdot \Gamma^{50} - 0,523$ $Z_{regr} = 1,567 \cdot [M - f(\text{Ю}_2)] + 0,931 \cdot [\Gamma - f(\text{Ю}_2)] + 1,257$	$Z = 0,882 \cdot Z_{lok} - 0,222 \cdot Z_{regr}$	$\frac{6,301}{0}$	$\frac{71}{65,2 / 78,6}$
Ягунская	$Z_{lok} = 1,248 \cdot \text{ЮС}_1^{45} - 0,402$ $Z_{regr} = 1,131 \cdot [\Gamma - f(A)] - 0,495$	$Z = 0,984 \cdot Z_{lok} + 0,679 \cdot Z_{regr}$	$\frac{6,567}{0}$	$\frac{74,5}{76 / 73}$
Икилорско-Ягунская	$Z_{lok} = 1,58 \cdot \text{ЮС}_1^{65} - 0,619$ $Z_{regr} = 1,131 \cdot [\Gamma - f(T_3)] + 0,868 \cdot [\Gamma - f(M)] - 1,372$	$Z = 0,853 \cdot Z_{lok} - 0,567 \cdot Z_{regr}$	$\frac{8,307}{0}$	$\frac{76,5}{78,6 / 74,6}$
Восточно-Икилорская	$Z_{lok} = -0,562 \cdot \text{ЮС}_1^{65} + 2,01 \cdot M^{125} - 0,977$ $Z_{regr} = 2,324 \cdot [\Gamma - f(\text{ЮС}_2)] + 0,18 \cdot [\Gamma - f(M)] - 2,487$	$Z = 0,804 \cdot Z_{lok} - 0,389 \cdot Z_{regr}$	$\frac{5,530}{0}$	$\frac{80,5}{90 / 69}$
Рускинская	$Z_{lok} = 1,06 \cdot M^{350} - 0,829$ $Z_{regr} = 1,978 \cdot [\Gamma - f(T_3)] + 0,446 \cdot [\Gamma - f(M)] - 0,493$	$Z = 0,563 \cdot Z_{lok} - 0,595 \cdot Z_{regr}$	$\frac{10,749}{0}$	$\frac{79}{78 / 80}$
Тевлинская	$Z_{lok} = 0,259 \cdot \text{ЮС}_1^{30} + 0,795 \cdot \Gamma^{225} - 0,593$ $Z_{regr} = -0,952 \cdot [\Gamma - f(A)] - 1,278 \cdot [\Gamma - f(\text{ЮС}_1)] - 0,57 \cdot [\Gamma - f(M)] - 0,31$	$Z = 0,367 \cdot Z_{lok} - 0,725 \cdot Z_{regr}$	$\frac{6,786}{0}$	$\frac{73,4}{71,4 / 75,8}$
Когалымская	$Z_{lok} = 0,806 \cdot \Gamma^{50} - 0,487$ $Z_{regr} = 2,108 \cdot [\Gamma - f(\text{ЮС}_1)] - 0,886$	$Z_{lok} = 0,806 \cdot \Gamma^{50} - 0,487$	$\frac{6,487}{0}$	$\frac{74,3}{73,2 / 75}$
Имилорско-Кочевская	$Z_{lok} = 0,888 \cdot M^{350} - 0,326$ $Z_{regr} = 1,023 \cdot [\Gamma - f(\text{ЮС}_1)] + 0,569 \cdot [M - f(\text{ЮС}_1)] - 0,078$	$Z = -0,555 \cdot Z_{lok} + 0,486 \cdot Z_{regr}$	$\frac{6,684}{0}$	$\frac{73,5}{71,4 / 80,5}$

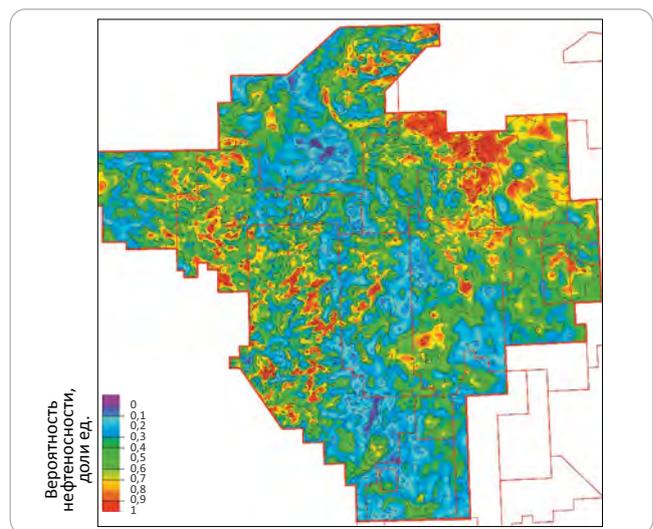
Рис. 6. График плотности распределения вероятности нефтеносности комплексной модели зонального прогноза нефтеносности по структурным параметрам

Fig. 6. Diagram of density of oil occurrence probability function in integrated model of zonal petroleum potential prediction using structural parameters


номерности распределения нефтеносности и коррелирует с общими зависимостями нефтеносности и структурных параметров.

Общая результативность комплексной модели зонально-локального прогноза составляет 73,2 %,

Рис. 7. Вероятностная схема зональной модели прогноза нефтеносности по структурным параметрам

Fig. 7. Probabilistic scheme of zonal model of oil occurrence prediction using structural parameters


при распознаваемости 72,4 % для нефтеносных и 74,2 % — для водоносных скважин. График плотности распределения вероятности нефтеносности представлен на рис. 8, статистические характеристики модели — в табл. 6.

Учитывая сложность геологического строения и широкий спектр факторов, влияющих на нефте-

Табл. 6. Статистические характеристики вероятности нефтеносности комплексной модели зонально-локального прогноза
Tab. 6. Statistical characteristics of oil occurrence probability in integrated model of zonal-local prediction

Параметр	Среднее значение ± стандартное отклонение		t -критерий p
	Нефтяные скважины	Водные скважины	
P_{complex}	$\frac{0,616}{0,207}$	$\frac{0,378}{0,187}$	$\frac{17,605}{0}$

Примечание. Статистические характеристики скважин: числитель — с притоками нефти, знаменатель — сухих
Note. Numerator — statistical characteristics of well with oil inflows; denominator — statistical characteristics of dry well.

Рис. 8. График плотности распределения вероятности нефтеносности комплексной модели зонально-локального прогноза нефтеносности по структурным параметрам

Fig. 8. Diagram of density of oil occurrence probability function in integrated model of zonal-local petroleum potential prediction using structural parameters

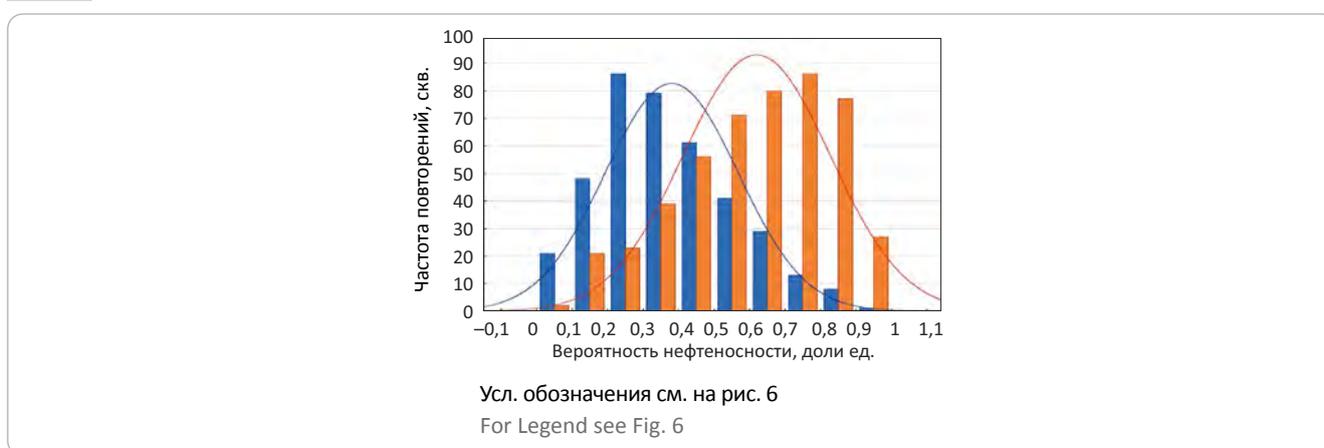
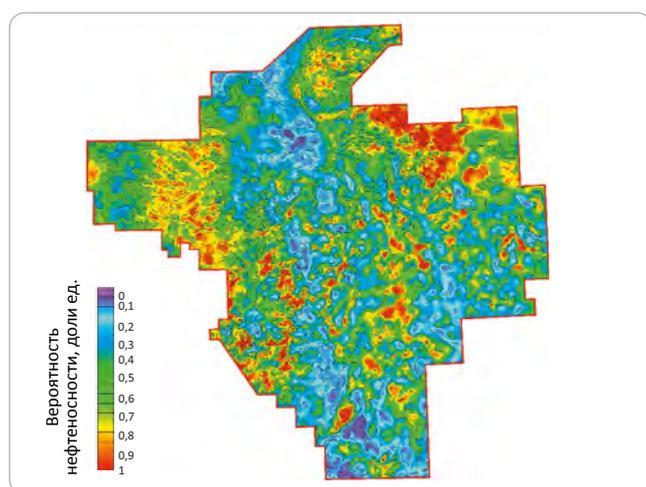


Табл. 7. Сравнение статистических характеристик моделей прогноза
Tab. 7. Comparison of prediction model statistical characteristics

Модель	Среднее арифметическое	Медиана	Стандартное отклонение	χ^2 Пирсона	t -критерий/уровень значимости	Распознаваемость, %
Зональная	0,427	0,401	0,213	432	2,897	66
Комплексная	0,436	0,411	0,224	315	0,004	73

Рис. 9. Вероятностная схема комплексной модели зонально-локального прогноза нефтеносности по структурным параметрам

Fig. 9. Probabilistic scheme of integrated model of zonal-local petroleum potential prediction using structural parameters



ность объекта, величина распознаваемости модели по структурным параметрам в 73 % для всей площади является весьма хорошим показателем. Вероятностная схема комплексной модели зонально-локального прогноза нефтеносности по структурным параметрам пласта ЮС₁ представлена на рис. 9. Сравнение статистических характеристик зональной и зонально-локальной моделей прогноза приведено в табл. 7.

Заключение

Построение вероятностно-статистической модели зонально-локального прогноза нефтеносности по структурным параметрам позволило выделить, сформулировать и использовать для прогнозирования многие закономерности.

Так, было установлено, что на большей части площади исследования нефтеносность тяготеет к участкам, испытавшим воздымание в ранние этапы формирования осадочного чехла. Для использова-

ния такой закономерности при прогнозе нефтеносности был вычислен ряд регрессионных составляющих между отметкой отражающего горизонта и его регрессионной моделью от нижележащего отражающего горизонта. Для каждой локальной площади наблюдалась индивидуальная зависимость регрессионных составляющих, что заключалось как в форме зависимости, так и в определяющем эту зависимость параметре.

В ходе исследования была выявлена зональность во взаимоотношении отражающих горизонтов. Были выделены характерные тренды зависимостей, приведены возможные причины формирования трендов зависимостей на отдельных пло-

щадях. Выделение зон было также использовано при построении моделей нефтеносности по параметрам, полученным от регрессионных моделей.

Также была установлена связь между палеоструктурным рельефом пласта ЮС₁ и его нефтеносностью. Было выявлено повсеместное влияние параметров локальных составляющих палеоструктурных поверхностей на нефтеносность на начало туронского и аптского времени. Для всех площадей наблюдалась прямая зависимость между значением локальных составляющих и нефтеносностью, однако степень зависимости и ее форма также остаются индивидуальными для каждой локальной площади.

Литература

1. Путилов И.С., Галкин В.И., Пятунина Е.В. О необходимости использования новых критериев при прогнозе нефтегазосности малоразмерных структур (на примере территории Пермского края) // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 40–43. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-5-40-43.
2. Путилов И.С., Галкин В.И. Особенности использования новых критериев при прогнозе нефтегазосности структур различных тектонических элементов Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 4–7.
3. Путилов И.С. Способ подготовки структур, перспективных для поисково-разведочного бурения на нефть и газ : патент РФ № 2502089. – 2013.
4. Кривошеиков С.Н. Использование комплексного анализа геолого-геофизической информации при прогнозе нефтегазосности в «старых» нефтедобывающих районах (на примере территории Пермского края) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 16–19.
5. Гришкевич В.Ф., Еханин А.Е., Нестеров И.И и др. Оценка перспектив нефтеносности юрских отложений на локальных структурах Среднеобской и Каймысовской нефтегазосных областей. Направление геолого-разведочных работ в юрских отложениях Томской области // Пути повышения эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ Западной Сибири. Труды ЗапСибНИГНИ. – Вып. 100. – 1975. – С. 39–44.
6. Лац С.А., Сметанин А.Б., Щергина Е.А. и др. Концептуальные модели и нефтеносность пласта Ю₁¹ на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в Широтном Приобье // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 10–17.
7. Алексеев В.П., Чернова О.С., Амон Э.О. и др. Закономерности изменения состава и строения коллектора Ю₁ в Широтном Приобье и его ближнем окружении (Западная Сибирь) // Литосфера. – 2014. – № 3. – С. 51–69.
8. Сметанин А.Б., Щергина Е.А., Щергин В.Г. Исследование цикличности отложений васюганской свиты в связи с разработкой седиментационных моделей пласта ЮВ₁¹ // Типы седиментогенеза и литогенеза и их эволюция в истории земли : мат-лы 5-го Всероссийского литологического совещания. – Екатеринбург : Межведомственный Литологический Комитет РАН, 2008. – Т. II. – С. 284–287.
9. Smetanin A.B., Lats S., Shchergina E., Shchergin V. et al. The Results of the Research Assessment Paleotectonic Oil Deposits on the Example Featuring Deposits of Western Siberia // European Association of Geoscientists & Engineers, Tyumen 2017. – Т. 2017. – № 1. – С. 1–6. DOI: 10.3997/2214-4609.201700125.
10. Алексеев В.П., Амон Э.О., Валеев Р.А. и др. Палеогеографические реконструкции в ракурсе прерывисто-непрерывного осадко-накопления (на примере юрских отложений Западно-Сибирского бассейна) // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии (Пятое всероссийское совещание Тюмень, 23–27 сентября 2013 г.). – Екатеринбург : ИздатНаукаСервис, 2013. – С. 17–19.
11. Сметанин А.Б., Лац С.А., Щергина Е.А., Щергин В.Г. Концептуальная модель нефтеносности васюганского комплекса Широтного Приобья // Вестник «КогалымНИПИнефть». – 2018. – № 4. – С. 3–4.
12. Галкин В.И., Шайхутдинов А.Н. О возможности прогноза нефтегазосности юрских отложений вероятностно-статистическими методами (на примере территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 6. – С. 11–14.
13. Галкин В.И., Маршаев О.А. Анализ факторов, контролирующих нефтегазосность локальных структур // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1989. – № 11. – С. 5–8.
14. Галкин В.И., Маршаев О.А., Меросин М.Э. Комплексное влияние факторов, контролирующих нефтегазосность локальных структур // Экспресс-информация. Серия: Нефтегазовая геология и геофизика. – М., 1990. – Вып. 5. – С. 16–21.
15. Захрямина М.О. Использование статистического анализа для прогноза зон распространения высокоемких коллекторов // Проблемы геологии и освоения недр. : тр. Четвертого Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – С. 352–353.
16. Галкин В.И., Жуков Ю.А., Шишкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазосности. – Екатеринбург : Ин-т экологии и генетики микроорганизмов, 1992. – 108 с.

17. Галкин В.И., Шайхутдинов А.Н. Построение статистических моделей для прогноза дебитов нефти по верхнеюрским отложениям Когалымского региона // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – С. 52–54.
18. Галкин В.И., Козлова И.А., Кривошеков С.Н., Пятунина Е.В., Пестова С.Н. О возможности прогнозирования нефтегазоносности фаменских отложений с помощью построения вероятностно-статистических моделей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 10. – С. 22–27.
19. Барских М.Г., Коноплев А.В., Хронусов В.В., Кривошеков С.Н. Новый инструмент пространственного анализа геолого-геофизической информации-Template Analyst // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 17–20.
20. Кривошеков С.Н. Разработка регионально-зональных критериев прогноза нефтегазоносности территории Пермского Прикамья вероятностно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 10–14.
21. Галкин В.И., Козлова И.А., Кривошекова С.Н., Мелкишев О.А. К обоснованию построения моделей зонального прогноза нефтегазоносности для нижнесредневизейского комплекса Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 32–35.
22. Kaufman M.G. Statistical Issues in the Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources // The Energy Journal. – 1993. – № 1. – С. 30.
23. Davis C.J. Estimation of the probability of success in petroleum exploration // Mathematical Geology. – 1977. – Т. 9. – № 4. – С. 409–427.
24. Большаков Ю.Я., Большакова Е.Ю. Решение задач нефтегазопромисловой геологии на основе капиллярных моделей залежей. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2008. – 140 с.
25. Гришкевич В.Ф. Роль капиллярно-эмульсионных эффектов в процессе вторичной миграции и аккумуляции нефти // Труды ЗапСибНИГНИ. – 1981. – Вып. 166. – С. 89–97.
26. Рыбак В.К. Влияние неотектоники на изменение положения ВНК залежей нефти Красноленинского свода // Труды ЗапСибНИГНИ: Тектоника Западной Сибири. – 1987. – С. 126–129.
27. Флаас А.С., Чернова М.Л. Палеодинамика формирования структурного плана мезозойских отложений в Когалымском регионе Западной Сибири // Осадочные бассейны: закономерности строения и эволюции, минерогения. – Екатеринбург, 2000. – С. 144–146.
28. Щергина Е.А., Лац С.А., Щергин В.Г. О роли тектонических процессов в характере изменении межфазовых контактов юрских залежей // 3rd EAGE International Geoscience Conference Tyumen 2013 - New Geotechnology for the Old Oil Provinces. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2013. DOI: 10.3997/2214-4609.20142742.
29. Бозер А.М., Лац С.А., Сметанин А.Б., Щергина Е.А., Щергин В.Г. Палеотектоника и нефтегазоносность васюганского горизонта на примере пласта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения // 20-я юбилейная конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2018» (Геленджик, 2018). – Геленджик, 2018. DOI: 10.3997/2214-4609.201802332.
30. Максимов Е.М. Тектоническая цикличность на платформенном этапе развития Западно-Сибирской плиты // Труды ЗапСибНИГНИ. – 1977. – Вып. 125. – С. 80–85.
31. Хатьянов Ф.И. Сейсмопалеогеоморфология при поисках и разведке углеводородов // Нефтегазовая геология и геофизика по информационному обеспечению общесоюзных научно-технических программ. Сер. «Нефтегазовая геология и геофизика». – 1987. – Вып. 13. – С. 69.

References

1. Putilov I.S., Galkin V.I., Pyatunina E.V. Necessity to use novae criteria for prediction of oil fields and gas occurrence in the Perm region. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2018;(5):40–43. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-5-40-43. In Russ.
2. Putilov I.S., Galkin V.I. Some specific features of using new criteria when predicting oil and gas potential of the structures of different tectonic elements in Perm region. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyaykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2016;(2):4–7. In Russ.
3. Putilov I.S. Sposob podgotovki struktur, perspektivnykh dlya poiskovo-razvedochnogo bureniya na neft' i gaz [Method of preparing structures promising for exploratory drilling for oil and gas: RF Patent No. 2502089]: patent № 2502089. 2013. In Russ.
4. Krivoshekov S.N. Complex analysis of geological and geophysical data required for forecasting of oil and gas bearing in "old" oil producing areas of Perm region. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyaykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2009;(10):16–19. In Russ.
5. Grishkevich V.F., Ekhanin A.E., Nesterov I.I. et al. Otsenka perspektiv neftenosnosti yurskikh otlozhenii na lokal'nykh strukturakh Sredneobskoi i Kaimyovskoi neftegazonosnykh oblastei. Napravlenie geologo-razvedochnykh работ v yurskikh otlozheniyakh Tomskoi oblasti [Assessment of Jurassic series oil potential in local structures of Middle Ob and Kaimyovsky oil and gas bearing areas. Focus areas of geological exploration in Jurassic series of Tomsk Oblast]. In: Puti povysheniya ehffektivnosti geologo-razvedochnykh работ na neft' i gaz Zapadnoi Sibiri. *Trudy ZaPSIBNIGNI*. V. 100. 1975. pp. 39–44. In Russ.
6. Lats S.A., Smetanin A.B., Shchergina E.A. et al. Conceptual models and oil-bearing of Yu₁¹ formation located in Ilc "Lukoil-Western Siberia" activity territory in latitude preob. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyaykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2015;(9):10–17. In Russ.
7. Alekseev V.P., Chernova O.S., Amon E.O. et al. Zakonomernosti izmeneniya sostava i stroeniya kollektora YU₁ v Shirotnom Priob'e i ego blizhnem okruzhenii (Zapadnaya Sibir') [Patterns of Ю₁ reservoir composition and structure changes in Latitudinal Ob region and its neighbourhood (Western Siberia)]. *Litosfera*. 2014;(3):51–69. In Russ.
8. Smetanin A.B., Shchergina E.A., Shchergin V.G. Issledovanie tsiklichnosti otlozhenii vasyuganskoj svity v svyazi s razrabotkoi sedimentatsionnykh modelei plasta YuV11 [Studies of Vasyugansky deposits cyclical nature in the context of depositional model development for ЮВ₁₁ reservoir]. In: Tipy sedimentogineza i litogineza i ikh ehvolyutsiya v istorii zemli : mat-ly 5-go Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya. Ekaterinburg: Mezhdedomstvennyi Litologicheskii Komitet RAN; 2008. T. II. pp. 284–287. In Russ.
9. Smetanin A.B., Lats S., Shchergina E., Shchergin V. et al. The Results of the Research Assessment Paleotektonic Oil Deposits on the Example Featuring Deposits of Western Siberia. In: European Association of Geoscientists & Engineers (Tyumen 2017). Tyumen; 2017. N. 1. pp. 1–6. DOI: 10.3997/2214-4609.201700125.
10. Alekseev V.P., Amon E.O., Valeev R.A. et al. Paleogeograficheskie rekonstruktsii v rakurse preryvisto-nepriyvnoy osadkonakopleniya (na primere yurskikh otlozhenii Zapadno-Sibirskogo basseina) [Paleogeography reconstructions in terms of interruptive-continuous sedimentation (by the example of Jurassic deposits in West Siberian Basin)]. In: Yurskaya sistema Rossii: problemy stratigrafii i paleogeografii (Tyumen, 23–27 september 2013). Ekaterinburg: IzdatNaukaServis; 2013. pp. 17–19. In Russ.

11. Smetanin A.B., Lats S.A., Shchergina E.A., Shchergin V.G. Kontseptual'naya model' neftenosnosti vasyuganskogo kompleksa Shirotnogo Priob'ya [Conceptual model of Vasyugan series oil saturation in Latitudinal Ob region]. *Vestnik "KogalymNIPIneft"*. 2018;(4):3–4. In Russ.
12. Galkin V.I., Shaikhutdinov A.N. About possibility to forecast the oil-and-gas content of Jurassic sediments based on probable and statistical methods (case study of the territorial industrial enterprise "Kogalymneftegas"). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2009;(6):11–14. In Russ.
13. Galkin V.I., Marshaev O.A. Analiz faktorov, kontrolliruyushchikh neftegazonosnost' lokal'nykh struktur [Analysis of factors that control oil and gas occurrence in local structures]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdenii*. 1989;(11):5–8. In Russ.
14. Galkin V.I., Marshaev O.A., Merosn M.E. Kompleksnoe vliyanie faktorov, kontroliruyushchikh neftegazonosnost' lokal'nykh struktur [Integrated effects of factors controlling oil and gas occurrence of local structures]. *Ekspres-informatsiya. Seriya: Neftegazovaya geologiya i geofizika*. Moscow; 1990. V. 5. pp. 16–21. In Russ.
15. Zakhryamina M.O. Ispol'zovanie statisticheskogo analiza dlya prognoza zon rasprostraneniya vysokoemkikh kollektorov [Statistical analysis in prediction of zones of high-capacity reservoirs occurrence]. In: Problemy geologii i osvoeniya nedr. Tr. Chetvertogo Mezhdunarodnogo simpoziuma im. akad. M.A. Usova studentov, aspirantov i molodykh uchenykh. Tomsk: NTL; 2000. pp. 352–353. In Russ.
16. Galkin V.I., Zhukov Yu.A., Shishkin M.A. Primenenie veroyatnostnykh modelei dlya lokal'nogo prognoza neftegazonosnosti [Probabilistic models in local prediction of petroleum potential]. Ekaterinburg: In-t ehkologii i genetiki mikroorganizmov; 1992. 108 p. In Russ.
17. Galkin V.I., Shaikhutdinov A.N. Development of statistical models for predicting the oil flow rates by example Jurassic deposits of Kogalym region territory. *Neftyanoe khozyaistvo*; 2010;(1):52–54. In Russ.
18. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshchekov S.N., Pyatunina E.V., Pestova S.N. O vozmozhnosti prognozirovaniya neftegazonosnosti famenskikh otlozhenii s pomoshch'yu postroeniya veroyatnostno-statisticheskikh modelei [Prediction of petroleum potential of Famennian deposits by means of probabilistic statistical models — is it possible?]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2007;(10):22–27. In Russ.
19. Barskikh M.G., Konoplev A.V., Khronusov V.V., Krivoshchekov S.N. Novyi instrument prostranstvennogo analiza geologo-geofizicheskoi informatsii-Template Analyst [Template Analyst: new tool for spatial analysis of geological and geophysical information]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2008;(8):17–20. In Russ.
20. Krivoshchekov S.N. Establishment of regional and zonal criteria of Perm Region's oil forecast probabilistic and statistical methods. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2011;(10):10–14. In Russ.
21. Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshchekova S.N., Melkishev O.A. On the justification of the construction of models for oil and gas potential area forecast visean deposits of Perm region. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2015;(8):32–35. In Russ.
22. Kaufman M.G. Statistical Issues in the Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources. *The Energy Journal*. 1993;(1):30.
23. Davis C.J. Estimation of the probability of success in petroleum exploration. *Mathematical Geology*. 1977;9(4):409–427.
24. Bol'shakov Yu.Ya., Bol'shakova E.Yu. Reshenie zadach neftegazopromyslovoi geologii na osnove kapillyarnykh modelei zalezhei [Solving reservoir geology problems on the basis of capillary reservoir models]. Tyumen': TyuMNGU, 2008. 140 p. In Russ.
25. Grishkevich V.F. Rol' kapillyarno-ehmul'sionnykh ehffektov v protsesse vtorichnoi migratsii i akkumulyatsii nefiti [Role of capillary emulsion effects in oil secondary migration and accumulation]. In: Trudy ZaPSiBNIGNI. 1981. Issue 166. pp. 89–97. In Russ.
26. Rybak V.K. Vliyanie neotektoniki na izmenenie polozeniya VNK zalezhei nefiti Krasnoleninskogo svoda [Role of neotectonics in changes of oil pool WOC position in the Krasnoleninsky Arch]. In: Trudy ZaPSiBNIGNI: Tektonika Zapadnoi Sibiri. 1987. pp. 126–129. In Russ.
27. Flaas A.S., Chernova M.L. Paleodinamika formirovaniya strukturnogo plana mezozoiskikh otlozhenii v Kogalymskom regione Zapadnoi Sibiri. [Paleodynamics of Mesozoic structural geometry formation in Kogalym region of Western Siberia]. In: Osadochnye basseiny: zakonmernosti stroeniya i ehvolyutsii, minerageniya. Ekaterinburg; 2000. pp. 144–146. In Russ.
28. Shchergina E.A., Lats S.A., Shchergin V.G. O roli tektonicheskikh protsessov v kharaktere izmenenii mezhfazovykh kontaktov yurskikh zalezhei. In: 3rd EAGE International Geoscience Conference Tyumen 2013-New Geotechnology for the Old Oil Provinces. European Association of Geoscientists & Engineers, 2013. DOI: 10.3997/2214-4609.20142742. In Russ.
29. Boger A.M., Lats S.A., Smetanin A.B., Shchergina E.A., Shchergin V.G. Paleotektonika i neftegazonosnost' vasyuganskogo gorizonta na primere plasta YUV₁ Vat'eganskogo mestorozhdeniya [Paleotectonics and petroleum potential of Vasyugansky Horizon: example of iOB₁ reservoir in Vatyogansky field]. In: 20-ya yubileinaya konferentsiya po voprosam geologorazvedki i razrabotki mestorozhdenii nefiti i gaza "Geomodel' 2018" (Gelendzhik, 2018). 2018. DOI: 10.3997/2214-4609.201802332. In Russ.
30. Maksimov E.M. Tektonicheskaya tsiklichnost' na platformennom ehtape razvitiya Zapadno-Sibirskoi plity [Tectonic recurrence in platform stage of West Siberian Plate evolution]. *Trudy ZapSibNIGNI*. 1977. Issue 125. pp. 80–85. In Russ.
31. Khat'yanov F.I. Seismopaleogeomorfologiya pri poiskakh i razvedke uglevodorodov [Seismo-paleo-geomorphology in hydrocarbon exploration and prospecting]. In: Neftegazovaya geologiya i geofizika po informatsionnomu obespecheniyu obshcheyuznykh nauchno-tekhnicheskikh programm. Ser. "Neftegazovaya geologiya i geofizika". 1987. Issue 13. 69 p. In Russ.

