

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



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА 2020

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

Актуальные проблемы нефтегазгеологической науки (стр. 23)

Поверхностные индикаторы залежей углеводородов (стр. 87)

*Геологическая и экономическая эффективность
применения гравиразведки и магниторазведки (стр. 107)*

 **ПОБЕДА!** 1945–2020

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefiti i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

Соучредители
Co-founders

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



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



ПАО «Газпром»
PAO "Gazprom"



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



2' 2020

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN
OIL AND GAS
GEOLOGY

Geologiya nefi i gaza



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

2020

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

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

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

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

Задачи журнала: сбор, систематизация и публикация актуальных материалов, охватывающих все стадии нефтегазогеологических исследований — теоретические разработки, региональные геолого-разведочные работы, а также вопросы разведки и в ограниченном объеме — эксплуатации месторождений нефти и газа; выпуск специальных номеров, посвященных важнейшим проблемам фундаментальных исследований в области: прогноза нефтегазоносности с обоснованием новых направлений нефтегазописковых работ, стратиграфии, литолого-фациальной зональности и седиментологического моделирования нефтегазоносных палеобассейнов, тектонического районирования, уточнения количественной и геолого-экономической оценки ресурсного потенциала, методическим аспектам геологических, геофизических и геохимических работ; систематизация и публикация обоснованных материалов по новым геологическим концепциям и методам, нетрадиционным источникам и трудноизвлекаемым запасам углеводородов 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@vnigni.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.

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

Будагов А.Г.

Кандидат геолого-минералогических наук,
Представительство ОАО «Дальмонефтегеофизика»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: budagov@msk.dnng.ru

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,
ООО «Геосервис», Москва, Российская Федерация
e-mail: gabrigeo@mail.ru

Гогоненков Г.Н.

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

Дахнова М.В.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: dakhnova@vnigni.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@vnigni.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-GeoТехнологии», Москва, Российская Федерация
e-mail: info.moscow@beicip.com

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Ступакова А.В.

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

Фортунатова Н.К.

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

Шиманский В.В.

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

Эпов М.И.

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

Бабашева М.Н. (Казахстан)

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

Восков Д. (Нидерланды)

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

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

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

Ульмишек Г. (США)

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



Scientific-technical journal "Geologiya Nefti i Gaza" ("Russian Oil and Gas Geology") 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 "Geologiya Nefti i Gaza" ("Russian Oil and Gas Geology") are indexed by several systems: Russian Scientific Citation Index, GeoRef, Russian Science Citation Index on Web of Science, Ulrich's Periodicals Directory, Library of Congress, WorldCat.

Mission of "Geologiya Nefti i Gaza" ("Russian Oil and Gas Geology"): 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,

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

Aleksandr G. Budagov,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
Dalmorneftegeophysika representative office,
Moscow, Russian Federation
e-mail: budagov@msk.dmng.ru

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,
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

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.vysotsky@vzg.ru

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

Gregory Ulmishek (USA),

Geological Research Wavetech Energy, Inc.,
Redmond, USA
e-mail: gulmishek@wavetechenergy.com

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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



Уважаемые коллеги, друзья!

Поздравляю вас с профессиональным праздником — Днем геолога!

Этот праздник всегда был и остается заметным событием в нашей жизни. Утвердив государственный статус Дня геолога, страна по достоинству оценила труд геологов.

Работа геологов стабильно обеспечивает минерально-сырьевую и энергетическую безопасность России, защиту ее геополитических интересов, в том числе в Мировом океане, Арктике и Антарктике.

Отмечая День геолога в год 75-летия Великой Победы, объявленный Президентом России Годом памяти и славы, мы помним, что среди героев Великой Отечественной войны были тысячи геологов. Все они своим ратным, трудовым,

гражданским подвигом вписали Победу в мировую историю!

Отдельная благодарность и поздравления ветеранам геологии, передающим молодому поколению не только свои знания, высокий профессионализм, но и лучшие традиции первопроходцев. Впереди у геологии новые рубежи и задачи, решение которых требует применения накопленных знаний и опыта многих поколений геологов.

Коллеги, друзья! Желаю всем вам доброго здоровья, упорства и оптимизма, крепости духа и молодости души, неизведанных дорог, радости новых открытий и личного счастья!

**Заместитель Министра природных ресурсов
и экологии Российской Федерации —
руководитель Федерального агентства
по недропользованию**

Е.А. Киселев



СОДЕРЖАНИЕ

К 75-Й ГОДОВЩИНЕ ПОБЕДЫ В ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЕ

6

Сотрудники ВНИГНИ, участвовавшие в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.

18

В.И. Пороскун. История открытия Кинзебулатовского месторождения

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

23

Е.Б. Грунис, М.Б. Скворцов, Б.И. Давыденко, М.И. Тухтаева. Актуальные проблемы нефтегазологической науки ближайшего десятилетия

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

33

А.Д. Коробов, Л.А. Коробова. Глубинный эпигенез рифтогенно-осадочного комплекса арктической части Западной Сибири — ключ к прогнозу газовых и газоконденсатных месторождений

47

Ф.А. Мигурский, А.В. Ахияров, М.В. Бербушенко. Условия и причины формирования венд-нижнекембрийских бессолевых образований Лебяжинской зоны Сибирской платформы

59

Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, Н.В. Первухина, Е.В. Деев, В.И. Москвин, Ф.А. Мигурский, М.Ю. Смирнов. Модели строения и условия формирования глубокопогруженных региональных резервуаров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской нефтегазоносных областей

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

87

Г.М. Петруняк, М.Д. Петруняк. Поверхностные индикаторы залежей углеводородов (Карпаты)

95

Т.Э. Топалова, Т.Е. Кайдалина, М.А. Грищенко, И.М. Яцканич, А.Ю. Королев, Р.Ф. Ситдииков. Уточнение геологического строения низкопроницаемых туронских отложений Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения по результатам комплексного литофациального анализа для оптимизации проекта разработки

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

107

К.С. Черников, С.В. Горбачев, Д.Ю. Голованов, Л.Н. Клещина, А.В. Мазекина, Г.В. Ульянов, О.М. Мятчин. Геологическая и экономическая эффективность применения гравиразведки и магниторазведки на разных стадиях геологоразведочных работ

**CONTENTS****THE 75TH ANNIVERSARY OF THE
VICTORY IN THE GREAT PATRIOTIC WAR**

6

**VNIGNI employees —
veterans of the Great Patriotic War 1941–1945**

18

V.I. Poroskun. The history of the Kinzebulatovsky field
discovery**OIL AND GAS POTENTIAL AND
GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS**

33

A.D. Korobov, L.A. Korobova. Deep epigenesis of
riftogenic-sedimentary series: key to gas and gas
condensate fields prediction in the Arctic part of
Western Siberia

47

F.A. Migurskii, A.V. Akhiyarov, M.V. Berbushenko.
Vendian-Lower Cambrian saltless rock associations
in Lebyazhinsky zone of Siberian Platform: conditions
and causes of formation

59

**G.G. Shemin, V.A. Vernikovskii, N.V. Pervukhina,
E.V. Deev, V.I. Moskvina, F.A. Migurskii, M.Yu. Smir-
nov.** Deep-seated regional reservoirs of the Lower
Jurassic formations in the Yenisei-Khatanga and
eastern parts of the Gydan oil and gas bearing areas:
structural models and formation settings**TOPICAL ISSUES
OF OIL AND GAS GEOLOGY**

23

**E.B. Grunis, M.B. Skvortsov, B.I. Davydenko,
M.I. Tukhtaeva.** Current problems of geopetro-
leum science in the coming decades**METHODOLOGY OF PROSPECTING
AND EXPLORATION OF OIL AND GAS
FIELDS**

87

G.M. Petruniak, M.D. Petruniak. Surface markers of
hydrocarbon accumulations (Carpathian Mountains)

95

**T.E. Topalova, M.A. Grishchenko, T.E. Kaidalova,
I.M. Yatskanich, A.Yu. Korolev, R.F. Sitdikov.** Results
of integrated lithofacies analysis for optimisation
of Field Development Plan: updating geological
structure of low-permeable Turonian formations in
the Kharampursky oil and gas condensate field**GEOPHYSICAL SURVEYS**

107

**K.S. Chernikov, S.V. Gorbachev, D.Yu. Golovanov,
L.N. Kleschina, A.V. Mazekina, G.V. Ulyanov,
O.M. Myatchin.** Geological and economic efficiency
of the use of gravity and magnetic exploration at
different stages of geological exploration

Сотрудники ВНИГНИ, участвовавшие в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. VNIGNI employees — veterans of the Great Patriotic War 1941–1945

В нашей стране 2020 г. Указом Президента РФ объявлен Годом памяти и славы в честь 75-й годовщины Победы в Великой Отечественной войне. 9 мая — особая дата в жизни каждого россиянина, в этот день советские войска освободили нашу землю от фашистских захватчиков.

Людские потери в этой войне пугают своими масштабами. Погибло более 20 миллионов советских людей. Общее число жертв Второй мировой войны превысило 70 миллионов. Советские воины освободили от нацистов Польшу, Болгарию, Венгрию, Румынию, Чехословакию, Югославию, Австрию, Норвегию, Данию и Германию.

Благодаря общему подвигу советского народа фашистская Германия была побеждена. 9 мая 1945 года стал великим праздником не только для советских людей, но и для освобожденных стран Европы.

В настоящее время остается все меньше свидетелей тех страшных лет. Наша задача — сохранить и передать будущим поколениям память о подвиге народа, который своим единством и сплоченностью, трудолюбием и самоотверженностью, невероятной любовью к Родине обеспечил нам мир, свободу и независимость. Мы помним павших героев, солдат и офицеров, пришедших с войны, тружеников тыла. Это наша гордость, золотой фонд нации, пример беззаветного служения Родине.

В этот день редакционная коллегия журнала «Геология нефти и газа» отдает дань уважения и благодарности сотрудникам ВНИГНИ — участникам Великой Отечественной войны.



В.Д. Аверкин

В.Д. Аверкин родился в 1921 г. Окончил МНИ им. И.М. Губкина в 1959 г. Кандидат геолого-минералогических наук. Владимир Данилович работал во ВНИГНИ с августа 1959 по 1994 г., проводил исследования в тематических партиях по вопросам перспектив нефтегазоносности и определения наиболее основных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ в районах Урало-Поволжья, затем по изучению Камско-Кинельской системы прогибов. Участвовал в Великой Отечественной войне с 22 июня 1941 г. по февраль 1944 г. в звании сержанта, командира отделения на Юго-Западном, Воронежском, 1-м Украинском фронтах, в 5-й гвардейской армии, в 135-й стрелковой дивизии, 791 и 396-м стрелковых полках. В 1942 г. был ранен. Награжден медалями «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «За оборону Киева», «20 лет победы в Великой Отечественной войне», «30 лет победы в Великой Отечественной войне».

Ф.А. Алексеев родился в 1912 г. Окончил МНИ им. И.М. Губкина в 1938 г., доктор геолого-минералогических наук. Во ВНИГНИ работал с 1952 по 1953 г. Затем был назначен директором ВНИИЯГГ. В Великую Отечественную войну в 1941–1942 гг. Федор Алексеевич воевал в звании командира диверсионно-разведывательной группы в Ленинградской области. Демобилизован после тяжелого ранения. Имеет награды: орден Красной звезды, медали «За оборону Ленинграда», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

М.А. Алексеева родилась в 1921 г. Во ВНИГНИ работала с декабря 1959 г. в должности старшего научного сотрудника сектора литологии и коллекторов. Участвовала в Великой Отечественной войне в звании сержанта с октября 1941 г. по сентябрь 1945 г. Награждена медалью «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».



Б.И. Анваер

Б.И. Анваер родился в 1911 г. Во ВНИГНИ работал с 1953 г. в должности старшего инженера сектора хроматографии газов, нефтей и битумов. Борис Иванович участвовал в Великой Отечественной войне с августа 1941 г. по май 1945 г. в звании инженера-капитана артскладов № 1437 и № 2214, а затем по март 1947 г. служил в Берлинской военной комендатуре. Награжден орденом Красной Звезды, медалями «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».



П.В. Анцупов

ветеранов войны, дипломом «Почетный разведчик недр СССР», присвоены звания лауреата Государственной премии БССР, почетного разведчика недр СССР, заслуженного геолога ПНР.



Г.А. Аржевский

Г.А. Аржевский родился в 1919 г. Кандидат геолого-минералогических наук. Работал во ВНИГНИ с 1956 г. Член редколлегии и составитель «Карты нефтегазоносности СССР» и «Тектонической карты нефтегазоносных территорий СССР». К началу Великой Отечественной войны Герман Айзинович был студентом 4-го курса Московского нефтяного института. В мае–июне 1941 г. работал прорабом в газосъемочной партии спецконторы «Нефтегазосъемка» Наркомнефти. С июня 1943 г. по 9 мая 1945 г. участвовал в боевых действиях в должности начальника связи артиллерийского полка. В октябре 1943 г. получил осколочное ранение. Награжден орденом Красной Звезды, медалями «За боевые заслуги», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «100-летие со дня рождения В.И.Ленина», «В память 800-летия Москвы», «20 лет победы в Великой Отечественной войне», «30 лет победы в Великой Отечественной войне», «50 лет Вооруженных сил СССР», «60 лет Вооруженных сил».



А.И. Ахaпкин

А.И. Ахaпкин родился в 1917 г. Работал во ВНИГНИ с 1983 г. техником в отделе главного механика. В 1940–1941 гг. служил курсаном Борисоглебской авиашколы. В годы Великой Отечественной войны участвовал в действующей армии: с июля 1941 г. летчиком-истребителем 736-го истребительного авиаполка, а с 1943 по июнь 1945 г. — в 225-й авиационной дивизии. В 1942 г. Анатолий Иванович был легко ранен, в 1945 г. — контужен. Награжден орденами Красной Звезды, Отечественной войны II степени, медалями «За оборону Москвы», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», а также медалью ПНР «За участие в боях за Берлин».

А.Д. Бизнигаев родился в 1909 г. Кандидат геолого-минералогических наук. Работал во ВНИГНИ с марта 1962 г. в должности старшего научного сотрудника отдела Кавказа. Андрей Дмитриевич участвовал в Великой Отечественной войне с августа 1942 г. по декабрь 1942 г. в 3-м особом горно-стрелковом отряде Народного комиссариата внутренних дел СССР 37-й армии. Участвовал в боях за Эльбрус. Награжден медалями «За оборону Кавказа», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

*В.В. Бобылев*

В.В. Бобылев родился в 1926 г. Кандидат геолого-минералогических наук. Работал во ВНИГНИ с января 1970 г. Владимир Васильевич ушел на фронт добровольцем по комсомольскому набору. Участвовал в Великой Отечественной войне с февраля 1944 г. по 9 мая 1945 г. Служил на Северном флоте, принимал участие во всех боевых операциях эсминцев «Урицкий» и «Карл Либкнехт» в звании матроса. Награжден орденами: Отечественной войны I и II степеней, Славы I, II, III степеней, медалями «За оборону Заполярья», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «20 лет победы в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

*В.И. Вето*

В.И. Вето родился в 1920 г. Окончил МНИ им. И.М. Губкина по специальности горный инженер-геолог по поискам, разведке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Владимир Иванович работал во ВНИГНИ с мая 1946 г. начальником тематической партии по специальности горный инженер-геолог по поискам, разведке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Участвовал в Великой Отечественной войне с декабря 1943 г. по апрель 1944 г. в звании старшего техника-лейтенанта штаба 20-го района авиационного базирования воздушной армии, с апреля по июль 1944 г. — старшего техника-лейтенанта батальона аэродромного обслуживания и с июля 1944 г. по по май 1945 г. — старшего техника-лейтенанта воздушной армии. Участвовал в боях за Оршу, Минск, Кенигсберг. Награжден орденом Отечественной войны II степени.

Л.Б. Вонгаз родился в 1917 г. Кандидат геолого-минералогических наук. Работал во ВНИГНИ с января 1964 г. в должности старшего научного сотрудника отдела Средней Азии. С июля 1941 г. по июнь 1942 г. учился в артиллерийской академии им. Дзержинского. Лев Борисович воевал в Великой Отечественной войне с июля 1942 г. по апрель 1943 г. в звании капитана в 105-м артполке резерва главного командования 62-й армии. Участвовал в боях за Сталинград. Был тяжело ранен. Инвалид Великой Отечественной войны III группы. Награжден медалями «За отвагу», «За оборону Сталинграда», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

Н.А. Грачева родилась в 1922 г. Кандидат геолого-минералогических наук. Работала во ВНИГНИ с августа 1952 г. в должности старшего научного сотрудника отдела Средней Азии. В Великую Отечественную войну, с августа 1942 г. по июнь 1944 г., участвовала в партизанском движении Белорусского штаба. Награждена орденом Отечественной войны II степени, медалями «Партизану Отечественной войны», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

*И.Д. Гришкин*

И.Д. Гришкин родился в 1914 г. Работал во ВНИГНИ с ноября 1976 г. в техобеспечении лифтером. Участвовал в Великой Отечественной войне с марта 1941 г. в действующей армии в звании старшего сержанта 31-го автополка Западного военного округа, а с мая 1942 г. — техника-лейтенанта, командира взвода 8-й мотострелковой бригады 9-го танкового корпуса, Центрального и 1-го Белорусского фронтов. Иосиф Дмитриевич награжден орденом Красной звезды, медалями «За боевые заслуги», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «За взятие Берлина», «За освобождение Варшавы».

В.Ф. Долгов родился в 1914 г. В 1939 г. окончил Химико-технологический институт им. Д.И. Менделеева. Василий Федорович работал в Московском филиале ВНИГРИ с 1946 по 1953 г., а затем во ВНИГНИ — старшим инженером-химиком в отделе методики. С сентября 1939 г. по март 1940 г. участвовал в Финской кампании, с июля 1941 по май 1945 г. — в Великой Отечественной войне в звании гвардии лейтенанта в 588-м стрелковом полку Ленинградского фронта. Награжден орденом Красной звезды, медалями «За оборону Ленинграда», «За взятие Берлина», «За освобождение Праги», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

С.С. Дроздов родился в 1914 г. В 1934 г. окончил трехгодичные курсы конструкторов при Главном управлении учебными заведениями Наркомтяжпрома. Сергей Степанович работал во ВНИГНИ с 1955 по 1974 г. сначала в должности начальника отдела кадров, а затем — заведующего Первым отделом. Воевал в Великую Отечественную войну в звании старшего лейтенанта с июня 1941 г. по май 1945 г. в 16-м погранотряде 87-го погранполка. Участвовал в боях на западной границе, за Звенигород, дер. Грязи, форсировал р. Нарев близ г. Ломжа. Награжден орденами Красной Звезды, Отечественной войны II степени, медалями «За боевые заслуги», «За оборону Москвы», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».



Ф.Н. Ефимов

Ф.Н. Ефимов родился в 1912 г. Работал во ВНИГНИ с октября 1953 г. в должности старшего научного сотрудника в отделе методики. Федор Николаевич участвовал в Великой Отечественной войне с июня 1941 г. по май 1945 г. в звании старшего лейтенанта 346-го отделения стрелкового батальона Краснознаменного Балтийского флота. Участвовал в обороне Карельского перешейка. Награжден орденом Красной Звезды, медалями «За отвагу», «За оборону Ленинграда», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

С.Д. Иванов родился в 1921 г. Кандидат геолого-минералогических наук. Во ВНИГНИ работал с 1957 г. в должности старшего научного сотрудника в отделе Средней Азии. Сергей Дмитриевич участвовал в Великой Отечественной войне с сентября 1942 г. по октябрь 1944 г. в звании лейтенанта 385-го гаубичного артиллерийского полка резерва главного командования. Участвовал в боях на рижском направлении, за взятие Великих Лук, Старой Руссы. В сентябре 1944 г. был тяжело ранен. Награжден орденами Отечественной войны I и II степеней, Красной звезды, медалями «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».



А.Е. Каменецкий

А.Е. Каменецкий родился в 1916 г. Кандидат геолого-минералогических наук. Работал во ВНИГНИ с 1946 г. Авсей Ефимович в Великую Отечественную войну, с июля 1941 г. по сентябрь 1945 г., служил старшим инженером строительного батальона в строительном управлении 4-го Брянского фронта, помощником начальника рекогносцировочного 1-го отдела 2-го Белорусского фронта, 52-го отдельного управления военно-полевых работ, старшим инженером по взрывным работам 3-го Белорусского и Восточного фронтов. Инвалид Великой Отечественной войны III группы. Награжден медалями «За боевые заслуги», «За оборону Москвы», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «За взятие Кенигсберга».

*Г.А. Каледа*

Г.А. Каледа родился в 1921 г. Доктор геолого-минералогических наук. Работал во ВНИГНИ с августа 1958 по 1992 г. С 1990 до 1994 г. — клирик и настоятель в московских храмах, основатель и первый ректор православных катехизаторских курсов, в 1994 г. возведен в сан протоиерея. Глеб Александрович участвовал в Великой Отечественной войне с декабря 1941 г. по май 1945 г. в звании гвардии капитана 114-го отдельного гвардейского минометного дивизиона, 21-го гвардейского минометного полка, 84-го гвардейского минометного Новозыбковского Краснознаменного орденов Суворова и Александра Невского полка. Был на фронтах: Волховском, Воронежском, Сталинградском, Донском, 1-м Белорусском, 2-м Белорусском. Гвардии рядовой, начальник радиостанции. Принимал участие в боях под Сталинградом, на Курской дуге, при высадке морского десанта на Балтике, освобождал Белоруссию. Награжден орденами Трудового Красного Знамени, Отечественной войны II степени, медалями «За отвагу», «За оборону Сталинграда», «За взятие Кенигсберга», «50 лет Вооруженных сил СССР», «60 лет Вооруженных сил СССР», «В память 800-летия Москвы».

*А.М. Киселева*

А.М. Киселева родилась в 1923 г. Работала во ВНИГНИ с декабря 1953 по 1979 г. микрофотографом. Участвовала в Великой Отечественной войне с мая 1942 г. по август 1945 г. в звании ефрейтора 15-го зенитно-прожекторного батальона. Награждена медалью «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

*М.П. Коршунов*

М.П. Коршунов родился в 1920 г. Работал во ВНИГНИ с марта 1953 по 1989 г. в должности заведующего сектором. Участвовал в Великой Отечественной войне с августа 1944 г. по май 1945 г. в звании старшего сержанта. Сражался в боях за Вислу. Награжден медалями «За боевые заслуги», «За освобождение Варшавы», «За взятие Берлина», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

*Б.В. Котенко*

Б.В. Котенко родилась в 1924 г. Работала во ВНИГНИ в должностях от старшего коллектора до старшего инженера. Во время Великой Отечественной войны была членом сандружины эвакогоспиталя № 50004. С апреля 1942 г. по август 1945 г. воевала в 13-м батальоне местной противовоздушной обороны медсестрой. Награждена медалью «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», отмечена нагрудным знаком «Ветеран МПВО 1941–1945 гг.».

И.А. Кулигин родился в 1920 г. Работал во ВНИГНИ с 1946 по 1981 г. в отделе оформления. В Великую Отечественную войну, с 1941 г. по октябрь 1945 г., служил в звании старшего сержанта 548-го артполка. Участвовал в боях в районе Дунин, Шеминза – Маньчжурия. Награжден медалями «За боевые заслуги», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «За победу над Японией».



П.И. Ладыжанский

П.И. Ладыжанский родился в 1918 г. Работал во ВНИГНИ с декабря 1952 по 1987 г. в должности старшего инженера-экономиста экономического отдела. В Великую Отечественную войну, с июля 1941 г. по октябрь 1945 г., служил в звании капитана. Пинхос Идельевич участвовал в боях по окружению Сталинградской группировки, в районе Курская дуга – Прохоровка, форсировал Вислу, освобождал Варшаву, Сандомарский плацдарм, Бреслау, Прагу. Во время войны был четырежды ранен и имел три контузии. Инвалид Великой Отечественной войны III группы. Награжден орденом Отечественной войны I степени, медалями «За оборону Сталинграда», «За оборону Кавказа», «За оборону Киева», «За освобождение Праги», «За освобождение Варшавы», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».



П.А. Левшунов

П.А. Левшунов родился в 1907 г. Во ВНИГНИ работал с 1953 по 1958 (1961 г.). Во время Великой Отечественной войны, в августе 1941 г., был призван в войска противовоздушной обороны, где служил техником по приборам артиллерийской мастерской 1423-го зенитно-артиллерийского полка. Павел Агафонович был ранен, прикрывая железнодорожный узел Елец. По окончании войны был командирован в США для ознакомления с методом газового каротажа и поставки для него оборудования. Награжден орденом Красной Звезды, медалью «За боевые заслуги».

А.И. Ляшенко родился в 1917 г. Работал во ВНИГНИ с 1943 по 1980 г. в должности заведующий отделом. В Великую Отечественную войну воевал с сентября 1941 г. по февраль 1942 г. в звании лейтенанта. Участвовал в боях за освобождение г. Скопина. В феврале 1942 г. был тяжело ранен. Инвалид Великой Отечественной войны III группы. Награжден орденом Отечественной войны II степени, медалями «За оборону Москвы», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».



В.Ф. Минашкин

В.Ф. Минашкин родился в 1922 г. Работал во ВНИГНИ с января 1946 по 1973 г. в должности старшего техника в отделе Средней Азии. Участвовал в Великой Отечественной войне с июня 1941 г. по март 1943 г. в звании старшего сержанта 786-го истребительного авиаполка. В 1943 г. был тяжело ранен. Награжден орденом Славы III степени.



В.И. Михайлов

В.И. Михайлов родился в 1908 г. Работал во ВНИГНИ с сентября 1946 по 1995 г. старшим мастером в отделе главного механика. Участвовал в Великой Отечественной войне с октября 1941 г. по январь 1945 г. в звании лейтенанта 10-го мотомеханизированного полка Народного комиссариата внутренних дел СССР, 10-го мотострелкового полка. Участвовал в боях за г. Тимишуа (Румыния). Награжден орденом Красной Звезды, медалями «За боевые заслуги», «За оборону Москвы», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

А.Ф. Молярова родилась в 1921 г. Работала во ВНИГНИ с мая 1953 г. в должности старшего техника отдела генезиса нефти. Участвовала в Великой Отечественной войне в звании ефрейтора с мая 1942 г. по май 1945 г. в 177-м истребительном батальоне аэродромного обслуживания. Награждена медалью «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

И.Е. Морозов родился в 1924 г. Во ВНИГНИ работал с 1971 г. шофером в ЦЭРММ. В Великую Отечественную войну воевал с 1942 по 1945 г. Принимал участие в форсировании Днепра, в операциях на Дальнем Востоке, освобождал Витебск. В 1943 г. получил легкое ранение. Награжден орденом Трудового Красного Знамени, медалями «За боевые заслуги», «За отвагу», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «За победу над Японией».

Н.Ф. Морозов родился в 1921 г. Работал во ВНИГНИ старшим инженером-картографом в отделе методики. В Великую Отечественную войну, с июня 1941 г. по май 1945 г., служил в звании старшего сержанта. Николай Федорович участвовал в боях при взятии городов Винницы, Львов, Самбор и Моравских островов. В 1944 г. был легко ранен около г. Самбора. Награжден орденом Красной Звезды, медалями «За отвагу», «За боевые заслуги», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

К.Ф. Муравьева родилась в 1921 г. Во ВНИГНИ работала с 1953 г. в должности заместителя заведующего планового отдела. В Великую Отечественную войну служила в звании сержанта в зенитно-артиллерийском полку 53-й дивизии с августа 1942 г. по май 1945 г.

Ф.Е. Окунькова родилась в 1922 г. Работала во ВНИГНИ с апреля 1953 г. младшим научным сотрудником отдела генезиса нефти. Участвовала в Великой Отечественной войне с июля 1942 г. по май 1945 г. в звании ефрейтора 378-го отделения зенитно-артиллерийской дивизии Северо-Западного фронта. Награждена медалью «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

И.Н. Осадько родился в 1922 г. Кандидат геолого-минералогических наук. Работал во ВНИГНИ с марта 1959 по 1997 г. старшим научным сотрудником в отделе методики. В Великую Отечественную войну воевал с 1941 по 1946 г. в звании старшего лейтенанта 168-го стрелкового полка. Николай Николаевич участвовал в боях Закавказского, Восточного, Карельского и Забайкальского фронтов. Награжден медалями «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «За победу над Японией».



М.И. Островский

М.И. Островский родился в 1923 г. Доктор геолого-минералогических наук. Работал во ВНИГНИ с сентября 1961 по 1985 г. Воевал в Великую Отечественную войну с января 1942 г. по январь 1944 г. во 2-й Ударной армии Ленинградского фронта младшим лейтенантом, командиром взвода, командиром батареи. В феврале 1943 г. Михаил Игнатьевич был легко ранен, а в январе 1944 г. при снятии блокады Ленинграда был тяжело ранен. Инвалид Великой Отечественной войны. Награжден орденом Красной звезды, медалями «За оборону Ленинграда», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «250 лет Ленинграда», «20 лет победы в Великой Отечественной войне», «30 лет победы в Великой Отечественной войне».

А.А. Петров родился в 1912 г. Работал во ВНИГНИ с 1946 по 1974 г. в должности начальника отдела снабжения. Участвовал в Великой Отечественной войне с июня 1941 г. по октябрь 1943 г. в 34-й стрелковой дивизии 986-го стрелкового полка в звании гвардии старшего лейтенанта. Участвовал в боях под Ростовом, в Запорожье. В октябре 1943 г. был тяжело ранен. Инвалид Великой Отечественной войны III группы. Награжден орденом Отечественной войны II степени, медалями «За оборону Москвы», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».



И.Я. Плиухов

И.Я. Плиухов родился в 1924 г. Во ВНИГНИ работал с 1979 г. заведующим отделом метрологии и стандартизации. В Великую Отечественную войну с октября 1943 г. по сентябрь 1944 г. был командиром минометного расчета 315-й Мелитопольской Краснознаменной дивизии. Иван Яковлевич был тяжело ранен в сентябре 1942 г. Награжден медалью «За отвагу».



Л.И. Прокопович

Л.И. Прокопович родилась в 1923 г. Во ВНИГНИ работала с мая 1946 по 1974 г. старшим лаборантом сектора литологии и коллекторов. Во время Великой Отечественной войны с мая 1942 г. по май 1945 г. была связисткой 104-го полка связи. Награждена медалями «За оборону Москвы», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «За победу над Японией».

*В.А. Прокофьев*

В.А. Прокофьев родился в 1922 г. Кандидат геолого-минералогических наук. Работал во ВНИГНИ старшим научным сотрудником. В Великую Отечественную войну, с февраля 1944 г. по январь 1945 г., служил в звании гвардии лейтенанта 40-й гвардейской танковой бригады 11-го гвардейского танкового корпуса 1-й гвардейской танковой армии. В январе 1945 г. Василий Александрович был тяжело ранен. Инвалид Великой Отечественной войны. Награжден орденами Красной Звезды, Отечественной войны I степени, медалями «За освобождение Варшавы», «За взятие Берлина», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

Е.А. Ренжина родилась в 1923 г. Работала во ВНИГНИ с августа 1954 г. в должности старшего геолога в отделе Средней Азии. Участвовала в Великой Отечественной войне с апреля 1942 г. по март 1944 г. в звании сержанта I Гвардейской прожекторной дивизии — ПВО-32166. Награждена медалью «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

*Л.Н. Смирнов*

Л.Н. Смирнов родился в 1925 г. Работал во ВНИГНИ с сентября 1974 г. в должности заместителя директора. В Великую Отечественную войну, с января по апрель 1943 г., служил в Орловском пехотном училище. С апреля 1943 г. по апрель 1945 г. воевал в звании сержанта в 110-й гвардейской стрелковой дивизии 247-го артполка. Лев Николаевич участвовал в форсировании Днепра. В боях за Эгер (Венгрия) был тяжело ранен. Награжден медалями «За отвагу», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

И.М. Соловьев родился в 1904 г. Во ВНИГНИ работал в должности начальника стройгруппы отдела ЦЭРММ. Участвовал в Великой Отечественной войне с июня 1942 г. по май 1945 г. в звании лейтенанта. Награжден орденом Красной Звезды, медалями «За оборону Москвы», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

П.К. Субочев родился в 1920 г. Работал во ВНИГНИ с апреля 1944 г. в отделе Средней Азии. Участвовал в Великой Отечественной войне с августа 1941 г. по март 1944 г. рядовым 32-го зенитно-артиллерийского полка. В 1943 г. был тяжело ранен на Ленинградском фронте. Петр Кузьмич награжден орденом Славы III степени, медалями «За оборону Ленинграда», «За победу на Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

*В.А. Сутягин*

В.А. Сутягин родился в 1922 г. Работал во ВНИГНИ с 1949 г. Участвовал в Великой Отечественной войне с мая 1942 г. по январь 1944 г. в 55-м Сталинградском танковом корпусе 21-й Гвардейской танковой бригады десантников. Участник Сталинградской битвы. В декабре 1943 г. Владимир Александрович был тяжело ранен. Награжден орденом Славы III степени, медалями «За оборону Сталинграда», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».



Д.Б. Тальвирский

Д.Б. Тальвирский родился в 1923 г. Доктор геолого-минералогических наук. Во ВНИГНИ работал с 1979 г. заведующим сектором методики поисковых работ на нефть и газ. В Великую Отечественную войну Дмитрий Борисович воевал в действующей армии с января 1942 г. по январь 1944 г. разведчиком и командиром отдела разведки 6-го гвардейского Краснознаменного артиллерийского полка 65-й Краснознаменной стрелковой дивизии на Волховском и Ленинградском фронтах. В 1943 г. был тяжело контужен в боях за Новгород. Награжден орденами Трудового Красного Знамени, Славы III степени, медалями «За трудовую доблесть», «За оборону Москвы», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «В память 800-летия Москвы», «20 лет победы в Великой Отечественной войне», «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «30 лет победы в Великой Отечественной войне».



В.И. Терехов

В.И. Терехов родился в 1924 г. Работал во ВНИГНИ с сентября 1969 г. заведующим отделом Средней Азии. В Великую Отечественную войну воевал с июня 1942 г. по февраль 1944 г. связистом в составе 90-го гвардейского минометного Режицкого ордена Александра Невского полка, с 1944 г. по май 1945 г. — в составе 53-го отдельного запасного полка связи, а с 1945 г. по сентябрь 1946 г. — в составе 127-го отдельного Калужского орденов Суворова и Кутузова полка связи. Владимир Иванович участвовал в Сталинградской, Курской битвах. Инвалид Великой Отечественной войны. Награжден медалями «За отвагу», «За оборону Москвы», «За оборону Сталинграда», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «За победу над Японией».

А.А. Толмачевский родился в 1920 г. Кандидат геолого-минералогических наук. Работал во ВНИГНИ с 1948 г. старшим научным сотрудником отдела ресурсов нефти и газа. В 1939–1940 гг. Александр Алексеевич участвовал в Финской компании. Прошел Великую Отечественную войну в звании сержанта с июня 1941 г. по март 1945 г. Принимал участие в операции «Нева-1», прорыве Ленинградской блокады, форсировал Одер, во взятии г. Штеттин. Награжден медалями «За отвагу», «За боевые заслуги», «За оборону Ленинграда», «За взятие Кенигсберга», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».



С.И. Трубицын

С.И. Трубицын родился в 1923 г. Кандидат геолого-минералогических наук. Работал во ВНИГНИ с 1953 по 1989 г. в должности старшего научного сотрудника отдела ресурсов нефти и газа. Принимал участие в действующей армии с 1941 по 1942 г. 13-го гвардейского стрелкового полка 3-й гвардейской стрелковой дивизии, 2-й Ударной армии в должности командира пулеметного расчета. Участвовал в боях за освобождение Ленинграда. Сергей Иванович был тяжело ранен. Награжден медалями «За отвагу», «За оборону Москвы», «За оборону Ленинграда», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

В.С. Усанов родился в 1926 г. Работал во ВНИГНИ с 1958 г. в должности старшего геолога отдела методики. Участвовал в Великой Отечественной войне с апреля 1944 г. по январь 1945 г. в звании рядового 1149-й отдельной кабельно-шестовой роты. Награжден медалями «За отвагу», «За оборону Москвы», «За оборону Заполярья», «За взятие Варшавы», «За взятие Берлина», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».



К.В. Фомкин

К.В. Фомкин родился в 1924 г. Кандидат геолого-минералогических наук. Во ВНИГНИ работал с января 1970 г. заведующим отделом. С апреля по октябрь 1942 г. в Великую Отечественную войну воевал рядовым в 20-й армии Центрального фронта. С 1942 по 1944 г. Константин Владимирович учился в Томском артучилище. С ноября 1944 г. по май 1945 г. воевал лейтенантом в 8-й армии 1-го Белорусского фронта. Участвовал в боях на Ржевском направлении, за Вислинский плацдарм, при взятии Варшавы, Берлинская операция — Зееловские высоты. Награжден орденом Красной Звезды, медалями «За обороны Москвы», «За взятие Берлина», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».



М.В. Хромов

М.В. Хромов родился в 1913 г. Во ВНИГНИ работал с октября 1956 г. в секторе геофизических исследований. В Великую Отечественную войну Михаил Васильевич воевал в действующей армии с июля 1941 г. по май 1945 г. в звании старшего сержанта 220-й стрелковой дивизии, отдельного батальона связи. Участвовал в боях за Сталинград, на Курской дуге, за взятие Кенигсберга. Награжден орденом Красной Звезды, медалями «За отвагу», «За боевые заслуги», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

В.П. Шаталов родился в 1926 г. Работал во ВНИГНИ с 1963 г. ведущим геологом, заместителем заведующего отделом. Участвовал в Советско-Финской войне 1939—1940 гг. С декабря 1944 г. по август 1945 г. участвовал в Великой Отечественной войне в звании сержанта 219-го гаубичного артиллерийского полка 2-го Дальневосточного фронта. Участвовал в Советско-Японской войне в 1945 г. Награжден медалью «За победу над Японией».



И.А. Шведов

И.А. Шведов родился в 1924 г. Работал во ВНИГНИ с мая 1946 г. в отделе генезиса нефти. В Великую Отечественную войну Игорь Андреевич воевал с февраля 1942 г. по май 1944 г. в звании сержанта-разведчика на 3-м Белорусском фронте. Награжден медалями «За отвагу», «За оборону Москвы», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.», «За оборону Сталинграда».

И.А. Шленский родился в 1915 г. Работал во ВНИГНИ с мая 1957 г. в должности заместителя директора по хозяйственной части. С июня по ноябрь 1941 г. — курсант военно-политического училища. С ноября 1941 г. по июль 1946 г. воевал в 84-й отдельной морской бригаде 1-й Ударной армии. Иван Арсентьевич участвовал в боях за Клин, Эльхотово, Северный Кавказ, Грозный, в 1939 г. на р. Халхин-Гол. Войну закончил в звании капитана. Награжден орденом Красной Звезды, медалями «За Отвагу», «За боевые заслуги», «За оборону Москвы», «За оборону Кавказа», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.»



М.А. Щитов

М.А. Щитов родился в 1924 г. Во ВНИГНИ работал с апреля 1947 г. в должности фотографа в секторе оформления. В Великую Отечественную войну, с февраля 1943 г. по май 1945 г., служил в звании сержанта 246-й стрелковой дивизии. Михаил Алексеевич участвовал в боях в Домбровском угольном бассейне, при форсировании Десны, при освобождении Львова, Кракова. Награжден медалями «За отвагу», «За боевые заслуги», «За победу над Германией в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

История открытия Кинзебулатовского месторождения The history of the Kinzebulatovsky field discovery

Кинзебулатовское нефтяное месторождение расположено у дер. Кинзебулатово вблизи г. Ишимбай в Республике Башкортостан. Месторождение приурочено к антиклинальной складке меридионального простирания и входит в состав Карлинско-Кинзебулатовской зоны брахиантиклинальных складок. Размеры структуры $6 \times 1,2$ км. Глубина залегания продуктивного горизонта составляет 680 м. Коллекторами являются плотные, сильно трещиноватые известняки артинско-сакмарского яруса нижней перми.

Важно подчеркнуть, что месторождение было открыто и введено в эксплуатацию во время войны, в сентябре 1943 г. В скважине-первооткрывательнице начальный дебит нефти составлял более 500 т/сут. Это был самый мощный фонтан нефти за всю историю нефтяной промышленности Башкирии, годовая добыча на месторождении достигала 200–300 тыс. т.

Достижение было настолько важным для страны, что одному из открывателей месторождения, 32-летнему Андрею Трофимуку, 29 января 1944 г. было присвоено звание Героя Социалистического Труда СССР. Он стал *первым геологом*, получившим эту награду.

История открытия Кинзебулатовского месторождения интересна, драматична и поучительна, что и заставило меня рассказать то, что я услышал об этом от одного из его первооткрывателей — Петра Евгеньевича Оффмана.

Судьба свела меня с П.Е. Оффманом в 1971 г. случайно. В мае 1971 г. я закончил МИНХ и ГП им. И.М. Губкина и до 1 сентября оказался свободным. В поисках работы я пришел в ГИН АН СССР, где меня определили в полевую геологическую партию, которая под руководством П.Е. Оффмана должна была работать в Предуралье для изучения геологического строения Предуральского прогиба и передовых складок Урала.

Два месяца полевых работ были очень интересными. Основную информацию, как это часто бывает, я получал по вечерам, когда мы садились за стол и слушали воспоминания Петра Евгеньевича. А ему было, что рассказать!



Петр Евгеньевич Оффман (1908–1984) — доктор геолого-минералогических наук, сотрудник ГИН АН СССР, автор оригинальной тектонической теории развития земной коры, участник и руководитель многих геологических экспедиций в Поволжье, на Урале и в Восточной Сибири. Петр Евгеньевич — первооткрыватель Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции, на протяжении нескольких лет занимался изучением кимберлитовых трубок в Восточной Сибири

Мы начали наши работы в районе дер. Кинзебулатово, поэтому одним из первых рассказов П.Е. Оффмана была история открытия Кинзебулатовского месторождения.

Нефтегазоносность Предуральского прогиба была доказана в 1932 г. открытием Ишимбаевского нефтяного месторождения, однако дальнейшие поисковые работы не давали положительных результатов.

В начале войны, в 1941 г., Петр Евгеньевич, занимая должность старшего научного сотрудника Волго-Башкирской экспедиции АН СССР, доказывал перспективность антиклинальной структуры в районе дер. Кинзебулатово. Ему пришлось приложить немало усилий, чтобы убедить руководство экспедиции в необходимости бурения на структуре поисковой скважины.

Хотя не все поддерживали это предложение, но скважину все же пробурили. Однако при испытании в колонне притока получить не удалось. Время было военное, суровое, и П.Е. Оффмана сразу же заподозрили во вредительстве и задержали для проведения следствия.

Из пробуренной скважины стали извлекать эксплуатационную колонну, так как в то время в пробуренные скважины эксплуатационную колонну опускали, но не цементировали, и, если скважина оказывалась непродуктивной, ее использовали при бурении следующих скважин.

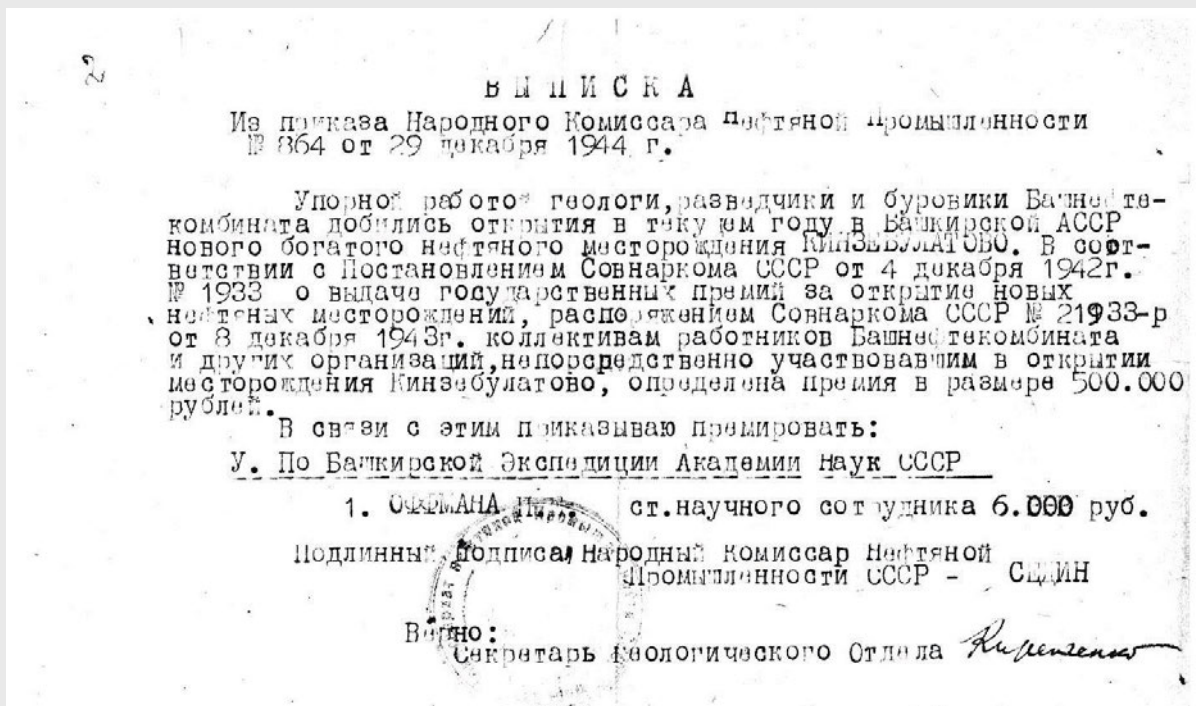
Но колонну при подъеме, как это часто бывает, прихватило после нескольких неудачных попыток ее извлечь. Чтобы оторвать трубу выше места прихвата, спустили торпеду. Ее взорвали и произошло то, что мы теперь называем гидроразрывом пласта. Ударил мощный фонтан нефти в 500–600 т/сут. Это было открытие — открытие нового типа месторождений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, открытие, которое полностью подтвердило прогноз П.Е. Оффмана!

Все кинулись в местное отделение НКВД выручать Петра Евгеньевича, однако у следственных органов была нерушимая логика — если человек задержан, то сначала надо провести дознание, а потом уже решать — виновен он или нет.

Но среди сотрудников НКВД нашелся один сочувствующий Петру Евгеньевичу. Он понимал всю абсурдность сложившейся ситуации и, предполагая, что следствие может закончиться неблагоприятно, сказал: «Ты задержан, а не арестован, поэтому я могу временно отпустить тебя домой». При этом он добавил: «Через 30 минут через станцию будет проходить поезд на Москву. Ты можешь успеть добежать, уехать в Москву и отсидеться там 2–3 месяца, пока все успокоится».

Петр Евгеньевич успел на тот поезд. А вскоре все успокоилось, и он смог вернуться к работе.

Вклад П.Е. Оффмана в открытие Кинзебулатовского месторождения был всеми признан и отмечен приказом Народного комиссара нефтяной промышленности СССР:



Выписка из приказа народного комиссара нефтяной промышленности СССР



Главный геолог Башнефтекомбината А.А. Трофимук в своем отзыве отметил исключительную настойчивость и трудолюбие П.Е. Оффмана и подтвердил, что смелый прогноз П.Е. Оффмана, с которым большинство геологов не были согласны, блестяще подтвердился открытием Кинзбулатовского месторождения.

ОТЗЫВ

О работе П.Е. ОФФМАН по изучению тектоники Ишимбаевского Приуралья.

П.Е. ОФФМАН - участник Башкирской Нефтяной Экспедиции Академии Наук СССР, больше двух лет (1941-1948 г.) посвятил изучению тектоники района, расположенного непосредственно южнее Ишимбаевских промыслов за пределами самых южных разведочных участков.

Сложное геологическое строение Ишимбаевского Приуралья, трудно расшифровываемое, даже в местах подвергнутых глубокому бурению, отсутствие в исследованном районе хотя бы одной буровой скважины, недостаточная геофизическая изученность, ставили перед П.Е. Оффманом больше, казалось неразрешимые трудности.

Однако П.Е. Оффман не испугался встреченных трудностей и путем настойчивой, глубоко методически продуманной работы, сумел представить уже в первый год своей работы схему тектоники изучаемого района, которая в последующем почти не подверглась изменениям и в основном может быть принята, как руководящая в деле поисков новых нефтяных месторождений в южной части Ишимбаевского Приуралья.

На основе глубокого изучения геологии, выходящих на поверхность отложений, данных глубокого бурения и геофизической характеристики, П.Е. Оффман дал схему тектонического строения собственно Ишимбаевского района. В этой схеме П.Е. Оффман дал смелый прогноз наличия южного продолжения Шиханской антиклинальной зоны, хотя господствующее мнение большинства работников В.Н.Э. прямо опровергало наличие этого продолжения.

В последующем буровыми скважинами в Орлювке и Кинзбулатово прогноз П.Е. Оффмана был блестяще подтвержден.

Имея конкретное и, как впоследствии оказалось, правильное представление о тектонике Ишимбаевского района, П.Е. Оффман провел тщательный анализ всех имевшихся фактов по геологическому строению (главным образом - собственные исследования) и геофизической характеристике южной части Ишимбаевского Приуралья, приведший его к установлению в исследованном районе двух погребенных антиклинальных зон - Торской и Сухайлинской. проведенное разведочное бурение на сухайлинской антиклинали подтвердило правильность построений П.Е. Оффмана. Зона Торской антиклинали также является, сейчас объектом глубокого перспективного бурения.

Всестороннее изучение района, правильная методика работ, исключительная настойчивость и трудолюбивость, являются отличительными чертами тов. Оффмана П.Е. - как исследователя.

Полагаю, что тов. Оффман П.Е. вполне заслуживает высокой степени кандидата геолого-минералогических наук.

Кандидат геолого-минералогических наук
Главный геолог Башнефтекомбината

1/XI-43 г.

(А. Трофимук)

Сергей Трофимук

Отзыв А.А. Трофимука о работе П.Е. Оффмана по тектонике Ишимбаевского района

Месторождение было введено в разработку сразу же после открытия в сентябре 1943 г. Ежедневная добыча нефти на месторождении достигала 1100–1300 т.

Говорят, что в период с 1943 по 1944 г. топливом, полученным из башкирской нефти, заправляли каждый третий советский танк. За весь срок разработки из месторождения было добыто 1921,7 тыс. т нефти и 232 млн м³ растворенного газа.

Но история открытия Кинзебулатовского месторождения имела продолжение, которое, возможно, является вымыслом. Но, как говорят, за что купил, за то и продаю.

Петр Евгеньевич рассказал, что в 1947 г. открытие нового уникального Кинзебулатовского месторождения было представлено на присуждение Сталинской премии. В список лауреатов были включены: начальник управления, главный геолог, главный геофизик, главный буровик, рабочий и другие, а в конце списка стояла фамилия П.Е. Оффмана.

Списки лауреатов всегда лично утверждал И.В. Сталин. Прочитав список, он со словами: «А зачем включили этого еврея?» своим знаменитым карандашом вычеркнул фамилию П.Е. Оффмана.

В настоящее время месторождение считается выработанным, эксплуатация месторождения была закончена в мае 1960 г.

Но и это еще не конец. Собирая в Интернете материалы по истории открытия Кинзебулатовского месторождения, я наткнулся на сообщение о том, что 5 июля 2012 г. Управление по недропользованию по Республике Башкортостан (Башнедра) планировало провести аукцион на право пользования недрами Кинзебулатовского участка (месторождение Кинзебулатовское) с целью разведки и добычи углеводородного сырья. Но аукцион не состоялся из-за отсутствия заявок на участие в аукционе.

Эта заметка заинтересовала меня. Оказалось, что в Государственном балансе запасов нефти и горючих газов Кинзебулатовское месторождение все еще существует. Оно находится в нераспределенном фонде недр, и на нем числится еще 786 тыс. т извлекаемых запасов нефти категории С₁.

Следует отметить, что исследования показали, что после консервации выработанных месторождений в них происходят процессы релаксации, т. е. переформирование и консолидация остаточных запасов нефти в новые залежи.

Поэтому с большой долей уверенности можно прогнозировать, что за 60 лет, прошедших после окончания разработки, «старое» выработанное Кинзебулатовское месторождение переформировалось в «новое» месторождение, которое ждет своего повторного открытия.

В.И. Пороскун, заместитель генерального директора ФГБУ «ВНИГНИ», доктор геол.-минерал. наук

**ИНЖЕНЕРНАЯ
И РУДНАЯ
ГЕОФИЗИКА : 2020**

14-18 сентября ■ Конференция и выставка ■ Пермь, Россия

Важные даты

Срок подачи тезисов на конференцию

1 июня 2020 г.

Окончание предварительной регистрации

1 сентября 2020 г.

Темы научных сессий

1. Геолого-геофизическое обеспечение безопасного ведения горных работ на месторождениях твёрдых полезных ископаемых
2. Актуальные проблемы инженерной геологии и геофизики на подработанных территориях
3. Развитие и совершенствование аппаратурно-методических основ инженерной и малоглубинной геофизики
4. Разведочная геофизика
5. Круглый стол: Геополя и колчеданы южного Урала. Геофизический аспект
6. Спецсессия: Инженерная геофизика на мерзлоте

Конференция пройдёт совместно

с 1-м научным семинаром «Инженерная и рудная геология 2020»

УДК 550.8.02:658.012.3

DOI 10.31087/0016-7894-2020-2-23-32

Актуальные проблемы нефтегазгеологической науки ближайшего десятилетия

© 2020 г. | Е.Б. Грунис, М.Б. Скворцов, Б.И. Давыденко, М.И. Тухтаева

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; grunis@vnigni.ru; skvortsov@vnigni.ru; boroil@vnigni.ru; tukhtaeva@vnigni.ru

Поступила 11.12.2019 г.

Доработана 23.12.2019 г.

Принята к печати 20.01.2020 г.

Ключевые слова: сырьевая база углеводородов Российской Федерации; запасы и ресурсы углеводородов; геолого-геофизические методы; информационные технологии; бурение; лицензирование.

Аннотация: Рассмотрены состояние минерально-сырьевой базы углеводородного сырья Российской Федерации за последние 25 лет, объемы региональных исследований, выполняемых за счет средств госбюджета, и поисковых работ, проводимых за счет средств недропользователей, а также состояние лицензирования. Показаны возможности крупномасштабного прироста новых запасов в Тимано-Баренцевоморском, Прикаспийском (надсолевой комплекс) бассейнах, в Предуральском краевом прогибе и Восточной Сибири. Сформулированы актуальные проблемы нефтегазгеологической науки и пути их решения. Определены приоритетные направления ее развития для наращивания минерально-сырьевой базы углеводородного сырья Российской Федерации.

Для цитирования: Грунис Е.Б., Скворцов М.Б., Давыденко Б.И., Тухтаева М.И. Актуальные проблемы нефтегазгеологической науки ближайшего десятилетия // Геология нефти и газа. – 2020. – № 2. – С. 23–32. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-23-32.

Current problems of geopetroleum science in the coming decades

© 2020 | E.B. Grunis, M.B. Skvortsov, B.I. Davydenko, M.I. Tukhtaeva

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; grunis@vnigni.ru; skvortsov@vnigni.ru; boroil@vnigni.ru; tukhtaeva@vnigni.ru

Received 11.12.2019

Revised 23.12.2019

Accepted for publication 20.01.2020

Key words: Russian Federation raw material base of hydrocarbons; hydrocarbon reserves and resources; geological and geophysical methods; information technologies; drilling; licensing.

Abstract: State of the hydrocarbon raw material base of the Russian federation for the past 25 years as well as the amount of regional investigations funded from federal budget resources, exploration activities carried out by the subsoil users, and the state of licensing are discussed. It is shown that total reserves of A, B, C₁ (according to old classification system) categories have decreased by 0.6 bln tons over the last 25 years, though this decrease is covered by the increase in C₂ category resources (from 8.7 bln tons in 1993 to 11.2 bln tons in 2018); i.e. the amount of Prospective Resources has increased by 39 % over these 25 years. Therefore, there has been virtually no change in total amount of resources in all the categories over the last 25 years. At the same time, the quantitative assessment of resource potential is continuously growing with each step of clarification. The methodology developed for the regional stage of studies of Russian oil and gas bearing areas taking into account new geological and geophysical methods and information technologies contributed greatly to this. It is noted that regional works funded from federal budget have obvious trends of reducing the actual amount of all types of geological and exploration works, which affects the preparation of promising objects to licensing. Currently, only 34 % of oil and gas promising areas are licensed in Russian Federation, so it is necessary to sharply increase the amount of works in the prospecting stage. The authors show possibilities of large-scale growth of new reserves in the Timano-Barentsevomorsky and Caspian (above-salt series) basins, in the Urals Foreland Basin, and in the Eastern Siberia. They formulated the actual problems of oil and gas geology and ways to solve them and define the priority areas of oil and gas geology development for the sake of building the capacity of hydrocarbon raw material base. Progress in oil and gas industry depends entirely on raising technical level of exploration equipment to the world standards. For the purpose of radical improvement of laboratory, analytical, and instrumentation base, software and methodological support, the scientific scope should be accompanied by the appropriate process.

For citation: Grunis E.B., Skvortsov M.B., Davydenko B.I., Tukhtaeva M.I. Current problems of geopetroleum science in the coming decades. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(2):23–32. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-23-32. In Russ.

Введение

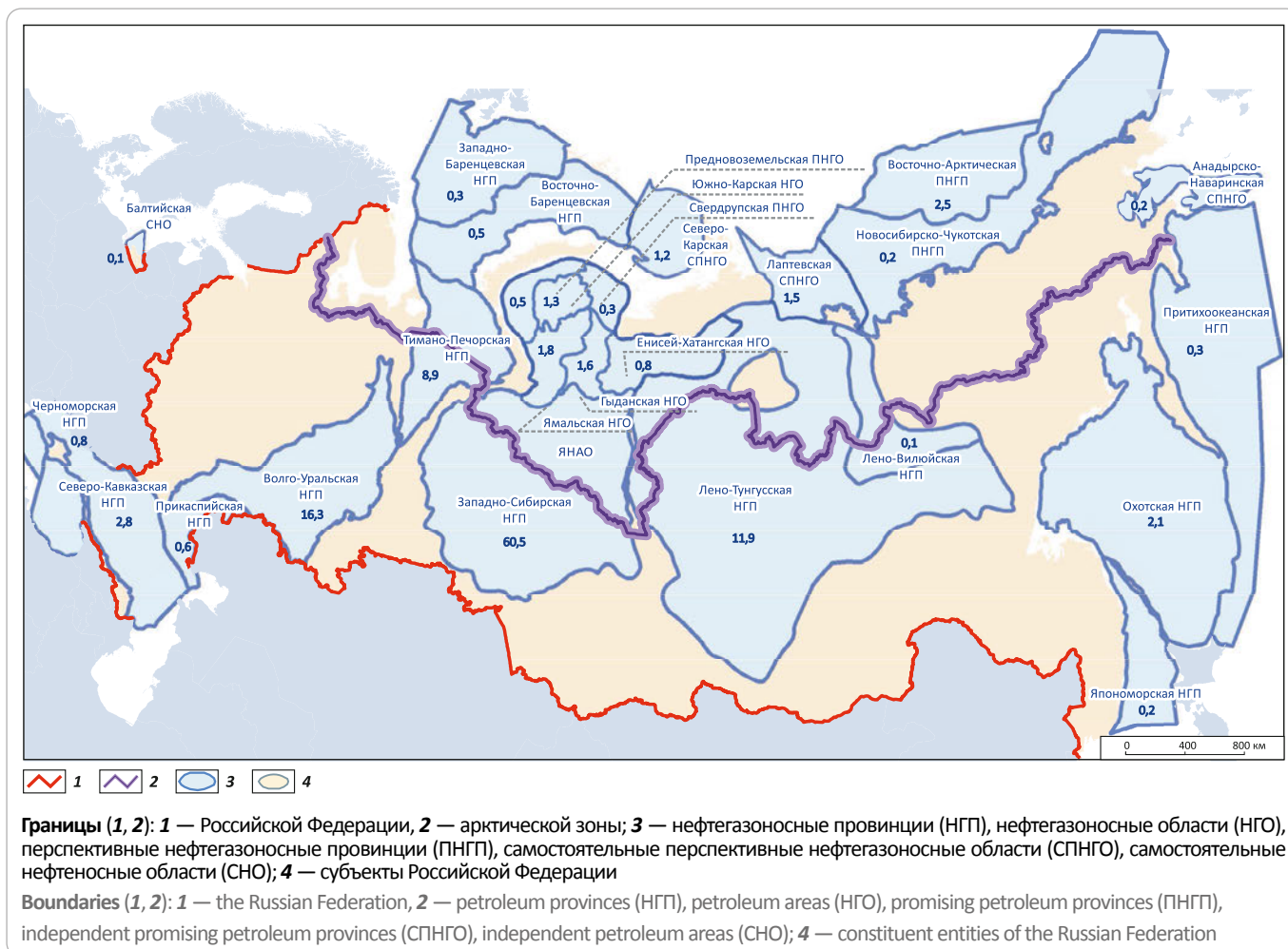
Нефтегазовый комплекс России, как и других индустриально развитых стран, объективно имеет ведущее значение не только в топливно-энергетическом балансе, но и в целом в макроэкономическом

уровне их народного хозяйства. В период успешной работы нефтегазового комплекса проводились внушительные объемы поисково-разведочного бурения и геофизических работ, уровень добычи достигал рекордных показателей (6,05 млн т в 1988 г.), а при-



TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 1. Распределение начальных суммарных ресурсов нефти Российской Федерации по состоянию на 01.01.2019 г., млрд т
Fig. 1. Distribution of Total Initial In-Place Resources of oil in the Russian Federation (as on 01.01.2019), bln tons

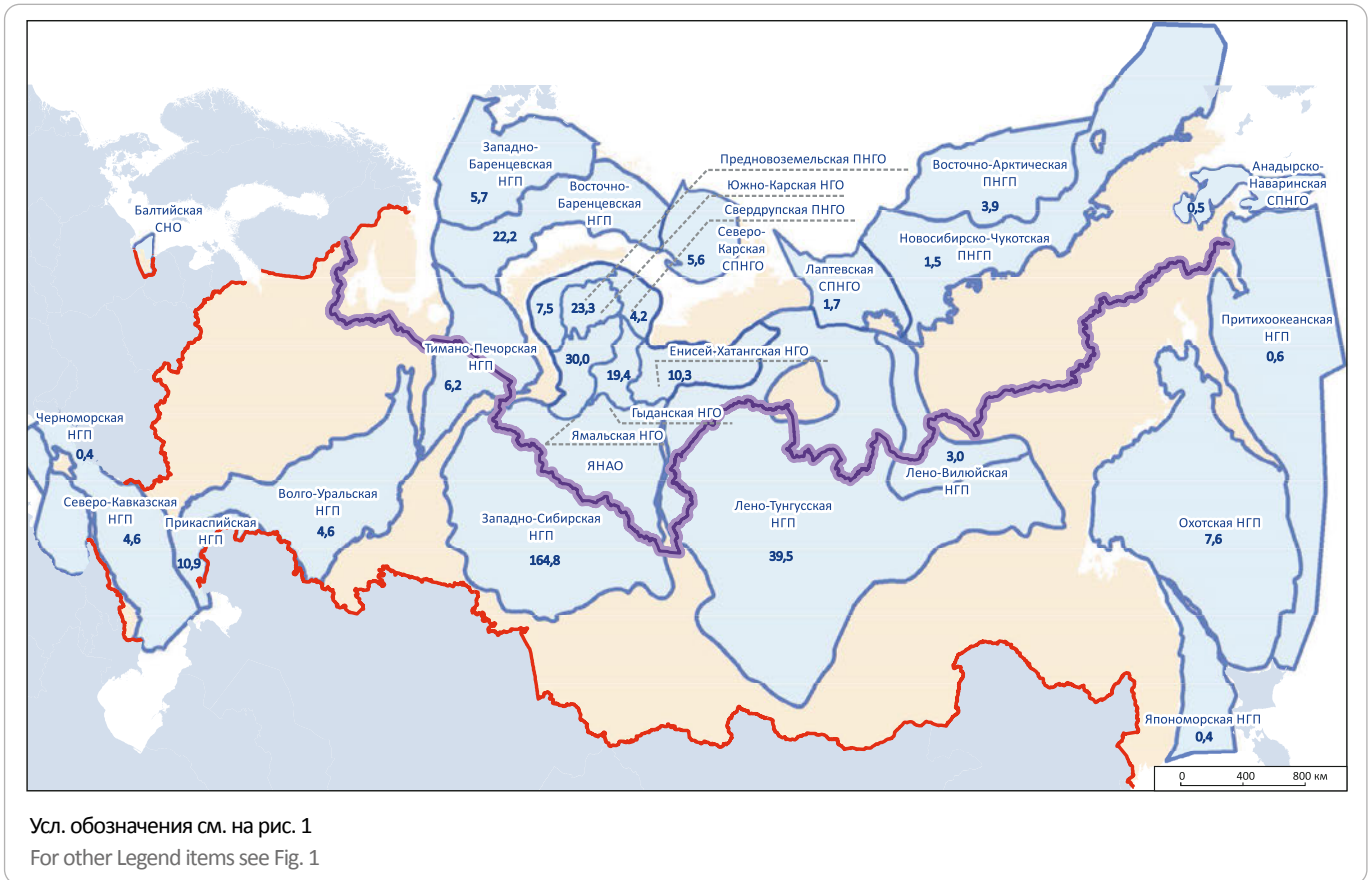


рост промышленных запасов нефти и газа превышал годовую добычу соответственно в 1,7 и 3 раза. В успехах очевидны заслуги отечественной геологической науки, обеспечивавшей выбор общегосударственной стратегии геолого-разведочных работ на наиболее эффективных направлениях, соблюдение их стадийности, логически и хозяйственно взаимосвязанного проведения региональных, зональных, локально-поисковых и разведочных исследований. Прочной основой развития и внедрения достижений научно-технического прогресса служили теоретические разработки многочисленных коллективов научных и проектных организаций в рамках скоординированных научно-технических программ, в первую очередь в области генезиса, миграции, аккумуляции и консервации УВ, закономерностей формирования и размещения залежей как основы их прогноза; литологических, тектонических, геохимических, геофизических, геодинамических, экономических и других критериев оценки нефтегазоносности недр.

Может показаться, что в настоящее время сырьевая база России выглядит убедительно (рис. 1, 2).

Однако следует отметить, что суммарные запасы нефти категорий А, В, С₁ (в старой классификации) за последние 25 лет сократились на 0,6 млрд т, но это уменьшение компенсирует рост запасов категории С₂ — с 8,7 млрд т в 1993 г. до 11,2 млрд т в 2018 г., т. е. за 25 лет объем перспективных ресурсов вырос на 39 %. Следовательно, суммарный объем запасов всех категорий за последние 25 лет практически не изменился. При этом количественная оценка ресурсного потенциала с каждым этапом уточнения непрерывно растет. Для перспективных ресурсов, формирующихся на стадии подготовки поисковых объектов, она увеличилась с 9,3 млрд т в 1993 г. до 12,2 млрд т к 2018 г. Похожая ситуация наблюдается и для прогнозных ресурсов. Суммарные запасы категорий D₁ и D₂ каждые 5 лет увеличиваются примерно на 3 млрд т, т. е. на 6–7 %. Во многом этому способствует разработанная методология регионального этапа изучения нефтегазоносных территорий РФ с учетом новых геолого-геофизических методов и информационных технологий и проведение на этой основе количественной оценки ресурсов. К сожалению, приращи-

Рис. 2. Распределение начальных суммарных ресурсов свободного газа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2019 г., трлн м³
Fig. 2. Distribution of Total Initial In-Place Resources of free gas in the Russian Federation (as on 01.01.2019), TCM



ваемые ресурсы, прогнозируемые в не охваченных ранее подсчетом нефтегазоперспективных зонах на стадиях регионального этапа геолого-разведочных работ, не вовлекаются в опоскование по той причине, что находятся в нераспределенном фонде недр, а поисковые работы проводятся только за счет недропользователей [1]. Авторы статьи считают это грубейшей ошибкой и основным препятствием для развития минерально-сырьевой базы нефти и газа. Следует отметить, что начиная с 2006 г. прирост запасов нефти и конденсата компенсировал добычу (рис. 3), однако с 2015 г. объемы прироста запасов стали снижаться и в 2017 г. впервые приращенные запасы оказались меньше объемов добычи. Компенсация объемов добычи газа приростами запасов началась только с 2010 г. (рис. 4). Кривая прироста запасов газа носит не линейный, а скачкообразный характер. Основной объем прироста запасов нефти (60–85 %) осуществляется за счет доразведки и открытия месторождений и залежей на старых площадях. Большая часть месторождений, открываемых на новых площадях, относится к очень мелким и мелким (рис. 5). За последние 5 лет из 226 открытых месторождений 148 относятся к очень мелким, 49 — к мелким, 25 — к средним и только 4 — к крупным. При этом достоверность поставленных на Государствен-

ный баланс запасов некоторых крупных месторождений у многих экспертов вызвал сомнение. Региональные работы, финансируемые из федерального бюджета, имеют очевидные тенденции сокращения объемов по всем видам. Сейсморазведочные работы 2D сократились в два раза, объемы параметрического бурения — с максимума 17,4 тыс. м в 2008 г. до минимума 0,4 тыс. м в 2016 г., несмотря на то, что площадь неопоскованных нефтегазоперспективных зон составляет более 2 млн км² [2].

При таких объемах региональных работ рассчитывать на подготовку перспективных объектов для лицензирования и поисковых работ не приходится.

Объемы бурения и сейсморазведки, выполняемые недропользователями на лицензионных участках, сокращаются. Хотя в 2019 г. ожидается некоторый прирост объемов бурения (рис. 6, 7). При этом недропользователями за 2009–2019 гг. открыто более 400 нефтяных месторождений с суммарными извлекаемыми запасами категорий C₁ + C₂ более 2 млрд т. Динамика затрат на проведение геолого-разведочных работ на нефть и газ приведена на рис. 8.

К нераспределенному фонду недр относится всего 4,8 % запасов нефти, газа — 3,5 % от общих запасов всех категорий России. Соответственно к распреде-



TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 3. Динамика добычи и прироста запасов жидких УВ (нефть + конденсат) по Российской Федерации в 2004–2018 гг. и план на 2019 г.
Fig. 3. History of liquid HC (oil + condensate) production and reserves growth in the Russian Federation in 2004–2018 and plan for 2019

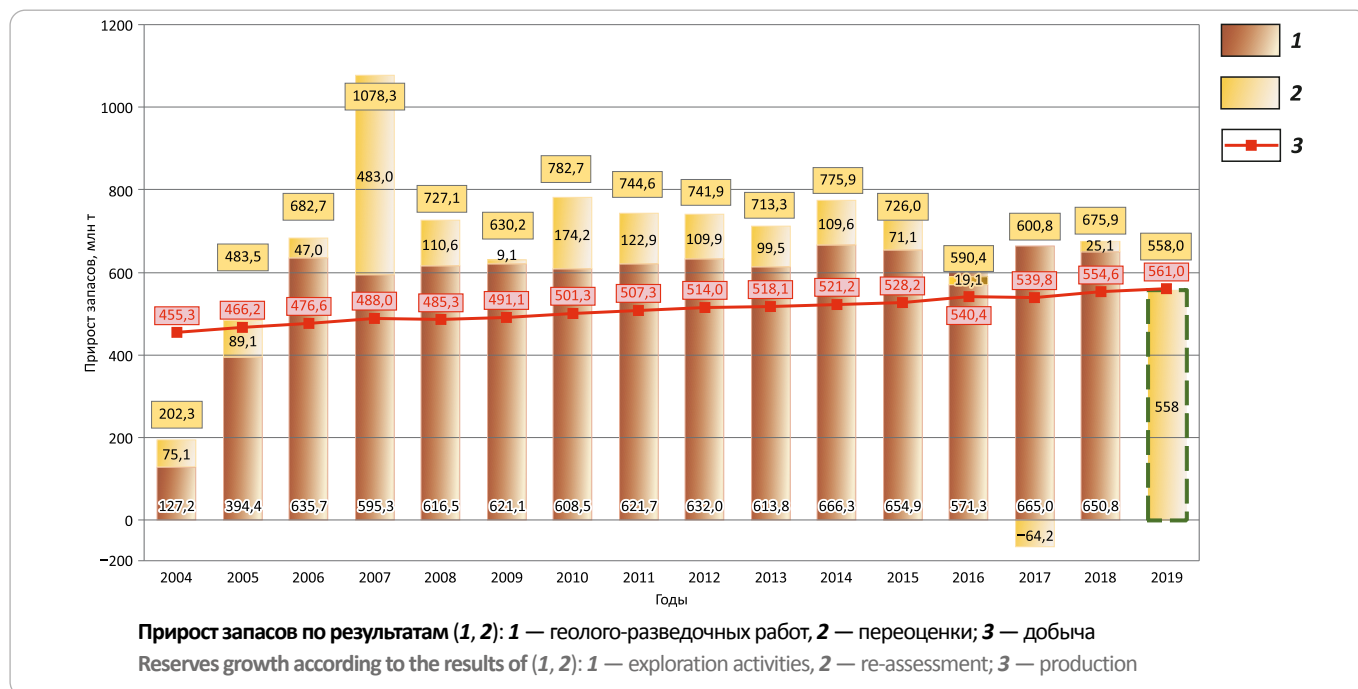
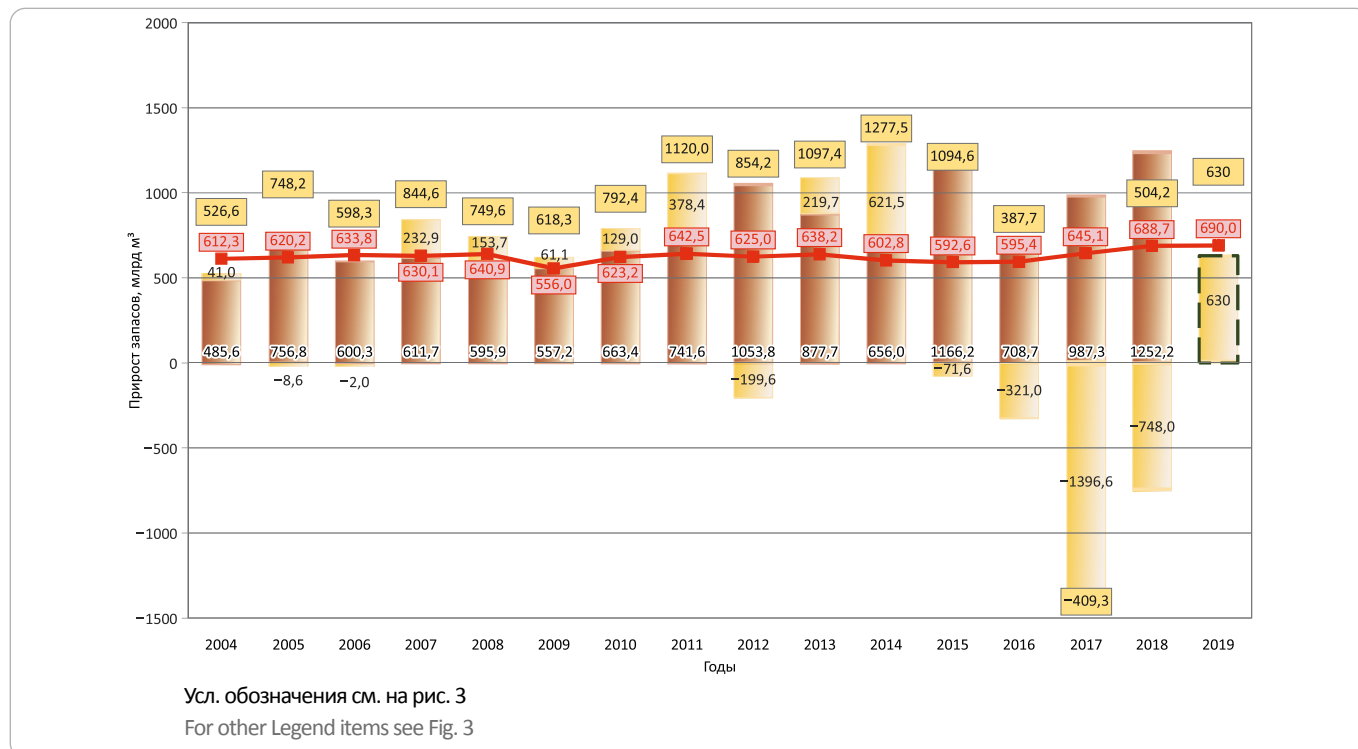


Рис. 4. Динамика добычи и прироста запасов свободного газа + газовой шапки по Российской Федерации в 2004–2018 гг. и план на 2019 г.
Fig. 4. History of free gas + gas cap production and reserves growth in the Russian Federation in 2004–2018 and plan for 2019



ленному фонду недр относится 95,2 % запасов нефти и 96,5 % запасов газа от общих запасов РФ всех категорий. На 01.09.2019 г. на УВ-сырье выдано 3735 лицензий, в том числе пользователям недр: 2109 — НЭ (разведка и добыча); 1107 — НР (геологическое изу-

чение, разведка и добыча); 519 — НП (геологическое изучение с целью поисков и оценки месторождений). В то же время по стране лицензировано только 34 % площади нефтеперспективных земель. В основном это участки с прогнозными и перспективными ре-

Рис. 5. Число открытых месторождений и запасы УВ Российской Федерации в 2004–2019 гг.
Fig. 5. Number of fields discovered and HC reserves of the Russian Federation in 2004–2019

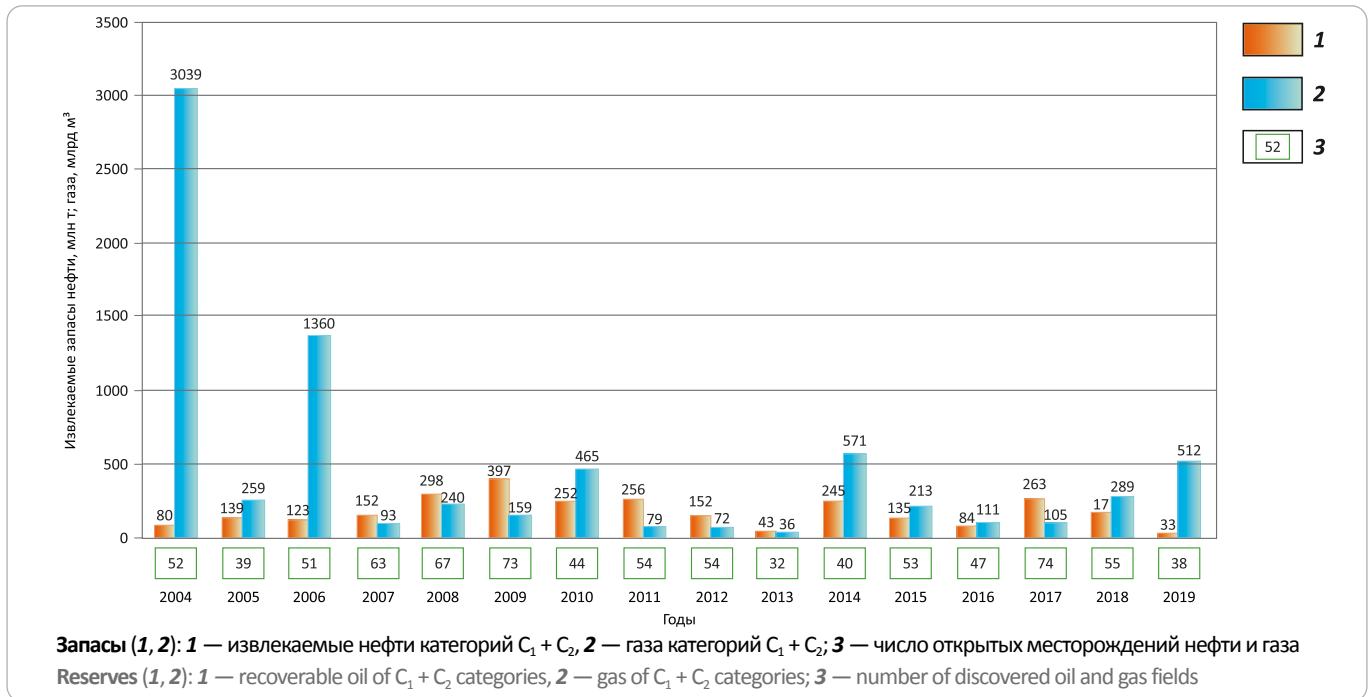
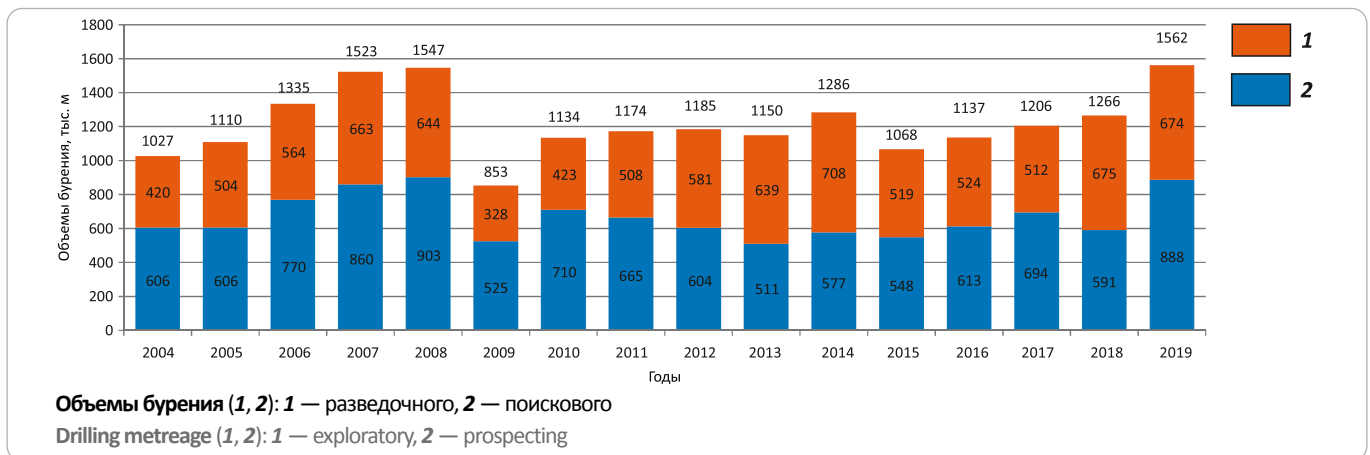


Рис. 6. Динамика объемов поисково-разведочного бурения на нефть и газ, выполненного за счет средств недропользователей на территории Российской Федерации и ее континентальном шельфе в 2004–2018 гг., и план на 2019 г.
Fig. 6. Dynamics of exploratory drilling for oil and gas funded by subsoil users in the Russian Federation territory and its continental shelf in 2004–2018 and plan for 2019



сурсами (рис. 9). То есть налицо необходимость резкого увеличения объемов работ поискового этапа. Динамика изменения числа действующих лицензий в РФ приведена на рис. 10.

Состояние начальных суммарных ресурсов РФ, их изученности и остаточного потенциала по главным сухопутным и акваториальным бассейнам свидетельствует о реальных возможностях интенсивного роста минерально-сырьевой базы нефте- и газодобычи. Основу крупномасштабного прироста новых запасов в европейской части России составляют в первую очередь ресурсы Тимано-Баренцевоморского и Прикаспийского (надсолевой верхнепермско-мезо-

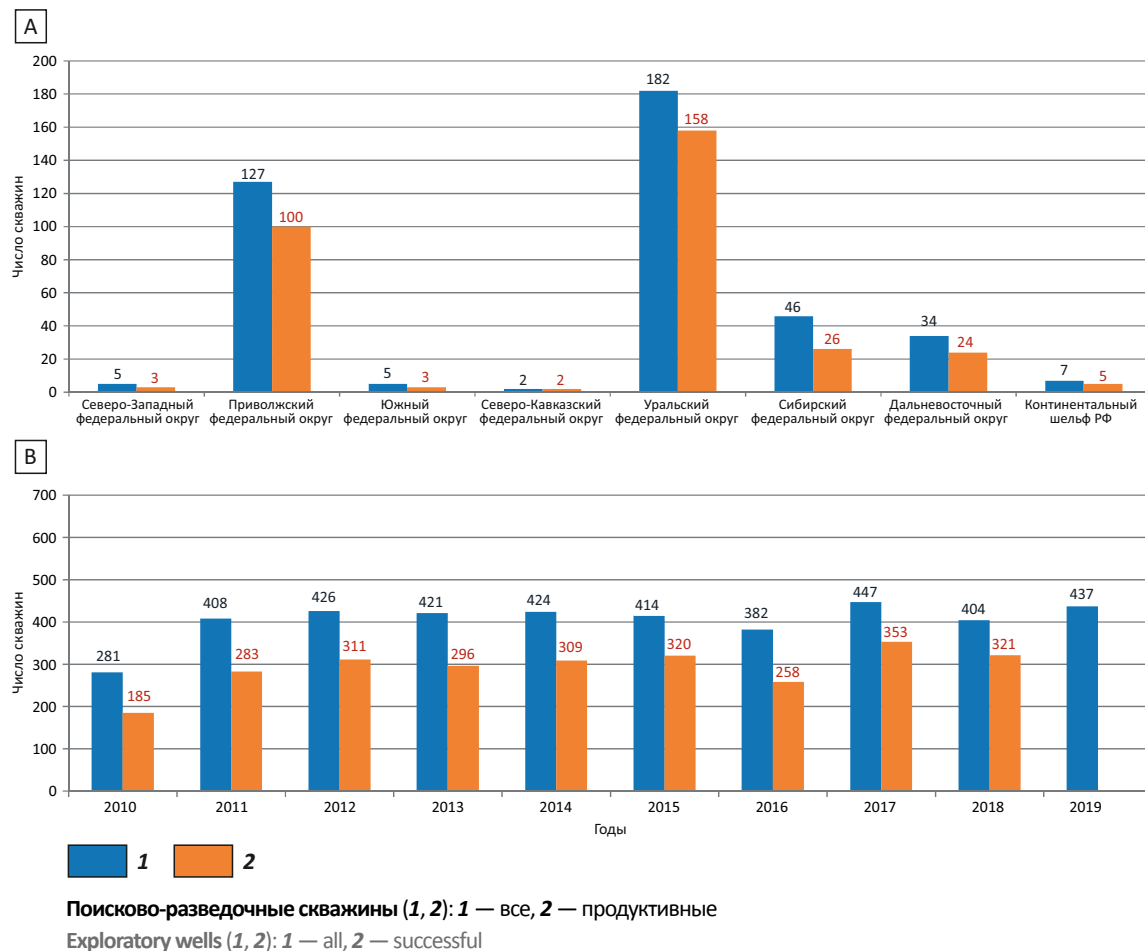
зойский этаж) бассейнов, Предуральского краевого прогиба, Восточной Сибири. В результате проведенных исследований установлено сочленение Мраковской депрессии с Прикаспийской впадиной по Ново-Алексеевскому прогибу, четко прослеживаемому по отложениям рифея до перми включительно. Исходя из этого, можно предполагать, что условия катагенеза, генерации и аккумуляции УВ в Предуральском краево прогибе могут быть идентичными Прикаспийской впадине. Успех освоения этих перспективных направлений нереален без прорыва на передовой мировой уровень всех видов геофизических и научно-исследовательских работ,



TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 7. Число поисковых и разведочных скважин на нефть и газ, завершенных строительством на территории РФ и ее акваториях, по федеральным округам за 2018 г. (А), динамика за 2010–2018 гг. и план на 2019 г. (В)

Fig. 7. Number of exploratory wells for oil and gas in the Russian Federation territory and its offshore areas, over the federal districts for the year 2018 (A), dynamics in 2010–2018 and plan for 2019 (B)



без научного осмысления геолого-геофизических материалов по аналогичным рифтогенным, алювиально-дельтовым и шельфовым Мексиканскому, Гвинейскому и Североморскому бассейнам. Логически обоснованное исчерпание структурно-антиклинальных прогностических поисковых методов резко повышает актуальность разведки альтернативных литолого-стратиграфических и палеогеоморфологических ловушек в Волго-Уральской, Предкавказской и Тимано-Печорской (суша) провинциях [3].

Подобные крупномасштабные задачи поставлены для Западной Сибири, где практически исчерпан фонд крупных и средних структурных ловушек. В этой связи усложнение поисков и разведки таких объектов требует внедрения новых технических, технологических, прежде всего геофизических, и научно-методических решений на основе углубления палеогеоморфологических, формационных и сейсмостратиграфических исследований, переосмысления закономерностей размещения скоплений УВ, в том числе и прогнозной оценки.

На начальных стадиях изучения и создания научно обоснованных геологических моделей провинций, областей и зон нефтегазоаккумуляции выделяют располагающие огромными УВ-ресурсами территории и акватории Восточной Сибири, Якутии и Охотско-Дальневосточного региона. Организация на основе имеющейся сырьевой базы нефтегазодобывающего комплекса исключительно важна для будущих судеб российской государственности и имеет не только инфраструктурную народно-хозяйственную, но и внешнеэкономическую международную значимость. Тем более, что состояние российской экономики не позволяет в данный момент в полной мере рассчитывать на решение этих задач без привлечения иностранных инвестиций. При таких обстоятельствах исключительно важно сохранить и углубить научно-концептуальную основу комплексного изучения и освоения минерально-сырьевой базы данных провинций. Таким образом, совершенно очевидно, что современное состояние газо- и особенно нефтедобычи в первую очередь обусловлено естественным старением длительно разрабатываемых месторождений

Рис. 8. Динамика затрат на проведение геолого-разведочных работ на нефть и газ за счет средств федерального бюджета и недروпользователей на территории Российской Федерации и ее континентальном шельфе в 2004–2018 гг. (с учетом неисполненных обязательств) и план на 2019 г.

Fig. 8. Behaviour of costs for oil and gas exploration activities funded from federal budget resources and funded by subsoil users in the Russian Federation territory and its continental shelf in 2004–2018 (accounting for outstanding commitments) and plan for 2019

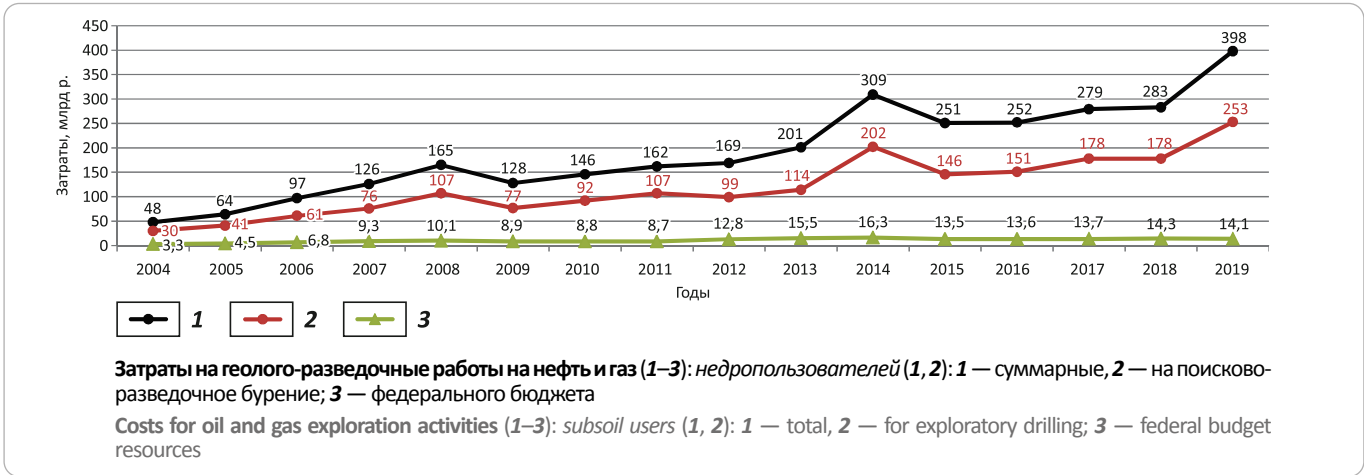
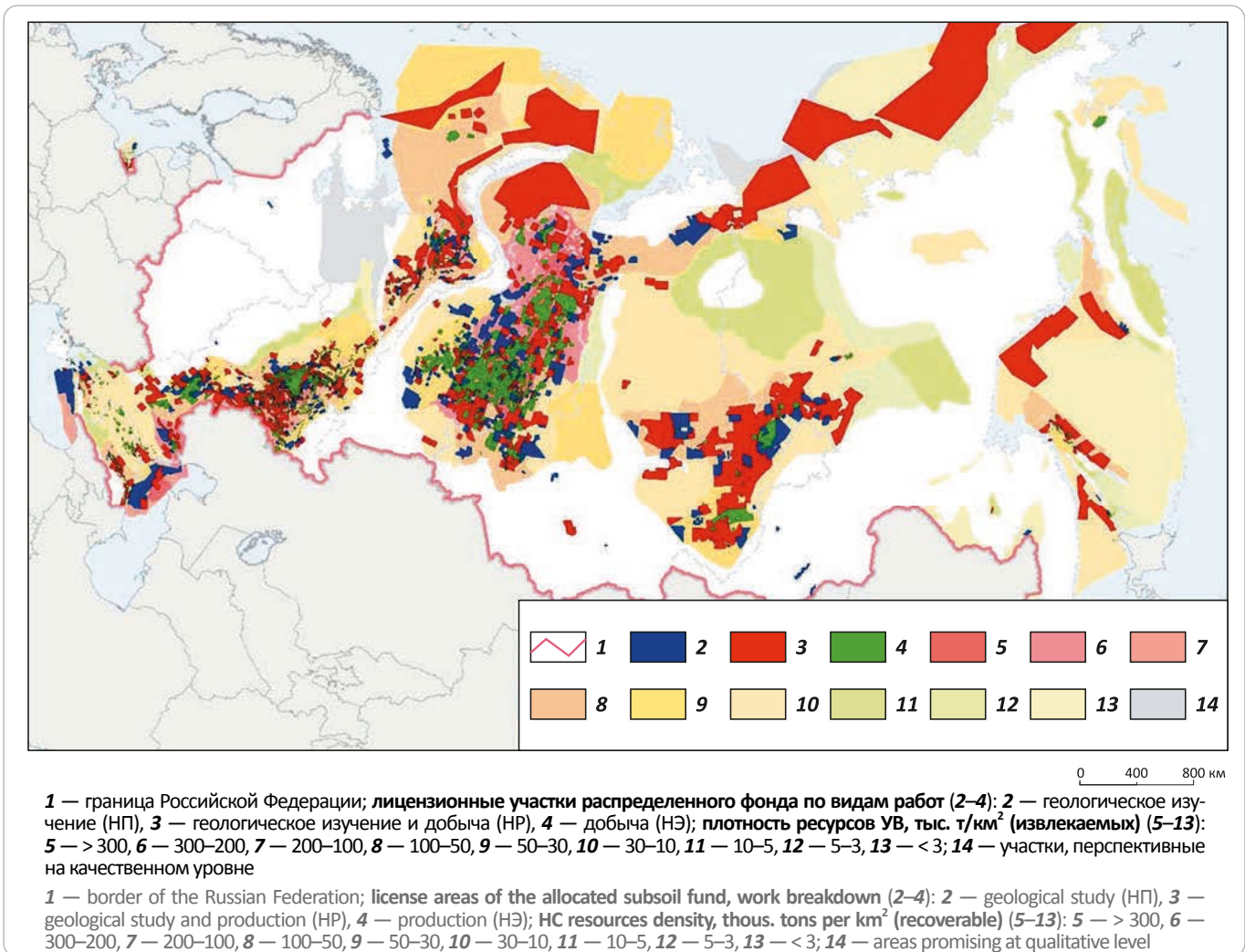


Рис. 9. Состояние лицензирования на УВ-сырье на территории Российской Федерации на 01.09.2019 г.

Fig. 9. State of HC raw materials licensing in the territory of the Russian Federation as of 01.09.2019

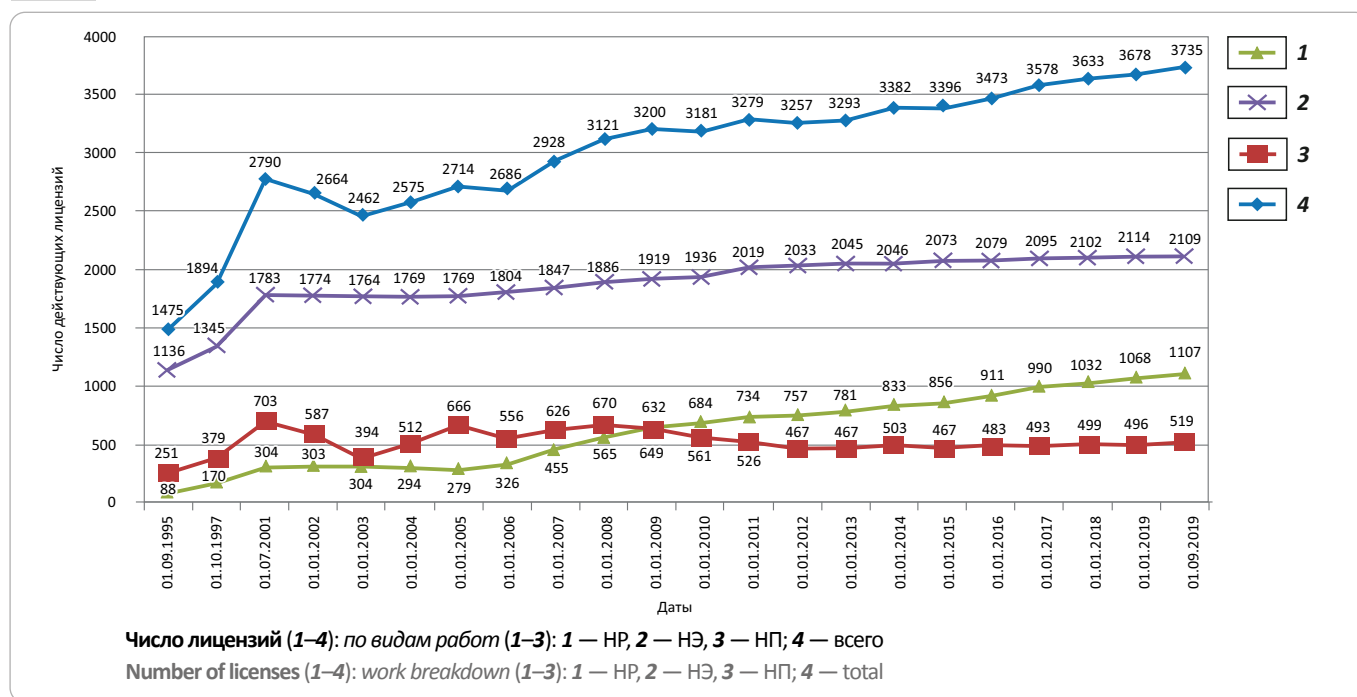




TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 10. Число действующих лицензий в Российской Федерации

Fig. 10. Number of valid licenses in the Russian Federation



распределенного фонда и мельчанием новых открытий в прилегающих высокоразведанных территориях, преобладанием в их составе экономически менее выгодных для освоения трудноизвлекаемых запасов [3, 4].

Заключение

Потребности геолого-разведочных работ непосредственно определяют и будут определять круг и масштабность научных исследований. Существующая система финансирования восполнения минерально-сырьевой базы за счет бюджетных отчислений, в составе которых на науку приходится весьма небольшая доля, не позволяет рассчитывать на кардинальный перелом в существующем дефиците подготавливаемых запасов и выход в новые районы. К тому же, как ее образно называют, «лоскутная», или «хуторская», система лицензионного недропользования, как правило не выходящего за рамки отдельных единичных площадей, предопределяет и преимущественно мелкомасштабный уровень сопровождающих такие работы научных исследований. Крупные стратегические задачи, анонсируемые в федеральных целевых научно-технических программах, не решаются из-за крайне ограниченного федерального финансирования. Все это неизбежно приводит к сворачиванию в первую очередь геофизических, научно-исследовательских и конструкторских работ, ликвидации большинства стратегических фундаментальных направлений. В то же время суммарные поступления от использования минерально-сырьевой базы формируют более 40 % федерального бюд-

жета и 80 % всех валютных поступлений, обеспечивающих стабильность национальной валюты и рост резервов Центрального банка России.

Российский нефтегазовый комплекс нуждается в коренном технико-технологическом перевооружении во всех сферах его деятельности, начиная от геофизических и геолого-съёмочных работ вплоть до разработки месторождений. Однако без квалифицированного научного сопровождения, интерпретации, анализа и синтеза данных эти затраты окажутся малоэффективными. К тому же только на соответствующих научных основах возможны совершенствование и разработка принципиально новых разведочных технологий, концепций и моделей геологического строения, нефтегазообразования и формирования залежей УВ [4].

Какими видятся актуальные проблемы нефтегазогеологической науки и области их применения, а также приоритетные направления ее развития в интересах совершенствования геолого-разведочного процесса и наращивания минерально-сырьевой базы? Авторы статьи, не претендуя на изложение всеобъемлющего перечня, отмечают лишь наиболее важные:

– фундаментальные исследования физико-химических процессов миграции и аккумуляции, развитие альтернативных идей глубинного и низкотемпературного образования нефтидов, пространственного соотношения очагов генерации и зон нефтегазоаккумуляции УВ. Повышенный интерес в рамках этой проблемы приобретают вопросы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента и древних до-

кембрийских толщ, а также угленосных фаций. Особое значение имеет изучение причин и механизма распространения газогидратов в районах вечной мерзлоты и глубоководно-морских толщ. Важным представляется также развитие теоретических основ и изучение прикладного значения биогеохимической и абиогенной концепций генерации УВ [5];

– разработка интегрированных эволюционно-генетических моделей нефтегазоносных бассейнов, зон нефтегазонакопления и залежей по комплексу геофлюидальных, геохимических, геодинамических параметров и выраженности в геофизических полях, компьютерно-математические способы их визуализации и типизации. Параллельно с этим должно проводиться осмысление взаимосвязи перечисленных геологических явлений в пределах конкретных установленных и потенциальных объектов-ловушек, их морфогенетической классификации и закономерностей размещения;

– совершенствование существующих и разработка новых эффективных методов геолого-поисковых, оценочных и разведочных работ на нефть и газ, ориентированных на рентабельное освоение малоразмерных, малоамплитудных и сложнопостроенных ловушек и залежей, составляющих основную часть остаточного ресурсного потенциала регионов зрелой и высокой разведанности, а также крупных скоплений – базовых для эффективного освоения новых перспективных территорий;

– изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности толщ, залегающих глубже основных горизонтов разработки в старых районах нефтедобычи, что важно для их поддержания. Это доюрские отложения Западной Сибири, рифей-вендские отложения и докембрийский фундамент Волго-Уральской, Тимано-Печорской провинций и других регионов;

– пересмотр существующих количественных оценок прогноза нефтегазоносности по многим районам на основе иных, альтернативных, ранее применявшихся преимущественно «антиклинальных» подходов, учитывающих преобладающий

литофациальный контроль скоплений. Очевидна необходимость проведения большого объема научно-исследовательских работ по интерпретации и переинтерпретации на современном уровне огромного фактического материала. Это позволит более успешно выполнять одну из важнейших задач – научное обоснование эффективных направлений геолого-разведочных работ;

– проведение комплекса геологических, геохимических, геофизических, геолого-экономических исследований с целью формирования нового нефтегазодобывающего региона, определяющего (как сейчас – Западная Сибирь, а когда-то – Волго-Урал) УВ-потенциал страны и добычу нефти и газа;

– исследования и мониторинг геодинамического состояния недр, особенно в районах повышенной сейсмической разломной и плитотектонической активности и неравномерной геомеханической напряженности массивов горных пород. Последнее приобретает серьезное прикладное значение при использовании методов воздействия на фильтрационно-емкостные свойства нефтегазоносных пород с целью повышения коэффициентов извлечения УВ-сырья.

Эти приоритетные направления в значительной мере приведены в контексте выполняемых в ФГБУ «ВНИГНИ» исследований. Очевидна необходимость изучения и применения многих разработок в кооперации с научными коллективами других организаций.

Прогресс в нефтегазовой отрасли, безусловно, всецело зависит от повышения технического уровня разведочной техники до мирового уровня. Аналогичный процесс должен сопровождать и научную сферу для совершенствования лабораторно-аналитической и приборной баз, программного и методического обеспечения.

Хочется верить, что в ближайшее десятилетие российская геологическая наука, опираясь на славные традиции, восстановит свой престиж и будет достойно содействовать развитию отечественной нефтегазовой промышленности.

Литература

1. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Виценовский М.Ю., Давыденко Б.И., Иутина М.М., Кравченко М.Н., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Скворцов М.Б., Фортунатова Н.К. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 5–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-5-25.
2. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И., Кравченко М.Н., Шевцова М.И. Ресурсы и запасы УВ // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–14.
3. Гаврилов В.П., Грунис Е.Б. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы ее наращивания // Геология нефти и газа. – 2012. – № 5. – С. 30–38.
4. Грунис Е.Б., Барков С.Л., Мишина И.Е. Проблемы и инновационные пути расширения ресурсной базы углеводородов за счет нетрадиционных источников Российской Федерации // Георесурсы. – 2014. – Т. 59. – № 4. – С. 28–34. DOI: 10.18599/grs.59.4.5.
5. Грунис Е.Б. Новые представления теории геологических процессов и перспективы нефтегазоносности Русской платформы // Георесурсы. – 2012. – № 6(48). – С. 63–71.

References

1. Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Vitsenovskii M.Yu., Davydenko B.I., Iutina M.M., Kravchenko M.N., Mel'nikov P.N., Poroskun V.I., Skvortsov M.B., Fortunatova N.K. Status and ways to build up the hydrocarbon raw materials base in the Russian Federation. *Geologiya nefi i gaza*. 2018;(3):5–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-5-25. In Russ.
2. Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Lodzhevskaya M.I., Kravchenko M.N., Shevtsova M.I. Hydrocarbon resources potential – the backbone of Russian fuel-and-energy sector development. *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(3):3–14. In Russ.
3. Gavrilov V.P., Grunis E.B. The state of oil production resource base in Russia and its increase prospects. *Geologiya nefi i gaza*. 2012;(5):30–38. In Russ.
4. Grunis E.B., Barkov S.L., Mishina I.E. Innovative Ways to Expand Hydrocarbons Resource Base by means of Unconventional Sources in the Russian Federation. *Georesursy = Georesources*. 2014;58(3):28–34. DOI: 10.18599/grs.59.4.5. In Russ.
5. Grunis E.B. New conceptions of the geological processes theory and oil and gas potential of the Russian Platform. *Georesursy = Georesources*. 2012;48(5):63–71.

Информация об авторах**Грунис Евгений Борисович**

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: grunis@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-8059-0933

Скворцов Михаил Борисович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделением
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: skvortsov@vnigni.ru

Давыденко Борис Иванович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
по лицензированию
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: boroil@vnigni.ru

Тухтаева Мария Ивановна

Старший научный сотрудник
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: tukhtaeva@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-2411-5438

Information about authors**Evgeniy B. Grunis**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: grunis@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-8059-0933

Mikhail B. Skvortsov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of a Department
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: skvortsov@vnigni.ru

Boris I. Davydenko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director-General
for Licensing Issues
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: boroil@vnigni.ru

Mariya I. Tukhtaeva

Senior Research Associate
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: tukhtaeva@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-2411-5438

УДК 550.8:552.5:552.14

DOI 10.31087/0016-7894-2020-2-33-45

Глубинный эпигенез рифтогенно-осадочного комплекса арктической части Западной Сибири — ключ к прогнозу газовых и газоконденсатных месторождений

© 2020 г. | А.Д. Коробов, Л.А. Коробова

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского», Саратов, Россия; korobad@yandex.ru; korob@info.sgu.ru

Поступила 03.12.2019 г.

Доработана 18.12.2019 г.

Принята к печати 20.01.2020 г.

Ключевые слова: цеолитовые пропилиты; глубинный эпигенез; седиментационные бассейны; углеводородное сырье.

Аннотация: Для территории Западной Сибири типично проявление наложенного эпигенеза, вызванного структурной перестройкой региона. На его особенности большое влияние оказывали погребенные континентальные рифты. В южных и северных районах наложенные процессы существенно различаются. Обь-Иртышское междуречье (юг Западно-Сибирской плиты) — территория, которая практически не преобразована рифтогенезом. Там в обстановке более низких температур и аномально высоких концентраций глубинного CO₂ (признак неистощенного состояния мантии) вдоль разломов, секущих чехол и фундамент, масштабно представлены взаимосвязанные и взаимообусловленные процессы каолинизации и карбонатизации. На севере Западно-Сибирская плита наиболее осложнена рифтогенезом (Тазовская губа, Гыданский полуостров и т. д.), где в условиях повышенных температур и дефицита CO₂ (за счет деплетирования мантии) вдоль глубинных разломов, рассекающих породы фундамента (переходного комплекса) и чехла, широко развита цеолитовая фация (минерал-индикатор ломонтит) и спорадически — трансильванская (характерный минерал кальцит). Обе фации входят в состав низкотемпературных пропилитов. Контроль наложенного эпигенеза глубинными разломами и оперяющей трещиноватостью привел к возникновению вертикальных афациальных зон в виде своеобразных «столбов»: ломонтитовых — на севере, каолининовых и карбонатных (преимущественно кальцитовых) — на юге. Цеолитовые пропилиты, имеющие региональное распространение, как правило, продуктивны. Поэтому их необходимо рассматривать как потенциальные вмещающие газоконденсата и (или) природного газа.

Для цитирования: Коробов А.Д., Коробова Л.А. Глубинный эпигенез рифтогенно-осадочного комплекса арктической части Западной Сибири — ключ к прогнозу газовых и газоконденсатных месторождений // Геология нефти и газа. — 2020. — № 2. — С. 33–45. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-33-45.

Deep epigenesis of riftogenic-sedimentary series: key to gas and gas condensate fields prediction in the Arctic part of Western Siberia

© 2020 | 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 03.12.2019

Revised 18.12.2019

Accepted for publication 20.01.2020

Key words: zeolite propylites; deep epigenesis; sedimentary basins; hydrocarbon raw materials.

Abstract: Occurrence of juxta-epigenesis induced by structural transformation of the region is typical for West Siberian territory. Its features were greatly influenced by the buried continental rifts. Juxtaposed processes differ considerably in southern and northern regions. Ob-Irtyshsky interfluvium (south of the West Siberian Plate) is a territory that has not been practically transformed by rifting. There, in the environment of lower temperatures and abnormally high concentrations of deep CO₂ (an indicator of unexhausted mantle), the interconnected and interdependent processes of kaolinization and carbonation are present on a large scale along the faults transverse to sedimentary cover and basement. The West Siberian Plate is most complicated by rifting in its north (the Tazovsky Bay, Gydan Peninsula, etc.). In the environment of higher temperature and CO₂ deficiency (due to mantle depletion), zeolite facies (the indicator mineral is laumontite) is widely developed along the deep faults cross-cutting the basement rocks (transitional sequence) and sedimentary cover, and sporadically — the Transylvanian facies (typical mineral is calcite). Both facies are part of low-temperature propylites. Juxta-epigenesis controlled by deep-seated faults and fault fissures resulted in formation of unusual vertical non-facies column-shaped zones; they are laumontite in the north, kaolinite and carbonate (mainly calcite) in the south. Regionally occurring zeolite propylites are usually productive. They must therefore be considered to be the prospective reservoirs for gas condensate and/or natural gas.

For citation: Korobov A.D., Korobova L.A. Deep epigenesis of riftogenic-sedimentary series: key to gas and gas condensate fields prediction in the Arctic part of Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(2):33–45. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-33-45. In Russ.

Введение

Проблема освоения УВ-ресурсов Арктики — одна из наиболее актуальных и обсуждаемых тем в настоящее время. Самые эффективные ее решения возможны лишь при условии выяснения характерных причин нефтегазообразования и нафтидо накопления в арктической части Западно-Сибирской плиты. Одной из главных таких причин является геодинамический режим недр, контролирующий в породных осадочных бассейнах степень прогречности недр и, как следствие, — различие зрелости ОБ, изменение пород, содержащих ОБ, и т. д.

В пределах Западной Сибири на одних и тех же глубинах над рифтовыми зонами отмечаются повышенные температуры, а вне влияния рифтовых зон на этих же глубинах современные пластовые температуры ниже. Это свидетельствует о том, что рифтогенный процесс, начавшийся в триасе, еще не завершился. Наиболее ярко он проявился в Северном полушарии, где охватил Арктику и Северную Атлантику (Дучков А.Д. и др., 1974; Сурков В.С. и др., 1989). По мнению ряда ученых (Конторович А.Э. и др., 1995; Холодов В.Н., 2011; Лебедев Б.А., Пинский Э.М., 2000 и др.), температурные аномалии здесь связаны только с процессами кондуктивного переноса тепла благодаря большой плотности и, следовательно, значительной теплопроводности пород рифтовых зон. При этом преобразование минерального состава и ОБ пород носит изохимический характер, свойственный по своей сути региональному стадийному литогенезу. Что касается конвективного теплопереноса, то его роль в нефтегазоносных бассейнах ничтожна.

Существует другая точка зрения (Гаврилов В.П., 1998, 2013; [1–3]), согласно которой в седиментационных бассейнах, в отличие от региональных эпигенетических и метаморфических изохимических преобразований пород, довольно значительная роль принадлежит явлениям наложенного эпигенеза, протекающим под влиянием глубинных факторов [1]. Определяющая особенность наложенного эпигенеза, отличающая его от регионального, — более узкий, локализованный характер проявления в вертикальном и горизонтальном направлениях, который не зависит или мало зависит от первичного характера пород и фациальных условий их формирования. Обусловлен же он главным образом взаимодействием пород с проникающими растворами «чужого» (химически неравновесного с ними) состава. В этой связи П.П. Тимофеев с соавторами выделяют гипогенный наложенный эпигенез [1]. Этот тип процессов широко распространен в складчатых и платформенных областях, где наблюдается налегание осадочного чехла на фундамент с зонами глубинной раздробленности.

По этой причине необходимо признать особое влияние триасовых погребенных палеорифтов Западной Сибири на процессы глубинного эпигенеза

(Гаврилов В.П., 1998, 2013; [2]). Их характер и распределение во многом зависят от масштабов проявления рифтогенеза, которые на севере и юге исследуемой территории совершенно различны. На севере Западно-Сибирская плита наиболее осложнена рифтогенезом. В арктическую акваторию раскрывается не только стержневой для региона Колтогорско-Уренгойский, но Ямальский и Худосейский рифты. Межрифтовые вулканические плато достигают громадных размеров (рис. 1). По данным С.В. Аплонова [4], в триасе эта территория подверглась расколу и континентальный рифтинг, достигший своего максимума, вошел в стадию спрединга Обского палеоокеана.

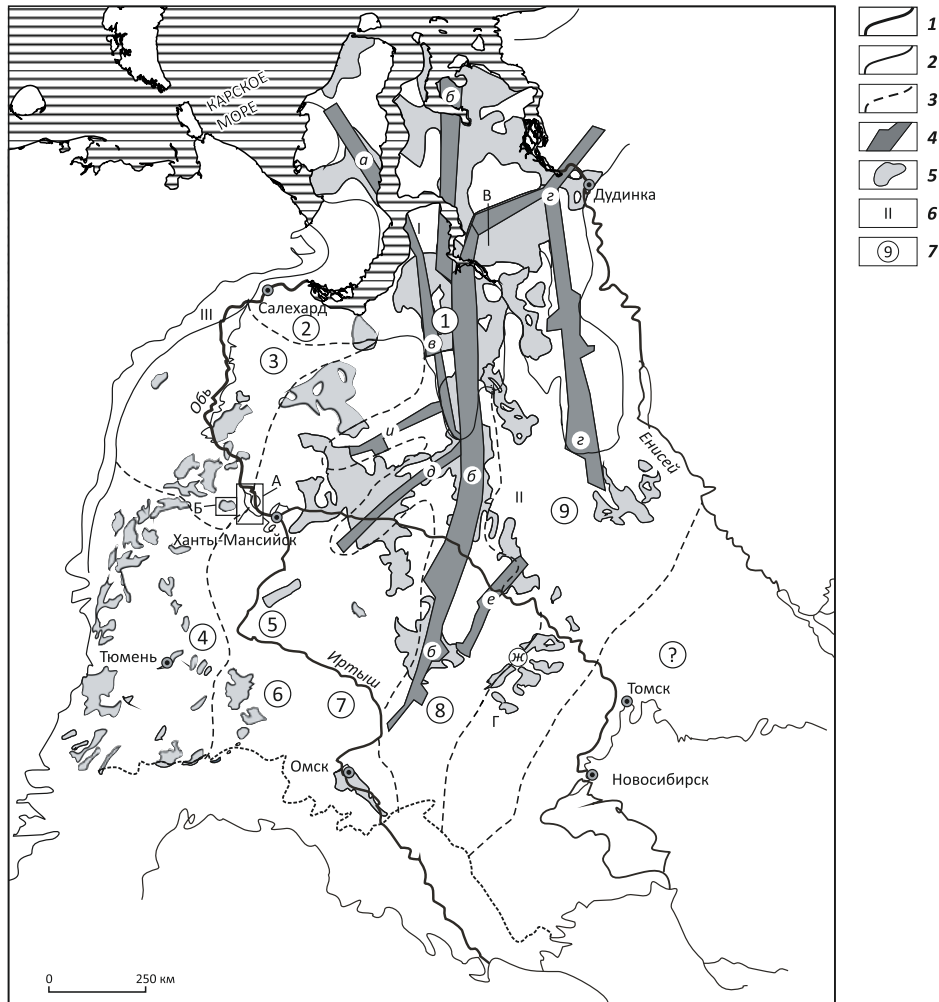
В южном направлении рифтогенез постепенно ослабевает и исчезает полностью. При этом на фоне замыкания крупных рифтовых долин сначала появляются мелкие (Усть-Тымский, Чузикский и др.) рифты, которые сменяются доминирующими изолированными (локальными) впадинами. В соответствии с теоретическими представлениями [5, 6], наблюдаемое в Западной Сибири угасание рифтогенеза в направлении с севера на юг может демонстрировать переход от районов с более истощенной мантией к областям, где она истощена меньше всего. Это сказывается на объеме и составе глубинных газов, поставляемых погребенным рифтом с гидротермальными растворами в осадочный чехол. Учитывая, что Западную Сибирь можно отнести к «неактивной рифтовой группе» [7], допустимо, что степень истощения мантии на доплитной стадии не изменилась и в дальнейшем — на плитном этапе.

Постановка задачи и цель работы

Установлено [5, 8], что в рифтовых структурах преобладающим легучим соединением является углекислый газ. В значительно меньшей степени присутствуют метан, водород, угарный, инертные и другие газы. При этом, если связывать дегазацию мантии с удалением компонентов из базальтовых расплавов, то самым подвижным из них является CO_2 [9]. Следовательно, наиболее информативным показателем степени истощения мантии при океанизации континентальной коры, по И. Рамбергу и П. Моргану (1984), служит объем присутствующего глубинного углекислого газа в перекрывающих рифты породах чехла, а также его участие в гипогенном эпигенезе, вызванном структурной перестройкой региона. Это подтверждено специальными исследованиями, по результатам которых выявлено наличие деплетированной мантии на севере. Данное предположение доказывается тем, что на юге Западной Сибири, в области замыкания Колтогорско-Уренгойского рифта и развития небольшого Чузикского грабена (незначительная деструкция коры) в пределах Межовского и Веселовского районов, установлены крупные проявления глубинного углекислого газа в юрских отложениях (см. рис. 1). В приуральской части

Рис. 1. Схема фациального районирования триасовых отложений Западно-Сибирской плиты (Липатова В.В., Казаков А.М., 2001) с дополнениями (Сурков В.С., Смирнов Л.В., 2003) и уточнениями А.Д. Коробова, Л.А. Коробовой

Fig. 1. Scheme of facies zoning of the Triassic formations within the West Siberian Plate (Lipatova V.V., Kazakov A.M., 2001), complemented (Surkov V.S., Smirnov L.V., 2003) and updated by A.D. Korobov, L.A. Korobova



Границы (1–3): 1 — Западно-Сибирской плиты, 2 — фациальных областей, 3 — фациальных зон; 4 — рифты (а — Ямальский, б — Колтогорско-Уренгойский, в — Худуттейский, г — Худосейский, д — Аганский, е — Усть-Тымский, ж — Чузиковский, и — Пякипурский); 5 — изолированные (локальные) впадины и вулканические плато; 6 — фациальные области (I — Ямало-Тазовская, II — Обь-Иртышская, III — Приуральская); 7 — фациальные зоны (1 — Уренгойская, 2 — Ярудейская, 3 — Шеркалинская, 4 — Тюменско-Тобольская, 5 — Мансийская, 6 — Вагай-Ишимская, 7 — Омская, 8 — Тарско-Муромцевская, Хохряковская).

Районы работ: А — Краснolenинский, Б — Шаимский, В — Северо-Хальмерпаютинская площадь (Большехетская впадина), Г — Межовский и Веселовский Обь-Иртышского междуречья

Boundaries (1–3): 1 — West Siberian Plate, 2 — facies areas, 3 — facies zones; 4 — rifts (a — Yamal'sky, б — Koltogorsky-Urengoisky, в — Khudutteisky, г — Khudoseisky, д — Agansky, е — Ust-Tymsky, ж — Chuziksky, и — Pyakipursky); 5 — isolated (local) depressions and volcanic plateaus; 6 — facies areas (I — Yamal-Tazovsky, II — Ob'-Irtysky, III — Priural'sky); 7 — facies zones (1 — Urengoisky, 2 — Yarudeisky, 3 — Sherkalinsky, 4 — Tyumensky-Tobol'sky, 5 — Mansiisky, 6 — Vagai-Ishimsky, 7 — Omsky, 8 — Tarsky-Muromtsevsky, Khokhryakovsky).

Working areas: А — Krasnoleninsky, Б — Shaimsky, В — North Khal'merpayutinsky area (Bol'shekhetsky depression), Г — Mezhovsky and Veselovsky of Ob'-Irtysky interfluvium

бассейна (Шаимский район) в субмеридиональной полосе развития изолированных (локальных) впадин, которые можно рассматривать как фрагменты несостоявшегося (недоразвитого) рифта, также обнаружены аномальные скопления глубинного CO₂ в породах юрского возраста (Розин А.А., Сердюк З.Я., 1970, 1971).

На севере Западно-Сибирской плиты по материалам бурения сверхглубоких скважин Тюменская-СГ-6 и Ен-Яхинская-СГ-7, а также другим многочисленным геологическим, минералого-петрографическим и гидрохимическим данным скоплений глубинного CO₂ выявлено не было. Это свидетельствует о том, что по участию углекислоты в гипогенном эпигенезе (гидро-

термальном или гидротермально-метасоматическом минералообразовании) северные территории должны принципиально отличаться от Межовского и Веселовского районов на юге.

В первую очередь это обусловлено тем, что углекислота, являясь наиболее распространенным газовым компонентом гидротермальных растворов, оказывает самое существенное влияние на значения pH, Eh и их изменение, обеспечивая условия переноса или отложения присутствующих в минералообразующей среде компонентов. Но особенно велика роль CO₂ в контроле щелочности термальных вод (Наумов Г.Б., Малинин С.Д., 1968). Она, наряду с температурой, закономерно влияет на распределение эпигенетической каолинизации, карбонатизации и цеолитизации (ломонтитизации) нижнемеловых песчаников и алевропесчаников, с одной стороны, в пределах Обь-Иртышского междуречья (юг), с другой — Большехетской впадины и Мессояхского пояса мегавалов (север Западной Сибири).

Достоверная прогнозная оценка площадей развития ломонтитизированных пород в пределах исследуемой территории имеет очень большое значение, поскольку такие породы часто являются продуктивными. Так, по данным Е.А. Бородиной [10], ломонтитизированные нижнемеловые отложения заполярной свиты в границах Большехетской впадины вмещают до трети УВ ресурсной базы региона. Это же касается и нижнемеловой суходудинской свиты Мессояхского пояса мегавалов [11, 12]. Поэтому зоны цеолитовой пропилитизации представляют большой интерес для дальнейших поисков и геолого-разведочных работ на газ и в меньшей степени — на нефть. При этом считается, что происхождение ломонтита и его низкотемпературного аналога леонгардита связано главным образом с преобразованием пирокластического или иного силикатного материала в процессе диагенеза или катагенеза (Азаматов В.И. и др., 1993; [10, 13, 14]). С точки зрения авторов статьи, с этим никак нельзя согласиться, ибо неправильное понимание природы ломонтитизации приведет к неверной оценке перспектив территории на УВ-сырье.

Цели настоящей статьи — установить генезис и дать прогнозные оценки мест локализации продуктивных коллекторов, прежде всего ломонтитизированных пород чехла и доюрского комплекса. Для этого сначала рассмотрим преобразования неокотских (валанжинских и готерив-барремских) отложений Обь-Иртышского междуречья и сопоставим их с характером изменений валанжинских пород заполярной и суходудинской свит, залегающих в пределах Большехетской синеклизы (район Тазовской губы) и Мессояхского пояса мегавалов (Гыданский полуостров) соответственно. Так как гипогенный наложенный эпигенез контролируется глубинными разломами, проследим особенности его развития в

рифтогенных ниже-среднетриасовых базальтах, вскрытых скв. Тюменская-СГ-6.

Гипогенный наложенный эпигенез южной части Западно-Сибирской плиты

Преобразования неокотских пород чехла Обь-Иртышского междуречья

Алевритово-песчаные породы валанжинского и готерив-барремского ярусов Обь-Иртышского междуречья, не затронутые вторичными изменениями, имеют кварц-полевошпатовый состав. В обломочной части пород указанного возраста среднее содержание полевых шпатов составляет 50 % и более, значительно меньше кварца (30–35 %), обломков пород и слюды. Вышеупомянутые породы в результате тектонической перестройки испытали гидротермальную каолинизацию и карбонатизацию. Эти два взаимосвязанных и взаимообусловленных процесса могли протекать одновременно, или каолинизация сменялась карбонатизацией.

Каолинизация (гидротермальная аргиллизация). Каолинит формируется по зернам полевых шпатов, слюды, обломкам неустойчивых пород и акцессорных минералов. Новообразования каолинита наблюдаются также по цементу, представленному хлоритом и гидрослюдой. Акцессорные минералы (эпидот, цоизит, клиноцоизит, сфен) полностью или частично преобразуются в каолинит.

В процессе каолинизации терригенных пород содержание полевых шпатов (доминирующего компонента) значительно снижается. Иногда процесс настолько интенсивен, что все неустойчивые минералы терригенного комплекса замещаются каолинитом. От зерен полевых шпатов сохраняются лишь контуры в виде тонкой пленки хлорита с едва заметным крустификационным строением. Эти контуры четко различаются в проходящем свете в шлифах под микроскопом. При скрещенных николях видно, что порода состоит из сплошного каолинитового агрегата, в котором просматриваются лишь единичные разрозненные зерна устойчивых к разрушению кварца и микрокварцита.

Песчаники в зонах максимальной каолинизации превращаются в гидротермально-метасоматическую породу, сохраняющую их структурно-текстурный облик. На отдельных участках зоны интенсивной каолинизации сменяются зонами умеренной каолинизации. При этом в целом они приобретают вертикальную (субвертикальную) пространственную направленность сложного строения, контролируемую разрывными нарушениями и оперяющей трещиноватостью. Возникают своеобразные каолининовые «столбы», которые пересекают самые разнообразные по составу и фаціальным условиям породы. Иногда на участках, где протекают одновременно два процесса, породы представлены кальцит-каолининовыми (каолинит-кальцитовыми) агрегатами.

Карбонатизация. Карбонаты (главным образом кальцит с участием доломита, анкерита и сидерита) развиваются по ингредиентам алевритово-песчаных пород. Их формирование очень напоминает процесс каолинизации. В первую очередь подвергаются изменениям полевые шпаты. В шлифах четко видны их контуры или реликты при полном или частичном замещении преобладающим в породе кальцитом. Новообразования кальцита наблюдаются также по слодам и цементу, представленному гидрослюдой и хлоритом. Эпидот, цоизит и клиноцоизит также в различной степени преобразуются в кальцит (Розин А.А., Сердюк З.Я., 1971).

Карбонаты (доминирующий кальцит) заполняют поры между сохранившимися обломками, где формируют базальный или пойкилитовый цемент, частично замещают первичный цемент, а также залечивают секущие их трещины. По данным Б.А. Лебедева и др. [15], установлено, что карбонаты распределяются по площади отдельных структур неравномерно. Наряду с разрезами, где отмечаются лишь единичные линзы карбонатов, резко выделяются разрезы, в которых карбонатизация развивается во всех толщах от фундамента. Такие карбонатные «столбы» установлены по многим скважинам, пробуренным на юге Западно-Сибирской плиты, в Томской области. Так, на Мыльджинском поднятии карбонатизация интенсивно развита в песчаниках и аргиллитах тюменской и васюганской свит, в баженовских аргиллитах, а также выше по разрезу в нижнемеловых отложениях. Объяснить образование карбонатных «столбов» иначе, чем наложенным эпигенезом, невозможно, поскольку карбонатизация развивается по породам, образованным в совершенно различных фациальных обстановках и имеющим разный вещественный состав.

Можно предположить, что такой характер наложенных изменений указывает на наличие неистощенной мантии в районе Обь-Иртышского междуречья. Теперь рассмотрим особенности гипогенного эпигенеза, обусловленного масштабным влиянием деплетированной мантии на севере Западно-Сибирского рифтогенного осадочного бассейна, где палеотемпературы в период структурной перестройки были заметно выше.

Гипогенный наложенный эпигенез северной части Западно-Сибирской плиты

Преобразования неокотских пород чехла Большехетской впадины и Мессояхского пояса мегарогрибов

Анализ опубликованных материалов (Азаматов В.И. и др., 1993; Титов Ю.В., 2013; Вакуленко Л.Г. и др., 2018; [10, 12–14, 16]) и изучение шлифов, изготовленных из пород валанжинского яруса, которые были вскрыты скважинами 300 (Восточно-Уренгойская площадь), 2020-Р (Пякяхинское газоконденсатное месторождение), 2042 (Хальмерпаютинское газоконденсатное месторождение) и 2051 (Северо-Хальмер-

паютинское газоконденсатное месторождение), показали, что песчаные алевролиты и песчаники испытывали главным образом низкотемпературную пропилитизацию (200–290 °С). Среди последней авторы статьи, в соответствии с теоретическими представлениями Д.С. Коржинского (1953, 1961), М.А. Ратеева и др. (1972) и В.И. Гугушвили (1980), различают широко развитую цеолитовую и ограниченно представленную трансильванскую фазии. Продукты среднетемпературной пропилитизации (290–380 °С) выражены слабо, но отмечаются во всех исследованных образцах. Рассмотрим подробнее низкотемпературные пропилиты.

Низкотемпературная цеолитовая пропилитизация проявлена наиболее широко на глубине 3189,4–3192,4 и 3195,3 м. Она выражается в ломонтитизации пород и нередко накладывается на участки, ранее испытывавшие хлоритизацию, окварцевание, карбонатизацию, эпидотизацию, пиритизацию и лейкоксенизацию, т. е. среднетемпературную пропилитизацию.

Ломонтит — индикаторный минерал цеолитовых пропилитов — тесно ассоциирует с хлоритом, гидрослюдой (рис. 2) и продуктами их более позднего низкотемпературного изменения. По данным рентгенофазовых исследований¹, в составе терригенных пород, как правило, присутствуют хлорит-цеолитовые (хлорит + смешанослойный хлорит – монтмориллонит + ломонтит) микроагрегаты. При этом практически невозможно отличить реликты предшествующей хлоритизации сопутствующей цеолитовой пропилитизации. Ломонтит образует пойкилобласты — крупные пластинчатые призматические кристаллы с совершенной спайностью в одном, редко двух направлениях, в которые погружен обломочный материал. Пойкилобластическая ломонтитизация — характерная черта зон интенсивной цеолитовой пропилитизации.

Обломки пород и минералов в различной степени изменены. Полевые шпаты ломонтитизированы, пелитизированы, эпидотизированы, серицитизированы, хлоритизированы, редко сосюритизированы. Биотит значительно преобразован, причем в несколько этапов. Сначала он был эпидотизирован, лейкоксенизирован, а в самую позднюю (низкотемпературную) стадию — гидрослюдизирован, вермикулитизирован, гидратирован, смектитизирован.

Новообразованный пирит встречается в виде редких гнезд и рассеянных глобул. Он развит по биотиту, хлориту, обломкам эффузивных пород.

Еще одной характерной особенностью цеолитовых пропилитов является растущая по сравнению с исходной породой проницаемость. Так, в пласте БУ₁₅ Мессояхской группы месторождений (юг Гыданского полуострова) на цеолиты приходится около 9 %

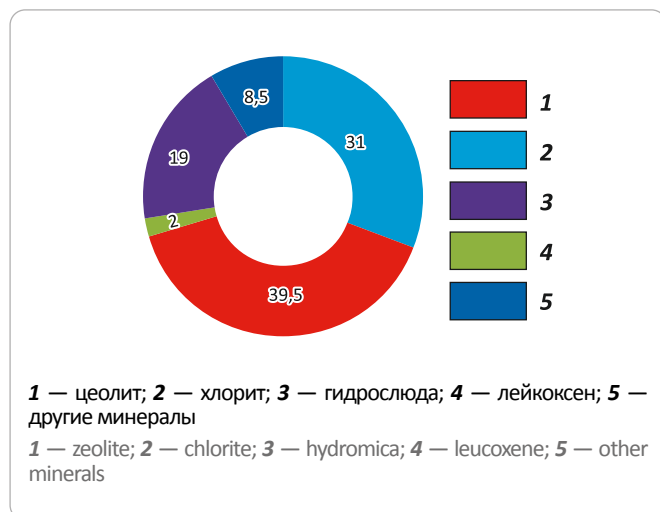
¹ Рентгенофазовые исследования проводились во ФГУП «ВИМС» Г.К. Кривоконовой.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Средний минеральный состав пород-коллекторов пластов БУ₁₃₋₁₅ Мессояхской группы месторождений, % [14]

Fig. 2. Average mineral composition of reservoir rocks, БУ₁₃₋₁₅ beds, Messoyakhsky group of fields, % [14]



общего количества цемента, а для пласта БУ₁₃ — почти 70 %. Такой характер распределения ломонтита четко коррелируется с пористостью пород-коллекторов. Если для пласта БУ₁₅ средняя пористость составляет около 14 %, то для пласта БУ₁₃ она увеличивается до 18 % [12, 14].

Низкотемпературная трансильванская пропилитизация выражена ограниченно и выявлена авторами статьи лишь на глубине 3193,9 м (скв. 2020, Пякахинское газоконденсатное месторождение). Наиболее ярко она проявилась в кальцитизации различных ингредиентов терригенных пород.

Кальцит ассоциирует с хлоритом, гидрослюдой и продуктами их низкотемпературного преобразования. Максимально активно процесс проявился в цементирующей массе пород, где кристаллизовался кальцит разных габитусов и возникали пойкилобласты этого минерала. Межзерновые интерстиции редко заполнены ломонтитом, и это наблюдается только в том случае, если карбонатизация ослабевает. На участках же активной кальцитизации ломонтит отсутствует.

В карбонатный цемент, часто представленный пойкилобластами кальцита, погружен обломочный материал. Обломки полевых шпатов и эффузивов, ранее в различной степени эпидотизированные, хлоритизированные, лейкоксенизированные, могут быть значительно корродированными поздним карбонатом кальция или даже полностью замещены кальцитом. На участках шлифа, где процесс проявлен наиболее активно, видны обломки кварца, корродированные кальцитом. Еще одной особенностью трансильванских пропилитов является их слабая проницаемость. В шлифе не обнаружены какие-либо поры или каверны. Поэтому песчаник выглядит достаточно плотным и массивным.

Важно отметить, что характер карбонатизации терригенных пород удивительно напоминает особенности их цеолитизации. Находясь одновременно в активной фазе, эти две ветви низкотемпературной пропилитизации вместе с тем пространственно не пересекаются. На эту любопытную деталь в свое время обратили внимание Б.А. Лебедев и др. [15], изучая эпигенетическую ломонтитизацию нижнемеловых песчаников Тазовского (глубина 2540–2840 м) и Заполярного (глубина 2680–2830 м) поднятий.

Гидротермальная аргиллизация фиксируется в шлифах как самый поздний (низкотемпературный) процесс (80–200 °С). Он затрагивает прежде всего слюды и хлорит. Биотит при этом гидратируется, гидрослюдизируется, вермикулитизируется, смектитизируется. Хлорит, согласно рентгенофазовым исследованиям¹, замещается смешанослойными хлорит-смектитовыми образованиями вплоть до формирования самостоятельного смектита (монтмориллонита). Более ранний гидротермальный ломонтит (леонгардит) здесь сохраняется неизменным. Аналогичные явления зафиксированы в Тазовском районе [15]. Там в нижнемеловых песчаных породах с пойкилитовым ломонтитом обнаружены смешанослойные образования с аномально высоким содержанием набухающих смектитовых пакетов (70–80 %). Плагиоклазы в таких случаях пелитизируются, мутнеют за счет развития глинистых минералов.

По данным Р.С. Сахибгареева (1989), В.И. Азаматова и др. (1993), А.Д. Коробова и Л.А. Коробовой (2008), В.Н. Труфанова и др. (2011), Ю.В. Титова (2013), [16] и других геологов, установлено, что цеолиты распределяются по площади отдельных структур неравномерно. Иногда прослеживаются спорадические скопления цеолитов в разрезах. Однако известны случаи, когда цеолитизация развивается от фундамента (переходного комплекса) до неокомских отложений осадочного чехла, а возможно, и выше в виде вертикальных зон, очень напоминающих своеобразные «столбы» (подобные карбонатным и каолиновым «столбам»), контролируемых разрывными нарушениями [3].

Рассмотрим глубинный эпигенез доюрских образований — ниже-среднетриасовых базальтов погребенного рифта. Эти базальты были вскрыты скв. Тюменская-СГ-6, заложенной в осевой зоне Колтогорско-Уренгойского грабена (Сурков В.С и др., 1993).

Преобразования рифтогенных базальтов

Анализ литературных материалов (Ехлаков Ю.А. и др., 2001; Казанский Ю.П. и др., 1995, 1996; Угрюмов А.Н., 1996) и изучение шлифов из коллекции В.В. Липатовой и Т.Ф. Букиной показали, что ниже-среднетриасовые базальты и их пирокластические аналоги, вскрытые скв. Тюменская-СГ-6, испытали интенсивную средне- и низкотемпературную

пропилитизацию. Надо особо подчеркнуть, что эти процессы достигли своего максимума на доплитном (доюрском) этапе развития территории, когда был проявлен континентальный рифтогенез. После формирования осадочного чехла в периоды тектоногидротермальной активизации эти процессы неоднократно возобновлялись (Казаков А.М. и др., 2000).

Среднетемпературная пропилитизация наиболее масштабно развита на глубине 6983,7–7206,5; 6691,1–6704,4 и 6625,9–6646,9 м. Она приурочена к миндалекаменным базальтам, зонам разуплотнения (повышенной трещиноватости) и характеризуется присутствием эпидота, кварца, альбита, хлорита, в меньшей степени кальцита и слюд. В отдельных случаях формируются эпидозиты.

Низкотемпературная пропилитизация представлена двумя фациями: широко развитой цеолитовой и ограничено проявленной трансильванской.

Низкотемпературная цеолитовая пропилитизация наиболее активно проявилась в интервалах 6858,4–6904; 6795–6834 и 6579,1–6619,4 м, где возникают типичные цеолиты. Эпизодически пропилитизация отмечается на глубине 6681,6–6704,4; 6623,9–6635,8 и 6555,7–6565,7 м. Она также приурочена к миндалекаменным базальтам и проницаемым трещиноватым вулканитам. Типоморфными минералами являются ломонтит, хлорит, кварц, гематит (не всегда), слюды (редко). В силу того, что среднетемпературная и цеолитовая фации низкотемпературных пропилитов развиваются в зонах повышенной проницаемости, часто наблюдается наложение (телескопирование) второй на первую как результат остывания гидротермальных растворов. В итоге появляется парастерезис (пространственное сонахождение разновременных (разнотемпературных) минералов) эпидота, альбита, ломонтита в измененных базальтах и туфах основного состава.

Низкотемпературная трансильванская пропилитизация отмечается на глубине 7261–7310 м, где развивается по эффузивам и вулканокластическим породам. Фрагментарно встречается в миндалекаменных базальтах в интервалах 7055,4–7067,1; 6847–6854; 6565,7–6579,1; 6533–6546 м. Процесс характеризуется появлением кальцита, хлорита, кварца, слюд. Иногда происходит наложение трансильванских пропилитов на среднетемпературные аналоги как отражение регрессивной направленности гидротермального процесса. Важно подчеркнуть, что в измененных базальтах и туфах скв. Тюменская-СГ-6 ломонтит и кальцит совместно, как правило, не встречаются. Это прекрасно подтверждается результатами детальных рентгеноструктурных исследований, которые были проведены Ю.П. Казанским и др. (1995). Следовательно, две фации низкотемпературных пропилитов (трансильванская и цеолитовая) в гидротермальном процессе были пространственно разобщены. Авторы статьи установили аналогичную

закономерность в измененных терригенных породах пласта БУ₁₆⁰ Пякяхинского месторождения. То же самое отмечают Б.А. Лебедев и др. [15] в нижнемеловых песчаниках Тазовского и Заполярного поднятий. Все это свидетельствует о единстве эпигенетических преобразований в породах фундамента (переходного комплекса) и осадочного чехла Западно-Сибирской плиты, захваченных тектоногидротермальной активизацией.

Установленная для терригенных пород связь вторичных процессов с фильтрационными характеристиками в полной мере справедлива и для изверженных образований — ниже-среднетриасовых базальтов Колтогорско-Уренгойского мегапрогиба. Так, по данным Т.В. Карасевой (Белоконь) и др. (1996, 2004) и Ю.А. Ехлакова и др. (2001), из метасоматически измененных (эпидотизированных и ломонтитизированных) базальтов скв. Тюменская-СГ-6 в интервале 6622–6654 м получен приток низкоминерализованной воды с газом (метан до 98 %) с высокой газонасыщенностью. Пропилитизированные базальты-коллекторы обладают пористостью до 15 % и проницаемостью до $7 \cdot 10^{-3}$ мкм². Авторы статьи предполагают, что в качестве флюидоупора в этом случае могут выступать хлоритизированные и карбонатизированные базальты, залегающие на глубине 6520–6579 м (Ехлаков Ю.А. и др., 2001), которые авторы статьи относят к трансильванским пропилитам. Важно подчеркнуть, что это первый случай, когда рифтогенные базальты нижнего – среднего триаса Западной Сибири выступают в роли коллекторов. Второй случай, когда гидротермально измененные ниже-среднетриасовые базальты являются продуктивными коллекторами, описывают Л.В. Сиротенко и В.И. Горбачев (2008) на примере параметрической скв. Ен-Яхинская-СГ-7, пробуренной на севере Западной Сибири. В результате испытаний этой скважины в интервале 7124–7163 м было получено 48 м³/сут УВ-газа с водой, что еще раз свидетельствует о возможной локализации газа в ломонтитизированных (пропилитизированных) рифтовых базальтах на большой глубине.

Необходимо акцентировать внимание на том, что в последнем случае возможно активное накопление абиогенного УВ-газа (Гаврилов В.П., 2013). Это доказывается локализацией газопроявлений ниже вскрытых нефтегазоматеринских свит, а также обогащением метана в отложениях глубже 6 км тяжелыми изотопами углерода (Титова Ю.В., Фрик М.Г., 2009).

Обсуждение результатов

Приведенные материалы свидетельствуют, что на севере (Большехетская впадина, Гыданский полуостров) и юге (Обь-Иртышское междуречье) Западно-Сибирской плиты существуют две контрастные обстановки гипогенного эпигенеза. Они, вероятно, обусловлены разной степенью истощенности

различных частей погребенных континентальных рифтов седиментационного бассейна, вовлеченного в структурную перестройку. На севере тектоногидротермально активизированные рифты обусловили широкомасштабную низкотемпературную пропилизацию с небольшими проявлениями среднетемпературной пропилизации. Процессы протекали в условиях повышенных температур и дефицита CO_2 .

В Обь-Иртышском междуречье (зоне выклинивания рифтов) на участках аномально высоких концентраций глубинного CO_2 и более низких температур структурная перестройка вызвала возникновение пространственно разобщенных каолининовых и карбонатных (главным образом кальцитовых) «столбов». Проанализируем обстановку смены каолинизации кальцитизацией при тектонической перестройке региона.

Обязательным условием каолинизации является растворение значительной минеральной части алевритово-песчаных пород. Подвижные компоненты должны выноситься на заметные расстояния, иначе реакция прекратится. Описанный процесс сопровождается образованием вторичной пористости. В рассматриваемых районах Обь-Иртышского междуречья это происходило следующим образом. В период тектоногидротермальной активизации в открытых трещинах и вмещающих их породах существовал режим малоамплитудных колебаний (без стресса). Он создавал проточную систему с постоянно обновляемыми под действием глубинного CO_2 кислотными водами. Принципиально важным является то, что режим этих колебаний не должен был нарушать герметичность пласта. В этом случае могла осуществляться гидротермально-метасоматическая каолинизация пород, интенсивно развитая в различных частях мезозойского разреза с образованием каолининовых «столбов».

При появлении в подобных толщах разломов, особенно выходящих на поверхность, или при перемещении самих вод в более высокие горизонты давление в них падает, что приводит к выделению CO_2 из растворов и возрастанию значений их pH. Рост pH тем больше, чем выше $p\text{CO}_2$ перед открытием гидрoгеохимических систем, а также чем интенсивнее открытие и удаление углекислого газа. Разгерметизация системы в таких условиях вызывала карбонатный метасоматоз (кальцитонакопление), который был сопряжен с привнесением вещества и заполнением пор и трещин хемогенным цементом нередко с потерей терригенными породами коллекторских свойств. В целом перераспределение масс вещества в ходе гипогенного эпигенеза приводит к возникновению афациальной метасоматической зональности. Быстрому переходу от кислых условий к щелочным способствовало высокое содержание CO_2 в проницаемых пластах в период тектоногидротермальной активизации. Косвенным свидетельством этого яв-

ляются современные аномальные концентрации глубинной углекислоты в юрских отложениях рассматриваемой территории (Розин А.А., 1977; Розин А.А., Сердюк З.Я., 1970; Сердюк З.Я., Эренбург Б.Г., 1972).

Рассмотрим подробнее вопросы, касающиеся пропицитов севера Западно-Сибирской плиты.

Поскольку среди вторичных продуктов, рассмотренных авторами статьи, присутствует две пространственно разобщенные фации низкотемпературных пропицитов, проанализируем условия смены ломонтита (типоморфного минерала цеолитовых пропицитов) кальцитом (типичный карбонат трансильванских пропицитов). На важную роль режима углекислоты в формировании ломонтита указывает ряд исследователей. Так, Л. Капдекомм (1953), А.Л. Олби и Е.Ан-Зен (1969), опираясь на термодинамические расчеты, пришли к выводу, что формирование ломонтита контролируется не только температурой и давлением, но и соотношением активностей H_2O и CO_2 в жидкой фазе. Э.Э. Сендеров [17], М.В. Мироненко и Г.Б. Наумов (1982) на основании термодинамических расчетов показали, что для образования ломонтита необходимы весьма низкие концентрации CO_2 в жидкой фазе, что обычно происходит на фоне ее снижения от более высоких значений к оптимальным. При наличии в горячих растворах, наряду с Ca^{+2} , также Si^{+4} и Al^{+3} это геохимически оправдано, поскольку допускается возможность образования ломонтита не только в породах, богатых алюмосиликатами, но и в разностях (средах), которые лишены их. Можно полагать, что в условиях ничтожного содержания ионов $(\text{HCO}_3)^-$ в гидротермах при наложенном эпигенезе, протекавшем в интервале температур 200–300 °С, кальций осаждается не в форме кальцита, а в форме ломонтита. Это, в частности, доказывается предельной температурой устойчивости ломонтита ~ 300 °С (Сендеров Э.Э., Хитаров Н.И., 1970).

Установлено, что различия гипогенного эпигенеза исследуемых территорий обусловлены разбросами температур и количеством CO_2 во флюиде, участвующего в преобразовании пород. В направлении с юга на север Западно-Сибирской плиты в условиях нарастающих температур и дефицита углекислого газа в растворах контрастность обстановок минералообразования ослабевает. Если на юге она выражена резким переходом от кислых условий к щелочным (каолининовые «столбы» → карбонатные «столбы»), то на севере эпигенез по-прежнему протекает в щелочном диапазоне с преимущественным возникновением зон ломонтиновых метасоматитов. Карбонатные (кальцитовые) «столбы» как таковые там практически отсутствуют по указанной причине. Территории развития таких «столбов» гидротермально-метасоматической природы при благоприятных обстановках могут быть очень большими. Между разломами, локализованными в изолированных впадинах и рифтовых долинах, возникает последовательный

Таблица. Минеральные ассоциации, возникшие при глубинном эпигенезе пород фундамента и чехла в структурах активизации Западной Сибири, и фазовая зональность УВ (принципиальная схема)
Table. Mineral associations originated from the deep epigenesis of the basement and sedimentary cover rocks in activation structures of Western Siberia, and HC phase zoning (schematic diagram)

Минеральные ассоциации	Эпидот, кварц, карбонаты, альбит, пирит, лейкоксен, хлорит, слюды	Ломонтит, кварц, хлорит, слюды	Кальцит, кварц, хлорит, слюды	Ломонтит, леонгардит, кальцит, хлорит-смектит, иллит-смектит	Клиноптилолит, гейландит, морденит, смектит, иллит-смектит	Смектит	Каолинит, диккит	Кварц, опал, каолинит, диккит	Карбонаты (кальцит), каолинит
Фации	Среднетемпературные пропилиты	Циолитовая, «столбы» ломонтиновые	Трансильванская	Аргиллизированные пропилиты	Цеолитовая	Смектитовая	Диккит-каолинитовая	Кварц-опал-каолинит-диккитовая	«Столбы» карбонатные и каолинитовые
		Низкотемпературные пропилиты				Гидротермальные глины			
Формации	Пропилиты			Гидротермальные аргиллизиты				Вторичные кварциты	
Структуры активизации	Зона разлома						Зона разлома		
	Рифты и надрифтовые желоба			Изолированные впадины и перекрывающие их породы чехла					
Температура эпигенеза, °С	290–380	200–290	150–200	120–150 (160)	80–150	120–150	150–200		
Фазы УВ	Газ	Газоконденсат	Газо конденсат + нефть	Нефть				Газо-конденсат + нефть	

латеральный ряд гидротермально преобразованных пород фундамента и осадочного чехла (таблица). Напомним, что в Западной Сибири даже современные пластовые температуры часто контролируются не столько глубиной залегания, сколько удаленностью от погребенных континентальных рифтов (Дучков А.Д. и др., 1974; Сурков В.С. и др., 1989), не говоря уже о периодах тектоногидротермальной активизации. Из таблицы следует, что различная степень прогресса, в том числе и однообразных материнских толщ, может определять фазовую зональность нефтегазоносности Западной Сибири.

По мнению большинства геологов, ломонтит в нижнемеловых песчаниках на севере Западной Сибири ассоциирует либо с хлоритом, либо с хлоритом и гидрослюдой. Не отрицая этого, в работе Б.А. Лебедева и др. [15] отмечен в ряде случаев парагенезис ломонтита с каолинитом. При этом обращается внимание на то, что цеолит является более поздним по сравнению с глинистым минералом. Авторы статьи рассматривали такие участки как пограничные (с подвижными рубежами) между территориями с повышенным содержанием CO₂ в растворах и местами, где наблюдается острый дефицит углекислоты. Резорбция каолинита ломонтитом свидетельствует о резком падении роли (НСO₃)⁻ в гидротермальном

процессе и смещении минерагенеза в щелочную область. Но и в такой ситуации концентрация CO₂ во флюиде может меняться. Это приводит к сложным взаимоотношениям уже ломонтита и кальцита в нижнемеловых алевритово-песчаных и песчаных отложениях. Так, факты резорбции одного минерала другим и их пространственное сонахождение отмечают Б.А. Лебедев и др. [15], А.Д. Коробов, Л.А. Коробова (2008), В.Н. Труфанов и др. (2011), А.В. Поднебесных и В.П. Овчинников [14], изучавшие заполярную и суходудинскую свиты Большехетской впадины и Мессояхского пояса мегавалов, а также Л.Г. Вакуленко и др. (2018), исследовавшие танопчинскую свиту (Гыданская нефтегазоносная область).

Установлено, что парциальное давление углекислоты в недрах функционирующих гидротермальных систем зависит от фильтрационных особенностей пород (Коробов А.Д. и др., 1993). В толщах с повышенными фильтрационными свойствами, а также в зонах разломов (проницаемых каналов) обеспечивается высокая скорость перемещения флюида. При этом достигается самое низкое парциальное давление CO₂, что благоприятствует формированию ломонтита. Кроме того, на участках с низкими фильтрационными характеристиками активно развивается кальцит. Следовательно, при низкотемпературной

пропилитизации ломонтит является минералом-индикатором коллекторов или каналов высокой газогидродинамической активности флюидов. Напомним, это характеризует специфическую обстановку в развитии рифтогенного осадочного бассейна, когда он испытывал тектоногидротермальную активизацию и сопряженный нафтидогенез (см. таблицу). В таких случаях по разрывным нарушениям (проницаемым каналам) происходила субвертикальная сквозьрезервуарная миграция своеобразного «поршня» УВ-смеси — «нижнего высокотемпературного газа» [18], образованного процессами пропилитизации (Коробов А.Д., Коробова Л.А., 2008). Миграция осуществлялась по ломонтизированным зонам разломов (цеолитовым «столбам») до уровня покровов в верхней части чехла, где формировались промышленные залежи. Это соответствует представлениям о том, что крупнейшие газовые скопления приурочены к внутренним срединным частям крупнорифтогенных арктических нафтидных бассейнов [18]. В зонах уникального газонакопления, по мнению этих ученых [18], нижняя часть чехла, в которой сосредоточены основные материнские породы, глубоко погружена и интенсивно апокатагенетически преобразована. В свете предлагаемой авторами статьи модели «апокатагенез» по [18], скорее всего, соответствует средне-низкотемпературной пропилитизации (200–380 °С), охватившей арктический рифтогенный бассейн Западной Сибири в поздне-раннепалеогеновый период тектоногидротермальной активизации (Коробов А.Д., Коробова Л.А., 2011).

В этой связи надо подчеркнуть, что ломонтизированные породы на севере Западной Сибири, как правило, являются продуктивными, т. е. содержащими преимущественно газоконденсат и (или) природный газ. Достаточно вспомнить, что только отложения заполярной свиты Большехетской впадины аккумулируют до трети УВ ресурсной базы региона [10].

Развитие ломонтитовой минерализации в тектонически нарушенных осадочных толщах, включая крупные региональные разломы, подтверждает термодинамическую открытость гидрогеохимических систем (Крайнов С.Р. и др., 2004) и ее важную роль в формировании ломонтита. Каналами движения растворов служат как крупные региональные разломы, так и сеть более мелких, возникающих при тектоногидротермальной активизации. В результате образуются значительные площади развития в осадочных толщах зон ломонтитовой минерализации [16]. Учитывая изложенное и основываясь на собственных наблюдениях и материалах Ю.В. Титова (2013), а также [10, 12–14], можно утверждать, что цеолитизация на севере Западно-Сибирской плиты носит региональный характер. Район ломонтизации нижне-меловых пластов протягивается полосой 15–30 км с юга на север. Он приурочен главным образом к зо-

нам региональных разломов, от Хальмерпаютинского месторождения через Береговое, Пяяхинское и Южно-Мессояхское до Восточно-Мессояхского, которое расположено на северо-востоке. Помимо этого, процесс ломонтизации охватывает территорию, которая простирается от Восточно-Уренгойского месторождения через Яро-Яхинское до Заполярного.

Формы пространственного распространения наложенной низкотемпературной пропилитизации могут быть достаточно сложными и фиксироваться в виде вертикальных зон, своего рода «столбов», связанных системами сквозной вертикальной трещиноватости и горизонтальными зонами. Важно подчеркнуть, что конфигурация зон, прежде всего цеолитовой пропилитизации, имеет афациальный характер и определяется линейной конфигурацией тектонически раздробленных проницаемых зон и системой циркулирующих по ним нагретых растворов. На некоторых участках в осадочном чехле и породах переходного комплекса (фундамента) зоны региональной ломонтизации исчезают, но вновь появляются в виде отдельных «пятен» в других местах. Во всех случаях породы разреза интенсивно и однотипно преобразованы. Характер этих изменений является повсеместным исчезновением нестойких компонентов и активным метасоматическим развитием ломонтита, а также появлением в значительно меньшем количестве часто пространственно разобщенного с цеолитом кальцита. Эти ломонтитовые «столбы» расположены непосредственно над зонами глубинных разломов и поблизости от них. Они связаны с поступлением гипогенных флюидов, обуславливающих наложенную низкотемпературную пропилитизацию в породах всего разреза от нижнего мела вплоть до фундамента, включая переходный комплекс вулканитов Колтогорско-Уренгойского и ему подобных рифтов.

Заключение

Рассмотренные в работе материалы позволяют сделать следующие выводы.

1. Для территории Западной Сибири типичен гипогенный наложенный эпигенез, вызванный периодами структурной перестройки региона. На особенности глубинного эпигенеза большое влияние оказывали погребенные континентальные рифты. В южном и северных районах наложенные процессы существенно различаются.

2. На севере Западно-Сибирская плита наиболее осложнена рифтогенезом (Газовская губа, Гыданский полуостров и т. д.). В условиях повышенных температур и дефицита CO₂ (за счет деплетирования мантии) вдоль глубинных разломов, рассекающих породы фундамента (переходного комплекса) и чехла, широко развита цеолитовая фация (минерал-индикатор ломонтит) и спорадически — трансильванская (характерный минерал кальцит). Обе фации, как пра-

вило, пространственно разобщены и входят в состав низкотемпературных пропилитов.

3. Обь-Иртышское междуречье (юг Западно-Сибирской плиты) — территория, которая наименее всего осложнена рифтогенезом. В обстановке более низких температур и аномально высоких концентраций глубинного CO₂ (признак неистощенной мантии) вдоль разломов, секущих чехол и фундамент, масштабно проявлены взаимообусловленные и пространственно разобщенные процессы каолинизации и карбонатизации.

4. Контроль наложенного эпигенеза глубинными разломами и оперяющей трещиноватостью привел к тому, что возникли вертикальные афациальные зоны минерализации в виде своего рода «столбов»: ломонитовых — на севере, каолинитовых и карбонатных (преимущественно кальцитовых) — на юге. Отсутствие при этом вертикальной метасоматической зо-

нальности является характерной чертой рифтогенных седиментационных бассейнов, вовлеченных в тектоногидротермальную активизацию.

5. Цеолитовые пропилиты, имеющие региональное распространение, как правило, продуктивны. Поэтому ломонитовые «столбы» необходимо рассматривать в первую очередь как вместилища газоконденсата и (или) природного газа. Перспективными на них являются ниже-среднетриасовые вулканы Колтогорско-Уренгойского, Ямальского, Худосейского и других аналогичных рифтов. Но прежде всего следует отметить нижнемеловые и более древние осадочные толщи (песчаники, алевропесчаники), образующие антиклинальные структуры и надрифтовые инверсионные валы, которые контактируют с региональными разломами района Уренгоя, полуостровов Ямал и Гыданский, Обской и Тазовской губ, шельфа Карского моря.

Литература

1. Тимофеев П.П., Коссовская А.Г., Шутов В.Д., Боголюбова Л.И., Дриц В.А. Новое в учении о стадиях осадочного породообразования // Литология и полезные ископаемые. — 1974. — № 3. — С. 58–82.
2. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Конвективный теплоперенос и формирование нефтегазоносных коллекторов пород переходного комплекса и чехла // Отечественная геология. — 2012. — № 6. — С. 3–12.
3. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Колотухин А.Т., Мухин В.М., Логинова М.П. Глубинный эпигенез рифтогенно-осадочного комплекса Арктической части Западной Сибири — ключ к прогнозу газовых и газоконденсатных месторождений // Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей : мат-лы IX Всероссийского литологического совещания (с международным участием). — Казань : Изд-во Казанского университета, 2019. — С. 203–204.
4. Аглонов С.В. Геодинамика раннемезозойского Обского палеоокеана. — М. : ИОАН, 1987. — 98 с.
5. Сорохтин О.Г. Происхождение земной коры // Геофизика океана. — Т. 2. Геодинамика. — М. : Наука, 1979. — С. 223–257.
6. Аглонов С.В., Шмелев Г.Б., Красново Д.К. Геодинамика Баренцево-Карского шельфа (по геофизическим данным) // Геотектоника. — 1996. — № 4. — С. 58–76.
7. Шенгер А.М.С., Натальин Б.А. Рифты мира. — М. : Геокарт-ГЕОС, 2009. — 188 с.
8. Лутц Б.Г. Дегазация Земли и магматические процессы, формирующие континентальную и океаническую кору // Дегазация Земли и геотектоника. Тезисы докладов 3-го Всероссийского совещания. — М. : Наука, 1991. — С. 10–11.
9. Трошин Ю.П. Геохимия летучих компонентов в магматических породах и магмах различных геодинамических обстановок фанерозойских подвижных поясов Земли // Геохимия магматических пород океана и зон сочленения океан — континент. — Новосибирск : Наука, 1984. — С. 34–41.
10. Бородина Е.А. Цеолитизация коллекторов: анализ влияния, прогнозы и результаты на примере месторождений севера Западной Сибири // Эволюция осадочных процессов в истории Земли : мат-лы 8-го Всероссийского литологического совещания. — Т. 1. — М. : Изд-во РГУ нефти и газа, 2015. — С. 216–221.
11. Найденов Л.Ф., Агалаков С.Е., Бакуев О.В. О геологическом строении и перспективах нефтегазоносности неокомских отложений Большехетской впадины и Мессояхского пояса мегавалов // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 12. — С. 83–85.
12. Поднебесных А.В. Особенности формирования цеолитов в нижнемеловых отложениях юга Гыданского полуострова // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории : мат-лы 7-го Всероссийского литологического совещания. — Т. 2. — Новосибирск : Изд-во ИНГГ СО РАН, 2013. — С. 382–386.
13. Коровина Т.А., Кропотова Е.П. Вторичные процессы в терригенных коллекторах Западно-Сибирского нефтегазоносного комплекса // Минеральные индикаторы литогенеза : мат-лы Российского совещания с международным участием. — Сыктывкар : Геопринт, 2011. — С. 271–273.
14. Поднебесных А.В., Овчинников В.П. Проблемы диагностики цеолитов и влияние их наличия на разработку продуктивных отложений Мессояхской группы месторождений // Известия Томского политехнического университета. — 2014. — Т. 324. — № 1. — С. 137–145.
15. Лебедев Б.А., Аристов Г.Б., Бро Е.Г., Кузьмина Г.С., Лебедева Г.В., Сахибгареев Р.С., Скубелина Л.С. Влияние эпигенетических процессов на параметры коллекторов и покрышек в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Труды ВНИГРИ. Вып. 361. — Л. : Недра, 1976. — 132 с.
16. Копорулин В.И. О формировании ломонита в осадочных отложениях (на примере осадочных толщ России) // Литология и полезные ископаемые. — 2013. — № 2. — С. 128–144.
17. Сендеров Э.Э. Влияние CO₂ на устойчивость ломонита // Геохимия. — 1973. — № 2. — С. 190–200.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

18. Кравченко К.Н., Иванова О.В., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. Нафтидное районирование арктических акваторий России и Аляски в связи с размещением и поисками уникальных месторождений нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. – № 11. – С. 2–10.

References

1. Timofeev P.P., Kossovskaya A.G., Shutov V.D., Bogolyubova L.I., Drits V.A. Novoe v uchenii o stadiyakh osadochnogo porodoobrazovaniya [New in the theory of sedimentary rock formation stages]. *Litologiya i poleznye iskopaemye*. 1974;(3):58–82. In Russ.
2. Korobov A.D., Korobova L.A. Convective heat and mass transfer and the formation of oil and gas reservoirs in the rocks from the transitional complex and mantle. *Otechestvennaya geologiya*. 2012;(6):3–12. In Russ.
3. Korobov A.D., Korobova L.A., Kolotukhin A.T., Mukhin V.M., Loginova M.P. Glubinniye epigenez riftogenno-osadochnogo kompleksa Arkticheskoi chasti Zapadnoi Sibiri — klyuch k prognozu gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii [Deep epigenesis of rifting-sedimentary series: key to gas and gas condensate fields prediction in the Arctic part of Western Siberia]. In: *Litologiya osadochnykh kompleksov Evrazii i shel'fovykh oblastei: Materialy IX Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya (s mezhdunarodnym uchastiem)*. Kazan': Izd-vo Kazanskogo universiteta; 2019. pp. 203–204. In Russ.
4. Aplonov S.V. Geodinamika rannemezozoisikogo Obskogo paleookeana [Geodynamics of the Early Mesozoic Ob Paleo-ocean]. Moscow: IOAN; 1987. 98 p. In Russ.
5. Sorokhtin O.G. Proiskhozhdenie zemnoi kory [Origin of the Earth's crust]. *Geofizika okeana*. V. 2. Geodinamika. Moscow: Nauka; 1979. pp. 223–257. In Russ.
6. Aplonov S.V., Shmelev G.B., Krasnov D.K. Geodinamika Barentsovo-Karskogo shel'fa (po geofizicheskim dannym) [Geodynamics of the Barents-Kara Shelf (according to geophysical data)]. *Geotektonika = Geotectonics*. 1996;(4):58–76. In Russ.
7. Shenger A.M.S., Natal'in B.A. Rifty mira [Rifts of the world]. Moscow: Geokart-GEOS; 2009. 188 p. In Russ.
8. Lutts B.G. Degazatsiya Zemli i magmatische protsessy, formiruyushchie kontinental'nyuyu i okeanicheskuyu koru [Earth degassing and igneous processes forming continental and oceanic crust]. In: *Degazatsiya Zemli i geotektonika: Tezisy dokladov 3-go Vserossiiskogo soveshchaniya*. Moscow: Nauka; 1991. pp. 10–11. In Russ.
9. Troshin Yu.P. Geokhimiya letuchikh komponentov v magmatische kikh porodakh i magmakh razlichnykh geodinamicheskikh obstanovok fanerozoiskikh podvizhnykh pojasov Zemli [Geochemistry of volatile constituents in igneous rocks and magma of different geodynamic settings in the Earth's Phanerozoic mobile belts]. In: *Geokhimiya magmatische kikh porod okeana i zon sochleneniya okean – kontinent*. Novosibirsk: Nauka; 1984. pp. 34–41. In Russ.
10. Borodina E.A. Tseolitizatsiya kollektorov: analiz vliyaniya, prognozy i rezul'taty na primere mestorozhdenii severa Zapadnoi Sibiri [Reservoir zeolitization: analysis of influence, forecasts, and results by the example of the northern West Siberian fields]. In: *Evolutsiya osadochnykh protsessov v istorii Zemli: Materialy 8-go Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya*. V. 1. Moscow: Izd-vo RGU nefti i gaza; 2015. pp. 216–221. In Russ.
11. Naidenov L.F., Agalakov S.E., Bakuev O.V. New data on geology and oil-and-gas content prospects of Neocomian deposits of Bolshekhetskaya depression and Messoyakhskiy belt of megaswells. *Neftyanoe khozyaistvo=Oil industry*. 2010;(12):83–85. In Russ.
12. Podnebesnykh A.V. Osobennosti formirovaniya tseolitov v nizhnemelovykh otlozheniyakh yuga Gydanskogo poluostrova [Features of zeolite formation in the Lower Cretaceous deposits of the southern Gyda Peninsula]. In: *Osadochnye basseiny, sedimentatsionnye i postsedimentatsionnye protsessy v geologicheskoi istorii: Materialy 7-go Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya*. V. 2. Novosibirsk: Izd-vo INGG SO RAN; 2013. pp. 382–386. In Russ.
13. Korovina T.A., Kropotova E.P. Vtorichnye protsessy v terrigenykh kollektorakh Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo kompleksa [Secondary processes in terrigenous reservoirs of the West Siberian play]. In: *Mineral'nye indikatory litogeneza: Materialy Rossiiskogo soveshchaniya s mezhdunarodnym uchastiem*. Syktyvkar: Geoprint; 2011. p. 271–273. In Russ.
14. Podnebesnykh A.V., Ovchinnikov V.P. The Problems of zeolites detection and their influence on development of the productive reservoirs in the Messoyakhka group of fields. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*. 2014;324(1):137–145. In Russ.
15. Lebedev B.A., Aristova G.B., Bro E.G., Kuz'mina G.S., Lebedeva G.V., Sakhibgareev R.S., Skubelina L.S. Vliyanie epigeneticheskikh protsessov na parametry kollektorov i pokryshek v mezozoiskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoi nizmennosti [Influence of epigenetic processes on reservoir and seal properties in Mesozoic deposits of the West Siberian Lowland]. In: *Trudy VNIGRI*. Issue 361. Leningrad: Nedra; 1976. 132 p. In Russ.
16. Koporulin V.I. Formation of laumontite in sedimentary rocks: A case study of sedimentary sequences in Russia. *Lithology and Mineral Resources*. 2013;48(2):128–144.
17. Senderov E.E. Vliyanie CO₂ na ustoychivost' lomontita [Effect of CO₂ on laumontite stability]. *Geokhimiya*. 1973;(2):190–200. In Russ.
18. Kravchenko K.N., Ivanova O.V., Burlin Yu.K., Sokolov B.A. Naftidnoe raionirovanie arkticheskikh akvatorii Rossii i Alyaski v svyazi s razmeshcheniem i poiskami unikal'nykh mestorozhdenii nefti i gaza [Naphtide-based zoning of the Russian Arctic waters and Alaska in the context of distribution and exploration of super giant oil and gas fields]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanikh mestorozhdenii*. 2000;(11):2–10. 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, д. 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, д. 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: ORCID ID: 0000-0001-5900-7010

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



OGU

Oil&Gas Uzbekistan

Oil & Gas Uzbekistan

24^я Международная Выставка
и Конференция

18 | 19 | 20 Августа 2020

Узэкспоцентр • Ташкент • Узбекистан

Подробности на
www.oilgas.uz

OGU - крупнейшая
Международная выставка
и конференция страны,
охватывающая все ключевые
сектора нефтегазового рынка

Организатор



Iteca Exhibitions

Тел.: +99871 2051818

E-mail: oilgas@iteca.uz

Web: www.oilgas.uz

www.oilgasconference.uz

УДК 551.3.051.5

DOI 10.31087/0016-7894-2020-2-47-57

Условия и причины формирования венд-нижнекембрийских бессолевых образований Лебяжинской зоны Сибирской платформы

© 2020 г. | Ф.А. Мигурский, А.В. Ахияров, М.В. Бербушенко

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; fam@vnigni.ru; akhiyarov@vnigni.ru; berbushenko@vnigni.ru

Поступила 18.11.2019 г.

Доработана 11.12.2019 г.

Принята к печати 20.01.2020 г.

Ключевые слова: *Енисейский кряж; Лебяжинская фациальная зона; лебяжинская свита; выщелачивание солей.*

Аннотация: Промышленные залежи углеводородов в рифейском, вендском терригенном и верхневенд-нижнекембрийском нефтегазоносных комплексах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы всегда расположены под региональным экраном, мощной соленосно-карбонатной региональной покрывкой раннекембрийского возраста. В связи с этим изучение закономерностей распространения нижнекембрийских солей является важной геологической задачей. Переоценка фациального фактора и недооценка вторичных изменений приводят к неправильным выводам, что затрудняет региональные геолого-разведочные работы на нефть и газ. На примере Лебяжинской зоны показана несостоятельность некоторых геологических реконструкций. На основе данных бурения, сейсмических профилей и материалов гидрогеохимии выделена область интенсивного выщелачивания, обусловленная дизъюнктивными нарушениями. Доказывается менее сложный и слабодифференцированный характер кембрийской фациальной зональности в районе современного Енисейского кряжа и его обрамления. Это подтверждает известную, теоретически обоснованную точку зрения на позднепалеозойское время его возникновения в современном виде.

Для цитирования: Мигурский Ф.А., Ахияров А.В., Бербушенко М.В. Условия и причины формирования венд-нижнекембрийских бессолевых образований Лебяжинской зоны Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2020. – № 2. – С. 47–57. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-47-57.

Vendian-Lower Cambrian saltless rock associations in Lebyazhinsky zone of Siberian Platform: conditions and causes of formation

© 2020 | F.A. Migurskii, A.V. Akhiyarov, M.V. Berbushenko

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; fam@vnigni.ru; akhiyarov@vnigni.ru; berbushenko@vnigni.ru

Received 18.11.2019

Revised 11.12.2019

Accepted for publication 20.01.2020

Key words: *Yenisei Ridge; Lebyazhinsky facies zone; Lebyazhinsky Formation; leaching.*

Abstract: Commercial hydrocarbon accumulations in Riphean, Vendian terrigenous and Upper Vendian-Lower Cambrian plays of the Lena-Tungusky Petroleum Province of the Siberian Platform are always found below the regional impermeable sequence that is the Early Cambrian thick salt-bearing carbonate regional seal. Therefore, investigation of the occurrence regularities of Lower Cambrian salts is an important geological task. Overestimation of the facies factor and underestimation of secondary changes result in wrong conclusions, and this complicates regional exploration and prospecting for oil and gas. Invalidity of certain geological reconstructions is shown by the example of the Lebyazhinsky zone. Basing on the drilling data, seismic lines, and hydrogeochemistry materials, area of intensive leaching determined by faults is identified. The authors prove that Cambrian facies zonation in the area of the current Yenisei Ridge and its neighbourhood has the less complex nature and lower average number of permeable intervals. These facts confirm the well-known theory-based point of view on the Late Palaeozoic time of its occurrence in the current form.

For citation: Migurskii F.A., Akhiyarov A.V., Berbushenko M.V. Vendian-Lower Cambrian saltless rock associations in Lebyazhinsky zone of Siberian Platform: conditions and causes of formation. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(2):47–57. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-47-57. In Russ.

Введение

Важнейшим фактором, определяющим перспективы нефтегазоносности Сибирской платформы, является наличие регионального флюидоупора. Промышленные залежи УВ в рифейском, вендском терригенном и верхневенд-нижнекембрийском нефтегазоносных комплексах (НГК) в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НПП) всегда расположены под региональным экраном,

мощной соленосно-карбонатной региональной покрывкой раннекембрийского возраста (рис. 1). Эта толща переслаивающихся солей и карбонатов экранит докембрийский и нижнекембрийский интервалы осадочного чехла, с которыми связано подавляющее большинство промышленных залежей нефти и газа провинции.

Влияние соли и соляных структур на нефтегазоносность детально изучено М.К. Калинко [1]. Для

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

докембрийско-нижнекембрийских НГК Восточной Сибири четко устанавливается эмпирическая закономерность: нет соленосной толщи — нет промышленной нефтегазоносности [2]. По всей видимости, это объясняется длительной и богатой геологическими событиями историей развития осадочного чехла Сибирской платформы. Для других регионов Земли наличие солей в разрезе также является положительным признаком нефтегазоносности [1–3].

Главный временной промежуток формирования современных месторождений Лено-Тунгусской НПП, так называемый критический момент нефтегазовой системы, по мнению авторов статьи, можно определить примерно в 400–250 млн лет. Для того чтобы сформировавшиеся в дотриасовое время залежи нефти и газа смогли сохраниться до наших дней, была необходима уникальная региональная покровная, обладающая очень низкой проницаемостью и быстро восстанавливающая экраняющие свойства после нарушения герметичности недр, обусловленного тектоническими активизациями. Вероятно, это связано со способностью солей относительно быстро запечатывать любые проницаемые зоны вертикальной миграции флюидов, которые могут возникать вследствие дизъюнктивных процессов. Поэтому из-за пластичности солей просуществовать такие вертикальные проницаемые зоны смогут недолго, особенно в условиях высоких давлений, а также способности соли растворяться подземными водами и затем, отлагаясь из пересыщенных растворов, залечивать любые проводящие каналы. Учитывая древний возраст нефтегазовой аккумуляции, обнаружение скоплений УВ за пределами площади распространения нижнекембрийской соленосной толщи при отсутствии экраняющих толщ, подобных описываемому флюидоупору, маловероятно.

По мнению авторов статьи, надсолевые отложения в меньшей степени могут обладать перспективами нефтегазоносности. Если УВ-флюиды и могли в небольших количествах проникать в подстилаемые солями отложения, то за длительную историю развития сформированные ими залежи, как правило, были разрушены в условиях гипергенеза. Об этом свидетельствуют многочисленные поля битумоидов, встречаемые в приповерхностных условиях в местах отсутствия регионального экрана (см. рис. 1).

В связи с этим изучение строения соленосных толщ и истории их формирования, а также прогноз экраняющих свойств играют важную роль при планировании геолого-разведочных работ, направленных на поиски УВ в Восточной Сибири.

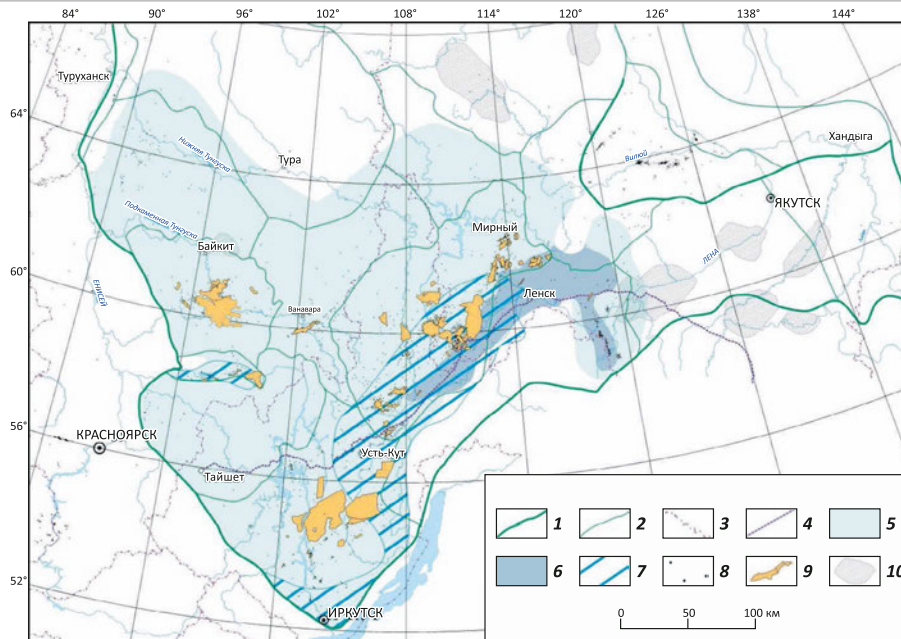
В большинстве работ, посвященных проблеме распространения вендских и нижнекембрийских солей Сибирской платформы, основное внимание уделено фаціальным особенностям соответствующего интервала осадочного чехла [4–10]. При этом отсутствие соленосных образований на конкретной

территории часто объясняется фаціальными особенностями обстановок осадконакопления [4, 6, 9]. Во многих случаях это подтверждается многочисленными реконструкциями, основанными на результатах более поздних региональных геолого-разведочных работ. Например, к северу и востоку от солеродной части раннекембрийского бассейна установлено наличие ниже-верхнекембрийских биогермных рифов, глубоководных отложений «голодного» бассейна и вышележащего клиноформного комплекса (рис. 2) [5]. Кроме того, выделение некоторых палеофаціальных зон, прилегающих к таким интенсивно дислоцированным районам, как Байкало-Патомская, Восточно-Саянская складчатые области, Ангарская зона складок, недостаточно обосновано фактическим материалом (см. рис. 2). При этом корреляция позднейшей тектоники и более древних гипотетических палеофаціальных обстановок не соотносится с отсутствием связи хорошо доказанных фаціальных зон с современным структурным планом Сибирской платформы.

Например, в работе [4] показано, что конфигурация границ древнего кембрийского бассейна практически совпадает с современными границами Сибирской платформы (рис. 3): *«По периферии бассейна соленосная формация нижнего кембрия обрамляется одновозрастной карбонатной формацией, не содержащей галогенных прослоев. Согласно господствующим представлениям, галогенные породы фаціально замещаются сначала на сульфатно-карбонатные, а затем и на карбонатные»*. Хотя и отмечается что *«Полициклическая соленосная формация переходит в карбонатную на очень коротком расстоянии. Зона перехода разбурена на Кутуликской площади в Присаянье. На схеме корреляции отчетливо видно выпадение отдельных солевых пластов усольской свиты. При этом от скважины к скважине по направлению к Присаянью из разреза выпадают все более древние пласты каменной соли. Карбонатные же слои без изменения мощности сливаются друг с другом. В кернах скважин в том интервале, где выклиниваются солевые пласты, карбонатные породы часто брекчированы»*. Объясняется этот факт тем, что *«...это может быть связано только с многочисленными перерывами осадконакопления, отвечающими времени отложения каменной соли, в течение которых происходили процессы карстования обнажавшихся карбонатных слоев. Суммарная мощность карбонатных пластов усольской свиты Кутуликской площади почти в точности равна мощности одновозрастного карбонатного бессолевого разреза. Совершенно такие же взаимоотношения наблюдаются в верхнебельской подсвите на расположенной в Присаянье Тыретской площади, где переходная зона также детально освещена бурением»* (рис. 4 А).

Более обоснованную точку зрения на эти особенности строения периферийных частей солеродного бассейна, по мнению авторов статьи, высказал

Рис. 1. Карта распространения соленосного регионального флюидоупора Сибирской платформы
Fig. 1. Map of regional salt-bearing impermeable bed occurrence over the Siberian Platform



Границы (1–3): 1 — Лено-Тунгусской НГП, 2 — НГО, 3 — административные; 4 — трасса нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан; **области (5–7):** 5 — распространения соленосных толщ кембрия (по Мельникову Н.В., 2009, с исправлениями), 6 — распространения вендских (торсальских) солей (по данным ОАО «Якутскгеофизика»), 7 — современного выщелачивания кембрийских солей (по Мельникову Н.В., 2009); 8 — глубокие скважины; 9 — контуры месторождений УВ; 10 — выходы битумоидов на дневную поверхность

Boundaries (1–3): 1 — Lena-Tungusky Petroleum Province, 2 — Petroleum Area, 3 — administrative; 4 — route of the Eastern Siberia – Pacific Ocean oil pipeline; **areas (5–7):** 5 — occurrence of Cambrian salt-bearing sequences (according to Melnikov N.V., 2009, corrected), 6 — occurrence of Vendian (Torsal'sky) salts (according to ОАО Yakutskgeofizika), 7 — modern leaching of Cambrian salts (according to Melnikov N.V., 2009); 8 — deep wells; 9 — outline of HC field; 10 — bitumoid exposure/seepage

Н.В. Мельников [11]. Возможно, он первый в своих работах написал о значительном проявлении процессов вторичного приповерхностного выщелачивания на Сибирской платформе. Как было отмечено, размыв регионально выдержанной галогенной толщи может происходить под влиянием постседиментационных гипергенных процессов. Обширную зону регионального выщелачивания Н.В. Мельников выделил в Предпатомском прогибе и прилегающих районах Непско-Ботуобинской антеклизы; эта зона расположена параллельно фасу Байкало-Патомского нагорья (см. рис. 1). В качестве другого примера им же приводится постепенное исчезновение из разреза верхних пачек усольских солей в глубоких скважинах при приближении к фронту складчатой зоны Саян на Кутуликской площади. Глубина выщелачивания в этом случае составляет, по его мнению, более 800 м (см. рис. 4 В) [11].

Таким образом, проявления изменений слабоустойчивой к воздействиям гипергенных факторов соленосной нижнекембрийской толщи предполагаются на значительных территориях южной и юго-восточной частей соленосного бассейна. В то же время в западной части Сибирской платформы, на Енисейском кряже и в узком районе, прилегающем к нему с севе-

ра, одновозрастные верхневенд-нижнекембрийские отложения рассматриваются как первично бессолевы. На этой территории они выделяются в достаточно обособленную от окружающих соленосных толщ преимущественно карбонатную лебяжинскую свиту. В соответствии с последними вариантами фациального районирования здесь выделяется отдельный фациальный район — Лебяжинский [11], характеризующийся бессолевым разрезом венда – кембрия (рис. 5).

Верхневенд-нижнекембрийские отложения лебяжинской свиты развиты в пределах Енисейского кряжа и в зоне его сочленения с Сибирской платформой. Они со стратиграфическим и угловым несогласием залегают на различных стратиграфических уровнях рифея и нижнего венда. Впервые лебяжинская свита (V_2 – E_{1lb}) выделена О.П. Горяиновой в 1954 г. на р. Большая Лебяжья (приток р. Подкаменная Тунгуска). Свита развита на севере и западе Енисейского кряжа и вдоль зоны сочленения Енисейского кряжа и Сибирской платформы в бассейнах рек Нижняя Сурниха, Столбовая, Исаковка, Кутукас, Вороговка, Черная, Большая Лебяжья, Чапа, Тея [8]. Мощная преимущественно доломитовая толща лебяжинской свиты полностью вскрыта глубокими



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Упрощенные палеогеографические схемы Сибирской платформы кембрийского периода (по материалам Переладова В.С., 2008)
Fig. 2. Simplified paleogeographic schemes of the Siberian Platform, Cambrian period (according to Pereladov V.S., 2008)

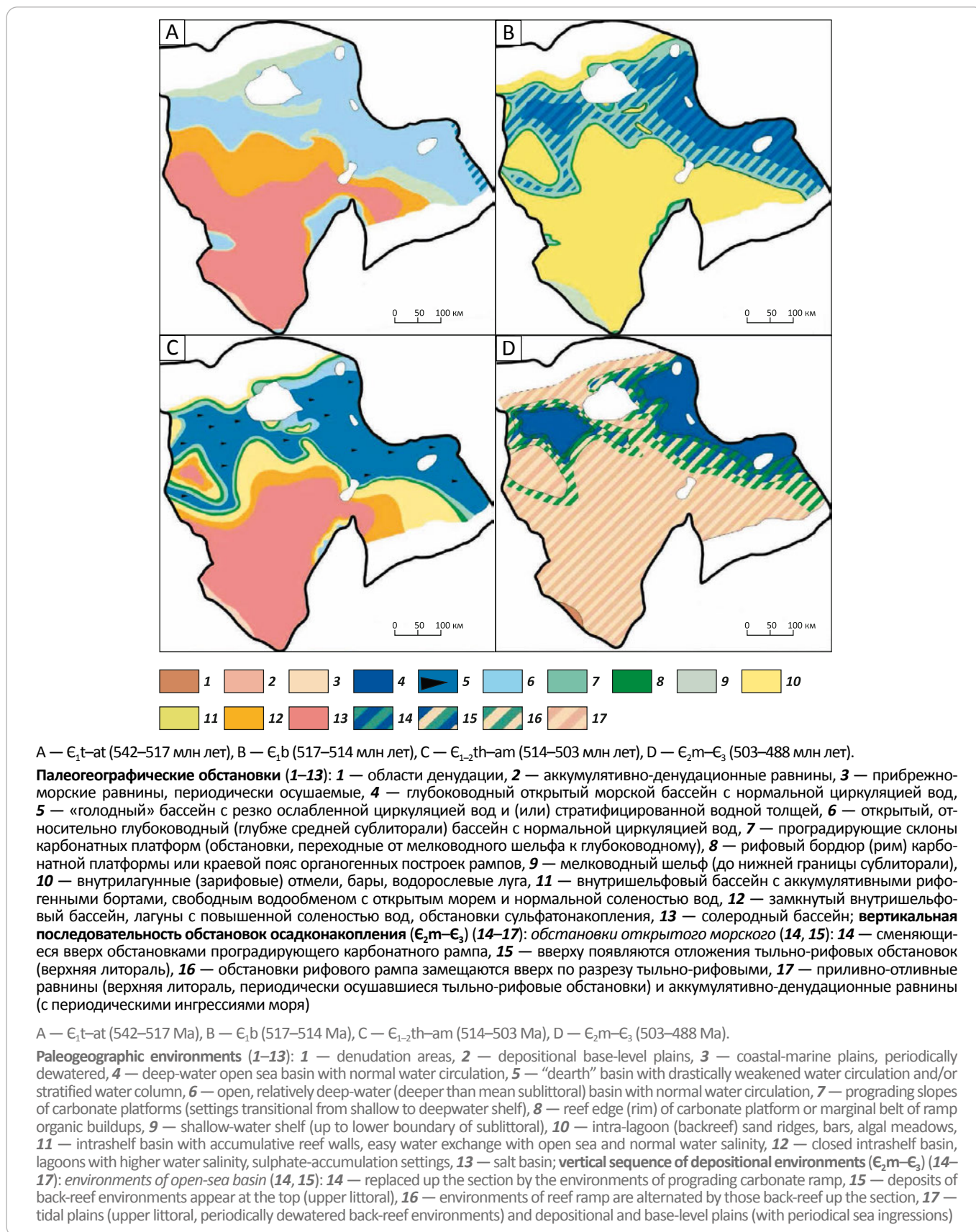
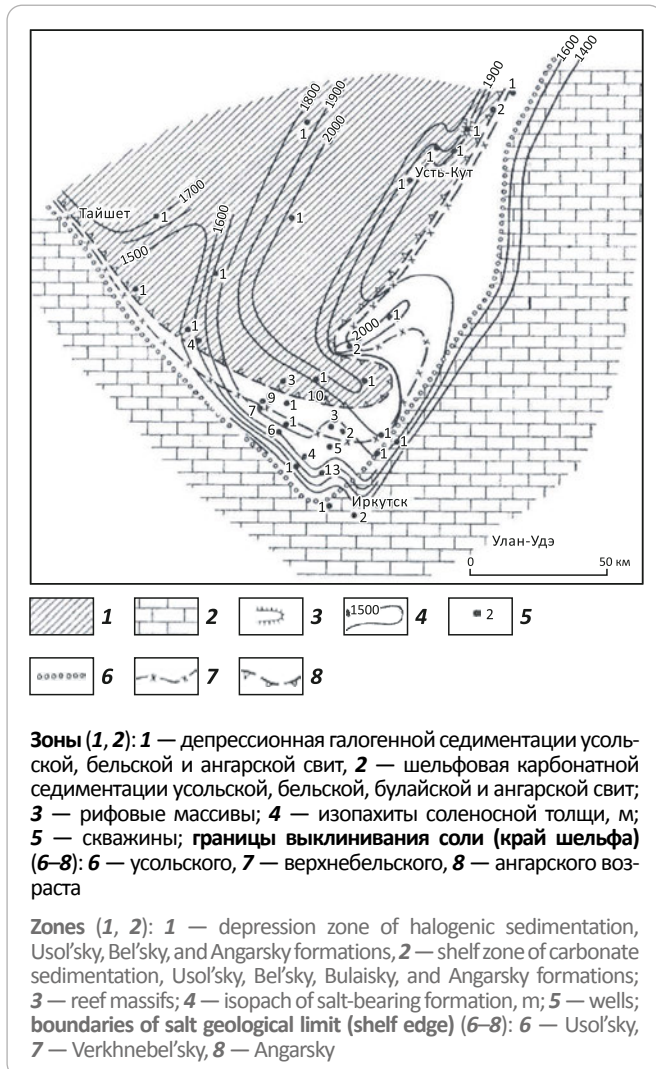


Рис. 3. Структурно-фациальный план соленосной толщи нижнего кембрия Иркутского бассейна [4]

Fig. 3. Structural and facies scheme of the Lower Cambrian salt-bearing sequence, Irkutsky Basin [4]



скважинами Лебяжинские-1 и 2. В различных обнажениях Енисейского кряжа и прилегающих к нему территорий в составе лебяжинской свиты выделяется три подсвиты. Информация, содержащаяся в объяснительной записке к геологической карте третьего поколения масштаба 1 : 1 000 000 листа Р-47 [7], достаточно противоречива. Указывается, например, следующее: «По данным Е.П. Бутакова и др., нижняя половина нижнелебяжинской подсвиты содержит лишь микрофитоциты, характерные для иркутского биостратиграфического горизонта (островная, мотская свиты). Эти данные подтверждаются и определением абсолютного возраста по глаукониту из низов лебяжинской свиты (608 млн лет), а также находками водорослей *Renalcis* sp. в 50 м выше основания свиты. Таким образом, подошва лебяжинской свиты соответствует границе кембрия и докембрия» [8].

В пояснительной записке к геологической карте масштаба 1 : 1 000 000 третьего поколения листа Р-46

с лебяжинской свитой связывается отдельная инженерно-геологическая формация. Отмечено, что для пород этой формации (особенно для брекчированных доломитов и вдоль тектонических нарушений) характерно развитие карстовых процессов. Согласно типизации минеральных вод, разработанной во ФГБУ «ВСЕГЕИ», в бассейне р. Лебяжья вскрыты подземные воды кемпендяйского типа, отличающиеся резко повышенной хлоридно-натриевой минерализацией [8]. Вероятно, это свидетельствует о том, что процессы выщелачивания солей происходят и в наше время, возможно, за счет периферийных частей выщелоченной зоны.

Существует две точки зрения на причины отсутствия солей в нижнекембрийском разрезе Енисейского кряжа в абсолютной близости от соленосных разрезов обрамления.

1. Большинство исследователей считает, что это может свидетельствовать об особенностях палеогеографических обстановок и фациальном замещении. В этом случае также имеются различные мнения.

Например, как считают Б.Б. Кочнев и Г.А. Карлова, «...к началу накопления лебяжинской свиты палеорельеф в западной части Енисейского кряжа был практически выровнен, а область денудации и источники обломочного материала располагались на значительном удалении» [8].

По мнению специалистов СО РАН, в раннем [8] (см. рис. 5) и раннем – среднем кембрии [6] на месте современного Енисейского кряжа длительное время находилась высокая островная суша с прилегающими к ней участками прибрежного моря, где отлагались обломочно-карбонатные толщи с признаками эвапоритизации. Лебяжинский участок расположен в этой зоне на границе с солеродным бассейном.

Н.В. Мельников [11] на литолого-палеогеографических картах в районе Енисейского кряжа для всего кембрия показывает меняющиеся обстановки от суши с расчлененным рельефом до глубоководного шельфа. В раннеусольское время, по его мнению, в восточной части современного Енисейского кряжа происходило накопление солей. При этом Лебяжинский участок практически все кембрийское время находился в морских условиях, иногда в пределах солеродного бассейна.

2. Точка зрения, которой придерживаются авторы статьи, состоит в том, что Лебяжинский участок, имеющий локальный характер, приурочен к разломной, интенсивно дезинтегрированной зоне. Соленосные толщи были выщелочены из разреза нижнего кембрия в пределах Енисейского кряжа и в прилегающих зонах (в том числе Лебяжинской) в результате развития вертикальных зон гипергенеза, аналогичных линейным корам выветривания. В пользу такой позиции свидетельствуют следующие геологические факты.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Верхняя часть усольской свиты на Кутуликской площади
Fig. 4. Upper part of Usol'sky Fm in the Kutuliksky area

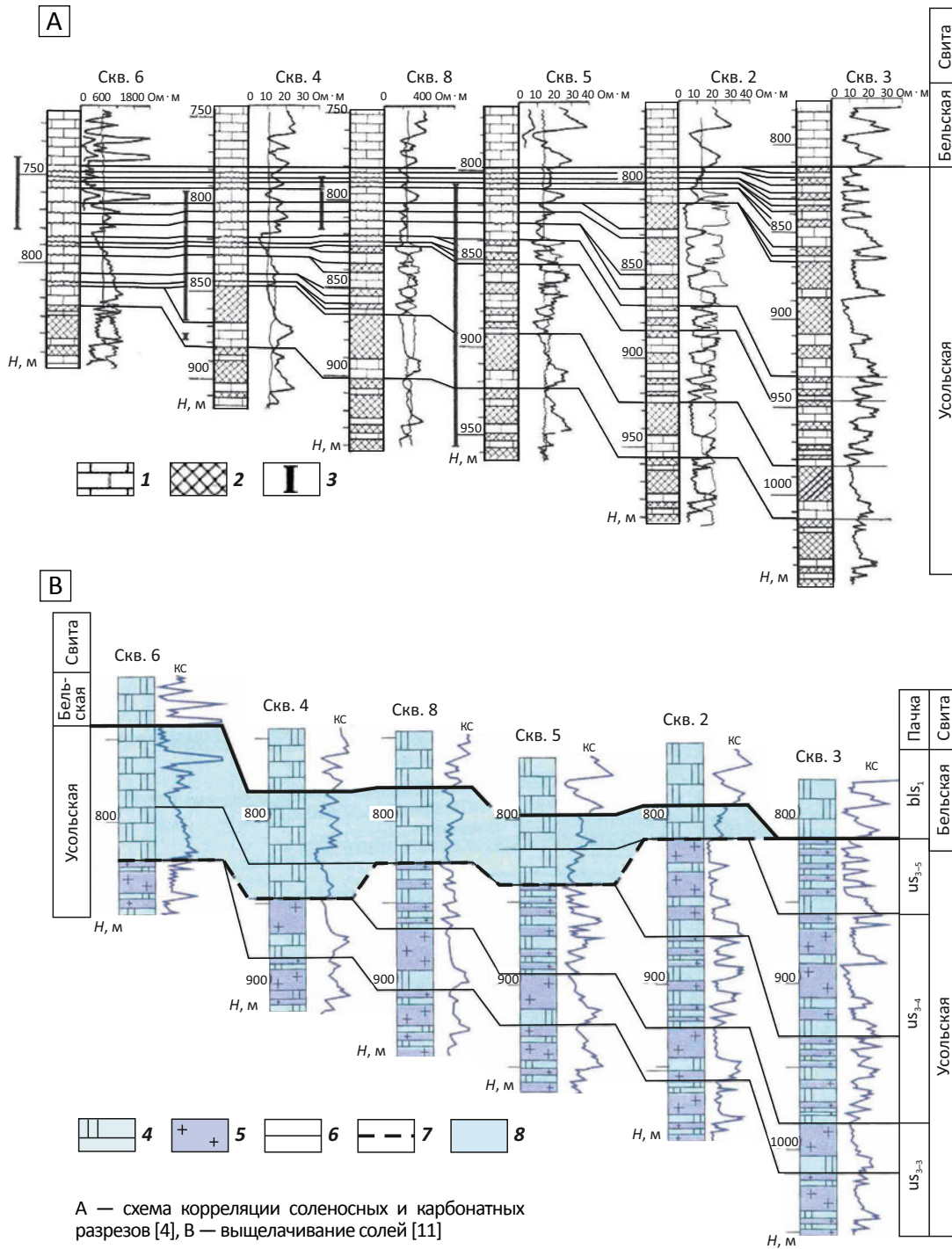
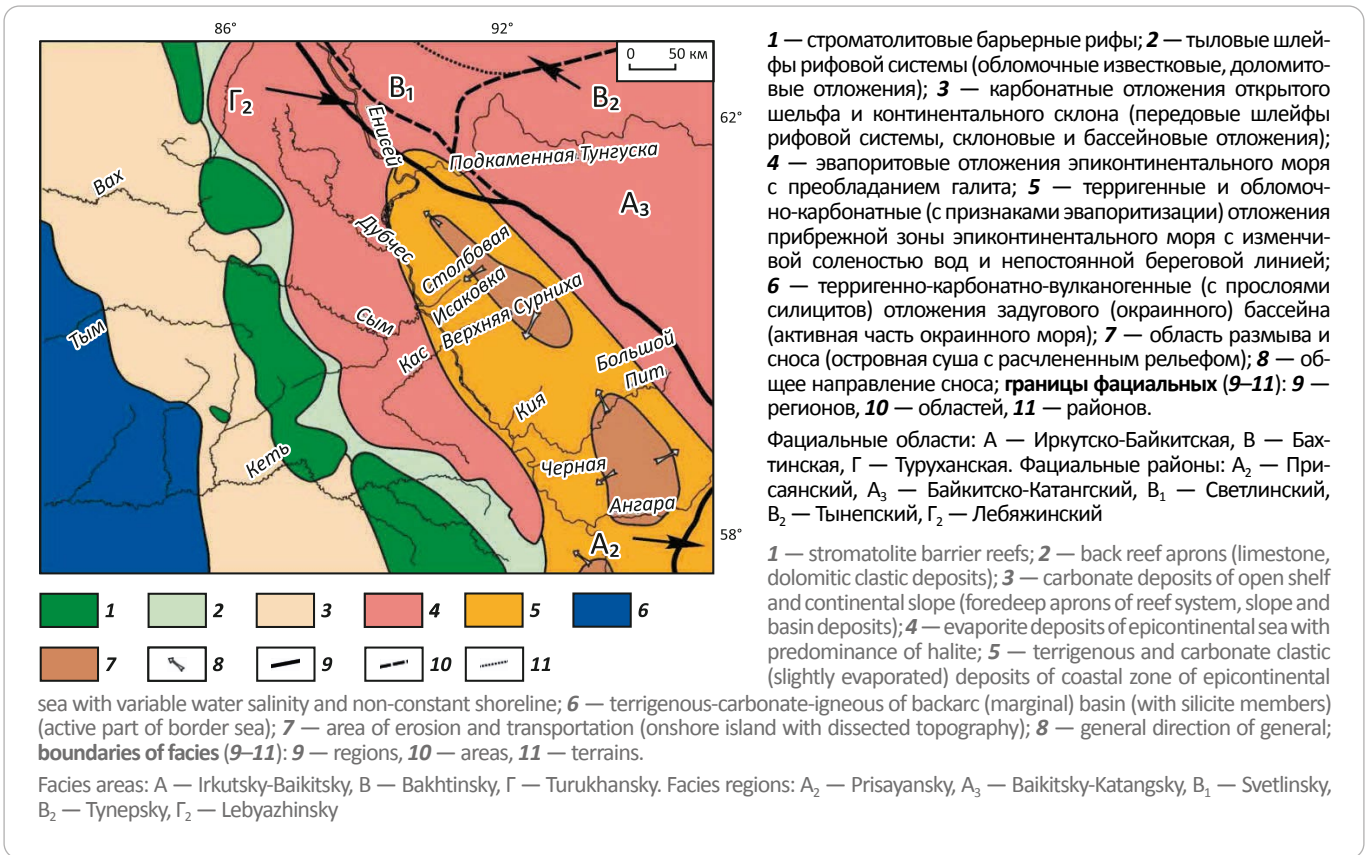


Рис. 5. Положение Лебяжинского фациального района на литолого-палеогеографической схеме Предъенисейского бассейна и смежных территорий Сибирской платформы (ранний кембрий, усольское время; по материалам [7, 11])

Fig. 5. Position of the Lebyazhinsky facies region in the lithologic and paleogeographic scheme of the Pre-Yenisei Basin and neighbouring areas of the Siberian Platform (Early Cambrian, Usolsky time; according to [7, 11])



В керне и шлеме скважин Лебяжинские-1, 2 в стратиграфическом интервале отложений лебяжинской свиты неоднократно встречены продукты гипергенеза — опал, целестин и, что особенно важно, гипс. При этом наличие обильных выделений гипса до глубин 1300 м и более может свидетельствовать об условиях современной гидратации и, соответственно, об обстановках выщелачивания в условиях пониженного литостатического давления глубокопогруженных отложений. Проблеме взаимоперехода гипс — ангидрит посвящено множество работ. А.Г. Бетехтин в своем «Курсе минералогии» в 1951 г. отмечал, что этот «...переход, по данным многочисленных буровых скважин и горных выработок, имеет место до глубины 100–150 м от поверхности (ниже следуют ангидритовые массы)». По всей видимости, эти выводы и данные многочисленных отечественных статей базируются на большеобъемных макронаблюдениях на месторождениях Северной Америки: микроструктурных исследованиях взаимоотношений в шлифах и результатах химических опытов с растворами сульфата кальция, проведенных в первой половине XX в. американскими учеными. Наиболее полно эти мате-

риалы изложены в работе В.Е. Вер Планка¹. Приведем основные выводы. Согласно исследованиям А.Ф. Роджерса, изучившего не только взаимоотношения гипса и ангидрита на микрокристаллическом уровне, но и соотношения залегающих сложенных ими геологических тел, в подавляющем большинстве случаев первичными являются ангидритовые толщи и слои. Гипс развивается по ангидриту в условиях гипергенной гидратации. По результатам разработки некоторых месторождений США граница перехода гипса в ангидрит расположена на глубине от 30 до 100 м.

В естественных обнажениях пород лебяжинской свиты и ее синхронных литофациальных аналогах в ареале изучаемой территории отмечены глиптоморфозы по кристаллам галита. Для среднелебяжинских отложений характерны признаки первичной эвапоритовой седиментации: частая встречаемость глиптоморфоз галита, обилие в доломитах пластинчатых порфиробластовых кристаллов ангидрита, постседиментационные брекчии обрушения, связанные с более поздним растворением слоев галита и сульфатов [7, 8]. Эти факты также свидетельствуют о

¹ Ver Planck W.E. Gypsum in California. — San Francisco : Department of Natural Resources, 1952. — 151 с.

первичном значительно более масштабном осажде-нии галогеновых толщ, а также о существовании на месте современного Енисейского кряжа тех же фа-циальных обстановок солеродного бассейна, что и во-круг него. Попытки выделить приподнятую зону на месте современного Енисейского кряжа, длительно существовавшую в самом конце рифея, венде и кем-брии, на взгляд авторов статьи, малообоснованны [9] (см. рис. 5). Более правильными являются представле-ния о позднепалеозойском возрасте и горст-антикли-норном (транспрессионном) строении Енисейского кряжа в его современном виде. Для фанерозойского этапа развития эти взгляды наиболее правильны в работе С.Ю. Беляева и А.К. Башарина [12].

Результаты гидрогеохимического анализа под-земных рассолов [13], полученные при испытании скв. Лебяжинская-1 и других скважин (более 20), пробуренных на сопредельной территории, к востоку, юго- и северо-востоку от изучаемого района, пока-зали, что по общей минерализации, концентрации кальция, натрия, сульфат-иона, стронция и брома подземный рассол скв. Лебяжинская-1, отнесенный М.Б. Букаты к соленосной гидрогеологической фор-мации, существенно отличается от аналогичных рас-солов других площадей Тунгусского бассейна. Состав этого рассола схож только с составами рассолов Тай-гинской площади. Вероятно, данные отличия свиде-тельствуют о том, что подземный рассол скв. Лебя-жинская-1 является не просто метаморфизованным палеозойским рассолом [10], а рассолом, изменив-шим состав вследствие интенсивного водообмена с низкоминерализованными инфильтрогенными во-дами надсолевого комплекса [13] или даже с поверх-ностными. На фоне аномально высокого содержания SO_4^+ причиной уменьшения концентрации в нем Ca_2^+ является выпадение кальция в осадок в форме сульфата (гипса) и карбоната (кальцита). образова-ние гипсовых отложений происходило при смеше-нии пластовой хлоркальциевой воды с пресной или сильно опресненной поверхностной водой инфильт-рации, насыщенной сульфат-ионами в процессе ее продвижения в проницаемой зоне [10].

В пользу приуроченности Лебяжинского участка к разломной, интенсивно дезинтегрированной зоне свидетельствуют и материалы сейсморазведки. Как показано в работе [14], в местах пересечений сейс-мическими профилями дизъюнктивных нарушений на территории Лебяжинской литосейсмофациаль-ной зоны «...на временных разрезах ОГТ кембрийским отложениям часто отвечает область «сейсмического шума»». Особенно наглядно это проявлено в районе скв. Лебяжинская-2. На рис. 6 приводится неинтер-претированный временной разрез, демонстрирую-щий полную потерю корреляции горизонтов и отсут-ствие осей синфазности в месте бурения скважины. Возможно, это объясняется в том числе геометрией профиля, проходящего на этом участке параллель-

но зоне разлома. Однако главная причина — распо-ложение сейсмического профиля и скважины в зоне деструкции и гипергенеза, проникающего в этой ос-лабленной зоне до глубины более 1 км.

Выводы

1. Отсутствие солей в зоне Лебяжинского участка обусловлено гипергенными процессами, как и в дру-гих прикладчатых периферийных зонах Сибирской платформы, где выщелачивание солей доказано мате-риалами бурения, гидрогеологических и гидрохими-ческих исследований.

2. Первично в раннем кембрии на территории Енисейского кряжа и в Лебяжинской зоне, к северу от него, происходило накопление карбонатно-гало-генных толщ, аналогичных одновозрастным соле-носным толщам, обрамляющим современный Ени-сейский кряж. Лебяжинская свита является при этом не только возрастным, но и фациальным аналогом соответствующих образований. Наблюдаемые изме-нения осадочных текстур, структур и состава прои-зошли постседиментационно.

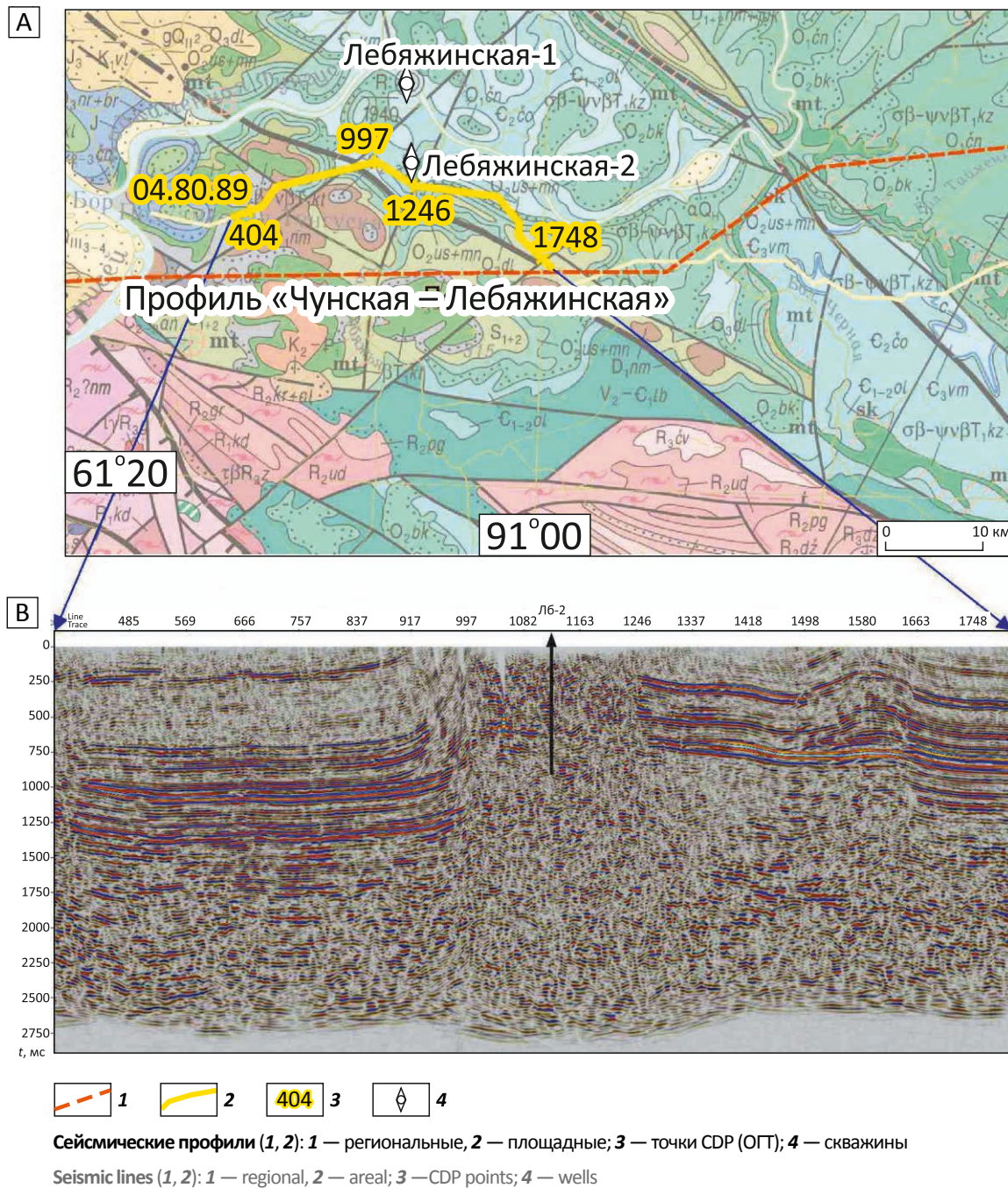
3. Фациальные обстановки накопления нижне-кембрийского интервала разреза, вероятно, соот-ветствовали пассивной континентальной окраине, возможно, восточной приконтинентальной части внутреннего задугового бассейна.

4. Существование морского палеошельфа без островных систем в этой области в кембрийском периоде подтверждает точку зрения о том, что Ени-сейский кряж в его современном виде возник в конце палеозоя как внутриплатформенная структура. Веро-ятно, он был сформирован за счет процессов сдвига-сжатия (транспрессионных), генетически связанных со сдвигорастяжениями (транстенсиями), приведши-ми к заложению грабенов в основании будущей Запад-но-Сибирской плиты и к ее последующему формиро-ванию за счет прогибания.

5. Сделанные выводы позволяют, с одной стороны, провести аналогии между различными периферийны-ми прикладчатыми районами Сибирской платфор-мы, где отсутствуют нижнекембрийские соли. С другой стороны, очевидно, что необходимо пересмотреть геологическую историю западной части Сибирской плат-формы и прилегающих территорий и, как следствие, формирование и развитие нефтегазовых систем.

6. Альтернативные представления о нефтегазо-вых системах западной части Сибирской платфор-мы позволяют пересмотреть возможные варианты формирования гигантской Юрубчено-Тохомской или Юрубчено-Куюмбинской зоны нефтегазонако-пления, обосновать новые направления региональ-ных геолого-разведочных работ.

Рис. 6. Фрагменты геологической карты масштаба 1 : 1 000 000 (А) [11] и временного сейсмического разреза по профилю 04.80.89 (В)
Fig. 6. Fragment of geological map, scale 1 : 1 000 000 (A) [11] and seismic time section along 04.80.89 Line (B)



Литература

1. Калинко М.К. Соленакпление, образование соляных структур и их влияние на нефтегазоносность. – М. : Недра, 1973. – 132 с.
2. Фрадкин Г.С. Галогенные формации и нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 4. – С. 605–616.
3. Жарков М.А. Палеозойские соленосные формации мира. – М. : Недра, 1974. – 392 с.
4. Грачевский М.М., Берлин Ю.М., Дубовский И.Т., Ульмишек Г.Ф. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. – М. : Недра, 1969. – 299 с.
5. Сухов С.С. О роли фациально-седиментологических критериев в реконструкции кембрийских палеобассейнов востока Сибирской платформы // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге: тр. III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, 10–12 апреля 2017 г. – Томск : Изд-во ЦППС НД, 2017. – С. 209–214.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

6. *Saraev S.V.* Литолого-фациальная характеристика усольской свиты (нижний кембрий) и ее возрастных аналогов Предъенисейского осадочного бассейна Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 6. – С. 1173–1188. DOI: 10.15372/GiG20150608.
7. Государственная геологическая карта Российской Федерации. М-б 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Ангаро-Енисейская. Лист Р-46 — Северо-Енисейский. Объяснительная записка. – СПб. : Картфабрика ВСЕГЕИ, 2010. — 236 с.
8. *Kochnev B.B., Karlova G.A.* Новые данные по биостратиграфии немакит-далдынского яруса венда юга Сибирской платформы // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2010. – Т. 18. – № 5. – С. 28–41. DOI: 10.1134/S0869593810050035.
9. *Filippov Y., Saraev S.V., Korovnikov I.V.* Стратиграфия и корреляция кембрийских отложений Предъенисейского осадочного бассейна Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 891–905.
10. *Krainov V.M., Shvets V.M.* Гидрогеохимия. – М. : Недра, 1992. – 463 с.
11. *Mel'nikov N.V.* Венд-кембрийский соленосный бассейн. (Стратиграфия, история развития). – Новосибирск : Из-во СНИИГГиМС, 2017. – 177 с.
12. *Belyaev S.U., Basharin A.K.* Современная структура, история формирования и нефтегазонасность зоны сочленения Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 4. – С. 736–745.
13. *Bukaty M.B.* Равновесие подземных рассолов Тунгусского бассейна (Сибирская платформа) с минералами эвапоритовых и терригенных фаций // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 5. – С. 750–763.
14. *Mel'nikov N.V., Isaev A.V., Smirnov E.V., Naumova E.G., Dontsov M.V., Medyukhina L.V., Maslennikov M.A.* Фациальное районирование нижнего – среднего кембрия междуречья Подкаменной и Нижней Тунгусок // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – Т. 19. – № 3. – С. 3–7.

References

1. *Kalinko M.K.* Solenakoplenie, obrazovanie solyanykh struktur i ikh vliyaniye na neftegazonosnost' [Accumulation of salts, formation of salt structures and their impact on oil and gas potential]. Moscow: Nedra; 1973. 132 p. In Russ.
2. *Fradkin G.S.* Halmeic formations and petroleum potential of the Siberian Platform. *Geologiya i Geofizika = Russian Geology and Geophysics*. 2001;42(4):605–616. In Russ.
3. *Zharkov M.A.* Paleozoiskie solenosnye formatsii mira [Palaeozoic saline formations of the world]. Moscow: Nedra; 1974. 392 p. In Russ.
4. *Grachevskii M.M., Berlin Yu.M., Dubovskii I.T., Ul'mishek G.F.* Korrelyatsiya raznofatsial'nykh tolshch pri poiskakh nefiti i gaza [Correlation of different facies beds in oil and gas exploration]. Moscow: Nedra; 1969. 299 p. In Russ.
5. *Sukhov S.S.* O roli fatsial'no-sedimentologicheskikh kriteriev v rekonstruktsii kembriiskikh paleobasseinov vostoka Sibirskoi platform [Role of facies and sedimentological criteria in reconstruction of Cambrian paleobasins in the east of the Siberian Platform]. In: *Sovremennyye problemy sedimentologii v neftegazovom inzhiniringe: tr. III Vserossiiskogo nauchno-prakticheskogo sedimentologicheskogo soveshchaniya*, 10–12 April 2017. Tomsk: Izd-vo TsPPS ND; 2017. pp. 209–214. In Russ.
6. *Saraev S.V.* Lithologic and facies characteristics of the Lower Cambrian Usolka Formation and its age analogs in the Cis-Yenisei sedimentary basin, West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2015;56(6):919–931. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.05.008.
7. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii*. 1 : 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Angaro-Eniseiskaya. List P-46 — Severo-Eniseiskii. Obyasnitel'naya zapiska [State geological map of Russian Federation. 1:1 000 000 (third generation). Angaro-Eniseisky series. Sheet P-46–Severo-Eniseisky. Explanatory note]. St. Petersburg: Kartfabrika VSEGEI; 2010. 236 p.
8. *Kochnev B.B., Karlova G.A.* New data on biostratigraphy of the Vendian Nemakit-Daldynian stage in the southern Siberian platform. *Stratigraphy and Geological Correlation*. 2010;18(5):28–41. DOI: 10.1134/S0869593810050035.
9. *Filippov Y., Saraev S.V., Korovnikov I.V.* The Cambrian sediments of the Cis-Yenisei basin (West Siberia): Stratigraphy and correlation. *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(5–6):704–715. DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.013.
10. *Krainov V.M., Shvets V.M.* Hidrogeokhimiya [Hydrogeochemistry]. Moscow: Nedra; 1992. 463 p.
11. *Mel'nikov N.V.* Vend-kembriiskii solenosnyi basseyn. (Stratigrafiya, istoriya razvitiya) [Vendian-Cambrian salt-bearing basin. (Stratigraphy, evolution history)]. Novosibirsk: Iz-vo SNIIGGiMS; 2017. 177 p. In Russ.
12. *Belyaev S.U., Basharin A.K.* Modern structure, evolution and petroleum potential of the zone of junction of the Siberian platform and West Siberian plate. *Geologiya i Geofizika = Russian Geology and Geophysics*. 2001;42(4):736–745. In Russ.
13. *Bukaty M.B.* Equilibrium between underground brines of the Tunguska basins and minerals of evaporate and terrigenous facies. *Geologiya i Geofizika = Russian Geology and Geophysics*. 1999;40(5):750–763. In Russ.
14. *Mel'nikov N.V., Isaev A.V., Smirnov E.V., Naumova E.G., Dontsov M.V., Medyukhina L.V., Maslennikov M.A.* Lower-middle Cambrian facies regionalization of the Podkamennaya and Nizhnaya Tunguska interfluvium. *Geology and mineral resources of Siberia*. 2014;19(3):3–7.

Информация об авторах

Мигурский Феликс Анатольевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделом
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: fam@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9850-567X

Ахияров Александр Влорович

Ведущий научный сотрудник
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: akhiyarov@vnigni.ru

Бербушенко Максим Викторович

Ведущий геолог
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: berbushenko@vnigni.ru

Information about authors

Felix A. Migursky

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: fam@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9850-567X

Aleksandr V. Akhiyarov

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

Maksim V. Berbushenko

Leading Geologist
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: berbushenko@vnigni.ru



АТЫРАУ
OIL&GAS KAZAKHSTAN

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

19-я Северо-Каспийская Региональная выставка "Атырау Нефть и Газ"

26-28 августа 2020

Казахстан, Атырау

подробная информация:

www.oil-gas.kz

Итеса



УДК 550.83 (571.5)

DOI 10.31087/0016-7894-2020-2-59-85

Модели строения и условия формирования глубокопогруженных региональных резервуаров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской нефтегазоносных областей

© 2020 г. | Г.Г. Шемин^{1,2}, В.А. Верниковский^{1,2}, Н.В. Первухина¹, Е.В. Деев^{1,2}, В.И. Москвин^{1,2}, Ф.А. Мигурский³,
М.Ю. Смирнов³

¹ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; sheminGG@ipgg.sbras.ru; vernikovskyya@ipgg.sbras.ru; pervuhinaNV@ipgg.sbras.ru; deev@ngs.ru; moskvinVI@ipgg.sbras.ru;

²ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», Новосибирск, Россия;

³ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; fam@vnigni.ru; smirnov@vnigni.ru

Поступила 20.09.2019 г.

Доработана 18.10.2019 г.

Принята к печати 20.01.2020 г.

Ключевые слова: резервуар; проницаемый комплекс; флюидоупор; структурный план; вещественный состав; условия образования; коллектор; пористость; проницаемость.

Аннотация: Выделены области разного вещественного состава отложений тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров от преимущественно песчаного до глинисто-алевритового, которые закономерно распределены по территории региона. Рассмотрены обстановки образования отложений проницаемых комплексов и флюидоупоров, которые накапливались преимущественно в морских условиях. Впервые составлен набор карт толщин и вещественного состава проницаемых комплексов региональных резервуаров всей территории рассматриваемого региона. Показано, что на протяжении всей раннеюрской эпохи наиболее интенсивным был снос алевритово-песчаного материала с Сибирской платформы. Поэтому вещественный состав нижнеюрских отложений вблизи этого источника сноса более песчаный, чем близрасположенных к Таймырской складчатой области. Установлена закономерность изменения фильтрационно-емкостных свойств региональных резервуаров в зависимости от глубины залегания. Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают гранулярные коллекторы, залегающие на глубине до 3,5 км. Ниже этого значения на каждый 1 км углубления пористость коллекторов уменьшается на 2–2,5 %. Начиная с глубины 4,5 км их открытая пористость обычно не превышает 12–13 %, а глубже 5,5 км коллекторы имеют открытую пористость, близкую к их граничному значению. Проницаемость коллекторов также уменьшается вниз по разрезу. Прогноз толщин малоизученных коллекторов осуществлен на базе имеющейся ограниченной по объему аналитической и промыслово-геофизической информации, выявленной закономерности изменения их фильтрационно-емкостных свойств в зависимости от глубины их залегания и анализа вещественного состава отложений проницаемых комплексов. Выделены области очагового распределения коллекторов и их отсутствия. Первые из них подразделяются на области наибольших, средних, пониженных и низких значений толщин коллекторов. Впервые оценены качества лайдинского, китербютского и левинского флюидоупоров на всей территории исследуемого региона с построением карт качества каждого.

Финансирование: Работа выполнялась при поддержке Российского научного фонда (проект № 19-17-00091) и Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 18-05-70035).

Для цитирования: Шемин Г.Г., Верниковский В.А., Первухина Н.В., Деев Е.В., Москвин В.И., Мигурский Ф.А., Смирнов М.Ю. Модели строения и условия формирования глубокопогруженных региональных резервуаров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. – 2020. – № 2. – С. 59–85. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-59-85.

Deep-seated regional reservoirs of the Lower Jurassic formations in the Yenisei-Khatanga and eastern parts of the Gydan oil and gas bearing areas: structural models and formation settings

© 2020 | G.G. Shemin^{1,2}, V.A. Vernikovskii^{1,2}, N.V. Pervukhina¹, E.V. Deev^{1,2}, V.I. Moskvini^{1,2}, F.A. Migurskii³, M.Yu. Smirnov³

¹The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; sheminGG@ipgg.sbras.ru; vernikovskyya@ipgg.sbras.ru; pervuhinaNV@ipgg.sbras.ru; deev@ngs.ru; moskvinVI@ipgg.sbras.ru;

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia;

³All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; fam@vnigni.ru; smirnov@vnigni.ru

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Received 20.09.2019

Revised 18.10.2019

Accepted for publication 20.01.2020

Key words: permeable zone; permeable series; impermeable; structural geometry; composition; formation settings; reservoir; porosity; permeability.

Abstract: Areas having different composition within the Toarcian, Pliensbachian, and Hettangian-Sinemurian reservoirs and ranging from mainly sandy to argillaceous-silty, which are regularly distributed across the region, are delineated. Environments where permeable sequences and impermeables were accumulated mainly in marine conditions are discussed. A set of thickness and composition maps is for the first time created for the permeable sequences of regional reservoirs throughout the region under consideration. It is shown that all the Early Jurassic long, transportation of silt-and-sand material from the Siberian Platform was the most intensive. Therefore, composition of the Lower Jurassic deposits in the vicinity of this provenance area is more sandy than in the areas neighbouring with the Taimyr Orogen. Common features of regional reservoir quality variations depending on their depth of occurrence are discovered. Granular reservoirs occurring at the depth up to 3.5 km have the higher porosity and permeability. The reservoir porosity is reduced by 2–2,5 % with each next kilometre of depth. Starting from the depth of 4.5 km, the open porosity typically does not exceed 12–13 %; reservoirs occurring deeper than 5.5 km have open porosity close to their cutoff value. Reservoir permeability also decreases down the section. Prediction of thickness of underexplored reservoirs is carried out using the available limited analytical and production logging data, the revealed regularity of variation in their porosity and permeability depending on depth of occurrence, and analysis of permeable rock associations' composition. The authors delineated the areas of reservoir local occurrence and absence. The former can be classified into the areas having the highest, medium, decreased, and low reservoir thickness. Quality of the Laidinsky, Kiterbyutsky, and Levinsky impermeable beds all over the study area; quality maps are build for each of them.

Funding: The work was supported by the Russian Science Foundation (Project No. 19-17-00091) and the Russian Foundation for Basic Research (Project No. 18-05-70035).

For citation: Shemin G.G., Vernikovskii V.A., Pervukhina N.V., Deev E.V., Moskvina V.I., Migurskii F.A., Smirnov M.Yu. Deep-seated regional reservoirs of the Lower Jurassic formations in the Yenisei-Khatanga and eastern parts of the Gydan oil and gas bearing areas: structural models and formation settings. Geologiya nefti i gaza. 2020;(2):59–85 DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-59-85. In Russ.

Введение

Исследуемый регион является составной частью арктического сектора Российской Федерации, на территории которого прогнозируются громадные ресурсы УВ-сырья. Административно он полностью входит в состав Таймырского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных соответственно в Красноярском крае и Тюменской области. В тектоническом отношении регион включает Енисей-Хатангский региональный прогиб и смежную территорию Западно-Сибирской геосинеклизы, согласно нефтегазогеологическому районированию — Енисей-Хатангскую и восточную часть Гыданской нефтегазоносных областей (НГО).

Несмотря на длительную историю проведения нефтегазопромысловых работ, его изученность сейсморазведкой и особенно глубоким бурением до настоящего времени остается низкой. На огромной территории региона (около 500 тыс. км²) за всю историю изучения (почти 80-летнюю) объем выполненных сейсморазведочных работ составляет около 130 тыс. км, бурения — 1150 тыс. м (530 глубоких скважин). Большинство скважин (78 %) вскрыли неоккомские отложения, значительно меньше (18 %) — юрские и лишь немногие (4 %) — доюрские.

В результате проведенных нефтегазопромысловых работ на территории региона открыто около 50 месторождений газа и нефти, большинство из которых выявлено в неоккомском комплексе и лишь 7 — в юрском.

Нижнеюрские отложения, являющиеся объектом выполненных исследований, почти повсеместно распространены в рассматриваемом регионе. Они залегают на большой глубине (в основном от 4 до 8 км) и характеризуются сложным неоднородным строением. Степень их изученности весьма низкая (они вскрыты лишь 29 глубокими скважинами).

Нижнеюрские отложения рассматриваемого региона в нефтегазоносном отношении обычно включают четыре подразделения: зимний, джангодский резервуары и левинский, лайдинский флюидоупоры [1]; зимний, джангодский пласты-коллекторы и левинский, лайдинский флюидоупоры [2]; зимний, джангодский региональные коллекторы и левинский, лайдинский региональные покрывки [3] и др. Их характеристика приведена во многих работах ([1-6] и др.).

Джангодское подразделение, как известно, имеет трехчленное строение. Оно представлено преимущественно алевритово-песчаными породами надояхского и шараповского региональных горизонтов и разделяющими их глинистыми породами китербютского. То есть в нижнеюрских отложениях исследуемого региона выделяется шесть подразделений, три из которых (зимнее, шараповское, надояхское) имеют главным образом алевритово-песчаный состав и три (левинский, китербютский, лайдинский) — в основном глинистый. Поэтому авторами статьи в разрезе нижнеюрских отложений исследуемого региона, как и в Западно-Сибирской нефтегазоносной

провинции, составной частью которой он является, выделено три региональных резервуара: тоарский, плинсбахский и геттанг-синемюрский, каждый из которых представлен проницаемым комплексом и флюидоупором (рис. 1, 2).

Под резервуаром нефти и газа понимается совокупность смежных экранирующего (вверху) и проницаемого (внизу) комплексов, в которых возможны миграция, аккумуляция и консервация УВ [8]. Экранирующий комплекс обычно называется флюидоупором. В настоящей статье для всей территории региона составлены структурные планы, охарактеризованы вещественный состав, условия формирования, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов, выявлена закономерность их изменения в зависимости от глубины залегания и представлены результаты прогноза толщин коллекторов и оценка качества флюидоупоров.

Методика исследований

Методика палеогеографических реконструкций

При построении литолого-палеогеографических карт раннеюрской эпохи исследуемого региона использована ранее разработанная методика¹ [9–12]. Исходной информацией для их составления послужили результаты литолого-стратиграфических, литолого-фациальных и палеонтологических исследований нижнеюрских отложений. На представленных литолого-палеогеографических картах зимнего, левинского, шараповского, китербютского и надояхского времени выделены литологические² и палеогеографические³ области и показаны современные толщины накопившихся осадков.

Литологические области выделены по содержанию компонентов разреза (в процентах): грубообломочного (ГрО), песчаного (П), алевроитового (Ал) и глинистого (Гл). Выделены следующие интервалы содержания компонентов: 100–76; 75–51; 50–26; 25–11; 10–1 %. Буквенные обозначения соответствуют литологическим компонентам, а цифровые — их содержанию. В целом они определяют индекс литологического типа разреза. Картирование разреза одного индекса позволяет выделить литологические области.

Палеогеографические области подразделяются на зоны размыва и осадконакопления. Зоны размыва включают сушу с интенсивным и менее интенсивным сносом осадков. Зоны седиментации делятся на

три крупные группы: континентального, переходного и морского осадконакопления. Область континентального осадконакопления включает аллювиальные равнины. Область морского осадконакопления представлена мелководьем (глубина до 25 м), мелководным (глубина 25–100 м) и глубоководным (глубина 100–200 м) шельфами. Область переходного осадконакопления включает прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем.

Оценка качества флюидоупоров

При оценке качества глинистых флюидоупоров наиболее часто анализируются их гранулометрический и минеральный состав, толщины, ФЕС песчаных прослоев и трещиноватость пород [13]⁴. Флюидоупоры нижнеюрских отложений рассматриваемого региона характеризуются весьма низкой степенью изученности. Имеются лишь сведения об их толщине, процентном содержании песчаников и отчасти ФЕС. Эти параметры и использовались при оценке качества флюидоупоров, для чего строились карты толщин и литологических типов разрезов флюидоупоров, а также процентного содержания в них песчаников. По материалам отмеченных построений выделялись зоны различного качества флюидоупоров. Граничные значения показателей, по которым производилась оценка их качества, приведены в таблице.

Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов слабоизученных глубоководногруженных резервуаров

Для характеристики ФЕС коллекторов слабоизученных глубоководногруженных нижнеюрских резервуаров была использована установленная авторами статьи закономерность изменения этих показателей в зависимости от глубины их залегания применительно к рассматриваемому региону. Результаты анализа (около 6000 определений открытой пористости и межзерновой проницаемости) свидетельствуют, что ФЕС песчаных пород монотонно ухудшаются с увеличением глубины их залегания (рис. 3).

Наилучшими ФЕС обладают гранулярные коллекторы нижнеюрских отложений, залегающие на глубине до 3,5 км. Ниже этого значения на каждые 1000 м углубления разреза пористость коллекторов уменьшается на 2–2,5 %. Начиная с глубины 4,5 км их открытая пористость не превышает 12–13 %, а глубже 5–5,5 км коллекторы имеют пористость, близкую к их граничному значению.

Проницаемость коллекторов уменьшается вниз по разрезу от среднего значения $(2,7-8,2) \cdot 10^{-3}$ мкм² на глубине 2–2,55 км до $(0,7-0,9) \cdot 10^{-3}$ мкм² на глубине 4–4,25 км.

Уменьшение значений ФЕС коллекторов с увеличением глубины их залегания обусловлено многими

¹ Бурштейн Л.М., Конторович А.Э., Беляев С.Ю. Оценка ресурсной базы углеводородного сырья территории Таймырского АО (отчет по договору 2-61-1 (406-14) за 2007 г. в 2-х томах). – Новосибирск : ИНГИГ СО РАН, 2007. – 600 с.

² Литологические области — области, включающие осадочные породы различного литологического состава.

³ Палеогеографические области — области с различными палеогеографическими условиями.

⁴ Сахибгареев Р.С. Минералогия глин продуктивных отложений Сургутского нефтегазоносного района (Западной Сибири) : автореф. дисс. ... канд. геол.-минер. наук. – М., 1968. – 25 с.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Стратиграфическое положение региональных резервуаров (А), схема корреляции (В) нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО и схема расположения корреляционного профиля (С)
 Fig. 1. Stratigraphic position of regional reservoirs (A), correlation chart (B) of Lower Jurassic deposits in the Yenisei-Khatanga and eastern part of the Gydan Petroleum Area and location map of the correlation line (C)

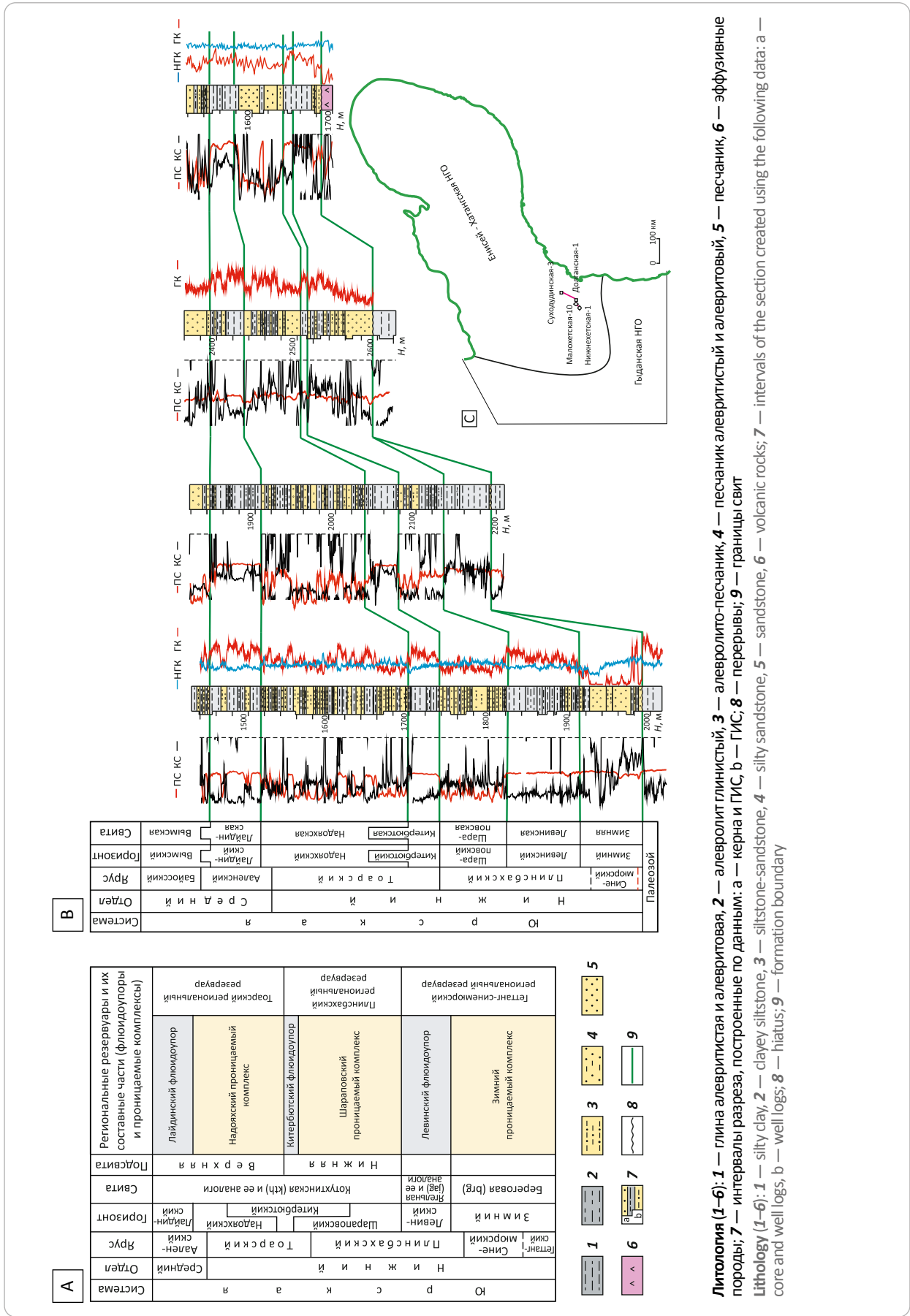
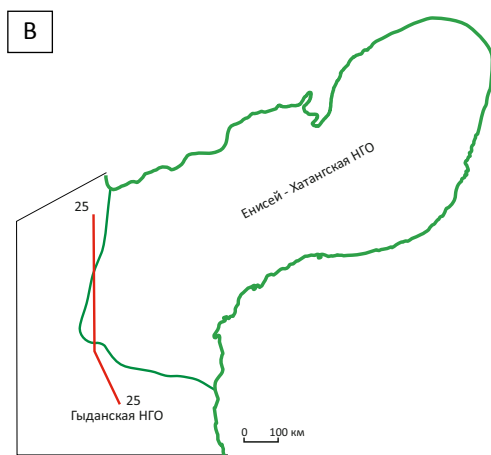
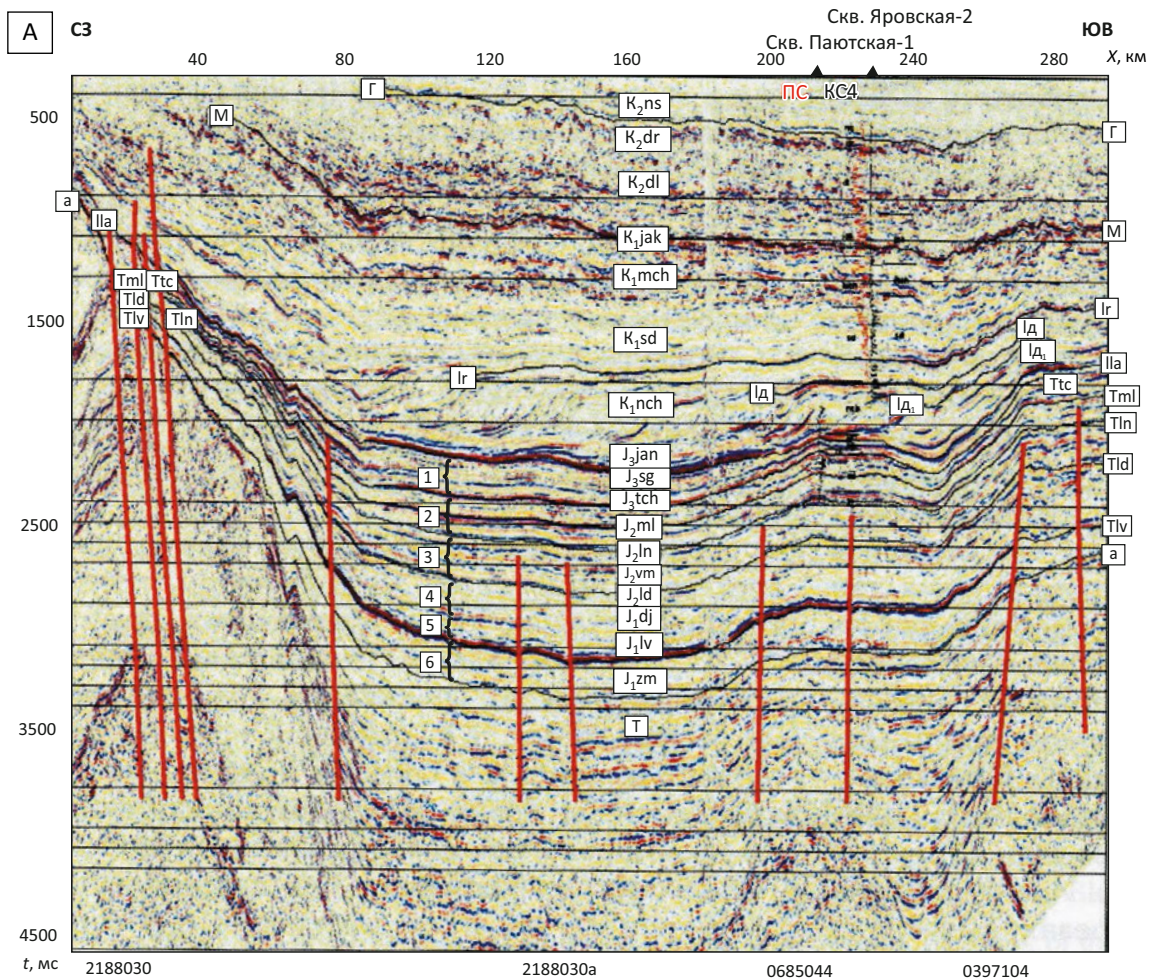


Рис. 2. Стратифицированный временной разрез ОГТ по профилю 25 (А) (по [7] с дополнениями Г.Г. Шемина) и схема расположения профиля (В)
Fig. 2. Stratificated CDP time section along the Line 25 (A) (according to [7] complemented by G.G. Shemin) and location map of the section line (B)



Региональные резервуары: 1 — оксфордский, 2 — батский, 3 — аален-байосский, 4 — тоарский, 5 — плинсбахский, 6 — геттанг-синемюрский.

Отражающие горизонты в свитах (Г — дорожковской (K_{1dr}), М — яковлевской (K_{1jak}), Ir — суходудинской (K_{1sd}), Id—Id₁ — нижнехетской (K_{1nch}), Иа — яновстанской (J_{2jan}), Ттс — точинской (J_{3tc}), Ттл — малышевской (J_{2ml}), Тлн — леонтьевской (J_{2ln}), Тлд — лайдинской (J_{2ld}), Тлв — левинской (J_{1lv})) и в подошве юрских отложений (а)

Regional reservoirs: 1 — Oxfordian, 2 — Bathonian, 3 — Aalenian-Bajocian, 4 — Toarcian, 5 — Pliensbachian, 6 — Hettangian-Sinemurian.

Reflectors in the formations (Г — Dorozhkovsky (K_{1dr}), М — Yakovlevsky (K_{1jak}), Ir — Sukhodudinsky (K_{1sd}), Id—Id₁ — Nizhnekhetsky (K_{1nch}), Иа — Yanovstansky (J_{2jan}), Ттс — Tochinsky (J_{3tc}), Ттл — Malyshevsky (J_{2ml}), Тлн — Leont'evsky (J_{2ln}), Тлд — Laidinsky (J_{2ld}), Тлв — Levinsky (J_{1lv})) and at the bottom of the Jurassic deposits (a)



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 3. Графики распределения средних значений открытой пористости и межзерновой проницаемости юрских отложений исследуемого региона по интервалам глубин

Fig. 3. Diagrams of average open porosity and intergranular permeability of the Jurassic deposits in the study area for the depth intervals

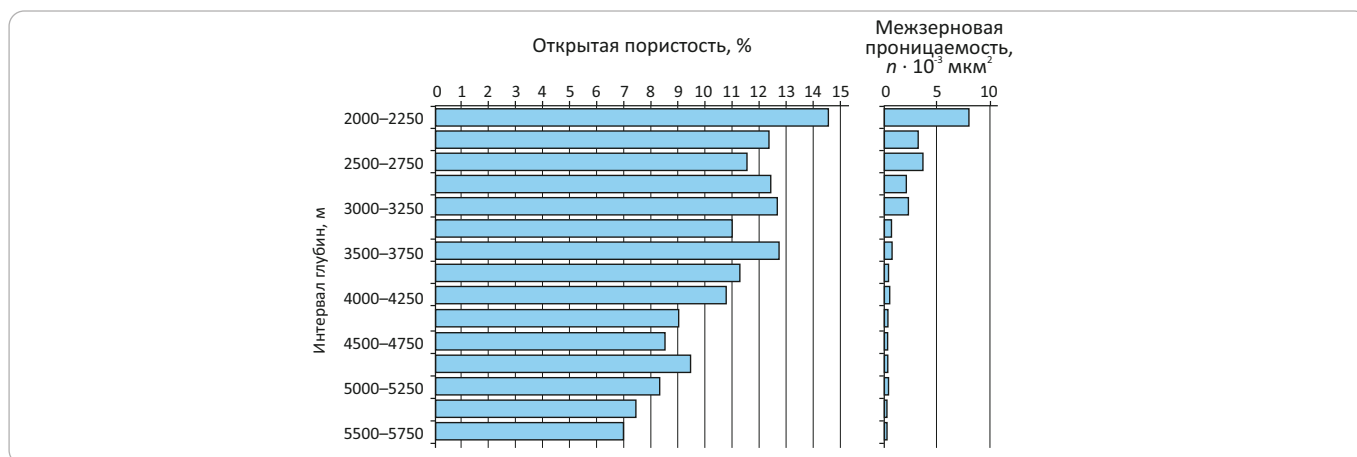


Таблица. Оценка качества флюидоупоров региональных резервуаров нижнеюрских отложений рассматриваемого региона (по [8])

Table. Quality assessment of the impermeable beds of regional reservoirs within the Lower Jurassic series of the region under consideration (according to [8])

Содержание прослоев песчаников в флюидоупоре, %	Качество флюидоупоров			
	высокое	среднее	пониженное	низкое
	Толщина флюидоупоров, м			
< 1	> 15	10–15	5–10	< 5
1–5	> 30	15–30	5–15	< 5
5–10	–	> 30	15–30	< 15
10–20	–	> 40	25–40	< 25
20–30	–	–	> 40	–
30–40	–	–	> 50	–

факторами, главным из которых является уплотнение пород за счет горного давления.

Прогноз толщин коллекторов

Рассматриваемые региональные резервуары нижнеюрских отложений характеризуются сложным неоднородным строением и значительными фациальными изменениями по площади. Поэтому авторами статьи прогнозируются области преимущественно очагового распространения коллекторов. В связи с весьма низкой изученностью этих отложений прогноз толщин коллекторов осуществлен предварительно по имеющейся ограниченной по объему аналитической и промыслово-геофизической информации, выявленной закономерности изменения ФЕС коллекторов в зависимости от глубины их залегания и анализа вещественного состава проницаемых комплексов резервуаров. По отмеченным результатам исследований авторами статьи выделено четыре категории областей преимущественно очагового распространения коллекторов в рассматриваемых резервуарах: наибольших, средних, пониженных и низких толщин гранулярных коллекторов.

Комплексная характеристика региональных резервуаров нефти и газа

Охарактеризуем стратиграфическое положение региональных резервуаров нижнеюрских отложений и принятое тектоническое районирование исследуемого региона. Приведем комплексную характеристику тоарского, плинсбахского, геттанг-синемюрского региональных резервуаров и их составных частей — проницаемых комплексов и флюидоупоров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО. Рассмотрим следующие характеристики этих подразделений: литологический состав, строение и условия образования; распределение по исследуемой территории их толщины и вещественный состав; толщины песчаников; толщины коллекторов; ФЕС песчаников проницаемых комплексов и оценку качества флюидоупоров.

Стратиграфическое положение региональных резервуаров нижнеюрских отложений

Нижнеюрские отложения рассматриваемого региона обычно подразделяются на два (зимний, джангодский) [2] или три (зимний, шараповский,

надояхский) резервуара [8]. В настоящей статье принят вариант их разделения на три региональных резервуара: тоарский, плинсбахский и геттанг-синемюрский, каждый из которых включает проницаемый комплекс и флюидоупор. Их выделение ранее было обосновано в статье [8]. Стратиграфическое положение резервуаров и корреляция их разрезов приведены на рис. 1, 2.

Тоарский региональный резервуар представлен отложениями верхней части нижней и нижней части средней юры (средняя и верхняя части тоарского и нижняя и средняя части аален-байосского ярусов; надояхский и лайдинский горизонты; надояхская и лайдинская свиты). Проницаемый комплекс сложен породами надояхской, а флюидоупор — лайдинской свит.

Плинсбахский региональный резервуар включает отложения средней части нижней юры (нижняя половина нижнетоарского, средняя и верхняя части верхнеплинсбахского подъярусов; китербютский и шараповский горизонты; китербютская и шараповская свиты). Проницаемый комплекс резервуара сложен породами шараповской, а флюидоупор — китербютской свит.

Геттанг-синемюрский региональный резервуар представлен отложениями нижней части нижней юры (геттангский, синемюрский ярусы, а также нижняя и средняя части плинсбахского; зимний, левинский горизонты; зимняя и левинская свиты). Проницаемый комплекс резервуара сложен образованиями зимней и флюидоупора — левинской свит.

Принятое тектоническое районирование

В тектоническом отношении Енисей-Хатангская НГО соответствует одноименному региональному прогибу, а Гыданская — смежной с ним территории Западно-Сибирской геосинеклизы.

Тектоническое районирование Енисей-Хатангского регионального прогиба и Западно-Сибирской геосинеклизы изложено в работах многих авторов (Н.Н. Ростовцева, Ф.Г. Гурари, И.И. Нестерова, В.С. Суркова, В.С. Старосельцева, В.И. Шпильмана, В.А. Конторовича, А.М. Брехунцова, М.А. Фомина и др.). Последние варианты тектонического районирования, предложенные В.А. Конторовичем [14] для Западно-Сибирской геосинеклизы и М.А. Фоминым [15] для Енисей-Хатангского регионального прогиба, базируются на общей классификации тектонических элементов и имеют одинаковые названия. Поэтому это районирование использовалось в настоящей статье.

Согласно принятому тектоническому районированию, в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы выделяются Внутренняя область и Внешний пояс. Последний представлен мегамоноклизмами: Предтаймырской, Северо-Сибирской и

Предъенисейской, осложняющими прибортовые части отмеченной структуры (рис. 4).

Наиболее прогнутой осевой частью Внутренней области Енисей-Хатангского регионального прогиба является Енисей-Хатангский наклонный мегажелоб — незамкнутый надпорядковый тектонический элемент. На северо-востоке она осложнена Боганидско-Жданихинским, а юго-западе — Беловско-Агапским наклонными желобами, которые разделяются Балахнинско-Рассохинской наклонной грядой. Отмеченные структуры, в свою очередь, осложнены таковыми более низкого порядка — мегапрогибами, мегавпадинами и мегавыступами. Первая из них осложнена Хетским наклонным мегапрогибом, а вторая — Агапским мегапрогибом и Беловской мегавпадиной. В пределах Балахнинско-Рассохинской гряды выделен Рассохинский наклонный мегавыступ. В юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба расположено северо-восточное окончание Мессояхской наклонной гряды, которое осложнено Усть-Портовским мегавыступом.

На прилегающей к Енисей-Хатангскому региональному прогибу смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы выделены следующие надпорядковые, 0 и I порядков структуры: Большешетская и Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклизы, разделенные центральной частью Мессояхской наклонной гряды, Гыданский мегавыступ, Среднегыданский мегаврез и Южно-Таймырская седловина. Гыданский мегавыступ и Мессояхская наклонная гряда соединены Танамской седловиной.

Вышеотмеченные наиболее крупные структуры Енисей-Хатангского регионального прогиба и Западно-Сибирской геосинеклизы осложнены как положительными, так и отрицательными структурами II порядка. Первые из них (Владимирский, Балахнинский, Волочанский, Малохетский, Среднемессояхский, Ванкоро-Тагульский мезовалы) осложнили Балахнинско-Рассохинскую, Мессояхскую наклонные гряды и Предъенисейскую мегамоноклизу, а вторые (Агапский, Романихинский, Долганско-Лодочный мезопрогибы, Рассомашья, Южно-Беловская мезовпадины) — Боганидско-Жданихинский, Беловско-Агапский желобы и Предъенисейскую мегамоноклизу.

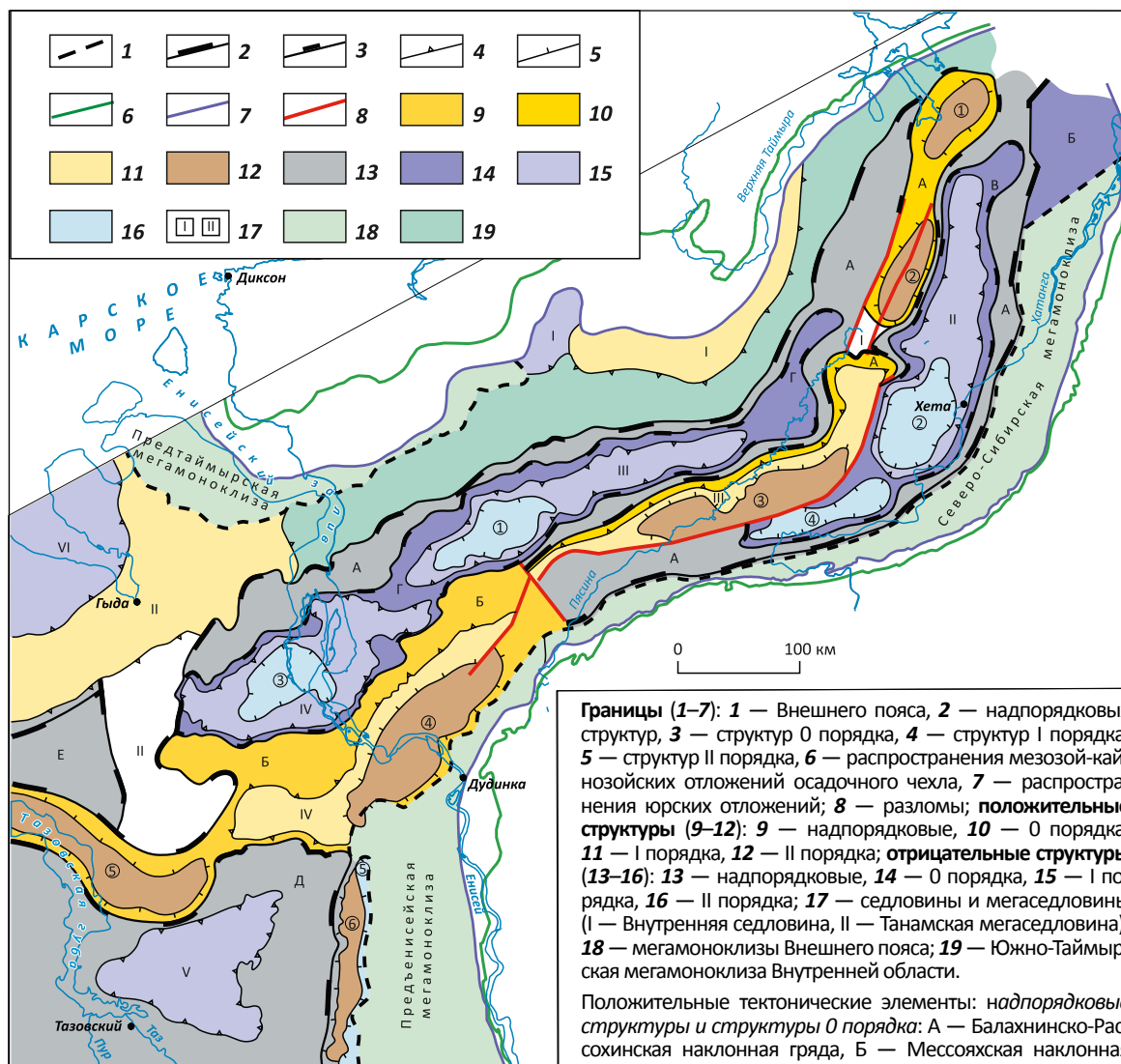
Современные структурные планы рассматриваемых региональных резервуаров построены на базе следующих материалов. Как известно, в нижнеюрских глубокопогруженных отложениях региона выделяется три отражающих горизонта: а — подошва юрских отложений, T_1v — кровля левинского и T_1d — кровля лайдинского горизонтов, которые обычно используются при построении региональных структурных карт. Степень достоверности выполненных по ним структурных построений невысока, особенно по нижнему из них, по которому расхождения максимальных глубин разнятся от нескольких сотен до почти 10 000 м. Следует также отметить, что по выше-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Тектоническая карта Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы (по М.А. Фомину [6])

Fig. 4. Tectonic map of the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline (according to M.A. Fomin [6])



выступ, II — Гыданский мегавыступ, III — Рассохинский наклонный мегавыступ, IV — Усть-Портовский мегавыступ; **структуры II порядка:** 1 — Владимирский мезовал, 2 — Балахнинский наклонный мезовал, 3 — Волочанский наклонный мезовал, 4 — Малохетский мезовал, 5 — Среднемессояжский мезовал, 6 — Ванкоро-Тагульский наклонный мезовал.

Отрицательные тектонические элементы: надпорядковые структуры и структуры 0 порядка: А — Енисей-Хатангский наклонный мегажелоб, Б — Эджанский наклонный желоб, В — Боганидско-Жданихинский наклонный желоб, Г — Беловско-Агапский наклонный желоб, Д — Большехетская мегасинеклиза, Е — Антипаютинско-Тадобяжинская мегасинеклиза; **структуры I порядка:** I — Пясинский мегаврез, II — Хетский наклонный мегапрогиб, III — Агапский мегапрогиб, IV — Беловская мегавпадина, V — Северо-Тазовская мегавпадина, VI — Среднегыданский мегаврез; **структуры II порядка:** 1 — Агапский мезопргоиб, 2 — Рассомашья мезовпадина, 3 — Южно-Беловская мезовпадина, 4 — Романихинский наклонный мезопргоиб, 5 — Долганско-Лодочный наклонный мезопргоиб.

Примечание. На тектонической карте авторами статьи приведена новая легенда контуров пликативных структур; кроме того, показаны лишь крупные структуры.

Boundaries (1–7): 1 — the Outer belt, 2 — super-order structures, 3 — 0-th order structures, 4 — I-st order structures, 5 — II-nd order structures, 6 — extent of the Mesozoic-Cenozoic deposits of sedimentary cover, 7 — extent of the Jurassic deposits; 8 — faults; **positive structures (9–12):** 9 — super-order, 10 — 0-th order, 11 — I-st order, 12 — II-nd order; **negative structures (13–16):** 13 — super-order, 14 — 0-th order, 15 — I-st order, 16 — II-nd order; 17 — saddles and mega-saddles (I — Inner Saddle, II — Tanamsky mega-saddle); 18 — mega-monoclines of the Outer belt; 19 — South-Taimyr mega-monocline of the Inner area.

Positive tectonic elements: super-order structures and 0-th order structures: A — Balakhninsky-Rassokhinsky tilted ridge, Б — Messoyakhsky tilted ridge; **I-st order structures:** I — Yangodo-Gorbinsky mega-uplift, II — Gydansky mega-uplift, III — Rassokhinsky tilted mega-uplift, IV — Ust'-Portovskiy mega-uplift; **II-nd order structures:** 1 — Vladimirsky meso-swell, 2 — Balakhninsky tilted meso-

Усл. обозначения к рис. 4, окончание
Legend for Fig. 4, end.

swell, 3 — Volochansky tilted meso-swell, 4 — Malokhetskyy meso-swell, 5 — Srednemessoyakhskyy meso-swell, 6 — Vankoro-Tagul'skyy tilted meso-swell.

Negative tectonic elements: *super-order structures* and 0-th order structures: А — Yenisei-Khatanga tilted mega-trench, Б — Boganiidskiy-Zhdanikhinskiy tilted trench, Г — Belovskiy-Agap'skiy tilted trench, Д — Bol'shekhetskyy mega-syneclise, Е — Antipayutinskiy-Tadebeyakhinskiy mega-syneclise; *1-st order structures*: I — Pyasinskiy mega-incision, II — Khetskyy tilted mega-trough, III — Agap'skiy mega-trough, IV — Belovskiy mega-depression, V — North Tazovskiy mega-depression, VI — Srednegydanskiy mega-incision; *II-nd order structures*: 1 — Agap'skiy meso-trough, 2 — Rassomash'ya meso-depression, 3 — South Belovskiy meso-depression, 4 — Romanikhinskiy tilted meso-trough, 5 — Dolganskiy-Lodochny tilted meso-trough.

Note. On the tectonic map, the authors of the paper give the new legend for outlines of the folded structures; in addition, only large structures are shown.

указанным горизонтам, кроме нижнего из них, структурные карты на всю территорию рассматриваемого региона отсутствуют. Исходя из вышеизложенного, при характеристике структурных планов исследуемого региона в качестве базовой для нижнеюрских отложений использовалась «Структурная карта по кровле геттанг-байосского НГК (Енисей-Хатангский региональный прогиб и прилегающие районы Западно-Сибирской геосинеклизы)¹» (рис. 5) и составленные авторами статьи предварительные структурные карты по кровле шараповского и зимнего горизонтов с использованием опубликованных структурных карт отдельных районов по горизонтам T_{1v} и T_{1d} рассматриваемой территории и материалов бурения.

По кровле надояхского пронцаемого комплекса тоарского резервуара на территории рассматриваемого региона достаточно четко проявлены все надпорядковые структуры и структуры 0 порядка, как отрицательные (Енисей-Хатангский наклонный мегажелеб, Боганидско-Жданихинский, Беловско-Агапский наклонные желоба, Большехетская мегасинеклиза), так и положительные (Балахнинско-Рассохинская и Мессояхская наклонные гряды). Наиболее погруженной из них является Боганидско-Жданихинский наклонный желоб (наиболее погруженная его часть соответствует замкнутой изолинии -5500 м). Остальные отрицательные структуры также являются глубокопогруженными (наиболее прогнутые части отвечают замкнутым изогипсам -4500...-5000 м). Из положительных структур самой приподнятой и контрастной является Балахнинско-Рассохинская наклонная гряда. Наиболее приподнятая ее часть соответствует изогипсе -1500 м. В отличие от этой структуры Мессояхская наклонная гряда существенно более погружена.

Структурные карты по кровле пронцаемых комплексов плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров в целом соответствуют вышеописанной, только глубина их залегания несколько ниже.

Тоарский региональный резервуар

Тоарский региональный резервуар представлен отложениями верхней части нижней и нижней части средней юры. Сложен песчано-алевролитоглинистыми породами надояхской и лайдинской свит, которые распространены на большей части рассматриваемого региона. Лишь на его краевых участках,

прилегающих к Таймырской складчатой области и Сибирской платформе, они отсутствуют. Толщина резервуара изменяется от нескольких десятков до 600 м, на большей части территории региона — от 200 до 400 м. Глубина залегания кровли резервуара варьирует от нескольких сотен до 5–5,5 км, на большей части региона — от 2 до 4 км. Наибольшие ее значения прогнозируются в самых крупных отрицательных структурах: Боганидско-Жданихинском, Беловско-Агапском наклонных желобах и Большехетской мегасинеклизе, а наименьшие (300–1000 м) — на Волочанском наклонном мезовале, осложняющем южную половину Балахнинско-Рассохинской наклонной гряды. Тоарский резервуар состоит из надояхского пронцаемого комплекса и лайдинского флюидоупора.

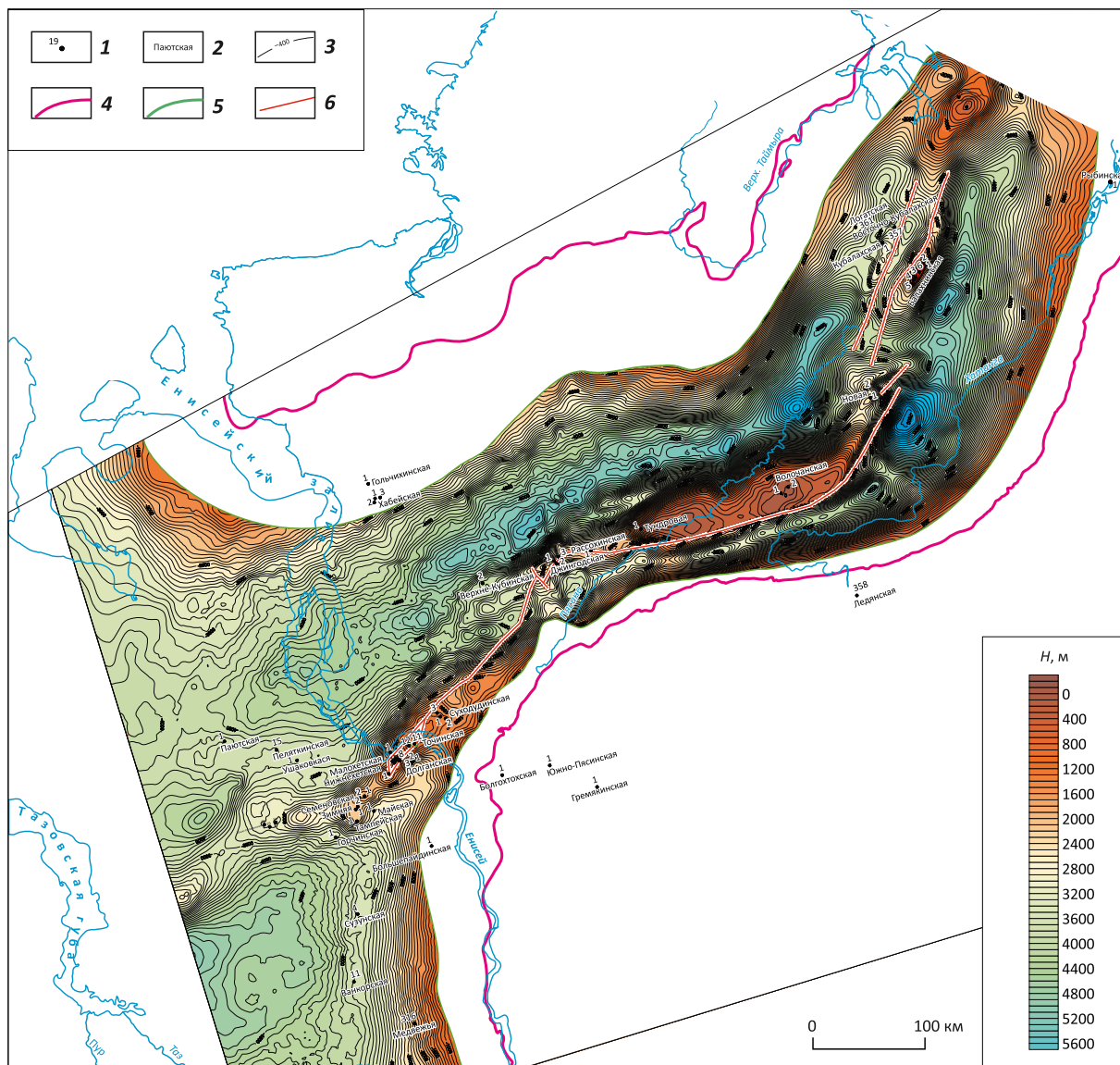
Надояхский пронцаемый комплекс сложен глинисто-алевролитово-песчаными породами одноименной свиты, которые распространены повсеместно на большей части рассматриваемого района; в окраинных северной и южной частях района, прилегающих соответственно к Таймырской складчатой области и Сибирской платформе, эти породы отсутствуют (рис. 6). Толщина пронцаемого комплекса изменяется от нескольких десятков до 350 м, на большей части района — от 150 до 300 м. Наибольшие ее значения прогнозируются в центральной наиболее прогнутой части Енисей-Хатангского регионального прогиба и южной части смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы, а наименьшие (от нескольких десятков до 100 м) — в краевых частях отмеченных структур.

Разрез пронцаемого комплекса обычно представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, гли и переходных разностей пород. Вещественный состав комплекса достаточно разнообразный. Выделяется восемь литологических областей различных составов — от в основном песчаной (П₁Ал₅Г₅) до преимущественно глинисто-алевритовой (Г₂Ал₃П₅). Области распространения пород преимущественно песчаного состава приурочены к юго-восточной окраинной части исследуемого района, примыкающей к Сибирской платформе, которая являлась в надояхское время основным поставщиком песчаного и алевритового материала. Области, представленные менее песчаными породами, прогнозируются вблизи Таймырской складчатой области. На остальной большей части территории рассматриваемого ре-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 5. Структурная карта по кровле проницаемого комплекса геттанг-байосского НГК (Енисей-Хатангский региональный прогиб и прилегающие районы Западно-Сибирской геосинеклизы)¹

Fig. 5. Depth map over the top of the permeable sequence of the Hettangian-Bajocian Play (Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring areas of the West Siberian Geosyncline)¹



1 — поисково-разведочные и параметрические скважины; **2** — площади; **3** — изогипсы по кровле проницаемого комплекса геттанг-байосского НГК (кровля вымской свиты), м; **границы распространения (4, 5): 4** — мезозой-кайнозойского осадочного чехла, **5** — проницаемого комплекса геттанг-байосского НГК; **6** — тектонические нарушения

1 — wildcats and stratigraphic wells; **2** — areas; **3** — structural contours over the top of the permeable sequence of the Hettangian-Bajocian Play (top of the Vymsky Fm), m; **limits (4, 5): 4** — Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover, **5** — permeable sequence of the Hettangian-Bajocian Play; **6** — tectonic dislocations

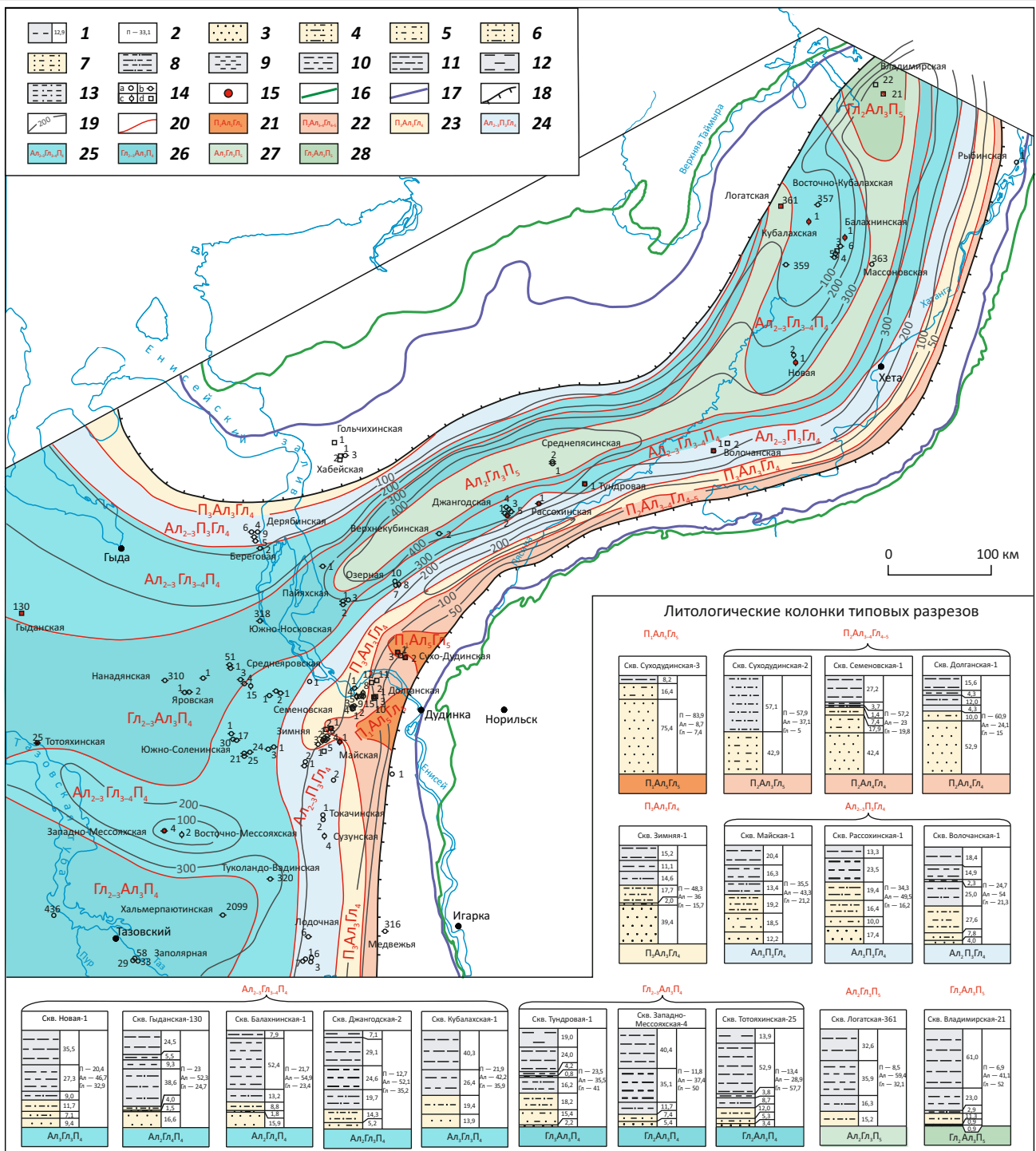
гиона, расположенной в наиболее прогнутой части Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы, предполагаются области распространения пород наименее песчано-алевритового состава.

Толщина песчаников проницаемого комплекса изменяется от нескольких до 200 м (рис. 7). Наибольшие ее значения (от 100 до 200 м) прогнозируются в самой прогнутой центральной части Енисей-Хатанг-

ского регионального прогиба и на юге (в пределах Большехетской мегасинеклизы) смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы. Область средних значений толщин песчаников проницаемого комплекса (60–100 м) в виде полосы шириной 20–50 км огибает зону наибольших толщин, области минимальных толщин (от нескольких до 60 м) прогнозируются в окраинных участках Енисей-Хатангского регионального прогиба и центральной части смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы.

Рис. 6. Карта толщин и вещественного состава проницаемого комплекса (надоярский горизонт) тоарского регионального резервуара Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 6. Map of thickness and composition of permeable sequence (Nadoyakhsky Horizon) of the Toarcian regional reservoir in the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



1 — породы и их содержание в разрезе, %; **2** — литологические компоненты разреза и их содержание, %; **литология (3–13): 3** — песчаники, **4** — песчаники глинистые и алевроиты, **5** — песчаники алевроиты и алевроиты, **6** — песчаники глинистые, **7** — алевроитопесчаники, **8** — алевролиты песчаные, **9** — алевролиты глинистые и песчаные, **10** — алевролиты, **11** — алевролиты глинистые, **12** — глины алевроиты, **13** — глины (аргиллиты); **скважины (14, 15): 14** — вскрывшие: верхнеюрские (а), среднеюрские (б), нижнеюрские (с) и доюрские (д) отложения; **15** — с приведенными литологическими колонками типовых разрезов; **границы распространения отложений (16–18): 16** — мезозой-кайнозойских осадочного чехла, **17** — юрских, **18** — надоярского горизонта; **19** — изопакхиты, м; **20** — границы литологических областей; **литологические области (21–28): 21** — в основном песчаная, **22** — в основном песчано-алевроитовая, **23** — преимущественно песчано-алевроитовая, **24** — преимущественно алевролитово-песчаная, **25** — алевроитово-глинисто-песчаная, **26** — глинисто-алевроитово-песчаная, **27** — преимущественно алевроитово-глинистая, **28** — преимущественно глинисто-алевроитовая

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Усл. обозначения к рис. 6, окончание
Legend for Fig. 6, end.

1 — rocks and their content in the section, %; 2 — lithologic components in the section and their content, %; lithology (3–13): 3 — sandstone, 4 — argillaceous and silty sandstone, 5 — silty sandstone, 6 — argillaceous sandstone, 7 — siltstone-sandstone, 8 — sandy siltstone, 9 — clayey and sandy siltstone, 10 — siltstone, 11 — clayey siltstone, 12 — silty clay, 13 — clay (claystone); wells (14, 15): 14 — encountered: Upper Jurassic (a), Middle Jurassic (b), Lower Jurassic (c) and pre-Jurassic (d) deposits; 15 — with the lithologic columns of typical sections shown; limits of the deposits (16–18): 16 — Mesozoic-Cenozoic, sedimentary cover, 17 — Jurassic; 18 — Nadoyakhsky Horizon; 19 — isopachs, m; 20 — boundaries of lithologic zones; lithologic zones (21–28): 21 — mainly sandy, 22 — mainly sandy-silty, 23 — mainly sandy-silty, 24 — mainly silty-sandy, 25 — silty-argillaceous-sandy, 26 — argillaceous-silty-sandy, 27 — mainly silty-argillaceous, 28 — mainly argillaceous-silty

В раннеюрскую эпоху отложения геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров исследуемого региона накапливались в течение трех регрессивно-трансгрессивных этапов соответственно: геттанг – начало позднеплинсбахского, позднеплинсбахского – начало раннетоарского и раннетоарского-ааленского. Каждый из них подразделяется на два подэтапа: регрессивно-прогрессивный и трансгрессивный. В первом из них формировались отложения проницаемых комплексов резервуаров, во втором — перекрывающие их флюидоупоры.

Отложения тоарского резервуара образованы на третьем этапе. В надояхском седиментационном бассейне рассматриваемого региона отложения одноименного комплекса формировались в условиях аллювиальных равнин, прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, мелководья и мелководного шельфа, причем наиболее широко были распространены области морского осадконакопления, которые охватывали самую прогнутую часть бассейна и в ней накапливались преимущественно алевритоглинистые и глинистые осадки (рис. 8 А).

Континентальные и переходные области седиментации существовали в краевых частях бассейна, вблизи источников сноса терригенного материала, которыми в то время были Сибирская платформа и Таймырская складчатая область. В них накапливались преимущественно песчаные и алевритопесчаные осадки, причем наиболее песчанистые отлагались вблизи первого Сибирской платформы. Она являлась основным источником поступления в бассейн седиментации песчаного и алевритового материала на протяжении всей раннеюрской эпохи.

Степень изученности коллекторов бурением весьма низкая. В отдельных разрезах скважин их толщина изменяется от нескольких до 30 м. Распределение коллекторов по территории рассматриваемого региона, как уже отмечалось выше, установлено предположительно на основе ограниченного аналитического и промыслово-геофизического материала, выявленной закономерности изменения ФЕС коллекторов в зависимости от глубины их залегания и анализа вещественного состава отложений. Проведенные исследования позволили спрогнозировать области очагового распространения гранулярных коллекторов и их отсутствия. Первая из них подразделяется на области наибольших, средних, пониженных и низких значений толщин коллекторов.

Для надояхского проницаемого комплекса характерно развитие всех областей (рис. 9). Область наибольших толщин коллекторов развита в виде узкой полосы вдоль юго-восточной границы выклинивания отложений проницаемого комплекса, охватывая самую прогнутую часть Внешнего пояса Енисей-Хатангского регионального прогиба и Западно-Сибирской геосинеклизы, а также смежные участки их Внутренних областей. Область средних толщин коллекторов распространена более широко. Она в виде полосы шириной 50–100 км огибает вышеотмеченную, а также распространена в северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и смежной территории Енисей-Хатангского регионального прогиба. Зоны пониженных и низких толщин коллекторов охватывают почти всю остальную большую часть региона, причем первая из них прогнозируется в наиболее приподнятых его участках. Лишь в самой погруженной части Хетского мегапрогиба выделена область отсутствия гранулярных коллекторов тоарского регионального резервуара, поскольку в ней глубина его залегания превышает 5 км.

По вещественному составу породы-коллекторы относятся к аркозовым разностям. Доля обломочного материала составляет в них 84–90 %. Содержание цемента в породах обычно изменяется от 10 до 15 %.

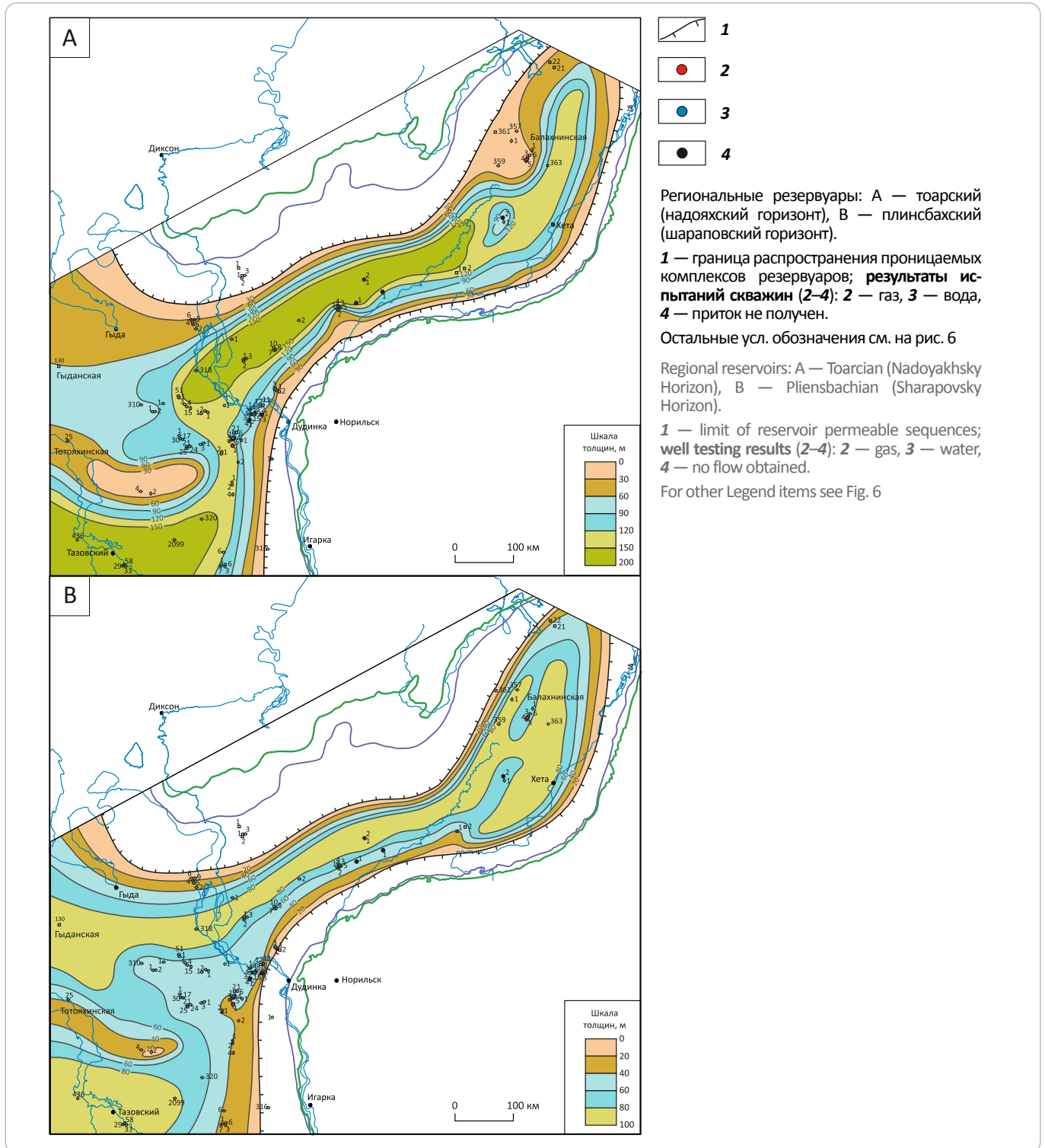
Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов характеризуются следующими показателями. Их открытая пористость изменяется от 8 до 18 %, преимущественно — от 10 до 15 %. Межзерновая проницаемость — в пределах $(0,01-81) \cdot 10^{-5}$ мкм², преимущественно $(0,01-1) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Лайдинский флюидоупор представлен породами одноименной свиты, которая сложена преимущественно глинами и алевролитами, местами с прослоями песчаников. Он, как и проницаемый комплекс, распространен на большей части территории региона. Его толщина изменяется от нескольких десятков до 120 м, на большей части территории — от 60 до 110 м. Глины — каолинит-хлорит-гидрослюдистые, обладающие высокими экранирующими свойствами.

Условия формирования отложений лайдинского флюидоупора представляются следующими (см. рис. 8 В). Во время их образования происходила значительная морская трансгрессия восточно-сибирских морей. В результате ее проявления расширились контуры седиментационного бассейна и изменились обстановки осадконакопления. Появилась обширная область глубокого шельфа, которая распространи-

Рис. 7. Карта толщин песчаников проницаемых комплексов Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 7. Map of sand thickness in the permeable sequences of the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



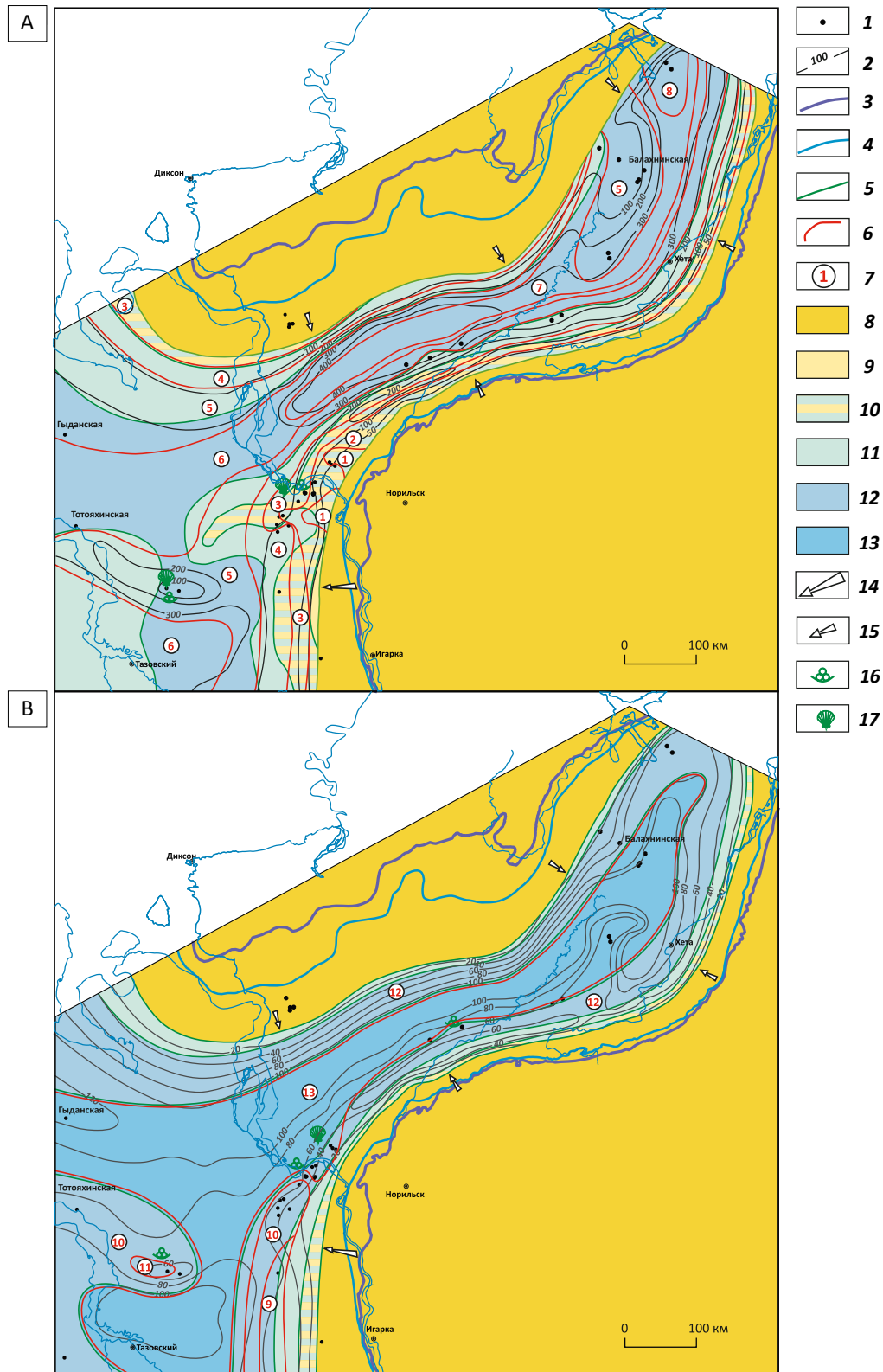
лась почти на всю территорию ранее существовавшей области мелководного шельфа. Последняя, в свою очередь, мигрировала в области переходного и континентального осадконакопления. Области прибрежных равнин, временами заливавшихся морем,

распространились на прибрежную часть источников сноса терригенного материала.

В лайдинское время в бассейне седиментации почти повсеместно накапливался преимущественно глинистый и глинисто-алевритовый материал. Лишь

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 8. Литолого-палеогеографические карты: А — надоякского времени (конец раннего тоара — начало аалена), В — лайдинского времени (аален) Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы
Fig. 8. Lithologic and paleogeographic maps: A — Nadoyakhsky time (end of Early Toarcian — beginning of Aalenian), B — Laidinsky time (Aalenian) for the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



Усл. обозначения к рис. 8
Legend for Fig. 8

1 — скважины; **2** — изопахиты современных отложений, м; **границы (3–6): 3** — распространения мезозой-кайнозойских отложений, **4** — распространения юрских отложений, **5** — палеогеографических областей, **6** — литологических областей; **7** — литологические области; **палеогеографические области (8–13): 8** — размыва (суша), **9** — континентального осадконакопления (аллювиальная равнина), **10** — переходного осадконакопления (прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем), **области морского осадконакопления (11–13): 11** — мелководная (глубина до 25 м), **12** — мелководный шельф (глубина 25–100 м), **13** — глубоководный шельф (глубина 100–200 м); **направления сноса осадков (14, 15): 14** — основные, **15** — менее значимые; **фауна (16, 17): 16** — фораминиферы, **17** — двустворки.

Литологические области: **1** — $P_1Al_5G_5$ (в основном песчаная), **2** — $P_2Al_{3-4}G_{4-5}$ (в основном песчано-алевритовая), **3** — $P_3Al_3G_4$ (преимущественно песчано-алевритовая), **4** — $Al_{2-3}P_3G_4$ (преимущественно алевритово-песчаная), **5** — $Al_{2-3}G_{3-4}P_4$ (алевритово-глинисто-песчаная), **6** — $G_{2-3}Al_3P_4$ (глинисто-алевритово-песчаная), **7** — $Al_2G_3P_5$ (преимущественно алевритово-глинистая), **8** — $G_2Al_3P_5$ (преимущественно глинисто-алевритовая), **9** — $Al_{2-3}P_3G_{3-5}$ (алевритово-песчано-глинистая), **10** — $G_{2-3}Al_{2-4}P_4$ (глинисто-алевритово-песчаная), **11** — $Al_1G_4P_5$ (преимущественно алевритово-глинистая), **12** — $G_{1-3}Al_{3-4}P_5$ (преимущественно глинисто-алевритовая), **13** — $G_{1-2}Al_{3-4}$ (глинисто-алевритовая).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 6

1 — wells; **2** — isopachs of recent deposits, m; **boundaries (3–6): 3** — extent of Mesozoic-Cenozoic deposits, **4** — extent of the Jurassic deposits, **5** — paleogeographic areas, **6** — lithologic areas; **7** — lithologic areas; **paleogeographic areas (8–13): 8** — erosion (land), **9** — continental sedimentation (alluvial plain), **10** — transitional sedimentation (coastal plain sometimes flooded by sea); **areas of offshore sedimentation (11–13): 11** — shallow water (depth up to 25 m), **12** — shallow-water shelf (depth 25 to 100 m), **13** — deep-water shelf (depth 100 to 200 m); **directions of sediment transportation (14, 15): 14** — major, **15** — less important; **fauna (16, 17): 16** — foraminifera, **17** — bivalves.

Lithologic regions: **1** — $P_1Al_5G_5$ (mainly sandy), **2** — $P_2Al_{3-4}G_{4-5}$ (mainly sandy-silty), **3** — $P_3Al_3G_4$ (predominantly sandy-silty), **4** — $Al_{2-3}P_3G_4$ (predominantly silty-sandy), **5** — $Al_{2-3}G_{3-4}P_4$ (silty-argillaceous-sandy), **6** — $G_{2-3}Al_3P_4$ (argillaceous-silty-sandy), **7** — $Al_2G_3P_5$ (predominantly silty-argillaceous), **8** — $G_2Al_3P_5$ (predominantly argillaceous-silty), **9** — $Al_{2-3}P_3G_{3-5}$ (silty-sandy-argillaceous), **10** — $G_{2-3}Al_{2-4}P_4$ (argillaceous-silty-sandy), **11** — $Al_1G_4P_5$ (predominantly silty-argillaceous), **12** — $G_{1-3}Al_{3-4}P_5$ (predominantly argillaceous-silty), **13** — $G_{1-2}Al_{3-4}$ (argillaceous-silty).

For other Legend items see Fig. 6

вблизи источников сноса, которыми являлись Сибирская платформа и Таймырская складчатая область, кроме глин и алевритов отлагались пески, причем поставляемые в основном с Таймырской складчатой области.

Качество лайдинского флюидоупора почти на всей территории распространения резервуара высокое (рис. 10). Исключения составляют лишь узкие окраинные зоны его распространения и отдельные ограниченные по площади участки (Гыданский, Тотояхинский), в которых прогнозируется среднее качество флюидоупора из-за опесчанивания разреза. Следует особо отметить Зимний участок, в пределах которого зартировано значительное опесчанивание флюидоупора и прогнозируется низкое его качество. На этом участке предполагаются благоприятные условия для перетока УВ из рассматриваемых отложений в среднеюрские.

Качество тоарского резервуара в целом на большей части территории исследуемого региона пониженное и низкое. Лишь в наиболее приподнятых участках крупных положительных структур и в юго-восточной окраинной части региона, примыкающей к Сибирской платформе, прогнозируется его среднее качество.

Плинсбахский региональный резервуар

Плинсбахский региональный резервуар представлен отложениями средней части нижней юры. Сложен песчано-алевролитово-глинистыми отложениями шараповской и китербютской свит, которые распространены, как и вышеописанного резервуара, на большей части территории исследуемого региона, но их площадь меньше. Толщина резервуара изменяется от нескольких десятков до 400 м, на большей

части территории региона — от 100 до 250 м. Глубина залегания кровли резервуара изменяется от нескольких сотен метров до 5,5–6,3 км, на большей части территории региона — от 2,5 до 5 км. Наибольшие ее значения, как и вышеописанного резервуара, прогнозируются в самых крупных отрицательных структурах: Боганидско-Жданихинском, Беловско-Агапском наклонных желобах и Большехетской мегасинеклизе, а наименьшие (1–1,5 км) — на Волочанском наклонном мезовале, осложняющем южную половину Бадахнинско-Рассохинской наклонной гряды.

Плинсбахский резервуар состоит из шараповского пронцаемого комплекса и китербютского флюидоупора.

Шараповский пронцаемый комплекс сложен глинисто-алевролитово-песчаными отложениями одноименной свиты, которые, как и отложения вышеописанного резервуара, распространены повсеместно на большей части исследуемого региона (рис. 11). Его толщина изменяется от нескольких десятков до 350 м, на большей части территории региона — от 150 до 300 м. Наибольшие ее значения прогнозируются в центральной самой прогнутой части Енисей-Хатангского регионального прогиба и на юге смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы, а наименьшие (до 100 м) — в окраинных частях отмеченных структур.

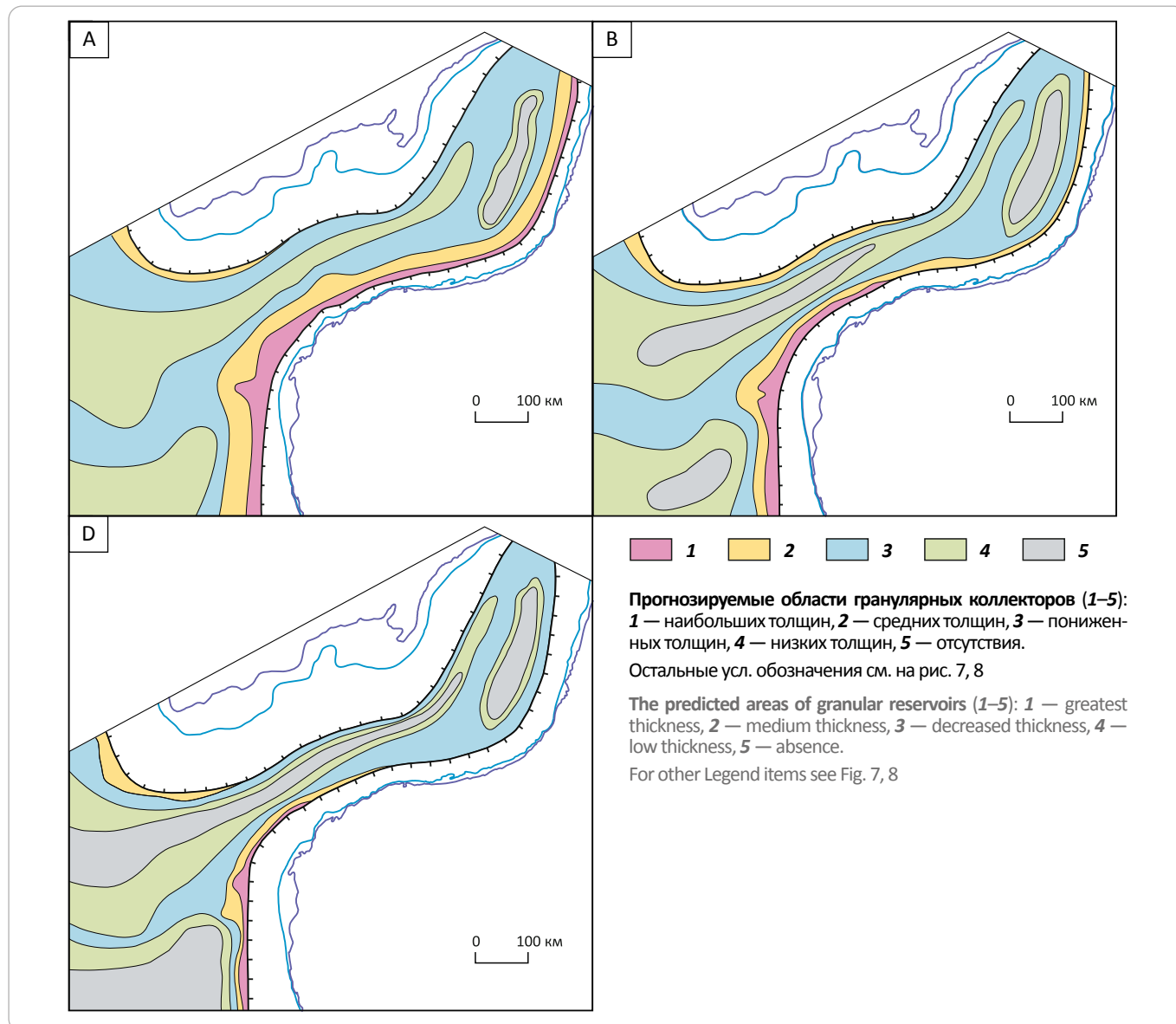
Разрез пронцаемого комплекса представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Вещественный состав характеризуется несколько меньшим разнообразием, чем вышерассмотренного резервуара (см. рис. 11). Выделяется шесть литологических областей — от в основном песчаного ($P_1Al_5G_5$) до глинисто-алевролитово-песчаного ($G_{2-3}Al_3P_4$).



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 9. Схема прогноза гранулярных коллекторов тоарского (А), плинсбахского (В) и геттанг-синемюрского (С) региональных резервуаров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 9. Prediction of granular reservoirs of the Toarcian (A), Pliensbachian (B), and Hettangian-Sinemurian (C) regional reservoirs in the Lower Jurassic deposits of the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



Их распределение на территории рассматриваемого региона подобно вышезалегающему надояхскому проницаемому комплексу.

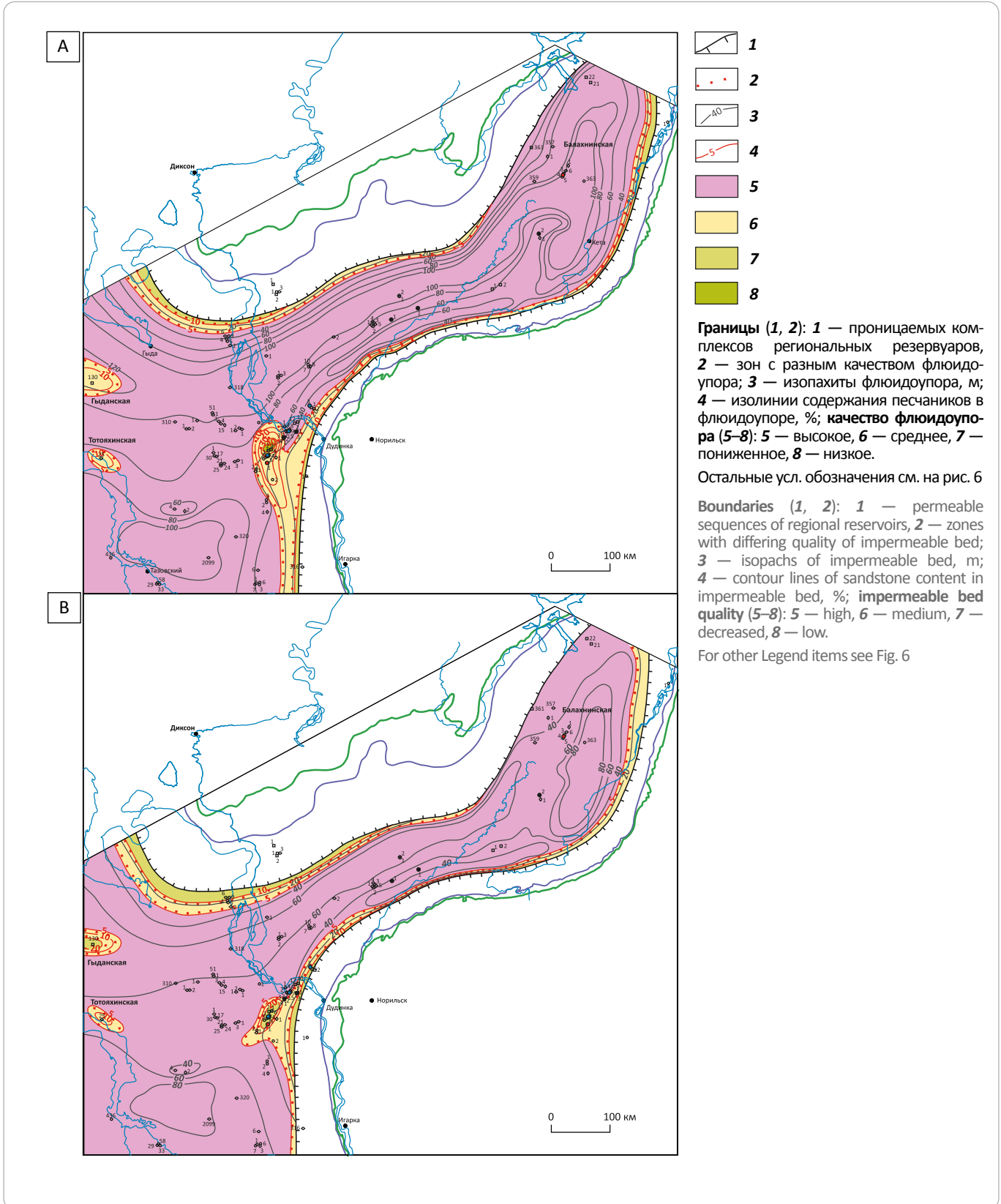
Толщина песчаников проницаемого комплекса изменяется от нескольких до 100 м, т. е. ее значения существенно меньше, чем вышерассмотренного резервуара. Распределение толщин песчаников по территории региона в целом подобно тоарскому резервуару (см. рис. 7). Наибольшие ее значения прогнозируются также в самых прогнутых центральных частях Енисей-Хатангского регионального прогиба и на юге Западно-Сибирской геосинеклизы. Кроме того, они распространены и в северной части За-

падно-Сибирской геосинеклизы. Область средних толщин песчаников (40–80 м) полосой огибает территорию наибольших их значений, а минимальных (менее 40 м) прогнозируется в окраинных участках Енисей-Хатангского регионального прогиба и центральной части смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы.

Отложения плинсбахского резервуара образованы на втором этапе формирования нижнеюрских отложений. Во время накопления осадков шарповского проницаемого комплекса в бассейне седиментации существовали следующие обстановки осадконакопления: мелководный шельф, мелководья;

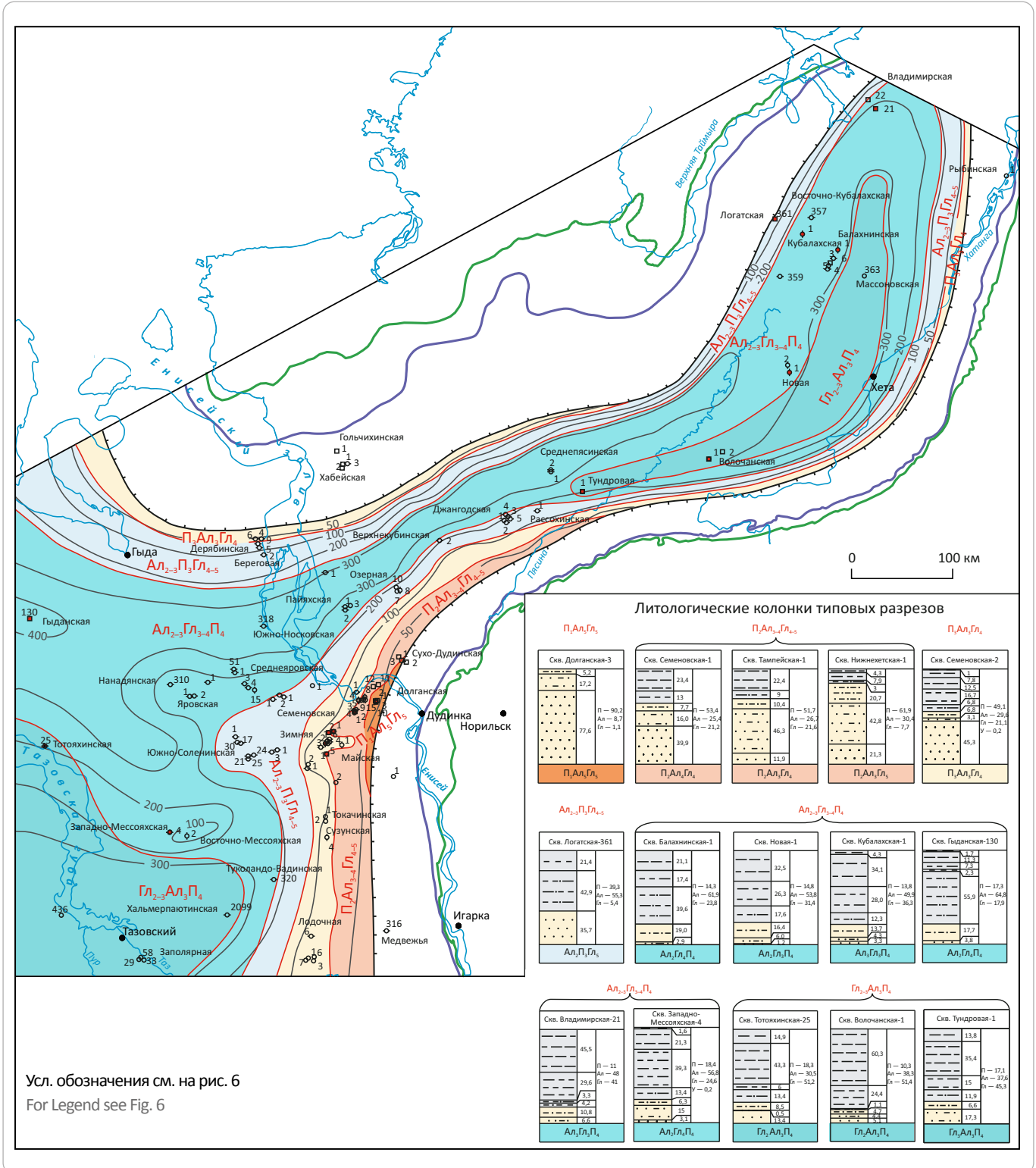
Рис. 10. Карты качества лайдинского флюидоупора тоарского резервуара (А) и китербютского флюидоупора плинсбахского регионального резервуара (В) Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 10. Map of the Laidinsky impermeable bed of the Toarcian reservoir (A) and Kiterbyutsky impermeable bed of the Pliensbachian regional reservoir (B) in the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 11. Карта толщин и вещественного состава проницаемого комплекса (шараповский горизонт) плинсбахского регионального резервуара Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы
Fig. 11. Map of thickness and composition of permeable sequence (Sharapovsky Horizon) of the Pliensbachian regional reservoir in the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline

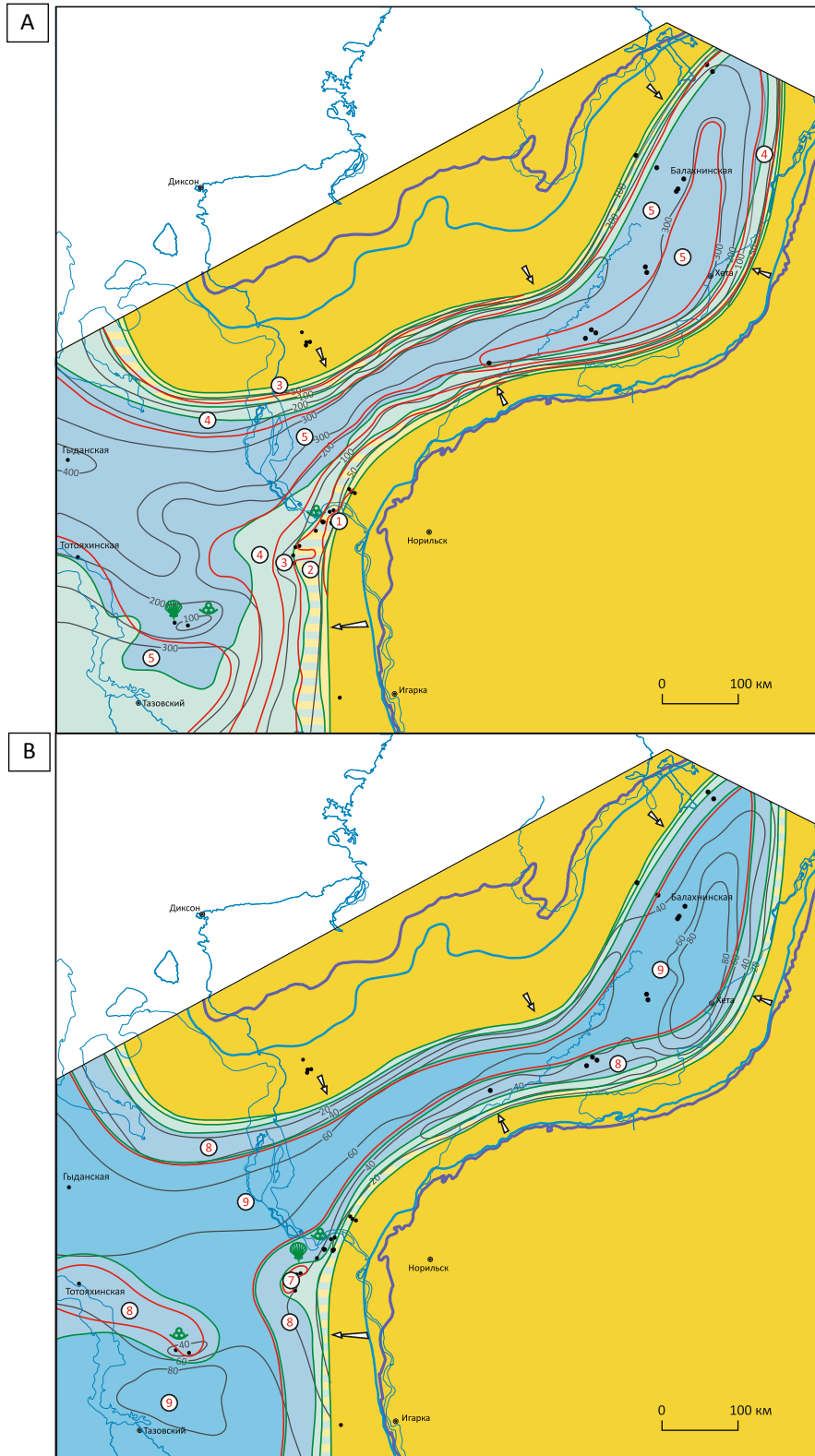


прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, и аллювиальных равнин, т. е. такие же, как и в период образования вышеописанного надоякского комплекса (рис. 12 А). Наиболее широко в шарапов-

ском бассейне была распространена область мелководного шельфа, которая, как и в надоякское время, охватила центральную самую погруженную его часть. Полосы мелководья огибали область мелковод-

Рис. 12. Литолого-палеогеографические карты: А — шараповского времени (конец позднего плинсбаха), В — китербютского времени (ранний тоар) Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 12. Lithologic and paleogeographic maps: А — Sharapovsky time (end of Late Pliensbachian), В — Kiterbyutsky time (early Toarcian) for the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



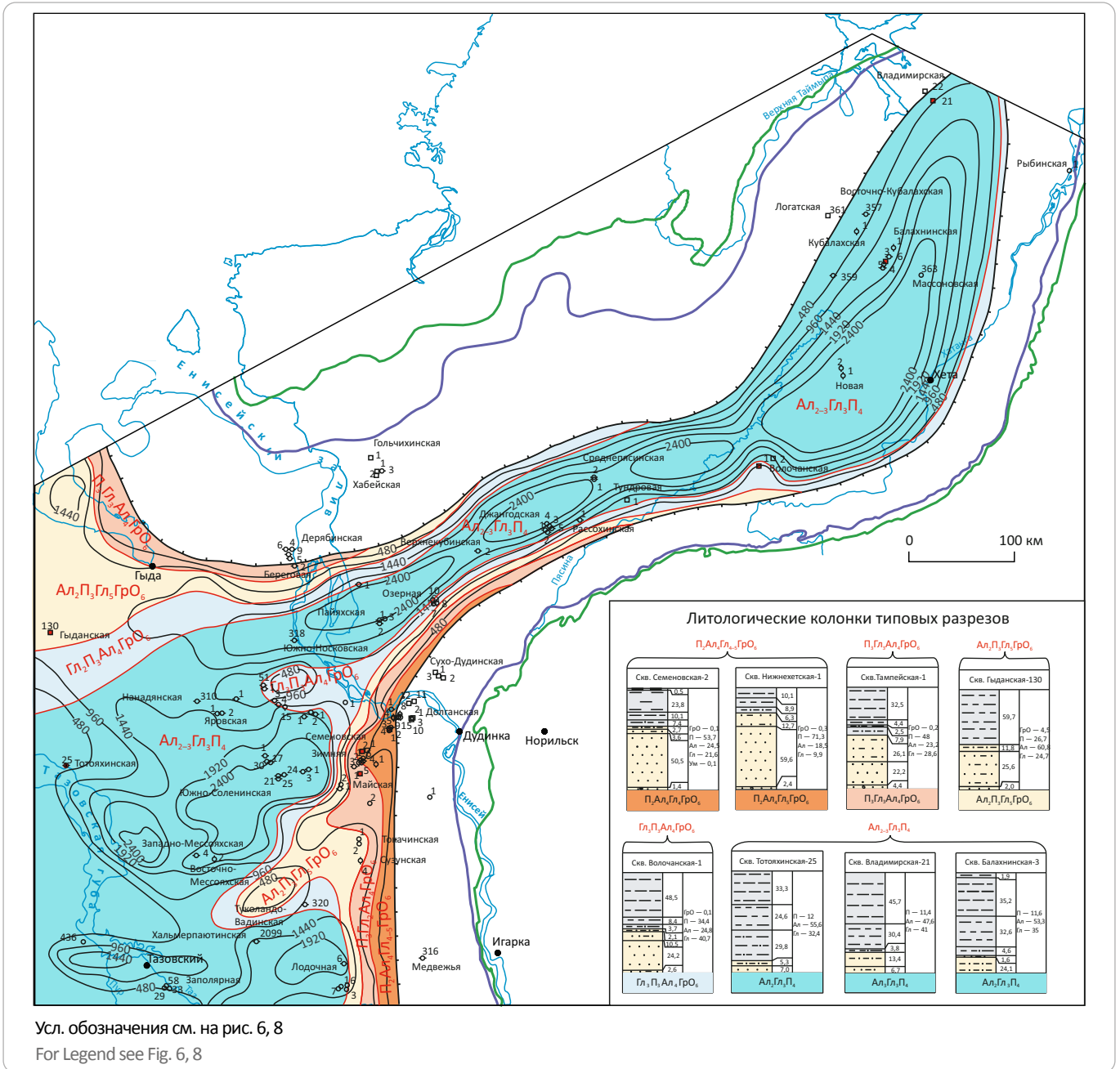
Усл. обозначения см. на рис. 6, 8

For Legend see Fig. 6, 8

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 13. Карта толщин и вещественного состава проницаемого комплекса (зимний горизонт) синемюрского регионального резервуара Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы

Fig. 13. Map of thickness and composition of permeable sequence (Zimny Horizon) of the Sinemurian regional reservoir in the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



Усл. обозначения см. на рис. 6, 8
For Legend see Fig. 6, 8

ного шельфа, причем в юго-восточной и южной частях бассейна их ширина была существенно больше, чем в северо-западной части, примыкающей к Таймырской складчатой области. Прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем, и аллювиальная равнина в виде узких полос примыкали к областям сноса терригенного материала.

В шараповское время, как и в надояхское, в морских наиболее развитых областях бассейна седиментации накапливались преимущественно глинисто-

алевритовые осадки, а в прибрежных и аллювиальных равнинах — в основном пески и алевриты. При этом песчаных разностей в областях осадконакопления, примыкающих к Сибирской платформе, накапливалось существенно больше, чем к Таймырской складчатой области.

Изученность бурением коллекторов проницаемого комплекса весьма низкая. В отдельных разрезах скважин их толщина колеблется от нескольких до 25–30 м. Распределение толщин коллекторов комплек-

са в целом подобно вышеописанному (см. рис. 9). Наибольшие и средние их толщины, как и тоарского резервуара, прогнозируются в юго-восточной части региона во Внешнем поясе и смежных участках Внутренней области, но площади меньше. Средние толщины коллекторов намечены в северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и смежной территории Енисей-Хатангского регионального прогиба. Области отсутствия коллекторов увеличены по сравнению с надояхским комплексом. Они прогнозируются не только в Хетском, но и в Агапском мегапрогибах, а также в Северо-Тазовской впадине. На остальной достаточно обширной территории региона предполагается распространение областей пониженных и низких толщин коллекторов плинсбахского резервуара.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов проницаемого комплекса характеризуются следующими показателями. Их открытая пористость изменяется от 8 до 19 %, преимущественно — от 9 до 14 %. Межзерновая проницаемость варьирует в пределах $(0,01-73) \cdot 10^{-3}$ мкм², преимущественно $(0,01-1) \cdot 10^{-3}$ мкм². В целом пористость проницаемого комплекса этого резервуара несколько уменьшается по сравнению с вышеописанным тоарским резервуаром.

Китербютский флюидоупор представлен одноименной свитой, которая сложена преимущественно глинами с прослоями алевролитов и редко — песчаников и повсеместно перекрывает проницаемый комплекс. Толщина флюидоупора изменяется от нескольких десятков до 90 м, на большей части территории — от 40 до 70 м (см. рис. 10 В). Глины — каолинит-хлорит-гидрослюдистые, обладающие высокими экраняющими свойствами.

Отложения китербютского флюидоупора накапливались в следующих фациальных условиях (см. рис. 12 В). Во время их образования происходила самая значительная в раннеюрской эпохе морская трансгрессия. В результате чего существенно увеличилась площадь рассматриваемого седиментационного бассейна и изменялась обстановка осадконакопления. Появилась наиболее обширная в раннеюрскую эпоху область глубоководного шельфа, которая распространилась почти на всю территорию бассейна и охватила практически все раннее существовавшие области мелководного шельфа и мелководья. Лишь в краевых участках бассейна, вблизи источников сноса терригенного материала, существовали области мелководного шельфа, мелководья и прибрежных равнин, временами заливавшихся морем.

В китербютском осадочном бассейне почти повсеместно накапливались в основном алверитоглинистые и глинистые осадки. Только в краевых частях бассейна, вблизи источников сноса, кроме них формировались пески.

Качество китербютского флюидоупора почти на всей территории региона высокое (см. рис. 10 В). Исключения составляют лишь узкие окраинные зоны распространения флюидоупора и отдельные ограниченные по площади участки (Гыданский, Тотояхинский), в пределах которых прогнозируется среднее качество флюидоупора за счет опесчанивания. На Зимнем участке китербютский флюидоупор, как и вышелегающий лайдинский, характеризуется низким качеством из-за значительного опесчанивания.

Геттанг-синемюрский региональный резервуар

Геттанг-синемюрский региональный резервуар включает наиболее древние базальные отложения юры, залегающие на разновозрастной эрозионной поверхности образований триаса и палеозоя. Они представлены разнообразными породами (от аргиллитов до гравелитов) зимней и левинской свит, которые распространены на большей части территории рассматриваемого региона, но площадь их развития несколько меньше по сравнению с вышелегающим резервуаром. Толщина резервуара изменяется от нескольких десятков метров до 3 км, т. е. этот резервуар обладает наибольшей толщиной. Глубина залегания кровли изменяется от нескольких сотен метров до 7 км, а подошвы — до 10 км. Наибольшие толщины и глубины залегания резервуара, как и вышерассмотренных, прогнозируются в самых крупных отрицательных структурах: Боганидско-Жданихинском, Беловско-Агапском наклонных желобах и Большехетской мегасинеклизе, а наименьшие — на Волочанском наклонном мезовале, расположенном в южной половине Балахинско-Рассохинской наклонной грады.

Геттанг-синемюрский резервуар состоит из зимнего проницаемого комплекса и левинского флюидоупора.

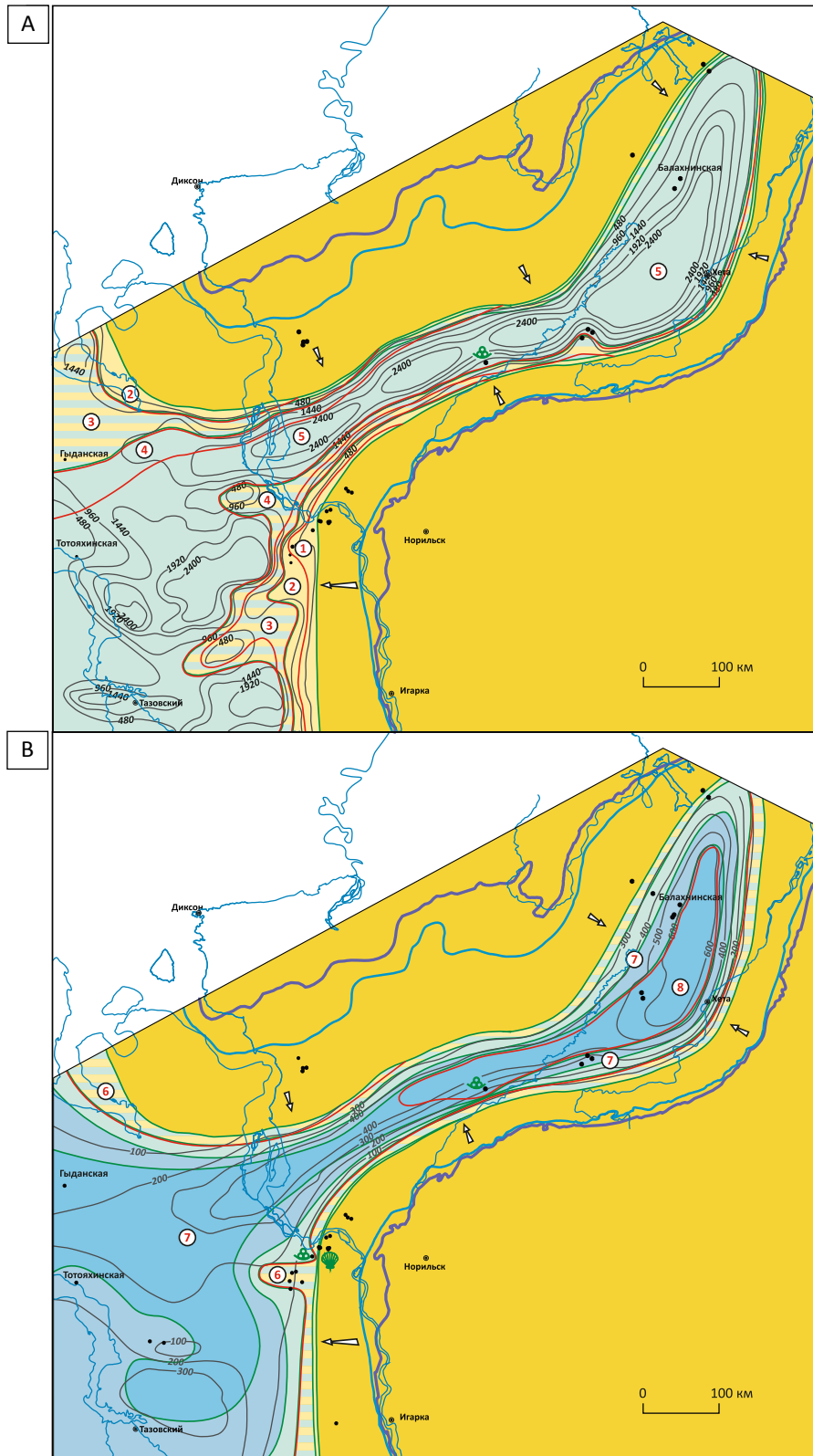
Зимний проницаемый комплекс сложен глинисто-алевролитово-псефитово-песчаными породами одноименной свиты, которые распространены повсеместно на большей части исследуемого региона (рис. 13). Его толщина изменяется от нескольких десятков до 2500 м, на большей части территории региона — от 500 до 2000 м. Наибольшие ее значения прогнозируются в центральной самой прогнутой части Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы, а наименьшие (до 600 м) — в окраинных частях отмеченных структур.

Разрез представлен песчаниками различного гранулометрического состава, гравелитами, мелкогалечными конгломератами, алевролитами и глинистыми породами. Пласты песчаников развиты зонально и локально. Их толщина колеблется от 5–10 до 60 м. Вещественный состав проницаемого комплекса, как и вышеописанных, достаточно разнообразный (см. рис. 13). Выделяется пять литологических

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 14. Литолого-палеогеографические карты: А — зимнего времени (геттанг – начало позднего плинсбах), В — левинского времени (поздний плинсбах) Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклызы

Fig. 14. Lithologic and paleogeographic maps: А — Zimny time (Hettangian – beginning of Late Pliensbachian), В — Levinsky time (Late Pliensbachian) for the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline



Усл. обозначения см. на рис. 6, 8
For Legend see Fig. 6, 8

областей различных составов — от преимущественно песчано-алевритовой ($\text{П}_2\text{Ал}_4\text{Гл}_{4-5}\text{ГрО}_6$) до алевритово-глинисто-песчаной ($\text{Ал}_{2-3}\text{Гл}_3\text{П}_4$). Их распределение на территории рассматриваемого региона подобно вышерассмотренным резервуарам.

Толщина песчаников проницаемого комплекса изменяется от нескольких десятков до 700 м, т. е. ее значения существенно больше, чем вышерассмотренных резервуаров. Распределение значений толщин по территории региона несколько отличается от вышерассмотренных резервуаров. Для этого резервуара характерно более ограниченное распространение зон наибольших толщин резервуаров. Они прогнозируются в Агапском мегапрогибе, Беловской мегападине, а также в центральной и юго-восточной частях исследуемой территории Западно-Сибирской геосинеклизы.

Отложения геттанг-синемюрского регионально-го резервуара образованы в начальный этап формирования нижнеюрских отложений. В зимнее время началось накопление базальных, преимущественно гравийно-песчаных отложений. К концу этого времени область седиментации охватывала наиболее прогнутую часть бассейна. Остальная его территория представляла собой область размыва и сноса обломочного материала (рис. 14 А).

В зимнем седиментационном бассейне существовали области морского, переходного и континентального осадконакопления. Первая наиболее обширная область охватывала почти всю его территорию. В ней накапливались преимущественно алевритово-глинистые осадки с прослоями песков. Вторая и третья области в виде узких полос повсеместно ограничивали вышеописанную. В них отлагались песчано-алевритово-глинистые осадки с прослоями грубообломочного материала.

Изученность бурением коллекторов проницаемого комплекса весьма низкая. Их пласты, представленные песчаниками и конгломератами, обычно залегают в кровле комплекса. Толщина коллекторов изменяется от нескольких до 40–50 м. Распределение их толщин на территории региона в целом подобно вышеописанным резервуарам (см. рис. 9). Наибольшие и средние толщины коллекторов также прогнозируются в юго-восточной части региона, но площадь их распространения уменьшена по сравнению с плинсбахским резервуаром. Средние толщины коллекторов также предполагаются в северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и смежной территории Енисей-Хатангского регионального прогиба. Области отсутствия коллекторов прогнозируются в Хетском, Агапском мегапрогибах и Северо-Тазовской впадине, причем площади распространения их несколько увеличены по сравнению с плинсбахским резервуаром. На остальной достаточно обширной территории региона возможно развитие областей пониженных и низких значений толщин коллекторов.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов проницаемого комплекса характеризуются следующими значениями. Их пористость изменяется от 8 до 15 %, преимущественно — от 8 до 11 %. Межзерновая проницаемость варьирует в пределах $(0,01-62) \cdot 10^{-3}$ мкм², преимущественно $(0,01-0,1) \cdot 10^{-3}$ мкм². Таким образом этот проницаемый комплекс характеризуется наиболее низкими ФЕС.

Левинский флюидоупор представлен преимущественно глинистыми отложениями одноименной свиты и полностью перекрывает образования проницаемого комплекса резервуара. Его толщина изменяется от нескольких десятков до 650 м, на большей части территории региона — от 200 до 400 м.

Разрез флюидоупора представлен аргиллитами и аргиллитами алевритистыми с прослоями алевролитов и песчаников. Минеральный состав аргиллитов трехкомпонентный: гидрослюда (50–75 %), каолинит (20–30 %) и хлорит (10–20 %). Содержание песчаных и алевролитовых прослоев обычно меньше 1–3 %, редко до 25 %.

В левинское время, в результате проявления морской трансгрессии морей Восточной Сибири, расширились контуры седиментационного бассейна и впервые появились области глубоководного и мелководного шельфа, которые в конце этого времени распространились почти на всю территорию седиментационного бассейна. Области мелководья, переходного режима и аллювиальных равнин существовали лишь в краевых участках бассейна, примыкая к источникам сноса терригенного материала (см. рис. 14 В).

В левинском бассейне почти на всей его территории накапливались в основном глины и алевриты. Лишь в переходных и континентальных областях кроме отмеченных осадков отлагались пески.

Качество левинского флюидоупора на большей части территории региона (преимущественно на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба) высокое. Среднее его качество прогнозируется на большей части Западно-Сибирской геосинеклизы и пониженное — на трех участках, один из которых включает Восточно-Мессояхскую площадь, а остальные расположены в зонах выклинивания резервуара.

Заключение

В результате выполненных исследований получены следующие наиболее значимые результаты по уточнению и дополнению моделей строения и выявлению условий формирования глубоководных региональных резервуаров нижней юры Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО, характеризующихся сложным строением и низкой степенью изученности, особенно глубоким бурением.

Впервые составлен набор карт толщин и вещественного состава проницаемых комплексов региональных резервуаров всей территории рассматри-

ваемого региона. На них выделены области разного состава отложений: от преимущественно песчаного до глинисто-алевритово-песчаного, а местами до глинисто-алевритового. Они достаточно закономерно распространены на территории региона. Наиболее песчаные из всех резервуаров развиты в юго-восточной части региона, примыкающей к Сибирской платформе, менее песчаные — к северо-западной, вблизи Таймырской складчатой области и в основном глинисто-алевритово-песчаные — к его наиболее погруженной центральной части. Результаты этих исследований широко использованы при прогнозе толщин коллекторов и разработке литолого-палеогеографических реконструкций отложений.

Приведенные результаты литолого-палеогеографических исследований отложений геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров свидетельствуют, что обстановки осадконакопления при их формировании изменялись вполне закономерно в течение трех регрессивно-трансгрессивных этапов соответственно: геттанг — начало позднеплинсбахского, позднеплинсбахского — начало раннетоарского и раннетоарско-ааленского. Каждый из них подразделяется на два подэтапа: регрессивно-прогрессивный и трансгрессивный. В первом из них формировались отложения проницаемых комплексов резервуаров, во втором — перекрывающих их флюидоупоров.

Отложения проницаемых комплексов и флюидоупоров резервуаров формировались преимущественно в морских условиях, однако палеогеографические области их накопления были несколько отличными. Первые из них аккумулировались в условиях мелководного шельфа, мелководья, прибрежных и аллювиальных равнин. Вторые — на большей части территории седиментационного бассейна в условиях глубоководного шельфа. Эти условия определяли различные составы накопившихся отложений проницаемых комплексов и флюидоупоров резервуаров.

На протяжении всей раннеюрской эпохи наиболее интенсивным был снос алевритопесчаного материала с Сибирской платформы. Поэтому состав раннеюрских отложений вблизи этого источника сноса более песчаный, чем вблизи Таймырской складчатой области.

Впервые для всей территории региона осуществлен прогноз толщин коллекторов проницаемых комплексов региональных резервуаров нижней юры. Он выполнен на базе имеющейся ограниченной по объему аналитической и промыслово-геофизической информации, выявленной закономерности изменения ФЕС коллекторов в зависимости от глубины их залегания и анализа вещественного состава проницаемых комплексов региональных резервуаров. Выделены области очагового распространения гранулярных коллекторов и их отсутствия. Первая из них подразделяется на области наибольших, средних,

пониженных и низких значений толщин коллекторов. Во всех резервуарах региона наиболее распространены области пониженных и низких значений толщин коллекторов, значительно меньше — области их отсутствия, области распространения наибольших и средних значений толщин коллекторов. Последние развиты в краевых юго-восточной и северо-западной частях региона.

Коллекторы рассматриваемых резервуаров раннеюрских отложений региона в целом характеризуются средней и пониженной пористостью и пониженной и низкой проницаемостью. Их ФЕС изменяются в следующих пределах: тоарский резервуар — 8–18 % (обычно 10–15 %), $(0,01–81) \cdot 10^{-3}$ мкм², обычно $(0,01–1) \cdot 10^{-3}$ мкм²; плинсбахский резервуар — 8–19 % (обычно 9–14 %), $(0,01–73) \cdot 10^{-3}$ мкм², обычно $(0,01–1) \cdot 10^{-3}$ мкм² и геттанг-синемюрский резервуар — 8–15 % (обычно 8–11 %), $(0,01–62) \cdot 10^{-3}$ мкм², обычно $(0,01–0,1) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Установлена закономерность изменения ФЕС коллекторов в зависимости от глубины их залегания. Наилучшими ФЕС обладают гранулярные коллекторы раннеюрских отложений, залегающие на глубинах до 3,5 км. Ниже этого значения на 1 км углубления пористость коллекторов уменьшается на 2–2,5 %. Начиная с глубины 4,5 км их открытая пористость не превышает 12–13 %, а глубже 5–5,5 км коллекторы имеют пористость, близкую к их граничному значению. Проницаемость коллекторов уменьшается сверху вниз по разрезу от среднего его значения $(2,7–8,2) \cdot 10^{-3}$ мкм² на глубине 2–2,55 км до $(0,7–0,9) \cdot 10^{-3}$ мкм² на глубине 4–4,25 км. Понижение значений ФЕС коллекторов с увеличением глубины их залегания обусловлено многими факторами, причем главным из них является уплотнение пород за счет горного давления.

Впервые оценено качество лайдинского, китербютского и левинского флюидоупоров на всей территории исследуемого региона с построением карт качества каждого. Два первых из них почти повсеместно имеют высокое качество, а левинский — этим свойством обладает только в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба. На смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы он характеризуется высоким и средним качеством. Среднее и пониженное качество флюидоупоров прогнозируется в основном в узких линейно-выраженных зонах, примыкающих к Сибирской платформе и Таймырской складчатой области. Кроме того, эти территории включают ограниченные по площади участки: Гыданский, Тотояхинской (китербютский, лайдинский флюидоупоры) и Восточно-Мессояхский (левинский флюидоупор). На Зимнем участке прогнозируется низкое качество лайдинского и китербютского флюидоупоров. В их пределах закартировано значительное опесчанивание разрезов. На этом участке существовали благоприятные условия для перетока УВ из этих резервуаров в среднеюрские отложения.

Литература

1. *Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Кузнецов Л.А., Куликов Д.П., Хмелевский В.Б., Азарнов А.Н., Накаряков В.Д., Полякова И.Д., Сибгатуллин В.Г., Соболева Е.И., Старосельцев В.С., Степаненко Г.Ф.* Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн. – Новосибирск : Изд-во ОИ ГГМ СО РАН, 1994. – 71 с.
2. *Глаголев П.Л., Мазанов В.Ф., Михайлова М.П.* Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. – М. : Изд-во ИГиРГИ, 1994. – 118 с.
3. *Афанасенков А.П., Ермолова Т.Е., Мушин И.А., Фролов Б.К.* Седиментационно-емкостная модель юрских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской (западная часть) нефтегазоносных областей // Вести газовой науки. – 2017. – № 3. – С. 59–78.
4. *Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П., Вожов В.И., Воробьев В.Н., Гольберт А.В., Гребенюк В.В., Гришин М.П., Гурова Т.И., Дробот Д.И., Конторович А.Э., Кузнецов В.Л., Лебедев В.М., Левченко И.Г., Мандельбаум М.М., Мельников Н.В., Микуленко К.И., Назимков Г.Д., Накаряков В.Д., Полякова И.Д., Рыбьяков Б.Л., Савицкий В.Е., Самсонов В.В., Стасова О.Ф., Старосельцев В.С., Сурков В.С., Трофимук А.А., Фотиади Э.Э., Хоменко А.В.* Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М. : Недра, 1981. – 552 с.
5. *Брод Е.Г.* Коллекторы и покрышки в юрско-меловом разрезе // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. – Л. : Изд-во НИИГА, 1971. – С. 40–54.
6. *Фомин М.А.* Анализ тектонического строения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба по опорным горизонтам и тектонические предпосылки его нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 9. – С. 4–20.
7. *Исаев А.В., Кринин В.А., Филипцов Ю.А., Карпукхин С.М., Скляр В.Р.* Перспективные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба: результаты сейсмогеологического моделирования // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – Т. 6. – № 2. – С. 74–82.
8. *Шемин Г.Г., Вакуленко Л.Г., Москвин В.И., Первухина Н.В., Сюрин А.А.* Литолого-палеогеографические реконструкции раннеюрской эпохи // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – № 2. – С. 34–47.
9. *Шемин Г.Г., Вакуленко Л.Г., Москвин В.И., Сапьяник В.В., Бейзель А.Л., Деев Е.В., Нехаев А.Ю., Первухина Н.В., Сюрин А.А.* Объяснительная записка к Атласу литолого-палеогеографических карт юрского периода севера Западной Сибири и акватории Карского моря в масштабе 1 : 2 000 000. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 88 с.
10. *Шемин Г.Г., Верниковский В.А., Москвин В.И., Вакуленко Л.Г., Деев Е.В., Первухина Н.В.* Литолого-палеогеографические реконструкции юрского периода севера Западно-Сибирского осадочного бассейна // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 35–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-35-61.
11. *Vernikovskiy V.A., Shemin G.G., Deev E.V., Metelkin D.V., Matushkin N.Y., Pervukhina N.V.* Geodynamics and Oil and Gas Potential of the Yenisei-Khatanga Basin (Polar Siberia) // Minerals. – 2018. – № 8(11). DOI: 10.3390/min8110510.
12. *Shemin G.G., Deev E.V., Vernikovskiy V.A., Drachev S.S., Moskvina V.I., Vakulenko L.G., Pervukhina N.V., Sapyanik V.V.* Jurassic paleogeography and sedimentation in the northern West Siberia and South Kara Sea, Russian Arctic and Subarctic // Marine and Petroleum Geology. – 2019. – № 104. – С. 286–312. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.03.030.
13. *Гурова Т.И., Антонова Г.Ф., Кондрина К.С., Коробейникова Л.И., Коротун В.В., Неуймина Л.Д., Потлова М.И., Пода А.Г., Рояк Р.С., Сорокина Е.Г., Чернова Л.С.* Роль литогенеза в формировании и сохранении залежей нефти и газа. – М. : Недра, 1974. – 136 с.
14. *Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И.* Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – № 11–12(42). – С. 1832–1845.
15. *Шемин Г.Г.* Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2014. – 362 с.

References

1. *Kontorovich A.E., Grebenyuk V.V., Kuznetsov L.A., Kulikov D.P., Khmelevskii V.B., Azarnov A.N., Nakaryakov V.D., Polyakova I.D., Sibgatullin V.G., Soboleva E.I., Starosel'tsev V.S., Stepanenko G.F.* Neftegazonosnye basseiny i regiony Sibiri. Вып. 3. Enisei-Khatangskii bassein [Siberian petroleum basins and regions. Vol. 3. Yenisei-Khatanga basin]. Novosibirsk: Izd-vo OI GGM SO RAN; 1994. 71 p. In Russ.
2. *Glagolev P.L., Mazanov V.F., Mikhailova M.P.* Geologiya i neftegazonosnost' Enisei-Khatangskogo progiba [Geology and petroleum potential of the Yenisei-Khatanga Depression]. Moscow: Izv-vo IGI RGI; 1994. 118 p. In Russ.
3. *Afanasenkov A.P., Ermolova T.E., Mushin I.A., Frolov B.K.* Sedimentation-capacitive model for Jurassic deposits of Gydan and Yenisey-Khatanga (western part) oil-gas-bearing regions. *Vesti gazovoi nauki.* 2017;(3):59–78. In Russ.
4. *Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P., Vozhov V.I., Vorob'ev V.N., Gol'bert A.V., Grebenyuk V.V., Grishin M.P., Gurova T.I., Drobot D.I., Kontorovich A.E., Kuznetsov V.L., Lebedev V.M., Levchenko I.G., Mandel'baum M.M., Mel'nikov N.V., Mikulenko K.I., Nazimkov G.D., Nakaryakov V.D., Polyakova I.D., Ryb'yakov B.L., Savitskii V.E., Samsonov V.V., Stasova O.F., Starosel'tsev V.S., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Fotiadi E.E., Khomenko A.V.* Geologiya nefiti i gaza Sibirskoi platformy [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.
5. *Brod E.G.* Kollektory i pokryshki v yursko-melovom razreze [Reservoirs and caprocks in Jurassic-Cretaceous section]. In: *Geologiya i neftegazonosnost' Enisei-Khatangskogo progiba.* Leningrad: Izd-vo NIIGA; 1971. pp. 40–54. In Russ.
6. *Fomin M.A.* Analysis of tectonic structure of mesozoic and cainozoic sedimentary cover of the Yenisei-Khatanga regional trough and tectonic criteria of its oil-and-gas content. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovyykh mestorozhdenii.* 2011;(9):4–20. In Russ.
7. *Isaev A.V., Krinin V.A., Filiptsov Yu.A., Karpukhin S.M., Sklyarov V.R.* Potential oil-and-gas bearing objects in the cliniform complexes of the Yenisey-Khatanga regional trough: results of seismic-geological modeling. *Geology and mineral resources of Siberia.* 2011;6(2):74–82. In Russ.
8. *Shemin G.G., Vakulenko L.G., Moskvina V.I., Pervukhina N.V., Syurin A.A.* Lithological-paleogeographic reconstructions of the northern early Jurassic West-Siberian Petroleum Province. *Geology and mineral resources of Siberia.* 2015;(2):34–47. In Russ.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

9. *Shemin G.G., Vakulenko L.G., Moskvina V.I., Sap'yanik V.V., Beizel' A.L., Deev E.V., Nekhaev A.Yu., Pervukhina N.V., Syurin A.A.* Ob'yasnitel'naya zapiska k Atlasu litologo-paleogeograficheskikh kart yurskogo perioda severa Zapadnoi Sibiri i akvatorii Karskogo morya v masshtabe 1 : 2 000 000 [Explanatory note to the Atlas of lithologic and paleogeographic maps of the Jurassic system, West Siberian north and the Kara sea waters, scale 1 : 2 000 000]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2015. 88 p. In Russ.
10. *Shemin G.G., Vernikovskiy V.A., Moskvina V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.* Lithologic and paleogeographic reconstructions of Jurassic system in West Siberian sedimentary basin. *Geologiya nefti i gaza*. 2018;(6):35–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-35-61. In Russ.
11. *Vernikovskiy V.A., Shemin G.G., Deev E.V., Metelkin D.V., Matushkin N.Y., Pervukhina N.V.* Geodynamics and Oil and Gas Potential of the Yenisei-Khatanga Basin (Polar Siberia). *Minerals*. 2018;8(11). DOI: 10.3390/min8110510.
12. *Shemin G.G., Deev E.V., Vernikovskiy V.A., Drachev S.S., Moskvina V.I., Vakulenko L.G., Pervukhina N.V., Sapyanik V.V.* Jurassic paleogeography and sedimentation in the northern West Siberia and South Kara Sea, Russian Arctic and Subarctic. *Marine and Petroleum Geology*. 2019;(104):286–312. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.03.030.
13. *Gurova T.I., Antonova G.F., Kondrina K.S., Korobeinikova L.I., Korotun V.V., Neuimina L.D., Potlova M.I., Poda A.G., Royak R.S., Sorokina E.G., Chernova L.S.* Rol' litogeneza v formirovanii sokhraneni zalezhei nefti i gaza [Role of lithogenesis in formation and retention of oil and gas accumulations]. Moscow: Nedra; 1974. 136 p. In Russ.
14. *Kontorovich V.A., Beliaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I.* Tektonicheskoe stroenie i istoriya tektonicheskogo razvitiya Zapadno-Sibirskoi geosineklizy v mezozoe i kainozoe [Tectonic structure and history of development of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic times]. *Geologiya i geofizika*. 2001;42(11–12):1832–1845. In Russ.
15. *Shemin G.G.* Regional'nye rezervuary nefti i gaza yurskikh otlozhenii severa Zapadno-Sibirskoi provintsii [Regional oil and gas reservoirs in the Jurassic formations of the northern West Siberian province]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2014. 362 p. In Russ.

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-т Академика Коптюга, 3
e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

Верниковский Валерий Арнольдович

Доктор геолого-минералогических наук,
Главный научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3
e-mail: vernikovskiyva@ipgg.sbras.ru

Первухина Наталья Владимировна

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

Деев Евгений Викторович

Кандидат геолого-минералогических наук,
Ведущий научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3
e-mail: deev@ngs.ru

Москвин Валерий Иванович

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор, ведущий научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3
e-mail: moskvini@ipgg.sbras.ru

Information about authors

George 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, prospect Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

Valery A. Vernikovskiy

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, prospect Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: vernikovskiyva@ipgg.sbras.ru

Natalya V. Pervukhina

Candidate of geological and mineralogical Sciences,
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospect Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: PervuhinaNV@ipgg.sbras.ru

Evgeny V. Deev

Candidate of geological and mineralogical Sciences,
Leading Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospect Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: deev@ngs.ru

Valeriy I. Moskvina

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor, Leading Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian
Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospect Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: moskvini@ipgg.sbras.ru

Мигурский Феликс Анатольевич

Кандидат геолого-минералогических наук, заведующий
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический
нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: fam@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9850-567X

Смирнов Максим Юрьевич

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

Felix A. Migursky

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: fam@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9850-567X

Maxim Yu. Smirnov

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

Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

Крупнейшее нефтегазовое мероприятие SPE в регионе

12–14 октября 2020

Технопарк “Сколково”
Москва, Россия

Добавьте в Ваш календарь!

Следите за обновлениями на сайте: go.spe.org/20rptc-link



УДК 553.98.33 + 530.4 + 552.16

DOI 10.31087/0016-7894-2020-2-87-93

Поверхностные индикаторы залежей углеводородов (Карпаты)

© 2020 г. | Г.М. Петруняк¹, М.Д. Петруняк²

¹Львовский национальный университет им. И. Франко, Львов, Украина; galina_petruniak@ukr.net;

²Украинское минералогическое общество, Киев, Украина; miroslaw_p@mail.ru

Поступила 13.01.2020 г.

Доработана 21.01.2020 г.

Принята к печати 30.01.2020 г.

Ключевые слова: нефть; мармарошские «диаманты»; индикаторы; критерии; метасоматоз; минерагенез.

Аннотация: В украинской части Карпатской нефтегазоносной провинции находятся бездействующие и действующие поверхностные выходы углеводородов. Часть из них образовалась в результате разработки месторождений нефти и озокерита. В трехмерной интерпретации геологических объектов их можно принять за индикаторы поверхностных залежей нефти удовлетворительного качества. Объектами исследований выбраны структурно-формационные образования палеогенового, неогенового возраста, развитые во Внешних Карпатах и Предкарпатском прогибе. Они сохранили признаки миграции, стратиформного распределения нефти и флюидов в эоценовых глинах, кремнисто-мергелистом горизонте олигоцена, микрофауне. Определяющую роль в миграционных процессах углеводородов авторы статьи отводят геохимическим факторам, физико-химическим свойствам нефти, фракционированию, метасоматическим изменениям, геологическим преобразованиям среды. В открытой термодинамической системе непостоянной геолого-геохимической среды происходит миграция флюидов с образованием органических и неорганических минералов. Аллохтонные стяжения с внутренними инкрустациями содержат нефть и озокерит и могут свидетельствовать о разрушении нефтяных залежей при геодинамическом режиме системы область питания – бассейн седиментации.

Для цитирования: Петруняк Г.М., Петруняк М.Д. Поверхностные индикаторы залежей углеводородов (Карпаты) // Геология нефти и газа. – 2020. – № 2. – С. 87–93. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-87-93.

Surface markers of hydrocarbon accumulations (Carpathian Mountains)

© 2020 | G.M. Petruniak¹, M.D. Petruniak²

¹Lviv National University I. Franko, Lviv, Ukraine; galina_petruniak@ukr.net;

²Ukrainian Mineralogical Society, Kiev, Ukraine; miroslaw_p@mail.ru

Received 13.01.2019

Revised 21.01.2019

Accepted for publication 30.01.2020

Key words: oil; Marmaroshsky “diamonds”; indicators; criteria; metasomatism; mineragenesis.

Abstract: In the Ukrainian part of the Carpathian Petroleum Province, the hydrocarbon exposures exist that are out of or under operation. Some of them resulted from the development of oil and nature paraffin fields. In three-dimensional interpretation of geological objects, one can mistake them for markers of oil deposits of satisfactory quality. Paleogene and Neogene structural and formational units occurring in the Outer Carpathians and Carpathian Foredeep have been chosen as the survey targets. Features of migration, stratiform distribution of oil and fluids within the Eocene shale, siliceous-marly Oligocene horizon, and microfauna remained in them. The authors of the paper assign geochemical factors, physical and chemical properties of oil, fractionation, metasomatic changes, and geological transformations of subsurface to the role of key factors in the processes of hydrocarbon migration. Fluid migration accompanied by formation of organic and inorganic minerals occurs in the open thermodynamic system of unstable geological and geochemical medium. Allochthonous nodules with internal encrustations contain oil and natural paraffin, and may be indicative of oil accumulations destruction in geodynamic regime of provenance-cuvette system.

For citation: Petruniak G.M., Petruniak M.D. Surface markers of hydrocarbon accumulations (Carpathian Mountains). *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(2):87–93. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-87-93. In Russ.

Введение

В украинской части Карпатской нефтегазоносной провинции выявлено множество бездействующих и действующих поверхностных выходов УВ, возникших в результате добычи нефти и озокерита. В трехмерной интерпретации геологических образований их можно представить как индикаторы поверхностных залежей нефти удовлетворительного качества.

Главными объектами исследований выбраны структурно-формационные образования, сохраняющие признаки стратиформного распределения УВ в глинах, микрофауне. Геологические тела с признаками миграции и минералообразования авторы статьи изучали во Внешних Карпатах и Предкарпатском прогибе. Объекты исследований палеогенового и неогенового возраста выбраны для уточнения их гео-

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

структурного и формационного развития в пределах выделенных покровов Карпат [1–4].

1. В осадочной мел-неогеновой (К–N) толще развиты пестроцветные горизонты тектоноседиментационных циклов. Они имеют ритмичное строение, сохраняют признаки син-, диа-, эпигенетических преобразований, контролируемых положением окислительно-восстановительной поверхности раздела Eh^0 в осадке. На фоне общей эволюции литогенеза выделяются продолжительные процессы обогащения ОВ отложений нижнего мела и олигоцена [5].

2. Стратиформное распределение нефти в эоценовых глинах кремнисто-мергелистого горизонта олигоцена имеет региональный характер. Оно определено геохимической обстановкой литогенеза в условиях сложного взаимодействия палеогеоморфологических, палеотектонических, палеосейсмических и палеогидродинамических факторов начальной стадии орогенеза [6, 7]. Этот процесс должен учитываться при изучении структурно-тектонических преобразований соответствующих осадочных отложений.

3. Аллохтонные стяжения с УВ, внутренними инкрустациями, содержащими нефть и озокерит, являются важными показателями разрушения нефтяных залежей в обстановке гидродинамического режима системы область питания – бассейн седиментации [8].

4. При решении проблемных вопросов нефтеносности Карпат внимание уделено проявлениям вкрапленной и прожилковой минерализации, а также площадному развитию кварца типа мармарошские «диаманты» [7]. Кристаллы содержат включения нефти и УВ-газов и рассматриваются как индикаторы проявления нефти, генетически связанной с глубинными флюидами.

Во Внутренних Карпатах авторы статьи обнаружили мармарошские «диаманты» в Чивчинско-Раховском покрове в марганцевых рудах хр. Прелучный и в районе выходов на дневную поверхность кристаллических пород вблизи с. Косовская Поляна (Закарпатская область).

Во Внешних Карпатах у истока р. Белый Черемош отложения с мармарошскими «диамантами» прослежены в полосе, расположенной вкострест простирания Раховского и Буркутского покровов, а в прилегающем к ним Черногорском покрове они отсутствуют. В водосборе р. Тиса этот минерал встречается в зоне влияния Раховско-Тисенского поперечного разлома. Дополнительные наблюдения в г. Рахове и с. Квасы свидетельствуют о том, что «диаманты» находятся в кальцитовых массах прожилков, а на юго-восточных склонах г. Близница (хр. Свидовец) в высококремнистых породах шипотской свиты рост этих кристаллов с включениями нефти контролируется надвигом общекарпатского простирания.

На тектоническом контакте Черногорского покрова с Силезским (место слияния рек Черная Тиса и Лазещина) широко развиты кальцитовые прожилки в породах красненской свиты олигоцена. В северной части нефтяного месторождения Стебное в секущих кальцитовых прожилках переходной пачки появляются мелкие кристаллы мармарошских «диамантов».

В зоне Голятинского поднятия ареалы их развития превышают 300 км². Между селами Скотарское и Гукливый на скальной поверхности склона обнажается зона дробления с бессистемно расположенными прожилками кальцита, в которых находятся «диаманты» с графитообразной субстанцией и антраксолитом. Среди кальцитовых масс обнаружены кристаллы «диамантов» (до 0,6 см) блочного строения, оптически неоднородные, по периферии окруженные твердыми УВ, а на поверхностях зон роста содержащие дисперсные включения нефти (рис. 1). Они образуют японские двойники, часто содержат микроскопические кристаллы, грани которых дают дополнительные отблески в световой гамме материнского кристалла.

В бассейне р. Ломница (Скибовые Карпаты), в 345 м вверх по течению от правого притока Кузменец, где обнажается пачка темно-серых слюдястых аргиллитов с прослоями известняков и песчаников, грани кварца в прожилках кальцита покрыты тонкими черными блестящими пленками.

Напротив притока Щавник, на правом борту р. Ломница, обнажен кремнистый горизонт менилитовой свиты олигоцена, разбитый серией тектонических трещин, выполненных кристаллами кварца, черными твердыми битумами и ярко блестящими черными пластинчастыми кристаллами ланцетовидной конфигурации, которые перпендикулярно ориентированы по отношению к поверхности субстрата.

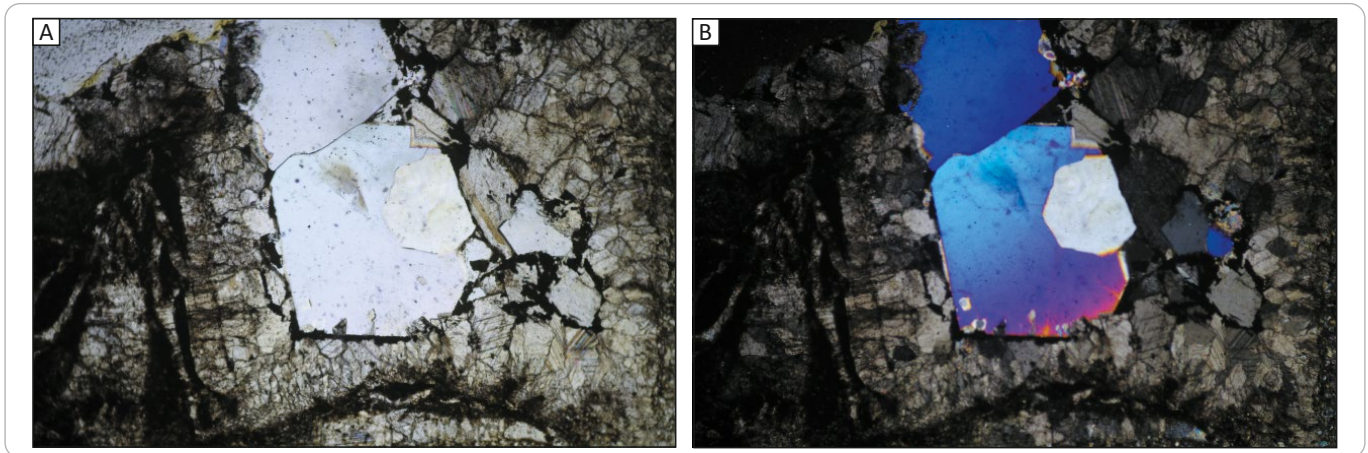
Мармарошские «диаманты» авторы статьи обнаружили на нефтяном месторождении Слобода Рунгурская (Добротовская антиклиналь). В коренных породах быстрицкой свиты эоцена, вскрытых при выполнении земляных работ, проводимых компанией «Дельта», среди зеленовато-серых глин залегают насыщенные нефтью прослойки песчаников и карбонатных конкреций, содержащих в секущих прожилках мармарошские «диаманты».

На нефтяных месторождениях Стебное и Слобода Рунгурская, разделенных полосой Силезского и Скибового покровов длиной 30 км, мармарошские «диаманты» отсутствуют.

В надвигах Силезского, Скибового и Бориславо-Покутского покровов верхнемеловые (K_2) отложения стрийской свиты рассечены кальцитовыми прожилками без признаков УВ или рудной минерализации.

Сложные структурно-формационные отношения коренных пород [9] определяют геолого-геохимическую обстановку минералообразования, физическое

Рис. 1. Кристаллы мармарошских «диамантов» в кальците в проходящем (А) и поляризованном (В) свете, $\times 124$
Fig. 1. Marmaroshsky “diamond” crystals in calcite in transmitted (A) and polarized (B) light, $\times 124$



состояние УВ и их миграцию. Из Голятинского поднятия миграция нефти и флюидов осуществлялась по секущим трещинам, она периодически прерывалась из-за тектонических подвижек, которые происходят вплоть до наших дней. Это явление наблюдалось в забоях при проходке Бескидского тоннеля [10].

В украинских Карпатах в сложных структурных условиях и плохой обнаженности коренных пород можно проследить поведение УВ в автохтонных и аллохтонных образованиях на отдельных структурах.

Силезский покров

Довжинская антиклиналь. В русле ручья Стебный обнаружен выступ пласта карбонатного алевролита, сохранившего следы внедрения нефти по внутренней поверхности. Алевролит серый, сложен угловатыми обломками кварца с базальным кальцитовым цементом. Этот пример иллюстрирует начальную стадию миграции нефти, связанную с элизионным гидрорежимом. Продолжительная миграция нефти и флюидов вызывает в пластах параллельно наложению своеобразный гидроразрыв, в результате которого образуется пространство, опрожилкованное кальцит-кварцевой минерализацией с вакуолями, заполненными нефтью и антракосолитом (с. Гуклиный, правый склон р. Вича). Кальцит белый с включениями графита и твердых УВ, окаймляющих кристаллы кварца типа мармарошские «диаманты». Во внешней части прожилков наблюдаются единичные кристаллы «диамантов» черного цвета, иногда образующие двойники по японскому закону. Эта тенденция проявляется на многих участках Голятинского поднятия со значительным развитием ареалов кварца типа мармарошские «диаманты».

Антиклиналь Погара Великого расположена в пос. Верховина. С древних времен здесь известны поверхностные проявления нефти. Один из таких выходов находится в левом борту р. Черный Черемош, где через водяной столб из горизонта бориславского песчаника прорываются легкая нефть и газ. Признаки

нефти обнаруживаются в перекрывающем его кремнисто-мергелистом горизонте менилитовой свиты олигоцена, менилитовых сланцах и пачке, переходной к отложениям кросненской свиты.

В 1961 г. в ядре антиклинали пробурена структурная скв. 7 глубиной 676,5 м, которая вскрыла отложения быстрицкой, выгодской, манявской, ямненской свит палеогена. В результате бурения из песчаников получили фонтан воды.

Заложена опорная скв. Покутская-1 находится в 2 км от структуры, в которой выявлены поверхностные выходы нефти в Покутских Карпатах. На южной окраине с. Шешоры скважина заложена на поверхностном обрамлении нефтеносной структуры со смещением в первые сотни метров. В геологической практике встречаются такие случаи и в рудной геологии. Например, на Сармич-Алтынказганском рудном поле начало магистральной канавы находилось на расстоянии 0,15 м от рудной залежи с промышленным содержанием золота в зоне тончайшего прожилкования.

Скибовый покров

Только в единственном случае в первой чешуе Скибового покрова обнаружена кальцитовая минерализация, по вертикали которой можно проследить эволюцию простых форм и различную степень насыщения его УВ.

Покутско-Бориславский покров

Этот покров отличается многообразием поверхностного проявления нефтяных выходов как в ненарушенных породах, сохранивших первичные соотношения осадочных комплексов, так и в претерпевших пликративно-дизъюнктивную перестройку, обусловленную палео- и неотектоникой. Там прослеживаются пути миграции и минералообразования в местах контакта надвига более древних отложений на горизонт бориславского песчаника.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 2. Бровка кремнисто-мергелистого горизонта на контакте с эоценовыми глинами (с. Шешоры, русло р. Пистынка)
Fig. 2. Edge of siliceous-marly horizon at the interface with Eocene shale (Sheshory Village, Pistynka riverbed)



В с. Шешоры (**антиклиналь Карматура**) на тектоническом контакте с эоценовыми глинами в кремнисто-мергелистом горизонте (рис. 2) развиты кальцит-доломитовые прожилки медовой окраски. Она обусловлена присутствием УВ, которые диагностируются в ультрафиолетовом спектре с длиной волны 400 нм. Иногда на этом контакте наблюдаются плумы (*plumes*) нефти.

В с. Соколовка антиклиналь **Брусного** надвинута на южное крыло антиклинали **Карматура**, сложенное толщей пород в опрокинутом залегании. По р. Рыбница нефтью насыщены плотные брекчированные породы стрийской свиты нижнего мела. Углеводороды нафтенового ряда проникают по нераскрытым трещинам в песчаники ямненской свиты палеоцена с высокими коллекторскими свойствами.

Явление насыщения нефтью пород при отсутствии коллекторских свойств отмечено К. Калицким в 1917 г. и упоминается в короткой форме в научных работах и геологических отчетах.

В этом отношении интересна **Слободская антиклиналь**, которая выделяется между Внешними Карпатами и Предкарпатским прогибом. Она сложена мел-палеогеновыми отложениями глинистых фаций, перекрытых толщей слободских конгломератов и континентальных отложений эвапоритовой формации. В пределах данной антиклинали находятся незначительные скопления поваренной соли и един-

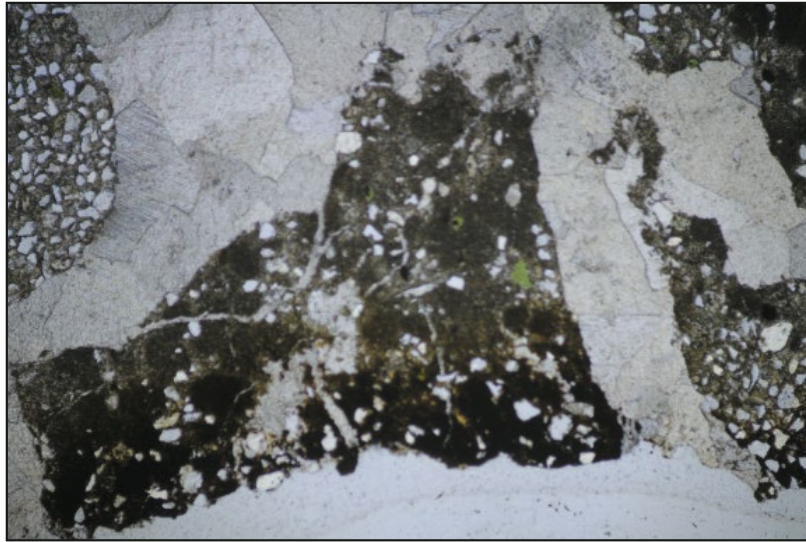
ственное выработанное месторождение нефти Слобода Рунгурская площадью 48 га, из которого добыто около 1 млн т нефти.

На расчищенной площадке обнажена глинистая толща быстрицкой свиты с тонкими прослойками песчаников и карбонатных конкреций, насыщенными нефтью. По трещинам они заполнены кальцитом двух генераций. С кальцитом первой генерации, очевидно, связана миграция нефти и образование мрамарошских «диамантов». При добыче нефти прослойки пород подвергались дроблению (рис. 3). В результате образовалось свободное пространство, в значительной степени заполненное кальцитом второй генерации, с проявлением признаков деформационного метасоматоза.

В открытой термодинамической системе непостоянной геолого-геохимической среды происходит миграция флюидов с образованием органических и неорганических минералов. Согласно определению ФГБУ «ВСЕГЕИ», такое явление авторы статьи относят к проявлению углеводородно-минерального метасоматоза [10].

Для доказательства существования поверхностных индикаторов залежей нефти авторы статьи разрабатывали рабочие гипотезы выбора предпосылок обнаружения фреатических тел, некоторые из которых отвергались.

Рис. 3. Последствия проявления деформационного метасоматоза (месторождение Слобода Рунгурская), $\times 54$
Fig. 3. Consequences of deformative metasomatism (Sloboda Rungurskaya field), $\times 54$



Обсуждение результатов

Перспективы нефтегазоносности рассмотрены на основании генезиса УВ, их миграционных особенностей, формирования коллекторского пространства и наличия глинистых покрышек в антиклинальных структурах.

Существует ряд гипотез формирования залежей УВ вплоть до их притока с мантийных глубин [11, 12]. Рассмотрим решения этих проблем разными учеными-нефтяниками.

Рассматривая менилитовые сланцы Карпат как нефтематеринские породы, исследователь И.В. Гринберг [13] установил полное отсутствие свободных битумов, что свидетельствует об единой крепкой системе битумного вещества с керогеном. Большинство карбонатных соединений характеризуется отсутствием карбоцепных связей С–С; С–С–С, присутствие которых в геохимической истории углерода заслуживает особого внимания. Чтобы понять механизм указанной С–С-связи с моноуглеродсодержащими системами, необходимо в разных аспектах изучить природу и особенности свойств ее углеродного атома, характер орбиталей и причины формирования этой связи.

Э.Б. Чекалюк на основании экспериментально-теоретических исследований обращает внимание на приуроченность залежей УВ только к части земной коры ниже верхней, а любые предположения о наличии таковых в части от земной коры до мантийных глубин относит к гипотетическим умозаключениям [14].

Многие исследователи связывают миграцию УВ в системе флюида нефть – вода с качественным и количественным составом катионов различных металлов и анионов S^{2-} , Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Br^- .

С.П. Максимов и В.П. Строганов [15] считали, что нет объяснений тому, каким образом низкие концентрации нефти при выделении из раствора образуют такое насыщение порового пространства породы, которое вызывает перемещение нефти за счет сил всплывания. Эти авторы предполагали, что в природе существуют благоприятные условия для миграции нефти за счет каких-то пока неизвестных факторов.

Взаимодействие соединений C_nH_{n+2} на водной поверхности или в рассолах зависит от их состава. Низкомолекулярные компоненты нефти мгновенно растекаются по поверхности, а высокомолекулярные образуют пленку, что подчеркивает несмачиваемость этих двух жидких фаз. Нагревание смеси нефти и воды в лабораторных условиях в разных пропорциях не приводит к их гомогенизации.

Выводы

Недействующие и действующие поверхностные выходы нефти полностью отражают взаимодействие флюидов и УВ в миграционных процессах, которые определили генезис оригинальных ассоциаций органических и неорганических минералов в геологической обстановке.

Научно обоснованные данные, полевые и лабораторные наблюдения авторов статьи позволяют восстановить физико-геохимическую обстановку взаимодействия УВ с газовой, жидкой и твердой фазами среды у поверхности земная кора – атмосфера.

Главная роль в миграционных процессах УВ авторами статьи отводится геохимическим факторам, физико-химическим свойствам нефти, геологическим преобразованиям среды.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Литература

1. Андреева-Григорович А.С., Гнилко О.М., Ващенко В.А., Иваник М.М., Маслун Н.В., Гнилко С.Р., Лемішко О.Д. Региональная стратиграфическая схема палеогеновых отложений украинских Карпат — основание эффективных поисков углеводородов [Региональна стратиграфічна схема палеогенових відкладів українських Карпат — основа ефективних пошуків вуглеводнів] // Стан, проблеми та перспективи нафтогазової промисловості України : міжнародна науково-практична конференція, 7–9 вересня 2012 року, Борислав : збірник тез. доповідей. Національна акціонерна компанія "Нафтогаз України" [та інші] . – Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2012. – С. 41–42.
2. Андреева-Григорович А.С., Ващенко В.А., Гнилко О.М., Трофимович Н.А. Стратиграфия неогеновых отложений Украинских Карпат и Предкарпатья [Стратиграфія неогенових відкладів Українських Карпат та Передкарпаття] // Тектоніка і стратиграфія. – 2011. – № 28. – С. 67–77. DOI: 10.30836/igs.0375-7773.2011.92245.
3. Черемисская О.М., Черемисский Ю.В. Геолого-структурные, литологические и палеогеографические аспекты формирования отложенной стебнической свиты Предкарпатского прогиба // Мат-лы VII Всероссийского литологического совещания. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2013. – С. 251–254.
4. Колодий В.В., Бойко Г.Ю., Бойчевська Л.Т., Братусь М.Д., Величко Н.С. Карпатская нефтегазоносная провинция [Карпатська нафтогазоносна провінція]. – Львов, К. : Укр. изд. центр, 2004. – 390 с.
5. Петруняк Г.М. Литолого-геохимические претеросылки стратиформного распределения нефти [Літолого-геохімічні передумови стратиформного розподілу нафти] // Wschodnioeuropejskie Czasopismo Naukowe = East European Scientific Journal. – 2019. – Т. 47. – № 7. – С. 4–13.
6. Петруняк Г.М. Главные критерии нефтеносности «бориславского песчаника» [Головні критерії нафтоносності «бориславського пісковуку»] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – № 2. – С. 7–16.
7. Петруняк Г.М. Углеводороды и геохимия минеральных преобразований кремнезема в породах украинских Карпат [Вуглеводні та геохімія мінеральних перетворень кремнезему в породах українських Карпат] // Мінералогічний збірник. – 2016. – Т. 66. – № 1. – С. 142–151.
8. Петруняк Г.М. Пространственная локализация и генезис аллохтонных карбонатных стяжений в отложениях олигоцена Карпат [Просторова локалізація і генезис алохтонних карбонатних стяжень у відкладах олігоцену Карпат] // Вісник Одеського національного університету. Серія: Географічні та геологічні науки. – 2017. – Т. 22. – Т. 30. – № 1(30). – С. 185–197. DOI: 10.18524/2303-9914.2017.1(30).117073.
9. Черемисский Ю.В., Черемисса О.М., Петруняк Г.М., Петруняк М.Д. Структурно-литологический контроль метасоматоза, поверхностных солевых и углеводородных проявлений в Скибовых Карпатах и Предкарпатском прогибе [Структурно-літологічний контроль метасоматозу, поверхневих солевих і вуглеводневих проявів в Скибових Карпатах та Передкарпатському прогині] // Wschodnioeuropejskie Czasopismo Naukowe = East European Scientific Journal. – 2019. – Т. 5. – № 45. – С. 4–10.
10. Петруняк Г.М. Углеводородно-минеральный метасоматоз Украинских Карпат // Вопросы естествознания. – 2016. – Т. 9. – № 1. – С. 60–69.
11. Природные физико-химические условия и процессы преобразования и мобилизации мантийных C–H–N–O–S систем в углеводороды нефтяного ряда. Исходное вещество и очаги генерации, механизм и каналы вертикальной миграции глубинной нефти. 2-е Кудрявцевские чтения : мат-лы Всероссийской конф. по глубинному генезису нефти и газа. – М. : ЦГЭ, 2013. – 457 с.
12. Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ : мат-лы Всероссийской конф. с международным участием посвященной 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кротопкина, 18–22 октября 2010 г. – М. : ГЕОС, 2010. – 712 с.
13. Гринберг И.В. К методике исследования механизма формирования первичных битумоидов // Первичная и вторичная миграция нефти и газа. Тр. ВНИГНИ. – Вып. 178. – 1975. – С. 103–114.
14. Чекалюк Э.Б. Энергетические факторы, обуславливающие миграцию флюидов на больших глубинах // Первичная и вторичная миграция нефти и газа. Тр. ВНИГНИ. – Вып. 178. – 1975. – С. 127–134.
15. Максимов С.П., Строганов В.П. Современное состояние проблемы миграции нефти и газа и формирования их залежей в СССР и за рубежом // Первичная и вторичная миграция нефти и газа. Тр. ВНИГНИ. – Вып. 178. – 1975. – С. 5–24.

References

1. Andreeva-Grigorovich A.S., Gnilyko O.M., Vashchenko V.A., Ivanik M.M., Maslun N.V., Gnilyko S.R., Lemishko O.D. Regional'na stratigrafichna skhema paleogenovikh vidkladiv ukrains'kikh Karpat — osnova efektivnikh poshukiv vuglevodniv [Regional stratigraphic chart of Paleogene deposits in the Ukrainian Carpathian Mountains: basis for efficient hydrocarbon exploration] In: Stan, problemi ta perspektivi naftogazovoi promislivosti Ukraini: mizhnarodna naukovo-praktichna konferentsiya, 7–9 veresnya 2012 roku, Borislav: zbirnik tez dopovidei. Natsional'na aktsionerna kompaniya "Naftogaz Ukraini" [ta inshi]. L'viv: Vidavnistvo L'vivs'koi politekhniky; 2012. pp. 41–42. In Ukr.
2. Andreeva-Grigorovich A.S., Vashchenko V.A., Gnilyko O.M., Trofimovich N.A. Stratigraphy of Neogene deposits of the Ukrainian Carpathians and fore-carpathians. Tektonika i stratigrafiya. 2011;(28):67–77. DOI: 10.30836/igs.0375-7773.2011.92245. In Ukr.
3. Cheremisskaya O.M., Cheremisskii Yu.V. Geologo-strukturnye, litologicheskie i paleogeograficheskie aspekty formirovaniya otlozhenii stebniskoi svity Predkarpat'skogo progiba [Geostructural, lithological, and paleogeographic aspects of the Stebniskiy Fm formation in the Carpathian Foredeep]. In: Materialy VII Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya. Novosibirsk: INGG SO RAN; 2013. pp. 251–254. In Ukr.
4. Kolodii V.V., Boiko G.Yu., Boichev'skaya L.T., Bratus' M.D., Velichko N.S. Karpatskaya neftegazonosnaya provintsiya [Carpathian Petroleum Province]. L'vov, K.: Ukr. izd. tsentr; 2004. 390 p. In Ukr.
5. Petrunyak G.M. Lithological-geochemical prerequisites of the statiform distribution of oil. Wschodnioeuropejskie Czasopismo Naukowe = East European Science Journal. 2019;47(7):4–13. In Ukr.
6. Petrunyak G.M. Glavnye kriterii neftonosnosti "borislavskogo peschanika" [Key criteria of oil and gas bearing capacity of the Borislavsky Sandstone]. Rozvidka ta rozrobka naftovikh i gazovikh rodovishch. 2016;(2):7–16. In Ukr.

7. Petrunyak G.M. Uglevodorody i geokhimiya mineral'nykh preobrazovaniy kremnezema v porodakh ukrains'kikh Karpat [Hydrocarbons and geochemistry of silica mineral transformations in the rocks of the Ukrainian Carpathian Mountains]. *Mineralogichnii zbirnik*. 2016;66(1):142–151. In Ukr.
8. Petrunyak G.M. The spatial localization and genesis of the allochthonous carbonate concretions in the deposits of the Oligocene of Carpathian. *Visnik Odes'kogo natsional'nogo universitetu*. Seriya: Geografichni ta geologichni nauki. 2017;22(1(30)):185–197. DOI: 10.18524/2303-9914.2017.1(30).117073. In Ukr.
9. Cheremisskii Yu.V., Cheremisska O.M., Petrunyak G.M., Petrunyak M.D. Strukturno-litologicheskii kontrol' metasomatoza, poverkhnostnykh solevykh i uglevodorodnykh proyavlenii v Skibovykh Karpatakh i Predkartpatskom progibe [Structural-lithological control of metasomatism, of salt and hydrocarbon displays in the Carpathians, Skybova area and in the Pre-Carpathians foredeep]. *Wschodnioeuropejskie Czasopismo Naukowe = East European Science Journal*. 2019;5(45):4–10. In Ukr.
10. Petrunyak G.M. Uglevodorodno-mineral'nyi metasomatoz Ukrainiskikh Karpat [The hydrocarbon metasomatism of Ukr Carpathians]. *Voprosy estestvoznaniya*. 2016;9(1):60–69. In Russ.
11. Prirodnye fiziko-khimicheskie usloviya i protsessy preobrazovaniya i mobilizatsii mantiinykh C–N–O–S sistem v uglevodorody neftyanogo ryada. Iskhodnoe veshchestvo i ochagi generatsii, mekhanizm i kanaly vertikal'noi migratsii glubinnoi nefiti. 2-e Kudryavtsevskie chteniya: materialy Vserossiiskoi konferentsii po glubinnomu genezisu nefiti i gaza [Natural physical and chemical conditions and processes of transformation and mobilisation of C–H–N–O– mantle systems into oil-series hydrocarbons. The original matter and kitchen areas, mechanism and channels of deep-seated oil vertical migration]. Moscow: TsGE; 2013. 457 p. In Russ.
12. Degazatsiya Zemli: geotektonika, geodinamika, geoflyuidy, nefit' i gaz: materialy Vserossiiskoj konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem, posvyashchenoj 100-letiyu so dnya rozhdeniya akademika P.N. Kropotkina (18–22 October 2010) [Earth degassing: geotectonics, geodynamics, geofluids, oil and gas: proceedings of the Russian Conference with international participation dedicated to the 100th anniversary of the birth of academician P.N. Kropotkin, October 18–22, 2010]. Moscow: GEOS; 2010. 712 p. In Russ.
13. Grinberg I.V. K metodike issledovaniya mekhanizma formirovaniya pervichnykh bitumoidov [About the approach to studies of initial bitumoids generation mechanism]. In: Pervichnaya i vtorichnaya migratsiya nefiti i gaza. Tr. VNIGNI. Issue 178. 1975. pp. 103–114. In Russ.
14. Chekalyuk E.B. Energeticheskie faktory, obuslovliyayushchie migratsiyu flyuidov na bol'shikh glubinakh [Energy factors determining fluid migration at great depths]. In: Pervichnaya i vtorichnaya migratsiya nefiti i gaza. Tr. VNIGNI. Issue 178. 1975. pp. 127–134. In Russ.
15. Maksimov S.P., Stroganov V.P. Sovremennoe sostoyanie problemy migratsii nefiti i gaza i formirovaniya ikh zalezhei v SSSR i za rubezhom [Current state of the problem of oil and gas migration and their accumulation in USSR and abroad]. In: Pervichnaya i vtorichnaya migratsiya nefiti i gaza. Tr. VNIGNI. Issue 178. 1975. pp. 5–24. In Russ.

Информация об авторах

Петруняк Галина Мирославовна

Аспирант

Львовский национальный университет им. И. Франко,

Украина, 79000 Львов, ул. М. Грушевского, д. 4

e-mail: galina_petruniak@ukr.net

ORCID ID: 0000-0002-6981-6943

Петруняк Мирослав Дмитриевич

Действительный почетный член

Украинское минералогическое общество,

Украина, 03680 Киев, просп. Палладина, д. 34

e-mail: miroslaw_p@mail.ru

ORCID ID: 0000-0001-7297-8153

Information about authors

Galina M. Petrunyak

Postgraduate Student

Ivan Franko National University of Lviv,

4, ul. M. Grushevskogo, Lviv, 79000, Ukraine

e-mail: galina_petruniak@ukr.net

ORCID ID: 0000-0002-6981-6943

Miroslav D. Petrunyak

Full Honorary Member

Ukrainian Mineralogical Society,

34, prosp. Palladina, Kiev, 03680, Ukraine

e-mail: miroslaw_p@mail.ru

ORCID ID: 0000-0001-7297-8153

КАЛЕНДАРЬ 2020

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



23-28 марта
г. Новороссийск

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

21-26 сентября
г. Анапа

11-я Международная научно-практическая конференция
«Строительство и ремонт скважин»

01 октября
г. Сочи

15-я Международная научно-практическая конференция
«Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»

05-10 октября
г. Сочи,
Красная поляна

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



В рамках конференции проходят рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественный фуршет в честь открытия конференции, спортивные соревнования и экскурсионная программа.



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

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



(861) 212-85-85

info@oilgasconference.ru

www.oilgasconference.ru

УДК 551.7.022

DOI 10.31087/0016-7894-2020-2-95-106

Уточнение геологического строения низкопроницаемых туронских отложений Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения по результатам комплексного литофациального анализа для оптимизации проекта разработки

© 2020 г. | Т.Э. Топалова¹, Т.Е. Кайдалина¹, М.А. Грищенко¹, И.М. Яцканич¹, А.Ю. Королев², Р.Ф. Ситдииков²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; tetopalova@tnnc.rosneft.ru; tekaidalina@tnnc.rosneft.ru; magrischenko@tnnc.rosneft.ru; imyatskanich@tnnc.rosneft.ru;

²ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия; KorolevAYu@kharampurneftegaz.ru; SitdikovRF@kharampurneftegaz.ru

Поступила 10.09.2019 г.

Доработана 03.10.2019 г.

Принята к печати 18.12.2020 г.

Ключевые слова: Харампурское месторождение; туронский пласт; фациальная обстановка; петротипы; стратотипы; циклиты; конусы выноса; алевролит.

Аннотация: Исследование керна и комплексная интерпретация геолого-геофизической информации, выполненные в рамках опытно-промышленной разработки на туронской залежи одного из крупнейших на юго-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения, позволили выявить новые закономерности формирования низкопроницаемых коллекторов газсалинской пачки, существенно уточнить ее литолого-минералогическую и седиментологическую модели. Было установлено, что распределение пород с различными фильтрационно-емкостными свойствами в пределах площади исследований контролировалось расстоянием до береговой линии, палеотектоническими особенностями развития территории и палеорельефом морского дна, а также вторичными процессами размыва, переноса и переотложения осадочного материала придонными, гравитационными, штормовыми и волновыми течениями. В статье предложена седиментологическая модель туронских отложений, контролируемая так называемыми конусами выноса мутьевой взвеси, переносившими тонкоотмученный обломочный материал на огромные расстояния (более 100 км от береговой линии). Существование трех наиболее крупных конусов выноса способствовало формированию проксимальных зон с улучшенными коллекторскими свойствами, четко выраженных на каротажных диаграммах, которые авторы статьи рекомендуют в качестве первоочередных объектов разработки.

Для цитирования: Топалова Т.Э., Кайдалина Т.Е., Грищенко М.А., Яцканич И.М., Королев А.Ю., Ситдииков Р.Ф. Уточнение геологического строения низкопроницаемых туронских отложений Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения по результатам комплексного литофациального анализа для оптимизации проекта разработки // Геология нефти и газа. – 2020. – № 2 – С. 95–106. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-95-106.

Results of integrated lithofacies analysis for optimisation of Field Development Plan: updating geological structure of low-permeable Turonian formations in the Kharampursky oil and gas condensate field

© 2020 | Т.Э. Topalova¹, Т.Е. Kaidalina¹, М.А. Grishchenko¹, I.M. Yatskanich¹, A.Yu. Korolev², R.F. Sitdikov²

¹LLC TNNC, Tyumen, Russia; tetopalova@tnnc.rosneft.ru; tekaidalina@tnnc.rosneft.ru; magrischenko@tnnc.rosneft.ru; imyatskanich@tnnc.rosneft.ru;

²Kharampurneftegaz, Gubkinskii, Russia; KorolevAYu@kharampurneftegaz.ru; SitdikovRF@kharampurneftegaz.ru

Received 10.09.2019

Revised 03.10.2019

Accepted for publication 18.12.2020

Key words: Kharampursky field; Turonian horizon; facies settings; petrotypes; stratocycles; fans; siltstone.

Abstract: Core studies and integrated interpretation of geological and geophysical information was carried out within the framework of Field Development Plan optimization for the Turonian pool in the Kharampursky oil and gas condensate field — one of the largest fields in the south-eastern part of the Yamal-Nenets Autonomous Okrug. These works allowed revealing the new regularities of the Gazsalinsky low-permeable reservoir bed formation, more precisely define its lithologic and mineralogical, and depositional model. It was found that distribution of rocks having different porosity and permeability within the study area was determined by the distance to shore line, paleotectonic features of the area evolution, and sea floor paleogeography, as well as secondary processes of sediments erosion, transportation, and redeposition by bottom, gravity, storm waves and wave currents. The authors propose a depositional model of Turonian formations that is determined by the so-called turbidity fans, which moved the fine-washed clastic material over immense distances (exceeding 100 km away from the shoreline). Existence of three largest fans contributed to the formation of proximal zones having better reservoir properties, which are clearly expressed in well logs; and the authors recommend them to be the priority development targets.



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

For citation: Topalova T.E., Kaidalina T.E., Grishchenko M.A., Yatskanich I.M., Korolev A.Yu., Sitdikov R.F. Results of integrated lithofacies analysis for optimisation of Field Development Plan: updating geological structure of low-permeable Turonian formations in the Kharampursky oil and gas condensate field. *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(2):95–106. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-95-106.

Введение

В НК «Роснефть» активно и многопланово изучают низкопроницаемые породы туронского возраста [1], в которых на юго-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа сосредоточены значительные ресурсы сухого метанового газа сеноманского типа. В настоящее время проводится опытно-промышленная эксплуатация туронской залежи на Харампурском месторождении.

Бурение и исследования новых эксплуатационных скважин позволили получить большой объем информации, на основании которой специалисты ООО «ТННЦ» выполнили литолого-минералогический и седиментологический анализ керна. По этим данным были уточнены геологическое строение и концептуальная модель формирования туронского газоносного резервуара. Полученные результаты могут быть использованы для оценки перспектив газоносности туронских залежей и при обосновании

выбора наиболее продуктивных зон на других участках работ НК «Роснефть» для оптимизации затрат на реализацию проектов разработки.

В результате седиментологических исследований туронского продуктивного пласта (пласт Т) было установлено, что большая часть территории Харампурского свода в туронское время представляла собой среднюю и дистальную зоны мелководного шельфа с преобладающим волновым и реже штормовым режимом седиментации. Преимущественно алевритоглинистые отложения содержат в подчиненном количестве мелкозернистые песчано-алевритовые тела лопастей продельты и штормовых прослоев. Алевритоглинистый материал поступал как под воздействием шлейфа продельты, так и во время штормов вследствие нахождения переходной зоны ниже базиса действия нормальных волн.

Штормовая деятельность была достаточно редкой или слабой, поэтому осадки успевали почти пол-

Рис. 1. Фрагмент сводного литолого-стратиграфического разреза Харампурского месторождения (ООО «ТННЦ», 2018)

Fig. 1. Fragment of the composite lithologic and stratigraphic section, the Kharampursky field (ООО ТННЦ, 2018)

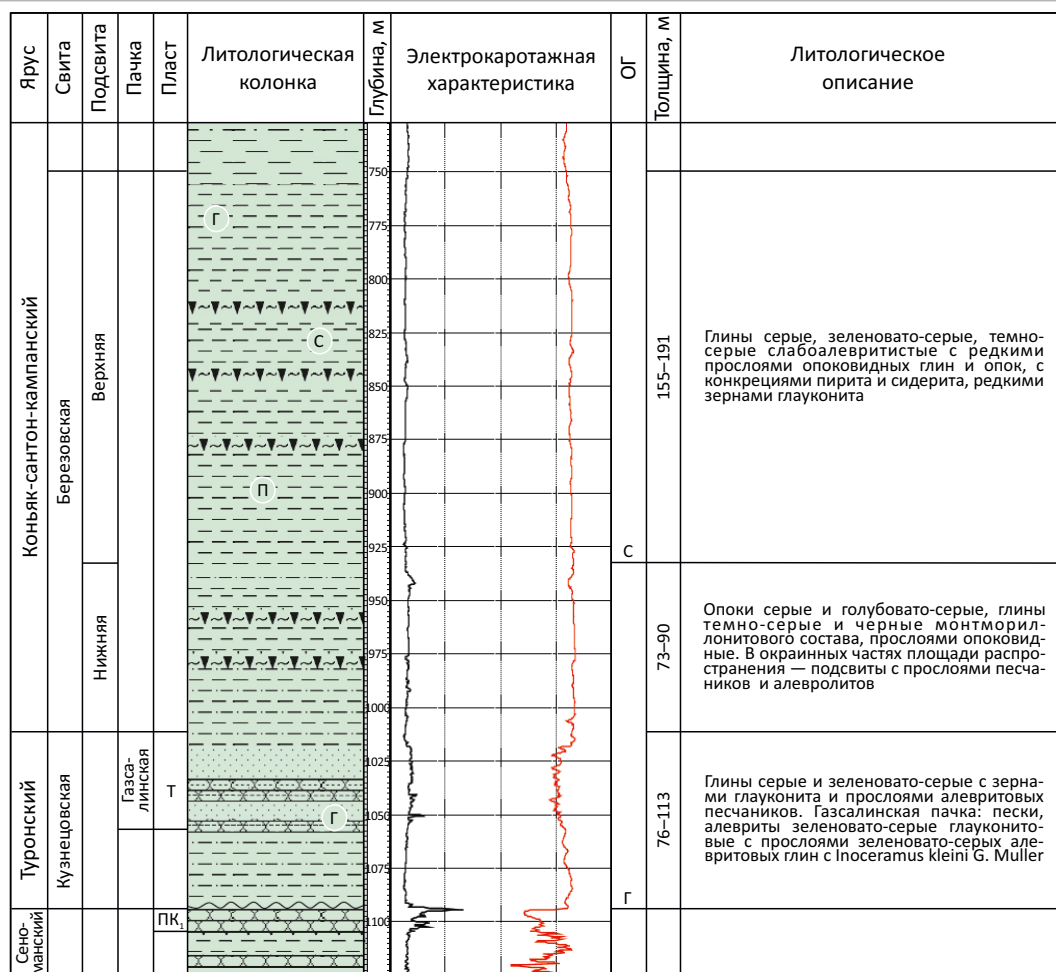
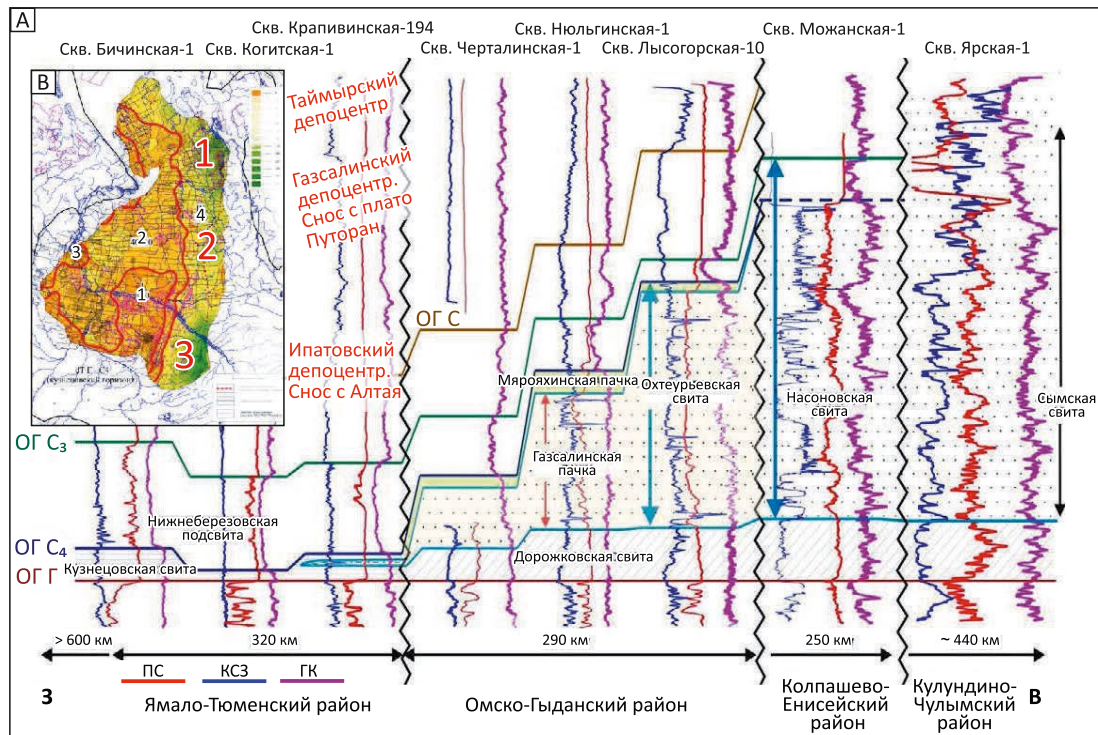


Рис. 2. Схематичный сводный геологический разрез верхнемеловых отложений в северной части Западно-Сибирского мегабассейна (ООО «ТННЦ», 2018) (А) и карта временных толщин кузнецовского горизонта (В) (ООО ТННЦ, 2018) и карта временных толщин кузнецовского горизонта (В)



1–4 — зоны Западно-Сибирской плиты; 1–3 — депоцентры
1–4 — zones of the West Siberian Plate; 1–3 — depocenters

ностью переработаться морским бентосом. О слабой штормовой деятельности и больших глубинах бассейна седиментации свидетельствуют результаты микропалеонтологического анализа раковин фораминифер, среди которых наиболее распространены эвриоксибионтные, стеногалинные и оксифильные, реже — эвригалинные виды. Береговая линия на территории исследований по мере развития трансгрессии и затопления Западно-Сибирской плиты постепенно сместилась далеко на восток. Плоский рельеф морского дна и окружающей пенеуплензированной суши, а также значительная удаленность от источника сноса (> 200 км) существенно затрудняли поступление терригенных осадков в район Харампурского месторождения.

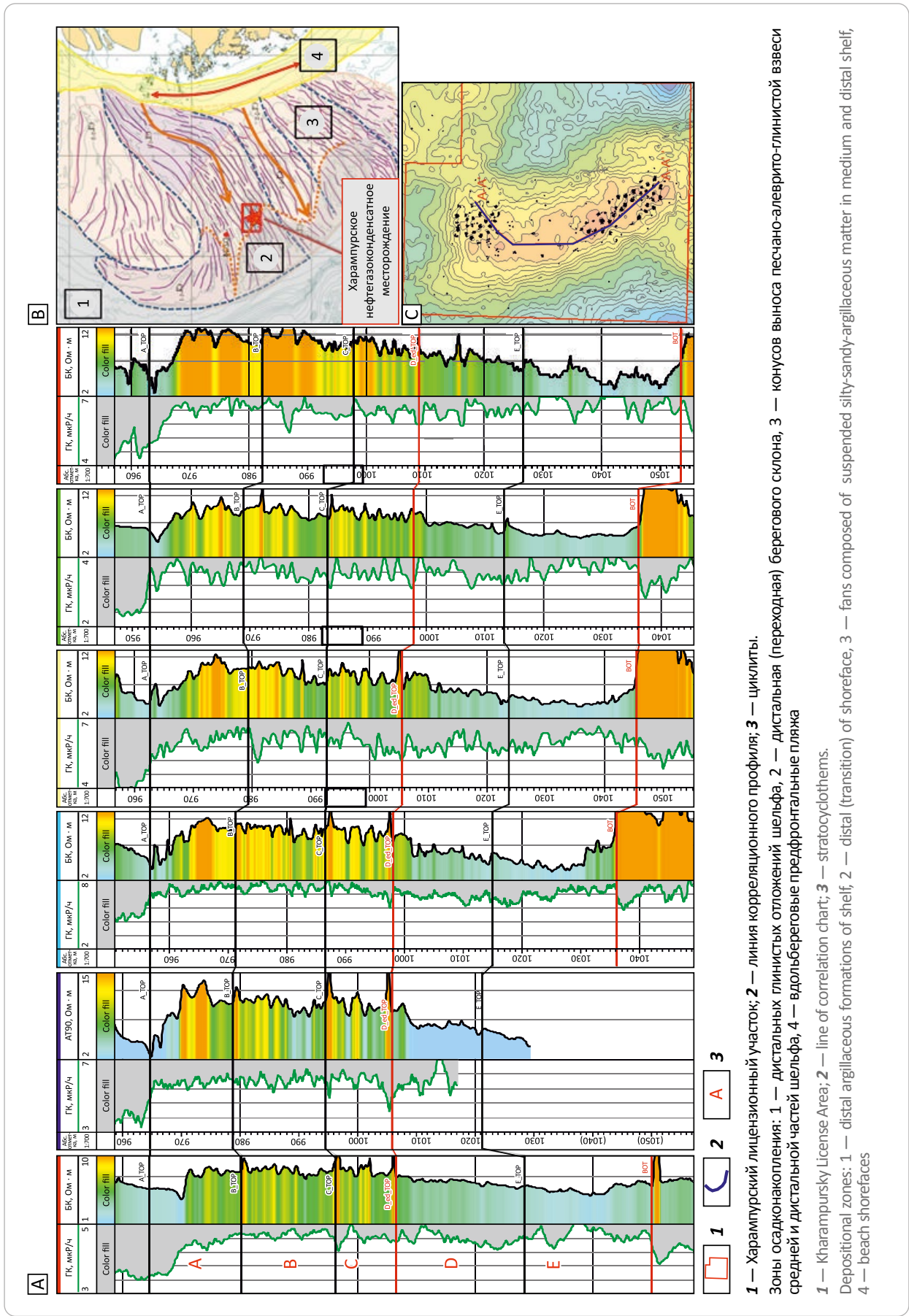
Туронские отложения исследуемого района приурочены к кузнецовской свите, которая залегает на кровле покурской свиты и перекрывается отложениями нижнеберезовской [2]. Верхняя часть туронского яруса представлена песками, алевритами, алевритовыми глинами газсалинской пачки (рис. 1).

Границы комплекса кузнецовской свиты контролируются двумя акустически контрастными границами, стратифицируемыми как кровля сеноманского комплекса (ОГ Г) и кровля нижнеберезовской под-

свиты (ОГ С) (см. рис. 1). Согласно региональной карте временных толщин кузнецовского горизонта, вся территория Западно-Сибирской плиты была условно поделена на четыре зоны [3, 4]. В центральных районах (зоны 1–3) кузнецовский горизонт представлен нерасчлененной глинистой толщей мощностью не более 30–40 м. На востоке Западно-Сибирской плиты (зона 4) кузнецовская свита имеет трехчленное строение и мощность горизонта существенно увеличивается до 60–70 м за счет появления песчано-алевритовых отложений газсалинской пачки, перекрытой глинами мьяряхинской пачки. В этом районе предложено выделять дорожковскую и охтеурьевскую свиты (рис. 2). Формирование коллекторов связано с перекompенсированным осадконакоплением со стороны восточных источников сноса. При этом выделяют три депоцентра — ипатовский, газсалинский, таймырский.

Долгое время вопрос об источниках сноса и путях транзита обломочного материала в позднемеловом периоде оставался дискуссионным. Анализ геоморфологической и тектонической информации складчатого обрамления Западно-Сибирской плиты (Восточная Сибирь, Алтае-Саянская область, Казахский мелкосопочник и Уральские горы) позволил сделать вывод о том, что бассейн р. Енисей в

Рис. 3. Корреляционный профиль стратоклистов по скважинам Харампурского лицензионного участка (А), концептуальная схема осадконакопления Туронских отложений (В) и схема расположения линии корреляционных профилей (С)
Fig. 3. Correlation chart of stratocyclothem across the wells of the Kharampursky License Area (А), conceptual scheme of the Turonian deposits sedimentation (В) and the location map of the correlation chart line (С)



современном виде сформировался всего несколько миллионов лет назад в середине неогена. Таким образом, в течение всего мела и палеогена прообразы правых притоков (их нижних течений) современной р. Енисей постоянно поставляли обломочный материал в Западно-Сибирское море, постепенно заполняя его [5].

Начало туронской трансгрессии характеризуется некомпенсированным состоянием бассейна седиментации и формированием в относительно глубоководном море темно-серых, почти черных, слабобитуминовых глин. Вверх по разрезу окраска глин постепенно меняется и в них появляются линзовидные прослои более светлого алевролитового материала. Данное обстоятельство свидетельствует о постепенной регрессии моря с проградацией палеодельты вглубь палеобассейна и возобновлении поступления обломочного материала из прилегающей восточной прибрежной области (рис. 3).

Палеотектонические реконструкции совместно с анализом геолого-статистических разрезов из различных частей месторождения показали следующее: на северном и южном сводах скорость роста структур была разной, поэтому происходили несинхронизированные во времени пульсационные поступления осадочного материала с разной интенсивностью, что привело к формированию различных типов разрезов в пределах Харампурского месторождения.

Для уточнения фациальной схемы по выделенным ранее циклитам А, В, С, D, Е (см. рис. 3) были проведены палеогеографический и палеотектонический анализы, которые позволили выявить преимущественные направления привноса крупнозернистого обломочного материала и оконтурить зоны наибольшей продуктивности по данным геофизических исследований скважин (ГИС). С помощью палеотектонического анализа установлено, что в туронское время территория Харампурского лицензионного участка была оконтурена поясом мелких и крупных прогибов, которые оказывали влияние на процесс седиментации. По мнению авторов статьи, размывтый осадок переносился за счет придонных и гравитационных течений вдоль окраинных областей.

На основании биостратиграфического анализа состава и структуры ассоциаций, состава индикаторных таксонов и морфотипов (жизненных форм) раковин фораминифер была реконструирована последовательная смена параметров палеобассейна в туронском веке. В ранне- и среднетуронское время преобладали относительно глубоководные фации, поскольку глубина бассейна составляла более 10 м относительно базиса регулярных волн.

Резкое доминирование в циклитах А, D, E морфотипов фораминифер, способных существовать при недостатке кислорода, свидетельствует о дефиците кислорода в придонном слое вод во время их фор-

мирования. Незначительное количество фораминифер, переносящих колебания солености, свидетельствует о стабильной морской среде. Гидродинамика в придонных обстановках была спокойная. Дно бассейна заселяли ассоциации фораминифер, предпочитавших уплотненные грунты: *Gaudryinopsis*, *Pseudoclavulina*, *Trochammina* и *Labrospira*, *Gavelinella*. В циклите А установлены ассоциации фораминифер с *Gaudryinopsis*, обитавших в илистом неуплотненном осадке. Во время формирования циклитов В и С доминировали стенобионтные фораминиферы, обитавшие в водоеме со стабильной соленостью в условиях хорошей аэрации на границе воды и осадка.

В связи с этим распределение пород с различными фильтрационно-емкостными свойствами в пределах площади исследований контролировалось не только расстоянием до береговой линии, палеотектоническими особенностями развития разных участков территории и палеорельефом морского дна, но и вторичными процессами размыва, переноса и переотложения осадочного материала придонными, гравитационными, штормовыми, волновыми течениями.

По результатам литологических и седиментологических исследований в интервале продуктивных отложений газсалинской свиты выделено девять литотипов (рис. 4).

В пределах Харампурской площади наиболее широко распространены коллекторы, представленные мелко-тонкозернистыми песчаниками (Sb) и песчаными алевролитами (SMb₂) дальней и переходной зон подводного берегового склона (рис. 5). Эти породы обладают в разрезе пласта Т наилучшими коллекторскими свойствами и характеризуются повышенной глинистостью, плохой сортировкой зерен за счет интенсивной биотурбации. Средний диаметр зерна составляет 0,02–0,08 мм, доля песчаной фракции достигает 65 %, а содержание глинистого цемента варьирует от 5 до 35 %, средняя пористость составляет 27 %, проницаемость — $(5-10) \cdot 10^{-3}$ мкм². По ходам илоедов обособляется более крупнозернистая фракция. Коллекторы отнесены к IV классу (по Ханину А.А., 1973).

На основании комплексной интерпретации материалов ГИС, изучения керна и гидродинамических исследований была существенно уточнена петрофизическая модель отложений пласта Т. Выделение коллекторов проводилось по граничному значению глинистости, поскольку на глубине залегания пласта Т дифференциация пород по параметру пористости практически невозможна. Выделенные по комплексу ГИС пять петротипов довольно хорошо согласуются с литотипами, выделенными по керну (рис. 6).

Наиболее высокими фильтрационно-емкостными свойствами характеризуются песчаные алевролиты, сформировавшиеся в условиях переходной (тран-



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 4. Литотипы пласта Т кузнецовской свиты
Fig. 4. Lithotypes of T horizon, the Kuznetsov Fm

Код литотипа	Литотип	Код фации
Mb	Алевролиты мелкозернистые сильноглинистые биотурбированные	UOF, LOF
Mlen	Алевролиты мелкозернистые глинистые с линзовидной, линзовидно-волнистой слоистостью биотурбированные	UOF
MSb	Алевролиты крупно-мелкозернистые песчаные, глинистые биотурбированные	UOF, TZ
SMB ₁	Алевролиты мелко-крупнозернистые песчаные, глинистые биотурбированные	TZ, UOF
SMB ₂	Алевролиты мелко-крупнозернистые песчаные, слабоглинистые биотурбированные	TZ
Sb	Песчаники мелко-тонкозернистые и тонкозернистые алевритовые биотурбированные	TZ
L	Карбонатные породы. Известняки по первично-обломочной породе	UOF, TZ
Msid	Карбонатные породы. Сидеритолиты по первично-обломочной породе	UOF, TZ
GI	Глауконит-глинистые и глинисто-глауконитовые породы	TL, TZ

зитной) зоны в периоды максимального обмеления бассейна седиментации. Наилучшая продуктивность песчаных алевролитов подтверждается результатами промыслово-геофизических исследований, поэтому наибольшее внимание при создании фациальной модели уделялось картированию областей развития данного петротипа.

Создание фациальной модели пласта Т

На формирование продуктивного туронского резервуара влияла целая группа факторов, включающая изменение уровня моря, движение палеобереговой линии, а также палеорельеф морского дна. Поэтому на первом этапе работ был выполнен анализ цикличности разреза и выделено четыре основных циклита (рис. 7). Приведем краткую характеристику выделенных циклитов и основных фациальных зон.

Циклит Д характеризуется двухчленным строением: нижняя часть интервала представлена отложениями трансгрессивного цикла преимущественно глинистого состава. Отмечается резкая смена трансгрессии регрессией, о чем свидетельствует четкая граница подошвы на геолого-статистическом разрезе: море постепенно отступало, в результате накапливалась верхняя более грубообломочная часть циклита с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Циклит С. В его разрезе выделяется четыре трансгрессивно-регрессивных мини-циклита. Зернистость разреза отчетливо уменьшается в направлении от подошвы к кровле циклита. Крупно-среднезернистые песчаные алевролиты в подошве сменяются глинистыми алевролитами в прикровельной части циклита. Для центральной части характерно повышенное содержание карбонатизированных пропластков. Геолого-статистический разрез приобретает блочный вид, что свидетельствует о стабильном процессе осадконакопления.

Циклит В. В разрезе циклита выделяется три мини-циклита (два верхних наиболее выдержанны и относительно однородны). Нижняя часть преимущественно заглинизирована. Содержание наиболее продуктивных петротипов (алевролит песчаный и алевролит средне-крупнозернистый) не превышает 50 %.

Циклит А характеризуется выдержанной по площади мощностью и высоким процентным содержанием наиболее продуктивного петротипа (алевролит песчаный).

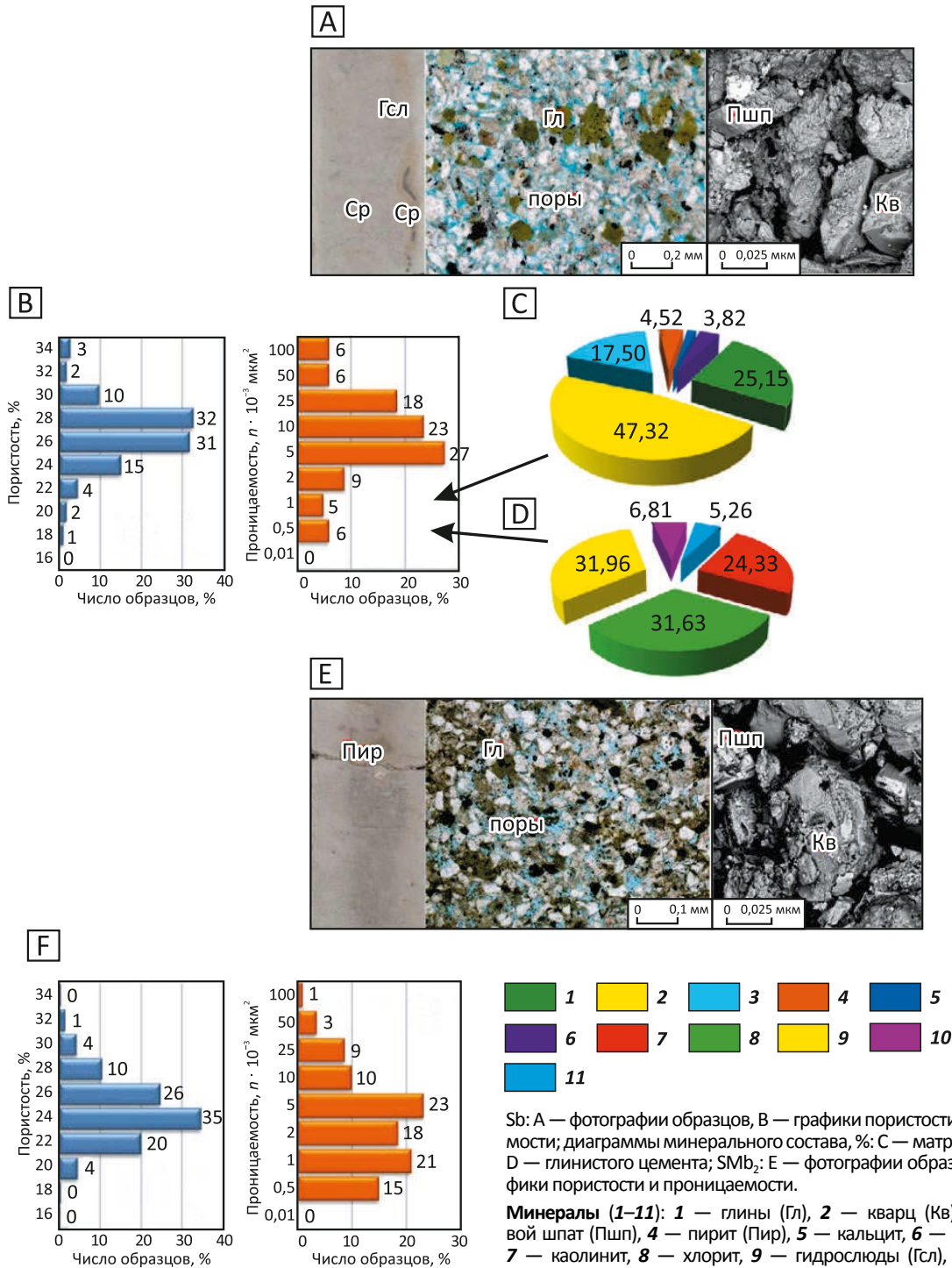
Анализ геостатистических разрезов основных петротипов и литологии (проницаемых пропластков коллектора) в интервале пласта Т позволил отметить следующее (см. рис. 6). Распределение петротипов и коллекторов показывает максимальную схожесть кривых геолого-статистических разрезов между кривой распределения песчанистой фракции и коллектором и отсутствие сходимости с крупнозернистым петротипом.

Характеристика дистальной части берегового склона

1. Седиментационное простирание северо-восточно-западное, юго-восточно-западное.
2. Три источника сноса (северо-восточный, восточный, юго-восточный).
3. Процесс миграции — проградация осадков, заполнение палеодепрессий (см. рис. 7).
4. Сохранение общей схемы палеогеографической зональности при миграции фаций (восточный источник сноса).
5. Отсутствие значительной эрозии осадков — дистальная часть шельфа.
6. Осадконакопление имеет латеральные субширотные градационные тренды, связанные с периодическим поступлением вещества в область

Рис. 5. Литотипы пласта Т кузнецовской свиты (отложения дальней и переходной зоны подводного берегового склона (литотипы Sb и SMb₂))

Fig. 5. Lithotypes of T horizon, the Kuznetsov Fm (the deposits of far and transition zones of submarine shoreface (Sb and SMb₂ lithotypes))



Sb: A — фотографии образцов, B — графики пористости и проницаемости; диаграммы минерального состава, %; C — матрица породы, D — глинистого цемента; SMb₂: E — фотографии образцов, F — графики пористости и проницаемости.

Минералы (1–11): 1 — глины (Гл), 2 — кварц (Кв), 3 — полево-шпатовый (Пшп), 4 — пирит (Пир), 5 — кальцит, 6 — сидерит (Ср), 7 — каолинит, 8 — хлорит, 9 — гидрослюда (Гсл), 10 — иллит, 11 — монтмориллонит

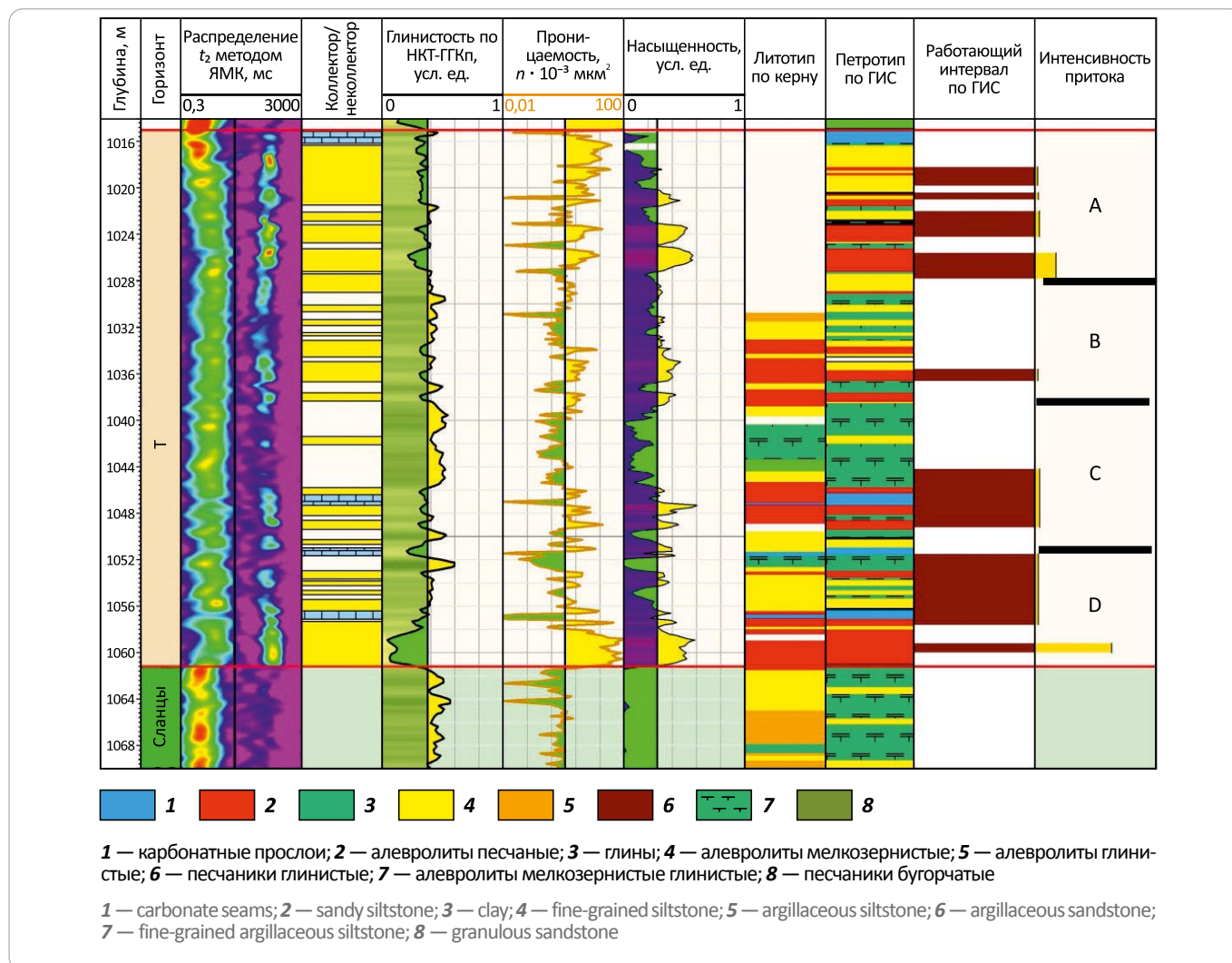
Sb: A — images of samples, B — porosity and permeability diagrams; diagrams of mineral composition, %; C — groundmass, D — argillaceous cement; SMb₂: E — images of samples, F — porosity and permeability diagrams.

Minerals (1–11): 1 — clay (Гл), 2 — quartz (Кв), 3 — feldspar (Пшп), 4 — pyrite (Пир), 5 — calcite, 6 — siderite (Ср), 7 — kaolinite, 8 — chlorite, 9 — hydromica (Гсл), 10 — illite, 11 — montmorillonite



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 6. Сопоставление литотипов по керну и петротипов по ГИС с результатами испытаний
Fig. 6. Comparison of lithotypes from core and petrotypes from well logs with the results of testing



аккумуляции и свободным осаждением частиц из полифракционной взвеси.

Ключевое влияние на миграцию осадочного потока и дальность его транспортировки оказывает морфология палеорельефа морского дна. При пологом ($< 1^\circ$) моноклиальном залегании морского дна скорость потока будет высокой и мелкофракционная составляющая будет отлагаться намного дальше в отличие от осложненного палеовпадинами палеорельефа.

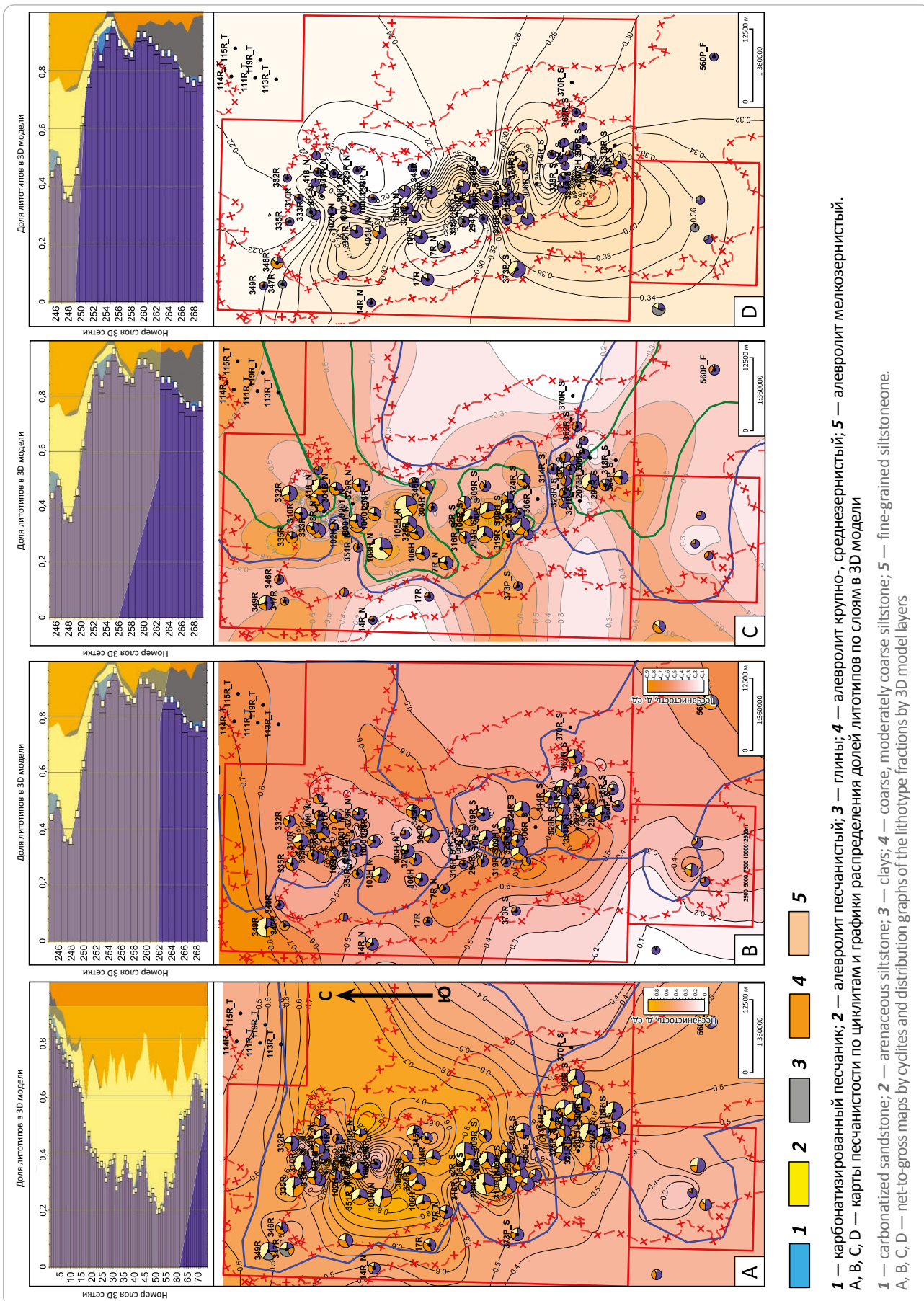
Объем осадков мутьевой взвеси нижнего регрессионного цикла был незначительным, и основная масса осадков отлагалась в депрессионных зонах восточнее Харампурской площади. С каждым последующим регрессионном циклом фронтальная область проградации смещалась в западном направлении, заполняя на своем пути все депрессионные впадины. Осадки заключительного регрессионного цикла А отлагались на всей площади, формируя более выдержанные по латерали и вертикали отложения. Поэ-

тому для оконтуривания фациальных зон в пределах дистальной части берегового склона был применен объектно-ориентированный подход на основе палеотектонических схем и результатов интерпретации петротипов по данным ГИС.

Поскольку накопление осадков в конусах выноса мутьевой взвеси контролируется динамикой придонных течений, оконтуривание наиболее высокопроницаемых проксимальных частей проводилось на основании распределения петротипа «алевролит песчанистый» в разведочных скважинах. Анализ распределения толщин указанного петротипа в каждом циклите позволил выделить и оконтурить области формирования трех конусов выноса мутьевых потоков (см. рис. 7).

Конусы выноса в прикраевых частях перекрываются. Наиболее перспективными из них выглядят северный и центральный. Южный менее перспективен за счет слабого привноса осадочного материала с юго-восточной части. Для цикла А перспективы

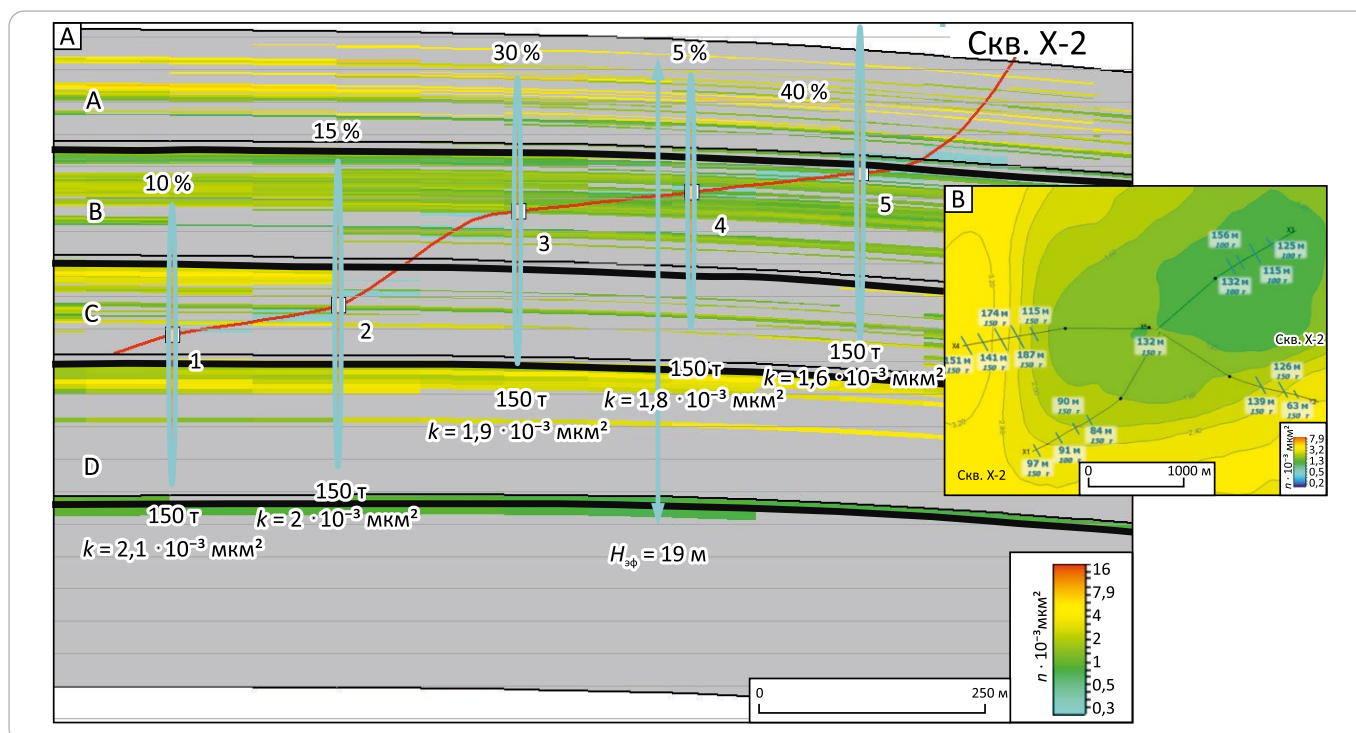
Рис. 7. Схемы расположения конусов выноса мутьевой взвеси по циклитам А, В, С, D
 Fig. 7. Location map of turbidity fans for cyclothem A, B, C, D





METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 8. Профиль (А) и карта (В) проницаемости в районе скв. X-2 с результатами МГРП
Fig. 8. Permeability cross-section (A) and map (B) in the vicinity of X-2 well with the results of multi-stage fracking



равновероятны в зонах конусов выноса 1 и 2. В конусе выноса 3 заглинизирована верхняя часть разреза.

Каждый конус выноса характеризуется определенным набором морфологических признаков:

- увеличение размера фракций в осадках в стержневой центральной части;
- уменьшение размера фракций в осадках в крайних частях по мере удаления от стержневой зоны.

Анализ расположения и морфологии конусов выноса в разных циклитах позволил отметить следующее. В нижних преимущественно трансгрессивных циклитах С и D зона формирования мутьевого потока носит достаточно ограниченный характер и локализуется в осевой части современного Харампурского вала. Вверх по разрезу происходит постепенное расширение конусов выноса, поэтому их максимальная площадь может быть достигнута в верхнем регрессивном циклите А. Данный тренд обусловлен тектонической активизацией на рубеже среднего и позднего турона, что привело к общему подъему всей площади месторождения.

Представленные результаты картирования конусов выноса основаны только на данных скважин, поскольку ограниченная разрешающая способность сейсморазведки не позволила спрогнозировать фациальные зоны. В дальнейшем планируется провести дополнительную специализированную переобработку данных сейсмической съемки в северной части месторождения и уточнение границ проксимальной части конусов выноса. Направление мутьевых пото-

ков, границы проксимальных зон конусов выноса и тренды эффективных толщин были использованы для задания главных и второстепенных рангов вариограмм при моделировании петрофизических свойств коллекторов.

Выявленные закономерности распределения наиболее проницаемых пород турона подтверждаются результатами воздействия на пласт с применением метода гидродинамического разрыва пласта (МГРП), выполненных в нескольких скважинах в рамках опытно-промышленной разработки [6]. Анализ эффективности МГРП горизонтальной скважины, пробуренной по нисходящему профилю, подтверждает достоверность разработанной геолого-геофизической концепции объекта. Подтверждаются основные геолого-геофизические параметры модели: общая эффективная газонасыщенная мощность – 19 м, средняя проницаемость – $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² (рис. 8). По данным промыслово-геофизических исследований, максимальный приток получен из интервала циклитов А – В, отмечается «работа» всех сформированных трещин, средняя высота трещин гидродинамического разрыва пласта составляет 36 м. Данный результат будет учтен при составлении полномасштабного проекта разработки пласта Т.

Заключение

Комплексный анализ геолого-геофизических данных показал, что наиболее продуктивные интервалы пласта Т приурочены к верхнему циклиту А

в северной и центральной частях месторождения. Для дальнейшей детализации фациальных зон и изучения распределения коллекторов с улучшенными свойствами на месторождении рекомендуется провести дополнительный отбор керн из новых

скважин, предусмотренных к бурению в его восточной и северо-западной частях. Актуализированная геологическая модель использована для оптимизации расстановки первоочередного эксплуатационного фонда.

Литература

1. Кудаманов А.И., Авраменко Э.Б. Некоторые аспекты седиментации турона в восточной части Западно-Сибирской плиты на примере Харампурского лицензионного участка // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 9. – С. 70–75. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-9-70-75.
2. Карогодин Ю.Н. Системно-стратиграфическая модель верхнемеловых отложений (без сеномана) Западной Сибири // Актуальные проблемы нефтегазовых бассейнов. – Новосибирск : Изд. центр НГУ, 2003. – С. 70–80.
3. Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А. К вопросу о турон-раннеконьякском осадконакоплении в пределах Западно-Сибирской плиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 7. – С. 19–26.
4. Агалаков С.Е., Хмелевский В.Б., Бакуев О.В., Лознюк О.А. Предпосылки к пересмотру литофациальной и биостратиграфической модели турон-коньяк-сантонских отложений Западной Сибири // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 4. – С. 8–35.
5. Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии : мат-лы IX Всероссийского совещания (17–21 сентября 2018, Белгород) / Под ред. Е.Ю. Барабошкина, Т.А. Липницкой, А.Ю. Гужикова. – Белгород : ПОЛИТЕРРА, 2018. – 312 с.
6. Лознюк О.А., Суртаев В.Н., Сахань А.В. и др. Многостадийный гидроразрыв пласта открывает потенциал газоносных туронских залежей в Западной Сибири // Материалы нефтегазовой технической конференции SPE (Москва, 26–28 октября 2015). – М., 2015. – С. 25–30.

References

1. Kudamanov A.I., Avramenko E.B. Sedimentation of West-Siberian Plate Turonian deposits: history case of Kharampur license block. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*. 2017;(9):70–75. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-9-70-75. In Russ.
2. Karogodin Yu.N. Sistemno-stratigraficheskaya model' verkhnemelovykh otlozhenii (bez senomana) Zapadnoi Sibiri [System stratigraphic model of the West Siberian Upper Cretaceous deposits (except for the Cenomanian)]. In: Aktual'nye problemy neftegazonosnykh basseinov. Novosibirsk: Izd. tsentr NGU; 2003. pp. 70–80. In Russ.
3. Kudamanov A.I., Agalakov S.E., Marinov V.A. The problems of Turonian-early Coniacian sedimentation within the boundaries of the West Siberian plate. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2018;(7):19–26. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-7-19-26. In Russ.
4. Agalakov S.E., Khmelevsky V.B., Bakuev O.V., Loznyuk O.A. Background to the reconsideration of the lithofacies and biostratigraphic models of Turonian-Coniacian-Santonian sediments of Western Siberia. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft"*. 2016;(4):8–35.
5. Baraboshkina E.Yu., Lipnitskaya T.A., Guzhikov A.Yu. (eds.) Cretaceous system of Russia and near abroad: problems of stratigraphy and paleogeography. Proceedings of Ninth All-Russian Conference (with international participation) (September 17-21, 2018, Belgorod). Belgorod: POLYTERRA; 2018. 312 p.
6. Lozniuk O.A., Surtaev V.N., Sakhan A.V. et al. Mnogostadiyniy gidrorazryv plasta otkryvaet potentsial gazonosnykh turonskikh zalezhei v Zapadnoi Sibiri [Multi stage hydraulic fracturing opens up the potential of gas bearing Turonian deposits in Western Siberia]. In: Materialy Rossiiskoi neftegazovoi tekhnicheskoi konferentsii (Moscow, 26–28 October 2015). Moscow, 2015. pp. 25–30. In Russ.

Информация об авторах

Топалова Татьяна Эдуардовна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший менеджер
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625002 Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
e-mail: tetopalova@tnnc.rosneft.ru

Кайдалина Татьяна Евгеньевна

Главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625002 Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
e-mail: tekaidalina@tnnc.rosneft.ru

Information about authors

Tatyana E. Topalova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Manager
LLC TNNC,
79/1, ul. Osipenko, Tyumen, 625002, Russia
e-mail: tetopalova@tnnc.rosneft.ru

Tatyana E. Kaidalina

Chief Specialist
LLC TNNC,
79/1, ul. Osipenko, Tyumen, 625002, Russia
e-mail: tekaidalina@tnnc.rosneft.ru

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS**Грищенко Марина Афанасьевна**

Кандидат технических наук,
старший эксперт
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625002 Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
e-mail: magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Яцканич Игорь Михайлович

Руководитель группы
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625002 Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
e-mail: imyatskanich@tnnc.rosneft.ru

Королев Александр Юрьевич

Заместитель генерального директора,
главный геолог
ООО «Харампурнефтегаз»,
629830 Губкинский, территория Панель 1, д. 3
e-mail: KorolevAYu@kharampurneftegaz.ru

Ситдилов Рустам Фадисович

Начальник управления
ООО «Харампурнефтегаз»,
629830 Губкинский, территория Панель 1, д. 3
e-mail: SitdikovRF@kharampurneftegaz.ru

Marina A. Grishchenko

Candidate of Technical Sciences,
Senior Expert
LLC TNNC,
79/1, ul. Osipenko, Tyumen, 625002, Russia
e-mail: magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Igor' M. Yatskanich

Team Lead
LLC TNNC,
79/1, ul. Osipenko, Tyumen, 625002, Russia
e-mail: imyatskanich@tnnc.rosneft.ru

Aleksandr Yu. Korolev

Deputy Director-General,
Senior Geologist
Kharampurneftegaz,
3, ter. Panel 1, Gubkinskii, 629830, Russia
e-mail: KorolevAYu@kharampurneftegaz.ru

Rustam F. Sitdikov

Head of Administration
Kharampurneftegaz,
3, ter. Panel 1, Gubkinskii, 629830, Russia
e-mail: SitdikovRF@kharampurneftegaz.ru

УДК 550.83

DOI 10.31087/0016-7894-2020-2-107-120

Геологическая и экономическая эффективность применения гравиразведки и магниторазведки на разных стадиях геолого-разведочных работ

© 2020 г. | К.С. Черников, С.В. Горбачев, Д.Ю. Голованов, Л.Н. Клещина, А.В. Мазекина, Г.В. Ульянов, О.М. Мятчин

ООО «РН-Шельф-Арктика», Москва, Россия; kschernikov@rnsha.rosneft.ru; svgorbachev@rnsha.rosneft.ru; dyugolovanov@rnsha.rosneft.ru; lnkleschina@rnsha.rosneft.ru; gvulyanov@rnsha.rosneft.ru; ommyatchin@rnsha.rosneft.ru; avmazekina@rnsha.rosneft.ru

Поступила 26.11.2019 г.

Доработана 10.12.2019 г.

Принята к печати 20.01.2020 г.

Ключевые слова: гравиразведка; магниторазведка; сейсморазведка; комплексная интерпретация; фундамент; осадочный чехол; антиклинальные структуры; дайки; геологическая и экономическая эффективность.

Аннотация: В статье приведены результаты геологической интерпретации грави- и магнитометрических данных в комплексе с материалами сейсморазведки, полученными по нескольким участкам шельфа морей: Лаптевых, Баренцева и Печорского, на разных стадиях геолого-разведочных работ: региональной и поисковой совместно с сейсморазведкой 2D и 3D. В рамках этих работ по материалам грави- и магниторазведки уточнена информация о физических свойствах изучаемой среды и успешно решены поставленные геологические задачи. Представленные примеры подтверждают геологическую и экономическую целесообразность комплексирования разных геофизических методов для изучения геологического строения и уменьшения геологических неопределенностей при поисках месторождений нефти и газа, особенно в условиях сложного геологического строения изучаемых регионов.

Для цитирования: Черников К.С., Горбачев С.В., Голованов Д.Ю., Клещина Л.Н., Мазекина А.В., Ульянов Г.В., Мятчин О.М. Геологическая и экономическая эффективность применения гравиразведки и магниторазведки на разных стадиях геолого-разведочных работ // Геология нефти и газа. – 2020. – № 2. – С. 107–120. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-107-120.

Geological and economic efficiency of the use of gravity and magnetic exploration at different stages of geological exploration

© 2020 | K.S. Chernikov, S.V. Gorbachev, D.Yu. Golovanov, L.N. Kleschina, A.V. Mazekina, G.V. Ulyanov, O.M. Myatchin

RN-Shelf-Arctic, Moscow, Russia; kschernikov@rnsha.rosneft.ru; svgorbachev@rnsha.rosneft.ru; dyugolovanov@rnsha.rosneft.ru; lnkleschina@rnsha.rosneft.ru; gvulyanov@rnsha.rosneft.ru; ommyatchin@rnsha.rosneft.ru; avmazekina@rnsha.rosneft.ru

Received 26.11.2019

Revised 10.12.2019

Accepted for publication 20.01.2020

Key words: gravimetry; magnetometry; seismic exploration; integrated interpretation; basement; sedimentary cover; anticlinal structures; dikes; geological and economic efficiency.

Abstract: The paper presents the results of geological interpretation of gravi- and magnetometry data in conjunction with seismic materials acquired in several areas of the Laptev Sea, Barents Sea and Pechora Sea shelves in different exploration stages: regional and prospecting together with 2D and 3D seismics. Regional airborne gravity and magnetic surveys in the Laptev Sea resulted in updating geological structure of the Anabar-Khatanga Saddle sedimentary cover, namely: outlines of anticline structures, occurrence of salt diapirism and tectonic deformations. Subsequently, this information was helpful in planning 2D seismic surveys. The geologists of the project qualified the marine gravi- and magnetometry data obtained in the Pechora Sea together with 2D seismic survey as “road maps”. Potential fields and their continuations were actively used during the course of structural interpretation to trace faults, main structure-forming thrusts, oblique thrusts and build a structural and tectonic model of the Vashutkino-Talotinsky fold and thrust zone. In the stage of 3D seismic survey in the Barents Sea, the accompanying gravi- and magnetometry allowed obtaining additional information on geological structure of sedimentary cover and basement of the Admiralteysky Swell. In particular, numerous plutonic formations are found in sedimentary cover. Magnetometry in conjunction with geotechnical surveys allowed revealing dikes and sills, which were accounted for in preparing the hazard map for the designed site of well construction. Relative costs of the works and mitigation of geological uncertainty were estimated for all the presented projects. They confirm geological practicability and economic feasibility of seismic, gravity, and magnetic surveys within the framework of exploration and prospecting for oil and gas, particularly in the case of complicated geological architecture of the regions under investigations.

For citation: Chernikov K.S., Gorbachev S.V., Golovanov D.Yu., Kleschina L.N., Mazekina A.V., Ulyanov G.V., Myatchin O.M. Geological and economic efficiency of the use of gravity and magnetic exploration at different stages of geological exploration. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(2):107–120. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-107-120. In Russ.

Введение

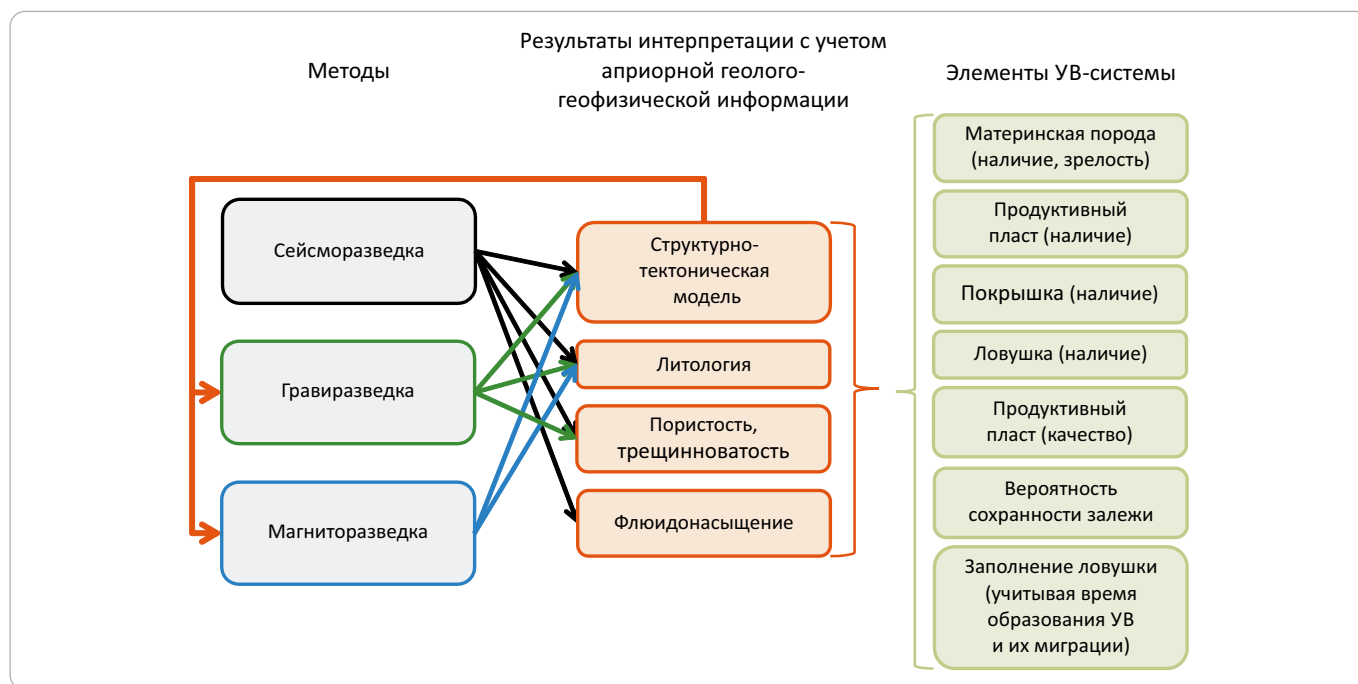
На этапе планирования геолого-геофизических работ на нефть и газ как для регионального изучения, так и в пределах лицензионных участков нередко

возникает вопрос о целесообразности применения несейсмических методов геофизики, таких как грави- и магниторазведка, в комплексе с сейсморазведкой. Очевидно, что в слабоизученных регионах при-



GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 1. Взаимосвязь методов, свойств среды и целей комплексной интерпретации
Fig. 1. Interrelation of methods, medium properties, and objectives of integrated interpretation



менение несейсмических методов на региональной стадии целесообразно и эффективно, а использование их на следующих этапах часто вызывает вопросы. При этом, как известно, ни один из перечисленных методов не является прямым методом поиска УВ. С помощью сейсморазведочных работ получают информацию о скоростях распространения упругих волн в осадочном чехле и морфологии отражающих горизонтов, гравиразведки — о плотностных неоднородностях и структуре осадочного чехла и фундамента, магниторазведки — о свойствах и структуре магнитоактивных объектов в осадочном чехле и фундаменте. С помощью каждого из этих методов можно выявлять определенные физические свойства горных пород. При этом очевидно, что более подробная информация о свойствах изучаемой среды позволит сделать более корректные выводы о структурно-тектонической модели участка, литологическом составе пород и их коллекторских свойствах (рис. 1).

Важным этапом для оценки эффективности и целесообразности применения грави- или магниторазведки в комплексе с сейсморазведкой является этап планирования и проектирования геолого-разведочных работ, который включает следующие подэтапы:

- определение перечня задач/неопределенностей, которые необходимо решить;
- сбор и обобщение геолого-геофизических данных разных методов по району работ;
- анализ собранной информации, по результатам которого принимается предварительное решение о необходимости выполнения грави- и магниторазведки;

– геолого-геофизическое моделирование гравитационного и магнитного эффектов от объектов поиска, в результате которого появляется возможность решения поставленных геологических задач, определяется необходимая плотность и объемы исследований;

– проектирование работ: определение методики и технологии, сроков и стоимости;

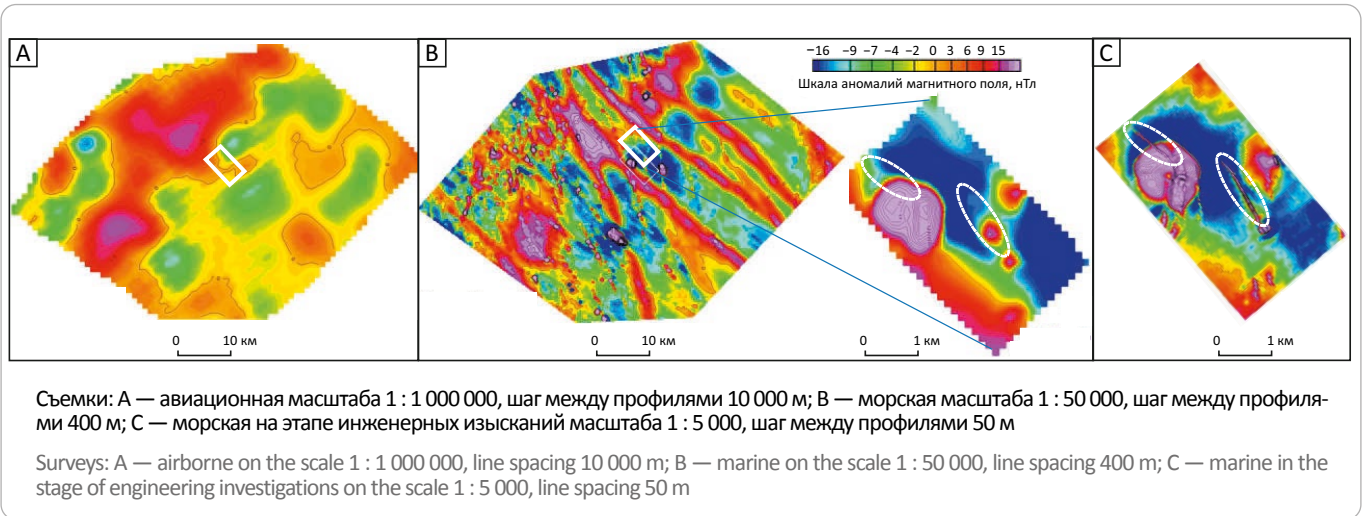
– сравнительный анализ целесообразности и эффективности планируемых работ с анализом возможностей подрядчиков.

Как показывает накопленный опыт, применение грави- и магниторазведки в комплексе с сейсморазведкой для изучения шельфа на всех стадиях геофизических исследований, от региональной до детальной, дополняет информацию о геологическом строении изучаемой площади, что позволяет успешно решать поставленные геологические задачи [1].

Сравнение грави- или магнитометрических съемок разных лет и масштабов показывает значительное, при благоприятных геологических условиях, увеличение информативности данных при укрупнении масштаба исследований (рис. 2). Поэтому при анализе ретроспективных региональных данных на этапе планирования работ не всегда удастся предвидеть то, что можно получить от потенциальных методов. Очевидно, что чем более детальными материалами располагаем, тем больше дополнительной геологической информации можно получить из грави- и магнитометрических данных.

В рамках выполнения производственных проектов применение грави- и магнитометрических

Рис. 2. Сравнение высокочастотной составляющей магнитного поля (фильтр Гаусса, 20 км), полученной съемками разных масштабов
Fig. 2. Comparison of high-frequency component of magnetic field (the Gaussian filter, 20 km) obtained in the different-scale surveys



данных в комплексе с материалами сейсморазведки позволило решить следующие геологические задачи:

- прогноз морфологии поверхности и петрофизических свойств фундамента;
- прогноз разрывной тектоники фундамента и осадочного чехла;
- поиск антиклинальных структур осадочного чехла в районах с редкой сетью сейсмических профилей;
- изучение морфологии и физических свойств аномальных объектов в осадочном чехле;
- изучение соляно-купольной тектоники;
- изучение сложнодислоцированных осадочных толщ, надвиговой тектоники;
- уточнение глубинно-скоростной модели;
- изучение верхней части разреза, выявление объектов, представляющих опасность для установки буровой платформы и бурения.

Рассмотрим некоторые результаты интерпретации грави- и магнитометрических данных в комплексе с материалами сейсморазведки на разных этапах изучения геологического строения участков: региональном, поисковом (сейсморазведка 2D) и детальном (сейсморазведка 3D), полученные в арктических морях Лаптевых, Печорское и Баренцево.

Море Лаптевых. Анабаро-Хатангская седловина

Тектонический план района работ определяется сочленением в его пределах двух крупных структур: северной части Сибирской древней (эпикарельской) платформы — Анабаро-Хатангской седловины и западного фланга Хатангско-Лаптевоморской молодой (эпипозднекиммерийской) платформы (на верхоянском основании). Анабаро-Хатангская седловина представляет собой положительную структуру, разделяющую Лено-Анабарский и Енисей-Хатангский

прогибы Сибирской платформы, выполненные мощными толщами мезозойских отложений.

В строении северной окраины Сибирской платформы участвуют образования двух структурных этажей. Нижний этаж сложен архей-нижнепротерозойскими метаморфическими комплексами кристаллического фундамента. Верхний этаж образован терригенно-карбонатными породами осадочного чехла, представленными рифей-вендскими, палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими образованиями [2, 3].

Основная часть участка работ находится на территории Хатангского залива, переходящего в северо-восточном направлении в море Лаптевых. На начало 2016 г. район работ в геолого-геофизическом отношении был слабоизучен. Установить контуры перспективных структур по редкой сети ретроспективных сейсмических профилей не представлялось возможным. Площадные гравиметрические съемки в акватории Хатангского залива не выполнялись. На большей части площади в начале 1960-х гг. проведена аэромагнитная съемка масштаба 1 : 200 000. В 2010–2014 гг. выполнялись комплексные геофизические работы (сейсмо-, грави-, магниторазведка) по нескольким региональным профилям.

На этапе планирования был выполнен комплексный анализ геолого-геофизических данных и сейсмоплотностное и сейсмомангнитное моделирование, что позволило сделать следующие выводы.

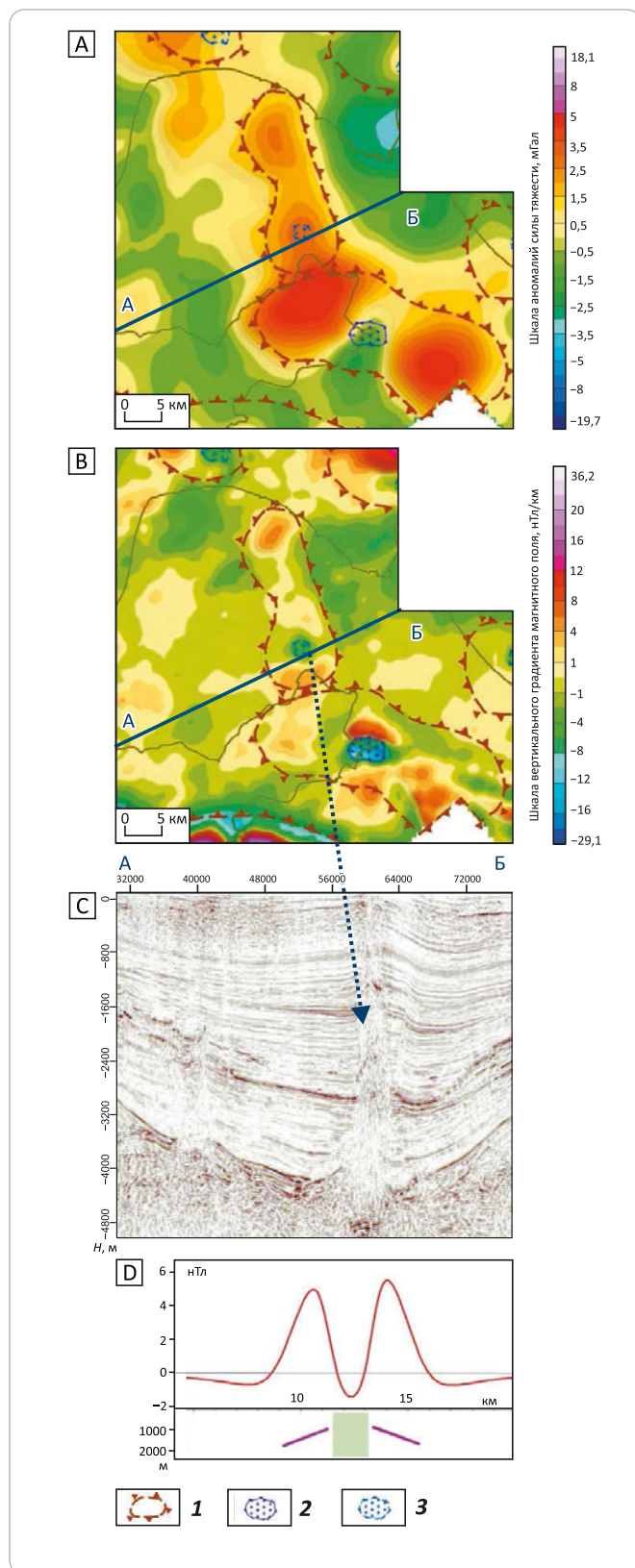
1. Антиклинальные структуры осадочного чехла проявляются в гравитационном и магнитном полях.
2. В условиях сложного рельефа местности и ограничений по времени рекомендуется выполнение грави- и магниторазведки в аэроварианте.
3. Выполнение аэрогеофизических работ с шагом между рядовыми профилями 2 км позволит уверенно закартировать антиклинальные структуры шириной



GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 3. Картирование антиклинальных структур и соляных диапиров в осадочном чехле по данным грави- и магниторазведки в Хатангской седловине

Fig. 3. Mapping of anticline structures and salt diapirs within sedimentary cover in accordance with gravimetry and magnetometry data from the Khatanga Saddle



Усл. обозначения к рис. 3

Legend fo Fig. 3

A — локальная составляющая гравитационного поля; B — вертикальный градиент магнитного поля; C — сейсмический разрез по профилю А–Б, отработанному после интерпретации данных грави- и магниторазведки; D — модель магнитного поля от соляного диапира, прорывающего магнитный слой.

1 — антиклинальные поднятия; **соляные диапиры (2, 3): 2** — установленные, **3** — предполагаемые

A — local component of gravity field; B — vertical gradient of magnetic field; C — seismic section along A–B line, the data acquired following gravity and magnetic data interpretation; D — model of magnetic field of salt diapir breaking through magnetic layer.

1 — anticline highs; **salt diapirs (2, 3): 2** — known, **3** — assumed

5 км и более, создающие гравитационные аномалии с амплитудой более 2 мГал, учитывая погрешность аэрогравиметрической съемки.

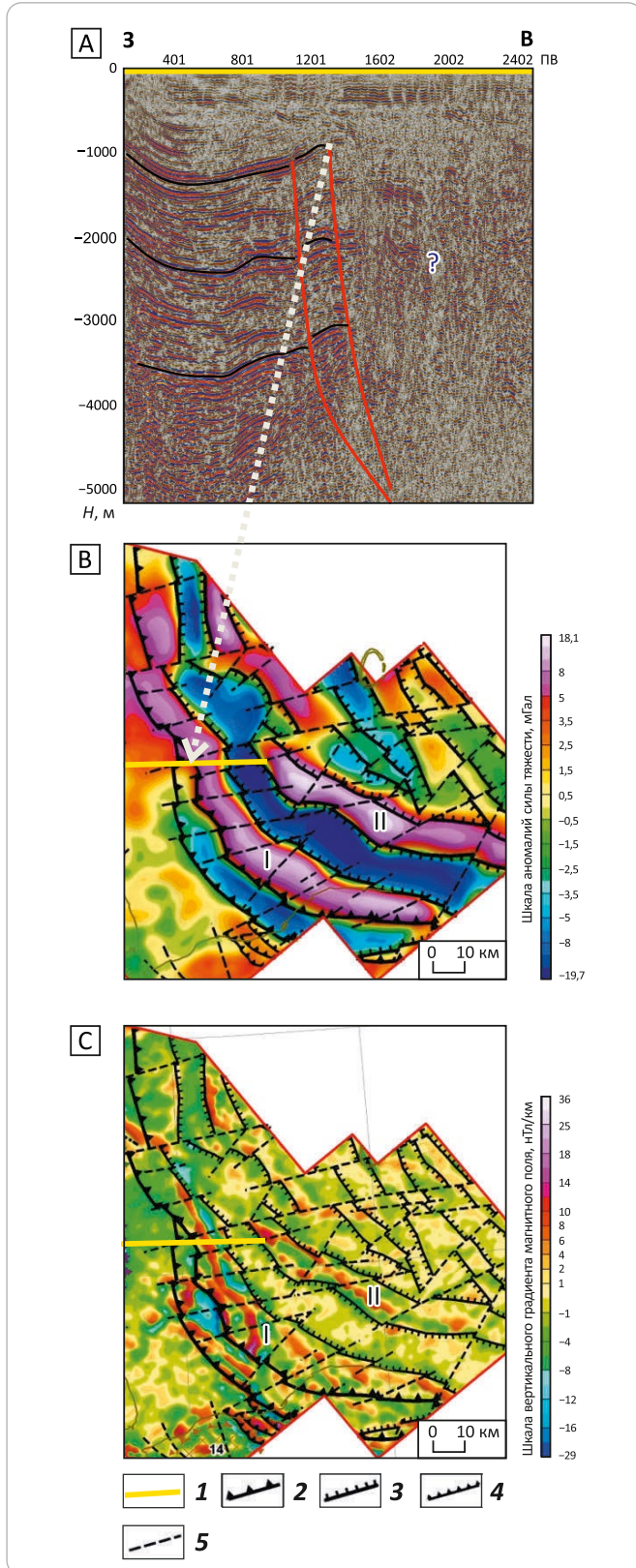
В 2016 г. в рамках программы поисково-оценочных работ была выполнена комплексная аэрогравиметрическая и аэромагнитометрическая съемка масштаба 1 : 200 000. Одной из основных задач этих работ являлось картирование структурных элементов осадочного чехла для последующего проектирования сети сейсморазведочных профилей.

В процессе интерпретации данных удалось смоделировать поверхность и петрофизические свойства (плотность и намагниченность) верхней части магнитного фундамента [4]. Остаточные аномалии гравитационного и магнитного полей после учета влияния фундамента, связанные с источниками в осадочном чехле, позволили закартировать антиклинальные структуры, элементы соляно-купольной тектоники и сеть тектонических нарушений. Причем практически все антиклинальные структуры, выделенные ретроспективными сейсморазведочными профилями, совпали с положительными аномалиями гравитационного поля. Исключение составила одна структура, проявившаяся отрицательной гравитационной аномалией, что, вероятно, связано с наличием солей с отрицательной избыточной плотностью, компенсирующих гравитационный эффект от структуры. Вновь выделенные гравиразведкой структуры впоследствии были подтверждены и уточнены сейсморазведкой.

В качестве интересного факта можно отметить прогноз элементов соляно-купольной тектоники по данным магниторазведки. Поскольку в районе работ широко распространены пластовые интрузии триасовых габбродолеритов, которые в первом приближении можно аппроксимировать магнитным слоем, прорывающие его соляные диапиры создают в магнитном поле локальные отрицательные аномалии. В гравитационном поле соляные диапиры проявляются слабо в связи с их приуроченностью к антиклинальным структурам. В результате можно оценить суммарный гравитационный эффект структуры и внедрившихся солей (рис. 3).

Рис. 4. Проявление сложнодислоцированной зоны сочленения Сибирской и Лаптевоморской платформ в сейсмических, грави- и магнитометрических данных

Fig. 4. Evidence of structurally complicated faulted and folded junction zone of the Siberian and Laptev Sea platforms in seismic, gravity, and magnetic data



Усл. обозначения к рис. 4

Legend fo Fig. 4

A — сейсмический разрез по ретроспективному профилю, B — локальная составляющая гравитационного поля, C — вертикальный градиент магнитного поля.

1 — линия сейсмического разреза; **2** — региональный разлом сбросового типа (Бегичевский разлом); **второстепенные сейсмические нарушения (3–5): 3** — сбросы, **4** — взбросы, **5** — сбрососдвиги.

I, II — горсты.

A — seismic section along the legacy line, B — local component of gravity field, C — vertical gradient of magnetic field.

1 — seismic line; **2** — regional normal-type fault (Begichevsky fault); **secondary seismic disturbances (3–5): 3** — normal faults, **4** — reverse faults, **5** — transtensional faults.

I, II — horsts.

С помощью грави- и магнитометрических данных получена дополнительная информация о геологическом строении сложнодислоцированной зоны сочленения Сибирской и Лаптевоморской платформ, где ретроспективные сейсмические материалы малоинформативны. В гравитационном и магнитном полях здесь наблюдаются интенсивные линейные аномалии, которые можно связать с приподнятыми и опущенными блоками (рис. 4).

В результате использования данных грави- и магниторазведки получена следующая дополнительная информация о геологическом строении:

- тектонические нарушения в фундаменте и осадочном чехле;
- прогнозируемые контуры антиклинальных структур и проявлений соляного диапиризма в осадочном чехле;
- прогнозируемое геологическое строение сложнодислоцированной зоны.

Эта информация позволила выполнить проектирование сети сейсморазведочных профилей в пределах прогнозируемых структур, а также оценить и ранжировать возможные структуры для дальнейшей разведки.

Оценка экономической эффективности проведения комплекса работ (полевые работы, обработка, интерпретация) показывает, что затраты на аэрогравиразведку и аэромагниторазведку составили менее 3 % общих затрат на геолого-разведочные работы. Для сравнения, если бы вместо потенциальных методов выполнялась сейсморазведка по сети 10 × 10 км, то общая стоимость работ увеличилась бы на 40 % (рис. 5). При этом, как было описано выше, были сняты геологические неопределенности и скорректирована программа геолого-разведочных работ по всему участку.

Печорское море. Вашуткино-Талотинская складчато-надвиговая зона

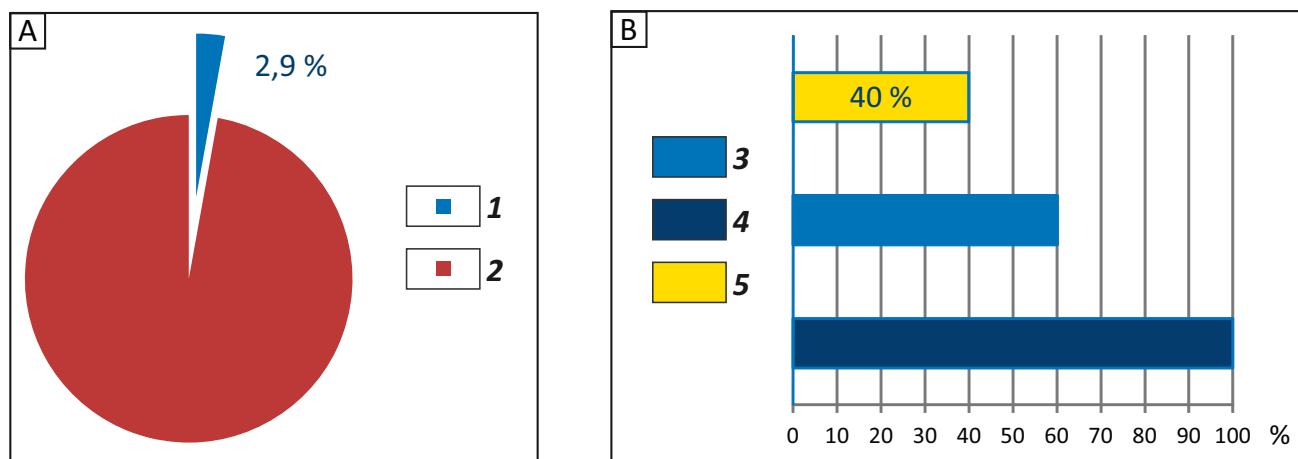
Вашуткино-Талотинская складчато-надвиговая зона входит в состав Предуральяского краевого



GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 5. Оценка относительной стоимости геофизических методов в комплексе и двух альтернативных вариантов геолого-разведочных работ

Fig. 5. Estimation of relative costs of geophysical methods in a package and two alternative options of exploration works



А — стоимость методов в комплексе (полевые работы, обработка, интерпретация), В — сравнение стоимости двух вариантов геолого-разведочных работ (полевые работы, обработка, интерпретация).

Стоимость методов (1, 2): 1 — аэрогравитационной и аэромагнитной разведки, 2 — сейсморазведки 2D; **стоимость вариантов геолого-разведочных работ (3–5):** 3 — комплекса: аэрогравитационной и магнитной разведки + сейсморазведки 2D на структурах, 4 — сейсморазведки по сети 10 × 10 км на весь участок + сущение на структурах до 5 × 5 км, 5 — экономичная

A — costs of methods in a package (acquisition, processing, interpretation), B — comparison of costs of two exploration options (acquisition, processing, interpretation).

Methods costs (1, 2): 1 — airborne gravity and magnetic survey, 2 — 2D seismic survey; **costs of exploration options (3–5):** 3 — package: airborne gravimetry and magnetometry + 2D seismics over structures, 4 — 2D seismics, grid 10 × 10 km over the whole area + refining up to 5 × 5 km over structures, 5 — savings

прогиба и характеризуется протяженной системой взбросо-надвиговых деформаций преимущественно северо-западного простирания, осложненных сдвигами субширотного направления. Амплитуда надвигов составляет 2500–4000 м, а углы падения плоскостей смесителя достигают 17–40°.

Разрез осадочного чехла представлен палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими отложениями. В его строении принимают участие три структурных этажа, резко различающихся составом слагающих формаций и историей геотектонического развития: нижний (ордовик-среднедевонский карбонатно-терригенный), средний (верхнедевон-нижекарбонатноугольный терригенно-карбонатный, нижекарбонатноугольно-нижепермский карбонатный и ниже-верхнепермско-триасовый терригенный) и верхний (юрско-кайнозойский терригенный) [5].

В 2014 г. в восточной части Печорского моря выполнены комплексные морские геофизические работы 2D по сети 2 × 3 км: сейсмо-, гравитационной и магнитной разведка с продольным градиентометром [6].

Если сосредоточиться только на изучении геологического строения осадочного чехла, то при крутых углах падения отражающих горизонтов возникают сложности определения их конфигурации. Сложное строение складчато-надвиговой зоны уточнено по показателям гравитационного и магнитного полей, которые геологи проекта назвали «дорожными кар-

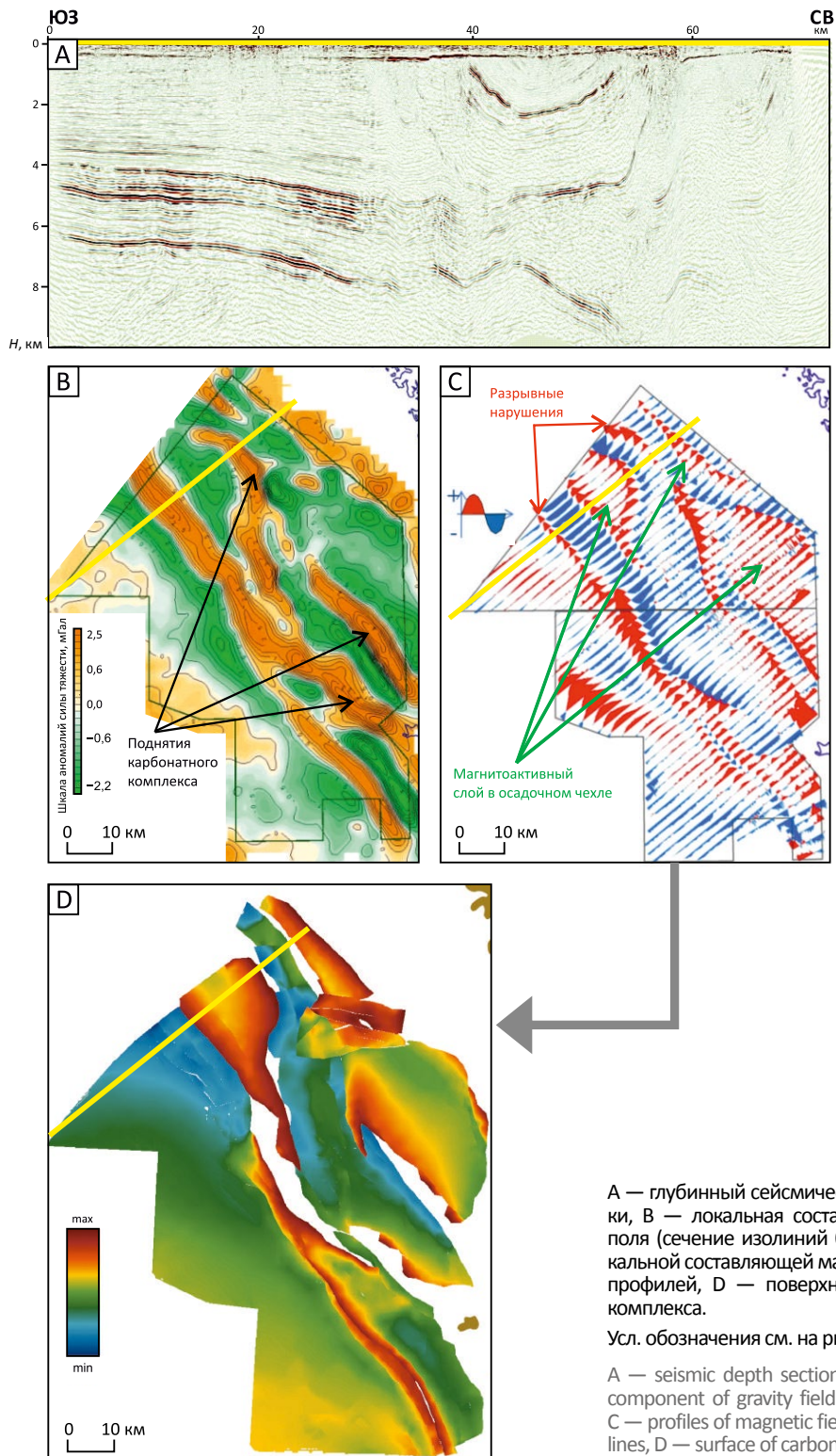
тами». Потенциальные поля и их трансформации активно использовались в процессе структурной интерпретации для выделения разрывных нарушений, основных структурообразующих надвигов, взбросо-надвигов и создания структурно-тектонической модели исследуемой площади (рис. 6).

В результате качественной и количественной интерпретации гравитационных и магнитометрических данных [7] в комплексе с данными сейсморазведки установлена связь локальных положительных аномалий гравитационного поля с поднятиями карбонатного комплекса. Сейсмогравитационное моделирование позволило изучить пространственную морфологию карбонатной толщи и выявить зоны разуплотнения карбонатных пород в своде перспективной структуры. С помощью сейсмомагнитного моделирования установлено наличие магнитоактивного слоя в перм-триасовых отложениях, предположительно вулканогенно-осадочных пород, что позволило изучить его пространственную морфологию. Сейсмомагнитное моделирование высокоамплитудной сейсмической аномалии вблизи эрозионной поверхности предсреднеюрского несогласия (А–В) подтвердило предположение о ее связи с эффузивным магматическим комплексом (рис. 7).

Важно отметить, что первоначальная сейсмогравитационная модель строилась путем пересчета глубинно-скоростной модели по зависимостям ско-

Рис. 6. Комплексная интерпретация сейсмических, грави- и магнитометрических данных в Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоне

Fig. 6. Integrated interpretation of seismic, gravity, and magnetic data in the Vashutkino-Talotinsky fold and thrust zone



A — глубинный сейсмический разрез после обработки, B — локальная составляющая гравитационного поля (сечение изолиний 0,5 мГал), C — графики локальной составляющей магнитного поля вдоль линий профилей, D — поверхность кровли карбонатного комплекса.

Усл. обозначения см. на рис. 4

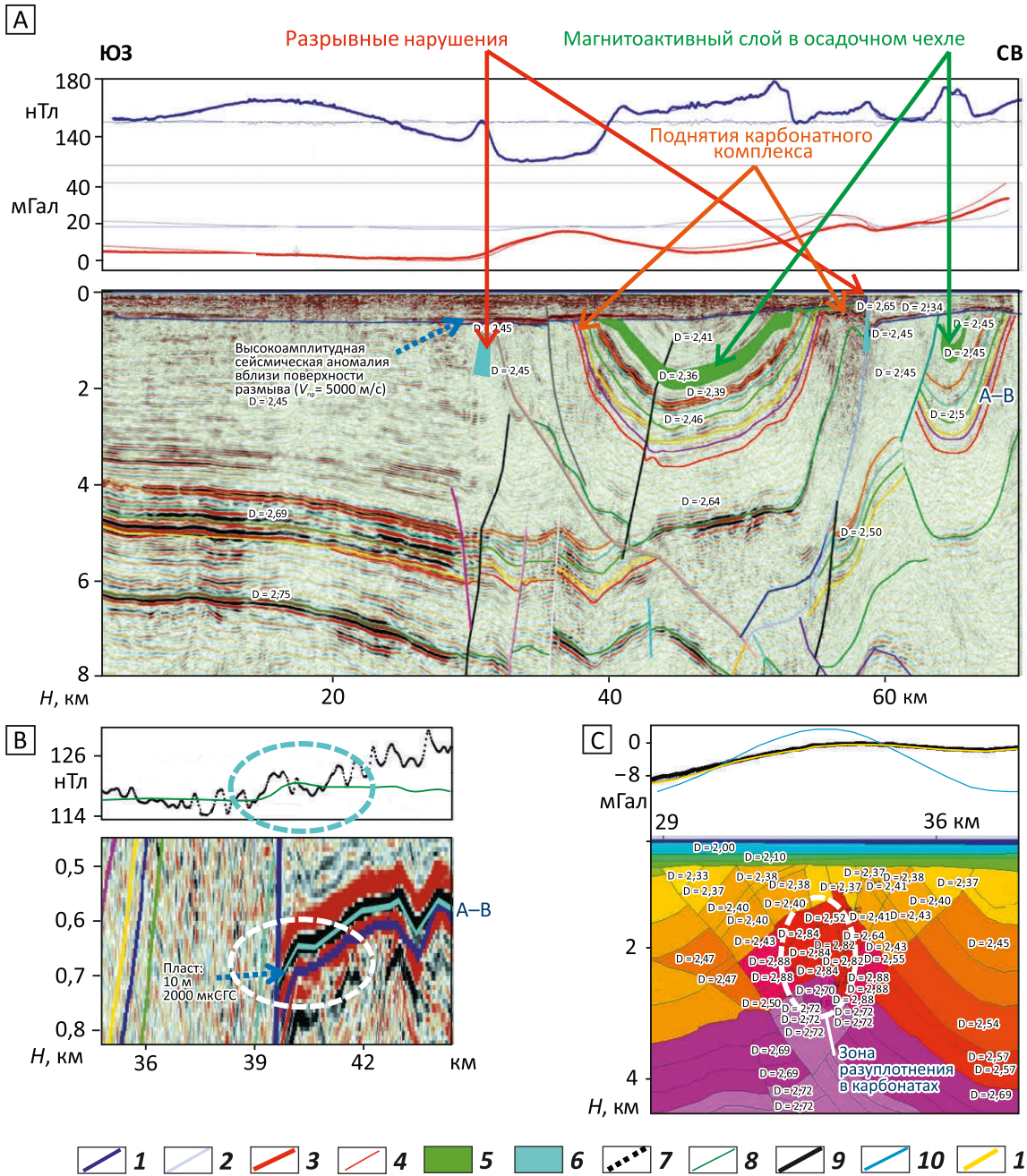
A — seismic depth section after processing, B — local component of gravity field (contour interval 0.5 mGal), C — profiles of magnetic field local component along the lines, D — surface of carbonate sequence top.

For other Legend see Fig. 4

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 7. Сейсмоденситное и сейсмоманнитное моделирование вдоль профилей, пересекающих Вашуткино-Талотинскую складчато-надвиговую зону

Fig. 7. Seismic density and seismic magnetic modelling along the lines crossing the Vashutkino-Talotinsky fold and thrust zone



Модели: А — сейсмогравиманнитная вдоль интерпретационного профиля, В — сейсмоманнитная эффузивного магматического слоя, С — сейсмогравитационная разуплотнения в карбонатной толще.

Аномальное магнитное поле (А) (1, 2): 1 — наблюдаемое, 2 — модельное; **аномальное гравитационное поле (3, 4):** 3 — наблюдаемое, 4 — модельное; **объекты с магнитной восприимчивостью, мкСГС (5, 6):** 5 — 450, 6 — 2000; **магнитное поле (В) (7, 8):** 7 — наблюдаемое, 8 — модельное; **гравитационное поле (С) (9–11):** 9 — наблюдаемое, модельное; 10 — модели без латерального изменения плотностей всех слоев, 11 — модели, представленной на рисунке

Models: А — seismic, gravity, and magnetic model along the interpretation line, В — seismic magnetic model of igneous effusive layer, С — seismic gravity model of decompaction in carbonate sequence.

Anomalous magnetic field (A) (1, 2): 1 — observed, 2 — modelled; **anomalous gravity field (3, 4):** 3 — observed, 4 — modelled; **objects having magnetic susceptibility, 10-6 CGS (5, 6):** 5 — 450, 6 — 2000; **magnetic field (B) (7, 8):** 7 — observed, 8 — modelled; **anomalous gravity field (C) (9–11):** 9 — observed, modelled; 10 — models without lateral density changes in all the layers, 11 — of the model shown in the figure

рость – плотность, подобранным по данным скважин на соседнем участке. Причем скорость в карбонатной толще принималась постоянной — 5700 м/с, а в вышележащей терригенной толще — изменчивой как по вертикали, так и по горизонтали. Первоначальная сейсмогравитационная модель плохо удовлетворяла наблюдаемому гравитационному полю. А после подбора латерального распределения плотностных неоднородностей в модели по одному из профилей для минимизации расхождения модельного и наблюдаемого гравитационных полей максимальное расхождение плотностей в карбонатной толще составило 0,1 г/см³, а в одном из блоков вышележащей терригенной толщи, заключенном между двумя надвигами, — 0,13 г/см³. Такое разуплотнение в карбонатах может быть обусловлено повышенной трещиноватостью в деформированных сводах структур. Если обратно пересчитать скорректированную плотностную модель в скоростную, то для карбонатной толщи максимальное изменение скорости составит около 1160 м/с, а для вышележащей терригенной — около 1000 м/с. Такая информация может быть полезной при построении и уточнении глубинно-скоростной модели.

Кроме того, интерпретация высокочастотной составляющей магнитного поля выявила зоны распространения приповерхностных магнитных объектов, которые могут быть связаны с моренными отложениями и представлять опасность для установки буровой платформы и бурения скважин.

Для оценки геологической эффективности грави- и магниторазведки на стадии сейсморазведочных работ 2D вычислено относительное уменьшение геологической неопределенности за счет применения этих методов совместно с сейсморазведкой из расчета вероятности обнаружения УВ в трех перспективных структурах на площади работ. Вероятность обнаружения УВ, или вероятность геологической успешности, рассчитывалась как произведение вероятностей семи факторов: материнская порода (наличие, зрелость), продуктивный пласт (наличие), региональная покрывка (наличие), ловушка (наличие), продуктивный пласт (качество), вероятность сохранности залежи, заполнение ловушки (учитывая время образования УВ и их миграции) для каждой из трех структур. Дополнительная геологическая информация, полученная по данным грави- и магниторазведки, позволила изменить значения трех вероятностей из семи.

1. Ловушка (наличие): с привлечением данных грави- и магниторазведки выделены две перспективные структуры, образованные взбрососдвиговой тектоникой.

2. Региональная покрывка (наличие): региональная юрская покрывка с предполагаемым развитием эффузивного магматического пласта.

3. Продуктивный пласт (качество): разуплотнение в своде структуры по результатам сейсмоплотностного моделирования.

Относительное уменьшение геологической неопределенности за счет применения грави- и магниторазведки в комплексе с сейсморазведкой из расчета вероятности обнаружения УВ составило 18 % (по экспертному мнению геологов проекта).

Экономическая эффективность грави- и магниторазведки на стадии сейсморазведочных работ 2D подтверждается сопоставлением вычисленного относительного уменьшения геологической неопределенности с затратами, произведенными на выполнение полевых работ, обработки и интерпретации, которые составили менее 6 % стоимости комплексных исследований (рис. 8).

Кроме того, выделенные магниторазведкой магматические объекты в верхней части разреза позволяют выявить и оценить риски установки буровой и бурения.

Баренцево море. Адмиралтейский вал

Адмиралтейский вал находится в пределах Предновоземельской складчатой области и представляет собой протяженное поднятие, вытянутое в северо-восточном направлении. Вал приурочен к выступу кристаллического фундамента, который существовал на ранней стадии заложения Предновоземельской складчатой области в докаледонское время.

В строении вала выделяются фундамент и осадочный чехол, представленный палеозойскими и мезозойскими отложениями. Осадочный чехол разделяется на три структурных этажа, резко отличающихся составом слагающих отложений и историей развития: нижний (франский терригенно-карбонатный), средний (верхнедевон-нижнепермский карбонатный и глинисто-карбонатный), верхний (нижнетриас-неоген-четвертичный терригенно-глинистый) [8]. Суммарная мощность отложений осадочного комплекса в сводовой части Адмиралтейского вала составляет 4–6 км, а в погруженных зонах мощность осадочного чехла достигает 7–8 км.

В 2014 г. в пределах Адмиралтейского вала выполнены морские сейсморазведочные работы 3D в комплексе с грави- и магниторазведкой с продольным градиентометром. Ранее с сейсморазведкой 2D грави- и магниторазведка не выполнялась.

В результате анализа данных и объемного сейсмоплотностного и сейсмагнитного моделирования ниже поверхности акустического фундамента установлено наличие крупного магматического очага — магнитного объекта с повышенной избыточной плотностью (рис. 9), выше которого, в осадочном чехле, обнаружены многочисленные интрузивные образования предположительно юрско-мелового возраста [9].

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 8. Оценка относительной стоимости геофизических методов в комплексе и уменьшения геологической неопределенности за счет применения грави- и магниторазведки совместно с сейсморазведкой 2D

Fig. 8. Estimation of relative costs of geophysical methods in a package and reduction of geological uncertainty due to the use of gravi- and magnetometry in the package with 2D seismics

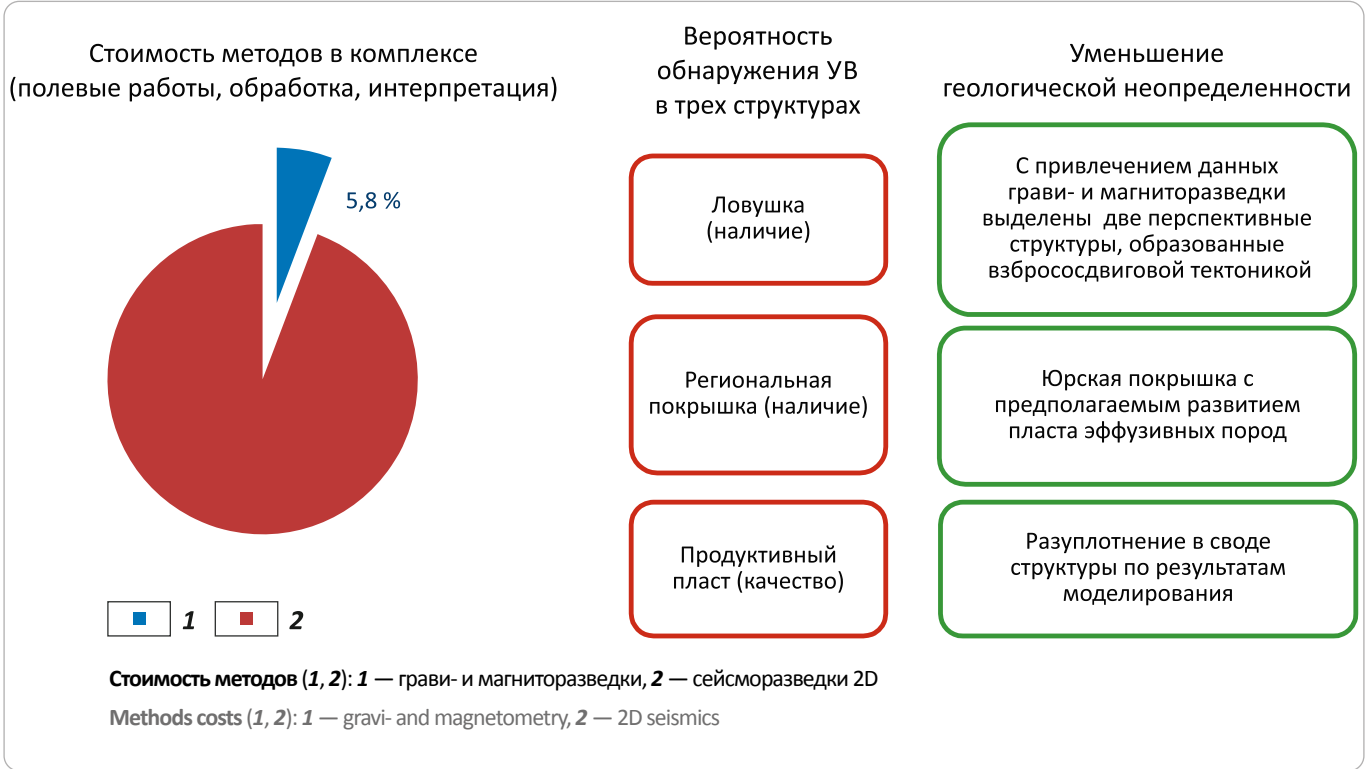


Рис. 9. Выделение глубинного магматического очага по данным магнито- и гравитразведки ниже акустического фундамента

Fig. 9. Identification of the deep-seated magma chamber using magnetic and gravity data below the acoustic basement

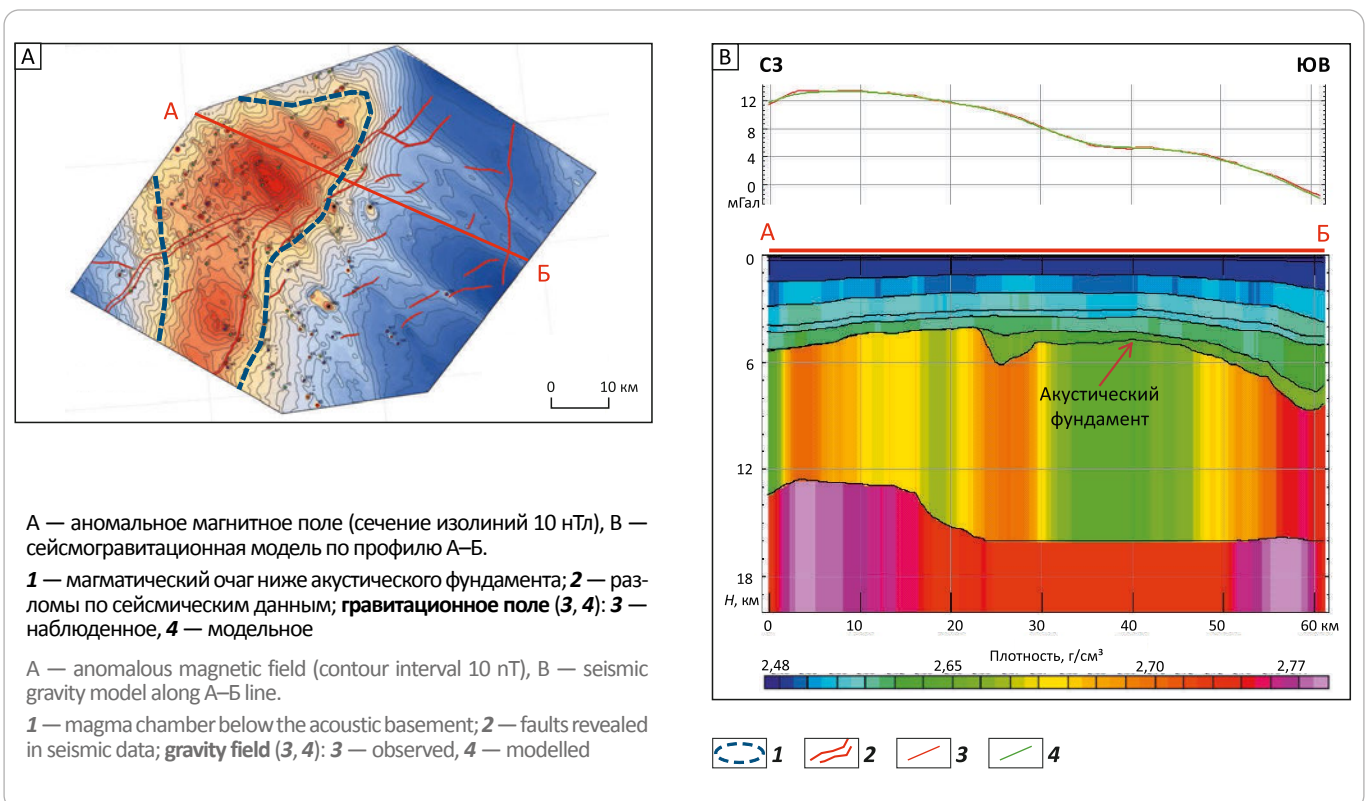
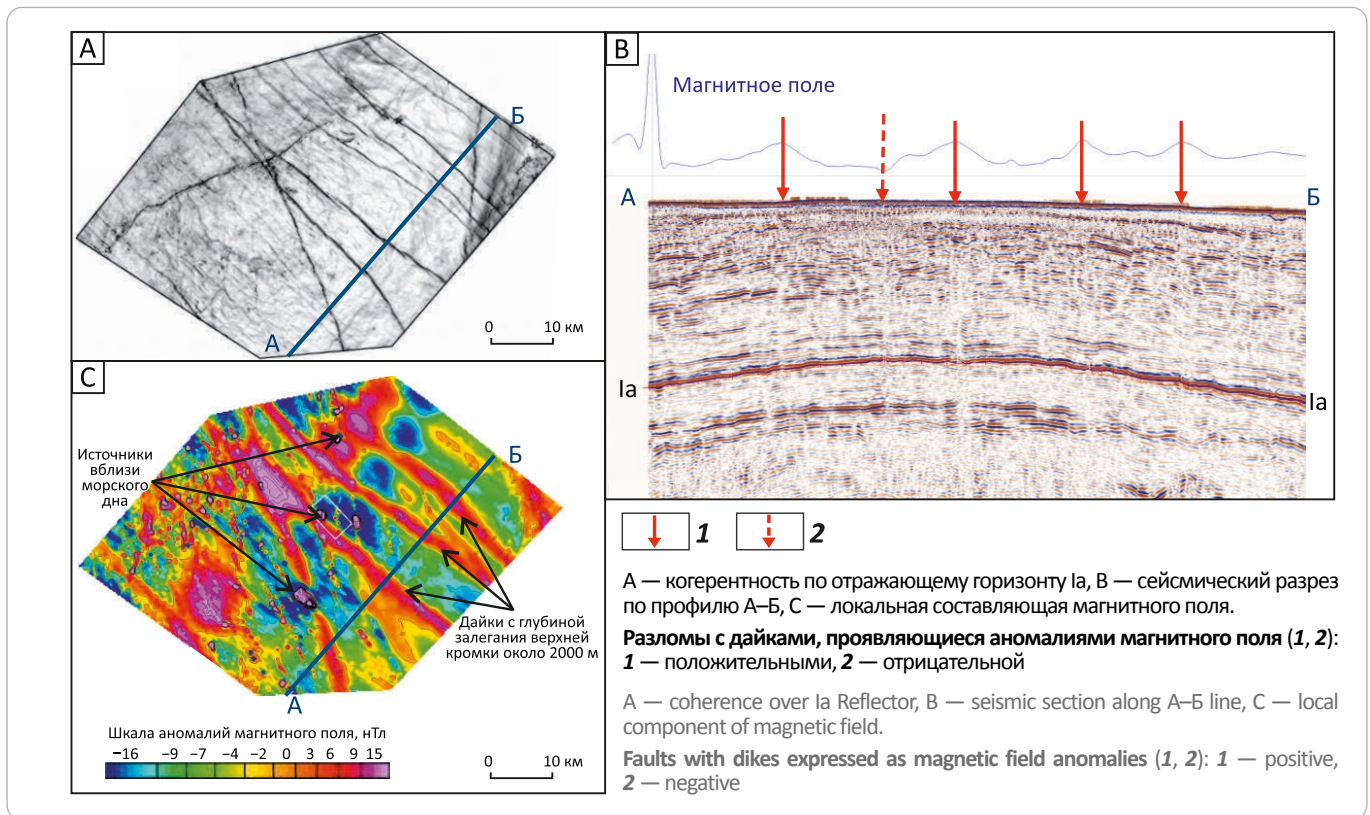


Рис. 10. Выделение магматических интрузивных образований в пределах Адмиралтейского вала
Fig. 10. Identification of igneous intrusive formations within the Admiralteisky Swell



На сейсмических разрезах 3D субвертикальные разрывные нарушения выделяются очень слабо из-за отсутствия смещений осей синфазности, но хорошо проявляются в когерентности по одному из отражающих горизонтов. Магнитометрические данные еще до начала изучения сейсмических материалов позволили обнаружить положительные линейные аномалии разной интенсивности, секущие участок работ. Совместная качественная и количественная интерпретация сейсмических и магнитометрических данных [7] позволила сделать вывод о наличии разрывных нарушений, заполненных интрузивными образованиями (рис. 10). Интересно отметить, что одно из разрывных нарушений по сейсмическим данным совпало с отрицательной аномалией магнитного поля. Вероятно, это связано с разным временем внедрения интрузий.

На этапе инженерных изысканий для оценки площадки, предназначенной для буровой установки, выполнялись специализированные сейсмические и магнитометрические работы. По сейсмическим данным инженерных исследований был выявлен объект, схожий по своим характеристикам с газовой аномалией. Комплексный анализ всех данных позволил установить природу объекта как интрузию (рис. 11).

Для оценки эффективности грави- и магниторазведки на стадии сейсморазведочных работ 3D, по аналогии с предыдущими примерами, было вы-

числено относительное уменьшение геологической неопределенности за счет применения грави- и магниторазведки совместно с сейсморазведкой из расчета вероятности обнаружения УВ в перспективной структуре. Дополнительная геологическая информация позволила изменить значения двух вероятностей из семи:

- сохранности залежи: запечатывание разрывных нарушений интрузиями;
- заполнения ловушки (учитывая время образования УВ и их миграции): ускорение генерации УВ за счет локального прогрева материнских пород глубинным магматическим очагом, ограничение латеральной миграции УВ субвертикальными дайками.

Относительное уменьшение геологической неопределенности за счет применения грави- и магниторазведки в комплексе с сейсморазведкой из расчета вероятности обнаружения УВ составило 14 % (по экспертному мнению геологов проекта).

Экономическая эффективность грави- и магниторазведки на стадии сейсморазведочных работ 3D подтверждается сопоставлением вычисленного относительного уменьшения геологической неопределенности с затратами, произведенными на выполнение полевых работ, обработки и интерпретации, которые составили менее 1 % стоимости комплексных исследований (рис. 12).

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 11. Выделение приповерхностных магматических образований в пределах площадки инженерных изысканий по сейсмическим и магнитометрическим данным

Fig. 11. Identification of near-surface plutons within the site of geotechnical survey (using seismic and magnetometry data)

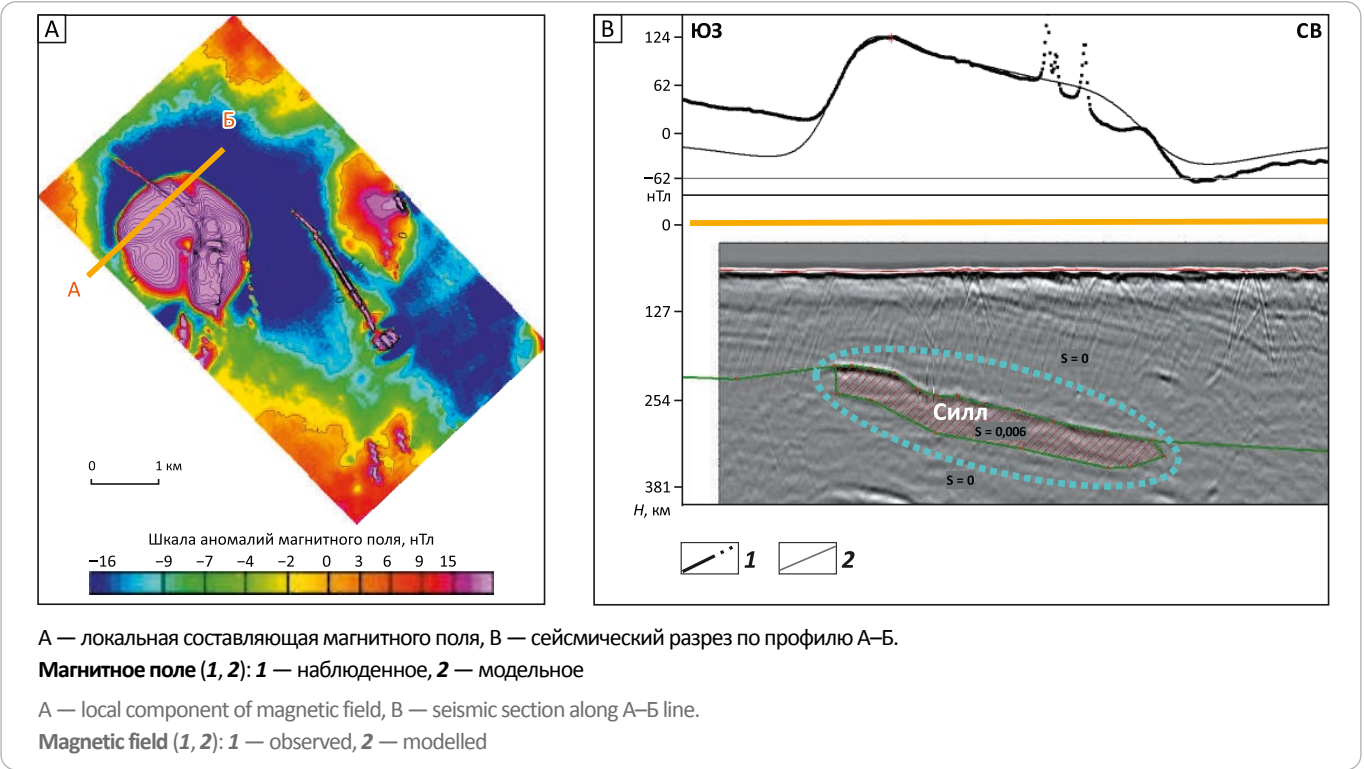
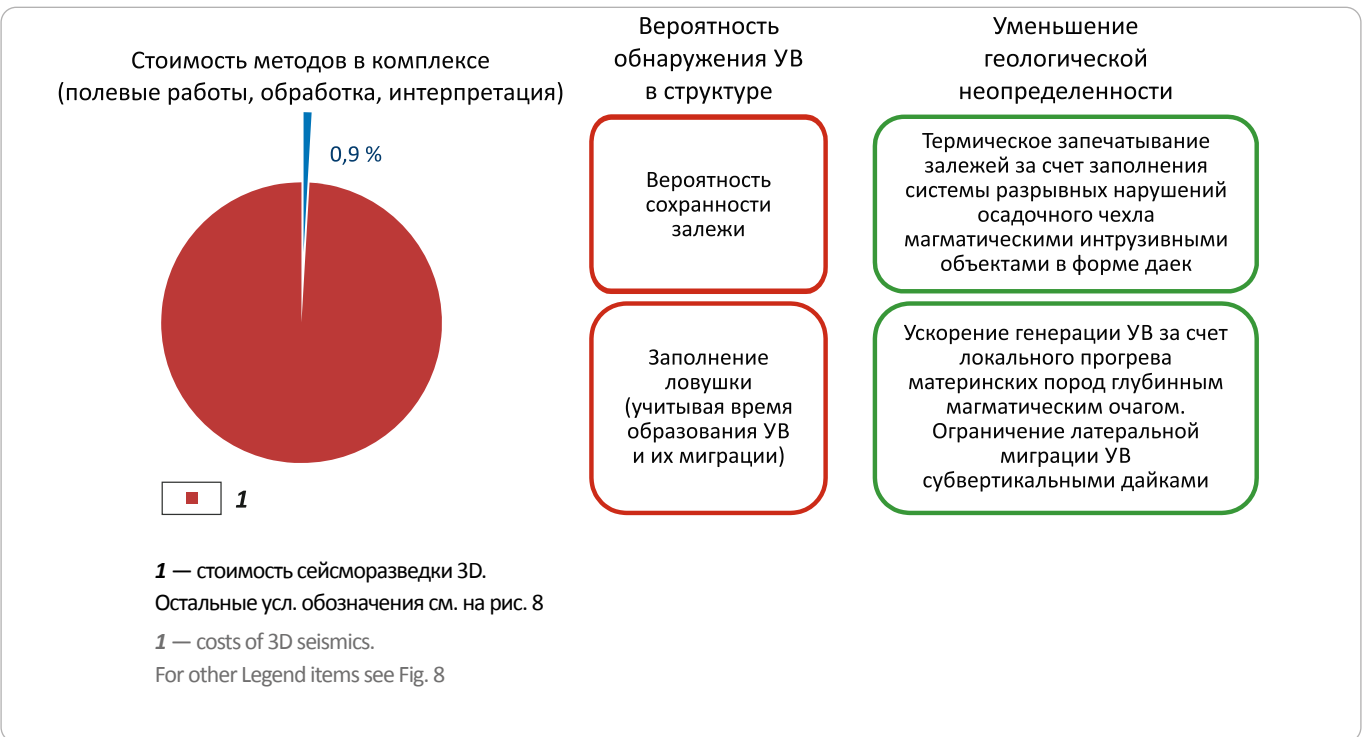


Рис. 12. Оценка относительной стоимости геофизических методов в комплексе и уменьшения геологической неопределенности за счет применения грави- и магниторазведки совместно с сейсморазведкой 3D

Fig. 12. Estimation of relative costs of geophysical methods in a package and reduction of geological uncertainty due to the use of gravi- and magnetometry in the package with 3D seismics



Выделенные и идентифицированные геологические объекты в верхней части разреза позволили скорректировать положение планируемой точки бурения скважины.

Выводы и рекомендации

1. По материалам грави- и магниторазведки в комплексе с сейсморазведкой получена дополнительная информация о физических свойствах изучаемой среды, позволяющая делать более корректные выводы об элементах УВ-системы и решать достаточно широкий спектр геологических задач.

2. Результаты опережающих аэрогравиразведочных и аэромагниторазведочных работ в районах с редкой сетью сейсмических профилей доказывают эффективность этих геофизических методов как в геологическом, так и в экономическом плане.

3. Как показывает накопленный опыт, применение грави- и магниторазведки на всех стадиях геофизических работ, от региональной до детальной,

позволяет получать дополнительную информацию о геологическом строении изучаемой площади и в комплексе с сейсморазведкой строить более обоснованные геологические модели.

4. Из анализа стоимости геофизических работ следует, что включение грави- и магниторазведки в комплекс с сейсморазведкой увеличивает стоимость работ на 1–6 %, в то время как снижение геологической неопределенности, по оценкам геологов, составляет 14–18 %.

5. На этапе построения сейсмической глубинно-скоростной модели в районах со сложным геологическим строением рекомендуется привлечение гравиметрических данных.

6. При планировании геолого-разведочных работ рекомендуется выполнять анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации и моделирование гравитационных и магнитных эффектов от объектов поиска.

Литература

1. Устрицкий В.И., Тугарова М.А. Уникальный разрез перми и триаса, вскрытый скважиной Адмиралтейская 1 (Баренцево море) [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 2. – С. 1–20. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/18_2013.pdf (дата обращения: 04.02.2019).
2. Черников К.С., Горбачев С.В., Голованов Д.Ю., Клещина Л.Н. Гравиметрические и магнитометрические данные как источник дополнительной информации о геологическом строении арктического шельфа // Сборник тезисов Международной геолого-геофизической конференции и выставки «ГеоЕвразия-2019. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии». – Тверь : ООО «ПолиПРЕСС», 2019. – С. 86–91.
3. Малышев Н.А. Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов европейского севера России. – Екатеринбург : УрО РАН, 2002. – 348 с.
4. Андиева Т.А. Тектоническая позиция и основные структуры моря Лаптевых [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 1. – С. 1–28. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/8_2008.pdf. (дата обращения: 04.02.2019).
5. Городницкий А.М., Филлин А.М., Малютин Ю.Д. Морская магнитная градиентная съемка. – М. : Наука, 2004. – 140 с.
6. Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Трусов А.А. Изучение строения кристаллического основания платформенных областей по данным магниторазведки и гравиразведки // Геофизика. – 2003. – № 6. – С. 55–58.
7. Заварзина Г.А., Шкарубо С.И. Тектоника западной части шельфа моря Лаптевых [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 3. – С. 1–18. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2012.pdf. (дата обращения: 04.02.2019).
8. Блох Ю.И. Количественная интерпретация гравитационных и магнитных аномалий. – М. : Изд-во МГГА, 1998. – 88 с.
9. Шипилов Э.В., Карякин Ю.В. Юрско-меловой базальтоидный магматизм Баренцево-Карской континентальной окраины: геологические и геофизические свидетельства и геодинамические обстановки проявления // Общие и региональные проблемы тектоники и геодинамики. Материалы XLI Тектонического совещания. – М. : ГЕОС, 2008. – Т. 1. – С. 153–170.

References

1. Ustritskii V.I., Tugarova M.A. Barents sea – Permian and Triassic reference section, encountered by the well Admiralteyskaya-1. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2013;8(2):1–20. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/18_2013.pdf (accessed 04.02.2019). In Russ.
2. Chernikov K.S., Gorbachev S.V., Golovanov D.Yu., Kleshchina L.N. Gravimetricheskie i magnetometricheskie dannye kak istochnik dopolnitel'noi informatsii o geologicheskom stroenii arkticheskogo shel'fa [Gravimetry and magnetometry data as a source of additional information on geological structure of the Arctic shelf] In: *Sbornik tezisev Mezhdunarodnoi geologo-geofizicheskoi konferentsii i vystavki «GeoEvrasiya-2019. Sovremennye tekhnologii izucheniya i osvoeniya neдр Evrazii»*. Tver': ООО «PolipRESS»; 2019. pp. 86–91. In Russ.
3. Malyshev N.A. Tektonika, evolyutsiya i neftegazonosnost' osadochnykh basseinov evropeiskogo severa Rossii [Sedimentary basins of the Tectonics, evolution, and oil and gas potential of the European north of Russia]. Ekaterinburg: UrO RAN; 2002. 348 p. In Russ.
4. Andieva T.A. Tectonic position and major structures of the Laptev Sea. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2008;3(1):1–28. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/8_2008.pdf. (accessed 04.02.2019). In Russ.
5. Gorodnitskii A.M., Filin A.M., Malyutin Yu.D. Morskaya magnitnaya gradientnaya s"emka [Marine magnetic gradiometry]. Moscow: Nauka; 2004. 140 p.
6. Babayants P.S., Blokh Yu.I., Trusov A.A. Izuchenie stroeniya kristallicheskogo osnovaniya platformennykh oblastei po dannym magnitorazvedki i gravirazvedki. *Geofizika*. 2003;(6):55–58. In Russ.

GEOPHYSICAL SURVEYS

7. Zavarzina G.A., Shkarubo S.I. Tectonics of the western part of the Laptev sea shelf. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2012;7(3):1–18. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2012.pdf. (accessed 04.02.2019). In Russ.

8. Blokh Yu.I. Kolichestvennaya interpretatsiya gravitatsionnykh i magnitnykh anomalii [Quantitative interpretation of gravity and magnetic anomalies]. Moscow: Izdatelstvo MGGA; 1998. 88 p.

9. Shipilov E.V., Karyakin Yu.V. Yursko-melovoi bazal'toidnyi magmatizm Barentsevo-Karskoi kontinental'noi okrainy: geologicheskie i geofizicheskie svidetel'stva i geodinamicheskie obstanovki proyavleniya [Jurassic-Cretaceous basaltoid magmatism of the Barents-Kara continental margin: geological and geophysical evidence and geodynamic conditions of manifestation]. In: Obschie i regional'nye problemy tektoniki i geodinamiki. Materialy XLI Tektonicheskogo soveshchaniya. Moscow: GEOS; 2008. V. 1. pp. 153–170. In Russ.

Информация об авторах

Черников Константин Сергеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный специалист

ООО «РН-Шельф-Арктика»,
121151 Москва, Можайский вал, д. 8 стр. 6
e-mail: kschernikov@rnsha.rosneft.ru

Горбачев Сергей Викторович

Кандидат технических наук, начальник управления

ООО «РН-Шельф-Арктика»,
121151 Москва, Можайский вал, д. 8 стр. 6
e-mail: svgorbachev@rnsha.rosneft.ru

Голованов Дмитрий Юрьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора по геологии

ООО «РН-Шельф-Арктика»,
121151 Москва, Можайский вал, д. 8 стр. 6
e-mail: dyugolovanov@rnsha.rosneft.ru

Клещина Людмила Николаевна

Старший геофизик

ООО «РН-Шельф-Арктика»,
121151 Москва, Можайский вал, д. 8 стр. 6
e-mail: lnkleschina@rnsha.rosneft.ru

Мазекина Анна Валерьевна

Главный специалист

ООО «РН-Шельф-Арктика»,
121151 Москва, Можайский вал, д. 8 стр. 6
e-mail: avmazekina@rnsha.rosneft.ru

Мятчин Олег Михайлович

Менеджер

ООО «РН-Шельф-Арктика»,
121151 Москва, Можайский вал, д. 8 стр. 6
e-mail: ommyatchin@rnsha.rosneft.ru

Ульянов Григорий Викторович

Кандидат геолого-минералогических наук, старший геолог

ООО «РН-Шельф-Арктика»,
121151 Москва, Можайский вал, д. 8 стр. 6
e-mail: gvulyanov@rnsha.rosneft.ru

Information about authors

Konstantin S. Chernikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Specialist

RN-Shelf-Arctic,
8 str. 6, Mozhaiskii val, Moscow, 121151, Russia
e-mail: kschernikov@rnsha.rosneft.ru

Sergei V. Gorbachev

Candidate of Engineering Sciences, Head of Administration

RN-Shelf-Arctic,
8 str. 6, Mozhaiskii val, Moscow, 121151, Russia
e-mail: svgorbachev@rnsha.rosneft.ru

Dmitrii Yu. Golovanov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director-General for Geology

RN-Shelf-Arctic,
8 str. 6, Mozhaiskii val, Moscow, 121151, Russia
e-mail: dyugolovanov@rnsha.rosneft.ru

Lyudmila N. Kleshchina

Senior Geophysicist

RN-Shelf-Arctic,
8 str. 6, Mozhaiskii val, Moscow, 121151, Russia
e-mail: lnkleschina@rnsha.rosneft.ru

Anna V. Mazekina

Chief Specialist

RN-Shelf-Arctic,
8 str. 6, Mozhaiskii val, Moscow, 121151, Russia
e-mail: avmazekina@rnsha.rosneft.ru

Oleg M. Myatchin

Manager

RN-Shelf-Arctic,
8 str. 6, Mozhaiskii val, Moscow, 121151, Russia
e-mail: ommyatchin@rnsha.rosneft.ru

Grigori V. Ul'yanov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Senior Geologist

RN-Shelf-Arctic,
8 str. 6, Mozhaiskii val, Moscow, 121151, Russia
e-mail: gvulyanov@rnsha.rosneft.ru



Федеральное Агентство
по недропользованию

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ВСЕРОССИЙСКИЙ ФОРУМ-ВЫСТАВКА



НЕДРА

Изучение. Разведка. Добыча

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

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

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

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

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

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

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

5. Правила оформления текста:

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

6. Правила написания математических формул:

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

7. Правила оформления рисунков и таблиц:

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

- Рисунки в тексте должны иметь только необходимые элементы; лишние, ненужные для данной статьи элементы должны быть удалены (включая скрытые слои в CorelDRAW).

- Все текстовые обозначения на рисунках даются только на русском языке и в редактируемом формате.

- **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 изображения не должен превышать формат А4 (книжная ориентация, 297×210 мм).**

- **Не рекомендуется** предоставлять изображения 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 nefi 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.

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2020



www.neftegaz-expo.ru

22-25 июня 2020

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

12+



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора
Виктор Иосифович Петерсилъе
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция
Зав. редакцией *В.В. Виноградова*
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Выпускающий редактор *Е.А. Варламова*
Научный редактор *О.И. Будянская*
Технический редактор *Е.А. Уварова*
Дизайн, верстка *Д.А. Потатув*
Корректор *Е.И. Таранина*

Адрес учредителя, издателя и редакции
105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»
www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» — 70216
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн каталоге «Почта России» — П4631

Фото на обложке: р. Лена, 2014

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
Technical editor E.A. Uvarova
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

Cover photo: Lena River, 2014

Цена свободная
Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Типография Офсетной Печати»
115114 Москва, ул. Дербеневская, 20, стр. 6

Open price
Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО «Типография Офсетной Печати»
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia