

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



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

1 2020

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

Оценка перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых (стр. 5)

Эндогенный фактор нефтеобразования в Западной Сибири (стр. 101)

*Газогидраты азербайджанского сектора Южного Каспия
по данным термодинамических исследований (стр. 113)*



RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefti 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" (VNIIGNI)



1' 2020

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefiti i gaza



МОСКВА, ООО «ВНИГНИ-2»
MOSCOW, OOO "VNIIGNI-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 научных 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 результатов фундаментальных, прикладных, поисковых исследований, дискуссионных вопросов, аналитических статей и обзоров по актуальным научным проблемам геологии нефти и газа: перспективам и результатам геолого-разведочных работ на нефть и газ, условиям формирования и размещения месторождений нефти и газа, проблемам региональной геологии и стратиграфии, литолого-фациальным характеристикам пород, палеогеографии, тектоники, геофизическим и геохимическим исследованиям, трудноизвлекаемым запасам и нетрадиционным источникам УВ-сырья, экологии и проблемам освоения нефтяных и газовых месторождений.

Задачи журнала заключаются в публикации оригинальных научных исследований, выполненных учеными, аспирантами, докторантами вузов, Российской академии наук, других научных организаций России, стран СНГ и зарубежных университетов.

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Афанасенков А.П.

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.dmg.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@vniigni.ru

Григорьев М.Н.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Конторович А.Э.

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

Мельников П.Н.

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

Прищепа О.М.

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

Сен-Жермес М.Л.

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

The purpose of "Russian Oil and Gas Geology" ("Geologiya Nefti i Gaza") is publication of original scientific results of fundamental, applied, exploratory research, debatable issues, think pieces and reviews on practically all principal research issues of oil and gas geology: prospects and results of oil and gas exploration, conditions of formation and location of oil and gas deposits, problems of regional geology and stratigraphy, lithofacial properties of rocks, paleogeography, tectonics, geophysical and geochemical investigations, hard-to-extract reserves and unconventional hydrocarbon resources, ecology and oil and gas field development.

The objective of the Journal is publishing original scientific research carried out by scientists, graduate students, doctoral students of universities, the Russian Academy of Sciences, other scientific organizations in Russia, the CIS countries and foreign universities.

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



СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

5

М.Б. Скворцов, А.Д. Дзюбло, О.В. Грушевская, М.Н. Кравченко, И.В. Уварова. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых

21

Е.Б. Грунис, И.В. Колоколова, В.Б. Ростовщиков, Г.В. Ульянов. Особенности применения методики оценки рисков при обосновании перспектив нефтегазоносности доманиково-турнейских карбонатов (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн)

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

35

В.С. Шеин, А.В. Алференок, И.В. Долматова, Н.А. Мельникова. Геодинамические условия формирования осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента

57

С.В. Воробьев, П.А. Горбунов, О.В. Максименко. Тектоническая дислоцированность мезозойско-кайнозойских отложений как один из основных нефтегазоконтролирующих признаков в северной части Западно-Сибирской плиты

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

69

И.В. Касьянов, А.А. Нежданов. Роль процессов карбонизации пород в формировании залежей углеводородов в Западной Сибири

81

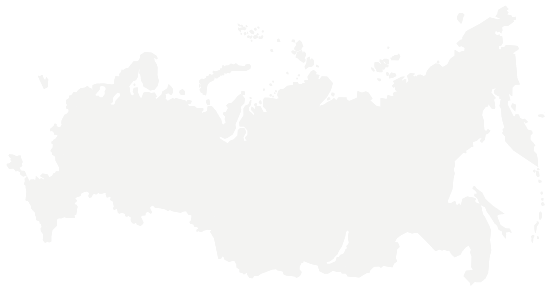
В.В. Харахинов. Геодинамические условия формирования осадочных (нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных) систем Охотоморского региона

101

В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, И.В. Касьянов. Эндогенный фактор нефтеобразования в Западной Сибири

113

А.В. Полетаев. Газогидраты азербайджанского сектора Южного Каспия по данным термодинамических исследований

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

5

M.B. Skvortsov, A.D. Dzyublo, O.V. Grushevskaya, M.N. Kravchenko, I.V. Uvarova. Laptev Sea shelf: qualitative and quantitative assessment of hydrocarbon potential

21

E.B. Grunis, I.V. Kolokolova, V.B. Rostovshchikov, G.V. Ul'yanov. Substantiation of petroleum potential of the Domanik-Tournaisian carbonates: specifics of applying the risk assessment methodology (Timan-Pechora Petroleum Basin)

**TOPICAL ISSUES
OF OIL AND GAS GEOLOGY**

35

V.S. Shein, A.V. Alferenok, I.V. Dolmatova, N.A. Mel'nikova. Paleobasins of the East European paleocontinent: geodynamic settings of sedimentary cover formation

57

S.V. Vorob'ev, P.A. Gorbunov, O.V. Maksimenko. Tectonic dislocation of Mesozoic-Cenozoic series as one of the main distinctive feature of oil and gas occurrence in the northern part of the West Siberian Plate

**FORMATION AND LOCATION OF OIL
AND GAS POOLS**

69

I.V. Kasyanov, A.A. Nezhdanov. Role of rock carbonation in formation of hydrocarbon deposits in Western Siberia

81

V.V. Kharakhinov. Sedimentary (oil and gas bearing and potentially oil and gas bearing) systems of the Sea of Okhotsk region: geodynamic arrangement

101

V.S. Bochkarev, A.M. Brekhuntsov, I.V. Kasyanov. Endogenous factor of oil generation in Western Siberia

113

A.V. Poletayev. Gas hydrates in the data of thermodynamic research: Azerbaijan sector of the Southern Caspian

УДК 553.98 (47+57)

DOI 10.31087/0016-7894-2020-1-5-19

Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых

© 2020 г. | М.Б. Скворцов¹, А.Д. Дзюбло^{2,3}, О.В. Грушевская¹, М.Н. Кравченко¹, И.В. Уварова¹

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

²ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина», Москва, Россия; dzyublo.a@gubkin.ru;

³Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Поступила 23.09.2019 г.

Доработана 07.10.2019 г.

Принята к печати 17.10.2019 г.

Ключевые слова: оценка перспектив нефтегазоносности; шельф моря Лаптевых; ресурсный потенциал; нефте-материнские толщи; аналоги Лаптевоморского бассейна; нефтегазоносный бассейн Северного моря.

Аннотация: В статье показаны изученность и состояние лицензирования шельфа моря Лаптевых. Проанализированы особенности геологического строения и нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы. Даны прямые и косвенные признаки нефтегазоносности, охарактеризованы нефтегазоматеринские толщи, категоретическая зональность органического вещества. Приведены возможные аналоги Лаптевоморского бассейна. На основе изученных нефтегазоносных бассейнов континентальных окраин выявлены возможные нефтегазоносные комплексы и типы ловушек Лаптевоморского бассейна. Проведено сравнение оценок ресурсного потенциала шельфа моря Лаптевых методом геологических аналогий с выбором внешних аналогов. Выполнена альтернативная авторская оценка ресурсного потенциала шельфа моря Лаптевых. Даны критерии, которые необходимо учитывать при проведении оценки.

Для цитирования: Скворцов М.Б., Дзюбло А.Д., Грушевская О.В., Кравченко М.Н., Уварова И.В. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1 – С. 5–19. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-5-19.

Laptev Sea shelf: qualitative and quantitative assessment of hydrocarbon potential

© 2020 | M.B. Skvortsov¹, A.D. Dzyublo^{2,3}, O.V. Grushevskaya¹, M.N. Kravchenko¹, I.V. Uvarova¹

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; skvortsov@vnigni.ru; grushevskaya@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; uvarovairina@vnigni.ru;

²Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia; dzyublo.a@gubkin.ru;

³Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Received 23.09.2019

Revised 07.10.2019

Accepted for publication 17.10.2019

Key words: estimation of hydrocarbon potential; Laptev Sea shelf; resource potential; source rocks; analogues of the Laptev Sea basin; oil and gas bearing basin of the North Sea.

Abstract: The paper presents the seismic and drilling exploration maturity of the Laptev Sea shelf and the northern part of the Siberian Platform, as well as the state of licensing. The authors highlight the main evolution stages of the Laptev Sea basin and discuss direct and indirect indicators of oil and gas occurrence in the context of petroleum potential assessment. They present distribution of nearby onshore oil pools and shows, and carried out the following studies: analysis of oil and gas source rocks occurrence in the neighbouring onshore areas; building the oil and gas source location map for the south-western part of the Laptev Sea shelf and the northern part of the Siberian Platform; investigation of possible methods for evaluation of the Laptev Sea shelf resource potential. The authors presents the comparison of estimates of the Laptev Sea shelf resource potential. As there are no new HC production data for the basin of Beaufort Sea and Mackenzie River and it is impossible to assess the resource density using the reference area, the authors substantiate and use the North Sea Petroleum Basin as an analogue. The joint analysis of the North Sea Petroleum Basin and the Laptev Sea basin allowed revealing a number of their common features, building typical cross-sections within the North Sea Petroleum Basin and the Laptev Sea, and resource potential estimation for the Laptev Sea using the North Sea Petroleum Basin as a reference. The authors present the criteria necessary to be accounted for in the future resource potential assessment within the Laptev Sea shelf.

For citation: Dzyublo A.D., Skvortsov M.B., Grushevskaya O.V., Kravchenko M.N., Uvarova I.V. Laptev Sea shelf: qualitative and quantitative assessment of hydrocarbon potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(1):5–19. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-5-19. In Russ.

Введение

Изученность района исследований

Район исследований — северная часть Сибирской платформы и шельф моря Лаптевых — является объектом активных поисково-разведочных работ. Комплексные геофизические исследования на шельфе моря Лаптевых проводились такими организациями, как АО «Росгеология» (АО «Южморгеология», ОАО «СМНГ») и ОАО «МАГЭ». К настоящему времени на шельфе моря Лаптевых отработано около 68 тыс. сейсмопрофилей 2D в комплексе с грави- и магниторазведкой. Средняя плотность сейсмической изученности акватории составляет 0,15 км/км² (рис. 1). В 2009–2018 гг. за счет средств федерального бюджета отработано около 33 тыс. км сейсмопрофилей 2D.

Геолого-геофизические материалы, полученные в результате работ, имеют удовлетворительное качество и позволяют решить поставленные геологические задачи, однако качество сейсмических работ на мелководье существенно ниже, чем на глубоководных участках.

Первые лицензии недропользования на шельфе моря Лаптевых были выданы в 2013 г. В настоящее время на шельфе моря Лаптевых ПАО «НК «Роснефть» ведутся работы на пяти лицензионных участках: Хатангском, Усть-Ленском, Усть-Оленекском, Анисинско-Новосибирском и Притаймырском. Объем сейсморазведочных работ 2D, выполненных за счет средств недропользователя, в 2014–2019 гг. составил 35,2 тыс. км. Сейсморазведочные работы 3D на шельфе моря Лаптевых не проводились. В 2017 г. ПАО «НК «Роснефть» пробурило скважину с берега п-ова Хара-Тумус в море, остальное бурение с 1934 г. осуществляется на прилегающей суше.

Лаптевоморский регион имеет уникальное тектоническое положение. Здесь активный спрединговый хребет Гаккеля и впадина Евразийского бассейна сочленяются с континентальной окраиной Евразии. Со стороны материковой части регион окружен разновозрастными складчатыми поясами и древними континентальными блоками. Согласно схеме тектонического районирования Государственной геологической карты РФ листов S-49, 50, 51, 52, в тектоническом отношении район исследований расположен в зоне сочленения разновозрастных надпорядковых тектонических структур: северной части **Сибирской древней платформы, Таймыро-Североземельской и Верхояно-Колымской складчатых областей и Хатангско-Лаптевоморской плиты** [1, 2]. Это подтверждает сложное геологическое строение области сочленения южной части моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы.

В настоящее время отсутствует единое мнение о возрастном диапазоне осадочного выполнения и природе фундамента южной части моря Лаптевых. Относительно возраста фундамента и стратиграфии

ческой полноты осадочного чехла на шельфе моря Лаптевых существует две основные точки зрения.

1. Весь шельф моря Лаптевых подстилает позднекимерийский складчатый фундамент (мезозойские структуры Верхоянья и Таймыра), осадочный чехол имеет апт-кайнозойский возраст (С.С. Драчев, В.А. Виноградов, Т.А. Андиева, Э.В. Шипилов, Г.А. Заварзина, С.И. Шкарубо).

2. Западную и центральную части Лаптевоморского шельфа подстилает докембрийский фундамент, развит верхнерифей-кайнозойский чехол. В восточной части моря Лаптевых залегает позднекимерийский складчатый фундамент, чехол образуют апт-кайнозойские отложения (И.С. Грамберг, Д.В. Лазуркин, Ю.Е. Погребницкий, А.Ф. Сафронов, С.Б. Секретов, Н.А. Богданов, В.Е. Хаин, Л.А. Дараган-Суцова, В.А. Захаров, Б.И. Ким, М.А. Рогов, Н.А. Малышев, А.М. Никишин).

Авторы статьи склонны принять концепцию, согласно которой Лаптевоморский бассейн — гетерогенный осадочный бассейн, основную часть объема которого (более 70 %) занимает верхний кайнозойский этаж (с локальным верхнемеловым — палеоценовым комплексом в основании). Прибрежные и приостровные Прончищевский, или Таймырский, террейн (блок) на западе и Котельнический террейн (блок) на востоке образуют формационно близкие палеозой-триасовые блоки, незначительно перекрытые юрско-нижнемеловым чехлом. Южная прибрежная зона представлена окраиной Сибирской платформы с мощным (до 5 км) мезозойским комплексом и палеозойским карбонатно-терригенным нематоморфическим этажом. Для северной глубоководной части Лаптевоморского бассейна характерно уменьшение мощности кайнозойского этажа, залегающего на океаническом фундаменте.

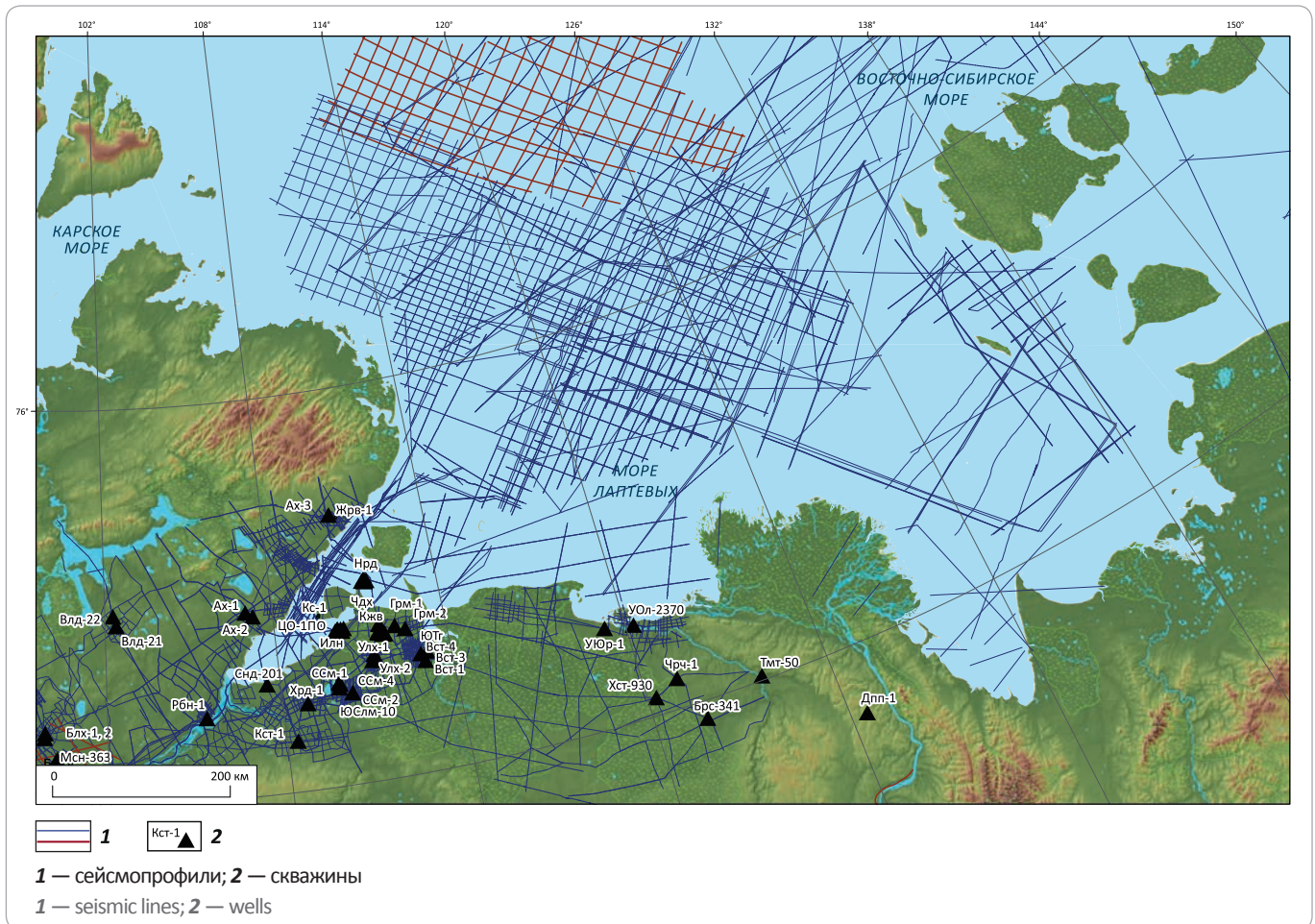
Согласно официальной карте нефтегазogeологического районирования ФГБУ «ВНИГНИ», составленной в 2012 г., в пределах большей части моря Лаптевых выделяется Лаптевская самостоятельная перспективная нефтегазоносная область (СПНГО). Согласно методическому руководству по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России, выделение на шельфе моря Лаптевых новых перспективных нефтегазogeологических районов возможно только после открытия месторождений с определенным фазовым составом залежей, образующих среднюю (куполовидное поднятие, вал, антиклиналь, котловину, прогиб, синклиналь, моноклиналь, седловину) или крупную (свод, мегавал, совокупность антиклиналей, впадина, мегапрогиб, совокупность синклиналей, моноклиналь, седловина) структурную форму.

Прямые признаки нефтегазоносности

Ряд прогнозно-поисковых критериев свидетельствует о достаточно высокой перспективности как

Рис. 1. Схема изученности глубоким бурением и сейсморазведкой северной части Сибирской платформы и шельфа моря Лаптевых по состоянию на 01.01.2019 г.

Fig. 1. Deep drilling and seismic exploration maturity in the north of the Siberian Platform and the Laptev Sea shelf as on 01.01.2019



шельфа моря Лаптевых, так и прилегающей северной части Сибирской платформы (наличие прямых признаков нефтепродуктивности в Анабаро-Ленской зоне; присутствие соляно-купольной тектоники в разрезе южной части шельфа моря Лаптевых; мощные палеодельтовые комплексы, развитие которых прогнозируется по палеогеографическим обстановкам).

На побережье моря Лаптевых 75 глубоких (до 3,6 км) скважин (Северо-Суолемская, Чарчкская, Хастахская, Дьяпальская, Тюмятинская, Усть-Оленекская и др.) вскрыли разрез верхнего протерозоя – нижнего мела. Основным итогом бурения на прилегающей суше явилось открытие четырех мелких залежей нефти в отложениях перми (в пределах структур: Нордвик, Южно-Тиганская, Илья, Кожевникова) и триаса (Нордвик). Получены нефтепроявления в виде пленок и эмульсии нефти, приуроченные к осадкам верхней (скв. Северо-Суолемская-4) и нижней перми (скв. Гуримисская-1). В нескольких скважинах из отложений верхнего протерозоя и перми получены притоки пластовых вод (Хорудалахская-1,

Северо-Суолемская-1, Южно-Суолемская-10, Улаханская-1) (рис. 2). Наличие скоплений природных битумов и высоковязких нефтей установлено в юрских отложениях п-ова Урюнг-Тумус.

В 2017 г. ПАО «НК «Роснефть» на лицензионном участке Хатангский пробурило с берега п-ова Хара-Тумус в море поисково-оценочную скв. Центрально-Ольгинскую-1 глубиной 5523 м. В результате было открыто крупное нефтяное Центрально-Ольгинское месторождение в верхнекожевнической и нижнекожевнической свитах пермских отложений с запасами 80,4 млн т нефти категорий $C_1 + C_2$. В то же время на Восточно-Таймырском лицензионном участке на п-ове Таймыр ПАО «ЛУКОЙЛ» пробурило скв. Журавлиную с забоем 5750 м. Основная часть разреза представлена плотными карбонатно-терригенными отложениями среднего и позднего карбона с силлами долеритов. Залежей УВ не выявлено вследствие отсутствия коллекторов.

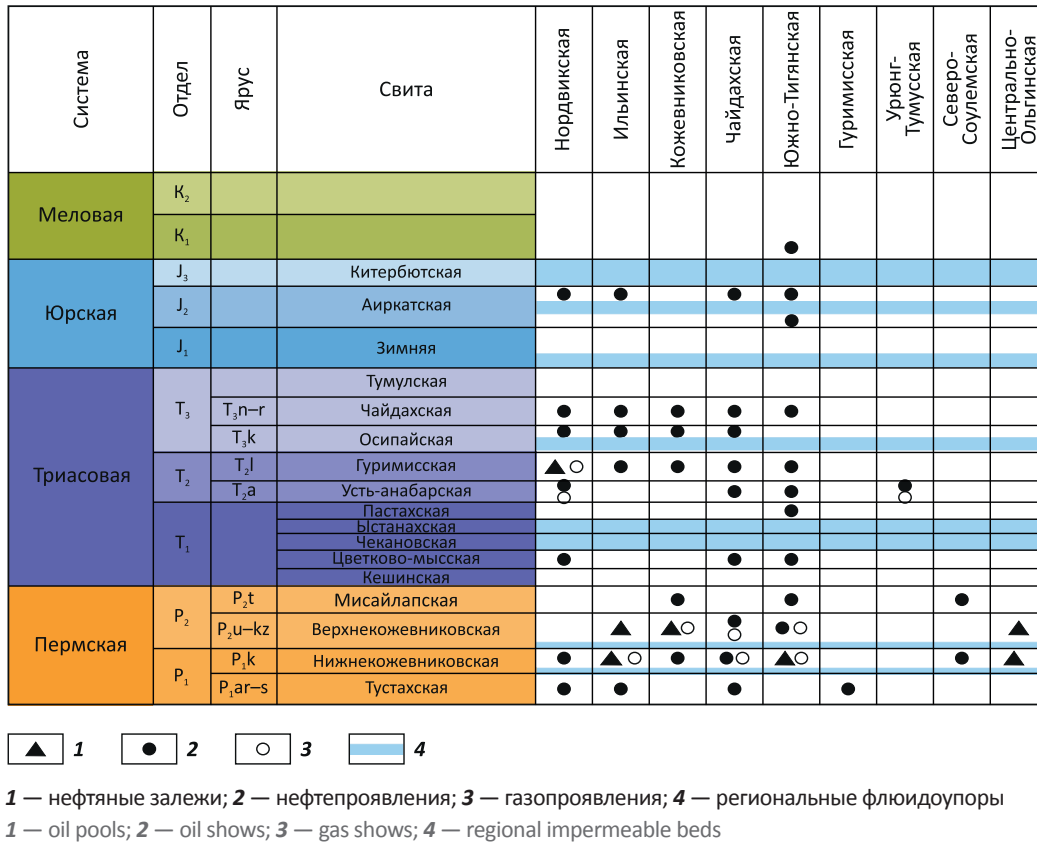
Косвенные признаки нефтегазоносности

Помимо прямых признаков нефтегазоносности Лаптевоморского бассейна, следует учитывать и кос-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Распределение залежей, нефте- и газопроявлений в разрезе Анабаро-Хатангской седловины (Ткач С.М. и др., 1982; Пронкин А.П., Савченко В.И., 2013; Афанасенков А.П., 2016 с дополнениями)
Fig. 2. Occurrence of the pools, oil and gas shows in the section of Anabar-Khatanga Saddle (Tkach S.M., et al., 1982; Pronkin A.P., Savchenko V.I., 2013; Afanasenkov A.P., 2016, complemented)



венные. К ним можно отнести выявленные аномальные содержания глубинного метана и его гомологов в придонных осадках, которые могут свидетельствовать о миграции УВ-газов из залежи к поверхности.

В 2008–2010 гг. в Хатангском заливе моря Лаптевых и в 2012–2014 гг. в юго-западной части шельфа моря Лаптевых АО «Южморгеология» проводило морские газогеохимические работы с отбором морских проб донных осадков. В результате комплексной интерпретации материалов гидрогазосъемки и геолого-геофизических данных на акватории прибрежной зоны шельфа моря Лаптевых отмечены естественные выходы УВ-газов с протяженными аномалиями разной контрастности (от слабо- до высококонтрастных), т. е. наблюдаются прямые признаки миграции газов от возможных скоплений нефти и газа в осадочную толщу. Аномалии УВ-газов в водной толще соответствуют глубинным разломам, зонам разуплотнения, трещиноватости, разломным зонам повышенной проницаемости в осадочной толще, которые являются каналами миграции газов [3].

Осадки Хатангского залива характеризуются ярким проявлением аутигенного (диагенетического) минералообразования. Выявленный комплекс минералов представлен разными формами сульфид-

ной минерализации — от гидротроилита до пирита, карбонатами, сульфатами, гидроксидами железа, агрегатными образованиями. Аномалии УВ-газов на акватории Хатангского залива совпадают с распределением аутигенных минералов — сульфидов, карбонатов, гипса. С газовыми потоками более тесно связано образование аутигенных карбонатов, что является косвенным показателем влияния УВ-флюидов. Интенсивное аутигенное минералообразование в осадках связано с подтоком глубинных газов (УВ-газов, CO₂).

Выявленные аномалии УВ-газов свидетельствуют о возможном наличии залежей УВ в предполагаемых структурных или стратиграфических ловушках. Закономерности распределения информативных геохимических показателей позволяют считать шельф моря Лаптевых перспективным, с возможностью открытия в его пределах нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Нефтематеринские толщи

Для оценки перспектив нефтегазоносности Лаптевоморского нефтегазоносного бассейна (НГБ) выполнен прогноз наличия нефтегазоматеринских толщ. Из-за отсутствия бурения на шельфе моря

Лаптевых, выделение нефтегазоматеринских толщ и оценка их потенциала возможны только по данным изучения керн поисковых скважин на прилегающем материковом обрамлении, в северной части Сибирской платформы.

В ФГБУ «ВНИГНИ», ИНГТ СО РАН, МГУ имени М.В. Ломоносова проведены исследования и получены результаты: изучения керн поисковых скважин (Восточная-1, Гурымисские-1, 2, Костроминская-1, Рыбинская-1, Улаханская-1, Хорудалахская-1, Южно-Суолемская-10, Южно-Тигянская-1, Бурская-3410, Усть-Оленекская-2370, Хастахская-930, Чарчкская-1, Говоровская-1, Дьяпальская-1), а также изучения образцов из обнажений с побережья моря Лаптевых (устье р. Лена, Оленекский залив) и с о-ва Котельный; пиролитических анализов. Количественные определения нефтегенерационного потенциала керогена и степени его катагенетической преобразованности, качества ОБ и палеоседиментационные обстановки его накопления были использованы при предварительной идентификации нефтегазоматеринских свит.

Выводы о потенциальной возможности ОБ осадочных отложений генерировать УВ, опубликованные в отчетах ФГБУ «ВНИГНИ», АО «Южморгеология» и в статьях [4–7], авторами статьи систематизированы и определены следующими характеристиками (таблица):

- $C_{орг}$ — содержание органического углерода в осадочных породах;

- тип ОБ (его качество определяется главным образом химической и углепетрографической характеристиками керогена): I — аквагенный, озерный; II — аквагенный, морской; III — террагенный, связанный с высшей наземной растительностью;

- степень катагенеза ОБ.

В составе осадочного чехла изучаемой территории установлено несколько нефтегазоматеринских свит, содержащих в разном количестве ОБ преимущественно сапропелевого типа в протерозойских и нижнепалеозойских отложениях и гумусосапропелевого типа в верхнепалеозой-мезозойских частях разреза.

Потенциально нефтегазоматеринские породы в северной части Сибирской платформы и юго-западной части моря Лаптевых развиты от рифея до мезозоя (рис. 3).

Верхнепротерозойские (рифейские) нефтематеринские толщи в качестве источника УВ для современных залежей могут представлять интерес, только если генерация УВ-флюидов в них происходила в пострифейское время [8]. Рассеянное ОБ этих отложений является наиболее преобразованным (стадия катагенеза АК).

На востоке Сибирской платформы *вендские отложения*, в той или иной мере обогащенные ОБ, отсут-

ствуют, за исключением карбонатной хатыспытской свиты Оленекского поднятия [9]. Наличие крупного Оленекского месторождения битумов также свидетельствует о том, что в изучаемом регионе «работала» богатая нефтематеринская толща, — вероятно, это была или хатыспытская свита венда, или нижнепермские толщи.

Не существует однозначного мнения по *кембрийским отложениям*. Так, одни авторы наиболее вероятной нефтематеринской толщей считают куонамские отложения нижнего – среднего кембрия, самые богатые ОБ на севере Сибирской платформы. Судя по образцам из обнажений, они и в настоящее время характеризуются высоким содержанием ОБ и находятся в условиях главной зоны нефтенакпления. Возможно, куонамская свита генерировала большое количество жидких УВ, что создавало благоприятные условия для формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях [6]. Однако существует противоположная точка зрения: область распространения нефтематеринской толщи находится юго-восточнее рассматриваемой территории (данные исследований керн из скважин, пробуренных в Анабаро-Ленском прогибе, не подтверждают наличие признаков куонамской формации). Богатая ОБ куонамская нефтематеринская толща в Лено-Анабарском прогибе замещается мелководными карбонатами, не обладающими нефтегенерационными свойствами [7]. Данная проблема требует дальнейшего изучения, поскольку от ее решения зависит обоснованность оценки ресурсного УВ-потенциала Лаптевоморского бассейна.

Нижнепалеозойские отложения в изучаемом регионе изучены слабо, в связи с чем судить об их нефтегенерационных свойствах очень трудно. Пиролитические параметры ордовикских образцов островов Беннета и Котельный не позволяют идентифицировать эти отложения как нефтегазоматеринские.

Нефтематеринскими могут быть породы-аналоги *домбинской свиты верхнего девона*, представленные сланцами глинистыми, известково-глинистыми, углеродисто-глинистыми, кремнисто-глинистыми, известняками, доломитами, фтанитами мощностью 350 м, которые картируются на Западном Таймыре [10].

Верхнепалеозойские отложения хорошо изучены геохимическими методами, установлены две нефтегазоматеринские толщи: тустахская и нижнекожевниковская с ОБ преимущественно гумусового типа. Пермские отложения находятся в главной зоне нефтеобразования.

По данным Н.А. Малышева и др. [11], высокие концентрации ОБ (до 10 % и более) установлены в нижнетриасовых отложениях на Новосибирских островах. Учитывая широкое развитие депрессионных нижнетриасовых отложений в обрамлении и на шельфе моря Лаптевых, а также высокий нефтегенерационный потенциал пород, *раннетриасовые отло-*



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Таблица. Характеристика ОВ северной части Сибирской платформы
Table. OM characteristics, northern part of the Siberian Platform

Возраст отложений	ОВ								
	Тип	C _{орг} % (породы)	B _{хл} % (породы)	HI, мг УВ/г C _{орг}	Отражательная способность (R ₀), %				Степень катагенеза
					Alg	БТ	vt	СМ	
Лено-Анабарская НГО									
Рифей – венд			0,002–0,05 (глинистые), 0,003–0,1 (карбонатные)	< 50	1,9–2,15				МК ₅ –АК ₁
							1–2,39		
Кембрий			0,001–0,004 (глинистые), 0,002–0,06 (карбонатные)			4,7–7,1			АК ₄₋₅
Ордовик			0,003–0,02 (глинисто-карбонатные)			2,7			АК ₂
Девон							6,2–7,6		АК ₄₋₅
Карбон						2,97–3,9	2,5–4,3		АК ₂₋₃
Пермь	II		0,002–0,15 (глинистые)				0,64–2,7		МК ₁ –АК ₂
Триас	III	0,8					0,76–1,4		МК ₂ –МК ₃
Юра		0,6–2,4		20–100			0,57–0,8		МК ₂ –МК ₁
Мел							0,49–0,6		ПК ₃ –МК ₁
Анабаро-Хатангская НГО									
Рифей – венд	II	0,1–4,9	0,004–0,02						МК ₄ /МК ₅
Кембрий	II/III	0,03–0,4	0,002–0,07 (глинисто-ангидрит-доломитовые)	5–40	2,97–3,04	5,7		3,3–4,8	АК ₃₋₄
Ордовик		0,1–2		0–20					
Карбон		0,04–0,05 (карбонатные), 4,1–11,9 (углистые аргиллиты)	0,01–0,05 (известняки, глинисто-ангидрит-доломитовые)				4,4–6,3		АК ₃₋₄
Пермь	II/III	0,7–4,3	0,003–0,02 (терригенные), < 0,18 (углистые аргиллиты)	5–425			0,6–5,4		МК ₁ –АК ₃
Триас	III	0,4–5,8	0,017–0,065	30–80					МК ₁ –МК ₄
Юра	II/III	0,3–1,8	0,019–0,061	130–270					МК ₁ –МК ₃
Мел	II/III			105–140					ПК–МК ₃

Примечание. B_{хл} — содержание хлороформного битумоида; HI — водородный индекс; R₀: Alg — альгинита, БТ — битуминоидов, vt — витринита, СМ — смол.

Note. B_{хл} — content of chloroform bitumen; HI — hydrogen index; R₀: Alg — alginitis, БТ — bituminoids, vt — vitrinitis, СМ — gums.

жения можно рассматривать в качестве основной нефтематеринской толщи в акватории [12].

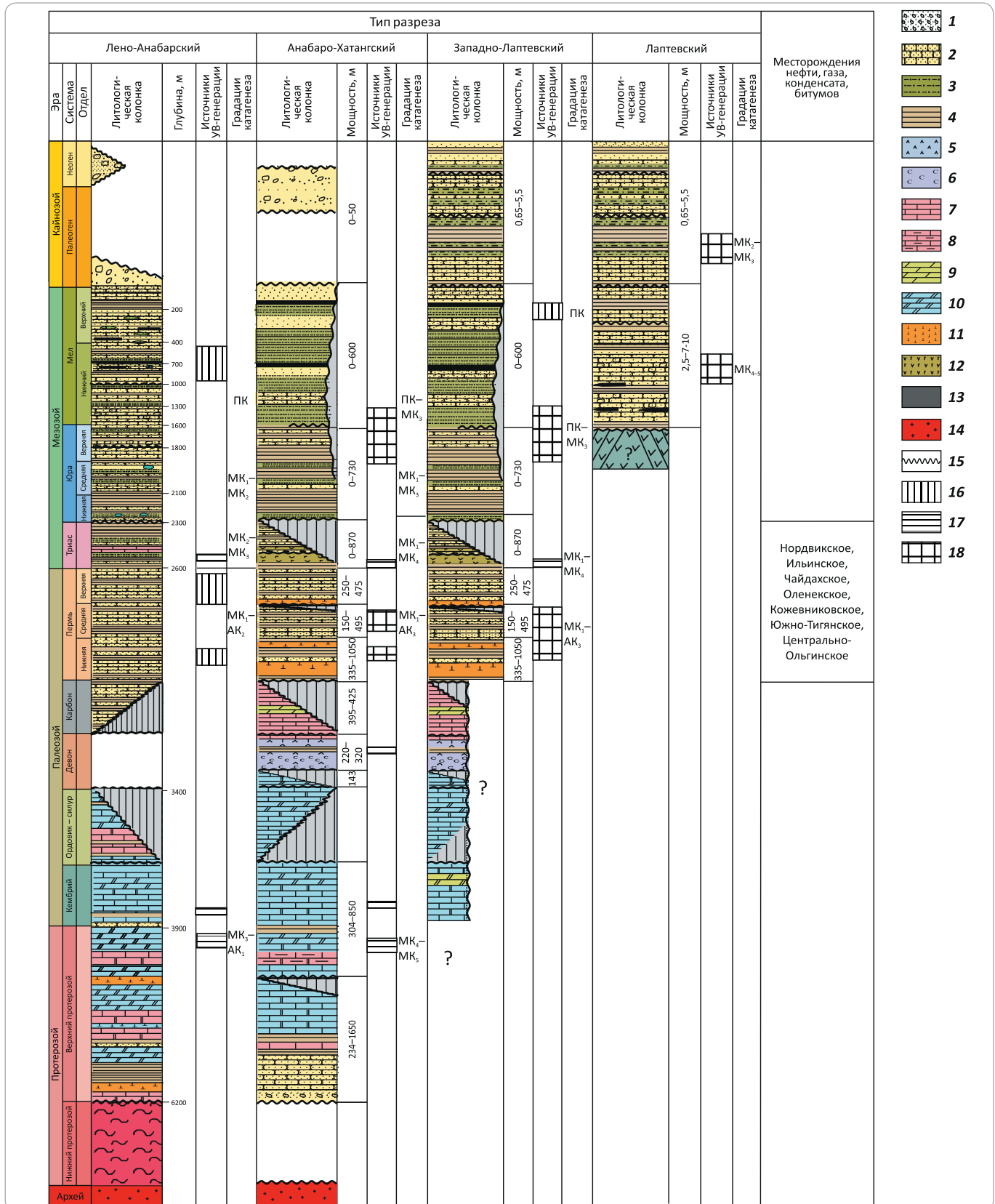
Геохимические исследования мезозойских аргиллитов из скважин Говоровская-1 и Чарчикская-1 показали, что, несмотря на низкий нефтегазогенерационный потенциал изученных отложений, в разрезе скважин в келимярской свите выделяется перспективный уровень, где концентрация органического углерода в породах повышена и присутствует смешанное ОВ,

а степень зрелости ОВ соответствует началу главной зоны нефтеобразования.

Меловые отложения моря Лаптевых повсеместно развиты, обладают высоким газовым потенциалом, о чем могут свидетельствовать угленосный тип меловой толщи, высокое содержание C_{орг} и наличие гумусового ОВ.

Приведенный выше анализ геолого-геохимических особенностей северной части Сибирской плат-

Рис. 3. Источники нефти и газа юго-западной части шельфа моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы (составлена О.В. Грушевской по данным ИНГГ СО РАН, МГУ имени М.В. Ломоносова и ФГБУ «ВНИГНИ»)
Fig. 3. Location map of oil and gas sources in the south-western part of the Laptev Sea shelf and the northern part of the Siberian Platform (prepared by O.V. Grushevskaya using the data of Institute of Oil and Gas Geology and Geophysics SB RAS, Lomonosov Moscow State University, and Russian Research Institute of Oil Exploration (VNIIGNI))



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Усл. обозначения к рис. 3

Legend for Fig. 3

Литология (1–14): 1 — пески и гравелиты, 2 — песчаник, 3 — алевролит, 4 — аргиллит и глины, 5 — ангидрит и гипс, 6 — соль, 7 — известняк, 8 — известняк глинистый, 9 — мергель, 10 — доломит, 11 — гластовые интрузии и дайки долеритов, 12 — базальты и туффиты, 13 — уголь, 14 — кристаллические сланцы, гнейсы и магматиты; 15 — существенные стратиграфические несогласия; **толщи — источники УВ-генерации (16–18):** 16 — газоматеринские, 17 — нефтематеринские, 18 — нефтегазоматеринские

Lithology (1–14): 1 — sand and gravelstone, 2 — sandstone, 3 — siltstone, 4 — claystone and clay, 5 — anhydrite and gypsum, 6 — salt, 7 — limestone, 8 — shaly limestone, 9 — marl, 10 — dolomite, 11 — dolerite sills and dikes, 12 — basalt and tuffite, 13 — coal, 14 — schist, gneiss, and migmatite; 15 — considerable stratigraphic discontinuities; **sequences — sources of HC generation (16–18):** 16 — gas sources, 17 — oil sources, 18 — oil and gas sources

формы позволяют сделать выводы о нескольких этапах УВ-флюидообразования. Нерешенным остается вопрос их распространения в акватории моря Лаптевых. Имеющиеся геолого-геохимические предпосылки перспективности краевых структур северо-востока Сибирской платформы позволяют рассчитывать на открытие нефтяных и газовых месторождений в достаточно широком стратиграфическом диапазоне. Для более точных выводов необходимо провести дополнительные исследования — отобрать керн и изучить их нефтегенерационный потенциал, особенно в акватории Лаптевоморского шельфа.

Возможные аналоги Лаптевоморского бассейна

В связи со слабой изученностью бурением шельфа моря Лаптевых для оценки ресурсного потенциала применимы два метода: геологических аналогий (МГА) и объемно-статистический (ОСМ). Шельф моря Лаптевых представляет собой окраинно-шельфовый осадочный бассейн пассивной окраины Евразийского континента. Аналогичными континентальными окраинами являются НГБ Бофорта-Маккензи [3, 5], Жанны д'Арк [2], Нигерийский, Новошотландский, Северного моря [2, 13] и др. (рис. 4). Они могут рассматриваться в качестве внешних аналогов окраинно-шельфового континентального осадочного бассейна моря Лаптевых. Все эти бассейны связаны со Срединно-Атлантическим рифтом (а на севере — с хребтом Гаккеля) (см. рис. 4). Бассейны континентальных окраин отличаются сильной изменчивостью осадочного разреза и клиноформным строением.

Совместный анализ НГБ Северного моря и Лаптевоморского бассейна позволил выявить ряд их общих особенностей:

- наличие дельтовых комплексов в разрезе осадочного чехла (для Лаптевоморского бассейна характерно присутствие современной дельты (дельта р. Лена) и палеodelьт рек Хатанга, Анабара, Оленек; в НГБ Северного моря также находится Североморская палеodelьта) (рис. 5);

- выделение меридиональных рифтов и множества глубинных разломов общепланетарной ориентации (в Северном море — рифты Викинг, Центральный и Южный; в море Лаптевых — грабен-рифты Омолойский, Усть-Ленский, Святоносско-Бельковский);

- наличие определенных черт сходства структур фундамента и осадочного чехла, истории и динамики развития;

- выделение схожих этапов развития: для Лаптевоморского бассейна — дорифтовый палеозойский карбонатно-терригенный, рифтовый пермтриасовый вулканогенно-терригенный (раннеюрский?), юрско-неокомский пострифтовый терригенный, авандельтовый поздне меловой и палеоген-раннемиоценовый терригенный, дельтовый олигоцен-четвертичный терригенный (на фоне океанического рифта хребта Гаккеля); для НГБ Северного моря — дорифтовый позднепалеозойский, рифтовый пермтриасовый (юрский?), пострифтовый юрско-меловой терригенный, дельтовый кайнозойский терригенный;

- подобие их геотектонического положения в области сочленения древних кратонов (Сибирского и Восточно-Европейского), подвижной платформы (Восточно-Арктической Среднеевропейской) и активно развивающейся глубоководной океанической впадины (котловины Евразийская Северного Ледовитого океана и Норвежско-Гренландская);

- развитие в разрезе юго-западной части шельфа моря Лаптевых соляно-купольной тектоники (характерной для Таймырского побережья по материалам геологических съемок и установленной по сейсмическим данным) и в НГБ Северного моря — присутствие мощной соленосной толщи позднепермского возраста (цехштейн);

- наличие ловушек антиклинальных сводовых (ненарушенных и осложненных сбросами и взбросами) и ловушек, связанных с процессами соляного тектогенеза [6], как в Лаптевоморском бассейне, так и в НГБ Северного моря [14].

Стратиграфический диапазон нефтегазоаккумуляции НГБ Северного моря охватывает отложения от девона до эоцена включительно, однако главная промышленная нефтегазоносность сконцентрирована в юрско-раннекайнозойском интервале осадочного чехла. Продуктивные горизонты имеют терригенный состав, они представлены прослоями известняков в отложениях триаса и юры, нижнего мела и известняками — в толще верхнего мела (рис. 6). В этом хорошо изученном НГБ установлена нефтегазоносность не только кайнозойских, но и меловых и юрских отложений. Основная часть начальных промышленных запасов нефти сконцентрирована в юрских, верхнемеловых и палеоценовых толщах. Большая часть начальных промышленных запасов газа сосредоточена в нижнепермских, юрских и верхнемеловых отложениях. Остальные за-

Рис. 4. Схема размещения вероятных аналогов Лаптевоморского бассейна
Fig. 4. Scheme of location of the Laptev Sea Basin potential analogues

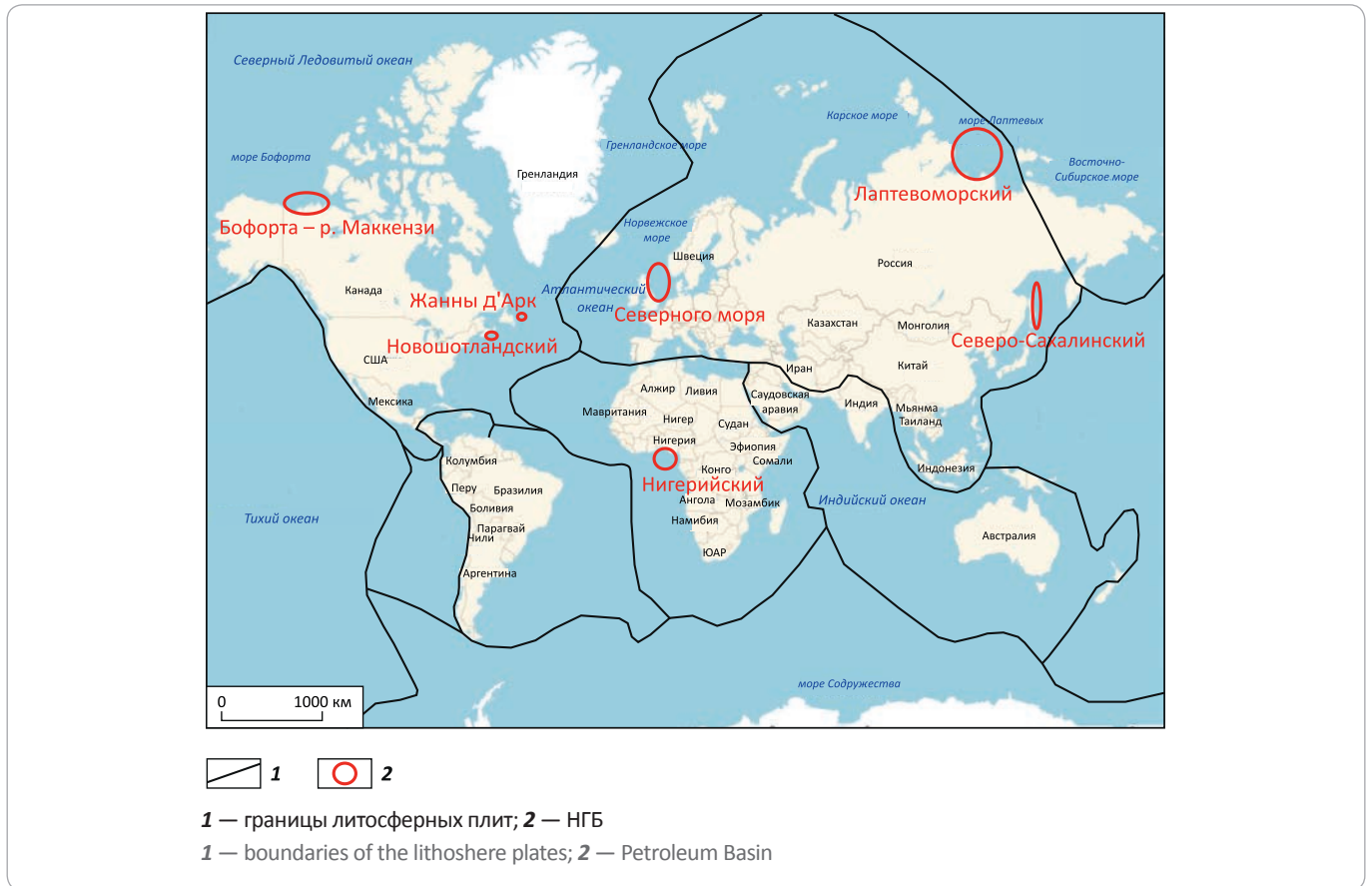
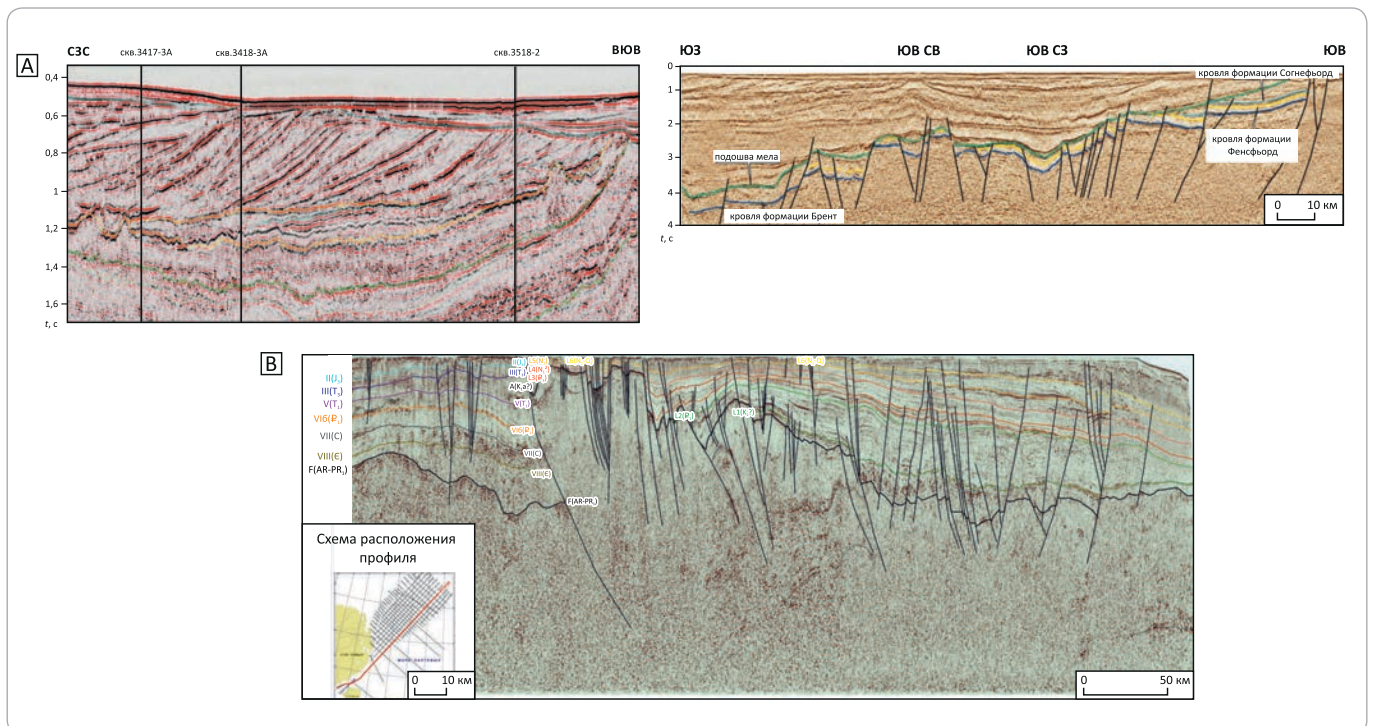


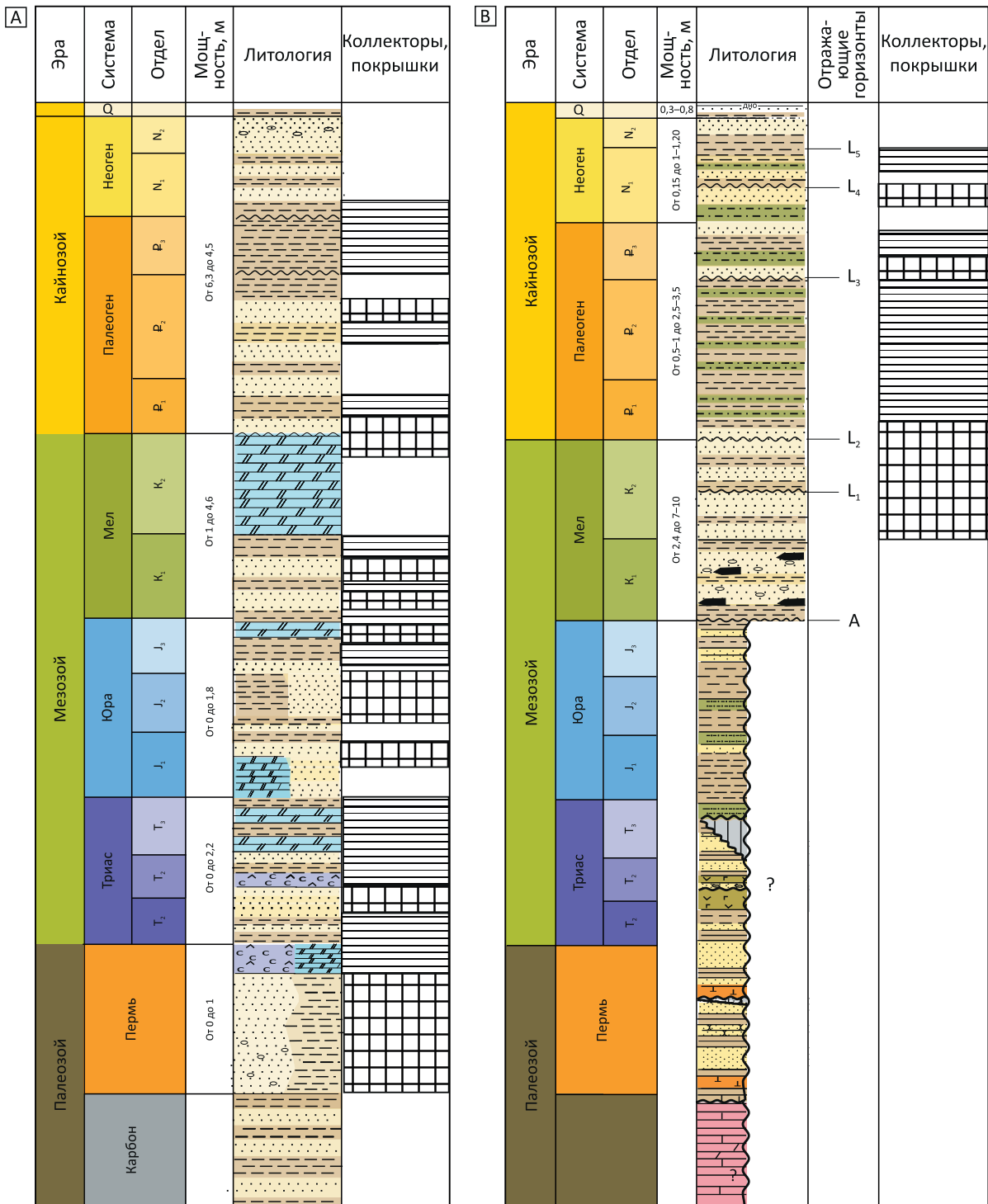
Рис. 5. Палеodelты на сейсмогеологических разрезах Северного моря (А) [13] и моря Лаптевых (В) (ОАО «МАГЭ», 2017)
Fig. 5. Paleodeltas on geoseismic sections across the North Sea (A) [13] and the Laptev Sea (B) (OAO MAGE, 2017)



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Сопоставление типовых разрезов НГБ Северного моря (А) (по материалам Высоцкого И.В., 1981 с дополнениями) и Лаптевоморского бассейна (В) (по материалам Шакубо С.И., Заварзиной Г.А., 2017; Поляковой И.Д., Борукаева Г.Ч., 2015 с дополнениями)

Fig. 6. Comparison of typical cross-sections of the North Sea Petroleum Basin (A) (according to the data by Vysotsky I.V., 1981, complemented) and the Laptev Sea Basin (B) (according to the data by Shakubo S.I., Zavarzina G.A., 2017; Polyakova I.D., Borukaev G.C., 2015, complemented)



-  1
-  2
-  3
-  4
-  5

Литология (1-3): 1 — песчаники, 2 — галька, 3 — прослои и линзы углей; 4 — покрышки; 5 — коллекторы. Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

Lithology (1-3): 1 — sandstone, 2 — pebble, 3 — coal seams and lenses; 4 — seals; 5 — reservoirs. For other Legend items see Fig. 3

пасы газа примерно поровну содержатся в породах нижнего триаса и палеоцена [13, 15].

Составленные типовые разрезы в пределах НГБ Северного моря и моря Лаптевых схожи (рис. 6), поэтому коэффициент аналогии при подсчете начальных сырьевых ресурсов УВ был принят близким к 1.

Оценка ресурсного потенциала шельфа моря Лаптевых

Авторами статьи рассчитан ресурсный потенциал УВ моря Лаптевых по МГА (по средним удельным плотностям запасов и перспективных ресурсов на единицу перспективной площади). Общая площадь шельфа моря Лаптевых (без Хатангского залива) — 504 тыс. км², в том числе Лаптевской СПНГО — 278 тыс. км², Новосибирской ПНГО — 171 тыс. км². НГБ Северного моря использован в качестве эталона для подсчета ресурсов осадочного чехла в пределах Лаптевской СПНГО. Эталон включает нефтяные и газовые залежи в кайнозойских, меловых и юрских отложениях. Плотность ресурсов по эталону составляет 18,9 тыс. т усл. топлива/км². Отношение нефть / газ принято равным 2/1 [14, 16]. Основная расчетная формула в МГА имеет вид

$$Q = K_{ан} \cdot \rho_э \cdot S_p;$$

$$\frac{\rho_p}{\rho_э} = K_{ан} = \frac{X_{1p} \cdot X_{2p} \cdot \dots \cdot X_{np}}{X_{1э} \cdot X_{2э} \cdot \dots \cdot X_{nэ}},$$

где Q — начальные геологические ресурсы (млрд т усл. топлива); $K_{ан}$ — коэффициент аналогии; S_p — площадь расчетного участка; ρ_p — плотность ресурсов на расчетном участке; $\rho_э$ — плотность запасов на эталонном участке; X_{np} — изменяющиеся параметры на расчетном участке; $X_{nэ}$ — изменяющиеся параметры на эталонном участке.

Оценка ресурсов УВ Лаптевской СПНГО составила 5254,2 млн т усл. УВ, в том числе нефти — 3502,8 млн т, свободного газа — 1751,4 млрд м³.

Для малоперспективных земель Новосибирской ПНГО (вследствие малой мощности осадочного чехла и вероятного разубоживания существовавших газовых залежей, судя по многочисленным газовым выходам на дне) при плотности ресурсов газа около 1,5 млн м³/км² ресурсы газа оцениваются в 260 млрд м³.

Общая оценка начальных суммарных ресурсов УВ моря Лаптевых составляет 5514,2 млн т усл. УВ, в том числе нефти — 3502,8 млн т, свободного газа — 2011,4 млрд м³.

В результате проведенных АО «Росгеология» (АО «Южморгеология», ОАО «СМНГ») и ОАО «МАГЭ» геолого-геофизических исследований в разные годы на шельфе моря Лаптевых выявлено 54 локальных объекта (рис. 7). Наиболее крупные из этих структур: Солнечные-2, 3, Западно-Лаптевская-1 и Северо-Лаптевская-1, которые расположены в самом перспек-

тивном палеоцен-эоценовом нефтегазоносном комплексе (НГК), и Бегичевская, Восточно-Бегичевская, Восточно-Нордвикская.

Сопоставление оценок ресурсного потенциала шельфа моря Лаптевых

Количественная оценка ресурсов нефти, газа и конденсата в НГБ моря Лаптевых проводилась ФГБУ «ВНИГНИ» по состоянию на 01.01.2002 г. и 01.01.2009 г. (рис. 8). В настоящее время ведется оценка по состоянию на 01.01.2017 г. с окончанием работ в 2019 г. (рис. 9). В 2002 и в 2009 гг. прогнозные УВ-ресурсы моря Лаптевых рассчитывались исходя из параметров выбранного внешнего аналога бассейна Бофорта-Маккензи. По состоянию на 01.01.2002 г. оценка УВ-ресурсов по отдельным НГК не проводилась и составила в целом 3,2 млрд т усл. топлива (с долей нефти 24 %). По состоянию на 01.01.2009 г. оценка ресурсов выполнялась по двум НГК: палеоген-миоценовому и нижнемел-палеогеновому, общий прирост извлекаемых начальных суммарных ресурсов УВ составил 28 %. Это связано с использованием новых более детальных результатов оценки ресурсов нефти и газа в бассейне-аналоге моря Бофорта — дельты р. Маккензи, в итоге произошло существенное увеличение доли ресурсов нефти до 38 %.

Таким образом, согласно последней официальной количественной оценке перспектив нефтегазоносности, по состоянию на 01.01.2009 г. извлекаемый ресурсный потенциал нефти, газа и конденсата моря Лаптевых оценен ФГБУ «ВНИГНИ» в 4,1 млрд т усл. топлива, что составляет 3,6 % начальных суммарных запасов арктического шельфа РФ. Текущие извлекаемые разведанные и предварительно оцененные в регионе запасы УВ категорий А + В₁ + С₁ составляют 0,3 млн т усл. топлива, В₂ + С₂ — 56,4 млн т усл. топлива, D₁ + D₂ — 4064,4 млн т усл. топлива; в фазовом составе: нефти — 1585 млн т, газа — 2126 млрд м³, конденсата — 153 млн т (см. рис. 8).

По состоянию на 01.01.2017 г. ФГБУ «ВНИИ-Океангеология» проведена предварительная оценка ресурсов шельфа моря Лаптевых по шести ПНГК: миоцен-плиоценовому, олигоцен-миоценовому, эоценовому, палеоценовому, меловому, палеозой-мезозойскому (см. рис. 9). Предварительно ресурсный потенциал увеличится в 2 раза (доля нефти значительно снизится до 14 %). Для оценки ресурсов на 01.01.2017 г. ФГБУ «ВНИИ-Океангеология» в рамках количественной оценки УВ использует в качестве внешнего аналога для эоценовых отложений эталонный участок Окружной (на шельфе Северного Сахалина), для палеоценовых и меловых — Нурминский (п-ов Ямал), для палеозой-мезозойских — Новопортовский (п-ов Ямал) для мезозоя и Сарутаюский (Тимано-Печорская провинция) для палеозоя. В связи с отсутствием новых данных по добыче УВ в бассейне моря Бофорта и невозможностью оценить по эталон-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 7. Схема размещения выявленных нефтегазоперспективных объектов на шельфе моря Лаптевых

Fig. 7. Scheme of location of the identified oil and gas promising objects on the Laptev Sea shelf

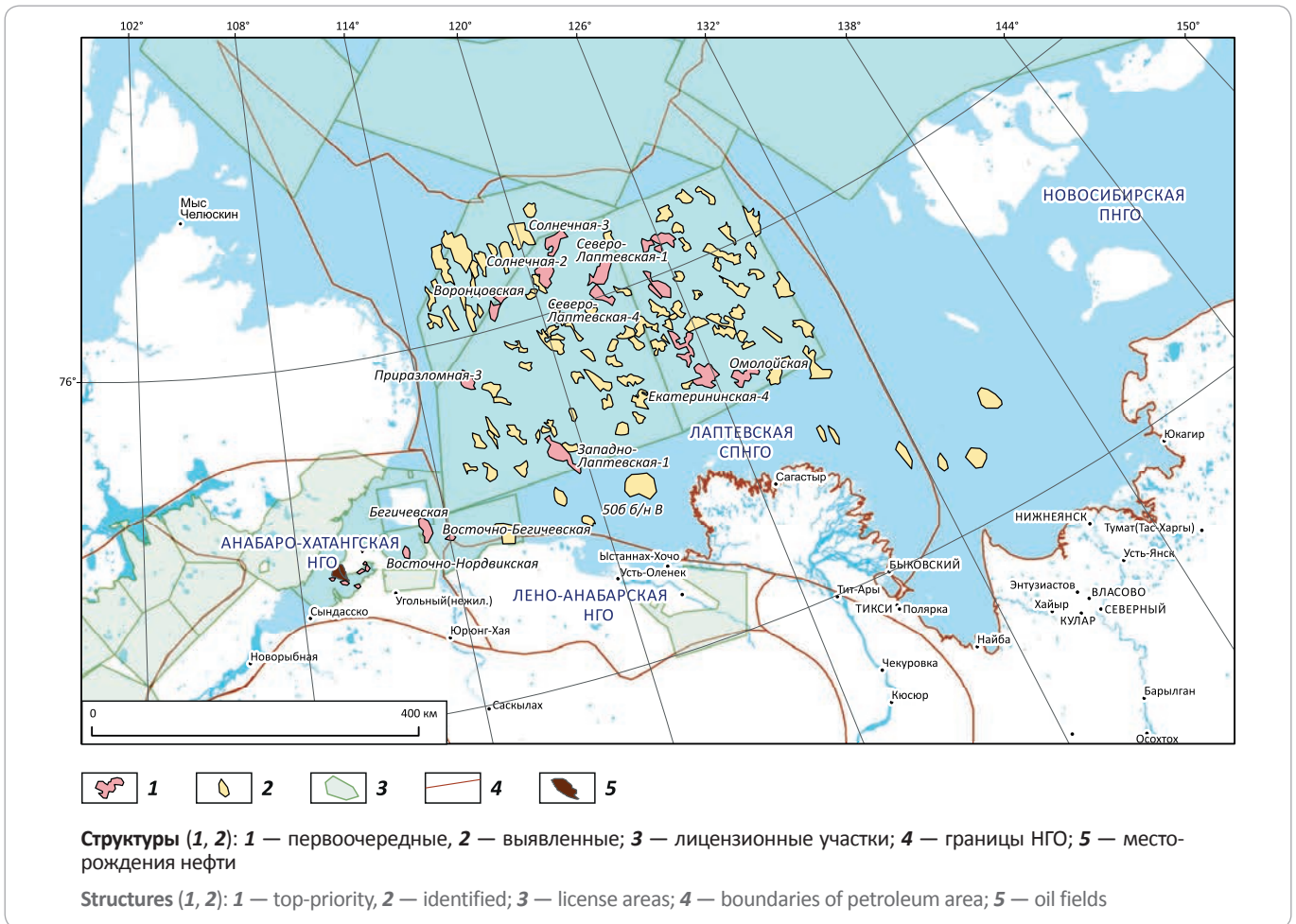


Рис. 8. Начальные суммарные ресурсы УВ

Fig. 8. Initial total in-place HC resources

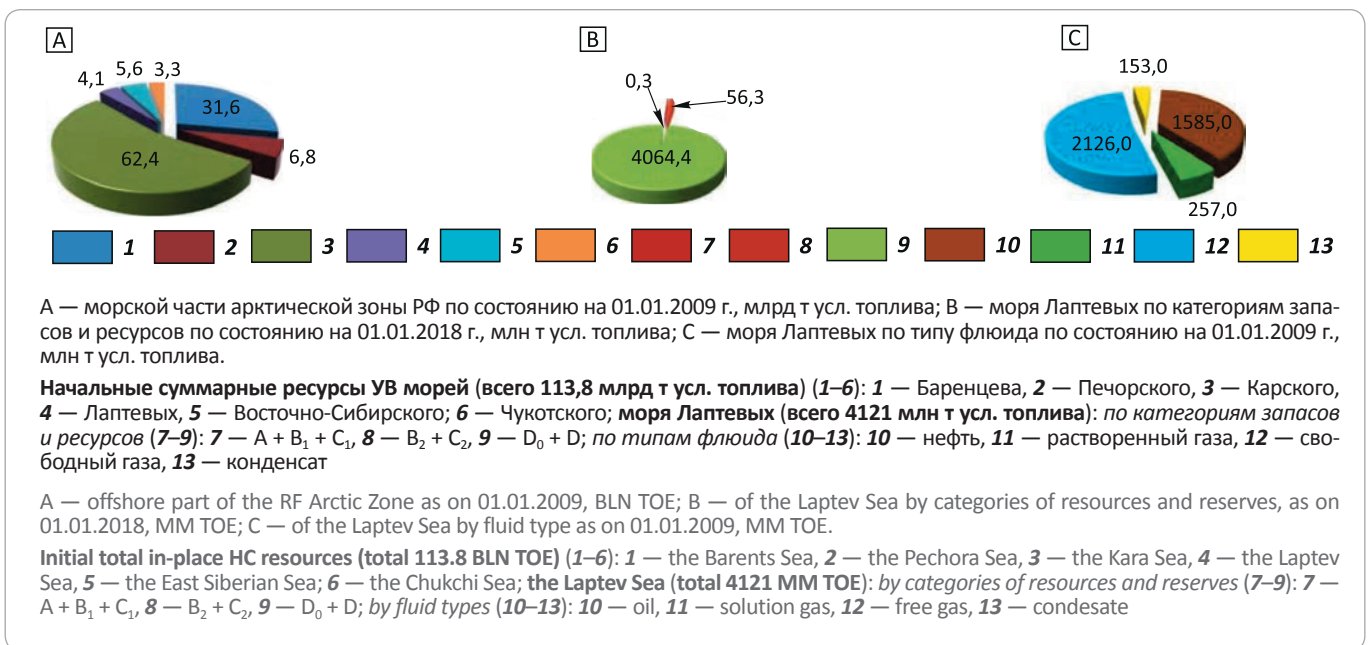
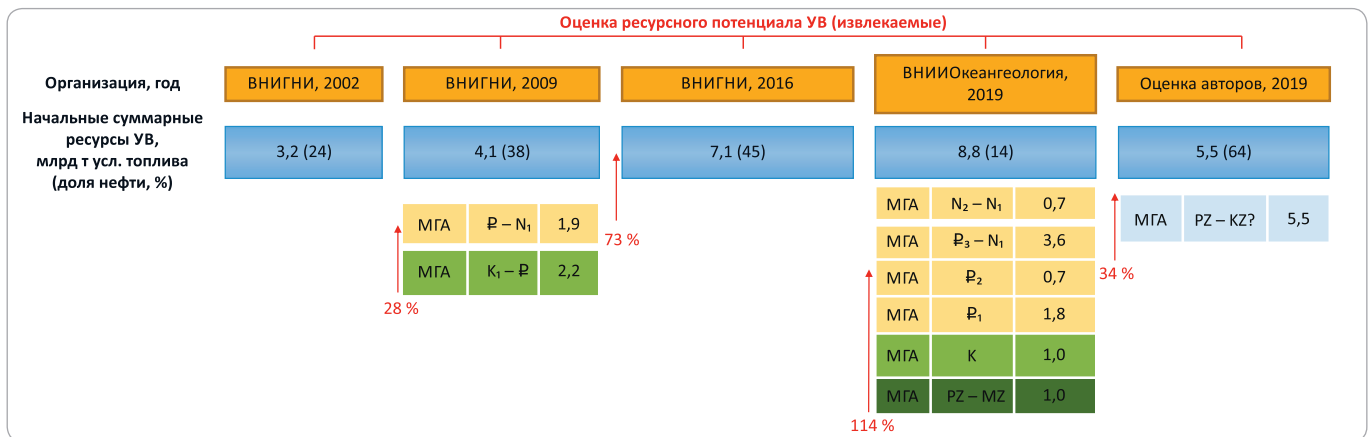


Рис. 9. Сопоставление оценок ресурсного потенциала УВ шельфа моря Лаптевых
Fig. 9. Comparison of estimates of the Laptev Sea shelf resource potential



ному участку плотность запасов используются другие эталонные участки.

Для оценки ресурсного потенциала Лаптевоморского НГБ в качестве аналога авторы статьи предложили хорошо изученный НГБ Северного моря. По результатам расчета авторов статьи начальные суммарные ресурсы УВ оценены в 5,5 млрд т усл. топлива, что привело к увеличению ресурсов на 34 % по сравнению с 2009 г. (доля нефти — 64 %).

Заключение

Таким образом, с учетом результатов сопоставления оценок ресурсов с использованием различных бассейнов-аналогов, можно сделать вывод, что ресурсный потенциал УВ шельфа моря Лаптевых недооценен и требует более глубокого изучения. При проведении оценки ресурсного потенциала УВ Лаптевоморского НГБ необходимо учитывать следующее.

1. Обоснованный выбор аналога и коэффициента аналогии.

2. Сравнительно небольшие по современным представлениям глубины залегания потенциально продуктивных резервуаров и комплексов (2,5–3,5 км).

3. Степень распространения в акватории нефтегазоматеринских толщ, выделенных на прилегающей суше, масштабы перемещения УВ.

4. Своеобразие и сложность строения ловушек УВ.

5. Необходимость оценки ресурсного потенциала УВ как для кайнозойских осадочных отложений, так и для отложений палеозойских и мезозойских.

Перспективы нефтегазоносности моря Лаптевых будут оцениваться весьма приблизительно, пока не будет решен вопрос о стратиграфической принадлежности плитной части осадочного чехла. Поэтому актуальной задачей является параметрическое бурение на шельфе моря Лаптевых, посредством которого будут уточнены стратификация осадочного чехла, его литологический состав и нефтегазогеологические параметры.

Литература

1. Большианов Д.Ю., Васильев Б.С., Виноградова Н.П., Гавриш А.В., Заварзина Г.А., Зинченко А.Г., Зуйкова О.Н., Кямря В.В., Мохов В.В., Нагайцева Н.Н., Нелюбин В.В., Радченко М.С., Саванин В.В., Проскурнин В.Ф., Рекант П.В., Солонина С.Ф., Шкарубо С.И., Шманяк А.В. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Лист S-51, 52 — Оленекский залив — дельта р. Лены. Объяснительная записка. — СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2014. — 274 с.

2. Проскурнин В.Ф., Шкарубо С.И., Заварзина Г.А., Нагайцева Н.Н., Алексеев М.А., Багаева А.А., Большианов Д.Ю., Васильев Б.С., Гавриш А.В., Горбачевич Н.Р., Зинченко А.Г., Зуйкова О.Н., Кямря В.В., Мохов В.В., Нелюбин В.В., Папин М.Г., Парамонова М.С., Петрушков Б.С., Рекант П.В., Салимьянова И.Р., Солонина С.Ф., Шманяк А.В. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Лист S-50 — Усть-Оленек. Объяснительная записка. — СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2017. — 264 с.

3. Пронкин А.П., Савченко В.И., Ступакова А.В., Филиппов Ю.А., Шумский Б.В., Юбко В.М., Перетолчин К.А., Прокопцева С.В. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Хатангской мезовпадины и сопредельной акватории моря Лаптевых // Природные ресурсы Красноярского края. — 2014. — № 23. — С. 57–62.

4. Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч., Сидоренко Св.А. Углеводородный потенциал рифейско-нижнемеловых комплексов Лаптевоморского региона // Арктика: экология и экономика. — 2016. — Т. 21. — № 1. — С. 56–65.

5. Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Прогноз нефтегазоносности Лаптевского шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2015. — Т. 10. — № 1. — С. 1–18. DOI: 10.17353/2070-5379/9_2015.

6. Савченко В.И., Ступакова А.В., Перетолчин К.А. О перспективах наличия крупных месторождений нефти и газа на Восточном Таймыре // Георесурсы. — 2017. — Спецвыпуск. — Ч. 2. — С. 186–193. DOI: 10.18599/grs.19.19.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

7. Фролов С.В., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Курдина Н.С. Углеводородные системы и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Ленского прогиба // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. – Ч. 2. – С. 173–185. DOI: 10.18599/grs.19.18.
8. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. Верхний протерозой Сибирской платформы — основной источник нефтегазоносности ее домезозойского мегабассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 2.
9. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Лебедев В.С., Можегова С.А., Ларкин В.Н., Назарова Е.С., Нечитайло Г.С., Грайзер Э.М., Киселев С.М., Киселева Ю.А., Горбунова Е.А., Борисова Л.Б. Нефтегазоматеринские формации, нефти и газа докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 128 с.
10. Болдушевская Л.Н., Филиппов Ю.А., Ладыгин С.В., Романов А.П. Нефтегазоматеринские толщи палеозойского разреза Западного Таймыра и корреляционные связи: органическое вещество пород – нафтиды // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 4. – С. 26–33.
11. Дорофеев В.К., Благовещенский М.Г., Смирнов А.Н., Ушаков В.И. Новосибирские острова. Геологическое строение и минералогия / Под ред. В.И. Ушакова. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 1999. – 130 с.
12. Малышев Н.А., Бородулин А.А., Обметко В.В., Барина Е.М., Ихсанов Б.И. Формирование УВ-систем и прогноз нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых // Материалы конференции «Нефть и газ арктического шельфа». – Мурманск. – 2008.
13. Захаров Е.В., Холодилов В.А., Мансуров М.Н., Никитин Б.А., Шамалов Ю.В., Супруненко О.И., Маргулис Л.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа морей России. – М.: Недра, 2011. – 232 с.
14. *The Millennium Atlas: Petroleum Geology of the Central and Northern North Sea* / Под ред. Evans D., Graham C., Armour A., Bathurst P. – London: The Geological Society of London, 2003. – 389 p.
15. Дзюбло А.Д. Нефтегазоносность и геолого-геофизические модели шельфа Российской Арктики и Дальнего Востока. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. – 234 с.
16. Никитин Б.А., Дзюбло А.Д. Перспективы освоения газовых ресурсов шельфа Арктических морей // Научно-технический сборник вестей газовой науки. – 2017. – № 4. – С. 15–24.

References

1. Bol'shiyanov D.Yu., Vasil'ev B.S., Vinogradova N.P., Gavrish A.V., Zavarzina G.A., Zinchenko A.G., Zuikova O.N., Kyamyarya V.V., Mokhov V.V., Nagaitseva N.N., Nelyubin V.V., Radchenko M.S., Savanin V.V., Proskurnin V.F., Rekant P.V., Solonina S.F., Shkarubo S.I., Shmanyak A.V. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1 : 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Laptevo-Sibiomorskaya. List S-51, 52 — Olenekskii zaliv — del'ta r. Leny. Ob'yasnitel'naya zapiska [State geological map of Russian Federation. Scale 1 : 1 000 000 (third generation). Laptev-North Sea series. Sheet S-51, 52 — Olenyok Gulf — Lena Delta. Explanatory note]. St. Petersburg: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI; 2014. 274 p. In Russ.
2. Proskurnin V.F., Shkarubo S.I., Zavarzina G.A., Nagaitseva N.N., Alekseev M.A., Bagaeva A.A., Bol'shiyanov D.Yu., Vasil'ev B.S., Gavrish A.V., Gorbatshevich N.R., Zinchenko A.G., Zuikova O.N., Kyamyarya V.V., Mokhov V.V., Nelyubin V.V., Papin M.G., Paramonova M.S., Petrushkov B.S., Rekant P.V., Salim'yanova I.R., Solonina S.F., Shmanyak A.V. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1 : 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Laptevo-Sibiomorskaya. List S-50 — Ust'-Olenek. Ob'yasnitel'naya zapiska [State geological map of Russian Federation. Scale 1 : 1 000 000 (third generation). Laptev-North Sea series. Sheet S-50 — Ust'-Olenyok. Explanatory note]. St. Petersburg: fabrika VSEGEI; 2017. 264 p. In Russ.
3. Pronkin A.P., Savchenko V.I., Stupakova A.V., Filiptsov Yu.A., Shumskii B.V., Yubko V.M., Peretolchin K.A., Prokoptseva S.V. New data on the geological structure and oil and gas potential of the Khatanga meso-dip and the adjacent waters of the Laptev Sea [Novye dannye o geologicheskoi stroenii i neftegazonosnosti Khatangskoi mezovpadiny i sopedel'noi akvatorii morya Laptevykh]. *Prirodnye resursy Krasnoyarskogo kraya*. 2014;(23):57–62.
4. Polyakova I.D., Borukaev G.Ch., Sidorenko Sv.A. Hydrocarbon potential of Riphean-Lower Cretaceous complexes of the Laptev Sea Region. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2016;21(1):56–65. In Russ.
5. Polyakova I.D., Borukaev G.Ch. Prediction of oil and gas occurrence in the Laptev Sea shelf area. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2015;10(1):1–18. DOI: 10.17353/2070-5379/9_2015. In Russ.
6. Savchenko V.I., Stoupakova A.V., Peretolchin K.A. The prospects of large oil and gas fields in the Eastern Taimyr. *Georesursy*. 2017;(S):186–193. DOI: 10.18599/grs.19.19. In Russ.
7. Frolov S.V., Korobova N.I., Bakay E.A., Kurдина N.S. Hydrocarbon systems and petroleum potential of the Anabar-Lena trough. *Georesursy*. 2017;(S):173–185. DOI: 10.18599/grs.19.18. In Russ.
8. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. Upper Proterozoic formations of Siberian platform - main source of oil and gas of Pre-Mesozoic megabasin. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(2). In Russ.
9. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zhelgova T.P., Lebedev V.S., Mozhegova S.A., Larkin V.N., Nazarova E.S., Nechitailo G.S., Graizer E.M., Kiselev S.M., Kiseleva Yu.A., Gorbyunova E.A., Borisova L.B. Neftgazomaterinskiye formatsii, nef'ti i gaza dokembriya i nizhnego-srednego kembriya Sibirskoi platformy [Oil and gas source rock formations of pre-Cambrian and Lower-Middle Cambrian in the Siberian Platform]. Moscow: VNIIGNI; 2014. 128 p. In Russ.
10. Boldushevskaya L.N., Philiptsov Yu. A., Ladygin S.V., Romanov A.P. Paleozoic HC source rock intervals of the Western Taimyr and their correlation: Naphtides vs organic matter in rocks. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2012;(4):26–33. In Russ.
11. Dorofeev V.K., Blagoveshchenskii M.G., Smirnov A.N., Ushakov V.I. Novosibirskie ostrova. Geologicheskoe stroenie i minerageniya. [Novosibirsk islands. Geological structure and mineralogy]. In: V.I. Ushakova, ed. St Petersburg: VNIIOkeangeologiya; 1999. 130 p. In Russ.
12. Malyshev N.A., Brodulin A.A., Obmetko V.V., Barinova E.M., Ikhsanov B.I. Formirovanie UV-sistem i prognoz neftegazonosnosti shel'fa morya Laptevykh [Laptev Sea shelf: formation of HC systems and prediction of oil and gas occurrence]. In: Materialy konferentsii «Neft' i gaz arkticheskogo shel'fa». Murmansk; 2008. In Russ.

13. Zakharov E.V., Kholodilov V.A., Mansurov M.N., Nikitin B.A., Shamalov Yu.V., Suprunenko O.I., Margulis L.S. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti shel'fa morei Rossii [Geological structure and petroleum potential of the Russian seas shelf]. Moscow: Nedra; 2011. 232 p. In Russ.
14. Evans D., Graham C., Armour A., Bathurst P. (eds.) The Millennium Atlas: Petroleum Geology of the Central and Northern North Sea. In: London: The Geological Society of London, 2003. 389 p.
15. Dzyublo A.D. Neftegazonosnost' i geologo-geofizicheskie modeli shel'fa Rossiiskoi Arktiki i Dal'nego Vostoka [Russian Arctic and the Far East: hydrocarbon potential and geological and geophysical models]. Moscow: RGU nef'ti i gaza im. I.M. Gubkina; 2018. 234 p. In Russ.
16. Nikitin B.A., Dzyublo A.D. Prospects for development of Russian Arctic offshore gas resources. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik vesti gazovoi nauki*. 2017;(4):15–24. In Russ.

Информация об авторах

Скворцов Михаил Борисович

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

Дзюбло Александр Дмитриевич

Профессор, доктор геолого-минералогических наук,
заместитель заведующего кафедрой по научной работе
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина,
119991, Москва, проспект Ленинский, д. 65, кор. 1
e-mail: dzyublo.a@gubkin.ru
ORCID ID: 0000-0001-9928-2420

Кравченко Мария Николаевна

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

Грушевская Олеся Владимировна

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

Уварова Ирина Вячеславовна

Геолог II категории
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118, Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: uvarovairina@vnigni.ru

Information about authors

Mikhail B. Skvortsov

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

Aleksandr D. Dzyublo

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor,
Assistant manager
Gubkin Russian State University of Oil and Gas
(National Research University),
65, kor. 1, ul. Leninskii prospekt, Moscow, 119991, Russia
e-mail: dzyublo.a@gubkin.ru
ORCID ID: 0000-0001-9928-2420

Mariya N. Kravchenko

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

Olesya V. Grushevskaya

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

Irina V. Uvarova

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

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

14–15 апреля 2020

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2020



13–16 апреля 2020

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР



УДК 553.982.2

DOI 10.31087/0016-7894-2020-1-21-33

Особенности применения методики оценки рисков при обосновании перспектив нефтегазоносности доманиково-турнейских карбонатов (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн)

© 2020 г. | Е.Б. Грунис¹, И.В. Колоколова², В.Б. Ростовщikov³, Г.В. Ульянов⁴

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

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, ipngkolokolova@yandex.ru;

³ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия, vrostovchikov@ugtu.net;

⁴ООО «РН-ШЕЛЬФ-АРКТИКА», Москва, Россия, ulyanov.gv@gmail.com

Поступила 06.11.2019 г.

Доработана 13.11.2019 г.

Принята к печати 25.11.2019 г.

Ключевые слова: *Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн; Северо-Предуральская нефтегазоносная область; вероятность; геологический успех; риски; геолого-разведочные работы; доманиково-турнейский нефтегазоносный комплекс.*

Аннотация: Научные, тематические и любые другие исследования в области геологии в конечном итоге должны быть направлены на удовлетворение потребностей общества в том или ином виде необходимого для него полезного ископаемого. В нефтегазовой геологии — это ускоренное и экономически эффективное открытие рентабельных для освоения месторождений нефти и газа. Одной из важных составляющих геолого-экономической оценки реализации того или иного проекта является оценка риска, которая позволяет создать алгоритм принятия решений по оптимизации геолого-разведочных работ на любом этапе и определить основные приоритетные направления и первоочередные объекты исследований. При оценке рисков того или иного проекта основным компонентом является определение вероятности геологического успеха. В ведущих нефтяных компаниях и научных группах мира существуют свои методики определения вероятности геологического успеха. Они базируются на многогранной оценке возможных перспектив региона по ряду факторов, характеризующих разные элементы нефтяных систем (нефтегазоматеринскую породу, коллектор, флюидоупор, ловушку, время формирования структур, генерации и миграции углеводородов). Отличие методик заключается в разном числе существенных множителей (факторов) достоверности и детальности их оценки. В статье рассмотрен пример использования методики оценки рисков для обоснования перспектив нефтегазоносности доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса, в том числе доманикитов в пределах Предуральского краевого прогиба Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, и выбора приоритетных направлений геолого-разведочных работ.

Финансирование: Статья написана в рамках выполнения Государственного задания по теме «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях» на 2019 г. Направление фундаментальных исследований 131. Раздел IX. Науки о земле. Номер государственной регистрации АААА-А19-119030690047-6. Распоряжение Правительства РФ от 31 октября 2015 г. №2217-р.

Для цитирования: Грунис Е.Б., Колоколова И.В., Ростовщikov В.Б., Ульянов Г.В. Особенности применения методики оценки рисков при обосновании перспектив нефтегазоносности доманиково-турнейских карбонатов (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн) // Геология нефти и газа. — 2020. — № 1 — С. 21–33. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-21-33.

Substantiation of petroleum potential of the Domanik-Tournaisian carbonates: specifics of applying the risk assessment methodology (Timan-Pechora Petroleum Basin)

© 2020 | E.B. Grunis¹, I.V. Kolokolova², V.B. Rostovshchikov³, G.V. Ul'yanov⁴

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

²Oil and Gas Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; ipngkolokolova@yandex.ru;

³Ukhta state technical university, Ukhta, Russia; vrostovchikov@ugtu.net;

⁴RN-SHELF-ARCTIKA, Moscow, Russia; ulyanov.gv@gmail.com

Received 06.11.2019

Revised 13.11.2019

Accepted for publication 25.11.2019

Key words: *Timan-Pechora; North-Urals Petroleum Region; probability; geological success; risks; exploration activities; Domanik-Tournaisian play.*

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Abstract: Researches, case studies, and any other geological investigations should be ultimately aimed at meeting the public demand in any required type of mineral resources. In petroleum geology, this means accelerated and cost-effective discovery of oil and gas fields that are profitable for development. Risk assessment is the important component of geological and economic evaluation of project implementation. This work allows creating algorithm of making decisions on exploration activities optimisation in any stage, and define key priorities, first and foremost exploration targets (plays). In assessment of risks of any given project, determination of geological success chance is the key constituent. The world's leading oil companies and research teams have their own methods for determining the probability of geological success (P_g). They are based on the comprehensive assessment of possible prospects of the region in the context of certain considerations related to different elements of petroleum systems (oil and gas source rocks, reservoir, fluid barrier, trap, time of structures formation, hydrocarbon generation and migration). The difference between the methodologies is the variable number of significant multipliers (factors) of evaluation validity and level of detail. The authors consider an example of the risk assessment methodology application for substantiation of petroleum potential of the Domanik-Tournaisian play, including Domanikites within the pre-Urals Foredeep (Timan-Pechora Petroleum Province) and prioritizing of exploration activities.

Funding: The paper is written as a part of carrying out the State Assignment on "Prediction of the state of the Russian oil and gas sector resource base on the basis of the system researches of natural reservoirs hydrocarbon potential in carbonate, terrigenous, and shale formations" for the year 2019. 131 Line of Fundamental Research. Section IX. Earth Sciences. State Registration Number: AAAA-A19-119030690047-6. RF Government Executive Order dated October 31, 2015, No. 2217-p.

For citation: Grunis E.B., Kolokolova I.V., Rostovshchikov V.B., Ul'yanov G.V. Substantiation of petroleum potential of the Domanik-Tournaisian carbonates: specifics of applying the risk assessment methodology (Timan-Pechora Petroleum Basin). *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(1):21–33. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-21-33. In Russ.

Введение

Каждое решение в геологоразведке связано с рисками, обусловленными разной степенью неопределенности. Анализ рисков на любом этапе геолого-разведочных работ представляет собой количественную оценку факторов, критичных для формирования и сохранения залежи УВ. Целью анализа рисков геолого-разведочных проектов является оценка вероятности открытия месторождения (залежи УВ), т. е. оценка вероятности геологической успешности (P_g) [1].

Методика оценки рисков заключается в следующем: каждый из геологических признаков рассматривается как независимая величина, характеризующаяся вероятностью в диапазоне от 0 до 1 (либо в процентах) в зависимости от степени уверенности геологов в том или ином факторе риска. Как правило, степень уверенности определяется надежностью источника информации (кондиционные, косвенные и ограниченные данные) и профессиональным опытом геологов в оценке геологических признаков. Последовательное перемножение вероятностей наличия всех геологических признаков дает в результате число в долях единицы (либо в процентах), эквивалентное вероятности наличия скопления углеводородов — P_g . В соответствии с этим $P_g = 1$ характеризует выявленное месторождение, а $P_g = 0$ свидетельствует о том, что открытие невозможно.

Вариативность величины P_g напрямую связана с этапностью геолого-разведочных работ, причем изменения значений по мере увеличения объема геологической информации возможны как в сторону увеличения вероятности успеха, так и в сторону ее снижения.

Условные диапазоны изменений значений степени геологической успешности (в случае оптими-

стичного прогноза) на разных стадиях регионального, поисково-оценочного и разведочного этапов геолого-разведочных работ приведены в таблице.

Для оценки и ранжирования всех рассматриваемых структур с точки зрения коэффициентов успешности в статье введены условные граничные значения P_g : < 10 % — крайне рискованные; 10–15 % — рискованные; 15–20 % — умеренного риска (рекомендуемые); 20 % — низкого риска (первоочередные) (рис. 1).

Применение данной методики особенно актуально при изучении новых нетрадиционных нефтегазоносных комплексов (НГК) и территорий. К ним относятся и доманикиты Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ).

Доманикиты — это комплекс горных пород осадочного происхождения позднедевонского возраста, образование которых происходило в пределах некомпенсированных впадин шельфовых частей пассивных окраин континентальных склонов (рис. 2). Они представлены глинисто-карбонатными и битуминозными сланцами, богатыми ОВ, с содержанием $C_{орг}$ 10 % и более. Доманикиты являются нефтегазоматеринскими породами с высоким нефтегазопроводящим потенциалом ($> 500 \text{ г/м}^3$). Площадь их распространения в Тимано-Печорском НГБ составляет более 250 тыс. км². Залежи нефти и газа установлены на целом ряде площадей: Верхне-Грубешорской, Баганской, Юрвож-Большелягской, Вуктыльской и др. Доманикиты входят в состав единой генетически связанной системы разнофациальных зон доманиково-турнейского НГК.

Особенности строения залежей обусловлены нестандартными условиями их формирования, а именно:

– доманикиты являются в одно и то же время и нефтегазоматеринскими породами, и породами, где

Таблица. Диапазоны изменения вероятности геологической успешности
Table. Geological chance of success: ranges of variation

Геолого-разведочные работы				Pg, %
Этап	Стадия	Объект	Задачи	
Региональный	Прогноз нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части	Выделение нефтегазоперспективных районов и зон. Оценка прогнозных ресурсов категорий D_2 и частично D_1	5–12,5
	Оценка зон нефтегазо-накопления	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазо-накопления	Ранжирование нефтегазоперспективных районов по степени очередности проведения поисковых работ. Оценка прогнозных ресурсов нефти и газа категорий D_1 и частично D_2	
Поисково-оценочный	Выявление объектов поискового бурения	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	Оценка прогнозных локализованных ресурсов категории $D_{пл}$. Выделение первоочередных поисковых объектов	12,5–25
	Подготовка объектов поискового бурения	Выявленные ловушки	Оценка перспективных ресурсов категории C_3	
	Поиски и оценка месторождений (залежей)	Подготовленные к поисковому бурению ловушки и открытые месторождения (залежи)	Установление наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа. Геометризация залежей и подсчет запасов категорий C_2 и частично C_1	25–50
Разведочный		Месторождения (залежи) нефти и газа	Уточнение контуров залежей, геологических и извлекаемых запасов УВ категорий C_1 и частично C_2	50–80

Рис. 1. Коэффициенты успешности по Северо-Предуральной НГО
Fig. 1. Success ratio over the North-Urals Petroleum Region

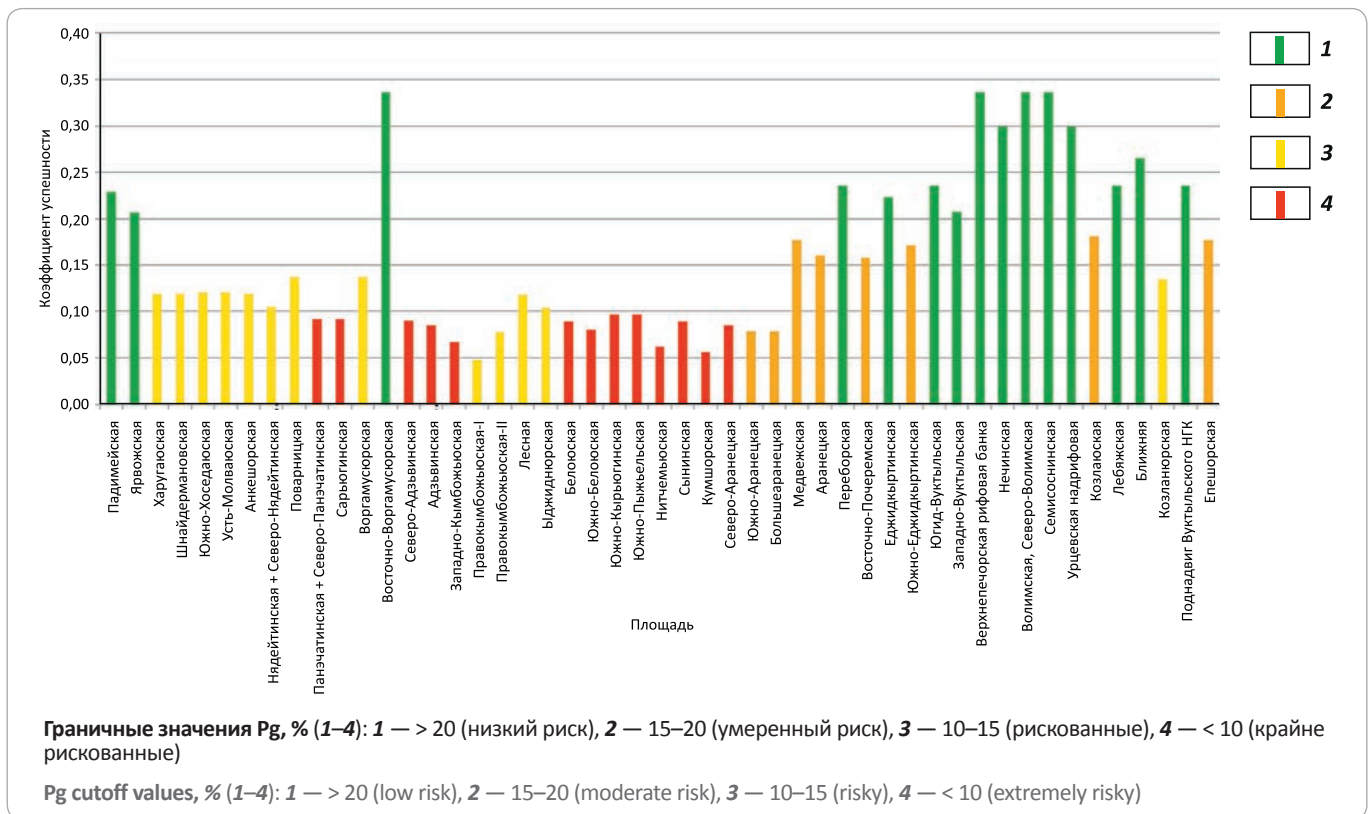
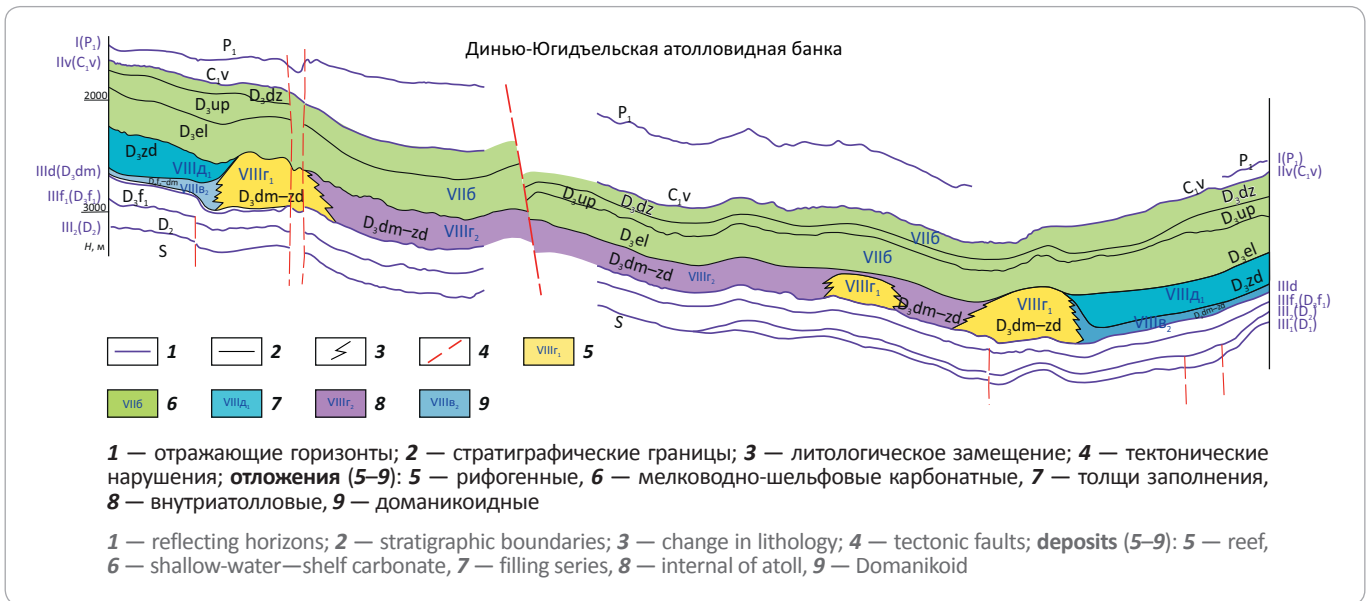


Рис. 2. Модель строения генетической системы доманикитов
Fig. 2. Structural model of Domanikites genetic system



происходит аккумуляция УВ и образование залежей без дальней латеральной миграции;

– залежи часто не контролируются структурным фактором и приурочены к зонам разуплотнения, образованным в основном за счет вторичных тектонических и гипергенных процессов.

Применение методики оценки рисков геологических процессов для доманикитов имеет свои особенности.

Рассмотрим пример.

Объект исследований — Северо-Предуральская нефтегазоносная область (НГО) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НПП).

Цель исследований — выделение перспективных объектов для поисков залежей УВ в верхнедевонских карбонатных отложениях (доманикитах), оценка их ресурсного потенциала, анализ геологических рисков и выбор приоритетных направлений и методики геолого-разведочных работ.

Исходные данные — материалы сейсморазведки, полученные методом общей глубинной точки (МОГТ) 2D, 3D, информация по скважинам, результаты палеотектонических, литофациальных и сейсмостратиграфических исследований.

Северо-Предуральская НГО приурочена к северной части Предуральского краевого прогиба. В составе НГО выделено девять нефтегазоносных районов (НГР): Воркутский, Хоседаю-Воргамусюрский, Кочмесский, Интинско-Лемвинский, Большесынинский, Среднепечорский, Вуктыльский, Верхнепечорский и Курьинско-Патраковский (рис. 3). По соотношению потенциальных ресурсов нефти и газа область является преимущественно газоносной, началь-

ные перспективные ресурсы составляют: по газу — 2404 млрд м³, по нефти — 725 млн т.

Газонефтеносность доказана в интервале средних девон — верхняя пермь. В карбонатных отложениях верхнего девона открыто семь месторождений: нефтяные — Нерутынское, Хоседаю-Неруюское, Суборское; нефтегазоконденсатные — Западно-Соплесское, Восточно-Пыжьельское, Юрвож-Большелягское и Вуктыльское (крупное).

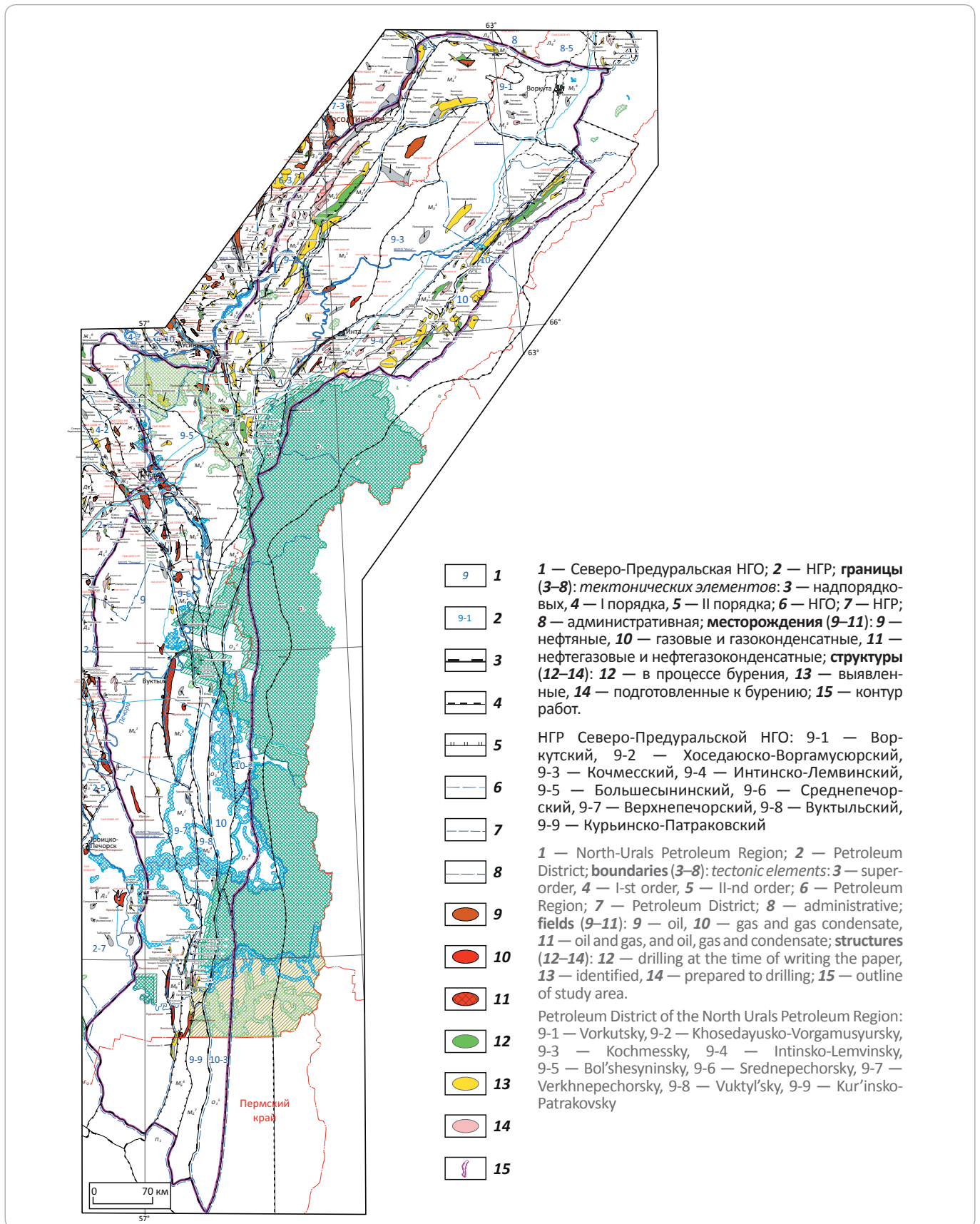
К настоящему времени территория НГО неравномерно изучена сейсморазведкой и бурением. Объем сейсморазведки МОВ (методом отраженных волн) + МОГТ-2D + МОГТ-3D составляет 78476,7 км; плотность сейсморазведки — 1,168 км/км², бурения — 28 м/км². Большая часть объектов НГО находится в нераспределенном фонде недр.

Авторы данной статьи на базе материалов ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет» (кафедра поисков и разведки месторождений полезных ископаемых) и с ФГБУ «ВНИГНИ» провели оценку рисков геологических процессов и ранжирование перспективных объектов в доманиково-турнейском НГК, в том числе доманикитах Северо-Предуральской НГО.

Расчет геологической успешности проводился с учетом анализа семи факторов, сгруппированных для характеристики УВ-систем и ловушек: нефтегазоматеринская порода (наличие и зрелость), коллектор (условия осадконакопления), покрывка (наличие), ловушка (достоверность выделения), качество продуктивного пласта, миграция УВ и сохранность залежи.

Приведем краткую характеристику обоснования факторов геологической успешности для каждого из НГР Северо-Предуральской НГО.

Рис. 3. Выкопировка из схемы тектонического и нефтегазгеологического районирования Тимано-Печорской НГП (ТП НИЦ, 2012)
 Fig. 3. Fragment of the scheme of tectonic and oil and gas geological zoning, Timan-Pechora Petroleum Province (TP NITs, 2012)



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Воркутский НГР. Вероятность геологического успеха оценена для крупной Ярвужской структуры.

В результате оценки качества объектов по степени вероятности существования эта структура отнесена к «надежным», плотность сейсмических профилей составляет 0,9–0,95 км/км².

С точки зрения наличия и качества природного резервуара по результатам бурения установлен благоприятный для аккумуляции УВ рифогенный тип разреза. Ярвужская структура находится в области барьерного рифового пояса. По результатам бурения разрез представлен известняками и доломитами, водорослевыми и органогенно-детритовыми, неравномерно перекристаллизованными, пористо-кавернозными, иногда сульфатизированными. Первичное емкостное пространство водорослевых и биогермных известняков в рифовых телах обусловлено наличием каркасостроящих организмов и водорослей, которые обеспечили высокую первичную седиментационную пористость [2]. Хорошие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов подтверждены высокими дебитами (> 200 м³/сут) минерализованной воды, полученной при испытании скважин на Западно-Ярвужской структуре, расположенной восточнее.

Зафиксированные в процессе бурения пленки нефти в растворе, а также присутствие растворенного газа в продуктах испытания подтверждают миграцию УВ из нефтематеринских толщ. Основной очаг генерации УВ расположен в пределах самой структуры и связан с нефтегазоносными фациями доманикитов.

Отсутствие промышленных притоков на Ярвужской структуре может быть связано со следующими факторами: неоптимальным структурным положением пробуренных скважин; сложным строением коллекторов в доманикитах, при опробовании которых требуются специальные методы воздействия на пласты для повышения их проницаемости.

Вероятность геологического успеха составляет 21 %.

Хоседаю-Воргамусюрский НГР. Вероятность геологического успеха оценена для 13 структур.

В тектоническом плане Хоседаю-Воргамусюрский НГР приурочен к гряде Чернышева, представляющей собой сложнопостроенную структуру на севере Предуралья Краевого прогиба. Окончательное формирование современного структурного плана гряды произошло в конце триаса в процессе завершающей стадии орогенеза на Урале. Интенсивное горообразование способствовало развитию тангенциальных движений со стороны Урала в сторону платформенной части и образованию новой структуры гряды Чернышева [3].

Выделенные структуры в основном являются приразломными с ориентировкой, совпадающей с меридиональным простиранием гряды. Они характе-

ризуются удлиненной формой, небольшими и средними размерами. Преобладают высокоамплитудные и удлиненные структуры с площадью от 5 до 50 км². По степени изученности ловушки относятся к категории «надежных», плотность сейсмических профилей МОГТ-2D в их пределах составляет 0,85–1,2 км/км².

С точки зрения распространения и качества коллекторов район относится к фациальной зоне мелководно-морского шельфа с карбонатным осадконакоплением. Рифовые высокочемкие коллекторы развиты в восточной части района (Воргамусюрская зона), в зоне сочленения гряды Чернышева с Косью-Роговской впадиной. Весь фонд оцениваемых структур расположен в противоположной (западной) части. Однако к этой области приурочены основные месторождения — Усинокушшорское и Хоседаю-Неруюское.

На формирование коллекторов значительное влияние оказала вторичная трещиноватость, возникшая в результате активных тектонических процессов при формировании гряды Чернышева.

К нефтегазоматеринским породам относятся доманикиты, которые одновременно являются и ловушками для аккумуляции УВ. Наличие значительного числа тектонических разрывов способствовало разрушению и переформированию изначально образованных залежей.

В тектонически дислоцированных районах, характеризующихся несколькими этапами перестройки структурного плана, ключевые геологические риски связаны с сохранностью залежей и миграцией УВ. Время генерации УВ в силурийских и верхнедевонских (доманиковых) нефтегазоматеринских породах продолжалось примерно до конца триаса, что совпадает с последней структурной перестройкой региона и формированием современной морфологии ловушек. Как правило, это негативно влияет на возможности аккумуляции УВ, что при оценке рисков отражено в пониженных коэффициентах по факторам миграции и сохранности.

В целом перспективы данного НГР ниже, чем у Воркутского. Коэффициенты геологического успеха для структур варьируют от 9 до 14 %. Согласно расчетам, наибольший P_г относится к Поварницкой структуре, где при испытании скважин получены притоки воды с растворенным газом, нефтепроявления и поглощение бурового раствора в верхнедевонских карбонатах. Это свидетельствует о состоянии УВ-систем и необходимости пересмотра морфологии и строения ловушек для выбора более оптимального расположения скважин для бурения либо окончательного вывода структур из фонда перспективных объектов.

Кочмесский и Интинско-Лемвинский НГР. Оценка ресурсного потенциала и P_г в пределах данных НГР проведена для пяти структур.

В тектоническом плане все они расположены в пределах Косью-Роговской впадины, однако группи-

руются на разных ее бортах. Лесная и Ыджиднюрская структуры (Интинско-Лемвинский НГР), характеризующиеся по степени изученности как «надежные» (плотность профилей МОГТ-2D — 0,85 км/км²), расположены в области сочленения Косью-Роговской впадины и Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны — на территории Прилемвинской и Восточно-Лемвинской складчато-покровных зон, вдоль западной границы которой предполагается существование пояса рифогенных образований. Рифогенный тип пород подтвержден бурением скв. Юньяхинская-1, вскрывшей франско-фаменский строматолитовый биогерм, на котором трансгрессивно залегает мощная фаменская оолитовая банка. Коллекторы представлены светлыми строматопорово-водорослевыми, оолитовыми и мелкообломочными известняками. По газовому каротажу в одном из пластов наблюдалось увеличение суммарных газопоказаний в два раза выше относительно фоновых, опробование данных интервалов не проводилось [4]. Структуры Лесная и Ыджиднюрская расположены западнее выделяемого рифового пояса, вероятнее всего в зоне зарифового шлейфа. Образование сферово-стуктовых оолитовых песчаниковидных известняков происходило в результате понижения уровня моря. Постройка подвергалась выветриванию и разрушению, а обломочный и глинистый материал с тыловой части органогенной постройки сносился и отлагался в зоне зарифового шлейфа. По мере удаления от органогенной постройки обломочные известняки, конгломераты и брекчии сменялись отсортированными песчаниковидными известняками.

Ключевые риски для структур данной зоны также обусловлены сложным тектоническим строением, негативно влияющим на аккумуляцию и сохранность залежей УВ. Интинско-Лемвинская тектоническая зона характеризуется складчато-надвиговым строением. Здесь широко развиты надвиги, переходящие в покровы.

Коэффициент успешности для структуры Лесная составляет 12 %, для Ыджиднюрской — 10 %.

В западной тектонической зоне впадины (Кочмесский район), в которой локализованы Правокымбожьёвская и Западно-Кымбожьёвская структуры, выделяются крупные Бергантымылькский, Поварницкий и Кымбожьёвский дизплективы, значительная по площади Кочмесская структура размером 10,8 × 24,6 км с амплитудой до 500 м, а также Усино-Роговское и Нерцетинское локальные поднятия.

Как показывает анализ современных структурных планов по различным горизонтам осадочного чехла, западная и частично северная части Косью-Роговской впадины, включая Кочмесскую структуру, в начальные доинверсионные этапы развивались более дифференцированно и унаследованно. Во внешней зоне отмечается конседиментационный рост Кочмесского, Нерцетинского и других поднятий с

формированием рифовых фаций в отложениях верхнего ордовика, силура и верхнего девона.

По результатам палеотектонических реконструкций можно предполагать два основных этапа заполнения структурных ловушек УВ: первый — доинверсионный предсреднедевонский в карбонатных резервуарах ордовик-нижнедевонского комплекса; второй — инверсионный пермотриасовый в терригенных и карбонатных резервуарах среднего — верхнего девона, среднего — верхнего карбона, нижней и верхней перми. Несмотря на благоприятное соотношение времени формирования ловушек и аккумуляции в Кочмесском районе, геологические риски здесь более высокие. Это обусловлено меньшей степенью надежности выделения ловушек, их тектонической раздробленностью, наличием преград на пути миграции и большем их расстоянии от основного очага. Таким образом, P_г для группы Правокымбожьёвской (I и II) и Западно-Кымбожьёвской составляет 5–8 %.

Большесынинский НГР. Оценка геологической успешности проведена для девяти структур.

Тектонически район расположен в пределах одноименной впадины, в которой разрез верхнедевонских отложений представлен, главным образом, депрессионными известняками и аргиллитами (доманикитами). С точки зрения анализа элементов УВ-систем подобный тип разреза наиболее благоприятен для накопления нефтематеринских толщ и флюидоупоров. Коллекторский потенциал депрессионных фаций значительно ниже, чем у рифогенных и мелководно-морских карбонатов, развитых в пределах ранее описанных НГР. Основными продуктивными горизонтами являются мелководно-шельфовые средне-верхнефаменские и турнейские отложения раннего карбона в зоне выхода их под визейскую покрывку. Нефтегазосность района подтверждена результатами бурения скважин на Пыжьельской и Суборской площадях. Однако низкие дебиты (0,8–5,8 м³/сут) свидетельствуют о невысоком качестве коллекторов. Данный фактор является ключевым при оценке рисков Большесынинского НГР. С точки зрения структурно-тектонического анализа выделенные ловушки характеризуются практически полным отсутствием тектонической раздробленности, что, в свою очередь, снижает вероятность миграции УВ в пределах низкопроницаемого карбонатного разреза. Но, с другой стороны, повышает коэффициент сохранности залежи в случае ее формирования. Результаты анализа структурных планов свидетельствуют о том, что по морфологическим характеристикам ловушки имеют небольшую площадь, но из-за нерегулярности сети сейсмических профилей МОГТ-2D требуется их дополнительное подтверждение и доизучение. Данный аспект нашел свое отражение в пониженных значениях коэффициентов по фактору риска «ловушка».

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Наиболее «надежными» являются Большеаранецкая, Южно-Аранецкая, южный купол Сынинской и Нитчемьюская структуры.

Таким образом, с учетом изложенного, коэффициенты геологического успеха для перспективных структур Большесынинского НГР варьируют от 6 до 10 %.

Среднепечорский НГР. Оценка рисков проведения по доманикитам для семи структур.

В тектоническом плане границы НГР совпадают с одноименным поперечным поднятием в пределах Предуральского краевого прогиба. Среднепечорское поперечное поднятие разделяет Верхнепечорскую и Большесынинскую впадины. До раннепермского времени Среднепечорское поперечное поднятие развивалось как составная часть Печоро-Колвинского авлакогена. В дальнейшем, с момента зарождения Уральского орогена, Среднепечорское поперечное поднятие стало частью формирующегося прогиба и испытало интенсивное прогибание и надвигообразование [5].

На территории Среднепечорского поперечного поднятия на Государственном балансе запасов числится четыре месторождения: Аранецкое (нефтегазовая залежь в отложениях C_{1v} -возраста), Худоельское (нефтяная залежь в отложениях C_{1v} -возраста), Югид-Соплесское (нефтяные залежи в отложениях D_{2st} , D_{2ef} , P_{2u} -возраста) и Западно-Соплесское (нефтегазоконденсатная залежь в отложениях D_{3f} -возраста).

Разрез франско-фаменских отложений представлен в основании депрессионными известняками и мергелями, которые выше (усть-печорский и елецкий горизонты) сменяются мелководно-морскими карбонатными породами. Наиболее благоприятные фациальные условия для образования коллекторов существовали в районе Еджыкыртинской и Аранецкой структур, где в зонах окраины мелководного шельфа формировались барьерные рифы. В целом следует отметить довольно хорошее качество коллекторов в пределах Среднепечорского поперечного поднятия, что обусловлено особенностями палеорельефа¹.

С точки зрения процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ территория Среднепечорского поперечного поднятия представляет повышенный интерес. Этому способствует два фактора: особенности структурного плана — приподнятая область, разделяющая две впадины, являющиеся очагами генерации УВ; фациальная изменчивость вверх по разрезу верхнедевонских отложений — от депрессионных фаций,

играющих роль нефтематеринских пород, до мелководных, служащих природными резервуарами для потенциальных залежей нефти и газа.

Особо следует отметить Югид-Вуктыльскую структуру, в пределах которой проводилось поисковое бурение, однако промышленных залежей в отложениях верхнедевонского комплекса не выявлено. Неудачи бурения, вероятнее всего, связаны со сложным тектоническим строением ловушки и не самыми благоприятными коллекторскими свойствами. По результатам интерпретации данных сейсморазведки и бурения были выделены четыре взброснадвига и уточнено их положение. Основной надвиг — западный, по которому аллохтонная часть складки надвинута и нарушена оперяющими надвигами. Некомпетентными породами, по-видимому, служили глинистые отложения среднедевонского возраста. О возможных перспективах структуры свидетельствует кратковременный приток газа с водой при испытании скв. 637, пробуренной на северном осложнении структуры [6] (рис. 4).

В целом в пределах НГР факторы геологического риска по доманикитам не являются критичными по какой-либо компоненте. Значения P_g для структур составляют 16–24 %, что позволяет сделать оптимистичный прогноз для формирования и реализации дальнейшей программы геолого-разведочных работ.

Верхнепечорский НГР. Оценка рисков проведения для Западно-Югидской структуры и группы мелких ловушек на юге Верхнепечорской впадины, территориально находящихся в Пермском крае (Урцевская, Семисоснинская, Неченская, Волимская и Северо-Волимская).

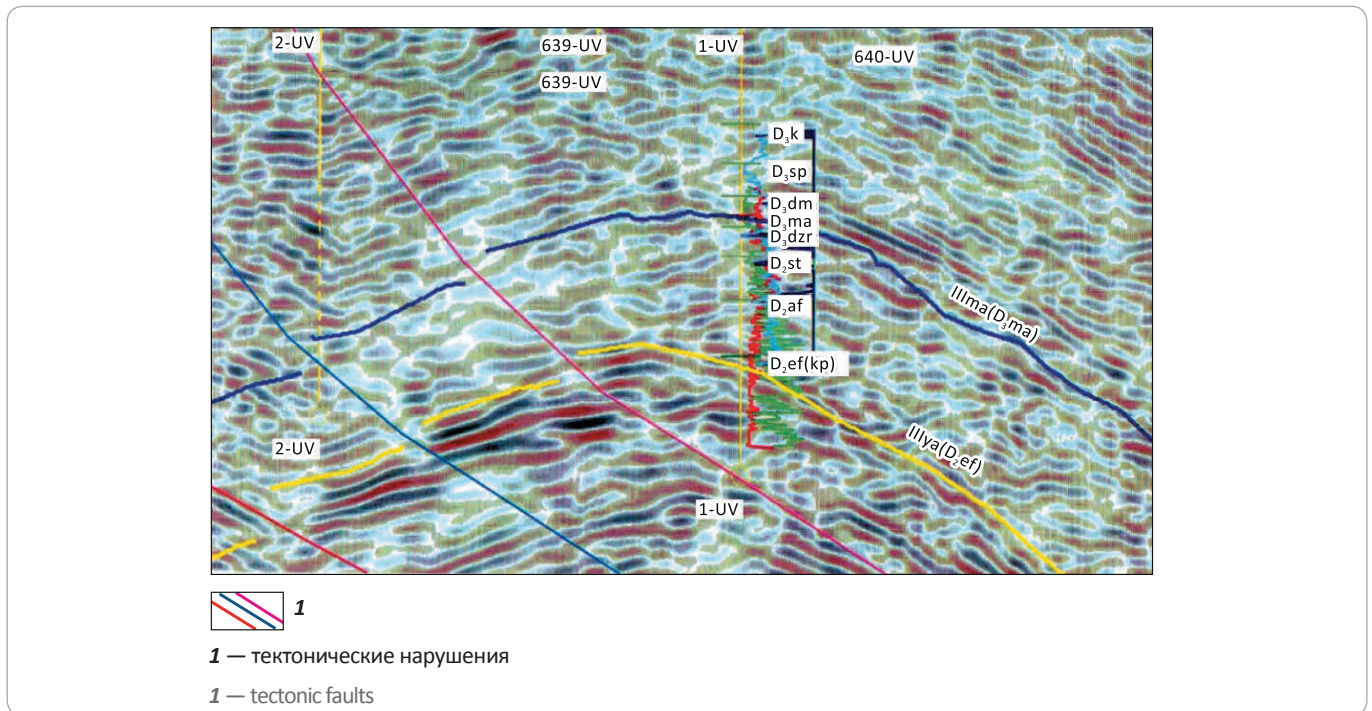
В тектоническом отношении НГР приурочен к осевой части и западному борту одноименной впадины. Большая часть этой территории и нефтегазоносных комплексов слабо изучена, что связано с большой глубиной залегания осадочного чехла, хотя газовые и газоконденсатные месторождения в пределах впадины были открыты еще в 1960-х гг.

В основании верхнедевонского карбонатного комплекса на большей части территории разрез представлен депрессионными фациями, формирование которых началось в семилукское время и продолжалось на западе и северо-западе впадины до раннеелецкого времени, на востоке и юго-востоке закончилось в среднефаменское время. В позднелецкое и усть-печорское время завершилась нивелировка западной и осевой частей территории и образовалась широкая область шельфа с карбонатным осадконакоплением. В краевой части области в зоне перехода к мелководному склону (район Ближней, Лебяжской, Северо-Вуктыльской площадей) формировались краевые барьерные рифы средне-позднефаменского возраста.

¹ Кочетов С.В. Строение, условия формирования отложений, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность верхнедевонского комплекса Печоро-Колвинского мегавала и Среднепечорского поперечного поднятия : автореф. дисс. ... канд. геол.-минер. наук. Сыктывкар, 2012.

Рис. 4. Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю 796-06 [6]

Fig. 4. Fragment of seismic time section along 796-06 Line [6]



Западно-Югидская структура расположена в северной части Печоро-Илычской моноклинали. Она сформировалась в результате раннефранских тектонических движений, последующие этапы тектогенеза не оказали существенного влияния на ее морфологию. С точки зрения соотношения «тайминга» процессов генерации-миграции и аккумуляции УВ структура относится к перспективным. Прогнозируются благоприятные коллекторские свойства ввиду расположения структуры в пределах пояса барьерных рифов. Коэффициент геологической успешности для Западно-Югидской структуры — 21 %.

Уточнение оценки перспектив и геологической успешности территории севера Верхнепечорской впадины не проводилось из-за отсутствия кондиционных данных.

На сегодняшний день на территории Верхнепечорской депрессии в пределах Пермского края пробурено 66 структурно-параметрических скважин и 3 глубоких скважины: поисковая Семисоснинская-5, Гадьинского профиля-156 и параметрическая Волимская-1. Скважины вскрыли средне-верхнедевонские отложения, турнейский, визейский, серпуховский, башкирский и московский ярусы карбона и нижнепермские отложения. Из фаменских отложений получен нефтенасыщенный керн. Нефтепроявления отмечены в серпуховских, тульских, турнейских, фаменских и франских отложениях. В скв. Волимская-3 получены непромышленные притоки из нижнепермских и фаменских отложений, из башкирских отложений наблюдался приток нефти 90 м³/сут. Зале-

жи чаще всего приурочены к структурам облекания рифов. Коэффициент геологической успешности для данных структур высокий (30–34 %) ввиду наличия прямых признаков нефтеносности, полученных по результатам бурения.

Вуктыльский НГР. Оценка геологических рисков проведена для пяти перспективных структур — Ближней, Лебяжской, Епешорской, Козлаюской и Козланюрской.

С точки зрения распространения и наличия коллекторов, а также работы УВ-систем параметры по геологическим рискам не критичны — структуры расположены в благоприятной области барьерных рифов и карбонатных банок, о чем упоминалось при характеристике фациальной обстановки в пределах Верхнепечорской впадины. Пик генерации УВ нефтематеринскими толщами среднего и верхнего девона, приходящийся на триасовое время, после завершения надвиговых дислокаций, свидетельствует о возможности миграции и аккумуляции УВ в ловушках без их последующего переформирования.

Основные неопределенности связаны с достоверностью выделения ловушек (за исключением Ближней, где проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3D), которая определяется невысокой плотностью данных сейсморазведки в их пределах, поэтому структуры характеризуются как вероятные. Коэффициент геологического успеха для данных структур варьирует от 14 до 27 %.

Таким образом, согласно результатам оценки геологических рисков, для постановки дальнейших

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 5. Схема рисков и основные направления геолого-разведочных работ
Fig. 5. Scheme of risks and main focus areas of exploration activities

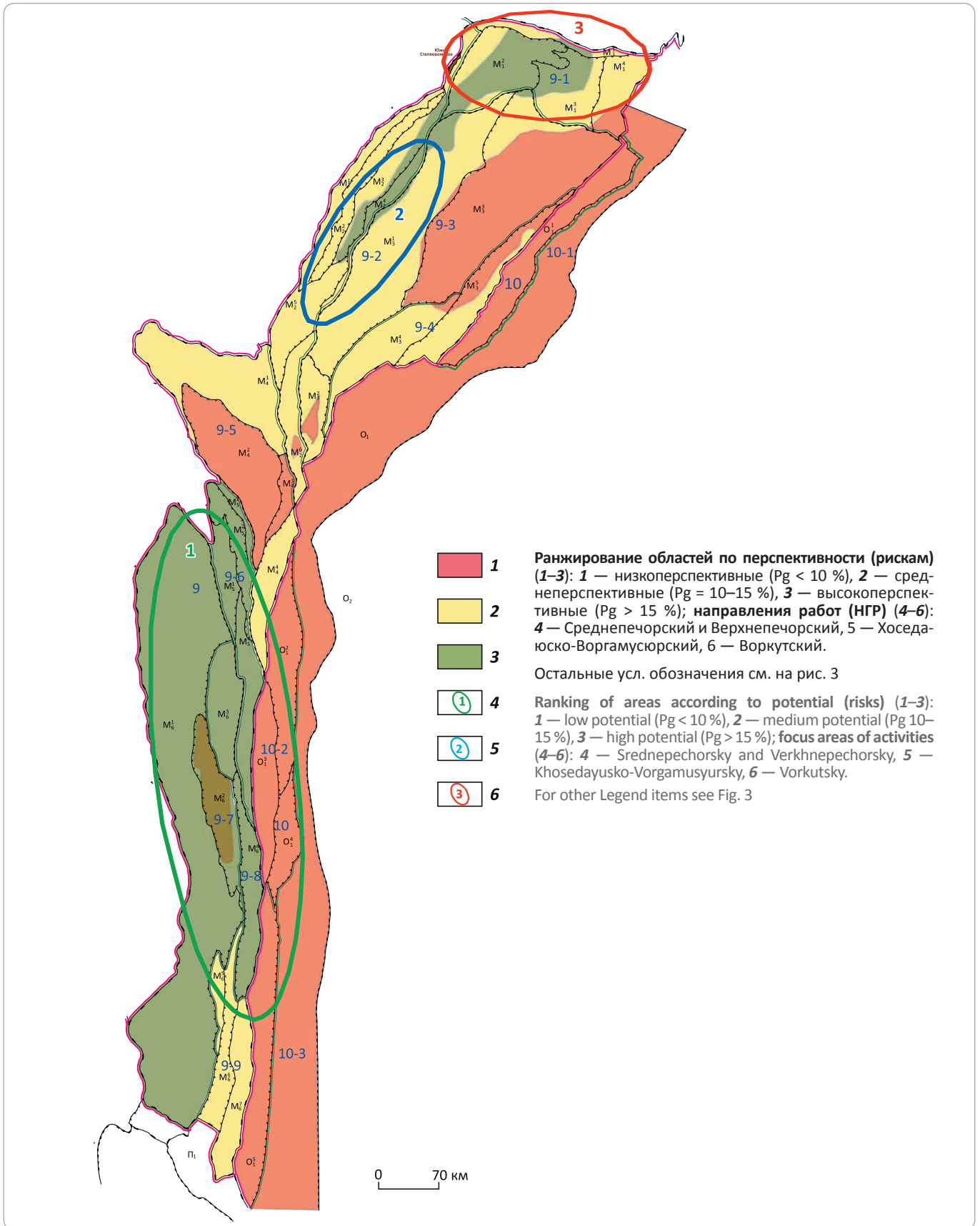
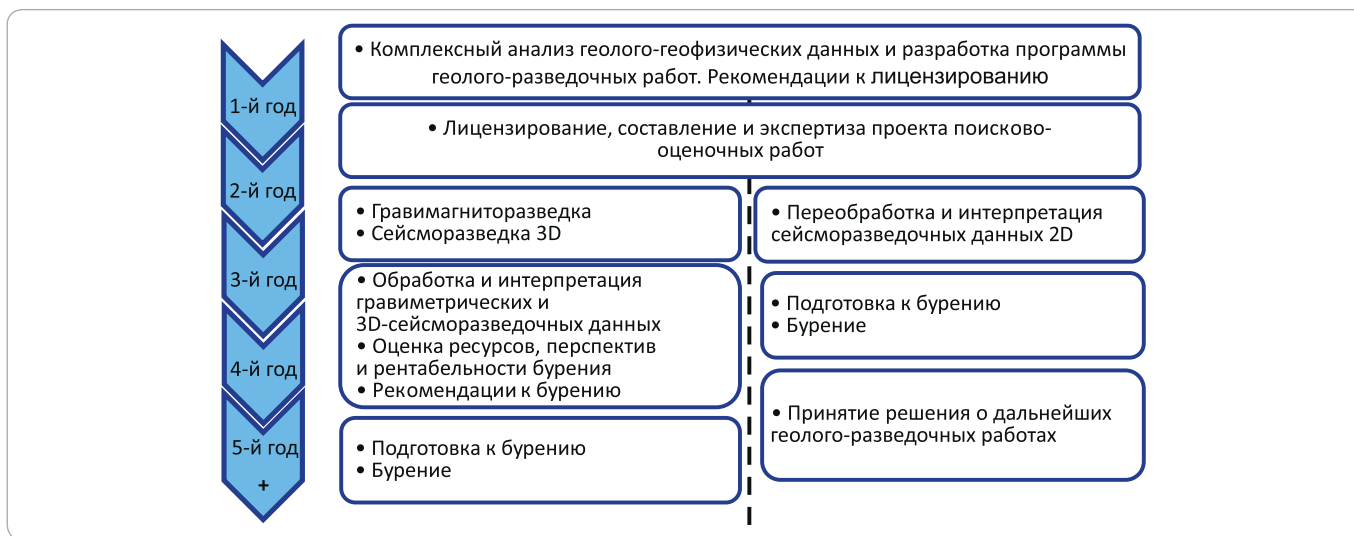


Рис. 6. Алгоритм геолого-разведочных работ на доманикиты
Fig. 6. Algorithm of exploration for Domanikites



геолого-разведочных работ наиболее перспективны следующие НГР: Воркутский, Хоседаюско-Воргамусюрский, Верхнепечорский, Вуктыльский и Среднепечорский.

Учитывая вышеизложенное, можно выделить три основных направления геолого-разведочных работ в регионе (рис. 5, 6).

1. Среднепечорский, Вуктыльский и Верхнепечорский НГР — доказанная газонефтеносность; ключевые риски — сложное тектоническое строение ловушек.

2. Хоседаюско-Воргамусюрский НГР — доказанная нефтегазоносность, ключевые риски — мелкий размер ловушек, низкие начальные суммарные ресурсы, выделение высокочемических коллекторов.

3. Воркутский НГР — изученный бурением район без доказанной нефтегазоносности C_{1t} - D_3dm ; необходим анализ результатов бурения и детальные сейсморазведочные исследования.

Выводы

На основании проведенного анализа перспективных объектов Северо-Предуральской НГО можно сделать выводы об особенностях применения методики оценки рисков геологических процессов для выбора основных направлений геолого-разведочных работ на верхнедевонские карбонатные отложения (доманикиты).

1. Фаменско-турнейский НГК является замкнутой системой генерации и аккумуляции УВ. Залежи нефти и газа образовались за счет генерации УВ из доманиковых нефтегазоматеринских пород. Генерация УВ происходила в условиях жестких режимов геологического развития территории, связанных со структурно-тектоническими особенностями формирования Северо-Предуральской НГО.

2. УВ-система доманиково-турнейского комплекса представлена различными типами ловушек как первичного, так и вторичного, гипергенного и тектонодинамического происхождения. К первому типу относятся рифогенные ловушки различных морфологических типов (одиночных рифов, карбонатных банок, атоллов и барьерных рифогенных систем); ко второму типу — зоны вторичной трещиноватости в депрессионных отложениях, образовавшиеся в процессе формирования Предуральского прогиба Уральского орогена.

3. Применение методики оценки рисков геологических процессов требует отдельного подхода к этим двум типам ловушек по основным параметрам, а именно:

– для ловушек первого типа подходит стандартная методика оценки перспективности объекта и рисков по вовлечению их в разведку;

– для ловушек второго типа необходима разработка дополнительных или новых критериев оценки рисков исходя из следующих факторов: в доманикитах ловушки в основном скрытого типа, где проблематично прогнозирование как покрышек, так и коллекторов; в ловушках тектонодинамического происхождения, которые характерны для доманикитов, стандартные методики оценки ресурсного потенциала неприменимы, так как нет достаточного числа апробированных эталонных участков с разработанной моделью их строения. Вместо метода геологических аналогий в первом приближении возможно применение эволюционно-катагенетического метода;

– нет четких геолого-геофизических критериев выделения ловушек скрытого типа в доманикитах верхнего девона.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Литература

1. Хитров А.М., Никитин А.Н., Попова М.Н., Колоколова И.В. Оценка риска поисков нефти и газа на основе выделения и картирования покрышек залежей углеводородов по данным геофизических методов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. – № 3. – С. 22–27.
2. Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларионова З.В. и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. – СПб.: ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
3. Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В. Перспективы нефтегазоносности центральной части гряды Чернышева // Новые идеи в геологии нефти и газа. Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции). – 2015. – С. 76–80.
4. Приймак П.И., Куранова Т.И., Никонов Н.И. Перспективы нефтегазоносности рифогенных отложений зоны сочленения Косью-Роговской впадины и Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 3. – № 8. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/36_2013.pdf (дата обращения 18.09.19).
5. Данилов В.Н., Антоновская Д.В. Развитие Среднепечорского поперечного поднятия Тимано-Печорской провинции // Вестник Санкт-Петербургского университета. Сер. 7. – 2009. – № 3. – С. 86–92.
6. Данилов В.Н., Питер Р. Роуз. Перспективы восполнения сырьевой базы Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Научно-технический сборник: Вести газовой науки. – 2016. – № 1 (25). – С. 75–82.

References

1. Khitrov A.M., Nikitin A.N., Popova M.N., Kolokolova I.V. Risk assessment of oil and gas search based on selecting and mapping the hydrocarbon accumulation caps according to geophysical techniques data. *Vestnik TsKR Rosnedra*. 2011;(3):22–27. In Russ.
2. Teplov E.L., Kostygova P.K., Larionova Z.V. et al. Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoi provintsii [Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province]. St. Petersburg: ООО “Renome”; 2011. 286 p. In Russ.
3. Rostovshchikov V.B., Kolokolova I.V. Perspektivy neftegazonosnosti tsentral'noi chasti gryady Chernysheva [Petroleum potential of the central part of the Chernyshev Ridge]. In: *Novye idei v geologii nefti i gaza. Sbornik nauchnykh trudov (po materialam Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii)*. 2015. pp. 76–80. In Russ.
4. Priymak P.I., Nikonov N.I., Kuranova T.I. Petroleum potential of Middle – Upper Devonian reef section in the junction zone of Kosyu-Rogow Depression and the Western Ural fold-thrust zone. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2013;3(8). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/36_2013.pdf (accessed 18.09.19). In Russ.
5. Danilov V.N., Antonovskaya D.V. Exploration and development history of the Sredne-Pechorskoye transverse uplift of the Timano-Pechorskaya province. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo universiteta*. 2009;7(3):86–92. In Russ.
6. Danilov V.N. Outlooks for supplementation of raw materials reserves at the Vuktyl oil-gas-condensate field. *Vesti gazovoy nauki*. 2016;(1(25)): 75–82. In Russ.

Информация об авторах

Грунис Евгений Борисович

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

Колоколова Ирина Владимировна

Научный сотрудник
ИПНГ РАН,
119333, Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: ipngkolokolova@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-1576-3858

Ростовщиков Владимир Борисович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий кафедрой ПР МПИ
ФГБОУ ВО «УГТУ»,
169300, Ухта, ул. Первомайская, д.13
e-mail: vrostovchikov@ugtu.net
ORCID ID: 0000-0003-4683-3975

Information about authors

Evgeniy B. Grunis

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

Irina V. Kolokolova

Scientific researcher
Oil and Gas Institute, Russian Academy of Sciences,
3, ul. Gubkina, Moscow, 119333, Russia
e-mail: ipngkolokolova@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-1576-3858

Vladimir B. Rostovshchikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
head of a department PR MPI
Ukhta State Technical University,
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia
e-mail: vrostovchikov@ugtu.net
ORCID ID: 0000-0003-4683-3975

Ульянов Григорий Викторович

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший геолог УГиР

ООО «РН-Шельф-Арктика»,

121151, Москва, ул. Можайский Вал, 8

e-mail: ulyanov.gv@gmail.com

ORCID ID: 0000-0001-8394-109X

Grigoriy V. Ul'yanov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
senior geologist UGiR

RN-Shel'f-Arktika,

8, ul. Mozhaiskii Val, Moscow, 121151, Russia

e-mail: ulyanov.gv@gmail.com

ORCID ID: 0000-0001-8394-109X



АТЫРАУ
OIL&GAS KAZAKHSTAN

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

8-10 апреля 2020

Казахстан, Атырау

подробная информация:

www.oil-gas.kz

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



УДК 551.242

DOI 10.31087/0016-7894-2020-1-35-55

Геодинамические условия формирования осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента

© 2020 г. | В.С. Шеин, А.В. Алференок, И.В. Долматова, Н.А. Мельникова

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия, Sheinvs@mail.ru; alferenok@mail.ru; dolmatova@vnigni.ru; N.melnikova@vnigni.ru

Поступила 15.07.2019 г.

Доработана 12.08.2019 г.

Принята к печати 03.09.2019 г.

Ключевые слова: осадочный чехол; палеобассейны; Восточно-Европейский палеоконтинент; условия формирования; бассейн.

Аннотация: На основе палеогеодинамических реконструкций плит и фациально-палеогеографических построений выделены основные палеобассейны Восточно-Европейского палеоконтинента и описаны условия их формирования в отдельные интервалы рифей-кайнозойского времени. Основные этапы формирования осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента обусловлены: рифтогенезом (RF); образованием надрифтовых депрессий, пассивных континентальных палеоокраин (V); формированием орогенов столкновения плит, инверсией в палеобассейнах (€); повторным рифтогенезом и пассивными континентальными палеоокраинами (O-S); пассивными палеоокраинами ($D_1^2-C_1$); орогенами столкновения плит, инверсией (C_2-T_1); изостазией, расчленением палеобассейнов на блоки (T_3-KZ). Осадочный чехол палеобассейнов стал основой современных нефтегазоносных, потенциально нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов в пределах Восточно-Европейской платформы.

Для цитирования: Шеин В.С., Алференок А.В., Долматова И.В., Мельникова Н.А. Геодинамические условия формирования осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 35–55. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-35-55.

Paleobasins of the East European paleocontinent: geodynamic settings of sedimentary cover formation

© 2020 | V.S. Shein, A.V. Alferenok, I.V. Dolmatova, N.A. Mel'nikova

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia, Sheinvs@mail.ru; alferenok@mail.ru; dolmatova@vnigni.ru; N.melnikova@vnigni.ru

Received 15.07.2019

Revised 12.08.2019

Accepted for publication 03.09.2019

Key words: sedimentary cover; paleobasins; East European paleocontinent; settings of formation; basin.

Abstract: Main paleobasins of the East European paleocontinent are delineated on the basis of plate paleogeodynamic reconstructions and facies-paleogeographic imaging, and settings of their formation in different Riphean-Cenozoic intervals are described. The following factors determine the key stages of sedimentary cover formation in paleobasins of the East European paleocontinent: rifting (RF); formation of the above-rift depressions, passive continental paleomargins (V); formation of plate collision orogens, inversion in paleobasins (€); repeated rifting and passive continental paleomargins (O-S); passive paleomargins ($D_1^2-C_1$); plate collision orogens, inversion (C_2-T_1); isostasy, partitioning of paleobasins (T_3-KZ). Sedimentary cover of paleobasins was the framework for the current oil and gas bearing, potentially oil and gas bearing, and possible oil and gas bearing basins within the East European Platform. Oil and gas expulsion is calculated taking into account the geodynamic criteria. Comparison of the results obtained with the forecast of initial in-place hydrocarbon resources (as on 01.01.2009) obtained using the conventional principle of geological and petroleum zonation showed that amount of hydrocarbons accumulated in the Volga-Urals Petroleum Basin exceeds the estimated in-place oil resources by 6,5 %, and gas by 14 %. The future exploration and prospecting activities in the thrust zone may further increase the initial in-place resources of this basin.

For citation: Shein V.S., Alferenok A.V., Dolmatova I.V., Mel'nikova N.A. Paleobasins of the East European paleocontinent: geodynamic settings of sedimentary cover formation. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(1):35–55. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-35-55. In Russ.

Введение

Тектоника, история геологического развития Восточно-Европейской платформы освещались в многочисленных работах, в том числе в трудах А.П. Карпинского, А.Д. Архангельского, А.П. Павлова, Н.С. Шатского, А.А. Богданова, М.В. Муратова, В.Е. Хаина. В последние десятилетия тектоника и нефте-

газоносность Восточно-Европейской платформы и ее обрамления рассматривались Р.Г. Гарецким, В.Г. Геценым, П. Зиглером, Л.П. Зоненшайном, Н.В. Межеловским, А.М. Никишиным, Н.К. Фортунатовой, В.Е. Хаиным, а также в работах [1–15]. Среди работ геологов-нефтяников изучению геологии и нефтегазоносности платформы посвящены труды Г.Х. Дикен-

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

штейна, С.П. Максимова [5, 8, 10]. Геодинамический подход к тектоническому районированию Восточно-Европейской платформы изложен в работе [15].

При составлении карты тектонического районирования Восточно-Европейской платформы и сопредельных районов основное внимание было уделено выделению, характеристике структур чехла и связанных с ним осадочных бассейнов.

Для того чтобы раскрыть историю формирования бассейна, некоторые исследователи [9, 12] предлагают выделять палеобассейны. Авторы статьи предприняли попытку выяснить геодинамические условия образования палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента в отдельные интервалы рифей-кайнозойского времени.

Учитывая палеогеодинамические реконструкции [4, 6, 12, 14], предполагается, что имеются различия в формировании плитотектонических структур и обусловленных ими палеобассейнов в разных частях Восточно-Европейской платформы. Можно выделить три основных сектора: *Восточный*, *Западный* и *Центральный*, в пределах которых образование структур и палеобассейнов значительно различается. В рифее восточная и южная окраины палеоконтинента обрамлялись Доуральским и Палеоазиатским океанами, где толщи накапливались в условиях шельфа, континентального склона и подножия (рис. 1). В это же время в Центральном секторе установился режим рифтогенеза и преимущественно континентального осадконакопления, а в Западном — режим аккумуляции терригенного материала континентального и мелководно-морского осадконакопления, за исключением крайнего запада, где в среднем рифее возник палеоокеан Торнквиста [12]. В позднем венде к северо-западу от Восточно-Европейской платформы сформировался палеоокеан Япетус, на юге и западе продолжились развиваться палеоокеаны Палеоазиатский и Торнквиста, а в Центральном секторе в ряде авлакогенов и рифтов проявилась инверсия. Последующая геодинамическая эволюция также значительно отличалась. Однако российская часть Восточно-Европейской платформы приурочена в основном к Восточному и Центральному секторам.

На основе палеогеодинамических реконструкций и фациально-палеогеографических построений выделены основные палеобассейны, связанные с плитотектоническими структурами (рифтами, пассивными континентальными окраинами, орогенами столкновения плит, островными дугами и др.).

Наиболее ранний этап формирования осадочного чехла палеобассейнов Центрального и Восточного секторов Восточно-Европейской платформы связан с началом образования в *раннем рифее* континентальных рифтов, авлакогенов. Самым выраженным авлакогеном на краю платформы в это время являлся Калтасинский, где мощность осадочных пород пре-

вышает 5 км. Подошва грабена выполнена песчано-алевролитовой, а кровля — морской доломитово-аргиллитовой толщами. Менее значительные площади распространения пород нижнего рифея отмечены во внутренней части платформы. Внутриплатформенные грабены заполнены континентальными терригенными и молассовыми породами.

Этап континентального рифтогенеза (внутриконтинентального — в центре платформы, окраинно-континентального — на востоке и северо-востоке) продолжился в *среднем и позднем рифее*. В это время зародились Пачелмский, Серноводско-Абдулинский, Казанско-Кажимский и другие рифты, расширилась площадь осадконакопления в Калтасинском авлакогене.

В *венде* рифты и авлакогены затухали, но начали формироваться пассивно-окраинные формации на востоке платформы и формации надрифтовых депрессий — на северо-западе.

В *кембрии* практически на всей площади платформы в осадочных бассейнах осадконакопление не происходило, за исключением северо-запада и юго-запада палеоконтинента, где в надрифтовых депрессиях и в пределах Львовского прогиба Украины отлагались породы морской кварцево-песчаниковой формации мощностью до 100 м [5, 8].

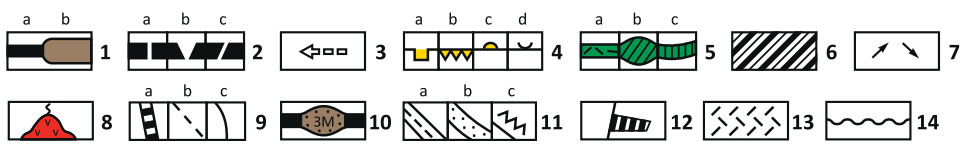
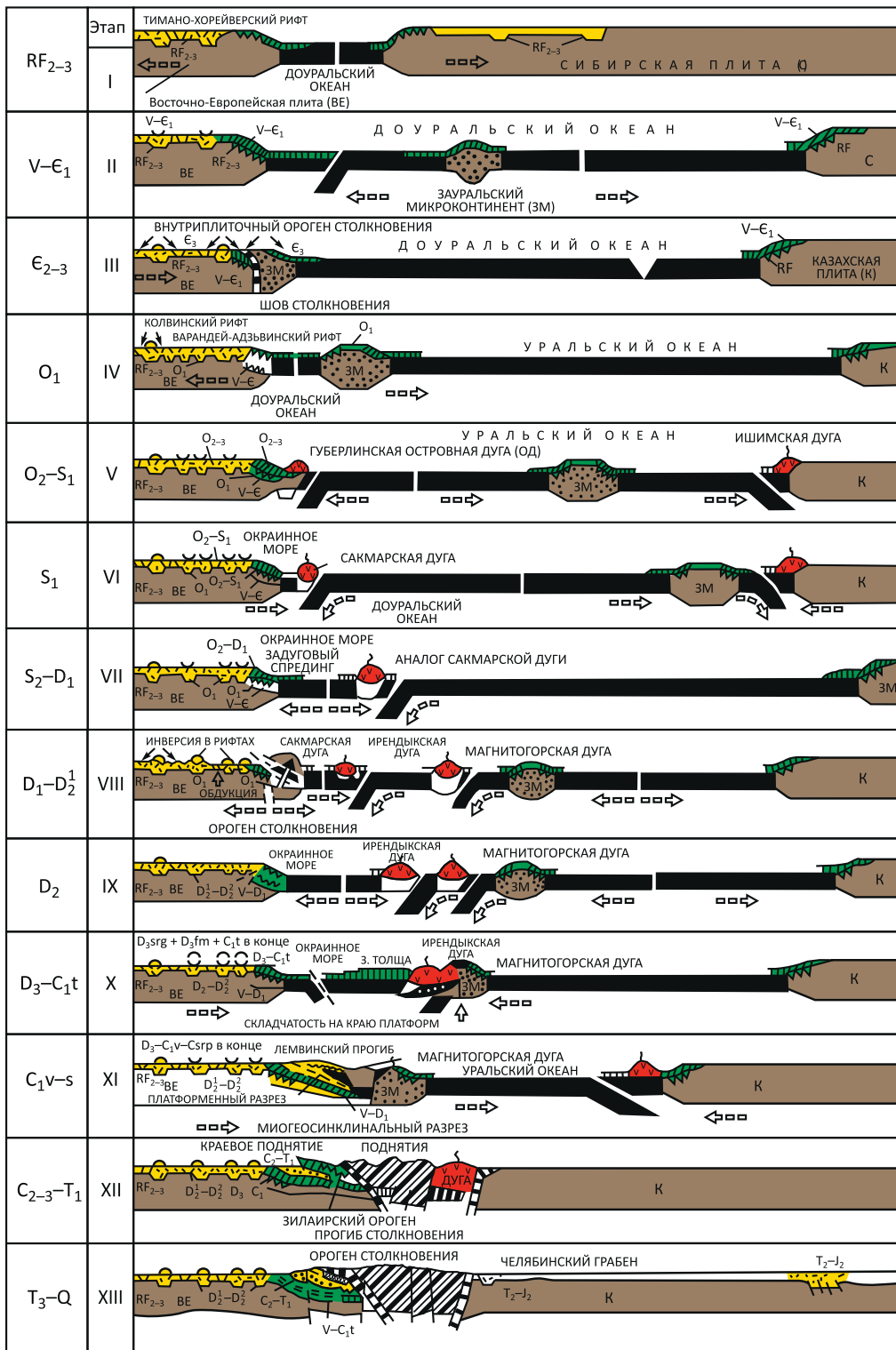
В *ордовике – силуре* вновь возродился рифтогенез и накапливались осадки как в центре, так и на востоке платформы. В пределах Тимано-Печорского блока они отлагались в условиях пассивной окраины.

В *среднем и позднем девоне* формировались пассивные континентальные окраины — Волго-Уральская, Предуральская, Эмбинская, Астраханская и др. К Волго-Уральской окраине, начиная с конца *средне-го девона* и до *перми*, приближались и сталкивались с палеоконтинентом островные дуги. В результате Волго-Уральская окраина была деформирована, образовались Уральский ороген столкновения плит, Предуральский предороженный прогиб, надвиги. В *мезозое* и *кайнозое* преобладали процессы изостазии и вертикальные тектонические движения, приведшие к расчленению упомянутых структур на разновеликие блоки земной коры.

На общем фоне геодинамической эволюции палеобассейнов Восточно-Европейской платформы и прилегающих районов образовывались нефтегазоносные (НГБ) и потенциально нефтегазоносные бассейны (ПНГБ), зоны нефтегазонакопления и месторождения УВ в том виде, в котором мы видим их сегодня. Например, Тимано-Печорский НГБ был сформирован из палеобассейнов в несколько этапов, каждому из которых свойственны накопление различных литолого-фациальных комплексов, образование объектов поиска УВ разных типов и др. (см. рис. 1).

Рассмотрим более подробно становление палеобассейнов, проанализировав условия формирования осадочного чехла в их пределах от рифея до кайнозоя.

Рис. 1. Взаимодействие Восточно-Европейского и Казахского палеоконтинентов (RF₂-Q)
 Fig. 1. Coupling of East European and Kazakh paleocontinents (RF₂-Q)



TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Усл. обозначения к рис. 1

Legend for Fig. 1

1 — литосфера: а — континентальная, b — океаническая; **2** — границы плит: а — расхождения, b — скольжения, с — схождения (субдукция и обдукция); **3** — направление перемещения плит; **4** — континентальные рифты: а — внутриконтинентальные, b — окраинно-континентальные, с — инверсия в рифтах, d — надрифтовая депрессия; **5** — пассивные континентальные окраины и их структурно-геоморфологические зоны: а — шельф, b — склон и континентальное подножие, с — глубоководные котловины; **6** — орогены столкновения плит; **7** — направления сноса пород; **8** — островные дуги; **9** — основные глубинные разломы: а — швы столкновения, b — другие глубинные разломы (надвиги, разломы зон обдукции), с — глубинные сбросы; **10** — микроконтиненты; **породы (11–13): 11** — различных структурных зон: а — платформенные (шельфовые), b — краевого прогиба, с — складчатые, например зилаирской свиты (фамен — ранний турне), образованные в окраинном море и др.; **12** — океанической коры (аллохтонные); **13** — рифтов и межрифтовых зон; **14** — размыты.

Основные этапы геодинамической эволюции: I (средний — поздний рифей) — континентального рифтогенеза: в пределах Тимана — внутриконтинентального, на востоке бассейна — окраинно-континентального; II (венд — ранний кембрий) — формирования пассивной окраины Восточно-Европейского и Казахского континентов, образования надрифтовых депрессий внутри континента; III (средний — поздний кембрий) — столкновения Восточно-Европейского континента и Зауральского микроконтинента; IV (ранний ордовик) — континентального рифтогенеза (до красноморской стадии); V–VII (средний ордовик — ранний девон) — формирования пассивной окраины Восточно-Европейского континента; VIII (ранний девон — начало среднего девона) — обдукции, столкновения Предуральской пассивной окраины Восточно-Европейского палеоконтинента с островными дугами; IX (средний девон) — рифтогенеза; X (поздний девон — ранний карбон (турне)) — формирования пассивной окраины Восточно-Европейского континента; XI (ранний карбон (визейско-серпуховский ярус)) — продолжения формирования пассивной окраины Восточно-Европейского континента; XII (средний — поздний карбон — ранний триас) — столкновения Восточно-Европейского и Казахского континентов; XIII (поздний триас — четвертичное время) — изостатического выравнивания

1 — lithosphere: a — continental, b — oceanic; **2** — plates boundaries: a — divergence, b — sliding, c — convergence (subduction and obduction); **3** — direction of plates movement; **4** — continental rifts: a — intracontinental, b — marginal continental, c — inversion in rifts, d — above-rift depression; **5** — passive continental margins and their structural and geomorphological zones: a — shelf, b — slope and continental rise, c — deepwater basins; **6** — orogens of plate collision; **7** — directions of rocks transportation; **8** — island arcs; **9** — major deep-seated faults: a — collision sutures, b — other deep-seated faults (thrusts, faults of obduction zones), c — deep-seated normal faults; **10** — microcontinents; **rocks (11–13): 11** — different structural zones: a — platform (shelf), b — foredeep, c — folded, e.g., Zilairsky Fm (Famennian — Early Tournaisian), formed in the marginal sea, etc.; **12** — oceanic crust (allochthonous); **13** — rifts and inter-rift zones; **14** — erosions.

Main stages of geodynamic evolution: I (Middle — Late Riphean) — continental rifting: within Timan — intracontinental, in the East of the basin — marginal continental; II (Vendian — Early Cambrian) — formation of passive margin of the East European and Kazakh continents, formation of above-rift depressions within the continent; III (Middle — Late Cambrian) — collisions of East European and Trans-Urals microcontinent; IV (early Ordovician) — continental rifting (up to the Krasnomorsky stage); V–VII (Middle Ordovician — Early Devonian) — formation of the passive margin of the East European continent; VIII (Early Devonian — beginning of Middle Devonian) — obductions, collisions of the Pre-Urals passive margin of the East European continent with island arches; IX (Middle Devonian) — rifting; X (Late Devonian — Early Carboniferous (Tournaisian)) — formation of the passive margin of the East European continent; XI (Early Carboniferous (Visean-Serpukhovian stage)) — further formation of the passive margin of the East European continent; XII (Middle — Late Carboniferous — Early Triassic) — collisions of East European and Kazakh continents; XIII (Late Triassic — Quaternary time) — isostatic compensation

Рифей

Согласно данным палеогеодинамических исследований [4, 6, 12, 14, 15], в рифейское время существовал единый Восточно-Европейский палеоконтинент. Начало формирования осадочного чехла этого палеоконтинента относится ко времени накопления континентальной красноцветной терригенной толщи нижнего — среднего рифея (рис. 2). В это время возникли системы авлакогенов и континентальных рифтов внутри платформы и пассивных континентальных окраин.

В пределах Прикаспийского региона и Устья в рифее существовал мелководный эпиконтинентальный бассейн, в котором накапливались преимущественно терригенные осадки. Пачелмский рифт, продолжаясь в пределах Прикаспийского бассейна, по-видимому, соединялся с авлакогенами, развитыми на его территории, образуя рифтовую зону тройного сочленения (см. рис. 2 В).

Следующий этап формирования палеобассейнов осадочного чехла охватывает венд — ранний кембрий. На протяжении этого времени продолжал расширяться Прототимано-Доуральский палеоокеан

и происходило формирование пассивных окраин: Астраханской, Центрально-Устьюртской, Аральской и Актюбинской, в пределах которых рифейские образования окраинно-континентальных рифтов перекрывались породами пассивно-окраинных формаций [14, 15].

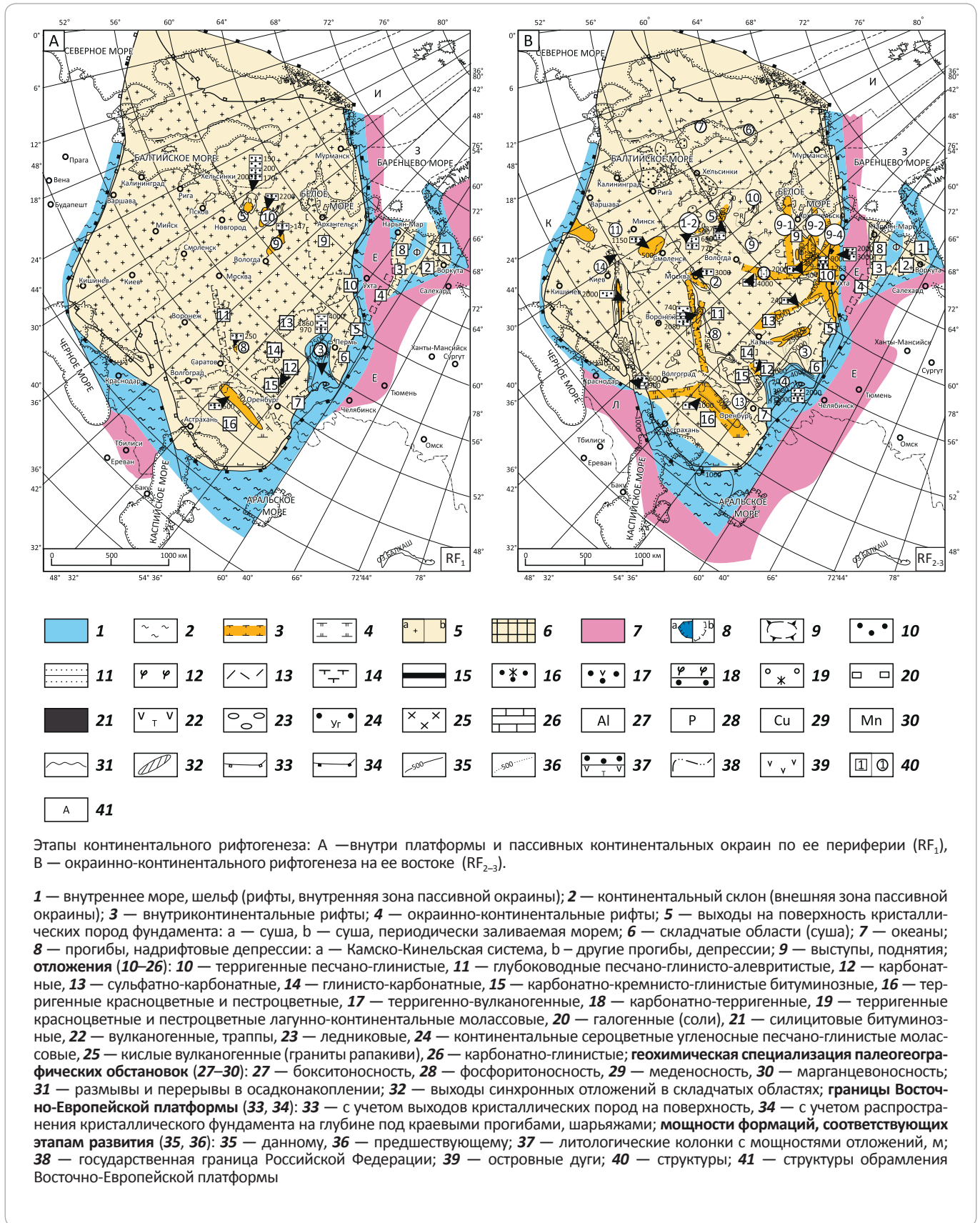
Венд

В венде границы Восточно-Европейской платформы оставались прежними. Лишь на востоке, в пределах современного Урала, обособились отдельные острова. Осадконакопление в раннем венде продолжалось только в Пачелмском, Среднерусском и Прикаспийском надрифтовых прогибах (рис. 3 А, В).

Вторая половина ранневендского времени связана с таянием ледникового покрова и началом вулканической деятельности (см. рис. 3 В). Кратковременная трансгрессия эпиконтинентального моря в конце раннего венда завершилась перерывом в осадконакоплении.

В позднем венде произошла существенная перестройка структурного плана, выразившаяся в развитии обширных пологих и неглубоких Московской и

Рис. 2. Схемы строения осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейской платформы (RF)
 Fig. 2. Structural scheme of the paleobasins sedimentary cover in the East European Platform (RF)



TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Усл. обозначения к рис. 2, продолжение

Legend for Fig. 2, cont.

Цифры в квадратах — впадины Предуральского краевого прогиба: 1 — Кортаихинская, 2 — Косью-Роговская, 3 — Большесынинская, 4 — Верхнепечорская, 5 — Соликамская, 6 — Юрюзано-Сылвенская, 7 — Бельская, 8 — Мраковская; 9 — Мезенская впадина, V (Московская синеклиза, PZ₃-MZ), 10 — Вычегодский окраинно-континентальный прогиб (рифт); авлакогены: 11 — Пачелмский, RF (Рязано-Саратовский прогиб, PZ), 12 — Серноводско-Абдулинский, 13 — Казанско-Кажимский (Вятско-Кажимский); впадины: 14 — Мелекесская, 15 — Бузулукская, 16 — Прикаспийская, 17 — Камско-Бельская; 18 — Печоро-Колвинский рифт.

Цифры в кружках — авлакогены: 1 — Среднерусская система авлакогенов (1-1 — Солигаличский, 1-2 — Крестецкий), 2 — Подмосквовный, 3 — Калтасинский; 4 — Камско-Бельский прогиб; прогибы во внутренних частях платформы: 5 — Ладожский с Пашским грабеном, 6 — Северо-Ботнический, 7 — Южно-Ботнический, 8 — Воже-Лачский, 9 — Юлово-Ишимский грабен, 10 — Онежская впадина, 11 — Вольно-Оршанский прогиб; прогибы внешних частей платформы: 12 — Волго-Уральский, 13 — Прикаспийский (RF?-PZ), 14 — Вислянско-Днестровский; 15 — Балтийская пассивная окраина, 16 — Пишский выступ, 17 — Подляско-Брестская впадина; прогибы: 18 — Львовско-Люблинский, 19 — Литовско-Латвийский, 20 — Нижневолжский; 21 — Московская синеклиза (MZ-KZ); антеклизы: 22 — Волго-Уральская, 23 — Воронежская; 24 — Припятско-Дноно-Мангышлакская палеозойская рифтовая система, 25 — Днепровско-Донецкая рифтовая впадина; моноклизы: 26 — Волго-Камская, 27 — Вольно-Подольская; синеклизы: 28 — Польско-Литовская, 29 — Украинская, 30 — Прикаспийская (MZ-KZ); впадины: 31 — Московская (PZ), 32 — Сысольская и Верхнекамская; прогибы: 33 — Ульяновско-Саратовский, 34 — Причерноморский, 35 — Преддобруджинский, 36 — Предкарпатский краевой (внешняя зона), 37 — Центрально-Белорусская седловина, 38 — Кулойский выступ; 39 — Воронежско-Ставропольский свод, 40 — Татарско-Башкирский свод, 41 — Украинский щит, 42 — Белорусский свод, 43 — Датско-Польский прогиб, 44 — Келецко-Станиславское поднятие, 45 — Северо-Устьуртский прогиб, 46 — Новоузенский прогиб, 47 — Каратонский прогиб, 48 — Промысловский прогиб, 49 — Южно-Мангышлакский прогиб, 50 — Среднекаспийская антеклиза, 51 — Кара-Богазский свод, 52 — Закавказско-Южно-Каспийский срединный массив, 53 — Сомхето-Кафанский прогиб, 54 — Анатолийско-Иранский срединный массив, 55 — Добруджинско-Тарханкутское поднятие, 56 — Крымско-Кавказский прогиб, 57 — Тиманская антеклиза, 58 — Балтийский прогиб, 59 — Эмбинско-Сагизский прогиб, 60 — Ставропольский свод, 61 — Печорская синеклиза, 62 — Датский прогиб, 63 — Чешско-Силезский свод, 64 — Трансильвано-Молдавское поднятие, 65 — Ханты-Мансийская синеклиза, 66 — Ляпинский прогиб, 67 — Северо-Сосьвинский свод, 68 — Воронежский свод, 69 — Азово-Донецкое поднятие, 70 — Дноно-Каспийское поднятие, 71 — Колетдагский прогиб, 72 — Бузачинское поднятие, 73 — Терский прогиб, 74 — Азово-Кубанский прогиб, 75 — Валахская впадина, 76 — Варандей-Адзвинский рифт.

Структуры обрамления Восточно-Европейской платформы: А — Западно-Европейская плита, Б — Северо-Кавказская платформа (микроконтинент), В — Устьуртский микроконтинент, Г — Каракумский микроконтинент, Д — Азиатский океан, Е — Прототимано-Дураульский океан, Ж — Тимано-Печорская плита, З — Восточно-Баренцевская платформа, И — Западно-Баренцевская платформа, К — бассейн Торнквиста, Л — Палеоазиатский (Скифский) океан, М — океан Ломоносова, Н — Финмаркский океан, О — океан Торнквиста, Р — Уральский океан, С — Тимано-Печорско-Уральский ороген, Т — океан Япетус, У — Арктическо-Северо-Атлантический ороген, Ф — Печорский блок Баренции, Х — Зауральский микроконтинент, Ц — Крымско-Кавказский прогиб

Stages of continental rifting: А — inside the platform and passive continental margins along its periphery (RF₁), В — East European Platform and marginal continental in the East (RF₂₋₃).

1 — inland sea, shelf (rifts, inner zone of passive margin); 2 — continental slope (outer zone of passive margin); 3 — intracontinental rifts; 4 — marginal continental rifts; 5 — outcrops of crystalline rocks of Archean-Proterozoic basement: a — land, b — other onshore areas; 6 — folded areas (onshore); 7 — oceans; 8 — troughs, above-rift depressions: a — Kamsko-Kinel'sky system, b — other troughs, depressions; 9 — uplifts, highs; **deposits (10-26):** 10 — terrigenous sandy-argillaceous, 11 — deepwater sandy-argillaceous-silty, 12 — carbonate, 13 — sulphate-carbonate, 14 — argillaceous-carbonate, 15 — carbonate-siliceous-argillaceous bituminous, 16 — terrigenous red-coloured and variegated, 17 — terrigenous-volcanic, 18 — carbonate-terrigenous, 19 — terrigenous red-coloured and variegated lagoonal-continental molasse, 20 — halogen (salts), 21 — silicite bituminous, 22 — igneous, traprocks, 23 — glacial, 24 — continental grey-coloured coal-bearing sandy-argillaceous molasse, 25 — igneous acidic (rapakivi granite), 26 — carbonate-argillaceous; **geochemical differentiation of paleogeographic settings (27-30):** 27 — presence of bauxite, 28 — presence of phosphorite, 29 — presence of copper, 30 — presence of manganese; 31 — erosion and nonsequence; 32 — exposure of contemporaneous formations in folded areas; **boundaries of the East European Platform (33, 34):** 33 — taking into account the crystalline rocks exposures, 34 — taking into account the crystalline basement occurrence at a depth below foredeeps, overthrusts; **thickness of sequences corresponding to the stages of evolution (35, 36):** 35 — given, 36 — previous; 37 — lithological columns with thickness of deposits, м; 38 — State Border of the Russian Federation; 39 — island arch; 40 — structures; 41 — structures surrounding the East European Platform.

Numbers in the squares are the depressions of the Urals Foredeep: 1 — Korotaikhinsky, 2 — Kosju-Rogovsky, 3 — Bol'shesyninsky, 4 — Verkhnepechorsky, 5 — Solikamsky, 6 — Yuryuzano-Sylvensky, 7 — Bel'sky, 8 — Mrakovsky; 9 — Mezensky Depression, V (Moskovsky Syncline, PZ₃-MZ), 10 — Vychevodsky Trough of the continental margin (rift); aulacogens: 11 — Pachelmsky, RF (Ryazano-Saratovsky Trough, PZ), 12 — Sernovodsky-Abdulinsky, 13 — Kazansky-Kazhinsky (Vyatsko-Kazhinsky); depressions: 14 — Melekessky, 15 — Buzuluksky, 16 — Prikaspiisky, 17 — Kamsko-Bel'sky; 18 — Pechoro-Kolvinsky Rift.

Numbers in the circles are the aulacogens: 1 — Srednerussky system of aulacogens (1-1 — Soligalichsky, 1-2 — Krestetsky), 2 — Podmoskovny, 3 — Kaltasinsky; 4 — Kamsko-Bel'sky trough; troughs in the internal parts of the platform: 5 — Ladozhsky with Pashsky Graben, 6 — North Botnichesky, 7 — South Botnichesky, 8 — Vozhe-Lachsky, 9 — Yulovo-Ishimsky Graben, 10 — Onezhsky Depression, 11 — Volyno-Orshansky Trough; troughs in the external parts of the platform: 12 — Volga-Urals, 13 — Prikaspiisky (RF?-PZ), 14 — Vislyansko-Dnestrovsky; 15 — Baltiisky Passive Margin, 16 — Pishsky Uplift, 17 — Podlyasko-Brestsky Depression; troughs: 18 — L'ovovsko-Lyubliinsky, 19 — Litovsko-Latviisky, 20 — Nizhnevolsky; 21 — Moskovsky Syncline (MZ-KZ); antecises: 22 — Volgo-Ural'sky, 23 — Voronezhsky; 24 — Pripyatsky-Dono-Manгыshlasky Palaeozoic system of rifts, 25 — Dneprovsky-Donetsky rift trough; monoclines: 26 — Volgo-Kamsky, 27 — Volyno-Podol'sky; synclises: 28 — Pol'sko-Litovsky, 29 — Ukrainsky, 30 — Prikaspiisky (MZ-KZ); depressions: 31 — Moskovsky (PZ), 32 — Sysol'sky and Verkhnekamsky; troughs: 33 — Ul'yanovsko-Saratovsky, 34 — Prichernomorsky, 35 — Preddobrudzhinsky, 36 — Predkarpatsky Foredeep (outer zone), 37 — Central Belorussky Saddle, 38 — Kuloisky Uplift; 39 — Voronezhsko-Stavropol'sky Arch, 40 — Tatarsko-Bashkirsky Arch, 41 — Ukrainsky Shield, 42 — Belorussky Arch, 43 — Datsko-Pol'sky Trough, 44 — Keletsko-Stanislawsky High, 45 — North Ust'yurtsky Trough, 46 — Novouzensky Trough, 47 — Karatonsky Trough, 48 — Promyslovsky Trough, 49 — South Mangyshlasky Trough, 50 — Srensekaspiisky Antecise, 51 — Kara-Bogazsky Arch, 52 — Zakavkazsko-Yuzhno-Kaspiisky intermontaine space, 53 — Somkheto-Kafansky Trough, 54 — Anatoliisko-Iransky intermontaine space, 55 — Dobrudzhinsko-Tarkhankutsky High, 56 — Krymsko-Kavkazsky Trough, 57 — Timansky Antecise, 58 — Baltiisky Trough, 59 — Embinsko-Sagizsky Trough, 60 — Stavropol'sky Arch, 61 — Pechorsky Syncline, 62 — Datsky Trough, 63 — Cheshsko-Silezsky Arch, 64 —

Усл. обозначения к рис. 2, окончание
Legend for Fig. 2, end.

Transil'vano-Moldavsky High, 65 — Khanty-Mansiisky Syncline, 66 — Lyapinsky Trough, 67 — North Sos'vinsky Arch, 68 — Voronezhsky Arch, 69 — Azovo-Donetsky High, 70 — Dono-Kaspiisky High, 71 — Kopetdagsky Trough, 72 — Buzachinsky High, 73 — Tersky Trough, 74 — Azovo-Kobansky Trough, 75 — Valakhsy Depression, 76 — Varandei-Adz'vinsky Rift.

Structures surrounding the East European Platform: А — West European Plate, Б — North Caucasus Platform (microcontinent), В — Ust'yurtsky microcontinent, Г — Karakumsky microcontinent, Д — Asean Ocean, Е — Protimano-Doural'sky Ocean, Ж — Timano-Pechorsky Plate, З — East Barentsevsky Platform, И — West Barentsevsky Platform, К — Tornquist Basin, Л — Paleoaziatsky (Skifsky) Ocean, М — Lomonosov Ocean, Н — Finnmarksy Ocean, О — Tornquist Ocean, Р — Ural'sky Ocean, С — Timano-Pechorsko-Ural'sky Orogen, Т — Yapetus Ocean, У — Arktichesko-Severo-Atlantichesky Orogen, Ф — Pechorsky Block of Barentsia, Х — Zaural'sky microcontinent, Ц — Krymsko-Kavkazsky Trough

Прикаспийской надрифтовых депрессий. В отличие от рифей-ранневендского поздневендский этап характеризуется распространением почти сплошного осадочного покрова (см. рис. 3 С). Морской бассейн протягивался от западных частей Московской синеклизы вдоль восточного края континента в пределы Прикаспийской впадины. В конце венда море во внутренней части платформы сохранилось лишь в центре Московской синеклизы (см. рис. 3 Д).

Кембрий

Раннекембрийский этап образования осадочного чехла палеобассейнов связан с трансгрессией. Она охватила центральные части Московской и Прикаспийской надрифтовых депрессий. Раннекембрийская эпоха завершилась осушением территории и образованием кор выветривания (рис. 4 А).

В *среднем – позднем кембрии* произошли схождение плит и значительная перестройка структурного плана. Зауральский микроконтинент, существовавший внутри Прототимано-Доуральского палеоокеана, столкнулся с восточной окраиной Восточно-Европейского палеоконтинента. Вследствие этого образовалось складчатое сооружение, которое к ордовикам было значительно пенепленизировано. В результате столкновения породы Актюбинской пассивной окраины были дислоцированы, образовав складчатую (восточную) и надвиговую (западную) зоны, разделенные швом столкновения плит.

Центральная часть Прикаспийской впадины на данном этапе, по-видимому, представляла собой крупную надрифтовую депрессию, ограниченную на юге Устюртским микроконтинентом, который, приблизившись к Восточно-Европейскому палеоконтиненту, столкнулся с ним. В результате досреднекембрийский осадочный чехол здесь был деформирован, образовав складчатое основание либо переходный комплекс.

К началу среднекембрийской эпохи сформировались две крупные надрифтовые депрессии: Московская и Прикаспийская, разделенные сушей в пределах Украинского, Воронежского и Волго-Камского щитов. Относительно длительный континентальный перерыв вызвал значительную нивелировку рельефа суши. Структурный план территории определялся интенсивным погружением западных и южных районов палеоконтинента. В это время площадь

восточной части окраины палеоконтинента сильно увеличилась за счет присоединения к нему Зауральского палеомикроконтинента (см. рис. 4 В).

Ордовик – силур

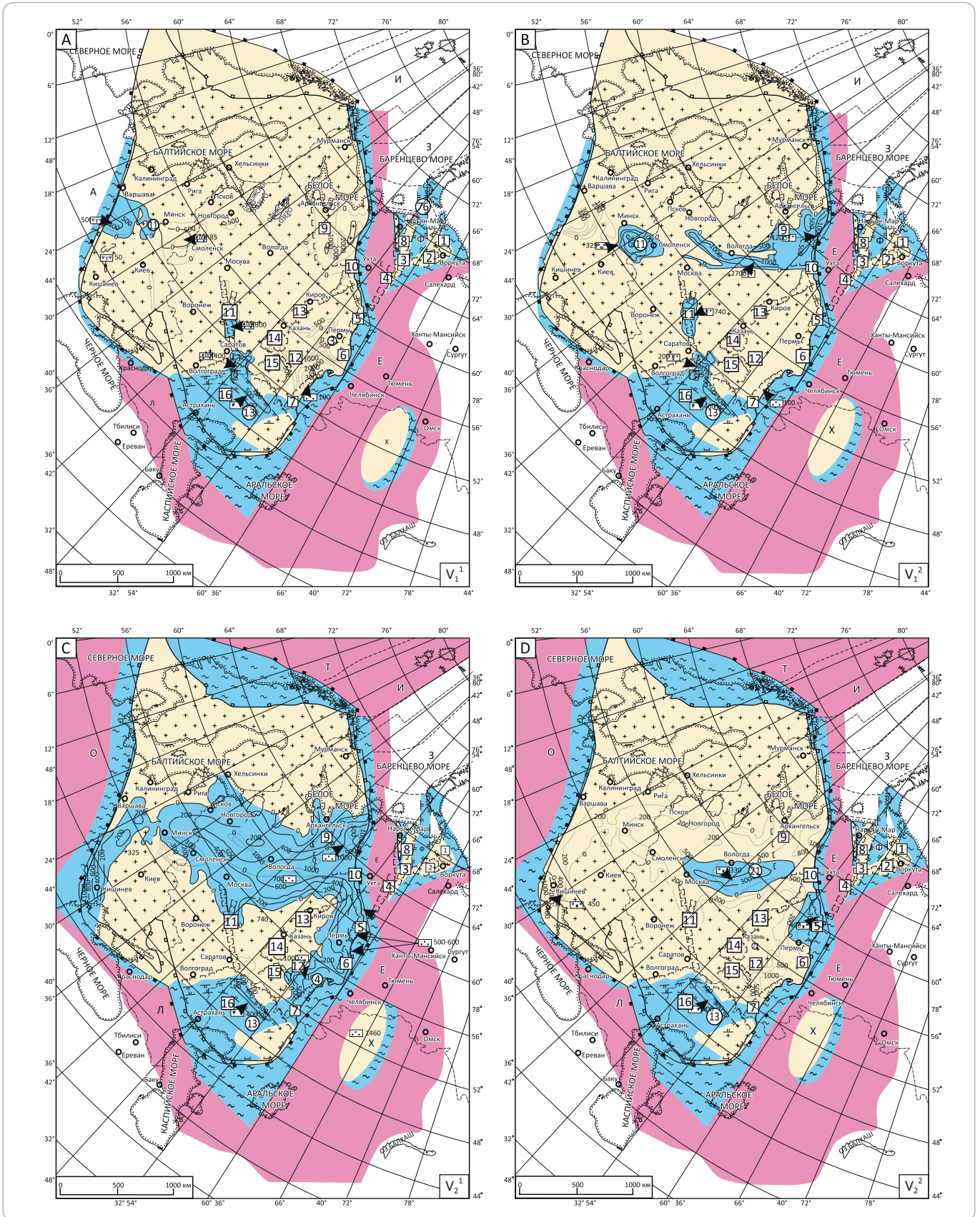
В *ордовике* мелководный морской бассейн существовал на территории внутренней зоны Балтийской пассивной окраины и Московской надрифтовой депрессии, где накапливались преимущественно карбонатные осадки мощностью до 700 м.

В восточной части Восточно-Европейского палеоконтинента в пределах узкой зоны, прослеживающейся с севера на юг, в *раннем ордовике* в условиях аллювиальной равнины формировалась мощная толща красноцветных грубообломочных пород тремадокского яруса (рис. 5 А). В раннем ордовике от восточной окраины Восточно-Европейского континента отодвинулся Зауральский микроконтинент. Расхождение Зауральского палеомикроконтинента и Восточно-Европейского палеоконтинента сопровождалось образованием океанической коры и формированием нового более молодого Уральского океана.

В *среднем ордовике* на границе Восточно-Европейского палеоконтинента и Уральского океана возникла Губерлинская вулканическая островная дуга (Южный Урал). К западу от Губерлинской дуги располагалось окраинное море, в пределах которого накапливались терригенно-вулканогенные породы. Уральский палеоокеан в среднем ордовике продолжал расширяться. Предполагается, что ось спрединга находилась в центре палеоокеана. На границе Прикаспийского региона и Устюртского микроконтинента в среднем ордовике возникло сводовое поднятие, в пределах которого усилия растяжения привели к разрыву коры и обрушению центральной части свода с образованием Эмбинской рифтовой зоны. На месте последней возник Устюртский пролив Уральского палеоокеана. На востоке и юго-западе Восточно-Европейского палеоконтинента в среднем ордовике продолжалось осадконакопление в условиях пассивной окраины.

В *среднем – позднем ордовике* в шельфовой зоне Восточно-Европейского палеоконтинента терригенное осадконакопление сменилось карбонатным (см. рис. 5 В). В восточной глубоководной зоне упомянутого континента происходило формирование вулканогенно-базальтового комплекса и терригенных

Рис. 3. Схемы строения осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейской платформы (V)
 Fig. 3. Structural scheme of the paleobasins sedimentary cover in the East European Platform (V)



Усл. обозначения к рис. 3

Legend for Fig. 3

Этапы формирования: бассейнов пассивных окраин по периферии Восточно-Европейского и Казахского континентов: А — V_1^1 , В — V_1^2 ; бассейнов пассивных окраин Восточно-Европейского и Казахского континентов, образования надрифтовых депрессий внутри континента: С — V_2^1 , D — V_2^2 .

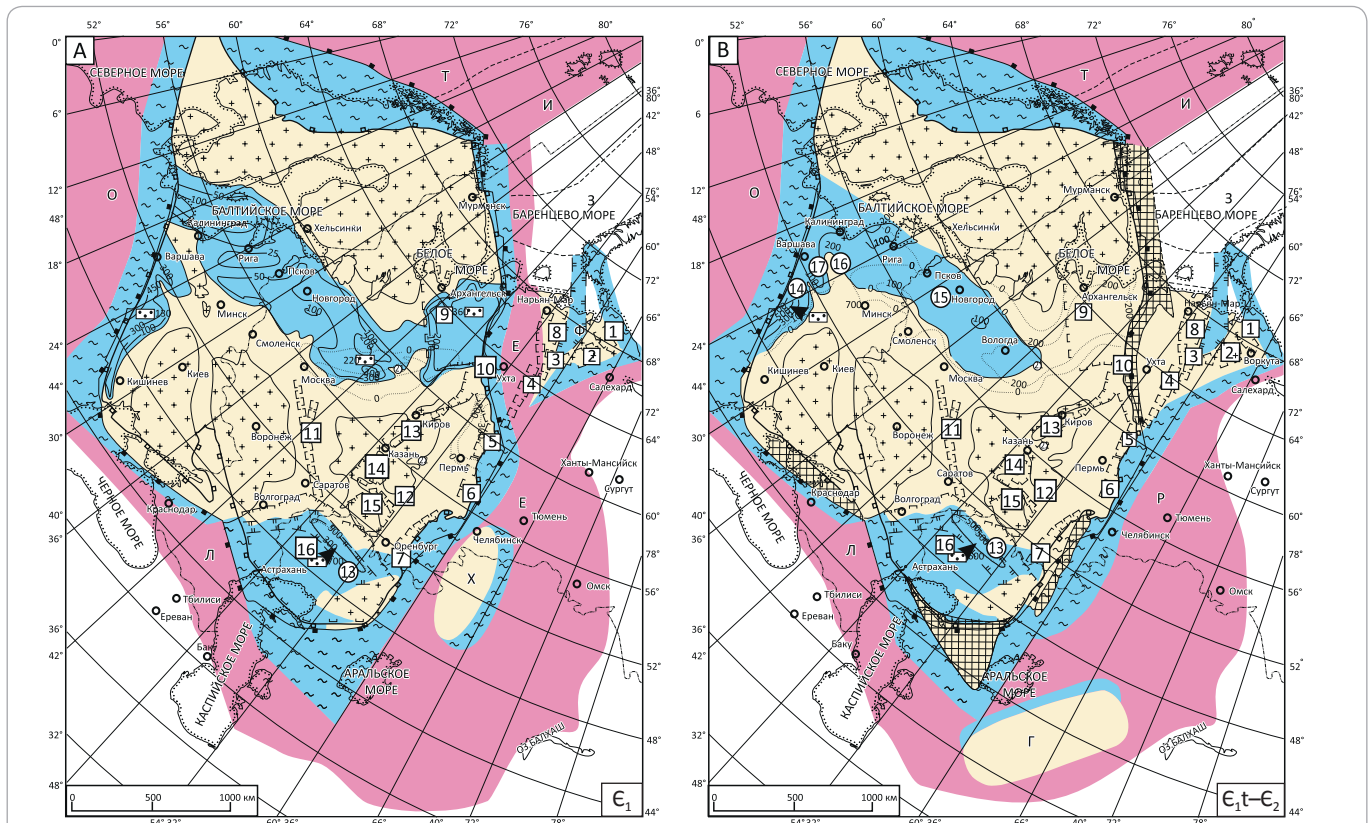
Усл. обозначения см. на рис. 2

Stages of formation: basins around the periphery of the passive margins of the East European and Kazakhsky continents A — V_1^1 , B — V_1^2 ; basins of the passive margins of the East European and Kazakhsky continents, formation of the above-rift depressions inside the continent: C — V_2^1 , D — V_2^2 .

For Legend see Fig. 2

Рис. 4. Схемы строения палеобассейнов Восточно-Европейской платформы (Є)

Fig. 4. Structural scheme of paleobasins in the East European Platform (Є)



Этапы: А — формирования надрифтовых депрессий на северо-западе палеоконтинента (Є₁), В — столкновения Восточно-Европейско-го континента с Баренцевским, Зауральским, Устюртским, Северо-Кавказским микроконтинентами (Є_{1t}–Є₂).

Усл. обозначения см. на рис. 2

Stages: А — formation of the above-rift depressions in the north-west of the paleocontinent (Є₁), В — collisions of East European continent with the Barentsevsky, Zaural'sly, Ust'yurtsky, North Kavkazsky microcontinents (Є_{1t}–Є₂).

For Legend see Fig. 2

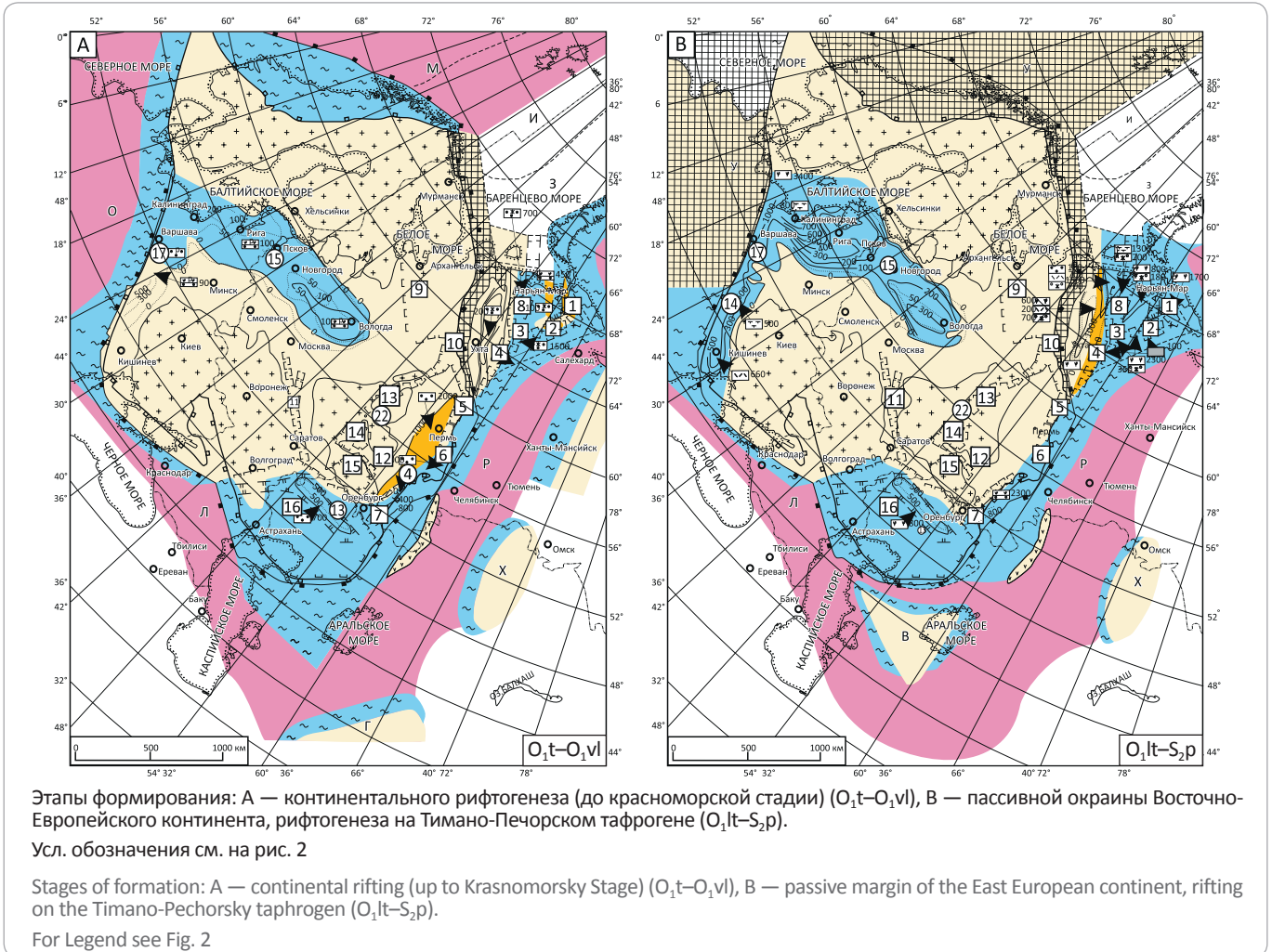
образований. Таким образом, в преуральской части Восточно-Европейского палеоконтинента в ордовике могут быть выделены следующие геоморфологические зоны пассивной окраины: аллювиальная равнина, континентальный шельф, континентальный склон и его подножие, океаническое ложе. В пределах Губерлинской островной дуги Уральского палеоокеана в ордовикский период накапливались продукты толеитового и известково-щелочного вулканизма: базальты, андезиты, дациты, андезитодациты, а в пределах окраинного моря — терригенно-вулкано-

генные образования, представленные мелководными песчано-глинистыми отложениями и щелочными оливиновыми базальтами. На территории современных Прикаспийской впадины и Устюрта в ордовике существовал мелководный эпиконтинентальный палеобассейн, в котором накапливались терригенные и терригенно-карбонатные осадки. Зауральский микроконтинент в ордовике представлял собой крупный остров, окаймленный терригенными осадками пассивной окраины.



TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 5. Схемы строения палеобассейнов Восточно-Европейской платформы (O–S)

Fig. 5. Structural scheme of paleobasins in the East European Platform (O–S)


Силур – девон

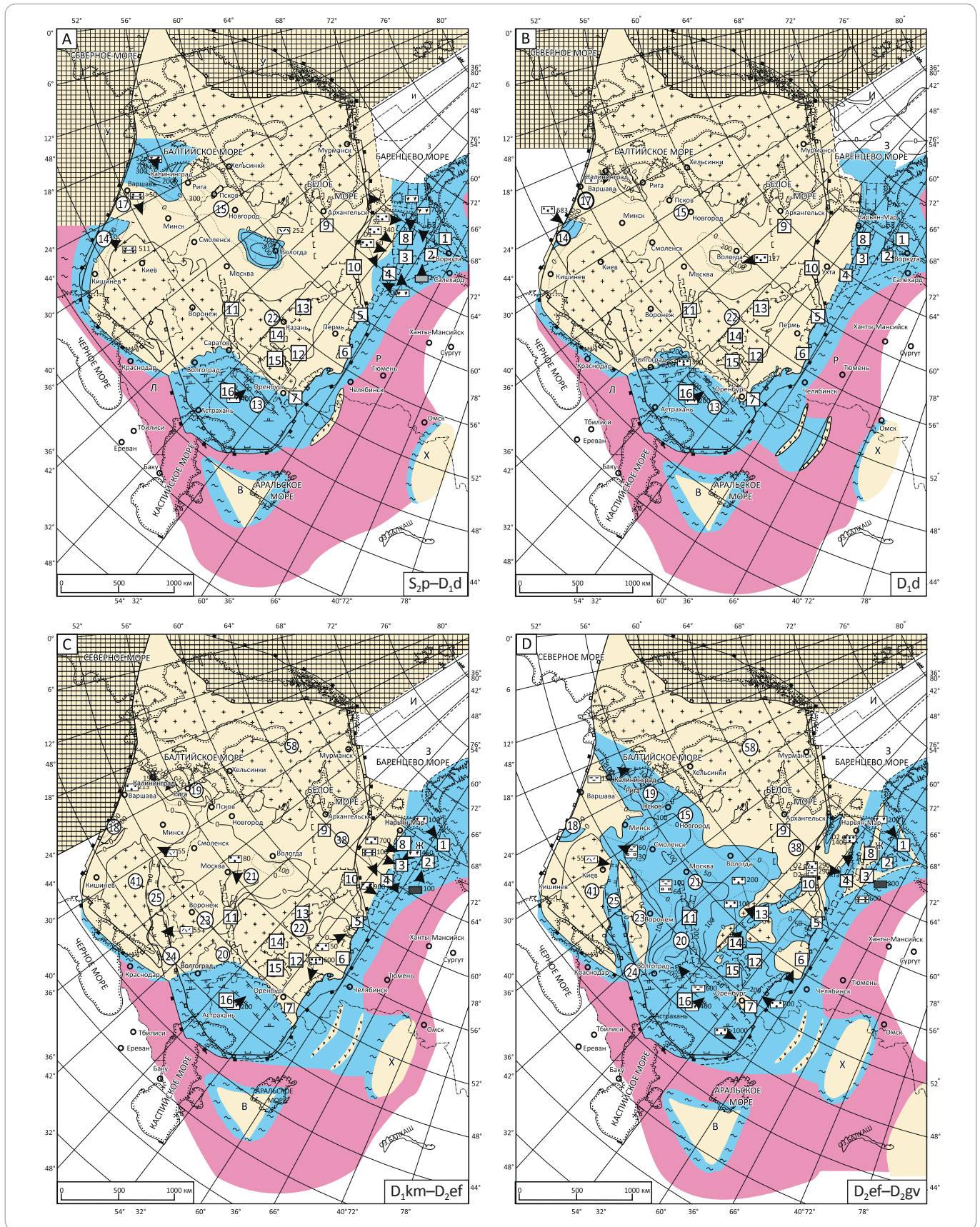
В *силуре* – *раннем девоне* южная часть Восточно-Европейского палеоконтинента имела достаточно сложное тектоническое строение. Структурный план здесь определялся погружением южных и восточных районов. В прогибание были вовлечены и центральные участки Московской надрифтовой депрессии. Северная и южная области седиментации разделялись обширной сушей Украинского, Воронежского щитов и Волго-Камского выступа. Территория Прикаспийской впадины в *силуре* представляла собой мелководный бассейн, где шло накопление в основном терригенных осадков (рис. 6 А, В).

Расширение акватории Уральского палеоокеана происходило в основном в *силуре*, и расстояние между Зауральским микроконтинентом и Восточно-Европейским континентом значительно увеличивалось. На севере Восточно-Европейского палеоконтинента в это время происходили коллизионные процессы крупного масштаба: сокращение коры в скандинавских каледонидах оценивается в 300–350 км [16].

По мере того как Уральский палеоокеан расширялся, происходило сокращение остаточного бассейна Доуральского палеоокеана за счет его поглощения Казахским палеоконтинентом. Кроме срединно-океанического хребта, раскрытие территории в *силурийский* период шло и в тылу Губерлинской островной дуги. В результате образовался достаточно широкий окраинный морской бассейн. Раскрытию окраинного бассейна в позднем ордовике предшествовал рифтинг. В результате рифтинга Губерлинская дуга расчленилась: одна ее часть осталась припаянной к континенту, другая дрейфовала в сторону раскрывающегося палеоокеана. Вследствие этого возникла новая островная дуга – Сакмарская.

На южной периферии Прикаспийской впадины в ордовике проявился рифтогенез, который в *силуре* достиг красноморской стадии. В последующем, вплоть до турнейского века, вдоль Восточно-Европейского палеоконтинента формировались Эмбинская, а вдоль Устюртского палеомикроконтинента – Мынсуалмасская пассивные окраины. Между ними

Рис. 6. Схемы строения осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейской платформы (S–D)
 Fig. 6. Structural schemes of sedimentary cover of paleobasins within the East European Platform (S–D)



TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Усл. обозначения к рис. 6

Legend for Fig. 6

Этапы формирования: А — пассивной окраины Восточно-Европейского континента на востоке и коллизии Лаврентии и Балтики (основная эпоха деформаций и метаморфизма скандинавских и польско-германских каледонид) на севере и западе, преобладание рифтогенеза на Тимано-Печорском тафрогене (S_2p-D_1d); В — пассивной окраины Восточно-Европейского континента, преобладание рифтогенеза на Тимано-Печорском тафрогене (D_1d); С — пестроцветной континентальной формации на западе и юге платформы (D_1km-D_2ef); D — пассивных окраин, трансгрессии, рифтогенеза (D_2ef-D_2gv).

Усл. обозначения см. на рис. 2

Stages of formation: A — passive margin of the East European continent in the East and collision of Lavrentia and Baltic (main epoch of deformations and metamorphism of Scandinavian and Polsko-Germansky Caledonides) in the north and the west, predominance of rifting on the Timano-Pechorsky taphrogen (S_2p-D_1d); B — passive margin of the East European continent, predominance of rifting on the Timano-Pechorsky taphrogen (D_1d); C — variegated continental formation in the west and the south of the platform (D_1km-D_2ef); D — passive margins, transgression, rifting (D_2ef-D_2gv).

For Legend see Fig. 2

возник Устюртский пролив Уральского палеоокеана, в пределах которого накапливались в основном глубоководные глинисто-кремнистые осадки. Одновременно с этим проявлялся базальтовый вулканизм. На востоке Прикаспия, в пределах пассивной окраины Восточно-Европейского палеоконтинента и Уральского палеоокеана, в раннем и среднем девоне зарождались и отмирали островные дуги.

Следующий этап развития Восточно-Европейской платформы — *ранний – средний девон (ранний эйфель)* — связан с вовлечением в прогибание обширных территорий Восточно-Европейского палеоконтинента. В это время сократились размеры областей размыва, которые в виде обособленных участков сохранились лишь в центральной части платформы и в пределах современных Башкирского, Кзылджарского сводов и Эмбинского поднятия. В целом рассматриваемый этап характеризуется распространением почти сплошного осадочного покрова. В пределах Прикаспийской впадины продолжал существовать мелководный морской бассейн, где накапливались терригенные осадки.

На вторую половину *раннего девона* и начало *среднего девона (раннеэйфельский век)* приходятся заложение в Уральском палеоокеане Ирендыкской и Магнитогорской островных дуг и надвигание части силурийской океанической коры на край Восточно-Европейского палеоконтинента [4, 13]. Надвинутой на край палеоконтинента оказалась и Сакмарская островная дуга вместе с ее океаническим подножием. Вследствие этого вдоль зоны столкновения образовался ороген столкновения плит, отделенный от платформы предорогненным (краевым) прогибом. Вблизи горной системы накапливались грубообломочные образования, а в предорогненном прогибе — карбонатно-терригенные осадки. В раннедевон-эйфельское время широко распространена континентальная пестроцветная гравийно-песчаная толща (D_1km-D_2ef). Она прослеживается в пределах Балтийской и Московской синеклиз, Латвийской седловины, Львовского прогиба, Днепровско-Донецкой, Верхнекамской впадин (см. рис. 6 С).

В *среднем девоне (позднеэйфельско-живетское время)* на Восточно-Европейской платформе происходила обширная трансгрессия, причем максималь-

ное распространение она получила в живетском веке, когда море покрыло большую часть ее территории.

В центральной части бассейна существовали аридные условия и накапливались гипс, каменная соль, доломиты. В других районах преобладало терригенное и терригенно-карбонатное осадконакопление с широким развитием красноцветных континентальных и прибрежных образований [5]. В позднеэйфельско-живетское время после длительного перерыва возобновилось осадконакопление в пределах Припятско-Днепровско-Донецкого грабена. В это время здесь накопилась мощная толща переслаивающихся известняков, мергелей, алевролитов и глин, местами с включениями углей. На востоке платформы в пределах шельфовой зоны формировались терригенно-карбонатные комплексы с рифогенными фациями.

В *позднеэйфельско-живетское время* на Южном Урале накапливались глинисто-кремнистые осадки. Одновременно начал проявляться базальтовый вулканизм с образованием океанической коры. Здесь по-прежнему продолжали развиваться Ирендыкская и Магнитогорская островные дуги. Зауральский микроконтинент вместе с океанической корой вновь начали движение в сторону восточного края Восточно-Европейского континента. Наряду с этим происходило как раскрытие территории в тылу Ирендыкской островной дуги с образованием окраинного Актюбинского моря, так и сближение Ирендыкской и Магнитогорской дуг [4, 14].

На юге Прикаспийской впадины за счет отодвигания Устюртского микроконтинента продолжал расширяться Устюртский пролив Уральского палеоокеана, в котором накапливались глинисто-кремнистые и вулканогенные образования. В начале *среднего девона* в пределах Прикаспийской впадины на месте рифейских авлакогенов, по-видимому, заложилась линейные грабены, заполняющиеся осадочными и вулканогенными образованиями: Аралсорский, Кзылджарский и Центрально-Прикаспийский рифты. Последний, видимо, являлся основной зоной раздвигов в пределах Восточно-Европейского палеоконтинента, что обусловило отрыв от него Гурьевского палеомикроконтинента, а два первых служили трансформными ограничениями палеомикроконтинента.

В начальную стадию накопления глинисто-карбонатной толщи (эйфельский век) теплое море с богатой фауной проникло на платформу со стороны Уральского океана. В старооскольское время были втянуты в погружение южные склоны Волго-Уральской антеклизы, море проникло в зарождающийся Казанско-Кажимский прогиб, обособив выступы фундамента Волго-Уральской антеклизы (см. рис. 6 D).

Начавшееся в *среднем девоне* погружение Восточно-Европейского континента продолжалось с разной интенсивностью вплоть до конца *турнейского века*. Широкое развитие трансгрессии (дальнейшее расширение морского бассейна) захватило всю рассматриваемую территорию. В пределах Камско-Кинельской системы прогибов, Казанско-Кажимского и Радаевского прогибов в условиях некомпенсированного прогибания отложилась толща тонкослоистых темноокрашенных битуминозных известняков, обогащенных ОВ. На границах мелководных и глубоководных зон неоднократно возникали и длительно развивались органические водорослевые постройки. В краевых частях Камско-Кинельской системы прогибов они протягивались на сотни километров при ширине до 20 км. В Припятском прогибе накапливались сульфатно-карбонатные осадки, а в Днепровско-Донецком грабене — терригенно-карбонатные, галогенные, а также эффузивные и пирокластические породы.

Предполагается, что в Днепровском и Донецком палеобассейнах главная фаза рифтинга пришлась на поздний девон, а в карбоне эти бассейны испытали крупномасштабное погружение без значительного разломообразования [17]. При этом южнее, вдоль южного края Восточно-Европейской платформы, в карбоне — перми формировался ороген и, вероятно, южная часть платформы испытала деформацию сжатия. Если существовал широкий рифтовый бассейн, то во время регионального сжатия литосфера могла вдавливаясь вниз, что и вызвало крупномасштабное погружение бассейна.

Прикаспийская впадина в среднем — позднем девоне, вероятно, была рифтовым палеобассейном [4, 17]. В позднем девоне (D_{3f}) — карбоне — перми восточнее и южнее Прикаспийской впадины формировались орогены столкновения плит. Прикаспийский бассейн стал форландовым бассейном этих орогенов типа широкого предорогенного прогиба. По-видимому, Прикаспий в это время находился в состоянии сжатия. Можно предполагать, что значительное каменноугольно-пермское погружение Прикаспийского бассейна было вызвано синкомпрессионным вдавливанием его литосферы вниз [4, 13].

Девон — пермь

В *позднем девоне — раннем карбоне* раскрытие Центрально-Прикаспийского рифта достигло красноморской стадии, образовался узкий глубокий

залив Уральского палеоокеана, который отделил Гурьевский палеомикроконтинент от Восточно-Европейского континента. На периферии последнего в зоне отрыва образовались Карачаганакская, а на краю Гурьевского микроконтинента — Биикжалская пассивные окраины, в пределах которых накапливались карбонатные и глинисто-кремнистые осадки. С востока и запада микроконтинент ограничивался Аралсорской и Кызылджарской трансформными окраинами. В пределах Центрально-Прикаспийского рифта, вероятно, отлагалась мощная осадочно-вулканогенная толща, сложенная кремнисто-глинистыми образованиями и базальтами с подчиненными прослоями карбонатных пород. Предполагается, что рассматриваемая структура формировалась на начальном этапе (поздний девон — средний визе) в условиях расхождения, а с позднего визе и до ранней перми — в условиях схождения плит.

На Южном Урале при продолжающемся сближении Восточно-Европейского и Казахского континентов произошло столкновение Ирендыкской и Магнитогорской островных дуг, в результате чего Ирендыкская дуга частично перекрыла Магнитогорскую, а затем, вследствие надвигания Магнитогорской дуги на Зауральский микроконтинент, в его западной части сформировалось горно-складчатое сооружение.

Ороген столкновения Магнитогорской островной дуги с Зауральским палеомикроконтинентом интенсивно разрушался, а материал разрушения заполнял окраинное море, где в позднем девоне — раннем карбоне накопилась толща терригенных осадков зилаирской свиты.

Верхний девон — нижний карбон (турне) в пределах Восточно-Европейской платформы представлен терригенно-карбонатными отложениями. Граница развития различных типов разрезов формации проходит по западному краю зоны погружений, выраженной Казанско-Кажимским и Доно-Медведицким прогибами (рис. 7 А).

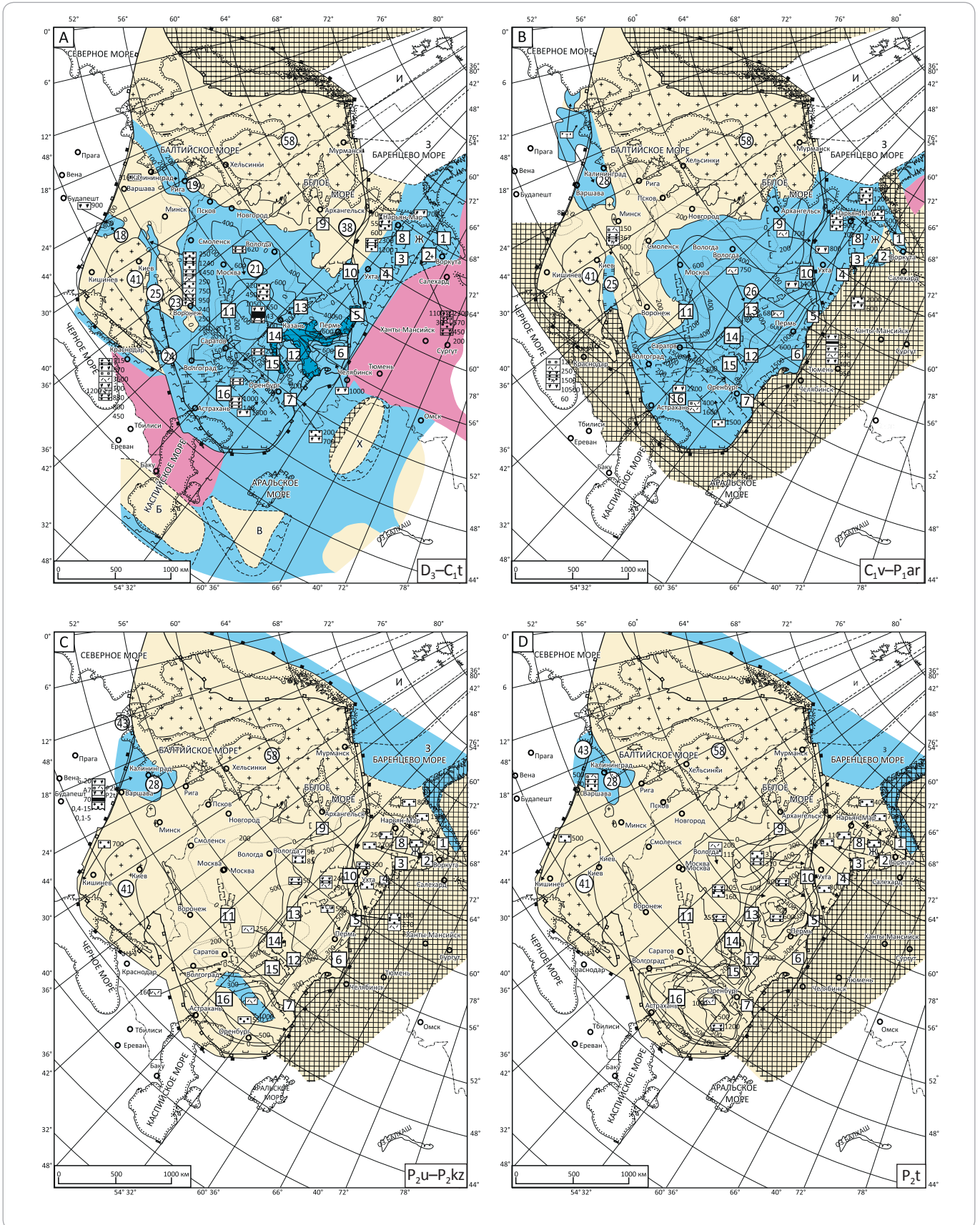
К концу *раннего карбона* океаническая кора Уральского океана была полностью поглощена и началось непосредственное столкновение Восточно-Европейского континента с Зауральским палеомикроконтинентом. В результате этой коллизии на Южном Урале практически не осталось океанического пространства между Зауральским микроконтинентом и Восточно-Европейским континентом, но оно сохранилось между Зауральским микроконтинентом и Казахским континентом.

В *визейском веке* морской бассейн существовал почти на всей территории Восточно-Европейского континента, за исключением сводовых частей Воронежского массива, Эмбинского поднятия и современных Мугоджар, которые являлись областями размыва.



TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 7. Схемы строения осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейской платформы (D–P)
 Fig. 7. Structural schemes of sedimentary cover of paleobasins within the East European Platform (D–P)



Усл. обозначения к рис. 7

Legend for Fig. 7

Этапы: А — формирования Центрально-Прикаспийского рифта, пассивных окраин платформы (Биикжалской, Карачаганакской), Камско-Кинельской зоны некомпенсированного прогибания (D_3-C_1t); В — сокращения Уральского океана за счет столкновения островных дуг с Восточно-Европейским палеоконтинентом (C_1v-P_1ar); С — регрессии и образования сульфатно-карбонатных соленосных, терригенных красноцветных толщ (P_2u-P_2kz); D — воздымания платформы, континентального осадконакопления (P_2t).

Усл. обозначения см. на рис. 2

Stages: A — formation of Central Prikaspiysky Rift, passive margins of the platform (Biikzhal'sky, Karachaganaksky), Kamsko-Kinel'sky zone of starved downwarping (D_3-C_1t); B — shrinkage of the Urals Ocean resulting from the collision of island arches with the East European paleocontinent (C_1v-P_1ar); C — regression and formation of sulphate-carbonate salt-bearing terrigenous red-coloured sequences (P_2u-P_2kz); D — platform upwarping, continental sedimentation (P_2t).

For Legend see Fig. 2

На протяжении визейского века происходило сближение Казахского континента и окраины Восточно-Европейского палеоконтинента, к которой оказались припаянными Зауральский палеомикроконтинент с Магнитогорской островной дугой.

К середине визейского века Гурьевский, Устюртский и Зауральский палеомикроконтиненты (последний совместно с Магнитогорской островной дугой) соединились. Структуры их пассивных окраин были трансформированы, вследствие чего образовались протяженные поднятия, осложненные надвигами. Несколько позже, в позднем визе, к Устюртскому палеомикроконтиненту приблизился Каракумский палеомикроконтинент. В результате их столкновения Центрально-Устюртская пассивная окраина соединилась с микроконтинентами и образовались Мангышлакско-Центрально-Устюртская гряда и зона надвигов. В конце тульского времени визейского века началась трансгрессия моря на платформу со стороны Уральского океана, а уже в алексинское время оно заняло значительную часть ее территории. С этой трансгрессией связано накопление в палеобассейне мощной морской известняковой толщи.

В визейский век произошла смена фаций. Бокситово-угленосные толщи платформы сменились прибрежными и прибрежно-морскими отложениями (см. рис. 7 В). Урал являлся основным источником сноса осадочного материала.

В ранней перми в пределах Восточно-Европейского палеоконтинента продолжал существовать обширный, но мелководный палеобассейн, в последующем его размеры постепенно сокращались. На большей его части море имело повышенную соленость, вследствие чего осаждались доломитовые илы, гипс, соли. К северу и северо-востоку соленость воды снижалась и здесь отлагался карбонатно-терригенный комплекс. Особенно мощное соленакопление происходило в Прикаспийской впадине. Последняя узким проливом соединялась с Днепровско-Донецкой впадиной, где также осаждались сульфаты и соли большой мощности.

В раннепермское время произошло столкновение Восточно-Европейского палеоконтинента с Казахским континентом и Туранским микроконтинентом, сопровождавшееся вздыманием всей территории и формированием горно-складчатого орогена столкновения плит. Это обусловило образование многочисленных шарьяжей на его периферии. Перед фронтом горного пояса возникла депрессия, заполнявшаяся флишеподобными осадками за счет привноса обломочного материала с растущих Уральских гор. На юго-западе в среднем карбоне – перми к Устюртско-Гурьевскому палеомикроконтиненту приблизился Северо-Кавказский и, очевидно, в раннепермскую эпоху произошло их столкновение [4, 14].

Таким образом, в результате указанного столкновения к началу кунгурского века завершилось формирование южного и юго-восточного полукольца горно-складчатого обрамления Прикаспийской впадины. Орогены здесь отгородили впадину от закрывающегося Уральского палеоокеана. Это способствовало интенсивному соленакоплению во впадине в кунгурский век.

Начало позднепермской эпохи ознаменовалось существенной перестройкой структурного плана большей части территории платформы и палеобассейнов в ее пределах. После перерыва в осадконакоплении началось накопление лагунно-континентальной и лагунно-морской толщ (см. рис. 7 С).

Начало общего погружения западных районов платформы в поздней перми вызвало проникновение в эти районы морской трансгрессии, которая началась после перерыва в осадконакоплении, длившегося со второй половины раннепермской эпохи до начала уфимского века. Конец пермского периода (татарский век) явился этапом воздымания платформы и континентального осадконакопления в палеобассейнах (см. рис. 7 D).

Начало общего погружения западных районов платформы в поздней перми вызвало проникновение в эти районы морской трансгрессии, которая началась после перерыва в осадконакоплении, длившегося со второй половины раннепермской эпохи до начала уфимского века. Конец пермского периода (татарский век) явился этапом воздымания платформы и континентального осадконакопления в палеобассейнах (см. рис. 7 D).

Триас – юра

В раннем триасе широко развита континентальная пестроцветная терригенная толща в пределах Московской синеклизы, Днепровско-Донецкой и Прикаспийской впадин (рис. 8 А).

К началу накопления континентальной пестроцветной толщи в раннем триасе большая часть территории платформы представляла собой области размыва. На юге к их числу относятся Днепров-

Усл. обозначения к рис. 8

Legend for Fig. 8

Этапы: А — континентального осадконакопления (T_1); В — континентального осадконакопления на востоке платформы и проникновения моря на западе и юге (T_3); С — трансгрессии на западе и юге внутренних морей, в центре платформы (J_{1-2}); D — трансгрессии и образования континентальной окраины на западе платформы (J_3).

Усл. обозначения см. на рис. 2

Stages: А — continental sedimentation (T_1); В — continental sedimentation in the east of the platform and sea ingress in the west and the south (T_3); С — transgressions in the west and the south of the inland seas, in the centre of the platform (J_{1-2}); D — transgressions and formation of continental margin in the west of the platform (J_3).

For Legend see Fig. 2

ско-Донецкая и Прикаспийская впадины. На северо-востоке платформы накопление осадков происходило в отдельных изолированных пресноводных бассейнах, приуроченных к структурам, унаследовано развивавшимся в позднепермскую эпоху, например Мезенская и северная часть Московской синеклизы. В краевых частях этой области, а также в восточной половине Прикаспийской впадины в раннем триасе накапливались преимущественно аллювиально-пролювиальные отложения. Характер изменения мощности осадочных толщ свидетельствует о том, что отрицательные структуры, в которых шло осадконакопление, имели довольно большие размеры, сложные очертания и сравнительно сглаженные формы рельефа.

Палеогеодинамические реконструкции плит и литолого-фациальный анализ в рифей-раннетриасовое время показали значительные отличия построенный авторов статьи от традиционных. Так, существенные изменения внесены в модели формирования и седиментационных обстановок палеобассейнов на восточной окраине Восточно-Европейского палеоконтинента, где начиная со среднего ордовика до среднего девона включительно возникли островные дуги с задуговыми палеобассейнами окраинных морей, в пределах которых накапливались нефтегазоперспективные терригенные образования. В *среднем девоне – раннем карбоне* здесь же формировались орогены столкновения островных дуг и палеомикроконтинентов с окраиной Восточно-Европейского палеоконтинента. В результате образовывались палеобассейны предороганных прогибов с осадочными толщами (преимущественно терригенно-карбонатными), благоприятными для нефтегазообразования и нефтегазонакопления [4, 6, 14]. Существенно изменились представления о седиментационной обстановке в пределах палеобассейнов Прикаспийской впадины. Здесь в *позднем девоне – раннем карбоне* произошло раскрытие Центрально-Прикаспийского рифта с образованием глубоководного залива Уральского палеоокеана, на периферии которого формировались пассивные окраины, образовавшие самостоятельные палеобассейны. В их пределах накапливались мощные толщи карбонатно-терригенных образований, а в зоне рифта прогнозируются глубоководные кремнисто-глинистые породы с базальтами и редкими включениями карбонатных пород.

Помимо этого, построения авторов статьи значительно изменили представления о размещении очагов генерации, направлениях миграции УВ, что существенно влияет на оценку перспектив нефтегазоносности в пределах палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента. Это позволило оценить ресурсы УВ, количество которых выросло примерно на 12 % [7].

В соответствии с плитотектонической моделью развития Прикаспийской впадины и ее обрамления можно сказать, что формирование верхнепалеозойского осадочного чехла происходило в нескольких геодинамических обстановках: пассивных, трансформных континентальных палеоокраин, палеорифтовых зон, надрифтовых прогибов, орогенов столкновения плит и т. д.

В палеобассейнах пассивных окраин (Волго-Уральском, Тимано-Печорском, Прикаспийском) накапливались мощные карбонатные и терригенные нефтегазоматеринские толщи. Наиболее высоким генерационным потенциалом обладают отложения девона – нижней перми Карачаганакской, Биикжальской, Эмбинской, Актюбинской и других пассивных окраин, накопившиеся в пределах палеоконтинентальных склонов, зон некомпенсированного осадконакопления на шельфе, а также породы Центрально-Прикаспийского рифта, формировавшиеся в глубоководных условиях [7, 15].

Следует подчеркнуть, что становление палеобассейнов в западной и восточной частях Восточно-Европейской платформы происходило по-разному. Возрастные границы позднепалеозойского этапа геодинамической эволюции и образования палеобассейнов на западе платформы и на остальной ее территории различны. В западных областях он начинался в конце *раннего девона (кемеровское время)* и закончился в карбоне, тогда как в центральных и восточных — в *среднем девоне (эйфель)* и *раннем триасе* соответственно. Осадочный чехол перми и раннего триаса на большей части платформы залегает с крупным стратиграфическим перерывом и резким угловым несогласием на толщах девон-раннекаменноугольного возраста и более древних образованиях. Для западных частей платформы характерно накопление континентальной терригенной (P_1s-a), континентальной пестроцветной толщ.

В мезозое на фоне распада Пангеи, начиная с позднего триаса (см. рис. 8 В), структуры Восточно-Европейской платформы испытывают процессы изостазии на востоке, рифтогенеза — в центре, присоединения к ней палеомикроконтинентов — на юге, в пределах Северо-Кавказской платформы. В кайнозое процессы сжатия отмечены на западе платформы (Карпаты) [4, 14].

В пределах Восточно-Европейской платформы в среднетриасовую эпоху произошел перерыв в осадконакоплении палеобассейнов. Накопление осадочных толщ возобновилось в позднем триасе. Наиболее интенсивным оно было в палеобассейнах юго-востока платформы (см. рис. 8 А), где формировалась континентальная сероцветная песчано-глинистая толща (T_3). Режим изостазии в ранней – средней юре продолжился, и очаги поздне триасового прогибания в палеобассейнах расширились (см. рис. 8 С). Чехол (J_{1-2}) представлен континентальной сероцветной угленосной песчано-глинистой толщей. В северо-западной части Донбасса в это время проявлялась вулканическая деятельность, что привело здесь к образованию вулканогенно-осадочной толщи.

В поздней юре произошло расширение трансгрессии. Море распространилось на платформу с севера из Арктического бассейна, со стороны западно-европейских бассейнов — через Польшу и Припятский прогиб и с юга — Кавказа. Морской бассейн в позднеюрскую эпоху занимал большую часть платформы. В палеобассейнах платформы к этому времени прекращается континентальное осадконакопление, накапливаются морские терригенно-карбонатные и лагунные пестроцветные отложения.

Морская терригенно-карбонатная толща (J_5) включает прослой горючих сланцев. Она широко распространена в палеобассейнах платформы: Польско-Литовском, Вятско-Камском, Прикаспийском, Ульяновско-Саратовском (см. рис. 8 D).

В позднекемериджское время (поздняя юра) произошло поднятие южной части платформы, что связано с предтитонским столкновением плит в районе Кавказа. Морской режим осадконакопления в палеобассейнах сменился здесь лагунно-континентальным. В ряде палеобассейнов унаследованное погружение позднеюрских прогибов продолжалось и в меловое время (рис. 9).

Мел

В поздне меловое время расширение морской трансгрессии отмечено для палеобассейнов южной части платформы. Оно связано с активизацией тектонических движений в пределах Кавказского орогена. В это время в палеобассейнах накапливались морские толщи.

Глауконитово-кварцевая толща сохранилась от размыва только на восточном борту Прикаспийской

впадины. После незначительного перерыва, продолжавшегося в течение маастрихт-датского времени, в палеобассейнах платформы началась новая трансгрессия. Она захватила значительно меньшую площадь, чем поздне меловая. В результате этой трансгрессии осадочный чехол палеобассейнов представлен в нижней части преимущественно карбонатными породами, а верхней — терригенными.

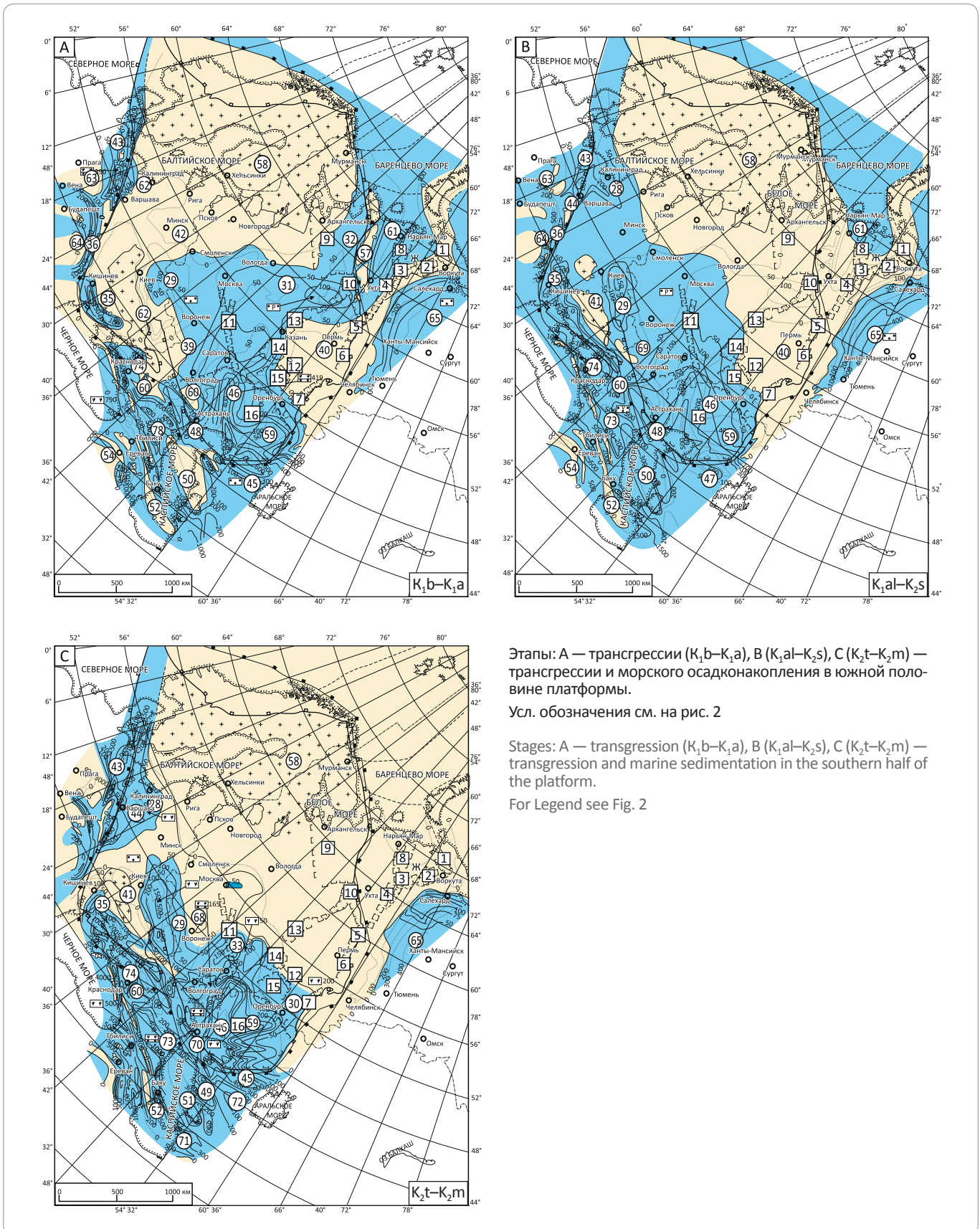
Заключение

Основные этапы формирования осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента обусловлены следующими геодинамическими обстановками: рифтогенезом (RF_{1-2}); образованием надрифтовых депрессий, пассивных континентальных окраин (V); формированием орогенов столкновения плит, инверсией в палеобассейнах (E); рифтогенезом и пассивными континентальными окраинами (O-S); пассивными окраинами ($D_1^2-C_1$); орогенами столкновения плит, инверсией (C_2-T_1); изостазией, расчленением палеобассейнов на блоки (T_3-KZ).

В результате рассмотренной геодинамической эволюции был сформирован осадочный чехол палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента, явившийся основой современных Волго-Уральского, Прикаспийского, Тимано-Печорского, Балтийского, Донецко-Припятского, Предкавказского НГБ и Московского, Мезенского потенциальных НГБ. Их перспективы нефтегазоносности описаны в многочисленных работах, в том числе в [1, 3, 6-9, 13-15]. Добавим лишь, что модели строения палеобассейнов, базирующиеся на реконструкции геодинамического развития и анализе поэтапного плитотектонического строения, позволили по-новому оценить направление латеральной региональной и зональной миграции, масштабы нефтегазообразования в бассейнах Волго-Уральского НГБ, положение эпигенетично-нефтегазоносных комплексов в разрезе и плане, роль континентальных и океанических рифтов, генетическое соотношение газовых и жидких УВ, ряд других факторов, необходимых для переоценки ресурсов рассмотренных бассейнов [7, 15]. Зональная миграция сыграла решающую роль в перемещении нефти и формировании залежей в палеозойских отложениях палеобассейнов Волго-Уральского НГБ. При этом она связана в основном с Камско-Кинельской системой прогибов.

Основные процессы зональной латеральной миграции УВ Волго-Уральского НГБ, приведшие к их скоплениям, происходили в эйфельско-позднепермское время. В этот период были сформированы основные плитотектонические элементы палеосуббассейнов. В мезозой-кайнозойское время здесь преобладали процессы изостазии, расчленения ранее сформированных структур на серию блоков, преобладания вертикальных разломов. Основные пути перемещения УВ в это время связаны главным образом с разломами, что приводило к переформи-

Рис. 9. Схемы строения осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейской платформы (К)
 Fig. 9. Structural scheme of the paleobasins sedimentary cover in the East European Platform (K)



TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

рованию залежей УВ, а в отдельных случаях к их разрушению.

Итогом анализа явились расчеты эмиграции нефти и газа, выполненные с учетом геодинамических критериев. Сравнение полученных результатов с прогнозной оценкой геологических ресурсов УВ (на 01.01.2009 г.), выполненной на основе традиционного принципа нефтегазогеологического районирования, показало, что объем аккумулированных УВ Волго-Уральского НГБ превышает подсчитанные геологи-

ческие ресурсы по нефти на 6,5 %, по газу — на 14 %. При этом по некоторым нефтегазоносным суббассейнам, из-за невозможности определения масштаба тектонического перекрытия автохтонного комплекса надвигами, величина аккумуляции УВ принята в соответствии с количественной оценкой ресурсов на 01.01.2009 г. Это означает, что изучение зоны перекрытия в будущем может привести к еще большему увеличению геологических ресурсов Волго-Уральского НГБ по сравнению с указанными выше.

Литература

1. Богданов Н.А., Хаин В.Е., Розен О.М., Шипилов Э.В., Верниковский В.А., Драчев С.С., Костюченко С.Л., Кузьмичев А.Б., Секретов С.Б. Объяснительная записка к тектонической карте морей Карского, Лаптевых и севера Западной Сибири (масштаб 1 : 2 500 000). — М. : Изд-во Института литосферы окраинных и внутренних морей РАН, 1998. — 127 с.
2. Геотраверс «Гранит»: Восточно-Европейская платформа — Урал — Западная Сибирь (строение Земной коры по результатам комплексных геолого-геофизических исследований) / Под ред. С.Н. Кашубина. — Екатеринбург : ФГУП Баженовская геофизическая экспедиция, 2002. — 312 с.
3. Дикенштейн Г.Х., Максимов С.П., Иванова Т.Д. Тектоника нефтегазоносных провинций и областей СССР. — М. : Недра, 1982. — 223 с.
4. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР: в 2 кн. — М. : Недра, 1990. — 666 с.
5. Иголкина Н.С., Кирилов В.П., Кочин Г.Г., Кривская Т.Ю., Якобсон К.Э., Быкова И.И., Бутова Е.П., Ефимова В.Н., Кашик Д.С., Котлуков В.А., Тимофеева Л.П., Яркин В.И. Геологические формации осадочного чехла Русской платформы. — Л. : Недра, 1981. — 168 с.
6. Клещев К.А., Шеин В.С., Хаин В.Е. Геодинамические основы прогноза и поисков нефти и газа и их внедрение в практику геологоразведочных работ. — М. : ВИЭМС, 1990. — 50 с.
7. Ларская Е.С., Шеин В.С. Геодинамическая эволюция и нефтематеринские толщи бассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента и его складчатого обрамления // Геология нефти и газа. — 1997. — № 12. — С. 20–30.
8. Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Золотов А.Н., Капустин И.Н., Кирюхин Л.Г., Рызмышляев А.А. Геология нефти и газа Восточно-Европейской платформы. — М. : Недра, 1990. — 272 с.
9. Ступакова А.В., Паццали А.А., Волянская В.В., Сулова А.А., Завьялова А.П. Палеобассейны — новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов // Георесурсы. — Т. 21. — № 2. — 2019. — С. 4–12. DOI: 10.18599/grs.2019.2.4-12.
10. Строение и динамика литосферы Восточной Европы. Результаты исследований по программе EVROPROBE / Под ред. Н.И. Павленковой. — М. : ГЕОКАРТ, ГЕОС, 2006. — 736 с.
11. Дикенштейн Г.Х., Аванесян М.Т., Алиев И.М. Тектоника нефтегазоносных территорий СССР: объяснительная записка к Тектонической карте нефтегазоносных территорий СССР (масштаб 1 : 2 500 000). — М. : Недра, 1984. — 121 с.
12. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000). — М. : Научный мир, 2001. — 606 с.
13. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б., Войтович С.Е. Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование территории Татарстана. — Казань : Изд-во «ФЭН» Академии наук Республики Татарстан, 2006. — 328 с.
14. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. — М. : Изд-во ВНИГНИ, 2012. — 844 с.
15. Шеин В.С., Фортунатова Н.К., Алференок А.В., Долматова И.В., Елагина Я.Е., Каламкаров С.Л., Книппер А.А., Петров А.И., Соборов К.О. Геодинамическая эволюция и тектоническое районирование Восточно-Европейской платформы // Геология нефти и газа. — 2013. — № 5. — С. 11–27.
16. Лобковский Л.И., Никишин А.М., Хаин В.Е. Современные проблемы геотектоники и геодинамики. — М. : Научный мир, 2004. — 612 с.
17. Nikishin A.M., Ziegler P.A., Stephenson R.A., Cloetingh S.A.P.L., Furne A.V., Fokin P.A., Ershov A.V., Bolotov S.N., Korotaev M.V., Alekseev A.S., Shipilov V.I., Shipilov E.V., Lankreijer A., Bembinona E.Yu., Shalimov I.V. Late Precambrian to Triassic history of the East European Craton: dynamics of sedimentary basin evolution // Tectonophysics. — 1996. — Т. 268. — № 1–4. — С. 23–63. DOI: 10.1016/S0040-1951(96)00228-4.

References

1. Bogdanov N.A., Khain V.E., Rozen O.M., Shipilov E.V., Vernikovskii V.A., Drachev S.S., Kostyuchenko S.L., Kuz'michev A.B., Sekretov S.B. Obyasnitel'naya zapiska k tektonicheskoi karte morei Karskogo, Laptevyykh i severa Zapadnoi Sibiri (masshtab 1 : 2 500 000) [Explanatory note to the tectonic map of the Kara, Laptev seas and northern part of the Western Siberia (scale 1 : 2 500 000)]. Moscow: Izd-vo Instituta litosfery okrainnykh i vnutrennikh morey RAN; 1998. 127 p. In Russ.
2. Kashubin S.N. (ed.) Geotravers "Granit": Vostochno-Evropeiskaya platforma — Ural-Zapadnaya Sibir' (stroenie Zemnoi kory po rezul'tatam kompleksnykh geologo-geofizicheskikh issledovaniy) [Granit geotraverse: East Siberian Platform — Urals-Western Siberia (Earth's crust structure on the results of integrated geological and geophysical studies)]. Ekaterinburg: Bazhenovskaya geofizicheskaya ekspeditsiya; 2002. 312 p. In Russ.
3. Dikenshtein G.Kh., Maksimov S.P., Ivanova T.D. Tektonika neftegazonosnykh provintsiy i oblastey SSSR [Tectonics of USSR petroleum provinces and areas]. Moscow: Nedra; 1982. 223 p. In Russ.
4. Zonenshain L.P., Kuz'min M.I., Natapov L.M. Tektonika litosfernykh plit territorii SSSR [Lithosphere plate tectonics: USSR territory]. Moscow: Nedra; 1990. 666 p. In Russ.
5. Igol'kina N.S., Kirilov V.P., Kochin G.G., Krivskaya T.Yu., Yakobson K.E., Bykova I.I., Butova E.P., Efimova V.N., Kashik D.S., Kotlukov V.A., Timofeeva L.P., Yarkin V.I. Geologicheskie formatsii osadochnogo chekhla Russkoi platform [Geological formations of sedimentary cover of the East European (Russian) Platform]. Leningrad: Nedra; 1981. 168 p. In Russ.

6. *Kleshchev K.A., Shein V.S., Khain V.E.* Geodinamicheskie osnovy prognoza i poiskov nefiti i gaza i ikh vnedrenie v praktiku geologorazvedochnykh rabot [Basic geodynamic principles of oil and gas prediction and prospecting: practical application in field geological exploration]. Moscow: VIEMS; 1990. 50 p. In Russ.
7. *Larskaya E.S., Shein V.S.* Geodinamicheskaya evolyutsiya i neftematerinskie tolshchi basseinov Vostochno-Evropeiskogo paleokontinenta i ego skladchatogo obramleniya [Geodynamic evolution and source rock formations in the basins of the East European paleocontinent and its folded neighbourhood]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1997;(12):20–30. In Russ.
8. *Maksimov S.P., Dikenshtein G.Kh., Zolotov A.N., Kapustin I.N., Kiryukhin L.G., Ryzmyshlyayev A.A.* Geologiya nefiti i gaza Vostochno-Evropeiskoi platformy [Oil and gas geology of the East European Platform]. Moscow: Nedra; 1990. 272 p. In Russ.
9. *Stoupakova A.V., Pashali A.A., Volyanskaya V.V., Suslova A.A., Zavyalova A.P.* Paleobasins — a new concept of modeling the history of geological development and oil and gas bearing of regions. *Geosursy = Georesources*. 2019;21(2):4–12. DOI: 10.18599/grs.2019.2.4-12.
10. *Pavlenkova N.I.* (ed.) Stroenie i dinamika litosfery Vostochnoi Evropy. Rezultaty issledovaniy po programme EVROPROBE [Structure and Dynamics of the Lithosphere of Eastern Europe. Results of the studies under the EVROPROBE Program]. Moscow: GEOKART, GEOS; 2006. 736 p. In Russ.
11. *Dikenshtein G.Kh., Avanesyan M.T., Aliev I.M.* Tektonika neftegazonosnykh territorii SSSR: obyasnitel'naya zapiska k Tektonicheskoi karte neftegazonosnykh territorii SSSR (masshtab 1 : 2 500 000) [Tectonics of the USSR oil and gas bearing territories: explanatory note to the Tectonic Map of the USSR oil and gas bearing territories (scale 1 : 2 500 000)]. Moscow: Nedra; 1984. 121 p. In Russ.
12. *Khain V.E.* Tektonika kontinentov i okeanov (god 2000) [Tectonics of the continents and oceans (2000)]. Moscow: Nauchnyi mir; 2001. 606 p. In Russ.
13. *Khislamov R.S., Gatiyatullin N.S., Voitovich E.D., Liberman V.B., Voitovich S.E.* Tektonicheskoe i neftegazogeologicheskoe raionirovanie territorii Tatarstana [Tectonic and geological and petroleum zonation of the Tatarstan territory]. Kazan: Izd-vo FEN Akademii nauk Respubliki Tatarstan, 2006. 328 p. In Russ.
14. *Shein V.S.* Geologiya i neftegazonosnost' Rossii [Geology and petroleum potential of Russia]. Moscow: Izd-vo VNIGNI; 2012. 848 p. In Russ.
15. *Shein V.S., Fortunatova N.K., Alferenok A.V., Dolmatova I.V., Elagina Ya.E., Kalamkarov S.L., Knipper A.A., Petrov A.I., Sobornov K.O.* Geodynamic evolution and tectonic zoning of East-European platform. *Geologiya nefiti i gaza*. 2013;(5):11–27. In Russ.
16. *Lobkovskii L.I., Nikishin A.M., Khain V.E.* Sovremennye problemy geotektoniki i geodinamiki [Current issues of geotectonics and geodynamics]. Moscow: Nauchnyi mir; 2004. 612 p. In Russ.
17. *Nikishin A.M., Ziegler P.A., Stephenson R.A., Cloetingh S.A.P.L., Furne A.V., Fokin P.A., Ershov A.V., Bolotov S.N., Korotaev M.V., Alekseev A.S., Gorbachev V.I., Shipilov E.V., Lankreijer A., Bembinona E.Yu., Shalimov I.V.* Late Precambrian to Triassic history of the East European Craton: dynamics of sedimentary basin evolution. *Tectonophysics*. 1996;268(1–4):23–63. DOI: 10.1016/S0040-1951(96)00228-4.

Информация об авторах

Шейн Василий Степанович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
главный научный сотрудник

ФГБУ «ВНИГНИ»,

105118, Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: shein@vnigni.ru

Алференок Александр Викторович

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

ФГБУ «ВНИГНИ»,

105118, Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: alferenok@mail.ru

Долматова Ирина Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,
ученый секретарь

ФГБУ «ВНИГНИ»,

105118, Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: dolmatova@vnigni.ru

Мельникова Надежда Алексеевна

Ведущий геолог

ФГБУ «ВНИГНИ»,

105118, Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: N.melnikova@vnigni.ru

Information about authors

Vasiliy S. Shein

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor, Chief Research Associate

All-Russian Research Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: shein@vnigni.ru

Aleksandr V. Alferenok

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Research Associate

All-Russian Research Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: alferenok@mail.ru

Irina V. Dolmatova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Scientific Secretary

All-Russian Research Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: dolmatova@vnigni.ru

Nadezhda A. Mel'nikova

Senior Geologist

All-Russian Research Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: N.melnikova@vnigni.ru

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

2020 Санкт-Петербург



9-я международная конференция
Геонауки: трансформируем знания в ресурсы

Важные даты

Окончание предварительной регистрации
25 марта 2020 г.

**Окончание приема заявок на коммерческие
презентации и рекламное место компании**
1 марта 2020 г.

Темы научных сессий

- 1 Региональные, тематические и научные геологические исследования
- 2 Геологическое изучение и поэтапное освоение Арктической зоны и шельфов
- 3 Практические примеры при ГРП
- 4 Разведка и разработка месторождений
- 5 Круглый стол: Перспективы внедрения и развития интеллектуальных систем в процессах разведки и добычи

Научная программа опубликована на сайте www.eage.ru

РЕГИСТРАЦИЯ ОТКРЫТА!

6-9 АПРЕЛЯ 2020 ГОДА | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, РОССИЯ

WWW.EAGE.RU | WWW.EAGE.ORG

УДК 553.981 + 553.982

DOI 10.31087/0016-7894-2020-1-57-68

Тектоническая дислоцированность мезозойско-кайнозойских отложений как один из основных нефтегазоконтролирующих признаков в северной части Западно-Сибирской плиты

© 2020 г. | С.В. Воробьев¹, П.А. Горбунов², О.В. Максименко¹

¹ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия, s.vorobyev@ggr.gazprom.ru; o.maksimenko@ggr.gazprom.ru;

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия, razpas@mail.ru

Поступила 07.11.2019 г.

Доработана 28.11.2019 г.

Принята к печати 10.12.2019 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; Ямало-Ненецкий автономный округ; палеотектонический анализ; осадочный комплекс; пликативные и дизъюнктивные дислокации; миграция; тектоническая инверсия.*

Аннотация: В статье приведены результаты палеотектонического анализа условий формирования мезозойско-кайнозойских отложений осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты (в административном отношении соответствующей территории Ямало-Ненецкого автономного округа). Палеотектонический анализ проведен по методике построения карт палеотолщин основных литолого-стратиграфических комплексов, контролируемых наиболее выраженными отражающими горизонтами (А, Б, М, М', Г, С₃). На основе выполненных палеорекопструкций выявлен инверсионный характер развития исследуемой территории. Объяснено влияние инверсионных тектонических движений на формирование пликативных и дизъюнктивных нарушений, на движение тектонических блоков и сопутствующую этому деструкцию осадков, т. е. на формирование тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла. Зоны с высокой степенью тектонической дислоцированности обосновываются как области, наиболее предпочтительные для миграции пластовых флюидов и, соответственно, для процессов нефтегазоаккумуляции. Авторы статьи впервые построили модель тектонической дислоцированности осадочного чехла и установили взаимосвязь между степенью тектонической дислоцированности и нефтегазоносностью в пределах северной части Западной Сибири. Полученные результаты могут быть использованы для планирования геолого-разведочных работ в пределах рассматриваемой территории.

Для цитирования: Воробьев С.В., Горбунов П.А., Максименко О.В. Тектоническая дислоцированность мезозойско-кайнозойских отложений как один из основных нефтегазоконтролирующих признаков в северной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1 – С. 57–68. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-57-68.

Tectonic dislocation of Mesozoic-Cenozoic series as one of the main distinctive feature of oil and gas occurrence in the northern part of the West Siberian Plate

© 2020 | S.V. Vorob'ev¹, P.A. Gorbunov², O.V. Maksimenko¹

¹Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia; s.vorobyev@ggr.gazprom.ru; o.maksimenko@ggr.gazprom.ru;

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; razpas@mail.ru

Received 07.11.2019

Revised 28.11.2019

Accepted for publication 10.12.2019

Key words: *Western Siberia; Yamal-Nenets Autonomous Okrug; paleotectonic analysis; sedimentary sequence; folding and faulting dislocations; migration; tectonic inversion.*

Abstract: This paper presents the results of paleotectonic analysis of the conditions the Mesozoic-Cenozoic series were formed in within the sedimentary cover of the West Siberian Plate northern part (administratively corresponding to the respective territory of Yamal-Nenets Autonomous Okrug). Paleotectonic analysis is conducted using the methodology of building paleothickness maps for the main lithostratigraphic sequences controlled by the most clearly defined reflections ("А", "Б", "М", "М'", "Г", and "С₃"). Based on the paleoreconstruction results, the inversion nature of development of the area under investigation is revealed; i.e., during the course of geological time, the very same areas are subject to inversion of tectonic dislocation directions — stages of active upwarping change for downwarping, and vice versa. The paper explains the impact of inversion tectonic movements on formation of folds and faults, tectonic blocks movement, and associated sediment destruction; i.e., on formation of tectonic dislocation pattern of sedimentary cover deposits. The authors also explain the consequences of tectonic inversions on the formation of mechanism of fluid migration, fluid distribution and accumulation. Zones with the high tectonic dislocation are substantiated as the areas most favourable for formation fluid migration and, respectively, for the processes of oil and gas accumulation. The authors were the first to create the model of tectonic dislocation of sedimentary cover deposits and to reveal the relationships between the tectonic dislocation degree and oil and gas occurrence within the northern part of Western Siberia. It is found that about 75 % of

the discovered hydrocarbon reserves are confined to the zones having a high degree of tectonic dislocation. The results obtained can be used in planning of exploration and prospecting activities within the considered territory.

For citation: Vorob'ev S.V., Gorbunov P.A., Maksimenko O.V. Tectonic dislocation of Mesozoic-Cenozoic series as one of the main distinctive feature of oil and gas occurrence in the northern part of the West Siberian Plate. *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(1):57–68. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-57-68. In Russ.

Введение

Особенности тектонического развития любого осадочного бассейна определяют совокупность двух крайне важных признаков его нефтегазоносности — обстановки осадконакопления пород-коллекторов и флюидоупоров, а также режимы, характеризующие процессы заложения и развития структур (линейные размеры, морфологию, амплитуды, элементы простирания), контролирующих залежи нефти и газа.

Как правило, оценка особенностей протекания тектонических процессов осуществляется на основе методики палеотектонических исследований, базирующейся на анализе характера изменений мощностей изохронных толщ [1, 2]. В итоге это позволяет реконструировать тектонический облик исследуемой территории на определенный момент геологического времени, т. е. прогнозировать палеогеографические обстановки осадконакопления (состав и характер распределения осадков в плане и разрезе осадочного чехла), а также изучать основные этапы формирования и трансформации потенциальных ловушек нефти и газа с течением времени.

Масштабность палеотектонических реконструкций, а также представительность исходной геолого-геофизической информации определяют результативность данного вида исследований, крайне актуальных для планирования направлений и объемов геолого-разведочных работ для воспроизводства минерально-сырьевой базы.

Палеотектоническим исследованиям в пределах территории Западно-Сибирской плиты уделялось особое внимание с самых ранних стадий поисково-разведочных работ на нефть и газ. Наиболее значимые результаты данных работ рассмотрены в многочисленных научных статьях и монографиях М.Я. Рудкевича, И.И. Нестерова, А.Э. Конторовича, В.С. Бочкарева, А.А. Тимофеева, Е.М. Максимова, Ф.Г. Гулари, Н.Н. Ростовцева, С.В. Аплонова, Ю.В. Вайполины и ряда других исследователей.

Особый вклад в изучение особенностей тектонического развития Западной Сибири внес М.Я. Рудкевич. В 1970-х гг. коллектив ученых под его руководством разработал атлас структурных и палеотектонических карт [3] для всей территории Западно-Сибирской низменности, созданный на основе интерпретации результатов полевых геофизических методов с учетом данных опорного, параметрического и поисково-разведочного бурения. В данной статье детально охарактеризована сложная динамика развития осадочных толщ, обусловленная неоднократной сменой знаков направленности

вертикальных тектонических движений в ходе развития Западно-Сибирского седиментационного бассейна. Более того, по мнению авторов [4, 5], именно инверсионные (разнонаправленные) тектонические движения, происходившие в процессе формирования и развития мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, оказывали определяющее влияние как на строение антиклинальных структур, контролирующих залежи многопластовых нефтяных и газовых месторождений, так и на нефтегазоносность Западно-Сибирской плиты в целом. При этом точность выполненных исследований во многом ограничивалась объемами исходных геолого-геофизических материалов, представленных в основном результатами бурения скважин, данными грави- и магниторазведки, а также редкой сетью региональных сейсмических профилей. К числу наименее изученных относились приполярные районы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

За последние 45 лет в пределах нефтегазоносных территорий Западной Сибири выполнены большие объемы геолого-разведочных работ, включающих сейсмические исследования в модификации метода общей глубинной точки (ОГТ) 2D и 3D, а также поисково-разведочное бурение. Новые геолого-геофизические материалы позволяют существенно дополнить и переосмыслить сложившиеся представления об особенностях палеотектонического развития осадочного чехла в пределах рассматриваемой территории.

Ниже представлены результаты палеотектонического анализа условий формирования мезозойско-кайнозойских отложений осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты (в административном отношении соответствующей территории Ямало-Ненецкого автономного округа), а также приведена оценка влияния инверсионных тектонических движений на региональную нефтегазоносность. Указанные реконструкции выполнялись на основе карт палеотолщин основных литолого-стратиграфических комплексов, слагающих осадочный чехол, построенных по методу изопакетического треугольника [1] и характеризующих юрский, неоконский, аптский, альб-сеноманский, турон-сантонский и кайнозойский этапы геологического развития северной части Западно-Сибирской плиты.

Основой для палеотектонических реконструкций послужили региональные структурные карты масштаба 1 : 500 000, построенные авторами статьи на основе комплексирования результатов сейсмических исследований [6], выполненных по методике ОГТ (532 тыс. км сейсмических профилей с кратной

стью от 12 до 60 и материалов 3D-сейсмических исследований объемом 35 тыс. км²), а также данных поисково-разведочного бурения на нефть и газ (более 6000 скважин).

Структурные построения осуществлялись по следующим опорным отражающим горизонтам, выделяемым в разрезе осадочного чехла северной части Западной Сибири:

- А — подошве мезозойско-кайнозойского осадочного чехла;
- Б — кровле баженовской свиты и ее аналогам (отвечает границе раздела юрских и меловых отложений);
- М — кровле черкашинского горизонта (границе раздела отложений неокомского и аптского возрастов);
- М' — кровле танопчинской свиты и ее аналогам (граница раздела аптского и альб-сеноманского осадочных комплексов);
- Г — кровле покурской свиты и ее аналогам (отвечает времени окончания сеноманского века);
- С₃ — кровле нижнеберезовской подсвиты и ее аналогам (отвечает времени окончания сантонского века).

На основе трансформации указанных структурных поверхностей была получена серия карт палеотолщин (рис. 1), характеризующих палеотектонические обстановки осадконакопления на конец юрского (А–Б), неокомского (Б–М), аптского (М–М'), альб-сеноманского (М'–Г), турон-сантонского (Г–С₃) и кайнозойского (С₃–0) времени в пределах севера Западной Сибири.

На следующем этапе исследований было выполнено палеотектоническое районирование для каждого из рассматриваемых этапов геологического времени, т. е. на каждой из представленных карт палеотолщин были показаны надпорядковые и региональные структуры I порядка, которым были присвоены наименования, корреспондирующие со структурами, выделенными на современной тектонической карте мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западной Сибири [7].

Анализ представленных карт палеотолщин основных литолого-стратиграфических подразделений осадочного чехла (см. рис. 1) свидетельствует о значительных изменениях палеотектонических обстановок осадконакопления. Можно наблюдать, как в течение геологического времени области наиболее интенсивного прогибания, в пределах которых происходило формирование мощных осадочных толщ, характеризовались сменой направленности тектонических движений. Последние вызывали относительные воздымания палеорельефа, в результате чего происходило значительное сокращение объемов и мощностей осадков, накапливаемых на последующих этапах геологического развития. Неоднократные

смены знаков вертикальных тектонических движений (инверсии) отражались в изменениях площадей палеоструктур, в их частичном или полном расформировании, а также в переходе положительных форм рельефа в промежуточные и отрицательные (и наоборот).

В **юрский период** (см. рис. 1 А) тектонического развития территории наиболее интенсивное погружение образований доюрского комплекса, подстилающих отложения осадочного чехла, происходило в пределах Гыдан-Пур-Тазовской палеомегасинеклизы и Западно-Ямальской палеовпадины. Остальная часть исследуемой территории преимущественно испытывала относительное воздымание. Наиболее контрастными положительными палеоструктурами в данное время были Притаймырская, Припайхойско-Ямальская и Приенисейская палеомоноклизы. Необходимо отметить, что эти структуры относились к областям с наиболее стабильным режимом тектонического развития в течение всего мезозойско-кайнозойского периода развития Западно-Сибирской плиты.

В **неокомское время** (см. рис. 1 В) в целом сохраняется унаследованность особенностей тектонического развития. Конфигурация сформировавшихся на данном этапе тектонических структур в основном повторяет контуры тектонических элементов, заложившихся в юрское время. Основные депоцентры осадконакопления по-прежнему были связаны с территориями Ямало-Гыданской и Надым-Пур-Тазовской палеомегасинеклиз. При этом морфология и размеры данных структур претерпели некоторые трансформации.

Площадь Ямало-Гыданской палеомегасинеклизы незначительно сократилась из-за процессов воздымания, охвативших северную часть п-ова Гыданский. Площадь Надым-Пур-Тазовской палеомегасинеклизы, наоборот, увеличилась за счет вовлечения в процесс погружения северной части Надымско-Варьеганской палеомоноклизы.

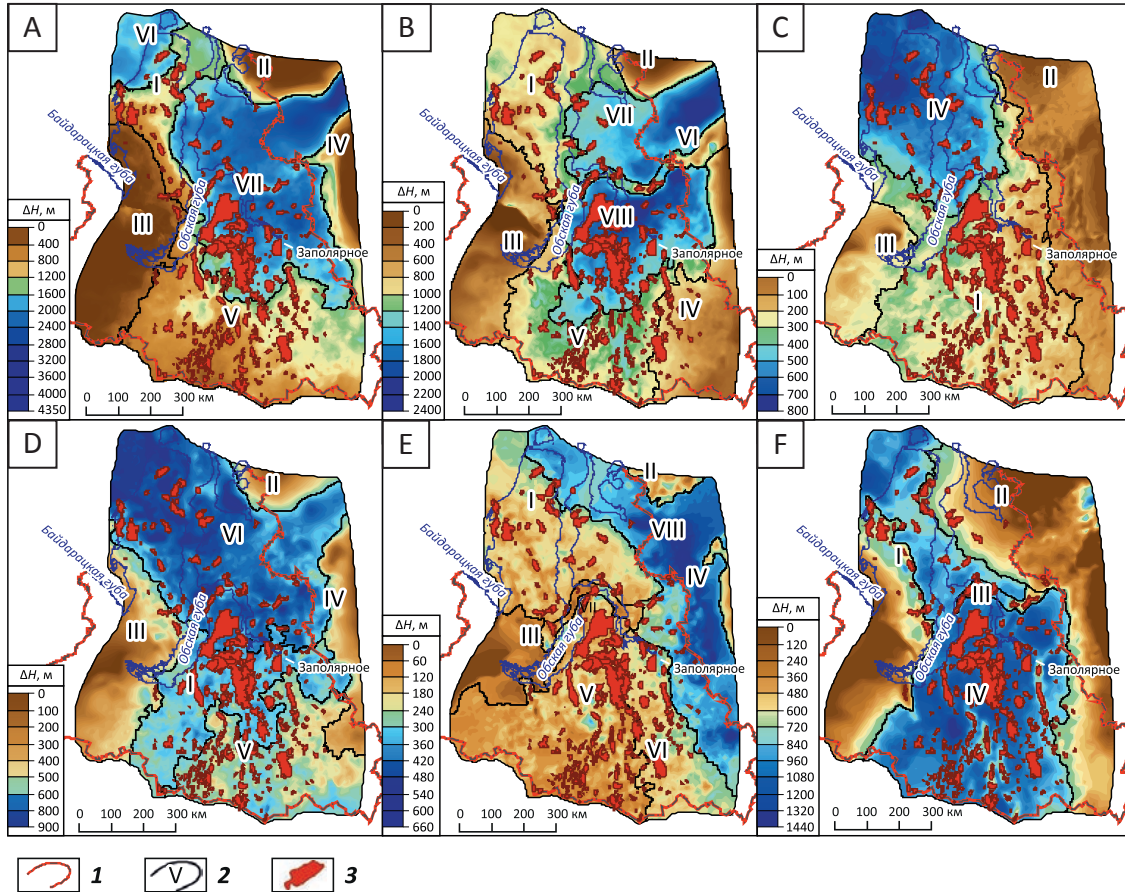
Среди положительных структур унаследованно развивались Притаймырская, Припайхойско-Ямальская и Приенисейско-Маховская палеомоноклизы.

Первая тектоническая инверсия, которая произошла в юрско-меловой период развития исследуемой территории, связана с трансформациями Западно-Ямальской палеовпадины. Данная структура, испытывавшая в неокомское время интенсивное воздымание, сочленилась с Ямальской палеомегатеррасой, в результате чего была сформирована крупная положительная структура — Ямальская палеомоноклиза. Данный пример характеризует общую смену направленности тектонических движений с отрицательных, преобладавших в юрское время, на положительные в неокомское.

В **аптское время** (см. рис. 1 С) также происходят существенные изменения палеорельефа в преде-

Рис. 1. Палеотектонические карты севера Западной Сибири юрского (А), неокомского (В), аптского (С), альб-сеноманского (D), турон-сантонического (Е) и кайнозойского (F) времени с выделенными палеоструктурами I порядка

Fig. 1. Paleotectonic maps of the Western Siberia north for Jurassic (A), Neocomian (B), Aptian (C), Albian-Cenomanian (D), Turonian-Campanian (E), and Cenozoic (F) time with the I-st order paleostructures identified



Границы (1–3): 1 — Ямало-Ненецкого автономного округа, 2 — палеоструктур I порядка; 3 — месторождения.

Палеоструктуры I порядка: *юрский период* (A): I — Ямальская палеомегатерраса, II — Притаймырская палеомоноклиза, III — Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза, IV — Приенисейская палеомоноклиза, V — Надымско-Варьеганская палеомоноклиза, VI — Западно-Ямальская палеовпадина, VII — Гыдан-Пур-Тазовская палеосинеклиза; *неокомский период* (B): I — Ямальская палеомоноклиза, II — Притаймырская палеомоноклиза, III — Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза, IV — Приенисейско-Маховская палеомоноклиза, V — Надымско-Варьеганская палеомоноклиза, VI — Мессояхский палеомегавал, VII — Ямало-Гыданская палеомегасинеклиза, VIII — Надым-Пур-Тазовская палеомегасинеклиза; *аптский период* (C): I — Надым-Пур-Тазовская палеомегатерраса, II — Притаймырская палеомоноклиза, III — Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза, IV — Ямало-Гыданская палеомегасинеклиза; *альб-сеноманский период* (D): I — Надым-Пурская палеомегатерраса, II — Притаймырская палеомоноклиза, III — Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза, IV — Приенисейско-Маховская палеомоноклиза, V — Тагринско-Харампурско-Русская палеоантеклиза, VI — Ямал-Гыдан-Обь-Тазовская палеомегасинеклиза; *турон-сантонский период* (E): I — Ямало-Гыданская палеомегантеклиза, II — Притаймырская палеомегантеклиза, III — Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза, IV — Приенисейско-Маховская палеомоноклиза, V — Надым-Пурская палеомегатерраса, VI — Тагринско-Харампурская палеомегатерраса, VII — Мессояхский палеомегавал, VIII — Гыдан-Енисей-Маховская палеомегасинеклиза; *кайнозойский период* (F): I — Припайхойско-Ямальская моноклиза, II — Притаймырско-Приенисейско-Гыданская моноклиза, III — Мессояхский пояс мегавалов, IV — Ямал-Надым-Пур-Тазовская мегасинеклиза

Boundaries (1–3): 1 — Yamal-Nenets Autonomous Okrug, 2 — I-st order paleostructures; 3 — fields.

I order paleostructures: *Jurassic period* (A): I — Yamalsky paleomegaterrace, II — Pritaimyrsky paleomonocline, III — Pripaikhoisky-Yamalsky paleomonocline, IV — Prieniseisky paleomonocline, V — Nadymy-Varyogansky paleomonocline, VI — West Yamalsky paleodepression, VII — Gydan-Pur-Tazovsky paleosyneclise; *Neocomian period* (B): I — Yamalsky paleomonocline, II — Pritaimyrsky paleomonocline, III — Pripaikhoisky-Yamalsky paleomonocline, IV — Prieniseisky-Makhovsky paleomonocline, V — Nadymy-Varyogansky paleomonocline, VI — Messoyakhsky paleomegaswell, VII — Yamal-Gydansky paleomegasyneclise; VIII — Nadym-Pur-Tazovsky paleomegasyneclise; *Aptian period* (C): I — Nadym-Pur-Tazovsky paleomegaterrace, II — Pritaimyrsky paleomonocline, III — Pripaikhoisky-Yamalsky paleomonocline, IV — Yamal-Gydansky paleomegasyneclise; *Albian-Cenomanian period* (D): I — Yamalsky-Pursky paleomegaterrace, II — Pritaimyrsky paleomonocline, III — Pripaikhoisky-Yamalsky paleomonocline, IV — Prieniseisky-Makhovsky paleomegamonocline, V — Tagrinsky-Kharampursky-Russky paleoanteclise, VI — Yamal-Gydan-Ob-Tazovsky paleomegasyneclise; *Turonian-Campanian period* (E): I — Yamalsky-Geydansky paleomegaanteclise, II — Pritaimyrsky paleomonocline, III — Pripaikhoisky-Yamalsky paleomonocline, IV — Prieniseisky-Makhovsky paleomegamonocline, V — Nadym-Pursky paleomegaterrace, VI — Tagrinsky-Kharampursky paleomegaterrace, VII — Messoyakhsky paleomegaswell, VIII — Gydan-Yenisei-Makhovsky paleomegasyneclise; *Cenozoic period* (F): I — Pripaikhoisky-Yamalsky monocline, II — Pritaimyrsky-Prieniseisky-Gydansky monocline, III — Messoyakhsky megaswell belt, IV — Yamal-Nadym-Pur-Tazovsky megasyneclise

лах северной части Западно-Сибирского осадочного бассейна. На данном этапе большая часть исследуемой территории характеризовалась преобладанием восходящих тектонических движений, в результате проявления которых произошло сочленение При таймырской и Приенисейско-Маховской палеомоноклиз, а также полное расформирование Мессояхского палеомегавала.

Значительные изменения типичны также для Надым-Пур-Тазовской и Ямало-Гыданской палеомегасинеклиз. Рассматриваемые отрицательные структуры, активно развивавшиеся в юрское и раннемеловое (неокомское) время, в результате воздействия восходящих тектонических движений были перестроены в обширную промежуточную форму палеорельефа — Надым-Пур-Тазовскую палеомегатеррасу.

Полное обращение неокомского палеорельефа, связанное со сменой режима восходящих движений на погружение, произошло в северо-западной части Западно-Сибирской плиты, в пределах которой Ямальская палеомоноклиза преобразовалась в Ямало-Гыданскую палеомегасинеклизу.

В **альб-сеноманское время** (см. рис. 1 D) наблюдается очередная тектоническая инверсия, в результате которой активное преобладающее воздымание, характерное для аптского века, сменяется на интенсивное погружение бассейна. При этом наиболее активные трансформации палеорельефа отмечаются в северо-западной части осадочного бассейна. В результате этого площадь Ямало-Гыданской палеомегасинеклизы значительно увеличилась, охватывая большую часть полуостровов Ямал и Гыданский, а также северные районы Обь-Тазовского междуречья. Следствием этого стало образование Ямал-Гыдан-Обь-Тазовской палеомегасинеклизы. Одновременно с этим центральная часть Надым-Пурского междуречья испытывала погружение, обусловившее формирование здесь структуры промежуточного типа — Надым-Пурской палеомегатеррасы, сочленяющей активно погружавшуюся северную часть осадочного бассейна и его стабильные периферийные районы.

На юге рассматриваемой территории происходило заложение и развитие крупной положительной структуры — Тагринско-Харампурско-Русской палеоантеклизы. Кроме того, унаследованные восходящие тектонические движения испытывала Припайхойско-Ямальская палеомоноклиза, которая на конец сеноманского времени вновь распалась на два отдельных положительных сегмента — При таймырскую палеоантеклизу и Приенисейско-Маховскую палеомегамоноклизу за счет значительного погружения, вызванного тектонической инверсией в пределах территории современного Усть-Енисейско-Агапского пояса мегапрогибов.

В **турон-сантонское время** (см. рис. 1 E) происходит очередная крупная тектоническая инверсия, в результате которой большая часть севера Западной Сибири испытала относительное воздымание. Существенные изменения палеорельефа произошли в южной части осадочного бассейна, где сочленились Надым-Пурская палеомегатерраса и Тагринско-Харампурско-Русская палеоантеклиза, в результате чего были сформированы две крупные положительные структуры — Надым-Пурская и Тагринско-Харампурская палеомегатеррасы.

Наиболее существенные обращения палеорельефа в данное время отмечались в пределах Ямало-Гыдан-Обь-Тазовской палеомегасинеклизы, которая трансформировалась за счет проявления инверсионных движений в своей западной части в Ямало-Гыданскую палеоантеклизу, расширившись в юго-восточном направлении.

Наиболее активные процессы воздымания испытывала территория Мессояхского палеомегавала, сочленявшего Ямало-Гыданскую палеоантеклизу и Надым-Пурскую палеомегатеррасу.

На данной стадии тектонического развития палеогипсометрическую выраженность в значительной степени утратили При таймырская, Припайхойско-Ямальская и Приенисейско-Маховская палеомегамоноклизы.

В **кайнозойское время** (см. рис. 1 F) происходит очередная перестройка палеорельефа рассматриваемой территории. Центральная и южная части осадочного бассейна испытывали преобладающее инверсионное погружение, в результате чего произошла трансформация Надым-Пурской и Тагринско-Харампурской палеомегатеррас и большей части Ямало-Гыданской палеоантеклизы в Ямало-Надым-Пур-Тазовскую мегасинеклизу. В пределах данной отрицательной мегаструктуры выявляются отдельные участки, испытывающие восходящие тектонические движения. Крупнейшая из подобных структур — восточная ветвь Мессояхского мегавала.

Полное обращение палеорельефа произошло в пределах Гыданско-Енисейско-Маховской палеомегасинеклизы, которая в кайнозойское время трансформировалась в положительную структуру — При таймырско-Приенисейско-Гыданскую моноклизу.

В западной части осадочного бассейна обособилась Припайхойско-Ямальская моноклиза, которая сформировалась за счет сочленения трех тектонических элементов, существовавших в турон-сантонское время: Ямало-Гыданской палеоантеклизы, Припайхойско-Ямальской палеомоноклизы и Надым-Пурской палеомегатеррасы.

Таким образом, в результате выполненных исследований авторами осуществлена детализация особенностей палеотектонического развития мезозойско-кайнозойского осадочного чехла в северной

части Западно-Сибирской плиты. Кроме того, полученные результаты подтверждают выводы предшествовавших исследователей [3] о существенном влиянии инверсионных тектонических движений на региональное строение и тектоническое развитие осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. При этом наиболее контрастные изменения палеорельефа фиксируются в пределах отдельных крупных локальных поднятий. Данный тезис можно проиллюстрировать результатами анализа истории тектонического развития Заполярного куполовидного поднятия.

Заполярное куполовидное поднятие, контролирующее одноименное месторождение, является крупной положительной структурой II порядка, расположенной в северной части средней структуры I порядка — Хадырьяхинской моноклинали, осложняющей строение северной части Надым-Тазовской синеклизы [7]. В результате проявлений тектонических инверсий в мезозойско-кайнозойское время происходили значительные трансформации контуров, линейных размеров и амплитуды данной структуры, а также ее положения в плане (рис. 2).

В **юрское время** (см. рис. 2 А) в пределах современного контура Заполярного куполовидного поднятия (месторождения) выделяется совокупность положительных и отрицательных структур. В северной части современного контура месторождения выделяется крупная положительная структура II порядка амплитудой около 100 м, имеющая сложную конфигурацию. В южной части месторождения находится мелкая отрицательная структура II порядка и небольшая гряда положительных структур III порядка с амплитудами от 10 до 20 м.

В **неокомское время** (см. рис. 2 В) в юго-восточной части месторождения происходит интенсивное воздымание, в результате чего формируется крупная структура II порядка, в максимальной степени соответствующая современному контуру поднятия, с палеоамплитудой, превышающей 100 м. Положительная структура, заложившаяся в пределах северной части площади в юрское время, была трансформирована в пологую моноклинал, погружающуюся в северном направлении.

В **аптское время** (см. рис. 2 С) происходит значительная перестройка палеорельефа, выразившаяся в общем его воздымании, на фоне которого положительная структура II порядка, существовавшая в неоме, трансформируется во впадину, ограниченную палеовалами (амплитуда более 50 м) северного и северо-северо-восточного простираний.

В **альб-сеноманское время** (см. рис. 2 D) в развитии структуры происходит повторное, практически полное обращение палеорельефа. Субмеридионально ориентированные положительные структуры аптского времени переформировались в отрицательные палеоструктуры II порядка. Севернее современного

контура месторождения образуется обособленная крупная положительная структура II порядка.

В **турон-сантонское время** (см. рис. 2 E) вся территория месторождения испытывает воздымание, что приводит к выполаживанию отрицательных форм рельефа, заложившихся на предыдущих этапах геологического развития. В пределах Заполярного купола, а также за границами его территорий формируется серия небольших положительных структур III порядка с палеоамплитудами от 10 до 30 м. В северо-восточной части рассматриваемой площади в результате локального погружения образовалась значительная по размерам и амплитуде отрицательная структура II порядка.

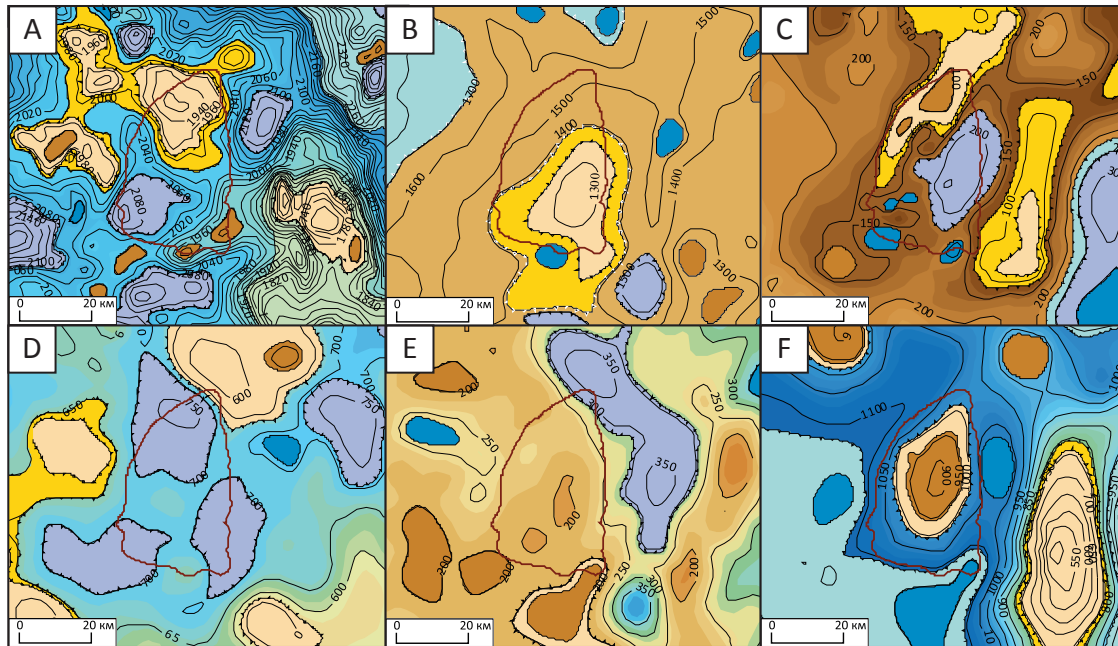
В **кайнозойское время** (см. рис. 2 F), за счет интенсивного воздымания, Заполярное куполовидное поднятие приняло современный облик. Поднятие по отражающему горизонту C_3 представляет собой крупную положительную структуру, удлиненную в меридиональном направлении и имеющую амплитуду около 150 м. Южнее контура месторождения образовалась крупная отрицательная структура II порядка, а юго-восточнее — высокоамплитудное Русское поднятие.

Таким образом, на примере Заполярного куполовидного поднятия можно проиллюстрировать особенности проявления инверсионных тектонических движений в пределах отдельных как положительных, так и отрицательных локальных элементов палеорельефа Западно-Сибирской плиты.

Аналогичным образом авторы статьи проанализировали историю тектонического развития всех выявленных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа антиклинальных поднятий, контролирующих месторождения нефти и газа. Полученные результаты свидетельствуют о неоднократной смене направленности вертикальных (блоковых) тектонических движений в пределах изучаемой территории. Северную часть Западно-Сибирской плиты можно разделить на серию областей, для каждой из которых был характерен свой режим тектонического развития (рис. 3). На основе анализа рассмотренных карт палеотолщин (см. рис. 1) выделено 12 основных режимов тектонического развития антиклинальных структур, контролирующих месторождения УВ-сырья. Анализ полученных распределений свидетельствует о том, что в течение всего мезозойско-кайнозойского времени Западно-Сибирский осадочный бассейн развивался под постоянным влиянием знакопеременных (инверсионных) тектонических движений, обуславливающих разнонаправленный характер трансформации тектонических структур во времени. Масштабность данного явления оказывала существенное влияние на расчлененность палеорельефа как в плане, так и в разрезе осадочного чехла северной части Западно-Сибирской плиты. В результате чего контрастную смену знаков тектонических движений испытывали в том числе и близрасположенные (смежные) структурные элемен-

Рис. 2. Палеотектонические схемы развития Заполярного поднятия и сопредельных территорий в юрское (А), неокомское (В), аптское (С), альб-сеноманское (D), турон-сантонское (Е) и кайнозойское (F) время

Fig. 2. Paleotectonic schemes of Zapolyarny High and its neighbourhood evolution in Jurassic (A), Neocomian (B), Aptian (C), Albian-Cenomanian (D), Turonian-Campanian (E), and Cenozoic (F) time



Структуры II порядка: положительные (1, 2): 1 — крупные, 2 — мелкие; отрицательные (3, 4): 3 — крупные, 4 — мелкие; 5 — структуры III порядка (a — положительные, b — отрицательные); 6 — изопахиты, м; 7 — контур Заполярного месторождения

II-nd order structures: positive (1, 2): 1 — large, 2 — small; negative (3, 4): 3 — large, 4 — small; 5 — III-rd order structures (a — positive, b — negative); 6 — isopachs, m; 7 — outline of the Zapolyarny field

ты палеорельефа, заложение которых происходило на различных этапах геологического развития.

На основании изложенного необходимо отметить, что в целом на протяжении мезозойского и кайнозойского этапов развития северная часть Западно-Сибирской плиты представляла собой область устойчивого погружения, которое сопровождалось заполнением осадочного бассейна мощными толщами терригенных пород. Инверсионные тектонические движения, фиксируемые на региональном уровне, в свою очередь, существенно усложняли строение осадочных комплексов. Их проявления обуславливали как высокую степень расчлененности палеорельефа, так и изменения морфологии тектонических структур. Изменения направленности тектонических движений сопровождалась изменениями обстановок осадконакопления в пределах одних и тех же областей на различных этапах геологического развития седиментационного бассейна. То есть, весьма характерной особенностью развития осадочного бассейна была неоднократная смена унаследованного прогибания на относительное воздымание или стабилизацию палеорельефа (и наоборот), что способствовало изменению морфологии, линейных размеров, амплитуд тектонических структур, а также смещению их контуров в палеоплане. Постоянная смена знаков

вертикальных движений влекла за собой вывод отдельных участков из режима бассейновой седиментации, что обуславливало размывание и переотложение накопленных ранее осадков, а также способствовало развитию оползневых процессов в нелитифицированных и слабоуплотненных толщах.

Геологические объекты, сформированные в условиях постоянной смены направления тектонических движений, испытывали большие геодинамические нагрузки, последствия воздействий которых проявлялись в виде как пликативных (складкообразование), так и тектонических (дизъюнктивные нарушения) дислокаций. При этом интенсивность смены знаков тектонических движений вызывала изменения степени дислоцированности пород доюрского комплекса и отложений осадочного чехла. Учитывая, что осадочные комплексы накапливались последовательно в течение геологического времени, степень тектонической дислоцированности разновозрастных отложений осадочного чехла увеличивается по направлению сверху вниз.

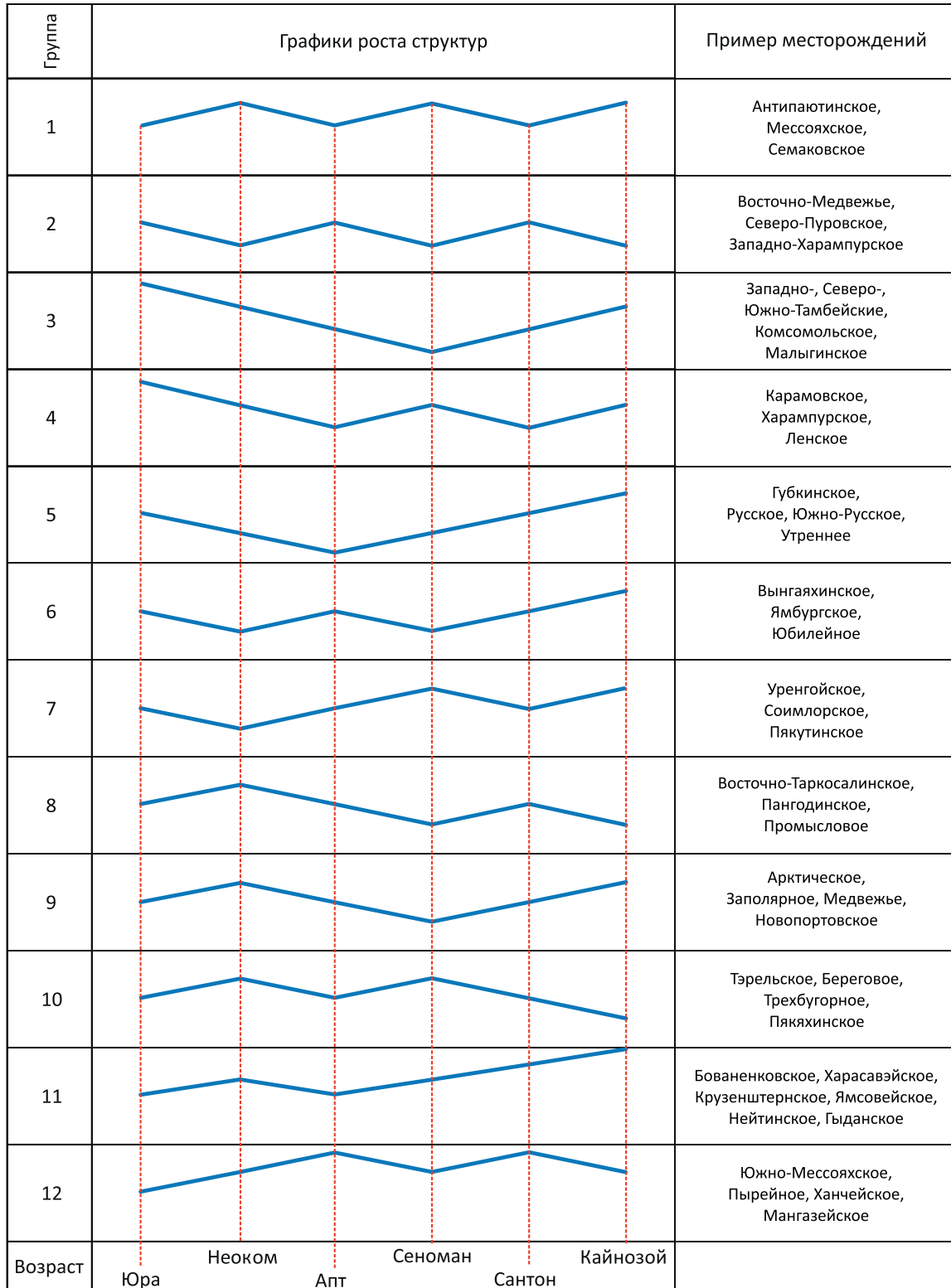
К числу наиболее дислоцированных толщ относятся магматические, метаморфические и вулканогенно-обломочные образования доюрского комплекса. Тектонические блоковые движения палеозойских



TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 3. Графики развития антиклинальных поднятий, контролирующих месторождения УВ, в течение мезозойско-кайнозойского времени в пределах севера Западно-Сибирской плиты

Fig. 3. Diagrams of growth of anticline highs that control HC fields in the northern part of the West Siberian Plate during Mesozoic-Cenozoic time



складчатых систем фундамента Западно-Сибирской плиты в сочетании с горизонтальными и вертикальными перемещениями элементов пермотриасовой рифтовой системы [8] сформировали основные структурообразующие элементы доюрского рельефа. Данный интервал разреза подвергался последующим преобразованиям на всех стадиях тектогенеза плитного этапа развития Западной Сибири. В результате проявления как вертикальных, так и горизонтальных движений в основании разреза осадочного чехла была сформирована серия тектонически ослабленных зон, являющихся наиболее предпочтительными для развития на более высоких стратиграфических уровнях разреза осадочного чехла новых пликативных и дизъюнктивных дислокаций. Образование новых дислокаций в отложениях осадочного чехла сопровождалось смещением контуров тектонических структур за счет воздействия горизонтальных движений, вызванных глобальными процессами тектонической эволюции океанических и континентальных геоструктур Арктического региона в мезозойско-кайнозойское время. К числу данных (основных) факторов следует отнести: проявления Арктического плюма в позднеюрское, готеривское и альбское время [9, 10], процессы растяжения и рифтогенеза в системе котловин и хребтов Макарова – Подводников – Альфа-Менделеева, составляющих центральный фрагмент континента Арктида [11] в аптское время, а также процессы раскрытия и дальнейшего расширения Евразийского бассейна в кайнозойское (поздний олигоцен – миоцен) время, в целом определивших блоковую делимость литосферы в пределах Арктического региона.

Вертикальные перемещения блоков значительной амплитуды, достигающие (по предварительным оценкам авторов) $\pm 700-800$ м, сопровождалась деструкцией горных пород (макро- и микротрещиноватость), существенными смещениями термодинамического равновесия пластовых систем, а также изменениями напряженного состояния массивов горных пород. Перечисленные факторы обуславливали изменения горных, пластовых, боковых и поровых давлений в породах-коллекторах и, следовательно, формирование зон пьезомаксимумов и пьезоминимумов. Все перечисленное в совокупности обусловило возникновение соответствующих градиентов пластовых давлений, определявших общие направления миграции пластовых флюидов, а также процессы вероятного рассеивания и аккумуляции УВ. Таким образом, тектонические инверсионные движения можно отнести к числу региональных геологических процессов, способствующих возникновению и протеканию как вертикальной, так и горизонтальной миграции пластовых флюидов. При отсутствии контрастных значений градиентов пластовых давлений, т. е. при унаследованном погружении (или воздымании) территории, в отложениях осадочного чехла не могли бы создаваться условия, благоприятные для возникновения горизонтально-

го перемещения пластовых флюидов. На следующем этапе исследований авторами статьи был разработан методический прием количественной оценки степени тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла, обусловленной проявлениями знакопеременных (инверсионных) тектонических движений.

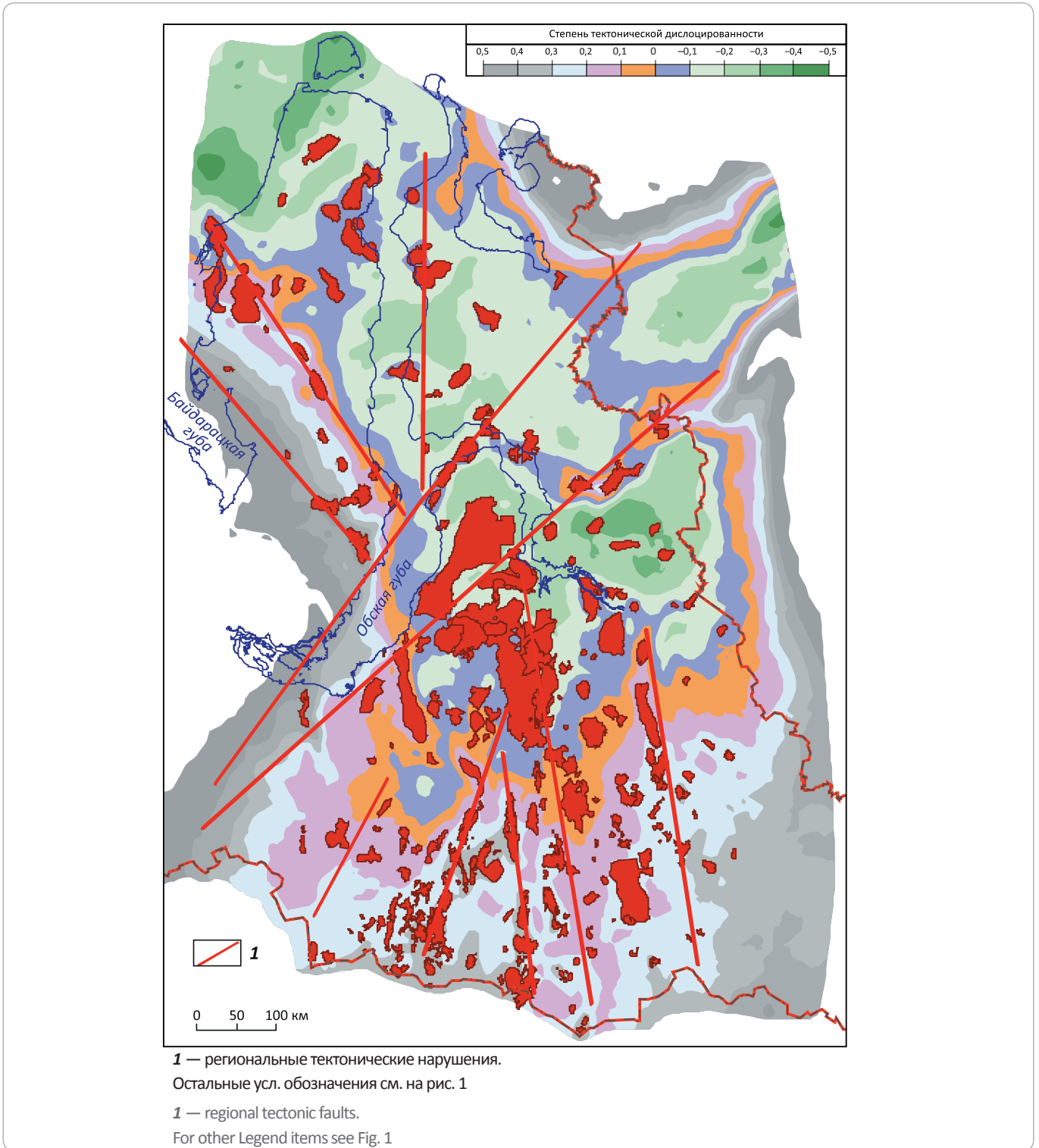
Первоначально представленные карты палеотолщин, характеризующие палеотектонические условия на конец юрского, неокомского, аптского и альб-сеноманского, турон-сантонского и кайнозойского периодов осадконакопления (см. рис. 1), были перенормированы к интервалу значений от -1 до 1 . При этом -1 соответствует наиболее глубокопогруженным участкам палеовпадин, а 1 — наиболее гипсометрически выраженным палеосводам положительных структур. На основе выполненных трансформаций была получена серия сеточных функций, характеризующих палеогеоморфологическую выраженность рельефа на момент окончания каждого из рассматриваемых интервалов геологического времени.

В дальнейшем все преобразованные карты последовательно суммировались с последующим делением на число сложений. В результате выполненных преобразований получена схема (рис. 4), характеризующая общую (интегральную) направленность тектонических движений в мезозойско-кайнозойское время развития северной части Западно-Сибирской плиты. В соответствии с данной схемой значения параметра дислоцированности, близкие к нулевым (от $-0,2$ до $0,2$), отвечают областям инверсионного развития, характеризующимся наиболее частой сменой знака тектонических движений в процессе развития седиментационного бассейна. Области значения параметра дислоцированности менее $-0,2$ и более $0,2$ соответственно относятся к участкам преобладающего погружения и воздымания соответственно.

Анализ полученного распределения свидетельствует о том, что подавляющая часть месторождений нефти и газа, выявленных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, территориально тяготеет к зонам с максимальной степенью тектонической дислоцированности (от $-0,2$ до $0,2$). К их числу относятся и такие гигантские месторождения, как Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Южно-Русское, Бованенковское, Крузенштернское, Харасавэйское, Малыгинское, Береговое, Тазовское, а также Тамбейская группа месторождений. Всего на зоны с максимальной степенью тектонической дислоцированности пород приходится около $74,2\%$ суммарных запасов газа, газового конденсата и нефти, выявленных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (рис. 5). При этом $55,8\%$ запасов связано с участками разреза, характеризующимися значениями параметра дислоцированности, изменяющимися в интервале от $-0,1$ до $0,1$.

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 4. Схема тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла в северной части Западно-Сибирской плиты
Fig. 4. Scheme of tectonic dislocation of the deposits within the sedimentary cover in the northern part of the West Siberian Plate

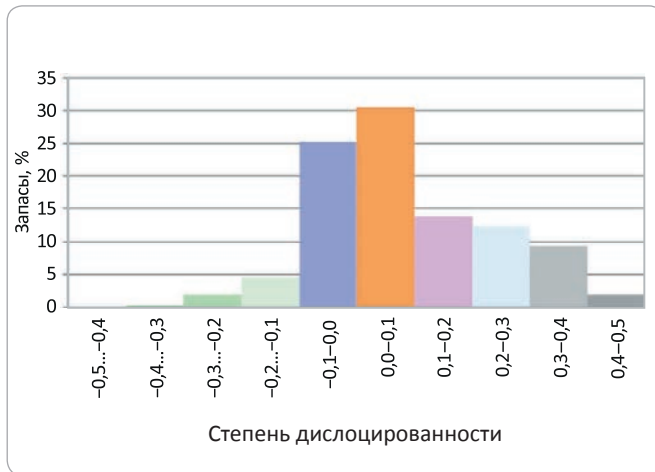


Таким образом, результаты выполненных исследований позволяют рассматривать проявления инверсионных тектонических движений в качестве одного из основных нефтегазоконтролирующих признаков в пределах северной части Западной Сибири. Контролирующая роль данных движений определя-

ется сочетанием следующих геологических факторов. Во-первых, они вызывали формирование изначальных палеогеографических обстановок осадконакопления, определивших состав, степень отсортированности и окатанности накапливаемых осадков, а также их структурные и текстурные характеристики.

Рис. 5. Распределение доказанных запасов УВ-сырья в северной части Западно-Сибирской плиты в зависимости от степени тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла

Fig. 5. Occurrence of the proven HC reserves in the northern part of the West Siberian Plate depending on the degree of tectonic dislocation of the deposits within the sedimentary cover



Кроме того, контрастные тектонические движения были причиной резких изменений батиметрии седиментационного бассейна и, следовательно, фациального облика осадков как в плане, так и в разрезе осадочного чехла.

Во-вторых, инверсионные движения определяли значительные по амплитуде вертикальные и горизонтальные перемещения тектонических блоков, сложенных как литифицированными, так и неуплотненными осадками, что в конечном итоге оказывало существенное влияние на формирование структурных форм палеорельефа, способных контролировать залежи нефти и газа.

В-третьих, частая смена режимов развития осадочного бассейна сопровождалась деструкцией гор-

ных пород, выражавшейся как в упругих (оползневые явления), нелитифицированных и слабоуплотненных осадков), так в и неупругих деформациях (макро- и микротрещиноватость) горных пород, обуславливающих формирование зон с пониженным гидродинамическим сопротивлением.

В-четвертых, высокоамплитудные вертикальные блоковые движения являлись основной причиной резких изменений термодинамического равновесия в пластовых системах, сопровождавшихся формированием высоких градиентов давлений и температур, инициировавших как вертикальную, так и горизонтальную миграцию пластовых флюидов.

Заключение

Таким образом, инверсионные тектонические движения определяли условия формирования обширных (в ряде случаев гигантских) по размерам гидродинамически активных зон, предпочтительных для миграции и аккумуляции УВ (преимущественно газовых, но в отдельных случаях и нефтяного ряда, за счет мощной дегазации и миграции нефтяных УВ вверх по разрезу). В случае отсутствия структурных форм, способных контролировать залежи нефти и газа, подобные области являлись участками наиболее вероятного интенсивного рассеивания мигрирующих пластовых флюидов.

Все изложенное позволяет рассматривать степень тектонической дислоцированности пород осадочного чехла, обусловленную проявлениями инверсионных тектонических движений, в качестве одного из основных признаков, контролирующих пространственные зоны локализации залежей нефти и газа в северной части Западно-Сибирской плиты и являющихся основными объектами для планирования и проведения дальнейших геолого-разведочных работ.

Литература

1. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. – М.: Недра, 1984. – 80 с.
2. Яншин А.Л., Гарецкий Р.Г. Тектонический анализ мощностей // Методы изучения тектонических структур. – М.: АН СССР. – 1960. – Вып. 1. – С. 117–128.
3. Рудкевич М.Я., Бочкарев В.С., Максимов Е.М., Тимофеев А.А. Основные этапы истории геологического развития Западно-Сибирской плиты // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1970. – Вып. 28. – 175 с.
4. Рудкевич М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности. – М.: Недра, 1974. – 184 с.
5. Рудкевич М.Я. Структурно-формационные и палеотектонические критерии нефтегазоносности // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1972. – Вып. 61. – 143 с.
6. Скрылев С.А., Воробьев С.В., Максименко О.В., Горбунов П.А. Особенности тектонического развития северной части Западно-Сибирской плиты в юрско-меловое время // Сборник научных трудов ООО «ТюменьНИИгазпрогаз». – Тюмень: ТюменьНИИгазпрогаз, 2017. – 140 с.
7. Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы. Масштаб 1 : 1 000 000 / Под ред. И.И. Нестерова. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1990.
8. Сурков В.С., Трофимук А.А. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
9. Шипилов Э.В., Карякин Ю.В. Мезозойский базальтоидный магматизм Баренцевоморской континентальной окраины: геодинамические обстановки раннего этапа раскрытия Арктического океана (по результатам исследований на архипелагах Земля Франца-Иосифа и Шпицберген) // Строение и история развития литосферы. – М.: Paulsen, 2010. – С. 312–330.
10. Шипилов Э.В., Верниковский В.А. Строение области сочленения Свальбардской и Карской плит и геодинамические обстановки ее формирования // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 75–92.

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

11. Лаверов Н.П., Лобковский Л.И., Кононов М.В., Добрецов Н.Л. Базовая модель тектонического развития Арктики как основа для подготовки обновленной заявки России в Комиссию ООН на установление внешней границы континентального шельфа // Арктика: экология и экономика. – 2012. – Т. 6. – № 2. – С. 4–19.

References

1. Neiman V.B. Teoriya i metodika paleotektonicheskogo analiza [Paleotectonic analysis: theory and methodology]. Moscow: Nedra; 1984. 80 p. In Russ.
2. Yanshin A.L., Garetskii R.G. Tektonicheskii analiz moshchnosti [Tectonic analysis of thickness]. In: Metody izucheniya tektonicheskikh struktur. Moscow: AN SSSR; 1960. Issue. 1. pp. 117–128. In Russ.
3. Rudkevich M.Ya., Bochkarev V.S., Maksimov E.M., Timofeev A.A. Osnovnye etapy istorii geologicheskogo razvitiya Zapadno-Sibirskoi plity [Main stages of the West Siberian Plate geological history]. In: Trudy ZapSibNIGNI. Tyumen: ZapSibNIGNI; 1970. Issue 28. 175 p. In Russ.
4. Rudkevich M.Ya. Paleotektonicheskie kriterii neftegazonosnosti [Paleotectonic criteria of oil and gas occurrence]. Moscow: Nedra; 1974. 184 p. In Russ.
5. Rudkevich M.Ya. Paleotektonicheskie kriterii neftegazonosnosti [Paleotectonic criteria of oil and gas occurrence]. In: Trudy ZapSibNIGNI. Tyumen: ZapSibNIGNI; 1972. Issue 61. 143 p. In Russ.
6. Skrylev S.A., Vorob'ev S.V., Maksimenko O.V., Gorbunov P.A. Osobennosti tektonicheskogo razvitiya severnoi chasti Zapadno-Sibirskoi plity v yursko-melovoe vremya [Northern part of the West Siberian Plate: features of tectonic evolution in Jurassic and Triassic time]. In: Sbornik nauchnykh trudov OOO "TyumenNIIgiprozag". Tyumen: TyumenNIIgiprozag; 2017. 140 p. In Russ.
7. Nesterov I.I. (ed.) Tectonic map of Mesozoic-Cenozoic orthoplatform cover of West Siberian geosyncline. Scale 1 : 1 000 000. Tyumen: ZapSibNIGNI; 1990. In Russ.
8. Surkov V.S., Trofimuk A.A. Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoi kory Zapadno-Sibirskoi plity [West Siberian Plate: mega-sequences and deep structure of the Earth's crust]. Moscow: Nedra; 1986. 149 p. In Russ.
9. Shipilov E.V., Karyakin Yu.V. Mezozoiskii bazal'toidnyi magmatizm Barentsevomorskoi kontinental'noi okrainy: geodinamicheskie obstanovki rannego etapa raskrytiya Arkticheskogo okeana (po rezul'tatam issledovaniy na arhipelagakh Zemlya Frantsa-Iosifa i Shpitsbergen) [Mesozoic basaltoid magmatism of the Barents Sea Continental Margin: geodynamic settings of the early stage of the Arctic Ocean opening (according to the results of the studies over the Franz Josef Land and Svalbard archipelagoes)]. In: Stroenie i istoriya razvitiya litosfery. Moscow : Paulsen; 2010. pp. 312–330. In Russ.
10. Shipilov E.V., Vernikovskiy V.A. The Svalbard-Kara plates junction: structure and geodynamic history. *Russian Geology and Geophysics = Geologiya i geofizika*. 2010;51(1):58–71. In Russ.
11. Laverov N.P., Lobkovskiy L.I., Kononov M.V., Dobretsov N.L. Bazovaya model' tektonicheskogo razvitiya Arktiki kak osnova dlya podgotovki obnovlennoi zayavki Rossii v Komissiyu OON na ustanovlenie vneshnei granitsy kontinental'nogo shel'fa [Basic model of tectonic evolution of the Arctic: framework for updating of Russia application to UN Commission for delimitation of continental shelf outer border]. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2012;6(2):4–19. In Russ.

Информация об авторах

Воробьев Сергей Валентинович

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник отдела

ООО «Газпром геологоразведка»,
625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 70
e-mail: s.vorobyev@ggr.gazprom

Горбунов Павел Александрович

Аспирант
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,
625000, Тюмень, ул. Республики, д. 49/3
e-mail: razpas@mail.ru

Максименко Олег Васильевич

Заместитель начальника отдела
ООО «Газпром геологоразведка»,
625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 70
e-mail: o.maksimenko@ggr.gazprom.ru

Information about authors

Sergei V. Vorob'ev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
Gazprom geologorazvedka,
70, ul. Gertsena, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: s.vorobyev@ggr.gazprom

Pavel A. Gorbunov

Post-graduate
Industrial University of Tyumen,
49/3, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: razpas@mail.ru

Oleg V. Maksimenko

Deputy Head of Department
Gazprom geologorazvedka,
70, ul. Gertsena, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: o.maksimenko@ggr.gazprom.ru

УДК 550.8.014 + 550.8.052 + 550.8.053

DOI 10.31087/0016-7894-2020-1-69-79

Роль процессов карбонатизации пород в формировании залежей углеводородов в Западной Сибири

© 2020 г. | И.В. Касьянов¹, А.А. Нежданов^{1,2}

¹ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия; i.kasyanov@ggr.gazprom.ru; a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru;

²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Поступила 05.09.2019 г.

Доработана 23.09.2019 г.

Принята к печати 25.09.2019 г.

Ключевые слова: карбонатность пластов; углекислый газ; коллекторы; нефть; месторождения; резервуары; флюидомиграция; ачимовская толща; Западная Сибирь; Среднее Приобье.

Аннотация: Рассмотрена связь карбонатности пород-коллекторов юрских и неокомских отложений ряда районов Западной Сибири (север Среднего Приобья, Уренгой) с образованием нефтяных залежей путем вертикальной миграции водо-нефтяной эмульсии в среде углекислого газа из глубокозалегающих, промежуточных резервуаров. Благодаря снижению давления и выделению CO₂ в нефтяных пластах образуются повышенные содержания карбонатов (доломит, кальцит, сидерит). Их характерной чертой является способность люминесцировать в желтых тонах, что типично для нефти. В продуктивных пластах большого объема с высокими коллекторскими свойствами этот эффект проявлен заметно лучше, чем в линзовидных пластах с низкими коллекторскими свойствами. Прямая связь карбонатности и нефтеносности позволяет заключить, что процессы вертикальной миграции газовой-нефтяной эмульсии влияли на формирование залежей нефти в Западной Сибири, а углекислый газ обеспечивал подвижность нефти. Поэтому разностороннее изучение терригенно-карбонатных пород продуктивных отложений является одной из актуальных задач практической нефтегазовой геологии.

Для цитирования: Касьянов И.В., Нежданов А.А. Роль процессов карбонатизации пород в формировании залежей углеводородов в Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 69–79. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-69-79.

Role of rock carbonation in formation of hydrocarbon deposits in Western Siberia

© 2020 | I.V. Kasyanov¹, A.A. Nezhdanov^{1,2}

¹Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia; i.kasyanov@ggr.gazprom.ru; a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru;

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Received 05.09.2019

Revised 23.09.2019

Accepted for publication 25.09.2019

Key words: carbonate content; carbon dioxide; reservoirs; oil; fields; collectors; fluid migration; Achimov sequence; Western Siberia; Middle Ob region.

Abstract: The paper discusses relation of carbonate content in Jurassic and Neocomian reservoirs of certain West Siberian regions (northern part of Middle Ob, Urengoy) to the formation of oil pools by means of water-oil emulsion vertical migration in carbon dioxide medium from the deep-seated “intermediate” reservoirs. Because of pressure decrease and CO₂ release, the higher carbonate content (dolomite, calcite, siderite) is formed in oil-bearing beds. They are capable of luminescing in yellow colour, which is typical of oil. In pay zones having good reservoir properties and substantial volume, this phenomenon is more notable (e.g., BC₁₀, BC₁₁, BC₁₂, Ю₁ beds); while in the lenticular beds having the worse reservoir properties (Achimov sequence, Ю₂ bed) it is less notable. Owing to the fact that pressure of the deep-seated mixture in reservoir zones having higher reservoir quality and net volume decreased most significantly, these areas are enriched with carbonates. The direct relationship of carbonate content and oil occurrence allows concluding that vertical migration of gas-water-oil emulsion influenced the formation of oil pools in Western Siberia, and carbon dioxide that provides the mobility of oil, played an important role. The direct relationship of scattered carbonate content in reservoir rocks and porosity was occasionally observed, which is also caused by deposition of carbonate cement in the most permeable reservoir parts. This type of relationships is observed for sandstone having higher porosity. At the same time, the opposite, more usual trend of porosity decrease with rock carbonate content increase is also documented. This results in sealing low-porosity rock's pores with carbonates; in certain conditions this causes formation of carbonate barriers that contribute to formation of combination-type oil pools. Hence, why the wide studies of terrigenous-carbonate rocks of reservoir formations is one of the topical tasks of the applied petroleum geology.

For citation: Kasyanov I.V., Nezhdanov A.A. Role of rock carbonation in formation of hydrocarbon deposits in Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(1):69–79. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-69-79. In Russ.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Введение

В разрезе осадочного чехла Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна широко распространены терригенно-карбонатные породы — линзовидные прослои песчаников и алевролитов с карбонатным цементом (толщиной от первых сантиметров до 2–3 м) и карбонатные стяжения (конкреции округлой в плане формы толщиной до 1 м) в глинистых породах. Их содержание в интервалах продуктивных отложений юры и мела изменяется от 3–5 до 10–15 %. Пороодообразующими минералами таких пород являются кальцит, доломит, сидерит при росте содержания $\text{Fe}(\text{CO}_3)_2$ в глинистых породах. Содержание обломочной и карбонатной частей в них варьирует в широких пределах — от долей процента до 90–95 %, причем более высокую карбонатность имеют стяжения в глинистых породах. Их генезис обычно не вызывает дискуссий, общепринято диагенетическое образование этих конкреций, часто имеющих типичное септариевое строение с трещинами усыхания карбонатного геля при дегидратации осадка.

На происхождение карбонатных цементов в обломочных породах существуют различные точки зрения, их образование связывается как со стадией диагенеза [1], так и с более поздними этапами существования и изменения осадочных пород (катагенез, эпигенез, гидротермальные процессы) [2, 3].

Песчаники с базальным (обильным) пойкилитовым (гигантозернистым) доломитовым цементом, прорастающим сквозь обломочные зерна, широко распространены в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири, в частности в неоконских отложениях, где они впервые были детально изучены Г.Н. Перозио, Н.Г. Мандриковой, Г.Э. Прозоровичем, И.Н. Ушатинским, А.И. Сидоренковым, А.М. Никашкиным, Ю.В. Щепеткиным и многими другими исследователями. Для этих цементов характерна иллюминесценция, подобная свечению нефти, что свидетельствует о наличии в их составе УВ нефтяного ряда (Щепеткин Ю.В. Особенности формирования залежей нефти (на примере некоторых месторождений Западной Сибири) : автореф. ... канд. геол.-мин. наук. Тюмень, 1970. 22 с.). Естественно предполагать, что эти цементы образовались в процессе миграции нефти в песчаные пласты и формирования ее залежей. А.А. Нежданов [4] предположил, что связь карбонатообразования и нефтеносности обусловлена формированием залежей нефти за счет ее вертикальной миграции в виде водонефтяной эмульсии в потоке углекислого газа, в отличие от газовых и газоконденсатных залежей, где основным транспортирующим агентом является метан. Современные нефтяные залежи предположительно накапливались в периоды разогрева глубоких недр, сопровождавшегося термической деструкцией ранее сформированных глубинных залежей с разложе-

нием части нефти на воду и углекислый газ. Кроме термического разложения, образованию углекислого газа из нефтей способствуют и бактериальные процессы.

Образовавшаяся вследствие этого водогазонефтяная смесь (с преобладанием углекислого газа) перемещалась в вышележащие пласты, заполняя их и формируя современные залежи УВ с сопутствующим комплексом аутигенных минералов. Распространенное мнение о том, что образование карбонатных цементов происходило на древних водонефтяных контактах, не объясняет расположение зон карбонатизации в центральных частях нефтяных залежей, в наиболее проницаемых их зонах [5]. Такая особенность размещения зон карбонатизации объясняется резким расширением в пластах мигрирующей снизу газоводонефтяной эмульсии, снижением давления, выделением CO_2 и выпадением вследствие этого в осадок карбонатов Ca, Mg, Fe.

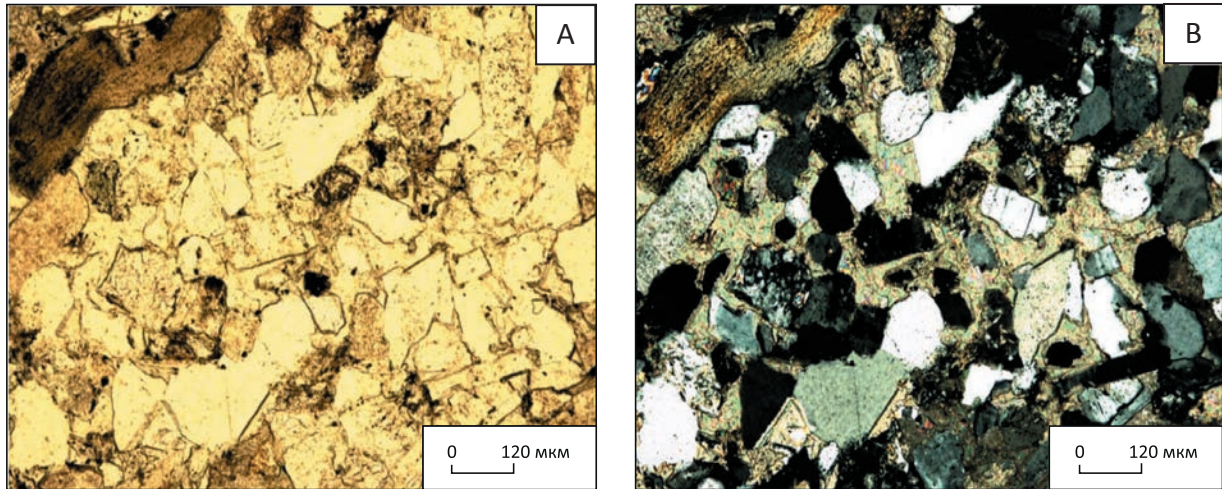
Возможность такого механизма формирования карбонатных (кальцитового, доломитового) пойкилитовых (гигантозернистых) цементов в нефтяных пластах (рис. 1) подтверждается аналогичным по составу и строению солеобразованием в насосно-компрессорных трубах добывающих скважин многих нефтяных месторождений Западной Сибири [6, 7]. То, что углекислый газ существенно снижает вязкость нефтей, хорошо известно и широко используется для повышения нефтеотдачи во многих нефтеносных бассейнах мира [8]. При закачке в пласты CO_2 вязкость нефти снижается в 2–67 раз, причем наиболее значительно этот эффект проявляется при взаимодействии углекислого газа с высоковязкими нефтями.

Связь нефтеносности и углекислого газа очевидна исходя из наличия многочисленных залежей с CO_2 на нефтяных месторождениях. Так, залежи с CO_2 установлены на многих нефтяных и нефтегазовых месторождениях США (Леворсен А., 1970), в Западной Сибири — ряд месторождений Шаимского района (Семивидовское, Северо-Даниловское и др.), где в юрских отложениях и коре выветривания установлены газовые залежи с содержанием CO_2 до 80 %; в Томской области — Межовское месторождение. Газовые залежи пластов ПК₁₂–ПК₁₇ Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения Ямало-Ненецкого АО содержат 35–40 % CO_2 , пластов БП₇–БП₈ (газовая шапка) — 67–70 %. На Барсуковском нефтегазоконденсатном месторождении газовые шапки пластов ПК₁₈⁰ и БС₀ (СВ) содержат до 60 % CO_2 .

З.Я. Сердюк, Г.Д. Исаев и др. [2] отмечают важную роль глубинной углекислоты в постседиментационных преобразованиях, также они считают, что степень вторичной проработки пород напрямую связана с интенсивностью миграции УВ-флюидов и объемами нефтенасыщенных пород. Среди гидротермальных изменений наиболее значимыми являются окремнение и карбонатизация.

Рис. 1. Фотографии шлифа песчаника светло-серого мелкозернистого с базальным пойкилитовым доломитовым цементом без (А) и с анализатором (В). Образец 231, пласт А45, скв. 906 Западно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения

Fig. 1. Photographs of thin section of the light-grey fine-grained sandstone with basalt poikilitic dolomitic cement: without (A) and (B) with analyser. Sample 231, A45 reservoir, well 906, West Tarkosalinsky oil and gas condensate field



Монокристалл доломита (более яркие цвета интерференции) занимает большую часть площади шлифа
Single crystal dolomite (the brighter interference tints) occupies most of the thin section area

Е.А. Предтеченская [3] отметила, что состав и число новообразованных минералов определяются интенсивностью флюидодинамических процессов, которая, в свою очередь, связана со строением фундамента и особенностями тектонического развития тех или иных зон, а карбонатообразование является одним из самых распространенных процессов аутигенного минералообразования в Западной Сибири.

В связи с этим изучение закономерностей размещения карбонатизированных прослоев в песчано-алевритовых нефтеносных пластах имеет важное значение для уточнения процессов формирования залежей УВ и закономерностей их строения. Влияние карбонатизации пород-коллекторов на нефтеносность исследовано для пластов БС₁₀, БС₁₁, БС₁₂, Ач, Ю₁, Ю₂ месторождений северной части Среднеобской нефтегазоносной области (НГО). Всего проанализировано более 2500 образцов керн по продуктивным и непродуктивным пластам из 103 поисково-оценочных и разведочных скважин (рис. 2). Построены гистограммы распределения содержания карбонатов в породах с оценкой числа образцов керн (n), среднего значения карбонатности (b_{cp}) и дисперсии (D). Также привлечены некоторые данные по ачимовской толще Уренгойского месторождения, расположенного в зоне активной флюидомиграции. Изученные породы имеют типичный для Западной Сибири состав. Это полимиктовые песчаники с большим объемом обломков эффузивных пород, значительными вторичными изменениями (выщелачивание, хлоритизация, регенерация кварца). Цементы — кварцевый регенерационный, глинистый (хлорит-каолиново-гидрослюдистый), глинисто-карбонатный и

карбонатный. Карбонатный цемент, представленный кальцитом, сидеритом, доломитом, заполняет либо отдельные участки породы (рассеянная карбонатность), либо цементирует ее полностью. В нефтенасыщенных песчаниках при уменьшении зернистости и увеличении глинистости увеличивается роль железистых карбонатов и отмечается доминирование доломитового цемента гигантозернистой (пойкилитовой) структуры.

Во-первых, исходя из описанного механизма формирования залежей нефти в углекислотно-насыщенной среде, карбонатов (в качестве цемента пород-коллекторов) должно быть больше там, где есть нефть. Во-вторых, учитывая, что карбонатообразование в первую очередь происходило на участках пластов с более высокой пустотностью и сообщаемостью пор (там, где давление мигрирующей водогазонефтяной смеси могло снизиться быстрее и более значительно), карбонатность может ассоциировать с породами, обладающими более высокими фильтрационно-емкостными свойствами. На уровне пересечений пластов эта закономерность была описана А.М. Никашкиным [5]. Авторы статьи проанализировали связь карбонатности и пористости на более низком, породном уровне организации геологического пространства.

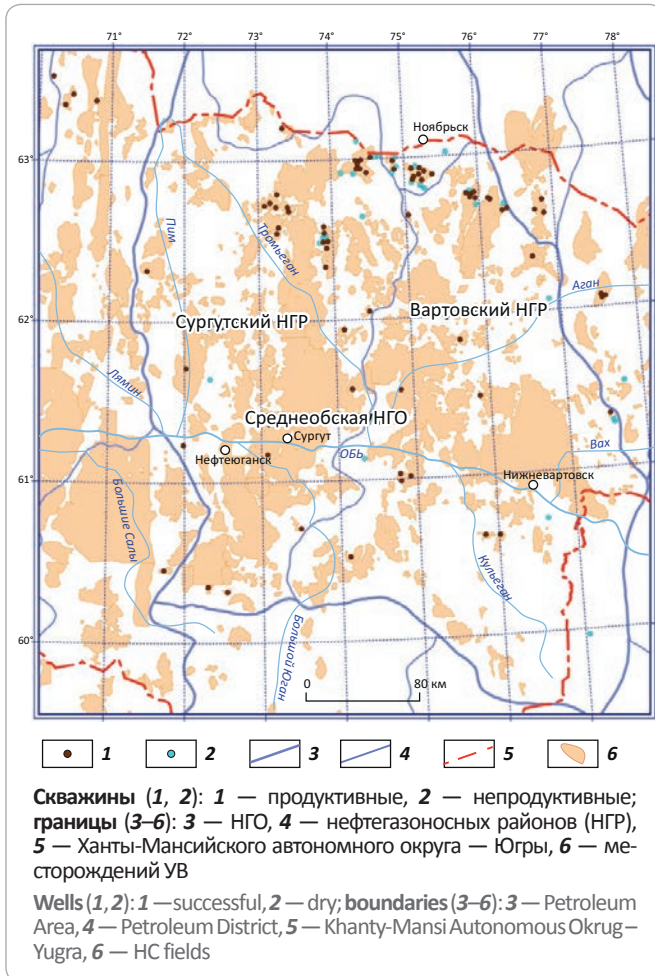
Следует отметить, что карбонатообразование на различных стадиях существования осадочных пород — процесс полигенетический, он может быть связан и не связан с формированием залежей УВ. Об этом, в частности, свидетельствует широкое распространение терригенно-обломочных пород в тех районах Западной Сибири, где залежей УВ нет, а условия



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Схема расположения скважин с определениями литолого-физических свойств пластов по керну

Fig. 2. Map of well locations with lithophysical properties determination on core



для нефтегазонакопления никогда не были благоприятными, например на восточном склоне Урала. По этой причине связь карбонатообразования и формирования залежей УВ может считаться достоверной даже при наличии слабых положительных трендов.

Неокомские отложения аллювиально-дельтовых равнин, мелкого и относительно глубокого моря формировались в раннемеловое время за счет лавинообразного сноса терригенного материала с востока и юго-востока. Песчано-алевритовые отложения приурочены к шельфовой части региональных клиноформных пластов-резервуаров BC_{10} – BC_{12} .

По описанию керна, отобранного из скважин нефтяных месторождений северной части Среднеобской НГО, породы-коллекторы продуктивного пласта BC_{10} представлены песчаниками серыми и буровато-серыми, мелкозернистыми, с прослоями углесто-глинистого материала, часто переслаивающимися с алевритами мелко-крупноалевритовыми. Открытая пористость по керну изменяется в диапазоне 19–21,9 %, проницаемость — $(33–314) \cdot 10^{-5}$ мкм².

В непродуктивных отложениях пласт представлен песчаниками серыми мелкозернистыми однородными с редкими прослоями углестого вещества. Открытая пористость по керну изменяется в пределах 2,9–23,5 %, проницаемость — $(0,2–260,5) \cdot 10^{-5}$ мкм².

Продуктивный пласт BC_{11} сложен песчаниками серыми, буровато-серыми мелкозернистыми и алевритами. Песчаные коллекторы часто алевритистые, участками слюдистые, открытая пористость пород изменяется в интервале 16–22,4 %, проницаемость — $(0,1–503,5) \cdot 10^{-5}$ мкм². В непродуктивных скважинах пласт представлен песчаниками серыми мелкозернистыми и алевритами серыми крупноалевритовыми. Редко встречаются прослои углесто-глинистого материала с детритом и слюдой. Коэффициент пористости по керну изменяется от 14 до 21,9 %, проницаемость — $(0,2–110) \cdot 10^{-5}$ мкм².

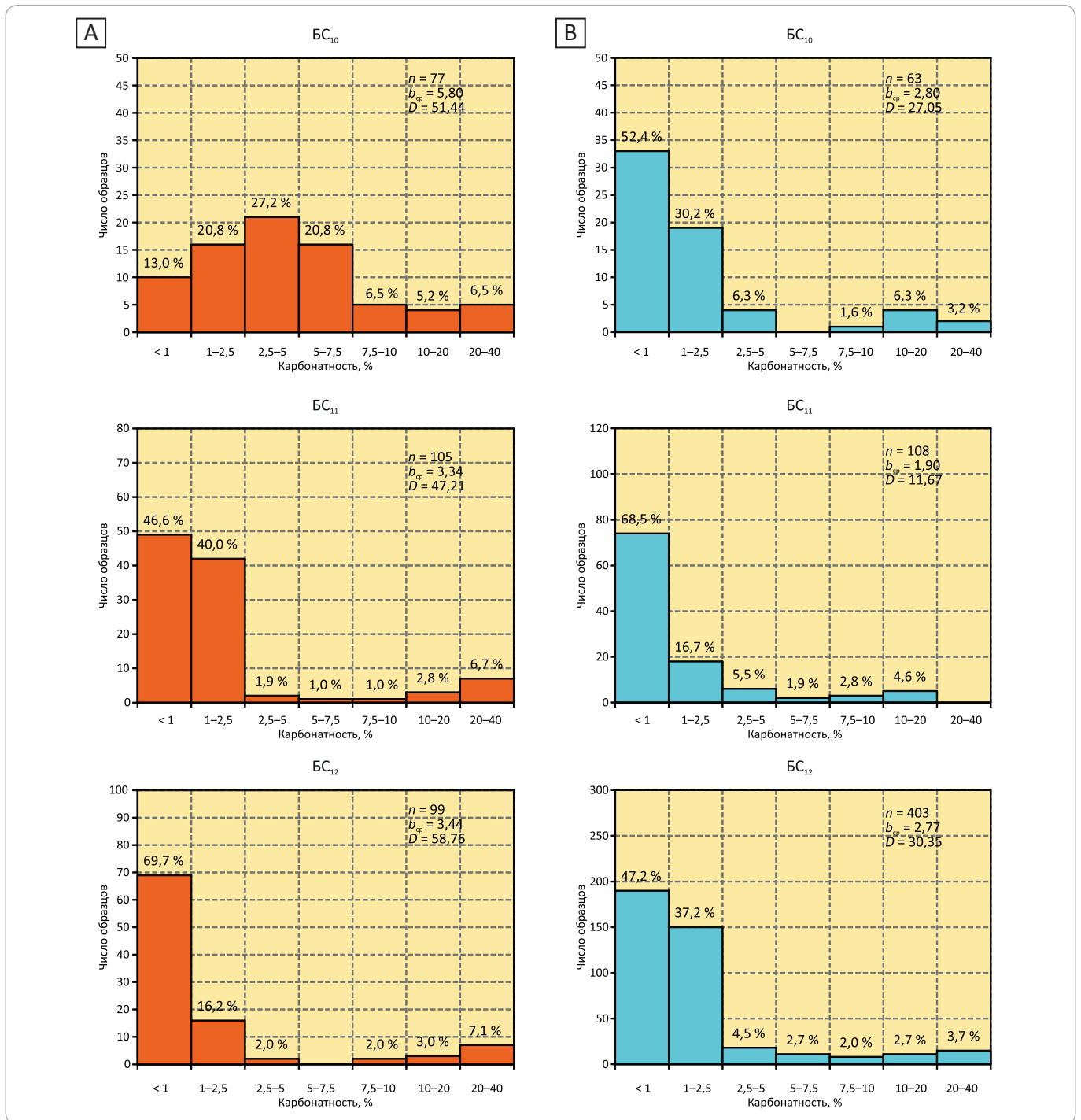
Пласт BC_{12} в продуктивных скважинах представлен песчаниками серыми мелкозернистыми и алевритами серыми крупноалевритовыми. Песчаники чаще всего однородные, встречаются намывы углесто-глинистого материала. Пористость песчаных коллекторов по керну изменяется в диапазоне 10,3–20,4 %, проницаемость — $(0,2–79,2) \cdot 10^{-5}$ мкм². В непродуктивных отложениях пласт представлен песчаниками серыми мелкозернистыми с прослоями алевритов и глин темно-серых. Открытая пористость коллекторов изменяется от 10,7 до 22,8 %, проницаемость — $(0,1–208,3) \cdot 10^{-5}$ мкм².

Для распределения карбонатности в продуктивных и непродуктивных пластах неокома по месторождениям севера Среднего Приобья характерно, что во всех нефтеносных пластах — BC_{10} , BC_{11} , BC_{12} содержание карбонатов выше, чем в непродуктивных (рис. 3). Так, в нефтеносном пласте BC_{10} распределение карбонатности логнормальное с максимумом в интервале 2,5–5 % (см. рис. 3 А). В непродуктивных пластах (образцах керна) распределение карбонатности бимодальное с резким максимумом (более 82 % образцов) в диапазоне менее 1 и 1–2,5 %. Некоторый рост карбонатности (6,3 %) отмечен в диапазоне 10–20 % (см. рис. 3 В). Среднее же содержание карбонатов в нефтеносном пласте BC_{10} более чем в два раза выше, чем в непродуктивном (5,8 и 2,8 % соответственно).

В продуктивных и непродуктивных пластах BC_{11} и BC_{12} распределение карбонатности близкое, с максимальным числом образцов с низкой карбонатностью (менее 2,5 %) и незначительным ее повышением в области высокой карбонатности (более 10 %). Однако в количественном отношении в продуктивных пластах карбонатность выше. В пласте BC_{11} средняя карбонатность нефтенасыщенных образцов составляет 3,34 %, непродуктивных — только 1,9 %, в пласте BC_{12} — 3,44 и 2,77 % соответственно. Учитывая достаточно большой объем изученной выборки, полученные результаты можно считать статистически достоверными.

Рис. 3. Распределение карбонатности в продуктивных (А) и непродуктивных (В) пластах неокома (BC₁₀, BC₁₁, BC₁₂) по месторождениям севера Среднего Приобья

Fig. 3. Rock carbonate content in producing (A) and nonproducing (B) Neocomian beds (BC₁₀, BC₁₁, BC₁₂) in the fields of the northern Middle Ob



В ачимовской толще проницаемые конусы выноса формировались путем переноса терригенного обломочного материала с шельфа мутьевыми потоками к подножию склона шельфовых террас. В Среднем Приобье ачимовская толща представлена чередованием линзовидных песчано-алевритовых пластов Ач₁-Ач₄ и приурочена к основным региональным клиноформным резервуарам BC₁₀-BC₁₂.

По описанию керна продуктивные пласты Ач в проанализированных скважинах Среднеобской НГО сложены песчаниками серыми мелкозернистыми алевритистыми и слабокарбонатными с рассеянным углисто-глинистым материалом, алевролитами мелко-крупноалевритовыми. Непродуктивные пласты представлены аналогичными породами. Резервуары ачимовской толщи Среднего Приобья в основном

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Распределение карбонатности в продуктивных (А) и непродуктивных (В) пластах ачимовской толщи (Ач) севера Среднего Приобья
Fig. 4. Rock carbonate content in producing (A) and nonproducing (B) beds of the Achimov sequence (Ач) in the fields of the northern Middle Ob

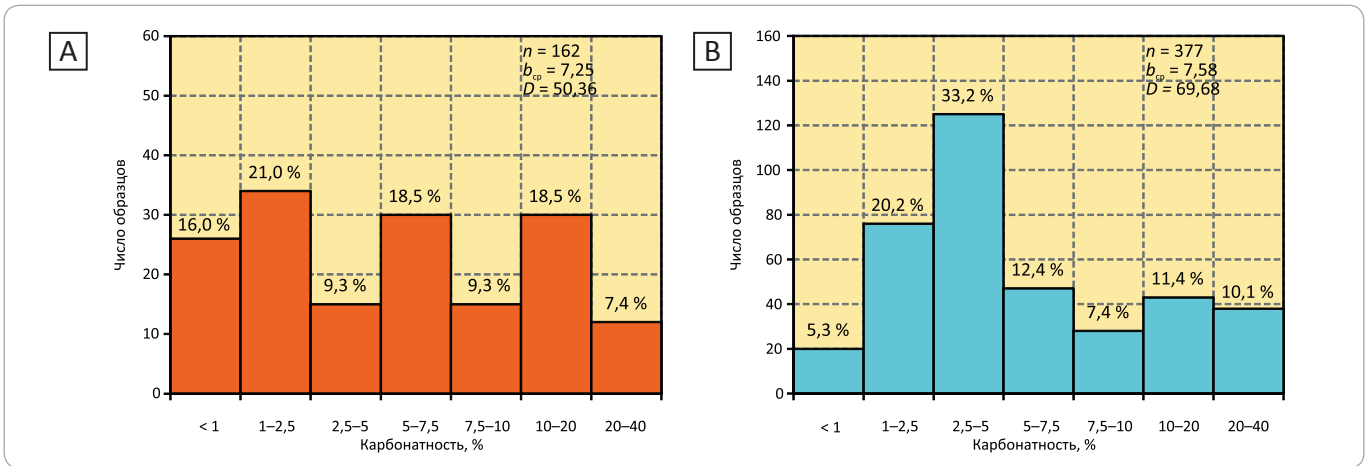
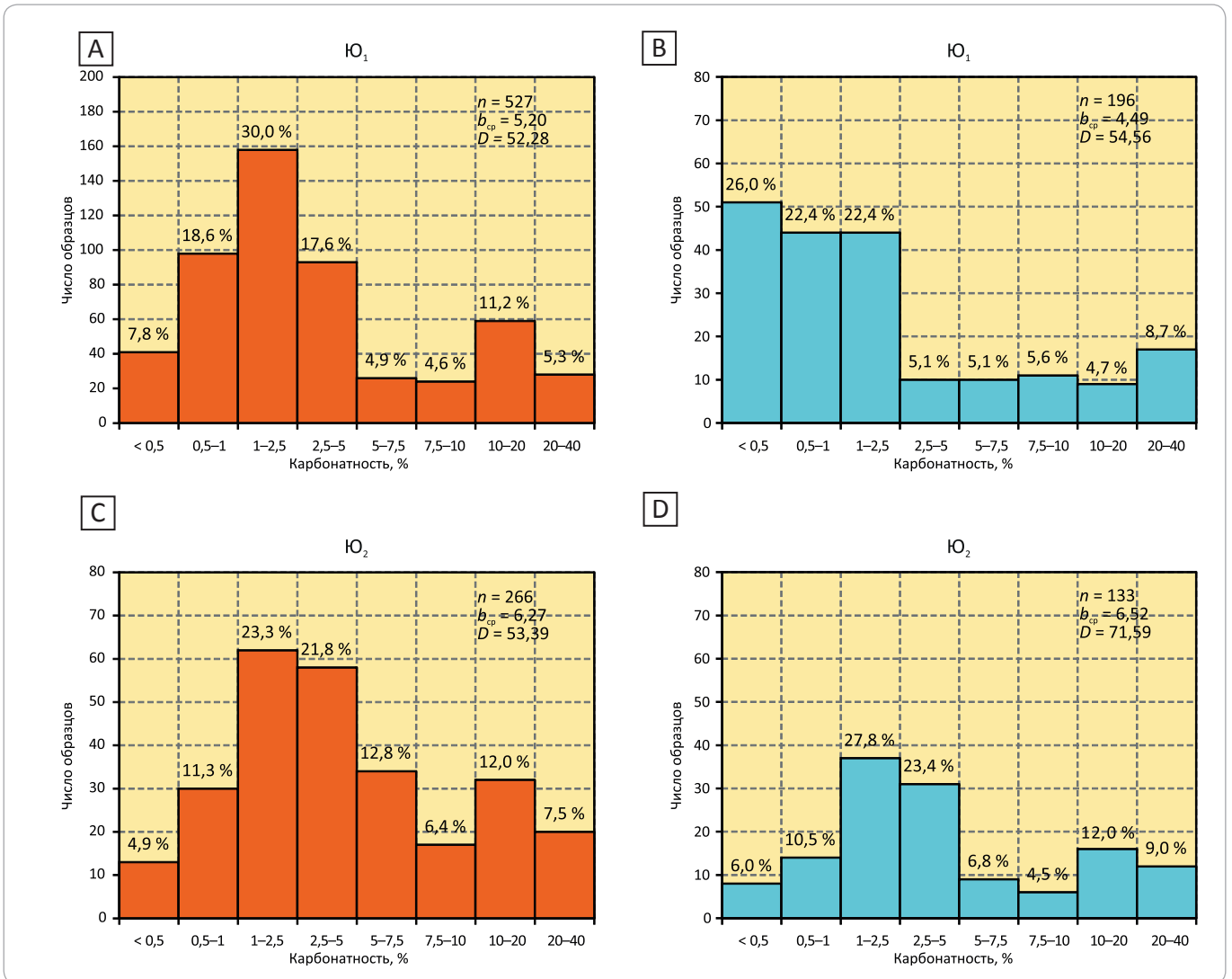


Рис. 5. Распределение карбонатности в продуктивных (А, С) и непродуктивных (В, D) пластах юры (Ю₁, Ю₂) севера Среднего Приобья
Fig. 5. Rock carbonate content in producing (A, C) and nonproducing (B, D) Jurassic beds (Ю₁, Ю₂) in the fields of the northern Middle Ob



характеризуются низкими коллекторскими свойствами относительно шельфовых песчаных пластов, линзовидным строением и невыдержанностью по простиранию. По этой причине (низкая пустотность пород-коллекторов) резкое снижение давления, вследствие расширения поступающей снизу водогазонефтяной смеси, не происходило и карбонаты активно не выпадали. Поэтому продуктивные и непродуктивные ачимовские пласты по степени карбонатности практически не различаются (рис. 4). Однако в непродуктивных пластах распределение карбонатности одномодальное с выраженным максимумом в диапазонах 2,5–5 %, в нефтеносных пластах — полимодальное с наличием максимумов в диапазонах 1,0–2,5; 5–7,5; 10–20 %. Поэтому с определенной долей условности можно судить о том, что нефтеносность в ачимовской толще на севере Среднего Приобья также сопровождается ростом карбонатности.

Аналогично ачимовской толще пласт Ю₂ также характеризуется линзовидным строением резервуаров и еще более низкими коллекторскими свойствами (рис. 5 С, D). Этот пласт представлен в основном полимиктовыми песчано-алевритовыми породами, зоны повышенного содержания которых чередуются с заглинизированными прослоями. В продуктивных скважинах породы-коллекторы представлены песчаниками серыми, буровато-серыми мелкозернистыми с частыми намывами углисто-слюдистого материала, обогащенными включениями сидерита, пирита, и алевритами серыми, темно-серыми мелко-крупноалевритовыми. Коэффициент пористости (K_p) пород изменяется в диапазоне 7–17,4 %, проницаемость — $(0,01–2,7) \cdot 10^{-3}$ мкм². В непродуктивных (водоносных) скважинах пласт Ю₂ представлен песчаниками серыми, светло-серыми мелкозернистыми алевритистыми, обогащенными углистыми намывами и включениями, алевритами серыми, темно-серыми, часто глинистыми. Пористость коллекторов меняется в пределах 5,5–18,5 %, проницаемость — $(0,01–2,4) \cdot 10^{-3}$ мкм². Среднее содержание карбонатов в нефтеносных и водоносных пластах близко с незначительным повышением в непродуктивных пластах (6,52 против 6,27 %).

В пласте Ю₁ (см. рис. 5 А, В), где коллекторские свойства песчаников и однородность строения пластов выше, чем в ачимовской толще и среднеюрских отложениях, но несколько ниже, чем в неокомских, нефтеносные пласты характеризуются более высокой средней карбонатностью, чем водоносные — 5,2 против 4,49 %. Пласт в продуктивных скважинах по керну представлен песчаниками серыми, буровато-серыми мелкозернистыми алевритовыми, слюдястыми. Широко распространен базальный карбонатный, глинисто-карбонатный цемент. Пористость изменяется в пределах 11,4–20,8 %, проницаемость — $(0,1–289) \cdot 10^{-3}$ мкм². Непродуктивный пласт в сква-

жинах сложен песчаниками серыми мелкозернистыми алевритистыми с прослоями алевролитов, глин. Пористость изменяется в диапазоне 7,7–21,8 %, проницаемость — $(0,1–170,9) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Распределение карбонатности имеет сложный характер, для нефтеносных пластов Ю₁, Ю₂ типичен небольшой максимум в диапазоне карбонатности 10–20 % (см. рис. 5). Повышение карбонатности пород-коллекторов пласта Ю₁ отмечено в нефтяной зоне (рис. 6). Характерно, что повышение карбонатности в верхней части пласта совпадает с повышением его пористости и проницаемости. На графике связи карбонатности и пористости (рис. 7) заметно, что в области низкой карбонатности и отсутствия продуктивности значения коэффициента пористости песчаников пласта Ю₁¹ изменяются в широких пределах — от 7 до 19 %, что определяется главным образом условиями их образования. Верхняя, преимущественно нефтеносная, часть пласта имеет более высокую и однородную пористость, а также более высокую карбонатность, достигающую 16 %.

Положительная связь между открытой пористостью и карбонатностью установлена и для нефтенасыщенного пласта Ач₂ в скв. 173 на Южно-Выинтойском месторождении. В интервале глубин 2932–2935 м продуктивный пласт представлен песчаниками серыми мелкозернистыми слабокарбонатными и глинисто-карбонатными. На рис. 8 представлен график зависимости коэффициента открытой пористости от суммарного содержания карбонатов в цементе пород ачимовской толщи.

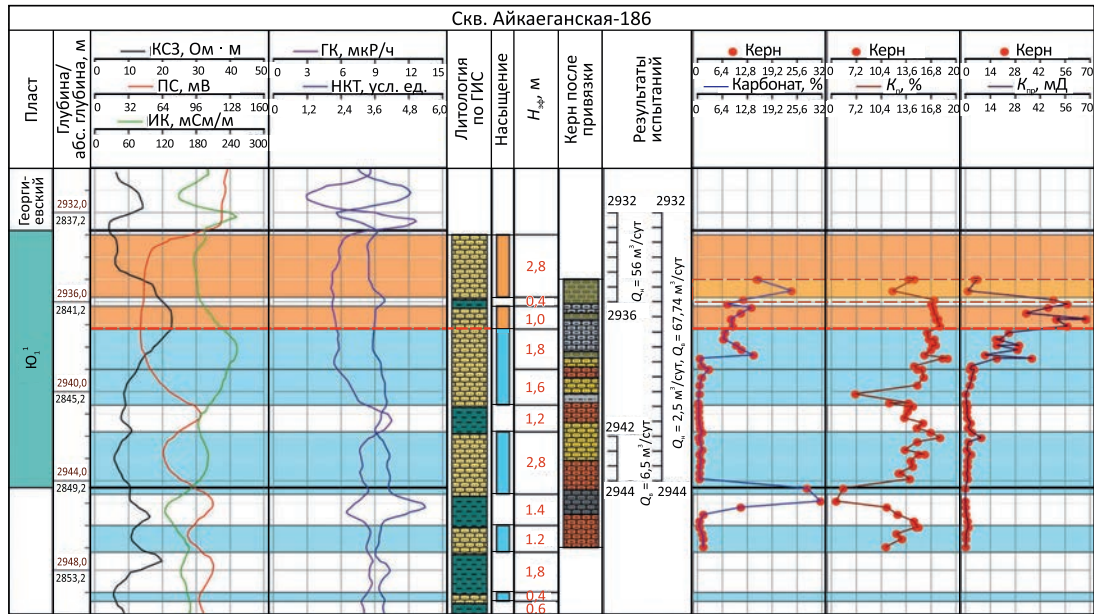
Уравнение регрессии имеет линейный вид, коэффициент корреляции равен 0,77, что свидетельствует о тесной положительной связи между открытой пористостью и карбонатностью. Коэффициент проницаемости, определенный по керну, варьирует в широком диапазоне — $(0,05–2) \cdot 10^{-3}$ мкм², среднее значение равно $0,27 \cdot 10^{-3}$ мкм². Эта парадоксальная на первый взгляд связь повышенной карбонатности с увеличением коэффициента открытой пористости пород-коллекторов объяснима только с позиций связи карбонатности с флюидомиграцией. Такая закономерность установлена лишь в отдельных разрезах с активными проявлениями процессов флюидомиграции, например для ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Так, в скв. 739, расположенной в активной флюидодинамической зоне (крупной «газовой трубе»), песчаники и алевролиты пластов Ач_{1–2} и Ач_{3–4} характеризуются повышенной карбонатностью, связанной с наличием в породах рассеянной примеси карбонатных минералов: кальцита (0–2,5 %), сидерита (0,6–3,5 %) и доломита (0,7–6,0 %), содержание которых определено с помощью рентгеноструктурного анализа.

Общеизвестно, что содержание карбонатов в цементе песчано-алевритовых пород-коллекторов резко снижает их пористость. В рассматриваемом

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Геолого-геофизическая характеристика продуктивного пласта Ю₁¹ с результатами определений физико-литологических свойств керна из скв. Айкаганская-186

Fig. 6. Geological and geophysical characteristics of the productive Ю₁¹ bed with the results of lithophysical properties determination on core from Aikaegansky-186 well

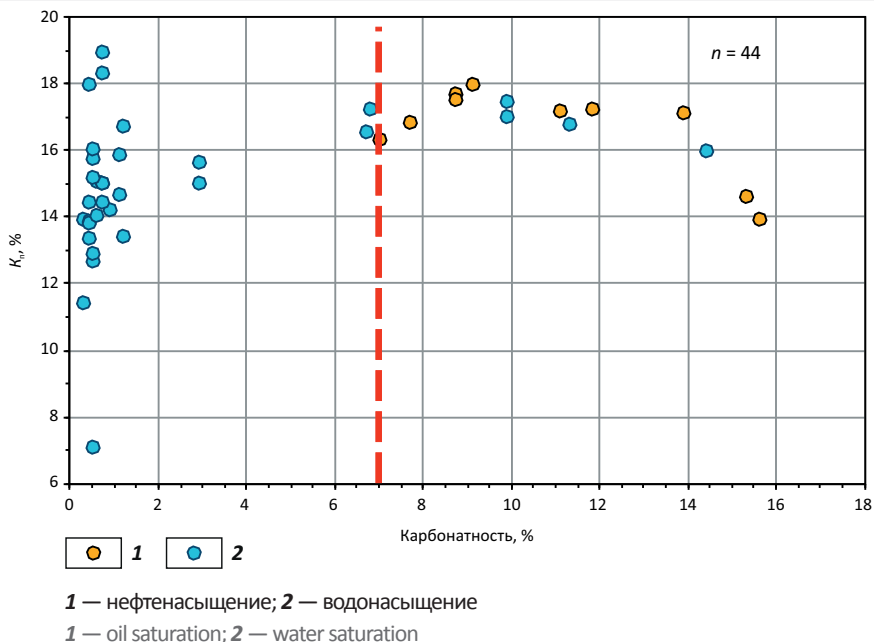


Литология: по ГИС (1, 2): 1 — песчаник, 2 — глина; по керну (3–8): 3 — песчаник аркозовый, глинисто-карбонатный, 4 — песчаник аркозовый, карбонатно-глинистый, 5 — песчаник аркозовый, 6 — песчаник алевритовый, 7 — алевролит, 8 — песчаник карбонатный; 9 — нефть; 10 — вода; 11 — интервалы испытаний; 12 — интервал песчаника с признаками УВ по керну (1 м)

Lithology: according to well log data (1, 2): 1 — sandstone, 2 — clay; according to core data (3–8): 3 — argillaceous-carbonate arkose, 4 — carbonate-argillaceous arkose, 5 — arkose, 6 — silty sandstone, 7 — siltstone, 8 — carbonate sandstone; 9 — oil; 10 — water; 11 — tested intervals; 12 — interval of sandstone with HC indications according to core data (1 m)

Рис. 7. Сопоставление коэффициента пористости (по керну) с содержанием карбонатов в цементе нефтенасыщенных и водонасыщенных песчаников пласта Ю₁¹ по скв. Айкаганская-186

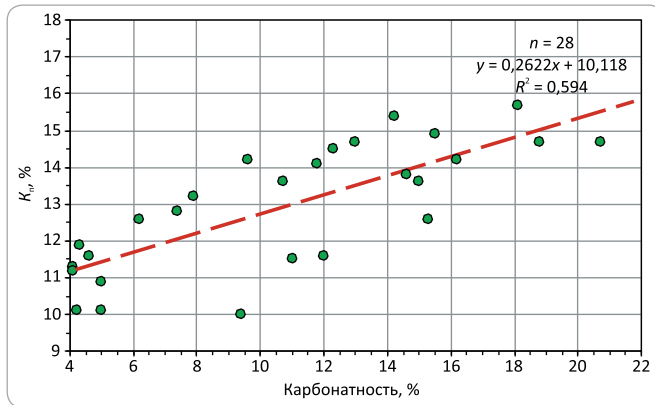
Fig. 7. Comparison of porosity factor (according to core data) and carbonate content in cement of oil saturated and water saturated sandstone in Ю₁¹ reservoir (Aikaegansky-186 well)



1 — нефтенасыщение; 2 — водонасыщение
1 — oil saturation; 2 — water saturation

Рис. 8. Связь коэффициента пористости (по керну) с содержанием карбонатов в цементе песчаников нефтеносного пласта А_{ч2} по скв. Южно-Вынтойская-173

Fig. 8. Correlation of porosity factor (according to core data) and carbonate content in cement of sandstone in А_{ч2} reservoir (South Vyintoisky-173 well)

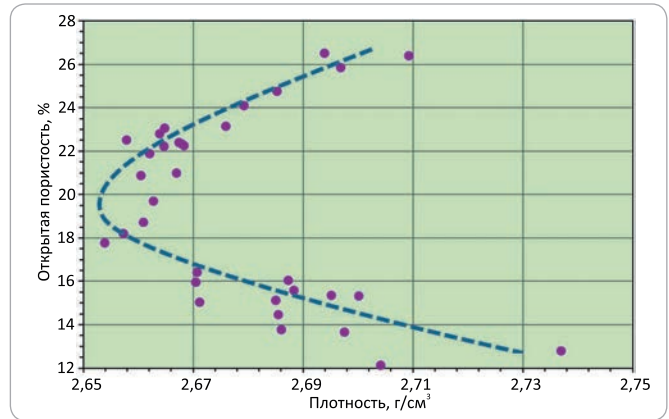


же случае картина более сложная. Наблюдается два тренда связи открытой пористости с содержанием карбонатов — наряду со снижением открытой пористости при увеличении содержания карбонатов явно просматривается и область прямой связи карбонатности и открытой пористости. Наиболее четко указанная закономерность заметна на графике зависимости плотности образцов керна от их открытой пористости (рис. 9). Карбонатные минералы (в первую очередь сидерит и доломит) имеют более высокую плотность, чем породообразующие минералы обломочных пород — кварц, полевые шпаты, глинистые, слюды и др., поэтому увеличение плотности напрямую связано с ростом карбонатности пород. На приведенном графике (см. рис. 9) хорошо заметна параболическая связь между рассматриваемыми параметрами, причем нижняя ветвь соответствует традиционному уменьшению открытой пористости песчано-алевритовых пород при увеличении содержания карбонатного цемента в низкопористых коллекторах (открытая пористость — 12–20 %, карбонатность — 1–18 %), а верхняя ветвь параболы свидетельствует об увеличении пористости с ростом содержания карбонатов в цементе для высокопористых коллекторов (открытая пористость — 20–26 %, содержание карбонатов — 1–8 %). Наличие нижнего тренда открытой пористости объясняется тем, что карбонатный цемент, отлагаясь в порах, запечатывает их и уменьшает открытую пористость коллектора.

Увеличение открытой пористости, связанное с ростом карбонатности в продуктивных коллекторах, может иметь только одно объяснение — в породах-коллекторах с высокой начальной пористостью и высокой проницаемостью снижение давления глубинной парогазоводной смеси, в том числе и углекислого газа, происходило очень быстро и интенсивно, за счет чего здесь в первую очередь и выпали соли кальция, магния и железа и образовались карбонат-

Рис. 9. График связи открытой пористости с плотностью пород ачимовской толщи по скв. Уренгойская-739

Fig. 9. Open porosity as a function of rock density in the Achimov formation (Urengoisky-739 well)



ные цементы. В данном случае (газоконденсатные залежи) содержание воды и углекислого газа в исходной смеси было незначительным, основным транспортирующим агентом был метан, поэтому и зафиксирована лишь рассеянная карбонатность, которая существенно не снизила исходно высокие фильтрационно-емкостные свойства песчаников.

Кроме нефтегенных, гидротермально-флюидодинамических карбонатов, локализованных в более однородных пластах с высокими коллекторскими свойствами, существуют и традиционные, более изученные карбонатные образования седиментационно-диагенетического происхождения, концентрирующиеся в выклинивающихся песчаных пластах, в зонах их глинизации [9]. Именно наличием таких образований объясняется некоторое увеличение карбонатности в выклинивающихся пластах Ю₁ и Ю₂ структурно-литологических залежей нефти севера Среднего Приобья по сравнению со структурными залежами (рис. 10). Для структурных залежей в пласте Ю₁ среднее содержание карбонатов составляет 3,36 %, для структурно-литологических — 6,02 %, для залежей пласта Ю₂ — 4,67 и 6,27 % соответственно.

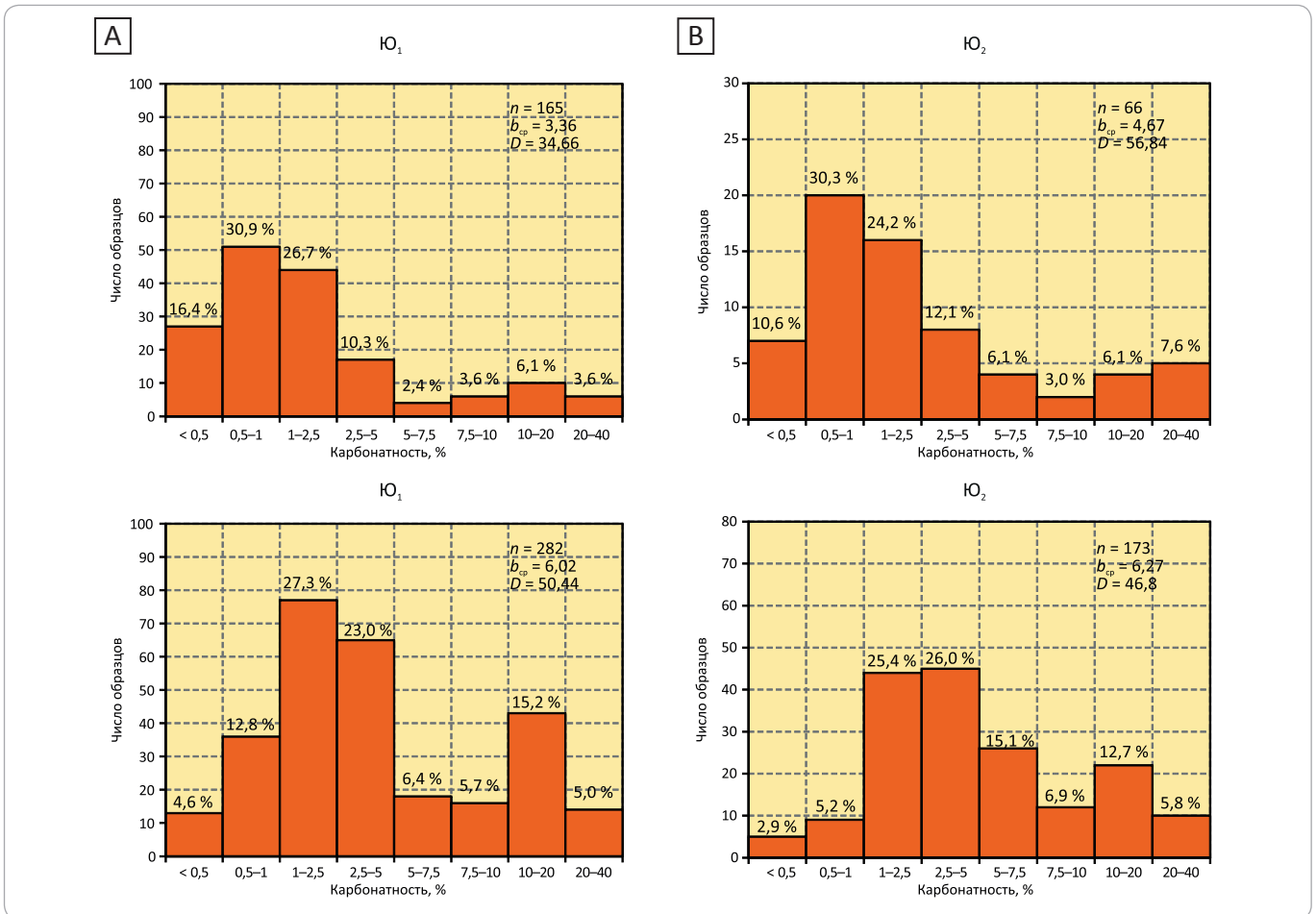
Заключение

В заключение следует отметить, что изучение состава, строения и закономерностей размещения карбонатов в продуктивных отложениях севера Среднего Приобья позволило сделать вывод о формировании залежей нефти путем вертикальной миграции газоводонефтяной эмульсии из глубоких горизонтов, а также установить, что повышенная карбонатность продуктивных песчаников не всегда негативно сказывается на коллекторских свойствах продуктивных пластов. Наличие в песчаных пластах терригенно-карбонатных образований с гигантозернистой структурой доломитовых цементов, обладающих желтыми тонами люминесценции,



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 10. Распределение карбонатности в пластах Ю₁ и Ю₂ по залежам структурного (А) и структурно-литологического (В) типов
 Fig. 10. Rock carbonate content in Ю₁ and Ю₂ beds within structural (A) and combination (B) traps



характерными для нефти, является положительным поисковым признаком, свидетельствующим о вероятной нефтеносности изучаемых на данной площади резервуаров. Карбонатная цементация, вероятно седиментационно-диагенетического происхождения, также может приводить к образо-

ванию латеральных экранов, способствующих формированию структурно-литологических залежей УВ. Поэтому дальнейшее разностороннее изучение терригенно-карбонатных пород является одной из актуальных задач практической нефтегазовой геологии.

Литература

1. Сидоренков А.И. Генетический смысл степени карбонатности конкреций терригенных толщ // Конкреционный анализ углеродсодержащих формаций. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 54–62.
2. Сердюк З.Я., Исаев Г.Д., Микуленко И.К., Кудаманов А.И., Сайфутдинов А.Р. Особенности постседиментационного преобразования верхнеюрских отложений Западной Сибири (на примере скв. 138 Южно-Покачевского месторождения) // Георесурсы. – 2008. – Т. 28. – № 5. – С. 24–27.
3. Предтеченская Е.А. Минералогические аномалии как индикаторы процессов флюидомиграции в юрских нефтегазоносных отложениях Западно-Сибирской плиты // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории : мат-лы VII Всероссийского литологического совещания. (Новосибирск, 28–31 октября 2013). – Новосибирск, 2013. – С. 400–405.
4. Нежданов А.А. Глубинная модель нафтидогенеза (на примере Западной Сибири) // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2019 : мат-лы Международной науч.-практ. конф. (Москва, 23–24 мая 2019). – М. : МГУ, 2019. – С. 340–344.
5. Никашкин А.М. Взаимоотношение вещественного состава макронеоднородности с промысловыми свойствами нефтяного пласта // Конкреционный анализ углеродсодержащих формаций. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 83–88.
6. Нежданов А.А. Типы карбонатных конкреций и их роль в изучении нефтегазоносных формаций Западной Сибири // Конкреционный анализ углеродсодержащих формаций. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 95–102.
7. Яркеева Н.Р., Насыров Э.А. Предотвращение солеотложений в скважинах на месторождениях компании ООО «Лукойл – Западная Сибирь» // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 3. – С. 74–79. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-74-79.

8. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205–209.

9. Сидоренков А.И., Высоцкий В.Н. Применение конкрециологии для изучения нефтегазоносных формаций // Конкреционный анализ углеродсодержащих формаций. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 18–42.

References

1. Sidorenkov A.I. Geneticheskii smysl stepeni karbonatnosti konkretnykh terrigennykh tolshch [Genetic meaning of carbonate content in concretions of terrigenous sequences]. In: Konkretionnyi analiz uglerodsoderzhashchikh formatsii. Tyumen': ZapSibNIGNI; 1985. pp. 54–62. In Russ.
2. Serdyuk Z.Ya., Isaev G.D., Mikulenko I.K., Kudamanov A.I., Saifutdinov A.R. Peculiarities of post-depositional alteration of the Upper Jurassic sediments developed within Western Siberia. *Georesursy = Georesources*. 2008;28(5):24–27. In Russ.
3. Predtechenskaya A.E. Mineralogicheskie anomalii kak indikatory protsessov flyuidomigratsii v yurskikh neftegazonosnykh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy plity [Mineralogical abnormalities as indicators of fluid migration in Jurassic oil bearing deposits of the Western Siberian plate]. In: Osadochnye basseiny, sedimentatsionnye i postsedimentatsionnye protsessy v geologicheskoi istorii: mat-ly VII Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya. (Novosibirsk, October 28–31, 2013). Novosibirsk; 2013. pp. 400–405. In Russ.
4. Nezhdanov A.A. Glubinnaya model' naftidogeneza (na primere Zapadnoi Sibiri) [Depth model of naftidogenesis (by the example of Western Siberia)]. In: Novye idei v geologii nefiti i gaza 2019: mat-ly Mezhdunarodnoi nauch.-prakt. konf. (Moscow, May 23–24, 2019). Moscow: MGU; 2019. pp. 340–344. In Russ.
5. Nikashkin A.M. Vzaimootnoshenie veshchestvennogo sostava makroneodnorodnosti s promyslovymi svoystvami neftyanogo plasta [Correlations of macro-heterogeneity composition with reservoir properties of oil bed]. In: Konkretionnyi analiz uglerodsoderzhashchikh formatsii. Tyumen': ZapSibNIGNI; 1985. pp. 83–88. In Russ.
6. Nezhdanov A.A. Tipy karbonatnykh konkretnykh i ikh rol' v izuchenii neftegazonosnykh formatsii Zapadnoi Sibiri [Types of carbonate concretions and their role in studies of West Siberian oil and gas bearing formations]. In: Konkretionnyi analiz uglerodsoderzhashchikh formatsii. Tyumen': ZapSibNIGNI; 1985. pp. 95–102. In Russ.
7. Yarkheeva N.R., Nasyrov E.A. Salt deposition prevention in the wells of Lukoil – Zapadnaya Sibir LLC fields. *Neftegazovoe delo*. 2019;17(3):74–79. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-74-79. In Russ.
8. Trukhina O.S., Sintsov I.A. Experience of carbone dioxide usage for enhanced oil recovery. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*. 2016;(3): 205–209. In Russ.
9. Sidorenkov A.I., Vysotskii V.N. Primenenie konkreziologii dlya izucheniya neftegazonosnykh formatsii [Application of concretiology to the studies of oil and gas bearing formations]. In: Konkretionnyi analiz uglerodsoderzhashchikh formatsii. Tyumen': ZapSibNIGNI; 1985. pp. 18–42. In Russ.

Информация об авторах

Касьянов Илья Вячеславович

Ведущий геолог

ООО «Газпром геологоразведка»,
625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 70
e-mail: i.kasyanov@ggr.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0002-0673-7068

Нежданов Алексей Алексеевич

Доктор геолого-минералогических наук

Заместитель начальника Инженерно-технического центра
по научной работе
ООО «Газпром геологоразведка»,
625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 70
a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0002-9453-7962

Information about authors

Il'ya V. Kas'yanov

Senior geologist

Gazprom geologorazvedka
70, ul. Gertsena, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: i.kasyanov@ggr.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0002-0673-7068

Aleksei A. Nezhdanov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences

Deputy Head of Engineering and Technical center for academic affairs
Gazprom geologorazvedka,
70, ul. Gertsena, Tyumen, 625000, Russia
a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0002-9453-7962



Society of Petroleum Engineers

Российская нефтегазовая техническая конференция SPE

Крупнейшее нефтегазовое мероприятие SPE в регионе

12-14 октября 2020

Технопарк "Сколково"
Москва, Россия

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Добавьте в Ваш календарь!

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



По вопросам спонсорских возможностей свяжитесь, пожалуйста, с нами:
Ирина Меркуль, Менеджер проектов SPE, Т.: + 7 495 268 0454 доб. 104, imerkul@spe.org



УДК 551.24 + 551.77

DOI 10.31087/0016-7894-2020-1-81-99

Геодинамические условия формирования осадочных (нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных) систем Охотоморского региона

© 2020 г. | В.В. Харахинов

tatyanaharahinova@yandex.ru

Поступила 05.11.2019 г.

Доработана 29.11.2019 г.

Принята к печати 04.12.2019 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; нефть; тектоногидротермальная активизация; уран; периодичность.*

Аннотация: Мультидисциплинарный подход к геодинамическому трехмерному расчленению кайнозойского осадочного чехла Охотоморской нефтегазоносной провинции с применением секвенсного анализа позволил обособить осадочные циклиты, формирующие автономные структурно-вещественные ассоциации, и установить их взаимосвязь с глобальными и региональными тектоническими и эвстатическими событиями, в свою очередь зависящими от глобальных пульсаций Земли в виде циклов плюмовой дегазации недр. На ранних стадиях плюмово-рифтогенных палеоцен-раннемиоценовых процессов создана горст-грабеновая инфраструктура палеотафрогенов — крупнейших структурных элементов региона, в последующем трансформированных в основные нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные субпровинции. В позднерифтогенное и пострифтовое время сформирован позднеолигоцен-четвертичный субплитный покров, перекрывающий палеогеновую инфраструктуру и представленный трансгрессивно-регрессивными толщами, строение которых определено эвстатическими событиями. Начальные этапы их образования связаны со значительными повышениями уровня Мирового океана, субсинхронным углублением дна морских акваторий региона и накоплением осадков преимущественно глинистых формаций — региональных флюидоупоров. В период понижения уровня океана образуются регрессивные резервуарные циклиты. Эндодренажные структуры, созданные рифтогенными процессами и канализирующие глубинные флюидные потоки, активизируются на границах циклов в виде кратковременных структурных перестроек, преобразующих циклиты в автономные структурно-стратиграфические (нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные) комплексы; в плиоцен-четвертичные завершающие циклы геодинамического развития региона осадочные циклиты окончательно трансформируются в нефтеносные.

Для цитирования: Харахинов В.В. Геодинамические условия формирования осадочных (нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных) систем Охотоморского региона // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 81–99. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-81-99.

Sedimentary (oil and gas bearing and potentially oil and gas bearing) systems of the Sea of Okhotsk region: geodynamic arrangement

© 2020 | V.V. Kharakhinov

tatyanaharahinova@yandex.ru

Received 05.11.2019

Revised 29.11.2019

Accepted for publication 04.12.2019

Key words: *the Sea of Okhotsk region; oil and gas geodynamics; Cenozoic; sedimentary systems; sequence analysis; stratigraphic architecture; geodynamic history.*

Abstract: Multidisciplinary approach to 3D geodynamic differentiation of the Cenozoic sedimentary cover of the Sea of Okhotsk Petroleum Province using the sequence analysis allowed distinguishing sedimentary cyclothems forming the independent structural and material associations, and also revealing their relationships with the global and regional tectonic and eustatic events, which in turn are dependent on the global Earth pulsations having a form of plume liberation of gas from subsurface. In the early stages of plume- and rift-related Paleocene-Early Miocene processes, the horst-graben infrastructure of paleotaphrogens; they were the largest structural elements of the region, which were later transformed into the major oil and gas bearing and potentially oil and gas bearing subprovinces. In the late rift-related and post-rift time, the Later Oligocene-Quaternary subplate cover was formed, which superposes the Paleogene infrastructure; it is represented by the transgressive-regressive sequences with a structure dictated by the eustatic events. The initial stages of their formation are associated with the considerable Sea Level rises, subsynchronous water depth deepening in the region, and accumulation of predominantly argillaceous formations (regional impermeables). In the period of lowering the water table, the regressive reservoir cyclothems are formed. Endodrainage structures created by the rift-related processes and canalizing deep fluid flows are activated at the interfaces of cycles in the form of the short-durable structural rearrangements, which transform the cyclothems into independent structural and stratigraphic (oil and

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

gas bearing and potentially oil and gas bearing) sequences. In Pliocene-Quaternary cycles closing the geodynamic evolution of the region, the sedimentary cyclothems are finally transformed into oil-bearing.

For citation: Kharakhinov V.V. Sedimentary (oil and gas bearing and potentially oil and gas bearing) systems of the Sea of Okhotsk region: geodynamic arrangement *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(1):81–99. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-81-99. In Russ.

Введение

Основные выводы проведенного геодинамического анализа Охотоморского региона разработаны в результате интегрированной интерпретации обширного геолого-геофизического материала, накопленного в основном за последние полвека, информативность и глубинность которого повысились в XXI в. из-за внедрения в практику геолого-разведочных работ эффективных технологий [1]. Осадочные системы региона созданы за счет плюмово-рифтогенных и пострифтовых геодинамических режимов [2] в ареале действия Курило-Камчатского (Охотоморского) слэба — основного источника дефлюидизации недр [1], формирующего крупные плюмы — «строителей» инфраструктуры кайнозойского геологического пространства. Рифтогенная деструкция докайнозойского консолидированного субстрата, наиболее активная на ранних стадиях плюмово-рифтогенного режима, сопровождалась образованием грабеновых систем с большими объемами осадочного выполнения, в первую очередь в областях действия литосферных «швов» и разломных ограничений коромантийных блоков (рис. 1) [1]. Рифтовые системы, часто разделенные межрифтовыми поднятиями, сложены в основном односторонними грабенами. Судя по пространственному положению их крутых бортов (см. рис. 1), рифтогенное раскрытие происходило в условиях вращения по часовой стрелке Охотоморской плиты и отдельных коромантийных блоков и вызванных этим действием трансензионных раздвиговых стрессов.

Геодинамические условия формирования рифтогенных систем

Плюмово-рифтогенные режимы способствовали формированию разуплотненных коромантийных сред, которым соответствуют раннекайнозойские *эндодренажные системы рифтов*, формирующие каналы для транспортировки глубинных флюидов и тепла, определяющие энергетику геодинамических процессов и сгруппированные в крупнейшие геодинамические элементы Охотоморского региона — палеотафрогены: Циркумсахалинский, Северо-Охотоморский, Центрально-Охотский и Курильский (см. рис. 1).

Циркумсахалинский палеотафроген протягивается в юго-западной части региона в субмеридиональном направлении на 1200 км при ширине, изменяющейся от 280 до 300 км. Стержневой основой палеотафрогена является Хоккайдо-Сахалинская шовная зона, разделяющая Амурскую и Охотоморскую плиты. В целом это литосферный блок шириной 100–150 км, отделенный от соседних Западно-Охот-

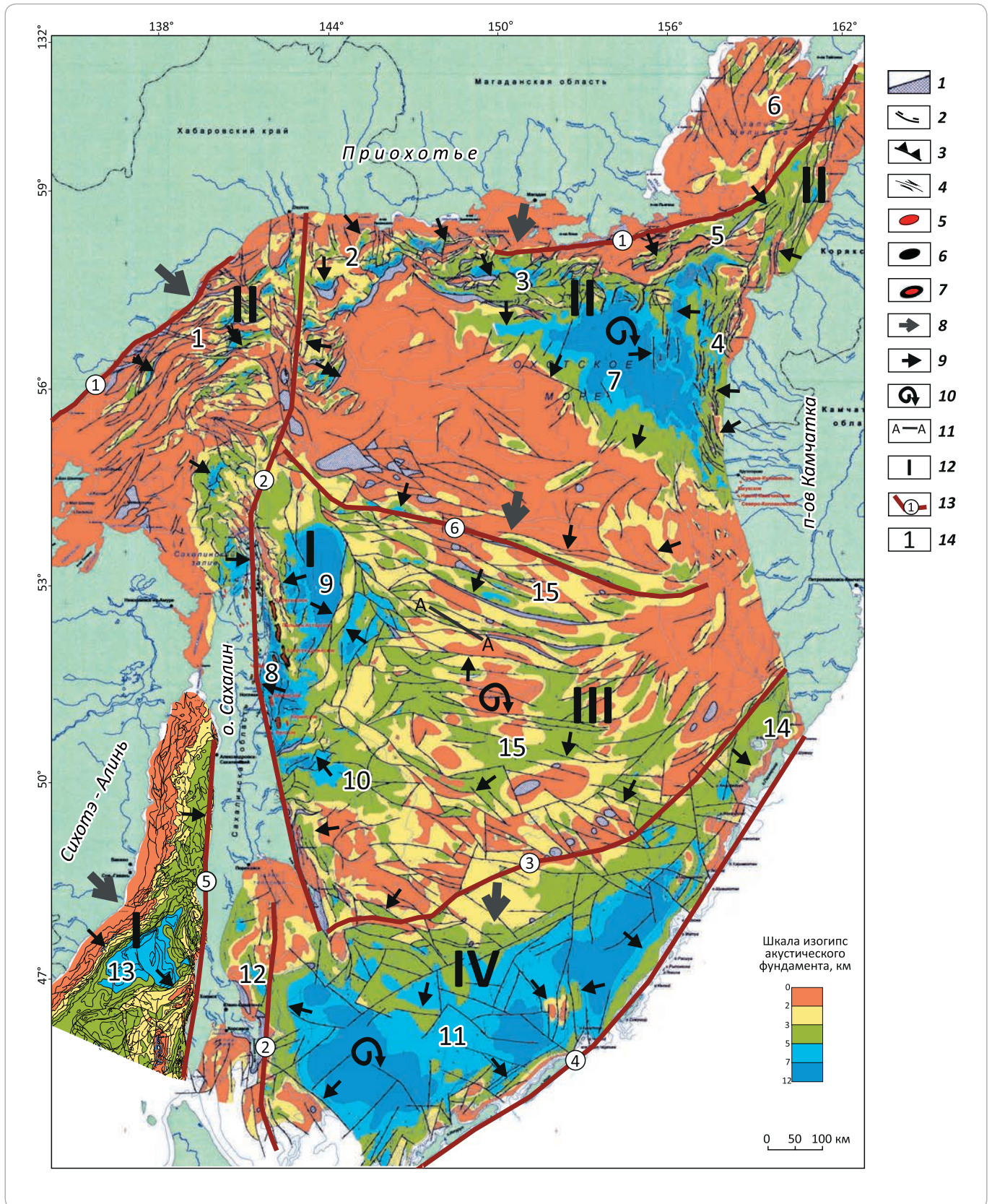
ской и Татарской рифтовых систем сверхглубинными сутурами, маркерами которых служат ультраосновные интрузивные тела (см. рис. 1). Большинство геологов (В.Е. Хаин, Л.И. Красный и др.) к сутурам относят швы, разделяющие крупные блоки (геоблоки) земной коры и литосферы. Структурно-геодинамические условия формирования раннекайнозойской рифтогенной шовной зоны определяет трансенсивный тектогенез в области действия субмеридиональных сдвигов, в первую очередь Восточно- и Западно-Сахалинских систем сближенных литосферных и коромантийных разломов [3, 4]. Раскалывание литосферы плюмово-рифтогенными процессами в начале кайнозоя началось в *сутурных зонах, которые можно отнести к материнским очагам рифтообразования*. Западно-Охотская и Татарская рифтовые системы образованы роем односторонних грабенов, сонаправленных в сторону шовной зоны (рис. 2–4). Межрифтовые и внутририфтовые горсты ограничены дизъюнктивами в основном восточно-северо-восточного и северо-восточного направлений, фиксирующими разрядку вращательных напряжений коромантийных блоков Охотоморской и Амурской плит.

Циркумсахалинский палеотафроген, представляющий крупнейшую эндодренажную систему, послужил основой для накопления мощных кайнозойских осадочных толщ, трансформированных в Северо-Сахалинский, Дерюгинский, Пограничный, Южно-Сахалинский, Западно-Сахалинский и Татарский бассейны, образующие *одноименную нефтегазоносную субпровинцию* (см. рис. 2).

Плюмово-рифтогенная деструкция литосферы, сформировавшая **Северо-Охотоморский палеотафроген**, наиболее интенсивно проявлялась в области Северо-Охотской шовной зоны [1] в субширотной полосе шириной от 75 до 150 км и длиной до 1500 км в пределах Шантарского, Северо-Охотского и Шелиховского коромантийных блоков в виде пулл-апартовых односторонних грабенов, образующих ряд глубоких (до 6 км) трогов (рис. 5, 6). В пределах Западно-Камчатского коромантийного геоблока литосфера разрушалась за счет системы коромантийных разломов субмеридионального и северо-северо-восточного направлений, ориентированных дискордантно к Северо-Охотскому шву и контролирующей сеть присдвиговых грабенов (рис. 7, 8).

Северо-Охотоморский палеотафроген, представляющий собой крупнейшую эндодренажную систему, служил основой для накопления мощных осадочных толщ, трансформированных в Западно-Камчатский нефтегазоносный бассейн и

Рис. 1. Структурная карта поверхности акустического фундамента (по данным ОАО «Дальморнефтегеофизика», совмещенная со схемой основных и внутриблоковых направлений раннекайнозойских рифтогенных раздвиговых стрессов Охотоморского региона)
Fig. 1. Depth map over the acoustic basement surface (according to data from Dal'morneftegeofizika; the map is combined with the scheme of main and intrablock trends of the Early Cenozoic rift-related expansion stress in the Sea of Okhotsk region)



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Усл. обозначения к Рис. 1

Legend for Fig. 1

1 — выходы поверхности акустического фундамента на дно моря; **разрывные нарушения (2–4): 2** — сбросы, **3** — взбросы, **4** — сдвиги; **месторождения (5–7): 5** — газовые, газоконденсатные, **6** — нефтяные, **7** — нефтегазоконденсатные; **направления стрессов (8, 9) 8** — основных, **9** — внутриблоковых; **10** — предполагаемые полюсы вращения коромантийных блоков; **11** — линия сейсмогеологического профиля (рис. 9); **12** — палеотафрогены (I — Циркумсахалинский, II — Северо-Охотоморский, III — Центрально-Охотский, IV — Курильский); **13** — осевые сuture литосферных шовных зон (1 — Северо-Охотская, 2 — Суперсахалинская, 3 — Академическая, 4 — Курильская, 5 — Западно-Сахалинская, 6 — Кашеваровская); **14** — осадочные бассейны (1 — Шантарский, 2 — Охотско-Кухтуйский, 3 — Магаданский, 4 — Западно-Камчатский, 5 — Шелиховский, 6 — Гижигинский, 7 — Тинровский, 8 — Северо-Сахалинский, 9 — Дерюгинский, 10 — Пограничный, 11 — Южно-Охотский, 12 — Южно-Сахалинский, 13 — Татарский, 14 — Гольгинский, 15 — Центрально-Охотский)

1 — exposures of acoustic basement surface at the seafloor; **faults (2–4): 2** — normal faults, **3** — reverse faults; **4** — strike-slip faults; **fields (5–7): 5** — gas, gas condensate, **6** — oil, **7** — oil and gas condensate; **stress directions (8, 9) 8** — main, **9** — intrablock; **10** — supposed poles of mantle-crust blocks rotation; **11** — line of geoseismic profile (Fig. 9); **12** — paleotaphrogen (I — Circumsakhalinsky, II — North Okhotomorsky, III — Central Okhotsky, IV — Kuril'sky); **13** — axial sutures of lithosphere suture zones (1 — North Okhotsky, 2 — Supersakhalinsky, 3 — Akademicheskyy, 4 — Kuril'sky, 5 — West Sakhalinsky, 6 — Kashevarovsky); **14** — sedimentary basins (1 — Shantarsky, 2 — Okhotsko-Kukhtuisky, 3 — Magadansky, 4 — West Kamchatsky, 5 — Shelikhovsky, 6 — Gzhiginsky, 7 — Tinrovsky, 8 — North Sakhalinsky, 9 — Deryugin'sky, 10 — Pogranichny, 11 — South Okhotsky, 12 — South Sakhalinsky, 13 — Tatarsky, 14 — Golyginsky, 15 — Central Okhotsky)

Шантарский, Охотско-Кухтуйский, Магаданский, Шелиховский, Тинровский и Гижигинский потенциально нефтегазоносные бассейны, образующие Северо-Охотскую нефтегазоносную субпровинцию.

Центрально-Охотский и Курильский палеотафрогены соответствуют одноименным потенциально нефтегазоносным субпровинциям. В первом случае это сеть неглубоких грабенов, разделенных крупными межрифтовыми поднятиями, во втором — Южно-Охотский, Срединно-Курильский и Гольгинский раннекайнозойские трюги, трансформированные в потенциально нефтегазоносные бассейны (рис. 9).

Геодинамические условия формирования осадочных комплексов

Кайнозойские осадочные толщи Охотоморского региона отличаются дискретностью и периодичностью (циклическостью) сформировавшихся их процессов. По мнению ряда авторитетных геологов, эти особенности строения осадочных комплексов обусловлены импульсами дегазации Земли [5] и колебаниями уровня Мирового океана [6], соответствующими этапам эндогенной активности Земли. Структурно-геодинамические условия формирования осадочных комплексов региона контролируются энергоемкостью импульсов плюмовой дегазации [2]. На ранних стадиях образования осадочной вертикали мощная глубинная энергия плюмов формирует эндодренажные системы палеотафрогенов, в дальнейшем, по мере угасания ее активности, особенно в пострифтовое время, когда контрастность деформаций резко снижается, флюидодинамические процессы концентрируются в наиболее проницаемых зонах (разломных, субвертикальной дезинтеграции и дилатансионного разуплотнения среды).

Особенности строения охотоморских осадочных бассейнов, выявленные многолетними исследованиями коллективов геологов о-ва Сахалин,

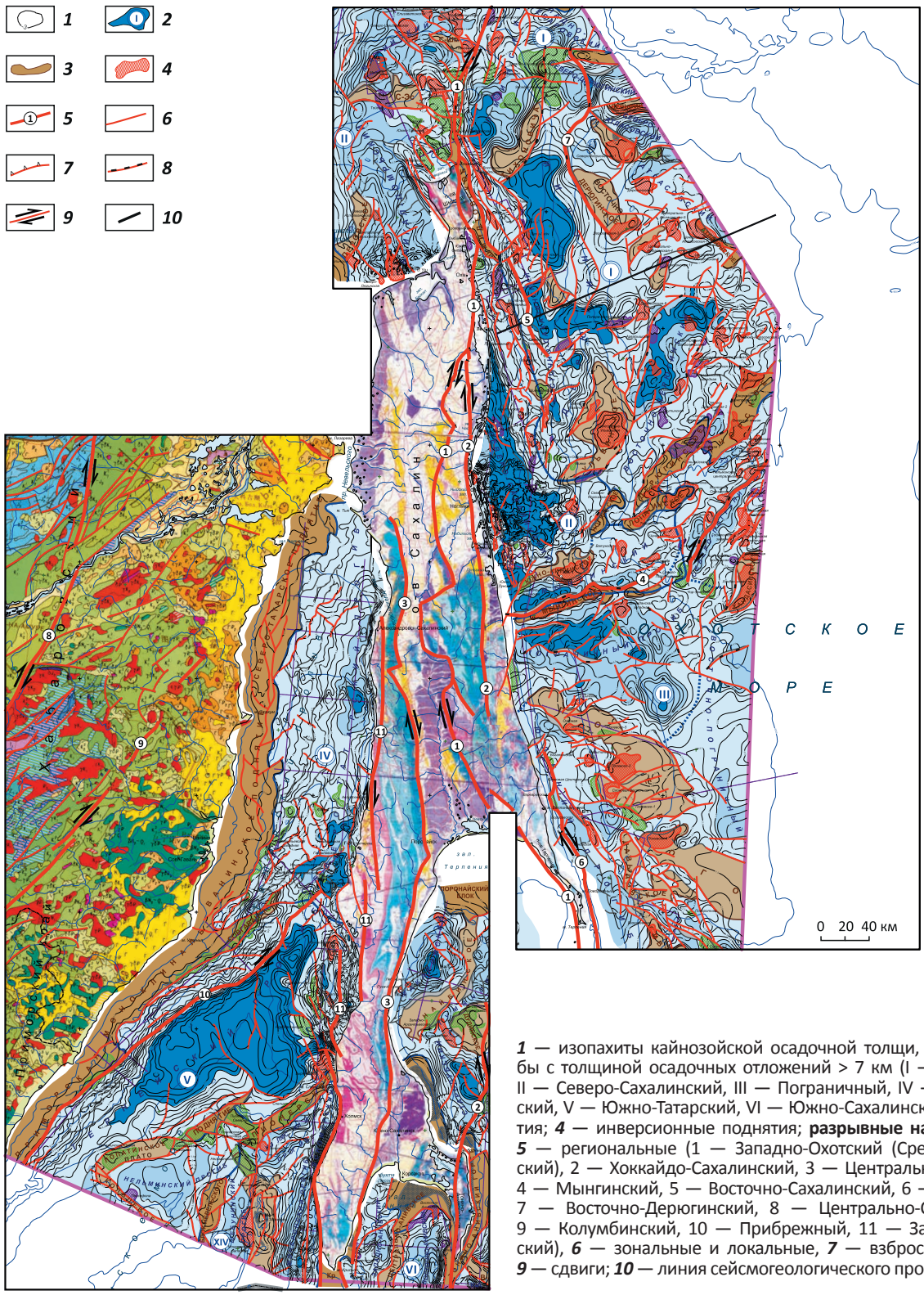
п-ова Камчатка, Москвы и Санкт-Петербурга, создавших биостратиграфическую и литологическую основы нефтегазовой геологии региона под руководством Ю.Б. Гладенкова (ГИН РАН), Л.С. Жидковой, Л.С. Маргулиса (ВНИГРИ), Н.А. Волошиновой, Г.С. Мишаква (СО ВНИГРИ), Б.А. Сальникова (СахалинНИПИморнефть), освещены в многочисленных работах; часть справочного материала из них [3, 7–14] использована при геодинамических построениях. *К фундаментальным особенностям относятся: одностороннее заполнение бассейнов осадками; стратиграфические границы, часто не соответствующие литологическим; масштабное возрастное скольжение фаций; недостаточная эффективность палеонтологических данных в многокилометровых толщах небольшого возрастного диапазона (рис. 10, 11). В этих условиях затруднено сопоставление даже близко расположенных разрезов.*

Эффективным методом стратификации осадочного разреза, межрегиональной хроностратиграфической корреляции осадочных комплексов и выявления их геодинамической природы является секвенсный анализ. Секвенс-стратиграфическая концепция представляет собой новый мультидисциплинарный раздел геологии, интегрирующий дискретную геологическую, скважинную и сейсмическую информации¹ [15–17]. Метод базируется в основном на значительном повышении информативности и глубинности сейсморазведочных материалов в конце XX в. и начале XXI в. из-за внедрения новых технологий суперкомпьютерной обработки сейсмоданных. Появилась возможность визуализировать и воочию наблюдать внутреннюю структуру осадочных тел, их взаимоотношения, иерархию структурно-стратиграфических подразделений в пределах бассейнов и региона. На основе огромного объема фактического материала было выявлено, что формирование стра-

¹Маргулис Л.С. Секвенс-стратиграфия и нефтегазоносность Охотоморского региона : автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук – СПб. : ВНИГРИ, 2000. – 50 с.

Рис. 2. Тектоническая карта Циркумсахалинской нефтегазоносной субпровинции. Геологическая основа Сихотэ-Алиня — Геологическая карта Приамурья и сопредельных территорий масштаба 1 : 1 500 000 (Красный Л.И., Юньбяо П., 1996), о-ва Сахалин — Геологическая карта о-ва Сахалин масштаба 1 : 500 000 (Семенов Д.Ф., Сальников Б.А., Харахинов В.В., 1994)

Fig. 2. Tectonic map of the Circumsakhalinsky Petroleum Subprovince. Geological base of Sikhote Alin — Geological map of Primurye (Outer Manchuria) and neighbouring territory, scale 1 : 1 500 000 (Krasnyi L.I., Yun'byao P., 1996), Sakhalin Island — Geological map of the Sakhalin Island, scale 1 : 500 000 (Semenov D.F., Sal'nikov B.A., Kharakhinov V.V., 1994)



1 — изопакеты кайнозойской осадочной толщи, км; 2 — прогибы с толщиной осадочных отложений > 7 км (I — Дерюгинский, II — Северо-Сахалинский, III — Пограничный, IV — Северо-Татарский, V — Южно-Татарский, VI — Южно-Сахалинский); 3 — поднятия; 4 — инверсионные поднятия; **разрывные нарушения (5–9):** 5 — региональные (1 — Западно-Охотский (Срединно-Сахалинский), 2 — Хоккайдо-Сахалинский, 3 — Центрально-Сахалинский, 4 — Мынгинский, 5 — Восточно-Сахалинский, 6 — Пограничный, 7 — Восточно-Дерюгинский, 8 — Центрально-Сихотэалинский, 9 — Колумбинский, 10 — Прибрежный, 11 — Западно-Сахалинский), 6 — зональные и локальные, 7 — взбросы, 8 — сбросы, 9 — сдвиги; 10 — линия сейсмогеологического профиля (см. рис. 3)

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Усл. обозначения к рис. 2, окончание.

Legend for Fig. 2, end.

1 — isopachs of Cenozoic sedimentary sequence, km; 2 — troughs with the depth of sediments > 7 km (I — Deryuginsky, II — North Sakhalinsky, III — Pogranichny, IV — North Tatarsky, V — South Tatarsky, VI — South Sakhalinsky); 3 — highs; 4 — inverted highs; faults (5–9): 5 — regional (1 — West Okhotsky (Middle Sakhalinsky), 2 — Hokkaido-Sakhalinsky, 3 — Central Sakhalinsky, 4 — Mynginsky, 5 — East Sakhalinsky, 6 — Pogranichny, 7 — East Deryuginsky, 8 — Central Sikhotealinsky, 9 — Kolumbinsky, 10 — Pribrezhny, 11 — West Sakhalinsky), 6 — zonal and local, 7 — reverse faults, 8 — normal faults, 9 — strike-slip faults; 10 — line of geoseismic profile (see Fig. 3)

Рис. 3. Временной субширотный сейсмогеологический разрез Дерюгинского прогиба

Fig. 3. Roughly EW trending geoseismic time section across the Deryuginsky Trough

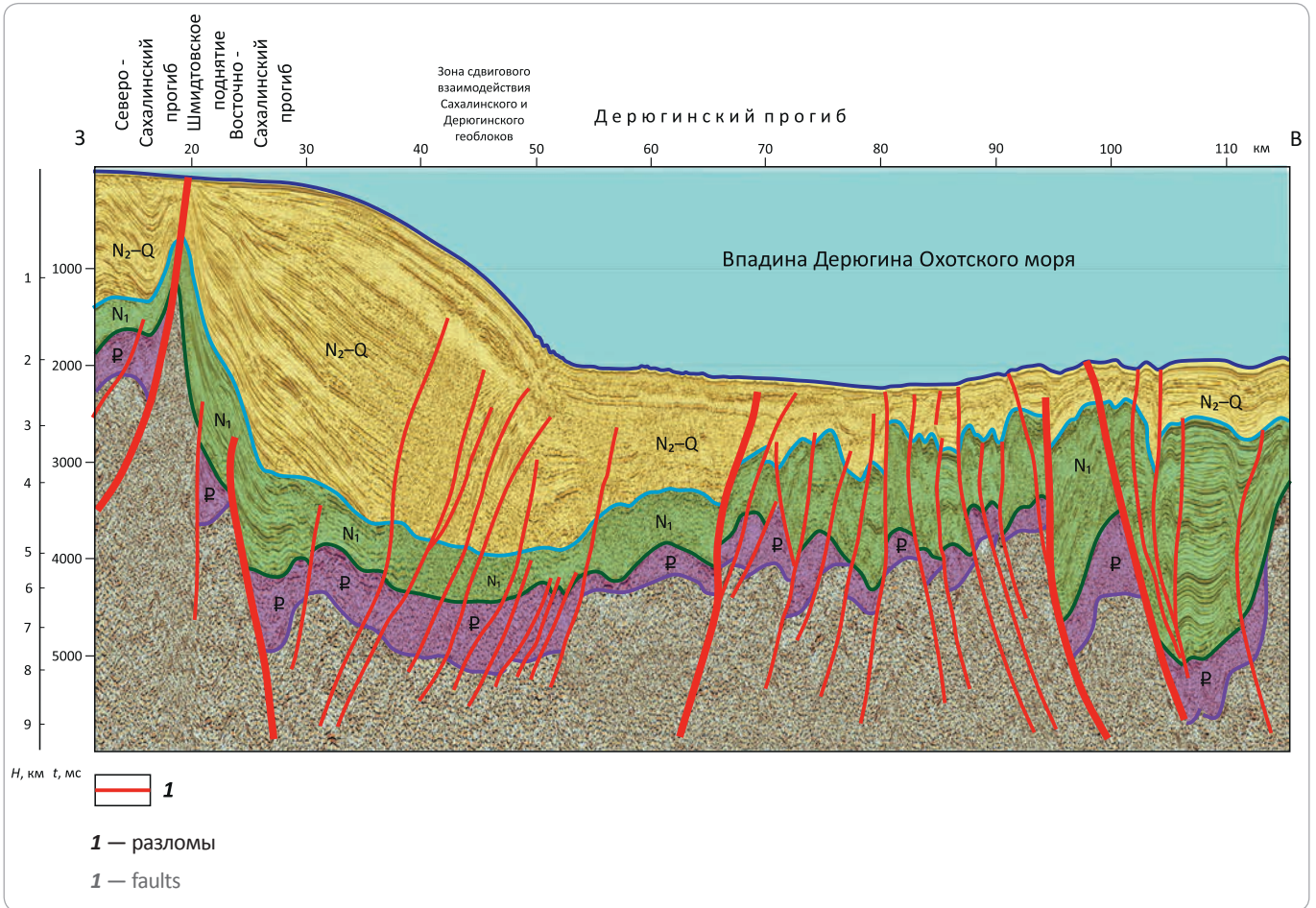


Рис. 4. Сейсмогеологический разрез рифтовых грабенов западного борта Татарского трога (по данным ОАО «Дальморнефтегеофизика»)

Fig. 4. Geoseismic section across the rift grabens in the western shoulder of the Tatarsky Trough (according to Dal'morneftegeofizika data)

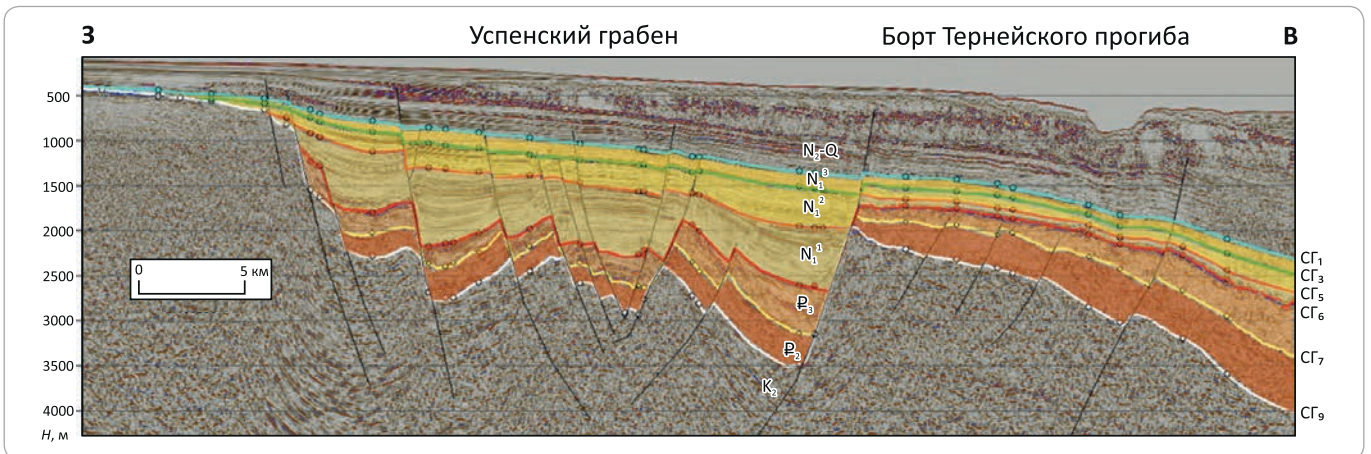
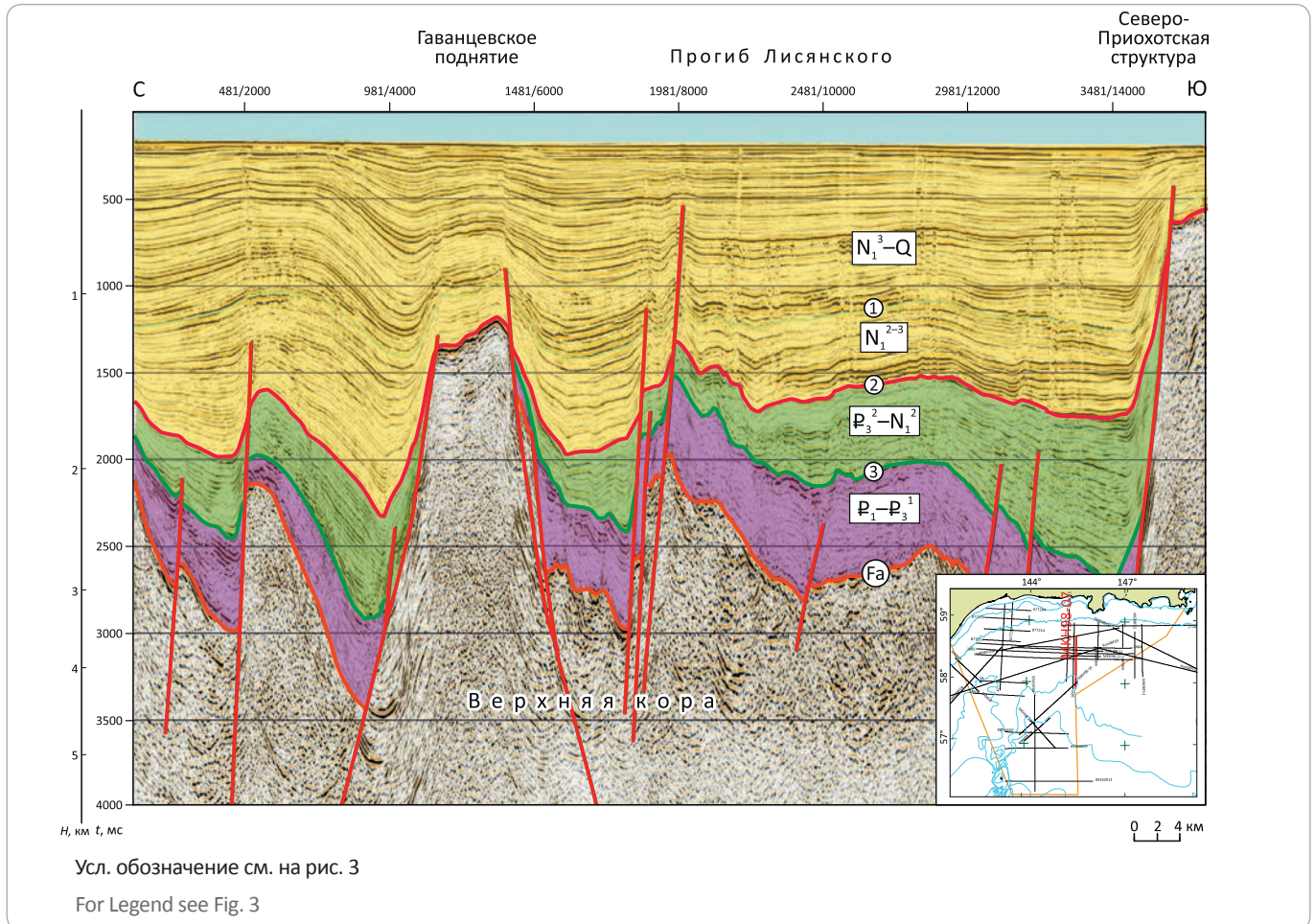


Рис. 5. Временной сейсмогеологический разрез прогиба Лисянского по профилю МКН98-07

Fig. 5. Geoseismic time section across the Lisyansky Trough, Line МКН98-07



тонов обусловлено колебаниями уровня Мирового океана, характер которых зависит от сложного сочетания региональных (тектонических) и глобальных (эвстатических) факторов. Синтез секвенсных шкал различных бассейнов мира в глобальную шкалу [18, 19] позволил выявить, что происхождение подавляющего числа секвенсов связано с глобальными импульсами эндогенной активности Земли.

Секвенсный метод включает: анализ несогласий; расчленение осадочного чехла на секвенсы (осадочные последовательности) различного иерархического уровня; геохронографическую калибровку структурно-стратиграфического каркаса; реконструкцию седиментационных систем. Значимость несогласий (региональных, зональных и локальных) определяется иерархией разделяемых ими секвенсов и масштабами пространственного распространения. Несогласия большей частью трудно распознаются по дискретным наблюдениям, но отчетливо определяются по сейсмическим изображениям. По сути они являются опорными границами, прослеживаемыми сейсморазведкой в пределах бассейнов [20, 21], и служат стратиграфическими уровнями межбассейнового сопоставления разрезов¹ [20, 21].

Циклиты (секвенсы) и суперциклиты (суперсеквенсы), обособленные при секвенсном расчленении осадочного чехла региона, вполне сопоставимы с таковыми глобальной шкалы (рис. 12) [18, 19].

Геохронологическая разбивка и иерархия секвенсных подразделений Охотоморского региона базируется на биостратиграфических данных, коррелирует с глобальной геохронологической шкалой и показана в соотношении с основными региональными стратонами — стратиграфическими горизонтами и геодинамическими образованиями в виде структурно-стратиграфических комплексов (см. рис. 12). Реконструкция седиментационных систем (важнейший элемент секвенсного анализа) обладает высокой информативностью при выявлении особенностей строения осадочных комплексов и их геодинамической истории.

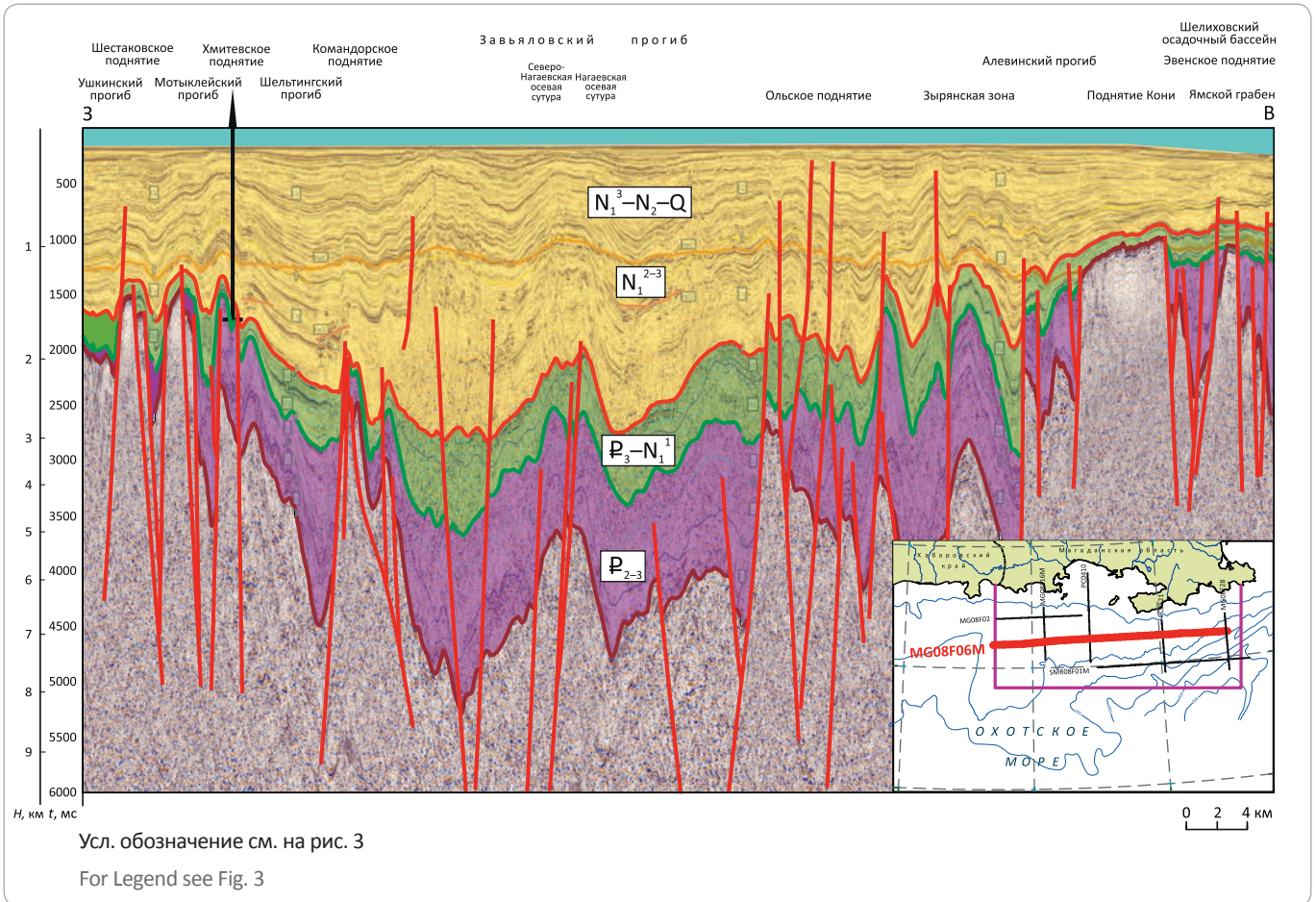
Геодинамическая история кайнозоя

Геодинамическая история кайнозоя Охотоморского региона определена энергоемкостью плюмовой дегазации недр и разделяется на несколько этапов в зависимости от активности плюмово-рифтогенных и пострифтовых процессов.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Субширотный временной сейсмогеологический разрез Магаданского бассейна по профилю MG08F06M

Fig. 6. Roughly EW trending geoseismic time section across the Magadansky Basin, Line MG08F06M


На ранней стадии рифтогенеза (65–47,8 млн лет) в палеоцене и раннем эоцене рифтогенные процессы выразились в виде:

- сети неглубоких грабенов на юго-западе о-ва Сахалин, западе п-ова Камчатка, Татарского и Тинровского трогов, выполненных лагунными и континентальными осадками толщиной 350–450 м;
- трещинных излияний андезитов и базальтов в зонах камчатских Утхолокского и Омгоно-Паланского литосферных разломов, значительная глубина проникновения которых в мантийное пространство маркируется ультраосновными интрузиями [10];
- вулканитов палеоценовой черепановской свиты на западе п-ова Камчатка (65–55 млн лет);
- вулканитов, базальтов, долеритовых даек и перидотитовых тел внешнего трога Малых Курил;
- вулканитов осевой зоны Татарского трога [12].

В целом в ареале действия плюма создана разупрочненная дренажная среда для транспортировки глубинными потоками материала и энергии. Ранняя стадия рифтогенеза в регионе завершилась кратковременным резким усилением (импульсом) плю-

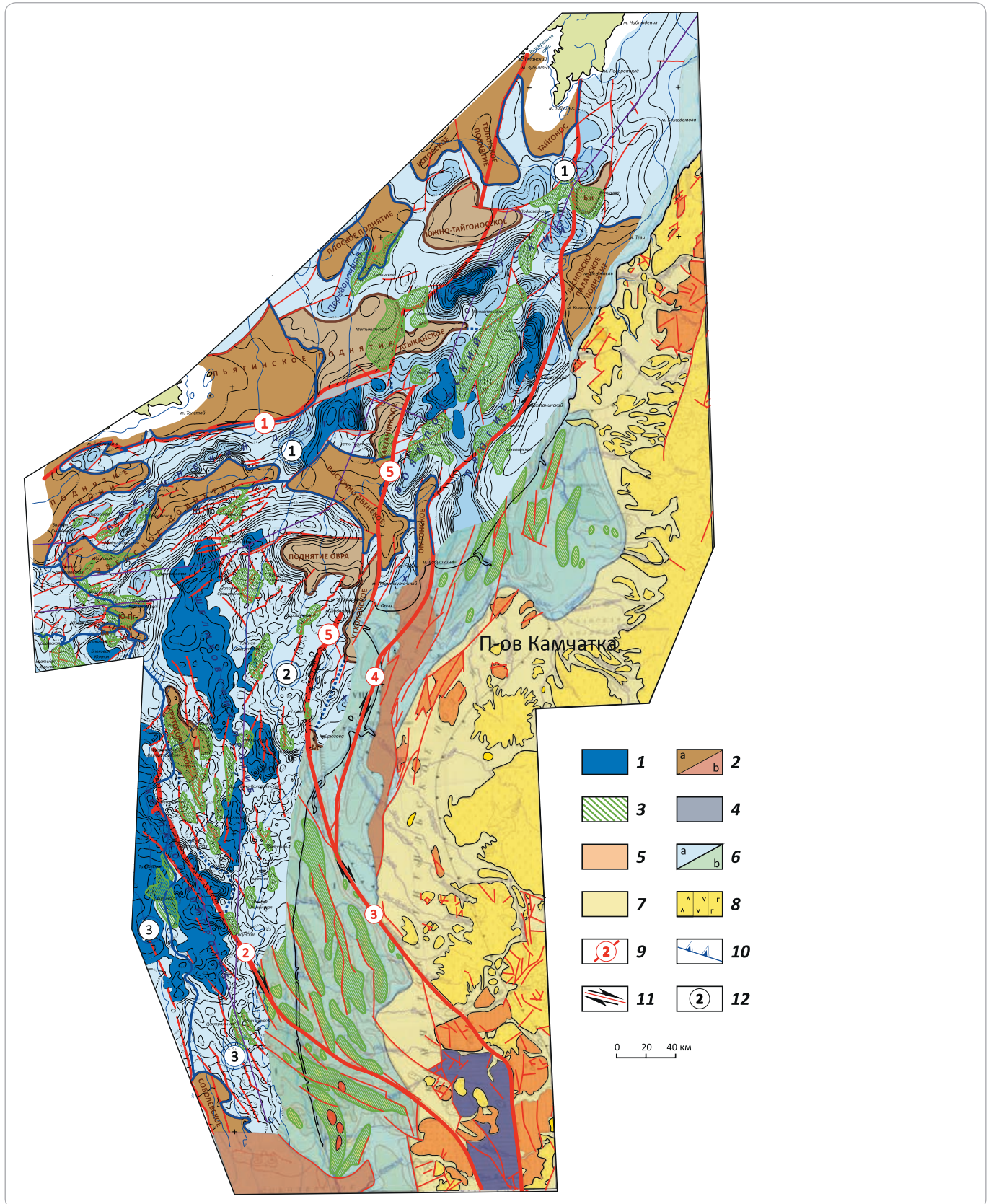
мовой активности (фазой тектогенеза), результаты которого отражены в угловых несогласиях на границе с вышележащими комплексами и значительном размыве отложений среднего эоцена [22].

Средняя стадия рифтогенеза (47,8–28,5 млн лет) — крупный (со среднего эоцена до раннего олигоцена) период в геодинамической истории региона, характеризуется резким усилением процессов растяжения литосферы и последовательным охватом рифтогенными деформациями к концу стадии всей территории региона и разделяется на три этапа (среднеэоценовый, средне-позднеэоценовый, раннеолигоценовый), формирующих автономные, преимущественно трансгрессивно-регрессивные седиментационные циклы.

Среднеэоценовый этап (47,8–38,8 млн лет) начался с резкого углубления грабенов ранней стадии рифтогенеза, сопровождаемого морской трансгрессией с формированием толщ: псефитовых краснопольевской (юг о-ва Сахалин, Татарский трог), снатольской (запад п-ова Камчатка) и кремнисто-глинистых в Шелиховском и Тинровском трогов. К этому времени относится:

Рис. 7. Карта структурных элементов Западно-Камчатской и Шелиховской кайнозойских рифтогенных систем акватории Охотского моря (по данным ОАО «Дальморнефтегеофизика») и для Западной Камчатки (по [7])

Fig. 7. Map of structural elements of the West Kamchatksy and Shelikhovsky Cenozoic rift-related systems for the waters of the Sea of Okhotsk (according to Dal'morneftegeofizika data) and for the Western Kamchatka (according to [7])





FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Усл. обозначения к рис. 7

Legend for Fig. 7

1 — районы развития осадочной толщи мощностью > 7 км; **поднятия (2, 3): 2** — межрифтовые (а — в море, b — на суше), **3** — инверсионные; **геологические образования на суше Западной Камчатки (4–8): 4** — домезозойские, **5** — меловые, **6** — неогеновые (а — в море, b — на суше), **7** — преимущественно палеогеновые Камчатско-Тигильского поднятия, **8** — кайнозойские вулканогенные; **разрывные нарушения (9–11): 9** — региональные (1 — Шелиховский, 2 — Крутогоровский, 3 — Ичинский, 4 — Омгоно-Паланский, 5 — Утхолокский), **10** — взбросы, **11** — сдвиги; **12** — крупные прогибы — рифтогенные системы (1 — Шелиховский, 2 — Шелиховско-Ичинский, 3 — Колпаковский).

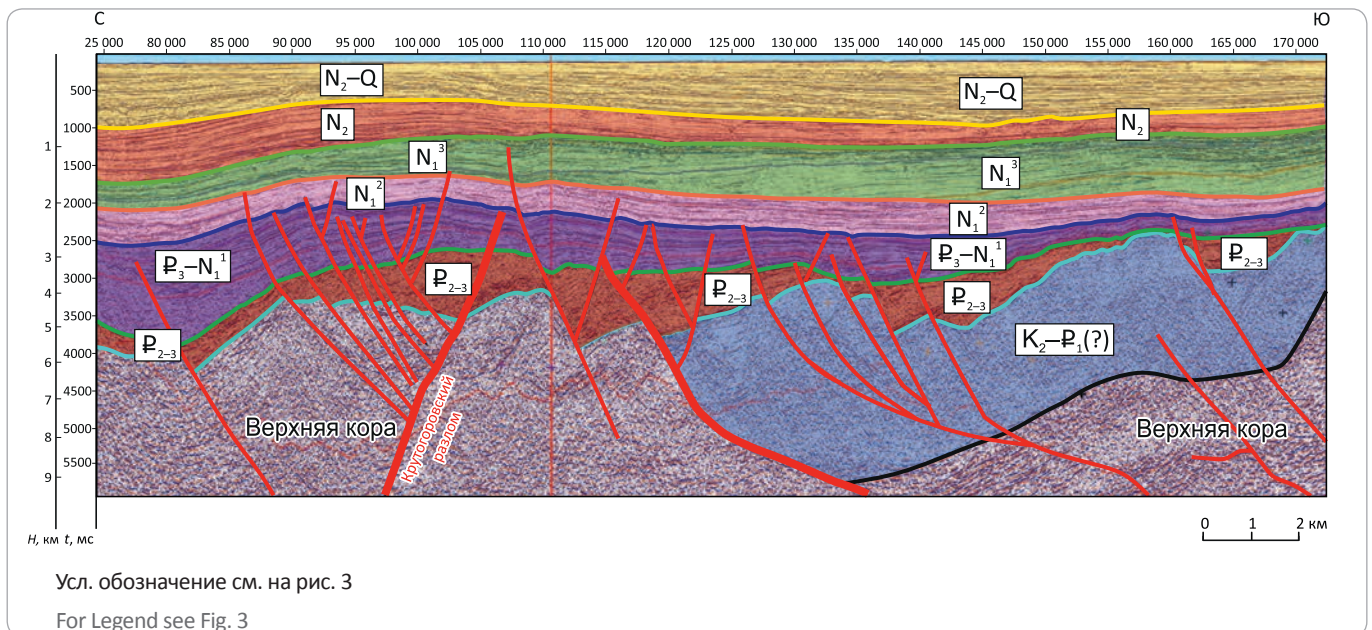
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — regions with sediments depth > 7 km; **highs (2, 3): 2** — inter-rift (a — in the sea, b — onshore), **3** — inverted; **geological features onshore of Western Kamchatka (4–8): 4** — pre-Mesozoic, **5** — Cretaceous, **6** — Neogene (a — in the sea, b — onshore), **7** — mainly Paleogene within the Kamchatko-Tigil'sky High, **8** — igneous Cenozoic; **faults (9–11): 9** — regional (1 — Shelikhovsky, 2 — Krutogorovsky, 3 — Ichinsky, 4 — Omgono-Palansky, 5 — Utkholoksky), **10** — reverse faults, **11** — strike-slip faults; **12** — large troughs — rift-related systems (1 — Shelikhovsky, 2 — Shelikhovsko-Ichinsky, 3 — Kolpakovsky).

For other Legend items see Fig. 1

Рис. 8. Субмеридиональный временной сейсмогеологический разрез Колпаковского прогиба Западно-Камчатского бассейна по профилю 23М (частичная интерпретация Fugro Jason, дополнение — В.В. Харахинов)

Fig. 8. Roughly NS trending geoseismic time section across the Kolpakovsky Trough of the West Kamchatky Basin, Line 23M (interpreted in Fugro Jason, with additions made by V.V. Kharakhinov)



– раскрытие Татарского трога, субсинхронное с началом раскрытия Японского моря и дрейфом Японии на юго-восток (45–17 млн лет) [23];

– трансензионное формирование пулл-апартовых грабенов, выполненных псефитами арманьского комплекса, в области действия субширотной Северо-Охотской литосферной шовной зоны [8].

На южной границе шовной зоны трансензионные деформации выразились в Шелиховском трого в виде глубоких односторонних пулл-апартов шириной 12–15 км и толщиной осадков 3–6 км. Этап завершился кратковременной структурной перестройкой, наиболее ярко маркируемой на западе п-ова Камчатка глубоким размывом верхнеснатовских отложений и прекращением трещинных излияний андезитов и базальтов кинкильской свиты ((46±1,6)–(37±0,6) млн лет).

Средне-позднеэоценовый этап (38,8–33,7 млн лет) начался с резкого повышения уровня моря с максимальным затоплением (38,8 млн лет), углублением и расширением грабенового пространства. На западе о-ва Сахалин повсеместное распространение получила подошвенная пачка такарадайских черных аргиллитов мощностью до 150 м [24] с дальнейшим заполнением грабенов песчано-алевритистыми толщами. В Татарском трого, судя по данным скв. Виндисская-1, уровень затопления был меньше и преобладали песчано-глинистые породы с включениями в подошве вулканогенного материала. На западе п-ова Камчатка глубоководные грабены выполнены мощными толщами глин ковачинской свиты. В Северо-Охотской зоне в пулл-апартовых грабенах продолжается их углубление и расширение с преимущественным накоплением псефитовых нижнесевероохотских толщ и глубоководных кремнистых глин

Рис. 9. Фрагмент сейсмогеологического разреза по геотраверсу ОМ-1 на прогибе Лебедя

Fig. 9. Fragment of geoseismic section along the OM-1 geotraverse, the Lebed' Trough

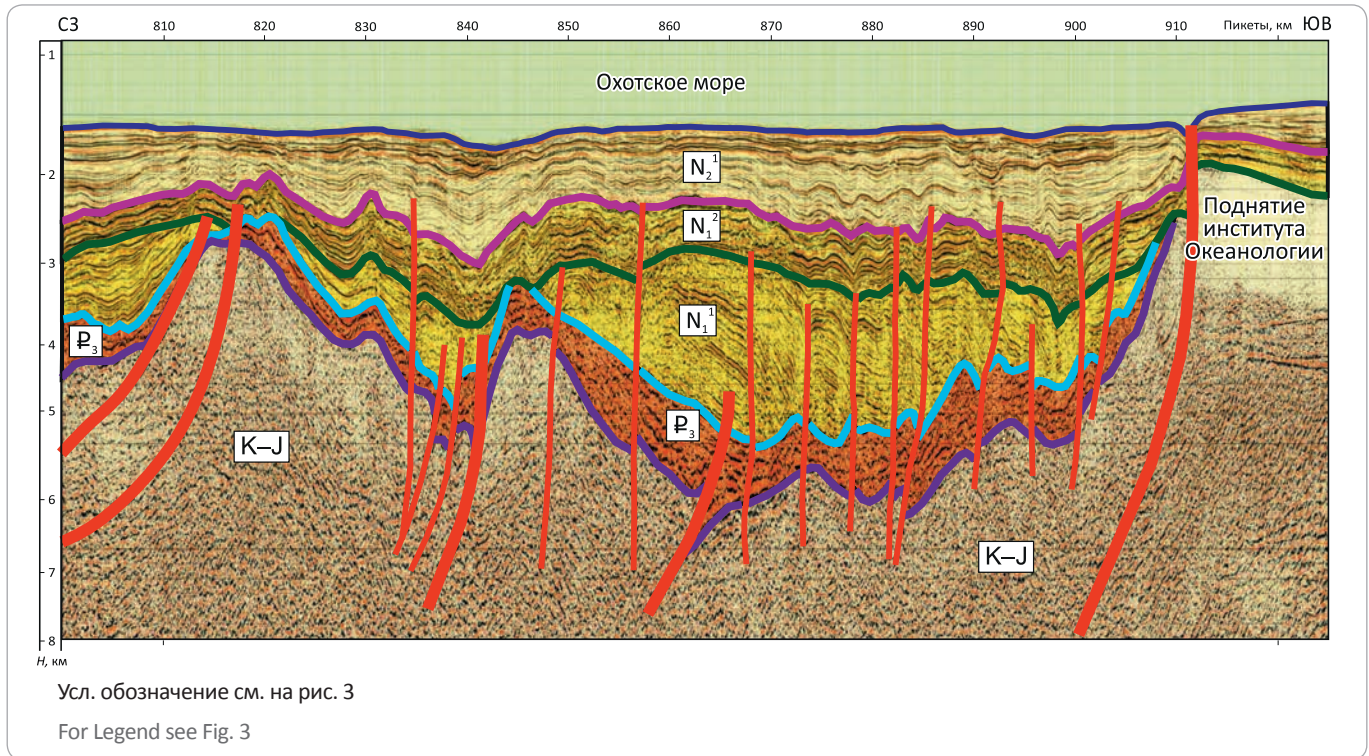
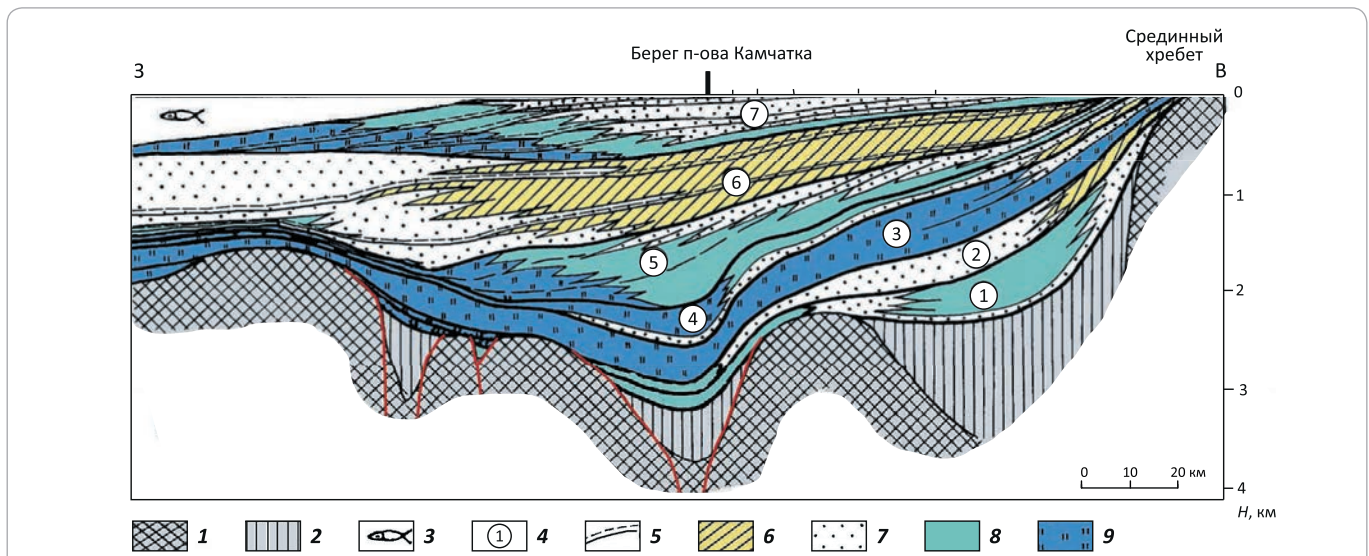


Рис. 10. Принципиальная схема строения кайнозойских отложений Западно-Камчатского бассейна¹

Fig. 10. Schematics of the Cenozoic series structure within the West Kamchatky Basin¹



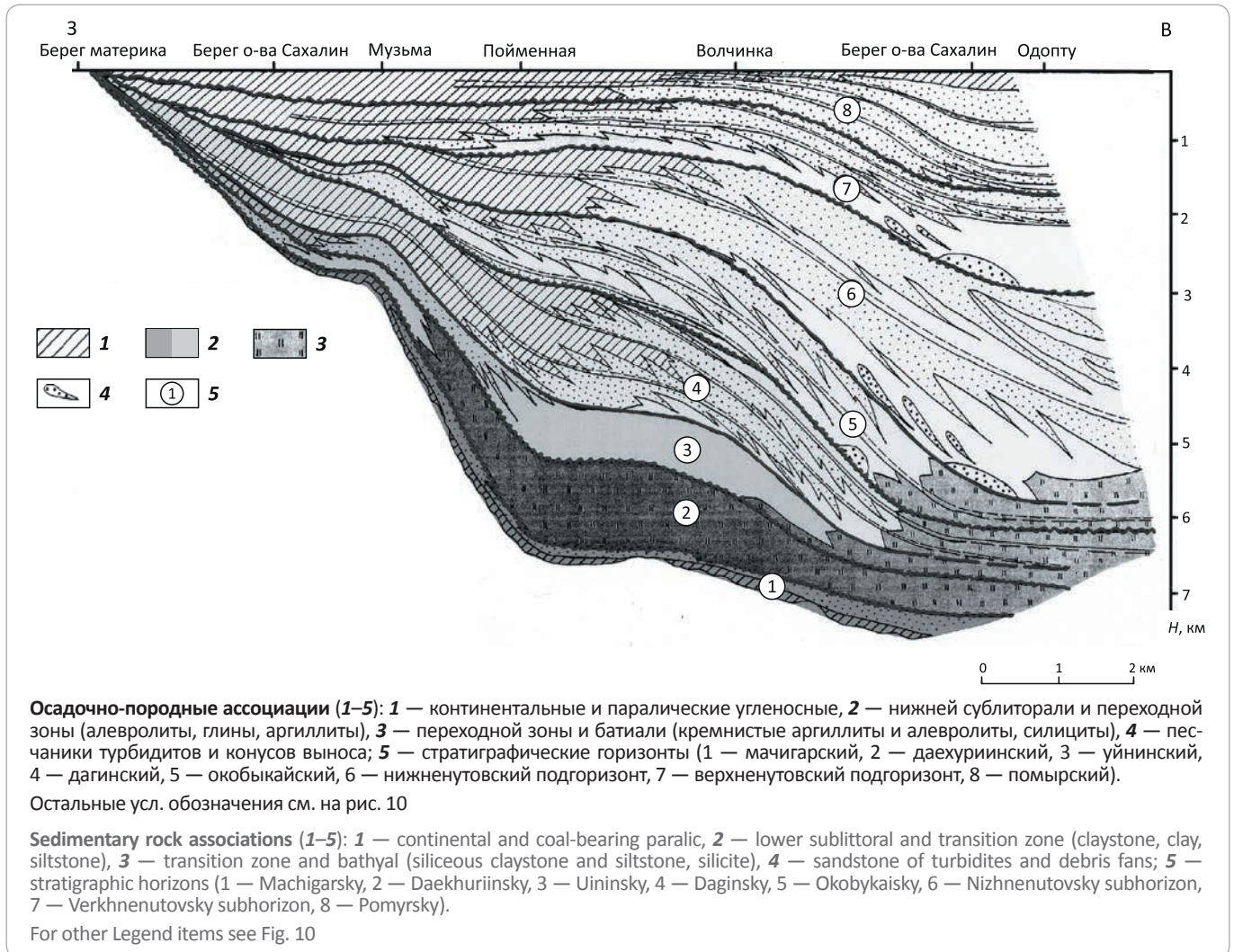
1 — докайнозойские образования; 2 — палеоцен-эоценовые отложения; 3 — современный водный слой; 4 — стратиграфия (1 — аманинско-гакхинский горизонт (P_3^1), 2 — утхолокская свита (P_3^2), 3 — вивентекская и кулувенская свиты ($P_3^2-N_1^1$), 4 — ильинский и какертский горизонты (N_1^2), 5 — этолонский горизонт (N_1^3), 6 — эрмановский горизонт (N_1^3), 7 — энемтенский и тинровский горизонты (N_2-P)); 5 — границы секвенсов; осадочно-породные (ландшафтные) ассоциации (6–9): 6 — континентальные и паралические угленосные, 7 — верхней сублиторали (пески, песчаники, алевролиты, глины, аргиллиты), 8 — нижней сублиторали и переходной зоны (алевролиты, глины, аргиллиты), 9 — переходной зоны и батииали (кремнистые алевролиты и аргиллиты, силициты)

1 — pre-Cenozoic features; 2 — Paleocene-Eocene deposits; 3 — modern water column; 4 — stratigraphy (1 — Amaninsky-Gakhhinsky Horizon (P_3^1), 2 — Utkholoksky Fm (P_3^2), 3 — Viventeksky and Kuluvenky formations ($P_3^2-N_1^1$), 4 — Il'insky and Kakertsky horizons (N_1^2), 5 — Etolonsky Horizon (N_1^3), 6 — Ermanovsky Horizon (N_1^3), 7 — Enemtensky and Tinrovsky horizons (N_2-Q)); 5 — boundaries of sequences; sedimentary (landscape) associations (6–9): 6 — continental and coal-bearing paralic, 7 — upper sublittoral (sand, sandstone, siltstone, clay, claystone), 8 — lower sublittoral and transition zone (claystone, clay, siltstone), 9 — transition zone and bathyal (siliceous siltstone and claystone, silicite)



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 11. Схема строения кайнозойских отложений Северо-Сахалинского бассейна (по Маргулису Л.С., 2004 с дополнениями)

Fig. 11. Structural scheme of Cenozoic deposits of the North Sakhalinsky Basin (according to Margulis L.S., 2004, complemented)


в Шелиховском трого. Транстенсионные деформации в зонах литосферных разломов привели к:

- раскрытию Центрально-Сахалинского сдвига в виде трещинных излияний базальтов и внедрения долеритовых даек (40–27 млн лет) [25];

- формированию крупных Пограничного и Лунского грабенов в зоне Хоккайдо-Сахалинского разлома, выполненных толщей люкаминских чередующихся песчаников, алевролитов и аргиллитов с примесью болотно-озерных фаций;

- раскрытию в зоне Кашеваровского разлома, которое стало началом заложения грабенов в восточной половине Дерюгинской котловины.

К началу позднего эоцена относятся раскрытие западной части Южно-Охотской (Курильской) котловины в зоне Академического литосферного разлома и связанный с этим событием начавшийся дрейф Курильского геоблока в сторону океана по модели «раскрывающейся двери» Э. Шелларта [26]. Созданная в

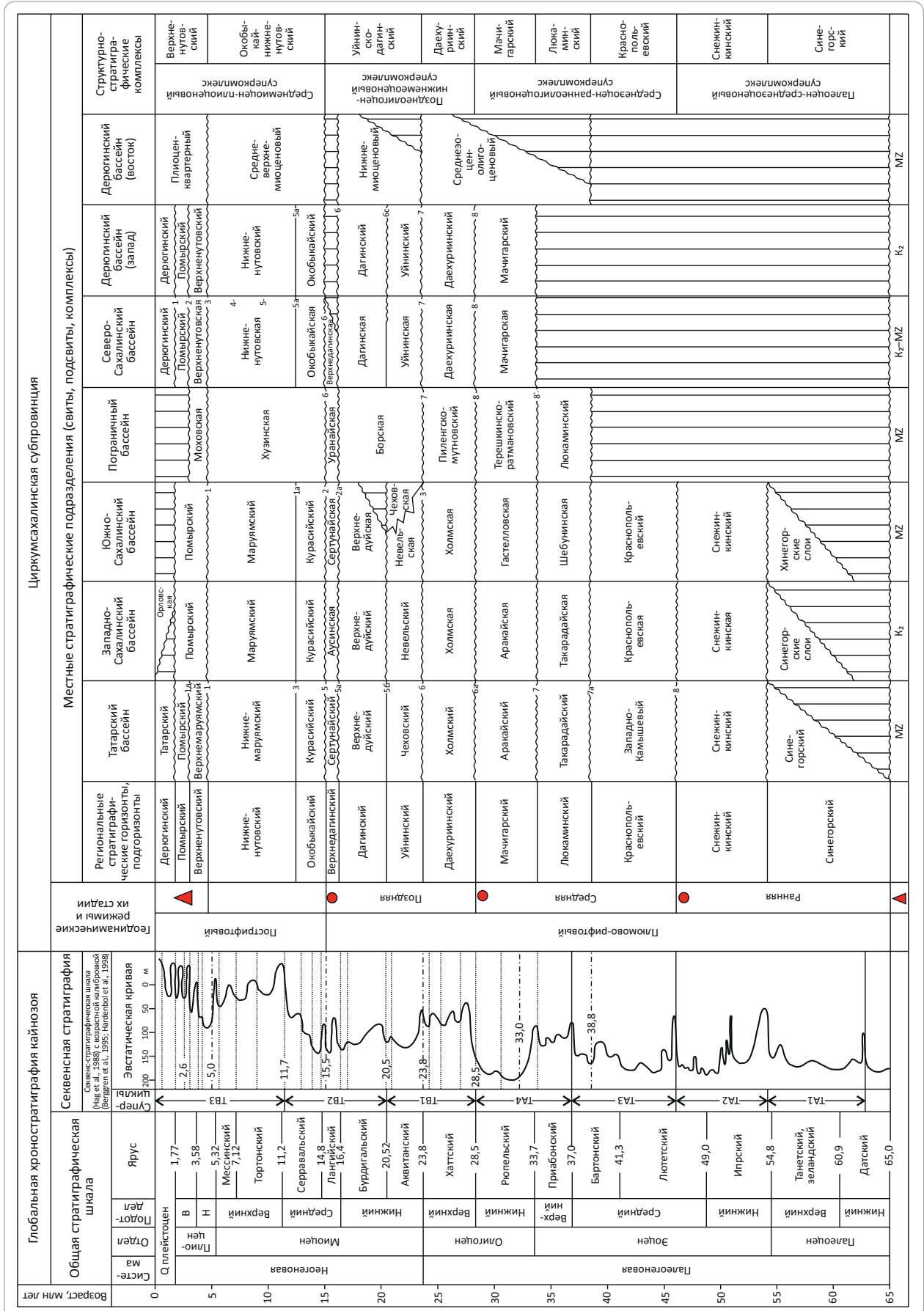
результате дрейфа клиновидная форма котловины заканчивает свое формирование к концу олигоцена – началу раннего миоцена, когда начала функционировать Курильско-Камчатская вулканическая дуга [8]. Этап завершился незначительной по масштабам кратковременной структурной перестройкой, не приведшей к появлению значительных угловых несогласий и стратиграфических перерывов на границе с вышележащими комплексами.

Раннеолигоценовый этап (33,7–28,5 млн лет) характеризуется расширением ареала действия Охотоморского плюма (суперплюма?) на весь регион. Интенсивные, преимущественные трансензионные процессы растяжения литосферы этого периода маркируются следующими событиями:

- на юго-западе о-ва Сахалин вулканическая дуга протяженностью 1200 км (острова Сахалин, Хоккайдо) сформировала аракайский комплекс известково-щелочных вулканитов;

Рис. 12. Стратиграфическая архитектура кайнозойского осадочного мегакомплекса Охотоморского региона (составил Харахинов В.В., 2019; основа: Сальников Б.А., Харахинов В.В., Шамнян С.Х., 1996 [20]; дополнения и исправления по материалам геолого-разведочных работ 2000–2018 гг.)

Fig. 12. Stratigraphic architecture of the Cenozoic sedimentary megasequence of the Sea of Pkhotsk Region (created by Kharakhinov V.V., 2019; base: Sal'nikov B.A., Kharakhinov V.V., Shaiyany S.Kh., 1996 [20]; additions and corrections are based on exploration results of the years 2000–2018)



– на западе п-ова Камчатка произошла смена терригенных толщ на вулканогенно-осадочный аминско-гакхинский комплекс;

– значительное расширение и углубление всего рифтогенного пространства региона с вовлечением в него новых субрегионов (Северо-Сахалинский, Дерюгинский, Пограничный, Центрально-Охотский, Гольгинский, Срединно-Курильский) с преимущественным формированием односторонних грабенов растяжения — основы позднеолигоцен-неогеновых бассейнов.

Этап завершается средней, наиболее активной стадией плюмово-рифтогенных процессов в регионе значительной структурной перестройкой (фазой тектогенеза), приведшей к смене режима интенсивного разрушения литосферы на режим конструирования крупных осадочных объемов позднеолигоцен-неогеновых бассейнов и их минерации.

Поздняя стадия рифтогенеза (28,5–15,5 млн лет) охватывает период смены динамики (снижение интенсивности рифтогенных деформаций) и структуры геодинамических преобразований. Благодаря значительному выносу в конце средней стадии плюмового материала и созданию в связи с этим обширного дефицита геологического пространства, завершилось формирование Праохотского водоема стока, в пределах которого был накоплен единый для региона (за исключением Срединно-Охотоморского (Центрально-Охотоморского) поднятия) верхнеолигоцен-нижнемиоценовый осадочный покров, образованный мощными (в Циркумсахалинском палеотафрогене — до 4200 м, в Северо-Охотоморском — до 2500 м) трансгрессивно-регрессивными толщами, сформированными за три седиментационных цикла (этапа).

Позднеолигоценный этап (28,5–23,8 млн лет) начинается с резкого углубления морского дна; деструктивный процесс вызвал обрушение огромных пространств, формируя системы трансензионных односторонних грабенов, выполненных крупными объемами отложений в пределах:

– Циркумсахалинского палеотафрогена глубоководных глинистых осадков, насыщенных кремнистым материалом толщиной до 1200 м;

– Северо-Охотоморского палеотафрогена преимущественно песчано-глинистых комплексов толщиной до 800–1000 м.

В Шелиховском трого большой объем обломочно-го материала перемещался крупной речной артерией по направлению Палеопенжина – Тинровская котловина [7]. Погружение обширного пространства региона было настолько значительным, что период глобального позднеолигоценного низкого стояния океана практически не проявился в Охотоморье [18, 19].

Этап завершился кратковременной структурной перестройкой. За счет трансгрессивных процессов

этого периода была создана сеть мало контрастных инверсионных горст-антиклиналей; более интенсивные деформации характерны для Суперсахалинской шовной зоны, где начался рост Восточно-Сахалинского, Шмидтовского и Сусунайского поднятий, определивших контуры нижнемиоценовых седиментационных бассейнов о-ва Сахалин. Глубина размыва отдельных блоков зоны достигла значительных амплитуд; по материалам поискового бурения нижнемиоценовые отложения на некоторых площадях перекрывают эоценовые породы.

Раннемиоценовый этап (23,8–16,9 млн лет) начался с резкого углубления морского дна в условиях интенсивного растяжения литосферы синхронно с глобальным максимальным затоплением морских акваторий. В это время в регионе приобретают окончательный контур крупнейшие депрессии Циркумсахалинской и Североохотской субпровинций с депоцентрами в Дерюгинской и Тинровской глубоководных котловинах. Латеральное заполнение этих депрессий осадками привело к возникновению основных нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных толщ региона. В начальный период (23,8–20,5 млн лет) этапа на глубинах 1–2 км шло осажение тонкоритмичных глинисто-кремнистых формаций толщиной 0,1–1,3 км; в краевых частях депрессий — песчано-глинистые объемы (до 800 м) уйнинской и невелинской свит на о-ве Сахалин, нижнеодянского комплекса (до 2000 м) — в Северном Приохотье и глинисто-кремнистой толщи (до 500 м) вивинтекской свиты — на западе п-ова Камчатка. В зоне Центрально-Сахалинского разлома развита вулканогенная чеховская свита толщиной до 800 м. В Курильском палеотафрогене продолжалось осажение Южно-Охотской котловины с накоплением осадочной толщи мощностью 1700 м. Завершающий период этапа (20,5–16,4 млн лет) характеризуется проградационным заполнением грабенов региона преимущественно песчаными и песчано-алевритовыми осадками (от 500 до 2500 м), в том числе дагинской (на о-ве Сахалин) и кулувенской (на п-ове Камчатка) свит.

В начале среднего миоцена (16,5–15,5 млн лет) после значительной регрессии в конце раннего миоцена началась кратковременная трансгрессия, в результате которой накопились прибрежно-морские осадки (ильинские, верхнедагинские, сертунайские, уранайские). Трансгрессии предшествовала кратковременная структурная перестройка, проявившаяся в виде мало контрастных инверсионных структур — показателей декстрального тектогенеза в зонах крупных разломов. Конец этапа (16,5–15,5 млн лет) знаменуется импульсом плюмовой активности (фазой тектогенеза), завершающей рифтогенный суперцикл геодинамической истории кайнозоя региона. Наиболее яркие события этого процесса:

– образование инверсионных поднятий в зонах действия литосферных разломов, в том числе наи-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

более крупных: Западно- и Восточно-Сахалинских, Шмидтовского, Сусунайского, Крутогоровского, Утхолокского;

- главная фаза раскрытия Японского и Татарского трогов (17–15 млн лет) [23], возможно соответствующая и образованная вследствие вращения блоков Японии в это время [27];

- перестройка биоценозов (ильинские ассоциации) и максимум климатического субтропического оптимума [9];

- плюмовый «выброс», фиксируемый геохимическими особенностями базальтоидов Курильской и Японской котловин [28].

Пострифтовый период (15,5–0 млн лет) геодинамического развития региона характеризуется сменой процессов плюмовой дегазации с преимущественно разрушительных на конструктивные; плюмовые (углеводородные, водородные) потоки, канализуемые эндодренажными рифтогенными структурами, создают УВ-потенциал Охотоморской провинции. Пострифтовая история делится на два этапа: средне-позднемиоценовый и плиоцен-плейстоценовый.

Средне-позднемиоценовый этап (15,5–5 млн лет) начался с максимального затопления морских акваторий, синхронного с глобальным повышением уровня океана и сопровождаемого крупнейшей трансгрессией и образованием мощной (200–2000 м) глинистой (окобыкайская свита и ее аналоги) толщи, служащей региональным флюидоупором (см. рис. 12). В начальные стадии этапа происходило конседиментационное грабенообразование глубиной от 50 до 1500 м в пределах крупных разломов. В позднемиоценовый подэтап (11,7–5 млн лет) во время резкого снижения уровня океана заметно увеличился вынос обломочного материала с активным формированием крупных (Палеоамурская, Палеопенжинская) и мелких дельтовых систем. Дельтовые осадки перекрывают глубоководный среднемиоценовый покров мощными (до 3,5 км на о-ве Сахалин, западе п-ова Камчатка, Шелиховском трог) терригенными нижнунутовским, маруямским и кавранским комплексами, образуя главнейшие резервуарные толщи Охотоморской провинции. На Северо-Охотском побережье в условиях высокой разуплотненности среды в это время осаждались преимущественно глинисто-кремнистые отложения магаданского комплекса. Этап завершился кратковременной структурной перестройкой, наиболее интенсивно проявленной в зонах литосферных разломов с созданием инверсионных складчато-сдвиговых форм различной интенсивности [3].

Плиоцен-плейстоценовый этап (5–0 млн лет) характеризуется интенсификацией плюмовой дегазации недр, вызвавшей активизацию тектонических процессов. Этап начался с максимального затопления морских акваторий, синхронного с раннеплиоцено-

вым повышением уровня океана (5–3,58 млн лет), и накопления сравнительно глубоководной трансгрессивной толщи верхнунутовских (до 1500 м), энемтенских (до 1000 м) и нижнеалевиновых (до 400 м) преимущественно глинистых образований (см. рис. 12). В позднеплиоценовое (3,58–1,77 млн лет) и плейстоценовое (1,77–0 млн лет) время образуется регрессивная толща мощностью до 1000–1500 м, плащом перекрывающая глубоководные плиоценовые комплексы. В позднем плиоцене активизация тектонических процессов вызвала:

- создание инверсионных антиклиналей и горст-антиклиналей — потенциальных ловушек нефти и газа во всех субрегионах;

- усиление транспрессионной активности с формированием контрастных складчато-сдвиговых форм шовных зон о-ва Сахалин, п-ова Камчатка и Северного Приохотья;

- транстенсионную палеотектоническую активность в пределах орогенов о-ва Сахалин, п-ова Камчатка и Курильских островов с обрушениями их сводов в виде Тымь-Поронайского, Сусунайского, Диановского, Центрально-Камчатского и Курильско-го плиоцен-плейстоценовых грабенов.

В этот период формируются (см. рис. 3):

- мощная (до 3 км) плиоцен-плейстоценовая клиноформная толща на восточном фланге Северо-Сахалинского бассейна;

- на границе Сахалинского и Дерюгинского коромантийных блоков в область их сдвигового взаимодействия транстенсионная «разрушенная» разуплотненная кайнозойская зона шириной 7–10 км, протяженностью 220 км вдоль восточного побережья о-ва Сахалин, ранее выделенная А.В. Журавлевым [29] в качестве флюидонасыщенной.

Выводы

Мультидисциплинарный подход с применением секвенсного анализа к трехмерному расчленению кайнозойского разреза Охотоморского региона с выделением осадочных циклов, формирующих автономные структурно-вещественные ассоциации, позволил обосновать их взаимосвязь с глобальными и региональными тектоническими и эвстатическими событиями, в свою очередь зависящими от глобальных пульсаций Земли в виде циклов плюмовой дегазации недр. Ранняя и средняя стадии плюмово-рифтогенного режима в палеоцен-раннеолигоценовый период геодинамического развития региона в результате активного разрушения литосферы создали рифтогенную горст-грабеновую инфраструктуру палеотафрогенов — основу кайнозойских осадочных (нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных) бассейнов. В это время сформировались преимущественно эоцен-нижнеолигоценовые толщи, главным образом терригенных образований, мощ-

ностью от 2 до 6 км в отдельных грабенах. Основной объем (до 6–9 км) кайнозойского осадочного чехла накоплен в позднюю стадию плюмово-рифтогенного режима и пострифтовое время и представляет собой позднеолигоцен-четвертичный субплитный покров, перекрывающий палеогеновые горст-грабеновые сооружения. Формирование трансгрессивно-регрессивных циклов этого периода, трансформированных в последующем в структурно-стратиграфические (нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные) комплексы, начиналось с накопления в резервуарах толщиной 1–2 км отложений глубоководных глинистых формаций — региональных флюидоупоров. Последующее выполнение депрессий при продолжающемся оседании дна бассейнов регрессивными толщами создало основные резервуарные комплексы

региона. Эндодренажные структуры, созданные рифтогенными процессами, активизировались на границах циклов. При этом потоки глубинных материалов и энергии, формирующие дефекты геологического пространства — накопители для будущих седиментационных циклов, одновременно трансформировали ранее созданные циклиты, в результате синергетического воздействия на них в ходе кратковременных структурных перестроек, в автономные структурно-стратиграфические объекты.

В результате проведенных региональных геодинамических построений предлагается основа для детализации геодинамических условий нефтегазоносности нефтегазогеологических объектов региона от субпровинций, бассейнов до нефтегазоносных зон.

Литература

1. *Харахинов В.В.* Геодинамические условия нефтегазоносности Охотоморского региона // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 25–39. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-25-39.
2. *Харахинов В.В.* Нефтегазовая геодинамика. – М.: Научный мир, 2019. – 124 с.
3. *Харахинов В.В.* Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с.
4. *Никифоров В.М., Шкабарня Г.Н., Жуковин А.Ю., Каплун В.Б., Пальщик Н.А., Варенцов И.М., До Х.К., Фунг В.Ф., Холнг В.В., Старжинский С.С.* Системы вертикальных нарушений геоэлектрического разреза тектоносферы в нефтегазоносных областях Сахалина (Россия) и Тонкинском залива (Вьетнам) по данным МТЗ // Тихоокеанская геология. – 2016. – Т. 35. – № 6. – С. 3–15.
5. *Маракушев А.А., Маракушев С.А.* Водородное дыхание Земли — его происхождение, геологические и биологические следствия // Альтернативная энергетика и биология. – 2008. – Т. 57. – № 1. – С. 156–174.
6. *Милановский Е.Е.* О корреляции фаз учащения инверсий геомагнитного поля, понижений уровня Мирового океана и фаз усиления деформаций сжатия земной коры в мезозое и кайнозое // Геотектоника. – 1996. – № 1. – С. 3–11.
7. *Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Маргулис Л.С., Андиева Т.П., Соболев В.С., Гома Л.М., Фрегатова Н.А., Воронков Ю.С., Пылина Л.М., Бражаев В.И., Жукова Л.И.* Разведочный потенциал Западной Камчатки и сопредельного шельфа (нефть и газ). – СПб.: Недра, 2003. – 120 с.
8. *Авдейко Г.П., Арешев Е.Г., Богданов Н.А., Гнибиденко Г.С., Меланхолина Е.Н., Маргулис Л.С., Радченко В.Г., Рождественский В.С., Филатова Н.И., Харахинов В.В., Чехович В.Д., Шпилов Э.В., Попов О.К.* Объяснительная записка к тектонической карте Охотоморского региона масштаба 1 : 2 500 000 / Под ред. Н.А. Богданова, В.Е. Хаина. – М.: ИЛОВМ РАН, 2000. – 193 с.
9. *Гладенков Ю.Б.* Биосферная стратиграфия (проблемы стратиграфии начала XXI века). – М.: ГЕОС, 2004. – 220 с.
10. *Гладенков Ю.Б., Сальников Б.А., Боровцев А.К., Бояринова М.Е., Воеводин Ю.Б., Волобуева В.И., Ковтунович П.Ю., Шанцер А.Е.* Объяснительная записка. Решения рабочих межведомственных региональных стратиграфических совещаний по палеогену и неогену восточных регионов России — Камчатки, Корякского нагорья, Сахалина и Курильских островов. – М.: ГЕОС, 1998. – 146 с.
11. *Гладенков Ю.Б., Гладенков А.Ю., Бордунов С.Н., Чехович В.Д., Александрова Г.Н., Водовозов В.Ю., Гептнер А.Р., Дмитриева Т.В., Покровский Б.Г., Трубихин В.М., Фрегатова Н.А.* Опорный разрез кайнозоя Западно-Камчатской структурно-формационной зоны. – М.: ГЕОС, 2018. – 202 с.
12. *Жаров А.Э., Кириллова Г.Л., Маргулис Л.С., Чуйко Л.С., Куделькин В.В., Варнавский В.Г., Гагаев В.Н.* Геология, геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Татарского пролива. – Владивосток: ДВО РАН, 2004. – 220 с.
13. *Мишаков Г.С., Бабаяева Н.И., Ковальчук В.С.* Условия накопления неогеновых отложений Северного Сахалина // Советская геология. – 1985. – № 7. – С. 56–68.
14. *Синельникова В.И., Витухин Д.И., Харахинов В.В., Мазарович О.А.* Геология Западной Камчатки. Путеводитель. – М.: ГИН РАН, 2003. – 64 с.
15. *Van Wagoner J.C., Mitchum P.N., Campion K.M., Rahmanian V.D.* Silicic clastic sequence stratigraphy in well tops, logs, and outcrops: concert of high-resolution correlation of time and facies. – Tulsa: AAPG, 1990. – 55 p.
16. *Поламентьер Г., Аллен Дж.П.* Секвенная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. – М.: Газпром нефть; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 436 с.
17. *Волож Ю.А., Антипов М.П., Варшавская И.Е., Липатова В.В., Бобылова Е.Е.* Секвентная стратиграфия: понятие, современное состояние и проблемы // Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция. – М.: Научный мир, 2004. – С. 388–400.
18. *Hag V., Hardenboi J., Vail P.* Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea-level change // Sea-level changes: an integrated approach. – Tulsa: SEPM, 1988. – С. 71–108.
19. *Hardenbol J., Thierry J., Farley M., Jacquin T., De Graciansky P.C., Vail P.R.* Mesozoic and Cenozoic sequence chronostratigraphic framework of European Basins // SEPM (society of sedimentary Geology) Special Publication. – 1998. – № 60. – P. 51–77.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

20. Харахинов В.В., Туезов И.К., Бабошина В.А., Терещенков А.А., Сальников Б.А., Шаинян С.Х., Бпанешников В.Д., Маслов Л.А. Структура и динамика литосферы и астеносферы Охотоморского региона. – М.: Национальный геофизический комитет РАН, 1996. – 335 с.
21. Шаинян С.Х., Харахинов В.В. Перерывы и несогласия в разрезе кайнозоя Охотоморья (по сейсмическим данным) // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. – 1991. – Т. 66. – № 6. – С. 51–58.
22. Гладенков Ю.Б. Проявление фаз тектогенеза в кайнозое северо-западного обрамления Пацифики // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2013. – Т. 21. – № 4. – С. 117–123. DOI: 10.7868/S0869592X13040042.
23. Голозубов В.В., Касаткин С.А., Иокояма Н., Таутсуми Ю., Кияокава С., Соколов С.Д., Сорокин А.А. Миоценовые дислокации при формировании Японского моря (на примере о. Цусима) // Геотектоника. – 2017. – № 4. – С. 83–100. DOI: 10.7868/S0016853X1704004X.
24. Маргулис Л.С., Маргулис Е.А. Литология палеогеновых отложений Юго-запада Сахалина // Разведка и охрана недр. – 2010. – № 4. – С. 17–22.
25. Рождественский В.С. Активный рифтинг в Японском и Охотском морях и тектоническая эволюция зоны Центрально-Сахалинского разлома в кайнозое // Тихоокеанская геология. – 2008. – Т. 27. – № 1. – С. 17–28.
26. Schellart W.P., Jessel M.W., Lister G.S. Asymmetric deformation in the backarc region of the Kuril arc, northwest Pacific: New insights from analogue modeling // Tectonics. – 2003. – Т. 22. – № 5. – С. 1–17. DOI: 10.1029/2002TC001473.
27. Otofuji V. Large tectonic movement of the Japan Arc in Late Cenozoic times inferred from paleomagnetism. Review and synthesis // Island Arc. – 1996. – Т. 5. – № 3. – С. 229–249. DOI: 10.1111/j.1440-1738.1996.tb00029.x.
28. Емельянова Т.А., Леликов Е.П. Суперплюм как один из механизмов формирования окраинных морей Западно-Тихоокеанской зоны перехода (на примере Японского и Охотского морей) // Геологическая история, возможные механизмы и проблемы формирования впадин с субокеанической и аномально тонкой корой в провинциях с континентальной литосферой. Материалы 45-го Тектонического совещания. – М.: ГЕОС, 2013. – С. 62–65.
29. Журавлев А.В. Возможности нестандартного анализа сейсмических материалов для поисков полезных ископаемых (на примере Охотско-Курильского региона). – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 44 с.

References

1. Kharakhinov V.V. Geodynamic framework of oil and gas occurrence in the Sea of Okhotsk region. *Geologiya nefi i gaza*. 2018;(2):25–39. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-25-39. In Russ.
2. Kharakhinov V.V. Neftegazovaya geodinamika [Oil and gas geodynamics]. Moscow: Nauchnyi mir; 2019. 124 p. In Russ.
3. Kharakhinov V.V. Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona [Petroleum geology of the Sakhalin Region]. Moscow: Nauchnyi mir; 2010. 276 p. In Russ.
4. Nikiforov V.M., Shkabarnya G.N., Zhukovin A.Y., Kaplun V.B., Palshin N.A., Varentsov I.M., Cuong D.H., Phach P.V., Vuong H.V., Starzhinsky S.S. Vertical fault systems in the tectonosphere geoelectrical section in petroliferous domains of Sakhalin Island (Russia) and Gulf of Tonkin (Vietnam): Evidence from magnetotelluric sounding. *Russian Journal of Pacific Geology = Tikhookeanskaya geologiya*. 2016;10(6):395–407. DOI: 10.1134/S181971401606004X.
5. Marakushev A.A., Marakushev S.A. Vodorodnoe dykhanie Zemli — ego proiskhozhdenie, geologicheskie i biologicheskie sledstviya [Hydrogen breath of the Earth — its origin, geological and biological effects]. *Alternativnaya energetika i biologiya*. 2008;57(1):156–174. In Russ.
6. Milanovskii E.E. O korrelyatsii faz uchashcheniya inversii geomagnitnogo polya, ponizhenii urovnya Mirovogo okeana i faz usileniya deformatsii szhatiya zemnoi kory v mezozoe i kainozoe [Correlation of phases of increase in frequency of geomagnetic field inversion, World Ocean level decrease and phases of increase in Earth crust compression deformations in Mesozoic and Cenozoic]. *Geotektonika = Geotectonics*. 1996;(1):3–11. In Russ.
7. Belonin M.D., Grigorenko Yu.N., Margulis L.S., Andieva T.A., Sobolev V.S., Goma L.M., Fregatova N.A., Voronkov Yu.S., Pylina L.M., Brazhaev V.I., Zhukova L.I. Razvedochnyi potentsial Zapadnoi Kamchatki i sopredel'nogo shel'fa (neft' i gaz) [Exploration potential of West Kamchatka and adjacent shelf (oil and gas)]. St. Petersburg: Nedra; 2003. 120 p. In Russ.
8. Avdeiko G.P., Areshev E.G., Bogdanov N.A., Gnibidenko G.S., Melankholina E.N., Margulis L.S., Radchenko V.G., Rozhdestvenskii V.S., Filatova N.I., Kharakhinov V.V., Chekhovich V.D., Shipilov E.V., Popov O.K. Obyasnitel'naya zapiska k tektonicheskoi karte Okhotomorskogo regiona masshtaba 1 : 2 500 000 [Explanatory note to the Tectonic Map of the Sea of Okhotsk Region, scale 1 : 2 500 000]. Moscow: ILOVM RAN; 2000. 193 p. In Russ.
9. Gladenkov Yu.B. Biosfernaya stratigrafiya (problemy stratigrafii nachala XXI veka) [Biosphere stratigraphy (issues of stratigraphy in early XXI century)]. Moscow: GEOS; 2004. 220 p. In Russ.
10. Gladenkov Yu.B., Sal'nikov B.A., Borovtsev A.K., Boyarinova M.E., Voevodin Yu.B., Volobueva V.I., Kovtunovich P.Yu., Shantser A.E. Ob'yasnitel'naya zapiska. Resheniya rabochikh mezhdvornostvennykh regional'nykh stratigraficheskikh soveshchaniy po paleogenu i neogenu vostochnykh regionov Rossii — Kamchatki, Koryakskogo nagor'ya, Sakhalina i Kuril'skikh ostrovov [Explanatory note. Resolutions of the regional workshops on Paleogene and Neogene stratigraphy in the Russian East — Kamchatka, Koryak Highlands, Sakhalin, and Kuril Islands]. Moscow: GEOS; 1998. 146 p. In Russ.
11. Gladenkov Yu.B., Gladenkov A.Yu., Bordunov S.N., Chekhovich V.D., Aleksandrova G.N., Vodovozov V.Yu., Geptner A.R., Dmitrieva T.V., Pokrovskii B.G., Trubikhin V.M., Fregatova N.A. Oporny razrez kainozoya Zapadno-Kamchatskoi struktarno-formatsionnoi zony [Standard Cenozoic section of the West Kamchatka structural and formational zone]. Moscow: GEOS; 2018. 202 p. In Russ.
12. Zharov A.E., Kirillova G.L., Margulis L.S., Chuiko L.S., Kudel'kin V.V., Varnavskii V.G., Gagaev V.N. Geologiya, geodinamika i perspektivy neftegazonosnosti osadochnykh basseinov Tatarskogo proliva [Geology, geodynamics, and petroleum potential of sedimentary basins in the Gulf of Tartary]. Vladivostok: DVO RAN; 2004. 220 p. In Russ.
13. Mishakov G.S., Babaeva N.I., Koval'chuk V.S. Usloviya nakopleniya neogenovykh otlozhenii Severnogo Sakhalina [Depositional settings of Neogene formations in the Northern Sakhalin]. *Sovetskaya geologiya*. 1985;(7):56–68. In Russ.
14. Sinel'nikova V.I., Vitukhin D.I., Kharakhinov V.V., Mazarovich O.A. Geologiya Zapadnoi Kamchatki. Putevoditel' [Geology of Western Kamchatka. Field guide]. Moscow: GIN RAN; 2003. 64 p. In Russ.

15. Van Wagoner J.C., Mitchum P.N., Campion K.M., Rahmanian V.D. Silicic clastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concert of high-resolution correlation of time and facies. Tulsa: AAPG; 1990. 55 p.
16. Pozament'er G., Allen Dzh.P. Sekvensnaya stratigrafiya terrigenykh otlozhenii. Osnovnye printsipy i primeneniye [Sequence stratigraphy of terrigenous deposits. Basic Principles and application]. Moscow: Gazprom neft'; Izhevsk : Institut komp'yuternykh issledovaniy; 2014. 436 p. In Russ.
17. Volozh Yu.A., Antipov M.P., Varshavskaya I.E., Lipatova V.V., Bobylova E.E. Sekventnaya stratigrafiya: ponyatie, sovremennoe sostoyanie i problem [Sequence stratigraphy: idea, current state, and problems]. In: Osadochnyye basseiny: metodika izucheniya, stroeniye i evolyutsiya. Moscow: Nauchnyi mir; 2004. pp. 388–400. In Russ.
18. Hag B., Hardenbol J., Vail P. Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea-level change. In: Sea-level changes: an integrated approach. Tulsa: SEPM; 1988. pp. 71–108.
19. Hardenbol J., Thierry J., Farley M., Jacquin T., De Graciansky P.C., Vail P.R. Mesozoic and Cenozoic sequence chronostratigraphic framework of European Basins. *SEPM (society of sedimentary Geology) Special Publication*. 1998;(60):51–77.
20. Kharakhinov V.V., Tuezov I.K., Baboshina V.A., Tereshchenkov A.A., Sal'nikov B.A., Shainyan S.Kh., Vpaneshnikov V.D., Maslov L.A. Struktura i dinamika litosfery i astenosfery Okhotomorskogo regiona [Structure and dynamics of lithosphere and asthenosphere of the Sea of Okhotsk region]. Moscow: Natsional'nyi geofizicheskii komitet RAN; 1996. 335 p. In Russ.
21. Shainyan S.Kh., Kharakhinov V.V. Pereryvy i nesoglasiya v razreze kainozoya Okhotomor'ya (po seismicheskim dannym) [Discontinuities and unconformities in Cenozoic section of the Sea of Okhotsk region (according to seismic data)]. *Byulleten' Moskovskogo obshchestva ispytatelei prirody. Otdel geologicheskii*. 1991;66(6):51–58. In Russ.
22. Gladenkov Y.B. Cenozoic orogenic phases in the northwestern framing of the Pacific. *Stratigraphy and Geological Correlation = Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya*. 2013;21(4):117–123. DOI: 10.7868/S0869592X13040042.
23. Golozubov V.V., Kasatkin S.A., Yokoyama K., Tsutsumi Y., Kiyokawa S., Sokolov S.D., Sorokin A.A. Miocene dislocations during the formation of the Sea of Japan basin: Case study of Tsushima Island. *Geotectonics = Geotektonika*. 2017;51(4):412–427. DOI: 10.7868/S0016853X1704004X.
24. Margulis L.S., Margulis E.A. Lithology of paleogene deposits south-west Sakhalin. *Razvedka i okhrana nedr*. 2010;(4):17–22. In Russ.
25. Rozhdestvenskii V.S. Active rifting in the Japan and Okhotsk Seas and the tectonic evolution of the Central Sakhalin Fault zone in the Cenozoic. *Russian Journal of Pacific Geology = Tikhookeanskaya geologiya*. 2008;2(1):15–24.
26. Schellart W.P., Jessel M.W., Lister G.S. Asymmetric deformation in the backarc region of the Kuril arc, northwest Pacific: New insights from analogue modeling. *Tectonics*. 2003;22(5):1–17. DOI: 10.1029/2002TC001473.
27. Otofujii V. Large tectonic movement of the Japan Arc in late Cenozoic times inferred from paleomagnetism: Review and synthesis. *Island Arc*. 1996;5(3):229–249. DOI: 10.1111/j.1440-1738.1996.tb00029.x.
28. Emel'yanova T.A., Lelikov E.P. Superplyum kak odin iz mekhanizmov formirovaniya okrainnykh morei Zapadno-Tikhookeanskoi zony perekhoda (na primere Yaponskogo i Okhotskogo morei) [Superplume as one of the mechanisms for marginal seas formation within the West Pacific transitional zone (by the example of the Sea of Japan and the Sea of Okhotsk)]. In: *Geologicheskaya istoriya, vozmozhnyye mekhanizmy i problemy formirovaniya vpadin s subokeanicheskoi i anomal'no tonkoi koroi v provintsiyakh s kontinental'noi litosferoi. Materialy 45-go Tektonicheskogo soveshchaniya*. Moscow: GEOS; 2013. pp. 62–65. In Russ.
29. Zhuravlev A.V. Vozmozhnosti nestandartnogo analiza seismicheskikh materialov dlya poiskov poleznykh iskopaemykh (na primere Okhotsko-Kuril'skogo regiona) [Exploration activities: capabilities of unconventional analysis of seismic data (by the example of the Okhotsk-Kuril region)]. Moscow: VNIIOENG, 1995. 44 p. In Russ.

Информация об авторе

Харахинов Валерий Владимирович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
эксперт России по недропользованию
e-mail: tatyanaharahinova@yandex.ru

Information about author

Valerii V. Kharakhinov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor,
Russian Subsoil Use Expert
e-mail: tatyanaharahinova@yandex.ru

КАЛЕНДАРЬ 2020

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

iOilGas
conference



ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ
ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ
2017

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**»

01-06 июня
г. Сочи

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

21-26 сентября
г. Анапа

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

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



УДК 553.9 (571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2020-1-101-111

Эндогенный фактор нефтеобразования в Западной Сибири

© 2020 г. | В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, И.В. Касьянов

НАО «СибНАЦ», Тюмень, Россия; Bochkarev34@inbox.ru; reception@sibsac.ru; i.kasjanov@gmail.com

Поступила 23.09.2019 г.

Доработана 30.09.2019 г.

Принята к печати 10.10.2019 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; нефть; тектоногидротермальная активизация; уран; периодичность.*

Аннотация: Западную Сибирь интенсивно изучают с использованием новых методов определения абсолютного возраста пород на SHRIMP-II, а также сейсморазведкой методом общей глубинной точки и глубоким бурением. Новые данные по скважинам с глубинами до 5000–8250 м, в том числе на Гыданском полуострове, позволили уточнить модель строения Западной Сибири и рассмотреть причины преимущественно нефтяной специализации центральных районов геосинеклизы. Установлено, что формирование Западно-Сибирской геосинеклизы сопровождалось тектоногидротермальной активизацией с аномально высоким содержанием урана в цирконах — до 77 000 г/т. Максимальная концентрация проявилась 22 млн лет назад (начало неогена). Область повышенного содержания урана имеет диаметр около 1000 км и совпадает с областью преимущественной нефтеносности. Импульсный характер активизаций коррелируется с этажом нефтеносности. Все это свидетельствует о большой роли эндогенного фактора (тепловые потоки) в образовании нефтяных залежей.

Для цитирования: Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Касьянов И.В. Эндогенный фактор нефтеобразования в Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2020. — № 1 — С. 101–111. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-101-111.

Endogenous factor of oil generation in Western Siberia

© 2020 | V.S. Bochkarev, A.M. Brekhuntsov, I.V. Kasyanov

SibNAC, Tyumen, Russia; Bochkarev34@inbox.ru; reception@sibsac.ru; i.kasjanov@gmail.com

Received 23.09.2019

Revised 30.09.2019

Accepted for publication 10.10.2019

Key words: *Western Siberia; oil; tectonic and hydrothermal activation; uranium; periodicity.*

Abstract: The active studies in the Western Siberia are ongoing, which are based on the new methodologies of absolute age determination using SHRIMP-II instrument, CDP seismics, and deep drilling. New well data from the depths 5000–8250 m, including those from the Gydan Peninsula, allowed updating the structural model of Western Siberia and consider the causes of the predominantly oil specialization of central areas of the geosyncline. It is found that formation of the West Siberian Geosyncline was accompanied by tectonic and hydrothermal activations with abnormally high uranium content in zircon up to 77 000 g/t. 29 of 100 examined wells demonstrated activations in the interval from 200 to 14.2 Ma. Phenomenon of activations has a cyclical pattern. The first cycle covers a time interval from 200 to 60 Ma; the second — from 40 to 14.2 Ma. The first cycle ends with a flash of uranium concentration up to 51,000 g/t, while the second shorter cycle ends with a 77,000 g/t pulse. There was also a general trend of shifting the activation origins from north towards south or south-south-east to the Mezhevsky area. Area of higher uranium concentration has a diameter of about 1000 km and coincides with the area of predominant oil saturation. Intermittence of activations correlates with oil column. All this shows the great role of endogenous factor (heat flows) in the formation of oil pools.

For citation: Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Kasyanov I.V. Endogenous factor of oil generation in Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(1):101–111. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-101-111. In Russ.

Введение

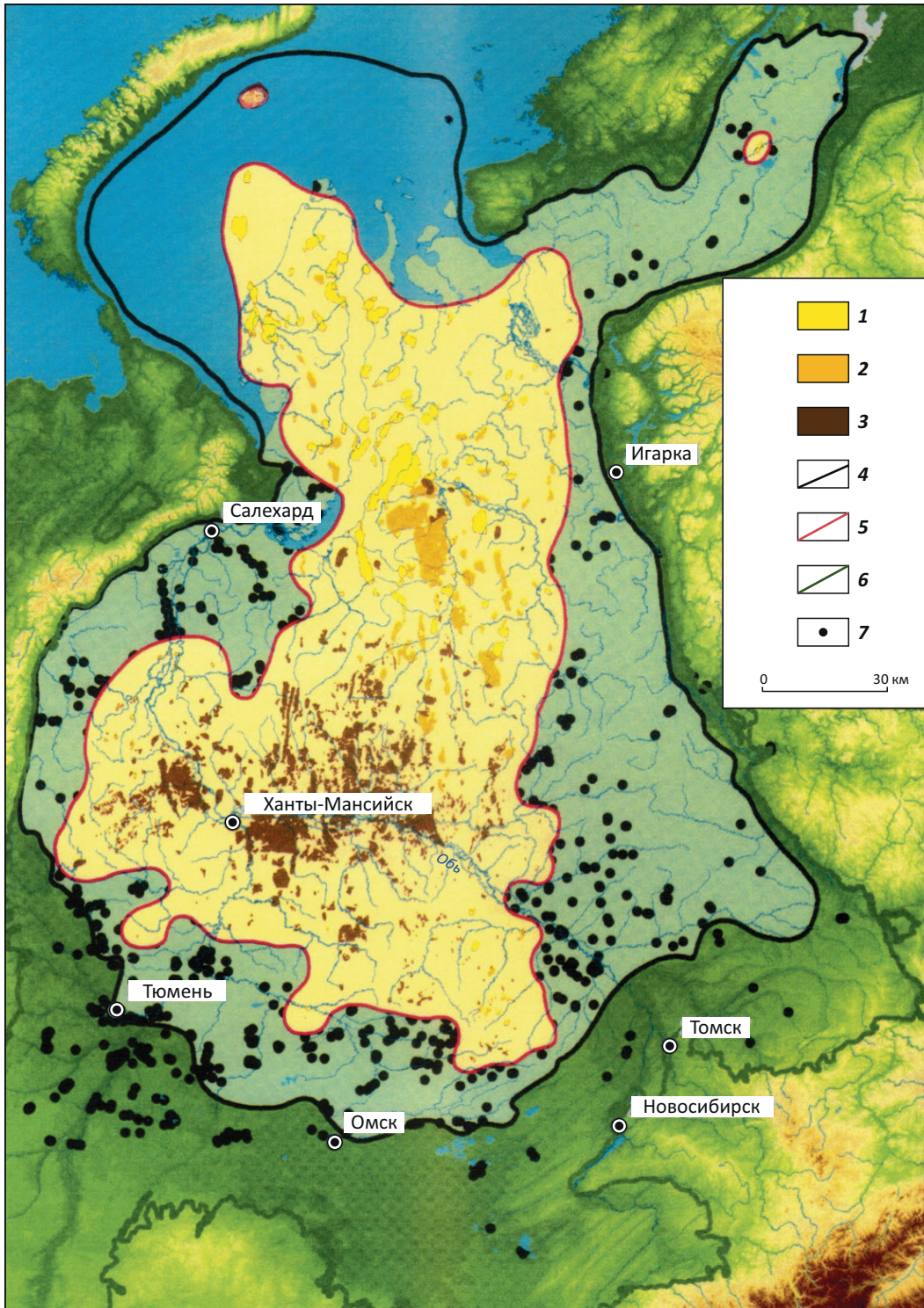
В настоящее время в Западной Сибири открыто более 900 месторождений нефти и газа. Первое нефтяное месторождение — Шаймское было открыто в 1960 г. по комплексу гидрогеологических и структурных признаков [1, 2]. Не вызывает сомнений, что северная половина нефтегазоносной провинции преимущественно газоносная, а южная — существенно нефтеносная (рис. 1). Вопрос о причине такого явления уже рассматривался в работах [3–5].

В XXI в. изучение Западной Сибири характеризуется применением новейших технических средств по определению абсолютного возраста пород U-Pb-системы цирконов на SHRIMP-II, начатое в 2004 г., а

также сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) (рис. 2). Такой подход вселял надежду, что началась новая эра синергии геологии и геофизики. При этом исследовались и наиболее глубокие скважины (табл. 1). Во время интенсивного изучения Западно-Сибирского осадочного бассейна выяснилась еще одна интересная особенность, дающая возможность предполагать высокие пластовые температуры, — приуроченность нефтяных залежей юрского комплекса к более жестким пластовым условиям по сравнению с газовыми (рис. 3) [6]. Позднее были выявлены особые тектоногидротермальные активизации фундамента, происходившие в период от 200 до 14 млн лет (рис. 4).

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Схема установленной нефтегазоносности Западно-Сибирской НПП (НАО «СибНАЦ», 2015)
Fig. 1. Scheme of the confirmed oil and gas occurrence in the West Siberian Petroleum Province (SibNATs, 2015)



Месторождения (1–3): 1 — газовые, 2 — газоконденсатные, 3 — нефтяные; **границы (4–6):** 4 — Западно-Сибирской НПП, 5 — области установленной нефтегазоносности, 6 — Западно-Сибирского НГБ; 7 — скважины, пробуренные за пределами области установленной нефтегазоносности

Fields (1–3): 1 — gas, 2 — gas condensate, 3 — oil; **boundaries (4–6):** 4 — West Siberian Petroleum Province, 5 — areas of confirmed oil and gas occurrence, 6 — West Siberian Petroleum Basin; 7 — wells drilled outside the area of confirmed oil and gas occurrence

Рис. 2. Фрагмент сейсмогеологического разреза по профилю ОГТ 108 (Гыданский полуостров)

Fig. 2. Fragment of geoseismic section along the line ОГТ 108 (Gydan Peninsula)

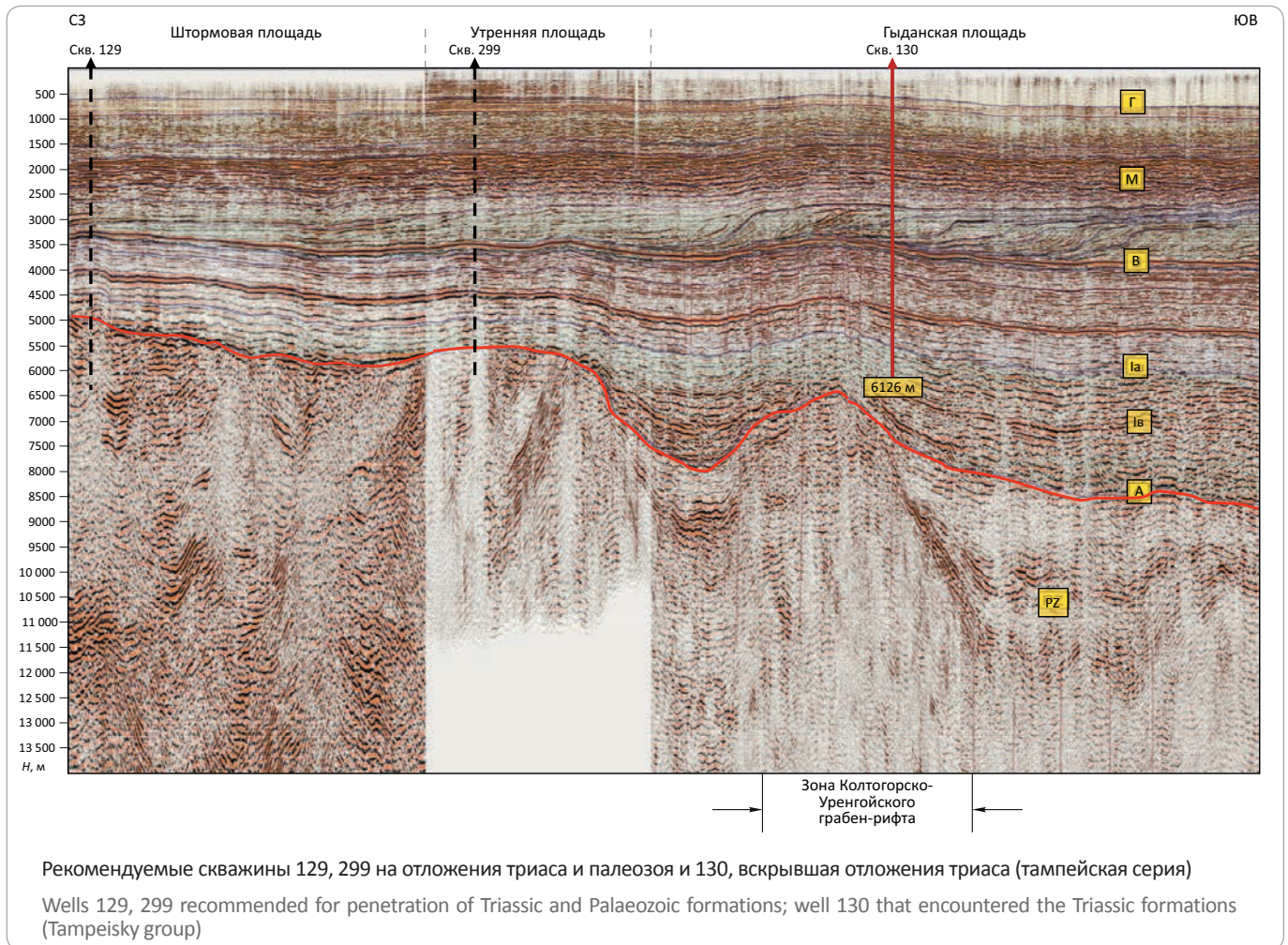


Табл. 1. Скважины Западной Сибири глубиной 5000 м и более

Tab. 1. West Siberian wells having a depth of 5000 m and more

Лист масштаба 1 : 1 000 000	Площадь	Номер скважины	Глубина кровли доюрского фундамента, м	Забой, м	Возраст пород на забое скважин			Вещественный состав
					Остановленных в Т-Ј-чехле	Сверх-глубоких (P ₂ -T ₁ ¹)	Вскрывших доюрский фундамент	
O-45	Вездеходная	4 пар	3106	5005			V-Є	Гранодиориты (на забое)
Q-43	Восточно-Уренгойская	336	5470 (триасовый чехол)	5501	Тампейская серия (T ₂ -T ₃)			Терригенные породы
P-44	Восток	1	2765	5010			Є ₁	Известково-глинистые породы
O-45		3	3393	5002			Є ₁	
O-45		4	2262	5105				Є ₁

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Табл. 1, окончание
Tab. 1, end.

Лист масштаба 1 : 1 000 000	Площадь	Номер скважины	Глубина кровли доюрского фундамента, м	Забой, м	Возраст пород на забое скважин			Вещественный состав
					Остановленных в Т-Ј-чехле	Сверх-глубоких (P ₂ -T ₁ ¹)	Вскрывших доюрский фундамент	
Q-43	Геологическая	14	–	5041	Заводоуковская серия (J ₁)			Терригенные породы
Q-44	Геологическая (Береговая)	35	5380 (триасовый чехол)	5750	Тампейская серия (T ₂ -T ₃)			
R-43	Гыданская	130	5576 (триасовый чехол)	6126				
Q-43	Ево-Яхинская	356	5501 (триасовый чехол)	5780				
Q-43		358	–	5300	Заводоуковская серия (J ₁)			
Q-43	Ен-Яхинская	СГ-7	6922	8250		Красноселькупская серия (P ₂ -T ₁ ¹)		Эффузивы основного состава
Q-43		501	–	5500	Заводоуковская серия (J ₁)			Терригенные породы
Q-43	Надымская	7	4463	5009			PZ ₁	Сланцы метаморфические
Q-43	Самбургская	700	–	5505	Заводоуковская серия (J ₁)			Терригенные породы
Q-44	Тотаяхинская	25	–	5050				
Q-44	Тюменская (Пуровская)	СГ-6	6422	7502		Красноселькупская серия (P ₂ -T ₁ ¹)		Эффузивы основного состава
Q-43	Уренгойская	266	–	5021	Заводоуковская серия (J ₁)			Терригенные породы
Q-43		279	–	5303				
Q-43		282	–	5035				
Q-43		410	5347 (триасовый чехол)	5475	Тампейская серия (T ₂ -T ₃)			
Q-43		411	5420 (триасовый чехол)	5521				
Q-43		414	5288	5500			Седзяхская свита (P ₂)	Эффузивы основного состава
Q-43		673	5330 (триасовый чехол)	5515	Тампейская серия (T ₂ -T ₃)			Терригенные породы
Q-43	Юбилейная	200	5377	5443			D ₂	Известняки
Q-43	Ямсовейская	98	4432	5000			S	
Q-42	Ярудейская	38	4395	5010			D ₃ f; D ₁ e	Радиоляриты, туффиты, известняки, базальты

Рис. 3. Схема зависимости типов УВ в юрских и палеозойских отложениях от пластовых давлений и температур

Fig. 3. HC types in the Jurassic and Palaeozoic formations as a function of formation pressure and temperature

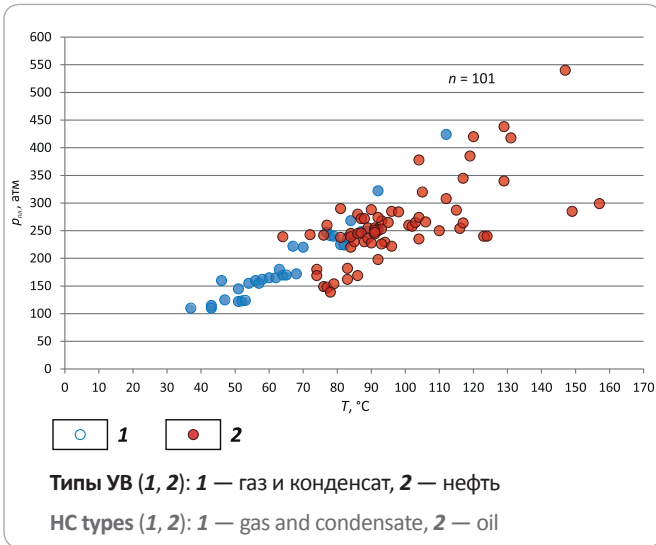
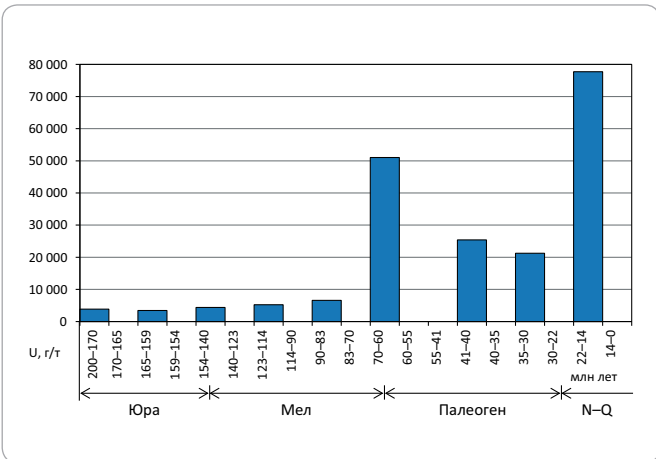


Рис. 4. Распределение максимальных содержаний урана в цирконах по этапам тектоногидротермальной активизации койлогенной стадии развития фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы

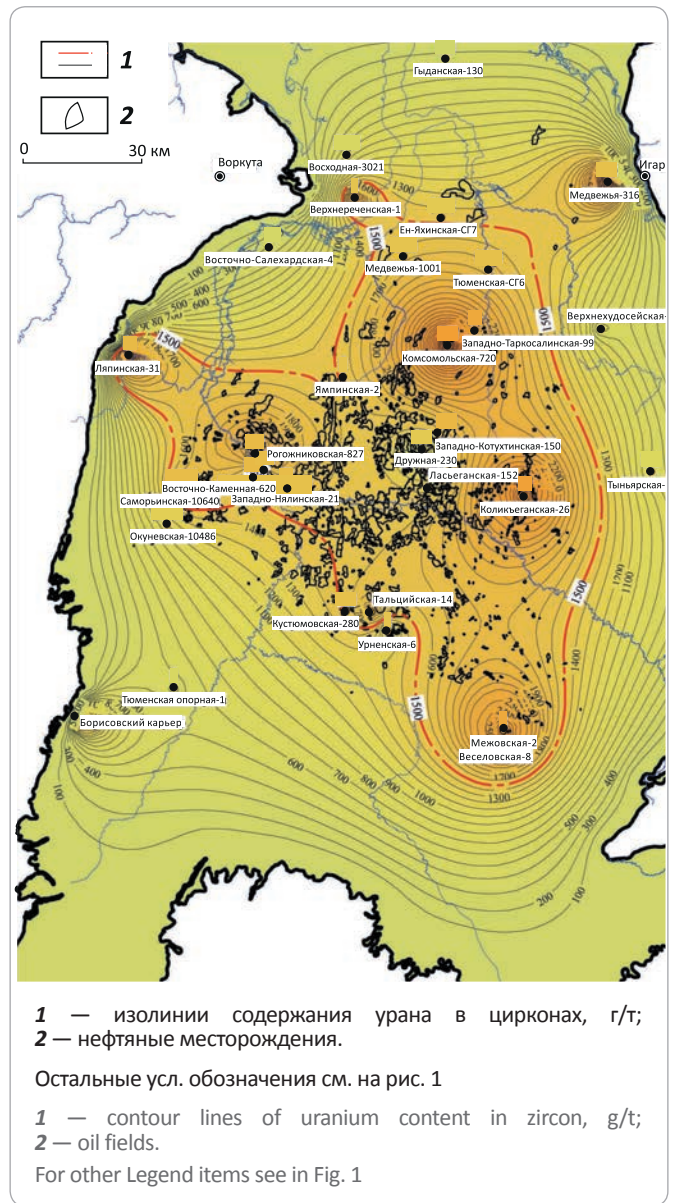
Fig. 4. Distribution of maximum uranium content in zircon in the phases of tectonic and hydrothermal activation of koilogenic stage in the evolution of the West Siberian geosyncline basement



Характерно, что во многих местах тектоногидротермальные активизации сопровождались аномально высоким содержанием урана в цирконах, по которому определялся абсолютный возраст пород U-Pb-системы на SHRIMP-II (рис. 5). Цирконы в гидротермах кристаллизуются при температуре около 600–900 °С. Это значит, что гидротермы поднимаются с глубины около 60 км. Вместе с аномальным содержанием урана в гидротермах встречаются рудные элементы [7], которые возможно действуют на сапропелевое вещество как катализаторы, ускоряя формирование нефти. Во всяком случае аномально высокое содержание урана в цирконах явно носит за-

Рис. 5. Схема максимального содержания урана в цирконах и размещения нефтяных месторождений в Западной Сибири

Fig. 5. Scheme of maximum uranium content in zircon and oil field occurrence in Western Siberia



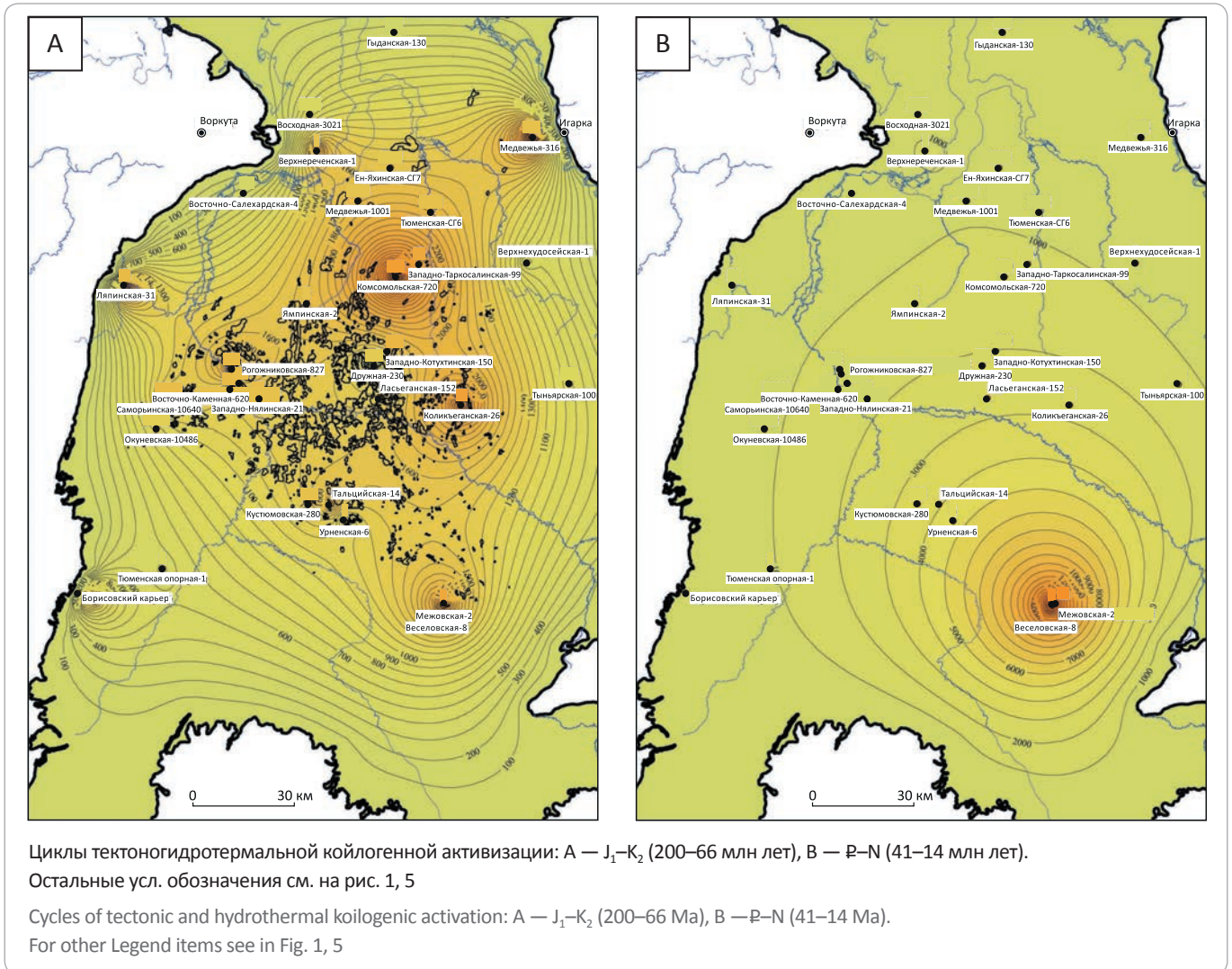
кономерный характер [3]. Область высоких концентраций урана имеет диаметр около 1000 км и совпадает с областью преимущественной нефтеносности (см. рис. 5). Более того, на гистограмме распределения урана наблюдается явная цикличность процесса.

Эта цикличность проявлена только в количественных изменениях урана от эпизода к эпизоду с перерывами от 6 до 40 млн лет. Если же рассматривать характер тектоногидротермальной активизации по числу скважин, в которых зафиксирована активизация, то картина приобретает другой вид. В этом случае в 29 скважинах выявлена тектоногидротермальная активизация в юрский период, в 11 — в



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Содержание урана в цирконах пород Западно-Сибирской геосинеклизы
 Fig. 6. Uranium-based characteristics of zircon in the rocks from the West Siberian geosyncline



меловой и в 4 — палеоген-неогеновый, что отражает последовательное затухание процесса. Более того, этот процесс со временем смещается с севера на юг (рис. 6), исключение составляет Щучьинский нефтегазоносный район (НГР) на п-ове Ямал (скв. Верхнереченская-1).

Таким образом, наблюдаются два противоположных процесса. С одной стороны, активизация затухает, с другой — в самом конце процесса концентрация урана резко повышается до 77 000 г/т. Вероятно, источник активизации приблизился к поверхности фундамента.

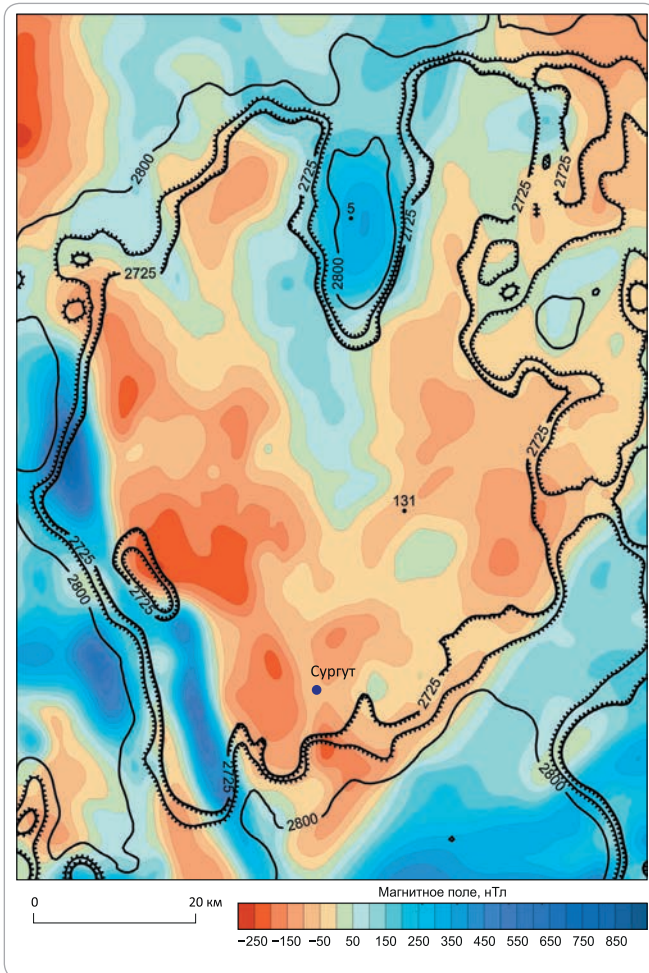
Юрский этап тектоногидротермальной активизации неоднороден. Здесь активизация в наибольшем числе скважин (14 из 29) установлена в ранней юре, т. е. приходится на начало регионального прогибания.

Однако северная часть Западно-Сибирской геосинеклизы начала прогибаться еще в триасовый пе-

риод (см. рис. 2) при заложении Ямало-Тазовской мегасинеклизы. Здесь в сверхглубоких скважинах Тюменская-СГ-6 и Ен-Яхинская-СГ-7 в триасовом чехле выявлены изотопы гелия, отношение которых (около $7 \cdot 10^{-7}$) отвечает мантийному уровню, что может свидетельствовать о наличии мантийного диапира, который разогрел фундамент до степени, приведшей к региональному прогибанию доюрского фундамента.

Следующий пик активизации зафиксирован в 9 скважинах и приходится на позднюю юру, из них в 5 она унаследована от раннего этапа. Добавим, что на Урале выявлено 2–3 скважины, в которых установлена активизация, происходившая около 150 млн лет назад. Отсутствие месторождений нефти вдоль Зауралья в триас-юрских отложениях, возможно, связано с неудачным заложением глубоких скважин в Ляпинском мегапрогибе на Сарманской и Южно-Сарманской площадях. Они бурились под геосолитонную гипотезу Р.М. Бембеля и были оптимизированы для

Рис. 7. Структурная карта Сургутского свода по отражающему горизонту Б с аномалиями магнитного поля
Fig. 7. Depth map of the Surgut Arch over Б Reflector and magnetic field anomalies

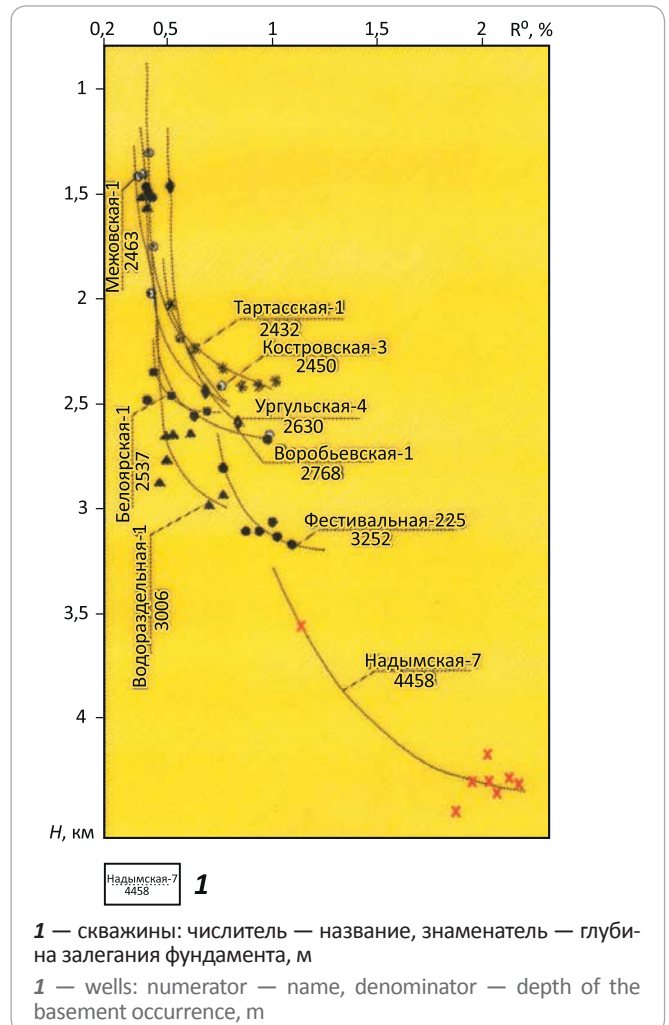


вскрытия купола по меловым отложениям, который на 1–1,5 км не совпадал со сводом поднятия по кровле триасовых отложений.

Меловой этап активизации унаследованного типа зафиксирован вспышкой в 7 скважинах, из которых новыми являлись лишь две — Восточно-Каменная-620 и Тальцийская-14. Завершающий этап активизации (22–14,2 млн лет) максимально проявлен в 4 скважинах (Веселовская, Верхнереченская, Восточно-Кеушкинская и Кустюмовская площади). Выявленные сейсморазведкой геосолитоны (Бембель Р.М., 2004; Мегеря В.М. и др., 2007) не совпадают с очагами указанных активизаций, как и некоторые другие деформации [8].

Процессы тектоногидротермальной активизации, сопровождаемые привнесом редкоземельных элементов и железа [7], отражают глубинные преобразования в земной коре настолько интенсивно, что потенциальные поля совершенно не согласуются с вещественным составом фундамента, но коррелируются со структурой чехла по отражающему горизон-

Рис. 8. Влияние фундамента на отражательную способность витринита в отложениях осадочного чехла Западно-Сибирской плиты (составил П.А. Трушков, 1972)
Fig. 8. Influence of the basement on the vitrinite reflectance in sedimentary cover series, Western Siberia (after P.A. Trushkov, 1972)



ту Б (кровля баженовской свиты) (рис. 7). Такие соотношения прослеживаются через все центральные области Западно-Сибирской геосинеклизы, включая Уренгойский НГР. Этот факт не всегда учитывается при изучении фундамента [9]. Сква. 131 прошла по базальтам 1000 м, а в керне скв. 5 кроме базальтов были обнаружены риолиты с прослоями осадочных пород, содержащих споры и пыльцу поздне триасового возраста.

Авторы статьи подчеркивают, что первым, кто обратил внимание на повышенный катагенез низов чехла (рис. 8), был П.А. Трушков. Вероятно, тектоногидротермальные активизации в Западной Сибири отражают лишь одну сторону глубинных явлений в земной коре. Во всяком случае, следует обратить внимание на то, что главный этап роста структур большинства локальных поднятий в Среднем Приобье, контролирующих месторождения нефти (табл. 2), относится к юрскому отрезку времени. Эти материа-



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

 Табл. 2. Развитие локальных структур на территории Среднего Приобья
 Tab. 2. Evolution of local structures within the territory of the Middle Ob

Структура	Амплитуда по картам, м										Время, млн лет						Скорость роста, м/млн лет						Месторожде-ние нефти	Вероятность открытия, %
	A	T ₁	Б	М	Г	A-T ₁	T ₁ -Б	Б-М	М-Г	t ₁	t ₂	t ₃	t ₄	t ₅	v ₁	v ₂	v ₃	v ₄	v ₅					
Кельсиловская	30	14	15	6	4	16	-1	9	2	20	28	22	14	72	0,80	-0,04	0,41	0,14	0,06	-				
Муvenilорская	25	16	13	8	4	9	3	5	4	20	28	22	14	72	0,45	0,11	0,23	0,29	0,06	-				
Явинлорская	14	28	21	12	8	-14	7	9	4	20	28	22	14	72	-0,70	0,25	0,41	0,29	0,11	Явинлорское	22			
Улорская	54	26	18	13	10	28	8	5	3	20	28	22	14	72	1,40	0,29	0,23	0,21	0,14	-				
Придорожная	18	13	10	10	-	5	3	0	-	20	28	22	14	72	0,25	0,11	0,00	0,00	0,00	Покачевско-Урьевское	48			
Икилорская-1	85	54	48	21	10	31	6	27	11	20	28	22	14	72	1,55	0,21	1,23	0,79	0,14	Икилорское, Тевлинско-Русскинское	48			
Юрьевская	86	31	38	14	6	55	-7	24	8	20	28	22	14	72	2,75	-0,25	1,09	0,57	0,08	Северо-Юрьевское	48			
Западно-Курраганская	46	14	19	18	-	32	-5	1	-	20	28	22	14	72	1,60	-0,18	0,05	0,00	0,00	Северо-Покачевское-1	48			
Миловидная	41	28	21	12	9	13	7	9	3	20	28	22	14	72	0,65	0,25	0,41	0,21	0,13	Кустовое	48			
Восточно-Тромбеганская	84	22	24	12	20	62	-2	12	-8	20	28	22	14	72	3,10	-0,07	0,55	-0,57	0,28	Тяньское	48			
Лосевая	92	74	71	22	8	18	3	49	14	20	28	22	14	72	0,90	0,11	2,23	1,00	0,11	Лосевое	22			
Лартельская	25	30	20	7	20	-5	10	13	-13	20	28	22	14	72	-0,25	0,36	0,59	-0,93	0,28	-				
Южно-Кочевская	51	25	24	4	-	26	1	20	-	20	28	22	14	72	1,30	0,04	0,91	0,00	0,00	Кочевское	48			
Северо-Кочевская	47	26	59	7	-	21	-33	52	-	20	28	22	14	72	1,05	-1,18	2,36	0,00	0,00	Северо-Кочевское, Имилорское	22			
Западно-Тюшаминская	86	18	25	10	-	68	-7	15	-	20	28	22	14	72	3,40	-0,25	0,68	0,00	0,00	Западно-Варьганское	48			
Западно-Чистинная	27	22	23	8	5	5	-1	15	3	20	28	22	14	72	0,25	-0,04	0,68	0,21	0,07	Пятковское	22			
Северо-Инголь-ская	9	21	20	12	11	-12	1	8	1	20	28	22	14	72	-0,60	0,04	0,36	0,07	0,15	Северо-Ингольское	22			
Южно-Улутская	47	16	13	12	-	31	3	1	-	20	28	22	14	72	1,55	0,11	0,05	0,00	0,00	-				
Верне-осипловская	26	7	23	8	7	19	-16	15	1	20	28	22	14	72	0,95	-0,57	0,68	0,07	0,10	Кониглорское	48			
Сыхтымская	38	41	39	27	10	-3	2	12	17	20	28	22	14	72	-0,15	0,07	0,55	1,21	0,14	Сыхтымское	9			
Илорская	87	45	46	45	16	42	-1	1	29	20	28	22	14	72	2,10	-0,04	0,05	2,07	0,22	Ларкинское	48			
Отдельная	42	28	25	33	14	14	3	-8	19	20	28	22	14	72	0,70	0,11	-0,36	1,36	0,19	Отдельное	9			
Нижнепокама-совская	66	15	15	6	5	51	0	9	1	20	28	22	14	72	2,55	0,00	0,41	0,07	0,07	Южно-Покама-совское	48			

Табл. 3. Характеристика нефтегазоносных комплексов Западной Сибири по месторождениям с запасами более 1 млн т нефти категорий А + В₁ + С₁ + В₂ + С₂ (с накопленной добычей) по состоянию на 01.01.2017 г.

Tab. 3. Characteristics of West Siberian hydrocarbon plays in the fields with oil reserves exceeding 1 MM t in A + B₁ + C₁ + B₂ + C₂ categories (with cumulative production) as on 01.01.2017

Стратоны и нефтегазные комплексы	Число месторождений					Всего месторождений	Возраст, млн лет	Длительность этапов, млн лет	Удельная скорость продуктивности	Число месторождений				
	газоконденсатных	газонефтяных	нефтяных	нефтегазовых	нефтегазоконденсатных					100	200	300	400	500
Неоген-четвертичный							23	23	0,0					
Р-К ₂ (коньяк + турон)							93	70	0,0					
Сеноманский		1	2		18	21	100	7	3,0					
Аптальбский	8	6	38	1	43	96	125	25	3,8					
Ачимовский + неокомский	37	15	293		105	450	145	20	22,5					
Верхнеюрский	17	14	402		64	497	160	15	33,1					
Среднеюрский	11	12	249	1	66	339	174	14	24,2					
Нижнеюрский	3	1	23	1	11	39	190	16	2,4					
Триасовый (тампейский)							240	50	0,0					
Палеозой чехольный														
Итого	76	49	1007	3	307	1442								
Число скважин до фундамента						6010								
Число скважин глубиной более 5000 м						26								
Число скважин глубиной более 6000 м						3								

лы в какой-то степени отражают особенности этажа продуктивности в провинции — выше отложений сеномана значимых месторождений нет (табл. 3), хотя разрез мезозой-кайнозойского чехла, как правило, завершается отложениями эоцена или олигоцена с неогеновым размывом.

Заключение

Характерно, что при современных активизациях, например в зоне Филиппинского моря Тихого океана, залежи УВ установлены там, где наблюдаются по-

вышенные температуры. Региональные и локальные температурные аномалии усложняют общее представление о геотермических градиентах и тепловых потоках фонового характера, что коррелирует с локализацией полезных ископаемых, в том числе и нефти. Таким образом, по результатам исследований Западной Сибири можно предположить, что нефтеобразование стимулировалось на этапах повышенной прогреваемости земной коры, сложный характер которых может быть полезным и для других аспектов геологии.

Литература

1. Ковалев В.Ф. Подземные воды Среднего Зауралья и Северного Зауралья и вопросы нефтегазоносности // Труды Горно-геологического института. – Вып. 47. – Свердловск : УфАН, 1960. – 140 с.
2. Ровнин Л.И. Шаимское месторождение нефти в Тюменской области // Геология нефти и газа. – 1960. – № 1. – С. 41–45.
3. Бочкарев В.С. Кратонизация фундамента, аркогенез и этапы активизации Западно-Сибирской геосинеклизы // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности : мат-лы II Всероссийской науч. конф. (Тюмень, 27–29 апреля 2010). – Новосибирск : ГЕО, 2010. – С. 17–21.
4. Брехунцов А.М., Бочкарев В.С., Шадрин А.Н. Особенности строения зоны сочленения Арктического и Урало-Монгольского складчатых поясов с реликтами океанических структур // Тектоника современных и древних океанов и их окраин : мат-лы XLIX Тектонического совещания, посвященного 100-летию академика Ю.М. Пуцарского. – М. : ГЕОС, 2017. – Т. 1. – С. 58–62.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

5. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Касьянов И.В., Сергеев С.А., Шокальский С.П. Новые данные о фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы и их геологическое значение // Горные ведомости. – 2019. – Т. 161. – № 1. – С. 4–21.
6. Брехунцов А.М., Бочкарев В.С., Бородин В.Н., Дещеня Н.П. Методология и опыт выделения главных нефтегазоносных объектов на севере Западной Сибири на современном этапе освоения месторождений нефти и газа // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1854–1863.
7. Колокольцев В.Г., Ларичев А.И. Изотопно-геохронологические метки разновозрастных флюидов в рифтогенном комплексе Западной Сибири // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: мат-лы Всеросс. конф. (22–25 апреля, 2008). – М. : GEOS, 2008. – С. 221–223.
8. Зубков М.Ю. Тектонофизика в комплексе с сейсморазведкой в нефтяной геологии Западной Сибири // Горные ведомости. – 2019. – Т. 161. – № 1. – С. 22–46.
9. Клещев К.А., Шейн В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. – М. : Изд-во ВНИГНИ, 2004. – 214 с.

References

1. Kovalev V.F. Podzemnye vody Srednego Zaural'ya i Severnogo Zaural'ya i voprosy neftegazonosnosti [Ground waters of Middle Trans-Urals and Northern Trans-Urals and studies of oil and gas occurrence]. *Trudy Gorno-geologicheskogo instituta*. 1960;(47):140. In Russ.
2. Rovnin L.I. Shaimskoe mestorozhdenie nefiti v Tyumenskoj oblasti [Shaimsky oil field in the Tyumen Region]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1960;(1):41–45. In Russ.
3. Bochkarev V.S. Kratonizatsiya fundamenta, arkogenez i etapy aktivizatsii Zapadno-Sibirskoi geosineklizy [West Siberian geosyncline: craton generation in the basement, arcogenesis, and activation stages]. In: *Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoiskokainozoiskogo osadochnogo basseina, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti: mat-ly II Vserossiiskoi nauch. konf. (Tyumen, 27–29 April, 2010)*. Novosibirsk: GEO; 2010. pp. 17–21. In Russ.
4. Brekhuntsov A.M., Bochkarev V.S., Shadrin A.N. Osobennosti stroeniya zony sochleneniya Arkticheskogo i Uralo-Mongol'skogo skladchatykh pojasov s relikhtami okeanicheskikh struktur [Structural features of Arctic and Urals-Mongolian folded belts joint zone with relicts of oceanic structures]. In: *Tektonika sovremennykh i drevnikh okeanov i ikh okrain: mat-ly XLIX Tektonicheskogo soveshchaniya, posvyashchennogo 100-letiyu akademika Yu.M. Pushcharskogo*. Moscow: GEOS; 2017. V. 1. pp. 58–62. In Russ.
5. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Kas'yanov I.V., Sergeev S.A., Shokal'skii S.P. Novye dannye o fundamente Zapadno-Sibirskoi geosineklizy i ikh geologicheskoe znachenie [New data on the basement of the West Siberian geosyncline and their geological meaning]. *Gornye vedomosti*. 2019;161(1):4–21. In Russ.
6. Brekhuntsov A.M., Bochkarev V.S., Borodkin V.N., Deshchenya N.P. Metodologiya i opyt vydeleniya glavnykh neftegazonosnykh ob'ektov na severe Zapadnoi Sibiri na sovremennom etape osvoeniya mestorozhdenii nefiti i gaza [Methodology and experience of major oil and gas bearing objects identification in the northern part of Western Siberia: the current stage of oil and gas fields' development]. *Geologiya i geofizika*. 2001;42(11–12):1854–1863. In Russ.
7. Kolokol'tsev V.G., Larichev A.I. Izotopno-geokhronologicheskie metki разновозрастных flyuidov v riftingenom komplekse Zapadnoi Sibiri [Heterochronous fluids in the riftogenic sequence of Western Siberia: isotope and geochronological tags]. In: *Degazatsiya Zemli: geodinamika, geoflyuidy, nef't', gaz i ikh paragenezy. Materialy Vserossiiskoi konferentsii, 22–25 aprelya, 2008 g.* Moscow: GEOS; 2008. pp. 221–223. In Russ.
8. Zubkov M.Yu. Tektonofizika v komplekse s seismorazvedkoi v neftyanoi geologii Zapadnoi Sibiri [Integration of tectonophysics and seismics in petroleum geology of Western Siberia]. *Gornye vedomosti*. 2019;161(1):22–46. In Russ.
9. Kleshchev K.A., Shein V.S. Perspektivy neftegazonosnosti fundamenta Zapadnoi Sibiri [Oil and gas bearing prospects of the Western Siberia basement]. Moscow: VNIIGNI; 2004. 214 p. In Russ.

Информация об авторах

Бочкарев Владимир Савельевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
зав. сектором
НАО «СибНАЦ»,
625016, Тюмень, ул. Пермякова, д. 46
e-mail: Bochkarev34@inbox.ru

Брехунцов Анатолий Михайлович

Доктор геолого-минералогических наук,
академик РАН, генеральный директор
НАО «СибНАЦ»,
625016, Тюмень, ул. Пермякова, д. 46
e-mail: reception@sibsac.ru

Касьянов Илья Вячеславович

Ведущий геолог
НАО «СибНАЦ»,
625007, Тюмень, ул. Мельникайте, д. 127А
e-mail: 1vkasjanov@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-0673-7068

Information about authors

Vladimir S. Bochkarev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
head of a department
SibNATs,
46, ul. Permyakova, Tyumen, 625016, Russia
e-mail: Bochkarev34@inbox.ru

Anatolii M. Brekhuntsov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
member of Russian Academy of Natural Sciences, Director General
SibNATs,
46, ul. Permyakova, Tyumen, 625016, Russia
e-mail: reception@sibsac.ru

Kas'yanov Il'ya Vyacheslavovich

Senior geologist
SibNATs,
46, ul. Permyakova, Tyumen, 625016, Russia
e-mail: 1vkasjanov@gmail.com
ORCID ID: 0000-0002-0673-7068

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



ИНЖЕНЕРНАЯ : 2020 И РУДНАЯ : ГЕОФИЗИКА : 2020

12-16 Мая 2020 г. ■ Конференция и выставка ■ Пермь, Россия

Важные даты

Окончание регистрации по льготному тарифу

1 марта 2020 г.

Анонс программы конференции

1 апреля 2020 г.

Окончание поздней регистрации

1 мая 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»

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Всероссийский форум-выставка

2020 НЕДРА

Изучение. Разведка. Добыча

ОРГАНИЗАТОР ФОРУМА:



Федеральное агентство по недропользованию
Российской Федерации

КЛЮЧЕВЫЕ ВОПРОСЫ ФОРУМА-ВЫСТАВКИ:

- Вклад геологов в Победу в Великой отечественной войне 1941–1945 гг.;
- Региональное геологическое изучение недр как основа воспроизводства минерально-сырьевой базы России;
- Основные тренды развития в области поисков, разведки и добычи полезных ископаемых;
- Разведка, добыча трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородного сырья;
- Современные технологии использования и разработки отходов недропользования;
- Цифровизация государственных услуг в области недропользования;
- Меры стимулирования поисков месторождений полезных ископаемых. Государственно-частное партнёрство в сфере недропользования;
- Подготовка и переподготовка кадров геологической отрасли.



www.nedra2020.ru

тел. +7 (977) 524 1721

тел. +7 (913) 324 3848



УДК 550.81, 550.8.053

DOI 10.31087/0016-7894-2020-1-113-117

Газогидраты азербайджанского сектора Южного Каспия по данным термодинамических исследований

© 2020 г. | А.В. Полетаев

Институт нефти и газа Национальной академии наук Азербайджана, Баку, Азербайджан; avo1@mail.ru

Поступила 29.07.2019 г.

Доработана 30.09.2019 г.

Принята к печати 10.10.2019 г.

Ключевые слова: газогидраты; оценка; газ; Южный Каспий; термодинамическое равновесие.

Аннотация: Геологическое строение и батиметрия морского дна глубоководной части Южного Каспия свидетельствуют о возможности образования значительных объемов газогидратов. Анализ материалов по газогидратам Южного Каспия показал, что в основном все работы базируются лишь на изучении скоплений газогидратов Элм, Боздаг, площади Апшерон, а также термодинамических факторах региона для определения возможной зоны их скопления. При исследованиях рассмотрено распределение температур и давлений на изучаемой территории для установления глубины залегания отложений при температуре 24 °С, а также для изучения диапазона изменения давлений в верхней части разреза. Температура формирования газогидратов для различных компонентов неодинаковая. В результате анализа установлено, что максимальная глубина термодинамического равновесия при формировании газогидратов из метана может достигать 480 м. На основании термодинамических данных и анализа методических основ интерпретации определены предельные глубины формирования газогидратов. В результате были рассчитаны объемы газа газогидратов в пределах установленной зоны термодинамической стабильности. Общий объем газа составляет $1,15 \cdot 10^{13} \text{ м}^3$.

Для цитирования: Полетаев А.В. Газогидраты азербайджанского сектора Южного Каспия по данным термодинамических исследований // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 113–117. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-113-117.

Gas hydrates in the data of thermodynamic research: Azerbaijan sector of the Southern Caspian

© 2020 | A.V. Poletayev

Oil and gas Institute of National academy of sciences of Azerbaijan, Baku, Azerbaijan; avo1@mail.ru

Received 29.07.2019

Revised 30.09.2019

Accepted for publication 10.10.2019

Key words: gas hydrates; assessment; gas; Southern Caspian; thermodynamic equilibrium.

Abstract: Geological structure and seafloor bathymetry in the deepwater part of the Southern Caspian are indicative of the possibility of generation of considerable gas hydrate amounts. Analysis of the materials related to gas hydrates of the Southern Caspian showed that all the activities aimed at determination of the zone of their possible accumulation are mainly based on the studies of Elm, Bozdag gas hydrate accumulations, and Apsheron area, and also on the thermodynamic factors of the region. As a part of the investigations, temperature and pressure distribution in the study area was examined in order to determine the depth of the formations occurrence at 24 °С, and also to analyse the range of pressure variations in near-surface. The temperature of gas hydrates formation is not the same for different components. As a result of the analysis, it was found that maximum depth of thermodynamic equilibrium at the time of gas hydrates formation from methane could reach 480 metres. On the basis of thermodynamic data and analysis of methodological bases of interpretation, the maximum depths of gas hydrates formation were determined. Finally, the amount of gas in gas hydrates was estimated within the identified zone of thermodynamic stability. Total amount of gas is $1.15 \cdot 10^{13} \text{ m}^3$.

For citation: Poletayev A.V. Gas hydrates in the data of thermodynamic research: Azerbaijan sector of the Southern Caspian. *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(1):113–117. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-113-117. In Russ.

Введение

В Азербайджане первые крупные исследования по изучению газогидратов Каспийского моря были проведены в 1972–1986 гг. Анализ равновесных параметров давления и температуры показал, что зона газогидратообразования в условиях Каспийского моря расположена ниже изобаты 250 м. В результате исследований на дне Каспийского моря открыты скопления газогидратов — Боздаг, Элм и одно проявление

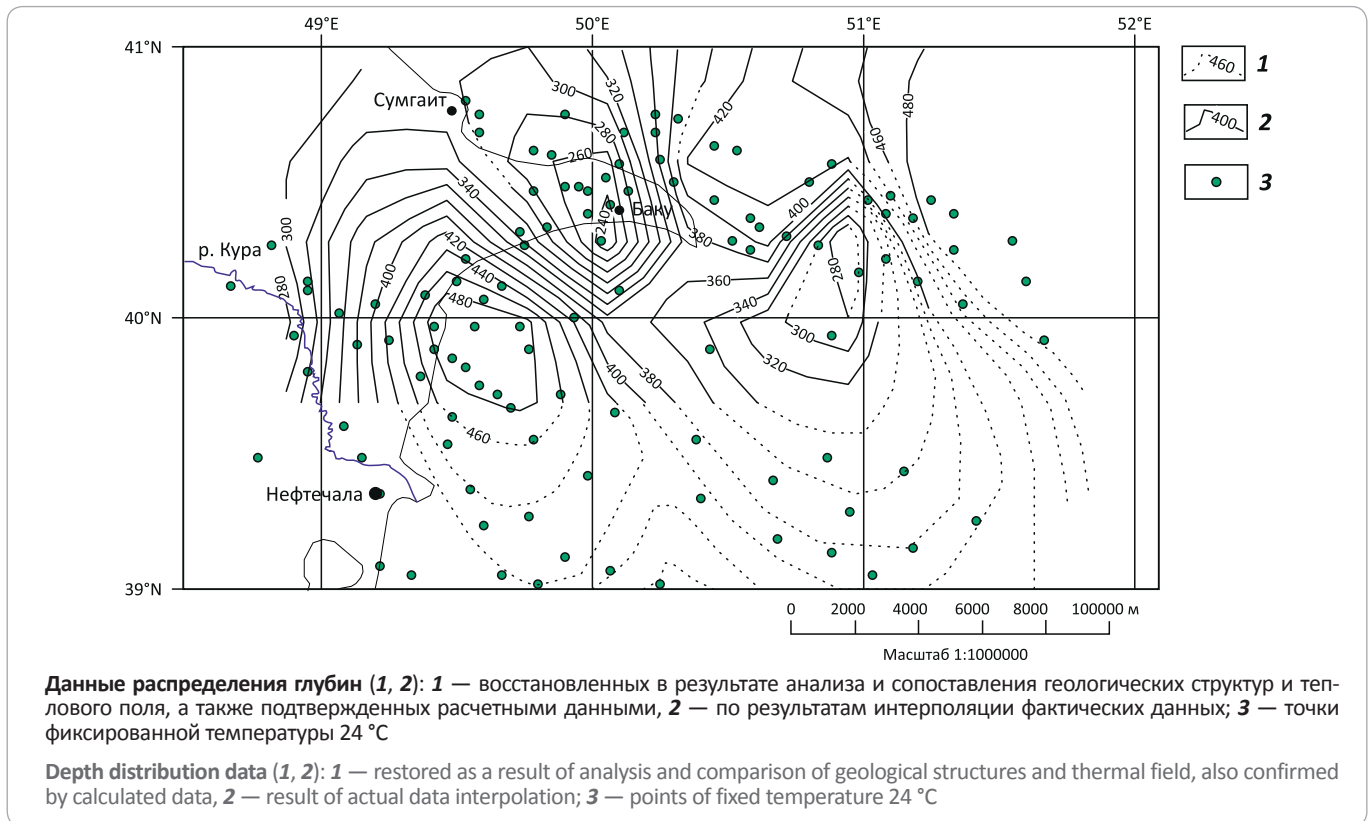
газогидратов — на валу Аби́ха. Установлено, что скопление Боздаг расположено на грязевом вулкане вала Шатского на глубине 480–500 м. В 17 поднятых грунтовых колонках были обнаружены газогидраты в виде ледоподобных полупрозрачных метановых образований разных форм и размеров. Газогидратное скопление Элм находится на глубине 560 м, его протяженность составляет около 4 км. В пяти из семи случаев колонки оказались газогидратоносными [1].



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Карта изменения глубины в метрах при фиксированной температуре 24 °С

Fig. 1. Map of depth variations in metres at fixed temperature of 24 °C



В работе [2] приведены результаты морских исследований, выполненных в пяти милях от газогидратопоявления Элм. В этой зоне проведено сейсмоакустическое профилирование серийной аппаратурой «Аквамарин» на частоте 200–800 Гц с глубиной просвечивания ≈ 700 м от дна и разрешающей способностью ≈ 10 м. По сейсмоакустической записи была выделена диапировая структура. В центральной части диапира наблюдалось характерное затухание акустического сигнала, что, вероятно, обусловлено газоносностью отложений. Эта структура представляет собой усеченно-конусовидное образование высотой 180 м и диаметром у основания около 2,5 км. В 16 поднятых грунтовых колонках обнаружены гидратосодержащие грязевулканические отложения.

В работе [3], основанной на изучении термобарических параметров Южно-Каспийской впадины, были подтверждены гидратообразования, выделенные в 1986 г. Р.А. Гусейновым, Г.Д. Гинсбургом и др. [1, 2]. Работы были проведены с использованием уравнений изменения термического градиента в разрезе пород и равновесного стабильного существования газогидратов в пористой среде. Исходя из анализа вышеуказанных данных, Ч.С. Мурадов прогнозирует наличие газогидратов в осадочных породах до глубины 3000 м, в глубоководной зоне моря — 1000 м [3].

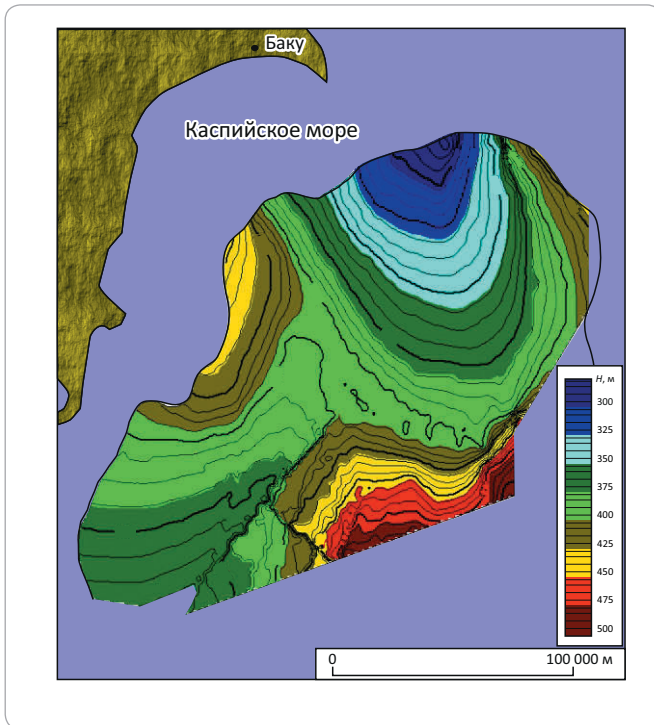
Комплексирование сейсмических и термодинамических данных региона было проведено группой

исследователей для площади Апшерон [4]. Авторы рассмотрели два глубоководных 20-секундных сейсмических профиля, пересекающих Южный Каспий, и выяснили, что газогидраты выявляются до 2 с. Они изучали газогидраты на глубине воды от 200 до 715 м. На этих профилях выделены мелководные высокоскоростные аномалии ($V_p = 2,1$ км/с, $V_s = 0,8$ км/с). Авторы связывают эти аномалии с газогидратами. Кровля газогидрата маркировалась высокоамплитудным положительным ($R_c = 0,123$), а подошва — высоким отрицательным ($R_c = 0,11$) отражением. Из анализа термобарической модели был сделан вывод, что глубина залегания газогидратов в отложениях площади Апшерон может достигать ≈ 1350 м.

В 2012 г. была опубликована книга [5], в которой описаны различные виды газогидратов с момента их возникновения, термодинамические образующие факторы и кинетика образования. В книге также обсуждаются технологии формирования и разрушения газогидратов, раскрывается тема газогидратных залежей, найденных в природе, их разработка и эксплуатация.

Газогидраты очень неустойчивые вещества, существующие в узком диапазоне температур и давления. Они встречаются на дне океанов (на глубине около 500 м) и в полярных районах, где господствуют низкие температуры.

Рис. 2. Карта изменения глубины, м, при фиксированной температуре 24 °С (глубоководная часть Южного Каспия)
Fig. 2. Map of depth variations (metres) at fixed temperature of 24 °С (deepwater part of the Southern Caspian)



Оценивая диаграммы и графики зависимости термодинамического равновесия газогидратов, опубликованные разными авторами [4–14], можно прийти к выводу, что верхний предел формирования газогидратов располагается в интервале 24–27 °С для разных типов газа. Для метана максимум составляет 24 °С. Для оценки возможных зон скопления газогидратов изучено температурное поле Южно-Каспийской впадины, а также детально рассмотрена ее морская часть (в пределах изучаемых месторождений).

Методика и фактический материал

В статье использованы данные температур [15], замеренных в скважинах Южного Каспия. При исследованиях рассмотрено распределение температур и давлений на изучаемой территории для установления глубины залегания отложений при температуре 24 °С, а также для изучения диапазона изменений давления в верхней части разреза. Полученный объем данных позволил проанализировать общую тенденцию изменения температуры по площади (рис. 1, 2).

Для изучения возможных интервалов температур формирования скопления газогидратов в пределах азербайджанского сектора Южного Каспия использована методика Кэррола [10]. Метод является универсальным для определения формирования газогидратов и дает возможность рассчитать температуру формирования их различных типов. Методические основы моделирования процессов гидрато-

образования реализованы в программном комплексе «Hydrate plus» [10]. Расчеты термодинамического моделирования [9] позволили установить возможность формирования газогидратов в пределах установленной зоны. Температура 24 °С в пределах Южного Каспия отмечается в интервале глубин от 280 до 480 м (см. рис. 1). Таким образом, анализ распределения температур в пределах Южного Каспия дает возможность предположить, что максимальная глубина формирования газогидратов по метану может соответствовать глубине 480 м. Пластовое давление изучено на площадях Пираллахи, Нефть-Дашлары, Гюнешли, Чираг, Азери.

На площади Пираллахи в скв. 72 на глубине 417 м пластовое давление составляет 22 МПа, а на 560 м — 38 МПа; в скв. 355 на глубине 416 м пластовое давление достигает 10 МПа; в скв. 456 на той же глубине — 18 МПа. Подобное изменение пластового давления наблюдается и на других месторождениях и площадях. Анализ пластовых давлений по площади верхней части разреза свидетельствует о колебании значений от 0,3 до 38 МПа. Градиент давления верхней части разреза составляет 3 МПа/100 м.

Оценка объемов газогидратов

Объемы газов в зонах газогидратов (GH) рассчитаны по общепринятой формуле

$$GH = V \cdot \Phi \cdot S_h \cdot FV,$$

где V — объем породы, определенный по данным термодинамических исследований; Φ — средняя пористость в зоне газогидратов; S_h — степень емкостного заполнения пористости газогидратов; FV — коэффициент расширения метана при разложении газогидрата (обычно принимается равным 160), и составляют

$$9968864,7275 \cdot 10^6 \cdot 0,2 \cdot 0,036 \cdot 160 = 1,15 \cdot 10^{13}.$$

Среднее значение пористости в зоне газогидратов занижено на 50 %. Значения S_h выбраны и использованы исходя из анализа результатов, полученных на скоплениях газогидратов Боздаг и Элм, а также из анализа данных [2, 6, 12, 16, 17], S_h для глин составляет 0,036.

Как видно, суммарные объемы газа, рассчитанные для изучаемой площади отложений, достигают $1,15 \cdot 10^{13} \text{ м}^3$. Справедливо отметить, что генерация газа по площади неодинаковая, этот факт подтверждается и данными сейсмических исследований.

Выводы

Анализ методических приемов интерпретации свидетельствует о возможности формирования газогидратов на глубине, меняющейся в широких пределах. Температура образования газогидратов для различных компонентов неодинаковая. Для метана максимальная температура составляет 24 °С. В связи с этим для территории Каспийского моря построена карта изменения температуры по глубине. В ре-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

зультате анализа установлено, что максимальная глубина термодинамического равновесия при формировании газогидратов из метана может достигать 480 м. На основе данных термодинамического

равновесия рассчитаны объемы газа газогидратов в пределах установленной зоны термодинамической стабильности. Исходя из расчетов, общий объем газа составляет $1,15 \cdot 10^{13} \text{ м}^3$.

Литература

1. Гусейнов Р.А., Дадашев Ф.Г. Углеводородные газы Каспийского моря. – Баку : Nafta-Press, 2000. – 128 с.
2. Гинсбург Г.Д., Грамберг И.С., Гулиев И.С., Гусейнов Р.А., Дадашев А.А., Иванов В.Л., Кротов А.Г., Мурадов Ч.С., Соловьев В.А., Теплепнев Е.В. Подводногрязевулканический тип скоплений газовых гидратов // Доклады Академии Наук СССР. – 1988. – Т. 300. – № 2. – С. 416–418.
3. Muradov Ch.S. The Area of formation of the South Caspian gas hydrates. South-Caspian basin: geology, geophysics, oil and gas content. – Баку : Nafta-Press, 2004. – С. 322–332.
4. Diaconescu C.C., Kieckhefer R.M., Knapp J.H. Geophysical evidence for gas hydrates in the deep water of the South Caspian Basin, Azerbaijan // Marine and Petroleum Geology. – 2011. – Т. 18. – № 2. – С. 209–221. DOI: 10.1016/s0264-8172(00)0061-1.
5. Панахов Р.А., Адуллаев Э.А., Новрузова С.Г. Газовые гидраты. – Баку : Элм, 2012. – 298 с.
6. Бык С.Ш., Фомина В.И. Газовые гидраты // Успехи химии. – 1968. – Т. 37. – № 6. – С. 1098–1135.
7. Дмитриевский А.Н., Баланык И.Е. Газогидраты морей и океанов — источник углеводородов будущего. – М. : Газпром, 2009. – 415 с.
8. Макогон Ю.Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2010. – Т. 20. – № 2. – С. 1–17.
9. Полетаев А.В., Полетаева Е.В. Условия формирования газогидратов в пределах южной части Каспийского моря // Ученые записки Тамбовского отделения РОСМУ. – 2016. – № 5. – С. 247–254.
10. Carroll J. Natural Gas Hydrates. 2nd Edition: A Guide for Engineers. – Burlington : Elsevier, 2008. – 248 с.
11. Sain K., Gupta H.K. Gas hydrates in India: Potential and development // Gondwana Research. – 2012. – Т. 22. – № 2. – С. 112–131. DOI: 10.1016/j.gr.2012.01.007.
12. Frye M., Shedd W., Boswell R. Gas hydrate resource potential in the Terrebonne Basin, Northern Gulf of Mexico // Marine and Petroleum Geology. – 2011. – Т. 34. – № 1. – С. 1–19. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2011.08.001.
13. Milkov A.V., Sassen R. Economic geology of offshore gas hydrates accumulations and provinces // Marine and Petroleum geology. – 2002. – Т. 19. – № 1. – С. 1–11. DOI: 10.1016/S0264-8172(01)00047-2.
14. Bangs N., Hornbach M., Berndt C. The mechanics of intermittent methane venting at South Hydrate Ridge inferred from 4D seismic surveying // Earth and Planetary Science Letters. – 2011. – Т. 310. – № 1–2. – С. 105–112. DOI: 10.1016/j.epsl.2011.06.022.
15. Geothermal Atlas of Azerbaijan / Под ред. А.А. Ali-Zadeh, S.A. Aliyev. – Баку : Nafta-Press, 2001. – 151 с.
16. Sloan E.D., Koh C.A. Clathrate Hydrates Of Natural Gases. 3rd Edition. – CRC Press, 2008. – 752 с. DOI: 10.1201/9781420008494.
17. Полетаев А.В., Полетаева Е.В. Газогидраты Азербайджанского сектора Южного Каспия: термодинамика, сейсмоакустика и газопрооявления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 164–178. DOI: 10.18799/24131830/2018/12/32.

References

1. Guseynov R.A., Dadashev F.G. Uglevodorodnye gazy kaspiskogo morya [Hydrocarbon gases of the Caspian Sea]. Baku: Nafta-Press; 2000. 128 p. In Russ.
2. Ginsburg G.D., Gramberg I.S., Guliev I.S., Guseynov R.A., Dadashev A.A., Ivanov V.L., Krotov A.G., Muradov Ch.S., Solovov V.A., Telepnev E.V. Podvodnogyazevulkanicheskiy tip skopleniy gazovyykh gidratov [Subsea mud volcanoes type of the gas hydrate fields]. Doklady Akademii Nauk SSSR. 1988;300(2):416–418. In Russ.
3. Muradov Ch.S. The Area of formation of the South Caspian gas hydrates. South-Caspian basin: geology, geophysics, oil and gas content. Baku: Nafta-Press; 2004. pp. 322–332.
4. Diaconescu C.C., Kieckhefer R.M., Knapp J.H. Geophysical evidence for gas hydrates in the deep water of the South Caspian Basin, Azerbaijan. Marine and Petroleum Geology. 2011;18(2):209–221. DOI: 10.1016/s0264-8172(00)0061-1.
5. Panakhov R.A., Adullaev E.A., Novruzova S.G. Gazovye gidraty [Gas hydrates]. Baku: Elm; 2012. – 298 p. In Azeri.
6. Byk S.Sh., Fomina V.I. Gazovye gidraty [Gas hydrates]. Uspekhi khimii = Russian Chemical Reviews. 1968;37(6):1097–1135. In Russ.
7. Dmitrievskiy A.N., Balanyuk I.E. Gazogidraty morey i okeanov — istochnik uglevodorodov budushchego [Gas hydrates of the sea and ocean — hydrocarbon future source]. Moscow: Gazprom; 2009. 415 p. In Russ.
8. Makogon Yu.F. Gazogidraty. Istoriya izucheniya i perspektivy osvoeniya [Gas hydrates. History of study and perspectives of development]. Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana. 2010;20(2):1–17. In Russ.
9. Poletayev A.V., Poletayeva Y.V. Gas hydrate formation condition in the south part of the Caspian Sea. Uchenye zapiski Tambovskogo otdeleniya ROSMU. 2016;(5):247–254. In Russ.
10. Carroll J. Natural Gas Hydrates. 2nd Edition: A Guide for Engineers. Burlington: Elsevier; 2008. 248 p.
11. Sain K., Gupta H.K. Gas hydrates in India: Potential and development. Gondwana Research. 2012;22(2):112–131. DOI: 10.1016/j.gr.2012.01.007.
12. Frye M., Shedd W., Boswell R. Gas hydrate resource potential in Terrebonne Basin, Northern Gulf of Mexico. Marine and Petroleum Geology. 2011;34(1):1–19. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2011.08.001.

13. *Milkov A.V., Sassen R.* Economic geology of offshore gas hydrates accumulations and provinces. *Marine and Petroleum geology*. 2002;19(1): 1–11. DOI: 10.1016/S0264-8172(01)00047-2.
14. *Bangs N., Hornbach M., Berndt C.* The mechanics of intermittent methane venting at South Hydrate Ridge inferred from 4D seismic surveying. *Earth and Planetary Science Letters*. 2011;310(1–2):105–112. DOI: 10.1016/j.epsl.2011.06.022.
15. *Ali-Zadeh A.A., Aliyev S.A.* (eds.) Geothermal Atlas of Azerbaijan. Baku: Nafta-Pressa; 2001. 151 p.
16. *Sloan E.D., Koh C.A.* Clathrate Hydrates Of Natural Gases. 3rd Edition. CRC Press; 2008. 752 p. DOI: 10.1201/9781420008494.
17. *Poletayev A.V., Poletayeva Y.V.* Gas hydrates within Azerbaijan sector of Southern Caspian: thermodynamics, seismoacoustics and gas shows. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2018;329(12):164–178. DOI: 10.18799/24131830/2018/12/32. In Russ.

Информация об авторе

Полетаев Александр Владимирович

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

Институт Нефти и Газа
Национальной Академии Наук Азербайджана,
AZ1000, Баку, ул. Ф. Амирова, д. 9

e-mail: avo1@mail.ru

номер ORCID: 0000-0003-4087-6683

Information about author

Alexander V. Poletayev

PhD in geosciences, leading researcher
Oil and Gas Institute of National Academy
of Sciences of Azerbaijan,

9, F. Amirov str., Baku, AZ1000, Azerbaijan

e-mail: avo1@mail.ru

ORCID: 0000-0003-4087-6683

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора
Виктор Иосифович Петерсилье
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция
Зав. редакцией В.В. Виноградова
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Выпускающий редактор Е.А. Варламова
Научный редактор О.И. Будянская
Технический редактор Е.А. Уварова
Дизайн, верстка Д.А. Потатюев
Корректор Е.И. Таранина

Адрес учредителя, издателя и редакции
105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»
www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер А.В. Потапова

Индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» — 70216
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн каталоге «Почта России» — П4631

Фото на обложке: Арктика, 2009 г.

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

Adress
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Website
www.oilandgasgeology.ru
Webmaster A.V. Potapova

Russian Federal Agency on Press and Mass Communications Index — 70216
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Cover photo: The Arctic, 2009

Цена свободная

Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Типография Офсетной Печати»
115114 Москва, ул. Дербеневская, 20, стр. 6

Open price
Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Tipografiya Ofsetnoy Pechati"
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia

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 с пробелами).

- 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. Все текстовые обозначения на рисунках даются только на русском языке.

- **Допустимые растровые изображения: фотоснимки.** Рекомендуемое разрешение не менее 300 dpi, формат TIF или PNG.

- 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, 210×297 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 её 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 направляются на рецензию; 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 подготовку и публикацию статьи с авторов не взимается. Авторский гонорар не предусмотрен.

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.