Информация об авторах

Шадрин Арсений Олегович

Младший научный сотрудник

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПнефть»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 143а

e-mail: shadrinao@tmn.lukoil.com

ORCID ID: 0000-0003-2736-0252

Кривощевков Сергей Николаевич

Кандидат технических наук, доцент

ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»,

614990 Пермь, Комсомольский проспект, д. 29

e-mail: krivoshchekov@gmail.com

ORCID ID: 0000-0002-9748-6291

Information about authors

Arsenii O. Shadrin

Junior Researcher

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPneft Branch,
143a, ul. Respubliki, Tyumen', 625000, Russia

e-mail: shadrinao@tmn.lukoil.com

ORCID ID: 0000-0003-2736-0252

Sergei N. Krivoshchekov

Candidate of Technical Sciences, Assistant professor

Perm National Research
Polytechnic University,

29, Komsomol'skii prospekt, Perm', 614990, Russia

e-mail: krivoshchekov@gmail.com

ORCID ID: 0000-0002-9748-6291

КАЛЕНДАРЬ 2022

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ
ЗОЛОТОЙ РТУТИ
2017



23-28 мая
2022
Сочи, Россия

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

06-11 июня
2022
Сочи, Россия

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

03-08 октября
2022
Сочи, Россия

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

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

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

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



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



УДК 553.983

DOI 10.31087/0016-7894-2022-2-67-77

Прогноз зон раздельного нефтегазоаккумуляции в отложениях куонамской и иниканской свит нижнего – среднего кембрия Восточной Сибири

© 2022 г. | Д.А. Горлов, С.П. Левшунова

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

Поступила 20.01.2022 г.

Доработана 31.01.2022 г.

Принята к печати 03.02.2022 г.

Ключевые слова: *куонамская свита; зоны нефтегазоаккумуляции; геохимические исследования; Восточная Сибирь; кремнисто-карбонатные сланцевые отложения.*

Аннотация: Объектом исследования является куонамская битуминозная кремнисто-карбонатная сланцевая свита, расположенная в северной и восточной частях Сибирской платформы, и ее аналоги ранне-среднекембрийского возраста. Куонамская свита объединяет отложения иниканской, шумнинской и других возрастных аналогов свит, распространенные в северном и восточном районах Сибирской платформы. В статье рассмотрена геохимическая характеристика органического вещества из обширной коллекции образцов пород кремнисто-карбонатных отложений куонамской свиты в районах Анабарской и Алданской антеклиз и Вилюйской гемисинеклизы для оптимизации поисков нефти. На основании геохимических исследований и обобщения имеющегося фактического материала не только подтверждены высокие нефтегазоматеринские свойства отложений куонамской и иниканской свиты нижнего – среднего кембрия Восточной Сибири, но и впервые прогнозируется местоположение зон накопления углеводородных газов и нефтей в области распространения изучаемых свит. Установлено, что степень катагенетической преобразованности органического вещества увеличивается до главной зоны нефтеобразования как в сторону Вилюйской гемисинеклизы, так и к восточной части Алданской антеклизы, к границе с зоной мезозойской складчатости, благодаря поднимающимся по зонам разломов тепломагностителям.

Для цитирования: Горлов Д.А., Левшунова С.П. Прогноз зон раздельного нефтегазоаккумуляции в отложениях куонамской и иниканской свит нижнего – среднего кембрия Восточной Сибири // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 67–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-67-77.

Predicting zones of separate oil and gas accumulation in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky deposits of Eastern Siberia

© 2022 | D.A. Gorlov, S.P. Levshunova

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

Received 20.01.2022

Revised 31.01.2022

Accepted for publication 03.02.2022

Key words: *Kuonamsky Formation; oil and gas accumulation zones; geochemical studies; Eastern Siberia; siliceous-carbonate shale deposits.*

Abstract: The Kuonamsky bituminous siliceous-carbonate shale formation occurring in the northern and eastern parts of the Siberian Platform and its Early-Middle Cambrian analogues are the objects of this research. The Kuonamsky Formation contains the Inikansky, Shumninsky deposits and their age analogues present in the northern and eastern regions of the Siberian Platform. With the purpose of petroleum exploration, geochemical characteristics of the Organic Matter from the comprehensive collection of the samples of Kuonamsky siliceous-carbonate rocks taken from the regions of the Anabarsky and Aldansky anteclasses and Vilyuisky hemisyncline are discussed in the paper. On the basis of geochemical studies and generalization of the available actual data, high quality of source rocks in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky formations of the Eastern Siberia are confirmed, and locations of hydrocarbon gas and oil accumulation zones in the area of studied formations occurrence are also predicted for the first time. It is found that owing to heat and mass transfer media moving up the fault zones, to thermal maturity of Organic Matter increases up to oil window both towards the Vilyuisky hemisyncline and eastern part of the Aldansky anteclass to the boundary with the Mesozoic zone of folding.

For citation: Gorlov D.A., Levshunova S.P. Predicting zones of separate oil and gas accumulation in Lower-Middle Cambrian Kuonamsky and Inikansky deposits of Eastern Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(2):67–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-67-77. In Russ.

Введение

В северной и восточной частях Сибирской платформы достаточно широко распространены кремнисто-карбонатные сланцевые отложения куонамской свиты ранне-среднекембрийского возраста. По содержанию ОВ эта свита сравнима с такими нефтепроизводящими толщами, как породы доманикового горизонта Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. На склонах Мунского, Оленекского и Алданского сводов в них распространены скопления битумов, однако месторождения нефти пока не открыты. Территория исследований ограничена областями распространения куонамской свиты и ее аналога — иниканской свиты [1].

Для поиска подходов к решению данной проблемы был проведен сравнительный анализ геохимической характеристики ОВ рассматриваемых отложений в разных по геологическому строению и степени тектонической активности районах: в центральной части Анабарской антеклизы и восточной части Алданской антеклизы. Оба района относятся к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и находятся на территориях Анабарской и Алдано-Майской нефтегазоносных областей. Объектом изучения послужили образцы из обнажений по рекам Большая и Малая Куонамка и Муна (Анабарская антеклиза) и по р. Юдома (Алданская антеклиза), дополненные изучением образцов разреза указанных отложений в скв. Усть-Майская-366 (рис. 1). Образцы исследовались методом пиролиза (Rock-Eval), позволяющим определить не только количество ОВ (ТОС) и степень его катагенетической преобразованности, но и качество самой нефтематеринской породы [2, 3].

Геохимическая характеристика

В пределах Анабарской антеклизы методом пиролиза проанализирована обширная коллекция, состоящая из 196 образцов (70 образцов отобрано из обнажений р. Большая Куонамка, 100 — р. Малая Куонамка и 26 — р. Муна). Отбор образцов в изучаемой свите для геохимических исследований проводился повсеместно, из всех литологических разностей. Содержание ОВ в породах из обнажений р. Большая Куонамка колеблется в значительных пределах: от 0,03 до 14,75 % (рис. 2). При этом минимальные концентрации отмечены в известняках (0,03–0,04 %), максимальные — в высокоуглеродистых кремнисто-карбонатных (7,39–14,75 %) и черных глинисто-кремнисто-карбонатных породах (до 7,32 %). В прослоях кремнистых известняков оно также очень высокое — 5,88 %.

Породы обнажений р. Малая Куонамка еще богаче ОВ: высокоуглеродистые кремнисто-карбонатные породы содержат до 18,33–23,19 %, черные глинисто-кремнисто-карбонатные породы — до 22,42 %, в кремнистых известняках также выявлены макроконцентрации ОВ — 2,77–3,21 % (рис. 3). Чистых разностей известняков в разрезах не об-

наружено. Максимальная температура (пиролиз) колеблется от 405 до 438 °С, причем как предельно низкие, так и предельно высокие значения установлены в черных глинисто-кремнисто-карбонатных породах. Рассчитанное среднее значение T_{\max} (пиролиз) для 100 образцов пород района р. Малая Куонамка составляет 413,8 °С. В отличие от этого района территория, прилегающая к р. Большая Куонамка, характеризуется более контрастными колебаниями значений T_{\max} (пиролиз) — от 408 до 490 °С, при этом практически все известняки обладают высокими значениями T_{\max} (482–490 °С), что может свидетельствовать о наличии переотложенного ОВ. Если исключить эти значения, то среднее значение T_{\max} для зоны р. Большая Куонамка составляет 425,1 °С. Из представленных данных можно сделать два вывода:

1) ОВ в пределах Анабарской антеклизы находится на стадии катагенетической преобразованности ПК₃–МК₁;

2) разрезы скважин в районе рек Малая и Большая Куонамка принадлежат разным фаціальным зонам.

Значения водородного индекса НІ в глинисто-кремнисто-карбонатных разностях обнажений р. Малая Куонамка колеблются от 88 до 750 мг УВ/г ТОС при медианных значениях 690–700 мг УВ/г ТОС, что характеризует их как превосходные нефтематеринские породы. В породах из обнажений р. Большая Куонамка преобладают значения НІ до 575–638 мг УВ/г ТОС, что также характеризует их как богатые и превосходные нефтематеринские породы (за исключением известняков с переотложенным ОВ, где их содержание составляет всего лишь 17–25 мг УВ/г ТОС).

В пределах Анабарского щита изучались также образцы из обнажений р. Муна. От предыдущих разрезов эта зона отличается наибольшей приближенностью к области развития депрессионных фаций и наличием в разрезе большого количества пластов битуминозных известняков и сапропелитовых аргиллитов (высокоуглеродистые кремнисто-карбонатные породы). Это обусловило максимальное обогащение пород ОВ: битуминозных известняков — до 4,15 %, сапропелитовых аргиллитов — до 16,81–19,12 %. В редких прослоях чистых разностей известняков оно резко снижается до 0,03 %. Разброс значений T_{\max} (пиролиз) здесь значительно меньше, чем в других разрезах Анабарской антеклизы (416–436 °С, среднее значение — 430,8 °С). Значения $T_{\max} = 436$ °С свидетельствуют, что ОВ временами достигало главной зоны нефтеобразования. Пределы колебаний НІ (302–602 мг УВ/г ТОС) указывают на наличие в этой зоне нефтематеринских пород от средних, приближающихся к хорошим, до богатых и превосходных [2].

В юго-восточной части Алданской антеклизы, в обнажениях бассейна р. Юдома, выявлена несколько другая характеристика ОВ, развитого в депрессионных фациях (рис. 4). Глинисто-кар-

Рис. 1. Схематическая карта района исследования
Fig. 1. Schematic map of the study area

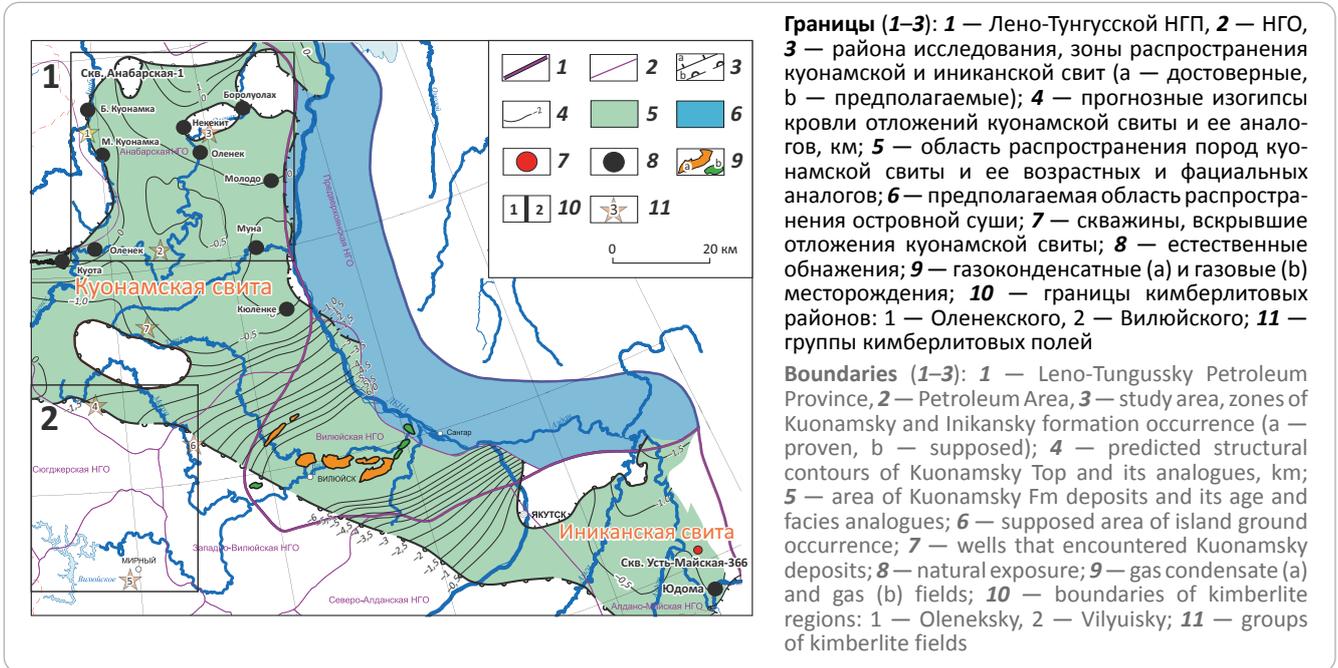
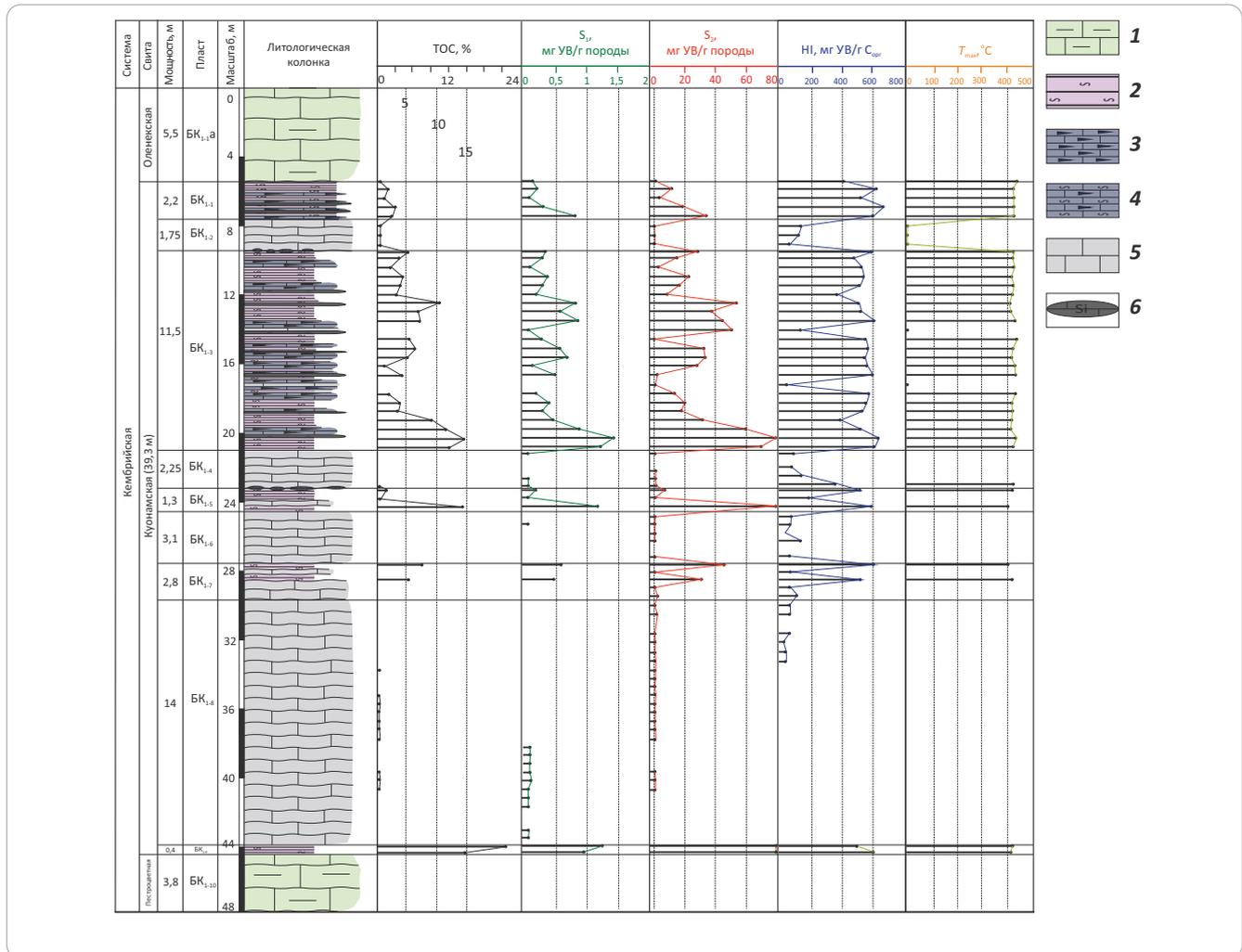


Рис. 2. Геолого-геохимическая характеристика отложений куонамской свиты бассейна р. Большая Куонамка
Fig. 2. Geological and geochemical properties of Kuonamsky Fm deposits in the Bolshaya Kuonamka River basin



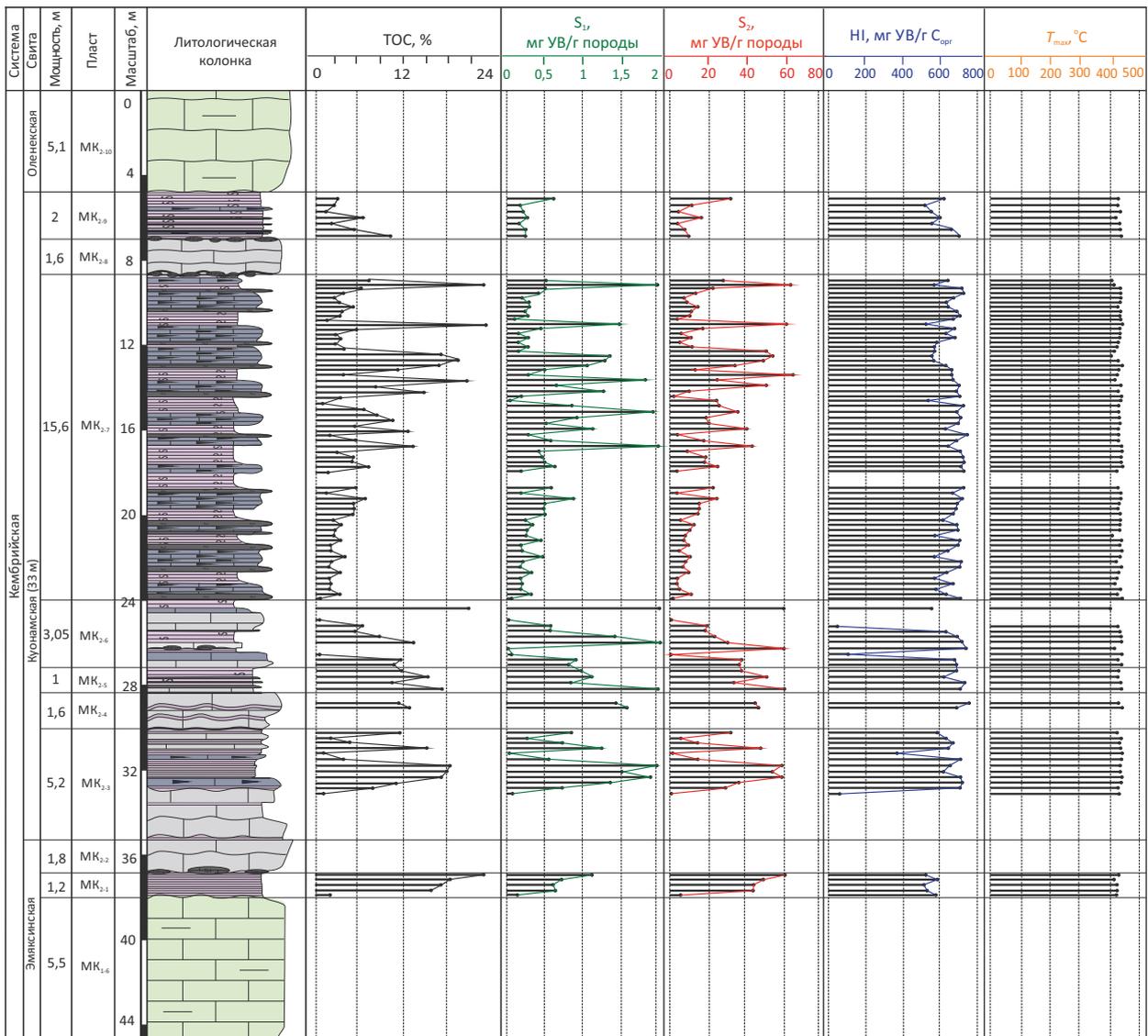

Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

1 — известняки микрозернистые глинистые мелкоплитчатые; **2** — глинисто-карбонатно-кремнистые породы, обогащенные ОВ; **3** — известняки тонкоплитчатые, обогащенные ОВ; **4** — известняки тонкоплитчатые кремнистые, обогащенные ОВ; **5** — известняки микрозернистые мелкоплитчатые; **6** — линзовидные стяжения известково-кремнистого материала

1 — micrograined fine-platy argillaceous limestone; **2** — OM-rich argillaceous-carbonate-siliceous rocks; **3** — OM-rich thin-platy limestone; **4** — OM-rich thin-platy siliceous limestone; **5** — micrograined fine-platy limestone; **6** — lenticular nodules of calcareous-siliceous material

Рис. 3. Геолого-геохимическая характеристика отложений куонамской свиты бассейна р. Малая Куонамка

Fig. 3. Geological and geochemical properties of Kuonamsky Fm deposits in the Malaya Kuonamka River basin


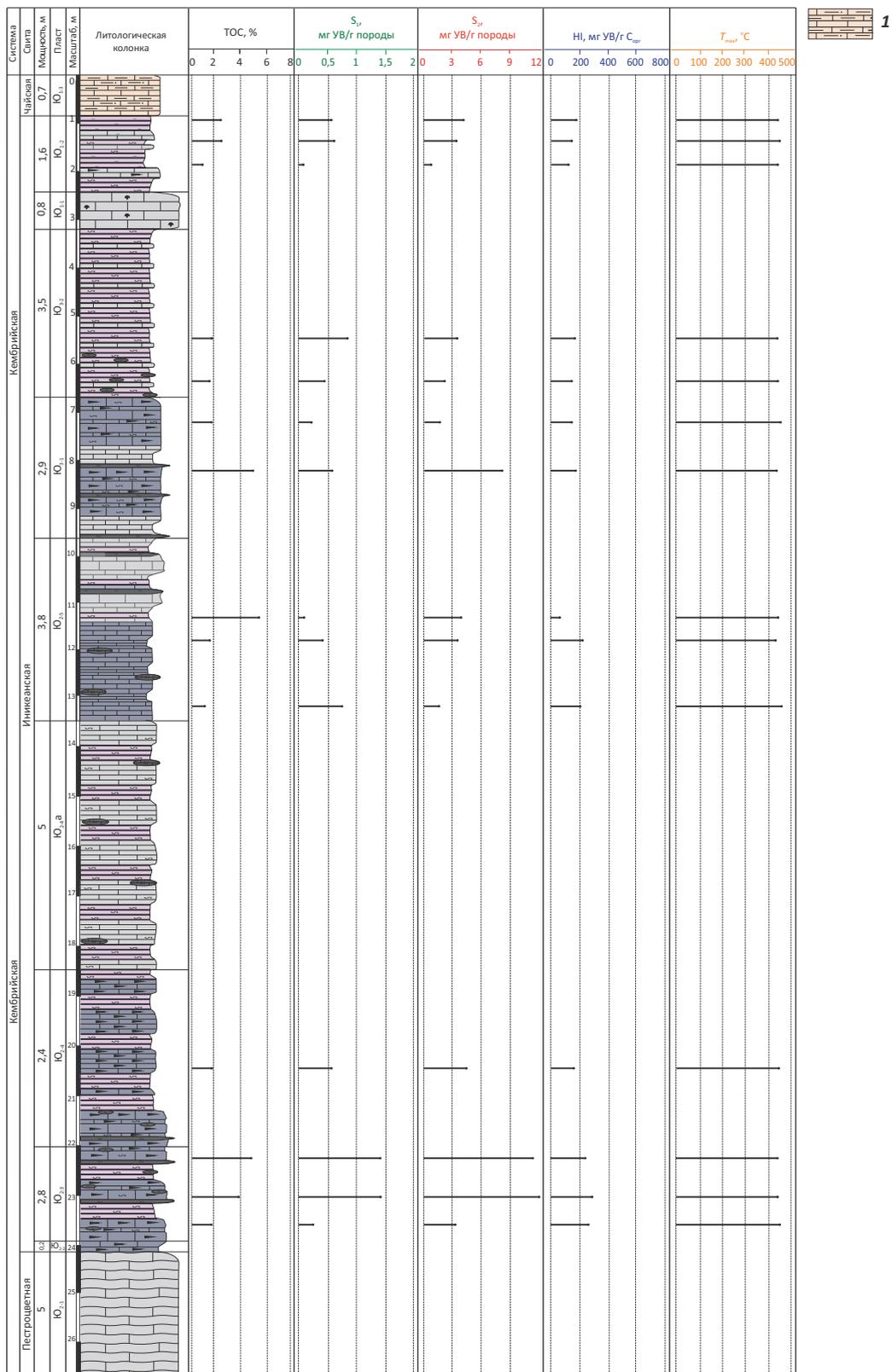
Усл. обозначения см. на рис. 2

For Legend see Fig. 2

бонатные образования обогащены ОВ (до 10,26 % при преобладающих содержаниях 2–4 %). Отбор образцов иниканской свиты в естественных обнажениях р. Юдома был затруднен из-за слабой доступности изучаемой толщи, тем не менее изучить геохимическую характеристику ОВ в данном

районе оказалось возможным. Был осуществлен люминесцентно-битуминологический анализ, показавший как высокие концентрации хлороформенных битумоидов (до 0,16–0,32 %), так и очень высокую степень битуминизации ОВ ($\beta_{A_{xl}}$ от 6,88 до 32,31 % при преобладающих значениях около 20 %).

