

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



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

1 2022

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

Механизмы формирования залежей с наклонными контактами углеводородов (стр. 31)

Геоэкологические риски при освоении сланцевых углеводородных ресурсов (стр. 109)

Закономерности размещения залежей нефти с высоким содержанием асфальтенов и смол (стр. 95)



RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefi i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

Соучредители
Co-founders

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



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



ПАО «Газпром»
PAO "Gazprom"



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



1

2022

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN
OIL AND GAS
GEOLOGY

Geologiya nefiti i gaza



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

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 научных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора геолого-минералогических наук. Журнал индексируется в системах «Российский индекс научного цитирования», Scopus, GEOBASE, GeoRef, Russian Science Citation Index на платформе Web of Science, Ulrich's Periodicals Directory, Library of Congress, WorldCat.

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

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

Высоцкий В.И.

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

Григорьев М.Н.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Конторович А.Э.

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

Мельников П.Н.

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

Прищепа О.М.

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

Сен-Жермес М.Л.

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

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Соловьев А.В.

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

Ступакова А.В.

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

Фортунатова 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: gulmishkek@wavetechenergy.com



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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilye,

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

Aleksandr P. Afanasenkov,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

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

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Evgeniy B. Grunis,

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

Aleksey E. Kontorovich,

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

Pavel N. Melnikov,

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

Oleg M. Prishchepa,

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

Viktor A. Skorobogatov,

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

Aleksei V. Solov'ev

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Gregory 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



Ушел из жизни Евгений Александрович Козловский

Федеральное агентство по недропользованию с глубоким прискорбием сообщает о том, что 21 февраля 2022 г. не стало Евгения Александровича Козловского, Министра геологии СССР в 1975-1989 гг., заслуженного деятеля науки и техники РСФСР, вице-президента РАН, крупного ученого, внесшего огромный вклад в развитие отечественной геологической отрасли. С именем Е.А. Козловского связаны интенсивное развитие минерально-сырьевой базы СССР, геологической науки, масштабный научно-технический прогресс в отрасли и техническое перевооружение геолого-разведочного производства.

Е.А. Козловский родился 7 мая 1929 г. в селе Довск в Рогачевском районе Гомельской области Белоруссии. В годы Великой Отечественной войны был участником партизанского движения. Пройдя суровую школу жизни, после окончания в 1948 г. Минского артиллерийского училища и в 1953 г. — Московского геологоразведочного института, Е.А. Козловский

начал трудовую деятельность в геологических организациях Дальнего Востока. Вскоре он уже руководил геологической партией, а затем — большим коллективом геологов на Дальнем Востоке.

С 1965 г. Е.А. Козловский продолжил работу в должности начальника технического управления Министерства геологии РСФСР, члена Коллегии Министерства. С приходом Евгения Александровича изменилась политика Министерства по отношению к научным исследованиям: разрабатывалась и осуществлялась обширная программа научно-технического прогресса при проведении геолого-разведочных работ, освоении новой техники и технологий, организации работ. В 1973 г. Е.А. Козловский возглавил Всесоюзный научно-исследовательский институт экономики минерального сырья и геолого-разведочных работ.

Успешно решая производственные и научные проблемы, возглавляя различные крупные институты и подразделения Министерства геологии страны, Е.А. Козловский заслуженно завоевал известность и славу талантливого организатора и в 1975 г. был назначен Министром геологии СССР. На период его руководства Министерством приходятся крупные открытия многих видов полезных ископаемых, существенно обогативших нашу Родину — минерально-сырьевой потенциал страны вырос в два раза.

Период его руководства Министерством геологии СССР по праву относят к «золотому веку геологии», а Евгения Александровича называют «легендой геологической отрасли». Е.А. Козловский лично принимал участие в открытии месторождений таких важнейших видов минерального сырья, как нефть в Западной Сибири, алмазы близ Архангельска, олово на Дальнем Востоке России. При его участии был основан мощный, хорошо оснащенный флот отрасли, базу которого сформировали на Черном море, в Мурманске и Владивостоке.

По инициативе Е.А. Козловского на правительственном уровне была утверждена научно-практическая система исследования недр «Космос — воздух — земля — скважина», которая подняла исследование недр на новый научный уровень. Благодаря применению принципиально новой отечественной технологии, научных методов управления и организации работ оказалась возможной проходка уникальной Кольской сверхглубокой скважины.

В деятельности Е.А. Козловского можно выделить три главных направления: проблемы минерально-сырьевых ресурсов СССР и мира, методика и технология разведки полезных ископаемых и геологические проблемы окружающей среды. Евгений Александрович Козловский уделял внимание кардинальным

геологическим проблемам — строению, составу и эволюции Земли, комплексному изучению земной коры. Он успешно осуществлял руководство Межведомственным научным советом по проблемам изучения недр Земли и сверхглубокого бурения Государственного комитета по науке и технике СССР.

Е.А. Козловским создана научная школа, положившая начало новым подходам к системам управления, в том числе технологическими процессами в разведке месторождений на основе геолого-экономического моделирования. Этим вопросам посвящены монографии: «Кибернетические системы в разведочном бурении» (1985), «Геолого-экономическая модель: новые принципы разведки и организации работ» (1989), «Управление геологоразведочным производством», «Кибернетический аспект» (1990) и другие.

Е.А. Козловский являлся научным руководителем международного проекта ЮНЕП – Юнеско – СССР «Охрана литосферы как компоненты окружающей среды». Под его руководством подготовлена двухтомная монография «Гидрогеологические основы охраны подземных вод», в составлении которой принимали участие ученые СССР, Франции, США, Чехословакии, Венгрии, Греции и Нидерландов.

Будучи президентом XXVII сессии Международного геологического конгресса (МГК), профессор Е.А. Козловский провел огромную работу по подготовке и проведению крупнейшего форума геологов мира. Организация этого конгресса получила высочайшую оценку советских и зарубежных участников, и, по их мнению, ни один последующий конгресс не смог достичь уровня XXVII МГК.

Многие годы Евгений Александрович осуществлял большую научно-редакторскую деятельность, он являлся главным редактором многотомного издания «Геология СССР», «Горная энциклопедия» (в 5 томах), монографии «Кольская сверхглубокая», «Геологическое строение СССР и закономерности размещения полезных ископаемых», «Справочника инженера по разведочному бурению», а также был первооткрывателем ряда месторождений, автором свыше 40 открытий и изобретений.

Е.А. Козловский активно участвовал в научно-практической деятельности, будучи председателем, заместителем председателя и членом ряда научных советов и комиссий Президиума Совета Министров СССР, Государственного комитета по науке и технике, Академии наук СССР, Академии народного хозяйства СССР, ученых советов Московского геологоразведочного института, Санкт-Петербургского горного института, Президиума Госсовета РФ и Правительства России.

За большой вклад в развитие минерально-сырьевой базы страны Е.А. Козловский удостоен звания Героя Социалистического Труда, лауреата Ленинской (1964) и Государственных премий РФ (1998, 2002), почетных званий «Заслуженный деятель науки и техники РСФСР», «Заслуженный геолог России», а также званий «Почетный разведчик недр», «Почетный нефтяник», «Почетный работник газовой промышленности», «Почетный работник угольной промышленности». Он награжден двумя орденами Ленина, орденами Трудового Красного Знамени, «Знак Почета», «За заслуги перед Отечеством» III и IV степени, знаком «Шахтерская слава» трех степеней. Е.А. Козловский избирался депутатом Верховного Совета СССР (1976–1989), кандидатом в члены ЦК КПСС (1976–1989), членом ЦК профсоюза рабочих геологоразведочных работ.

Е.А. Козловский входит в плеяду выдающихся геологов России и навсегда останется в истории российской геологии. Федеральное агентство по недропользованию выражает глубокие соболезнования родным и близким Евгения Александровича. Его высокий авторитет в геологии и в обществе основан на огромном жизненном опыте, объективности, честности и смелости суждений, твердой гражданской позиции, бескорыстном служении Родине. Его кончина — огромная утрата для всей страны.



СОДЕРЖАНИЕ

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И
РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП**

9

Кринин В.А. Геологические модели, прогноз зон нефтегазонакопления в нижне-среднекембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий

25

Асланов Б.С., Худузаде А.И., Асланзаде Ф.Б. Геодинамическая обстановка и прогноз нефтегазоносности Евлах-Агджебединского района (Азербайджан)

**ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ
ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

31

Щергина Е.А., Сметанин А.Б., Щергин В.Г. Аналитический обзор механизмов формирования залежей с наклонными контактами углеводородов

49

Коробов А.Д., Коробова Л.А. Литогенез, сопряженный с тектоногидротермальной активизацией — основа формирования промышленных скоплений углеводородов

61

Шемин Г.Г. Комплексное обоснование Ереминско-Чонского нефтегазоконденсатного месторождения — крупнейшего объекта по подготовке запасов и добыче нефти и газа в Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (Восточная Сибирь)

85

Ян Х., Соболева Е.В., Цю Ш. Условия формирования нефтяных залежей в пермских отложениях восточной части впадины Фукан (бассейн Джунгария)

95

Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Закономерности территориального размещения и физико-химические свойства нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол

**ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ**

109

Пунанова С.А., Родкин М.В. Геоэкологические риски при освоении сланцевых углеводородных ресурсов



CONTENTS

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

9

Krinin V.A. Lower-Middle Cambrian deposits of Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas: geological models and prediction of oil and gas accumulation zones

25

Aslanov B.S., Khuduzade A.I., Aslanzade F.B. Geodynamic settings and prediction of oil and gas occurrence in Yevlakh-Agdzhebedi area (Azerbaijan)

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

31

Shchergina E.A., Smetanin A.B., Shchergin V.G. Analytical overview of formation mechanisms of deposits with tilted oil-water contacts

49

Korobov A.D., Korobova L.A. Lithogenesis associated with tectonic and hydrothermal activation: basis for formation of commercial hydrocarbon accumulations

61

Shemin G.G. Integrated substantiation of Ereminsky-Chonsky oil and gas condensate field — largest object for oil and gas reserves preparation and production in Nepsky-Botuobinsky Petroleum Region (Eastern Siberia)

85

Yang H., Soboleva E.V., Qiu Sh. Permian deposits of the eastern part of the Fukang Sag (Junggar Basin): settings of hydrocarbon pool formation

95

Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Oils rich in asphaltenes and resins: common factors of spatial distribution, physical and chemical properties

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

109

Punanova S.A., Rodkin M.V. Development of shale hydrocarbon resources: geo-environmental risks

24-27.05

2022

УФА

ВДНХЭКСПО 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 НЕФТЕГАЗО-
ПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
НЕФТЕГАЗОВОГО
ОБОРУДОВАНИЯ



СПГ
Национальная Ассоциация
сжиженного природного газа



НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ
АССОЦИАЦИЯ
АРМАТУРСТРОЕНИЯ



АССОЦИАЦИЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ
И НЕФТЕХИМИКОВ РОССИИ



НАЦИОНАЛЬНАЯ
АССОЦИАЦИЯ
НЕФТЕГАЗОВОГО
СЕРВИСА



РОССИЙСКИЙ
СОЮЗ
ХИМИКОВ



Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

30-я юбилейная специализированная выставка

30 лет
выставке



**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 [v](#) GasoilTube #газнефтьуфа #гнт #gasoilexpo #гнтфорум

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 553.044

DOI 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22

Геологические модели, прогноз зон нефтегазоаккумуляции в нижне-среднекембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий

© 2022 г. | В.А. Кринин

Красноярский отдел НФ ФГБУ «ВНИГНИ», Красноярск, Россия; vkrinin@vnigni.ru

Поступила 07.10.2021 г.

Доработана 06.12.2021 г.

Принята к печати 15.12.2021 г.

Ключевые слова: *Бахтинский мегавыступ; геологические модели; выступы фундамента; усольский, эльганский и толбачанский горизонты; летнинская свита; бельский силл; зоны нефтегазоаккумуляции.*

Аннотация: Вопрос о промышленной нефтегазоносности нижне-среднекембрийских отложений Бахтинского мегавыступа и граничащих с ним территорий все еще является актуальным. В 1980-х гг. в процессе геолого-разведочных работ на нефть и газ на ряде площадей, где проводилось параметрическое и поисковое бурение, были получены притоки нефти и газоконденсата с промышленными дебитами из усольского, чарского, наманского и зелеевского горизонтов. С тех пор, в течение 30 лет, поисковые работы на этой территории не ведутся. Адекватной оценки углеводородного потенциала как отдельных ловушек с залежами нефти и газа в кембрийских отложениях, так и территории в целом пока не существует в силу неопределенности представлений о его геологическом строении. В статье на основе комплексного моделирования геологического строения нижне-среднекембрийских отложений Бахтинского мегавыступа и смежных районов Курейской синеклизы и Байкитской антеклизы рассмотрены вопросы структурно-тектонического районирования территории по кровле усольского горизонта и подошве летнинской свиты среднего кембрия, проведен анализ соленасыщения определенных стратиграфических подразделений, а также пространственного положения бельского силла относительно кровли усольского горизонта. Предложена модель строения и дана датировка возраста предподневендских выступов фундамента рассматриваемой территории. По результатам обобщения полученных данных выявлены прогнозируемые зоны нефтегазоаккумуляции в кембрийских отложениях, которые необходимо изучить комплексом геолого-геофизических методов и определить достоверную количественную оценку ресурсного потенциала.

Для цитирования: Кринин В.А. Геологические модели, прогноз зон нефтегазоаккумуляции в нижне-среднекембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22.

Lower-Middle Cambrian deposits of Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas: geological models and prediction of oil and gas accumulation zones

© 2022 | V.A. Krinin

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

Received 07.10.2021

Revised 06.12.2021

Accepted for publication 15.12.2021

Key words: *Bakhtinsky mega-uplift; geological model; basement high; Usolsky, Elgyansky and Tolbachansky horizons; Letninsky Formation; Belsky sill; oil and gas accumulation zones.*

Abstract: The issue of commercial oil and gas content in the Lower-Middle Cambrian deposits of the Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas still remains urgent. In 1980s, commercial inflows of oil and gas condensate were obtained here from Usolsky, Charsky, Namansky, and Zeledevsky horizons on a number of sites, where stratigraphic and prospecting drilling was carried out during the course of geological exploration for oil and gas. Since then, there has been no prospecting in the area for 30 years. Because uncertainty in understanding the geological structure, there is still no adequate assessment of hydrocarbon potential of individual traps containing oil and gas accumulations in the Cambrian sediments, or in the area as a whole. Basing on integrated modelling of geological structure of the Lower-Middle Cambrian deposits in the Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas of the Kureisky syncline and Baykitsky antecline, the authors discuss structural and tectonic zoning of the territory looking at the Middle Cambrian Usolsky Horizon Top and Letninsky Formation Bottom, analyse salt content in certain stratigraphic units, as well as spatial position of the Belsky sill relative to the Usolsky Horizon Top. A structural model and dating the pre-Later Vendian Basement uplifts in the territory under consideration is also presented. The results of the obtained data consolidation allowed identifying the predicted zones of accumulation in Cambrian deposits, where further geological and geophysical multidiscipline studies are required to carry out a reliable quantitative evaluation of resource potential.

For citation: Krinin V.A. Lower-Middle Cambrian deposits of Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas: geological models and prediction of oil and gas accumulation zones. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(1):9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22. In Russ.

Введение

В структурно-тектоническом отношении рассматриваемая территория полностью охватывает площадь Бахтинского мегавыступа, а в некоторых геологических моделях — и примыкающие к нему отдельные районы Курейской синеклизы и Байкитской антеклизы. На этой территории пробурено 76 параметрических и поисковых скважин. При этом изученность ниже-среднекембрийских отложений как по разрезу, так и по площади здесь остается низкой, поскольку только в 19 скважинах эти отложения вскрыты на полную мощность. На данной территории проведен значительный объем геофизических работ, но их эффективность ограничена сложными сейсмогеологическими условиями верхней части платформенного чехла, наличием в нем многочисленных базитовых тел разного морфологического строения. Сравнение региональных структурных схем, построенных в разные годы по основным отражающим горизонтам вендских и рифейских отложений исследовательскими коллективами (ПГО «Енисейгеофизика», ЗАО «Красноярскгеофизика», СНИИГТиМС, ИНГГ СО РАН и др.), свидетельствует о значительном разбросе абсолютных отметок, которые по кровле венда достигают –630 м, по кровле рифея — –325 м, по поверхности фундамента — –440 м. Столь существенные расхождения результатов картирования естественно не могут удовлетворять методическим требованиям к локальному прогнозу нефтегазоперспективных ловушек.

В связи с этим в пределах рассматриваемой территории до сих пор остаются актуальными задачи прогноза и выявления зон возможного нефтегазонакопления. Для их уточнения проанализированы геолого-геофизические материалы, полученные по результатам бурения глубоких и большинства структурно-колонковых скважин, сейсморазведочных работ по ряду региональных профилей, построены региональные геологические модели выступов фундамента под верхневендскими отложениями, структуры по кровле усольского горизонта нижнего кембрия, по подошве летнинской свиты среднего кембрия, а также получены данные об изменениях мощности и соленасыщенности отдельных литолого-стратиграфических подразделений, распределении базитовых интрузий в разрезе толбачанского горизонта (сурингдаконская свита, верхнебельская подсвита) относительно кровли усольского горизонта.

Методика работ

Структурно-тектоническая модель предпоздневендских выступов фундамента построена по данным бурения глубоких скважин на Юрубченской (скважины 1, 6, 9, 66, 67, 112), Куюмбинской (скважины 4, 401, 406), Енгидинской (скв. 154) площадях Байкитской антеклизы, в пределах Бахтинского ме-

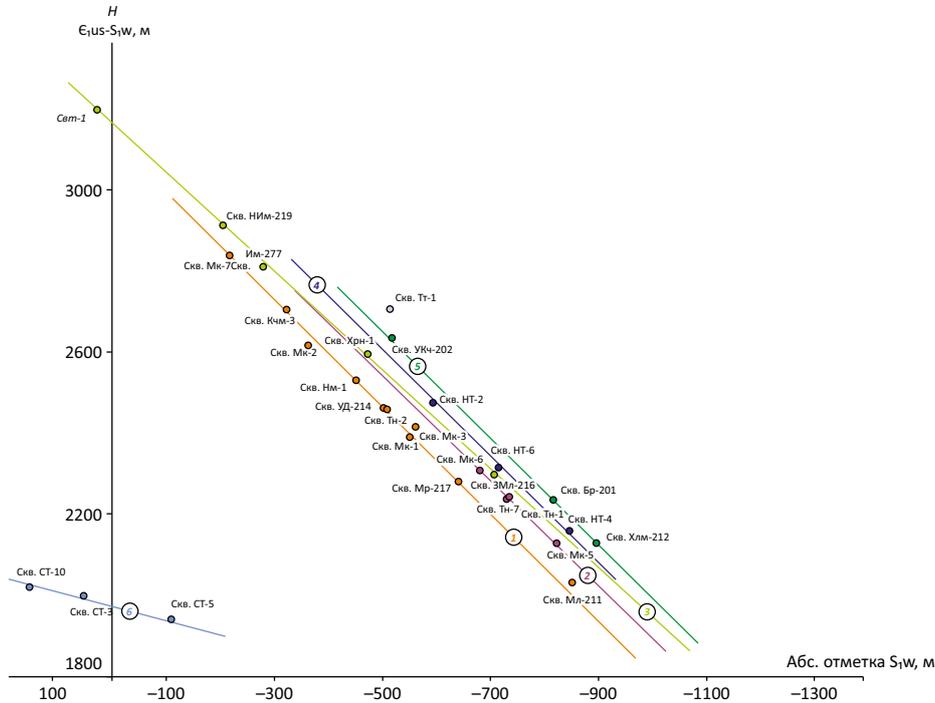
гавыступа на Таначинской (скв. 7), Моктаконской (скважины 2, 3, 6), Кочумдекской (скв. 3), Марской (скв. 217), Верхне-Амнунаканской (скв. 187), Байкитской (скв. 1) площадях, вскрывших непосредственно структурно-вещественные образования фундамента, а также расчетным способом по скважинам с забоями, достигшими верхневендских отложений, которые характеризуются региональной выдержанностью мощности. Для уточнения контуров выступов фундамента, которые контролируются глубинными разломами, использовались также данные, полученные по результатам двух региональных субширотных сейсмических профилей, обработанных по маршрутам: северному, пересекающему Бахтинский мегавыступ и Катангскую седловину, и южному, проходящему через Бахтинский мегавыступ до западного борта Непско-Ботубинской антеклизы, и результаты интерпретации потенциальных полей.

Структурно-тектонические модели, построенные по кровле усольского горизонта и подошве летнинской свиты, основываются на данных анализа геолого-геофизических материалов глубоких скважин, непосредственно вскрывших эти литолого-стратиграфические подразделения, а также на расчетных значениях по скважинам, их не вскрывшим, в том числе структурно-колонковым. Расчетные отметки глубин получены по графикам связи, установленной между отметками кровли венлокского и лудловского ярусов и соответственно суммарными мощностями осадочных пород, включая магматические тела, между ними и отметками кровли усольского горизонта и подошвы летнинской свиты (рис. 1, 2). На графиках можно выделить несколько зон, соответствующих определенным элементам регионального структурного плана, поэтому расчет прогнозируемой глубины залегания реперных горизонтов производился индивидуально с учетом взаимосвязи параметров по каждой зоне. Распределение зон с разными особенностями связей между анализируемыми параметрами строго подчиняется простиранию основных структурных элементов по поверхности фундамента и платформенного чехла. Структурно-тектоническое районирование Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий по названным стратиграфическим уровням в региональном плане стало возможным в условиях интенсивной интрузивности платформенного чехла, благодаря использованию данных по неглубоким поисковым и структурно-колонковым скважинам. Возможности сейсморазведки по картированию структур по этим границам весьма ограничены в силу отсутствия надежно прослеживаемых отражающих горизонтов в рассматриваемой части разреза.

Модели изменения мощности усольского горизонта, суммарной мощности эльгянского и толбачанского горизонтов, суммарной мощности булайской, бираминской, имбакской, хурингдинской,

Рис. 1. Связь между абсолютными отметками кровли венлокского яруса и мощностью отложений, включая интрузии, в разрезе от кровли венлокского яруса до кровли усольского горизонта

Fig. 1. Correlation between the subsea depth of the Wenlock Top and thickness of the deposits (including intrusions) in the interval of the Wenlock Formation Top to the Usolsky Horizon Top

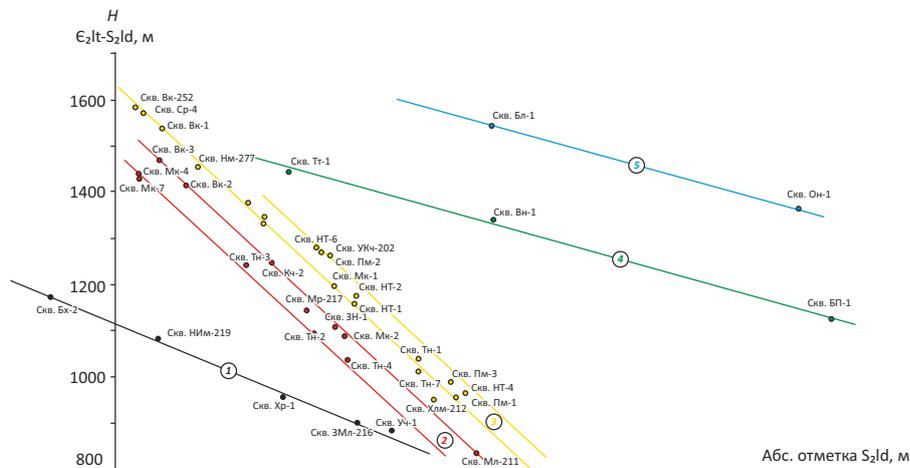


1 — основание Хурингдинского выступа в зоне структур облекания биогермных построек; 2 — Тынепская впадина, восточная часть Хурингдинского выступа; 3 — основание Хурингдинского выступа, зона отсутствия структур облекания биогермных построек; 4 — зона нижнетунгусских площадей; 5 — северная часть Бахтинского мегавыступа; 6 — Турухано-Норильская гряда

1 — basal part of Khuringdinsky uplift in the zone of structures draping the biohermal buildups; 2 — Tynepsky depression, eastern part of Khuringdinsky uplift; 3 — basal part of Khuringdinsky uplift, zone of absence of structures draping the biohermal buildups; 4 — zones of Nizhetungussky areas; 5 — northern part of the Bakhtinsky mega-uplift; 6 — Turukhano-Norilsky ridge

Рис. 2. Связь между абсолютными отметками кровли лудловского яруса и мощностью отложений, включая интрузии, в разрезе от кровли лудловского яруса до подошвы летнинской свиты

Fig. 2. Correlation between the subsea depth of the Ludlow Top and thickness of the deposits (including intrusions) in the interval of the Ludlow Formation Top to the Letninsky Formation Bottom

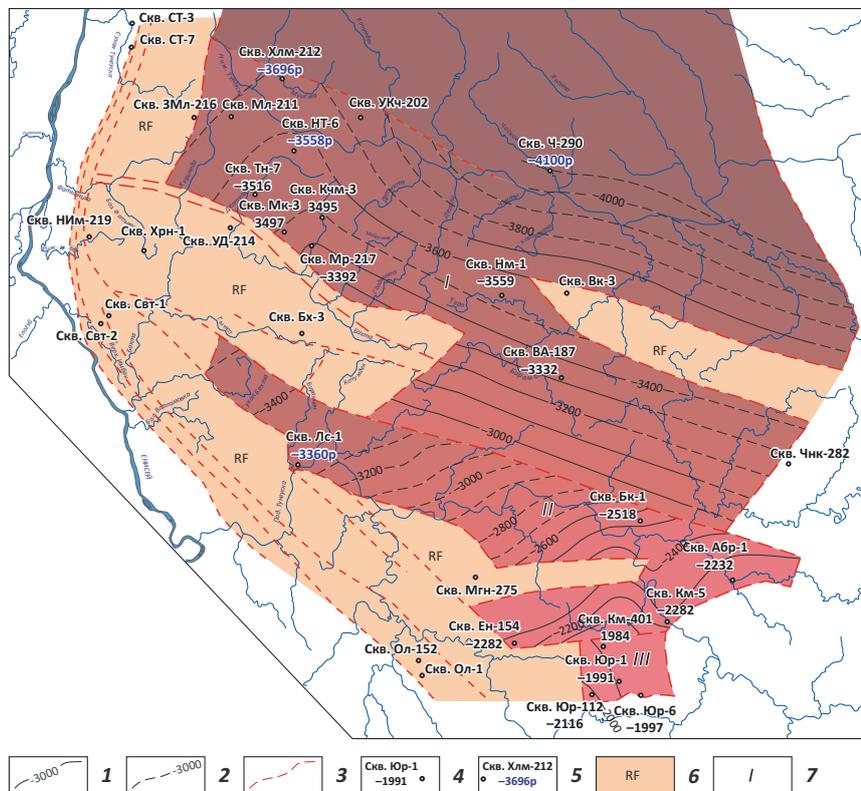


1 — Тынепская впадина, Малкитконский вал; 2 — юго-восточная часть Тынепской впадины, Кочумдекский выступ; 3 — северная часть Хурингдинского выступа, северо-восточный борт Бахтинского мегавыступа; 4 — центральная часть Бильчанского выступа; 5 — северная часть Бильчанского выступа

1 — Tynepsky depression, Malkitkonsky swell; 2 — south-eastern part of Tynepsky depression, Kochumdeksky uplift; 3 — northern part of Khuringdinsky uplift, north-eastern shoulder of Bakhtinsky mega-uplift; 4 — central part of Bilchansky uplift; 5 — northern part of Bilchansky uplift



Рис. 3. Структурно-тектоническая модель предпоздневендских выступов фундамента
Fig. 3. Structural and tectonic model of pre-Upper Vendian Basement uplifts



Изолинии поверхности фундамента, м (1, 2): 1 — расчетные, 2 — прогнозные; 3 — глубинные разломы; **глубокие скважины (4, 5):** 4 — вскрывшие фундамент на указанной отметке, 5 — не вскрывшие фундамент, абс. отметка расчетная; 6 — рифейские блоки; 7 — выступы фундамента (I — Нижнетунгусский, II — Байкитский, III — Куямбинский)

Contour lines of the Basement surface, m (1, 2): 1 — estimated, 2 — predicted; 3 — deep-seated faults; **deep wells (4, 5):** 4 — encountered the Basement at the depth shown, 5 — encountered the Basement, the calculated subsea depth; 6 — Riphean blocks; 7 — Basement uplifts (I — Nizhnetungusky, II — Baikitsky, III — Kuyumbinsky)

оленчиминской свит построены на основе корреляции материалов ГИС по скважинам, вскрывшим разрезы ниже-среднекембрийских отложений. По комплексу ГИС установлена соленасыщенность каждого из этих литолого-стратиграфических подразделений.

Построению модели положения интрузий относительно кровли усольского горизонта предшествовала их идентификация в разрезах эльгянско-го и толбачанского горизонтов по данным анализа материалов ГИС глубоких скважин, где это было возможно, уточнялась модель по результатам изучения кернa и шлама.

С учетом анализа представленных геологических моделей составлены схемы прогнозируемых зон нефтегазоаккумуляции в усольском горизонте и в отложениях тойонского и амгинского ярусов. При их выделении принимались во внимание особенности строения выступов кристаллического фундамента, усольского и таначи-дельтулинского резервуаров, характер распределения соленасыщенности в отложениях нижнего – среднего кембрия, положение интрузий в разрезе относительно нефтегазоносных резервуаров.

Структурно-тектоническая модель выступов фундамента

Предпоздневендские выступы кристаллического фундамента рассматриваемой территории обособляются в самостоятельные блоки: Тунгусский, Байкитский, Куямбинский, которые занимают обширные площади и залегают на разных глубинах под платформенным чехлом (рис. 3). Наиболее высокое гипсометрическое положение их поверхностей отмечается в пределах северного борта Байкитской антеклизы (–2000...–2600 м), а в северном направлении, на Бахтинском мегавыступе, происходит погружение до отметок –3900 м. По вещественному составу образования фундамента представлены гнейсами и гранитоидами, в разной степени преобразованными тектонотермальными процессами в условиях зеленосланцевой и амфиболитовой фаций регионального метаморфизма. Минеральные ассоциации пород фундамента однотипны и, по-видимому, представляют собой единый структурно-вещественный комплекс, слагающий некогда крупный тектонический массив, впоследствии расколотый на блоки. Конфигурация выступов обусловлена разломами глубинного зало-

жения. Поверхности сместителей разломов имеют преимущественно вертикальное и субвертикальное падение. Амплитуды смещения по разломам между блоками достигают 500 м и более. Между блоками фундамента широко развиты горизонтальные сдвиги, что ярко проявляется в структурном рисунке между Тунгусским и Байкитским, а также Байкитским и Куюмбинским выступами. Установлено доминирующее северо-западное простирание и северное падение их поверхностей. Опущенные блоки фундамента, расположенные между Тунгусским и Байкитским выступами, представлены дислоцированными рифейскими отложениями и морфологически близки тектоническим элементам типа грабен-рифтов. Возрастные датировки гранитоидов, слагающих поверхности выступов, полученные разными изотопными методами, варьируют от 1650 до 3129 млн лет. Наиболее древними являются гранитоиды Юрубченской площади (скважины 1, 6, 9, 66, 67, 112) с возрастом 2377–3129 млн лет, Енгидинской площади Куюмбинского блока (скв. 154) с возрастом 2587 млн лет. На Таначинской (скв. 7) и Моктаконской (скв. 2) площадях в пределах Тунгусского блока возрастные датировки составляют 1650–1704 млн лет. Таким образом, омоложение образований фундамента происходит в северном направлении по мере погружения выступов под платформенный чехол Курейской синеклизы, что, возможно, обусловлено более глубокой эрозией блоков в пределах Байкитской антеклизы по сравнению с Бахтинским мегавыступом. Кроме того, не исключено, что на отдельных участках Байкитского и Тунгусского блоков они прорваны позднепротерозойскими гранитными интрузивами, возраст которых датирован по образцам, отобранным в Верхнеамнунаканской и Байкитской скважинах, в диапазоне 1555–1560 млн лет. Ранее авторами статьи [1], с учетом геологических данных по Байкитской антеклизе, допускалось отнесение и отдельных гранитоидов Куюмбинского блока к интрузивам, подтверждаемое определениями возраста гранитоидов калий-аргоновым методом (1425–1485 млн лет), вскрытых скв. Куюмбинская-4. В соответствии с тектоническим районированием фундамента Сибирской платформы [2], рассматриваемая территория входит в состав позднеархейской складчатой системы, однако приведенные выше возрастные датировки дают основание относить ее структурно-вещественные образования скорее к карелидам ранне-позднепротерозойских складчатых систем. На отдельных участках образования фундамента прорваны долеритами (скв. Куюмбинская-5) с возрастом 668–715 млн лет определенным калий-аргоновым методом, что может свидетельствовать о проявлении на рассматриваемой территории венд-рифейского, основного по составу, магматизма. Долериты раннерифейского возраста (1480–1570 млн лет), залегающие в делингдэкэнской толще раннерифейского возраста, также вскрыты скв. Юрубченская-30.

Структурно-тектоническая модель по кровле усольского горизонта

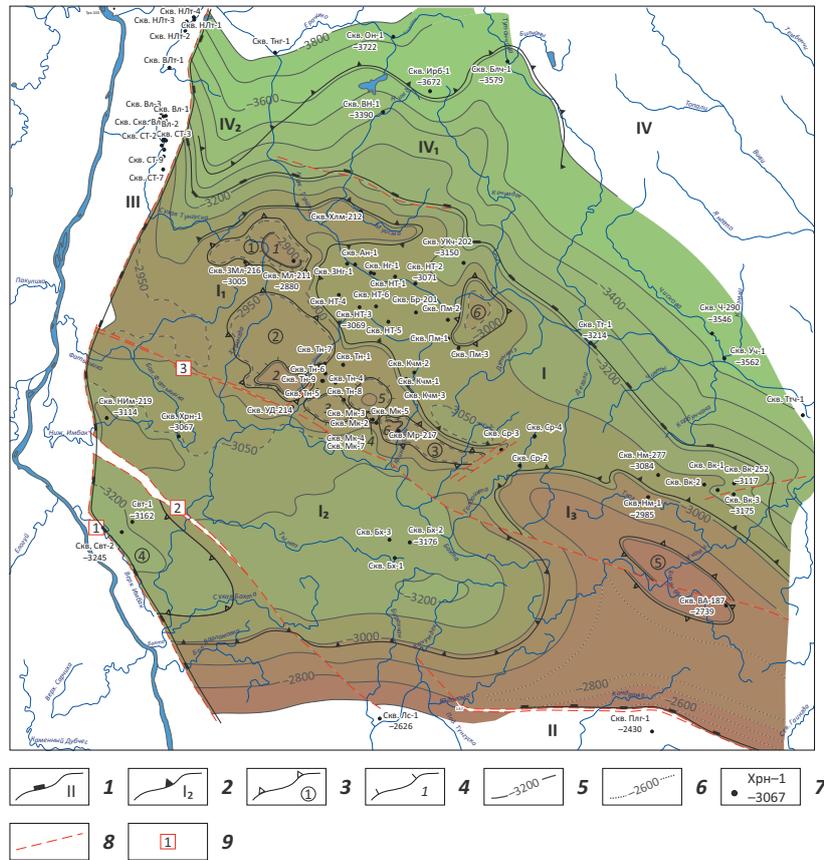
На рассматриваемой территории в объеме усольского стратиграфического горизонта выделяются: в Светлинском фациальном районе — усольская свита, в Тынепском и Сурингдаконском — марская, моктаконская, ясенгская свиты [3]. Пространственное положение границ и специфика геологического строения переходных зон между этими районами еще недостаточно изучены. Поэтому выделение кровли усольского горизонта опиралось на распознавание единого реперного глинисто-карбонатного горизонта, одинаково хорошо идентифицируемого в разрезах всех фациальных районов. Структурно-тектоническая модель по кровле усольского горизонта представлена на рис. 4. На Бахтинском мегавыступе в Тынепском и Сурингдаконском фациальных районах отложения усольского горизонта являются природным резервуаром, с которым связаны скопления нефти и газа на Моктаконской и Усть-Дельтулинской площадях. В структурном районировании по кровле усольского горизонта Бахтинский мегавыступ на юге обособляется от Байкитской антеклизы по зоне Полигусовского глубинного разлома, на западе граничит с Турухано-Норильской грядой по серии разломов, на юго-западе отделяется от погребенных под платформенным чехлом рифейских образований Енисейского кряжа. Особенностью структурного плана Бахтинского мегавыступа является пологое строение всех без исключения его структурных элементов. Максимальная амплитуда мегавыступа составляет около 400 м. Северная и южная его части почти в равных по площади пропорциях разделяются одноименным глубинным разломом широтного простирания. Северная часть осложнена Хурингдинским выступом амплитудой около 100 м. В приразломной зоне выступа выявлена группа положительных малоамплитудных (30–50 м) локальных структур. Южная часть мегавыступа представлена крупной депрессией, выделенной под названием «Тынепская впадина», она ограничена с трех сторон глубинными разломами и имеет выраженное плоское днище и пологие борта. Самая юго-западная часть мегавыступа, заключенная между Имангдино-Летнинской и Кулино-Бахтинской зонами разломов, выделяется как Имбакский прогиб. В плане названным структурным элементам I порядка примерно соответствуют границы фациальных районов, что свидетельствует об их генетической связи.

Структурно-тектоническая модель по подошве летнинской свиты

Летнинская свита среднекембрийского возраста выделяется в Бахтинской и Туруханской фациальных областях и сложена преимущественно мергелями красными, пестроцветными, серыми доломитами, аргиллитами вишнево-красными, зеленовато-серыми, прослоями известняков [3]. Совместно со своим стратиграфическим аналогом, нижеэвенкийской подсвитой, она является лито-



Рис. 4. Структурно-тектоническая модель Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий по кровле усольского горизонта
Fig. 4. Structural and tectonic model of Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas at the Usolsky Horizon Top



Границы структурно-тектонических элементов (1–4): 1 — надпорядковых (I — Бахтинский мегавыступ, II — Байкитская антеклиза, III — Турухано-Норильская гряда, IV — Курейская синеклиза), 2 — I порядка (I₁ — Хурингдинский выступ, I₂ — Тынепская впадина, I₃ — Учаминский мегавал, IV₁ — Бильчанский выступ, IV₂ — Ерачиминский структурный залив), 3 — II порядка (1 — Малкитконский вал, 2 — Дельтулинское куполовидное поднятие, 3 — Сурингдаконский вал, 4 — Имбакский прогиб, 5 — Бираминский вал, 6 — Пойменное куполовидное поднятие), 4 — локальные поднятия (1 — Сиговое, 2 — Усть-Дельтулинское, 3 — Таначинское, 4 — Северо-Моктаконское, 5 — Восточно-Моктаконское); **изолинии поверхности усольского горизонта, м (5, 6):** 5 — расчетные, 6 — прогнозные; 7 — пробуренные глубокие скважины; 8 — разломы; 9 — глубинные разломы (1 — Имангдино-Летнинский, 2 — Бахтинский, 3 — Кулино-Бахтинский)

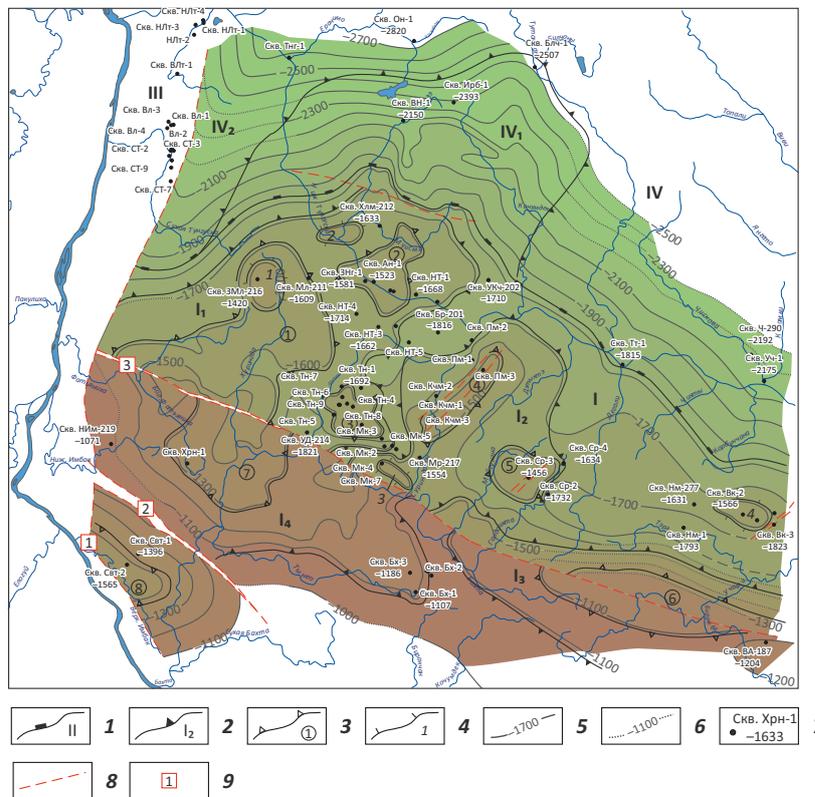
Boundaries of structural and tectonic elements (1–4): 1 — super-order (I — Bakhtinsky mega-uplift, II — Baikitsky anteclise, III — Turukhano-Norilsky ridge, IV — Kureisky syncline), 2 — I-st order (I₁ — Khuringdinsky uplift, I₂ — Tynepsky depression, I₃ — Uchaminsky megaswell, IV₁ — Bilchansky uplift, IV₂ — Erachiminsky structural tongue), 3 — II-nd order (1 — Malkitkonsky swell, 2 — Deltulinsky dome, 3 — Suringdakonsky swell, 4 — Imbasky trough, 5 — Biraminsky swell, 6 — Poimenny dome), 4 — local highs (1 — Sigovy, 2 — Ust-Deltulinsky, 3 — Tanachinsky, 4 — North Moktakonsky, 5 — East Moktakonsky); **contour lines of Usolsky Horizon surface, m (5, 6):** 5 — estimated, 6 — predicted; 7 — deep wells drilled; 8 — faults; 9 — deep-seated faults (1 — Imangдино-Letninsky, 2 — Bakhtinsky, 3 — Kulino-Bakhtinsky)

логическим репером в пределах рассматриваемой территории, а в северной части Бахтинского мегавыступа — покрывкой для залежей газа в таначинской и дельтулинской свитах на Моктаконской, Таначинской, Нижнетунгусской площадях.

Структурно-тектоническое районирование, выполненное по подошве летнинской свиты, представлено на рис. 5. Бахтинский мегавыступ по этому литолого-стратиграфическому уровню выделяется практически в тех же границах, что и по усольскому. Отдельные морфологические отличия обусловлены, по-видимому, влиянием на его структуру внедрившихся в триасовое время базитовых интрузий, которые отсутствуют в усольском горизонте, а

также наличием в последнем органогенных построек и частичным размывом подстилающих летнинскую свиту отложений нижнего – среднего кембрия. При этом увеличивается контрастность как мегавала, так и в целом отдельных, осложняющих его, крупных структурных элементов. Максимальная амплитуда составляет 700 м за счет высокого гипсометрического положения Тынепской впадины, приподнятой относительно пограничных с ней Хурингдинского выступа и Имбакского прогиба. Особенно заметные вертикальные смещения, достигающие на отдельных участках 400 м, отмечаются в Бахтинской тектонической зоне. Весьма значительными по протяженности являются горизонтальные сдвиги структур вдоль разрывов платформенного

Рис. 5. Структурно-тектоническая модель Бахтинского мегавыступа по подошве летнинской свиты
Fig. 5. Structural and tectonic model of Bakhtinsky mega-uplift at the Letninsky Formation Bottom



Границы структурно-тектонических элементов (1–4): 1 — надпорядковых (I — Бахтинский мегавыступ, II — Байкитская антеклизы, III — Турухано-Норильская гряда, IV — Курейская синеклизы), 2 — I порядка (I₁ — Хурингдинский выступ, I₂ — Кочумденский выступ, I₃ — Учаминский мегавал, I₄ — Тынепская впадина, IV₁ — Бильчанский выступ, IV₂ — Ерачиминский структурный залив), 3 — II порядка (1 — Малкитконский вал, 2 — Ногинское куполовидное поднятие, 3 — Таначинское куполовидное поднятие, 4 — Пойменный вал, 5 — Сурингдаконское куполовидное поднятие, 6 — Бирамбинский вал, 7 — Фатьяниховский прогиб, 8 — Имбакский прогиб), 4 — локальные поднятия (1 — Сиговое, 2 — Усть-Нимдинское, 3 — Южно-Моктаконское, 4 — Вакунайское); **изолинии подошвы летнинской свиты, м (5, 6):** 5 — расчетные, 6 — прогнозные; 7 — пробуренные глубокие скважины, 8 — разломы; 9 — региональные разломы (1 — Имангдино-Летнинский, 2 — Бахтинский, 3 — Кулино-Бахтинский)

Boundaries of structural and tectonic elements (1–4): 1 — super-order (I — Bakhtinsky mega-uplift, II — Baikitsky antecline, III — Turukhano-Norilsky ridge, IV — Kureisky syncline), 2 — I-st order (I₁ — Khuringdinsky uplift, I₂ — Kochumdeksky uplift, I₃ — Uchaminsky megaswell, I₄ — Tynepsky depression, IV₁ — Bilchansky uplift, IV₂ — Erachiminsky structural tongue), 3 — II-nd order (1 — Malkitkonsky swell, 2 — Noginsky dome, 3 — Tanachinsky dome, 4 — Poimenny swell, 5 — Suringdakonsky dome, 6 — Birambinsky swell, 7 — Fatyanikhovsky trough, 8 — Imbaksy trough), 4 — local highs (1 — Sigovy, 2 — Ust-Nimdinsky, 3 — South Moktakonsky, 4 — Vakunaisky); **contour lines of Letninsky Formation Bottom, m (5, 6):** 5 — estimated, 6 — predicted; 7 — deep wells drilled, 8 — faults; 9 — regional faults (1 — Imangdino-Letninsky, 2 — Bakhtinsky, 3 — Kulino-Bakhtinsky)

чехла. В структурном плане появляются линейные навешенные структуры (Пойменный вал) блокового строения, ограниченные на крыльях дизъюнктивными нарушениями. Судя по структурному рисунку, можно говорить об унаследованности структурных планов между ниже-среднекембрийскими отложениями, за исключением отдельных локальных поднятий.

Характеристика мощности и соленасыщенности усольского горизонта

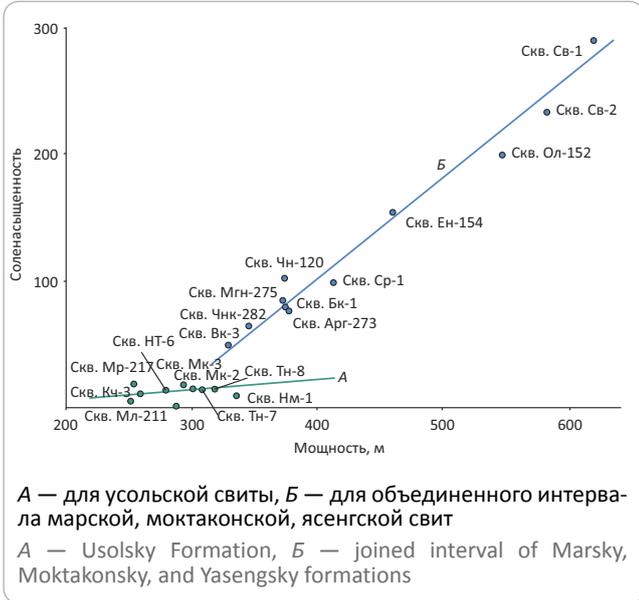
В зависимости от мощности и соленасыщенности усольского горизонта существенно изменяются фильтрационно-емкостные и экранирующие свойства разных частей его разреза. Между ними отмечается тесная связь (рис. 6). С учетом этого проведено фациальное районирование усольского

горизонта с прогнозом границы между усольской свитой, развитой в юго-западной части Бахтинского мегавыступа, на северном борту Байкитской антеклизы и на южном борту Курейской синеклизы, и преимущественно карбонатным разрезом, представленным марской, моктаконской и ясенгской свитами, выделенными в северной части Бахтинского мегавыступа (рис. 7). Конфигурация границы соответствует изопаките суммарной мощности солей в усольском горизонте, равной 50 м (рис. 8). К северу от нее происходит резкое сокращение мощности солей до 25 м (скв. Хурингдинская-1), далее она варьирует в пределах от 0 до 20 м. Сокращение в разрезе мощности солей предопределило появление в усольском горизонте пластов-коллекторов и их нефтегазонасыщение в ловушках биогермного типа на Моктаконской и Усть-Дельтулин-



Рис. 6. Связь между мощностью и соленасыщенностью усольского горизонта

Fig. 6. Correlation between thickness and salt saturation of the Usolsky Horizon



ской площадях. К югу и юго-западу от фациальной границы, на Светлой площади, мощность усольского горизонта достигает максимальных значений (609 м) исключительно за счет интенсивного соленасыщения при практически неизменной мощности вмещающих карбонатных отложений между скважинами Хурингдинская-1 (306 м) и Светлая-1 (319 м). Здесь усольский горизонт выполняет роль регионального флюидоупора и не представляет интереса с точки зрения нефтегазоносности.

Характеристика общей мощности и соленасыщенности эльганского и толбачанского горизонтов

В составе этих горизонтов в Светлинском, Тынепском, Сурингдаконском фациальных районах выделяются карбонатно-соленосная сурингдаконская, карбонатные бурусская и абакунская свиты, в Байкитско-Катангском районе — соленосно-карбонатная бельская свита [3]. Модель изменения общей суммарной мощности эльганского и толбачанского горизонтов представлена на рис. 9. По строению и соленасыщенности сурингдаконская свита является стратиграфическим аналогом верхнебельской подсвиты. При этом отмечается довольно тесная связь между мощностью рассматриваемых стратиграфических подразделений и суммарной мощностью солей в толбачанском горизонте, но при этом имеют место и очевидные различия в характере взаимосвязи между рассматриваемыми параметрами, что обуславливает их территориальную обособленность (рис. 10). Граница раздела между разрезами хорошо согласуется с изопакитами общей мощности эльганского и толбачанского горизонтов, равной 550 м, и мощностью солей, равной 100 м (рис. 11, см. рис. 9). Типично бельский тип разреза

Рис. 7. Схема общей мощности усольского горизонта

Fig. 7. Scheme of Usolsky Horizon total thickness

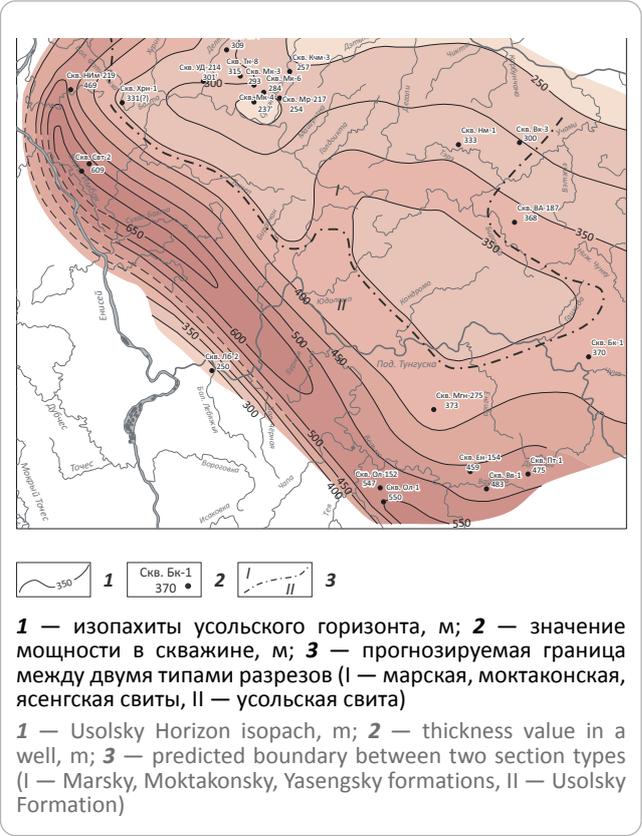


Рис. 8. Схема суммарной мощности солей в усольском горизонте

Fig. 8. Scheme of salt total thickness in Usolsky Horizon

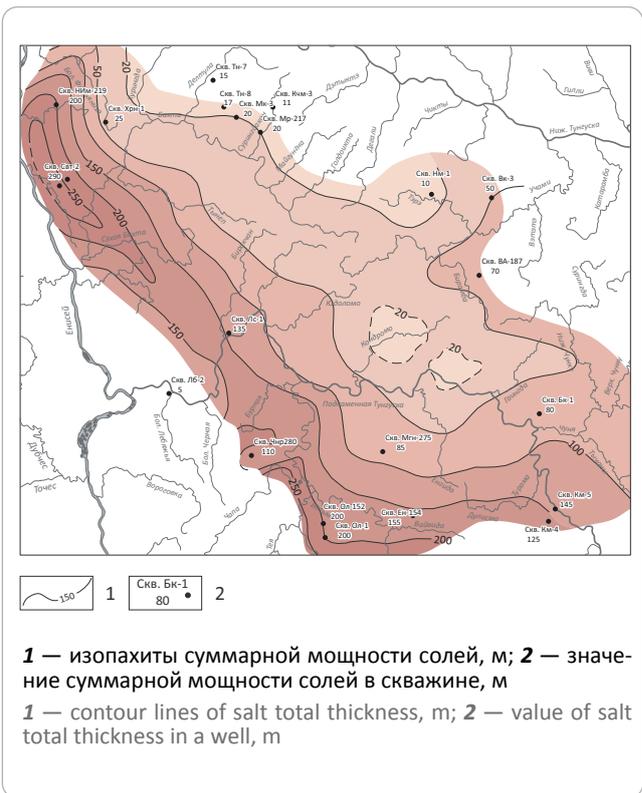
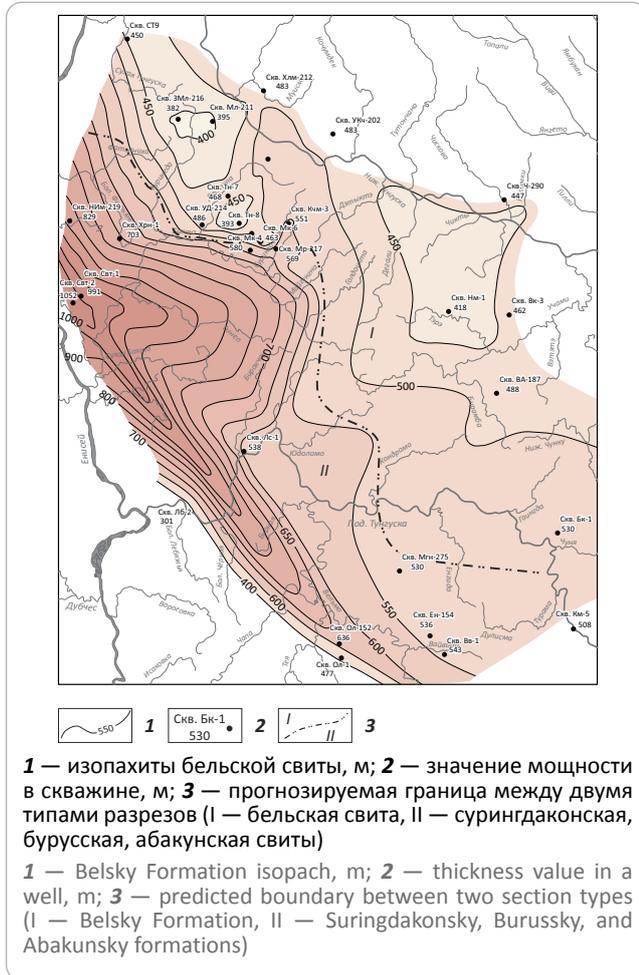


Рис. 9. Схема общей мощности эльганского и толбачанского горизонтов
Fig. 9. Scheme of total thickness of Elgyansky and Tolbachansky horizons



развит только в Имбакском прогибе Бахтинского мегавыступа и далее, к юго-востоку, переходит в пределы Байкитской антеклизы. Напротив, для северо-восточной части мегавыступа и южного борта Курейской синеклизы распространен другой тип разреза в составе сурингдаконской, бурусской, абакунской свит. Отсюда следует, что в северо-восточном направлении в полосе примерно в 40–60 км от границы разных типов разреза перспективы нефтегазоносности бурусской и абакунской свит повышаются за счет улучшения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов и наличия в сурингдаконской свите соленосного флюидоупора мощностью 50–100 м.

Характеристика суммарной мощности булайской, бираминской, имбакской, хурингдинской, оленчиминской свит

Перечисленные свиты слагают разрез нижнего – среднего кембрия в объеме тойонского, амгинского и нижней половины майского ярусов [3]. Состав нижних трех свит сульфатно-карбонатный, двух верхних — карбонатно-соленосный. Характер изменения их общей мощности свидетельствует об

Рис. 10. Связь между мощностью эльганского, толбачанского горизонтов и соленасыщенностью
Fig. 10. Correlation between thickness of Elgyansky and Tolbachansky horizons and salt saturation

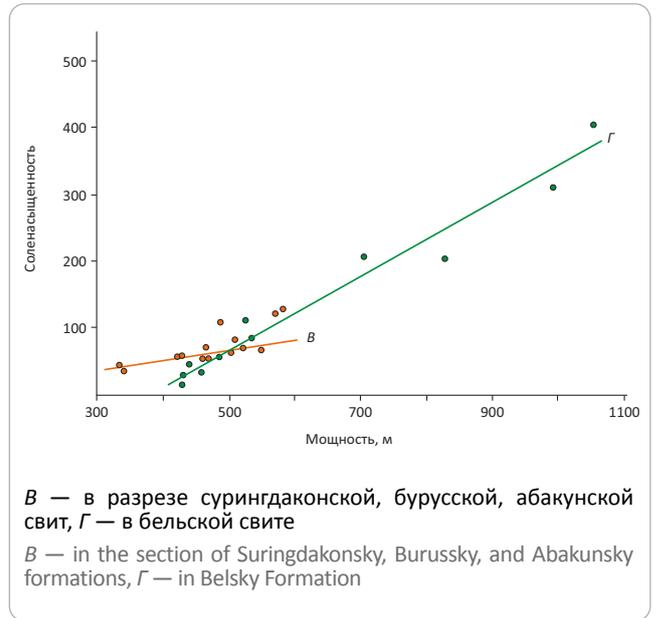
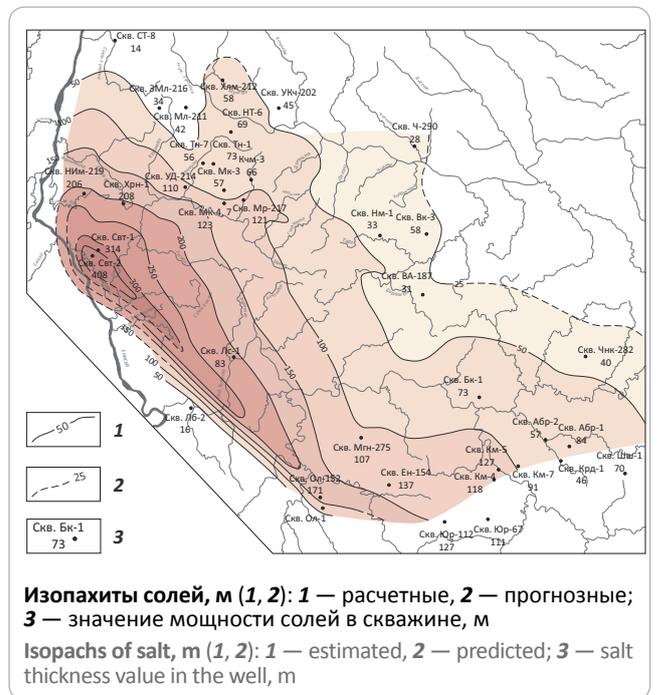


Рис. 11. Схема суммарной мощности солей в эльганском и толбачанском горизонтах
Fig. 11. Scheme of salt total thickness in Elgyansky and Tolbachansky horizons



обособлении большого по площади участка с минимальными значениями в юго-западной части Бахтинского мегавыступа, ограниченного изопахитой 550 м (рис. 12). Учитывая, что мощность булайской свиты является повсеместно стабильной, изменения общей мощности связаны с вышележающими бираминской, имбакской, хурингдинской, оленчиминской свитами, которые по своему строению,



Рис. 12. Схема суммарной мощности булайской, бираминской, имбакской, хурингдинской, оленчиминской свит

Fig. 12. Scheme of total thickness of Bulaisky, Biraminsky, Imbasky, Khuringdinsky, and Olenchiminsky formations

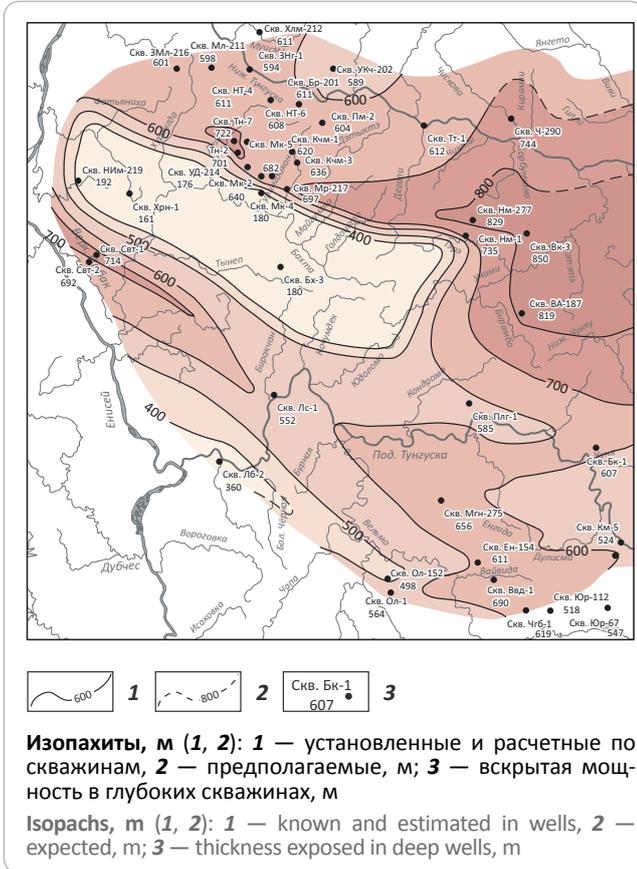
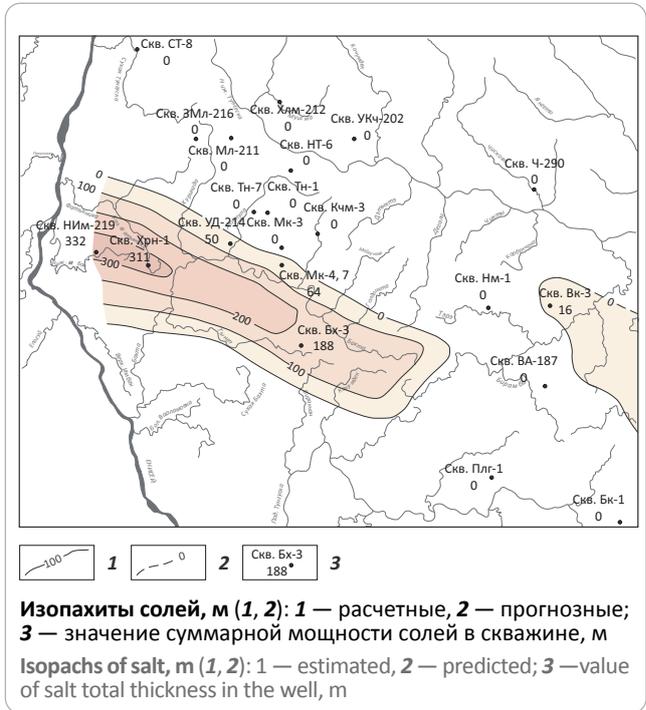


Рис. 13. Схема суммарной мощности солей в оленчиминской и хурингдинской свитах

Fig. 13. Scheme of total thickness of salt in Olenchiminsky and formations



составу и возрасту выделяются в самостоятельный фациальный район. Соленасыщенность разрезов хурингдинской и оленчиминской свит в плане соответствует участку минимальных суммарных мощностей всего ансамбля свит (рис. 13). Контуры солеродного палеобассейна очерчиваются нулевой изопахитой, за пределами которого в раннемайское время, по-видимому, существовала, пенепленизированная карбонатная платформа. На фоне окружающей суши с начала амгинского времени в пределах современной Тынепской впадины существовал морской водоем, обмелевший в майское время, на заключительном этапе развития которого, в периоды аридизации климата, происходила садка солей. Таким образом, рассматриваемый интервал разреза под булайской свитой не может считаться надежным флюидоупорным комплексом из-за его нарушения базитовыми интрузиями.

Модель пространственного положения бельского силла

Под бельским силлом здесь имеется в виду пластовая интрузия, присутствующая в большинстве разрезов толбачанского горизонта на большей части Бахтинского мегавыступа и прилегающих территорий Байкитской антеклизы и Курейской синеклизы. Этот силл, залегающий над усольским нефтегазо-

носным горизонтом, локализован в соленасыщенной верхнебельской подсите и сурингдаконской свите. Придерживаясь мнения о негативном влиянии базитового магматизма на нефтегазоносность платформенного чехла [4], в статье представлена модель высотного положения бельского силла над кровлей усольского горизонта (рис. 14). Оказалось, что в его распределении по разрезу и площади наблюдаются определенные тенденции: градиентные переходы на более высокие стратиграфические уровни в зонах глубинных разломов и фациальных замещений, максимальное удаление от кровли усольского горизонта в пределах длительно и унаследованно развивающихся крупных положительных структурно-тектонических элементов. В этой связи перспективы нефтегазоносности горизонтов коллекторов, находящихся на максимальном удалении от силла, должны считаться наиболее предпочтительными.

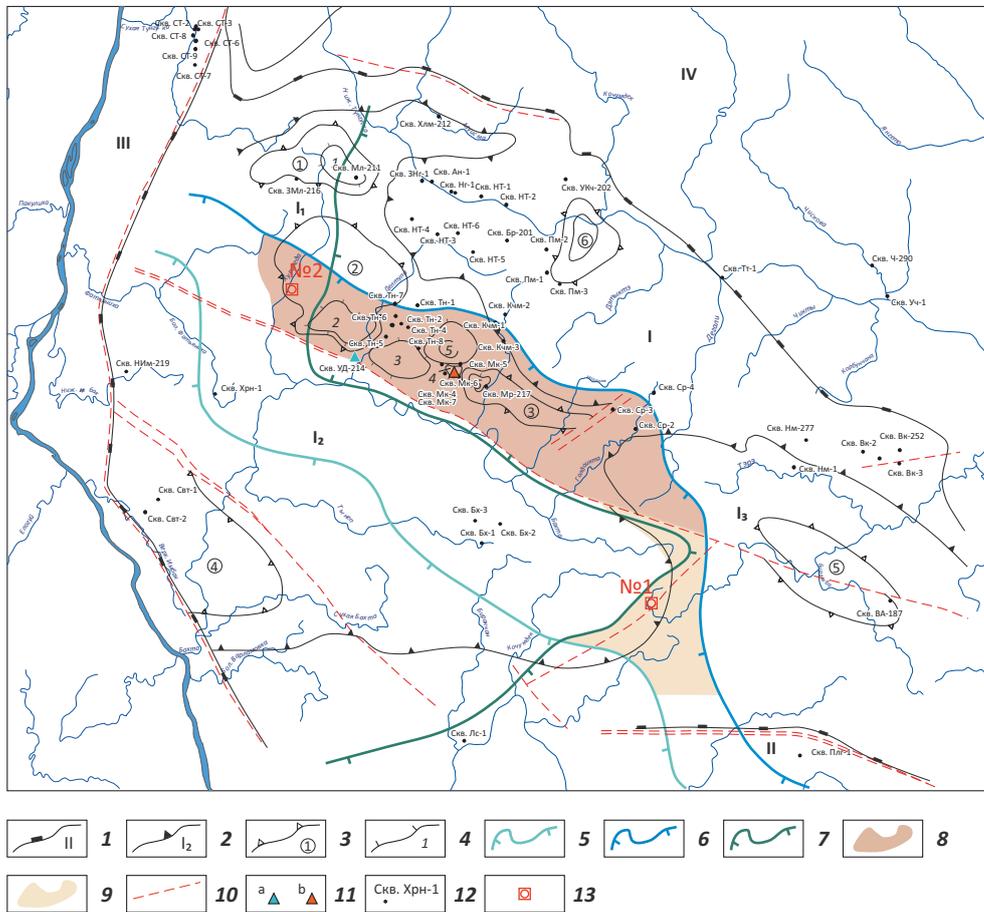
Прогнозируемые зоны нефтегазоаккумуляции

Анализ представленных геологических моделей позволяет выделить на Бахтинском мегавыступе перспективные зоны нефтегазоаккумуляции в отложениях усольского горизонта нижнего кембрия и в таначинской, дельтулинской свитах нижнего – среднего кембрия.

Моктаконо-Таначинская зона нефтегазоаккумуляции находится в бассейне р. Бахты и протягивается в широтном направлении примерно на 260 км при ширине 15–35 км (рис. 15). В структурно-тектоническом отношении она приурочена к ос-



Рис. 15. Схема прогнозируемых зон нефтегазоаккумуляции в отложениях усольского горизонта
Fig. 15. Scheme of predicted oil and gas accumulation zones in the deposits of Usolsky Horizon



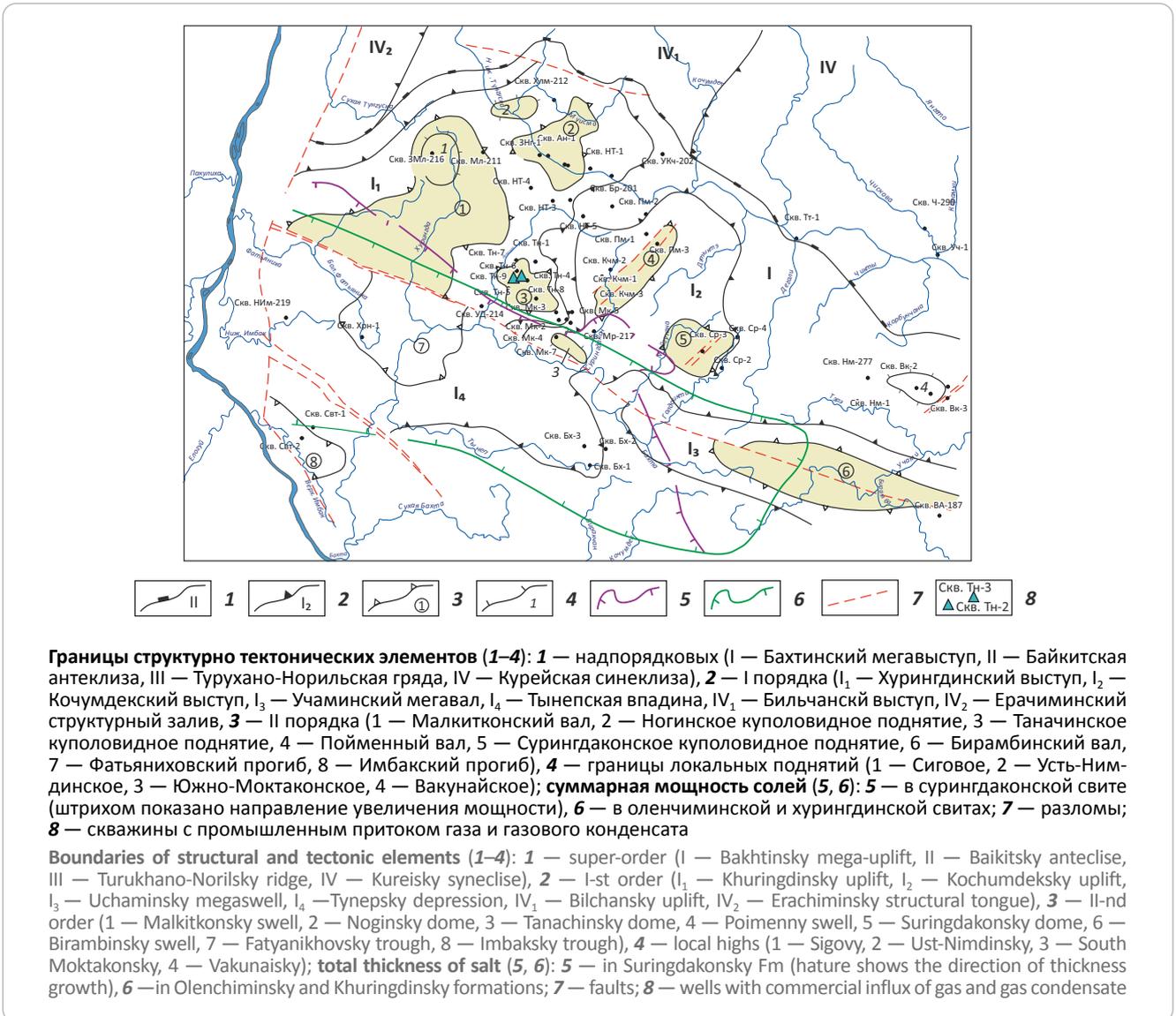
Границы структурно тектонических элементов (1–4): 1 — надпорядковых (I — Бахтинский мегавыступ, II — Байкитская антеклиз, III — Турухано-Норильская гряда, IV — Курейская синеклиза), 2 — I порядка (I₁ — Хурингинский выступ, I₂ — Тынепская впадина, I₃ — Учаминский вал), 3 — II порядка (1 — Малкитконский вал, 2 — Дельтулинское куполовидное поднятие, 3 — Сурингдаконский вал, 4 — Имбакский прогиб, 5 — Бираминский вал, 6 — Пойменное куполовидное поднятие), 4 — локальные поднятия (1 — Сиговое, 2 — Усть-Дельтулинское, 3 — Таначинское, 4 — Северо-Моктаконское, 5 — Восточно-Моктаконское); **суммарная мощность солей (5, 6):** 5 — в усольском горизонте (штрихом показано направление увеличения мощности), 6 — в сурингдаконской свите и ее аналогах; 7 — расстояние интрузии от кровли усольского горизонта (штрихом показано направление увеличения расстояния интрузии от кровли горизонта), м; **прогнозные зоны нефтегазоаккумуляции (8, 9):** 8 — Моктаконо-Таначинская, 9 — Верхне-Учаминская; 10 — разломы; 11 — скважины с промышленными притоками (a — газа, b — нефти); 12 — глубокие скважины; 13 — рекомендуемые параметрические скважины (1 — Верхне-Учаминская, 2 — Дельтулинская)

Boundaries of structural and tectonic elements (1–4): 1 — super-order (I — Bakhtinsky mega-uplift, II — Baikitsky antecline, III — Turukhano-Norilsky ridge, IV — Kureisky syneclysea), 2 — 1-st order (I₁ — Khuringdinsky uplift, I₂ — Tynepsky depression, I₃ — Uchaminsky megaswell), 3 — II-nd order (1 — Malkitkonsky swell, 2 — Deltulinsky dome, 3 — Suringdakonsky swell, 4 — Imbaksky trough, 5 — Biraminsky swell, 6 — Poimenny dome), 4 — local highs (1 — Sigovy, 2 — Ust-Deltulinsky, 3 — Tanachinsky, 4 — North Mokatkonsky, 5 — East Mokatkonsky); **total thickness of salt (5, 6):** 5 — in Usolsky Horizon (hature shows the direction of thickness growth), 6 — in Suringdakonsky Fm and its analogues; 7 — distance between the intrusion and Usolsky Horizon Top (hature shows the growth direction of distance between intrusion localization and horizon top), m; **predicted zones of oil and gas saturation (8, 9):** 8 — Mokatkon-Tanachinsky, 9 — Upper Uchaminsky; 10 — faults; 11 — wells with commercial inflows (a — gas, b — oil); 12 — deep wells; 13 — recommended locations of stratigraphic wells (1 — Upper Uchaminsky, 2 — Deltulinsky)

Помимо усольского горизонта, в Моктаконо-Таначинской зоне нефтегазоаккумуляции выявлены небольшие газоконденсатные залежи в таначинской и дельтулинской свитах. Региональной покрывкой для этих залежей служат породы летнинской свиты. Флюидоупорные свойства летнинской покрывки ухудшаются на участках, где она прорвана интрузиями. Коллекторами являются пористо-кавернозные известняки и доломиты с высокими фильтрационно-емкостными свойства-

ми. Строение ловушек блоковое, блоки ограничены дизъюнктивными нарушениями, часто залеченными дайками долеритов. В составе свободного газа, полученного при испытании скважин, содержание тяжелых УВ варьирует от 3,32 до 8,72 %, диоксида углерода — от 7,7 до 93,5 %, азота — от 1,05 до 60 %. Плотность газового конденсата варьирует от 0,7971 (скв. Таначинская-3) до 0,8336 г/см³ (скв. Моктаконская-1) и он содержит до 5,63 % серы. Из-за сложного строения ловушек оценка УВ-потенциала этого

Рис. 16. Схема прогнозных зон нефтегазоаккумуляции в таначинской и дельтулинской свитах
Fig. 16. Scheme of oil and gas accumulation zones predicted in Tanachinsky and Deltulinsky formations



комплекса при существующем уровне изученности затруднена. Основными факторами, определяющими его продуктивность, являются: наличие тектонически нарушенной положительной структуры, минимальная соленасыщенность подстилающих отложений усольского и верхней части толбачанского горизонтов, степень интродуцированности резервуара и летнинского флюидоупора. Наиболее перспективными на поиски газоконденсатных залежей в рассматриваемой зоне нефтегазоаккумуляции являются: Таначинское и Сурингдаконское куполовидные поднятия, южная часть Малкитконского и Пойменные валы (рис. 16).

Верхне-Учаминская перспективная зона нефтегазоаккумуляции намечается в истоках бассейнов рек Учамы и Юдоломо и характеризуется низкой степенью изученности. В структурно-тектоническом отношении она расположена на юго-восточном борту Тынепской впадины, с северо-запада и юго-востока контролируется глубинными разло-

мами, на других направлениях — оптимальными значениями соленасыщенности разрезов усольского горизонта (см. рис. 16). Локальный структурный план этой зоны, состав и физико-химические свойства пластовых флюидов остаются неизученными, однако общегеологические предпосылки позволяют рассчитывать на развитие здесь залежей УВ в ловушках, аналогичных Моктаконо-Таначинской зоне. Наибольший интерес с точки зрения нефтегазоносности отложений нижнего – среднего кембрия представляет северный блок Бираминского вала (см. рис. 16).

Выводы

1. В методическом отношении при проведении геолого-разведочных работ на нефть и газ в сложных геологических условиях не только Бахтинского мегавыступа, но и большинства других территорий Сибирской платформы, где геофизические методы не всегда являются эффективными, целесообразно

шире использовать комплексирование сейсморазведки с колонковым бурением на региональном, а в ряде районов и на поисково-оценочном (стадия выявления ловушек) этапах.

2. Поисковые работы для выявления и подготовки объектов под глубокое бурение целесообразно планировать не на отдельные локальные поднятия, подтверждение которых часто бывает сомнительным, а целенаправленно на объекты, расположенные в пределах перспективных зон нефтегазоаккумуляции, что обеспечит повышение успешности параметрического и поискового бурения.

3. Образование зон нефтегазоаккумуляции в отложениях нижнего – среднего кембрия Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий тесно связано с глубинными разломами, корни которых находятся в фундаменте платформы. Глубинные разломы, как правило, определяют границы фациальных замещений, зон перераспределения базитовых тел в осадочном чехле, а также структуру фундамента и являются основными миграционными системами для УВ.

4. В формировании зон нефтегазоаккумуляции кембрия важную роль играет характер распределения соленосных отложений в разрезе усольского, толбачанского горизонтов, майского яруса, а также базитовых интрузий. Представленные модели соленасыщения рассмотренных стратиграфических подразделений позволяют детализировать литолого-фациальное районирование кембрийских отложений Бахтинского мегавыступа и смежных с ним территорий.

5. Платформенный чехол, залегающий на большей части предпозднекембрийских выступов фундамента, следует относить к участкам с низкими перспективами нефтегазоносности. Напротив, краевые части выступов, сопряженные с глубинными разломами и тяготеющими к ним зонами фациального замещения, являются благоприятными для образования зон нефтегазоаккумуляции.

6. Нижне-среднекембрийский газоносный комплекс отложений в объеме дельтулинской и таначинской свит в пределах Моктаконо-Таначинской и Верхне-Учаминской перспективных зон нефтегазоаккумуляции имеет второстепенное значение по приоритетности для поисков в нем промышленных скоплений УВ.

7. Нижнекембрийский нефтегазоносный комплекс отложений в составе абакунской, марской, моктаконской, ясенгской свит является основным целевым объектом для поисковых работ в пределах названных перспективных зон нефтегазоаккумуляции в связи с оценкой их промышленного УВ-потенциала.

8. Представляется целесообразным бурение параметрических скважин в пределах Верхне-Учаминской и Моктаконо-Таначинской перспективных зон нефтегазоаккумуляции для уточнения геологического строения платформенного чехла и оценки ресурсного потенциала. Заложение скв. 1 рекомендуется в истоках р. Учамы, на Восточно-Майгунском локальном поднятии, скв. 2 — в среднем течении р. Хурингда на Дельтулинском куполовидном поднятии (см. рис. 16).

Литература

1. Шибистов Б.В., Кринин В.А., Метрикин Д.С., Михайлова З.В. К вопросу о кристаллическом фундаменте в юго-западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2017. – № 1. – С. 3–11.
2. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
3. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). – Новосибирск: СНИИГиМС, 2018. – 177 с.
4. Кринин В.А., Порозов И.И. Влияние позднепермско-раннетриасового магматизма на нефтегазовый потенциал осадочных бассейнов сибирской платформы на примере Анабаро-Хатангской седловины // Геология нефти и газа. – 2019. – № 2. – С. 25–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-25-38.

References

1. Shibistov B.V., Krinin V.A., Metrikin D.S., Mikhailova Z.V. Crystalline basement in the southwest of the Siberian platform. *Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2017;(1):3–11. In Russ.
2. Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. et al. Geologiya nefiti i gaza Sibirskoi platformy [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.
3. Mel'nikov N.V. Vend-kembriiskii solenosnyi bassein Sibirskoi platformy (stratigrafiya, istoriya razvitiya) [Vindian-Cambrian salt-bearing basin (Stratigraphy, evolution history)]. Novosibirsk: SNIIGiMS; 2018. 177 p. In Russ.
4. Krinin V.A., Porozov I.I. Influence of late Permian-early triassic magmatism on petroleum potential of sedimentary basins within the siberian platform: an example of the Anabar-Khatanga saddle. *Geologiya nefiti i gaza*. 2019;(2):25–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-25-38. In Russ.

Информация об авторах

Кринин Владимир Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,
Ведущий научный сотрудник
Красноярский отдел Новосибирского филиала
ФГБУ «ВНИГНИ»,
660000 Красноярск, пр-т Мира, д. 55
e-mail: vkrinin@vnigni.ru
ORCID: 0000-0001-6610-2884

Information about authors

Vladimir A. Krinin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher,
Krasnoyarsk Department
of All-Russian Research Geological Oil Institute Novosibirsk Branch,
55, prospekt Mira, Krasnoyarsk, 660000, Russia
e-mail: vkrinin@vnigni.ru
ORCID: 0000-0001-6610-2884



ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

19-я Северо-Каспийская региональная выставка «Атырау Нефть и Газ»

6–8 апреля 2022

Казахстан, Атырау

Подробная информация:

www.oil-gas.kz



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

EAGE



ГЕОБАЙКАЛ'22

7-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ
1 МАЯ 2022 Г.

8-12 АВГУСТА 2022 | ИРКУТСК, РОССИЯ

WWW.EAGE.ORG / WWW.EAGE.RU

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 551.14:550.83;551.24:550.83

DOI 10.31087/0016-7894-2022-1-25-30

Геодинамическая обстановка и прогноз нефтегазоносности Евлах-Агджебединского района (Азербайджан)

© 2022 г. | Б.С. Асланов¹, А.И. Худузاده², Ф.Б. Асланзаде³¹НИПИ «НефтеГаз» ГНКАР (SOCAR), Баку, Азербайджан; beyler@inbox.ru;²ПО «Азнефть» ГНКАР (SOCAR), Баку, Азербайджан; a.xuduzade@gmail.com;³Французско-азербайджанский университет (UFAZ), Баку, Азербайджан; fidan_aslanzade@mail.ru

Поступила 05.05.2021 г.

Доработана 13.05.2021 г.

Принята к печати 29.09.2021 г.

Ключевые слова: *этапы геодинамической обстановки; мезозой – кайнозой; мел; юра; пермь – триас; майкоп; чокрак; стратиграфия; литология.*

Аннотация: В статье охарактеризована геодинамическая обстановка догерцинского, герцинского и альпийского этапов, сыгравших главную роль при формировании складчатых мезозой-кайнозойских структур в окрестностях Евлах-Агджебединского нефтегазоносного района. Анализируя структурно-тектонические особенности, выявленные по материалам геолого-геофизических 3D-моделей и глубинных разрезов, региональных профилей разного направления, авторы статьи предполагают, что проявление геодинамической обстановки, установленной по геолого-геофизическим материалам в исследуемом регионе, охватывает следующие стратиграфические интервалы: пермь – триас (фундамент), юра – мел – палеоген, майкоп – миоцен, плиоцен – четвертичный. За счет выделения этих интервалов можно прогнозировать перспективы нефтегазоносности провинций. Наряду с этим, при тектоническом районировании окрестности Евлах-Агджебединского бассейна необходимо учесть результаты визуализации 3D-моделей и провести параметрическое бурение в пределах карбонатных отложений для уточнения ее состава и нефтегазоносности.

Для цитирования: Асланов Б.С., Худузاده А.И., Асланзаде Ф.Б. Геодинамическая обстановка и прогноз нефтегазоносности Евлах-Агджебединского района (Азербайджан) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 25–30. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-25-30.

Geodynamic settings and prediction of oil and gas occurrence in Yevlakh-Agdzhebedi area (Azerbaijan)

© 2022 | B.S. Aslanov¹, A.I. Khuduzade², F.B. Aslanzade³¹NIPI "NefteGaz" GNKAR (SOCAR), Baku, Azerbaijan; beyler@inbox.ru;²PO "Azneft" GNKAR (SOCAR), Baku, Azerbaijan; a.xuduzade@gmail.com;³UFAZ, Baku, Azerbaijan; fidan_aslanzade@mail.ru

Received 05.05.2021

Revised 13.05.2021

Accepted for publication 29.09.2021

Key words: *stages of geodynamic evolution; Meso-Cenozoic; Cretaceous; Jurassic; Permian-Triassic; Maykop; Chokrak; stratigraphy; lithology.*

Abstract: The article discusses geodynamic setting of the pre-Hercynian, Hercynian and Alpine stages, which played key role in the formation of folded Meso-Cenozoic structures in the vicinity of the Yevlakh-Agdzhebedi Petroleum Region. Analyzing structural and tectonic features identified in geological and geophysical 3D models, deep sections, and multidirectional regional survey lines, the authors assume geodynamic situation revealed from geological and geophysical materials in the region affects the following stratigraphic intervals: Permian-Triassic (Basement), Jurassic-Cretaceous-Paleogene, Maykop-Miocene, and Pliocene-Quaternary. By identifying these intervals, it is possible to globally predict the petroleum potential of the provinces. At the same time, tectonic zoning in the vicinity of the Yevlakh-Agdzhebedinsky basin must take into account the results of 3D models visualization, and parametric drilling within the carbonate deposits should be carried out to clarify their composition and oil and gas content.

For citation: Aslanov B.S., Khuduzade A.I., Aslanzade F.B. Geodynamic settings and prediction of oil and gas occurrence in Yevlakh-Agdzhebedi area (Azerbaijan). *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(1):25–30. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-25-30. In Russ.

Введение

В развитии и формировании складчатых поясов земной коры, в том числе и в окрестности Евлах-Агджебединского нефтегазоносного района (НГР), в эволюции геодинамических обстановок

исследователи выделяют три этапа: догерцинский, герцинский и альпийский.

По мнению большинства исследователей, на догерцинском этапе, который охватывает рифей и нижний палеозой, в исследуемом регионе господ-

ствовал геосинклинальный режим. В докембрии земная кора подвергалась вертикальному складкообразованию, которое повторилось и в каледонскую эпоху. С этой эпохой связано также возникновение многочисленных интрузий, существенно осложнивших геологическое строение земной коры в окрестности Евлах-Агджебединского мезозойского бассейна [1–3].

На этапе *герцинской* складчатости (пермь – триас) в окрестностях современной территории Евлах-Агджебединского НГР все геодинамические процессы способствовали образованию системы субширотных геосинклинальных прогибов под влиянием глобальных сжимающих сил между Аравийским синтаксисом и Европейской платформой. В мезозое геосинклинальные прогибы были разбиты разломами на множество узких грабенов, в которых накапливались осадочные терригенные и вулканогенные отложения [1–3].

Альпийский этап (юра – мел) характеризуется двумя циклами: раннеальпийским и позднеальпийским.

Раннеальпийский цикл формирования Кавказа начинается с юрского периода. На ранних этапах складкообразования территория подвергалась значительному опусканию и морской трансгрессии по осям двух синклинальных зон. Одна зона протягивалась вдоль южного склона Большого Кавказа, охватывая и территорию Евлах-Агджебединского региона. Вторая зона (Малокавказская) располагалась почти параллельно первой [1–3].

Позднеальпийский этап (палеоген-четвертичный) включает два временных интервала. В течение первого (палеоген) Кавказ превратился в обширный остров, слабо подверженный эрозионным процессам. На месте геосинклинали сформировалась единая обширная геоантиклиналь, т. е. область погружения стала областью поднятия. Малокавказская геосинклиналь и современная территория Евлах-Агджебединского НГР превратились в зоны погружений и быстро заполнялись грубообломочным материалом. Об этом свидетельствуют толщи конгломератов в предгорьях Большого Кавказа мощностью до 2 км. Древние поверхности выравнивания оказались приподнятыми и расчлененными глубокими ущельями [1–3].

Геологическая модель территории

Куринская межгорная впадина, в центре которой расположен Евлах-Агджебединский НГР, сформировалась в позднеальпийскую стадию тектонического развития, точнее в олигоцене [1–3]. В консолидированном фундаменте региона наблюдается ступенчатый спуск в направлении с северо-запада на юго-восток. Кайнозойские трансгрессивные комплексы, залегающие на протяжении геологической эволюции на поверхности пластовых отложений, непривычным образом перекрывают мезозойский структурный комплекс [4–10].

По результатам комплексных сейсмических и гравимагнитометрических геофизических работ, проведенных в 2012, 2014, 2017–2019 гг. Производственным Отделением Разведочной Геофизики (ПОРГ, SOCAR) и фирмой ConocoPhillips (США) на региональных профилях, построена структурная карта по размытой поверхности верхнемеловых отложений. На основе этой же карты составлены 3D-модели (рис. 1, 2) в программных комплексах Surfer (Golden Software) и Petrel (Schlumberger). Для построения 3D-модели поверхности верхнемеловых отложений в программе Surfer (Golden Software) исходным материалом послужил точечный массив данных окрестности Евлах-Агджебединского НГР.

Закавказский прогиб, простирающийся с северо-запада на юго-восток, состоит из нескольких ответвлений, отделяется от Евлах-Агджебединского прогиба карбонатной платформой (см. рис. 1, 2).

Для наглядного представления отображений геодинамической обстановки по геолого-геофизическим материалам на окрестности Евлах-Агджебединского НГР составлен ряд глубинных геолого-геофизических разрезов, выполненных на основе региональных геофизических профилей, отработанных в 2012–2019 гг. (см. рис. 1). Глубинные геолого-геофизические разрезы по двум поперечным профилям 1702–1906 и 1401–1912, расположенным в юго-западном и северо-восточном направлениях в окрестности Евлах-Агджебединского НГР, приведены на рис. 3. Юго-восточные части этих разрезов опубликованы в работе [10]. В связи тем, что в 2019 г. комплексные региональные геофизические (сейсмогравимагнитометрические) работы были продлены до южного склона Больших Кавказских гор, здесь добавлена северо-восточная часть разреза, относящаяся к южному склону Больших Кавказских гор. Разрезы, которые являются продолжением профилей 2014 и 2017 гг., приведены в данной статье.

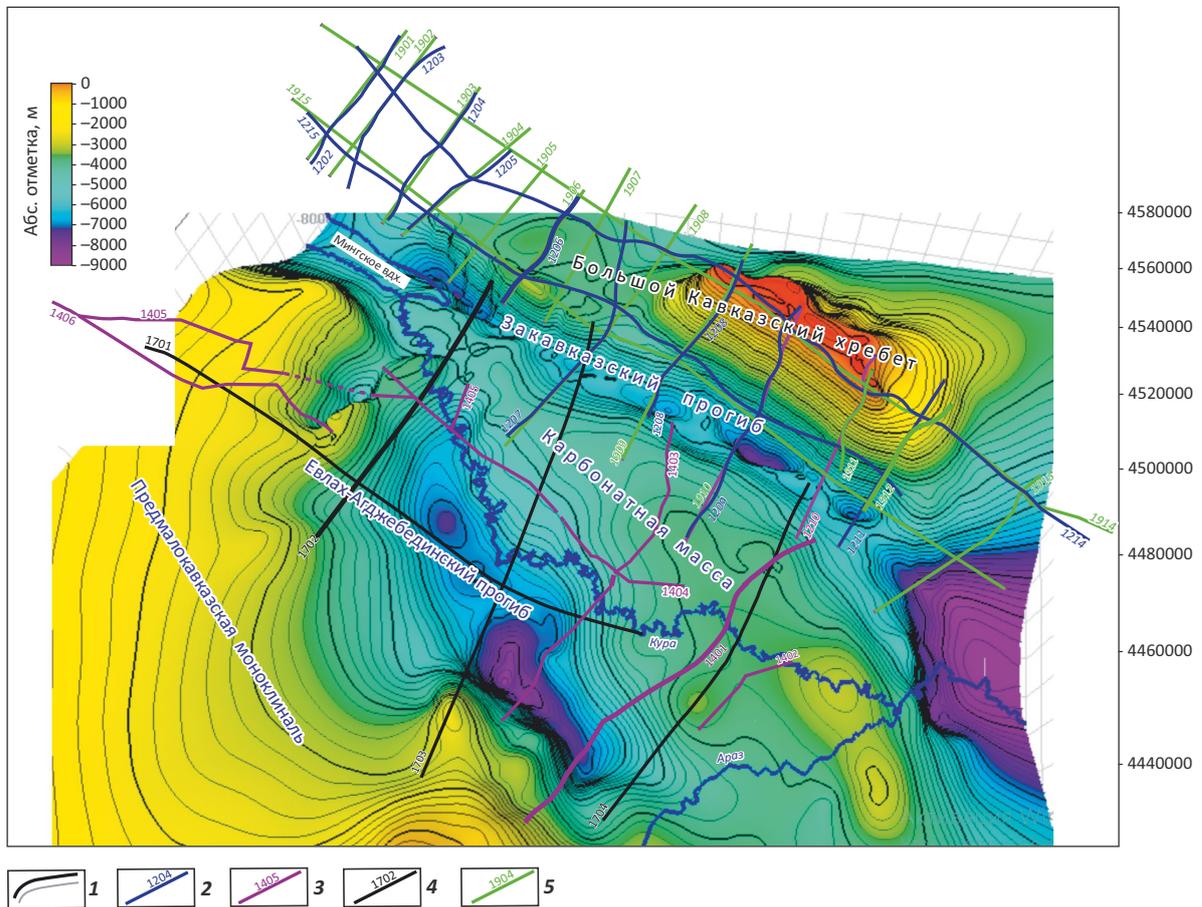
Геодинамические обстановки, выявленные по геолого-геофизическим материалам

На геологических 3D-моделях (см. рис. 1, 2), составленных в программах Surfer и Petrel, выделяются следующие тектонические единицы: Большой Кавказский хребет, Закавказский прогиб (Большой Кавказ), карбонатная платформа, Евлах-Агджебединский прогиб, Предмалокавказская моноклиналь.

Закавказский и Евлах-Агджебединский прогибы разделены сложнопостроенной карбонатной платформой, которая подробно и достаточно обоснованно охарактеризована в работе [10]. Там отмечено, что литологический состав этого тектонического элемента остается до конца не выясненным из-за отсутствия данных бурения на карбонатные отложения. Но, судя по скважинным данным, полученным для карбонатного комплекса верхнемеловых отложений на соседних площадях Сорсор,

Рис. 1. Схема расположения региональных геофизических профилей и 3D-модель структурной карты по размытой поверхности верхнемеловых отложений (по данным Производственного Отделения Разведочной Геофизики (ПОРГ, SOCAR, Азербайджан; ConocoPhillips, США)); модель составлена Ф.Б. Асланзаде в программе «PETREL» и «Schlumberger»

Fig. 1. Location map of regional geophysical survey lines and 3D model of depth map over the eroded Upper Cretaceous surface (according to the Operating Department of Exploration Geophysics (PORG, SOCAR, Azerbaijan; ConocoPhillips, USA)); the model is created by F.B. Aslanzadeh in PETREL software system (Schlumberger Company)



1 — изолинии структурной карты; комплексные геофизические профили разных лет (2-5): 2 — 2012 г., 3 — 2014 г., 4 — 2017 г., 5 — 2019 г.

1 — contour lines of depth map; multimethod geophysical survey lines of different years (2-5): 2 — 2012, 3 — 2014, 4 — 2017, 5 — 2019

Гараджалы и др., расположенных в пределах этой платформы, можно предположить, что в ее составе преобладают карбонатные породы. Поэтому она названа авторами статьи «карбонатная масса».

Северо-западные части этой карбонатной массы и Евлах-Агджебединского прогиба осложнены Шемкирским валом. Точнее, названный прогиб разделен на две «котловины» — Дуздагский синклиниорий и глубокую (центральную) часть Евлах-Агджебединского прогиба. Можно предположить, что Дуздагский синклиниорий является северо-западным ответвлением Евлах-Агджебединского прогиба. Дуздагский синклиниорий и Шемкирский вал (рис. 3 А). Там же изображен разрез, демонстрирующий Айрын-Агджебединский вал и глубокую часть Евлах-Агджебединского прогиба (см. рис. 3 В). На обоих разрезах также видно резкое отличие структурно-тектонической складчатости южного склона

Больших Кавказских гор с шовным разломом от северо-восточной части Евлах-Агджебединского НГР.

Прогноз нефтегазоносности

Известно, что в нефтегазовой геологии происходит научная революция. На смену остро конкурировавшим органической и неорганической гипотезам происхождения нефти и газа приходит биосферная концепция нефтегазообразования. По этой концепции нефть и газ относятся к полезным ископаемым планеты, пополняемым при эксплуатации месторождений, а сами месторождения считаются ловушками подвижного углерода, циркулирующего через земную поверхность. В настоящее время можно считать твердо установленным фактом, что основным механизмом образования нефти и газа в недрах является поликонденсационный синтез УВ. Нельзя отрицать роль геодинамической обстановки в этом синтезе.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. 3D-визуализация структурной карты по размытой поверхности верхнемеловых отложений (по данным Производственного Отделения Разведочной Геофизики (ПОРГ, SOCAR, Азербайджан; ConocoPhillips, США)); модель составлена Ф.Б. Асланзаде в программе «SURFER»

Fig. 2. 3D visualization of depth map over the eroded Upper Cretaceous surface (according to the Operating Department of Exploration Geophysics (PORG, SOCAR, Azerbaijan; ConocoPhillips, USA)); the model is created by F.B. Aslanzadeh in Surfer software system

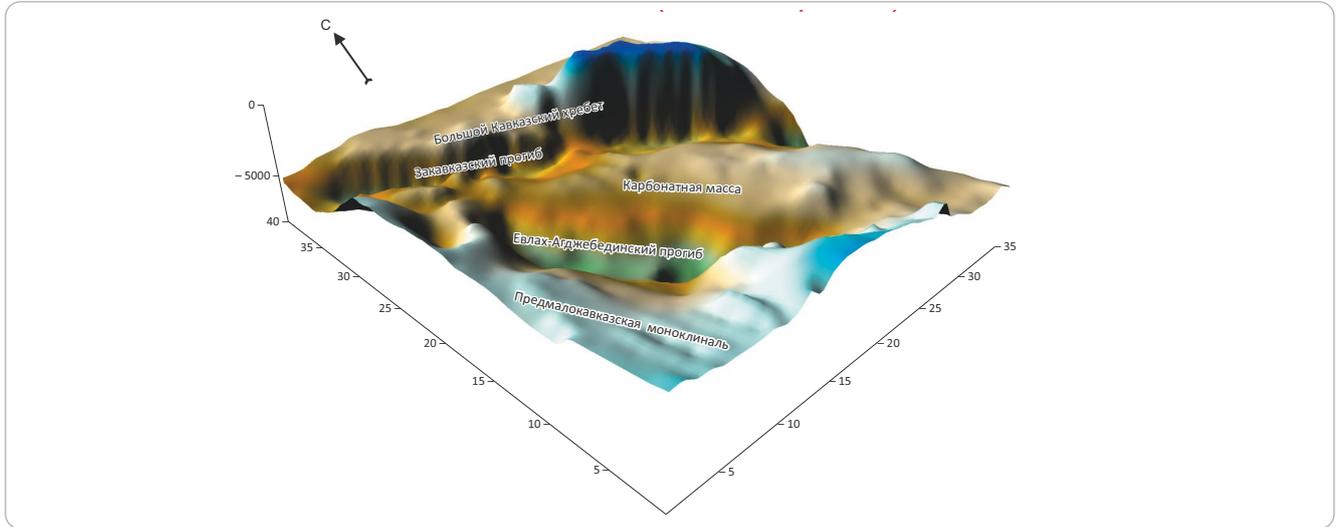
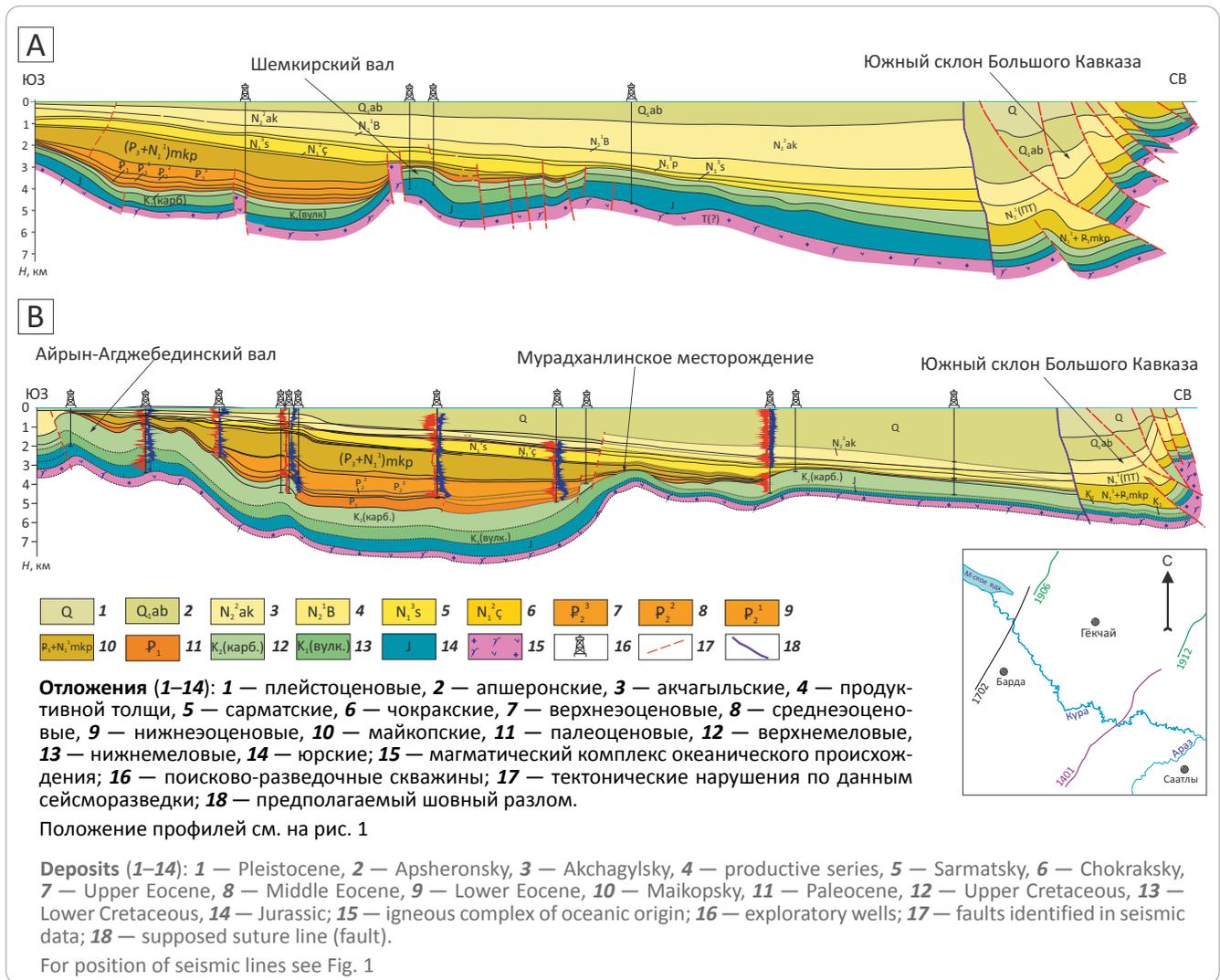


Рис. 3. Глубинные геолого-геофизические разрезы по профилям 1702–1906 (А) и 1401–1912 (В)

Fig. 3. Deep geological and geophysical cross-sections along 1702–1906 (A) and 1401–1912 (B) lines



Согласно геодинамической модели нефтегазообразования, наиболее благоприятные условия для формирования нефтяных и газовых месторождений создаются в подвижных зонах земной коры, особенно в зонах пассивных континентальных окраин, характеризующихся слабой сейсмичностью, наличием глубинных разломов, развитием субдукционных и рифтогенных процессов [11]. По анализу, выполненному в работе [10], Евлах-Агджебединский прогиб и является пассивной окраинной частью океана Тетис (см. рис. 3) [10]. Анализируя 3D-модели (см. рис. 1, 2), даже при визуальном просмотре явно отмечается, что Евлах-Агджебединский прогиб отличается от Закавказского простиранием и геометрией. Возможно, прежде всего, это связано с изменением геодинамической обстановки. Можно предполагать, что образование карбонатного массива и послужило причиной вышеуказанного отклонения. Судя по геометрической форме и вышеотмеченной сложной конфигурации (узкие и глубокие прогибы-ответвления в виде цепочки и т. д.), Закавказский прогиб не может считаться нефтегазоносной провинцией. Но Евлах-Агджебединский прогиб имеет вид сложной котловины, деформированной латерально сжимающими и вертикальными тектоническими силами. Сравнение Нафталанского и Мурадханлинского нефтяных месторождений, расположенных на разных склонах Евлах-Агджебединского прогиба, может служить аргументом для прогнозирования крупных провинций нефти и газа [12].

По результатам анализа глубинных разрезов поперечного и продольного направлений, расположенных в окрестности Евлах-Агджебединского НГР, авторы статьи предположительно выделяют четыре характерных ритма складкообразования, выраженных в резком изменении мощности и залегании слоев, простирании разломов как по глубине, так и в латеральных направлениях, а также в изменении амплитуд дизъюнктивных нарушений (см. рис. 3) [10].

Следует также отметить, что в динамических картинах профилей, на основании которых составлены указанные глубинные разрезы, фундамент (пермь – триас) также выражен хаотичной сетью

тектонических нарушений и сложным залеганием магматического комплекса океанического происхождения. Это свидетельствует о преобладании вертикальных тектонических сил на данном этапе. Однако в начале следующего этапа (юра – мел – палеоген) влияние латеральных процессов возросло и магма продвинулась к поверхности земной коры. Об этом свидетельствует расположение гедекбозской и агджебединской погребенных масс [10]. Майкоп-миоценовый период выделяется характерной складчатостью. Судя по толщине и залеганию слоев майкопского комплекса, осадконакопление в данный период продолжалось дольше, что обусловило формирование следующего этапа геодинамической обстановки. Начиная с плиоцена до настоящего времени продолжается стабильный этап геодинамической обстановки (плиоцен-четвертичный).

Таким образом, по исследованиям авторов статьи, этапы складкообразования охватывают следующие временные интервалы: пермь – триас (фундамент), юра – мел – палеоген, майкоп – миоцен, плиоцен – четвертичный.

Выводы

В результате анализа региональных геолого-геофизических материалов можно рекомендовать следующие шаги при дальнейших исследованиях:

- геофизические наблюдения в этом регионе по возможности следует провести по густой сети профилей;
- для уточнения шовного разлома, резко ограничивающего Большие Кавказские горы от окружающей среды, необходимы высокоточные геофизические исследования;
- при тектоническом районировании окрестности Евлах-Агджебединского региона необходимо учесть результаты визуализации 3D-моделей;
- осуществить параметрическое бурение в пределах карбонатной массы для уточнения ее состава и нефтегазоносности.

Литература

1. Хаин В.Е., Ломидзе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. – М.: Недра, 2010. – 356 с.
2. Хаин В.Е., Полетаев А.И. Ротационная тектоника Земли // Наука в России. – 2007. – № 6. – С. 14–21.
3. Хаин В.Е., Попков В.И., Чехович П.А. Принципиальные вопросы тектоники Каспийского нефтегазоносного мегабассейна // Геология, география и глобальная энергия. – 2005. – № 1. – С. 41–43.
4. Гусейнов А.Н. Поиски нефти в мезозойских отложениях Азербайджана // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1978. – № 2. – С. 8–15.
5. Кочарли Ш.С. Проблемные вопросы нефтегазовой геологии Азербайджана. – Баку: Ганун, 2015. – 280 с.
6. Салманов А.М., Юсифов Х.М. К перспективам нефтегазоносности северо-восточного борта Евлах-Агджебединского прогиба // Научные труды НИПИ НЕФТЕГАЗ ГНКАР. – 2013. – № 2. – С. 6–12. DOI: 10.5510/OGP20130200149.
7. Сулейманов А.М. Палеогеолого-географические условия формирования неантиклинальных ловушек в Азербайджане // Геолог Азербайджана. – 2003. – № 8. – С. 48–62.
8. Юсифзаде Х.Б. Нефтегазogeологическое районирование и рациональный комплекс поисково-разведочных работ в Азербайджане // Геология нефти и газа. – 1987. – № 3. – С. 6–16.

9. Юсифов Х.М., Рзаев М.А., Сулейманов А.М., Зейналов Р.Л. К вопросу нефтегеологического районирования территории Азербайджана по мезозойскому нефтегазонасному комплексу // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1993. – № 4. – С. 3–12.
10. Асланов Б.С., Худуззаде А.И., Асланзаде Ф.Б. Новые данные о глубинной складчатости отложений мезозоя (на примере Евлах-Агджабединского прогиба, Азербайджан) // Геология нефти и газа. – 2020. – № 3. – С. 19–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-19-28.
11. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере // Геология нефти и газа. – 1998. – № 10. – С. 1–8.
12. Klosterman M.J., Abrams M.A., Aleskerov E.A. et al. Hydrocarbon systems of the Evlach-Agdjbedi Depression // Geologist of Azerbaijan. – 1997. – № 1. – С. 90–120.

References

1. Khain V.E., Lomidze M.G. Geotektonika s osnovami geodinamiki [Geotectonics and basic concepts of geodynamics]. Moscow: Nedra; 2010. 356 p. In Russ.
2. Khain V.E., Poletaev A.I. Rotatsionnaya tektonika Zemli [Rotational tectonics of the Earth]. *Nauka v Rossii*. 2007;(6):14–21. In Russ.
3. Khain V.E., Popkov V.I., Chekhovich P.A. Printsipial'nye voprosy tektoniki Kaspiiskogo neftegazonosnogo megabasseina [Issues of principle in Caspian Petroleum Megabasin tectonics]. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya*. 2005;(1):41–43. In Russ.
4. Guseinov A.N. Poiski nefiti v mezozoiskikh otlozheniyakh Azerbaidzhana [Oil exploration in Mesozoic series of Azerbaijan]. *Azerbaidzhanskoe Neftyanoe Khozyaistvo*. 1978;(2):8–15. In Russ.
5. Kocharli Sh.S. Problemnye voprosy neftegazovoi geologii Azerbaidzhana [Outstanding geopetroleum issues in Azerbaijan]. Baku: Ganun; 2015. 280 p.
6. Salmanov A.M., Yusifov Kh.M. K perspektivam neftegazonosnosti severo-vostochnogo borta Evlakh-Agdzhabedinskogo progiba [To petroleum prospects of a northeast board Yevlakh-Agdzhabedy depression]. *Nauchnye trudy NIPi NEFTEGAZ GNKAR*. 2013;(2):6–12. DOI: 10.5510/OGP20130200149. In Russ.
7. Suleimanov A.M. Paleogeologo-geograficheskie usloviya formirovaniya neantiklinal'nykh lovushek v Azerbaidzhane Paleogeological and geographical settings of non-anticlinal traps formation in Azerbaijan]. *Geolog Azerbaidzhana*. 2003;(8):48–62. In Az.
8. Yusifzade Kh.B. Neftegeologicheskoe raionirovanie i ratsional'nyi kompleks poiskovo-razvedochnykh rabot v Azerbaidzhane [Petroleum zoning and reasonable package of exploration activities in Azerbaijan]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1987;(3):6–16. In Russ.
9. Yusifov Kh.M., Rzaev M.A., Suleimanov A.M., Zeinalov R.L. K voprosu neftegeologicheskogo raionirovaniya territorii Azerbaidzhana po mezozoiskomu neftegazonosnomu kompleksu [More on the petroleum zoning of Azerbaijan territory in the Mesozoic play]. *Azerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo*. 1993;(4):3–12. In Az.
10. Aslanov B.S., Khuduzade A.I., Aslanzade F.B. New data on deep-seated folding of Mesozoic series (by the example of Yevlakh-Agdzhabedinsky Trough, Azerbaijan). *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(3):19–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-19-28. In Russ.
11. Gavrilov V.P. Geodinamicheskaya model' neftegazoobrazovaniya v litosfere [Geodynamic model of oil and gas generation in lithosphere]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1998;(10):1–8. In Russ.
12. Klosterman M.J., Abrams M.A., Aleskerov E.A. et al. Hydrocarbon systems of the Evlach-Agdjbedi Depression. *Geologist of Azerbaijan*. 1997;(1):90–120.

Информация об авторах

Асланов Бегляр Сулейман оглы

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
руководитель лаборатории
НИПИ «НефтеГаз» ГНКАР (SOCAR),
AZ1012 Азербайджан, Баку, пр-кт Гасан-бека Зардаби, д. 88А
e-mail: beyler@inbox.ru
ORCID ID: 0000-0001-5530-0682

Худуззаде Арастун Исмайл оглы

Доктор философии по наукам о Земле,
начальник отдела
ПО «Азнефть» ГНКАР (SOCAR),
AZ1012 Азербайджан, Баку, пр-кт Гасан-бека Зардаби, д. 88А
e-mail: a.xuduzade@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-2334-6886

Асланзаде Фидан Бегляр кызы

Координатор
Французско-азербайджанский университет (UFAZ),
AZE1000 Азербайджан, Баку, ул. Низами, д. 183
e-mail: fidan_aslanzade@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-5425-8336

Information about authors

Hi Baylar Aslanov

Doctoral of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor, Head of Laboratory
NIPi "NefteGaz" GNKAR (SOCAR),
88A, Zardabi pr, Baku, AZ1012, Azerbaijan
e-mail: beyler@inbox.ru
ORCID ID: 0000-0001-5530-0682

Hi Arastun Khuduzade

PhD in Geosciences,
Head of Department
PO "Azneft" GNKAR (SOCAR),
88A, Zardabi pr, Baku, AZ1012, Azerbaijan
e-mail: a.xuduzade@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-2334-6886

Hi Fidan Aslanzade

Coordinator
French-Azerbaijani University,
183, Nizami Str. Baku, AZE1000 Azerbaijan,
e-mail: fidan_aslanzade@mail.ru
ORCID ID: 0000-0002-5425-8336

УДК 553.982.2, 550.812.14, 550.8.011, 550.8.013

DOI 10.31087/0016-7894-2022-1-31-47

Аналитический обзор механизмов формирования залежей с наклонными контактами углеводородов

© 2022 г. | Е.А. Щергина, А.Б. Сметанин, В.Г. Щергин

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия; ScherginaEA@tmn.lukoil.com; SmetaninAB@tmn.lukoil.com; ShcherginVG@tmn.lukoil.com

Поступила 16.09.2021 г.

Доработана 22.10.2021 г.

Принята к печати 01.11.2021 г.

Ключевые слова: залежь; наклонный водонефтяной контакт; гидродинамический поток; капиллярное давление; капиллярные барьеры; неоднородность пласта; неотектонические движения.

Аннотация: Положение уровня водонефтяного контакта является одним из важнейших факторов при определении геометрии залежей, влияющей на величину запасов и оценку ресурсов, стратегию разведки и разработки. Понимание механизмов формирования наклонных контактов углеводородов непосредственно влияет на определение типа залежи, ее геометрию, величину запасов и ресурсов, на подходы к оценке и прогнозированию перспектив нефтеносности залежей, а также на размещение скважин, выбор оптимальной системы разработки. В статье обобщены факторы, влияющие на формирование залежей с наклонными водонефтяными контактами. Рассмотрены механизмы образования наклонных водонефтяных контактов на основе данных гидродинамики флюидонасыщенной системы, геологической неоднородности пласта, влияния неотектонических процессов. Учет механизмов действия различных физических и химических факторов на распределение углеводородов на основе методики динамического анализа капиллярно-гравитационного равновесия позволяет корректно решать задачу выбора геометрии залежей со сложной поверхностью водонефтяного контакта. Это, в свою очередь, позволяет минимизировать риски при выборе технологических решений, планомерно реализовывать программу геолого-разведочных работ.

Для цитирования: Щергина Е.А., Сметанин А.Б., Щергин В.Г. Аналитический обзор механизмов формирования залежей с наклонными контактами углеводородов // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 31–47. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-31-47.

Analytical overview of formation mechanisms of deposits with tilted oil-water contacts

© 2022 | E.A. Shchergina, A.B. Smetanin, V.G. Shchergin

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch, Tyumen, Russia; ScherginaEA@tmn.lukoil.com; SmetaninAB@tmn.lukoil.com; ShcherginVG@tmn.lukoil.com

Received 16.09.2021

Revised 22.10.2021

Accepted for publication 01.11.2021

Key words: reservoir; tilted oil-water contact; hydrodynamic flow; capillary pressure; capillary barriers; reservoir heterogeneity; neotectonic movements.

Abstract: The position of the oil-water contact level is one of the most important factors in determining the geometry of deposits, affecting the value of reserves and resource estimate, exploration and development strategy. Understanding the mechanisms of formation of inclined hydrocarbons contacts will directly affect the assessment of the reservoir type, its geometry, the amount of reserves and resources, approaches to assessing and predicting the prospects of oil-bearing deposits, as well as the placement of wells, the choice of optimal development technology. The article summarizes the factors affecting the formation of deposits with tilted oil-water contact. The mechanisms of tilted oil-water contact formation are considered based on hydrodynamic process, geological heterogeneity of the reservoir, the influence of neotectonic processes. Taking into account the mechanisms of action of various physical and chemical factors in the distribution of hydrocarbons based on the method of dynamic analysis of capillary-gravitational equilibrium makes it possible to correctly solve the problem of substantiating the deposits modelling with a complicated surface of water-oil contact. This, in turn, will allow minimizing risks when choosing technological solutions, and systematically implementing a geological exploration program.

For citation: Shchergina E.A., Smetanin A.B., Shchergin V.G. Analytical overview of formation mechanisms of deposits with tilted oil-water contacts. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(1):31–47. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-31-47. In Russ.

Введение

Характеристики распределения уровней контактов флюидов в залежах являются основой при разведке, разработке и оценке запасов углеводородов (УВ).

Классическая теория распределения в пласте флюидов заключается в том, что они контролируются разницей плотностей, причем УВ всегда находятся в верхней части резервуара, вода — подстилает резервуар,

Рис. 1. Примеры залежей с наклонными контактами и их распространение [3]
Fig. 1. Examples of tilted oil-water contact reservoirs and their distribution [3]



а контакт под гидростатическим давлением — идеально горизонтален. Но в реальных геологических условиях модель распределения флюидов и положение контактов могут оказаться более сложными, чем описанные в классической теории. На положение уровня водонефтяного контакта (ВНК) оказывает влияние значительное число различных факторов, таких как воздействие гидродинамики, неоднородность резервуара, тектонические движения и пр. Каждое месторождение нефти имеет свои уникальные геологические условия, тем самым создавая огромные различия характера распределения УВ в залежи.

Проведенные работы по изучению особенностей строения и нефтеносности отложений показали, что имеется значительное число примеров залежей с наличием наклонных поверхностей ВНК. В зарубежных публикациях приводятся примечательные примеры залежей с наклонными контактами на нефтяных месторождениях Персидского залива (Хабберт, 1967; Пелисье и др., 1980; Уэллс, 1987), Алжира (Chiarelli, 1978), на многих бассейнах Северной Америки (Berg et al., 1994; Moore, 1984), в Венесуэле (Hubbert, 1967), в Северном море (Megson, 1992; Thomasen, Jacobsen, 1994), в Китае (Huo Yonglu, 1989; Wang Zhixin, Zhang Yiwei, 2000) [1–3] (рис. 1). Имеются публикации о наклонных контактах УВ на Сахалине [4], в Восточной Сибири [5, 6]. Изучением залежей с наклонными контактами занимаются на территории Западной Сибири [7–15].

Проведенные работы по изучению особенностей строения и нефтеносности отложений показали, что для залежей характерно наличие наклонных поверхностей ВНК, при этом наиболее значимые

изменения уровня ВНК наблюдаются для крупных залежей [12, 13, 15].

Несмотря на то, что углы наклона поверхности ВНК невелики, в основном не превышают 2° , влияние на крупное месторождение с большой площадью нефтеносности может быть весьма значительным. В статье [1] рассмотрены примеры наклонных ВНК и значений углов наклона для различных нефтегазоносных бассейнов мира (рис. 2).

Аналогичная схема сопоставления значений углов наклона ВНК и градиентов выполнена для месторождений, расположенных на территории России (рис. 3, таблица). Часть информации взята из публикаций, посвященных изучению особенностей положения ВНК залежей. Остальная часть данных подготовлена авторами статьи по результатам создания моделей геологического строения залежей отдельных районов Западной Сибири. Так, в Широтном Приобье Западной Сибири проведены региональные работы с высокой степенью детализации, направленные на изучение особенностей строения и нефтеносности неокомского и юрского комплексов. Региональная карта поверхности ВНК пласта Ю₁ представлена на рис. 4.

Резервуар с наклонным ВНК имеет уникальный механизм образования. Существует много как отечественных, так и зарубежных исследований по характеристикам развития, распределения и механизмам образования наклонного ВНК. Различные варианты понимания механизма его распространения и формирования непосредственно влияют на определение типа залежи, ее геометрию, оценку запасов, а также на размещение скважин, оптимизацию разработки.

Рис. 2. Примеры наклонных ВНК и значений углов наклона для различных нефтегазоносных бассейнов мира [1]
Fig. 2. Global examples of hydrodynamically tilted oil-water contacts and their relative orders of magnitude [1]

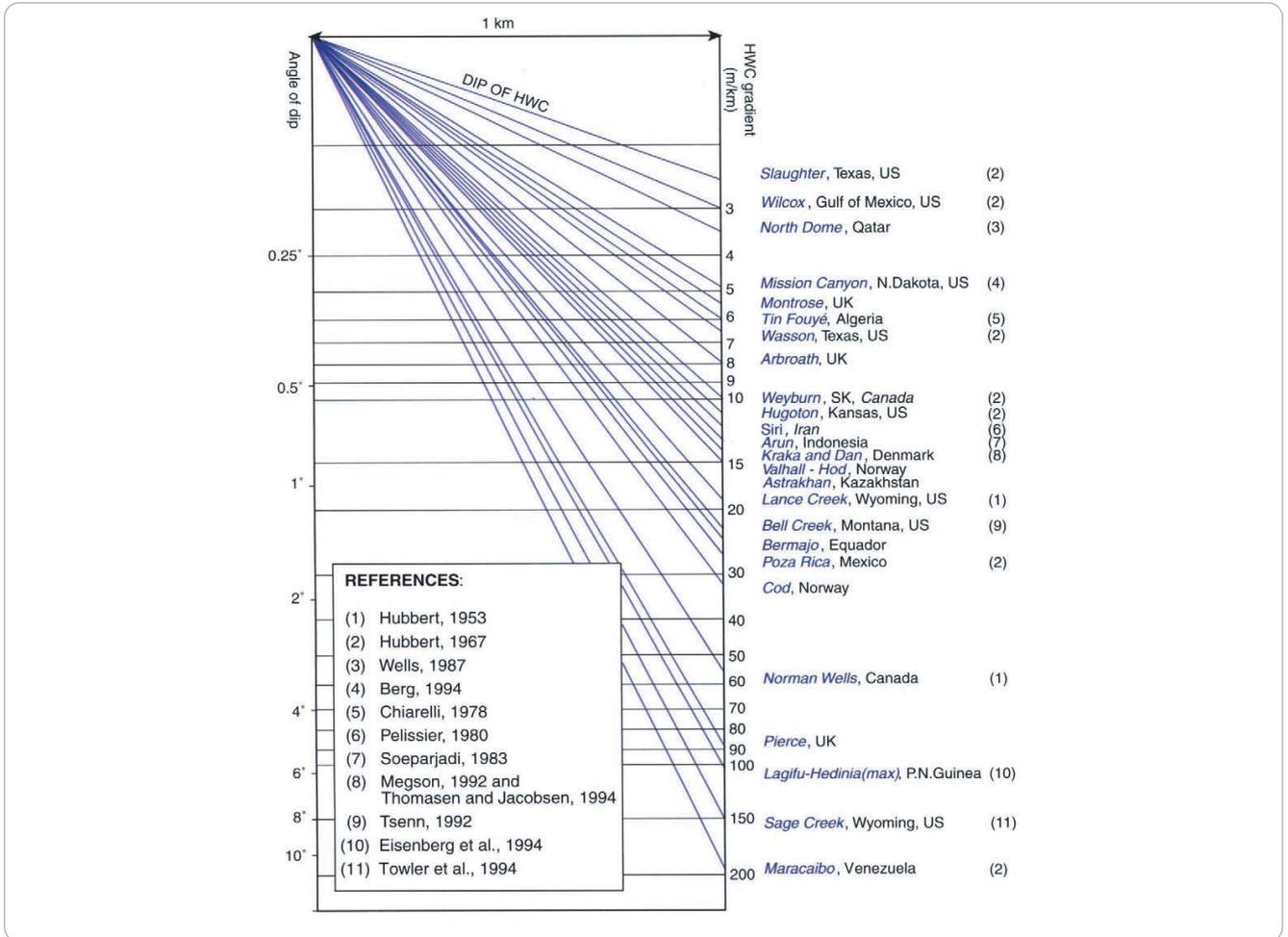


Рис. 3. Примеры наклонных ВНК и значений углов наклона на месторождениях России (см. таблицу)
Fig. 3. Russian examples of hydrodynamically tilted oil-water contacts and their relative orders of magnitude (see table)

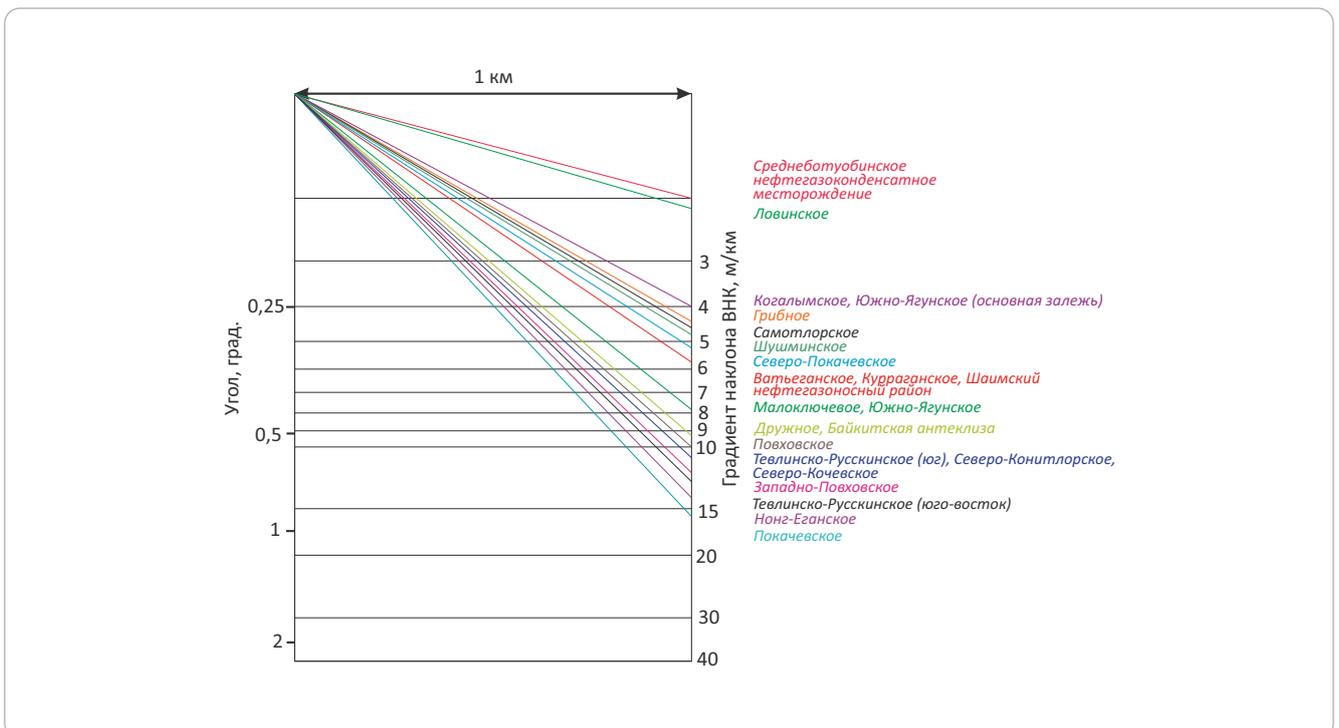




Таблица. Характеристика наклонных ВНК
Table. Characteristics of tilted oil-water contact

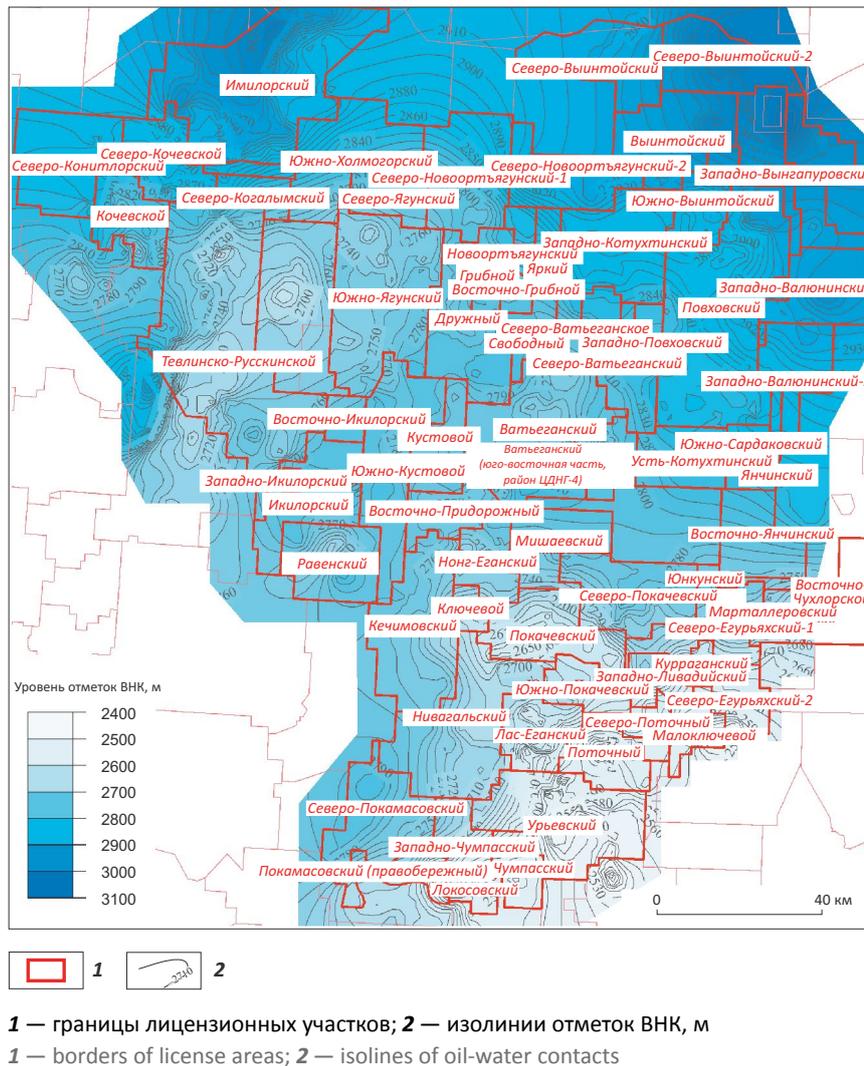
Номер	Месторождение	Страна, район	Пласт	Угол наклона ВНК, град.		Градиент наклона ВНК, м/км	Изменение отметок ВНК, м		Перепад отметок ВНК, м	Направление погружения	Основные причины наклона ВНК	Литературные источники
				средний	максимальный		минимум	максимум				
<i>Широтное Приобье</i>												
1	Ватъганское (основная залежь)	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,4	2,1	5,8	-2758	-2836	78	С-Ю	Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), палеотектоника	
2	Северо-Покачевское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,4	1,8	5,2	-2720	-2788	68	ЮВ-СЗ	Капиллярный барьер 1-го рода, наличие пропластков внутри резервуара, палеотектоника	
3	Малоклочное	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,45		7,9	-2540	-2602	62	СЗ-ЮВ	Капиллярный барьер, палеотектоника	
4	Грибное	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,25		4,4	-2763	-2811	48	СВ-ЮЗ	ФЕС, палеотектоника	
5	Основная залежь Восточно-Придорожное + Нонг-Еганское + Кечимовское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,69	4,6	5,6	-2697	-2792	95	В-З	ФЕС, палеотектоника	
6	Нонг-Еганское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,73	3,3	14,5	-2715	-2753	38	Ю-С	ФЕС, палеотектоника, вертикальная неоднородность	
7	Курраганское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,65	2,7	5,9	-2587	-2666	79	Ю-С	Капиллярный барьер, палеотектоника	
8	Покачевское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,57	3,7	15,5	-2627	-2720	93	Ю-С	ФЕС, палеотектоника	
9	Западно-Повховское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,59	3,6	12,1	-2800	-2839	39	3-В	ФЕС, палеотектоника	
10	Дружное	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,82	4,2	9,3	-2757	-2806	49	С-Ю и ЮЗ-ЮВ	ФЕС, палеотектоника	
11	Повховское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,63	3,2	10	-2835	-2888	53		ФЕС, палеотектоника	
12	Южно-Ягунское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,59	4,6	7,9	-2704	-2766	62	От центра на С-В и Ю-З	ФЕС, палеотектоника	



Номер	Месторождение	Страна, район	Пласт	Угол наклона ВНК, град.		Градиент наклона ВНК, м/км	Изменение отметок ВНК, м		Перепад отметок ВНК, м	Направление погружения	Основные причины наклона ВНК	Литературные источники
				средний	максимальный		минимум	максимум				
Широтное Приобье												
13	Основная залежь Южно-Ялуцкое	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,35	2,1	3,9	-2724	-2756	32		ФЕС, палеотектоника	
14	Тевлинско-Русскинское (юг)	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,74	6,3	10,9	-2660	-2760	100		ФЕС, капиллярные барьеры	
15	Тевлинско-Русскинское (юго-восток)	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,8	2,8	12,7	-2721	-2789	68		ФЕС, палеотектоника	
16	Северо-Конитлорское и Северо-Кочевское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,53	4,5	10,7	-2829	-2906	77		ФЕС, капиллярные барьеры	
17	Когалымское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁ ¹	0,23		4	-2710	-2740	30		Капиллярный барьер 1-го рода, микroneоднородность продуктивного пласта, который возникает на стыках разнопоровых фаций	[16]
18	Самотлорское	Россия, ХМАО	ЮВ ₁	0,26		4,5	-2303	-2507	204		Неоднородность, эпигенетические преобразования, тектонический фактор, неотектонические процессы	[8]
Шалинский НГР							-1406... -1411	-2305	898	Ю3-СВ		
19	Ловинское	Россия, ХМАО	Ю ₆	0,12		2,1	-2130	-2165	35	Ю3-СВ	Региональный тренд ВНК, тектонические блоки	[11]
20	Шушимское месторождение	Россия, ХМАО	T ₁ и T ₂	0,28		4,8	-1840	-1933	93	3-В		
21	Среднеботубинское НГКМ	Россия, Восточная Сибирь, Мирнинский район Якутии	Ботубинский горизонт	0,11		2	-1564	-1580	16	С3-ЮВ	Неотектонические движения, в приконтактной зоне устанавливается нефтяной слой с повышенной вязкостью	[6]
22	Байкитская антеклиза (восточный склон)	Россия, Восточная Сибирь	Ванаварская свита	0,52		9,1	-2300	-2600	300		Многочисленные тектонические перестройки; вторичные изменения литологического состава и структуры пород, свидетельствующие о разрушении и неоднократном перереформировании залежи	[5]
23	Ромашкинское нефтяное месторождение	Россия, Татарстан	С ₁ ВВ ₁₂₉ С ₁ ВВ ₁₃₉ С ₁ ВВ ₁₄						15		Природное обводнение продуктивных пластов, вызывающее изменение минерального скелета; зоны вторичных ВНК	[17]

Примечание. Цветом выделены расчетные значения по материалам из публикаций.


Рис. 4. Региональные изменения уровня ВНК залежей пласта Ю₁ в Широном Приобье

Fig. 4. Regional changes of oil-water contacts of the J₁ formation deposits in the Shirotnoe Priobje region


В статье рассмотрены основные направления в изучении механизмов формирования залежей с наклонными контактами:

- 1) гидродинамическая активность;
- 2) геологическая неоднородность;
- 3) тектонические процессы.

Кроме того, образование наклонного ВНК вызвано эксплуатацией объекта. Также некоторые исследователи упоминали такие факторы, как вращение Земли (Stenger et al., 2001), землетрясения (Stenger et al., 2001), переменные плотности пластовых флюидов (Stenger et al., 2001), изменение силы тяжести Земли (Nie Changmou, 2005) и тепловой конвекции (Stenger, 1999, 2001), которые могли влиять на наклон контакта нефти и воды [3].

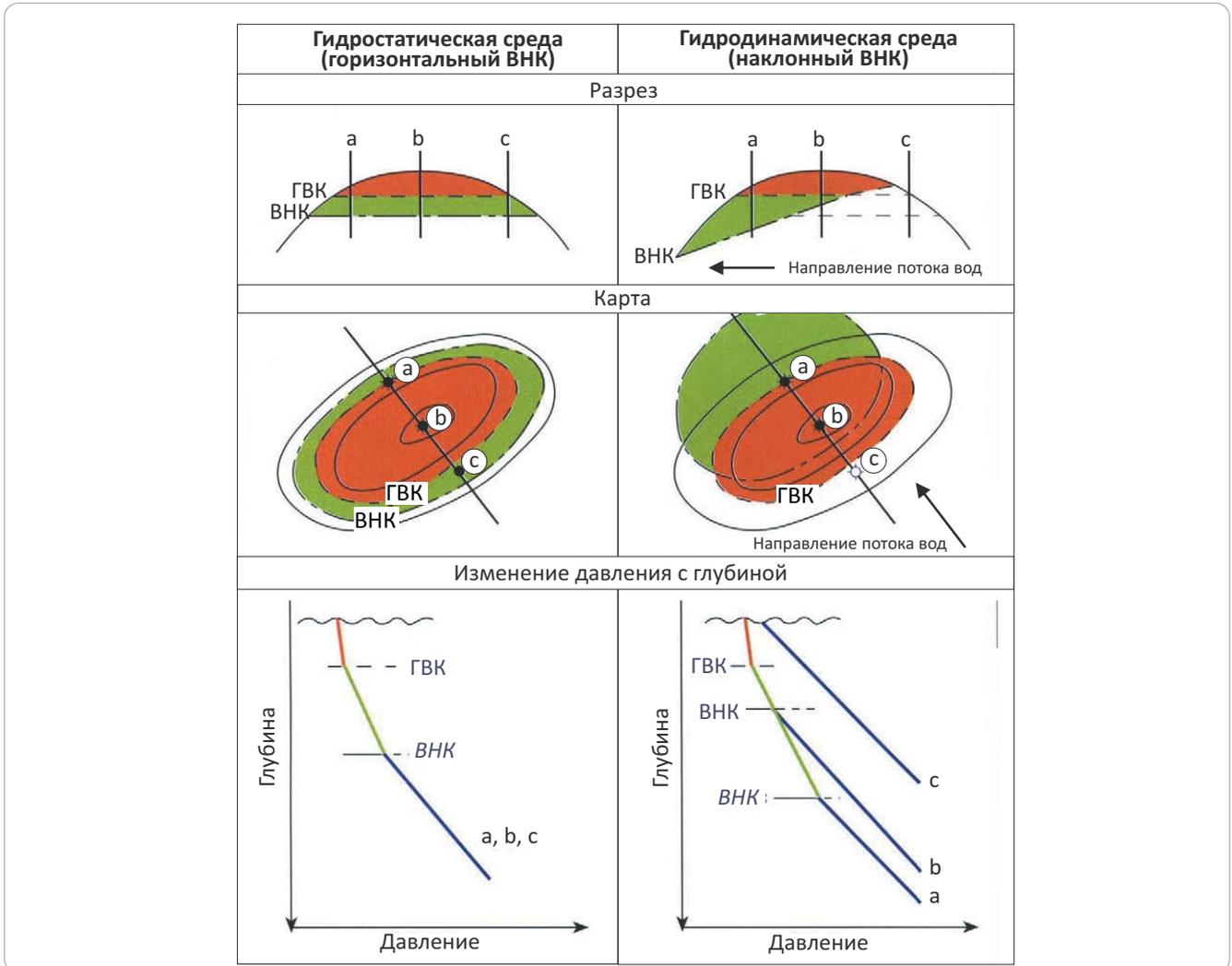
Гидродинамическая активность

Региональные площадные изменения пластовых давлений в пределах крупных горизонтов могут вызывать гидродинамическое течение пластовых вод, что также приводит к наклону ВНК залежей [1].

В 1951 г. У.Л. Рассел, рассматривая наклон контактов с позиций гидродинамических потоков, установил связь между направлением наклона, углом и изменением напора при движении воды [18]. В 1953 г. М.К. Хабберт опубликовал работу [2], в которой предложил концепцию флюидного потенциала недр, установил соответствующую формулу расчета, определил направление движения нефти, воды и газа на основе распределения флюидного потенциала и интерпретировал механизмы миграции и аккумуляции нефти и газа.

Гидродинамическая активность проявляется как движение пластовых вод через водоносный горизонт из области высоких энергий в область низких энергий. Если в гидростатической среде отсутствует латеральное движение пластовых вод, то в гидродинамически активной среде происходит перемещение флюидов за счет разницы давлений. Соответственно, колебания уровня свободной воды (УСВ) приводят к наклону контактов УВ (Hubbert, 1953; Frederick, 1989; Dahlberg, 1995).

Рис. 5. Влияние гидродинамического потока на скопления нефти и газа в залежи ([1], с дополнениями)
 Fig. 5. The effect of hydrodynamic behaviour on oil and gas accumulations ([1], with additions)



Основные принципы механизмов действия регионального напора пластовых вод на уровни контактов в залежах приведены на рис. 5 [1]. В гидродинамической среде (см. рис. 5 В) давление пластовых вод меняется в пределах месторождения, в то время как давление нефти и газа остается постоянным. Под напором пластовых вод контакты нефть – вода и газ–вода становятся наклонными. При этом наклон ГНК меньше, чем ВНК, из-за большей подвижности газа. Газонефтяной контакт остается практически горизонтальным, так как движения подстилающей нефтяной части отсутствуют – месторождение находится в гидродинамическом равновесии. Это происходит потому, что нефть контактирует с динамическим водоносным горизонтом, тогда как газ – только с нефтью, находящейся в статическом равновесии без изменений внутреннего давления.

Если поток пластовой воды в осадочном бассейне достаточно силен, то ВНК может отклоняться от горизонтального положения из-за создаваемого гидродинамического напряжения сдвига. В некоторых случаях нефть может накапливаться без закры-

тия ловушки, вне замкнутых изогипс. Постоянный поток пластовой воды через нефтеносные породы обычно приводит к биодеградации нефти и появлению асфальтенов, которые затем могут образовать смещенную относительно купола структуры залежь УВ – гидродинамическую ловушку [19].

Наклон поверхности раздела нефть – вода или газ–вода (рис. 6) в гидродинамических условиях рассчитывается по формуле (Hubbert, 1953)

$$\tan\theta = \frac{dz}{dx} = \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_o} \frac{dh}{dx},$$

где dz/dx – изменение отметок уровня ВНК на единицу длины, что характеризует угол наклона поверхности раздела флюидов; ρ_w – плотность воды; ρ_o – плотность нефти (или газа); dh/dx – составляющая угла наклона потенциметрической поверхности воды в горизонтальном направлении x .

Гидродинамический наклон потока иначе может быть выражен как

$$\frac{dz}{dx} = \frac{dp/dx}{dp/dh_{(w-h)}},$$

где dz/dx — изменение ВНК на единицу длины; dp/dx — горизонтальная составляющая градиента давления в исследуемом горизонте (выражается как давление на единицу длины); $dp/dh_{(w-h)}$ — разница в вертикальном изменении давления между водно-насыщенным и нефтегазонасыщенным коллектором (в единицах давления на единицу высоты).

Следует отметить, что принцип гидродинамического напора пластовых вод применим для уровня свободной воды (как его еще называют — зеркало чистой воды (ЗЧВ)) и в меньшей степени отражает характер изменения уровня ВНК. Соотношение понятий ЗЧВ и ВНК проиллюстрированы на рис. 7 [1]. Превышение ВНК над ЗЧВ является функцией капиллярных сил внутри породы, в то время как ЗЧВ независим от них. Разница в отметках ВНК и ЗЧВ в хороших коллекторах минимальна, но при ухудшении свойств породы значительно увеличивается величина переходной зоны между ЗЧВ и ВНК. В хорошем коллекторе разница между ЗЧВ и ВНК обычно невелика (< 1 м), но в более неоднородных резервуарах с ухудшенными ФЭС разница может достигать десятков метров. Несмотря на это, одним из значимых факторов, влияющих на уровень ВНК, является положение соответствующего ЗЧВ. Основные сравнительные характеристики понятий ЗЧВ и ВНК приведены на рис. 8.

Гидродинамические принципы пластовых систем были подтверждены при выявлении многочисленных свидетельств наклонного ВНК в гидродинамических условиях и на сегодняшний день активно применяются для изучения механизмов формирования ловушек УВ с наклонными контактами флюидов. Описано значительное число примеров влияния регионального напора пластовых вод на распределение УВ в залежах. Большинство этих примеров приведено для бассейнов, где напор пластовых вод имеет направленное движение из приподнятых окраин к погруженной части бассейна (рис. 9) [1–3].

Вопросы, связанные с причинами появления гидродинамических потоков и возможных механизмов воздействия на них, рассмотрены и обобщены в работе [21]. Среди основных механизмов проявления гидродинамического напора пластовых вод в осадочных бассейнах авторы описывают:

- артезианский напор;
- уплотнение осадков (механическое и химическое);
- обезвоживание смектита;
- преобразование керогена в нефть;
- расширение при гидротермальных процессах;
- конвекционный напор.

К этому списку можно добавить и другие потенциально возможные механизмы воздействия на гидродинамический поток:

- тепловую генерацию газа;

- термический крекинг нефти на газ в глубоких пластах;

- растворение карбонатных пород под давлением (образование стилолитов).

Тем не менее относительная важность этих и других механизмов остается на сегодняшний день дискуссионной.

Еще раз отметим, что влияние гидродинамики на изменение ВНК в пределах отдельного месторождения не всегда может быть замечено. Однако при исследованиях на региональном уровне влияние градиентов гидродинамического напора становится очевидным.

Геологическая неоднородность

Как отмечает М.А. Жданов (1970), неоднородность присуща любой горной породе и исчезает лишь с исчезновением самой породы.

Под геологической неоднородностью понимают изменчивость литологических и физических свойств резервуара. Влияние неоднородности на распределение флюидов в объеме пласта чрезвычайно важно. При этом рассматривать взаимосвязь этих явлений можно с различных позиций в зависимости от иерархического уровня геологической неоднородности. Условно разделим подходы к изучению влияния неоднородности на положение межфлюидных контактов на два уровня.

1. Макронеоднородность связана с наличием глинистых прослоев и перемычек в составе пласта.

2. Микронеоднородность определяется составом и свойствами породы, структурой порового пространства, анизотропностью среды. Распределение флюидов контролируется капиллярными силами.

Влияние наличия непроницаемых и низкопроницаемых пропластков и прослоев в пределах резервуара обуславливает формирование пластовой неоднородности флюида и контролирует движение нефти и воды на разных уровнях (рис. 10). Границы распространения связанных резервуаров коллекторов и неколекторов можно установить в геологической модели и тем самым оценить участки залежи, в которых сказывается влияние этого фактора.

Число прослоев, их проницаемость, взаиморасположение в объеме пласта оказывают существенное влияние на положение ВНК.

Исследователи из Китая, изучая состояние разработки сложнопостроенных залежей, пришли к заключению, что наличие прослоев играет важную роль в вертикальной инфильтрации, оказывает определенное барьерное влияние на поток жидкости и может быть одной из основных причин формирования сложных водонефтяных систем [3]. Также на основании моделирования ими установлено, что в процессе разработки наличие прослоев влияет на время стабилизации системы, соответственно число и проводимость барьерных экранов увеличивает время наступления равновесия.

Рис. 6. Схема формирования гидродинамической ловушки (А) и соотношение углов наклона поверхности ВНК и потенциометрической поверхности регионального напора пластовых вод (В) [2, 20]

Fig. 6. Representing entrapment of oil under hydrodynamic conditions (A) and relation between tilted oil-water contact in hydrodynamic trap and slope of potentiometric surface (B) [2, 20]

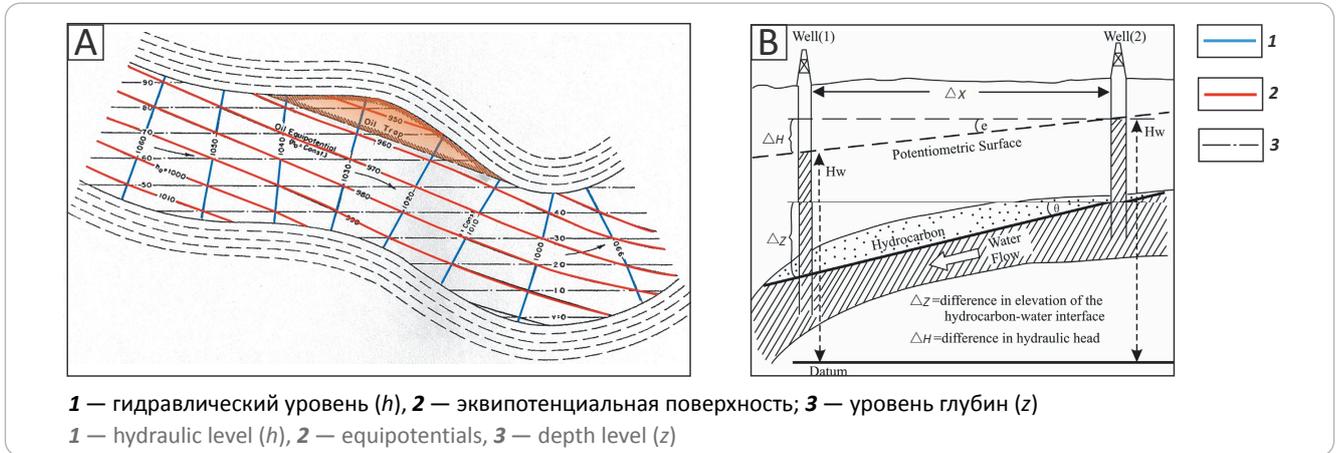


Рис. 7. Различие в понятиях UCSВ (ЗЧВ) и ВНК ([1], с дополнениями)

Fig. 7. The distinction between “free-water level” and “oil-water contact” ([1], with additions)

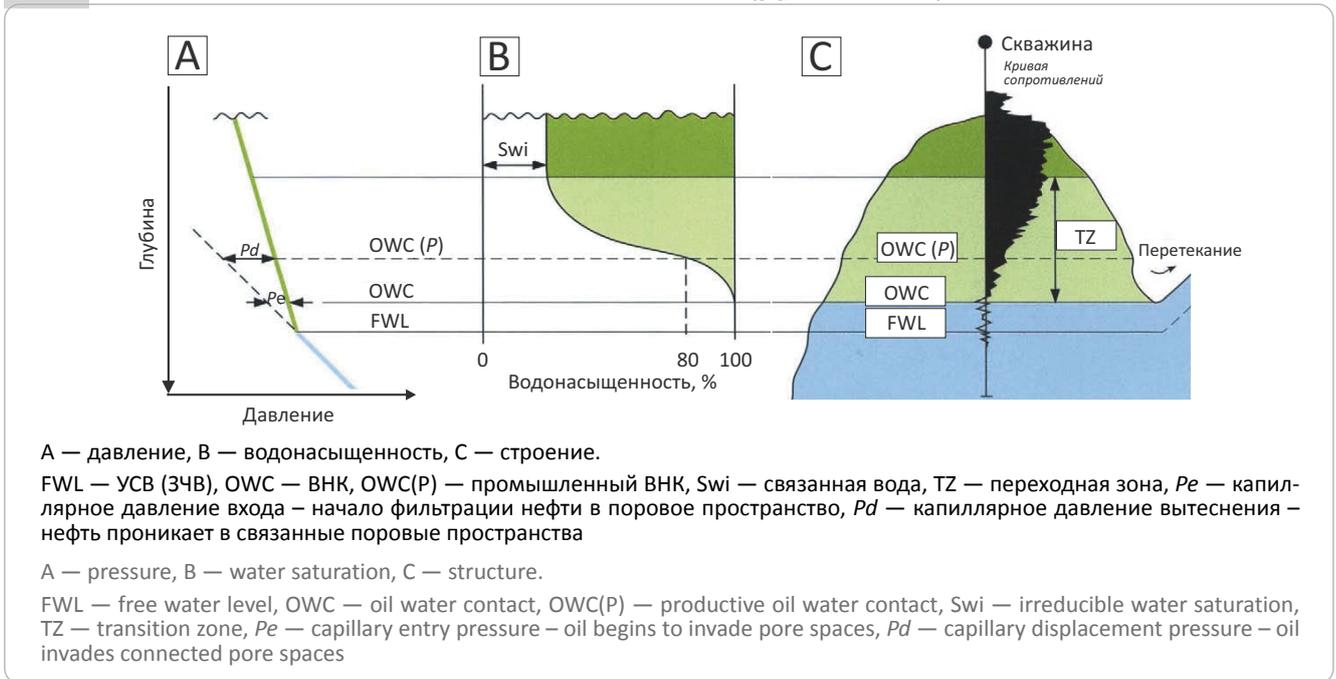


Рис. 8. Основные сравнительные характеристики понятий UCSВ (ЗЧВ) и ВНК

Fig. 8. The main comparative characteristics of “free-water level” and “oil-water contact”

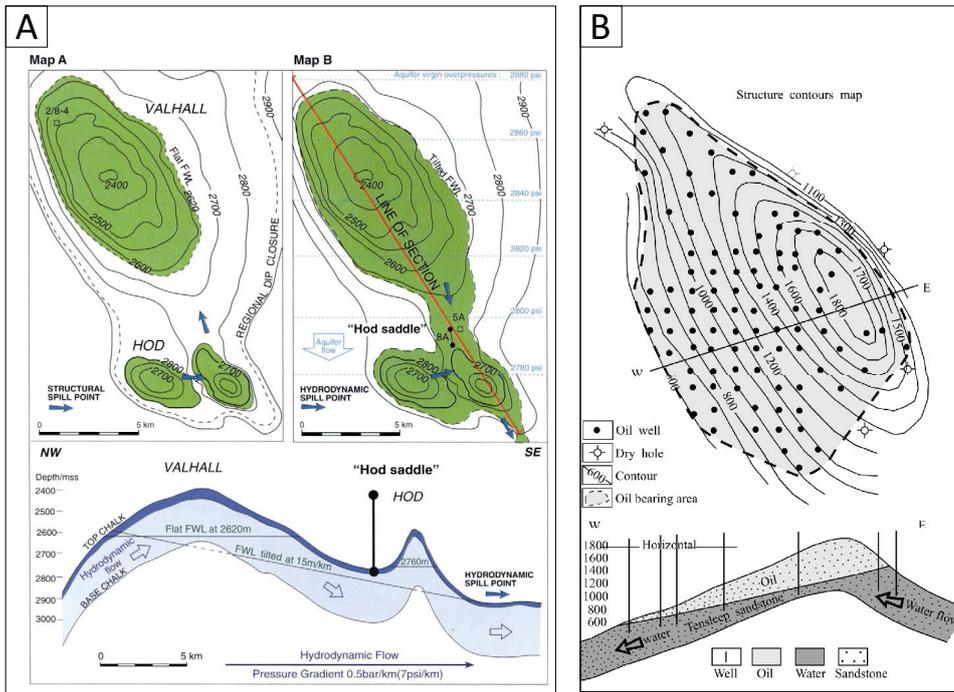
«Уровень свободной воды» (УСВ) или «зеркало чистой воды» (ЗЧВ)
Определяется как точка нулевого капиллярного давления и не зависит от капиллярных сил
Определяется естественным равновесием УВ-скоплений внутри ловушки (например, точка перегиба структуры)
Влияние гидродинамического потока в горизонтах происходит на ЗЧВ непосредственно

Водонефтяной контакт (ВНК)
Высота подъема ВНК над УСВ/ЗЧВ является функцией капиллярных свойств системы
ВНК устанавливается у основания начального насыщения нефтью. Промышленный ВНК (П) определяется соответствующей петрофизической отсечкой по значению водонасыщенности
Влияние гидродинамического потока на ВНК косвенное



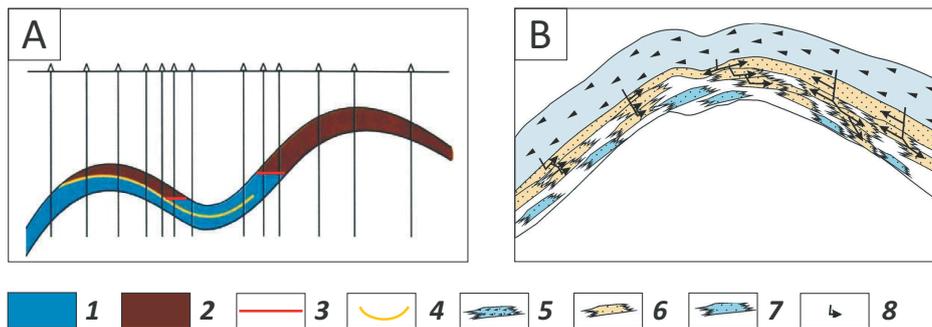
FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 9. Примеры месторождений с наклонными контактами в гидродинамически активных районах
Fig. 9. Examples of fields with tilted FWL in hydrodynamically active areas



A — месторождение Валлхолл (Valhall) на юге Северного моря в Норвегии [1], B — нефтяное месторождение Фрэнни (Frannie) в бассейне Бигхорн (BigHorn) штата Вайоминг в США [2, 3]
 A — Valhall/Hod field in the south of the North Sea in Norway [1]; B — Frannie oilfield in BigHorn basin of Wyoming in the USA [2, 3]

Рис. 10. Примеры влияния геологической неоднородности на уровень ВНК
Fig. 10. Examples of the influence of geological inhomogeneity on the level of OWC



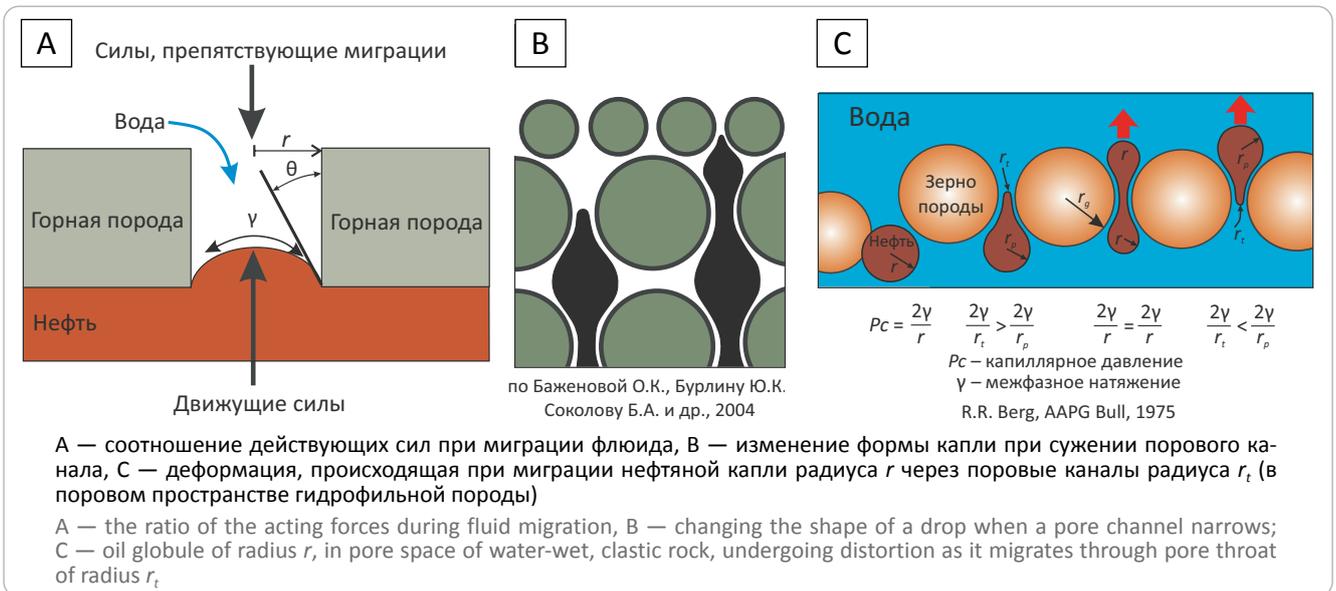
A — схематический профиль пласта ЮС₁¹ с разделением на зональные интервалы [9], B — принципиальная схема насыщения нефтью пласта Ю₁¹ [22]
 1 — вода; 2 — нефть; 3 — ВНК; 4 — капиллярный экран; 5 — баженовская свита (источник генерации УВ); коллекторы (6, 7): 6 — нефтенасыщенные, 7 — водонасыщенные; 8 — пути миграции УВ
 A — schematic cross-section of the JS₁¹ formation with division into zone [9] and B — schematic diagram of oil saturation of the J₁¹ formation [22]
 1 — water; 2 — oil; 3 — oil-water contact; 4 — capillary shield; 5 — Bazhenov formation (HC generation source); reservoirs (6, 7): 6 — oil-saturated, 7 — water-saturated; 8 — HC migration routes

Помимо наличия непроницаемых прослоев, в пределах одной и той же залежи может наблюдаться изменение ФЕС пород. Области с ухудшенными ФЕС обладают более высокими давлениями смещения, в результате чего увеличивается высота переходной зоны, а участки с лучшими свойства-

ми имеют меньшее капиллярное давление и более низкий уровень ВНК. Таким образом, в результате различий свойств резервуара появляется разница уровней ВНК.

Капиллярность — это свойство контактирующих поверхностей, определяющее характер их мо-

Рис. 11. Соотношение действующих сил при перемещении флюида по поровым каналам
Fig. 11. The ratio of the acting forces when the fluid moves through the pore channels



лекулярного, электрокинетического и электростатического взаимодействия в многофазной поровой среде.

Капиллярное давление — главный фактор сопротивления продвижению нефти и газа по водонасыщенному коллектору, а также основная аккумулирующая сила при экранировании залежей как породами-покрышками, так и латеральными экранами [7].

Многие исследователи для определения капиллярного давления в лабораторных условиях предлагают уравнение

$$P_c = \frac{2\gamma \cdot \cos\theta}{r},$$

где P_c — капиллярное давление (давление замещения, входа, МПа); γ — межфазное натяжение, Н/м; θ — угол смачивания (угол контакта нефть – вода, вода с твердой породой, град.); r — радиус порового канала, м.

Основная роль капиллярного давления при формировании залежей нефти и газа заключается в противодействии вторичной миграции УВ как по латерали, так и по вертикали. Для того чтобы обеспечить перемещение по порам, давление флюида (сила всплывания/архимедова сила) должно превысить капиллярное давление. Соотношение этих процессов схематично приведено на рис. 11.

На распределение флюидов в поровом пространстве важную роль играют следующие факторы.

1. Наличие однофазной или многофазной системы флюидов. Граница между двумя несмешивающимися жидкостями или жидкостью и газом обладает новыми свойствами. Эта граница называется «поверхностью раздела», а сила, действующая на поверхности раздела, известна как межфазное натяжение. Именно межфазное натяжение между несмешивающимися фазами в основном опреде-

ляет характер миграции многофазной системы флюидов.

2. Важным фактором, контролирующим движение флюидов, является смачиваемость стенок пор разными жидкими фазами — нефтью или водой. Гидрофильность и гидрофобность поверхности поровых каналов определяют знаки капиллярных давлений в контактирующих водной и УВ-фазах, т. е. направленность аккумулирующего действия капиллярной энергии. Кроме того, от характера смачиваемости зависит форма водо-, газонефтяного и газовойодяного контактов, а также проницаемость, значение показателя насыщения, обуславливающего количественное соотношение УВ и воды в поровом пространстве коллектора [7].

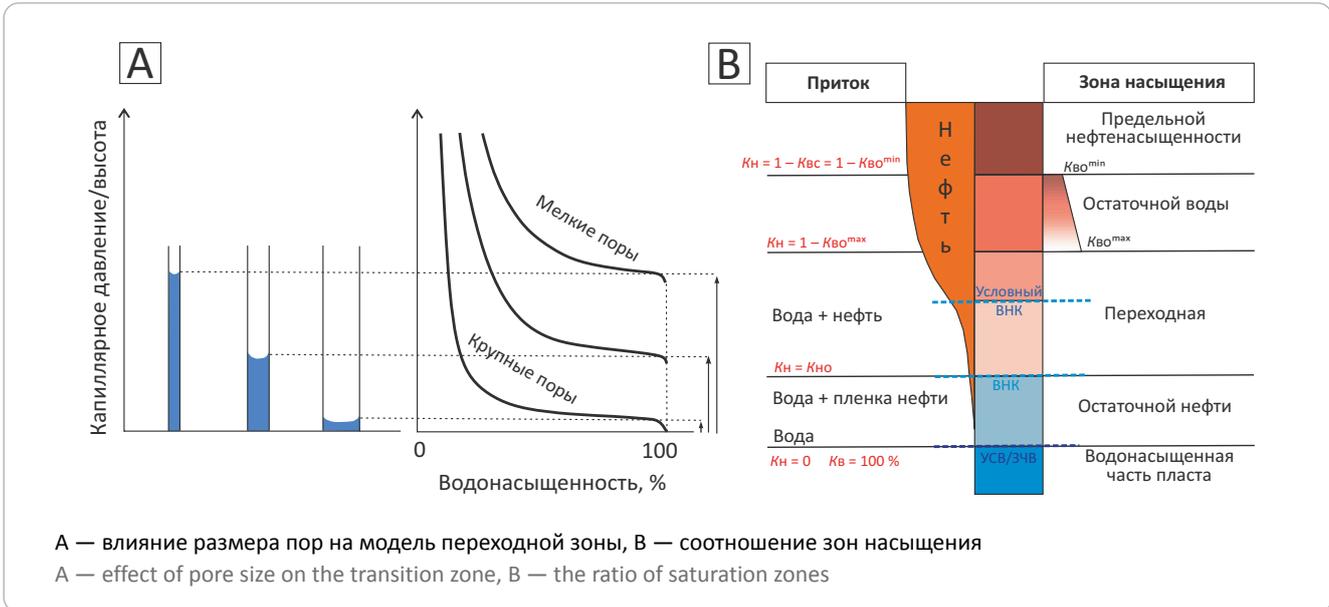
3. Структура порового пространства, в частности изменчивость размеров поровых каналов и межпоровых сужений, является основным геологическим условием для определения потока флюида, миграции и накопления УВ. Даже равные по объему поры могут иметь совершенно различную форму и, следовательно, радиусы поровых каналов. Изменение структуры порового пространства, смена направленности поровых каналов, в результате различных геологических процессов, определяет внутреннюю неоднородность.

Капиллярные силы в обеспечении равновесия залежей определяются соотношением капиллярное давление – насыщенность и зависят от ряда факторов:

- размера пор и их распределения;
- свойств насыщающих фаз и природы поверхности твердого тела, участвующих в этом процессе;
- порядка насыщения (дренирование/впитывание).

Уменьшение размера пор в общем случае приводит к увеличению переходной зоны (рис. 12).


Рис. 12. Модель переходной зоны и соотношение зон насыщения

Fig. 12. The model of the transition zone and the ratio of saturation zones


Область с плохими ФЕС породы будет иметь высокое давление вытеснения и значительную переходную зону, а область с хорошими свойствами, наоборот, будет характеризоваться низким давлением вытеснения и минимальной высотой переходной зоны.

Обоснование модели переходной зоны при построении адекватной модели нефтенасыщенности порового пространства залежи осуществляется по данным керна (капиллярометрия и относительные фазовые проницаемости) и ГИС.

Модель переходной зоны в общем виде должна учитывать:

- распределение гравитационно-капиллярных сил по высоте залежи и латерали;
- неоднородность структуры порового пространства коллектора;
- текстурную неоднородность пород и пласта;
- изменение минерализации пластовой воды от насыщения УВ;
- пластовые условия.

В монографии [7] Ю.Я. Большаковым подробно рассмотрены капиллярные явления и их влияние на нефтегазонасность. Нетрадиционные ловушки капиллярного типа, которым посвящено исследование, в значительной степени объясняют сложное распределение УВ в залежи. Капиллярные барьеры можно рассматривать как фактор обеспечения динамического равновесия в залежах со сложной поверхностью ВНК. В работе [7] рассмотрено два типа капиллярных барьеров для нетрадиционных капиллярно-экранированных залежей (рис. 13).

1. Капиллярные барьеры 1-го рода возникают на стыках разнопоровых фаций, т. е. определяется микронеоднородностью пластов-коллекторов.

2. Капиллярные барьеры 2-го рода возникают вследствие изменчивости во времени межфазного натяжения. Межфазное натяжение на контакте воды и нефти является весьма чувствительной функцией температуры и увеличивается при ее снижении, вызывая тем самым повышение капиллярного давления. Происходящие после охлаждения тектонические деформации нефтегазоносных резервуаров и локальных ловушек уже не могут вызвать перетоки нефти и газа во вновь образовавшиеся антиклинальные и другие ловушки согласно принципу сообщающихся сосудов.

Таким образом, изучение капиллярных характеристик пород регионально нефтегазоносных пластов позволяет выявлять нетрадиционные капиллярно-экранированные залежи нефти и газа, находящиеся за пределами антиклинальных структур в современном структурном плане.

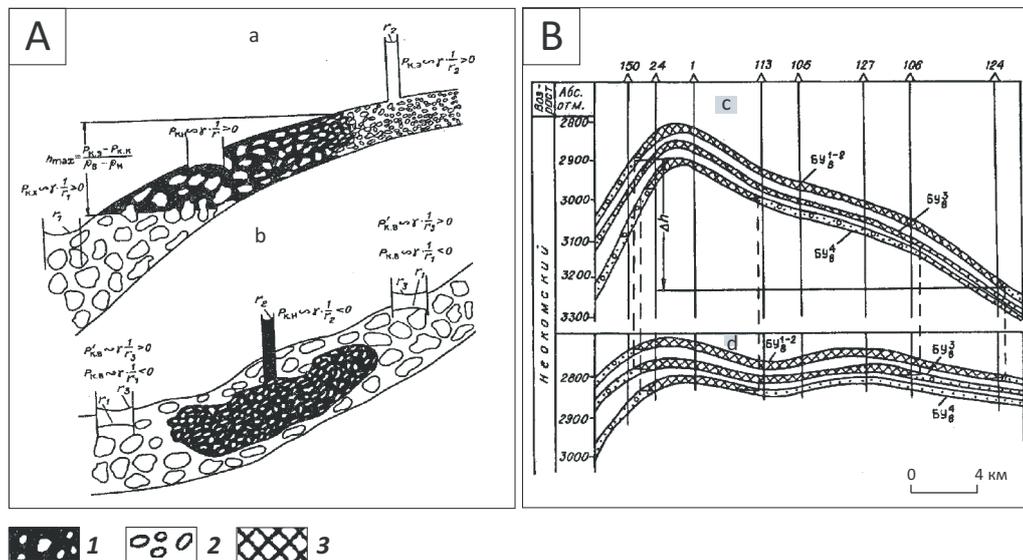
Для поисковых работ наиболее существенное значение имеют капиллярные барьеры 2-го рода, экранирующие постантиклинальные УВ-скопления. На формирование такого типа залежей оказывают влияние тектонические процессы, происходящие после формирования залежи.

Тектонические процессы

Существовавшие в ранние эпохи структуры и залежи со временем меняют свою геометрию, происходит смещение антиклинальных структур или полная перестройка структурного плана. Поскольку регулирование водонефтяной системы осуществляется медленнее, чем структурные изменения, то это приводит к наблюдаемым наклонам поверхности ВНК.

Для оценки влияния определяющей роли тектонических процессов на характер современного распределения нефти в залежах выполняется

Рис. 13. Капиллярные барьеры 1-го и 2-го рода [7]
Fig. 13. Capillary barriers of the 1st and 2nd kind [7]



А — схема аккумуляции УВ капиллярным барьером 1-го рода в гидрофильной (а) и гидрофобной (б) среде, В — профильный разрез пласта БУ₈ Ямбургского месторождения в современной структуре (с) и в позднекрейдовое время (d) $dh = 300$ м — разность уровней ГВК в пласте БУ₈
 1 — нефть; 2 — вода; 3 — газ
 А — scheme of oil accumulation by a capillary barrier of the 1st kind in a hydrophilic (a) and hydrophobic (b) surroundings, В — profile section of the БУ₈ formation of the Yamburgsky field in the modern structure (c) and in the Late Cretaceous (d) (dh — the difference in the levels of GWC in the formation БУ₈ = 300 m).
 1 — oil; 2 — water; 3 — gas

палеотектонический анализ развития ловушек в различные периоды геологического времени.

Исследования включают:

- построение современных карт поверхности ВНК;
- геометризацию залежей;
- проведение корреляции разрезов скважин для определения границ залегания литолого-стратиграфических комплексов;
- анализ положения поверхности водонефтяного раздела на различных этапах тектонического развития.

Примеры проведения палеотектонического анализа для оценки характера изменения поверхности ВНК на различных этапах геологического времени представлены на рис. 14, 15.

Таким образом, тектонические изменения в развитии регионов и отдельных площадей оказывают прямое влияние на современное распределение нефти. Тектонические движения не прекращаются с образованием залежей нефти и газа, а происходят вплоть до настоящего времени. Более того, вертикальные перемещения осадочного чехла в периоды после возникновения залежей приводят к формированию наклонных поверхностей межфлюидных контактов.

Происходящие в дальнейшем неотектонические деформации нефтегазоносных пластов уже не могут вызвать перетоков нефти согласно принципу

сообщающихся сосудов, поскольку залежи УВ стабилизированы на участках первоначального нефтегазонакопления. Возникают капиллярные барьеры, которые являются следствием снижения пластовой температуры и связанного с этим повышения капиллярных давлений на ВНК. Барьеры предотвращают проникновение нефти через водонасыщенные породы, которые в прежних геотермических условиях характеризовались удовлетворительной для УВ проницаемостью.

Тектонические процессы в пределах даже одной площади могут менять эпицентр или направление движений во времени после формирования залежи. При этом происходят процессы стабилизации УВ-системы в ловушке за счет дифференциации по плотности пластовой воды и УВ. Скорость процесса нивелирования определяется такими факторами, как макро- и микронеоднородность строения пласта, структура порового пространства и ФЕС коллекторов, вязкость, плотность пластовых флюидов и, соответственно, соотношение фазовых проницаемостей. Значимость процессов нивелирования, в свою очередь, зависит от продолжительности периодов тектонической стабилизации [15].

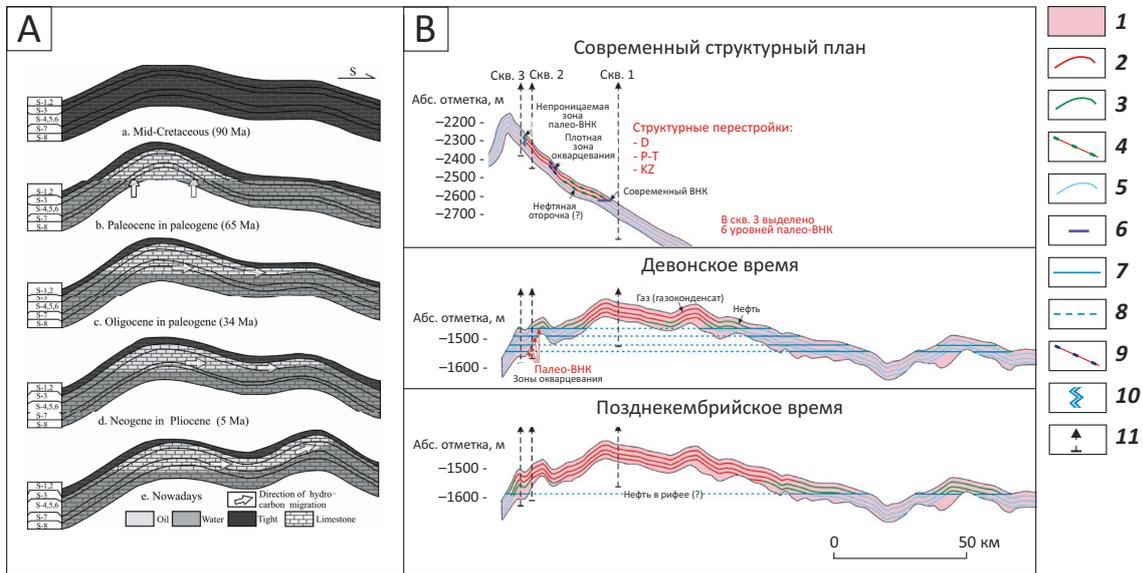
Выводы

Проведенные авторами статьи работы по изучению залежей с наклонными контактами УВ подтверждают результаты ряда исследований о влиянии гидродинамики флюидонасыщенной системы,



Рис. 14. Примеры проведения палеотектонического анализа для оценки характера изменения поверхности ВНК на различных этапах геологического времени

Fig. 14. Examples of paleotectonic analysis to assess the nature of OWC changes at different periods of geological time



A — эволюция резервуара формации Сарвак на нефтяном месторождении Южный Азадеган в Иране [20], B — модель формирования месторождения в терригенных отложениях ванаварской свиты [5].

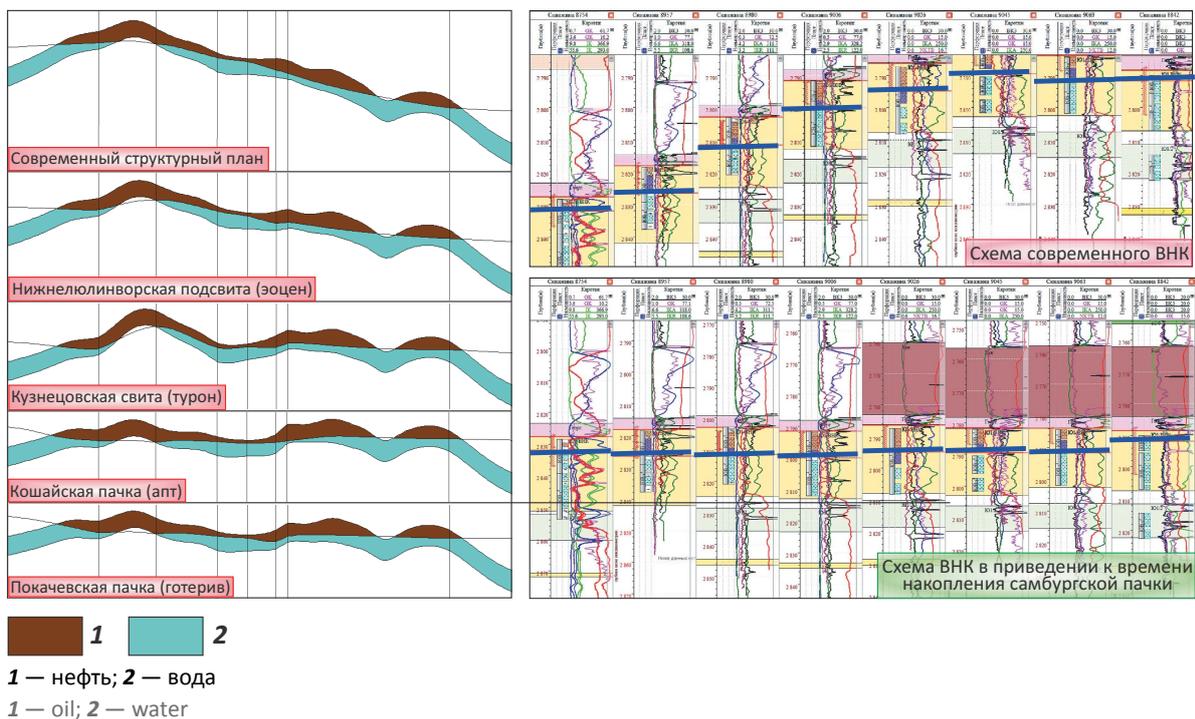
1 — ванаварская свита (венд); насыщение (2, 3): 2 — газом, газоконденсатом, 3 — нефтью; 4 — нефтяная оторочка; 5 — вода; 6 — современный ВНК; 7 — палео-ВНК; 8 — возможный палео-ВНК; 9 — плотная зона окварцевания; 10 — непроницаемая зона окварцевания; 11 — скважина

A — reservoir evolution of the Sarvak formation in South Azadegan oilfield, Iran [20], B — model of deposit formation in terrigenous sediments of the Vanavara formation [5].

1 — Vanavara Formation (Vend); saturation (2–3): 2 — gas, condensate, 3 — oil; 4 — oil rim; 5 — water; 6 — modern oil-water contact; 7 — palaeo oil-water contact; 8 — possible palaeo oil-water contact; 9 — dense zone of silicification; 10 — impermeable silicification zone; 11 — well

Рис. 15. Изменение положения ВНК залежи пласта ЮВ₁¹ Восточно-Придорожного месторождения во времени [15]

Fig. 15. Change in the OWC position of the JV₁¹ formation of the Vostochno-Pridorozhnoye deposit at different periods of geological time [15]



1 — нефть; 2 — вода
1 — oil; 2 — water

геологической неоднородности пласта, тектонических движений и капиллярных сил в неравномерном распределении УВ по высоте ловушки. При этом все эти процессы взаимосвязаны между собой. Так, неотектонические процессы влияют на изменение геометрии резервуара, а капиллярные силы препятствуют процессам нивелирования контакта. В случае наличия динамики флюида могут происходить изменения положения переходной зоны за счет перераспределения давления в направлении движения жидкости. Даже условно горизонтальные контакты имеют переходную зону насыщения.

Одновременно на месторождении могут проявляться сразу несколько механизмов воздействия на распределение УВ, причем в различных комбинациях для отдельных участков залежей в зависимости от конкретных геологических условий. Происходящие процессы в залежах являются посто-

янными, и авторы статьи, изучая месторождения, фиксируют лишь определенный этап в длительной истории развития резервуара и стабилизации УВ-системы.

Понимание механизмов формирования наклонных контактов УВ позволяет создавать модели с высокой прогностической значимостью, корректно решать задачу обоснования геометризации залежей со сложной поверхностью ВНК, что непосредственно влияет на оценку типа залежи, ее геометрию, величину запасов и ресурсов, на подходы к оценке и прогнозированию перспектив нефтеносности залежей, а также на размещение скважин, выбор оптимальной системы разработки. Это, в свою очередь, позволит минимизировать риски при обосновании технологических решений, планомерно реализовывать программу геолого-разведочных работ.

Литература

1. Hugh D., Baillie J., Holt T., Wessel-Berg D. Hydrodynamic activity and tilted oil-water contacts in the North Sea // NPF Conference (Haugesund, 1–14 сентября, 1998 г.).
2. Hubbert M.K. Entrapment of Petroleum under hydrodynamic conditions // AAPG Bulletin. – 1967. – Т. 41. – № 5. – С. 1954–2026.
3. Wang S., Zhang T., Zhou J., Hu Yu. A review of formation mechanism study on reservoirs with tilted oilwater contacts [Электронный ресурс] // Acta Geologica Sinica (English edition). – 2017. – Режим доступа: <http://www.geojournals.cn/dzxben/ch/index.aspx> 9 (дата обращения 05.08.2021 г.).
4. Хоштария В.Н., Мартын А.А., Дмитриев С.Е., Кирпичников А.В., Пятницкий Ю.И. Результаты геолого-разведочных работ ООО «Газпром геологоразведка» на восточном шельфе о-ва Сахалин (Охотское море) // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 33–42.
5. Ступакова А.В., Хведчук И.И., Сауткин Р.С., Коробова Н.И., Сивкова Е.Д. Переформирование залежей в древних нефтегазоносных бассейнах (на примере залежей восточного склона Байкитской антеклизы Сибирской платформы) // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 31–41. DOI: 10.18559/grs.2019.2.31-41.
6. Осипова М.В., Сивцев А.И. Наклонный водонефтяной контакт в ботубинском горизонте Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения как признак особенностей нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в пределах Непско-Ботубинской антеклизы // Нефтяная провинция. – 2019. – Т. 18. – № 2. – С. 1–24.
7. Большаков Ю.Я. Теория капиллярности нефтегазоаккумуляции. – Новосибирск : Наука, 1995. – 184 с.
8. Грищенко М.А. Закономерности положения водонефтяных контактов продуктивных пластов Самотлорского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 6. – С. 35–40.
9. Мамашев Т.В., Ананченко А.С., Гроцкова Т.П. Анализ особенностей поведения водонефтяных контактов юрских залежей // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры : сборник докладов IX научно-практической конференции. – Т. 1. – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2006.
10. Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Скачек К.Г. О методике прогноза наклонных водонефтяных контактов с учетом капиллярно-гравитационной модели нефтегазоаккумуляции // Георесурсы. – 2011. – № 2. – Т. 38. – С. 15–16.
11. Савенко В.А., Раковская И.П., Аблязов А.С. Региональные особенности динамики осадконакопления юрских отложений и изменения уровней ВНК в северной части Шаимского района (Западная Сибирь) в свете дальнейших перспектив нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 20–26.
12. Сметанин А.Б., Лац С.А., Щергина Е.А., Белов Н.В., Шайхутдинов А.Н. Концептуальные модели и нефтеносность пласта Ю₁¹ на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в Широком Приобье // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 10–17.
13. Сметанин А.Б., Лац С.А., Валеев Р.А., Щергина Е.А., Щергин В.Г. Результаты палеотектонических исследований в оценке нефтегазоносности сложнопостроенных залежей на примере месторождений Западной Сибири [Электронный ресурс] // Tyumen 2017 (EAGE). – Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=87706> (дата обращения 05.08.2021 г.). DOI: 10.3997/2214-4609.201700125.
14. Хромовских А.Ю. Природа наклонных водонефтяных контактов верхнеюрских нефтяных залежей Каймысовского свода // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 130–133.
15. Щергина Е.А., Лац С.А., Щергин В.Г. О роли тектонических процессов в характере изменения межфазовых контактов юрских залежей [Электронный ресурс] // 3rd EAGE International Geoscience Conference Tyumen 2013 – New Geotechnology for the Old Oil Provinces (EAGE, EAGO, SEG). – Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=67268> (дата обращения 05.08.2021 г.). DOI: 10.3997/2214-4609.20142742.
16. Большаков Ю.Я., Батыров Ю.В. Воздействие капиллярных сил на распределение воды и нефти в природных ловушках Когалымского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 2. – С. 25–30.

17. Шайдуллин И.А., Кринари Г.А. Смещение зон ВНК в отложениях бобриковского горизонта Татарстана: причины, механизмы и последствия // Ученые записки Казанского университета. Серия Естественные науки. – 2011. – № 3. – С. 212–219.
18. William L. Russell. Principles of petroleum geology. – New York : Mc Graw-Hill, 1951.
19. *Hydrocarbon Traps* [Электронный ресурс] // Geology In. – Режим доступа: <https://www.geologyin.com/2014/12/hydrocarbon-traps.html?showComment=1524059083958> (дата обращения 05.08.2021 г.).
20. Du Y., Chen J., Xin J., Wang J., Li Y., Fu X. Genetic mechanism and development of the unsteady Sarvak play of the Azadegan oil field, southwest of Iran // Petroleum Science. – 2016. – № 13. – С. 34–51. DOI: 10.1007/s12182-016-0077-6.
21. Bjørlykke K., Nørg K. Effects of burial diagenesis on stresses, compaction and fluid flow in sedimentary basins // Marine and Petroleum Geology. – 1997. – № 14. – Т. 3. – С. 267–276.
22. Дручин В.С., Панов С.Ф., Аржиловская Н.Г., Хлызов П.В., Музыченко А.А. Особенности геологического строения пласта Ю₁¹, влияющие на распределение нефтенасыщенности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 7–12.

References

1. Hugh D., Baillie J., Holt T., Wessel-Berg D. Hydrodynamic activity and tilted oil-water contacts in the North Sea. In: NPF Conference (Haugesund, 1–14 September 1998).
2. Hubbert M.K. Entrapment of Petroleum under hydrodynamic conditions. *AAPG Bulletin*. 1967;41(5):1954–2026.
3. Wang S., Zhang T., Zhou J., Hu Yu. A Review of Formation Mechanism Study on Reservoirs with Tilted Oilwater Contacts. ACTA GEOLOGICA SINICA (English Edition). 2017. Available at: <http://www.geojournals.cn/dzxben/ch/index.aspx> (accessed on 05.08.2021).
4. Khoshitariya V.N., Martyn A.A., Dmitriev S.E., Kirpichnikov A.V., Pyatnitskii Yu.I. The results of OOO "Gazprom geologorazvedka" geological exploration in the Sakhalin Eastern shelf (the Sea of Okhotsk). *Geologiya nefi i gaza*. 2016;2:33–42. In Russ.
5. Stupakova A.V., Khvedchuk I.I., Sautkin R.S., Korobova N.I., Sivkova E.D. Reforming of deposits in ancient oil and gas basins (on the example of deposits of the Baikit anticline eastern slope of the Siberian Platform). *Georesursy*. 2019;21(2): 31–41. DOI: 10.18599/grs.2019.2.31-41.
6. Osipova M.V., Sivtsev A.I. Naklonnyi vodonefnyanoi kontakt v botuobinskom gorizonte Srednebotuobinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya kak priznak osobennosti neftegazoobrazovaniya i neftegazonakopleniya v predelakh Nepsko-Botuobinskoi anteklizy [Tilted oil-water contact in the Botuobinsky horizon of the Srednebotuobinskoe oil gas condensate field as an indication of peculiarities of oil and gas formation and accumulation in Nepsko-Botuobinskaya anticline]. *Neftyanaya provintsia*. 2019;2(18):1–24. In Russ.
7. Bol'shakov Yu.Ya. Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya [Theory of oil and gas accumulation capillarity]. Novosibirsk: Nauka; 1995. 184 p.
8. Grishchenko M.A. Zakonomernosti polozheniya vodonefnyanykh kontaktov produktivnykh plastov Samotlorskogo mestorozhdeniya [Patterns of the water-oil contacts position of the Samotlor field productive layers]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2008;(6): 35–40. In Russ.
9. Mamyashev T.V., Ananchenko A.S., Grotskova T.P. Analiz osobennosti povedeniya vodonefnyanykh kontaktov yurskikh zalezhei [Analysis of the behavioral features of oil-water contacts in Jurassic reservoirs]. In: Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KHMAO-Yugry. Sbornik dokladov IX nauchno-prakticheskoi konferentsii. V. 1. Khanty-Mansiisk: IzdatNaukaServis; 2006. In Russ.
10. Mikhailov V.N., Volkov Yu.A., Skachek K.G. Prediction method of the inclined oil-water contact based on capillary-gravity model of oil and gas accumulation. *Georesursy*. 2011;2(38): 15–16. In Russ.
11. Savenko V.A., Rakovskaya I.P., Ablyazov A.S. Regional'nye osobennosti dinamiki osadkonakopleniya yurskikh otlozhenii i izmeneniya urovnei VNK v severnoi chasti Shaimskogo raiona (Zapadnaya Sibir') v svete dal'neishikh perspektiv neftegazonosnosti [Regional features of the dynamics of Jurassic sedimentation and changes in the levels of water-oil contact in the northern part of the Shaimsky region (Western Siberia) in the light of future prospects for oil and gas potential]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2014;(10):20–26. In Russ.
12. Smetanin A.B., Lats S.A., Shchergina E.A., Belov N.V., Shaikhutdinov A.N. Conceptual models and oil-bearing of Yu11 formation located in lс "Lukoil-Western Siberia" activity territory in latitude Priob. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2015;(9):10–17. In Russ.
13. Smetanin A.B., Lats S.A., Valeev R.A., Shchergina E.A., Shchergin V.G. The Results of the Research Assessment Paleotektonic Oil Deposits on the Example Featuring Deposits of Western Siberia. In: Tyumen 2017 (EAGE). Available at: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=87706> (accessed on 05.08.2021). DOI: 10.3997/2214-4609.201700125.
14. Khromovskikh A.Yu. Priroda naklonnykh vodonefnyanykh kontaktov verkhneyurskikh neftyanykh zalezhei Kaimysovskogo svoda [The nature of inclined oil-water contacts in the Upper Jurassic oil deposits of the Kaimyovsky arch]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2012;320(1):130–133. In Russ.
15. Shchergina E.A., Lats S.A., Shchergin V.G. O roli tektonicheskikh protsessov v kharaktere izmeneniya mezhfazovykh kontaktov yurskikh zalezhei [On the role of tectonic processes in the nature of changes in the interphase contacts of Jurassic deposits]. In: 3rd EAGE International Geoscience Conference Tyumen 2013 – New Geotechnology for the Old Oil Provinces (EAGE, EAGO, SEG). Available at: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=67268> (accessed on 05.08.2021). DOI: 10.3997/2214-4609.20142742. In Russ.
16. Bol'shakov Yu.Ya., Batoryov Yu.V. Effect of capillary forces on water and oil distribution in natural traps of Kogalym field. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2016;(2):25–30.
17. Shaidullin I.A., Krinari G.A. Smeshchenie zon VNK v otlozheniyakh bobbrikovskogo gorizonta Tatarstana: prichiny, mekhanizmy i posledstviya [Displacement of water-oil contact zones in deposits of the Bobrikov horizon of Tatarstan: causes, mechanisms and consequences]. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*. 2011;(3):212–219.
18. Russell W.L.. Principles of petroleum geology. New York: Mc Graw-Hill; 1951.
19. *Hydrocarbon Traps*. GeologyIn. Available at: <https://www.geologyin.com/2014/12/hydrocarbon-traps.html?showComment=1524059083958> (accessed on 05.08.2021).

20. Du Y., Chen J., Xin J., Wang J., Li Y., Fu X. Genetic mechanism and development of the unsteady Sarvak play of the Azadegan oil field, southwest of Iran. *Petroleum Science*. 2016;13(1):34–51. DOI: 10.1007/s12182-016-0077-6.
21. Bjørlykke K., Høeg K. Effects of burial diagenesis on stresses, compaction and fluid flow in sedimentary basins. *Marine and Petroleum Geology*. 1997;14(3):267–276.
22. Druchin V.S., Panov S.F., Arzhilovskaya N.G., Khlyzov P.V., Muzychenko A.A. Osobennosti geologicheskogo stroeniya plasta Yu11, vliyayushchie na raspredelenie neftenasyschennosti [Some specific features of Yu 11 formation that affect distribution of oil-saturation]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2014;(10):7–12. In Russ.

Информация об авторах

Щергина Елена Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный специалист

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПинефть»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 143а
e-mail: ScherginaEA@tmn.lukoil.com
ORCID ID: 0000-0002-4514-3684

Сметанин Александр Борисович

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный специалист

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПинефть»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 143а
e-mail: SmetaninAB@tmn.lukoil.com

Щергин Владимир Георгиевич

Кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
начальник управления

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПинефть»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 143а
e-mail: ShcherginVG@tmn.lukoil.com

Information about authors

Elena A. Shchergina

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Specialist

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch,
143a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: ScherginaEA@tmn.lukoil.com
ORCID ID: 0000-0002-4514-3684

Alexander B. Smetanin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Specialist

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch,
143a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: SmetaninAB@tmn.lukoil.com

Vladimir G. Shchergin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Assistant
professor, Head of Administration

LUKOIL-Engineering Limited KogalymNIPIneft Branch,
143a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: ShcherginVG@tmn.lukoil.com

The Digital Twin Conference brings together key players of the oil & gas industry, to probe and explore winning strategies and technologies, by means of digitalization in dealing with the current and future challenges of the upstream, midstream and downstream sector.

This event is a platform bringing the entire Oil and

Gas Sector together along with IoT, AI/ML and digital solution providers to discuss the latest developments and best practices for digital transformation in the industry.

Digitalization including AI, IoT and Blockchain has made a huge impact on helping operating companies improve operational

efficiency, eliminate unplanned downtime, improve safety, and reduce overall costs.

With an intense 2-days agenda, the conference seeks to expand in-depth discussions, techniques and applied knowledge along with technological challenges of oil & gas digitalization. You will gain insights from the best in the industry and make lifelong friends.

Moving forward with the success of the inaugural conference, the Digital Twin Conference – 2022 will once again hold a promising meeting place for the industry, through its interactive sessions, highlighting the latest Digital Developments in the oil and gas.

Digitalization including AI, IoT and Blockchain has made a huge impact on helping operating companies improve operational efficiency, eliminate unplanned downtime, improve safety, and reduce overall costs.



УДК 553.982.23

DOI 10.31087/0016-7894-2022-1-49-59

Литогенез, сопряженный с тектоногидротермальной активизацией — основа формирования промышленных скоплений углеводородов

© 2022 г. | А.Д. Коробов, Л.А. Коробова

Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, Саратов, Россия; korobad@yandex.ru; korob@info.sgu.ru

Поступила 31.05.2021 г.

Доработана 25.06.2021 г.

Принята к печати 20.09.2021 г.

Ключевые слова: углеводороды; рифтогенный бассейн; тектоногидротермальная активизация; витринитовая шкала; температуры гомогенизации; газово-жидкие включения; уровень палеотермического несоответствия.

Аннотация: Геодинамическая обстановка, способствующая возникновению углеводородных залежей, отличается обязательным совместным участием катагенетической (региональной фоновой) и гидротермальной (локальной наложенной) проработками пород. С точки зрения энергетики это прогрев, вызванный монотонным длительным погружением, но усиленный гидротермальным процессом, порожденным кратковременной сейсмотектонической активностью, т. е. тектоногидротермальной деятельностью. Проблема заключается в том, что геологи часто игнорируют сейсмотектонический фактор, который с участием горячих вод резко увеличивает массообмен в геологической среде. Это вызывает стремительную эмиграцию микро нефти из материнских толщ и при благоприятных условиях образование залежей углеводородов. В статье доказывается, что структурная перестройка рифтогенных бассейнов сопровождается тектоногидротермальной активизацией. Эпигенетические процессы, ей сопутствующие, контролируются в первую очередь конвективным теплопереносом. Газово-жидкие включения новообразованных минералов, как и сами минералы, служат индикаторами тектоногидротермальных явлений. Подвижность газово-жидких углеводородов при первичной и латеральной миграции определяется, прежде всего, интенсивностью наложенного тектоногидротермального воздействия. Показатель интенсивности последнего равен отношению максимальных палеотемператур гомогенизации к палеотемпературам, рассчитанным по отражательной способности витринита. Этот показатель, выявленный для одних и тех же интервалов геологического разреза, характеризует уровень палеотермического несоответствия природной системы. Он может использоваться при прогнозных оценках территории на углеводородное сырье. Для перспективных рифтогенных площадей, где материнские породы достигли температурной зоны 80–160 °С за счет кондуктивного прогрева, значения уровня палеотермического несоответствия варьируют в пределах 1,4–2,3.

Для цитирования: Коробов А.Д., Коробова Л.А. Литогенез, сопряженный с тектоногидротермальной активизацией — основа формирования промышленных скоплений углеводородов // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 49–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-49-59.

Lithogenesis associated with tectonic and hydrothermal activation: basis for formation of commercial hydrocarbon accumulations

© 2022 | A.D. Korobov, L.A. Korobova

Saratov National Research State University named after N.G. Chernyshevsky, Saratov, Russia; korobad@yandex.ru; korob@info.sgu.ru

Received 31.05.2021

Revised 25.06.2021

Accepted for publication 20.09.2021

Key words: hydrocarbon; riftogenic basin; tectonic and hydrothermal activation; vitrinite scale; homogenization temperature; gas-liquid inclusions; level of paleothermal mismatch.

Abstract: Geodynamic conditions favourable for hydrocarbon accumulation are notable for mandatory combination of catagenetic (regional background) and hydrothermal (local superposed) rock reworking. In terms of energy, it is heating up caused by durable continuous subsidence although strengthened by hydrothermal process triggered by short-term seismotectonic event, i.e., tectonic and hydrothermal activity. The problem is that geologists often disregard a seismotectonic factor, which, in the presence of hot waters sharply increases mass transfer in subsurface. This causes a swift expulsion (migration?) of micro-oil from source rocks, and in favourable conditions — formation of hydrocarbon accumulations. The authors prove that tectonic and hydrothermal activation accompanies structural changes in riftogenic basins. Epigenetic processes accompanying these changes primarily occur under control of heat and mass convective transfer. Gas-liquid inclusions of newly formed minerals, along with the minerals themselves, are indicative of tectonic and hydrothermal phenomena. The mobility of gas-liquid hydrocarbons during expulsion and lateral migration depends, first of all, on the intensity of superposed tectonic and hydrothermal impact. The intensity index of this impact is equal to the ratio of maximum paleotemperature of homogenization to paleotemperature calculated from vitrinite reflectance. This index estimated for

the same intervals of geological section characterises the level of paleothermal mismatch of the natural system. The index can be used in prediction of hydrocarbon occurrence in certain territory. In the promising riftogenic areas where source rocks have reached the temperature zone 80–160 °C owing to conductive heating, values of paleothermal mismatch range (approximately) from 1.4 to 2.3.

For citation: Korobov A.D., Korobova L.A. Lithogenesis associated with tectonic and hydrothermal activation: basis for formation of commercial hydrocarbon accumulations. *Geologiya nefti i gaza*. 2022;(1):49–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-49-59. In Russ.

Введение

В течение XIX и XX вв. наблюдалось бурное развитие различных аспектов нефтегазовой геологии. К концу XX в. накопились серьезные противоречия, выявившие неадекватность существующих моделей формирования нефтяных месторождений. В настоящее время большинство ученых придерживается органической (осадочно-миграционной) теории происхождения нефти, но заметные противоречия продолжают сохраняться. Остановимся на рассмотрении некоторых из них.

Превращение осадочного бассейна в нефтегазоносный в значительной степени определяется динамикой погружения, нередко осложненного тектоническим (тектоносейсмическим) воздействием, а также интенсивностью прогрева. Все это предопределяет полноту процесса реализации материнскими породами своего генерационного потенциала и интенсивность миграции микронепти, что в совокупности и составляет основу оценки перспектив территорий на УВ-сырье.

Большая роль палеогеотермических критериев прогнозирования нефтегазоносности общеизвестна. Современная палеогеотермия располагает разнообразными методами определения палеотемператур: термометрия по отражательной способности витринита (ОСВ) и по газовой-жидким включениям (ГЖВ) в гидротермальных минералах (гомогенизация, декрепитация). Первая широко применяется при изучении закономерностей нефтегазоаккумуляции. В последние годы в нефтегазовой геологии предпринимались неоднократные попытки совместного использования палеотермометрии как по ГЖВ в аутигенных минералах, так и по марочным характеристикам угольных включений и ОСВ. При этом обнаружилась неоднозначность соотношений этих показателей. Одни исследователи считают, что расчетные температуры углефикации являются заниженными (Шапенко В.В., Щепеткин Ю.В., 1978; [1]). Другие доказывают, что палеотемпературные показатели по ГЖВ можно использовать лишь в тех случаях, когда они подтверждаются углепетрографическими данными и не противоречат расчетным палеотемпературам по ОСВ [2].

Такие различные мнения вполне объяснимы, поскольку все постдиагенетические процессы, с которыми связан нефтидогенез, протекают в системе порода – флюид. Эти системы характеризуются двумя геотермическими показателями – температурами как самих пород, так и циркулирующих в них горячих растворов – флюидов. Эти температуры могут быть близки друг другу или даже совпадать по своим значениям, но могут и существенно разли-

ваться. Геотермические исследования разнообразных геодинамических (геотектонических) областей свидетельствуют о существовании кондуктивного и конвективного геотермических режимов (Череменский Г.А., 1977).

В случае кондуктивного режима, присущего типичным платформенным условиям, не осложненным фазами резкого тектонического воздействия, температуры подземных вод и вмещающих их пород практически одинаковы. В рифтогенных же седиментационных бассейнах, для которых типичны периодически возникающие структурные перестройки, эти температурные соотношения могут приобретать сложный (весьма контрастный) характер. Обусловлен он внедрением термальных флюидов (результат конвективного теплопереноса) в отложения с гораздо более низкими «фоновыми» температурами, вызванными кондуктивным переносом тепла. Следовательно, в «жизни» осадочных бассейнов необходимо различать показатели кондуктивного и конвективного геотермических режимов, а также случаи их разнообразного сочетания.

Кондуктивный режим можно оценивать по шкале катагенеза и по углепетрографическим показателям (в том числе ОСВ), фиксирующим максимальные палеотемпературы прогрева слабопроницаемых вмещающих толщ.

Конвективный теплоперенос, напротив, протекает в хорошо проницаемой геологической среде. Он обусловлен активным движением гидротермальных растворов (флюидов) по вновь созданным или прежде существовавшим разломам, тектоническим нарушениям, оперяющей трещиноватости, сообщающимся кавернам и порам. Его деятельность доказывается развитием ГЖВ и характеризуется геохимическими особенностями тех аутигенных минералов, образование которых связано с этими нагретыми водами. Важными показателями конвективного процесса являются температуры гомогенизации и декрепитации ГЖВ в минералах, выпавших из горячих растворов, а также сами индикаторные минералы – термометры.

Н.П. Гречишников [3] считает, что формирование крупных скоплений нефти сопряжено с активной миграцией УВ из материнских толщ. Сама же миграция является функцией интенсивности продуцирования УВ, которая контролируется прогревом. По мнению этого ученого, оптимальный прогрев пород для возникновения промышленных залежей обеспечивается определенным балансом кондуктивного тепло- и конвективного теплопереноса. Но только ли одним прогревом оцениваются масштабы первичной и латеральной ми-

грации нефти? Ведь известно, что конвективный теплоперенос напрямую сопряжен с тектонической деятельностью. В этой связи необходимо обратить внимание на другие природные факторы, которые могут резко увеличить массообмен в геологической среде. Достаточно вспомнить, что конвективный теплоперенос в Западной Сибири осуществляется за счет циркуляции горячих растворов в сеймотектонической обстановке – обстановке разноинтенсивного пульсирующего стресса. Такие условия авторы статьи связывают с наложенной тектоногидротермальной активизацией, столь характерной и важной для формирования месторождений УВ в рифтогенных бассейнах седиментации [4, 5]. Следовательно, помимо благоприятных температурных условий, еще как минимум одним необходимым фактором активной эмиграции жидкой нефти из материнских пород является тектоническая деятельность. Рассмотрению ее роли в вопросах формирования промышленных скоплений УВ и посвящена настоящая статья. Для этого оценим способность миграции нефти, в одном случае, в обстановке длительного монотонного прогибания седиментационного бассейна с кондуктивным переносом тепла, а в другом – в режиме, при котором эти условия изменялись за счет фаз резкого тектонического воздействия. Напомним, первый случай характеризует условия для формирования синеклиз, не осложненных рифтами, которые наиболее благоприятны для осадочно-миграционного образования нефти [6]. Он отвечает депрессионно-геодинамическому режиму. Во втором случае речь идет о геодинамической обстановке рифтогенных седиментационных бассейнов.

Важно подчеркнуть, что осадочно-миграционная теория образования нефти [6] сформировалась в то время, когда исследования термометрии, основанные на методе гомогенизации ГЖВ в минералах, еще не использовались для решения вопросов нефтидогенеза. Первые работы, посвященные этой проблеме, были выполнены позже А.С. Махначом, В.В. Пановым (1976) и Г.М. Гигашвили (1979).

Особенности миграции нефти в различных тектонических условиях

Синеклизы, не осложненные рифтами (депрессионный геодинамический режим)

Для стабильно погружавшегося бассейна седиментации складывались застойные гидрогеологические условия элизионного режима. В таких случаях при медленном прогибании обеспечивается постепенность прогрева осадочных толщ, вследствие чего палеотемпературы пород и подземных вод (осадков и поровых растворов) на протяжении всей истории развития структур данного типа были практически одинаковыми. Принято считать, что для активизации процессов нефтидогенеза в рассматриваемых бассейнах материнским породам требуется опуститься на глубину 2–3 км, чтобы попасть в наиболее благоприятные термобарические

условия — в главную зону нефтеобразования (ГЗН) [7]. Там господствуют значительные геостатические давления, которые отжимают капельно-жидкую протонефть из нефтепроизводящих толщ в пласты-коллекторы.

В ГЗН для осуществления первичной миграции огромную роль играет гравитационное всплывание капель микронефти в нефтеводных смесях [6]. Однако для того, чтобы нефть как самостоятельная фаза пришла в движение в геостатических условиях кондуктивного переноса тепла, важно накопление какого-то минимального ее объема, который бы обладал достаточной энергией, чтобы проложить себе дорогу в водозаполненной пористой среде. Исходя из соображений бассейнового моделирования формирования УВ, необходима аккумуляция определенной критической массы нефти, чтобы она в виде мелких капель могла начать движение, преодолев капиллярное давление и прорвав поверхностную пленку воды. Только при достижении такой массы нефти сила всплывания обеспечивает начало ее движения [8]. Но для этого должно накопиться также и значительное количество воды, провоцирующей всплывание.

В этой связи надо отметить, что ГЗН знаменательна рядом изменений, претерпеваемых глинистыми породами, являющимися наиболее распространенным типом нефтематеринских толщ [7]. Здесь начинается и усиливается переход смешанослойных глинистых минералов (иллит-сметкитов), а также, собственно, сметкитов в гидрослюда с освобождением петрогенной воды. М. Пауэрс (Powers M.C., 1967) связывает с этим явлением эмиграцию из глин микронефти вместе с поровой и петрогенной водой в элизионном процессе. Он растянут на сотни миллионов лет и является стационарным. Под элизионным процессом В.И. Дюнин (2000) понимает восходящую миграцию поровых и петрогенных вод, доля которых в общем водном балансе артезианских (нефтегазоносных) структур чрезвычайно мала, а следовательно, вряд ли могла способствовать активной мобилизации УВ.

Но Б.А. Соколов и А.Н. Гусева (1993) утверждали, что возникновение залежей нефти и газа осуществляется на общем фоне очень медленного (многие миллионы лет) погружения и столь же медленного преимущественно кондуктивного прогрева осадочных толщ. Здесь возникает несколько вопросов, на которые осадочно-миграционная теория не дает ясных ответов.

Во-первых, каким образом низкие концентрации нефти при выделении из раствора образуют такое насыщение порового пространства породы, которое вызывает перемещение нефти за счет сил всплывания? Во-вторых, как могут сохраниться неокисленными при длительном контакте с водой капельки нефти с их огромной суммарной удельной поверхностью? Ведь даже крупные скопления нефти подвергаются весьма интенсивным изменениям (разрушению) в зоне водонефтяного контакта,

Таблица. Уровень палеотермического несоответствия в осадочных нефтегазоносных толщах и продуктивность скважин
Table. Level of paleothermal mismatch in sedimentary oil and gas bearing sequences and well productivity

Регион	Площадь, скважина, структура, месторождение	Возраст отложений	Минералы с ГЖВ	Температура гомогенизации ГЖВ, °С (число определений) [2, 9]	Расчетная температура метаморфизма угля или РОВ, °С [2, 9]	Уровень палеотермического несоответствия (УПТН)	Продуктивность скважин
Западная Сибирь	Калчанская-1-Р, Парабельский мегавал	J ₃	Кальцит, доломит	140 (3), 170 (3)	50–80*	2,1	Продуктивная
	Верхне-коликъеганская-52, Верхнеколикъеганское купольное поднятие, Верхнеколикъеганское	J ₃	Кальцит, доломит	185 (2)	50–80	2,3	Продуктивная
	Фестивальная-255, Фестивальный вал, Фестивальное	J ₃	Кальцит, доломит	152 (3)	50–110 (50–80–110)	1,4–1,9	Продуктивная
	Сикторская-7, Александровский мегавал, Коликъеганский вал, Северо-Сикторское	J ₃	Кальцит, доломит	140 (3), 170 (3)	50–80	2,1	Продуктивная
Восточное Предкавказье	Кочубеевская-1	J ₂	Нет	Нет	190	–	Непродуктивная

*Верхняя температурная граница ГЗН.

который имеет небольшую удельную поверхность. Из этого следует, что если ОВ как гумусового, так и сапропелевого типа подверглось прогреву в интервале температур 80–160 °С (главная фаза нефтеобразования (ГФН)) при кондуктивном теплопереносе, который определяет особенности литогенеза погружения, то активной эвакуации нафтидов из материнских пород не наблюдается. Связано это, по мнению одних исследователей [3, 9], с невозможностью интенсивного продуцирования нафтидов, а других [4, 10, 11] — с отсутствием кроме этого еще и факторов, резко увеличивающих массообмен в геологической среде¹.

Перечисленные обстоятельства, видимо, приводят к тому, что в древних конседиментационных структурах с преимущественно кондуктивным переносом тепла, достигшего уровня ГФН, микро-нефть или остается в материнских породах, или не сохраняется при первичной миграции. В итоге месторождения не образуются, но нефтепроявления иногда возникают.

Рифтогенные седиментационные бассейны

Для осадочных бассейнов с погребенным континентальным рифтом (Западно-Сибирская плита) характерны этапы структурной перестройки с широким развитием гидротермального процесса и эпигенетического минералогенеза с формированием

ГЖВ. При этом, в отличие от предыдущего случая, палеотемпературы пород и подземных вод перестают быть одинаковыми или почти одинаковыми. Теперь на первый план выступает контрастно выраженное несоответствие между температурами по ОСВ и ГЖВ. Так, температуры гомогенизации ГЖВ из отложений, вмещающих промышленные скопления нефти, иногда оказываются значительно выше прогнозных максимальных температур осадочного нефтеобразования по витринитовой термометрии [9]. Для месторождений Западной Сибири они, в частности, варьируют в пределах 140–185 и 50–110 °С соответственно (таблица).

Стремительное повышение температуры подземных вод в периоды структурной перестройки сопряжено с резким усилением темпов внедрения в структуру высокоэнтальпийных глубинных флюидов по реанимированным и (или) вновь образовавшимся проницаемым зонам. Это свидетельствует о наличии в истории развития нефтегазоносных бассейнов фаз сейсмоструктурного воздействия. Оно сопровождается не только вспышками гидротермальной деятельности, но и эффективной первичной и латеральной миграцией УВ. Рассмотрим причины ускоренной миграции УВ в тектонически напряженных обстановках.

Важность сейсмического воздействия на коллектор в процессе вторичной миграции флюида подчеркивают в своей работе А.А. Карцев и его коллеги [10]. Они считают, что пульсирующее геодинамическое давление, то усиливая, то ослабляя

¹Копылова Г.Н. Эффекты сейсмичности в режиме подземных вод (на примере Камчатского региона) : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2010. – 36 с.

действия архимедовой силы, способствует слиянию отдельных капель и пузырьков УВ-фазы в крупные скопления нефти. При этом повышается общая нефтегазонасыщенность пород, увеличивается фазовая проницаемость для УВ и снижается противодействие со стороны капиллярных сил.

Экспериментально установлено влияние знакопеременных геодинамических напряжений в скелете тонкодисперсных горных пород на преодоление капиллярных сил и резкую активизацию связанной воды, содержащей органические компоненты (Абрамова О.П., Абукова Л.А., Юсупова И.Ф., 2005). Выявлено, что после крупных землетрясений в течение двух месяцев и более наблюдается увеличение дебита нефти в скважинах. В дальнейшем дебиты восстанавливаются до первоначальных значений. Г.Н. Копылова¹ установила зависимость значений кратности роста дебита скважин от магнитуды землетрясения. Так, для землетрясений интенсивностью 5 баллов характерно увеличение дебита в 2 раза, для землетрясения силой 7 баллов — в 3. Механизм формирования такого эффекта связан с преимущественным увеличением проницаемости флюидовмещающих пород при прохождении сейсмических волн и подстройкой порового давления к изменившимся фильтрационным свойствам флюидовмещающих пород¹.

Сказанное прекрасно иллюстрирует закономерность, выявленную А.А. Трофимуким с коллегами [12]. Они, в частности, доказали, что сеймотектонические процессы в сотни и тысячи раз ускоряют первичную и латеральную миграцию, а также аккумуляцию УВ в мобильных областях земной коры по сравнению с пассивными, т. е. стабильно и монотонно погружающимися бассейнами осадконакопления. Кроме активной миграции сеймотектонические процессы провоцируют условия, при которых темпы образования УВ даже при пониженных температурах существенно превышают скорости их естественной диссипации в подземной гидросфере [12, 13]. Из этого следует принципиальный вывод, что нефтидогенез и возникновение залежей обусловлены трансформацией ОБ в подвижные УВ, происходящей в материнских породах, механически активизированных природными сеймотектоническими явлениями.

По мнению Г.И. Амурского, А.В. Бочкарева и А.Н. Соловьева [13], подобные обстановки сопряжены с этапами тектонической активизации, когда нефтегазоносные бассейны или их фрагменты оказывались в ареалах зон мощного горизонтального стресса. На последнее обстоятельство необходимо обратить особое внимание, поскольку структурная перестройка Западно-Сибирской плиты (рифтогенного бассейна) сопровождается пульсирующим стрессом и, как следствие, — лавинообразным появлением большой массы горячих растворов в глубоководных осадочных толщах. Нагретые воды (гидротермы) участвуют в стремительном преобразовании не только рассеянного ОБ, но и вмещаю-

щих пород, ускоряя нефтидогенез, а также создавая нетрадиционные коллекторы и вторичные экраны. Они же обеспечивают быструю эвакуацию нефти в ловушки [4, 11, 14].

Придавая горячим растворам исключительное значение в этих процессах, авторы статьи такую активизацию называют тектоногидротермальной [4, 15]. Она типична для осадочных бассейнов с погребенным континентальным рифтом, в которых магматическая деятельность полностью угасла и в дальнейшем проявляться уже не может. Тектоническая обстановка там в периоды структурной перестройки характеризуется контрастностью движений и, прежде всего, разноинтенсивным пульсирующим стрессом в сочетании с мощным проявлением гидротермального процесса. В этом состоит принципиальное отличие рассматриваемого случая от тектонической обстановки синеклиз, не осложненных рифтами, где даже при оптимальных температурах созревания ОБ не хватает энергии для активной миграции образовавшихся УВ из материнских толщ. Иначе обстоят дела в рифтогенных бассейнах, где налицо участие дополнительной сейсмической и тектонической энергии Земли не только в нефтидогенезе, но и, главное, в мобилизации УВ и формировании залежей.

Обсуждение результатов

Установлено, что если кондуктивный режим (или его составляющая) присущ любому седиментационному бассейну, где он контролирует литогенез погружения, то конвективный сопряжен только с фазами тектонической активизации. При этом необходимо помнить, что он не является продолжением кондуктивного режима. Конвективный теплоперенос может протекать на любом этапе осадочного цикла, но лишь с началом тектонической активизации. Накладываясь на кондуктивный перенос тепла, он характеризуется различным по интенсивности сейсмическим воздействием, повышенными температурами, относительной кратковременностью и периодической возобновляемостью. Конвективный теплоперенос реализуется в новой особой автономной системе, которая отличается дополнительными энергетическими источниками.

Из вышеизложенного можно заключить, что конвективный теплоперенос является функцией тектонической активизации. Но какой? Здесь мнения геологов расходятся. Одни считают, что тектономагматической ([3, 9, 16, 17] и др.), другие — тектоногидротермальной (Труфанов В.Н. и др., 2011; [4, 15, 18]). При проявлении тектонической активизации интенсивность прогрева горных пород за счет конвективного теплопереноса намного выше по сравнению с прогревом, обусловленным кондуктивным переносом тепла. Поэтому температуры самих пород по витринитовой шкале отличаются от температур циркулировавших в них растворов, о которых судят по палеотермометрии ГЖВ. И эта

разница, определяемая скоростью прогрева, тем существеннее, чем выше тектоническая активизация.

Х.А. Хедеманн [19] установил, что в обстановке стремительного нагрева толщ процессы метаморфизма угля происходят медленнее, чем рост температур, поскольку скорость деструкции каустобиолитов, в силу своей инертности, отстает от скорости нарастающего прогрева. Поэтому, находясь в зоне быстро увеличивающегося конвективного теплопереноса нефтегазоносных районов, углистые частицы, распределенные в основной массе материнских толщ, оказываются «недометаморфизованными», а рассеянное ОВ, по Н.П. Гречишникову и Ю.В. Степанову [9], «недогретым» относительно участков гидротермальной проработки пород из тех же интервалов разреза, которые характеризуются эпигенетическим минерагенезом с ГЖВ. В силу названных обстоятельств В.В. Станов [20] утверждает, что одна и та же степень метаморфизма угля может приходиться на разные температуры с разбросом в 100–200 °С в зависимости от скорости нагрева.

Такое положение дел определенным образом характеризует соотношение температур материнских толщ и циркулирующих в них флюидов для районов крупных скоплений нефтяных. Установлено, что на промышленных УВ-месторождениях материнские толщи прогреты до 80–160 °С по витринитовой шкале (ГФН), а температуры гомогенизации ГЖВ в гидротермальных минералах из тех же самых пород заметно превышают их значения (см. таблицу). Кроме того, если прогрев материнских толщ ограничивался преимущественно кондуктивным теплопереносом (отсутствуют гидротермальные минералы и ГЖВ), то, несмотря на достижение ГФН, определенное по витринитовой шкале, активной миграции УВ не происходит, промышленные месторождения не возникают и в лучшем случае формируются нефтепроявления [3]. Поэтому выявление структур с признаками резкой активизации конвективного теплопереноса на основе вышеуказанного несоответствия палеотермометрии по гомогенизации и по витринитовой термометрии представляет первостепенный интерес при прогнозировании нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов.

Следовательно, только при наложении конвективного теплопереноса на кондуктивный перенос тепла происходит стремительный вынос нефтяных из зон, соответствующих ГФН, с образованием крупных залежей. Это возможно лишь в тех нефтегазоносных бассейнах, где проявлялись фазы сейсмоструктурного воздействия. Об интенсивности последнего можно судить по значению палеотермического несоответствия, т. е. отношению максимальных палеотемператур гомогенизации ГЖВ к палеотемпературам, рассчитанным по ОСВ. Этот же показатель можно использовать при прогнозных оценках территории на УВ-сырье. Для продуктивных рифтогенных площадей Западной Сибири, где материнские породы достигли темпе-

ратурной зоны 80–160 °С за счет кондуктивного прогрева, его значения колеблются в пределах 1,4–2,3 (см. таблицу).

Типичный пример наблюдается в рифтогенном седиментационном бассейне (Западная Сибирь) на Северо-Сикторском месторождении нефти (см. таблицу). В разрезе скв. Сикторская-7 верхнеюрские отложения характеризуются, с одной стороны, палеотемпературами 50–80 °С, определенными по витринитовой шкале, что отвечает верхней температурной границе ГФН (80 °С), с другой — отличаются максимальной палеотемпературой гомогенизации ГЖВ 170 °С. В таких случаях УПТН рассчитывается следующим образом: $170/80 = 2,1$. На месторождении из верхнеюрских отложений наблюдаются нефтепритоки с дебитом 48 м³/сут (Клещев К.А., Шеин В.С., 2010).

Подобная ситуация отмечается в Западной Сибири (ХМАО) на Фестивальном месторождении нефти (см. таблицу) на глубинах 2928–3028 м (Клещев К.А., Шеин В.С., 2010). В разрезе скв. Фестивальная-255 верхнеюрские отложения отличаются разбросом палеотемператур в интервале 50–110 °С, определенных по витринитовой шкале, часть которого (80–110 °С) соответствует ГФН. На этом же участке разреза установлена температура гомогенизации ГЖВ 152 °С. Следовательно, уровень палеотермического несоответствия в породах нефтяного месторождения варьирует в пределах:

$$\text{УПТН}_{\min} = 152/110 = 1,4;$$

$$\text{УПТН}_{\max} = 152/80 = 1,9.$$

Совершенно иная картина наблюдается в платформенной части Восточного Предкавказья. В разрезе скв. Кочубеевская-1 подошва среднеюрских отложений на глубине 4700 м характеризуется, с одной стороны, палеотемпературой 190 °С по витринитовой шкале, что несколько превышает уровень ГФН, с другой — современной температурой 187 °С, замеренной непосредственно в стволе скважины. Важно подчеркнуть, что в этих породах отсутствуют ГЖВ (продукт конвективного теплопереноса). Поэтому, несмотря на высокие палео- и современные температуры, в разрезе скважины не только не обнаружены промышленные скопления УВ, но и сама скважина оказалась бесприточной [3, 9], а УПТН рассчитать не представляется возможным.

Как отмечалось, конвективный теплоперенос является функцией тектонической активизации. Авторы статьи считают, что тектоногидротермальной. Но существует и другая точка зрения, согласно которой конвективный теплоперенос вызван тектономагматической активизацией и обусловлен циркуляцией горячих растворов, продуцируемых магматическими очагами ([3, 9, 16, 17] и др.).

Понятие «тектономагматическая активизация» предложено металлогенистами (Горжевский Д.И., Козеренко В.П., Фогельман Н.А., 1967; [21]), в частности, для дейтероогенных областей. Она свой-

ственной тектонически подвижным структурам, характеризующимся контрастностью движений и сопровождающимся интенсивной магматической деятельностью, в результате чего обычно образуются сложные интрузивно-эффузивные комплексы. С последними на постагматической стадии связано возникновение гидротермально-метасоматических, как правило, рудоносных формаций.

Образование нефтегазовых промышленных скоплений Н.П. Гречишников и Ю.В. Степанов связывают с обязательной активизацией тектономагматических процессов. В качестве примера они, в частности, рассматривают Талинское нефтяное месторождение, локализованное на площади Красноленинского свода Западно-Сибирской плиты. Там, по результатам анализа метасоматического перерождения минералов шеркалинской свиты, отмечена мощная гидротермальная проработка песчаников с формированием суперколлекторов (Абдуллин Р.А., 1991; [22]). По мнению Н.П. Гречишникова и Ю.В. Степанова [9], подобные преобразования могли произойти только под влиянием магматического очага с конвективным теплопереносом на инверсионном этапе развития. Однако далеко не во всех областях, переживших тектоническую перестройку, известны случаи проявления магматизма. В первую очередь это касается рифтогенных бассейнов седиментации, где тектоническая активизация сопровождается лишь ширококомасштабными гидротермальными процессами [14, 15].

Так, проведенные в Западной Сибири литогеохимические исследования в комплексе с геологическими, тектоническими и палеогеографическими данными (Ван А.В., Казанский Ю.П., 1998; Ушатинский И.Н., Рыльков А.В., 2002; Нестеров И.И., Ушатинский И.Н., Рыльков А.В., 2003) показали, что никаких признаков существования современных, молодых или древних магмопроявлений (в том числе вулканических) в составе осадочного чехла не установлено. Следовательно, плитный этап развития не осложнялся магматическими процессами. Лишь в раннем триасе отмечается деятельность базальтового вулканизма, связанного с рифтогенезом, который сформировал промежуточный структурный этаж молодой платформы.

И.И. Нестеров и коллеги (2003) связывали постседиментационные преобразования чехла Западно-Сибирской плиты с региональным фоном изменения пород, а не с воздействием вулканизма. Вместе с тем, в верхнеюрско-нижнемеловых отложениях Западной Сибири присутствует пирокластический материал основного состава (Ван А.В., Казанский Ю.П., 1998). В частности, обнаружены люминесцирующие вулканические стекла в нефтематеринской баженовской свите [23]. Однако это также не может служить доказательством проявления мезозойского вулканизма на территории Западно-Сибирской плиты. Вероятным источником пеплового материала могла быть Арктическая магматическая провинция, располагающаяся в

пределах архипелага Шпицберген [24], поскольку абсолютные датировки долеритов Шпицбергена указывают на два пика активности магматизма: в поздней юре и в раннем мелу – альбе [25].

Не все геологи признают большое значение конвективного теплопереноса в формировании УВ-месторождений. Так, Б.А. Лебедев и Э.М. Пинский [17] приходят к выводу о совершенно ничтожной роли конвекции в геологической истории нефтегазоносных бассейнов. Разделяя эту точку зрения, В.С. Сурков с коллегами (1989) связывают температурные аномалии ранне-среднетриасовой палеорифтовой системы Западной Сибири только с процессами кондуктивного теплопереноса. Аномалии температур, по мнению этих ученых, обусловлены большей плотностью и, следовательно, большей теплопроводностью пород рифтовых зон. Вместе с тем установлено [26], что в рифтогенных геодинамических обстановках прогрев может достигать самых верхних горизонтов осадочного чехла. Происходит это в периоды тектоногидротермальной активизации рифтогенных бассейнов, когда исчезают или резко сокращаются естественные преграды на пути движения горячего глубинного флюида [5, 11]. Тут возникает закономерный вопрос: как быть с экранирующей способностью глин, в первую очередь смектитовых?

Чтобы ответить на него, необходимо вспомнить, что водоупорным (флюидоупорным) монтмориллонит является лишь при его обводнении в условиях низких температур, когда давление набухания достигает 0,2 МПа (Грим Р.Э., 1967) и практически исключает движение растворов. В гидротермальных же системах картина радикально меняется.

По данным И.А. Бриллинга [27], проницаемость монтмориллонитового (смектитового) образца при повышении температуры от 20 до 80°C возрастает более чем на 2 порядка. При росте температуры от 20 до 90°C коэффициент проницаемости каолинита увеличивается в 3–5 раз, а монтмориллонита — на порядок и более. Рост проницаемости глин с повышением температуры обусловлен разрушением (освобождением) связанной воды. По мере роста температуры все больший объем жидкости будет переходить в свободное состояние, увеличивая тем самым эффективную пористость породы. Более значительный эффект влияния температуры на изменение проницаемости, отмеченный в смектитовых глинах, объясняется их повышенными гидратирующими свойствами. В результате этого относительный объем выделяемой в свободное состояние связанной воды в этих глинах будет значительно выше, чем, например, в каолинитовых. Следовательно, в монтмориллонитовых глинах выше диапазон изменения проницаемости под влиянием температуры, чем в каолинитах (Грим Р.Э., 1967; [28]). Заметное возрастание проницаемости глин в условиях высоких температур позволяет В.М. Гольдбергу и Н.П. Скворцову [28] говорить о значительном увеличении конвек-

тивной составляющей вертикального движения глубинных горячих вод.

Особую значимость это приобретает в периоды структурной перестройки. Так, исходя из работ И.С. Грамберга с коллегами (1995), Ю.В. Филипповича (2001) и В.Г. Криночкина с соавторами (2010), район Краснотурбинского свода, где расположено Талинское месторождение нефти, в период тектонической активизации являл собой крупную геодинамическую аномалию Западно-Сибирской плиты, сформировавшую трехуровневое чешуйчато-надвиговое сооружение. Там в изолированных (локальных) впадинах триасовые риолиты рогожниковской свиты и перекрывающие пласты ЮК₁₀₋₁₁ шеркалинской свиты (верхний лейас) в результате тектоногидротермальной активизации испытали кислотное выщелачивание с возникновением вторичных кварцитов — нефтенасыщенных новообразованных коллекторов (Абдуллин Р.А., 1991; Зубков М.Ю. и др., 1991; Лукин А.Е., Гарипов О.М., 1994; [22]). Главным энергетическим фактором всех преобразований был конвективный тепломассоперенос, осуществляющийся в обстановке разноинтенсивного пульсирующего стресса чешуйчато-надвигового сооружения.

Процесс, сменивший активное растворение на Таллинском месторождении, характеризуется, в частности, регенерацией кластогенного кварца и развитием микродруз этого минерала в пустотах выщелачивания. Своим габитусом кристаллы кварца здесь обязаны многочисленным регенерационным каемкам, нарощенным на исходные разноокатанные и выщелоченные обломки этого минерала. Процесс их образования проходил в несколько этапов. Это подтверждается различными по температуре генерациями регенерирующего кварца, установленными методом гомогенизации ГЖВ (Лукин А.Е., Гарипов О.М., 1994). На заключительных этапах регенерации отмечается захват битумов растущей кристаллической фазой (Казанский Ю.П. и др., 1993). Поэтому поздний аутигенный кварц нередко содержит в ГЖВ многочисленные пузырьки нефти. Это, во-первых, свидетельствует о появлении ее в минералообразующих горячих водах завершающего этапа активизации района Краснотурбинского свода. Во-вторых, поскольку максимальное развитие данного процесса наблюдается в зонах разрывных нарушений, последние необходимо рассматривать как природные тектонические насосы, перемещающие УВ в ловушки.

В этой связи важно подчеркнуть, что температуры гомогенизации в возникших ГЖВ рассматриваются Н.П. Гречишниковым и Ю.В. Степановым [9] как «геотермические аномалии». А поскольку анализируемые явления вызваны тектоногидротермальной активизацией, можно сделать принципиальный вывод о том, что выявленные «геотермические аномалии» являются порождением и визитной карточкой тектоногидротермальной, но

отнюдь не тектономагматической активизации, как считают Н.П. Гречишников и Ю.В. Степанов. С этих позиций становится понятным, почему без «геотермических аномалий» (т. е. без проявления тектоногидротермальной активизации) в температурной зоне 80–160°C, сформировавшейся в нефтегазоматеринских породах под воздействием кондуктивного тепломассопереноса, промышленных УВ-скоплений, как правило, не наблюдается.

Уже не раз отмечалось, что тектоногидротермальная активизация в условиях рифтогенных седиментационных бассейнов предполагает конвективный тепломассоперенос в режиме разноинтенсивного пульсирующего стресса. В таких случаях обработка материнских толщ нагретыми водами вызывает быстрое созревание ОВ и столь же стремительную эмиграцию микронепти. Доказательством больших скоростей нефтеобразования может служить обнаружение так называемых гидротермальных нефтей (Симонейт Б.Р.Т., 1986). Если считать гидротермальную нефть аналогом лабораторного пиролитического процесса, то время, необходимое для ее возникновения, по Б.А. Соколову и А.Н. Гусевой (1993), следует оценивать несколькими годами. Кроме того, экспериментальные исследования с участием ГЖВ [29] показали, что взаимодействие горячих растворов (240–550°C) с вмещающими битуминозными и углеродистыми породами приводит к синтезу подвижных жидких и газообразных УВ, способных мигрировать в земных недрах в виде высокотемпературных гомогенных водных УВ-флюидов.

Таким образом, в рамках осадочно-миграционной модели предпочтительные условия образования и накопления нефти должны реализоваться в тектонически спокойных районах, где залежи перекрыты надежными экранами. Однако приведенные в настоящей статье данные не позволяют с этим согласиться. Как правило, локализация месторождений нефти наблюдается в областях тектонической (тектоногидротермальной) активизации, причем в тесной связи с разломными и нередко надвиговыми зонами. В первую очередь это касается осадочных бассейнов с погребенным континентальным рифтом, классическим примером которых является Западно-Сибирская плита.

Заключение

В процессе проведенных исследований получены следующие основные результаты.

1. Геодинамическая обстановка, способствующая возникновению УВ-залежей, должна отличаться обязательным совместным участием катагенетической (региональной фоновой) и гидротермальной (локальной наложенной) проработкой пород. С точки зрения энергетики — это прогрев, вызванный монотонным длительным погружением, но усиленный гидротермальным процессом, порожденным кратковременной сейсмоструктурной активностью, т. е. тектоногидротермальной деятельностью.

2. Структурная перестройка рифтогенных бассейнов сопровождается тектоногидротермальной активизацией. Эпигенетические процессы, ей сопутствующие, контролируются в первую очередь конвективным тепломассопереносом.

3. Газово-жидкие включения новообразованных минералов, как и сами минералы или фрагменты их регенерации, служат индикаторами тектоногидротермальных явлений. Подвижность газово-жидких УВ при первичной и латеральной миграции определяется прежде всего интенсивностью наложенного тектоногидротермального воздействия.

4. Показатель интенсивности тектоногидротермальной активизации равен отношению максимальных палеотемператур гомогенизации ГЖВ к палеотемпературам, рассчитанным по ОСВ. Этот

показатель, выявленный для одних и тех же интервалов геологического разреза, отражает уровень палеотермического несоответствия природной системы.

5. Уровень палеотермического несоответствия можно использовать при прогнозных оценках территории на УВ-сырье. Для перспективных рифтогенных площадей, где материнские породы достигли температурной зоны 80–160 °С за счет кондуктивного прогрева, его значения варьируют пределах 1,4–2,3.

6. Известный тезис Н.Б. Вассоевича «нефть — детище литогенеза» [6, с. 152] можно уточнить следующей формулировкой: нефть — детище литогенеза, сопряженного с тектоногидротермальной активизацией.

Литература

1. Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П. Палеотемпературы преобразования нефтегазоносных отложений. — М. : Наука, 1980. — 270 с.
2. Канана Я.Ф., Матвеев А.К. К вопросу определения палеотемператур осадочных толщ // Бюллетень МОИП. Отдел. геол. — 1986. — Т. 61. — № 4. — С. 110–121.
3. Гречишников Н.П. Геотермические процессы нефтегазообразования // Докл. АН СССР. — 1991. — Т. 319. — № 2. — С. 427–430.
4. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Пульсирующий стресс как отражение тектоногидротермальной активизации и его роль в формировании продуктивных коллекторов чехла (на примере Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2011. — № 6. — С. 4–12.
5. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Конвективный тепломассоперенос и формирование нефтегазоносных коллекторов пород переходного комплекса и чехла // Отечественная геология. — 2012. — № 6. — С. 3–12.
6. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Известия АН СССР. Сер. геол. — 1967. — № 11. — С. 135–156.
7. Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В. Главная фаза нефтеобразования // Вестник Моск. ун-та. Сер. геол. — 1969. — № 6. — С. 3–27.
8. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. — М. : Издательство Московского университета, 2000. — 384 с.
9. Гречишников Н.П., Степанов Ю.В. Геодинамика и процессы нефтегазообразования // Известия вузов. Геология и разведка. — 1991. — № 8. — С. 68–78.
10. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П., Брагин Ю.И. Нефтегазовая гидрогеология. — М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. — 2001. — 264 с.
11. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Лавинообразная генерация петрогенной воды в тектонически активизированном рифтогенном седиментационном бассейне — движущая сила гидротермального процесса и миграции углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2015. — № 12. — С. 34–43.
12. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П. и др. Сейсмоструктурные процессы — фактор, вызывающий преобразование органического вещества (ОВ) осадочных пород // Докл. АН СССР. — 1983. — Т. 271. — № 6. — С. 1460–1464.
13. Амурский Г.И., Бочкарев А.В., Соловьев Н.Н. Тектонодинамическая модель нефтегазообразования // Советская геология. — 1985. — № 7. — С. 3–13.
14. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Нефтегазоперспективный рифтогенно-осадочный формационный комплекс как отражение гидротермальных процессов в породах фундамента и чехла // Геология нефти и газа. — 2011. — № 3. — С. 15–24.
15. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Киняева С.И. Природа жилых коллекторов углеводородов фундамента Шаимского района (Западно-Сибирская плита) // Отечественная геология. — 2005. — № 4. — С. 3–9.
16. Лукин А.Е., Луговая И.П., Загнитко О.Н. Природа палеогеотермических критериев нефтегазоносностей // Известия АН СССР. Сер. геол. — 1989. — № 4. — С. 113–125.
17. Лебедев Б.А., Пинский Э.М. Механизмы формирования эпигенетических месторождений и их эволюция в истории Земли // Отечественная геология. — 2000. — № 2. — С. 13–17.
18. Зубков М.Ю. Тектоногидротермальные процессы в юрских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2017. — № 1. — С. 64–80.
19. Hedemann H.A. Die Gebirgstemperaturen in der Bohrung Munsterland-1 und die geotermische Tiefenstufe // Fortschr. Geol. Rheinl. und Westf. — 1963. — № 11. — С. 403–418.
20. Станов В.В. Метаморфизм углей и скорость нагрева // Отечественная геология. — 1985. — № 7. — С. 13–21.
21. Щеглов А.Д. Основные черты металлогении зон автономной активизации // Закономерности размещения полезных ископаемых. — М. : Наука, 1967. — Т. 8. — С. 95–138.
22. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Нефтегазоносные фации вторичных кварцитов и пропицитов Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. — 2013. — № 1. — С. 23–32.

23. Shal'dybin M.V., Wilson M.J., Wilson L. et al. The nature, origin and significance of luminescent layers in the Bazhenov Shale Formation of West Siberia, Russia // *Marine and Petroleum Geology*. – 2019. – Т. 100. – С. 358–375. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2018.11.022.
24. Ernst R.E., Youbi N. How Large Igneous Provinces affect global climate, sometimes cause mass extinctions, and represent natural markers in the geological record // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. – 2017. – Т. 478. – С. 30–52. DOI: 10.1016/j.palaeo.2017.03.014.
25. Буров Ю.П., Красильщиков А.А., Фирсов Л.В., Клубов Б.А. Возраст долеритов Свальбарда (по радиологическим данным) // *Геология Свальбарда*. – Л.: НИИГА, 1976. – С. 117–126.
26. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия // *Геология нефти и газа*. – 1998. – № 6. – С. 2–12.
27. Бриллинг И.А. Влияние температуры и давления на фильтрационные свойства глин // *Связанная вода в дисперсных системах*. – М.: Изд-во МГУ, 1977. – Вып. 4. – С. 130–135.
28. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Влияние температуры и минерализации подземных вод на проницаемость глинистых водоупоров // *Гидрогеология. Инженерная геология и строительные материалы*. – М.: Наука, 1980. – С. 73–77.
29. Балицкий В.С., Балицкая Л.В., Сеткова Т.В. и др. Возможно ли восполнение нефти в отработанных месторождениях за счет взаимодействия гидротермальных растворов с вмещающими битуминозными и углеродистыми породами? (эксперимент с участием флюидных включений) // *Георесурсы*. – 2020. – Спецвыпуск. – С. 36–39. DOI: 10.18599/grs.2020.Sl.36–39.

References

1. Ammosov I.I., Gorshkov V.I., Grechishnikov N.P. Paleotemperature preobrazovaniya neftegazonosnykh otlozhenii [Paleotemperatures of oil and gas bearing deposits transformation]. Moscow: Nauka; 1980. 270 p. In Russ.
2. Kanana Ya.F., Matveev A.K. K voprosu opredeleniya paleotemperatur osadochnykh tolshch [More on paleotemperature determination in sedimentary sequences]. *Byulleten' MOIP. Otdel. geol.* 1986;61(4):110–121. In Russ.
3. Grechishnikov N.P. Geotermicheskie protsessy neftegazoobrazovaniya [Geothermal processes of oil and gas generation]. *Dokl. AN SSSR.* 1991;319(2):427–430. In Russ.
4. Korobov A.D., Korobova L.A. Pul'siruyushchii stress kak otrazhenie tektono-gidrotermal'noi aktivizatsii i ego rol' v formirovaniy produktivnykh kollektorov chekhla (na primere Zapadnoi Sibiri) [Pulsating stress as a response to tectonic and hydrothermal activation and its role in productive reservoirs formation in sedimentary cover (by the example of Western Siberia)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2011;(6):4–12. In Russ.
5. Korobov A.D., Korobova L.A. Konvektivnyi teplomassoperenos i formirovanie neftegazonosnykh kollektorov porod perekhodnogo kompleksa i chekhla [Heat and mass convective transfer, and formation of oil and gas bearing reservoirs within transitional sequence and sedimentary cover]. *Otechestvennaya geologiya.* 2012;(6):3–12. In Russ.
6. Vassoevich N.B. Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefti [Sedimentary-migrational theory of oil origin]. *Izvestiya AN SSSR, Ser. geol.* 1967;(11):135–156. In Russ.
7. Vassoevich N.B., Korchagina Yu.I., Lopatin N.V., Chernyshev V.V. Glavnaya faza nefteobrazovaniya [Main oil generation phase]. *Vestnik Mosk. un-ta., ser. geol.* 1969;(6):3–27. In Russ.
8. Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. Geologiya i geokhimiya nefti i gaza [Oil and gas geology and geochemistry]. Moscow: MGU; 2000. 384 p. In Russ.
9. Grechishnikov N.P., Stepanov Yu.V. Geodinamika i protsessy neftegazoobrazovaniya [Geodynamics and petroleum generation processes]. *Izvestiya vuzov. Geologiya i razvedka.* 1991;(8):68–78. In Russ.
10. Kartsev A.A., Vagin S.B., Shugrin V.P., Bragin Yu.I. Neftegazovaya gidrogeologiya [Petroleum hydrogeology]. Moscow: RGU Nefti i Gaza im. I.M. Gubkina. 2001. 264 p. In Russ.
11. Korobov A.D., Korobova L.A. Lavinoobraznaya generatsiya petrogennoi vody v tektonicheski aktivizirovannom riftogenom sedimentatsionnom basseine — dvizhushchaya sila gidrotermal'nogo protsesssa i migratsii uglevodorodov [Avalanching generation of petrogenic water in tectonically activated sedimentary riftogenic basin as a factor of hydrothermal process and hydrocarbon migration]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2015;(12):34–43. In Russ.
12. Trofimuk A.A., Cherskii N.V., Tsarev V.P. et al. Seismotektonicheskie protsessy — faktor vyzyvayushchii preobrazovanie organicheskogo veshchestva (OV) osadochnykh porod [Seismotectonic processes: factor that causes transformation of the Organic Matter (OM) in sedimentary rocks]. *Dokl. AN SSSR.* 1983;271(6):1460–1464. In Russ.
13. Amurskii G.I., Bochkarev A.V., Solov'ev N.N. Tektonodinamicheskaya model' neftegazoobrazovaniya [Tectonodynamic model of oil and gas generation]. *Sovetskaya geologiya.* 1985;(7):3–13.
14. Korobov A.D., Korobova L.A. Neftegazoperspektivnyi riftogenno-osadochnyi formatsionnyi kompleks kak otrazhenie gidrotermal'nykh protsessov v porodakh fundamenta i chekhla [Oil and gas prospective rift-sedimentary formation complex as reflection of hydrothermal processes in basement of cover rocks]. *Geologiya nefti i gaza.* 2011;(3):15–24. In Russ.
15. Korobov A.D., Korobova L.A., Kinyaeva S.I. Priroda zhil'nykh kollektorov uglevodorodov fundamenta Shaimskogo raiona (Zapadno-Sibirskaya plita) [The nature of vein hydrocarbon reservoirs in the Basement of Shaimsky region (West Siberian Plate)]. *Otechestvennaya geologiya.* 2005;(4):3–9. In Russ.
16. Lukin A.E., Lugovaya I.P., Zagnitko O.N. Priroda paleogeotermicheskikh kriteriev neftegazonosnosti [Nature of paleogeothermal criteria of oil and gas occurrence]. *Izvestiya AN SSSR, Ser. geol.* 1989;(4):113–125. In Russ.
17. Lebedev B.A., Pinskiy Eh.M., Mekhanizmy formirovaniya ehpigeneticheskikh mestorozhdenii i ikh ehvolutsiya v istorii Zemli [Mechanisms of epigenetic fields formation and evolution in the Earth history]. *Otechestvennaya geologiya.* 2000;(2):13–17. In Russ.
18. Zubkov M.Yu. Tektono-gidrotermal'nye protsessy v yurskikh otlozheniyakh Zapadnoi Sibiri [Tectonic-hydrothermal processes in the West Siberian Jurassic deposits]. *Geologiya nefti i gaza.* 2017;(1):64–80. In Russ.
19. Hedemann H.A. Die Gebirgstemperaturen in der Bohrung Munsterland-1 und die geotermische Tiefenstufe. *Fortschr. Geol. Rheinl. und Westf.* 1963;11:(403–418). In Ger.

20. Stanov V.V. Metamorfizm uglei i skorost' nagreva [Coal metamorphism and rate of heating]. *Otechestvennaya geologiya*. 1985;(7):13–21. In Russ.
21. Shcheglov A.D. Osnovnye cherty metallogenii zon avtonomnoi aktivizatsii [Zones of autonomous activation: main features of metallogeny]. *Zakonomernosti razmeshcheniya poleznykh iskopaemykh*. Moscow: Nauka; 1967. V. 8. pp. 95–138. In Russ.
22. Korobov A.D., Korobova L.A. Neftegazonosnye fatsii vtorichnykh kvartsitov i propilitov Zapadno-Sibirskoi plity [Oil and gas bearing facies of secondary quartzites and propylites of West Siberian plate]. *Geologiya nefti i gaza*. 2013;(1):23–32. In Russ.
23. Shaldybin M.V., Wilson M.J., Wilson L., et al. The nature, origin and significance of luminescent layers in the Bazhenov Shale Formation of West Siberia, Russia. *Marine and Petroleum Geology*. 2019;100:358–375. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2018.11.022.
24. Ernst R.E., Youbi N. How Large Igneous Provinces affect global climate, sometimes cause mass extinctions, and represent natural markers in the geological record. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 2017;478:30–52. DOI: 10.1016/j.palaeo.2017.03.014.
25. Burov Yu.P., Krasil'shchikov A.A., Firsov L.V., Klubov B.A. Vozrast doleritov Sval'barda (po radiologicheskim dannym) [Age of Svalbard dolerites (according to radiological data)]. Leningrad: Geologiya Sval'barda, NIIGA; 1976. pp. 117–126. In Russ.
26. Gavrilov V.P. Geodinamicheskaya model' neftegazooobrazovaniya v litosfere i ee sledstviya [Geodynamic model of oil and gas generation in lithosphere and its implications]. *Geologiya nefti i gaza*. 1998;(6):2–12. In Russ.
27. Brilling I.A. Vliyanie temperatury i davleniya na fil'tratsionnye svoystva glin [Lithological properties of clay: effect of temperature and pressure]. In: *Svyazannaya voda v dispersnykh sistemakh*. Moscow: MGU; 1977. V. 4. pp. 130–135. In Russ.
28. Gol'dberg V.M., Skvortsov N.P. Vliyanie temperatury i mineralizatsii podzemnykh vod na pronitsaemost' glinistykh vodouporov [Subsurface water temperature and salinity: influence on permeability of argillaceous confining beds]. *Gidrogeologiya. Inzhenernaya geologiya i stroitel'nye materialy*. Moscow: Nauka; 1980. pp. 73–77. In Russ.
29. Balitskii V.S., Balitskaya L.V., Setkova T.V. et al. Vozmozhno li vospolnenie nefti v otrabotannykh mestorozhdeniyakh za schet vzaimodeystviya gidrotermal'nykh rastvorov s vmeshchayushchimi bituminoznymi i uglerodistymi porodami? (Ehksperiment s uchastiem flyuidnykh vkluychenii) [Is it possible to replenish oil in abandoned fields due to the interaction of hydrothermal solutions with enclosing bituminous and carbonous rocks? (experiment with the participation of fluid inclusions)]. *Georesursy*. 2020;(S):36–39. In Russ.

Информация об авторах

Коробов Александр Дмитриевич

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
заведующий кафедрой

Саратовский национальный исследовательский
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского,
410012 Саратов, ул. Астраханская, 83

e-mail: korobad@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-9497-5030

Коробова Людмила Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент

Саратовский национальный исследовательский
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского,
410012 Саратов, ул. Астраханская, 83

e-mail: korob@info.sgu.ru

ORCID ID: 0000-0001-5900-7010

Information about authors

Aleksandr D. Korobov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor, Head of a Department

Saratov National Research State University
named after N.G. Chernyshevsky,
83, ul. Astrakhanskaya, Saratov, 410012, Russia

e-mail: korobad@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-9497-5030

Lyudmila A. Korobova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor

Saratov National Research State University
named after N.G. Chernyshevsky,
83, ul. Astrakhanskaya, Saratov, 410012, Russia

e-mail: korob@info.sgu.ru

ORCID ID: 0000-0001-5900-7010

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOLOGISTS &
ENGINEERS



2022
Санкт-Петербург



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



ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ СЕГОДНЯ!

11-14 АПРЕЛЯ 2022 Г. | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, РОССИЯ
WWW.EAGE.ORG | WWW.EAGE.RU

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 553.981/982(571.3)

DOI 10.31087/0016-7894-2022-1-61-84

Комплексное обоснование Ереминско-Чонского нефтегазоконденсатного месторождения — крупнейшего объекта по подготовке запасов и добыче нефти и газа в Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (Восточная Сибирь)

© 2021 г. | Г.Г. Шемин

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

Поступила 02.06.2021 г.

Доработана 14.07.2021 г.

Принята к печати 15.11.2021 г.

Ключевые слова: продуктивный пласт; проницаемый комплекс; флюидоупор; резервуар нефти и газа; Ереминско-Чонское месторождение; условия формирования месторождения; нефть; газ; конденсат; углеводороды; методы оценки запасов; результаты оценки запасов.

Аннотация: В статье впервые, на базе обширного геолого-геофизического материала, приведены результаты комплексных литолого-стратиграфических, литолого-геохимических, литолого-фациальных, тектонических, палеотектонических, фильтрационно-емкостных и петрофизических исследований, согласно которым все ранее выделенные 11 месторождений нефти и газа в центральной наиболее приподнятой части Непско-Ботубинской нефтегазоносной области являются составными частями гигантского по запасам нефти и газа Ереминско-Чонского месторождения. Для этого месторождения обосновываются единые тектонические, литолого-фациальные и геохимические условия формирования залежей нефти и газа. Охарактеризованы современные структурные планы месторождения и история их образования. Рассмотрены состав, строение, условия формирования, постседиментационные преобразования и фильтрационно-емкостные свойства всех продуктивных пластов месторождения. Оценены качества проницаемых комплексов, перекрывающих их флюидоупоров месторождения. Изложены методы подсчета запасов углеводородов и охарактеризована их полная структура. Приведены карты прогноза плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов всех продуктивных пластов месторождения.

Для цитирования: Шемин Г.Г. Комплексное обоснование Ереминско-Чонского нефтегазоконденсатного месторождения — крупнейшего объекта по подготовке запасов и добыче нефти и газа в Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа. — 2022. — № 1. — С. 61–84. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-61-84.

Integrated substantiation of Ereminsky-Chonsky oil and gas condensate field — largest object for oil and gas reserves preparation and production in Nepsky-Botuobinsky Petroleum Region (Eastern Siberia)

© 2021 | G.G. Shemin

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; SheminGG@ipgg.sbras.ru

Received 02.06.2021

Revised 14.07.2021

Accepted for publication 15.11.2021

Key words: pay zone; permeable series; impermeable bed; oil and gas reservoir; Ereminsky-Chonsky field; settings of field formation; oil; gas; condensate; hydrocarbons; reserve assessment techniques; reserve assessment results.

Abstract: On the basis of rich geological and geophysical materials, the authors for the first time present the results of integrated lithological and stratigraphic, lithological and geochemical, lithofacies, tectonic, paleotectonic, reservoir properties, and petrophysical investigations. According to these results, all 11 oil and gas fields previously identified in the central, most upstanding part of the Nepsky-Botuobinsky Petroleum Region, are the parts of the giant (in terms of oil and gas reserves) Ereminsky-Chonsky field. The uniform tectonic, lithofacies, and geochemical settings of formation of oil and gas accumulations are substantiated within this field. The present-day structural geometry of the field and history of its formation are described. Composition, structure, settings of formation, post-sedimentary transformations and reservoir properties of all reservoirs in the field are discussed. Properties of permeable series and overlying impermeable beds are evaluated in the field. The techniques for hydrocarbon reserves assessment are presented, and their structure is described in full. The maps of predicted density of total initial hydrocarbon resources are demonstrated for all the reservoirs in the field.

For citation: Shemin G.G. Integrated substantiation of Ereminsky-Chonsky oil and gas condensate field — largest object for oil and gas reserves preparation and production in Nepsky-Botuobinsky Petroleum Region (Eastern Siberia). *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(1):61–84. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-61-84. In Russ.

Введение

Ереминско-Чонское месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области и на сопредельной территории Республики Саха (Якутия). В тектоническом отношении оно приурочено к центральной наиболее приподнятой части Непско-Ботуобинской антеклизы. Согласно нефтегазогеологическому районированию, Ереминско-Чонское месторождение находится в центре одноименной нефтегазоносной области. Его площадь составляет 26,5 тыс. км².

На Ереминско-Чонском месторождении проведены значительные объемы геолого-разведочных работ. Вся его территория покрыта гравиметрической съемкой, большая часть работами методом ЗСБ. Почти вся территория Ереминско-Чонского месторождения исследована сейсморазведкой МОВ, сначала в варианте однократного, а начиная с середины 1970-х гг. — многократного МОГТ-профилирования. Глубокое бурение началось в 1970-е гг. В настоящее время на территории месторождения пробурено около 250 глубоких скважин в пределах 17 площадей бурения (рис. 1).

В результате проведения геолого-разведочных работ на территории Ереминско-Чонского месторождения открыто 11 месторождений нефти и газа, содержащих 33 залежи. Извлекаемые запасы УВ на 01.01.2018 г. по категориям А + В + С₁ + С₂ составляют 1285,6 млн т усл. УВ, из них нефти — 851,7 млн т, газа — 428,1 млрд м³ и конденсата — 5,8 млн т.

Основной объем выполненных геолого-разведочных работ на территории Ереминско-Чонского месторождения был направлен на поиски и разведку залежей нефти и газа в вендском терригенном комплексе. Вышезалегающие венд-нижнекембрийские карбонатные отложения, характеризующиеся более высокими перспективами нефтегазоносности, но более сложным строением, обычно исследовались попутно. При бурении и испытании скважин использовались традиционные методы. Бурение горизонтальных стволов скважин и их испытание с применением гидроразрыва пласта практически не проводилось.

В настоящее время вся территория Ереминско-Чонского месторождения залицензирована. В его пределах выделено 17 лицензионных участков, принадлежащих 8 недропользователям. Основными из них являются: ПАО «НК Роснефть», ПАО «Газпромнефть-Ангара» и ПАО «Сургутнефтегаз».

Впервые Ереминско-Чонский объект был выделен и охарактеризован в 1991 г. в рамках только преобразованного горизонта в качестве Тетейско-Чонской зоны нефтегазонакопления. В дальнейшем продолжалось уточнение строения и выяснение условий формирования всех продуктивных пластов венда и нижнего кембрия этого нефтегазового объекта. Результаты исследований изложены в многочисленных публикациях ([1–3] и др.).

В последние годы компаниями ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпромнефть-Ангара» выполнены значительные объемы сейсморазведочных и буровых работ на своих лицензионных участках. В результате приращены значительные запасы УВ-сырья, причем не только в преобразованном горизонте, но и во всех вышезалегающих: усть-кутском и осинском. То есть как в терригенных пластах В₁₀, В₁₃, так и в карбонатных пластах Б₁, Б_{3–4}, Б₅, Б_{12–13} выявлена промышленная нефтегазоносность.

В настоящей статье впервые приведено комплексное обоснование Ереминско-Чонского нефтегазоконденсатного месторождения — крупнейшего объекта по подготовке запасов и добыче нефти и газа в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Восточной Сибири.

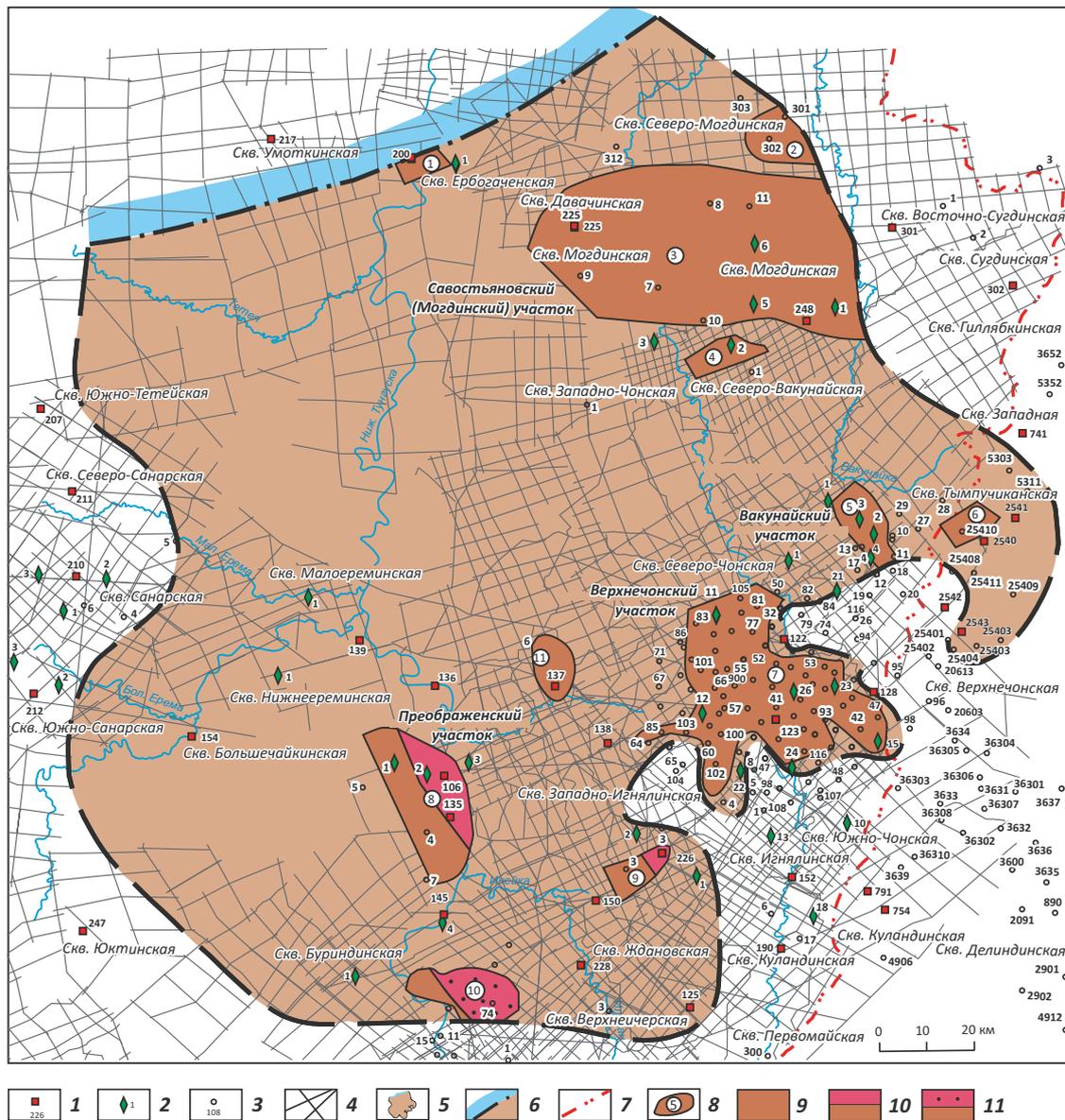
Как известно, существует множество определений термина «месторождения нефти и газа», которые изложены в работах А.А. Бакирова, И.О. Брода, Н.В. Вассоевича, И.М. Губкина, Н.А. Еременко, А.И. Леворсена, В.Б. Аленина и других исследователей. Большинство из них включает следующие важнейшие элементы: совокупность (группа) залежей нефти и газа или одна залежь [4]; образования залежей нефти и газа контролируются общим элементом недр структурного, литологического и стратиграфического характера ([5] и др.). В некоторых определениях этого понятия имеются следующие дополнения: общность условий формирования залежей нефти и газа, общность в системе их поиска, разведки и эксплуатации и т. д. Ниже приведены результаты выполненных исследований, свидетельствующие о том, что выделенное Ереминско-Чонское месторождение полностью соответствует вышеупомянутым определениям месторождения нефти и газа.

Тектоническое строение и условия образования современного структурного плана Ереминско-Чонского месторождения

Тектоническое строение и условия образования современного структурного плана Ереминско-Чонского месторождения достаточно полно рассмотрены в работах А.В. Мигурского ([6] и др.), Г.Г. Шемина ([2] и др.) и других исследователей. Кратко они сводятся к следующему: Ереминско-Чонское месторождение расположено в центральной наиболее приподнятой части Непско-Ботуобинской антеклизы, приуроченной к выступу фундамента, которая включает северо-западную часть Непского свода, осложненную Верхнечонским структурным мысом. В пределах этого объекта существенно сокращена толщина терригенных отложений венда. По кровле всех отмеченных продуктивных пластов месторождение выражено однообразно в виде полукруглой моноклинали с наклоном пород к северу, северо-западу и юго-западу от наиболее приподнятого Верхнечонского структурного мыса (рис. 2).

Дизъюнктивная тектоника на территории Ереминско-Чонского месторождения проявилась до-

Рис. 1. Схема изученности сейсморазведкой и глубоким бурением Ереминско-Чонского нефтегазоконденсатного месторождения
Fig. 1. Coverage diagram of seismic exploration and deep drilling in the Ereminsky-Chonsky oil, gas, and condensate field



Скважины (1–3): 1 — параметрические, 2 — поисковые, 3 — разведочные; 4 — сейсморазведочные профили; 5 — Ереминско-Чонское месторождение; **границы (6, 7):** 6 — ВНК, 7 — административная; 8 — ранее выделенные месторождения нефти и газа, в которых выявлено 33 залежи УВ (1 — Ербогаченское, 2 — им. Б. Синявского, 3 — им. Савостьянова, 4 — Северо-Вакунайское, 5 — Вакунайское, 6 — Тымпучиканское, 7 — Верхнечонское, 8 — им. Н. Лисовского, 9 — Игнялинское, 10 — Северо-Даниловское, 11 — им. В.Б. Мазура); **залежи УВ (9–11):** 9 — нефтяные, 10 — газонефтяные, 11 — нефтегазоконденсатные

Wells (1–3): 1 — stratigraphic, 2 — prospecting, 3 — exploratory; 4 — seismic survey lines; 5 — Ereminsky-Chonsky field; **boundaries (6, 7):** 6 — WOC, 7 — administrative; 8 — previously identified oil and gas fields, where 33 HC accumulations are found (1 — Erbogachensky, 2 — B. Sinyavsky, 3 — Savostyanov, 4 — North Vakunaisky, 5 — Vakunaisky, 6 — Tympuchikansky, 7 — Verkhnechonsky, 8 — N. Lisovsky, 9 — Ignyalinsky, 10 — North Danilovsky, 11 — Mazur); **HC reservoirs (9–11):** 9 — oil, 10 — oil and gas, 11 — oil-and-gas condensate

статочны интенсивно. Она контрастно выражена семью микрограбенами и четырьмя основными разломами, которые четко выделены на структурных основах всех продуктивных пластов (см. рис. 2).

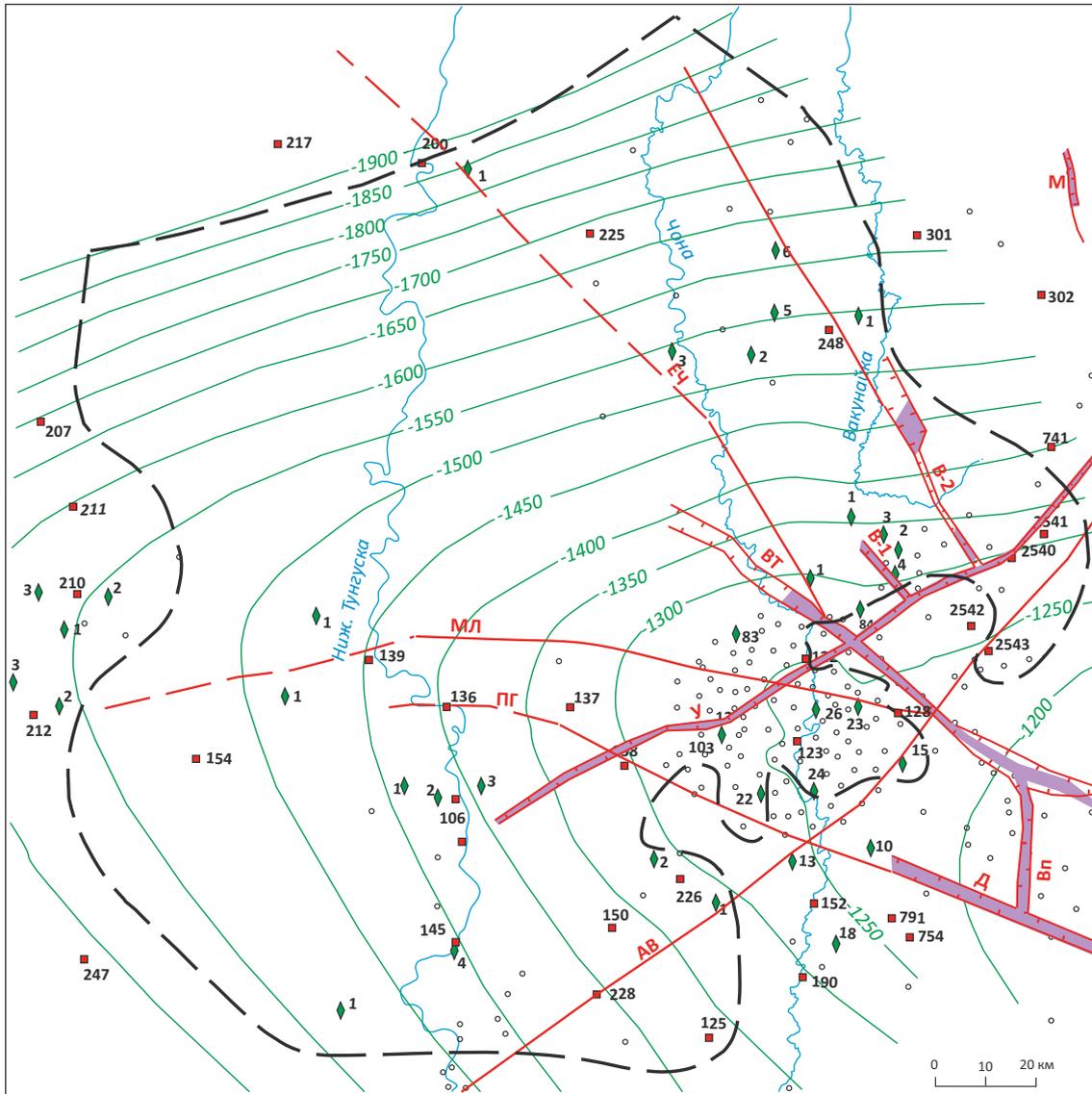
Трапповый магматизм на Ереминско-Чонском месторождении проявился в существенно меньших масштабах, чем в северо-западной части Сибирской платформы. Его образования здесь составляют около 3 % объема осадочного чехла.

История формирования современных структурных планов Непско-Ботубинской антеклизы, в центральной наиболее приподнятой части которой расположено Ереминско-Чонское месторождение, рассмотрена во многих работах автора статьи ([2] и др.). История реконструировалась на базе результатов детальной корреляции венд-нижнекембрийских отложений с учетом факторов, ограничивающих применение метода мощностей.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Структурная карта по кровле пласта B₁₀ Ереминско-Чонского месторождения
Fig. 2. Depth map over B₁₀ layer Top, Ereminsky-Chonsky field



1 — изогипсы по кровле пласта B₁₀ верхнечонского горизонта, м; **2** — микрограбены: В-1 — Вакунайский-1, В-2 — Вакунайский-2, Вп — Верхнепеледуйский, ВТ — Верхнечонско-Талаканский, Д — Делиндинский, М — Мукокинский, У — Усольский; **3** — основные разломы (а — достоверные, б — менее достоверные): ЕЧ — Ербогачено-Чуйский, МЛ — Могинско-Ленский, ПГ — Преображенско-Гадалинский, АВ — Ангаро-Вилуйский.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — structural contours of B₁₀ layer of Verkhnechonsky Horizon, m; **2** — micrograbens: В-1 — Vakunaisky-1, В-2 — Vakunaisky-2, Вп — Verkhnepeleduisky, ВТ — Verkhnechonsko-Talakansky, Д — Delindinsky, М — Mukokinsky, У — Usolsky; **3** — major faults (a — reliable, б — less reliable): ЕЧ — Erbogacheno-Chuisky, МЛ — Moginsko-Lensky, ПГ — Preobrazhensko-Gadalinsky, АВ — Angaro-Vilyuisky

For other Legend items see Fig. 1

Структурные планы Непско-Ботуобинской антеклизы и Ереминско-Чонского месторождения в венд-раннепалеозойский период отличались от современных. Северо-западная половина антеклизы в указанный интервал времени была наиболее приподнятым участком. Она составляла юго-восточную сводовую часть крупнейшей положительной структуры — Катангской палеоантеклизы [7].

В отмеченный период почти вся территория рассматриваемого месторождения располагалась в сводовой части Катангской палеоантеклизы. Лишь наиболее приподнятая юго-восточная его часть находилась в присводовой части антеклизы.

Структурный план рассматриваемой территории в среднем палеозое в целом продолжил унаследованное развитие.

Позднепалеозой-мезозойский период на Сибирской платформе характеризуется высокой тектонической активностью. На границе перми и триаса проявилась плюм-тектоника, выраженная рифтогенезом и формированием крупных прогибов, синеклиз, антеклиз и излиянием огромных объемов сибирских траппов [8]. Происходит формирование Енисей-Хатангского прогиба [9], закладывается и развивается Тунгусская синеклиза. Ее южная часть наложилась на Катангскую палеоантеклизу. В результате активно формируется северо-западный склон Непско-Ботубинской антеклизы, т. е. начали появляться современные структурные планы Ереминско-Чонского месторождения.

В послетриасовое время завершилось становление современного структурного плана Непско-Ботубинской антеклизы и расположенного на ее территории рассматриваемого месторождения.

Следовательно, на протяжении всей истории формирования Непско-Ботубинской антеклизы Ереминско-Чонское месторождение существовало как единый тектонический объект, приуроченный к выступу фундамента, на территории которого существенно сокращены толщины терригенных отложений венда. Этот объект имел весьма благоприятные условия для накопления залежей нефти и газа.

Комплексная литолого-фациальная характеристика продуктивных пластов и оценка качества флюидоупоров Ереминско-Чонского месторождения

В венд-нижнекембрийских отложениях Ереминско-Чонского месторождения выделено восемь продуктивных пластов, шесть из них (B_1 , B_{3-4} , B_5 , B_{12-13}) в карбонатном и два (B_{10} , B_{13}) в терригенных комплексах (рис. 3). Все они имели благоприятные литолого-фациальные условия для формирования залежей нефти и газа, обеспечив их промышленную нефтегазоносность только в пределах Ереминско-Чонского месторождения южной части Сибирской платформы. Полная характеристика этих пластов приведена в монографиях [2, 3]. Кратко изложим результаты их многоплановых исследований: литологического состава, строения, условий образования, постседиментационных преобразований, оценки качества коллекторов и перекрывающих пластов-флюидоупоров.

Продуктивные пласты B_{12-13}

Пласты B_{12-13} разделены доломитовой перемычкой толщиной до 5 м и имеют общий перекрывающий флюидоупор, т. е. они являются единым резервуаром. Поэтому сначала приведена их автономная литолого-фациальная характеристика, а затем выполнена единая оценка качества их коллекторов, а также подстилающего тирского и перекрывающего катангского флюидоупоров.

Пласт B_{12} (преображенский горизонт) залегают в основании катангской свиты и распространен повсеместно. Толщина его обычно изменяется от 18 до

22 м. Сложен преимущественно доломитами. Среди них выделяется три основных генетических типа: хемогенный, органогенный (микрофитолитовый) и органогенно-обломочный [10].

Хемогенный тип повсеместно распространен и представлен зернистыми доломитами, на долю которых приходится в среднем 10–40 % толщины пласта. В отложениях этого типа отмечается постоянная примесь глинистого материала и ангидрита. Микрофитолитовый тип доломитов также повсеместно распространен на рассматриваемом месторождении и по соотношению в разрезе (50–70 %, редко 70–90 %) преобладает над хемогенным. Для него характерно низкое содержание глинистого материала и ангидрита (до 2 %). Органогенно-обломочный тип представлен продуктами разрушения хемогенных и органогенных доломитов.

По соотношению в разрезах отмеченных генетических типов доломитов, степени их глинизации и сульфатности доломиты в пределах Ереминско-Чонского месторождения подразделяются на 2 типа. Первый тип в основном представлен микрофитолитовыми (> 70 %) и органогенно-обломочными (15–25 %) доломитами, содержащими небольшую примесь глинистого и сульфатного материала. Второй сложен преимущественно микрофитолитовыми (40–70 %) и органогенно-обломочными (10–20 %) доломитами. Хемогенная составляющая в нем несколько увеличена (10–20 %).

Выяснение условий формирования отложений пласта B_{12} выполнено по методике В.Д. Ильина и Н.К. Фортунатовой [11]. С учетом специфических условий образования древних карбонатных формаций, можно следующим образом представить условия его формирования на территории Ереминско-Чонского месторождения. Повсеместное распространение первого и второго типов разрезов на месторождении и низкое содержание в них глинистого и сульфатного материала позволяют сделать вывод, что отложения пласта B_{12} на его территории образовались в основном в условиях внутришельфовой отмели, а на отдельных локальных участках в виде органогенных банок (рис. 4).

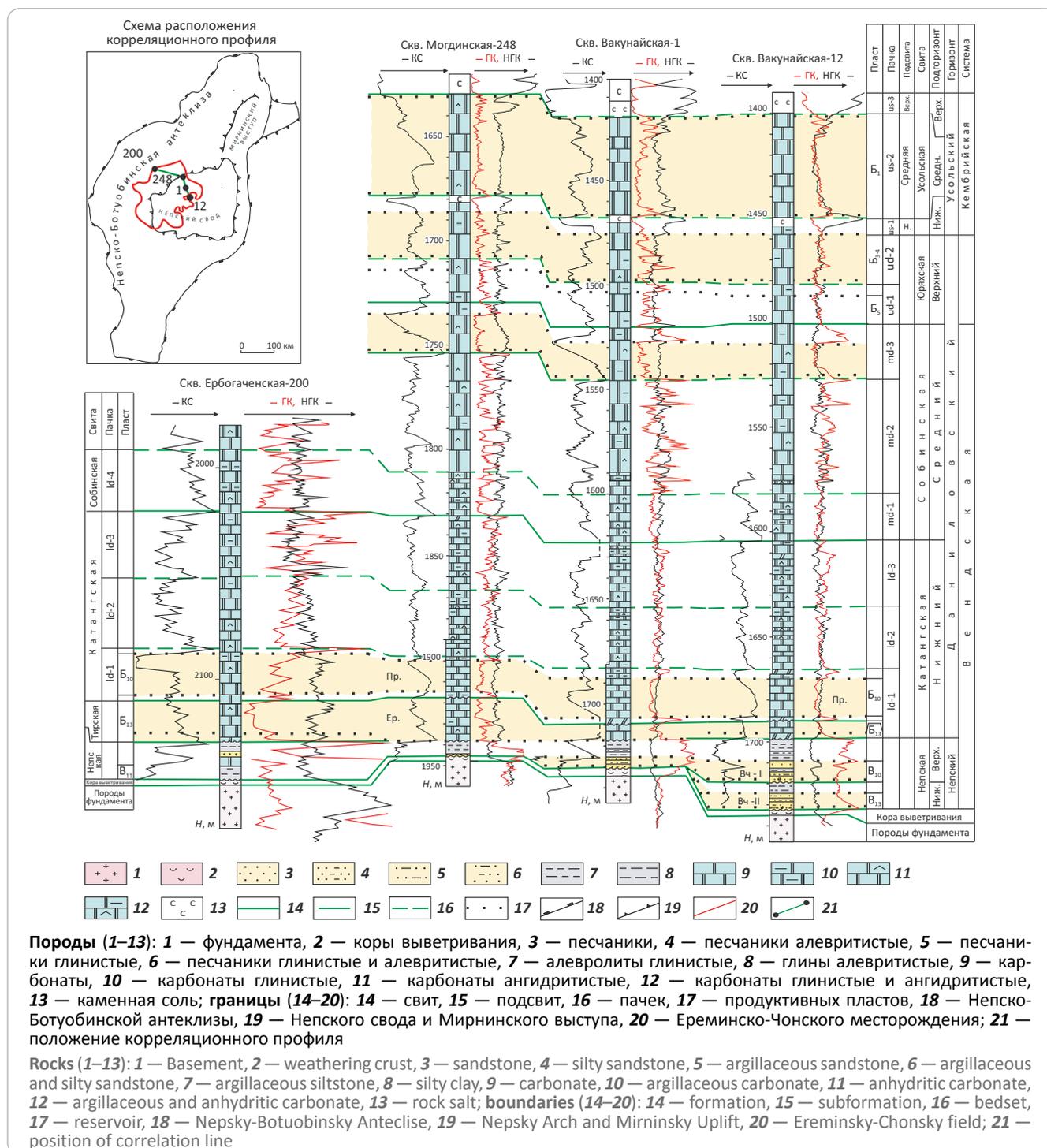
На территории месторождения породы пласта B_{12} преобразованы вторичными процессами. Среди процессов, положительно влияющих на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, наиболее проявлены перекристаллизация, трещинообразование и частично выщелачивание. По скважинным данным они интенсивно отмечались в центральной части месторождения в виде полосы шириной 40–50 км, простирающейся в субширотном направлении от Санарской до Верхнечонской площади. Вторичные процессы, отрицательно влияющие на качество коллекторов пласта B_{12} , также протекали, но с меньшей интенсивностью.

Пласт B_{13} (ербогаченский горизонт) выделен в сокращенном стратиграфическом объеме тирской свиты, непосредственно залегающей под преобра-



Рис. 3. Стратиграфическое положение продуктивных пластов в венд-нижнекембрийских отложениях Ереминско-Чонского месторождения

Fig. 3. Stratigraphic context of reservoirs in the Vendian-Lower Cambrian deposits, Ereminsky-Chonsky field



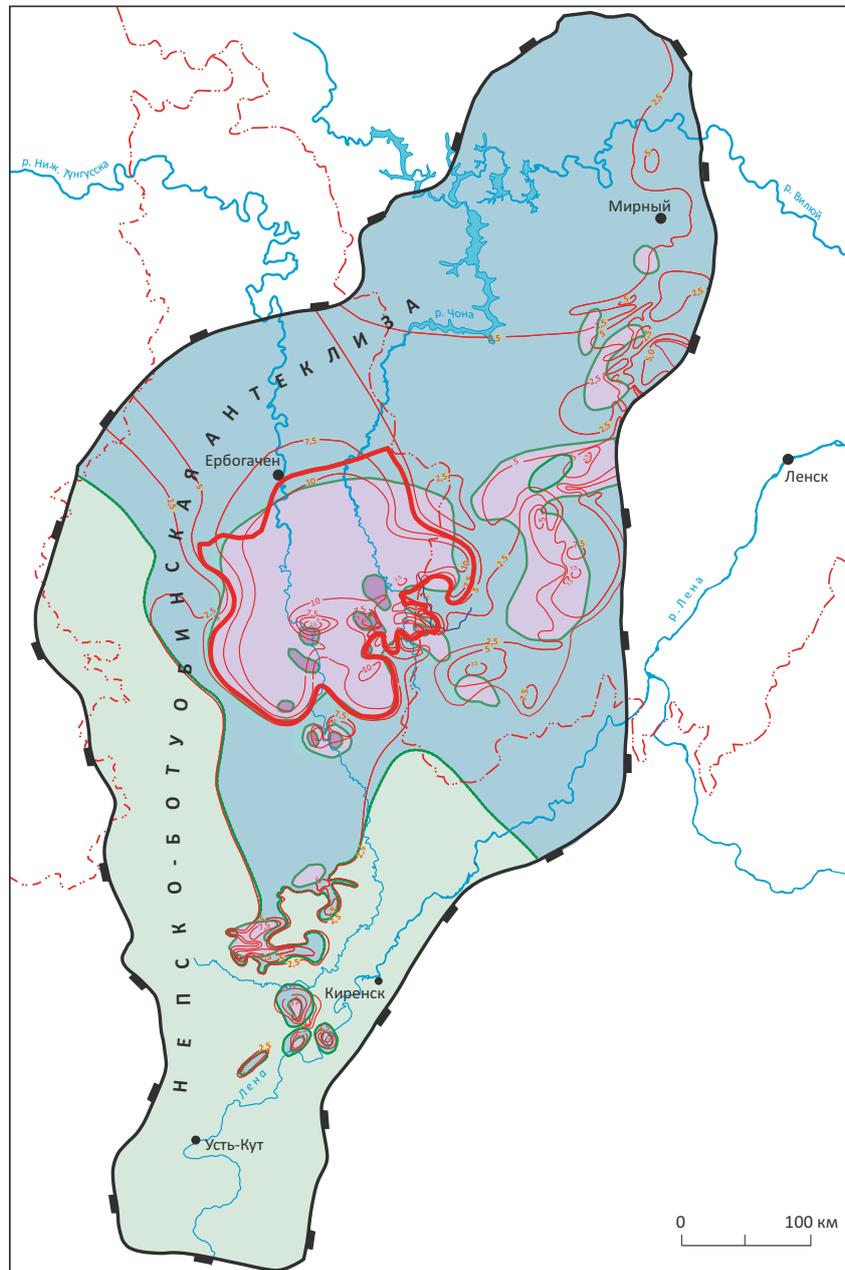
женским горизонтом (см. рис. 3). Он распространен лишь в северной половине Ереминско-Чонского месторождения и слабо изучен бурением. Его толщина изменяется от 7–10 до 25 м.

Пласт представлен преимущественно доломитами микро- и тонкозернистыми послойно ангидритистыми с незначительной примесью глинистого материала. В нижней части пласта доминируют хемогенные и биохемогенные доломиты, обога-

щенные органическими остатками (до 25 % объема пород). Вверх по разрезу они замещаются доломитами со строматолитовой структурой, послойно обогащенными магнезитом. Верхняя половина пласта сложена доломитами послойно микрофитолитовыми, обломочными, иногда глинистыми. По предварительным данным, отложения пласта, как и вышерассмотренного, на большей части его распространения сформировались в условиях внутривышельфовой отмели.

Рис. 4. Карта фациальной зональности и эффективных толщин пласта Б₁₂ (преобразженный горизонт) Непско-Ботубобинской антеклизы

Fig. 4. Map of facies zonation and net thickness of Б₁₂ reservoir (Preobrazhensky Horizon), Nepsky-Botuobinsky Anteclise



Области осадконакопления (1–4): 1 — приливо-отливные равнины (преимущественно хемогенные зоны), 2 — мелководный шельф (хемогенно-биогенные зоны), 3 — внутршельфовые отмели (преимущественно биогенные зоны), 4 — банки (биогенные зоны); **границы (5–7):** 5 — фациальных зон, 6 — административные, 7 — Непско-Ботубобинской антеклизы; 8 — изопахиты коллекторов пласта Б₁₂ (преобразженный горизонт), м; 9 — Ереминско-Чонское месторождение

Areas of sedimentation (1–4): 1 — tidal plains (mainly chemogenic zones), 2 — shallow-water shelf (chemogenic-biogenic zones), 3 — intra-shelf mudflats (mainly biogenic zones), 4 — banks (biogenic zones); **boundaries (5–7):** 5 — facies zones, 6 — administrative, 7 — Nepsky-Botuobinsky Anteclise; 8 — isopach of Б₁₂ reservoirs (Preobrazhensky Horizon), m; 9 — Ereminsky-Chonsky field

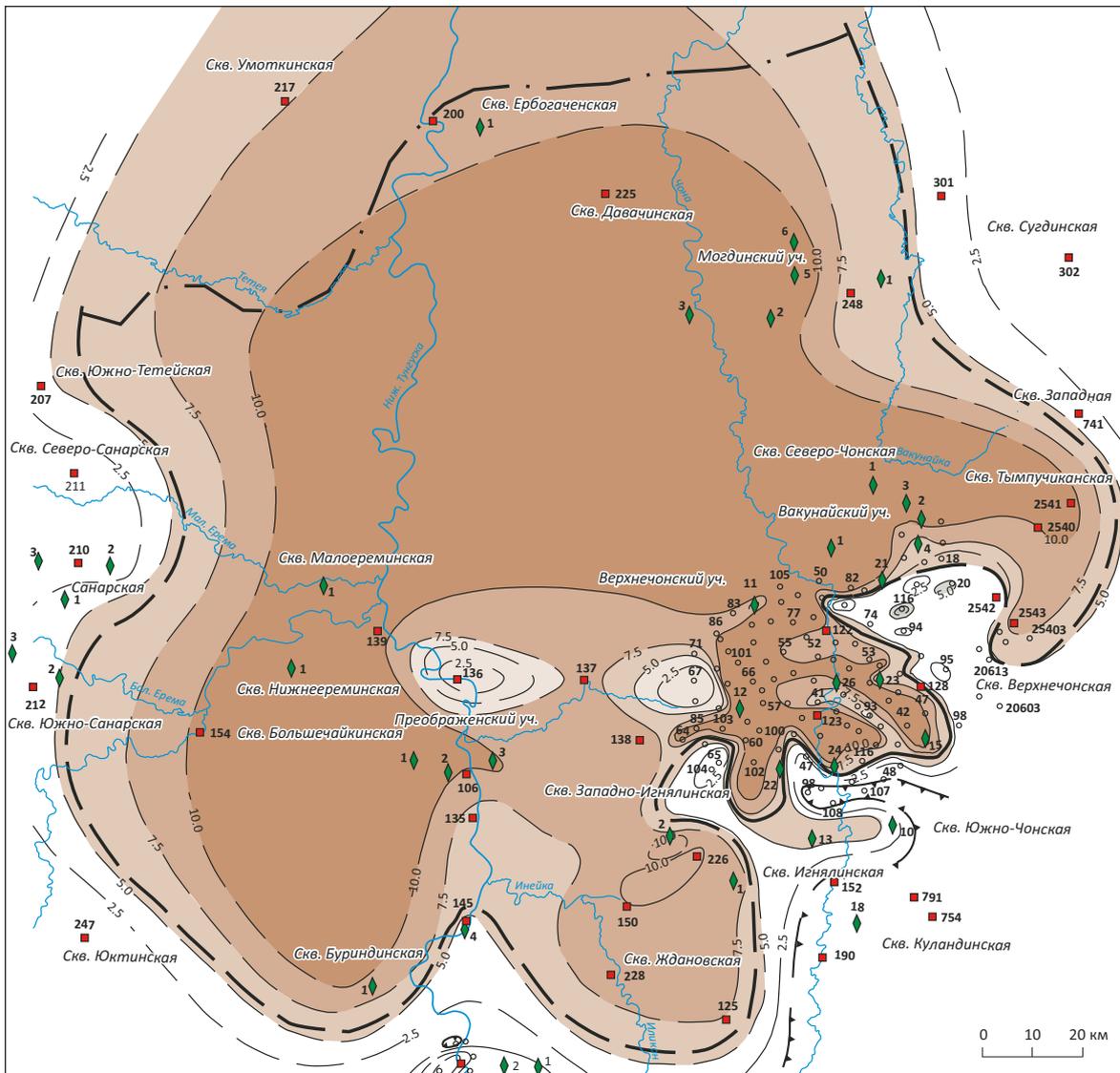
Органогенный состав пород пластов Б₁₂₋₁₃ в пределах Ереминско-Чонского месторождения и высокая степень их преобразованности постседиментационными процессами обеспечили почти повсеместное распространение вторичных коллекторов на его территории. Толщина их изменяется от

нескольких до 25 м, на большей части территории — от 10 до 20 м (рис. 5, табл. 1).

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов пластов характеризуются следующими показателями: открытая пористость изменяется от 7 до



Рис. 5. Емкостная модель пласта B_{12} (преображенский горизонт) Ереминско-Чонского месторождения
Fig. 5. B_{12} reservoir (Preobrazhensky Horizon) capacity model, Ereminsky-Chonsky field



1 — условный внешний ВНК; **2** — изопахты нефтенасыщенных коллекторов, м; поля с прогнозом нефтенасыщенных толщин коллекторов и открытой пористости соответственно (**3–6**): **3** — 10–20 м и 7,5–15 %, **4** — 7,5–10 м и 7,5–10 %, **5** — 5–7,5 м и 7,5–10 %, **6** — 1–2 до 5 м и 7,5–10 %.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — conditional external water-oil contact; **2** — isopach of oil saturated reservoir, m; fields with predicted oil saturated thickness and open porosity, respectively (**3–6**): **3** — 10–20 m and 7.5–15 %, **4** — 7.5–10 m and 7.5–10 %, **5** — 5–7.5 m and 7.5–10 %, **6** — 1–2 to 5 m and 7.5–10 %.

For other Legend items see Fig. 1

20 %, межзерновая проницаемость — от $0,25 \cdot 10^{-3}$ до $300 \cdot 10^{-3}$ мкм². Распределение открытой пористости и проницаемости по площади месторождения в целом сходное с таковым для коллекторов пластов B_{12-13} . Характерной особенностью строения коллекторов этих пластов является региональная выдержанность их толщин и фильтрационно-емкостных свойств по площади месторождения.

Тирский флюидоупор, залегающий стратиграфически ниже рассматриваемых пластов, в пределах Ереминско-Чонского месторождения распространен ограниченно. Он развит лишь в северо-восточной его части, где обладает низкими экранирующими свойствами. На большей части территории Ереминско-Чонского месторождения он отсутствует [2] (рис. 6).

Табл. 1. Характеристика коллекторов и результаты испытания осинского (пласт Б₁), усть-кутского (пласты Б₃₋₄, Б₅), преобразженского, ербогаченского (пласты Б₁₂₋₁₃) и верхнечонского (пласты В₁₀, В₁₃) горизонтов Ереминско-Чонского месторождения

Tab. 1. Properties of reservoirs and results of testing of Osinsky (B₁ Unit), Ust-Kutsky (B₃₋₄, B₅ units), Preobrazhensky, Erbogachensky (B₁₂₋₁₃ units), and Verkhnechonsky (B₁₀, B₁₃ units) horizons of the Ereminsky-Chonsky field

Пласт	Глубина, м	Толщина коллектора, м	Пористость коллектора, %	Проницаемость коллектора, $\mu \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Тип коллектора	Результаты испытания: нефть, м ³ /сут, конденсат, м ³ /сут, газ, тыс. м ³ /сут
Б ₁	От 1300 до 1850, среднее 1550	От 1–2 до 35, преимущественно от 3–5 до 15	От 7 до 25, преимущественно от 8 до 13	От 0,5 до 160, преимущественно от 3 до 20	Каверно-поровый, поровый, трещинно-каверно-поровый	Нефть от 0,4 до 565, преимущественно от 2 до 10. Газ от 1 до 119, преимущественно от 10 до 50. Конденсат от 2 до 5
Б ₃₋₄	От 1350 до 1900, среднее 1600	От 1–2 до 20, преимущественно от 2–3 до 10	От 7 до 20, преимущественно от 8 до 14	От 0,5 до 50, преимущественно от 0,5 до 10	Поровый, трещинно-поровый и трещинно-каверно-поровый	Нефть от 0,3 до 32,7, преимущественно от 2 до 15. Газ от 1 до 68,2, преимущественно от 3 до 30. Конденсат от 0,2 до 4,7
Б ₅	От 1400 до 1950, среднее 1650	От 1–2 до 15, преимущественно от 2–3 до 7	От 7 до 20, преимущественно от 7 до 14	От 0,5 до 30, преимущественно от 0,5 до 5	Каверно-поровый, порово-трещинно-каверновый	Нефть от 0,8 до 165, преимущественно от 2 до 5. Газ от 3 до 173, преимущественно от 5 до 20. Конденсат от 0,5 до 2,1
Б ₁₂₋₁₃	От 1550 до 2100, среднее 1850	От 2 до 25, преимущественно от 10 до 20	От 7 до 20, преимущественно от 8 до 12	От 0,25 до 300, преимущественно от 0,25 до 5	Поровый, порово-трещинный	Нефть от 0,2 до 29,8, преимущественно от 1 до 10. Газ от 1 до 150, преимущественно от 2 до 30,4. Конденсат от 0,2 до 46,5
В ₁₀	От 1570 до 1750, среднее 1650	От 2 до 20, преимущественно от 2 до 6	От 8 до 25, преимущественно от 10 до 18	От 5 до 200, преимущественно от 10 до 100	Гранулярный	Нефть от 1,3 до 200, преимущественно от 5 до 40. Газ от 1,5 до 450, преимущественно от 20 до 100. Конденсат от 1,8 до 9,2
В ₁₃	От 1570 до 1770, среднее 1670	От 2 до 20, преимущественно от 3 до 10	От 8 до 20, преимущественно от 8 до 15	От 5 до 400, преимущественно от 5 до 50	Гранулярный	Нефть от 0,2 до 150, преимущественно от 10 до 60. Газ от 1 до 150, преимущественно от 2 до 30. Конденсат от 2 до 7,3

Примечание. Испытание пластов осуществлялось без бурения горизонтальных скважин и без гидроразрыва пласта. На выступах фундамента фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пластов резко улучшаются. В этих участках дебиты нефти в них возрастают до нескольких сотен метров кубических в сутки. Подобная ситуация отмечена на Даниловском выступе фундамента.

Note. Formation testing was carried out without horizontal hole drilling and fracturing. Reservoir properties of carbonate layers considerably improve on the basement benches. In these areas, oil flowrates increase up to hundreds of cubic metres per day. Similar situation is reported for the Danilovsky basement bench.

Катангский флюидоупор, перекрывающий пласты, повсеместно распространен в пределах месторождения. Толщина его изменяется от 60 до 75 м. Состав флюидоупора глинисто-сульфатно-карбонатный. Его качество обычно среднее.

Продуктивный пласт Б₅

Пласт Б₅ включает нижнюю половину тэтэрской свиты и распространен на всей территории Ереминско-Чонского месторождения. Его толщина изменяется от 18 до 25 м. Пласт перекрыт глинисто-сульфатно-карбонатными породами толщиной 5–15 м, которые отделяют его от вышележающих пластов Б₃₋₄. Представлен преимущественно доломита-

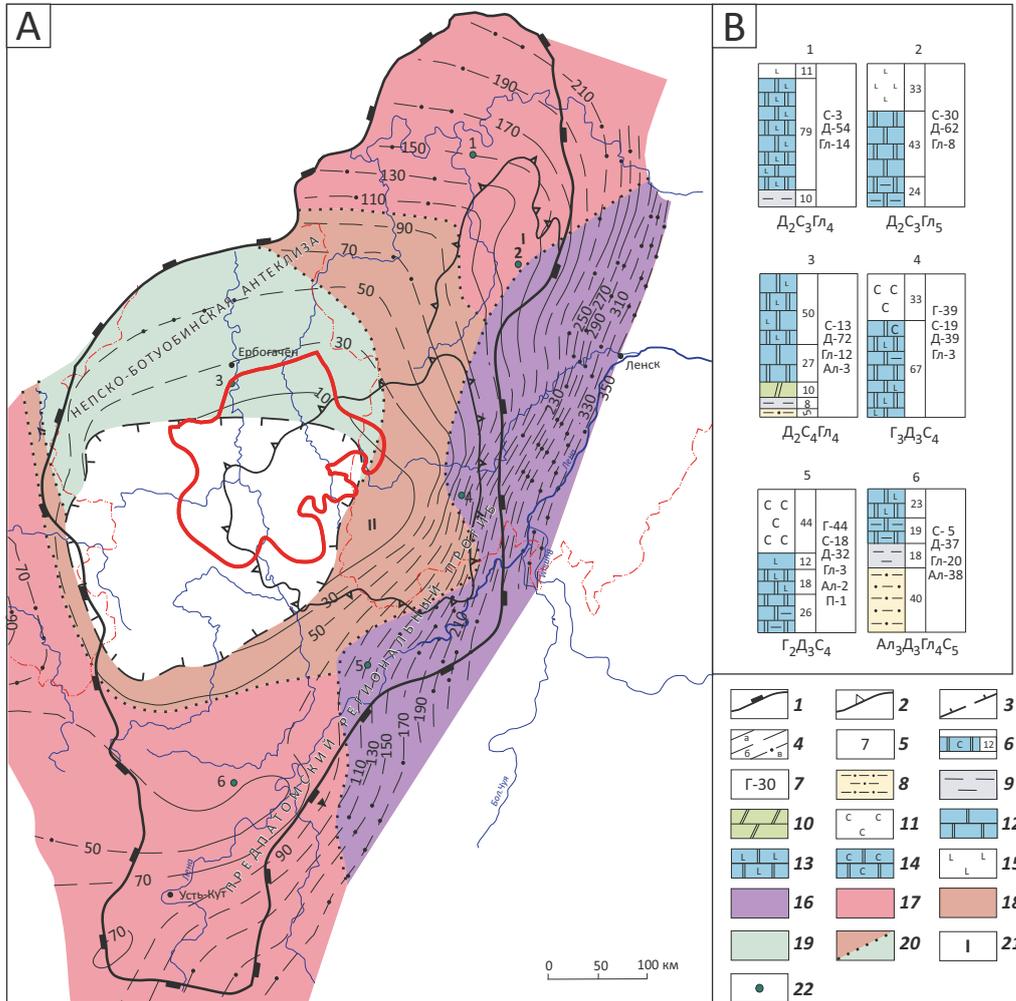
ми (на 80–90 % толщины пласта). Среди них доминируют органогенные, реже встречаются зернистые и спорадично — обломочные разновидности.

По генетическим признакам и структурным особенностям ведущее место в разрезах пласта занимают водорослевые доломиты, в виде прослоев — микрофитолитовые. Органогенные породы составляют 40–50 % толщины пласта.

В раннетэтэрское время, в период формирования отложений пласта Б₅, на территории месторождения осадконакопление происходило в морских условиях, в обстановках внутришельфовой отмели и мелководного шельфа [2, 3]. В условиях



Рис. 6. Карта прогноза качества тирского флюидоупора, подстилающего пласт Б₁₂ (преобразженский горизонт) Непско-Ботубовинской антеклизы (А), и колонки типовых разрезов (В)
Fig. 6. Map of predicted quality of Tirskey impermeable bed underlying B₁₂ reservoir (Preobrazhensky Horizon) in the Nepsky-Botuobinsky Anteclise (A), and type section columns (B)



Литологические компоненты разреза: Ал — алевролитовая, Гл — глинистая, И — известковая, Д — доломитовая, С — сульфатная, Г — галитовая; **содержание компонентов, %:** 1 — 100–76; 2 — 75–51; 3 — 50–26; 4 — 25–11; 5 — 10–1.

Контуры пликативных структур (1, 2): 1 — надпорядковых (антеклиз), 2 — положительных I порядка (сводов, выступов); **границы (3, 4):** 3 — территории распространения флюидоупоров, 4 — изопакиты флюидоупоров (а — достоверные, б — менее достоверные, в — предполагаемые), м; **колонки типовых разрезов экранирующих горизонтов (5–7):** 5 — номер типового разреза, 6 — породы и процент их содержания в разрезе, 7 — содержание литологических компонентов разреза; **породы в колонках типовых разрезов (8–15):** 8 — алевролит песчанистый, 9 — аргиллит, 10 — мергель доломитовый, 11 — соль (галит), 12 — доломит, 13 — доломит ангидритовый, 14 — доломит соленосный, 15 — ангидрит; **качества флюидоупоров (16–19):** 16 — весьма высокое, 17 — высокое, 18 — среднее, 19 — низкое; 20 — границы зон распространения различного качества экранирующих горизонтов; 21 — положительные структуры I порядка (I — Мирнинский выступ, II — Непский свод); 22 — типовые разрезы (1 — скв. Сюльдюзарская-1, 2 — скв. Тас-Юряхская-555, 3 — скв. Ербогаченская-200, 4 — скв. Талаканская-808, 5 — скв. Ичерская-189, 6 — скв. Северо-Марковская-3).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 4

Lithological components of the section: Ал — siltstone, Гл — argillaceous, И — calcareous, Д — dolomitic, С — sulphate, Г — halite; **component content, %:** 1 — 100–76; 2 — 75–51; 3 — 50–26; 4 — 25–11; 5 — 10–1.

Outlines of fold structures (1, 2): 1 — super-order (anteclises), 2 — I-st order positive (arches, uplifts); **boundaries (3, 4):** 3 — territory of impermeable bed occurrence, 4 — isopach of impermeable bed (a — reliable, б — less reliable, в — supposed), m; **type section columns of sealing horizons (5–7):** 5 — type section number, 6 — rocks and their percentage in the section, 7 — content of lithological components in the section; **rocks in type section columns (8–15):** 8 — sandy siltstone, 9 — claystone, 10 — dolomitic marl, 11 — salt (halite), 12 — dolomite, 13 — anhydritic dolomite, 14 — salt-bearing dolomite, 15 — anhydrite; **quality of impermeable bed (16–19):** 16 — rather high, 17 — high, 18 — medium, 19 — low; 20 — boundaries of zones having different quality of sealing horizons; 21 — I-st order positive structures (I — Mirninsky uplift, II — Nepsky arch); 22 — type sections (1 — Soldyukarsky-1 well, 2 — Tas-Yuryakhsky-555 well, 3 — Erbogachensky-200 well, 4 — Talakansky-808 well, 5 — Ichersky-189 well, 6 — North Markovskiy-3 well).

For other Legend items see Fig. 4

внутришельфовой отмели осадки накапливались в его юго-западной и центральной частях. В обстановке мелководного шельфа осадконакопление происходило на северном и северо-восточном окраинных участках Ереминско-Чонского месторождения. В их пределах накапливались хемогенные, органогенные и органогенно-обломочные осадки.

Породы пласта B_5 подверглись перекристаллизации, доломитизации, выщелачиванию и галитизации [2]. Перекристаллизация достаточно интенсивно проявилась на всей территории месторождения. Повсеместно и интенсивно породы пласта испытали доломитизацию. Этот процесс привел к частичной, а прослоями и к полной ликвидации водорослевых структур, образовав доломиты замещения. Породы пласта интенсивно затронуты процессом выщелачивания.

Коллекторы пласта B_5 на территории Ереминско-Чонского месторождения имеют очаговое распространение и толщину от 1–2 до 15 м. Наибольшие их значения (7,5–15 м) закартированы в южной части месторождения, средние значения (5–7 м) — в центральной его части и минимальные (менее 5 м) — по его краям. Открытая пористость коллекторов изменяется от 7 до 20 %, проницаемость — от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $30 \cdot 10^{-3}$ мкм² (см. табл. 1).

Флюидоупором пласта является карбонатно-глинисто-ангидритовая перемычка толщиной 7–15 м, отделяющая его от вышележающих пластов B_{3-4} . Его качество оценивается как среднее и пониженное.

Продуктивные пласты B_{3-4}

Пласты B_{3-4} охватывают верхнюю половину тэтэрской свиты. Толщина их изменяется от 20 до 25 м. Представлены микрофитолитами, органогенно-обломочными и хемогенными доломитами с прослоями небольшой толщины онколито-оолитовых и водорослевых отложений.

В позднеэтэрское время, в период образования пластов B_{3-4} , на рассматриваемой территории осадконакопление происходило в морских условиях, в обстановке внутришельфовой отмели. Здесь, в условиях периодического колебания уровня моря, накапливались как хемогенные доломитовые илы, так и органогенные, а также органогенно-обломочные осадки [2].

Породы пластов B_{3-4} подверглись перекристаллизации, выщелачиванию, галитизации и ангидритизации. Перекристаллизация проявилась участками в виде пятнообразных скоплений зерен доломита. Весьма неравномерно и в целом незначительно породы пластов затронуты выщелачиванием. Процесс галитизации в породах проявился также незначительно и обычно равномерно по разрезу.

Коллекторы пластов Ереминско-Чонского месторождения имеют очаговое распространение. Их толщина изменяется от 1–2 до 20 м, преимуще-

ственно от 2–3 до 10 м. Наибольшие значения толщин (7,5–20 м) прогнозируются на трех участках, территориально совпадающих в пределах месторождения с повышенными толщинами коллекторов вышеописанного пласта B_5 . Открытая пористость коллекторов изменяется от 7 до 20 %, проницаемость — от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $50 \cdot 10^{-3}$ мкм² (см. табл. 1).

Продуктивный пласт B_1

Пласт B_1 выделяется в объеме среднеусольской подсвиты карбонатного состава, он повсеместно распространен в пределах Ереминско-Чонского месторождения. Толщина его изменяется от 40 до 70 м. Перекрывают пласт карбонатно-галогенные породы верхнеусольской подсвиты.

Литологический состав и строение пласта B_1 весьма разнообразны. В большинстве разрезов в его составе велика роль известняков водорослевых с прослоями органогенно-обломочных, оолито-онколитовых и хемогенных разностей.

По структурным особенностям и вещественному составу пород пласт неоднороден и обычно представлен одно- и двухчленным строением. При одночленном строении он сложен в одних случаях преимущественно известняками (Санарская площадь), в других — доломитами (Преображенская, Могдинская площади). При двухчленном строении пласт подразделяется на две пачки. В одних разрезах нижняя пачка представлена водорослевыми известняками с прослоями доломитов, а верхняя пачка — доломитами, нередко в сочетании с глинистыми известняками, в других, наоборот, — нижняя часть доломитовая, верхняя — известняковая.

В среднеусольское время на рассматриваемой территории осадконакопление происходило в морских условиях, в обстановке внутришельфовой отмели [2]. Здесь накапливались как органогенные и органогенно-обломочные осадки, так и хемогенные илы.

Породы пласта B_1 испытали интенсивную перекристаллизацию, неоднородную доломитизацию, выщелачивание, засолонение, локальную сульфатизацию и окремнение. Наиболее существенное положительное влияние на формирование пласта оказали процессы выщелачивания, доломитизации и перекристаллизации. Ухудшение качества коллекторов обусловлено в основном засолонением, в меньшей мере — сульфатизацией.

Коллекторы пласта имеют очаговое распространение. Их толщина изменяется от нескольких до 35 м. На большей части месторождения ее значения составляют 10–15 м. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов варьируют в широких пределах. Их открытая пористость колеблется от 7 до 25 %, проницаемость — от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $160 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Флюидоупором пласта B_1 является верхнеусольская подсвита, сложенная галогенно-карбонатными породами толщиной 300–600 м. Качество флюидоупора весьма высокое.

Продуктивный пласт B_{13}

Пласт B_{13} включает нижнюю, преимущественно песчаную часть нижненепской подсвиты, залегающую в основании осадочного чехла на породах фундамента. Он распространен весьма ограниченно в пределах Ереминско-Чонского месторождения, охватывая только юго-восточную его часть. Толщина пласта изменяется от нескольких до 25 м. Наибольшие ее значения отмечаются на крайнем юго-востоке месторождения. В северо-западном направлении они постепенно уменьшаются вплоть до полного выклинивания пласта.

Отложения пласта образовались в ранневендскую эпоху формирования осадочного чехла Сибирской платформы в условиях прибрежной равнины, временами заливаемой морем [2].

Коллекторы пласта B_{13} развиты только в юго-восточной части месторождения. Их толщина изменяется от 2 до 20 м. Пористость коллекторов варьирует от 8 до 20 %, межзерновая проницаемость — от $5 \cdot 10^{-5}$ до $400 \cdot 10^{-5}$ мкм² (см. табл. 1).

Флюидоупором пласта B_{13} являются глинистые образования средней и верхней частей нижненепской подсвиты, толщина которой изменяется от 5 до 15 м. Его качество пониженное и низкое.

Продуктивный пласт B_{10}

Пласт B_{10} соответствует нижней, в основном песчаной части верхненепской подсвиты, распространенной на территории месторождения. Сложен преимущественно песчаными отложениями. Его толщина в юго-восточной части месторождения обычно изменяется от 10 до 25 м, а на остальной большей его части — не превышает 1–3 м. Отложения пласта B_{10} образовались в условиях прибрежной равнины, временами заливавшейся морем [2].

Коллекторы пласта B_{10} повсеместно распространены лишь в юго-восточной части Ереминско-Чонского месторождения. Их толщина варьирует от 2 до 20 м. На остальной существенно большей части месторождения коллекторы распространены очагово и их толщина, по-видимому, не превышает 1–2 м. Пористость коллекторов изменяется от 8 до 25 %, проницаемость — от $5 \cdot 10^{-5}$ до $200 \cdot 10^{-5}$ мкм² (см. табл. 1).

Флюидоупором пласта B_{10} являются преимущественно глинистые отложения верхненепской подсвиты, которые распространены на всей территории месторождения. Его толщина изменяется от 10 до 30 м. Качество флюидоупора высокое и среднее, а в северо-западной окраинной части месторождения — пониженное.

Следовательно, карбонатные продуктивные пласты Ереминско-Чонского месторождения сложе-

ны преимущественно доломитами, среди которых выделяется три генетических типа: хемогенный, органогенный (микрофитолитовый) и органогенно-обломочный, причем наиболее широко в них распространены два последних типа. В этих типах активно проявились процессы перекристаллизации, выщелачивания и доломитизации, сформировавшие вторичные коллекторы порового, порово-каверного и порово-каверно-трещинного типов. Качество коллекторов ухудшилось за счет процессов засоления, сульфатизация и окремнения.

Терригенные продуктивные пласты представлены преимущественно песчаниками, имеющими гранулярный тип коллекторов.

Продуктивные пласты Ереминско-Чонского месторождения образованы в благоприятных литолого-фациальных условиях. Карбонатные пласты накапливались в условиях мелководного шельфа и внутришельфовой отмели, а терригенные — прибрежных равнин, временами заливавшихся морем.

Флюидоупоры, перекрывающие продуктивные пласты Ереминско-Чонского месторождения, участками отсутствуют или имеют низкое качество. Лишь верхнеусольский галогенно-карбонатный флюидоупор, перекрывающий в целом венд-нижнекембрийский продуктивный комплекс, характеризуется высоким качеством. Низкое качество флюидоупоров и значительное проявление дизъюнктивной тектоники обусловили перетоки УВ внутри этого комплекса. Таким образом, этот комплекс месторождения представляет единую гидродинамическую систему, характерную только для этого месторождения в южной части Сибирской платформы.

Геохимические условия образования Ереминско-Чонского месторождения

В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, на которой расположено Ереминско-Чонское месторождение, и смежной территории Предпатомского прогиба, являющегося крупной зоной нефтегазообразования, выполнены значительные объемы геохимических исследований рифейских, вендских терригенных и верхневенд-нижнекембрийских карбонатных отложений, результаты которых отражены во многих публикациях ([12] и др.). В них рассмотрены закономерности распределения УВ, его катагенетические преобразования и нефтегазогенерационный потенциал. Сделаны выводы, что наибольшим нефтегазогенерационным потенциалом обладают рифейские отложения, существенно меньшим — породы терригенного венда и подсолевого карбонатного комплекса, причем интенсивность эмиграции жидких битумоидов и генерации газообразных УВ по площади региона проявилась достаточно закономерно. Максимальные показатели отмечались в Предпатомском прогибе, значительно меньшие — на юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы и наименьшие — в центральной наиболее приподнятой ее части.

Миграция УВ из отмеченных зон в центральную, наиболее приподнятую часть антеклизы, где расположено Ереминско-Чонское месторождение, в основном контролировалась палеоструктурным планом и качеством флюидоупоров. Выделяется три основных этапа миграции УВ: венд-раннепалеозойский, среднепалеозойский и позднепалеозой-мезозойский.

На венд-раннепалеозойском этапе, в период наиболее интенсивной миграции УВ из зон нефтегазообразования в зоны нефтегазонакопления, структурные планы значительно отличались от современных. Крупной зоной нефтегазонакопления в то время были центральная и северо-западная части Непско-Ботубинской антеклизы, в которых расположено Ереминско-Чонское месторождение. На отмеченных территориях происходила аккумуляция УВ как из местных источников, так и из расположенных в пределах Предпатомского прогиба. Залежи УВ формировались в основном в литологических ловушках, поскольку антиклинальные поднятия появились позже, причем на ограниченной территории. При этом литологические ловушки имели иное пространственное положение, чем в современную геологическую эпоху [2].

Кроме описанной латеральной миграции УВ в венде и раннем палеозое, а также в последующие периоды в больших масштабах происходил их вертикальный переток из рифейских отложений в вендские терригенные резервуары, а из последних — в вышезалегающие подсолевые карбонатные, поскольку между этими образованиями участками флюидоупоры отсутствовали или имели низкое качество.

Переток УВ из терригенных отложений в карбонатные в больших масштабах прогнозируется только в центральной и северо-западной частях Непско-Ботубинской антеклизы. В отмеченных частях структуры предполагается активная вертикальная миграция УВ, причем нефти [2].

Структурный план рассматриваемой территории в среднепалеозойский этап миграции УВ в целом продолжил унаследованное развитие.

Заключительный позднепалеозой-мезозойский этап нефтегазообразования в пределах Ереминско-Чонского месторождения связан со становлением Тунгусской синеклизы. Южная часть этой структуры наложилась на Катангскую палеосинеклизу. В результате начал активно формироваться северо-западный склон Непско-Ботубинской антеклизы.

В соответствии с отмеченными тектоническими преобразованиями началась дополнительная миграция УВ из южного борта Тунгусской синеклизы в центральную наиболее приподнятую часть Непско-Ботубинской антеклизы, где расположено Ереминско-Чонское месторождение.

Следовательно, на протяжении всего фанерозойского периода осуществлялась латеральная и

вертикальная миграция УВ из Предпатомского прогиба и смежной территории Непско-Ботубинской антеклизы в пределы Ереминско-Чонского месторождения, а с позднепалеозой-мезозойского — и из южной части Тунгусской синеклизы. Учитывая, что флюидоупоры между продуктивными пластами имели низкое качество, создались благоприятные условия для формирования в них залежей УВ. Их сохранность обеспечил верхнеусольский флюидоупор высокого качества, повсеместно перекрывающий весь венд-нижнекембрийский подсолевой комплекс.

Методика и результаты оценки запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата Ереминско-Чонского месторождения

Методика оценки запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата

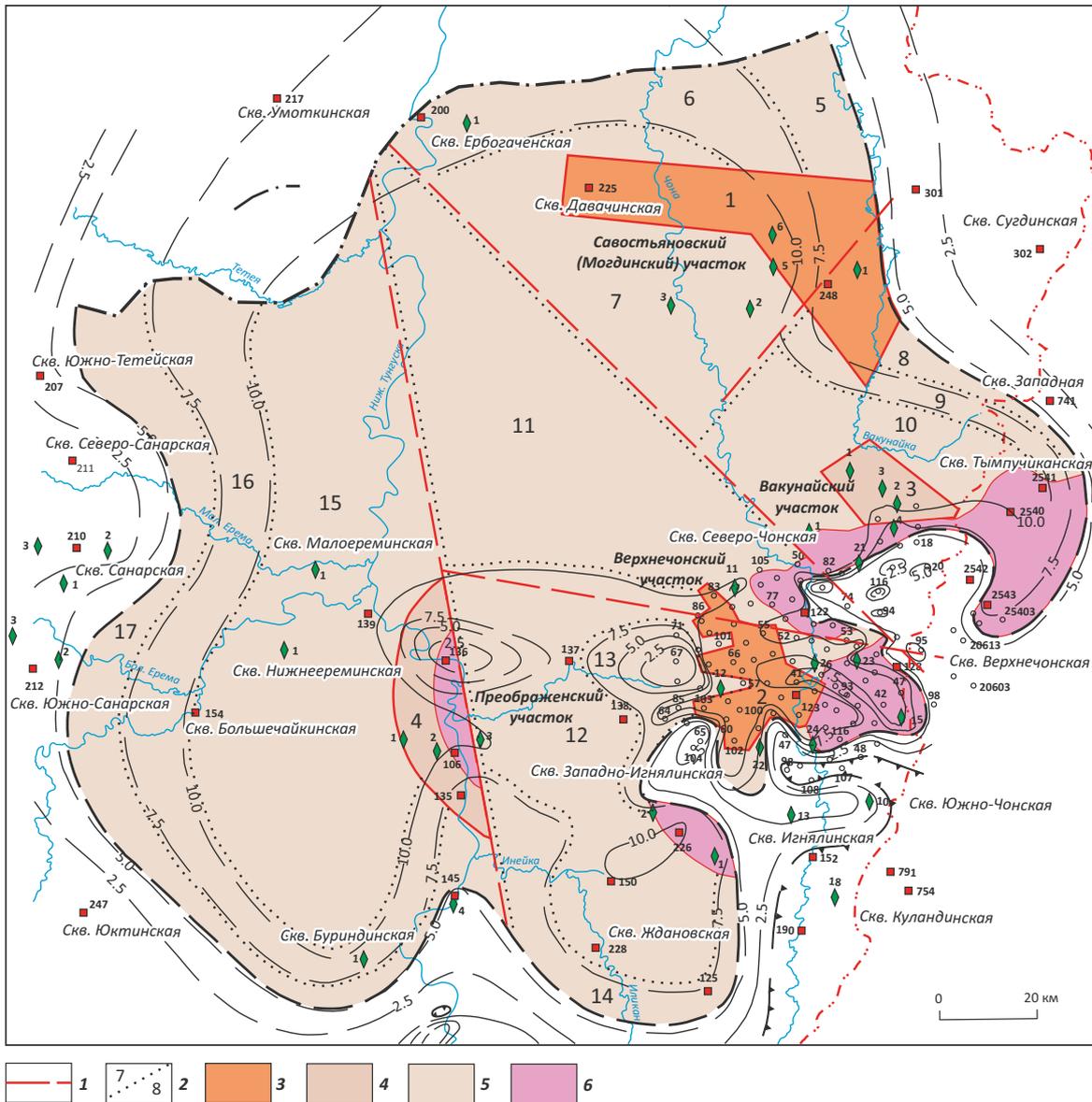
При выполнении оценки запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата продуктивных пластов Ереминско-Чонского месторождения, учитывая их разную степень интенсивности продуктивности, использовались два метода: объемный и геологический способ по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади. Поскольку для пластов Б₁₂₋₁₃ в пределах Ереминско-Чонского месторождения характерно практически повсеместное развитие нефтенасыщенных коллекторов, оценка их запасов и ресурсов УВ осуществлена первым методом. В остальных продуктивных пластах Ереминско-Чонского месторождения отмечается очаговое распределение нефтегазонасыщенных коллекторов. В них прогнозируются ограниченные по площади ловушки. Ресурсы УВ этих продуктивных пластов оценены вторым методом.

Объемный метод обычно используется для оценки запасов нефти и газа изученных залежей УВ. При оценке ресурсов УВ-пластов Б₁₂₋₁₃ Ереминско-Чонского месторождения он применен достаточно условно, поскольку оно включает совокупность еще не оконтуренных бурением залежей. Тем не менее автор статьи оценивал ресурсы УВ этих пластов отмеченным методом, поскольку других для оценки ресурсов УВ подобных крупных объектов не существует.

Для реализации этого метода вся территория рассматриваемого месторождения, исключая площади выявленных залежей УВ, на основании распределения толщин нефтенасыщенных коллекторов и территориального положения региональных разломов, была разделена на 17 расчетных участков (условных залежей) (рис. 7). Подсчетные параметры этих «залежей» и результаты оценки их запасов нефти приведены в табл. 2.

Геологический способ по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади изложен в [13]. Суть выбранного приема заключается в следующем: 1) выделение хорошо изученных нефтегазоносных объектов, принимаемых за эталонные участки;

Рис. 7. Схема расположения расчетных участков для подсчета запасов нефти Ереминско-Чонского месторождения
Fig. 7. Position of calculation areas for oil reserves assessment in the Ereminsky-Chonsky field



1 — зоны разрывных нарушений; **2** — контуры и номера расчетных участков; **подсчетные участки (3–5): 3** — Савостьяновского (1) и Верхнечонского (2) месторождений, **4** — в которых выявленные залежи нефти оценены автором, **5** — в которых выполнена авторская оценка запасов нефти; **6** — газовое насыщение коллекторов.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 5

1 — fault zones; **2** — outlines and numbers of calculation areas; **calculation areas (3–5): 3** — Savostyanov (1) and Verkhnechonsky (2) fields, **4** — where the accumulations identified are evaluated by the author, **5** — where the author’s oil reserves assessment is carried out; **6** — gas saturation of reservoirs.

For other Legend items see Fig. 1, 5

2) перенос установленных плотностей ресурсов УВ на прогнозируемые (расчетные) участки за счет использования контролирующих перспективы нефтегазоносности геологических параметров.

Для количественной оценки перспектив нефтегазоносности продуктивных пластов $B_1, B_{3-4}, B_5, V_{10}$ и V_{13} использовалось шесть эталонных участков: Среднеботуобинский, Талаканский (пласт B_1), Даниловские (пласты B_{3-4}, B_5) и Верхнечонские (пласты V_{10}, V_{13}).

В качестве основных геологических параметров для переноса плотностей ресурсов УВ из

эталонных в расчетные участки использовались: гипсометрия современного структурного плана, начальный нефтегазогенерационный потенциал нефтематеринских пород, качество флюидоупоров и толщина коллекторов.

Результаты количественной оценки

Начальные суммарные ресурсы (НСР) УВ венд-нижнекембрийского подсолевого комплекса Ереминско-Чонского месторождения оцениваются в 12 890,1 млн т усл. УВ, что соответствует 49,5 %

Табл. 2. Результаты оценки запасов нефти по категориям $C_2 + C_2^1$ Ереминско-Чонского месторождения (авторская оценка)
Tab. 2. The results of oil reserves assessment in $C_2 + C_2^1$ categories, the Ereminsky-Chonsky field (the authors' estimate)

Номер расчетных участков	Значения подсчетных параметров								Содержание нефти на расчетных участках, %	Запасы нефти, млн т	
	Нефтенасыщенная площадь, $F, л \cdot 10^3 \text{ тыс. м}^2$	Толщина эффективной нефтенасыщенности горизонта, $h, м$	Коэффициент пористости, $m_p, \%$	Плотность нефти, $\rho_n, т/м^3$	Пересчетный коэффициент, Θ	Коэффициент нефтенасыщенности, $V_n, \%$	Понижающий коэффициент за счет возможного выклинивания коллектора	Коэффициент извлечения нефти, $\eta, \%$		Геологические	Извлекаемые
1	1364	7	0,07	0,86	0,85	0,86	0,7	0,11	100	294	32
2	1729	9	0,09	0,86	0,85	0,86	0,8	0,11	100	704	77
3	1004	6	0,07	0,86	0,85	0,86	0,6	0,11	100	159	17
4	6851	9	0,09	0,86	0,85	0,86	0,8	0,11	100	2790	307
5	3092	7	0,07	0,86	0,85	0,86	0,6	0,11	100	571	62
6	1576	5	0,06	0,86	0,85	0,86	0,3	0,11	100	89	9
7	1381	7	0,07	0,86	0,85	0,86	0,6	0,11	80	204	22
8	2501	9	0,09	0,86	0,85	0,86	0,7	0,11	80	713	78
9	520	8	0,08	0,86	0,85	0,86	0,6	0,11	25	31	4
10	2405	8	0,08	0,86	0,85	0,86	0,7	0,11	60	406	44
Σ										5961	662

Примечание. Положение расчетных участков см. на рис. 7.

Note. For position of evaluated areas see Fig. 7.

последней (2009) официальной оценки ресурсов условных УВ всей территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. Из них ресурсы нефти оцениваются в 11 406 млн т (88,5 %), газа — 1462,9 млрд м³ (11,3 %) и конденсата — 20,7 млн т (0,2 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата равны 1806,5 млн т (55 %), 1462,9 млрд м³ (44,5 %) и 15,7 млн т (0,5 %) соответственно (табл. 3).

Среди продуктивных пластов наибольшими НСР УВ обладают пласты B_{12-13} — 8023,8 млн т (62,3 %), существенно меньшими — пласты B_{3-4} , B_5 и B_1 — 1615,5 (12,6 %), 1094,1 (8,5 %) и 996,5 млн т (7,7 %) соответственно и минимальные ресурсы УВ прогнозируются в пластах B_{13} и B_{10} — 677,1 (5,2 %) и 482,6 (3,7 %) млн т соответственно.

Накопленная добыча и ресурсы УВ по категориям $A + B + C_1, C_2, C_2^1$ и D_1 месторождения равны 45,8 (0,1 %), 798,3 (6,3 %), 3632,7 (28,3 %), 5961 (46,3 %) и 2452,3 (19 %) млн т усл. УВ соответственно. То есть степень разведанности его ресурсов УВ составляет 34,7 %.

¹ Оценка ресурсов нефти, газа и конденсата продуктивных пластов B_{12-13} выполнена авторами по категории C_2^1 , поскольку бурением закартировано почти повсеместное их насыщение УВ. C_2^1 — это промышленные запасы, соответствующие, по мнению автора статьи, категории C_2 , но пока не принятые ГКЗ.

Продуктивные пласты B_{12-13} обладают наибольшими перспективами нефтегазоносности в пределах Ереминско-Чонского месторождения. Начальные суммарные ресурсы УВ этих пластов составляют 8023,8 млн т усл. УВ, из них нефти — 7412,1 млн т (92,4 %), газа — 609,3 млрд м³ (7,6 %) и конденсата — 2,4 млн т (0,1 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата равны 888,3 млн т (59,3 %), 609,3 млрд м³ (40,6 %) и 1,8 млн т (0,1 %) соответственно.

Запасы и ресурсы УВ пластов B_{12-13} категорий $A + B + C_1, C_2$ и C_2^1 равны 183,1 (2,3 %), 1286,2 (16 %) и 6554,4 (81,7 %) млн т усл. УВ соответственно.

Распределение начальных суммарных извлекаемых² ресурсов УВ рассматриваемых пластов по площади месторождения показано на рис. 8. По степени перспективности выделяется 4 категории земель с плотностями извлекаемых ресурсов УВ соответственно: от 30 до 50; от 20 до 30; от 10 до 20 и от 5 до 10 тыс. т усл. УВ/км².

² Плотности ресурсов УВ продуктивных пластов B_{12-13} выше остальных пластов месторождения почти на порядок, поэтому их значения приведены в качестве извлекаемых, а остальных пластов — в качестве геологических.



Табл. 3. Ресурсы нефти, газа и конденсата Ереминско-Чонского месторождения

Tab. 3. Oil, gas, and condensate resources of the Ereminsky-Chonsky field

Продуктивный пласт	Ресурсы нефти, млн т					Ресурсы газа, млрд м ³					Ресурсы конденсата, млн т					Всего усл. УВ, млн т				
	Накопленная добыча	A + B + C ₁	C ₂	C ₂ ¹ (D ₁)	Всего	Накопленная добыча	A + B + C ₁	C ₂	C ₂ ¹ (D ₁)	Всего	Накопленная добыча	A + B + C ₁	C ₂	C ₂ ¹ (D ₁)	Всего	Накопленная добыча	A + B + C ₁	C ₂	C ₂ ¹ (D ₁)	Всего усл. УВ
Б ₁	0	$\frac{3,9}{0,6}$	$\frac{154,3}{30,6}$	$\frac{252}{50,4}$	$\frac{410,2}{81,6}$	0,1	60	135,6	376,9	572,6	0	$\frac{0,8}{0,6}$	$\frac{2,7}{1,9}$	$\frac{10,2}{7,5}$	$\frac{3,7}{10}$	0,1	$\frac{64,7}{61,2}$	$\frac{292,6}{168,1}$	$\frac{639,1}{434,8}$	$\frac{996,5}{664,2}$
Б ₃₋₄	0	$\frac{21,5}{7,3}$	$\frac{902}{166,2}$	$\frac{620,5}{124,1}$	$\frac{1544}{297,6}$	0	12	31,2	26,9	70,1	0	$\frac{0,5}{0,4}$	$\frac{0,5}{0,4}$	$\frac{0,4}{0,3}$	$\frac{1,4}{1,1}$	0	$\frac{34}{19,7}$	$\frac{933,7}{197,8}$	$\frac{647,8}{151,3}$	$\frac{1615,5}{368,8}$
Б ₅	0,1	$\frac{75,2}{25,1}$	$\frac{508,6}{99,4}$	$\frac{458,3}{91,6}$	$\frac{1042,2}{216,2}$	0	4,8	16,9	29,7	51,4	0	$\frac{0,1}{0,1}$	$\frac{0,2}{0,2}$	$\frac{0,2}{0,1}$	$\frac{0,5}{0,4}$	0,1	$\frac{80,1}{30}$	$\frac{525,7}{116,5}$	$\frac{488,2}{121,4}$	$\frac{1094,1}{268}$
Б ₁₂₋₁₃	0,1	$\frac{176,1}{25,4}$	$\frac{1274,9}{200,8}$	$\frac{5961}{662}$	$\frac{7412,1}{888,3}$	0	7	11,3	591	609,3	0	0	0	$\frac{2,4}{1,8}$	$\frac{2,4}{1,8}$	0,1	$\frac{183,1}{32,4}$	$\frac{1286,2}{212,1}$	$\frac{6554,4}{1254,8}$	$\frac{8023,8}{1499,4}$
Σ Б ₁₋₁₃	0,2	$\frac{276,7}{58,4}$	$\frac{2839,8}{497}$	$\frac{7291,8}{928,1}$	$\frac{10408,5}{1483,7}$	0,1	83,8	195	1024,5	1303,4	0	$\frac{1,4}{1,1}$	$\frac{3,4}{2,5}$	$\frac{13,2}{9,7}$	$\frac{18}{13,3}$	0,3	$\frac{361,9}{143,3}$	$\frac{3038,2}{694,5}$	$\frac{8329,5}{1962,3}$	$\frac{11729,9}{2800,4}$
В ₁₀	20	$\frac{260,9}{86}$	$\frac{104,2}{32,7}$	$\frac{47,8}{16,7}$	$\frac{432,9}{155,4}$	2,5	22	18,9	5,4	48,8	0	$\frac{0,5}{0,4}$	$\frac{0,3}{0,3}$	$\frac{0,1}{0,1}$	$\frac{0,9}{0,8}$	22,5	$\frac{283,4}{108,4}$	$\frac{123,4}{51,9}$	$\frac{53,3}{22,2}$	$\frac{482,6}{205}$
В ₁₃	20	$\frac{134,5}{50,5}$	$\frac{385,1}{86,9}$	$\frac{25}{10}$	$\frac{564,6}{167,4}$	3	18,2	84,6	4,9	110,7	0	$\frac{0,3}{0,2}$	$\frac{1,4}{1,3}$	$\frac{0,1}{0,1}$	$\frac{1,8}{1,6}$	23	$\frac{153}{68,9}$	$\frac{471,1}{172,8}$	$\frac{30}{15}$	$\frac{677,1}{279,7}$
Σ В _{10, В₁₃}	40	$\frac{395,4}{136,5}$	$\frac{489,3}{119,6}$	$\frac{72,8}{26,7}$	$\frac{997,5}{322,8}$	5,5	40,2	103,5	10,3	159,5	0	$\frac{0,8}{0,6}$	$\frac{1,7}{1,6}$	$\frac{0,2}{0,2}$	$\frac{2,7}{2,4}$	45,5	$\frac{436,4}{177,3}$	$\frac{594,5}{224,7}$	$\frac{83,8}{37,2}$	$\frac{1160,2}{484,7}$
Σ Б + В	40,2	$\frac{672,1}{194,9}$	$\frac{3329,1}{616,6}$	$\frac{7364,6}{954,8}$	$\frac{11406}{1806,5}$	5,6	124	298,5	1034,8	1462,9	0	$\frac{2,2}{1,7}$	$\frac{5,1}{4,1}$	$\frac{13,4}{9,9}$	$\frac{20,7}{15,7}$	45,8	$\frac{798,3}{320,6}$	$\frac{3632,7}{919,2}$	$\frac{8413,3}{1999,5}$	$\frac{12890,1}{3285,1}$

Примечание. 1. Приведена суммарная оценка запасов нефти, газа и конденсата по категориям А + В + С₁ и С₂ следующих месторождений: им. Б. Синаевского, им. Савостьянова, им. В.Б. Мазура, им. Н. Лисовского, Верхнечонского, Вакунайского, Северо-Вакунайского, Тымпучиканского, Игнялинского, Северо-Даниловского и Ербогаченского по состоянию на 01.01.2016 г. 2. Авторская оценка ресурсов нефти, газа и конденсата продуктивных пластов Б₁₂₋₁₃ выполнена по категории С₂¹, а всех других продуктивных пластов — по категории D₁. 3. В числителе — ресурсы нефти и конденсата, в знаменателе — извлекаемые ресурсы УВ.

Note.1. The results of total oil, gas, and condensate reserves assessment in A + B + C₁ and C₂ categories as on 01.01.2016 is presented for the following fields: B. Sinyavsky, Savostyanov, V.B. Mazur, N. Lisovsky, Verkhnechonsky, Vakunaisky, North Vakunaisky, Tympuchikansky, Ignyaninsky, North Danilovsky, and Erbogachensky fields. 2. The authors' assessment of oil, gas, and condensate resources for Б₁₂₋₁₃ reservoirs is carried out in C₂¹ categories; for the other reservoirs — in D₁ Category. 3. Numerator shows oil and condensate resources; denominator — recoverable HC resources.

Наибольшие плотности НСР УВ пластов прогнозируются в центральной и северо-восточной частях месторождения. Несколько меньшие перспективы нефтегазоносности этих пластов отмечаются на существенно меньшей территории. Они в виде полосы огибают с северо-запада и запада более перспективные земли.

Еще менее перспективные земли развиты на крайнем западе и юго-востоке месторождения, а также на ограниченном по площади участке, расположенном севернее Тымпучиканской площади. Минимальные плотности начальных извлекаемых ресурсов УВ рассматриваемых пластов прогнозируются на четырех участках разной величины (см. рис. 8).

Продуктивный пласт Б₅ обладает существенно меньшими перспективами нефтегазоносности, чем вышеописанные. Его НСР УВ оцениваются в 1094,1 млн т усл. УВ, из них нефти — 1042,2 млн т (95,2 %), газа — 51,4 млрд м³ (4,7 %) и конденсата — 0,4 млн т (0,1 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата равны 216,2 млн т (80,7 %); 51,4 млрд м³ (19,2 %) и 0,4 млн т (0,1 %) соответственно.

Запасы и ресурсы УВ пласта категорий А + В + С₁, С₂ и D₁ составляют 80,1 (7,3 %); 525,7 (48 %) и 488,2 (44,7 %) млн т усл. УВ соответственно.

Распределение НСР УВ пласта Б₅ по площади Ереминско-Чонского месторождения приведено на рис. 9. По степени их перспектив выделяется

рождения. Второй, меньший по размеру, находится в северо-восточной его части, наименьший по площади участок включает раннее выделенное Вакунайское месторождение. Несколько менее перспективные земли этого пласта имеют более широкое распространение. Они в основном занимают центральную часть Ереминско-Чонского месторождения. Еще менее перспективные земли ограничивают в виде полос шириной 5–15 км более перспективные земли.

Продуктивные пласты B_{3-4} характеризуются несколько большими перспективами нефтегазоносности, чем вышеописанный. Их НСР УВ оцениваются в 1615,5 млн т усл. УВ, из них нефти — 1544 млн т (95,6 %), газа — 70,1 млрд м³ (4,3 %) и конденсата — 1,4 млн т (0,1 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата соответственно равны: 297,6 млн т (80,7 %); 70,1 млрд м³ (19 %) и 1,1 (0,3 %).

Запасы и ресурсы пластов категорий А + В + С₁, С₂ и D₁ соответственно составляют: 34 (2,1 %); 933,7 (57,8 %) и 647,8 (40,1 %) млн т усл. УВ.

Распределение НСР УВ пластов B_{3-4} по территории Ереминско-Чонского месторождения показано на рис. 10. По степени их перспективности, как и у вышеописанного пласта, выделяется четыре категории земель с теми же плотностями НСР УВ.

Наиболее перспективные земли почти повсеместно расположены в западной половине Ереминско-Чонского месторождения и на небольшом по площади участке в его северо-восточной части. Менее перспективные земли прогнозируются в северо-восточной части месторождения, где они простираются в виде полосы северо-западной ориентировки от Ербогаченского до Вакунайского месторождений, выделенных ранее. Еще менее перспективные земли предполагаются на пяти участках различной величины (см. рис. 10). Минимальные плотности НСР УВ пластов прогнозируются в юго-восточной и юго-западной частях месторождения.

Продуктивный пласт B_1 характеризуется наименьшими перспективами нефтегазоносности среди карбонатных пластов подсолевого комплекса. Его НСР УВ составляют 996,5 млн т усл. УВ, из них нефти — 410,2 млн т (41,2 %), газа — 572,6 млрд м³ (57,4 %) и конденсата — 13,7 млн т (1,4 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата равны 81,6 млн т (12,3 %); 572,6 млрд м³ (86,2 %) и 10 млн т (1,5 %) соответственно.

Запасы и ресурсы УВ пласта категорий А + В + С₁, С₂ и D₁ равны 64,7 (5,5 %); 292,6 (29,4 %) и 639,1 (64,1 %) млн т усл. УВ соответственно.

Распределение НСР УВ пласта по территории Ереминско-Чонского месторождения представлено на рис. 11. По степени их перспективности, как и у ранее отмеченных пластов, выделяется четыре категории земель.

Наиболее перспективные земли распространены на большей части территории Ереминско-Чон-

ского месторождения, повсеместно охватывая его центральную и северо-западную части. Остальные категории земель прогнозируются в северо-восточной, юго-восточной и юго-западной частях месторождения.

Продуктивный пласт B_{13} развит лишь в окраинной юго-восточной части Ереминско-Чонского месторождения. Его НСР УВ составляют 677,1 млн т усл. УВ, из них нефти — 564,6 млн т (83,5 %), газа — 110,7 млрд м³ (16,4 %) и конденсата — 1,8 млн т (0,1 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата равны 167,4 млн т (60,3 %); 110,7 млрд м³ (39,6 %) и 1,6 млн т (0,1 %) соответственно.

Накопленная добыча, запасы и ресурсы УВ категорий А + В + С₁, С₂ и D₁ пласта B_{13} соответственно равны: 23 (3,4 %); 153 (22,6 %); 471,1 (69,6 %) и 30 (4,4 %) млн т усл. УВ.

Перспективы нефтегазоносности пласта на открытие новых залежей нефти и газа достаточно низкие (рис. 12 А). Лишь в южных частях территории распространения пласта, где проведены небольшие объемы бурения, выделяется 2 категории земель на поиски залежей УВ с плотностью НСР УВ от 20 до 30 и от 10 до 20 тыс. т усл. УВ/км².

Продуктивный пласт B_{10} повсеместно развит в пределах Ереминско-Чонского месторождения, на большей его территории (за исключением юго-восточной части) он имеет толщину менее 2 м. Его НСР УВ составляют 482,6 млн т усл. УВ, из них нефти — 432,9 млн т (89,8 %), газа — 48,8 млрд м³ (10,1 %) и конденсата — 0,9 млн т (0,1 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата равны 155,4 млн т (75,8 %); 48,8 млрд м³ (23,8 %) и 0,8 млн т (0,4 %) соответственно.

Накопленная добыча, запасы и ресурсы УВ категорий А + В + С₁, С₂ и D₁ пласта B_{10} равны 22,5 (4,6 %), 283,4 (58,7 %); 123,4 (25,6 %) и 53,3 (11,1 %) млн т усл. УВ соответственно.

Перспективы нефтегазоносности пласта B_{10} , как и B_{13} , достаточно низкие, поскольку его коллекторы тоже распространены только в юго-восточной части месторождения. В этой части его территории выделяется 3 категории земель с плотностью суммарных ресурсов УВ от 20 до 30; от 10 до 20 и от 5 до 10 тыс. т усл. УВ/км² (см. рис. 12 В).

Наиболее перспективные земли этого пласта, как и B_{13} , прогнозируются на ограниченном по площади участке, расположенном у южной границы Ереминско-Чонского месторождения.

Заключение

Большинство исследователей включает в термин «месторождения нефти и газа» следующие важнейшие элементы: совокупность (группа) залежей нефти и газа или одна залежь; их образование контролируется общим элементом недр: структурного, литологического и стратиграфического характера. В некоторых определениях этого понятия имеются следующие дополнения: общность условий форми-



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 10. Карта прогноза плотностей НСР УВ пластов Б₃₋₄ усть-кутского горизонта Ереминско-Чонского месторождения
 Fig. 10. Map of predicted density of initial total in-place HC resources of Ust-Kutsky B₃₋₄ reservoirs, Ereminsky-Chonsky field



1 — газоконденсатные залежи; 2 — залежи УВ ранее выделенных месторождений (1 — Ербогаченского, 2 — им. Б. Сивянского, 3 — им. Савостьянова, 4 — им. В.Б. Мазура, 5 — им. Н. Лисовского, 6 — Северо-Даниловского); 3 — изогипсы по кровле пласта Б₃ усть-кутского горизонта, м.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 8, 9

1 — gas condensate accumulations; 2 — HC accumulations of previously identified fields (1 — Erbogachensky, 2 — B. Sinyavsky, 3 — Savostyanov, 4 — V.B. Mazur, 5 — N. Lisovsky, 6 — North Danilovsky); 3 — structural contours of the Ust-Kutsky B₃ reservoir, m.

For other Legend items see Fig. 1, 8, 9

рования залежей нефти и газа; общность в системе их поиска, разведки и эксплуатации и т. д.

Приведенные итоговые результаты выполненных исследования доказывают, что выделенный Ереминско-Чонский объект полностью соответствует термину «месторождения нефти и газа», а ранее выделенные месторождения УВ на его тер-

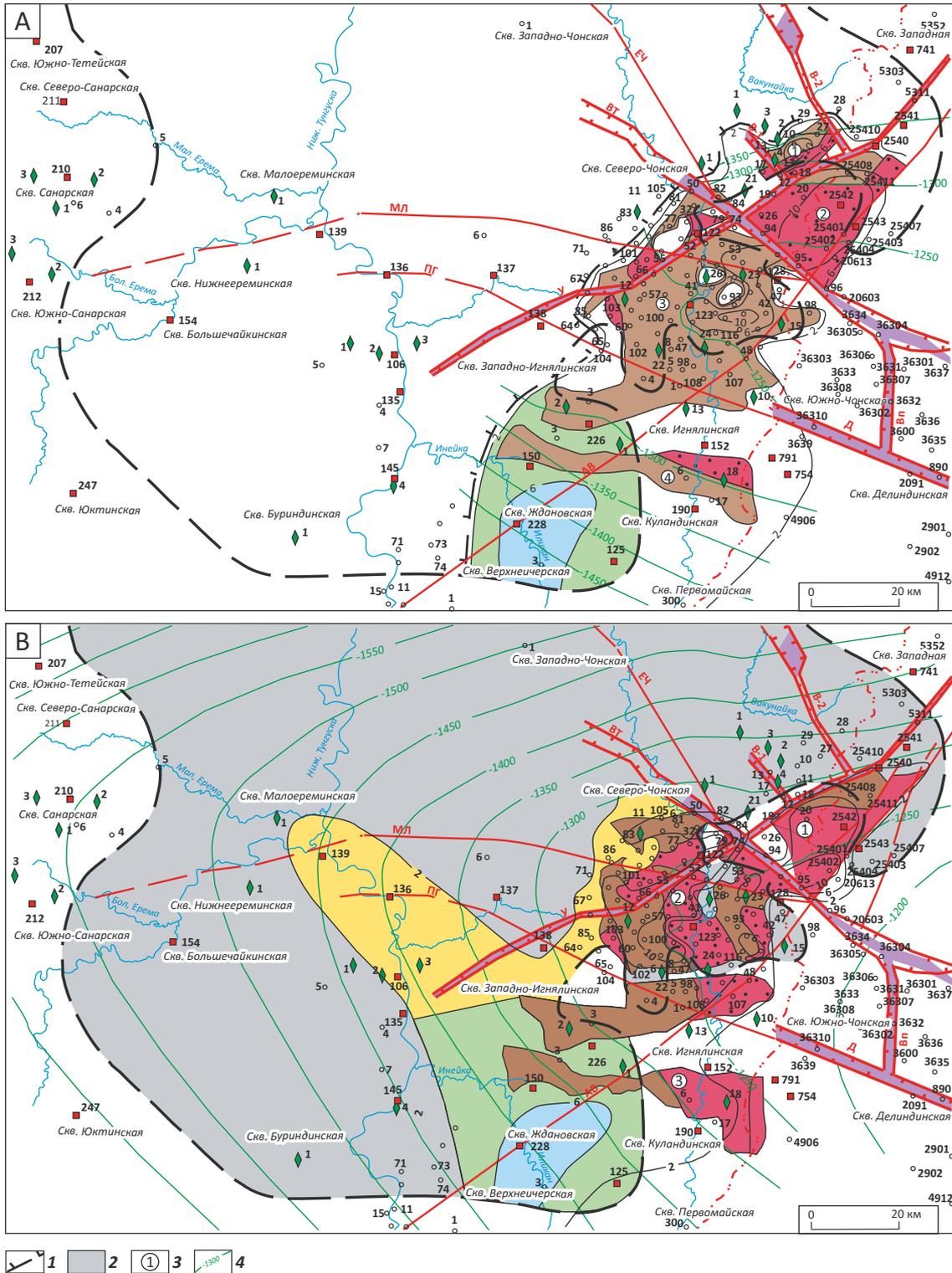
ритории являются составными частями этого месторождения.

В тектоническом отношении Ереминско-Чонское месторождение приурочено к центральной приподнятой части Непско-Ботубинской антеклизы, где отмечается сокращение толщин терригенных отложений венда и присутствие небольших по



Рис. 12. Карты прогноза плотностей НСР УВ верхнечонского горизонта Ереминско-Чонского месторождения (А — пласт B₁₃, В — пласт B₁₀)

Fig. 12. Map of predicted density of initial total in-place HC resources of Verkhnechonsky Horizon in the Ereminsky-Chonsky field (A — B₁₃ reservoir, B — B₁₀ reservoir)



1 — границы выклинивания коллекторов; 2 — плотность НСР УВ — 5 тыс. т/км²; 3 — залежи УВ ранее выделенных месторождений (1 — Тымпучиканского, 2 — Верхнечонского, 3 — Игнялинского); 4 — изогипсы по кровле пластов, м.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 8

1 — boundaries of reservoir thinning out; 2 — density of initial total in-place HC resources — 5 thousand tons per square km; 3 — HC accumulations of previously identified fields (1 — Tympuchikansky, 2 — Verkhnechonsky, 3 — Ignyalinsky); 4 — structural contours of reservoir tops, m.

For other Legend items see Fig. 1, 8

Литолого-фациальные факторы в полной мере контролирует контур Ереминско-Чонского месторождения. Его границы соответствуют области распространения преимущественно органогенных карбонатных отложений всех продуктивных пластов: B_{12-13} , B_5 , B_{3-4} и B_1 венд-нижнекембрийского карбонатного комплекса. Они сформировались в единых фациальных условиях (в условиях внутришельфовых отмелей и банок) и испытали сходные вторичные процессы: перекристаллизацию, выщелачивание и доломитизацию, за счет проявления которых сформированы вторичные коллекторы в основном порового и каверно-порового типов. Из всех отмеченных карбонатных пластов наибольшей органогенной составляющей, а также наибольшим распространением органогенных доломитов и практически повсеместным распространением коллекторов в пределах Ереминско-Чонского месторождения пользуется пласт B_{12} (преображенский горизонт). Он является базовым объектом рассматриваемого месторождения, контур которого соответствует изопаките нефтенасыщенных коллекторов 5 м.

На территории распространения Ереминско-Чонского месторождения качество почти всех флюидоупоров, перекрывающих карбонатные и терригенные пласты, пониженное, низкое, участками флюидоупоры полностью отсутствуют. Исключение составляет лишь верхнеусольский флюидоупор галогенно-карбонатного состава, залегающий в кровле венд-нижнекембрийского продуктивного комплекса, который повсеместно характеризуется весьма высоким качеством. Негативное влияние на качество флюидоупоров также оказала интенсивно проявленная дизъюнктивная тектоника. То есть весь венд-нижнекембрийский продуктивный комплекс, кроме залегающего в его кровле верхнеусольского флюидоупора, на территории Ереминско-Чонского месторождения представляет собой единую сообщающуюся гидродинамическую систе-

му, перекрытую верхнеусольским флюидоупором высокого качества.

Тектонический и литолого-фациальные факторы обеспечили практически единые геохимические условия формирования залежей УВ в пределах Ереминско-Чонского месторождения. В юго-восточной части Сибирской платформы, где расположено Ереминско-Чонское месторождение, наиболее крупной зоной нефтегазообразования являлся Предпатомский прогиб, из которого на протяжении венд-раннепалеозойского, среднепалеозойского и позднепалеозой-мезозойского этапов громадные массы УВ мигрировали на территорию Непско-Ботубинской антеклизы, в том числе в пределы Ереминско-Чонского месторождения. Учитывая, что флюидоупоры между продуктивными пластами имели низкое качество, создавались благоприятные условия для формирования залежей УВ во всех пластах. Их сохранность обеспечил верхнеусольский галогенно-карбонатный флюидоупор высокого качества.

Приведенные выше результаты тектонических, литолого-фациальных и геохимических исследований позволяют автору статьи сделать главный вывод, что раннее выделенный им Ереминско-Чонский объект проведения нефтепоисковых работ соответствует понятию «месторождения нефти и газа».

Слабым звеном Ереминско-Чонского месторождения являются пониженные дебиты нефти в карбонатных пластах. Автором статьи показано, что их интенсивность в значительной мере зависит от толщины вскрытых скважинами коллекторов. С увеличением их значений повышаются и дебиты нефти [3]. Поэтому при освоении этого месторождения рекомендуется использовать современные технологии вскрытия и испытания карбонатных пластов, бурение горизонтальных стволов большой протяженности и проведение комплекса геолого-технических мероприятий — гидроразрыва пласта.

Литература

1. Шемин Г.Г. Ереминско-Чонская нефтяная залежь Непско-Ботубинской антеклизы — возможный объект по подготовки запасов углеводородного сырья // Геология нефти и газа. — 2004. — № 5. — С. 19–29.
2. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). — Новосибирск : СО РАН, 2007. — 467 с.
3. Шемин Г.Г. Ереминско-Чонское скопление нефти в преображенском резервуаре — крупнейший объект по подготовке запасов и добыче углеводородного сырья в Восточной Сибири. — Новосибирск : СО РАН, 2011. — 122 с.
4. Губайдуллин М.Г. Краткий курс геологии нефти и газа. — Архангельск, 2009. — 139 с.
5. Леворсен А.И. Геология нефти и газа. — М. : Мир, 1970. — 639 с.
6. Мигурский А.В. Динамическое воздействие траппового магматизма на нефтегазоносность Непско-Ботубинской антеклизы // Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы. — Новосибирск : СНИИГиМС, 1986. — С. 26–34.
7. Туголесов Д.А. К тектонике юго-восточной части Сибирской платформы // Изв. АН СССР. Сер. геол. — 1952. — № 2. — С. 12–16.
8. Dobretsov N.L., Vernikovskiy V.A. Mantle plumes and their geologic manifestations // International Geology Review. — 2001. — Т. 43. — № 9. — С. 771–787. DOI: 10.1080/00206810109465047.
9. Vernikovskiy V., Shemin G., Deev E., Metelkin D., Matushkin N., Pervukhina N. Geodynamics and Oil and Gas Potential of the Yenisei-Khatanga Basin (Polar Siberia) // Minerals. — 2018. — Т. 11. — № 8. DOI: 10.3390/min8110510.
10. Шемин Г.Г., Чернова Л.С., Потлова М.М., Ващенко В.А., Дорогиницкая Л.М., Ларичев А.И. Опорный разрез преображенского продуктивного горизонта венд-нижнекембрийского карбонатного комплекса // Геология и геофизика. — 2012. — Т. 53. — № 2. — С. 226–236.

11. Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. – М. : Недра, – 1988. – 201 с.
12. Соколов Б.А., Егоров В.А., Накоряков В.Д. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносных месторождений в древних толщах Восточной Сибири. – М. : Издательство Московского университета, 1989. – 192 с.
13. *Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России* / Сост. В.В. Аленин, Ю.Н. Батурин, М.Д. Белонин и др. – М. : ВНИГНИ; 2000. – 189 с.

References

1. Shemin G.G. Eremin-Chon oil accumulation of Nepsko-Botuob antecline — a possible object for preparing HC reserves. *Geologiya nefti i gaza*. 2004;(5):19–29. In Russ.
2. Shemin G.G. Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti vendi i nizhnego kembriya tsentral'nykh raionov Sibirskoi platformy (Nepsko-Botuobinskaya, Baikitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina) [Geology and petroleum potential of Vendian and Lower Cambrian of the central Siberian Platform regions (Nepsky-Botuobinsky, Baikitsky antecises, and Katangsky saddle)]. Novosibirsk: SORAN; 2007. 467 p. In Russ.
3. Shemin G.G. Ereminsko-Chonskoe skoplenie nefti v preobrazhenskom rezervuare — krupneishii ob'ekt po podgotovke zapasov i dobyche uglevodородного syr'ya v Vostochnoi Sibiri [Ereminsky-Chonsky oil accumulation in the Preobrazhensky reservoir: the largest East Siberian object for hydrocarbon reserves preparation and production]. Novosibirsk: SO RAN; 2011. 122 p. In Russ.
4. Gubaidullin M.G. Kratkii kurs geologii nefti i gaza [Short course in oil and gas geology]. Arkhangel'sk; 2009. 139 p. In Russ
5. Levorsen A.I. Geologiya nefti i gaza [Oil and gas geology]. Moscow: Mir; 1970. 639 p. In Russ.
6. Migurskii A.V. Dinamicheskoe vozdеistvie trappovogo magmatizma na neftegazonosnost' Nepsko-Botuobinskoi anteklizy [Dynamic effect of trap magmatism on oil and gas occurrence in Nepsky-Botuobinsky Antecline]. In: Tektonicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti Sibirskoi platformy. Novosibirsk: SNIIGiMS; 1986. S. 26–34. In Russ.
7. Tugolesov D.A. K tektonike yugo-vostochnoi chasti Sibirskoi platformy [On the tectonics of the southeastern part of the Siberian platform]. *Izv. AN SSSR. Ser. geol.* 1952;(2):12–16. In Russ.
8. Dobretsov N.L., Vernikovskiy V.A. Mantle plumes and their geologic manifestations. *International Geology Review*. 2001;43(9):771–787. DOI: 10.1080/00206810109465047. In Russ.
9. Vernikovskiy V., Shemin G., Deev E., Metelkin D., Matushkin N., Pervukhina N. Geodynamics and Oil and Gas Potential of the Yenisei-Khatanga Basin (Polar Siberia). *Minerals*. 2018;11(8). DOI: 10.3390/min8110510. In Russ.
10. Shemin G.G., Chernova L.S., Potlova M.M., Vashchenko V.A., Doroginskaya L.M., Larichev A.I. Key section of the preobrazhenka productive horizon in the Vendian-Lower Cambrian carbonate complex. *Russian Geology and Geophysics*. 2012;53(2):226–236. In Russ.
11. Il'in V.D., Fortunatova N.K. Metody prognozirovaniya i poiskov neftegazonosnykh rifovykh kompleksov [Oil and gas bearing reef sequences: methods of prediction and prospecting]. Moscow: Nedra; 1988. 201 p. In Russ.
12. Sokolov B.A., Egorov V.A., Nakaryakov V.D. Geologo-geokhimicheskie usloviya formirovaniya neftegazonosnykh mestorozhdenii v drevnikh tolshchakh Vostochnoi Sibiri [Geological and geochemical settings of oil and gas fields formation in ancient series of Eastern Siberia]. Moscow: Izdatel'stvo Moskovskogo universiteta; 1989. 192 p. In Russ.
13. *Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoi i ekonomicheskoi otsenke resursov nefti, gaza i kondensata Rossii* [Procedure manual for quantitative and economic assessment of oil, gas, and condensate resources in Russia]. In: V.V. Alenin, Yu.N. Baturin, M.D. Belonin et al., eds. Moscow: VNIIGNI; 2000. 189 p. In Russ.

Информация об авторах

Шемин Георгий Георгиевич

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр. Академика Коптюга, д. 3

e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-6579-3425

Information about authors

Georgii G. Shemin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, pr. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-6579-3425

УДК 553.982

DOI 10.31087/0016-7894-2022-1-85-94

Условия формирования нефтяных залежей в пермских отложениях восточной части впадины Фукан (бассейн Джунгария)

© 2022 г. | Х. Ян¹, Е.В. Соболева¹, Ш. Цю²¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; Россия, Москва; yanghouqiang@qq.com; phitan@yandex.ru²Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе; Россия, Москва; qiushizhe@qq.com

Поступила 11.06.2021 г.

Доработана 14.09.2021 г.

Принята к печати 19.10.2021 г.

Ключевые слова: *впадина Фукан; склон Фудун; нефть; залежь; миграция; факторы формирования; нефтегазо-материнские породы.*

Аннотация: Впадина Фукан и выступы, ограничивающие ее с востока и юга, Джунгарского нефтегазоносного бассейна являются по запасам углеводородов самыми богатыми. Поскольку темпы роста предполагаемых запасов нефти и газа в целом на территории нефтегазоносного бассейна замедлились, центральная часть впадины Фукан и ее склоны становятся новыми ключевыми участками поисков и разведки залежей углеводородных флюидов. Особенности геологического строения склона Фудун, соединяющего восточные выступы обрамления и погруженную центральную часть впадины Фукан, благоприятны для миграции нефти и газа из нефтегазоматеринских пород в ловушки. В пермских отложениях восточного выступа Бейсаньтай уже обнаружены залежи с промышленными дебитами нефти. Для обоснования возможных направлений геологических исследований для обнаружения скоплений нефти и/или газа во впадине Фукан всесторонне изучались доступные геологические и геофизические данные: сейсмические профили, данные бурения — каротажные диаграммы и керн, структурные особенности склона Фудун, а также условия седиментогенеза, диагенеза и катагенеза пермских отложений для выделения нефтегазоматеринских пород и установления факторов, влияющих на аккумуляцию углеводородных флюидов и консервацию залежей нефти.

Для цитирования: Ян Х., Соболева Е.В., Цю Ш. Условия формирования нефтяных залежей в пермских отложениях восточной части впадины Фукан (бассейн Джунгария) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 85–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-85-94.

Permian deposits of the eastern part of the Fukang Sag (Junggar Basin): settings of hydrocarbon pool formation

© 2022 | H. Yang¹, E.V. Soboleva¹, Sh. Qiu²¹Lomonosov Moscow State University; Moscow, Russia; yanghouqiang@qq.com; phitan@yandex.ru²Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting; Moscow, Russia; qiushizhe@qq.com

Received 11.06.2021

Revised 14.09.2021

Accepted for publication 19.10.2021

Key words: *Fukang Sag; Fudong slope; oil; reservoir; migration; factors of formation; oil and gas source rocks.*

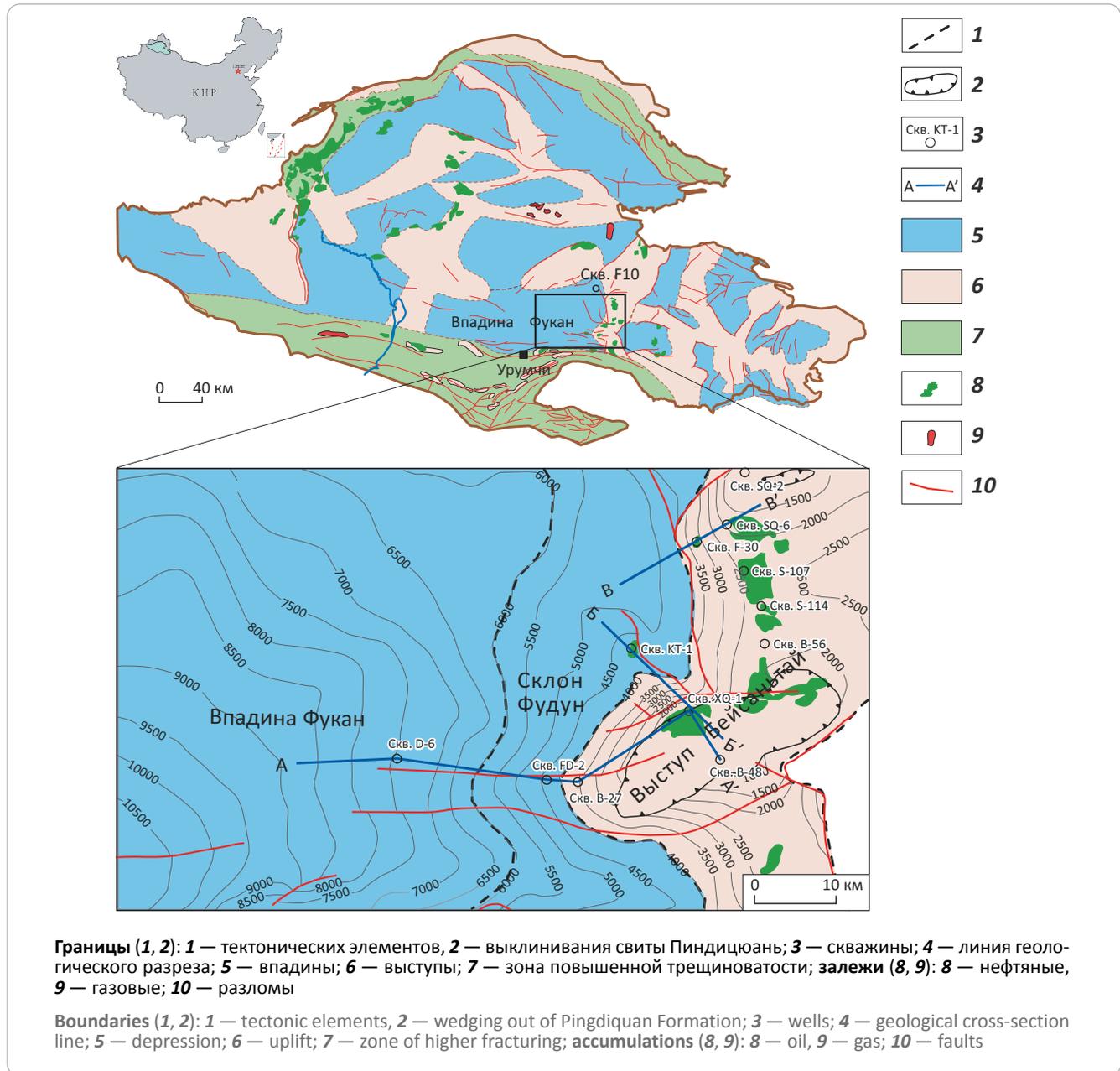
Abstract: The Fukang Sag and surrounding uplifts in the east and south within the Junggar petroleum basin are the areas richest in hydrocarbon reserves. Since the rate of the expected oil and gas reserves growth in the entire petroleum basin began to slow down, the central part of the Fukang Sag and its slopes are becoming new key areas for exploration and prospecting for hydrocarbon fluid pools. The features of the Fudong slope geological structure, which connects the framing eastern uplifts and the Fukang Sag depocentre, are favourable for hydrocarbons migration from oil and gas source rocks into traps. In the Permian deposits of the Beisantai uplift, commercial oil reserves have already been discovered. In order to substantiate possible trends of geopetroleum studies for oil and/or gas accumulations discovery in the Fukang Sag, we have comprehensively studied the available geological and geophysical data, including: seismic sections, drilling data, logging diagrams and core, structural features of the Fudong slope, as well as sedimentogenesis, diagenesis and catagenesis settings in the Permian deposits to identify oil and gas source rocks, factors affecting hydrocarbon fluid accumulation and conservation of oil reservoirs.

For citation: Yang H., Soboleva E.V., Qiu Sh. Permian deposits of the eastern part of the Fukang Sag (Junggar Basin): settings of hydrocarbon pool formation. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(1):85–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-85-94. In Russ.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Структурная карта восточной части впадины Фукан по кровле свиты Пиндицюань
Fig. 1. Depth map of the eastern part of the Fukang Sag — Pingdiqian Formation Top



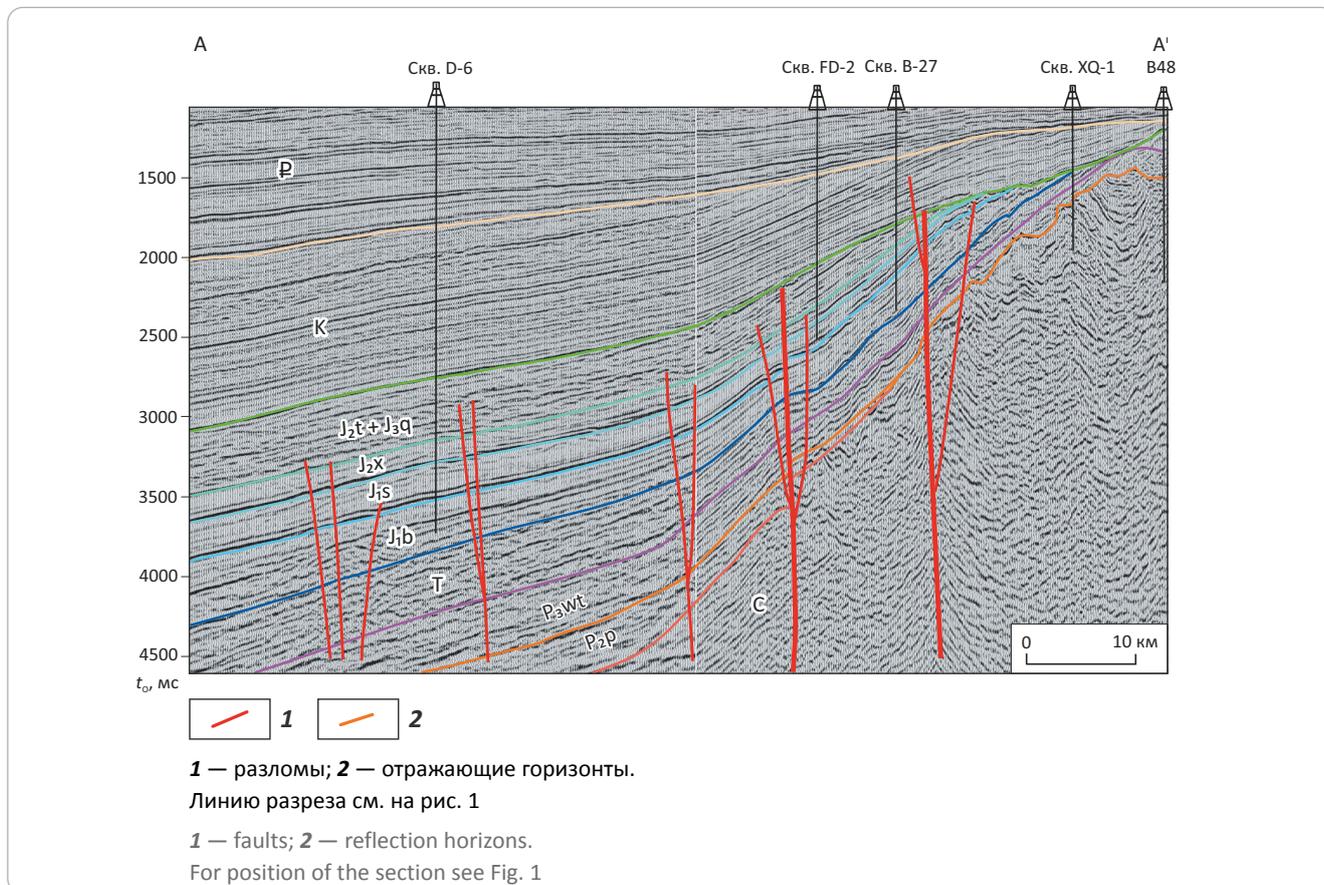
Введение

Впадина Фукан — один из относительно молодых нефтегазодобывающих районов Джунгарского нефтегазоносного бассейна. С 1980-х гг. до начала XXI в. были достигнуты успехи в приросте ресурсов нефти и газа в пределах выступов, ограничивающих ее восточную часть, и открыты нефтяные месторождения Бейсантай, Сантай, Ганхе, Шабей и Шанань.

Для обеспечения сохранения роста запасов нефти и газа в последние годы повышенный интерес представляют такие перспективные нефтегазоносные территории, как центральная часть впадины Фукан и ее малоизученные склоны.

Склон Фудун расположен в восточной части впадины Фукан и представляет собой унаследованную структуру древнего фундамента. Он занимает площадь около 1000 км² и является одним из наименее изученных на территории восточной части впадины Фукан (рис. 1). Осадочный чехол впадины Фукан сложен терригенными отложениями от каменноугольной до четвертичной системы, которые залегают несогласно на нижележащем складчатом основании позднегерцинского времени консолидации. Пермские отложения до недавнего времени не привлекали внимания исследователей из-за глубокого залегания до тех пор, пока в скв. КТ-1 не был получен промышленный приток нефти. В последние годы новые сейсмические данные, особенно-

Рис. 2. Геологическая интерпретация сейсмического временного профиля по линии разреза А–А'
Fig. 2. Geological interpretation of seismic time section along A–A' line



сти строения склона Фудун, диаграммы каротажа, анализы керна и шлама из центральных районов впадины и ее склонов позволяют вносить серьезные коррективы в сложившиеся представления о перспективах нефтегазоносности пермских отложений.

Тектоника

В восточной части впадины Фукан выделяются следующие структуры: выступ Бейсаньтай и склон Фудун (см. рис. 1). Выступ Бейсаньтай является конседиментационной структурой, о чем свидетельствует его унаследованность строению складчатого основания и выполаживание вверх по разрезу. Склон Фудун представляет собой моноклинально залегающие и воздымающиеся с запада на восток толщи пород пермской, триасовой, юрской и меловой систем, осложненные субвертикальными разломами (рис. 2).

Разрывные нарушения, осложняющие строение осадочного чехла, широко распространены во впадине Фукан и на выступе Бейсаньтай. Они сформировались в процессах неоднократной тектонической активизации в Джунгарском осадочно-порочном бассейне (герцинской, индокитайской и яньшаньской) [1, 2]. Большинство разломов затухает в юрских отложениях — их амплитуды смещения сводятся к нулю, но некоторые из них деформируют разрез до меловой системы (см. рис. 2).

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

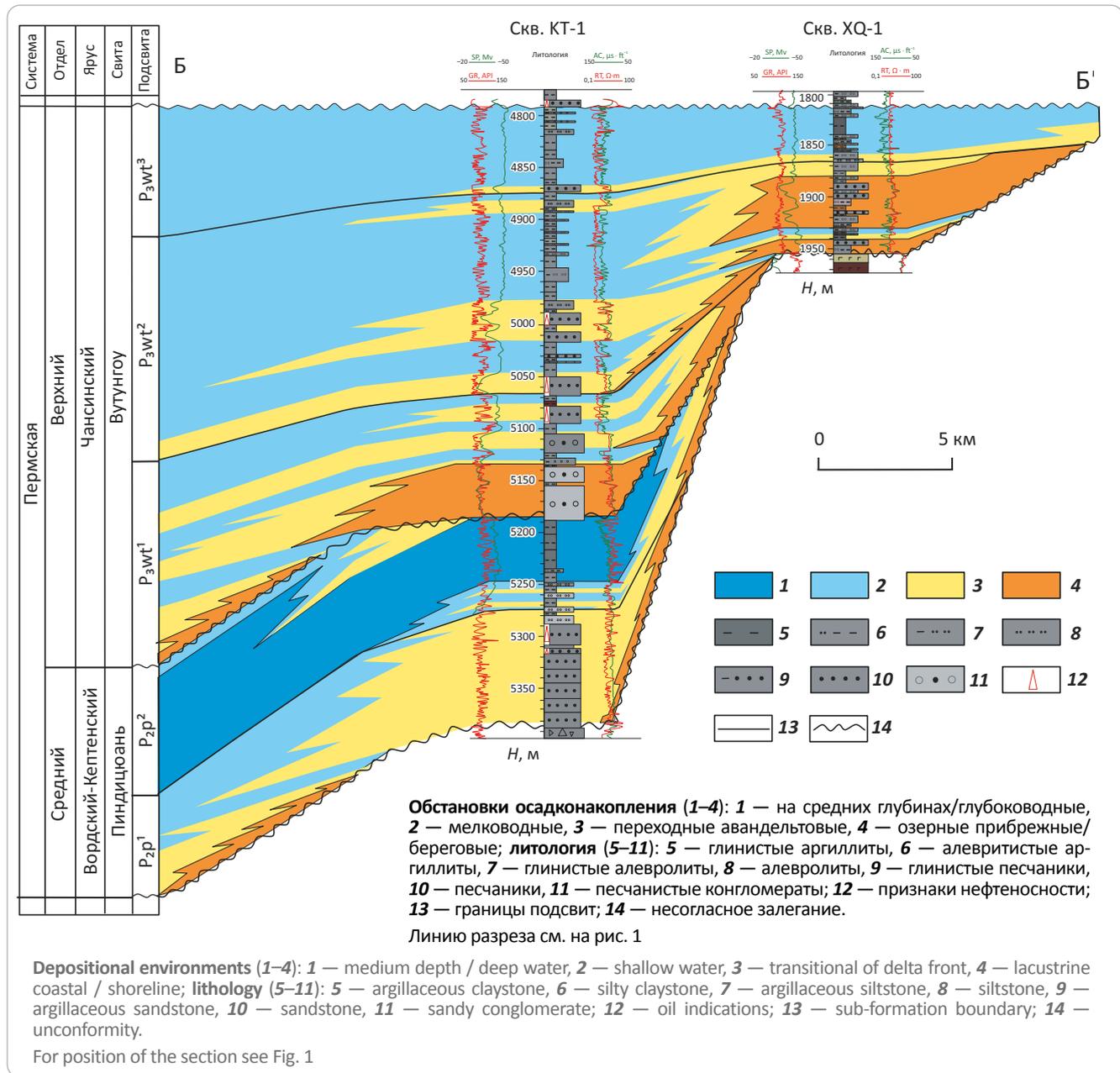
В пермской системе восточной части впадины Фукан выделяется два отдела — средний и верхний, которые несогласно залегают на каменноугольных и несогласно перекрываются триасовыми породами (рис. 3). Мощность пермских отложений уменьшается от центральной части впадины Фукан (1083 м) к выступу Бейсаньтай (43 м).

Среднепермские отложения в основном распространены на территории впадины Фукан и относительно пониженных участков выступов, ограничивающих ее восточную часть (см. рис. 1). В них выделяется свита Пиндицюань (P₂p) (или свита Шанвуэрхе) ворд-кептенского возраста, которую можно разделить на две подсвиты — нижнюю (P₂p¹) и верхнюю (P₂p²). Нижняя подсвита (0–132 м) представлена переслаиванием серых мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Верхняя подсвита — толща аргиллитов, которая считается одной из основных нефтегазоматеринских пород (НГМП) в рассматриваемом регионе, ее мощность, вскрытая скв. КТ-1, достигает 50 м.

Верхнепермские отложения на рассматриваемой территории распространены повсеместно, в них выделяется свита Вутунгоу (P₃wt) чансинского века, которая несогласно залегают на свите Пиндицюань. В свите Вутунгоу по литологическому сос-



Рис. 3. Литофациальный профиль пермских отложений склона Фудун по линии разреза Б–Б'
Fig. 3. Lithofacies section of the Permian deposits — Fudong slope, Б–Б' line



таву обособляется три подсвиты – нижняя (P_3wt^1), средняя (P_3wt^2) и верхняя (P_3wt^3). Нижняя и средняя распространены не повсеместно, они выклиниваются на склоне Фудун и выступе Бейсаньтай (см. рис. 3). Нижняя подсвита (0–130 м) сложена преимущественно песчанистыми конгломератами, среднезернистыми и мелкозернистыми песчаниками, чередующимися с прослоями глинистых алевролитов, средняя (0–183 м) — аргиллитами, алевролитами, мелкозернистыми и среднезернистыми песчаниками, верхняя — серыми глинистыми алевролитами с тонкими прослоями мелкозернистых песчаников (43–100 м). В пределах восточной части впадины Фукан к ним приурочены основные продуктивные горизонты (см. рис. 3).

Источник УВ-флюидов

В настоящее время промышленные залежи нефти открыты в восточной части впадины Фукан, как в свите Вутунгоу, так и в свите Пиндицюань. Результаты корреляции ОВ НГМП – нефть показывают, что источником нефти в залежах вутунгоуских отложений являются пиндицюаньские НГМП [3]. Нефти из залежей свиты Пиндицюань, характеризующиеся относительно тяжелым изотопным составом углерода, могут быть связаны с каменноугольными НГМП, имеющими такой же изотопный состав углерода [4].

Каменноугольные НГМП во впадине Фукан залегают глубоко, и на основании имеющихся геологических данных их пространственное распростра-

Таблица. Результаты пиролиза Rock-Eval образцов пермских нефтегазоматеринских пород свиты Пиндицюань (P₂p)
Table. Results of Rock-Eval pyrolysis of Permian source rock samples taken from the Pingdiqian Formation (P₂p)

Скважина	Глубина, м	ТОС, %	T _{max} , °C	S ₁ + S ₂ , мг УВ/г породы	Н ₁ , мг УВ/г ТОС
В-56	2530,13	5,53	446	22,92	413,56
В-56	2531,5	0,55	440	2,45	420
В-56	2533,73	6,21	438	22,48	335,27
В-56	2541	2,03	448	6,11	300
В-56	2543,8	1,06	445	1,05	94,34
Ф-10	4114	0,7	439	0,81	100
Ф-10	4194	0,56	436	0,84	144,64
Ф-10	4214	0,62	437	0,91	129,03
Ф-10	4234	0,72	437	1,44	177,78
Ф-10	4254	1,08	437	1,52	117,59
Ф-10	4274	2,02	423	2,89	100
Ф-10	4292	0,46	390	1,38	150
Ф-10	4292	0,63	467	0,49	28,57
Ф-10	4293,05	0,78	455	0,72	43,59
Ф-10	4293,1	0,67	455	0,62	44,78
Ф-10	4294	0,66	422	2,24	207,58
Ф-10	4374	2,57	445	7,94	245,14
Ф-10	4394	1,83	445	2,65	128,96
SQ-2	2507,71	2,8	440	4,32	152,86
SQ-2	2507,71	2,75	437	6,07	217,45
SQ-2	2526,95	6,72	437	26,28	385,27
SQ-2	2553,3	0,75	445	1,22	138,67
SQ-2	2597,35	4,66	440	20,57	422,75
КТ-1	5210,63	3,43	442	10,68	223,46
КТ-1	5223	3,76	446	13,54	275,61

нение не определено. В зоне выступа Бейсаньтай некоторые скважины вскрыли каменноугольные НГМП. Геохимические исследования показали, что аргиллиты с прослоями углей и углестые аргиллиты серпуховского яруса (C₁s) характеризуются большим содержанием ОВ (ТОС = 11,78 %) и высоким генерационным потенциалом (S₁ + S₂ = 21,18 мг УВ/г породы), которые рассматриваются как нефтегазоматеринские [5] с ОВ смешанного преимущественно гумусового типа (II₂ и III). Большая часть каменноугольных НГМП находится в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) (R₀ = 0,88 %), в более погруженных частях впадины они уже вошли в ГЗН [6], поэтому каменноугольные НГМП в центральной части впадины Фукан могут генерировать природный газ.

Пермскими НГМП являются аргиллиты свиты Пиндицюань, их мощность в скв. КТ-1 составляет 50 м, максимальная мощность отмечена в южной части впадины Фукан (около г. Урумчи) и составляет 250 м. Для характеристики качества пермских НГМП было проанализировано 25 образцов се-

ро-черных аргиллитов, полученных из 4 скважин – В-56, Ф-10, SQ-2, КТ-1 (таблица; см. рис. 1).

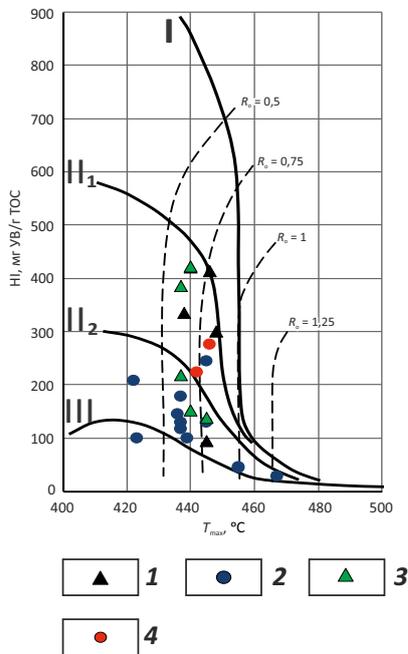
Содержание ТОС в образцах варьирует от 0,46 до 6,72 % (в среднем 2,14 %), значение S₁ + S₂, характеризующее генерационный потенциал, изменяется от 0,49 до 26,28 мг УВ/г породы (в среднем 6,49 мг УВ/г породы). Из этого следует, что пермские НГМП богаты ОВ и имеют хороший генерационный потенциал. В образцах преобладает сапропелевое ОВ с керогеном типов II₁–II₂ (рис. 4). Степень зрелости ОВ большинства изученных образцов пород по значениям T_{max} (от 438 до 448 °C) соответствует градациям мезокатагенеза МК₂, что не противоречит результатам моделирования истории погружения пород и эволюции термического режима по данным бурения скв. КТ-1. Аргиллиты верхней подсвиты (P₂p²) свиты Пиндицюань начали генерировать УВ-флюиды в поздне триасовую эпоху и в настоящее время находятся в ГЗН (рис. 5; см. рис. 4). Геохимические исследования показали, что пермские НГМП накапливались в лагуне и/или соленом озере



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Определение типа керогена и степени его зрелости по пиролизическим параметрам для пиндицюаньских НГМП восточной части впадины Фукан

Fig. 4. Determination of kerogen type and maturity using pyrolysis parameters — Pingdiqian source rocks of the Fukang Sag eastern part



Скважина (1–4): 1 — В-56, 2 — F-10, 3 — SQ-2, 4 — КТ-1

Well (1–4): 1 — В-56, 2 — F-10, 3 — SQ-2, 4 — КТ-1

в относительно восстановительных условиях седиментации [7].

Эволюция осадконакопления в пермском периоде

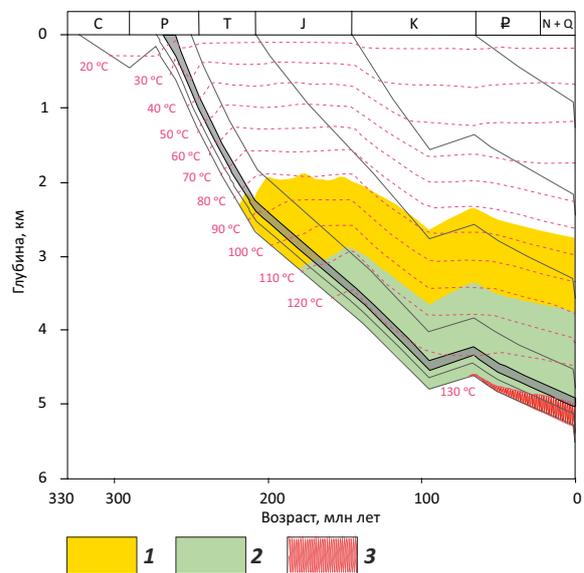
Седиментация пермских отложений контролировалась источниками сноса и палеоморфологией рельефа. Во время накопления свиты Вутунгоу в восточной части впадины Фукан значительную роль стали играть веерообразные дельты, отложения которых накапливались в краевых частях впадины на границе с палеоподнятиями (рис. 6 А–С).

Свита Вутунгоу в целом представляет собой ретроградационную систему отложений веерообразной дельты (фан-дельты), в которой коэффициент песчаности вверх по разрезу постепенно уменьшается (см. рис. 4).

Во время накопления нижней подсвиты площадь мелкого озера была небольшой. В это время в озере и по его подводным склонам накапливались отложения фронта веерообразной дельты, а около линии денудации на береговой равнине формировались песчаные осадки незначительной мощности (см. рис. 6 А). Позже при накоплении средней подсвиты во время трансгрессии произошло расширение площади озера и его углубление, при этом веерообразные дельты переместились на северо-восток (см. рис. 6 В). В устьях дельтовых проток на мелководье формировались многочисленные

Рис. 5. История погружения пиндицюаньских пород и эволюция термического режима по данным бурения скв. КТ-1

Fig. 5. History of Pingdiqian rocks subsidence and thermal regime evolution in accordance with КТ-1 well drilling data



Отражательная способность витринита, R_o (градации мезокатагенеза МК₁–МК₃; ГЗН — палеотемпературы 50–200 °С), % (1–3): 1 — 0,5–0,7, 2 — 0,7–1, 3 — 1–1,3

Vitrinite reflectance R_o (mesocatagenesis gradations МК₁–МК₃; Oil Window — paleotemperature 50–200 °С), % (1–3): 1 — 0.5–0.7, 2 — 0.7–1, 3 — 1–1.3

песчаные бары разной величины. Во время накопления верхней подсвиты озеро еще больше расширилось и углубилось, привнос терригенного материала из источников сноса сократился, поэтому площади веерообразных дельт уменьшились, как и число песчаных баров (см. рис. 6 С).

В процессе эволюции озерных обстановок осадконакопления сформировались песчаные тела как на фронтальной части веерообразной дельты, так и на береговой равнине. Песчаные тела на фронтальной части представлены мелкозернистыми и среднезернистыми песчаниками и песчанистыми конгломератами, в них отмечается хорошая сортировка и окатанность обломочного материала с незначительным количеством глинистого цемента, в то время как береговые валы вдоль русел и проток на дельтовой равнине формировались из конгломератов и песчаных конгломератов с плохой сортировкой и высоким содержанием глинистого цемента (рис. 7).

Песчаники и конгломераты в свите Вутунгоу рассматриваются как коллекторы для нефти и газа пермских залежей. Поскольку пермские коллекторы в районах склона Фудун и центральной части впадины Фукан залегают глубже (> 4500 м), чем в районах обрамляющих выступов, они в целом характеризуются плохими фильтрационно-емкостными свойствами вследствие уменьшения ем-

Рис. 6. Схемы эволюции озерных обстановок осадконакопления свиты Вутунгоу в восточной части впадины Фукан

Fig. 6. Schemes of evolution of lacustrine depositional environments — Wutungou Formation, eastern part of the Fukang Sag

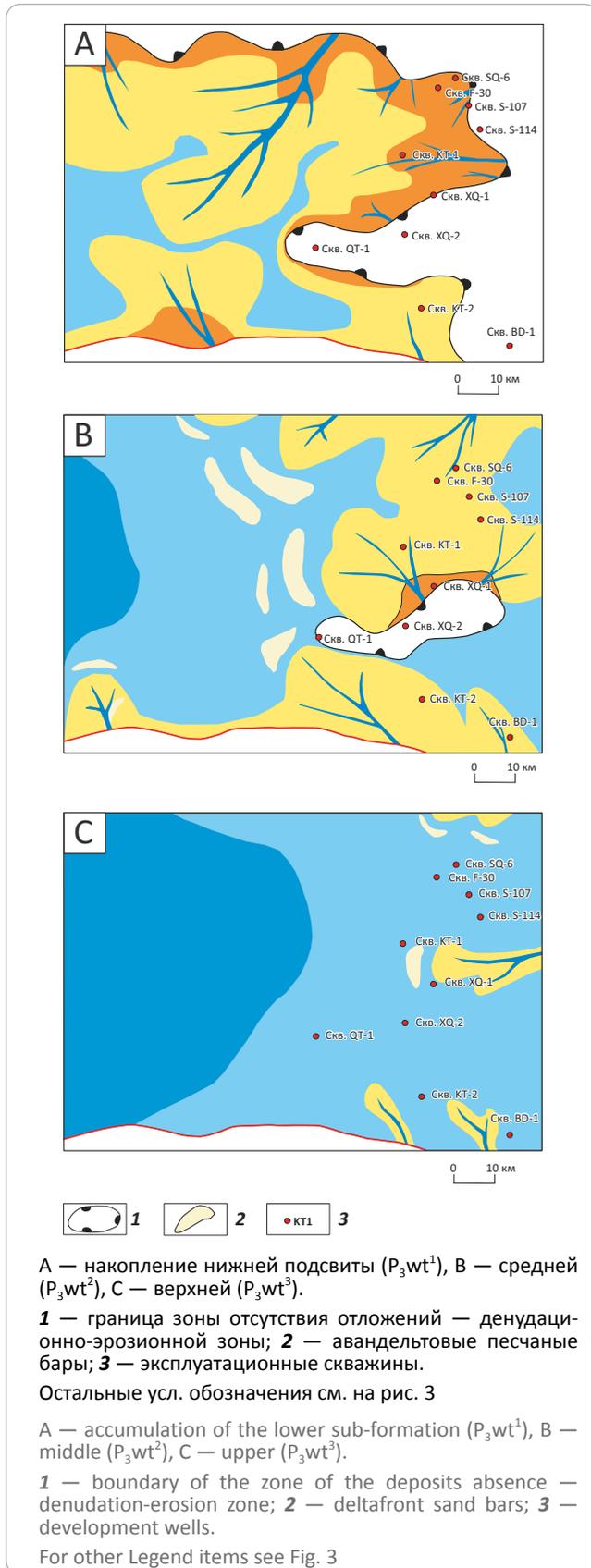
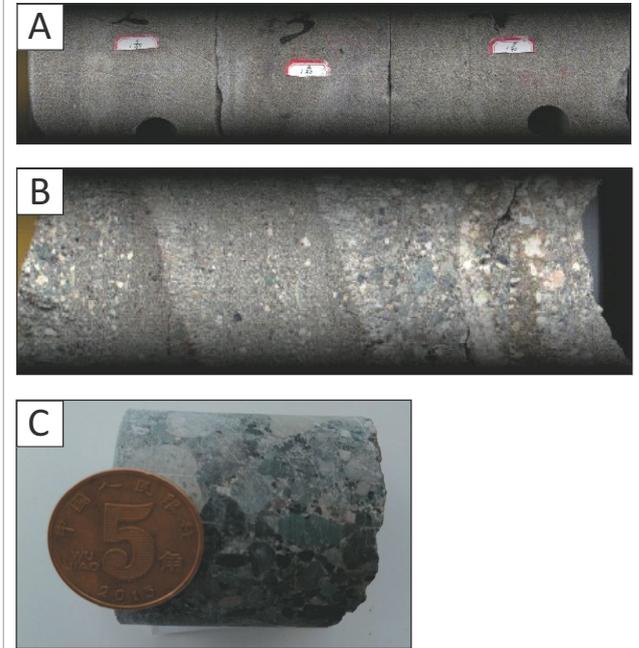


Рис. 7. Литологическая характеристика отложений свиты Вутунгоу, определенная по керну различных песчаных тел

Fig. 7. Lithological characteristics of Wutungou Formation deposits studied on core from different sand bodies



А — скв. S-114, P_3wt^2 , 2583,32–2583,75 м, среднезернистые песчаники, **В** — скв. S-107, P_3wt^2 , 2663,71–2664 м, среднезернистые песчаники с гравелитом, **С** — скв. КТ-1, P_3wt^1 , 5161 м, несортированные конгломераты.

А, В — фронт веерообразной дельты, **С** — валы вдоль русел и проток на дельтовой равнине

A — S-114 well, P_3wt^2 , 2583.32–2583.75 m, medium-grained sandstone, **B** — S-107 well, P_3wt^2 , 2663.71–2664 m, medium-grained sandstone with gravelstone, **C** — КТ-1 well, P_3wt^1 , 5161 m, nongraded conglomerate.

A, B — front of fan-shaped delta, **C** — levees and distributary on delta plain

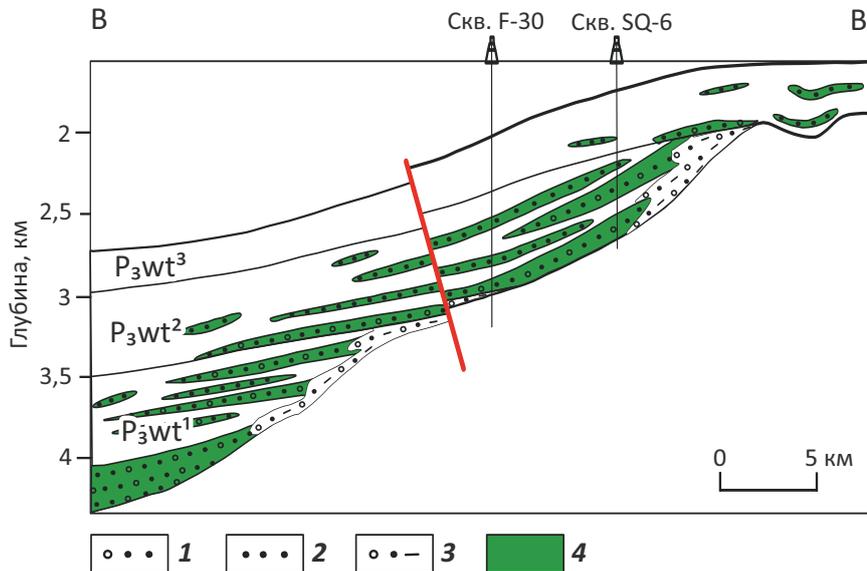
костного пространства за счет уплотнения пород и действия вторичных катагенетических процессов. В скв. КТ-1 коллекторы нижней (P_3wt^1) и средней (P_3wt^2) подсвит свиты Вутунгоу (5000–5100 м) характеризуются низкой открытой пористостью — 2,8–7 % (в среднем 5,1 %), что существенно отличается от коллекторских свойств в зоне выступов, где средняя пористость составляет 17,2 % [8]. В скв. КТ-1 из вутунгоуских коллекторов получены промышленные при токи нефти и газа с дебитами 290,6 и $1,1 \cdot 10^4$ м³/сут соответственно. Вероятно, здесь тип коллектора порово-трещинный, связанный с разломами, что является ключевым фактором высоких дебитов.

Ловушки и залежи

В вутунгоуских отложениях восточной части впадины Фукан выделяются следующие основные генетические типы ловушек [9, 10]: структурные, связанные с тектоническими деформациями (как пликативными, так и дизъюнктивными), стратиграфические, включающие литологически экранированные и комбинированные (рис. 8).



Рис. 8. Типы ловушек свиты Вутунгоу в отложениях чансинского яруса пермской системы по линии разреза В–В'
Fig. 8. Trap types of Wutungou Formation in the Permian Changxing Fm deposits in the section across B–B' line



1 — песчаные конгломераты; 2 — песчаники; 3 — глинисто-песчаные конгломераты; 4 — ловушки.
 Линию разреза см. на рис. 1

1 — sandy conglomerate; 2 — sandstone; 3 — sandy-argillaceous conglomerate; 4 — traps.
 For position of the section see Fig. 1

Стратиграфические и литологические ловушки формировались при расширении и углублении озера во время трансгрессии, глинистые отложения перекрывали уже образовавшиеся песчаные тела. Во время яньшаньской фазы мезозойской складчатости (J–K₁) восточный борт впадины Фукан быстро воздымался, пласты осадочных пород в пределах выступа Бейсаньтай деформировались, образуя антиклинальные структуры. В это же время системы дизъюнктивных нарушений активизировались, на склоне выступа формировались тектонически экранированные ловушки. Перечисленные ловушки образовались раньше или во время вхождения пермских НГМП в ГЗН, поэтому можно предполагать, что в них поступала нефть при латеральной и вертикальной миграции УВ-флюидов из НГМП погруженной части впадины Фукан и формировались залежи нефти.

Флюидоупоры

Мощные пласты аргиллитов (10–160 м) верхней подсвиты Вутунгоу, а также триасовые глинистые отложения, широко развитые в восточной части впадины Фукан, являются региональной крышкой и обеспечивают консервацию залежей нефти и газа.

Направление и пути миграции УВ-флюидов

УВ-флюиды мигрируют в основном по «доминирующим» каналам, которые в восточной части впадины Фукан и на склоне Фудун представлены моноклинально залегающими песчаными пласта-

ми, способствующими латеральной миграции, и субвертикальными разломами, обеспечивающими вертикальную.

Песчаные пласты являются основными каналами миграции УВ-флюидов на большие расстояния. Дельтовые русловые песчаники верхней подсвиты (P₃wt¹) свиты Вутунгоу представляют собой непрерывный миграционный слой с хорошими коллекторскими свойствами, в который микронепть поступает из НГМП подсвиты P₂P₂ и далее латерально мигрирует до уже существующих ловушек на восточном склоне Фудун.

Разломы являются основными каналами для вертикальной миграции УВ-флюидов. Как уже отмечалось, во впадине развиты многочисленные разломы, которые могут служить путями вторичной миграции от пермских НГМП до ловушек в вутунгоуских отложениях (см. рис. 2). Разломы во время и после тектонической активизации яньшаньской фазы мезозойской складчатости (J–K₁) были проводящими. В это же время НГМП уже находились в ГЗН и генерировали микронепть, разломы контролировали миграцию нефти.

Эрозионные зоны с вторичными коллекторами, которые приурочены к границам несогласий, могут быть также путями латеральной миграции УВ-флюидов [11]. В осадочном разрезе в восточной части впадины Фукан отмечается два региональных несогласия — в подошве свиты Пиндицюань и между свитами Пиндицюань и Вутунгоу.

Выводы

На основании проведенных исследований авторы статьи считают, что в пермских отложениях во впадине Фукан и на склоне Фудун существовали перечисленные ниже благоприятные условия для формирования залежей нефти и газа, поскольку в их пределах происходила генерация, аккумуляция УВ-флюидов и консервация залежей:

1) аргиллиты свиты Пиндицюань, являющиеся нефтегазоматеринской породой, имеют хороший генерационный потенциал и могли обеспечить достаточное количество УВ-флюидов для залежей свиты Вутунгоу (P₃wt);

2) во время накопления свиты Вутунгоу как во впадине Фукан, так и на склоне Фудун, во фронтальной части веерообразной речной дельты и на равнине отлагались песчаные тела, формируя резервуары для нефти и газа;

3) нефть и газ, образовавшиеся в очаге генерации в нефтегазоматеринских породах (P₂p²) в погруженной части впадины Фукан, мигрировали по моноклинально залегающим песчаным пластам, по разломам и зонам региональных несогласий до уже существовавших в это время ловушек и аккумуляровались в них, региональные флюидоупоры верхней части свиты Вутунгоу и глинистые триасовые породы обеспечивали консервацию залежей в восточной части впадины Фукан и на ее склоне Фудун.

3) нефть и газ, образовавшиеся в очаге генерации в нефтегазоматеринских породах (P₂p²) в погруженной части впадины Фукан, мигрировали по моноклинально залегающим песчаным пластам, по разломам и зонам региональных несогласий до уже существовавших в это время ловушек и аккумуляровались в них, региональные флюидоупоры верхней части свиты Вутунгоу и глинистые триасовые породы обеспечивали консервацию залежей в восточной части впадины Фукан и на ее склоне Фудун.

Литература

1. Wu K., Zha M., Qu J., Tian H. Control of Bogeda mountain uplift on the structural formation and evolution in Beisantai region // *Journal of the University of Petroleum*. – 2004. – Т. 28. – № 2. – С. 1–5.
2. Wu X., Zhou L., Yang D., Qi X., Li B. Structure evolution and hydrocarbon accumulation on the Beisantai uplift in Junggar Basin // *Chinese Journal of Geology*. – 2012. – Т. 47. – № 3. – С. 653–668.
3. He J., Chen S., Wu B., Zhang J., Li Y., Huang H. Source analysis of crude oil in Shanan oilfield, Junggar Basin // *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*. – 2018. – Т. 33. – № 1. – С. 15–20. DOI: 10.3969/j.issn.1673-064X.2018.01.003.
4. He H., Zhi D., Tang Y., Liu C., Chen H., Guo X., Wang Z. A great discovery of Well Kangtan 1 in the Fukang Sag in the Junggar Basin and its significance // *China Petroleum Exploration*. – 2021. – Т. 26. – № 2. – С. 1–11. DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.02.001.
5. Yang F., Song Y., Chen H., Gong D., Bian B., Liu H. Evaluation of Carboniferous Songkaersu Formation source rocks and gas-source correlation in the Fukang Sag of eastern Junggar Basin // *Natural Gas Geoscience*. – 2019. – Т. 30. – № 7. – С. 1018–1026. DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2019.03.006.
6. Yang T., Zhang X., Jiang T., Yue H., Liu B., Yu S. Geochemical characteristics and oil source analysis of Carboniferous oil in Beisantai Area // *Xinjiang Oil & Gas*. – 2020. – Т. 26. – № 3. – С. 21–25.
7. Ян Х., Соболева Е.В. Геолого-геохимические условия формирования состава нефтей залежей пермского и юрского нефтегазоносных комплексов впадины Фукан (бассейн Джунгария) // *Георесурсы*. – 2021. – Т. 23. – № 2. – С. 110–119. DOI: 10.18599/grs.2021.2.10.
8. Lin M., Cao Y., Xi K., Wang J., Chen H., Wu J. Characteristics and controlling Factors of Permian reservoirs in eastern slope of Fukang Sag // *Journal of Jinlin University (Earth Science Edition)*. – 2018. – Т. 48. – № 4. – С. 991–1007. DOI: 10.13278/j.cnki.jjuese.20170086.
9. Брод И.О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. – М.: Недра, 1964. – 57 с.
10. Леворсен А. Геология нефти и газа // *Науки о Земле*. Т. 22. – М.: Мир, 1970. – 640 с.
11. Qu J., Zha M., Tian H., Shi X., Hu P. Unconformities and hydrocarbon accumulation in Beisantai area, Junggar Basin // *Xinjiang Petroleum Geology*. – 2003. – Т. 24. – № 5. – С. 386–388.

References

1. Wu K., Zha M., Qu J., Tian H. Control of Bogeda mountain uplift on the structural formation and evolution in Beisantai region. *Journal of the University of Petroleum*. 2004;28(2):1–5.
2. Wu X., Zhou L., Yang D., Qi X., Li B. Structure evolution and hydrocarbon accumulation on the Beisantai uplift in Junggar Basin. *Chinese Journal of Geology*. 2012;47(3):653–668.
3. He J., Chen S., Wu B., Zhang J., Li Y., Huang H. Source analysis of crude oil in Shanan oilfield, Junggar Basin. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*. 2018;33(1):15–20. DOI: 10.3969/j.issn.1673-064X.2018.01.003.
4. He H., Zhi D., Tang Y., Liu C., Chen H., Guo X., Wang Z. A great discovery of Well Kangtan 1 in the Fukang Sag in the Junggar Basin and its significance. *China Petroleum Exploration*. 2021;26(2):1–11. DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.02.001.
5. Yang F., Song Y., Chen H., Gong D., Bian B., Liu H. Evaluation of Carboniferous Songkaersu Formation source rocks and gas-source correlation in the Fukang Sag of eastern Junggar Basin. *Natural Gas Geoscience*. 2019;30(7):1018–1026. DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2019.03.006.
6. Yang T., Zhang X., Jiang T., Yue H., Liu B., Yu S. Geochemical characteristics and oil source analysis of Carboniferous oil in Beisantai Area. *Xinjiang Oil & Gas*. 2020;26(3):21–25.
7. Yang H., Soboleva E.V. Geological and geochemical conditions for the formation of the oil composition in the deposits of the Permian and Jurassic oil and gas complexes in the Fukang depression (Junggar basin). *Georesursy = Georesources*. 2021;23(2):110–119. DOI: 10.18599/grs.2021.2.10.
8. Lin M., Cao Y., Xi K., Wang J., Chen H., Wu J. Characteristics and controlling Factors of Permian reservoirs in eastern slope of Fukang Sag. *Journal of Jinlin University (Earth Science Edition)*. 2018; 48(4):991–1007. DOI: 10.13278/j.cnki.jjuese.20170086.
9. Brod I.O. Osnovy ucheniya o neftegazonosnykh basseynakh [Fundamentals of the theory of oil and gas basins]. Moscow: Nedra; 1964. 57 p.
10. Levorsen A.I. Geologiya nefiti i gaza [Geology of petroleum]. In: Earth sciences series. Vol. 22. Moscow: Mir; 1970, 640 p.
11. Qu J., Zha M., Tian H., Shi X., Hu P. Unconformities and hydrocarbon accumulation in Beisantai area, Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*. 2003;24(5):386–388.

Информация об авторах**Ян Хоуцянь**

Аспирант

Московский государственный университет
имени М.В. Ломоносова,

119234 Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: yanghouqiang@qq.com

ORCID ID: 0000-0002-7854-1320

Scopus ID: 57224741287

Соболева Елена ВсеволодовнаКандидат геолого-минералогических наук,
доцентМосковский государственный университет
имени М.В. Ломоносова,

119234 Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: phitan@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-9180-9627

Scopus ID: 57209734401

Цю Шичжэ

Аспирант

Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе,

119234 Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

e-mail: qiushizhe@qq.com

ORCID ID: 0000-0001-9892-3919

Information about authors**H. Yang**

Postgraduate student

Lomonosov

Moscow State University,

1, Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russia

e-mail: yanghouqiang@qq.com

ORCID ID: 0000-0002-7854-1320

Scopus ID: 57224741287

Elena V. SobolevaCandidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Assistant Professor

Lomonosov

Moscow State University,

1, Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russia

e-mail: phitan@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-9180-9627

Scopus ID: 57209734401

Sh. Qiu

Postgraduate student

Sergo Ordzhonikidze Russian State University
for Geological Prospecting,

23, ulitsa Miklouho-Maclay, Moscow, 119234, Russia

e-mail: qiushizhe@qq.com

ORCID ID: 0000-0001-9892-3919

УДК 553.982

DOI 10.31087/0016-7894-2022-1-95-108

Закономерности территориального размещения и физико-химические свойства нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол

© 2022 г. | И.Г. Яценко, Ю.М. Полищук

ФГБУН «Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук», Томск, Россия; sric@ipc.tsc.ru; yupolishchuk@gmail.com

Поступила 23.04.2021 г

Доработана 27.08.2021 г.

Принята к печати 29.10.2021 г.

Ключевые слова: *высокоасфальтеновая и высокосмолистая нефть; база данных; трудноизвлекаемые запасы; физико-химические свойства нефти.*

Аннотация: В статье приведена оценка ресурсов нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол как важного источника углеводородного сырья в будущем, а также анализ закономерностей их территориального размещения и особенностей физико-химических свойств в современных реалиях. На основе анализа информации из базы данных по физико-химическим свойствам нефтей мира и пространственного распределения мировых запасов нефти показано, что треть нефтегазоносных бассейнов мира содержит запасы высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей, что подчеркивает новизну данной статьи и актуальность изучения данного типа нефти в современных и прогнозируемых условиях нефтедобычи. В статье представлены результаты систематизации данных о высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтях и установлены особенности распределения их запасов по странам. Показано, что более 80 % мировых запасов высокоасфальтеновых нефтей сосредоточено в Канаде, Венесуэле и России и более 85 % мировых запасов высокосмолистых нефтей — в Канаде и России. Около 94 % всех российских запасов высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей сосредоточено в 3 нефтегазоносных бассейнах: Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском. Проведен статистический анализ физико-химических свойств высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей. Установлено, что нефти с высоким содержанием асфальтенов и смол характеризуются высокой плотностью и вязкостью, высоким содержанием серы, азота и кислорода, а также ванадия и никеля.

Финансирование: Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР 121031500048-1).

Благодарности: Авторы выражают благодарность Л.С. Борисовой за ценные замечания и предложения, способствовавшие улучшению статьи.

Для цитирования: Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Закономерности территориального размещения и физико-химические свойства нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 95–108. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-95-108.

Oils rich in asphaltenes and resins: common factors of spatial distribution, physical and chemical properties

© 2022 | I.G. Yashchenko, Yu.M. Polishchuk

VolgoUralNIPGaz, Orenburg, Russia; info@vunipigaz.ru;

Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Division of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia; sric@ipc.tsc.ru; yupolishchuk@gmail.com

Received 23.04.2021

Revised 27.08.2021

Accepted for publication 29.10.2021

Key words: *high-asphaltene and high-resin oil; database; difficult-to-recover reserves; physical and chemical properties of oil.*

Abstract: The authors present evaluation of high-asphaltene and high-resin oil resources as a key source of hydrocarbon raw materials in future, as well as analysis of common factors of their spatial distribution and special features of physical and chemical properties in present-day realities. Basing on the analysis of information from the database of physical and chemical properties of world oils and spatial distribution of world oil reserves, the authors show that one third of oil and gas bearing basins in the world contain high-asphaltene and high-resin oil reserves. This fact places an emphasis on the novelty of this paper and relevance of studies of this type of oil in modern and predicted future oil production scenarios. The paper presents the results of systematization of data related to high-asphaltene and high-resin oils and reveals specific features of their reserves distribution across countries. It is shown that more than 80% of world high-asphaltene oil reserves occur in Canada, Venezuela, and Russia; and more than 85% of high-resin oils — in Canada and Russia. About 94% of Russian high-asphaltene and high-resin oils occur in three petroleum basins, they are: Volga-Urals, West Siberian, and Timan-Pechora. Statistical analysis of the physical and chemical properties of high-asphaltene and high-resin oils was carried out. Asphaltene- and resin-rich oils are found to have high density and viscosity, high sulphur, nitrogen and oxygen, as well as vanadium and nickel content.

Funding: The work was carried out within the framework of the state task of the Institute of Chemical Sciences of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (NIOKTR 121031500048-1).

Acknowledgements: The authors are grateful to L.S. Borisova for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

For citation: Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Oils rich in asphaltenes and resins: common factors of spatial distribution, physical and chemical properties. *Geologiya nefiti i gaza*. 2022;(1):95–108. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-95-108. In Russ.

Введение

Снижение запасов и объемов добычи легких нефтей в большинстве нефтедобывающих регионов мира привлекает в последнее время повышенный интерес к трудноизвлекаемым нефтям, в первую очередь к тяжелым и высоковязким нефтям, отличающимся высоким содержанием асфальтенов и смол, что вызывает существенные технологические осложнения как при их добыче и транспортировке, так и при переработке [1–4]. Заметим, что транспортировка таких нефтей по трубопроводам требует разработки специальных мер по предотвращению выпадения асфальто-смолисто-парафиновых отложений.

В последние годы появилось много публикаций о свойствах нефтей с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов. Высокую актуальность представляют исследования в области геохимии асфальтенов и смол по направлению разработки и совершенствования общей теории нефтидогенеза. В работах А.Ф. Добрянского, В.А. Успенского, Н.Б. Вассоевича, А.Э. Конторовича, А.А. Карцева, О.А. Радченко, И.В. Гончарова, Г.Н. Гордадзе, В.Ф. Камьянова, А.К. Головки, Ал.А. Петрова, Б. Тиссо и других авторов рассматривались структуры асфальтенов и смол нефтей. Однако до настоящего времени асфальтены и смолы из-за сложности строения остаются менее всего изученными компонентами нефтей и битумов. Среди научных публикаций, посвященных изучению геохимии гетероциклических (асфальтены и смолы) компонентов нефтей, битумов и рассеянного ОВ, можно упомянуть работы Л.С. Борисовой [5–7], в которых описаны некоторые геохимические особенности состава и структуры смолисто-асфальтовых компонентов и пространственные закономерности изменения состава нефтей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). В работах [8, 9] приведены исследования геохимических особенностей асфальтенов и смол в тяжелых нефтях.

Особую важность для разработки месторождений Крайнего Севера, Западной и Восточной Сибири как основных центров российской нефтедобычи ближайшего будущего приобретает проблема образования асфальто-смолисто-парафиновых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования в процессе эксплуатации нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений [10–12], что также стимулирует исследования свойств нефтей с высоким содержанием смол и асфальтенов.

Большой интерес ученых и практиков вызывают вопросы рационального использования

и поиск путей переработки нефтей с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, способствующих образованию кокса в процессе нефтепереработки. Это приводит к закоксовыванию поверхности катализаторов, что приносит большой экономический ущерб предприятиям нефтехимии и нефтепереработки. Переработка такого сырья требует совершенствования технологий переработки нефтей, что должно основываться на знаниях о составе, строении и свойствах гетероциклических компонентов высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей, изучению которых посвящены работы отечественных и зарубежных исследователей ([13–15] и др.).

Учитывая сказанное, исследование особенностей физико-химических свойств нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол и закономерностей территориального размещения их запасов представляет значительный интерес.

Географические закономерности мирового распределения запасов высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей

Согласно [16], высокоасфальтеновыми нефтями принято считать нефти с содержанием асфальтенов более 10 %, а высокосмолистыми — с содержанием смол более 13 %. Для проведения исследований авторы статьи основой выбрали информацию из базы данных по физико-химическим свойствам нефтей [16–19], которую активно развивают сотрудники Института химии нефти СО РАН. В базе данных в настоящее время представлено 34 889 образцов из 6434 месторождений 195 НГБ. Для проведения анализа использован массив данных из 2947 образцов высокосмолистых нефтей и 575 образцов высокоасфальтеновых нефтей (табл. 1).

На рис. 1 приведена схематическая карта размещения НГБ мира, содержащих высокоасфальтеновые нефти. Бассейны с высокоасфальтеновыми нефтями (48 бассейнов, или 1/4 общего числа НГБ на карте) распространены повсеместно, за исключением Австралии. В России в Баренцево-Карском, Лено-Вилуйском и Охотском НГБ высокоасфальтеновые нефти не обнаружены.

Рассмотрим особенности мирового распределения НГБ с высокосмолистыми нефтями (рис. 2) [20, 21]. Сравнение схем на рис. 1, 2 показывает, что почти все НГБ с высокоасфальтеновыми нефтями вошли в перечень бассейнов с высокосмолистыми нефтями, за исключением бассейнов арктического склона Аляски, Биг-Хорн, Реконкаву в Америке, Суэцкого залива в Африке и Турфанского в

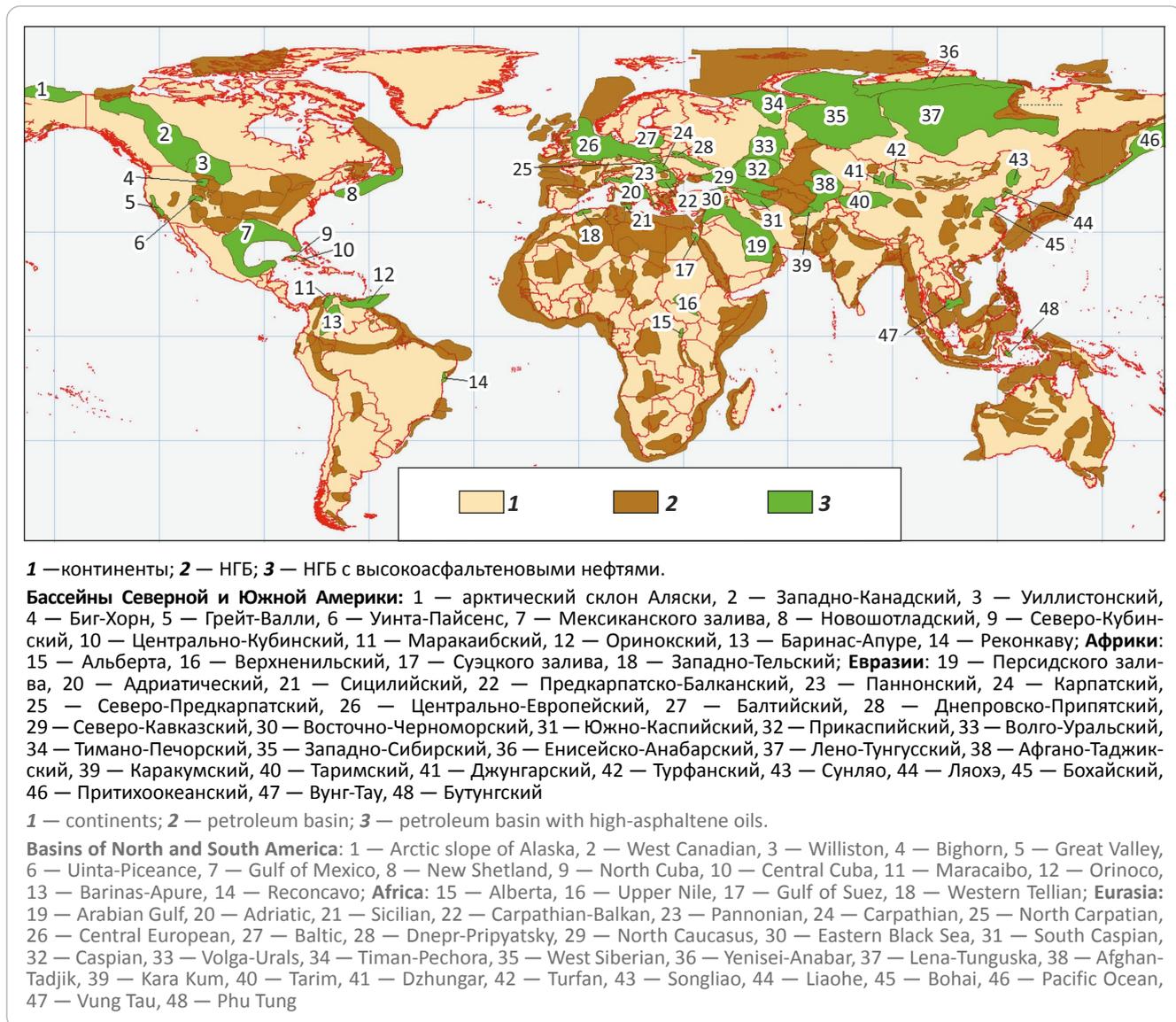
Табл. 1. Число описаний высокоасфальтеновой и высокосмолистой нефти в базе данных

Tab. 1. Number of high-asphaltene and high-resin oil descriptions in the database

Тип нефти	Объем выборки из базы данных	Число НГБ	Число месторождений
Высокоасфальтеновая (содержание асфальтенов > 10 %)	494	48	237
Высокосмолистая (содержание смол > 13 %)	2615	60	825

Рис. 1. Размещение НГБ с высокоасфальтеновыми нефтями

Fig. 1. Location of petroleum basins with high-asphaltene oils



Азии. Следовательно, бассейны с высокосмолистыми нефтями с большой вероятностью содержат и запасы высокоасфальтеновых нефтей.

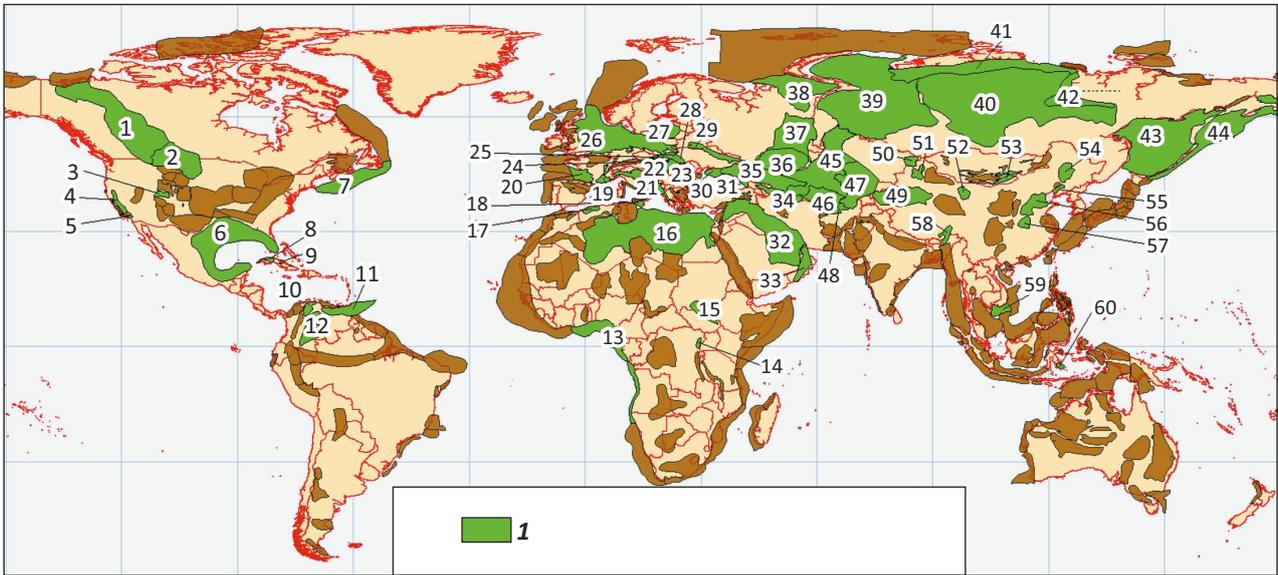
Проведен географический анализ информации из базы данных о распределении запасов высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей по странам мира с использованием программно-инструментальных средств геинформационной системы ArcGIS (рис. 3, 4; табл. 2, 3). Установлено, что запасы высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей находятся на территории 36 и 40 стран соответ-

ственно. Канада — абсолютный лидер по объемам запасов таких нефтей, в Западно-Канадском НГБ выделяются уникальные месторождения: Атабаска, Пис-Ривер и Колд-Лейк (см. табл. 2). Далее следует Венесуэла с 1/10 мировых запасов высокоасфальтеновых нефтей, уникальные месторождения — Амака, Церро-Негро, Бочакеро, Тиа-Хуана и Хунин-3. Россия занимает третью позицию, здесь сосредоточено более 5 % мировых запасов. По запасам выделяются уникальные месторождения Федоровское и Северо-Комсомольское (Западно-Сибирский НГБ), Усинское и Ярегское (Тимано-Печорский НГБ)



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Размещение НГБ с высокосмолистыми нефтями
Fig. 2. Location of petroleum basins with high-resin oils



1 — НГБ с высокосмолистыми нефтями.

Бассейны Северной и Южной Америки: 1 — Западно-Канадский, 2 — Уиллистонский, 3 — Уинта-Пайсенс, 4 — Грейт-Валли, 5 — Лос-Анджелес, 6 — Мексиканского залива, 7 — Новошотландский, 8 — Северо-Кубинский, 9 — Центрально-Кубинский, 10 — Маракайбский, 11 — Оринокский, 12 — Баринас-Апуре; **Африки:** 13 — Гвинейского залива, 14 — Альберта, 15 — Верхненильский, 16 — Сахаро-Ливийский, 17 — Западно-Тельский; **Евразии:** 18 — Сицилийский, 19 — Ронский, 20 — Аквитанский, 21 — Адриатический, 22 — Паннонский, 23 — Предкарпатско-Балканский, 24 — Венский, 25 — Северо-Предкарпатский, 26 — Центрально-Европейский, 27 — Балтийский, 28 — Карпатский, 29 — Днепроовско-Припятский, 30 — Северо-Крымский, 31 — Восточно-Черноморский, 32 — Персидского залива, 33 — Омано-Макранский, 34 — Южно-Каспийский, 35 — Северо-Кавказский, 36 — Прикаспийский, 37 — Волго-Уральский, 38 — Тимано-Печорский, 39 — Западно-Сибирский, 40 — Лено-Тунгусский, 41 — Енисейско-Анабарский, 42 — Лено-Вилнойский, 43 — Охотский, 44 — Притихоокеанский, 45 — Туранский, 46 — Амударьинский, 47 — Афгано-Таджикский, 48 — Каракумский, 49 — Таримский, 50 — Восточно-Казахстанский, 51 — Джунгарский, 52 — Преднанышанский, 53 — Восточно-Гобийский, 54 — Сунляо, 55 — Ляохэ, 56 — Бохайский, 57 — Хуаэйский, 58 — Ассамский, 59 — Вунг-Тай, 60 — Бутунгский.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — petroleum basins with high-resin oils.

Basins of North and South America: 1 — West Canadian, 2 — Williston, 3 — Uinta-Piceance, 4 — Great Valley, 5 — Los Angeles, 6 — Gulf of Mexico, 7 — New Shetland, 8 — North Cuba, 9 — Central Cuba, 10 — Maracaibo, 11 — Orinoco, 12 — Barinas-Apure; **Africa:** 13 — Gulf of Guinea, 14 — Alberta, 15 — Upper Nile, 16 — Sahara-Libyan, 17 — West Telsky; **Eurasia:** 18 — Sicilian, 19 — Rona, 20 — Akvitanian, 21 — Adriatic, 22 — Pannonian, 23 — Carpathian-Balkan, 24 — Viennese, 25 — North Carpatian, 26 — Central European, 27 — Baltic, 28 — Carpatian, 29 — Dnepr-Pripyatsky, 30 — North Crimean, 31 — Eastern Black Sea, 32 — Arabian Gulf, 33 — Oman-Makran, 34 — South Caspian, 35 — North Caucasus, 36 — Caspian, 37 — Volga-Urals, 38 — Timan-Pechora, 39 — West Siberian, 40 — Lena-Tungusky, 41 — Yenisei-Anabarsky, 42 — Lena-Vilyuisky, 43 — Okhotsky, 44 — Pacific Ocean, 45 — Turansky, 46 — Amu Darya, 47 — Afghan-Tadjik, 48 — Kara Kum, 49 — Tarim, 50 — East Kazakhstan, 51 — Dzhungar, 52 — Nang Shan, 53 — Eastern Gobi, 54 — Songliao, 55 — Liaohe, 56 — Bohai, 57 — Huabei, 58 — Assam, 59 — Vung Tauy, 60 — Phu Tung.

For other Legend items see Fig. 1

и Арланское (Волго-Уральский НГБ) (см. табл. 2). В пятерку лидеров по запасам также вошли США и Казахстан (см. рис. 3). Указанные 5 стран обладают почти 95 % всех ресурсов высокоасфальтеновых нефтей в мире. Высокое содержание асфальтенов (более 10 %) в среднем отмечено в уникальных месторождениях: Атабаска, Пис-Ривер, Купарук-Ривер, Амака, Колд-Лейк и др. (см. табл. 2).

Наибольшие запасы высокосмолистых нефтей (более 86 %) сосредоточены на территории Канады и России (см. рис. 4). Около 12 % мировых запасов высокосмолистых нефтей — в Венесуэле, Китае, Казахстане и Кубе. В табл. 3 приведен перечень уникальных по своим запасам месторождений высокосмолистых нефтей, где также указаны

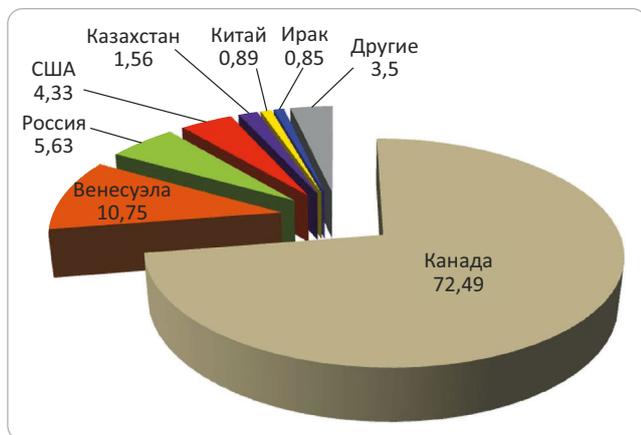
средние значения концентрации смол в залежах месторождения. В среднем сверхвысокосмолистами по классификации [16, 17] (содержание смол более 30 %) являются нефти месторождений Шэнли (Бохайский НГБ), Ляохэ (Ляохэ НГБ), Хунин-3 (Ориноковский НГБ), Колд-Лейк (Западно-Канадский НГБ) и Ярегское (Тимано-Печорский НГБ).

Анализ закономерностей регионального размещения российских запасов высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей

В России установлено 116 месторождений с высокоасфальтеновыми нефтями из 7 НГБ: Волго-Уральского, Енисейско-Анабарского, Западно-Сибирского, Лено-Тунгусского, Притихоокеанского,

Рис. 3. Распределение запасов высокоасфальтеновых нефтей по странам мира, %

Fig. 3. Distribution of high-asphaltene oil reserves across the countries of the world, %



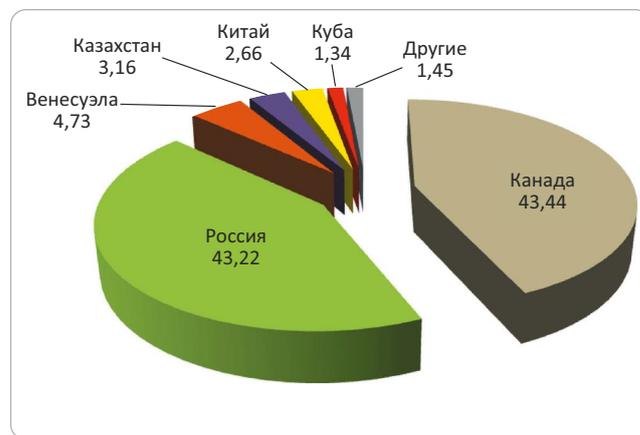
Северо-Кавказского и Тимано-Печорского. Лидерство по числу месторождений и образцов высокоасфальтеновых нефтей принадлежит Волго-Уральскому НГБ — 89 месторождений (более 76 % российских месторождений с высокоасфальтеновыми нефтями), в Западно-Сибирском НГБ — 10 месторождений, в Тимано-Печорском НГБ — 9. Больше всего крупных месторождений с высокоасфальтеновыми нефтями сосредоточено в Волго-Уральском НГБ. К уникальным месторождениям относятся Федоровское и Северо-Комсомольское (Западно-Сибирский НГБ), Усинское и Ярегское (Тимано-Печорский НГБ) и Арланское Волго-Уральского НГБ (табл. 4).

На территории Волго-Уральского НГБ 89 месторождений содержат высокоасфальтеновые нефти, что составляет 1/10 месторождений бассейна (920), представленных в базе данных (см. табл. 4). Установлено, что наибольшее число месторождений с высокоасфальтеновыми нефтями находится в Татарстане (46 месторождений), по запасам они относятся в основном к средним и мелким. В Самарской области выявлено 14 месторождений (в том числе крупные по запасам Дмитриевское и Чувовское), в Пермском крае — 10 месторождений, в Ульяновской области — 6, в Башкортостане — 5, по 2 месторождения — в Удмуртии и Оренбургской области и по 1 месторождению — в Волгоградской, Кировской и Пензенской областях. Наибольшим содержанием асфальтенов в нефти в среднем характеризуются месторождения Татарстана и Самарской области, при этом особо выделяются Спиридоновское, Южно-Ромашкинское, Абдрахмановское, Репьевское, Мухарметовское, Дмитриевское и другие месторождения.

В Западно-Сибирском НГБ распределение месторождений с высокоасфальтеновыми нефтями по регионам следующее: 6 месторождений Ханты-Мансийского автономного округа (Верхне-Шапшинское, Ново-Ютымское, Угутское, Федоровское, Фроловское и Южно-Сургутское), 3 — Томской области (Восточно-Моисеевское, Нижне-Табганское и Северное) и 1 — Ямало-Ненецкого автономного

Рис. 4. Распределение запасов высокосмолистых нефтей по странам мира, %

Fig. 4. Distribution of high-resin oil reserves across the countries of the world, %



округа (Северо-Комсомольское). Нефть Нижне-Табганского месторождения отличается самым высоким по бассейну содержанием асфальтенов.

В Тимано-Печорском НГБ 6 из 9 месторождений находится в Ненецком автономном округе (Колвинское, Лапкотынское, Сихорейское, Тобойское, Хосолтинское и Южно-Торавейское), остальные 3 (Сидоровское, Усинское и Ярегское) — в Республике Коми.

На территории России выявлено 534 месторождения с высокосмолистыми нефтями, что составляет почти 65 % общего числа таких месторождений. Наибольшая часть расположена в Волго-Уральском НГБ — более 67 % (табл. 5). Остальная часть месторождений высокосмолистых нефтей распределяется следующим образом: более 13 % из них относится к Западно-Сибирскому НГБ, около 6 % — к Лено-Тунгусскому, примерно по 5 % — к Северо-Кавказскому и Тимано-Печорскому. Наибольшие запасы высокосмолистых нефтей и наибольшее число уникальных и крупных месторождений сосредоточено в двух НГБ — Волго-Уральском и Западно-Сибирском (см. табл. 5). Общий объем запасов в этих месторождениях составляет около 91 % российских запасов высокосмолистых нефтей.

На рис. 5, 6 представлены диаграммы распределения запасов высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей по НГБ России, из которых видны различия в распределении запасов нефти с высоким содержанием асфальтенов и смол. По запасам высокоасфальтеновых нефтей бассейны распределены следующим образом: в Западно-Сибирском НГБ находится более 55 % запасов российских высокоасфальтеновых нефтей, Тимано-Печорский и Волго-Уральский НГБ обладают практически одинаковыми запасами (по 22 %), в сумме запасы этих трех бассейнов составили 99 % российских запасов.

При анализе распределения запасов высокосмолистых нефтей по бассейнам России установлено (см. рис. 6), что их запасы в Волго-Уральском НГБ наибольшие — почти 51 % общероссийских ресур-

Табл. 2. Характеристика уникальных по запасам месторождений с высокоасфальтеновой нефтью

Tab. 2. Characteristics of high-asphaltene oil fields supergiant in terms of their reserves

Месторождение	НГБ	Страна	Среднее содержание асфальтенов в нефти, %
Амака	Ориноковский	Венесуэла	15,34
Хунин-3			14,27
Церро-Негро			11,25
Тиа-Хуана	Маракаибский		7,8
Бочакеро			7,62
Бач-Хо (Белый Тигр)	Вунг-Тау	Вьетнам	6,94
Ратави	Персидского залива	Ирак	10,4
Тюб-Караган	Северо-Кавказский	Казахстан	6,55
Каламкас	Прикаспийский		3,52
Пис-Ривер	Западно-Канадский	Канада	19,15
Атабаска			16,81
Колд-Лейк			14,32
Тахэ	Таримский	Китай	12,12
Ляохэ	Ляохэ		5,64
Арланское	Волго-Уральский	Россия	6,67
Северо-Комсомольское	Западно-Сибирский		4,38
Федоровское			2,32
Усинское	Тимано-Печорский		6,94
Ярегское			4,33
Купарук-Ривер	Арктического склона Аляски	США	18,96
Прадхо-Бей			5,86

сов высокосмолистых нефтей. В Западно-Сибирском бассейне сосредоточено более 1/3 российских запасов высокосмолистых нефтей. Тимано-Печорский, Лено-Тунгусский и Прикаспийский НГБ обладают приблизительно одинаковыми запасами (по 2–3 %). В остальных НГБ находятся в основном мелкие по запасам месторождения.

Как отмечено выше, основные запасы высокосмолистых нефтей в России сосредоточены в Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском НГБ. На территории Волго-Уральского НГБ 360 месторождений содержат высокосмолистые нефти (см. табл. 5), что составляет 39 % месторождений бассейна (920), представленных в базе данных. Следовательно, каждое третье месторождение характеризуется высоким содержанием смол в нефти. Наибольшими запасами обладают месторождения Башкортостана (Кинзебулатовское, Туймазинское, Новохазинское, Арланское, Николоберезовское, Юсуповское), Татарстана (Ромашкинское, Новоелховское, Бавлинское, Степноозерское, Бондюжное и др.), Пермского края, Удмуртии и Самарской области. Наиболее смолистыми в среднем являются нефти месторождений Татарстана и Самарской области (Ашальчинское, Ямашинское, Репьевское, Мухарметовское, Орляное, Беркет-Ключевское, Екатеринбургское, Иглайкинское, Новосуксинское, Салаушское и др.).

В Западно-Сибирском НГБ наибольшими запасами высокосмолистых нефтей обладают Самотлорское, Лянторское, Федоровское, Мамонтовское, Ван-Еганское месторождения Ханты-Мансийского автономного округа, Северо-Комсомольское и Русское месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа. Всего в базе данных содержится 162 образца высокосмолистых нефтей из 70 месторождений (см. табл. 5), что составило 7,6 % месторождений НГБ (918). Месторождения размещены в основном в центральной части Западно-Сибирского НГБ — в Ханты-Мансийском автономном округе и Томской области. Выявлено, что самыми смолистыми являются нефти Южно-Сургутского, Удачного, Усть-Балыкского, Западно-Сургутского месторождений в Ханты-Мансийском автономном округе и Фестивального, Арчинского и Нюльгинского в Томской области.

В Тимано-Печорском НГБ находится около 3,5 % общероссийских запасов высокосмолистых нефтей. Всего на территории бассейна установлено 28 месторождений с высокосмолистыми нефтями (см. табл. 5), что составляет 16,6 % общего числа тимано-печорских месторождений (169). Месторождения размещены в основном в южной и восточной частях бассейна. Отметим, что наиболее смолистой оказалась нефть из Ярегского, Сидоровского, Усинского, Гансберговского,

Табл. 3. Характеристика уникальных по запасам месторождений с высокосмолистой нефтью

Tab. 3. Characteristics of high-resin oil fields supergiant in terms of their reserves

Месторождение	НГБ	Страна	Среднее содержание смол в нефти, %
Хунин-3	Ориноковский	Венесуэла	31,57
Церро-Негро			23,3
Бочакеро	Маракаибский		19,7
Тюб-Караган	Северо-Кавказский	Казахстан	27,4
Узень			13,14
Каламкас	Прикаспийский		12,69
Колд-Лейк	Западно-Канадский	Канада	30,68
Атабаска			27,99
Шэнли	Бохайский	Китай	37,8
Ляохэ	Ляохэ		34,21
Тахэ	Таримский		13,46
Реформа	Центрально-Кубинский	Куба	15,1
Новоказинское	Волго-Уральский	Россия	19,9
Арланское			18,83
Ромашкинское			17,23
Кинзебулатовское			14,1
Туймазинское			11
Чайкинское			10,55
Северо-Комсомольское	Западно-Сибирский		15,36
Ван-Еганское			13,06
Русское			11,66
Мамонтовское			9,4
Лянторское			9,18
Федоровское			9,12
Самотлорское	7,44		
Юрубчено-Тохомское	Лено-Тунгусский	5,39	
Астраханское	Прикаспийский	5,48	
Ярегское	Тимано-Печорский	30,25	
Усинское		16,87	

Южно-Торавейского и Западно-Тэбукского месторождений.

Анализ физико-химических свойств высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей

В табл. 6 приведен сравнительный анализ свойств и элементного состава мировых и российских высокоасфальтеновых нефтей. В целом высокоасфальтеновые нефти являются сверхтяжелы-

ми (изменение плотности от 0,92 до 0,96 г/см³) и сверхвязкими (> 500 мм²/с), относятся к классу нефтей с высоким содержанием смол, ванадия и никеля, со средним содержанием парафинов и серы, с низким содержанием фракций и нефтяного газа. Российские высокоасфальтеновые нефти отличаются более высоким содержанием смол, серы и кислорода, меньшим содержанием парафинов, асфальтенов, дизельных фракций, нефтяного газа, металлов.

Табл. 4. Распределение основных месторождений высокоасфальтеновых нефтей России**Tab. 4.** Occurrence of main high-asphaltene oil fields in Russia

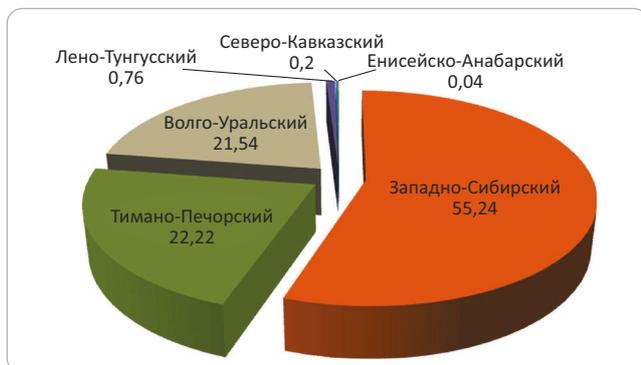
НГБ	Число месторождений с высокоасфальтеновой нефтью	Число образцов высокоасфальтеновой нефтью в базе данных	Уникальные и крупные месторождения
Волго-Уральский	89	193	Арланское, Чубовское, Аксубаево-Мокшинское, Дмитриевское, Бавлинское, Архангельское, Нурлатское, Павловское
Енисейско-Анабарский	1	3	–
Западно-Сибирский	10	10	Федоровское, Северо-Комсомольское, Южно-Сургутское
Лено-Тунгусский	5	28	Ербогаченское
Притихоокеанский	1	1	–
Северо-Кавказский	1	1	–
Тимано-Печорский	9	21	Усинское, Ярегское

Табл. 5. Распределение основных месторождений высокосмолистых нефтей России**Tab. 5.** Occurrence of main high-resin oil fields in Russia

НГБ	Число месторождений с высокосмолистыми нефтями	Число образцов высокосмолистых нефтей	Уникальные и крупные месторождения с высокосмолистыми нефтями
Балтийский	2	2	–
Волго-Уральский	360	1446	Кинзебулатовское, Ромашкинское, Чайкинское, Новоелховское, Туймазинское, Новогазинское, Арланское, Оренбургское, Николоберезовское, Мухановское, Вятское, Юсуповское, Ишимбайское, Шкаповское, Чубовское, Гремихинское, Дмитриевское, Чутырско-Киенкопское, Манчаровское, Бавлинское, Радаевское, Степноозерское, Якушкинское, Мишкинское, Бондюжское, Аксеновское, Уньвинское, Осинское, Архангельское, Нурлатское, Павловское, Москудынское
Днепровско-Припятский (Россия)	1	1	–
Енисейско-Анабарский	3	6	–
Западно-Сибирский	70	162	Самотлорское, Лянторское, Федоровское, Мамонтовское, Ван-Еганское, Северо-Комсомольское, Русское, Сургутское, Новопортовское, Покачевское, Малобалыкское, Тагульское, Западно-Сургутское, Южно-Сургутское, Усть-Балыкское, Первомайское, Ай-Яунское, Крапивинское, Фестивальное, Быстринское, Майское
Лено-Вилюйский	5	9	–
Лено-Тунгусский	31	109	Юрубчено-Тохомское, Верхнечонское, Куюмбинское, Талаканское, Даниловское, Чаяндинское, Средне-Ботуобинское, Ербогаченское, Верхневилучанское, Иреляжское
Охотский	6	20	Чайво-море, Охинское
Прикаспийский (Россия)	3	4	Астраханское
Притихоокеанский	3	4	–
Северо-Кавказский (Россия)	22	46	Ахтырско-Бугундырское
Северо-Крымский	1	1	–
Тимано-Печорский	28	101	Усинское, Ярегское, Наульское, Западно-Тэбукское, Пашинское, Торавейское, Хасырейское

Рис. 5. Распределение запасов высокоасфальтеновых нефтей по НГБ России, %

Fig. 5. Distribution of high-asphaltene oil reserves across the Russian petroleum basins, %



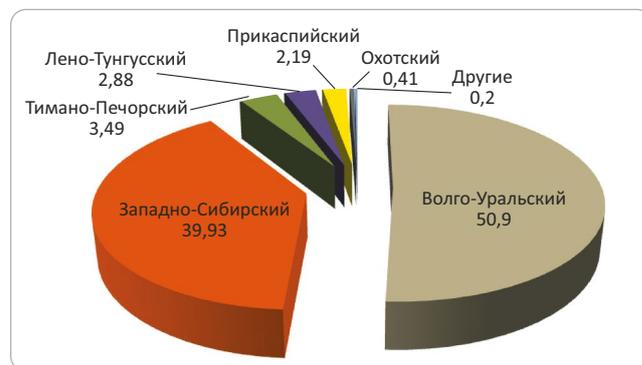
В табл. 7 представлена информация о средних значениях физико-химических характеристик высокосмолистых нефтей. Их плотности как в России, так и в остальном мире практически не отличаются и относятся к классу «повышенной плотности» (0,88–0,92 г/см³) и к подклассу «сверхвязкой нефти» (изменение вязкости > 500 мм²/с), но для российских высокосмолистых нефтей вязкость меньше почти в 6 раз. Установлено, что для российских высокосмолистых нефтей характерно меньшее содержание парафинов (почти в 1,7 раза), смол, асфальтенов и пластовых газов (почти в 2 раза). Элементный состав высокосмолистых нефтей России заметно отличается от среднемирового по содержанию серы, кислорода и азота: российские высокосмолистые нефти более сернистые — содержание серы в 1,6 раз выше, содержание кислорода в 1,2 раза выше, концентрация азота на 26 % ниже по сравнению с элементным составом среднемировых высокосмолистых нефтей. В среднем для всех высокосмолистых нефтей характерны: низкая насыщенность нефтяным газом, низкое содержание дизельных фракций и повышенное содержание ванадия и никеля.

В табл. 8 приведена общая характеристика информации из базы данных о физико-химических свойствах высокоасфальтеновых нефтей на территории России — в Западно-Сибирском, Волго-Уральском и Тимано-Печорском НГБ. Сравнительный анализ показал, что самыми тяжелыми и вязкими являются высокоасфальтеновые нефти Волго-Уральского НГБ. Содержание смол, асфальтенов, серы, кислорода, азота и металлов также самое высокое в нефти Волго-Уральского НГБ, однако отмечается низкое содержание дизельных фракций и нефтяного газа. Западно-сибирские высокоасфальтеновые нефти характеризуются более низкими значениями плотности и вязкости, концентраций парафинов, смол, асфальтенов, гетероатомов, повышенным содержанием фракций и газов. Для тимано-печорских высокоасфальтеновых нефтей типичны самые высокие содержания парафинов.

Высокосмолистые нефти рассматриваемых бассейнов по своим физическим и химическим свойствам отличаются тем, что западно-сибирские

Рис. 6. Распределение запасов высокосмолистых нефтей по НГБ России, %

Fig. 6. Distribution of high-resin oil reserves across the Russian petroleum basins, %



нефти наименее вязкие по сравнению с нефтями Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ, характеризуются наименьшим содержанием смол, серы и асфальтенов, кислорода, азота, ванадия и никеля (табл. 9). Однако содержание парафинов в высокосмолистой нефти Западно-Сибирского НГБ является самым высоким, а у тимано-печорских нефтей — самым низким (меньше почти в 2 раза по сравнению с высокосмолистыми нефтями Волго-Уральского и Западно-Сибирского НГБ). Выявлено, что высокосмолистые нефти Западно-Сибирского НГБ отличаются большим содержанием фракций н. к. 300 и 350 °С и нефтяного газа (выше почти на порядок), но меньшим содержанием смол. Коксуемость также самая низкая. Следовательно, чем меньше смол в нефти (на примере западно-сибирских высокосмолистых нефтей), тем меньшую вязкость, концентрацию серы, асфальтенов, кислорода и азота, металлов, но большее содержание дизельных фракций, твердых парафинов и газа имеют эти нефти.

Отметим, что нефти Тимано-Печорского НГБ являются самыми вязкими. Вязкость тимано-печорских нефтей в 36 раз выше вязкости нефтей Западно-Сибирского НГБ и в 6 раз — волго-уральских нефтей. Тимано-печорские высокосмолистые нефти отличаются от волго-уральских и западно-сибирских высокосмолистых нефтей также тем, что они относятся к нефтям со средней плотностью, т. е. не являются тяжелыми и характеризуются обедненным содержанием фракций и нефтяного газа и высокой коксуемостью и повышенным содержанием азота (почти в 2 раза).

Особенность волго-уральских высокосмолистых нефтей в том, что они являются самыми тяжелыми, содержание серы и парафинов в них практически в 2 раза выше их содержания в тимано-печорских высокосмолистых нефтях, а содержание асфальтенов в 2 раза выше, чем в западно-сибирских высокосмолистых нефтях (см. табл. 9). Содержание кислорода и металлов также высокое.

Известно [5–7], что гетероатомы в основном сосредоточены в смолисто-асфальтеновых компонентах. Количественный анализ содержания

Табл. 6. Физико-химические свойства мировых и российских высокоасфальтеновых нефтей**Tab. 6.** Physical and chemical properties of world and Russian high-asphaltene oils

Физико-химические показатели	Высокоасфальтеновые нефти			
	среднемировые (кроме России)		России	
	среднее значение	объем выборки	среднее значение	объем выборки
<i>Физические показатели</i>				
Плотность, г/см ³	0,9543	202	0,9522	159
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	22372,81	42	3236,59	64
<i>Химические показатели</i>				
Содержание, %				
парафинов	4,22	101	3,30	81
смол	23,95	161	29,16	229
асфальтенов	17,87	236	16,31	257
серы	2,82	191	3,35	153
кислорода	3,10	11	5,37	27
азота	0,85	59	0,66	45
фракции н. к. 200 °С	11,63	14	9,64	20
фракции н. к. 300 °С	24,94	14	24,82	20
фракции н. к. 350 °С	28,82	12	29,81	15
ванадия	0,0551	52	0,0498	38
никеля	0,0082	47	0,0074	34
Газосодержание в нефти, м ³ /т	41,88	29	21,47	23
Коксуемость, %	16,16	68	13,92	33

Табл. 7. Физико-химические свойства мировых и российских высокосмолистых нефтей**Tab. 7.** Physical and chemical properties of world and Russian high-resin oils

Физико-химические показатели	Среднемировые высокосмолистые нефти (кроме России)		Высокосмолистые нефти России	
	среднее значение	объем выборки	среднее значение	объем выборки
<i>Физические показатели</i>				
Плотность, г/см ³	0,9179	607	0,9036	1634
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	3513	179	585,77	1027
<i>Химические показатели</i>				
Содержание, %				
парафинов	6,45	473	3,86	1245
смол	22,77	676	22,22	1910
асфальтенов	6,95	558	5,78	1834
серы	1,46	534	2,38	1486
кислорода	1,41	86	1,8	136
азота	0,46	206	0,34	470
фракции н. к. 200 °С	11,48	164	15,8	308
фракции н. к. 300 °С	27,17	164	32,09	312
фракции н. к. 350 °С	32,1	119	38,51	247
ванадия	0,043	124	0,0433	243
никеля	0,0149	99	0,0082	186
Газосодержание в нефти, м ³ /т	89,55	134	48,01	522
Коксуемость, %	7,77	225	6,96	600

Табл. 8. Физико-химические свойства высокоасфальтеновых нефтей основных НГБ России
Tab. 8. Physical and chemical properties of high-asphaltene oils in main petroleum basins of Russia

Показатели	Волго-Уральский НГБ		Западно-Сибирский НГБ		Тимано-Печорский НГБ	
	объем выборки	среднее значение	объем выборки	среднее значение	объем выборки	среднее значение
<i>Физические показатели</i>						
Плотность, г/см ³	127	0,9581	7	0,9077	18	0,9419
Вязкость, мм ² /с	53	3785,34	2	40,78	7	813,52
<i>Химические показатели</i>						
Содержание, %						
парафинов	57	3,36	6	3,25	13	3,6
смол	167	30,58	9	13,84	21	20,21
асфальтенов	193	16,63	10	11,55	21	12,03
серы	112	3,91	10	1,39	18	2,1
кислорода	16	5,84	3	3,15	2	3,24
азота	29	0,72	5	0,22	5	0,52
фракции н. к. 200 °С	16	9,91	2	5,89	5	10,8
фракции н. к. 300 °С	16	21,76	2	45,89	6	26,2
фракции н. к. 350 °С	13	26,85	1	72,19	5	35,59
ванадия	30	0,0597	–	–	8	0,0125
никеля	27	0,0076	–	–	7	0,0064
Газосодержание в нефти, м ³ /т	20	17,27	1	57	1	22,4
Коксуемость, %	32	13,98	–	–	1	12,02

серы, кислорода и азота в высокосмолистых нефтях Волго-Уральского, Западно-Сибирского, Тимано-Печорского НГБ подтверждает эту закономерность, а именно: содержание смол и асфальтенов в высокосмолистых нефтях Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ более высокое по сравнению с западно-сибирскими высокоасфальтеновыми нефтями, концентрация серы, кислорода и азота в этих нефтях также высокое. Высокосмолистые нефти Западно-Сибирского НГБ характеризуются низкими содержаниями смол и асфальтенов, гетероатомы тоже отличаются низким содержанием (содержание

серы, кислорода и азота в 2 раза ниже по сравнению с волго-уральскими высокосмолистыми нефтями) (табл. 9).

Отметим, что во многих литературных источниках тяжелые нефти однозначно отождествляются с нефтями с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов. Однако приведенный в настоящей статье анализ показывает, что только 70,5 % высокоасфальтеновых и 64,7 % высокосмолистых нефтей являются одновременно и тяжелыми нефтями. Остальные нефти относятся в основном к нефтям со средней плотностью. Поэтому приве-

Табл. 9. Физико-химические свойства высокосмолистых нефтей основных НГБ России

Tab. 9. Physical and chemical properties of high-resin oils in main petroleum basins of Russia

Показатели	Высокосмолистые нефти					
	Волго-Уральский НГБ		Западно-Сибирский НГБ		Тимано-Печорский НГБ	
	объем выборки	среднее значение	объем выборки	среднее значение	объем выборки	среднее значение
<i>Физические показатели</i>						
Плотность, г/см ³	1267	0,905	27	0,8916	84	0,8304
Вязкость, мм ² /с	886	442,9	60	76	28	2752,66
<i>Химические показатели</i>						
Содержание, %						
парафинов	942	4,08	134	4,14	52	2,29
смол	1446	22,73	162	17,60	101	21,54
асфальтенов	1394	6,17	156	3	96	5,78
серы	820	2,74	130	1,38	65	1,63
кислорода	77	1,88	28	0,77	18	1,34
азота	364	0,35	65	0,2	21	0,5
фракции н. к. 200 °С	234	16,71	34	15,77	5	10,8
фракции н. к. 300 °С	235	32,54	34	33,25	6	26,2
фракции н. к. 350 °С	194	38,39	25	42,83	5	35,59
ванадия	195	0,0524	25	0,0046	15	0,0117
никеля	156	0,0094	15	0,0013	8	0,0043
Газосодержание в нефти, м ³ /т	469	33,24	31	269,9	9	19,89
Коксуемость, %	534	7,18	25	5,12	5	8,5

денные в статье результаты относятся к высокоасфальтеновым и высокосмолистым нефтям и лишь в определенной степени — к тяжелым нефтям.

Заключение

Исследовано распределение ресурсов нефти с высоким содержанием асфальтенов и смол. Показано, что число НГБ, на территории которых есть высокоасфальтеновые и высокосмолистые нефти, составляет примерно 1/3 общего их числа. Установлено, что более 72 % мировых запасов высокоасфальтеновых и 43 % высокосмолистых нефтей сосредоточено на территории Канады. Наибольшие запасы российских высокоасфальтеновых нефтей находятся в Западно-Сибирском НГБ, а высокосмолистых нефтей (почти 51 %) — на территории Волго-Уральского НГБ.

Проведен сравнительный анализ физико-химических свойств среднемировых и российских высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей. Показано, что эти нефти как в России, так и в мире

в среднем являются тяжелыми (0,88–0,92 г/см³), высоковязкими (> 500 мм²/с), сернистыми (1–3 %), среднепарафинистыми (1,5–6 %) и парафинистыми (> 6 %), асфальтеновыми (3–10 %) и высокосмолистыми (> 13 %), имеют сравнительно низкое содержание дизельных фракций. Однако российские высокоасфальтеновые и высокосмолистые нефти оказываются в среднем менее тяжелыми (а высокосмолистые нефти Тимано-Печорского НГБ имеют даже среднюю плотность) и менее вязкими, с меньшим содержанием парафинов, смол, асфальтенов и азота, но с большей концентрацией серы, дизельных фракций и нефтяного попутного газа.

Выявлены особенности физико-химических свойств высокоасфальтеновых и высокосмолистых нефтей отдельных российских НГБ — Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского — обладающих наибольшими запасами российских нефтей с высоким содержанием асфальтосмолистых компонентов.

Литература

1. Дорохин В.П., Палий А.О. Состояние и перспективы добычи тяжелых и битуминозных нефтей в мире // Нефтепромышленное дело. – 2004. – № 5. – С. 47–50.
2. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России // Геология нефти и газа. – 2005. – № 1. – С. 53–59.
3. Запивалов Н.П. Геолого-технологические особенности эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 57–59.

4. Максutow P.A., Орлов Г.И., Осипов А.В. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 36–40.
5. Борисова Л.С. Геохимические особенности состава и структуры смолистых компонентов нефтей Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 120–128.
6. Борисова Л.С., Фурсенко Е.А. Влияние процессов биодegradации на состав и строение асфальтенов нефтей Западной Сибири // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 4. – С. 301–307. DOI: 10.18599/grs.2018.4.301-307.
7. Borisova L.S. The origin of asphaltenes and main trends in evolution of their composition during lithogenesis // Petroleum Chemistry. – 2019. – Т. 59. – № 10. – С. 1118–1123. DOI: 10.1134/S0965544119100037.
8. Gordadze G.N., Giruts M.V., Koshelev V.N., Yusupova T.N. Distribution features of biomarker hydrocarbons in asphaltene thermolysis products of different fractional compositions (using as an example oils from carbonate deposits of Tatarstan oilfields) // Petroleum Chemistry. – 2015. – Т. 55. – № 1. – С. 22–31. DOI: 10.1134/S0965544115010053.
9. Ok S., Rajasekaran N., Sabti M.A., Joseph G.A. Spectroscopic analysis of crude oil asphaltenes at molecular level // Petroleum Chemistry. – 2020. – Т. 60. – № 7. – С. 802–809. DOI: 10.1134/S0965544120070117.
10. Устькaчкинцев Е.Н., Мелехин С.В. Определение эффективности методов предупреждения асфальтеносмолопарафиновых отложений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. – № 18. – С. 61–70. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.7.
11. Антониади Д.Г., Гапоненко А.М., Вартумян Г.Т., Стрельцова Ю.Г. Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценка эффективности их применения: учеб. пособие. – М-Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. – 421 с.
12. Ilyin S.O., Pakhmanova O.A., Kostyuk A.V., Antonov S.V. Effect of the asphaltene, resin, and wax contents on the physicochemical properties and quality parameters of crude oils // Petroleum Chemistry. – 2017. – Т. 57. – № 6. – С. 1141–1143. DOI: 10.1134/S0965544117060160.
13. Voronetskaya N.G., Pevneva G.S., Korneev D.S., Golovko A.K. Influence of asphaltenes on the direction of thermal transformations of heavy oil hydrocarbons // Petroleum Chemistry. – 2020. – Т. 60. – № 2. – С. 166–173. DOI: 10.1134/S0965544120020103.
14. Антипенко В.Р. Термические превращения высокосернистого природного асфальтита: геохимические и технологические аспекты. – Новосибирск: Наука, 2013. – 184 с.
15. Чешкова Т.В., Коваленко Е.Ю., Герасимова Н.Н., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. Состав и строение смолистых компонентов тяжелой нефти месторождения Усинское // Нефтехимия. – 2017. – Т. 57. – № 1. – С. 33–40. DOI: 10.1134/S0965544117010054.
16. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Classification Approach to Assay of Crude Oils with Different Physicochemical Properties and Quality Parameters // Petroleum Chemistry. – 2019. – Т. 59. – № 10. – С. 1161–1168. DOI: 10.1134/S0965544119100116.
17. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Classification of poorly recoverable oils and analysis of their quality characteristics (Reviews) // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2016. – Т. 52. – № 4. – С. 434–444. DOI: 10.1007/s10553-016-0727-9.
18. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю.М., Яценко И.Г. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. – 2000. – № 2. – С. 49–51.
19. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Геостатистический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. – 2004. – № 2. – С. 18–28.
20. Polichtchouk Yu.M., Yashchenko I.G. The regular of variations in resin and asphaltene contents in Eurasian oils // Russian Geology and Geophysics. – 2003. – Т. 44. – № 7. – С. 695–701.
21. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. География высокосмолистых нефтей и особенности их физико-химических свойств // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318. – № 1. – С. 99–102.

References

1. Dorokhin V.P., Palii A.O. Sostoyanie i perspektivy dobychi tyazhelykh i bituminoznykh neftei v mire [Heavy and bituminous oil: current state and future trends of world oil production]. *Neftpromyslovoe delo*. 2004;(5):47–50. In Russ.
2. Gavrilov V.P. Conception of “petroleum era” extension of Russia. *Geologiya nefi i gaza*. 2005;(1):53–59. In Russ.
3. Zapivalov N.P. Geological and technological features of effective exploration of difficult to extract resources. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2005;(6):57–59. In Russ.
4. Maksutov R.A., Orlov G.I., Osipov A.V. Osvoenie zapasov vysokovязkikh neftei v Rossii. *Tekhnologii TEK*. 2005;(6):36–40. In Russ.
5. Borisova L.S. Geochemical features of composition and texture of resin components for oils of West Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2014;(1):120–128. In Russ.
6. Borisova L.S., Fursenko E.A. Effect of biodegradation processes on the composition and structure of asphaltenes in West Siberian oils. *Georesursy*. 2018;20(4):301–307. DOI:10.18599/grs.2018.4.301-307. In Russ.
7. Borisova L.S. The origin of asphaltenes and main trends in evolution of their composition during lithogenesis. *Petroleum Chemistry*. 2019;59(10):1118–1123. DOI: 10.1134/S0965544119100037.
8. Gordadze G.N., Giruts M.V., Koshelev V.N., Yusupova T.N. Distribution features of biomarker hydrocarbons in asphaltene thermolysis products of different fractional compositions (using as an example oils from carbonate deposits of Tatarstan oilfields). *Petroleum Chemistry*. 2015;55(1):22–31. DOI: 10.1134/S0965544115010053.
9. Ok S., Rajasekaran N., Sabti M.A., Joseph G.A. Spectroscopic analysis of crude oil asphaltenes at molecular level. *Petroleum Chemistry*. 2020;60(7):802–809. DOI: 10.1134/S0965544120070117.
10. Ustkachintcev E.N., Melekhin S.V. Determination of the efficiency of wax deposition prevention methods. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2016;15(18):61–70. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18. In Russ.
11. Antoniadis D.G., Gaponenko A.M., Vartumyan G.T., Strel'tsova Yu.G. Sovremennye tekhnologii intensivatsii dobychi vysokovязkoi nefi i otsenka effektivnosti ikh primeneniya: ucheb. posobie [Modern technologies of enhancement of high-viscous oil production and their efficiency: textbook]. Moscow; Vologda: Infra-Inzheneriya; 2019. 421 p. In Russ.

12. Ilyin S.O., Pakhmanova O.A., Kostyuk A.V., Antonov S.V. Effect of the asphaltene, resin, and wax contents on the physicochemical properties and quality parameters of crude oils. *Petroleum Chemistry*. 2017;57(6):1141–1143. DOI: 10.1134/S0965544117060160.
13. Voronetskaya N.G., Pevneva G.S., Korneev D.S., Golovko A.K. Influence of asphaltenes on the direction of thermal transformations of heavy oil hydrocarbons. *Petroleum Chemistry*. 2020;60(2):166–173. DOI: 10.1134/S0965544120020103.
14. Antipenko V.R. Termicheskie prevrashcheniya vysokosernistogo prirodnogo asfal'tita: Geokhimicheskie i tekhnologicheskie aspekty [Thermal transformations of high-sulphur natural asphaltite: geochemical and technological aspects]. Novosibirsk: Nauka; 2013. 184 p. In Russ.
15. Cheshkova T.V., Kovalenko E.Y., Gerasimova N.N., Sagachenko T.A., Min R.S. Composition and structure of resinous components of heavy oil from the Usa oilfield. *Petroleum Chemistry*. 2017;57(1):31–38. DOI: 10.1134/S0965544117010054. In Russ.
16. Yashchenko I.G., Polishchuk Y.M. Classification Approach to Assay of Crude Oils with Different Physicochemical Properties and Quality Parameters. *Petroleum Chemistry*. 2019;59(10):1161–1168. DOI: 10.1134/S0965544119100116.
17. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Classification of poorly recoverable oils and analysis of their quality characteristics (Reviews). *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 2016;52(4):434–444. DOI: 10.1007/s10553-016-0727-9.
18. An V.V., Kozin E.S., Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Baza dannykh po khimii nefti i perspektivy ee primeneniya v geokhimicheskikh issledovaniyakh [Database of petroleum chemistry and future trends of its use in geochemical investigations]. *Geologiya nefi i gaza*. 2000;(2):49–51. In Russ.
19. Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Geostatisticheskii analiz raspredeleniya neftei po ikh fiziko-khimicheskim svoistvam [Geostatistical analysis of oils classification according to their physical and chemical properties]. *Geoinformatika*. 2004;(2):18–28. In Russ.
20. Polichtchouk Yu.M., Yashchenko I.G. The regular of variations in resin and asphaltene contents in Eurasian oils. *Russian Geology and Geophysics*. 2003;44(7):695–701.
21. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Geografiya vysokosmolistykh neftei i osobennosti ikh fiziko-khimicheskikh svoistv [High-resin oils: geography and special features of their physical and chemical properties // Izvestiya Tomskogo Politekhnikheskogo Universiteta (Bulletin of Tomsk Polytechnic University)]. *Izvestiya Tomskogo politekhnikheskogo universiteta*. 2011;318(1):99–102. In Russ.

Информация об авторах

Ященко Ирина Германовна

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

ФГБУН «Институт химии нефти Сибирского отделения
Российской академии наук»,

634055 Томск, пр-т Академический, д. 4

e-mail: sric@ipc.tsc.ru

ORCID ID: 0000-0001-6736-8780

Scopus ID: 650 656 4857

Researcher ID: D-9401-2014

Полищук Юрий Михайлович

Доктор физико-математических наук, профессор,
главный научный сотрудник

ФГБУН «Институт химии нефти Сибирского отделения Россий-
ской академии наук»,

634055 Томск, пр-т Академический, д. 4

e-mail: yupolishchuk@gmail.com

ORCID ID: 0000-0002-4944-4919

Scopus ID: 670 174 4203

ResearcherID: D-5649-2014

Information about authors

Irina G. Yashchenko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher

Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Division
of the Russian Academy of Sciences,

4, Akademicheskyy prospekt, Tomsk, 634055, Russia

e-mail: sric@ipc.tsc.ru

ORCID ID: 0000-0001-6736-8780

Scopus ID: 650 656 4857

ResearcherID: D-9401-2014

Yurii M. Polishchuk

Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor,
Chief Researcher

Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Division of the Russian
Academy of Sciences,

4, Akademicheskyy prospekt, Tomsk, 634055, Russia

e-mail: yupolishchuk@gmail.com

ORCID ID: 0000-0002-4944-4919

Scopus ID: 670 174 4203

ResearcherID: D-5649-2014

УДК 622.276.6, 553.982

DOI 10.31087/0016-7894-2022-1-109-118

Геоэкологические риски при освоении сланцевых углеводородных ресурсов

© 2022 г. | С.А. Пуанова¹, М.В. Родкин^{1,2}¹ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), Москва, Россия; punanova@mail.ru;²ФГБУН Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики Российской академии наук (ИТПЗ РАН), Москва, Россия; rodkin@mitp.ru

Поступила 30.06.2021 г.

Доработана 22.07.2021 г.

Принята к печати 28.10.2021 г.

Ключевые слова: добыча сланцевых углеводородов; ресурсы; экологические риски; разработка; вызванная сейсмичность; загрязнения окружающей среды; потенциально токсичные элементы.

Аннотация: В последние годы распространены представления о начале эры сланцевой нефти и сланцевого газа, которые основываются на большом доказанном объеме ресурсов нетрадиционных углеводородов и на быстром росте масштабов их добычи. Однако разработка ресурсов углеродсодержащих формаций связана с заметным ростом геоэкологических рисков как в плане вызванной сейсмичности, так и загрязнения окружающей среды потенциально токсичными элементами. Существующие меры по уменьшению рисков от вызванной сейсмичности не являются оптимальными. Наиболее опасный эффект вызванной сейсмичности часто оказывается более интегральным, более запаздывающим по времени и более удаленным от нагнетательных скважин, чем это имеется в виду в используемых нормах по снижению сейсмической опасности. Кроме учета опасностей вызванной сейсмичности необходимо проводить мониторинг содержания потенциально токсичных элементов в сланцевых формациях, в извлекаемых из них углеводородах, в подземных водах и газовой компоненте. При неадекватном учете геоэкологических рисков добыча сланцевых углеводородов может оказаться нерентабельной и даже опасной.

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания по темам: «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла» и «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)».

Для цитирования: Пуанова С.А., Родкин М.В. Геоэкологические риски при освоении сланцевых углеводородных ресурсов // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 109–118. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-109-118.

Development of shale hydrocarbon resources: geo-environmental risks

© 2022 | S.A. Punanova¹, M.V. Rodkin^{1,2}¹Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow Russia; punanova@mail.ru;²Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics RAS, Moscow, Russia; rodkin@mitp.ru

Received 30.06.2021

Revised 22.07.2021

Accepted for publication 28.10.2021

Key words: production of shale hydrocarbons; resources; environmental risks; development; induced seismicity; environment pollution; potentially toxic elements.

Abstract: In recent years, widespread notions about the beginning of the era of shale oil and shale gas, which are based on the large proven amount of unconventional hydrocarbon resources and on the rapid growth of their production, have been widespread. However, the development of resources of carbon-bearing formations is associated with a noticeable increase in geo-environmental risks, in terms of both induced seismicity and environment pollution by potentially toxic elements (PTE). Existing measures to mitigate the risks from the induced seismicity are not optimal. The most dangerous effect of induced seismicity often more integral, more time-delayed and more distant from injection wells than we mean in the seismic hazard mitigation standards used. In addition to accounting for the hazards of induced seismicity, it is necessary to monitor the contents of PTE in shale formations, in hydrocarbons extracted from them, in groundwater, and in the gas component. With inadequate consideration of geo-environmental risks, production of shale hydrocarbons runs the risk of being unprofitable and even dangerous.

Funding: The paper is prepared as a part of execution of the State Order: "Scientific and methodological foundations for prospecting and exploration of oil and gas accumulations associated with megareservoirs of the sedimentary cover" and "Fundamental basis of innovative technologies in the oil and gas industry (fundamental, exploratory and applied research)".

For citation: Punanova S.A., Rodkin M.V. Development of shale hydrocarbon resources: geo-environmental risks. *Geologiya nefiti i gaza*. 2022;(1):109–118. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-109-118. In Russ.

Введение

Рост добычи УВ-ресурсов (нефти и газа) в углеводородсодержащих формациях начался примерно с 2005 г. в связи с использованием новых технологий; с начала 2010-х гг. добыча этих нетрадиционных ресурсов вносит заметный вклад в ситуацию на рынке. В дальнейшем, с вариациями, связанными с текущими ценами на нефть, добыча сланцевых нефти и газа быстро росла, и в настоящее время до 10 % добываемых УВ приходится на нетрадиционные ресурсы. В США доля добычи сланцевой нефти составляет более половины общей нефтедобычи [1], а по объемам добычи США обогнали сначала Саудовскую Аравию, затем Россию. Текущая себестоимость сланцевой нефти в разы превосходит себестоимость нефти стран Персидского залива и заметно выше средней себестоимости нефти в России. Но себестоимость сланцевой нефти сильно различается для разных бассейнов и для разных скважин (варьируя обычно от 40 до 60 дол/баррель) и при этом имеет тенденцию к уменьшению [2, 3]. А так как освоение и добыча нетрадиционных ресурсов построены на методах активного воздействия на пласт, то технология допускает возможность быстрой остановки или наращивания объемов добычи, что позволяет подстраивать ее уровень к текущим ценам на нефть. Такие возможности дополнительно повышают конкурентоспособность сланцевых УВ на мировом рынке.

Развитию событий могут помешать, однако, геоэкологические риски. Выявилось, что технологии бурения при разработке и добыче сланцевых УВ — горизонтальные скважины, гидроразрыв пласта (ГРП) и закачка пропантов приводят к резкому росту вызванной сейсмичности и риску попадания в окружающую среду и подземные воды значительных дополнительных объемов сосредоточенных в сланцевых ресурсах потенциально токсичных элементов (ПТЭ). На настоящий момент существование сильного триггерного воздействия технологий добычи сланцевых УВ на локальную сейсмичность может считаться надежно установленным. Однако масштабы этого воздействия и магнитуды максимально возможных вызванных землетрясений остаются неясными, а правила и организационные меры, используемые для предотвращения сильных нежелательных воздействий и ущербов, как будет показано ниже, не являются пока достаточно адекватными и эффективными. Недоучитываются часто также геоэкологические риски загрязнения ПТЭ окружающей среды и подземных вод.

Геоэкологические риски в связи с вызванной сейсмичностью

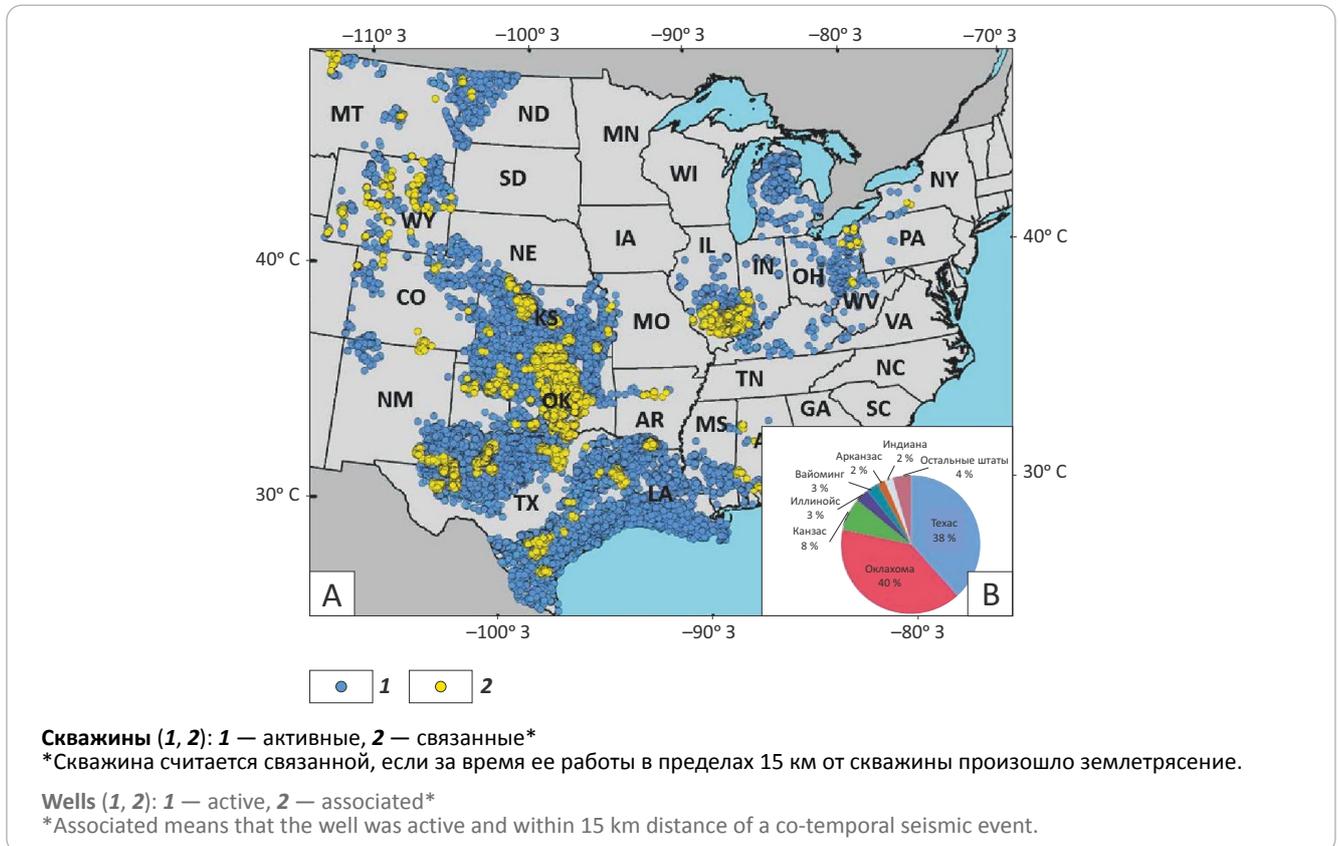
Проблема возможной связи процессов нефтедобычи с сейсмичностью не нова, как и проблема выбора ограничений на процессы добычи для уменьшения неблагоприятных последствий. Так, уже ранее высказывались предположения, что некоторые землетрясения, в частности сильные раз-

рушительные Газлийские землетрясения (произошедшие 8 апреля и 17 мая 1976 г. и 20 марта 1984 г. вблизи г. Газли в Узбекской ССР) были вызваны сильными техногенными воздействиями на недра при добыче УВ [4]. Основанием для таких предположений послужила полная неожиданность возникновения здесь столь сильных землетрясений. Бальность в очагах Газлийских землетрясений достигала 8–9 при том, что ранее этому региону приписывалась сейсмическая активность не выше 4 баллов. Предположение о техногенной природе серии Газлийских землетрясений так и осталось гипотезой; заключение по этому вопросу гласит: вряд ли кто возьмется отрицать наличие взаимосвязи между разработкой месторождений УВ и сейсмическим режимом, но остается вопрос, насколько эта взаимосвязь значительна [4].

Считается доказанным, однако, сильный рост сейсмичности в связи с эксплуатацией гигантского газового месторождения Гронинген в Голландии [5, 6]. Месторождение Гронинген было открыто в 1959 г. и продолжительное время являлось основой энергоснабжения стран Бенилюкса. Первое ощутимое землетрясение (ML = 2,4 балла) произошло здесь в 1991 г.; следующее наиболее сильное событие с магнитудой ML = 3,6 балла — в августе 2012 г. Ранее эта область считалась асейсмичной, поэтому антисейсмические требования при строительстве в расчет не принимались. Даже и такое землетрясение нанесло заметный ущерб, так как в регионе распространены механически слабые осадочные породы, на которых сейсмогенные воздействия сказываются сильнее. Учитывая это, специально созданная комиссия рекомендовала снизить годовую добычу. Слабые землетрясения не прекращались, и под давлением общественности, из-за угрозы штрафов за причинение ущерба, в 2015 г. было принято решение об ограничении добычи. В начале 2018 г. произошло новое относительно сильное землетрясение, и правительство Нидерландов решило вдвое сократить добычу на месторождении Гронинген и к 2030 г. закрыть это ранее крупнейшее в Европе месторождение [7]. Если опасная вызванная сейсмичность возникает на обычных УВ-месторождениях, то тем более следует ее ожидать при разработке нетрадиционных углеводородсодержащих формаций, когда воздействие на пласт существенно сильнее. При разработке традиционных УВ-месторождений происходят изменения (в связи с отбором УВ и закачкой воды) порового давления в естественном порово-трещинном пространстве. Технология добычи сланцевой нефти и газа основывается на массивированной закачке под давлением воды с добавками (пропантами) и массовых ГРП, в результате чего происходит образование обширных новых систем трещин и путей перетока флюидов в ранее ненарушенных слабопроницаемых породах. В этом случае опасность развития вызванной сейсмичности представляется существенно выше. Примеры вероятного развития вызванной сейс-

Рис. 1. Расположение всех добывающих и связанных скважин добычи сланцевой нефти (A) и доля таких скважин по штатам, % (B) (из работ [8, 10])

Fig. 1. Location of active injection and associated wells involved in shale oil production (A) and percentage of associated injection wells by State, % (B) (from [8, 10])



мичности довольно многочисленны. Некоторые из них, касающиеся добычи УВ на северо-востоке Сахалина, приведены в [8].

На настоящий момент наиболее сильные и многочисленные проявления вызванной сейсмичности в связи с процессами нефтедобычи связаны с активной разработкой сланцевых УВ в США (рис. 1). Отметим, однако, что и в этом случае существуют альтернативные мнения, что слабая сейсмичность в этих, считающихся асейсмичными, областях ранее просто не фиксировалась и что рост сейсмичности в большей мере связан с установкой современных систем регистрации, чем с ростом сейсмичности как таковой. Дополнительно указывается, что землетрясения часто возникают в стороне от нагнетательных скважин. Однако и в тех случаях, когда регистрация слабых землетрясений была достаточно представительной и до начала разработки сланцевых УВ, отмечался впечатляющий рост числа таких землетрясений [9, 10]. Обычно сравнивают уровень сейсмичности до и после 2009 г., при этом уровень надежной регистрации M_c полагают равным $M_L = 3$ балла.

Правило «семафора» для снижения опасности вызванной сейсмичности

Техногенное изменение сейсмичности носит разноплановый характер. Сейсмический режим часто описывают в рамках модели ETAS [11] и др.,

согласно которой поток числа землетрясений складывается из потока основных событий $\mu(t)$ и порожденных этими событиями афтершоков; при этом число $n_i(t)$ афтершоков i -го основного события магнитудой M_i в среднем зависит от его магнитуды и убывает со временем t после момента соответствующего i -го главного землетрясения по закону Омори, как

$$n_i(t) = K e^{\alpha(M_i - M_c)} / (t + \tau)^p, \quad (1)$$

где i — номер соответствующего главного землетрясения с магнитудой M_i ; α , M_c , K , p , τ — параметры модели. По всем главным событиям ($i = 1, 2$) производится суммирование.

Было показано, что поток вызванной сейсмичности отличается от исходного, невозмущенного ростом значений обоих параметров μ и K . При этом распределение $N(M)$ числа событий по магнитудам $M > M_c$, как это обычно принимается в сейсмологии и подкрепляется многочисленными примерами, полагалось невозмущенным и соответствующим исходному для данной области соотношению Гутенберга-Рихтера

$$\lg(N(M)) = a - bM, \quad (2)$$

где a , b — параметры; b обычно близко к 1.

Исходя из вышесказанного, вполне естественно связать потенциальную опасность вызванной

сейсмичности с числом и максимальной магнитудой землетрясений, происходящих в окрестности нагнетательных скважин. Именно такой подход и используется в правиле «семафора», широко применяется для предупреждения ущербов от вызванной сейсмичности, как это было в описанном выше случае на месторождении Гронинген.

Правила «семафора» действуют в США, Канаде и Соединенном Королевстве; в разных областях они могут различаться в деталях. В провинции Альберта (Канада), например, если произойдет землетрясение с магнитудой $M \geq 2$ балла в пределах 5 км от места закачки, то «загорается желтый свет» и должен быть реализован специальный план уменьшения сейсмического риска. Если в этой же области происходит землетрясение с магнитудой $M \geq 4$ балла, то «загорается красный свет» — разработка должна быть приостановлена и может возобновиться только с разрешения регулятора ([9, 10] и др.).

Отклонения от ожидаемого режима вызванной сейсмичности

Опыт наблюдения вызванной сейсмичности указывает, однако, на дискуссионность эффективности правил «семафора» для обеспечения сейсмической безопасности. Примеры, когда вызванная сейсмичность возникает не только в непосредственной близости от области техногенного воздействия, но и на некотором расстоянии от него, как правило в области того или иного соседнего разломного нарушения, довольно многочисленны ([8, 9, 12] и др.). На рис. 2 представлен такой пример по данным о вызванной сейсмичности в районе расположения нагнетательной станции на севере Сахалина в 2012–2017 гг. [8].

В данном случае землетрясения в окрестности соседнего разлома возникли в более позднее время. В работе [8] эти результаты были проанализированы в плане выявления тенденции распространения фронта сейсмической активизации и оценки эффективной проницаемости геосреды, соответствующей наблюдаемым данным. Если грубо аппроксимировать распространение сейсмической активности линейной зависимостью, то получаем оценку средней скорости распространения волны возмущения около 20 км за 3,3 года, примерно 6 км/год. Такая скорость смещения фронта порового давления соответствует средней проницаемости порядка $6 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$. Это большое значение [8], но не невозможное, тем более что в нашем случае может наблюдаться распространение волны возмущения вдоль двух пересекающихся зон разломов.

Приведенный пример уже порождает сомнения в эффективности правил «семафора». Анализ данных по наиболее сильным вызванным землетрясениям подкрепляет эти опасения. В работах [9, 12] приведены подборки данных по наиболее сильным предположительно техногенным землетрясениям в США, произошедшим после 2008 г., с начала заметного развития работ по добычи сланцевых УВ.

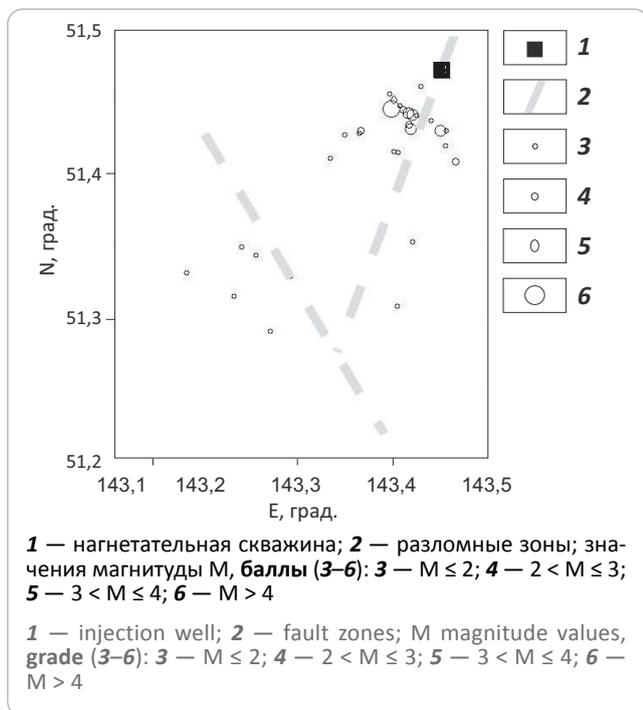
В этих работах приводятся данные по магнитуде, времени события и расстоянию до предположительно инициирующей землетрясение нагнетательной станции. Эти данные существенно разнородны и возможно даже не полны, тем не менее они достаточно характерны.

На рис. 3 А, В представлены соотношения между магнитудой сильнейших вызванных землетрясений, временем и расстоянием до источника возмущения. Видно, что для таких относительно сильнейших вызванных землетрясений вполне типично возникновение на большем расстоянии от нагнетательной скважины и в более позднее время, чем это принимается во внимание в большинстве правил «семафора». Обе тенденции значимы на уровне выше 95 % (см. рис. 3). Заметим, что авторы [13] нашли корреляцию сейсмичности с объемами, но не со скоростью закачки воды. Получаем, что применяемые в настоящее время ограничения на добычу сланцевых УВ, принятые с целью уменьшения ущерба от вызванной сейсмичности, не вполне адекватны ситуации. Часть предположительно сильных техногенных землетрясений не только не попадает в зону стандартно полагаемых вызванных землетрясений (например, землетрясение с магнитудой $M \geq 2$ балла в пределах 5 км от места закачки), но даже не попадает в ограничение не далее 15 км от скважины, как это стандартно принималось ранее (см. рис. 1, [10]). Реальная сейсмическая опасность в большей степени, чем предполагалось ранее, определяется природными сейсмотектоническими условиями, расположением и свойствами ближайших разломных зон. При этом разломы могут оставаться неизвестными, пока в районах этих разломов не начали происходить землетрясения. Инициированный сейсмический эффект реально оказывается более кумулятивным, долгосрочным и удаленным, чем предполагается в рамках существующих подходов к снижению вызванной сейсмической опасности.

Ситуация оказывается, по-видимому, не столь опасной, как это может показаться из вышесказанного. В работе [12] был получен неожиданный, но хорошо статистически аргументированный оптимистичный результат. Оказалось, что в окрестности нагнетательных скважин наклон графика повторяемости землетрясений b -value в диапазоне более сильных ($M \geq 3,5$ балла) инициированных землетрясений быстро возрастает с ростом объемов закачки. Для больших кумулятивных (эффективных, с учетом расстояния) объемов закачки b -value ≈ 2 , что совсем не характерно для обычных тектонических землетрясений. Это значит, что вероятность возникновения землетрясений большой магнитуды быстро и радикально уменьшается с ростом объемов закачки ([12], см. (2)). Выше было аргументировано предположение, что возникновение более сильных инициированных землетрясений обуславливается тектоническими условиями и ранее накопленными в среде внутренними напряжениями. Рост флюид-

Рис. 2. Расположение землетрясений с различной магнитудой в районе нагнетательной скважины и разломных зон [8]

Fig. 2. Location of earthquakes with different magnitudes with respect to the injection well and fault zones [8]



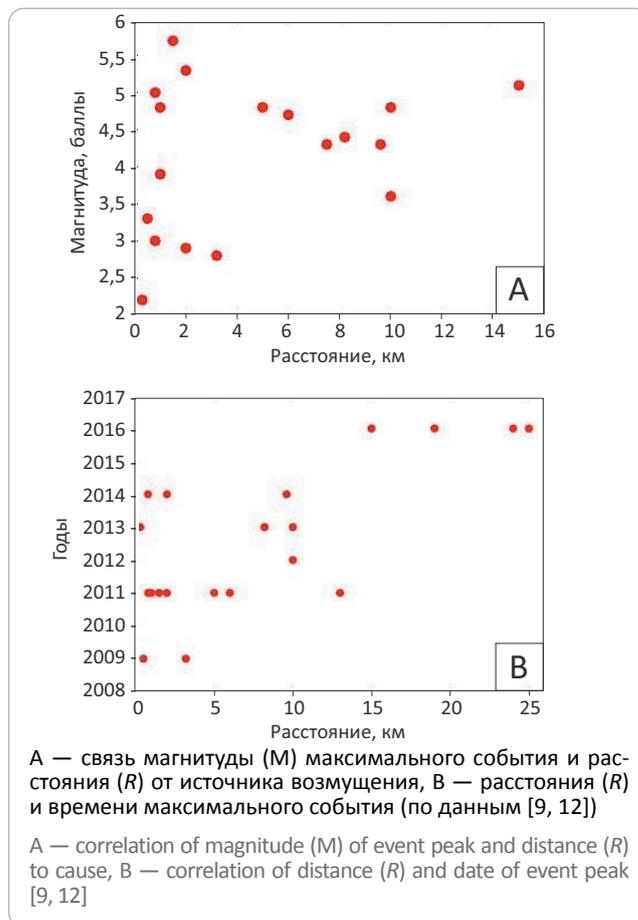
ного давления не создает новых напряжений, достаточных для возникновения землетрясений, но обеспечивает возможности сброса изначально существовавших тектонических напряжений. Отсюда резонно предположить, что ранее существовавшие напряжения будут сниматься, а условия для роста новых напряжений практически отсутствуют. Соответственно, после всплеска сейсмической активности последует ее спад, по крайней мере в диапазоне более сильных землетрясений ($M \geq 4$ балла). Таким образом, продолжение разработки нефтеносного участка окажется сейсмически существенно более безопасным.

Отметим, что такое предположение не противоречит и выводам [14] о том, что, вопреки опасениям, инициированный рост сейсмичности оказывается относительно более слабым в сейсмически более активных областях. На этой основе предполагается, что районы повышенной естественной сейсмичности, например округ Керн, Калифорния, могут столкнуться с меньшими рисками от вызванной сейсмичности.

Реальная вызванная сейсмичность, видимо, оказывается одновременно и более сильной и в долгосрочной перспективе существенно менее опасной, чем это предполагается в правилах «семафора». Напомним, что одно время дискутировался вариант снижения сейсмической опасности сильного события закачкой воды — предполагалось, что накопленные напряжения снимутся при большом числе вызванных слабых землетрясений.

Рис. 3. Параметры сильнейших вызванных землетрясений

Fig. 3. Parameters of largest-magnitude induced earthquakes



Геоэкологические риски в связи с потенциально токсичными элементами

Проблема последствий воздействия токсичных УВ-соединений при освоении месторождений УВ-сырья освещается довольно широко, однако при этом без должного внимания, на взгляд авторов статьи, остается характер влияния элементов-примесей как в самих сланцах, так и извлекаемых из них УВ на окружающую среду. При разработке и добыче нефтегазовых ресурсов углеродсодержащих формаций необходимо учитывать большие содержания ПТЭ, концентрирующихся в них. К ним относят Fe, As, Be, Cl, Co, Cr, F, Hg, Mn, Ni, Pb, Sr, Sb, Se, Tl, V, Zn, U, Th, Rn и др. [15]. При ГРП, широко применяемом при разработке сланцевых формаций методом горизонтального бурения, возможно попадание токсичных элементов в окружающую среду как из сланцев, так из содержащихся в них нефтидов.

Существует несколько причин обратить пристальное внимание на эту проблему при оценке экологических рисков разработки сланцев.

Нетрадиционность ловушек УВ в сланцевых формациях

Понятие о ловушках, в привычном в нефтяной геологии значении, как ограниченных накопителях УВ не применимо к сланцевым формациям. В ми-

Таблица. Распределение содержаний элементов в минеральном веществе сланцев [15]

Table. Distribution of elements content in shale matrix [15]

Объект	Концентрация элементов в сланцах (по декадам), г/т						
	< 0,01	0,01–0,1	0,1–1	1–10	10–100	100–1000	> 1000
Черные сланцы	Au		Hg, Re, Ag	Ge, W, Be, U, Hf, Th, Sn, Cs, Se	Sc, Nb, Co, Ga, Pb, Y, Mo, As, La, Li, Cu, Ce, B, Rb, Ni, Cr	Zr, Sr, Zn, V, Mn, Ba	Ti
Горючие сланцы	Re, Au	Ag	Hg	Ge, Mo, W, Be, U, Hf, Th, Sn, Cs	As, Se, Sc, Nb, Co, Ga, Pb, Y, La, Cu, Li, Ni, Ce, Cr, Zn	Rb, Zr, B, V, Sr, Mn, Ba	Ti

ровой литературе такие «собиратели» нефти, т. е. участки накопления подвижных УВ, носят название «протяженных», «непрерывных» резервуаров (continuous reservoirs) или тонких ловушек несогласия (unconformity subtle traps). Они представляют собой тонкие и длинные, большой протяженности, но малой мощности структуры, в которых продуктивность резервуара-залежи не контролируется традиционными структурными или литолого-стратиграфическими ограничениями, а лишь условными линиями. Такие протяженные на многие километры ловушки зафиксированы на американском континенте (штаты Техас, Луизиана, сланцы Austin Chalk и Eagle), в Волго-Уральском регионе (доманиковская формация), в Западно-Сибирском нефтегазовом бассейне (баженовская свита) ([16, 17] и др.). При разработке сланцевых пород, представляющих собой многокилометровые обогащенные УВ-прослои, при проведении многоразовых перфораций с закачкой пропантов и жидкости под давлением и при высокой температуре образуется большая площадь новых трещин и дополнительных контактов. При этом соответственно и возможность для попадания ПТЭ в окружающую среду оказывается на много больше.

Нетрадиционность поведения УВ-соединений и ассоциированных с ними ПТЭ при разработке сланцевых формаций

Обогащенность сланцевых формаций химическими элементами, в том числе ПТЭ, иллюстрирует таблица.

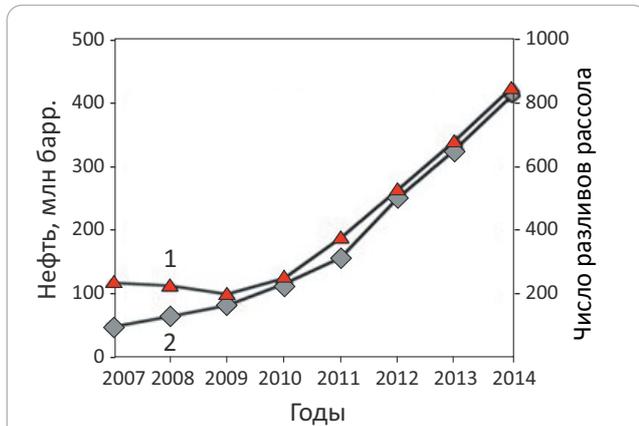
Сравнение концентраций химических элементов в сланцах различных регионов мира, проведенное авторами статьи на основе большого аналитического и литературного обобщения, показало, что содержания рудных элементов здесь существенно выше, чем кларки элементов глин. В образцах сланцев из Республики Беларусь выше содержания Zn, Cu, Pb, Co, Mo, V; Польши — Zr, Zn, Cu, Pb, Mo, Ag, V; Грин-Ривер (США) — Sr, Cr, Pb, Mo, Ag; Барнетт (США) — V, Ni, Rb, Fe, Ti; Швеции — V, Pb, Zn, Mo, Ti. Приводятся данные о высоких концентрациях элементов в баженовской свите Западной Сибири, г/т: Au — 0,035–0,02, Pt — 0,013–0,005, Ni — 336,7, что в 5,3 раза превышает встречающиеся значения для обычных глинистых пород, Mo — 264,5 (превышение в

9 раз), Co — 30,3 (превышение в 2,6 раза), U — 66,5, Th — 5, K — 0,81. Следует при этом иметь в виду, что содержания элементов в органическом веществе сланцев могут быть еще выше. Так, в битумоидах доманиковых отложений Волго-Урала содержания V достигают — 1400–1700 г/т, а Ni — 1200 г/т [15, 18].

Указанная особенность не присуща именно сланцевым породам. Около 15–20 % добываемого УВ-сырья уже содержит в своем составе ПТЭ в количествах, превышающих их безопасный уровень, и объемы его добычи с годами возрастают. Но при этом многие элементы (V, Ni, Co, Mo, Cr, Cu, Zn и др.) обычно образуют в природной нефти и битумах биологически инертные химически прочно связанные металлоорганические соединения [19]. Однако эти элементы становятся активно опасными в микродисперсном состоянии после техногенного, особенно высокотемпературного (> 450 °C), воздействия на сырье. Тепловое воздействие на пласт, увеличение давлений, закачка химических реагентов при ГРП с большим числом перфораций на протяжении длинного горизонтального участка (нетрадиционные многокилометровые ловушки) часто приводят к высвобождению элементоорганических компонентов, образованию газообразных соединений ПТЭ и их выбросу в окружающую среду. Процесс перехода металлов и неметаллов из одной УВ-субстанции в другую достаточно сложный и многофакторный. Об этом свидетельствуют исследования [20], основанные на детальном изучении образцов из углеродсодержащих формаций Баккена, подвергшихся в лабораторных условиях запрограммированному пиролизу с получением данных по T_{max} , R_o , УФ-флуоресценции мацеральной группы липтинита и по результатам ядерно-магнитно-резонансной спектроскопии. При этом хорошими индикаторами процессов термального преобразования ОВ в изучаемых отложениях, наравне с УВ-показателями, явились концентрации редокс-чувствительных металлов, например V и Mo. Авторы статьи считают, что существует вероятность того, что увеличение термической зрелости может привести к высвобождению некоторых чувствительных к окислительно-восстановительному потенциалу металлов, таких как Mo и V, являющихся ПТЭ, и способствовать увеличению их концентраций в перемещающейся УВ-фракции и поровой воде.

Рис. 4. График параллельного роста годовой добычи нефти (1) в нетрадиционных коллекторах сланцевого бассейна Баккен в Северной Дакоте и числа разливов рассола (2) с ПТЭ с 2007 по 2014 г.

Fig. 4. Diagram of parallel growth in annual oil production (1) from unconventional reservoirs in the Bakken Shale basin, North Dakota, and number of brine spills (2) containing PTE in the period from 2007 to 2014.



Значительно повышен уровень солей и содержания Br, V, Se, Li, B и Sr в местах разлива рассолов, сохраняющийся от 1 мес. до 4 лет, и накопление долгоживущих изотопов ²²⁶Ra в отложениях почв на участках разлива [21]

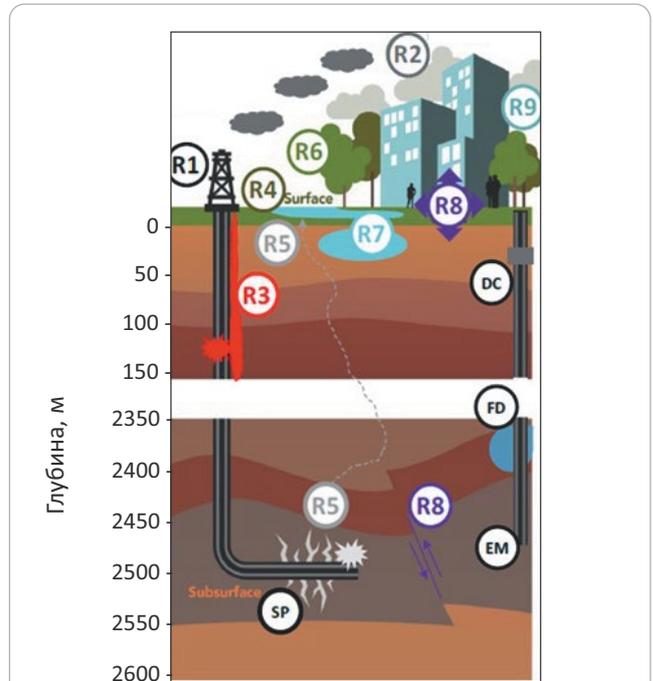
Significantly elevated salt and Br, V, Se, Li, B, and Sr levels at brine spill sites, persisting for 1 month to 4 years, and accumulation of long-lived ²²⁶Ra isotopes in soil sediments at spill sites [21]

Лабораторное моделирование, проведенное авторами статьи (двухступенчатый прогрев породы до температуры 150 и 400°C в цилиндрической емкости в атмосфере азота в течение 6 ч), также подтвердило факт перехода при высоких температурах элементов (V, Ni, Fe, Pb, Au, Cu, Zn) из ОБ в окружающую среду, вероятно, за счет деструкции металлоорганических соединений [15].

В последние годы особое внимание уделяется оценке объемов экологически опасного загрязнения окружающей среды ртутью и ее соединениями, образующимися в результате добычи сланцев, углей, нефтей и их переработки. Наибольшее число исследований по оценке поведения ртути при сжигании твердого и жидкого топлива выполнено в США по программе защиты окружающей среды от опасного влияния соединений ртути. Выброс ртути в атмосферу при сжигании нефтей может составить 0,001 г/т. Выполненные исследования позволяют сделать вывод, что ртуть присутствует в нефтях в виде обладающих высокой летучестью высокодисперсных капель металлической ртути (самородная ртуть, ее амальгамы и минерал алтмаркит) как основной формы ее летучих соединений, диалкилов ртути, а также нелетучих сульфидов и химических соединений в асфальтенах [18]. Выявленное обстоятельство свидетельствует о широкой распространенности ртути в природе и важности оценки ее количеств.

Рис. 5. Негативная реакция окружающей среды на процесс разработки сланцевых ресурсов [22] с добавлениями авторов

Fig. 5. Negative environmental response to shale resources development [22], complemented by the authors



R1 — понижена общая безопасность: строительство, буровая площадка, хранение и транспортировка; R2 — ухудшение качества воздуха и глобального климата: выброс в атмосферу метана и соединений многих ПТЭ; R3 — загрязнение из-за негерметичности скважины (бурение, строительство, достройка, добыча или вывод из эксплуатации), в частности грунтовых вод, толуолом, бензолом, диметилбензолом, этилбензолом, мышьяком, радиоактивными и другими опасными веществами; R4 — загрязнение из-за поверхностных разливов и утечки: транспортировка, хранение или обращение с опасными веществами; R5 — загрязнение из-за потери геологических локализаций вне зоны ГРП и миграция жидкости; R6 — нарушение ландшафта: местные сообщества, дикая природа, биотопы; R7 — снижение доступности и качества воды: при обширном ее использовании; R8 — структурные повреждения из-за индуцированной сейсмичности ГРП и отходы водоотведения; R9 — отсутствие социальной лицензии на деятельность: социальная, политическая и экономическая среда; типы скважин: EM — поисково-разведочная, FD — утилизирующая жидкость, DC — выведенная из эксплуатации, SP — стимулирующая добычу

R1 — reduced general safety: construction, drilling site, storage and transportation; R2 — reduced air quality and global climate footprint: emissions of methane and numerous PTE compounds to air; R3 — contamination due to well leakage (drilling, construction, completion, production or decommissioning of wells) including ground water, toluene, benzene, dimethyl benzene, ethyl benzene, arsenic, radioactive and other hazardous substances; R4 — contamination due to surface spills and leaks: transportation, storage or handling of hazardous substances; R5 — contamination due to loss of geological containment out of fracturing zone, and fluid migration; R6 — landscape disturbance: local communities, wildlife, biotopes; R7 — reduced water availability and quality: extensive water use; R8 — structural damage due to induced seismicity caused by hydraulic fracturing, and waste water disposal; R9 — lack of social license to operate: social, political, and economic environment; well types: EM — exploration/monitoring, FD — fluid disposal, DC — decommissioned, SP — stimulated production

На рис. 4, 5 даны график и схема возможных путей загрязнения природной среды ПТЭ и других многочисленных негативных влияний на окружающую среду процесса разработки и извлечения УВ-ресурсов из сланцевых формаций.

В связи с изложенным, для учета экологической ситуации участков сланцевых месторождений при вводе их в разработку и принятии решения о комплексной технологии переработки сланцев с извлечением из них газа, нефти и, возможно, металлов, необходимо проведение дополнительных исследований по оценке состава как сланцевых отложений, так и добываемых из них УВ на предмет содержащихся в них ПТЭ и возможностей их перехода в грунтовые воды и свободную флюидную фазу.

Заключение

Широкая и быстро расширяющаяся практика освоения сланцевых УВ ставит вопрос о характере и величине присущих этому процессу геоэкологических рисков. В первую очередь эти риски касаются возникновения вызванной сейсмичности и опасности загрязнения окружающей среды ПТЭ, содержащимися в сланцевых породах и в сланцевых УВ.

Правила «семафора», принятые в ряде стран и призванные минимизировать отрицательные воз-

действия вызванной сейсмичности, слабо чувствительны к возникновению землетрясений, относительно более удаленных по времени и расстоянию от соответствующих техногенных воздействий. Они не вполне адекватны характеру такой сейсмичности, особенно в плане более сильных землетрясений, возникновение которых связано с взаимодействием исходных сейсмостектонических условий и техногенных возмущений. Такие события, по сути, являются природно-техногенными землетрясениями.

При массовом применении ГРП возникает большой объем новообразованных поверхностей и трещин, что порождает опасность загрязнения геосреды ранее практически изолированными в углеродсодержащих формациях и неактивными металлоорганическими соединениями. Такая опасность особенно возрастает при тепловой обработке пласта и закачке большого объема химически активного реагента.

Для минимизации экологических рисков необходимо оценивать последствия разработки сланцевых формаций в связи с возможностью проявления сейсмичности, ожидаемыми высокими содержаниями в добываемом сырье ПТЭ и неконтролируемым их переходом в окружающую среду.

Литература

1. *Cost of oil production by country* [Электронный ресурс] // KNOEMA. – Режим доступа: <https://knoema.ru/vyronoe/cost-of-oil-production-by-country> (дата обращения 25.11.2020).
2. *Варламов А.И., Мельников П.Н., Порожков В.И., Фортунатова Н.К., Петерсилье В.И., Иутина М.М., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеев А.В.* Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции // *Геология нефти и газа*. – 2020. – № 6. – С. 33–52. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-33-52.
3. *Башкатова А.* Сланцевая отрасль США выходит на самообеспечение [Электронный ресурс] // YKTIMES.RU. – Режим доступа: <http://www.yktimes.ru/новости/slantsevaya-otrasl-ssha-vyihodit-na-samoobespechenie/> (дата обращения 10.11.2020).
4. *Адушкин В.В., Родионов В.Н., Турунтаев С.Б., Юдин А.Е.* Сейсмичность месторождений углеводородов // *Нефтегазовое обозрение*. – 2000. – № 1. – С. 4–15.
5. *Van Thienen-Visser K., Breunese J.N.* Induced seismicity of the Groningen gas field: History and recent developments // *The Leading Edge*. – 2015. – V. 34. – № 6. – pp. 664–671. DOI: <https://doi.org/10.1190/tle34060664.1>.
6. *Гронинген* газовое месторождение [Электронный ресурс] // NEFTEGAZ.RU. – Режим доступа: https://neftegaz.ru/tech_library/view/4831-Groningen-gazovoe-mestorozhenie. (дата обращения: 10.11.2020).
7. *Барсуков Ю.* Европа прощается с газовой легендой [Электронный ресурс] // Сетевое издание "Коммерсантъ". – 2018. – № 54. – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/3587562> (дата обращения: 25.11.2020).
8. *Родкин М.В., Рукавишников Т.А.* Вызванная сейсмичность: серьезная угроза добыче сланцевой нефти? [Электронный ресурс] // *Актуальные проблемы нефти и газа*. – 2018. – Т. 22. – Вып. 3. – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_22/rodkin.html (дата обращения 08.11.2019). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art39.
9. *Krupnick A., Echarte I.* Induced Seismicity Impacts of Unconventional Oil and Gas Development [Электронный ресурс] // RFF Report. – 2017. – Goebel, T.H.W. – 30 p. – Режим доступа: http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2017/07/RFF-Rpt-ShaleReviews_Seismicity_0.pdf. (дата обращения 08.11.2019).
10. *Van der Baan K., Calixto F.J.* Human-induced seismicity and large-scale hydrocarbon production in the USA and Canada // *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. – 2017. – V. 18. – № 7. – P. 2467–2485.
11. *Ogata Y.* Space-time point process models for earthquake occurrence // *Ann. Inst. Statist. Math.* – 1998. – V. 50. – P. 379–402.
12. *Vorobieva I., Shebalin P., Narteau C.* Condition of Occurrence of Large Man-Made Earthquakes in the Zone of Oil Production, Oklahoma // *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*. – 2020. – V. 56. – № 6. – P. 911–919. DOI: 10.1134/S10693513200601309.
13. *Hornbach M.J., Jones M., Scales M., DeShon H.R., Magnani B., Frohlich C., Stump B., Hayward C., Layton M.* Ellenburger wastewater injection and seismicity in North Texas // *Physics of the Earth and Planetary Interiors*. – 2016. – № 261(A). – P. 54–68. DOI: 10.1016/j.pepi.2016.06.012.
14. *Goebel T.H.W., Hauksson E., Aminzadeh F., Ampuero J.-P.* An objective method for the assessment of fluid injection induced seismicity and application to tectonically active regions in central California // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. – 2015. – № 120(10). – P. 7013–7032. DOI: 10.1002/2015JB011895.

15. Punanova S.A., Shpirt M.Ya. Ecological Consequences of the Development of Shale Formations Containing Toxic Elements // *Solid Fuel Chemistry*. – 2018. – V. 52. – № 6. – P. 396–405.
16. Dolson J., He Zh., Horn B.W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration – making the subtle trap obvious [Электронный ресурс] // *Search and Discovery*. – 2018. – Режим доступа: http://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf. (дата обращения: 25.11.2020).
17. Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области // *Геология нефти и газа*. – 2017. – № 5. – С. 67–77.
18. Punanova S. Trace element composition of shale formations // 29-th International Meeting on Organic Geochemistry (EAGE-IMOG) (September 2019). Gothenburg, Sweden. All Abstracts. – P. 495–496.
19. Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А. Нетрадиционные источники углеводородного сырья: геохимические особенности и аспекты освоения // *Нефтяное хозяйство*. – 2012. – № 3. – С. 28–32.
20. Abarghan A., Gentzis T., Liu B., Khatibi S., Bubach B., Ostadhassan M. Preliminary Investigation of the Effects of Thermal Maturity on Redox-Sensitive Trace Metal Concentration in the Bakken Source Rock, North Dakota, USA // *ACS Omega*. – 2020. – № 5(13). – pp. 7135–7148. DOI: 10.1021/acsomega.9b03467.
21. Lauer N.E., Harkness J.S., Vengosh A. Brine Spills Associated with Unconventional Oil Development in North Dakota [Электронный ресурс] // *Environmental Science & Technology*. – 2016. – № 13. – pp. 1–9. Режим доступа: <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.est.5b06349> (дата обращения: 25.11.2020). DOI: 10.1021/acs.est.5b06349.
22. Ter Heege J. How Sweet is European Shale? A Story about the Uncertain Potential, Problematic Recovery and Public Concerns of Shale Gas Development in Europe [Электронный ресурс] // 2018 AAPG Middle East Region, Shale Gas Evolution Symposium, Manama, Bahrain, (December 11–13, 2018). – 2019. – Режим доступа: https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2019/70381heege/ndx_heege.pdf.html. (дата обращения: 25.11.2020). DOI:10.1306/70381Heege2019.

References

1. *Cost of oil production by country*. KNOEMA. Available at: <https://knoema.ru/vyronoe/cost-of-oil-production-by-country>. (accessed 25.11.2020).
2. Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Petersil'e V.I., Iutina M.M., Dakhnova M.V., Vitsenovskii M.Yu., Kanev A.S., Soboleva E.N., Shalomeenko A.V. Unconventional oil reservoirs in high-carbon carbonate-siliceous Domanik formations, Volga-Urals Province: results of studies and future development trends. *Geologia nefiti i gaza*. 2020;(6):33–52. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-33-52. In Russ.
3. Bashkatova A. Slantsevaya otrasl' SShA vykhodit na samoobespechenie [The US shale industry becomes self-sufficient]. YKTIMES.RU. Available at: <http://www.yktimes.ru/novosti/slantsevaya-otrasl-ssha-vyihodit-na-samoobespechenie/> (accessed 10.11.2020). In Russ.
4. Adushkin V.V., Rodionov V.N., Turuntaev S.B., Yudin A.E. Seismichnost' mestorozhdenii uglevodorodov [Seismicity of hydrocarbon fields]. *Neftgazovoe obozrenie*. 2000;(1):4–15. In Russ.
5. Van Thienen-Visser K., Breunese J.N. Induced seismicity of the Groningen gas field: History and recent developments. *The Leading Edge*. 2015;34(6):664–671. DOI: <https://doi.org/10.1190/tle34060664.1>.
6. Groningen gazovoe mestorozhdenie [Groningen gas field]. NEFTGAZ.RU. Available at: https://neftgaz.ru/tech_library/view/4831-Groningen-gazovoe-mestorozhenie. (accessed 10.11.2020). In Russ.
7. Barsukov Yu. Evropa proshchaetsya s gazovoi legendoi [Europe says goodbye to gas legend]. Setevoe izdanie "Kommersant" № 54. 2018. Available at: <https://www.kommersant.ru/doc/3587562>. (accessed: 25.11.2020). In Russ.
8. Rodkin M.V., Rukavishnikova T.A. Induced seismicity: a serious threat for shale oil production. 2018;22(3). Available at: http://oilgasjournal.ru/issue_22/rodkin.html. (accessed 08.11.2019.) In Russ.
9. Krupnick A., Echarte I. Induced Seismicity Impacts of Unconventional Oil and Gas Development. RFF Report. 2017. Goebel, T.H.W. 30 p. Available at: http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2017/07/RFF-Rpt-ShaleReviews_Seismicity_0.pdf (accessed 08.11.2019).
10. Van der Baan K., Calixto F.J. Human-induced seismicity and large-scale hydrocarbon production in the USA and Canada. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. 2017;18(7):2467–2485.
11. Ogata Y. Space–time point process models for earthquake occurrence. *Ann. Inst. Statis. Math.* 1998;50:379–402.
12. Vorobieva I., Shebalin P., Narteau C. Condition of Occurrence of Large Man-Made Earthquakes in the Zone of Oil Production, Oklahoma. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*. 2020;56(6):911–919. DOI: 10.1134/S10693513200601309.
13. Hornbach M.J., Jones M., Scales M., DeShon H.R., Magnani B., Frohlich C., Stump B., Hayward C., Layton M. Ellenburger wastewater injection and seismicity in North Texas. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*. 2016;261(A):54–68. DOI: 10.1016/j.pepi.2016.06.012.
14. Goebel T.H.W., Hauksson E., Aminzadeh F., Ampuero J.-P. An objective method for the assessment of fluid injection induced seismicity and application to tectonically active regions in central California. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. 2015;120(10):7013–7032. DOI: 10.1002/2015JB011895.
15. Punanova S.A., Shpirt M.Ya. Ecological Consequences of the Development of Shale Formations Containing Toxic Elements. *Solid Fuel Chemistry*. 2018;52(6):396–405.
16. Dolson J., He Zh., Horn B.W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration – making the subtle trap obvious. *Search and Discovery*. 2018. Available at: http://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf. (accessed 25.11.2020).
17. Ulmiskek G.F., Shalomeyenko A.V., Holton J.E., Dakhnova M.V. Unconventional oil reservoirs in the Domanik formation of the Orenburg region. *Geologia nefiti i gaza*. 2017;(5):67–77. In Russ.
18. Punanova S. Trace element composition of shale formations. 29-th International Meeting on Organic Geochemistry (EAGE-IMOG) (September 2019). Gothenburg, Sweden. All Abstracts. pp. 495–496.

19. Mukhametshin R.Z., Punanova S.A. Non-traditional sources of hydrocarbon raw material: geochemical features and aspects of development. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2012;(3):28–32. In Russ.
20. Abarghan A., Gentzis T., Liu B., Khatibi S., Bubach B., Ostadhassan M. Preliminary Investigation of the Effects of Thermal Maturity on Redox-Sensitive Trace Metal Concentration in the Bakken Source Rock, North Dakota, USA. *ACS Omega*. 2020;5(13):7135–7148. DOI: 10.1021/acsomega.9b03467.
21. Lauer N.E., Harkness J.S., Vengosh A. Brine Spills Associated with Unconventional Oil Development in North Dakota. *Environmental Science & Technology*. 2016;(13):1–9. Available at: <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.est.5b06349> (accessed 25.11.2020). DOI: 10.1021/acs.est.5b06349.
22. Ter Heege J. How Sweet is European Shale? A Story about the Uncertain Potential, Problematic Recovery and Public Concerns of Shale Gas Development in Europe. 2018 AAPG Middle East Region, Shale Gas Evolution Symposium, Manama, Bahrain, (December 11–13, 2018). 2019. Available at: https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2019/70381heege/ndx_heege.pdf.html (accessed 25.11.2020). DOI:10.1306/70381Heege2019.

Информация об авторах

Пунанова Светлана Александровна

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук,
119333 Москва, ул. Губкина, д. 3.
e-mail: punanova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-2022-2906

Родкин Михаил Владимирович

Доктор физико-математических наук,
главный научный сотрудник, заведующий лабораторией
ФГБУ Институт теории прогноза землетрясений
и математической геофизики Российской академии наук,
117485 Москва, ул. Профсоюзная, д. 84/32
e-mail: rodkin@mitp.ru
ORCID ID: 0000-0001-8859-1527

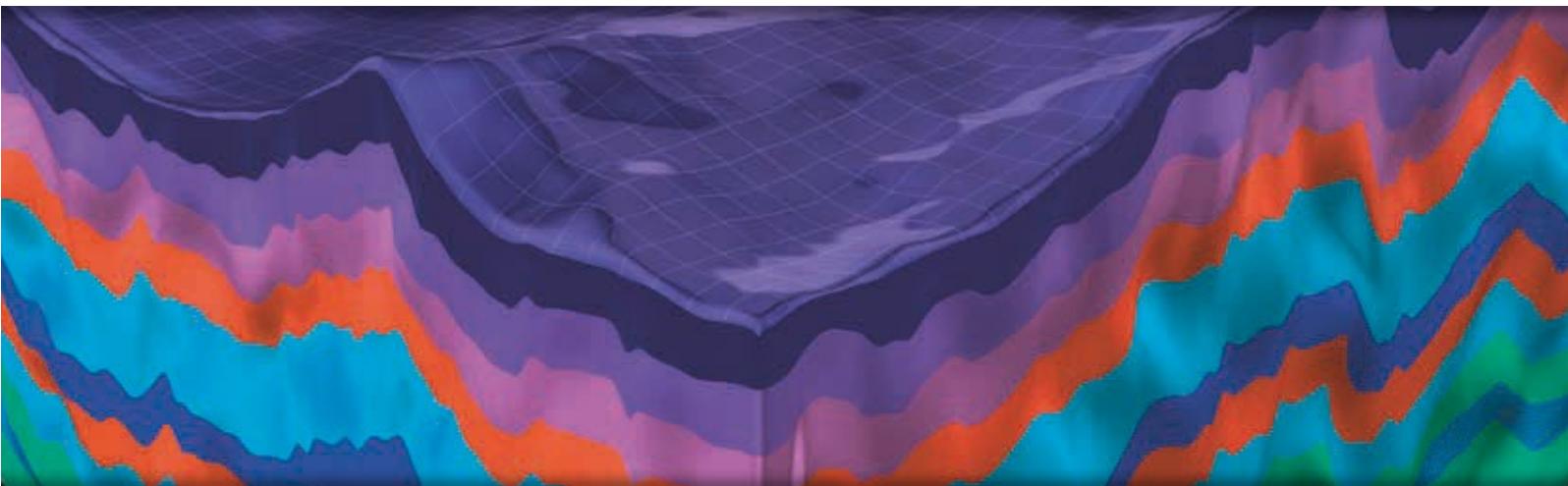
Information about authors

Svetlana A. Punanova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head Scientist Researcher
Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences
(OGRI RAS),
3, ul. Gubkina, Moscow 119333, Russia.
e-mail: punanova@mail.ru
ORCID ID: 0000-0003-2022-2906

Mikhail V. Rodkin

Doctor of Physical and Mathematical Sciences,
Chief Researcher, Laboratory Chief
Institute of Earthquake Prediction Theory
and Mathematical Geophysics RAS,
84/32, ul. Profsoyuznaya, Moscow, 117485, Russia
e-mail: rodkin@mitp.ru
ORCID ID: 0000-0001-8859-1527



Геомодель 2022

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

Важные даты

Окончание приёма тезисов докладов
20 мая 2022 г.

Окончание регистрации по льготному тарифу
15 июня 2022 г.

Окончание приема заявок на коммерческие
презентации и выездной практический курс
1 августа 2022 г.

Направления тем научных сессий

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

Приём тезисов докладов - до 20 мая 2022 г.!

5-8 сентября 2022 г. | Геленджик, Россия

КАЛЕНДАРЬ 2022

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ
ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ
2017

iOilGas
conference

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



Государственная дума
ФС РФ



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



Российское
Газовое
Общество



Торгово-промышленная
палата РФ



Министерство ТЭК и ЖКХ
Краснодарского края



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



Нефть.Газ.
НОВИЦИИ



БУРЕ
& НЕФТЬ



ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ



ГЕОЛОГИЯ
НЕФТИ И ГАЗА



Нефть
РОССИЯ



Neftegaz.RU



ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ



СФЕРА



энсофизия
НЕФТЬ ГАЗ



CAMELOT
PUBLISHING



ТЕХСОВЕТ
премиум



ТехНАДЗОР



ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
И БЕЗОПАСНОСТЬ

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



(861) 212-85-85



info@oilgasconference.ru



www.oilgasconference.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. Рекомендательный 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.

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOLOGISTS,
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

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. Потатуев*
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

Address
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