Рис. 4. Геолого-геохимическая характеристика отложений куонамской свиты бассейна р. Юдома
 Fig. 4. Geological and geochemical properties of Kuonamsky Fm deposits in the Yudoma River basin

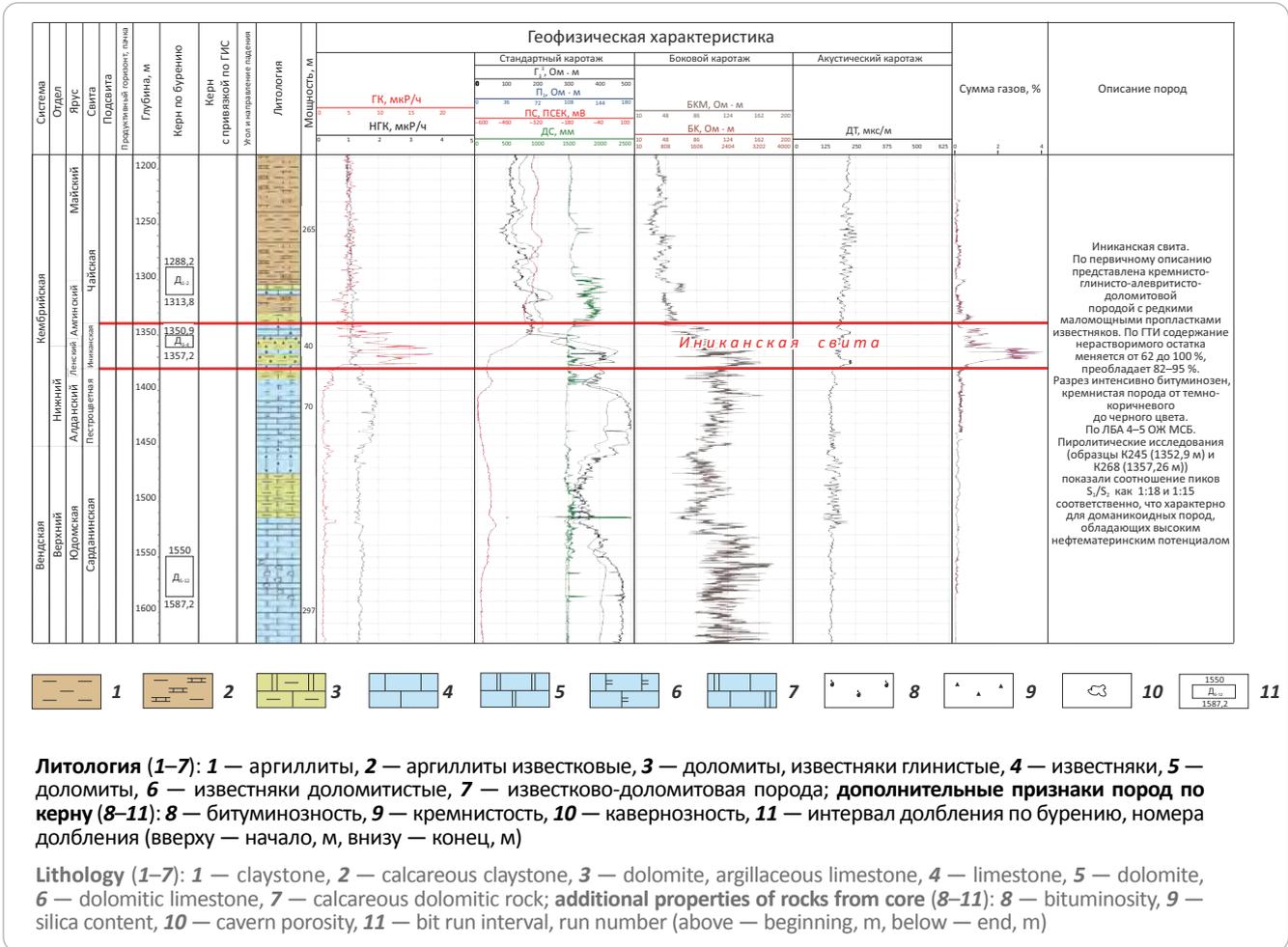


1 — известняки микрозернистые алевритисто-глинистые.
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 2
 1 — micrograined silty-argillaceous limestone.
 For other Legend items see Fig. 2



Рис. 5. Геолого-геофизический разрез параметрической скв. Усть-Майская-366 (по фондовым материалам ФГУП СНИИГГиМС, ответственный исполнитель Шиганова О.В., 2014)

Fig. 5. Geological and geophysical section of 366 Ust-Maikaya stratigraphic well (on the basis of archive data of FSUE SNIIGGiMS; coordinator — Shiganova O.V., 2014)



Значения T_{\max} колеблются от 432 до 465 °С (среднее значение — 444,6 °С), указывая на пребывание ОВ в разных частях главной зоны нефтеобразования. Значения НІ варьируют от 124 до 493 мг УВ/г ТОС (при медианных значениях 230 мг УВ/г ТОС), что свидетельствует о наличии в разрезе средних, богатых и очень богатых нефтематеринских пород.

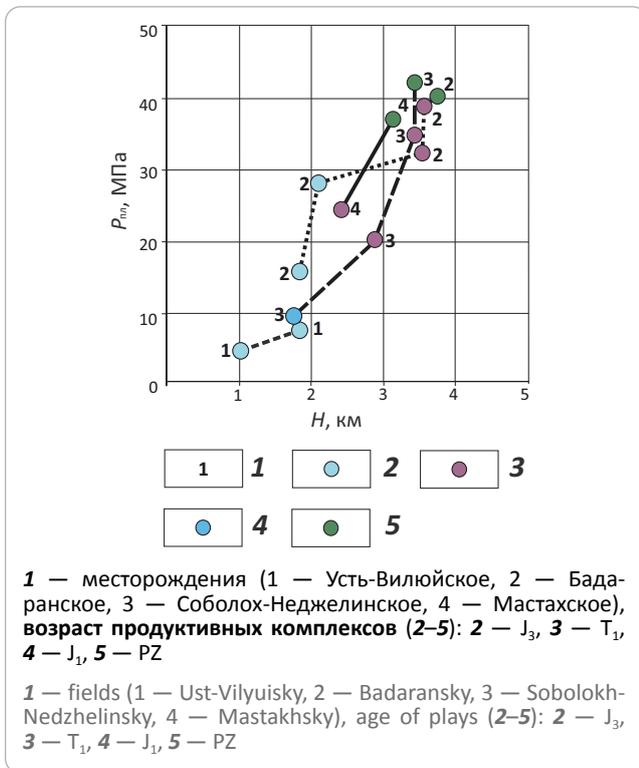
В разрезе единственной проанализированной скв. Усть-Майская-366 (глубиной 1350,95–1357,2 м) (рис. 5), сложенной глинисто-кремнисто-известковыми образованиями в депрессионных фациях иниканской свиты, содержания ОВ также очень высокие: в верхней пачке глинисто-кремнисто-карбонатных пород — от 0,92 до 5,18 % (среднее значение — 2,76 %), в средней пачке углеродистых кремнисто-карбонатных пород — от 1,45 до 11,18 % (среднее значение — 5,05 %), в нижней пачке глинисто-известковистых образований — от 1,7 до 8,68 % (среднее значение — 2,81 %). Единственный пропласток известняка обеднен ОВ до 0,01 %. Значения T_{\max} (пиролиз) не подвержены резким колебаниям и укладываются в пределы 434–446 °С (среднее значение — 438,9 °С), что свидетельствует о пребывании ОВ в различных частях главной зоны

нефтеобразования. Очень богатыми и превосходными являются глинисто-кремнисто-карбонатные породы верхней пачки (НІ = 354–641 мг УВ/г ТОС при среднем значении 529 мг УВ/г ТОС). Аналогично характеризуются и кремнисто-карбонатные породы: НІ = 400–565 мг УВ/г ТОС. Нижняя пачка глинисто-известковистых образований является тоже богатой нефтематеринской толщей (НІ = 386–561 мг УВ/г ТОС при среднем значении 421 мг УВ/г ТОС).

Проведенное исследование позволяет сделать следующие выводы. Как установлено [3–5], исходное ОВ во время накопления кембрийских углеродистых осадков было планктоно-бактериально-водородное, его преобразование происходило в восстановительной и резковосстановительной обстановке в стадию седиментогенеза и раннего диагенеза. Согласно приведенным данным пиролиза проанализированной коллекции образцов, нефтематеринские свойства пород куонамской и иниканской свит улучшаются по мере приближения к Вилюйской гемисинеклизе, выполненной глинисто-кремнисто-известковистыми образованиями в депрессионных фациях.

Рис. 6. График зависимости текущих пластовых давлений (P_{nn}) от глубины залегания (H) продуктивных комплексов в залежах УВ Вилуйской гемисинеклизы

Fig. 6. Current formation pressure (P_{nn}) as a function of depth (H) of play occurrence in HC accumulations of Vilyuisky hemisyncline



Прогноз местоположения зон накопления УВ-газов и нефтей в области распространения изучаемых свит

Степень катагенетической преобразованности ОВ в пределах территории распространения отложений куонамской свиты и ее аналогов была различной. Максимально высокой она оказалась на востоке, на границе с мезозойской зоной складчатости и, возможно, с Сеттедабанским авлакогеном. Столкновение Сибирской платформы с Верхоянской геосинклиналью привело к дроблению платформы и образованию системы крупных разрывных нарушений [6]. Это обусловило возможность долговременной миграции глубинных теплоносителей. В области прохождения глубинного разлома (в устье р. Вилуй, пересекающей центральную часть Вилуйской гемисинеклизы) установлены максимальные для изученной территории значения теплового потока — 50–70 мВт/м² [6]. В южном направлении они снижаются до 30–50 мВт/м², а в западно-юго-западном (Мирный) — до 10–30 мВт/м². Современное залегание отложений куонамской свиты на больших глубинах (8–9 км) в центре Вилуйской гемисинеклизы априори предполагает высокую степень катагенеза заключенного в ней ОВ — апокатагенез с соответствующей генерацией газообразных УВ. Нефть (первичная), первоначально генерированная в депрессионных фациях

куонамской свиты в зоне «нефтяного окна», вытеснялась газами к ее бортам по мере погружения Вилуйской гемисинеклизы.

Как было указано, разрез куонамской свиты практически повсеместно насыщен твердыми и полувязкими битумами. Запах нефти отмечался в аргиллитах скв. Эйикская-3430 (1348–1356 м). В скв. Кенкеменская-1 в пестроцветной свите нижнего – среднего кембрия содержание битумоида $A_{хл}$ увеличивается до 6 %. Практически — это микро нефтепроявление. Как микро нефтепроявление можно также интерпретировать результаты анализа пропитанного нефтью известняка скв. Хоточу-7 (глубина 392–404 м) с содержанием $C_{орг} = 2,52\%$ и битумоида $A_{хл} = 2,09\%$ [10]. Расчетные значения $\beta_{хл}$ составляют 78,9 % — такие высокие абсолютные концентрации битумоида $A_{хл}$ позволяют расценивать это также как микро нефтепроявление. В скв. Сохолохская-706 в венд-нижнекембрийских и верхнекембрийских отложениях установлено проявление УВ-газа ($CH_4 = 88\%$) с очень высокой концентрацией гелия (0,57 %).

Месторождения УВ в пределах исследованного района обнаружены лишь в Вилуйской гемисинеклизе (см. рис. 1). Здесь, в существенно терригенном комплексе отложений в возрастном диапазоне от позднепалеозойских до раннемеловых, обнаружены газовые и газоконденсатные месторождения. При этом большая часть газоконденсатных месторождений (Средневилуйское, Толонское, Мастахское, Соболах-Неджелинское) тяготеет к центральной, наиболее прогнутой части Вилуйской гемисинеклизы и лишь два (Андылахское и Среднетюнгское) расположены несколько северо-западнее. Состав свободных газов углеводородный, с незначительной примесью неуглеводородных компонентов (0,1–1 %), причем концентрация последних повышается с глубиной, к нижней части разреза. Был проведен анализ распределения текущих пластовых давлений в указанных месторождениях, при этом для сравнения было также рассмотрено их аналогичное распределение в Усть-Вилуйском газовом месторождении, находящемся в Предверхоянском прогибе, вне зоны развития куонамских отложений (рис. 6).

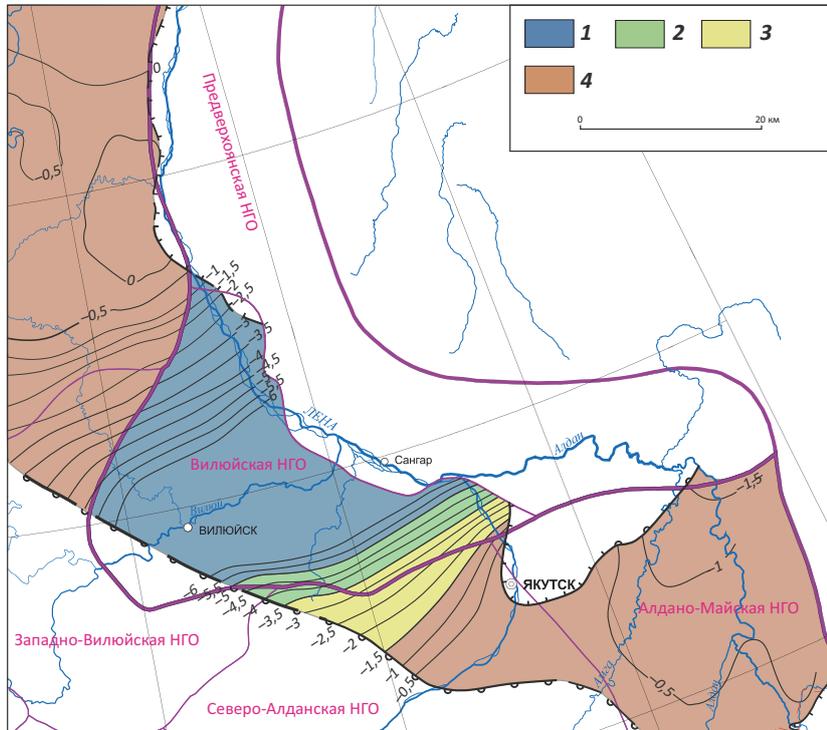
Проведенный анализ позволил сделать следующие выводы. Во-первых, верхнепалеозойские отложения в залежах центральной части Вилуйской гемисинеклизы (Соболах-Неджелинское, Мастахское газоконденсатные месторождения) на глубинах 3150–3400 м характеризуются развитием аномально высоких пластовых давлений ($K_{ан} = 1,3$). Во-вторых, в нижнетриасовых отложениях сохраняется указанная тенденция, особенно в опущенных крыльях. В-третьих, Усть-Вилуйское месторождение, находящееся в Предверхоянском прогибе вне зоны влияния отложений куонамской свиты, характеризуется низкими текущими пластовыми давлениями, «не дотягивающими» даже до гидростатических: в верхнеюрских отложениях в интервале



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 7. Схематическая карта прогноза фазового состояния УВ в отложениях куонамской свиты Восточной Сибири (использована топооснова ГУГК издания 1992 г. масштаб 1 : 1 000 000)

Fig. 7. Schematic map of HC phase behaviour forecast in Kuonamsky Fm deposits of Eastern Siberia (on the topographic base by State Department of Geodesy and Cartography, 1992, 1 : 1 000 000)



1 — УВ-газы; **2** — УВ-газы и газоконденсаты; **3** — газоконденсаты и нефти; **4** — твердые и полувязкие битумы. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — HC gases; **2** — HC gases and gas condensates; **3** — gas condensates and oils; **4** — solid and semi-solid bitumen. For other Legend items see Fig. 1

глубин 700–1150 м текущее значение $P_{пл}$ составляет всего лишь 4,5 МПа, а в нижнеюрских на глубине 1600–1800 м — 9,5–10 МПа. В тех же нижнеюрских отложениях в Соболах-Неджелином месторождении, примерно на той же глубине (1900 м), оно поднимается до 15,2 МПа, а несколько глубже, на 2100 м, — уже до 27,1 МПа. Приведенные факты свидетельствуют о значительном влиянии потока глубинных УВ-газов на формирование газовых и газоконденсатных месторождений Вилюйской гемисинеклизы. Их источником могли служить и богатые сапропелевым ОВ отложения куонамской свиты, находящиеся в главной зоне газообразования.

В изученной части Алданской антеклизы, в непосредственной близости от скв. Усть-Майская-366, находится Алгаминское месторождение циркония с высоким содержанием урана. Поздневенд-раннекембрийская эпоха уранового седиментогенеза (575 млн лет) связана с байкальской эпохой перестройки земной коры [7]. Очень высокие значения гамма-активности пород куонамской свиты (свыше 30 мкР/ч) в разрезе скв. Усть-Майская-366, видимо, объясняются наличием высоких концентраций урана. В дальнейшем образцы, полученные из изученных естественных обнажений куонамской и иниканской свит, также планируется изучить на

проявление гамма-активности для сравнительного анализа.

Радиоактивное воздействие урана приводит к генерации больших объемов водорода, интенсифицирующего образование УВ из ОВ [8, 9]. Прогрев восточной части Алданской антеклизы глубинными флюидами, поднимающимися по зонам глубинных тектонических нарушений и повысившими степень катагенеза ОВ куонамской свиты до перехода его в главную зону нефтеобразования, а также активная генерация УВ под воздействием водорода внешних источников — все это является предпосылками для поисков скоплений нефти в исследованном районе [9].

На территории распространения отложений куонамской свиты находятся кимберлитовые районы: Оленекский и Вилюйский (границы см. на рис. 1 [9]). Оленекский район включает три группы кимберлитовых полей: куонамскую, среднеоленекскую и нижнеоленекскую, из Вилюйского района — далдыно-алакитскую. Между этими районами находится Верхнемунское кимберлитовое поле. Состав газов, полученный по результатам изучения трубки Удачная [9], свидетельствует о резком преобладании среди них водорода — 46,59–53,63 % (скв. 42, глубина 365,9–367,9 м). Следующим из доминирующих

неуглеводородных компонентов является неатмосферный азот (9,4–40,7 %). Растворение этих компонентов в нефтях достаточно хорошо изучено [8] и практически нет сведений о термодинамических аспектах их взаимодействий с твердыми битумами. При изучении физики нефтяного пласта [10] установлена высокая растворимость УВ-газов в нефтях, причем растворимость тем лучше, чем выше молекулярная масса УВ, а водород облегчает нефти. Приведенная информация позволяет сделать вывод, что водород в составе глубинных теплоносителей не только интенсифицирует образование УВ из ОВ, но и в какой-то степени растворяет твердые битумы в термодинамических условиях больших глубин, способствуя генерации вторичной («реанимированной») нефти. В этой связи в гораздо больших масштабах этот процесс можно предположить при вытеснении УВ-газами первоначальных нефтей к бортам Виллюйской гемисинеклизы. Покрышкой при этом служат глины нижнего – среднего кембрия и неджелинской свиты нижнего триаса. При этом гораздо предпочтительнее южный борт Виллюйской гемисинеклизы, в связи с наличием к северу в разрезе осадочного чехла вулканогенно-магматических образований среднего палеозоя мощностью свыше 800 м [6, 9, 11]. Наличие современных аномально высоких атмосферных давлений в залежах УВ Виллюйской гемисинеклизы косвенно может свидетельствовать, что этот процесс продолжается и в настоящее время и в нем участвуют газы из вышележащих палеозой-мезозойских отложений за счет сочетания латеральных и вертикальных путей миграции.

Прогнозируемое наличие нефти в отложениях куонамской свиты как первичной (за счет вытеснения газами), так и с примесью вторичной (за счет частичного растворения твердых битумов в смеси газов) требует рассмотрения вопроса о глубине нахождения и сохранности нефти в прогнозируемых залежах (при наличии ловушки). При этом в условиях мощного потока миграционных газов (за счет сочетания латеральной и вертикальной миграции) в куонамских отложениях можно прогнозировать не только нефти, но и смесь нефтей и газоконденсатов. В связи с сокращением зон катагенеза ОВ палеозоя – допалеозоя в условиях Сибирской платформы, в качестве нижней границы нефтеносности названа палеоглубина 3,7 км [4]. На Сибирской платформе современные глубины залегания соответствуют максимальным палеоглубинам только в центральной части Виллюйской гемисинеклизы [4]. Учитывая чрезвычайно высокую битуминозность известняков куонамской свиты скв. Хоточу-7 на малых глубинах (392–402 м), прогнозируется обнаружение залежей нефти в куонамских отложениях в интервале глубин 1,5–3,5 км (рис. 7). Залегание куонамской свиты в пределах Виллюйской гемисинеклизы на глубинах свыше 8–9 км в зоне апокатагенеза позволяет прогнозировать там зону сухих УВ-газов, сменяющуюся в южном направлении смесью УВ-газов

и газоконденсатов на глубинах 3,5–5 км. В интервале глубин 1,5–3,5 км на южном борту прогнозируется распространение газоконденсатов и нефтей (см. рис. 7).

Закключение

По результатам проведенных исследований впервые обозначены предполагаемые зоны раздельного прогноза зон нефтегазонакопления, перспективных для поисков в нетрадиционных коллекторах на территории распространения отложений куонамской свиты, обусловленные не только степенью катагенетической преобразованности ОВ, но и механизмом вытеснения первоначально генерированной нефти мощным объемом газов, генерированным всем комплексом нижнепалеозой-мезозойских отложений в пределах Виллюйской гемисинеклизы к ее бортам. В качестве дополнительного механизма рассматривается частичное растворение имеющихся в разрезе твердых битумов тяжелыми УВ-газами этого миграционного потока. Покрышками при этом могут служить глины неджелинской свиты нижнего триаса и нижнего – среднего кембрия.

Показана также возможность частичного растворения твердых битумов глубинными теплоносителями, связанными с кимберлитовыми полями, развитыми на изученной территории.

В результате проведенного сопоставительного анализа распределения текущих пластовых давлений в газовых и газоконденсатных месторождениях палеозой-мезозойского комплекса Виллюйской гемисинеклизы и Усть-Виллюйского газового месторождения соседнего Предверхоянского прогиба установлена большая роль УВ-газов куонамской свиты в создании аномально высоких пластовых давлений в УВ-залежах Виллюйской гемисинеклизы.

Распространение силлов и других вулканогенно-магматических образований в северо-западной части исследованного района позволяет назвать приоритетными именно центральную и южную части Виллюйской гемисинеклизы.

По комплексу приведенных приемов прогноза фазового состояния УВ зона современного газонакопления прогнозируется в центральной части Виллюйской гемисинеклизы и вдоль борта Предверхоянского прогиба. Она сменяется зоной смеси УВ-газов и газоконденсатов в рамках изолиний куонамской свиты – 5...–3,5 км и смесью газоконденсатов и нефтей в рамках изолиний – 3,5...–1,5 км.

Нахождение прогнозируемых при наличии ловушки залежей УВ на доступных для бурения глубинах, с учетом близости к действующему магистральному нефтепроводу Восточная Сибирь – Тихий океан, является дополнительным аргументом в пользу целесообразности более детального изучения этой территории.

Литература

1. Горлов Д.А. Состав и строение иниканской свиты ранне-среднекембрийского возраста юго-восточной части Сибирской платформы // Успехи современной науки. – 2016. – Т. 10. – № 11. – С. 79–84.
2. Левшунова С.П., Горлов Д.А. Влияние глубинных тепломассоносителей на генерацию углеводородов в куонамской свите Восточной Сибири // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021 : тезисы Международного Совещания (Москва, 27–28 мая 2021). – М. : МГУ, 2021.
3. Парфенова Т.М. Органическая геохимия углеродистых пород Куонамского комплекса отложений нижнего и среднего кембрия: восток Сибирской платформы. – Новосибирск : СО РАН, 2008. – 29 с.
4. Баженова Т.К. Катагенетическая зональность органического вещества и раздельный прогноз нефте- и газоносности на больших глубинах в условиях Сибирской платформы // Нефтегазообразование на больших глубинах : тезисы докладов V Всесоюзного семинара (Ивано-Франковск, сентябрь 1986). – М. : МГУ, 1986. – С. 101–102.
5. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. и др. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы. – М. : ВНИГНИ, 2014. – 124 с.
6. Имаева Л.П., Имаев В.С., Козьмин Б.М. Геодинамические характеристики новейших структур Оленекского и Вилюйского районов Якутской кимберлитовой провинции // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 11. – С. 1499–1513.
7. Карпунин А.М., Миронов Ю.Б. и др. Эпохи уранового седиментогенеза черносланцевого типа в осадочных бассейнах Земли // Отечественная геология. – 2012. – № 1. – С. 18–28.
8. Левшунова С.П. Неуглеводородные газы и их роль в формировании нефти. – М : Спутник, 2004. – 99 с.
9. Фомичев А.С. Еще раз о нефтегазопоявлениях в кимберлитовых трубках Якутии // Геология нефти и газа. – 2008. – № 5. – С. 58–64.
10. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. – М. : Гостоптехиздат, 1963. – 270 с.
11. Ситников В.С., Кушмар И.А., Прищепа О.М., Погодаев А.В. О возможном открытии на юге Вилюйской синеклизы нового нефтеносного района (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 2–12.
12. Горлов Д.А. Литологическая характеристика отложений куонамской свиты и ее аналогов ранне-среднекембрийского возраста Лено-Тунгусской НГП // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ : сборник материалов II Международной научной конференции (Пермь, 28–29 ноября 2019). – Пермь, 2019. – С. 116–120.
13. Погодин А.В., Ситников В.С., Лысов Б.А. Литологические и гидродинамические особенности газоносности верхнепермских и нижнетриасовых отложений Хапчугайского района Вилюйской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2012. – № 4. – С. 2–12.

References

1. Gorlov D.A. Sostav i stroenie inikanskoj svity ranne-srednekembrijskogo vozrasta yugo-vostochnoi chasti Sibirskoi platformy [Composition and structure of Early-Middle Cambrian Inikansky Formation in the south-eastern part of Siberian Platform]. *Uspekhi sovremennoy nauki*. 2016;10(11):79–84. In Russ.
2. Levshunova S.P., Gorlov D.A. Vliyaniye glubinykh teplomassonositelei na generatsiyu uglevodorodov v kuonamskoi svite Vostochnoi Sibiri [Influence of deep-seated heat and mass transfer media on hydrocarbon generation in East Siberian Kuonamsky Formation]. In: *Novye idei v geologii nefiti i gaza. Novaya real'nost' 2021: tezisy Mezhdunarodnogo Soveshchaniya* (Moscow, 27–28 May 2021). Moscow: MGU; 2021. In Russ.
3. Parfenova T.M. Organicheskaya geokhimiya uglerodistykh porod Kuonamskogo kompleksa otlozhenii nizhnego i srednego kembriya: vostok Sibirskoi platformy [Organic geochemistry of carbonaceous rocks of Lower and Middle Cambrian Kuonamsky series in Siberian Platform east]. Novosibirsk: SO RAN; 2008. 29 p. In Russ.
4. Bazhenova T.K. Katageneticheskaya zonal'nost' organicheskogo veshchestva i razdel'nyi prognoz nefte- i gazonosnosti na bol'shikh glubinakh v usloviyakh Sibirskoi platformy [Catagenetic zonation of Organic Matter and separate prediction of oil and gas content at great depths in Siberian Platform conditions]. In: *Neftegazooobrazovanie na bol'shikh glubinakh: tezisy dokladov V Vsesoyuznogo seminar* (Ivano-Frankovsk, September 1986). pp. 101–102. In Russ.
5. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. et al. Neftematerinskie formatsii, nefiti i gazy dokembriya i nizhnego-srednego kembriya Sibirskoi platformy [Oil source rock formations, oil and gas of pre-Cambrian and Lower-Middle Cambrian in the Siberian Platform]. Moscow: VNI GNI; 2014. 124 p. In Russ.
6. Imaeva L.P., Imaev V.S., Koz'min B.M. Geodynamic characteristics of neotectonic structures in the Olenek and Vilyui areas of the yakutian kimberlite province. *Russian Geology and Geophysics*. 2020;61(11):1499–1513. DOI: 10.15372/GIG2020107. In Russ.
7. Karpunin A.M., Mironov Yu.B. et al. Epokhi uranovogo sedimentogeneza chernoslantsevogo tipa v osadochnykh basseynakh Zemli [Times of uranium sedimentogenesis of the black-shale type in sedimentary basins of the Earth]. *Otechestvennaya geologiya*. 2012;(1):18–28. In Russ.
8. Levshunova S.P. Neuglevodorodnye gazy i ikh rol' v formirovaniy nefiti [Non-hydrocarbon gases and their role in oil formation]. Moscow: Sputnik; 2004. 99 p. In Russ.
9. Fomichev A.S. Eshche raz o neftegazoproyavleniyakh v kimbberlitovykh trubkakh Yakutii [Once again about oil and gas occurrences in kimberlite pipes of Yakutia]. *Geologiya nefiti i gaza*. 2008;(5):58–64. In Russ.
10. Gimatulinov Sh.K. Fizika neftyanogo plasta [Oil reservoir physics]. Moscow: Gostoptekhizdat; 1963. 270 p. In Russ.
11. Sitnikov V.S., Kushmar I.A., Prishchepa O.M., Pogodaev A.V. On the possible discovery of new oil-bearing region in the south of Vilyuy syncline (Siberian platform). *Geologiya nefiti i gaza*. 2013;(4):2–12. In Russ.
12. Gorlov D.A. Lithological characteristics of deposits of the kuonam suite and its analogues of the early middle cambrian age of the leno-tungus NGP. In: *Novye napravleniya neftegazovoi geologii i geokhimii. Razvitie geologorazvedochnykh rabot: sbornik materialov II Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii* (Perm', 28–29 November 2019). Perm, 2019. pp. 117–120. In Russ.
13. Pogodin A.V., Sitnikov V.S., Lysov B.A. Lithological and hydrodynamic peculiarities of gas potential of Upper Permian and Lower Triassic deposits of Khabchagai area of Vilyui oil and gas province. *Geologiya nefiti i gaza*. 2012;(4):2–12. In Russ.

Информация об авторах

Горлов Денис Александрович

Руководитель группы

ФГБУ «ВНИГНИ»

105118 Москва, ш. Энтузиастов д. 36

e-mail: gorlov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-0564-5740

Левшунова Светлана Павловна

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

ФГБУ «ВНИГНИ»

105118 Москва, ш. Энтузиастов д. 36

e-mail: lev@vnigni.ru

Information about authors

Denis A. Gorlov

Head of Group

All-Russian Research Geological Oil institute

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: gorlov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-0564-5740

Svetlana P. Levshunova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher

All-Russian Research Geological Oil institute

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: lev@vnigni.ru

24-27.05

2022

УФА



ВАНХЭКСПО
ул. Менделеева, 158

ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ
ПОДДЕРЖКА



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ

СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ НЕФТЕGAZO-
ПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
НЕФТЕGAZОВОГО
ОБОРУДОВАНИЯ



СПГ
Национальная Ассоциация
Снабженцев сжиженного природного газа



НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ
АССОЦИАЦИЯ
АРМАТУРОСТРОЕНИЯ



АССОЦИАЦИЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ
И НЕФТЕХИМИКОВ РОССИИ



НАЦИОНАЛЬНАЯ
АССОЦИАЦИЯ
НЕФТЕGAZОВОГО
СЕРВИСА



РОССИЙСКИЙ
СОЮЗ
ХИМИКОВ



Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

30-я юбилейная специализированная выставка



Разведка и добыча
нефти и газа



IT-технологии
в нефтегазовой отрасли



СПГ: производство,
транспорт, распределение



Инновации
газовой отрасли



Автоспецтехника



Техника и оборудование
для газомоторного топлива



Нефтегазопереработка
и нефтехимия



Системы безопасности
и противопожарная техника



Поставка и сбыт нефти,
газа и нефтепродуктов



МЕРОПРИЯТИЯ ПРОВОДЯТСЯ С УЧЕТОМ
ВСЕХ ТРЕБОВАНИЙ РОСПОТРЕБНАДЗОРА



По вопросам выставки
Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума
Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81 kongress@bvkexpo.ru

f [gazneftufa](#), [gnt_forum](#) [GasoilTube](#) #газнефтьуфа #гнт #gasoilexpo #гнтфорум

УДК 553.98:551.24(574.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2022-2-79-93

Структурно-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих палеозойских горизонтов Прикаспийского бассейна

© 2022 г. | Д.К. Ажгалиев¹, Р.А. Валиуллин², А.К. Габбасова³¹НАО «Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева», Атырау, Казахстан; dulat.azhgaliev@gmail.com;²ФГБОУ «Башкирский государственный университет», Уфа, Россия; valra@geotec.ru;³ТОО «GreenProduction», Атырау, Казахстан; gabbassova_87@mail.ru

Поступила 20.10.2021 г.

Доработана 15.11.2021 г.

Принята к печати 15.11.2021 г.

Ключевые слова: палеозойский комплекс; отложения; объект; горизонт; структура; мегаподнятия; Прикаспийский бассейн; нефтегазоносность; разломы; поисковые работы.

Аннотация: Высокая оценка прогнозного потенциала и низкие темпы воспроизводства минерально-сырьевой базы обуславливают необходимость повышения эффективности поисковых работ за счет изучения и освоения глубокопогруженных палеозойских горизонтов на глубинах 5,5–8 км. В данных условиях получение положительного результата позволиткратно и в сжатые сроки обеспечить увеличение запасов нефти и газа и укрепить минерально-сырьевую базу углеводородов. Целью статьи является прогноз в палеозойской толще крупных объектов (поднятий и мегаподнятий) — ловушек нефти и газа, по которым накоплен значительный объем информации и кондиционных данных. Высокая перспективность девонской части разреза, особенно верхнедевон-нижнекаменноугольного интервала разреза обоснована на примере характерных крупных объектов. Методами исследования являются комплексный анализ скважинных данных, сейсморазведки, потенциальных физических полей, а также особенностей глубинной структуры палеозойских отложений, закономерностей проявления разломной тектоники. Проведен сравнительный анализ строения палеозойской толщи в разрезе северной, восточной и южной бортовых зон Прикаспийского бассейна. Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских горизонтов с учетом новых подходов к прогнозу крупных поисковых объектов (поднятий конседиментационного массивного типа и карбонатных построек), способных аккумулировать значительные по масштабам залежи нефти и газа. Обоснована перспективность нового типа объектов — мегаподнятий, которые определяют региональные участки и районы для эффективного планирования и развертывания поисковых работ, повышения качества прогноза и обнаружения новых месторождений углеводородов в целом. Для постановки поисковых работ рекомендованы зоны развития крупных поднятий и мегаподнятий, которые подтверждаются результатами комплексного анализа данных. В формировании крупных месторождений нефти и газа на глубинах 5,5–8 км и более благоприятное влияние оказывали глубинные разломы, которые являлись подводящими каналами и определяли необходимые условия для образования значительных по запасам скоплений углеводородов. Расширена площадь перспективной территории для постановки поисковых работ в результате обоснования высокой перспективности относительно погруженной глубоководной части Прикаспийского палеозойского бассейна, сложенного терригенными и карбонатно-терригенными осадками.

Для цитирования: Ажгалиев Д.К., Валиуллин Р.А., Габбасова А.К. Структурно-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих палеозойских горизонтов Прикаспийского бассейна // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 79–93. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-79-93.

Structural and tectonic features of structure and petroleum potential of deep-seated Palaeozoic horizons in Caspian Basin

© 2022 | D.K. Azhgaliev¹, R.A. Valiullin², A.K. Gabbasova³¹Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebaeva, Atyrau, Kazakhstan; dulat.azhgaliev@gmail.com;²Bashkir State University, Ufa, Russia; valra@geotec.ru;³Green Production, Atyrau, Kazakhstan; gabbassova_87@mail.ru

Received 20.10.2021

Revised 15.11.2021

Accepted for publication 15.11.2021

Key words: Palaeozoic series; deposits; object; horizon; structure; mega-high; Caspian Basin; oil and gas occurrence; faults; prospecting.

Abstract: The high estimate of the predicted potential and low reserve replacement rates make it necessary to increase efficiency of prospecting activities by means of deep-seated Palaeozoic horizons studies and development at depths of 5.5–8 km. In these circumstances, a positive result would allow for a multiple and short-term increase in oil and gas reserves and

strengthening of the hydrocarbon mineral resource base. This work was aimed at prediction of large objects (highs and mega-highs) in the Palaeozoic series, namely, oil and gas traps with a considerable amount of information and accurate data accumulated for them. High prospectivity of the Devonian interval of the section and especially the Upper Devonian-Lower Carboniferous part is substantiated by the example of representative large objects. The research tool was an integrated analysis of well, seismic, and geopotential field data, as well as features of Palaeozoic deposits depth structure, and patterns of fault tectonics. Comparative analysis of Palaeozoic series architecture in the section of northern, eastern, and southern flanks of the Caspian Basin was carried out. Evaluation of petroleum potential of Palaeozoic horizons taking into account new approaches to prediction of large exploration targets (massive syn-depositional uplifts and carbonate buildups) capable of accumulating large scale oil and gas pools was carried out. Prospectivity of a new type of objects is substantiated; these are mega-highs defining regional areas and zones for efficient planning and deployment of prospecting, improving quality of forecasts, and discovering new hydrocarbon fields. Zones of large highs and mega-highs supported by the results of integrated data analysis are recommended for prospecting activities. Deep-seated faults most notably contributed to formation of large oil and gas fields at the depths 5.5–8 km and more; they played a role of feeding channels and defined the conditions necessary for accumulation of considerable (in terms of reserves) hydrocarbon pools. Area of the territory favourable for prospecting activities was expanded as a result of substantiation of high prospectivity of the relatively deeper subsea part of Palaeozoic Caspian Basin composed of terrigenous and terrigenous-carbonate sediments.

*For citation: Azhgaliev D.K., Valiullin R.A., Gabbasova A.K. Structural and tectonic features of structure and petroleum potential of deep-seated Palaeozoic horizons in Caspian Basin. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(2):79–93. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-79-93. In Russ.*

Введение

Прикаспийский бассейн общей площадью около 620–640 тыс. км², в том числе около 560 тыс. км² на территории Казахстана, является главным нефтегазоносным регионом Казахстана [1, 2]. Менее четверти общей территории на севере и западе бассейна относится к Российской Федерации. В южной части Прикаспийский бассейн представлен акваторией Каспийского моря (Северный Каспий).

Объектом исследования являются палеозойские горизонты, залегающие на глубинах 5,5–8 км, изучение которых, с учетом значительной оценки объема прогнозных ресурсов и высокой вероятности ускоренного восполнения ресурсной базы, приобретает в последние годы особую актуальность [3–5]. Высокая оценка прогнозных ресурсов и ее реализация являются в настоящее время одними из основных факторов, обеспечивающих экономическое развитие страны и определяющих необходимость дальнейшего научного обоснования эффективных направлений поисковых работ.

В этой связи использование данных, полученных за последние годы, позволяет выработать новые подходы к обоснованию перспектив нефтегазоносности глубокозалегающей части палеозойского разреза. При этом учтены как объективная оценка по последним данным о внутреннем строении и особенностях развития крупных тектонических элементов, так и благоприятные предпосылки для прогноза экологически чистых от сероводорода и других кислотных компонентов крупных скоплений нефти и газа [6, 7]. Следует отметить важность степени изученности палеозойского комплекса в различных частях Прикаспийского бассейна и необходимость ее учета в оценке перспектив нефтегазоносности. Определяющими критериями рассматриваются: благоприятное влияние разломно-блоковой тектоники на нефтегазообразование и нефтегазонакопление, характер протекания сопутствующих процессов внутри нефтегазоперспективных толщ и резервуаров в связи с зонами развития

региональных разломов, нередко выполняющих роль подводящих каналов при формировании залежей УВ на небольших глубинах [8–10].

В основе новых подходов к оценке перспективности палеозойской толщи на глубинах 5,5–8 км лежат наиболее важные результаты поисковых работ в последние годы в сравнении с исторически накопленными данными.

На ряде площадей (Кобланды, Тасым Юго-Восточный, Ширак, Урихтау, Алга, Кобяковская) по результатам бурения первых скважин получены данные о продуктивности и высокой перспективности девон-нижнепермского разреза на глубинах 5,5–8 км. Залежи УВ связаны с высокоамплитудными поднятиями и резервуарами терригенного и карбонатно-терригенного состава, не содержат повышенных концентраций сероводорода. С учетом уточненных моделей строения по данным 2D и 3D, дополнительно к этому, выделены крупные поднятия: Кузбак (Нур – Куржем – Бейбит), Новобогатинск, Сарайшик, Кошалак, Жамбай (Караколь, Жамбай-море), Тамды, Акжар-Курсай, Урихтау, Буйыргын, Кызылкудук, Кырыкмерген – Мунайлы Северный, Сарытау, представляющие повышенный поисковый интерес. Наиболее перспективные и характерные поднятия детально были рассмотрены ранее в работах [11–13].

Анализ данных по нефтегазоносности палеозойских отложений позволил наметить концептуальное направление поисковых работ, определяющее ориентиры на обнаружение бессероводородных скоплений УВ для большей части Прикаспийского бассейна [7]. Это залежи на площадях Кобяковская, Забурунье, Алга, Володарская, Биикжал, Тортай, Равнинное, Есекжал, Улькентобе Юго-Западный, Карашунгул, Маткен, Толкын-Сазтобе, Елемес, Айыршагыл, Шолькара, Урихтау, приуроченные к областям преимущественно терригенного и карбонатно-терригенного осадконакопления. В связи с этим более широкое развитие и объемы терригенных пород по сравнению с карбонатами позволяют предполагать

существенное расширение площади потенциально перспективных территорий для постановки поисковых работ.

Остается все меньше данных и доказательств в пользу широкого распространения крупных карбонатных массивов и платформ, которые могли бы содержать залежи со значительными запасами нефти и газа во внутренних районах бассейна. Поэтому основные перспективы на значительной части бассейна связываются с крупными конседиментационными поднятиями, в которых прогнозируются залежи с низким содержанием или отсутствием сероводорода в среднедевон-артинской части разреза. Предположительно крупные карбонатные платформы, как и участки с сильным «сероводородным заражением», имеют ограниченное распространение.

Новые данные с учетом возросших технических возможностей для прогноза позволяют скорректировать представления о глубинной структуре и строении палеозойского комплекса Прикаспийского бассейна. В их основе увязка результатов интерпретации потенциальных полей с приподнятым и относительно неглубоким на значительной территории залеганием перспективных девонских отложений, а также более четкая связь блокового строения фундамента со структурой и особенностями распространения верхнепалеозойской толщи. В результате более объективно расшифровываются история, характер осадконакопления и особенности строения разреза на глубинах 5,5–8 км, в первую очередь с позиции влияния разломной тектоники. С учетом данных по ряду сверхглубоких скважин (Кобланды, Урихтау, Ширак, Ансаган, Володарская, Тасым Юго-Восточный, Кузбак, Алга, Кобяковская) в качестве наиболее перспективной зоны рассматривается верхнедевон-нижнекаменноугольная часть разреза [1, 6, 14].

Особенности тектонической структуры и формирования палеозойской толщи

Уточнение особенностей внутреннего строения палеозойской толщи основывается на результатах комплексного анализа данных и учитывает ряд важных условий. Так, сложный и уникальный процесс формирования палеозойского комплекса Прикаспийского бассейна включает длительный временной интервал от раннего палеозоя (додевонский комплекс) до артинского века. Привлечение, наряду с бурением и сейсморазведкой, данных потенциальных полей (гравиметрическое поле, аномальное магнитное поле) позволило в некоторой степени дифференцировать нижнюю часть осадочного разреза (додевонские отложения, девон) за счет прослеживания и выделения выше кровли фундамента главной магнитоактивной поверхности. Граница, «скользящая» в палеозойской толще выше кровли фундамента, рассматривается в качестве устойчивого репера (Акчулаков У.А., Коврижных П.Н., Урдабаев А.Т., 2009–2013) [3]. Это стало возможным за

счет увязки областей с повышенными значениями магнитного поля с распространением девонских отложений [1]. В целом отметим, что, из-за отсутствия фактических данных, формирование и развитие территории на додевонском этапе в большей степени носит пока дискуссионный характер.

В центральных погруженных районах Прикаспийского бассейна сосредоточены глубоководные и наиболее удаленные от источников сноса осадки. На бортах развивались карбонатные платформы и рифовые массивы. Активное поступление обломков обеспечивалось мощными палеорусловыми системами с образованием «обращенных» вглубь бассейна гигантских клиноформ [15, 16]. В развитии палеозойского бассейна накопления выделяется два этапа — эпиконтинентальный (ранний палеозой, ранний – средний девон) и глубоководный среднефранско-артинский. Глубоководный, наиболее изученный по фактическим материалам, этап включает верхнедевон-нижневизейский, верхневизейско-башкирский, ассельско-сакмарский и артинский комплексы.

В формировании структуры фундамента Прикаспийского бассейна важную роль сыграли разломы, которые дифференцируются по степени проникновения и времени заложения на три основные категории. Более крупные Южно-Эмбинский, Северо-Устьюртский, Сакмаро-Кокпектинский разломы ограничивают области с различным возрастом главной складчатости (геоструктуры I порядка). Следующие по масштабам проявления разломы контролируют крупные геоблоки и отдельные структурные зоны (элементы II порядка). Далее следуют разломы разнонаправленного характера, фиксирующие отдельные крупные блоки фундамента.

Отметка фундамента в центральных районах и бортовых зонах Прикаспийского бассейна по геофизическим данным составляет –16...–22 и –6...–15 км соответственно. Для центральной части характерна утоненная континентальная кора «переходного» типа, в основании которой залегает линза эклогитов [2]. По результатам комплексирования скважинных данных, сейсморазведки и потенциальных полей (аномального магнитного и гравиметрического поля) выделены Южный, Северный, Восточный, Астраханский, Северо-Западный и Центрально-Прикаспийский геоблоки (рис. 1). Границы геоблоков и характер прослеживания поверхности фундамента дополнительно обоснованы данными по главной магнитоактивной поверхности. Характер данной поверхности позволил получить дополнительные возможности для более четкой дифференциации и выделения в разрезе плотных коренных образований и отдельно толщ, для которых характерен выраженный осадочный генезис.

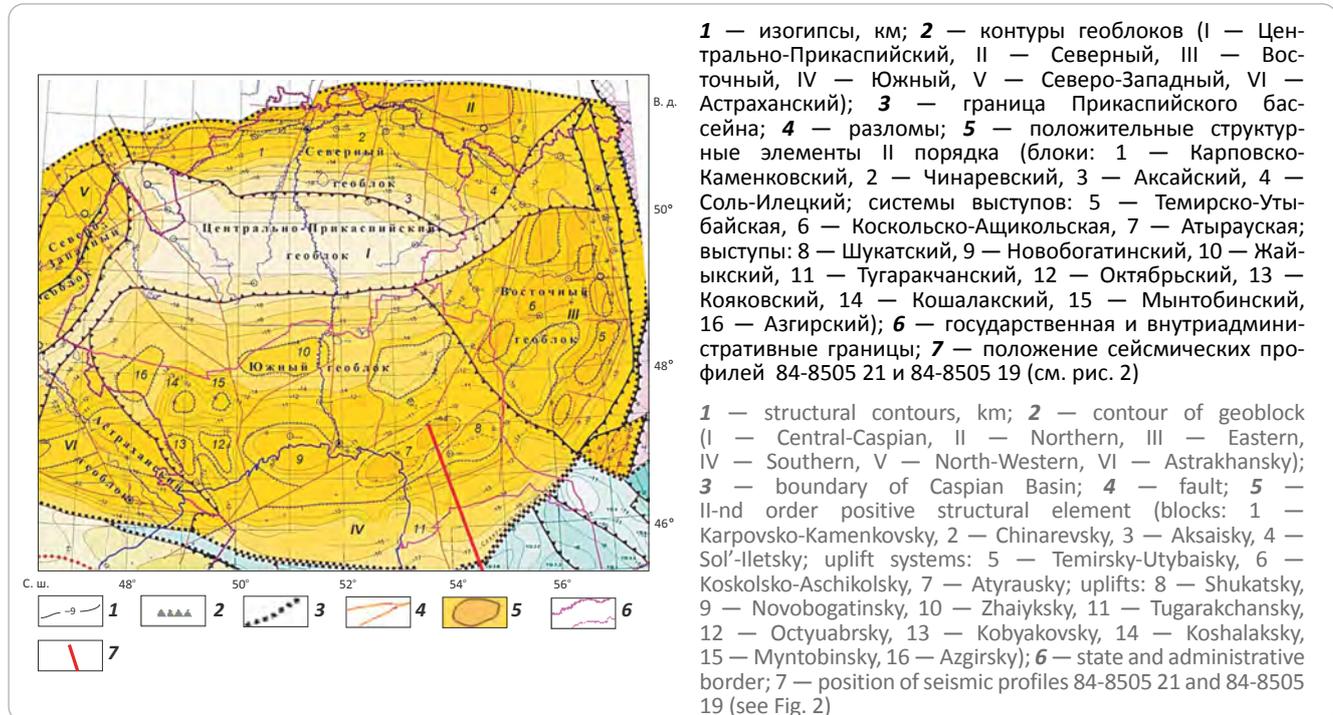
На севере бассейна фундамент представлен гранитизированной корой архей-протерозойского возраста. Характерна дифференциация пород фундамента за счет изменения их магнитных свойств. На северо-западе, юго-западе и северо-востоке цен-



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Структурная схема по поверхности фундамента Прикаспийского бассейна (по данным Акчулакова У.А., Абилхасимова К.Б., Ажгалиева Д.К. и др., 2009–2013)

Fig. 1. Structural scheme of the Basement Top in the Caspian Basin (according to Akchulakov U.A., Abilkhasimov K.B., Azhgaliev D.K. et al., 2009–2013)



тральная депрессия характеризуется соответственно Пачелмским, Сарпинским и Новоалексеевским авлакогеном (Акчулаков У.А., Абилхасимов К.Б., Ажгалиев Д.К. и др., 2009–2013) [16]. Переходные районы от центральной депрессии к относительно приподнятым зонам на юге, севере и северо-западе представлены Северо-Атырауской и Волгоградско-Оренбургской системами моноклиналей.

Северная бортовая зона определяется широтной полосой крупных блоков фундамента (Карповско-Каменковским, Чинаревским, Аксайским и Соль-Илецким), на которых выделяются отдельные выступы Карачаганак (–8 км) и Кобланды – Тамды (–8...–12 км).

Астраханский и Северо-Западный геоблоки выделены на юго-западе бассейна на глубинах 9–16 км. Отдельными структурными элементами выдаются Северо-Западный борт, Паласовский выступ, Волгоградская ступень.

Структура и контуры Южного и Восточного геоблоков отличаются от остальной части бассейна по характеристикам и проявлению аномального магнитного поля. Фундамент южной бортовой зоны более молодой, сложен покровно-складчатými структурами позднепротерозойского и докембрийского возраста. Главную особенность тектонического районирования по фундаменту и палеозойскому комплексу определяют некоторые черты глубинного строения, позволяющие судить о возрастном диапазоне палеозоя, в том числе районы с потенциальным распространением перспективного девонского комплекса (Атырауская система выступов,

1 — изогипсы, км; 2 — контуры геоблоков (I — Центрально-Прикаспийский, II — Северный, III — Восточный, IV — Южный, V — Северо-Западный, VI — Астраханский); 3 — граница Прикаспийского бассейна; 4 — разломы; 5 — положительные структурные элементы II порядка (блоки: 1 — Карповско-Каменковский, 2 — Чинаревский, 3 — Аксайский, 4 — Соль-Илецкий; системы выступов: 5 — Темирско-Утыбайская, 6 — Коскольско-Ащикольская, 7 — Атырауская; выступы: 8 — Шукатский, 9 — Новобогатинский, 10 — Жайыкский, 11 — Тугаракчанский, 12 — Октябрьский, 13 — Кояковский, 14 — Кошалакский, 15 — Мынтобинский, 16 — Азгирский); 6 — государственная и внутриадминистративные границы; 7 — положение сейсмических профилей 84-8505 21 и 84-8505 19 (см. рис. 2)

1 — structural contours, km; 2 — contour of geoblock (I — Central-Caspian, II — Northern, III — Eastern, IV — Southern, V — North-Western, VI — Astrakhan); 3 — boundary of Caspian Basin; 4 — fault; 5 — II-order positive structural element (blocks: 1 — Karpovsko-Kamenkovsky, 2 — Chinarevsky, 3 — Aksaisky, 4 — Sol'-Iletsy); uplift systems: 5 — Temirsky-Utybaisky, 6 — Koskolsko-Aschikolsky, 7 — Atyrausky; uplifts: 8 — Shukatsky, 9 — Novobogatinsky, 10 — Zhaiyky, 11 — Tugarakchansky, 12 — Otyuabrsky, 13 — Kobyakovsky, 14 — Koshalaky, 15 — Myntobinsky, 16 — Azgirsky); 6 — state and administrative border; 7 — position of seismic profiles 84-8505 21 and 84-8505 19 (see Fig. 2)

Шукатский, Кобяковский, Октябрьский и Новобогатинский выступ) на уровне отметки –7...–8 км.

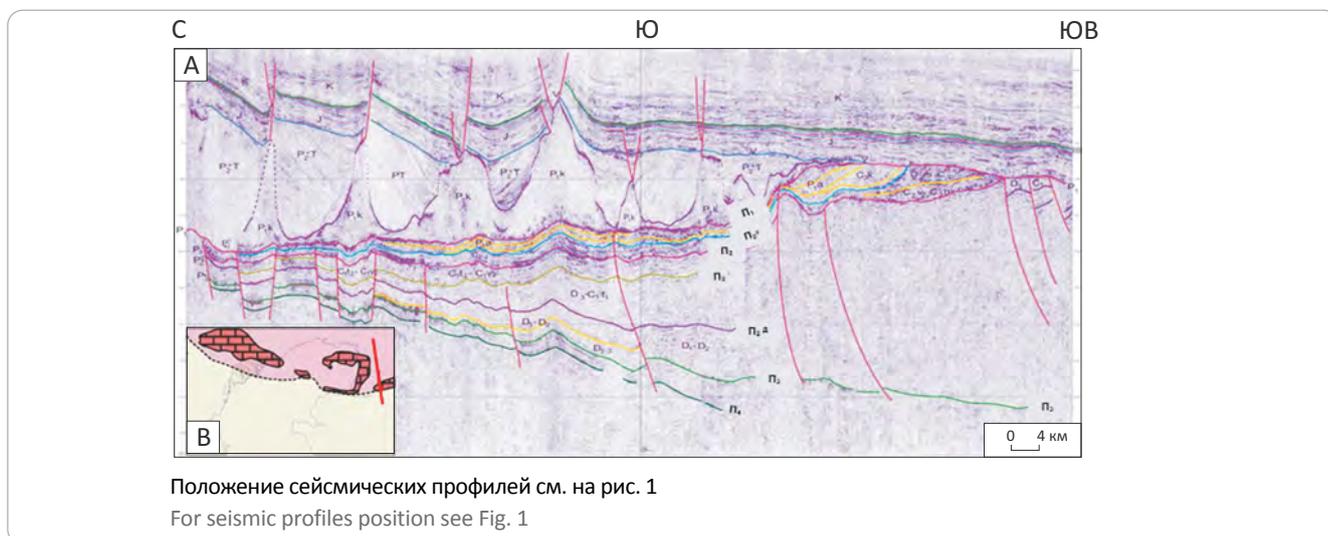
Восточный геоблок представлен Темирско-Утыбайской системой выступов (–7 км). К западу на отметке –8 км выделены Коскольско-Ащикольская и Боржер-Акжарская региональные зоны.

Привлечение данных по главной магнитоактивной поверхности для оценки особенностей залегания кровли фундамента позволило уточнить характер и региональное прослеживание отложений выше по разрезу, на уровне сейсмических горизонтов P_3 и $P_{2д}$, приуроченных к средне-верхнедевонской толще и кровле верхнего девона соответственно [1, 16]. В новом варианте построений отмечается более глубокое залегание фундамента на юге бассейна, в Южно-Эмбинском прогибе (площадь Тортай) — 12 км и широтной полосе (Атырауско-Шукатская, Кульсаринская зона) — 7–7,5 км [17]. В сумме толщина додевонского и девон-нижнепермского комплексов в разрезе этих участков увеличилась на 2,5–3 и 1–1,5 км соответственно, что существенно влияет на оценку прогнозных ресурсов в сторону их увеличения. Как видно, блоки фундамента определяют структурный план вышележающих отложений и условия формирования крупных выступов и поднятий по палеозойской толще, в том числе по кровле верхнего девона — нижнего карбона.

Положение приподнятых участков и крупных зон нефтегазонакопления (ЗНГ) в палеозойском комплексе Прикаспийского бассейна хорошо согласуется с характером распространения зон с относительно повышенным значением аномального

Рис. 2. Региональные сейсмические профили 84-8505 21 и 84-8505 19 на юго-востоке Прикаспийского бассейна (А) (по данным Ескожа Б.А., Воронова Г.В., 2008) [16] и линия их бортового пересечения в плане (В)

Fig. 2. Regional seismic lines 84-8505 21 and 84-8505 19 in the Caspian Basin south-east (A) (according to Eskozh B.A., Voronov G.V., 2008) [16] and their flank intersection line on the scheme (B)



магнитного поля. Ранее в работе [1] введено понятие и обосновано положение «геомагнитной ступени», выделенной при анализе схемы аномального магнитного поля в виде широкой полосы аномалий серповидной формы в плане, соответствующей южной, юго-восточной, восточной и частично северо-северо-западной бортовым зонам. По фактическим данным и мнению авторов статьи, «геомагнитная ступень» соответствует и характеризует распространение приподнятого залегания перспективного девонского комплекса. При анализе разреза крупных палеозойских поднятий отмечается значительное структурное развитие на уровне ОГ P_3 (верхний девон) и $P_{2д}$ (нижний карбон). Крупные поднятия приурочены к Мынтобе-Новобогатинской и Атырауской системам выступов, Темирской, Жанажол-Торткольской и Тамды-Кобландинской приподнятым зонам.

Таким образом, уточнение данных и их комплексирование позволяет более масштабно представить развитие Прикаспийского бассейна на додевонском и девонском этапе. Стратиграфическая привязка горизонта P_3 (девонская толща) по площади бассейна имеет «скользящий» характер. В погруженных частях Центрально-Прикаспийского геоблока горизонт P_3 привязан к подошве нижнего девона на отметке -14 км. Ниже выделяется додевонская толща мощностью до 8 км, внутри которой наблюдается маркирующий сейсмический горизонт P_4 (рис. 2).

При более детальном сравнении выделяется строение и установлены особенности додевонских и девонских отложений на юго-восточном борту Прикаспийского бассейна (Маткен-Биикжальская и Кульсаринская приподнятая зона) [15]. Отмечен слоистый характер верхнедевон-средневизейской толщи на уровне ОГ P_3 , $P_{2д}$ и P_{21} . Ниже горизонта $P_{2д}$ фиксируется серия эхо-сигналов, придающих

разрезу однозначно слоистый характер (нижний – средний девон). В данном случае ОГ P_3 характеризует кровлю додевонских отложений, а не границу раздела двух структурно-тектонических комплексов (фундамента и подсолевого палеозоя), как принималось ранее. Толщина отложений между ОГ P_{21} и P_3 составляет 600–800 м. По всей толще на уровне девона (ОГ P_4 и P_3) выделяются крупные поднятия структурного типа.

Отметка кровли палеозоя (ОГ P_1) по данным МОГТ и бурения изменяется в прибортовых зонах (геоблоках) от -3...-3,5 до -7,5...-8 км и далее, в центральной части бассейна, достигает отметки -10...-11 км (рис. 3). На юге, в Мынтобинско-Новобогатинской, Жамбай-Кобяковской зонах и Гурьевско-Кульсаринской ступени, отметка палеозоя составляет -4...-6 км. На крупных структурах Урихтау и Жанажол (восточный борт), Карачаганак, Тамды и Кобланды (северный борт) отмечается наиболее приподнятое залегание кровли палеозоя на отметке глубин -2,5...-5 км.

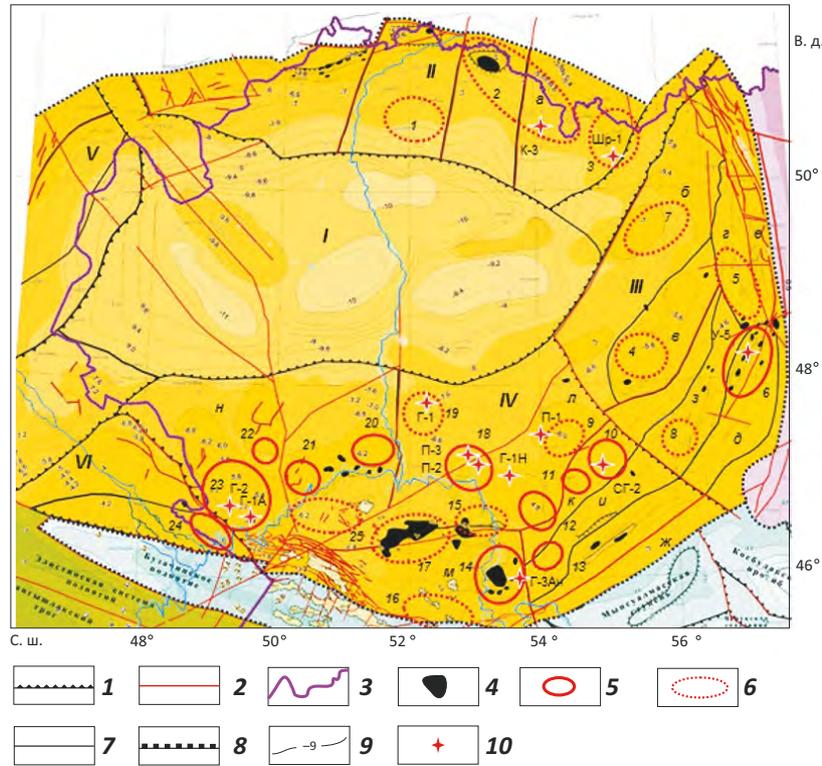
Определение и характеристика новых крупных локальных объектов

Крупные поднятия по девонским отложениям в структурном отношении тяготеют к приподнятым блокам на южном, восточном и северном бортах бассейна, чаще характеризуются конседиментационным стилем развития, значительными размерами и амплитудой. В то же время поднятия слабо отражаются на уровне горизонтов P_2 и P_1 и, как видно, имеют погребенный характер, приурочиваясь к выступам фундамента.

Представляется, что основное структурное развитие крупные поднятия получили в позднем девоне – раннем карбоне, отмечается их унаследованное положение в разрезе. По данным скважин Тасым Юго-Восточный Г-1, Кобланды К-3, Акжар

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Тектоническая схема палеозойского комплекса Прикаспийского бассейна (по данным Акчулакова У.А., Абилхасимова К.Б., Ажгалиева Д.К. и др., 2009–2013)
Fig. 3. Tectonic framework of Palaeozoic series in the Caspian Basin (according to Akchulakov U.A., Abilkhasimov K.B., Azhgaliev D.K. et al., 2009–2013)



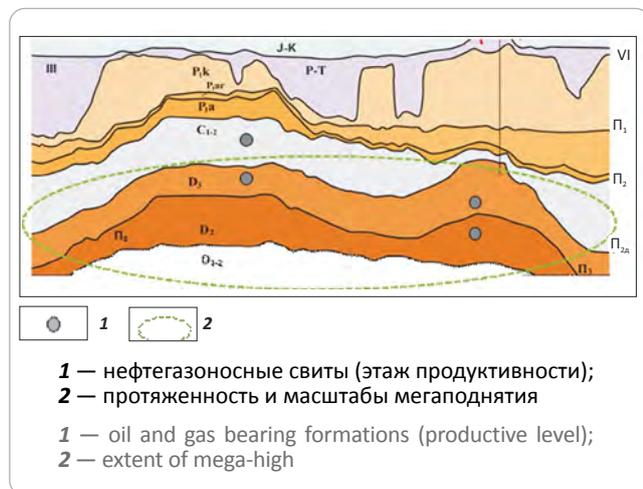
1 — граница геоблоков (I — Центрально-Прикаспийский, II — Северный, III — Восточный, IV — Южный, V — Северо-Западный, VI — Астраханский); **2** — региональные разломы и нарушения; **3** — административная государственная граница; **4** — залежи и скопления УВ; **мегаподнятия (5, 6): 5** — уверенные, **6** — прогнозные (1 — Желаяевское, 2 — Карачаганак-Тамдинское, 3 — Ширак, 4 — Косколь, 5 — Темирское, 6 — Жанажол-Урихтауское, 7 — Сарыкумакское, 8 — Боржер-Акжарское, 9 — Сарыниязское, 10 — Улькентобе-Биикжалское, 11 — Мунайлы-Адайское, 12 — Кызылкудук-Жантайское, 13 — Карашунгыл-Маткенское, 14 — Тенгиз, 15 — Жайылган, 16 — Сарытау, 17 — Кашаган, 18 — Акатколь, 19 — Тасымское, 20 — Лиман, 21 — Северо-Прибрежное, 22 — Песчаное, 23 — Кобяковско-Приморское, 24 — Едил, 25 — Жамбайское); **7** — структурные элементы II порядка: *a* — Карачаганак-Тамдинская ступень; *зоны поднятий (б-ж): б* — Егенды-Сарыкумакская, *в* — Шубаркудук-Коскольская, *г* — Темирская, *д* — Жанажол — Торткольская, *е* — Остансуковский прогиб, *ж* — Южно-Эмбинское поднятие; *ступени (з-л): з* — Боржер-Акжарская, *и* — Маткен-Биикжалская, *к* — Намазтакырская, *л* — Гурьевско-Кульсаринская; *зоны поднятий (м-н): м* — Каратон-Тенгизская, *н* — Мынтобинско-Новобогатинская; **8** — границы Прикаспийского бассейна; **9** — изогипсы по кровле палеозойского комплекса (ОГ П₁), км; **10** — скважины с аномальной отметкой вскрытия палеозоя, показавшие перспективность глубоких горизонтов палеозоя: Кобланды К-3 (6737 м), Ширак Шр-1 (6597 м), Урихтау У-5 (5374 м), Тасым Юго-Восточный Г-1 (7050 м), Акатколь П-3 (6455 м), Карсак П-2 (5499 м), Эмбинская П-1 (6203 м), Биикжал СГ-2 (6028 м), Нур-Кузбак Г-1Н (5721 м), Ансаган Г-3А (6200 м), Кобяковская Г-2 (5219 м), Алга Г-1А (6900 м).

Характерные региональные разломы I порядка: ЮЭ — Южно-Эмбинский, СУ — Северо-Устыртский, СК — Сакмаро-Кокпектинский

1 — geoblock boundary (I — Central-Caspian, II — Northern, III — Eastern, IV — Southern, V — North-Western, VI — Astrakhansky); **2** — regional faults and dislocations; **3** — state border; **4** — HC accumulations and pools; **mega-highs (5, 6): 5** — distinct, **6** — predicted (1 — Zhelaevsky, 2 — Karachaganak-Tamdinsky, 3 — Shirak, 4 — Koskol, 5 — Temirsky, 6 — Zhanazol-Urikhtausky, 7 — Sarykumaksky, 8 — Borzher-Akzharsky, 9 — Saryniyazsky, 10 — Ulkentobe-Biikzhalsky, 11 — Munaily-Adaisky, 12 — Kyzylkuduk-Zhantaisky, 13 — Karashungyl-Matkensky, 14 — Tengiz, 15 — Zhailygan, 16 — Sarytau, 17 — Kashagan, 18 — Akatkol, 19 — Tasymsky, 20 — Liman, 21 — North Pribrezhnoe, 22 — Peschanoe, 23 — Kobyakovsky-Primorskoe, 24 — Edil, 25 — Zhambaisky); **7** — II-nd order structural elements: *a* — Karachaganak-Tamdinsky flat; *зоны uplift: б* — Egendy-Sarykumaksky, *в* — Shubarkuduk-Koskolsky, *г* — Temirsky, *д* — Zhanazol-Tortkolsky, *е* — Ostansuksky trough, *ж* — South Embinsky high; *faults (з-л): з* — Borzher-Akzharsky, *и* — Matken-Biikzhalsky, *к* — Namaztarysky, *л* — Gurievsky-Kulsarinsky; *зоны of highs (м-н): м* — Karaton-Tengizsky, *н* — Myntobinsky-Novobogatinsky; **8** — Caspian Basin boundaries; **9** — structural contours over Palaeozoic Top (П₁ Reflector), km; **10** — wells with abnormal depth of Palaeozoic series penetration, which demonstrated prospectivity of deep-seated Palaeozoic horizons: Koblandy K-3 (6737 m), Shirak Шр-1 (6597 m), Urikhtau У-5 (5374 m), South Eastern Tasym Г-1 (7050 m), Akatkol П-3 (6455 m), Karsak П-2 (5499 m), Embinsky П-1 (6203 m), Biikzhalk СГ-2 (6028 m), Nur-Kuzbak Г-1Н (5721 m), Ansagan Г-3А (6200 m), Kobyakovsky Г-2 (5219 m), Alga Г-1А (6900 m).

Typical I-st order regional faults: ЮЭ — South Embinsky, СУ — North Ustyurtsky, СК — Sakmaro-Kokpektinsky

Рис. 4. Принципиальная схема мегаподнятия
Fig. 4. Cross-sectional view of mega-high (scheme)



Восточный Г-5, Кузбак Г-1, Эмбинская П-1, Акатколь (Гурьевский свод) П-3 отмечается трехчленное строение разреза, что является характерным для подсолевого комплекса Прикаспия при определении преимущественно глубоководных условий накопления осадков (терригенный и карбонатно-терригенный состав) и пластовый массивный характер строения поднятий. В этой связи представляют повышенный поисковый интерес подготовленные в последние годы по сейсмическим данным крупные поднятия Забурунье, Кобяковская, Алга, Жамбай, Новобогатинск, Сарайшик, Нур-Куржем, Кенбай, Торемурат, Айранколь, Кырыкмерген – Мунайлы Северный, Биикжал, Кызылкудук, Буйыргын, Акжар – Курсай [12, 13].

Однотипные по гипсометрии, возрасту, формированию и фильтрационно-емкостным свойствам пород-коллекторов поднятия в плане часто являются индикаторами более крупных элементов — мегаподнятий (см. рис. 3) [1].

В принципе мегаподнятия представляют обширные зоны приподнятого залегания палеозойских отложений (девон – нижний карбон). За сравнительно небольшие сроки (5–8 лет) получены данные, которые позволяют выделить на южном, восточном и северном бортах Прикаспийского бассейна более 20 крупных мегаобъектов. С учетом степени изученности большая часть мегаподнятий прослежена на юго-востоке бассейна (Тасымское, Кызылкудук-Жантайское, Мунайлы-Адайское, Акаткольское и др.). В междуречье Урал – Волга выделены мегаподнятия Едил, Кобяковско-Приморское, Северо-Прибрежное, Песчаное, Жамбайское, Лиман [12]. На 5 мегаобъектах (Тасымское, Карачаганак-Тамды, Кобяковско-Приморское, Улькентобе-Биикжалское, Жанажол-Урихтауское) получены притоки УВ. В целом мегаподнятия тяготеют к ранее обнаруженным крупным тектоническим элементам, осложняющим структуры II порядка.

Методология выделения мегаподнятий основывается на комплексном анализе региональных профилей 2D и объемной сейсморазведки 3D. Принципиальная схема формирования мегаподнятия включает структурные планы по сейсмическим горизонтам P_3 и P_2 . По ОГ P_2 (кровля карбона), серия крупных локальных поднятий соответствует крупной приподнятой зоне, а по ОГ P_3 и $P_{2д}$ в верхнедевон-нижнекаменноугольной толще — единому мегаподнятию (рис. 4).

Выделение мегаподнятий представляется важным и в практическом отношении, с учетом таких факторов, как оптимальное размещение и планирование видов работ, оценка объема прогнозных ресурсов, выделение и масштабы ЗНГН, а также для формирования единой базы данных поисковых работ и объектов.

Так, в составе мегаподнятий большинство локальных поднятий обосновано в настоящее время детальными сейсмическими моделями, частично они подготовлены к бурению. Подход к выделению мегаподнятий представляется обоснованным с учетом конкретного структурного обоснования и оправдан с практической точки зрения. Фактически мегаобъекты являются участками с «отработанной» каркасной сетью профилей 2D и сейсморазведкой 3D на отдельных более изученных структурах с оценкой прогнозных ресурсов категории D_0 и $D_{н}$, т. е. полигонами для рационального, планомерного разворота и поэтапной реализации поисковых работ, прогноза новых залежей УВ. Они способствуют формированию долгосрочного плана по изучению и комплексной оценке масштабов нефтегазоносности перспективных территорий [19–21]. С учетом благоприятного прогноза в экологическом плане (низкое содержание сероводорода) и высокого уровня качества и детальности сейсмических моделей объектов прогноз обосновываемых мегаподнятий и новых ЗНГН определяет для оперативного наращивания ресурсной базы одно из главных и стратегических направлений поисков.

В качестве альтернативного варианта в пользу вероятного существования мегаобъектов – мегаподнятий в определенной мере можно привести результаты анализа построений по ОГ P_1 и совместного анализа данных интерпретации аномалий поля силы тяжести и гравитационной составляющей по южному борту Прикаспийского бассейна. При этом удалось выявить неоднородности путем исключения аномалий, вызванных соляными куполами (остаточное поле). На основе увязки «остаточного» поля с распространением крупных поднятий и зон развития карбонатов выделены Кашаган-Каратонская, Южно-Эмбинская, Бозашинская и Восточная зоны максимума силы тяжести (Акчулаков У.А. и др., 2009–2013) [3, 17]. Ряд аномалий с повышенными плотностями пород (Приморско-Сарыниязская, Кошалакско-Дараймолинская, Коксаздинская, Имашевско-Кобяковская, Северо-Эмбинская зоны и др.) определяет положение и развитие крупных



Рис. 5. Схема тектонического районирования по фундаменту северной бортовой зоны Прикаспийского бассейна [27, 28]

Fig. 5. Scheme of the Basement Top tectonic zoning: northern flank of Caspian Basin [27, 28]



Карбонатные уступы (1–3): 1 — нижнепермский, 2 — визейско-башкирский, 3 — верхнедевон-турнейский; 4 — границы поднятий; 5 — разломы фундамента; 6 — локальные структуры; 7 — тренд крупных палеозойских поднятий (К — Кузнецовский, ВК — Восточно-Кузнецовский, Ж — Желаевская, Ф — Федоровский, Кр — Карачаганакский, Бр — Березовский, КБ — Кобландинский, Ш — Ширакский)

Carbonate benches (1–3): 1 — Lower Permian, 2 — Visean-Bashkirian, 3 — Upper Devonian-Tournaisian; 4 — uplift boundaries; 5 — Basement faults; 6 — local structures; 7 — trend of large Palaeozoic highs (К — Kuznetsovsky, ВК — East Kuznetsovsky, Ж — Zhelaevsky, Ф — Fedorovsky, Кр — Karachaganaksky, Бр — Berezovsky, КБ — Koblandinsky, Ш — Shiraksky)

приподнятых зон при вдольбортовой ориентировке, ассоциируемых авторами статьи с поясами/трендами или новыми уровнями осадконакопления. Ряд крупных объектов в составе некоторых из этих участков соответствует ранее выделенным крупным поднятиям, сложенным высокоскоростными карбонатами додевонского комплекса и девона (Жамбай, Коксазды, Кобяковская, Новобогатинское, Южная, Кошалак).

По данным В.А. Трофимова (2020–2021), аналогичные мегаобъекты–мегаподнятия обоснованы и имеют распространение в разрезе Западно-Сибирской платформы на территории РФ. Один из объектов данной категории ранее был обнаружен на севере Западной Сибири, в районе Мессояхского вала, его перспективность в последующем подтвердилась обнаружением крупных Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений [8, 9]. В связи с этим изучение и прогноз нефтегазоносности гигантских структур – мегаподнятий являются и рассматриваются весьма перспективными направлениями поисков [22].

На крайнем юге Прикаспийского бассейна в приграничной «переходной» от суши к акватории узкой широтной полосе контрастно выделяется структурная зона Сарытау – Бурыншик – Бурыншик Восточный – Островная [10]. Выявленная пространственная связь данных структур с аномальным магнитным полем и преимущественно широтная ориентировка в плане одновременно указывают на специфику формирования крупных поднятий приграничной полосы между геоструктурами I по-

рядка. С учетом высокой амплитуды и соответствия в плане данные структуры определяют положение отдельного мегаподнятия Сарытау (см. рис. 3). Ранее, при бурении на мезозойские отложения в разрезе структур Островная и Тышканды, отмечались прямые признаки УВ, что можно расценивать как косвенный показатель, не исключающий вероятную продуктивность данных объектов на уровне палеозоя.

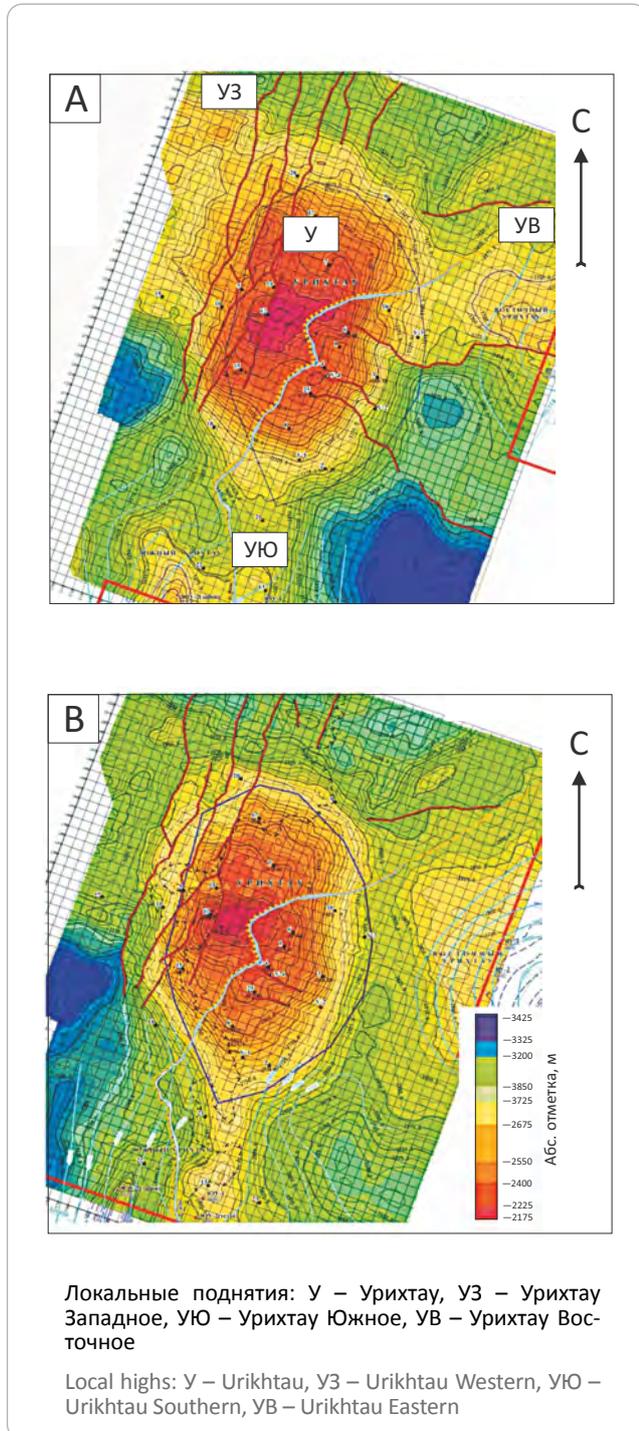
Общие закономерности строения литолого-стратиграфического разреза

В разрезе Прикаспийского бассейна, с учетом формационного состава, имеющихся перерывов и региональных несогласий, выделяется два комплекса (толщи): нижний – додевонский (рифей – нижний палеозой) и верхний – девон-артинский. Им соответствуют нижний (нижнепалеозой-франский) и верхний (фаменско-артинский) структурные этажи. Толщина нижнего и верхнего этажа по сейсмическим данным составляет 1–2 и 4–6 км соответственно. Особенности строения и состав литолого-стратиграфического комплекса позволяют выделить четыре основных борта (северный, восточный, южный и Астрахано-Тенгизский) [3, 23, 24].

Для северного борта характерно крутое падение и погружение палеозойских отложений к центру бассейна по системе протяженных разломов, вдоль которых формируются тренды крупных сводовых поднятий (Федоровский, Желаевская, Карачаганакский и др.) тектонического и седиментационного генезиса (рис. 5) [27, 28].

Рис. 6. Структурная схема по кровле карбонатной толщи КТ-II визейско-башкирского (А) и КТ-I московско-гжельского (В) возраста. Прогноз в плане Жанажол-Урихтауского мегаподнятия по толще КТ-III

Fig. 6. Structural scheme over carbonate series: Visean-Bashkirian KT-II (A) and Moscovian-Ghzelian KT-I (B). Plan view of the predicted Zhanazol-Urikhtausky mega-high over KT-III series



На восточном борту отличительными особенностями являются слоистость разреза и развитие толщ КТ-II, КТ-I визейско-башкирского и московско-гжельского возраста соответственно (Актюбинская, Остансукско-Джурунская, Темирская, Жанажол-Торткольская, Тузкум-Кожасайская зоны) [3, 25].

Распространение карбонатных толщ по площади определяется положением бортовых уступов, контролирующих границы Жанажол-Торткольской и Темирской карбонатных платформ. Получение положительного результата в карбонатах верхнего девона на поднятии Урихтау, унаследованное развитие и пластово-массивный характер залегания толщ КТ-II и КТ-I (Жанажол-Торткольская зона с учетом данных по площадям Урихтау, Алибек Восточный) позволяют обосновать прогноз толщи КТ-III (верхний девон – нижний карбон) [25, 26].

Обосновываемые прогнозы и особенности глубинной структуры палеозоя на уровне 5,5–8 км позволяют предполагать в разрезе восточного борта Прикаспийского бассейна существование мегаподнятий на уровне нижней карбонатной толщи КТ-III по сейсмическому горизонту P_3 . Предположительно крупные поднятия Урихтау, Жанажол, Кожасай, выделенные по двум верхним карбонатным толщам, развивались в контуре единого Жанажол-Урихтауского мегаподнятия, которое оконтуривается на уровне верхнего девона – нижнего карбона (рис. 6). Не подтверждается ранее предположение исследователей о повсеместном залегании толщ КТ-II и КТ-I на терригенном основании позднедевон-турнейского возраста.

На юге Прикаспийского бассейна осадконакопления (Южно-Эмбинская моноклинали, Атырауско-Шукатская и Северо-Каспийская система выступов) разрез палеозоя имеет трехчленное строение и представлен преимущественно терригенным составом: нижняя цокольная часть (верхний девон – турне, местами средний девон – нижний карбон), промежуточная карбонатно-терригенная «плита» (верхний визе – средний карбон) и верхняя нижнепермская терригенная толща (по данным скважин Гурьевский свод П-3, Эмбинская П-1, Тасым Юго-Восточный Г-1). Залегание карбонатов поздневизейско-московского и раннепермского возраста на терригенном «основании» позднедевон-турнейского возраста характерно исключительно для сводовой части Южно-Эмбинского поднятия (Жешишкекебир-Хайрулла, Южно-Молодежная, Меке-Алтыкулаш, Сарыкум, Уртатау-Сарыбулак) [29, 30].

Как показывают новые данные, разрез Астраханского свода и Каратон-Тенгизской платформы характеризуется карбонатным составом вплоть до верхнего девона. Здесь прогнозируется дальнейшее развитие карбонатов до уровня среднего девона.

Отмечено сохранение стратиграфической полноты разреза в направлении к относительно глубоководным и центральным районам подсолового комплекса Прикаспийского бассейна. Ранее в пределах всей Атырауской и Северо-Каспийской систем выступов фундамента, с учетом данных сейсморазведки, предполагался выход пород терригенного девона под терригенную толщу нижней перми (Турков О.С., Утегалиев С.У., 1991) [1, 30]. Для Южного и Астраханского геоблоков по составу, полноте разреза, соотношению терригенных и карбо-

натных разностей выделено шесть типов разреза (тенгиз-кашаганский, южно-эмбинский, биикжальский, шукатский, имашевский, уртатау-сарыбулакский), определяющих положение соответствующих фациальных зон. Астраханский геоблок по составу разреза дифференцирован на одноименную и Междуреченскую зону [3].

С ориентацией и выходом поисковых исследований на глубокозалегающие горизонты палеозоя расширяется представление о развитии и перспективах зон во внутренних более погруженных частях Прикаспийского бассейна, связанных с областями преимущественно терригенного и карбонатно-терригенного осадконакопления. Освоение месторождений в карбонатных резервуарах, осложненных высоким содержанием сероводорода, вызывает значительный экологический риск. Поиск крупных залежей в терригенных и карбонатно-терригенных отложениях представляется целесообразным и более привлекательным в экономическом и экологическом отношениях.

На ряде крупных локальных объектов (Тасым Юго-Восточный, Кузбак, Кобланды, Ширак, Урихтау, Есекжал, Улькентобе Юго-Западный, Биикжал, Сарайшик, Забурунье, Кобяковское, Алга) по результатам поисковых работ уже получены положительные результаты и обнадеживающие данные, свидетельствующие о высокой перспективности в их разрезе верхнедевон-нижнекаменноугольных отложений [7].

В скв. Володарская-2 на северном погружении Астраханского свода с глубины 6200 м в отложениях среднего девона получены промышленные притоки легкой бессернистой нефти. К востоку от Астраханско-Имашевской ЗНГН на глубинах 5–7 км при бурении первых скважин (Кобяковская, Алга) получены притоки УВ без сероводорода.

С открытием в 2000 г. на площади месторождения Чинаревское газоконденсатной бессерватородной и малосернистой нефтяной залежи на глубине 5200 м в карбонатах бийского горизонта среднего девона закономерности регионального распространения продуктивных горизонтов в девоне, практически не содержащих сероводород, представляются уже более четкими и реалистичными. Аналогичные условия и характер притоков прогнозируются на участке поднятий Карачаганак – Кобланды – Тамды – Ширак, где выделяются крупные структурные объекты с терригенным и карбонатно-терригенным составом разреза (девон, карбон, нижняя пермь). В скв. Кобланды К-3 отмечено интенсивное газопроявление и при испытании получен пластовый флюид с пленкой нефти.

На Маткен-Биикжальской ступени (Есекжал, Улькентобе Юго-Западный, Биикжал, Маткен, Карашунгул, Елемес) ранее получены промышленные притоки в терригенных и карбонатно-терригенных отложениях нижнего и среднего карбона соответственно.

Результаты бурения на площадях Жанажол-Торткольской и Акжарской зоны на востоке Прикаспия (Жанажол, Урихтау, Акжар Восточный, Тузкум) показали низкое содержание сероводорода и, соответственно, новые резервы для достижения высокой эффективности поисковых работ на больших глубинах. В скв. Урихтау У-5 при вскрытии известняков девонского комплекса с глубины 5360 м получены фонтанные проявления УВ. Ранее в скв. Акжар Восточный-1 из терригенных отложений нижней перми в интервале 5049–5075 м получен внушительный фонтан нефти дебитом 650 м³/сут.

Во всех указанных случаях не отмечено присутствие сероводорода, в связи с чем имеющиеся материалы позволяют выработать единый подход к оценке и прогнозу на большей части Прикаспийского бассейна благоприятных зон, содержащих экологически чистые залежи нефти и газа без сероводорода и серы (рис. 7).

Направления дальнейших нефтегазописковых исследований

На северном борту Прикаспийского бассейна приоритетны периферийные участки карбонатных платформ по девонским, турнейским и башкирским отложениям, с учетом данных о нефтегазоносности девона на площадях Чинаревская и Рожковская. Целесообразно продолжение поисков на Кобланды-Тамдинском палеозойском выступе, включая детализацию строения поднятия Тамды. Огромное значение будут иметь конечные результаты по итогам строительства и испытания сверхглубоких скважин Кобланды К-3 и Ширак Шр-1 в случае полноценного завершения ранее начатых на них буровых работ и испытаний.

Акцент в поисковых работах на северном борту следует ставить на прогноз крупных поднятий в структурной полосе Кузнецовский – Желаевская – Карачаганак – Березовский – Кобланды, где перспективен весь девон-нижнепермский интервал разреза (см. рис. 5).

На юге бассейна первоочередными объектами являются крупные поднятия Мынтобинско-Новобогатинской, Гурьевско-Кульсаринской зон, Намзатакырской и Маткен-Биикжальской ступеней, характеризующиеся пластово-массивным строением, преимущественно терригенными и карбонатно-терригенными условиями седиментации. Поднятия приурочены к склонам одиночных выступов и систем выступов (Кобяковский, Октябрьский, Новобогатинский, Шукатский). Благоприятный прогноз основывается по данным площадей Тасым Юго-Восточный, Алга, Кобяковская, Акжар Восточный.

Ранее притоки УВ в карбоне – нижней перми были получены в отложениях конусов выноса в разрезе северо-западного склона Южно-Эмбинского поднятия (Шолькара, Тортай, Равнинное, Елемес, Айыршагыл). Северо-западнее и мористее рельеф палеодна морского бассейна становился более контрастным. Высокий базис эрозии в условиях обособ-

Рис. 7. Дифференциация палеозойской толщи и прогноз распространения в ней залежей с низким содержанием сероводорода (составил Ажгалиев Д.К., по данным Обрядчикова О.С., 2018)

Fig. 7. Zoning of Palaeozoic sequence and prediction of accumulations with low content of hydrogen sulphide in them (prepared by Azhgaliev D.K. according to Obryadchikov O.S., 2018)



ленного развития Маткен-Биикжалской ступени способствовал формированию следующего уровня седиментации и накоплению отложений глубоководных конусов выноса (Ушмола, зона Улькентобе – Биикжал, Маткен, Есекжал, Машлы). Имеющиеся данные по многим регионам мира доказывают возможности обнаружения крупных по запасам залежей в отложениях глубоководных конусов выноса терригенных пород.

Повышенный интерес вызывают изучение и оценка выявленных в последние годы значительных амплитудных возвышений на уровне нижнего и среднего девона в разрезе поднятия Тенгиз. Низкие значения гравитационного поля свидетельствуют о развитии зоны разуплотнения ниже отметки ВНК –5500 м. Не исключается принадлежность поднятий Тенгиз, Королевское, Ансаган к единой карбонатной платформе (мегаподнятия), что позволяет предполагать наличие дополнительного этажа продуктивности на уровне среднего – верхнего девона. С учетом обосновываемых авторами статьи закономерностей представляются благоприятными ожидания по низкому содержанию сероводорода.

На восточном борту Прикаспийского бассейна (Темирско-Утыбайская система выступов), где толщи КТ-II и КТ-I являются основным направлением поисков, новые перспективы и возможности связываются с прогнозом толщи КТ-III девон-турнейского возраста. Наиболее подготовлены и представительны в данном отношении крупные поднятия Жанажол-Торткольской, Шубаркудук-Коскольской и Боржер-Акжарской зоны. Ранее, по данным шести скважин, было установлено развитие девонских отложений на значительной территории (Кумсай, Аккум, Бозоба, Бактыгарын, Акжар Восточный, Урихтау). Локальные поднятия по девону характеризуются конседиментационным развитием, разрез представлен преимущественно терригенными и карбонатно-терригенными отложениями.

Основные выводы исследований

1. Уточненные структурно-тектонические особенности строения определяют модель формирования и развития глубоких горизонтов палеозойского комплекса, которые основываются на результатах комплексирования данных, учитывают более «жесткую» увязку данных по кровле фундамента с верхней частью разреза, отражают связь ЗНГН и зон концентрации значительных объемов прогнозных ресурсов с особенностями глубинной структурой палеозойской толщи. Так, по результатам интерпретации данных по главной магнитоактивной поверхности и их увязки с глубиной залегания фундамента расширен глубинный диапазон палеозойской толщи, представляющей интерес для прогноза дополнительных благоприятных интервалов и объектов. Области приподнятого залегания фундамента (северный, восточный и южный борта) во многих случаях определяют новые возможности для прогноза высокой перспективности девонской толщи для выявления крупных поднятий и одиночных карбонатных построек (массивов) в районах с терригенным и карбонатно-терригенным осадконакоплением соответственно. На основе этого дополнительно обеспечиваются высокий «запас прочности» и уровень доверия к выполненным прогнозам и обоснованным моделям крупных поднятий и мегаподнятий.

2. Выявлена связь условий осадконакопления с влиянием блоковой структуры фундамента на продолжительность этапов седиментации и формирования крупных поднятий конседиментационного типа и карбонатных построек. Показана связь различий глубин залегания фундамента с изменчивостью литолого-фациального состава и мощностей отложений палеозоя. Области с приподнятым залеганием блоков фундамента (на примере южной части Прикаспийского бассейна) характеризуются широким развитием крупных структур по девон-нижнекаменноугольному комплексу отложений.

3. Залежи в ловушках на крупных поднятиях в палеозойском комплексе формировались под влиянием эффекта тектонического растяжения, благоприятствовавшего поступлению УВ снизу и насыщению интервалов вероятного нефтегазонакопления. Региональные разломы и проявления зон трещиноватости являются «подводящими» каналами при формировании крупных залежей УВ в глубоких горизонтах палеозоя.

4. В значительной мере расширена площадь перспективных земель в результате обоснования благоприятных региональных литолого-фациальных и экологических предпосылок в относительно погруженных глубоководных областях осадконакопления (за пределами бортовых зон), характеризующихся преимущественно терригенным и карбонатно-терригенным составом отложений. В связи с этим данные районы, наряду с бортовыми зонами с крупными скоплениями УВ в карбонатных резервуарах, также представляют значительный поисковый интерес для обнаружения значительных по масштабам скоплений УВ с низким содержанием или отсутствием сероводорода.

5. Обоснован прогноз мегаподнятий, объединяющих крупные локальные поднятия, на основе комплексирования данных бурения, сейсморазведки и анализа закономерностей аномалий потенциал-

ных полей, что повышает дополнительно точность и кондиционность имеющихся структурных построений. При этом учтено, что эти структурные построения базировались на данных сейсморазведки и были получены в условиях их ограниченности из-за больших глубин. Выделение мегаподнятий позволяет обосновать в них прогноз крупных и гигантских по масштабам залежей нефти и газа и в целом высокую перспективность палеозойских горизонтов на глубинах 5,5–8 км с акцентом на верхнедевон-нижнекаменноугольный интервал разреза.

6. Тренды мегаподнятий в плане определяют уровни/пояса осадконакопления в направлении от борта к центральным районам Прикаспийского бассейна, которые, в свою очередь, обязаны своим образованием влиянию вдольбортовых региональных разломов, формированию протяженных тектонических ступеней и седиментационных внутрибассейновых уступов как основным факторам осадконакопления.

7. Сохраняется стратиграфическая полнота разреза в относительно глубоководной части морского бассейна (Гурьевский свод, Жусалысай, Тасым Юго-Восточный), в которой ранее под нижнепермской толщей прогнозировался выход девонского терригенного комплекса. Не исключается возможность развития крупных тектоноседиментационных тел и мощных карбонатов (не возможна перспективность всего девон-нижнепермского диапазона разреза) в центральных районах Прикаспийского бассейна (Хобдинский, Аралсорский гравитационный максимум), по аналогии с разновозрастными объектами (поднятия и карбонатные постройки) в бортовых частях бассейна. Данный вывод существенно дополняет представления о модели строения зоны Центрально-Прикаспийской топодепрессии, которая становится в настоящее время технически доступной для глубокого бурения.

Литература

1. *Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г.* Тектоника девонского комплекса южной части Прикаспийского бассейна (Казахстан) по данным комплекса геолого-геофизических методов // Геотектоника. – 2020. – № 4. – С. 84–100. DOI: 10.31857/S0016853X20030030.
2. *Волож Ю.А., Леонов Ю.Г., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Хераскова Т.Н.* Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования // Труды ГИН РАН. – Вып. 593. – М.: ГЕОС, 2010. – 63 с.
3. *Акчулаков У.А.* Новая ресурсная база углеводородов Республики Казахстан и пути возможной их реализации // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения: мат-лы международной конференции «АтырауГео-2015» (Атырау, 26–27 мая 2015 г.). – Алматы: КОНГ, 2015. – С. 21–29.
4. *Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г., Исаев А.А.* Программа регионального изучения — следующий важный этап в оценке нефтегазосного потенциала осадочных бассейнов Западного Казахстана // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 1. – С. 16–24. DOI: 10.18599/grs.2018.1.16-24.
5. *Ажгалиев Д.К.* Основные направления поисковых исследований на нефть и газ в рамках реализации программы комплексного изучения осадочных бассейнов Казахстана (2009–2013 гг.) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 5. – С. 51–55. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-5(329)-51-55.
6. *Аймагамбетов М.У., Жамауов Ж.К., Ескожа Б.А.* О перспективах и углеводородном потенциале девонской толщи юго-востока Прикаспийской впадины // Нефть и газ. – 2017. – Т. 101. – № 5. – С. 53–66.
7. *Исказиев К.О., Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г.* О перспективах поисков малосернистой нефти в Казахстане // Oil and Gas of Kazakhstan. – 2014. – № 3. – С. 54–63.
8. *Трофимов В.А.* Новый подход к решению проблемы поисков нефти в палеозое Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 12. – С. 9–15.

9. Трофимов В.А., Романов Ю.А., Хромов В.Т. Крупные радиально-кольцевые образования — перспективные объекты нефтепоисковых работ в Волго-Уральской провинции // Недра Поволжья и Прикаспия. — 1993. — Вып. 5. — С. 14–20.
10. Нуралиев Б.Б. Основа определения стратегии нефтепоисковых работ — разломная тектоника // Нефть и газ. — 2008. — № 8. — С. 42–54.
11. Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г., Коврижных П.Н., Шагиров Б.Б. Особенности строения и развития карбонатов в палеозое на южном обрамлении Прикаспийского бассейна // Известия Уральского государственного горного университета. — 2018. — Вып. 51(3). — С. 73–82. DOI: 10.21440/2307-2091-2018-3-73-82.
12. Ажгалиев Д.К. Структурно-тектонические особенности строения палеозойских отложений Мынтобинско-Новобогатинской зоны на юго-западном обрамлении Прикаспийского бассейна // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2019. — Т. 119 — № 3. — С. 19–34. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-3-19-34.
13. Ажгалиев Д.К. Особенности строения и прогноз перспективных палеозойских объектов в пределах Маткен-Биикжальской ступени на юго-востоке Прикаспийского бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2019. — № 4. — С. 26–34. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-26-34.
14. Гета С.П., Жемчужников В.Г., Нугманов Я.Д., Уваков К.А. Подсолевая структура Тасым, опыт геологоразведки глубоких горизонтов Астраханно-Актюбинской системы поднятий // Актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности южной части Прикаспийской впадины : мат-лы Первой Международной геологической конференции «АтырауGeo-2011» (Атырау, 5–6 сентября 2011 г.). — Общество нефтяников-геологов Казахстана (ОНГК), 2011. — С. 87–88.
15. Воронов Г.В., Куантаев Н.Е. Конусы выноса и турбидиты Прикаспийской впадины — новые объекты, особенности и перспективы поисков нефти и газа // Перспективы нефтегазоносности Казахстана, проблемы, пути изучения и освоения трудноизвлекаемого нетрадиционного углеводородного сырья // Труды ОНГК. — Алматы : Общество нефтяников-геологов Казахстана (ОНГК), 2017. — Вып. 6. — С. 311–321.
16. Ескожа Б.А., Воронов Г.В. Строение подсолевого комплекса юго-востока Прикаспийской впадины // Известия Национальной академии наук Республики Казахстан. — 2008. — № 1. — С. 315–324.
17. Abilkhasimov Kh.V. Peculiarities of formation of natural tanks of Paleozoic deposits of the Caspian wax and evaluation of prospects of their oil and gas. — М. : Akademiya Yestestvoznaniya, 2016. — 244 p.
18. Ахметкалиева Г., Шестоперова Л.В. и др. Новая перспективная зона нефтегазонакопления в палеозойских отложениях на южном склоне Гурьевского свода // Актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности южной части Прикаспийской впадины : мат-лы Первой Международной геологической конференции «АтырауGeo-2011» (Атырау, 5–6 сентября 2011 г.). — Общество нефтяников-геологов Казахстана (ОНГК), 2011. — С. 87–88.
19. Исенов С.М., Караулов А.В. Технологии мультифокусинг и дифракционный мультифокусинг — новый уровень геологического изучения подсолевых карбонатных резервуаров в Прикаспийской впадине // Нефтегазовая вертикаль. — 2014. — № 22–23–24. — С. 14–15.
20. Исказиев К.О., Адилбеков К.А., Исенов С.М. Повышение качества сейсмического изображения при изучении глубоких палеозойских структур // Нефть и газ. — 2018. — Т. 103. — № 1. — С. 52–64.
21. Исенов С.М. Проблемные вопросы и пути повышения эффективности сейсморазведки // Нефть и газ. — 2021. — Т. 122. — № 2. — С. 47–75.
22. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. — М. : ГЕОС, 2014. — 202 с.
23. Куандыков Б.М., Волож Ю.А., Антипов М.П. и др. Каспийский регион: проблема поисков углеводородов на больших глубинах, возможные пути ее решения // Труды ОНГК. — Алматы, 2014. — Вып. 4. — С. 20–33.
24. Куандыков Б.М. Освоение больших глубин // Нефть и газ. — 2015. — № 11. — С. 36–38.
25. Ажгалиев Д.К., Джагпаров Ж. Прогнозирование перспективных объектов в палеозойском комплексе Западного Казахстана по геофизическим данным // Известия Национальной академии наук Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. — 2018. — № 3. — С. 240–249.
26. Ажгалиев Д.К. Девонские отложения — перспективное направление поисковых работ на нефть и газ в Прикаспийском бассейне // Георесурсы. — 2017. — Т. 19. — № 2. — С. 111–116. DOI: 10.18599/grs.19.2.4.
27. Антипов М.П., Парасына В.С., Быкадоров В.А. и др. Прикаспийская впадина: тектонические события и седиментация на рубеже раннего-среднего карбона, формирование нефтегазоносных резервуаров // Геотектоника. — 2019. — № 3. — С. 61–78. DOI: 10.31857/S0016-853X2019361-78.
28. Матлошинский Н.Г. Нефтегазоносность девонских отложений Прикаспийской впадины // Нефть и газ. — 2013. — № 3. — С. 77–91.
29. Соловьев Б.А., Немцов Н.К., Обрядчиков О.С. и др. Модель геологического строения Арман-Елемесской зоны поднятий на юго-востоке Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. — 1989. — № 2. — С. 22–26.
30. Турков О.С., Николенко В.П., Волож Ю.А. и др. Опыт прогнозирования зон развития неантиклинальных ловушек в подсолевом комплексе юго-востока Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. — 1992. — № 7. — С. 12–16.

References

1. Azhgaliev D.K., Karimov S.G. Tectonics of the Devonian Complex of the Southern Sector of the Caspian Basin (Kazakhstan): A Set of Geological and Geophysical Methods. *Geotectonics*. 2020;(4):84–100. DOI: 10.1134/S0016852120030036.
2. Volozh Yu.A., Leonov Yu.G., Antipov M.P., Bykadorov V.A., Kheraskova T.N. Consolidate Crust of Caspian Region. In: Trudy GIN RAN. Issue 593. Moscow: GEOS; 2010. 63 p. In Russ.
3. Akchulakov U.A. Novaya resursnaya baza uglevodorodov Respubliki Kazakhstan i puti vozmozhnoi ikh realizatsii [New hydrocarbon resource base of Republic of Kazakhstan and how it can be unlocked]. In: Neftegazonosnye basseiny Kazakhstana i perspektivy ikh osvoeniya: mat-ly mezhndunarodnoi konferentsii "AtyraUGeo-2015" (Atyrau, 26–27 may 2015). Almaty: KONG; 2015. pp. 21–29. In Russ.

4. Azhgaliev D.K., Karimov S.G., Isaev A.A. Regional study is the next important stage in evaluation of oil and gas industry potential of sedimentary basins of Western Kazakhstan. *Georesources*. 2018;(1):16–24. DOI: 10.18599/grs.2018.1.16-24
5. Azhgaliev D.K. Basic directions of oil and gas prospecting research within the framework of the implementation of the complex study program of sedimentary basins in Kazakhstan (2009-2013). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2019(5):51–55. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-5(329)-51-55. In Russ.
6. Aimagambetov M.U., Zhamauov Zh.K., Eskozha B.A. On prospects and potential of hydrocarbons in the Devonian formation in the South-East of pre-Caspian basin. *Neft' i gaz*. 2017;101(5):53–66. In Russ.
7. Iskaziev K.O., Azhgaliev D.K., Karimov S.G. O perspektivakh poiskov malosernistoi nefti v Kazakhstane [Opportunities of sweet oil prospecting in Kazakhstan]. *Oil and Gas of Kazakhstan*. 2014(3):54–63. In Russ.
8. Trofimov V.A. Novyi podkhod k resheniyu problemy poiskov nefti v paleozoe Zapadnoi Sibiri [New approach to solving a problem of oil prospecting in West Siberian Palaeozoic formations]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2005;(12):9–15. In Russ.
9. Trofimov V.A., Romanov Yu.A., Khromov V.T. Krupnye radial'no-kol'tsevye obrazovaniya — perspektivnye ob'ekty neftepoiskovykh rabot v Volgo-Ural'skoi provintsii [Large ring-circular structures: oil exploration targets in Volga-Urals province]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 1993;(5):14–20. In Russ.
10. Nuraliev B.B. Osnova opredeleniya strategii neftepoiskovykh rabot — razlomnaya tektonika [Fault tectonics as a basis for determining petroleum exploration strategy]. *Neft' i gaz*. 2008;(8):42–54. In Russ.
11. Azhgaliev D.K., Karimov S.G., Kovrizhnykh P.N., Shagirov B.B. Structural features of carbonates and their development in the paleozoic in the South margins of the pre-caspian basin. *News of the Ural State Mining University*. 2018;51(3):73–82. DOI 10.21440/2307-2091-2018-3-73-82. In Russ.
12. Azhgaliev D.K. Strukturno-tektonicheskie osobennosti stroeniya paleozoiskikh otlozhenii Myntobinsko-Novobogatinskoi zony na yugo-zapadnom obramlenii Prikaspiiskogo basseina [Structural and tectonic features of Palaeozoic deposits structure in Myntobinsky-Novobogatinsky zone of Caspian Basin south-western neighbourhood]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*. 2019;(3):19–34. In Russ. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-3-19-34.
13. Azhgaliev D.K. Peculiarities of the structure and forecast of perspective paleozoic objects within the limits of the matken-biikzhalsky stage in the southeast of the Pre-caspian basin. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2019;(4):26–34. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-26-34. In Russ.
14. Geta S.P., Zhemchuzhnikov V.G., Nugmanov Ya.D., Uvakov K.A. Podsolevaya struktura Tasym, opyt geologorazvedki glubokikh gorizontov Astrakhano-Aktyubinskoi sistemy podnyatii [Tasym subsalt structure: experience of deep-seated horizons geological exploration in Astrakhan-Aktyubinsk system of uplifts]. In: Aktual'nye problemy geologii i neftegazonosnosti yuzhnoi chasti Prikaspiiskoi vpadiny: mat-ly Pervoi Mezhdunarodnoi geologicheskoi konferentsii «AtyraUGeo-2011» (Atyrau, 5–6 september 2011). Obshchestvo neftyanikov-geologov Kazakhstana (ONGK); 2011. pp. 87–88. In Russ.
15. Voronov G.V., Kuantaev N.E. Konusy vynosa i turbidity Prikaspiiskoi vpadiny — novye ob'ekty, osobennosti i perspektivy poiskov nefti i gaza [Fans and turbidites in Caspian Depression: new objects, features, and future directions of oil and gas prospecting]. *Trudy KONG «Perspektivy neftegazonosnosti Kazakhstana, problemy, puti izucheniya i osvoeniya trudnoizvlekaemogo netraditsionnogo uglevododorodnogo syr'ya*. Almaty Obshchestvo neftyanikov-geologov Kazakhstana (ONGK); 2017. Issue 6. pp. 311–321. In Russ.
16. Eskozha B.A., Voronov G.V. Stroenie podsolevogo kompleksa yugo-vostoka Prikaspiiskoi vpadiny [Structure of subsalt series in north-eastern part of Caspian Depression]. *Izvestiya Natsional'noi akademii nauk Respubliki Kazakhstan*. 2008;(1):315–324. In Russ.
17. Abilkhassimov Kh.B. Peculiarities of formation of natural tanks of Paleozoic deposits of the Caspian wax and evaluation of prospects of their oil and gas. *Moscow: Akademiya Yestestvoznaniya*; 2016. 244 p. In Russ.
18. Akhmetkalieva G., Shestoperova L.V. et al. Novaya perspektivnaya zona neftegazonakopleniya v paleozoiskikh otlozheniyakh na yuzhnom sklone Gur'evskogo svoda [New promising zone of oil and gas accumulation in Palaeozoic formations: southern slope of Gurievsky Arch]. In: Aktual'nye problemy geologii i neftegazonosnosti yuzhnoi chasti Prikaspiiskoi vpadiny : mat-ly Pervoi Mezhdunarodnoi geologicheskoi konferentsii «AtyraUGeo-2011» (Atyrau, 5–6 september 2011). Obshchestvo neftyanikov-geologov Kazakhstana (ONGK); 2011. pp. 87–88. In Russ.
19. Isenov S.M., Karaulov A.V. Tekhnologii mul'tifokusing i difraktsionnyi ul'tifokusing — novyi uroven' geologicheskogo izucheniya podsolevykh karbonatnykh rezervuarov v Prikaspiiskoi vpadine [Multifocusing and Diffraction Multifocusing: new level of geological studies of subsalt carbonate reservoirs in Caspian Depression]. *Neftegazovaya vertikal'*. 2014;(22–23–24):14–15. In Russ.
20. Iskaziev K.O., Adilbekov K.A., Isenov S.M. Seismic image quality improvement in studying the deep paleozoic structures. *Neft' i gaz*. 2018;103(1):52–64. In Russ.
21. Isenov S.M. Problemnye voprosy i puti povysheniya effektivnosti seismorazvedki [Seismic exploration: challenging issues and ways to improve efficiency]. *Neft' i gaz*. 2021;122(2):47–75. In Russ.
22. Trofimov V.A. Glubinnye regional'nye seismorazvedochnye issledovaniya MOGT neftegazonosnykh territorii. *Moscow: GEOS*; 2014. 202 p. In Russ.
23. Kuandykov B.M., Volozh Yu.A., Antipov M.P. et al. Kaspiiskii region: problema poiskov uglevodorodov na bol'shikh glubinakh, vozmozhnye puti ee resheniya [Caspian Region: issues of hydrocarbon prospecting at great depths and possible ways to solve them]. In: *Trudy ONGK*. Almaty; 2014. Issue 4. pp. 20–33. In Russ.
24. Kuandykov B.M. Osvoenie bol'shikh glubin [Development of great depths]. *Neft' i gaz*. 2015;(11):36–38. In Russ.
25. Azhgaliev D.K., Dzhangaparov Zh. Forecasting of perspective objects using geophysical data on the Paleozoic complex of Western Kazakhstan. *Izvestiya Natsional'noi akademii nauk Respubliki Kazakhstan. Seriya geologii i tekhnicheskikh nauk*. 2018;(3):240–249. In Russ.
26. Azhgaliev D.K. Devonian deposits – prospective direction of searching for oil and gas in the subsalt complex of the Caspian basin. *Georesources*. 2017;19(2):111–116. DOI: 10.18599/grs.19.2.4. In Russ.
27. Antipov M.P., Parasyna V.S., Bykadorov V.A. et al. The Caspian Sea Basin: Tectonic Events and Sedimentation at the Turn of the Early–Middle Carboniferous and the Formation of Oil and Gas Reservoirs. *Geotektonics*. 2019;(3):356–371. DOI: 10.1134/S0016852119030051. In Russ.



28. *Matloshinskii N.G.* Neftegazonosnost' devonskikh otlozhenii Prikaspiiskoi vpadiny [Oil and gas potential of Devonian deposits in Caspian Depression]. *Neft' i gaz.* 2013;(3):77–91. In Russ.
29. *Solov'ev B.A., Nemtsov N.K., Obryadchikov O.S. et al.* Model' geologicheskogo stroeniya Arman-Elementsskoi zony podnyatii na yugo-vostoke Prikaspiiskoi vpadiny [Arman-Elementsky zone of uplifts in south-east of Caspian Depression: model of geological structure]. *Geologiya nefti i gaza.* 1989;(2):22–26. In Russ.
30. *Turkov O.S., Nikolenko V.P., Volozh Yu.A. et al.* Opyt prognozirovaniya zon razvitiya neantiklinal'nykh lovushek v podsolevom komplekse yugo-vostoka Prikaspiiskoi vpadiny [Non-anticlinal traps in subsalt sequence of south eastern Caspian Depression: experience in prediction]. *Geologiya nefti i gaza.* 1992;(7):12–16. In Russ.

Информация об авторах

Ажгалиев Дулат Калимович

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший преподаватель

НАО «Атырауский университет нефти и газа
имени Сафи Утебаева»,

060027 Республика Казахстан, Атырау,
ул. М. Баймуханова, д. 45А, корп. 2

e-mail: dulat.azhgaliev@gmail.com

ORCID ID: 0000-0001-9770-0473

Валиуллин Рим Абдуллович

Доктор технических наук,
профессор, академик РАЕН,
заведующий кафедрой

ФГБОУ «Башкирский государственный университет»,
450074 Республика Башкортостан, Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32

e-mail: valra@geotec.ru

Габбасова Акмарал Кенесовна

Главный геолог

ТОО «Green Production»,

060027 Республика Казахстан, Атырау, ул. Кулманова, д. 111А

e-mail: gabbassova_87@mail.ru

Information about authors

Dulat K. Azhgaliev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Teacher

Atyrau University of Oil and Gas
named after Safi Utebaeva,

45A, Bldg. 2, ul. M. Baimukhanova, Atyrau,
060027, Kazakhstan

e-mail: dulat.azhgaliev@gmail.com

ORCID ID: 0000-0001-9770-0473

Rim A. Valiullin

Doctor of Technical Sciences, professor,
Member of the Russian Academy of Natural Sciences,
Head of Department

Bashkir State University,
32 ul. Zaki Validi, Ufa, 450074, Respublika Bashkortostan,

e-mail: valra@geotec.ru

Akmaral K. Gabbasova

Senior Geologist

Green Production,

111A ul. Kulmanova, Atyrau, 060027, Respublika Kazakhstan

e-mail: gabbassova_87@mail.ru

Oil and Gas

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

AUTOMATION & DIGITALIZATION CONFERENCE 2022

12th -14th Sep 2022

100% Virtual Event

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

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



5-я научно-практическая конференция

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ 2022

СРОК ПОДАЧИ ТЕЗИСОВ - 1 ИЮЛЯ 2022 Г.

3-7 октября 2022 г. | Сочи, Россия



WWW.EAGE.RU | WWW.EAGE.ORG

УДК 553.983

DOI 10.31087/0016-7894-2022-2-95-104

Динамика освоения трудноизвлекаемых запасов баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

© 2022 г. | Е.Е. Оксенойд, В.Г. Поповская, Т.Н. Печерин, П.С. Демичев

АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана», Тюмень, Россия; oksenoyd@crru.ru; popovskaya@crru.ru; timofey_crn@mail.ru; brviperm@rambler.ru

Поступила 16.12.2021 г.

Доработана 14.01.2022 г.

Принята к печати 17.01.2022 г.

Ключевые слова: баженовская свита; трудноизвлекаемые запасы; залежи нефти; поисково-разведочная скважина; дебит нефти; испытания; гидроразрыв пласта.

Аннотация: В современных условиях энергетического перехода задача освоения трудноизвлекаемых запасов по-прежнему остается актуальной для поддержания стабильного уровня добычи нефти. Баженовско-абалакский нефтегазоносный комплекс на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры содержит 3 млрд т извлекаемых ресурсов нефти, при этом, согласно Государственному балансу запасов полезных ископаемых РФ на 01.01.2021 г., извлекаемые запасы оценены в 489 млн т, а годовая добыча из этих отложений в 2020 г. составила 1,043 млн т нефти. В 2010–2020 гг. баженовские отложения вскрыты 849 поисково-разведочными скважинами, в 290 — проведены испытания, в 137 — получены притоки нефти. Средние дебиты нефти без применения гидроразрыва пласта составляют 3–4 м³/сут. Дольше всех занимается освоением баженовской свиты ПАО «Сургутнефтегаз». Инновационные методы для разработки трудноизвлекаемых запасов применяют компании «РИТЭК» и «Газпромнефть». В большинстве проектов разработки предусматривается гидроразрыв пласта и бурение скважин сложного профиля. Согласно Федеральному проекту «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов», к 2035 г. из баженовской свиты будет добываться не менее 40 млн т нефти в год.

Для цитирования: Оксенойд Е.Е., Поповская В.Г., Печерин Т.Н., Демичев П.С. Динамика освоения трудноизвлекаемых запасов баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 95–104. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-95-104.

Dynamics of hard-to-recover reserves development: Bazhenov-Abalak Play in Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra

© 2022 | E.E. Oksenoyd, V.G. Popovskaya, T.N. Pecherin, P.S. Demichev

Autonomous Institution “V.I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil”, Tyumen, Russia; oksenoyd@crru.ru; popovskaya@crru.ru; timofey_crn@mail.ru; brviperm@rambler.ru

Received 16.12.2021

Revised 14.01.2022

Accepted for publication 17.01.2022

Key words: Bazhenov Formation; hard-to-recover reserves; oil pools; exploration well; oil production rate; well testing; hydraulic fracturing.

Abstract: In the current Global Energy Transition, the objective of hard-to-recover reserves development still remains a priority for maintaining stable oil production level. In the territory of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra, the Bazhenov-Abalak Play contains 3 bln tons of recoverable oil resources. At the same time, according to the RF State Register of Reserves as on 01.01.2021, the recoverable reserves are estimated at 489 mln tons, and in 2020 annual oil production from these deposits made 1.043 mln tons. In 2010–2020, 849 exploratory wells drilled the Bazhenov deposits; testing was conducted in 290 of them, and oil inflows were obtained in 137 wells. Average oil flowrates without hydraulic fracturing are 3–4 m³/day. PJSC Surgutneftegas has been developing the Bazhenov Formation for the longest time. RITEK and Gazpromneft Company apply innovative methodologies of development of hard-to-recover reserves. Hydraulic fracturing and drilling designer wells are included in most of the field development plans. In accordance with the Federal Project “Technologies of hard-to-recover hydrocarbon development”, at least 40 mln tons of oil will be produced from the Bazhenov Formation by 2035.

For citation: Oksenoyd E.E., Popovskaya V.G., Pecherin T.N., Demichev P.S. Dynamics of difficult-to-recover reserves development: Bazhenov-Abalak Play in Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(2):95–104. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-95-104. In Russ.

Введение

Россия является ведущим производителем УВ в мире. Сохранение этой позиции — важное условие для развития экономики страны.

Различные сценарии развития глобально-энергопотребления предусматривают как рост мирового потребления нефти и его сохранение до 2050 г. на уровне более 100 млн бар/сут (в 2020 г. — 87 млн бар/сут), так и ежегодное сокращение спроса с 2030 по 2050 г. на 1–2,4 млн бар/сут [1].

Согласно обзору «Основные тенденции развития мирового рынка жидких углеводородов до 2035 года» [2], при существующей климатической политике спрос на жидкие УВ будет расти до 2035 г. Россия потенциально может добывать более 600 млн т нефти в год преимущественно за счет увеличения коэффициента извлечения нефти и разработки трудноизвлекаемых запасов. В этом же обзоре представлен прогноз добычи нефти из баженовской свиты: в 2035 г. может добываться от 9 млн т (сценарий «Климат») до 78 млн т (сценарий «Равные возможности»). Рассмотрим основания этих прогнозов.

Баженовско-абалакский нефтегазоносный комплекс

Баженовско-абалакский нефтегазоносный комплекс (НГК) занимает особое место в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне (НГБ). Баженовская свита и ее стратиграфические аналоги слагают основную нефтематеринскую толщу нефтегазоносной провинции. Отложения являются резервуаром для УВ, которые еще не эмигрировали из них, служат флюидоупором для подстилающих отложений и входят в региональную верхнеюрско-нижнемеловую покрывку.

Баженовско-абалакский НГК включает в себя залежи в баженовской и подстилающей ее на западе Западной Сибири абалакской свитах. Часть залежей открыта в нижнетутлеймской подсвите — стратиграфическом аналоге баженовской свиты, распространенном на западе центральной части Западно-Сибирского НГБ. Залежи, открытые в зонах аномального строения баженовской свиты (рис. 1), не включаются в баженовско-абалакский НГК, а относятся к ачимовской части осложненного неокомского нефтегазоносного подкомплекса.

Основным нефтесодержащим объектом абалакской свиты является выделяемый в ее кровле пласт Ю₁ толщиной до 1–2 м, представленный трещиноватым, кавернозным известняком. В баженовской свите потенциально перспективными являются прослойки кремнистых, карбонатизированных пород. Согласно «Методическим рекомендациям по подсчету запасов нефти в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции», при подсчете запасов рекомендуется выделять коллекторы I и II типов [3], различающиеся способностью отдавать вмещае-

мые пластовые флюиды без или после применения технологий интенсификации притоков.

Наиболее крупными по запасам являются Красноленинское, Салымское, Правдинское, Приразломное, Северо-Салымское, Галяновское и Приобское месторождения. Остальные залежи преимущественно мелкие, в большинстве случаев запасы оценены в радиусе 2 км вокруг скважины, давшей промышленный приток нефти.

Согласно последней количественной оценке запасов и ресурсов нефти и газа Российской Федерации (на 01.01.2017 г.), начальные суммарные ресурсы баженовской свиты составляют 17,5 млрд т (геологические), 4,6 млрд т (извлекаемые). Выполненная НАЦ РН им. В.И. Шпильмана оценка ресурсов УВ баженовско-абалакского НГК на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры составила 10,6 млрд т геологических и 3 млрд т извлекаемых ресурсов нефти. На 01.01.2021 г. на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на 67 месторождения открыто более 150 залежей в баженовско-абалакском НГК с начальными запасами нефти около 3,1 млрд т геологических и 489 млн т извлекаемых.

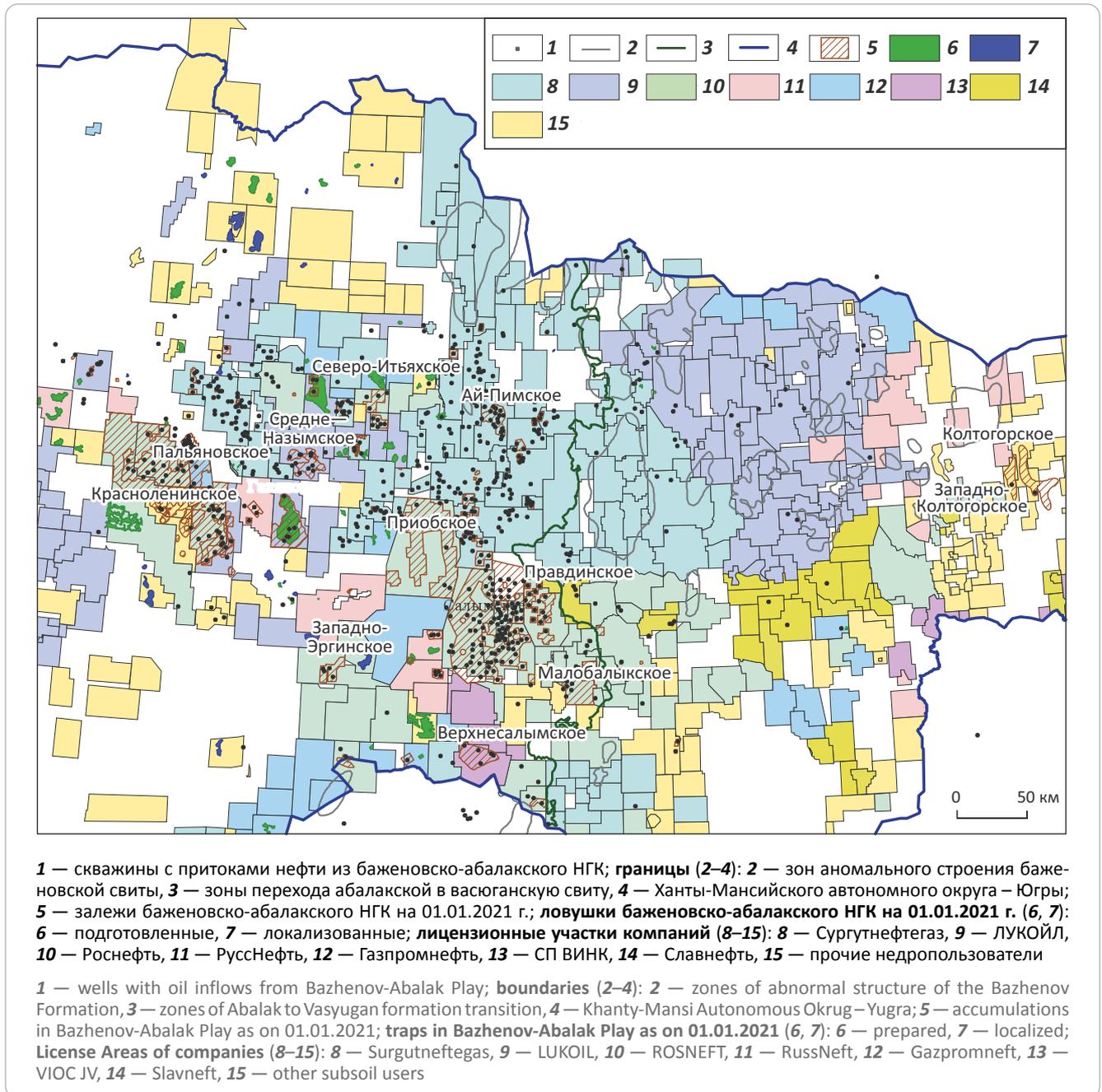
По состоянию на 01.01.2021 г. в отложениях баженовско-абалакского НГК на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры прогнозируется 105 ловушек с суммарными геологическими/извлекаемыми ресурсами нефти (категорий D₀ и D_n) соответственно 694,4/160,1 млн т (в том числе подготовленных (категория D₀) — 84 с ресурсами 609,3/138,9 млн т). Из 105 ловушек 96 относятся к мелким локальным объектам (извлекаемые ресурсы не превышают 3 млн т), 6 ловушек — к классу с ресурсами от 3 до 10 млн т, 3 ловушки — с запасами более 10 млн т.

Геолого-разведочные работы на баженовскую свиту в 2010–2020 гг.

По данным НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в пределах зоны развития баженовско-абалакского НГК, баженовский горизонт вскрыт более чем в 6 тыс. поисково-разведочных скважинах. Поскольку свита рассматривалась в первую очередь как нефтематеринская, а не как резервуар для УВ, на сегодняшний день она испытана примерно в каждой четвертой скважине, вскрывшей баженовско-абалакский комплекс (более чем в 1300 поисково-разведочных скважинах). В 2010–2020 гг. баженовские отложения вскрыты 849 поисково-разведочных скважинами, в каждой третьей (290) проведены испытания. Из половины испытанных объектов (137) получены притоки нефти.

Дебиты нефти при испытании пластов баженовско-абалакского комплекса (в 137 объектах) в половине случаев не превышают 1 м³/сут, четверть полученных притоков попадает в диапазон от 1 до 5 м³/сут, 11 % — от 5 до 10 м³/сут. В 6 скважинах при-

Рис. 1. Схема нефтеносности баженовско-абалакского НГК
Fig. 1. Scheme of oil occurrence in Bazhenov-Abalak Play



токи превышают 15 м³/сут, в 8 – 20 м³/сут. Притоки выше 10 м³/сут получены преимущественно компаниями «Сургутнефтегаз» и «Роснефть».

Из вертикально интегрированных нефтяных компаний наиболее активно освоением баженовской свиты занимается компания «Сургутнефтегаз». На балансе компании числится 51 залежь в баженовско-абалакском комплексе на 29 месторождениях.

В 2008 г. компания провела ранжирование территории своих лицензионных участков по перспективам нефтеносности баженовской свиты. Была принята программа по освоению ресурсов

баженовской свиты, рассчитанная на 2014–2018 гг. и предусматривающая [4]: проведение сейсморазведки 2D и 3D; бурение 79 поисково-разведочных скважин на баженовскую свиту и углубление 26 эксплуатационных; увеличение фонда эксплуатационных скважин со 100 до 233 и др. Ожидалось, что к 01.01.2019 г. накопленная добыча из баженовской свиты превысит 5 млн т.

Компания планировала испытать и отработать технологии проведения гибридного гидроразрыва пласта (ГРП) в наклонно-направленных скважинах и многосекционного ГРП (МСГРП) в горизонтальных скважинах с проведением микросейсмических исследований, разработать технологии бурения

скважин в условиях аномально высокого пластового давления и обрушения стенок ствола скважины, выполнить теоретические и лабораторные исследования по обоснованию параметров третичных методов разработки на основе применения воздуха, кислородогенерирующих составов, сверхкритических флюидов, УВ-газа и растворителей [5].

На 01.01.2021 г. компания «Сургутнефтегаз» добыла из баженовско-абалакских отложений более 4,7 млн т нефти, что немного меньше приведенного выше целевого показателя 2019 г. Максимальный уровень добычи достигнут в 2013–2014 гг. — более 500 тыс. т, затем началось снижение до 250 тыс. т в 2019 г., в 2020 г. произошло некоторое увеличение до 283 тыс. т. Динамика добычи компанией нефти из баженовской свиты определяется разработкой Ай-Пимского месторождения.

В течение 2010–2020 гг. компания добыла 3,9 млн т нефти, пробурила 362 поисково-разведочные скважины, вскрывшие баженовско-абалакский комплекс, провела испытания комплекса в 175 скважинах, успешность составила 46 % (в 79 скважинах получены притоки нефти). Средний дебит нефти составил 4 м³/сут. Непромышленные притоки нефти (дебитом менее 1 м³/сут) получены более чем в половине приточных испытаний, в трети случаев притоки нефти достигли 10 м³/сут и лишь в 13 % — более 10 м³/сут. В 5 скважинах испытания проводили с ГРП. Получены притоки нефти: промышленные — в 3 объектах и непромышленные — в 2 объектах. Средний дебит нефти после ГРП составил 14,6 м³/сут.

На компанию «Роснефть» приходится существенная часть текущих балансовых запасов нефти баженовско-абалакского НГК: треть геологических — более 1 млрд т, четверть извлекаемых — более 100 млн т и наиболее крупные месторождения: Красноленинское, Приобское, Правдинское и Салымское. На балансе компании числится 38 залежей на 13 месторождениях. На Салымском месторождении на 01.01.2021 г. добыто уже более 4 млн т нефти, текущие извлекаемые запасы превышают 8 млн т. Следует отметить, что 244 млн т текущих извлекаемых запасов нефти таких крупных месторождений, как Правдинское, Салымское, Северо-Салымское и Приразломное, числятся в нераспределенном фонде недр, из которых 182 млн т находятся ниже ограничения пользования недрами по глубине в пределах контуров участков с долгосрочными действующими лицензиями компании «Роснефть». В 2015 г. открыта крупная залежь на Приобском месторождении с текущими извлекаемыми запасами около 20 млн т. Особенностью Красноленинского месторождения, которое разрабатывается несколькими недропользователями, является то, что залежи открыты в нижнетутлеймской подсвите и абалакской свите. В нижнетутлеймской подсвите залежи приурочены к пласту ЮК₀, в абалакской — к пластам ЮК₁ и П (вогулкинская толща). Текущие извлекаемые запасы нефти баженовско-абалакского

НГК по Красноленинскому месторождению в целом составляют 81 млн т, при этом к абалакской свите отнесено в 3 раза больше запасов УВ, чем к баженовской (нижнетутлеймской) свите. Накопленная добыча из пласта ЮК₁ на 01.01.2021 г. превышает 6,9 млн т, из пласта П — 1,8 млн т, из пласта ЮК₀ составляет лишь 0,6 млн т.

В 2010–2020 гг. компания «Роснефть» добыла из баженовских отложений 0,9 млн т нефти. В этот же период компания пробурила 150 поисково-разведочных скважин, вскрывших отложения баженовско-абалакского комплекса, которые были испытаны в 60 скважинах, успешность составила 55 % (в 33 скважинах отмечены притоки нефти). Средний дебит нефти составил 3,8 м³/сут. Непромышленные притоки нефти (дебитом менее 1 м³/сут) получены в 40 % успешных испытаний, в 45 % случаев притоки нефти достигли 10 м³/сут и лишь в 14 % — более 10 м³/сут. В 9 скважинах испытания проводили с ГРП. Получили притоки нефти: промышленные — в 5 объектах и непромышленные — в 2 объектах. Средний дебит нефти после ГРП составил 10 м³/сут.

На балансе компании «ЛУКОЙЛ» числится 22 залежи в баженовско-абалакском комплексе, открытые на 8 месторождениях. Объектами подсчета запасов являются пласт Ю₁ абалакской свиты (10 залежей) и пласт Ю₀ (10 залежей), на Галяновском и Средне-Назымском месторождениях объект подсчета запасов ЮК₀₋₁ включает оба пласта. Два последних месторождения содержат самые значительные запасы компании в баженовско-абалакском комплексе: 21 и 7,8 млн т извлекаемых запасов нефти соответственно.

За последние 10 лет компания «РИТЭК» (дочернее предприятие ПАО «ЛУКОЙЛ») добыла из пласта ЮК₀₋₁ на Галяновском и Средне-Назымском месторождениях более 1 млн т нефти. За этот же период компания пробурила 174 поисково-разведочные скважины, вскрывшие баженовско-абалакский комплекс, который был испытан в 23 скважинах, успешность оценена в 57 % (в 13 скважинах получены притоки нефти). Средний дебит нефти составил 2,8 м³/сут. Непромышленные притоки нефти (дебитом менее 1 м³/сут) получены более чем в половине успешных испытаний, в трети случаев притоки нефти достигали 10 м³/сут и лишь в 8 % — более 10 м³/сут. В 6 скважинах испытания проводили с ГРП, получили притоки нефти: промышленные — в 2 объектах и непромышленные — в 3 объектах. Средний дебит нефти после ГРП составил 4,3 м³/сут.

В компании «РИТЭК» активно ведутся работы по созданию инновационных методов разработки трудноизвлекаемых запасов нефти баженовской свиты. В качестве полигона используется Средне-Назымское месторождение, на котором с 2009 г. на опытном участке скв. 219 проводился эксперимент по применению технологии термогазового воздействия. После 6 лет закачки воздуха вблизи нагнетательной скважины была пробурена скважина с отбором керна из баженовских отложений.

Изучение керна показало, что воздействию температуры подверглись лишь интервалы толщиной в первые десятки сантиметров с пористостью более 10 %, сложенные радиоляритами (суммарная толщина 3,5 м) [6]. Был сделан вывод, что закачка воздуха может являться способом поддержания пластового давления в коллекторах и, следовательно, повышения нефтеотдачи. Однако вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтематеринских пород, содержащих сорбированные жидкие УВ, не происходит [7]. На месторождении проходит апробация технология бурения скважин с протяженным горизонтальным окончанием в нижней толще баженовской свиты в интервале развития естественных коллекторов с последующим многостадийным ГРП (МГРП).

Газпромнефть осуществляет два проекта освоения баженовских отложений на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: на Пальяновской площади Красноленинского месторождения (Газпромнефть-Пальян) и на Салымской группе месторождений.

В 2013 г. была открыта залежь в пласте Ю₀ на Верхнесалымском месторождении (лицензионный участок Салымский 2), в 2020 г. открыто месторождение Солхэм с залежью в баженовской свите на лицензионном участке Салымский 3.

В течение 10 лет Газпромнефть пробурила 29 поисково-разведочных скважин, вскрывших отложения баженовско-абалакского комплекса, который был испытан в 7 скважинах, успешность составила 72 % (в 5 скважинах получены притоки нефти, лишь в одной дебит превысил 10 м³/сут). Средний дебит нефти составил 7,7 м³/сут. В поисково-оценочной скв. Салымская-5П на лицензионном участке Салымский 3 применялся МСГРП, скважина пробурена с горизонтальным стволом длиной 1131 м в отложениях баженовской свиты. Получен промышленный приток нефти с газом, дебит нефти составил более 20 м³/сут.

Совместное предприятие Газпромнефти и Шелл — компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» занималась освоением баженовской свиты на Верхнесалымском месторождении. В средней части свиты был выделен прослой мощностью около 8 м, представленный силицитом с незначительными примесями глинистых минералов [8]. Этот прослой с пористостью 12–13 % и проницаемостью около 10⁻³ мкм² является обычным коллектором с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Был сделан вывод, что этот объект подходит на роль аналога Среднего Баккена, который изначально имеет очень низкие фильтрационно-емкостные свойства, но за счет ГРП в нем создаются искусственные трещины, большая площадь дренирования обеспечивается за счет бурения протяженных горизонтальных стволов скважин. Введенные в 2014 г. против России санкции помешали активной разработке российского Среднего Баккена.

За 2010–2020 гг. «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» пробурила 5 поисково-разведочных скважин, вскрывших отложения баженовско-абалакского комплекса, которые были испытаны в 2 скважинах. В разведочной скв. Верхнесалымская-45 получен промышленный приток нефти после ГРП дебитом нефти более 10 м³/сут, в разведочной скв. Верхнесалымская-44 в результате испытания приток не выявлен.

На Пальяновской площади компания «Газпромнефть-Пальян» реализует программу опытно-производственных работ. За 2010–2020 гг. здесь добыто из баженовских отложений более 200 тыс. т нефти. В 2011 г. проведены опытно-методические работы по изучению и прогнозированию зон развития трещинно-кавернозных коллекторов баженовско-абалакского комплекса на основе структурно-деформационного анализа по материалам сейсморазведки 3D [9]. Была предложена модель Пальяновского месторождения, основанная на концепции формирования улучшенных коллекторских свойств баженовско-абалакского комплекса в зоне выступов доюрского комплекса за счет вторичных процессов карбонатизации и фосфоритизации, индуцированных активным тектоническим развитием территории. Однако последующее бурение 5 наклонно-направленных и 2 пологих скважин показало, что установленная гидротермальная проработка пласта не гарантирует получение существенных притоков. В работе [10] А.Д. Алексеев предлагает новую концепцию и обосновывает перспективность погруженной зоны развития баженовской свиты на Пальяновской площади. Среди благоприятных факторов: увеличенная толщина, в том числе радиоляритового слоя с максимальной концентрацией подвижных УВ, повышенная емкость, приуроченная к сохраненной реликтовой пористости радиоляритов; отсутствие разломов, обеспечивающее хорошую прослеживаемость разреза по площади; отсутствие влияния исторической разработки. Для подтверждения перспектив разработки более погруженных зон баженовской свиты пробурена вторая горизонтальная скважина длиной 1000 м с 9 стадиями ГРП. Скважина дала фонтанирующий приток нефти дебитом 45 т/сут [11].

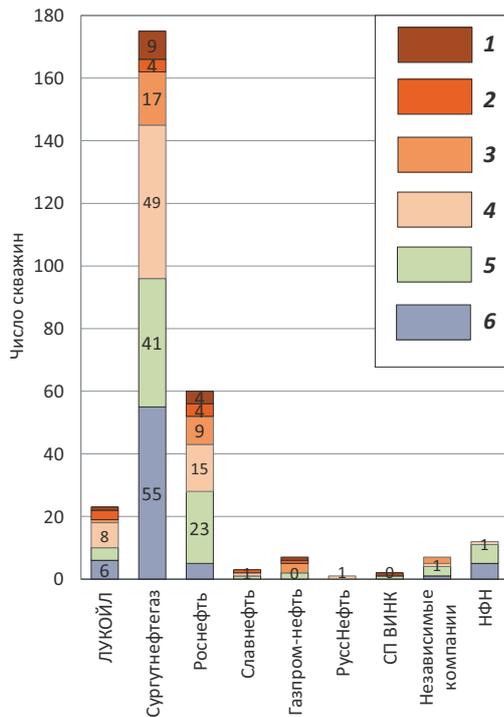
В 2018–2020 гг. на Пальяновской площади планировался эксперимент для развития технологий бурения и заканчивания: к концу 2020 г. число горизонтальных скважин должно было составить 12, их длина — 1200–1500 м, число стадий — 24–30, длина стадий ГРП — 50 м.

На балансе компании «РуссНефть» числится 7 залежей в баженовско-абалакском комплексе, открытых на 4 месторождениях: на Восточно-Каменном (2 залежи в пласте ЮК₁) на Красноленинском своде; Ханты-Мансийском (ЮК₀, ЮК₁), Верхне-Шапшинском (2 залежи в пласте ЮС₀) и Средне-Шапшинском (ЮС₀) во Фроловской мегавпадине. В залежах баженовской свиты последних двух месторождений содержится в сумме 2,4 и 3,4 млн т из-



Рис. 2. Результаты испытаний баженовско-абалакского комплекса на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в 2010–2020 гг. по компаниям

Fig. 2. Results of Bazhenov-Abalak Play testing by the companies in the territory of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra in 2010–2020



Дебит нефти, м³/сут (1–4): 1 — > 10, 2 — 5–10, 3 — 1–5, 4 — < 1; 5 — нет притока; 6 — остальные результаты

Oil flowrate, m³/day (1–4): 1 — > 10, 2 — 5–10, 3 — 1–5, 4 — < 1; 5 — no inflow; 6 — other results

влекаемых запасов соответственно.

В 2010–2020 гг. компания добыла из баженовских отложений более 100 тыс. т нефти. Пробурировала 7 поисково-разведочных скважин, вскрывших отложения баженовско-абалакского комплекса, которые были испытаны в 2 скважинах и получены притоки нефти. В поисковой скв. 629 Восточно-Каменной площади в результате испытания пласта ЮК₁ получен промышленный приток нефти дебитом более 100 м³/сут. В разведочной скв. 99 Пальяновской площади в результате испытания получен непромышленный приток нефти.

На балансе компании «Славнефть» числится 2 залежи в баженовско-абалакском комплексе на месторождениях Западно-Асомкинское 2 и Западно-Усть-Балыкское в Среднеобской нефтегазональной области. Суммарные извлекаемые запасы нефти 2 залежей превышают 1,5 млн т. В течение 2010–2020 гг. компания пробурировала более 50 поисково-разведочных скважин, вскрывших отложения баженовско-абалакского комплекса, которые были испытаны в 3 скважинах, в 2 скважинах по-

лучены притоки нефти. В разведочной скв. Западно-Усть-Балыкская-3013 после проведения ГРП выявлен промышленный приток нефти с водой.

На балансе 7 независимых компаний находится 20 залежей. Основные запасы приходятся на залежи в баженовской и абалакской свитах разрабатываемого Красноленинского месторождения. Суммарные извлекаемые запасы компаний «ТрансОйл» и «ИНГА» составляют более 2 и более 5 млн т соответственно. Особняком стоят самые «восточные» баженовские залежи, открытые в пласте ЮВ₀ Сибирской геологической компанией на Колтогорском и Западно-Колтогорском месторождениях в Надым-Пурской НГО, извлекаемые запасы которых составляют около 7 и более 6 млн т соответственно.

В течение 2010–2020 гг. независимыми компаниями пробурены 42 поисково-разведочные скважины, вскрывшие баженовско-абалакский комплекс, который был испытан в 6 скважинах, в скважинах 103 и 141 Колтогорской площади получены притоки нефти.

На текущий момент на территории нераспределенного фонда недр находится 22 поисково-разведочные скважины, пробуренные в 2010–2020 гг. и вскрывшие баженовско-абалакский комплекс. Испытания комплекса проведены в 12 скважинах, лишь в одной скв. Лоркотьюганская-7141 получен непромышленный приток нефти. В 2018 г. в 17 км к юго-востоку от Средне-Назымского месторождения для изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазональности баженовской свиты пробурена параметрическая скв. Баженовская-1. В скважине в процессе бурения испытано 2 объекта баженовско-абалакских отложений: верхняя, выделяемая по максимальным значениям гамма-каротажа, толща нижнетутлеймской подсвиты и нижнетутлеймская подсвита вместе с кровлей абалакской свиты. Последний интервал планировался для испытания в эксплуатационной колонне, но произошла авария, объект остался неиспытанным.

Таким образом, в 2010–2020 гг. баженовско-абалакский комплекс рассматривался в качестве поискового объекта в каждой третьей вскрывшей его скважине. Вероятность получения притока нефти по трем компаниям, выполнившим представительное число испытаний (Сургутнефтегаз, Роснефть, ЛУКОЙЛ), составила 45–57 % (рис. 2, таблица). Средний дебит равен 3–4 м³/сут, доля промышленных притоков — 40–60 %, примерно каждый десятый из полученных притоков превышает 10 м³/сут. Испытания с ГРП единичные, лишь по компании «ЛУКОЙЛ» доля испытаний с ГРП составила 26 %. Средние дебиты с применением ГРП по трем вышеназванным компаниям составили 15; 10 и 4 м³/сут соответственно.

Добыча нефти из баженовско-абалакского НГК

Согласно Государственному балансу запасов полезных ископаемых РФ на 01.01.2021 г., накопленная добыча нефти из пластов баженовско-

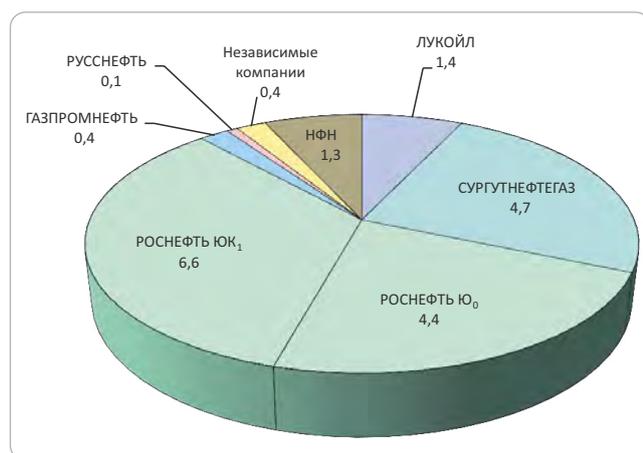
Таблица. Результаты испытаний баженовско-абалакского комплекса в 2010–2020 гг.

Table. The results of Bazhenov-Abalak Play series testing in 2010–2020

Характеристики	ЛУКОЙЛ	Сургутнефтегаз	Роснефть	Славнефть	Газпромнефть	РуссНефть	СП ВИНК	Независимые компании	НФН
Число испытанных скважин	23	175	60	3	7	1	2	7	12
Доля испытаний с притоком нефти, %	57	45	53	67	71	100	50	43	8
Доля промышленных притоков нефти, %	38	38	53	50	100	-	100	67	-
Доля притоков с дебитом нефти > 5 м ³ /сут, %	31	16	25	50	40	-	100	-	-
Средний дебит нефти без ГРП	3	4	4	5	8	56	13	1	1
Число скважин с ГРП	6	5	9	1	1	-	1	-	-
Доля скважин с ГРП, %	26	3	15	33	14	-	50	-	-
Средний дебит нефти после ГРП, м ³ /сут	4	15	10	10	24	-	13	-	-

Рис. 3. Накопленная добыча нефти из баженовско-абалакского НГК на 01.01.2021 г., млн т

Fig. 3. Cumulative oil production from Bazhenov-Abalak Play as on 01.01.2021, mln tons



абалакского НГК (за исключением добычи из пласта П вогулкинской толщи на Красноленинском месторождении) на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры составила 19,3 млн т (рис. 3).

На залежи, отнесенные к абалакской свите (пласты, проиндексированные в балансе запасов как Ю₁, ЮК₁, ЮС₁), приходится 7 млн т нефти, из которых 6,6 млн т добыто из пласта ЮК₁ Красноленинского месторождения. На рис. 4 представлен график добычи нефти из баженовско-абалакского комплекса, построенный по данным из региональной базы по добыче НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, формирующейся на основании месячных эксплуатационных рапортов (МЭР) недропользователей.

В 2000–2007 гг. добывалось до 130 тыс. т нефти в год. В 2008 г. происходит увеличение добычи более чем в 2,5 раза — до 328 тыс. т. В 2013–2014 гг. достигнут уровень добычи более 700 тыс. т. В 2014 г. после введения санкций против России, добыча существенно снизилась до 500–600 тыс. т. В 2020 г.

на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры из баженовско-абалакского комплекса, согласно МЭРам, добыто 873 тыс. т нефти. В 2020 г. добыча из баженовско-абалакского НГК велась на 18 месторождениях (если рассматривать Красноленинское месторождение в целом, без деления на недропользователей) из 254 скважин.

По мнению академика А.Э. Конторовича [11], необходимо создать особые технологии для эффективной добычи нефти из баженовской свиты. Уникальность свиты как объекта разработки заключается в том, что отложения этой свиты, благодаря минеральному составу, высокому содержанию ОВ и характеру пористости, обусловленному во многом свойствами керогена, представляют собой пластичное или упругопластичное тело, что делает неэффективным применение технологий разработки, ориентированных на модель преимущественно упругого геологического тела.

Выше уже упоминались опытные работы по термическому воздействию (посредством закачки газа) на баженовскую свиту на Средне-Назымском месторождении, проводимые РИТЭК. На месторождении получен достаточно эффективный как по входным дебитам, так и по интегральным показателям опыт горизонтального бурения с многозонным ГРП.

По мнению ряда специалистов, перспективной может оказаться технология гидротермического воздействия: нагнетание в пласт воды, разогретой до температуры около сотен градусов Цельсия. При взаимодействии с горячей водой порода становится гидрофильной, что позволяет вытеснить нефть водой. Сдерживающим фактором выступает аномально высокое пластовое давление, ограничивающее потенциальные репрессии нагнетательных скважин. Поэтому рекомендуется предварительная разработка на естественном режиме для снижения пластового давления до гидростатического.



Рис. 4. Годовая добыча нефти из баженовско-абалакского комплекса в 2000–2020 гг.
Fig. 4. Annual oil production from Bazhenov-Abalak Play in 2000–2020

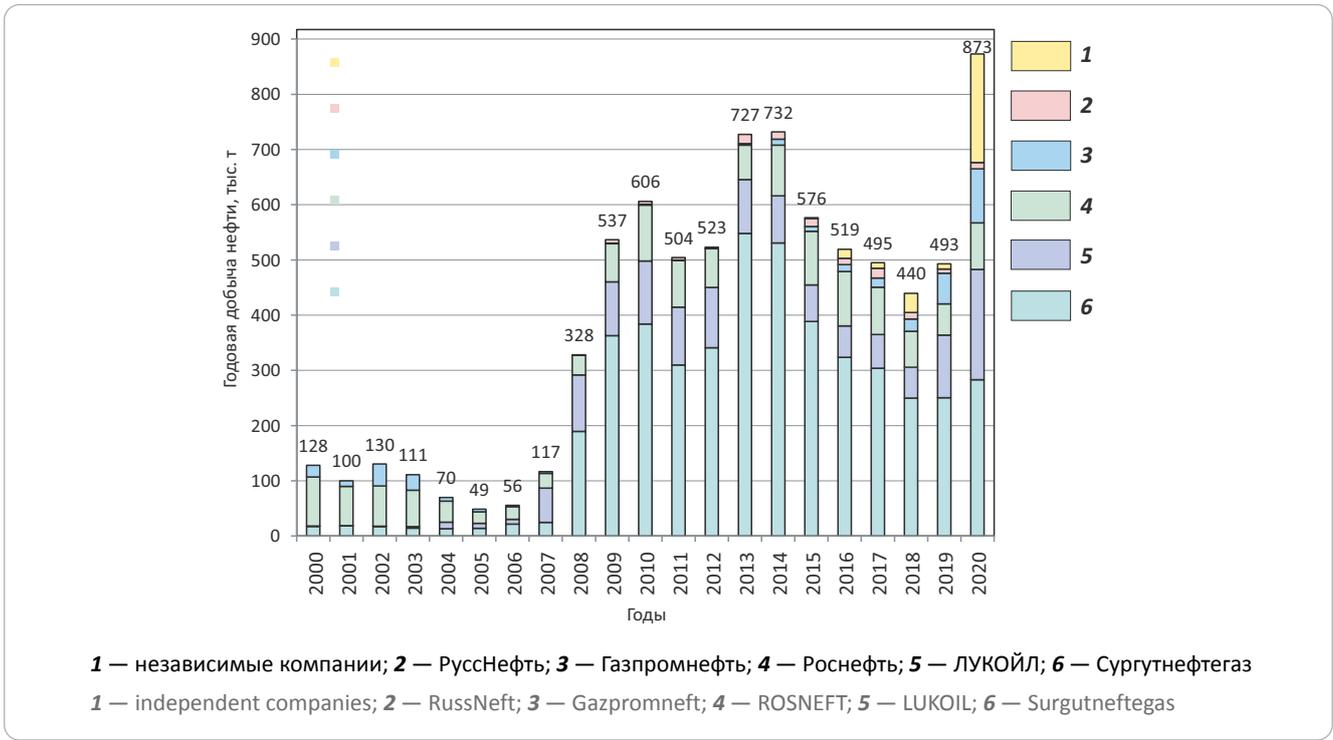
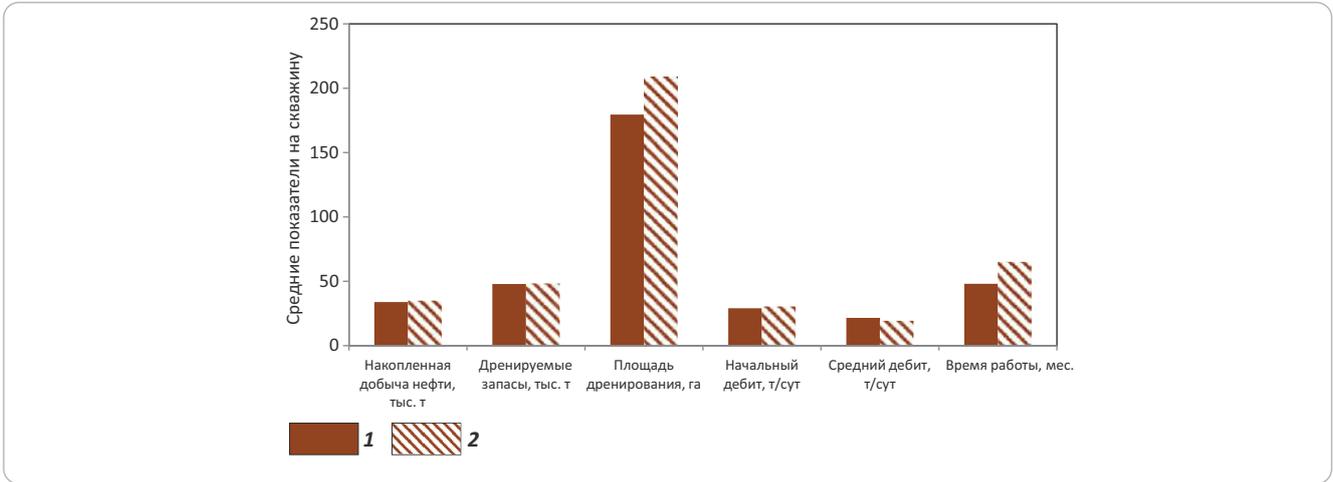


Рис. 5. Сопоставление средних показателей разработки по скважинам обычного (1) и сложного (2) профиля, добывавших нефть из объектов баженовско-абалакского НГК в пределах Приобского нефтегазоносного района
Fig. 5. Comparison of performance parameters in the wells of conventional (1) and designer (2) wells producing from the objects of Bazhenov-Abalak Play within the Priobsky Petroleum Region



В большинстве проектных документов в качестве основного способа воздействия на пласты баженовско-абалакского НГК рассматриваются ГРП и бурение скважин сложного профиля (с боковыми стволами, горизонтальные). Однако сравнительный анализ опыта работы скважин обычного и сложного профилей не выявил по последним существенных преимуществ (рис. 5).

Фактический опыт применения многозонного ГРП на объектах баженовско-абалакского НГК не дает однозначной оценки действенности данного метода. В качестве положительных результатов можно отметить относительно высокие дебиты

скважин, их кратное увеличение (если речь идет о переходящих скважинах). В то же время дебиты скважин с МГРП в большей степени подвержены снижению, из-за чего интегральные показатели их эффективности оцениваются на низком уровне. Быстрое снижение дебитов скважин с МГРП наблюдается не только в пределах Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, но и на месторождении Баккен – крупнейшем в США месторождении сланцевой нефти.

Согласно парадигме компании «Газпромнефть», для разработки баженовской свиты необходимо перейти от концепции системы разработки к

высокотехнологичной одиночной горизонтальной скважины с МГРП [12]. Для оценки эффективности предлагается использовать показатель стоимости строительства скважины на 1 т накопленной добычи нефти. На Пальяновском лицензионном участке этот показатель, составивший 30 тыс. р/т в 2013 г., в 2021 г. снизился до 13 тыс. р/т.

Заключение

22 сентября 2021 г. был утвержден паспорт Федерального проекта «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов» [13], рассчитанный на реализацию в 2021–2024 гг. Оператором проекта выступает ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства». В Проекте поставлена задача снижения удельного показателя соотношения затрат на строительство скважины к накопленной добыче до уровня менее 8,5 тыс. р/т, что обеспечит рентабельность добычи.

Планируется запуск ряда технологических проектов по направлениям: технологии и оборудование заканчивания скважин, включая высокотехнологичные дизайны ГРП; технологии и оборудование увеличения коэффициента повышения нефтеотдачи в нетрадиционных запасах путем применения третичных методов увеличения нефтеотдачи; со-

временные технологии и оборудование мобильного (блочного-модульного) обустройства месторождений и бурения скважин.

Риски при разработке технологий предполагается разделить между бизнесом и государством. Вероятно, что на начальном этапе ВИНКи совместно с другими заинтересованными участниками проведут комплекс научно-исследовательских работ для формирования потребностей и общепромышленного технического задания на проектирование оборудования. На следующем этапе предполагается софинансирование части затрат на опытно-конструкторские работы со стороны государства. Финансирование завершающей стадии будет производиться из внебюджетных источников.

Всего в рамках освоения баженовской свиты в федеральном проекте предполагается 5 технологических проектов и бурение 37 скважин с накопленной проходкой в горизонтальном бурении 103,6 тыс. м и 1783 ГРП накопленным итогом.

Реализация Федерального проекта позволит создать комплекс отечественных рентабельных технологий освоения баженовской свиты и обеспечить повышение добычи нефти в Западной Сибири в объеме не менее 40 млн т/год к 2035 г.

Литература

1. *World Energy Outlook 2021* [Электронный ресурс] // International Energy Agency. – 2021. – Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021> (дата обращения 10.11.2021).
2. *Основные тенденции развития мирового рынка жидких углеводородов до 2035 года* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://lukoil.ru/FileSystem/9/451551.pdf> (дата обращения 10.11.2021 г.).
3. *Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции* [Электронный ресурс]. – 2021. – Режим доступа: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/mr_po_pz_nefti_v_otl_bg_zsnr_na_sayt.pdf (дата обращения 10.11.2021).
4. *Чирков В.Л., Сонич В.П.* Степень геологической изученности баженовской свиты на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/bazhenovskaya_svita_v_surgutneftegaz.pdf (дата обращения 10.11.2021).
5. «Сургут» на бажене // Нефть и капитал. – 2014. – № 4. – С. 24–26.
6. *Немова В.Д.* Ключевые аспекты эффективности технологии извлечения сорбированных углеводородов нефтематеринских пород [Электронный ресурс]. – Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 1. – Режим доступа: https://ngtp.ru/upload/iblock/4d9/1_2020.pdf (дата обращения 10.11.2021). DOI: 10.17353/2070-5379/1_2020
7. *Немова В.Д.* Техногенез и техноморфизм: теория и подходы к исследованиям на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2021. – № 2. – С. 7–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-7-14.
8. *Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rogtcmagazine.com/баженовская-свита-в-поисках-большой-с/?lang=ru> (дата обращения 10.11.2021).
9. *Стрижнев К.* Опыт разработки нетрадиционных видов углеводородов на месторождениях «Газпром нефти» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rogtcmagazine.com/опыт-разработки-нетрадиционных-видов/?lang=ru> (дата обращения 10.11.2021).
10. *Алексеев А.Д., Жуков В.В., Стрижнев К.В., Черевко С.А.* Изучение трудноизвлекаемых и нетрадиционных объектов согласно принципу «фабрика коллектора в пласте» // Записки горного института. – 2017. – Т. 228. – С. 695–704. DOI: 10.25515/PMI.2017.6.695.
11. *Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В.* Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века // Вестник Российской академии наук. – 2019. – Т. 89. – № 11. – С. 1095–1104. DOI: 10.31857/S0869-587389111095-1104.
12. *Андреева Н.Н., Стрижнев К.В., Алексеев Ю.В.* Первые результаты работы над концепцией полигона общего доступа «Бажен» // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 3. – С. 22–27. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-3-22-27.
13. *Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/14095> (дата обращения 10.11.2021).

References

1. *World Energy Outlook example*. International Energy Agency; 2021. Available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021> (accessed: 10.11.2021).

2. *Osnovnye tendentsii razvitiya mirovogo rynka zhidkikh uglevodorodov do 2035 goda* [Global market of liquid hydrocarbons: main trends of the development until 2035]. Available at: <https://lukoil.ru/FileSystem/9/451551.pdf> (accessed: 10.11.2021). In Russ.
3. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefti v otlozheniyakh bazhenovskoi svity Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii* [Recommended practices for oil reserves assessment in the Bazhenov Formation of West Siberian Petroleum Province]. 2021. Available at: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/mr_po_pz_nefti_v_otl_bg_zsnp_na_sayt.pdf (accessed: 10.11.2021). In Russ.
4. *Chirkov V.L., Sonich V.P.* Stepen' geologicheskoi izuchennosti bazhenovskoi svity na territorii deyatelnosti OAO "Surgutneftegaz" [Geological exploration maturity of the Bazhenov Formation in the area of Surgutneftegas Company activities]. Available at: https://www.petroilemengineers.ru/sites/default/files/bazhenovskaya_svita_v_surgutneftegaz.pdf (accessed: 10.11.2021). In Russ.
5. "Surgut" na bazhene ["Surgut" on Bazhen]. *Neft' i kapital*. 2014;(4):24–26. In Russ.
6. *Nemova V.D.* Key aspects of the efficiency of sorbed hydrocarbons development technology in source rocks. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2020;15(1). Available at: https://ngtp.ru/upload/iblock/4d9/1_2020.pdf (accessed: 10.11.2021). DOI: 10.17353/2070-5379/1_2020. In Russ.
7. *Nemova V.D.* Technogenesis and technomorphism: theory and approaches to investigation on the example of the Upper Jurassic deposits of Western Siberia. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(2):7–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-2-7-14. In Russ.
8. *Bazhenovskaya svita: v poiskakh bol'shoi slantsevoi nefti na Verkhnem Salyme* [Bazhenov Formation: in search of big shale oil in Upper Salym field]. Available at: <https://www.rogtectmagazine.com/баженовская-свита-в-поисках-большой-с/?lang=ru> (accessed: 10.11.2021). In Russ.
9. *Strizhnev K.* Opyt razrabotki netraditsionnykh vidov uglevodorodov na mestorozhdeniyakh "Gazprom nefti" [Experience of unconventional hydrocarbon development in Gazprom Neft fields]. Available at: <https://www.rogtectmagazine.com/опыт-разработки-нетрадиционных-видов/?lang=ru> (accessed: 10.11.2021). In Russ.
10. *Alekseev A.D., Zhukov V.V., Strizhnev K.V., Cherevko S.A.* Izuchenie trudnoizvlekaemykh i netraditsionnykh ob'ektov soglasno printsipu "fabrika kollektora v plaste". *Zapiski gornogo instituta*. 2017;228:695–704. DOI: 10.25515/PMI.2017.6.695. In Russ.
11. *Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R., Ryzhkova S.V.* Main directions of development of the oil complex of Russia in the first half of the twenty-first century. *Herald of the Russian academy of sciences*. 2019;89(6):558–566. DOI: 10.1134/S101933161906008X.
12. *Andreeva N.N., Strizhnev K.V., Alekseev Yu.V.* First results of work on concept of field test site with public access Bazhen. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2020;(3):22–27. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-3-22-27. In Russ.
13. *Tekhnologii osvoeniya trudnoizvlekaemykh uglevodorodov* [Technologies of difficult-to-recover hydrocarbon development]. Available at: <https://minenergo.gov.ru/node/14095> (accessed: 10.11.2021). In Russ.

Информация об авторах

Оксенойд Елена Ефимовна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделением

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования им. В.И. Шпилемана»,
625026 Тюмень, ул. Малыгина, д. 75, а/я 286

e-mail: oksenoyd@cr.ru

ORCID ID: 0000-0001-5704-8564

Scopus ID: 57194405769

Поповская Виолетта Георгиевна

Заведующий лабораторией

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования им. В.И. Шпилемана»,
625026 Тюмень, ул. Малыгина, д. 75, а/я 286

e-mail: popovskaya@cr.ru

Печерин Тимофей Николаевич

Кандидат технических наук, старший научный сотрудник

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования им. В.И. Шпилемана»,
625026 Тюмень, ул. Малыгина, д. 75, а/я 286

e-mail: timofey_crn@mail.ru

Демичев Павел Сергеевич

Научный сотрудник

АУ «Научно-аналитический центр
рационального недропользования им. В.И. Шпилемана»,
625026 Тюмень, ул. Малыгина, д. 75, а/я 286

e-mail: brviperm@rambler.ru

Information about authors

Elena E. Oksenoyd

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of a Department

Autonomous Institution "V.I. Shpilman Research
and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"
P.O.B. 286, 75 ul. Malygina, Tyumen' 625026 Russia

e-mail: oksenoyd@cr.ru

ORCID ID: 0000-0001-5704-8564

Scopus ID: 57194405769

Violetta G. Popovskaya

Head of laboratory

Autonomous Institution "V.I. Shpilman Research
and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"
P.O.B. 286, 75 ul. Malygina, Tyumen' 625026, Russia

e-mail: popovskaya@cr.ru

Timofey N. Pechyarin

Candidate of Engineering Sciences, Senior Researcher

Autonomous Institution "V.I. Shpilman Research
and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"
P.O.B. 286, 75 ul. Malygina, Tyumen' 625026, Russia

e-mail: timofey_crn@mail.ru

Pavel S. Demichev

Researcher

Autonomous Institution "V.I. Shpilman Research
and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil"
P.O.B. 286, 75 ul. Malygina, Tyumen' 625026, Russia

e-mail: brviperm@rambler.ru

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

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

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

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

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

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

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

5. Правила оформления текста.

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

6. Правила написания математических формул.

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

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Правила рецензирования и опубликования.

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

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

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

10. Правила оформления списка литературы.

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

GUIDELINES FOR AUTHORS

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

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

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

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

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

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

4. The materials submitted should include:

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

5. Text formatting rules:

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

6. Rules for mathematical formulas presentation:

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

7. Figures and Tables formatting rules:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Review and publication rules:

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

- Publication of article is free for authors.

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

10. References formatting rules:

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

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

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

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

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

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора

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

Редакция

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

Адрес учредителя, издателя и редакции

105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»

www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» — 70216
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн каталоге «Почта России» — П4631

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief

Viktor Petersilye
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Editorial office

Managing editor V.V. Vinogradova
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Executive editor E.A. Varlamova
Science editor O.I. Budyanskaya
Design, layout D.A. Potatuev
Proofreader E.I. Taranina

Adress

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Website

www.oilandgasgeology.ru

Webmaster P.D. Shmatchenko

Russian Federal Agency on Press and Mass Communications Index — 70216
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Цена свободная

Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Типография Офсетной Печати»
115114 Москва, ул. Дербеневская, 20, стр. 6

Open price

Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Tipografiya Ofsetnoy Pechati"
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia
