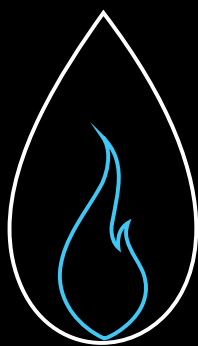


ISSN 0016-7894 (print)
ISSN 2587-8263 (online)



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

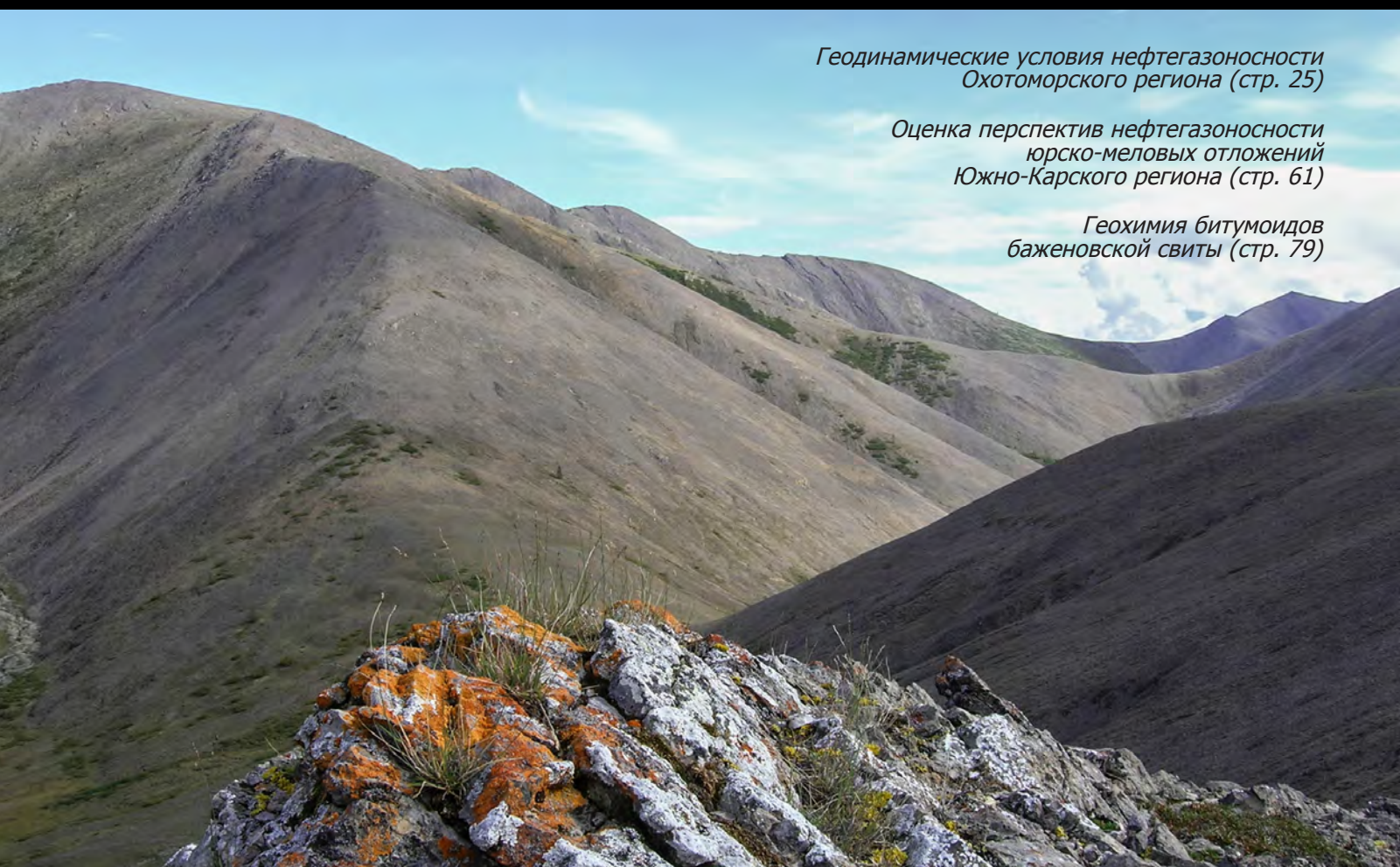
ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

2, 2018

*Геодинамические условия нефтегазоносности
Охотоморского региона (стр. 25)*

*Оценка перспектив нефтегазоносности
юрско-меловых отложений
Южно-Карского региона (стр. 61)*

*Геохимия битумоидов
баженовской свиты (стр. 79)*



OIL AND GAS GEOLOGY

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

СОУЧРЕДИТЕЛИ

Министерство природных ресурсов и экологии
Российской Федерации (Минприроды России)
Федеральное агентство по недропользованию — Роснедра
ПАО «Газпром»
Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»),
Москва, Российская Федерация
e-mail: sec@vnigni.ru

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Афанасенков А.П.

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

Будагов А.Г.

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

Будянская О.И.

ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: info@oilandgasgeology.ru

Варламова Е.А.

ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: info@oilandgasgeology.ru

Высоцкий В.И.

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

Габриэлянц Г.А.

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

Гогоненков Г.Н.

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

Григорьев М.Н.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Конторович А.Э.

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

Мельников П.Н.

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

Милетенко Н.В.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
Департамент министерства природных ресурсов и экологии РФ,
Москва, Российская Федерация
e-mail: miletenko@mnrgov.ru

Мотина Г.И.

ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Российская Федерация
e-mail: info@oilandgasgeology.ru

Прищепа О.М.

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: ins@vnigri.ru

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 им. М.В. Ломоносова, Москва, Российская Федерация
e-mail: ansto@geol.msu.ru

Фортунатова Н.К.

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

Восков Д. (Нидерланды)

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

Ульмишек Г. (США)

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

CO-FOUNDERS

Ministry of Natural Resources and Environment
of the Russian Federation

The Federal Agency on Subsoil Use – Rosnedra
PAO “Gazprom”

Federal State Budgetary Institution
"All-Russian Research Geological Oil Institute" (VNIGNI)

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Varlamov Aleksey,

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

Deputy Editor in Chief

Petersilye Viktor,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: vipetersilie@mail.ru*

Afanasenkov Aleksandr,

*Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@vnigni.ru*

Budagov Aleksandr,

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

Budyanskaya Olga,

*FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@oilandgasgeology.ru*

Dakhnova Marina,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: dakhnova@vnigni.ru*

Fortunatova Natalia,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@vnigni.ru*

Gabrielyants Grigoriy,

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

Gogonenkov Georgiy,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: gogonenkov@vnigni.ru*

Grigoryev Mikhail,

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

Grunis Evgeniy,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: Grunis@vnigni.ru*

Kontorovich Aleksey,

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

Melnikov Pavel,

*Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@vnigni.ru*

Miletenko Nikolay,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Ministry of Natural Resources and Environment
of the Russian Federation,
Moscow, Russian Federation
e-mail: miletenko@mnr.gov.ru*

Motina Galina

*FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@oilandgasgeology.ru*

Prishchepa Oleg,

*Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
AO "VNIGRI", St. Petersburg, Russian Federation,
e-mail: ins@vnigri.ru*

Sidorenko Svetlana,

*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*

Skorobogatov Viktor,

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

Stupakova Antonina,

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

Varlamova Ekaterina,

*FGBU "VNIGNI", Moscow, Russian Federation
e-mail: info@oilandgasgeology.ru*

Vysotskiy Vladimir,

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

Voskov Denis (Netherlands),

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

Ulmishek Gregory (USA)

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



Уважаемые работники геологической отрасли!

Поздравляю вас с профессиональным праздником — Днем геолога. Уже более полувека в этот день мы чествуем мужественных людей, настоящих первопроходцев, разведчиков недр. Россия исключительно богата природными ресурсами, но эти несметные сокровища были бы недоступны без неустанного самоотверженного труда многих поколений геологов и горняков. Геологи помогли России обрести статус ведущей державы в сфере добычи многих видов полезных ископаемых. Сегодня отрасль имеет огромный научный, творческий и интеллектуальный потенциал, а высокий профессионализм геологов позволяет открывать новые месторождения полезных ископаемых. Уверен, что и в дальнейшем эффективная работа и компетентность геологов во многом будут определять развитие экономики, способствовать росту промышленного производства, повышению качества жизни людей. Особые слова благодарности адресую ветеранам отрасли. Вы, как никто, знаете цену труду, дружеской поддержке, Вы преданы делу, ваша жизнь — пример будущим поколениям геологов.

Уважаемые ученые, геологи, геофизики, геодезисты, топографы, буровики, горняки, — все те, кто причастен к геологическому изучению недр! Примите слова признательности за ваш нелегкий самоотверженный труд. Пусть вас никогда не покидает вера в успех, а жизненная энергия дает силы для новых открытий! Крепкого вам здоровья, благополучия и всего самого доброго!

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

Е.А. Киселев

СОДЕРЖАНИЕ

- ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**
- 5 **А.П. Афанасенков, А.В. Бордюг, А.М. Никишин, Н.В. Танинская, В.В. Шиманский, С.И. Бордунов.** Уточнение палеогеографии севера Сибирской платформы с учетом новых данных
- 25 **В.В. Харахинов.** Геодинамические условия нефтегазоносности Охотоморского региона
- 41 **Н.В. Петрова, С.В. Ершов, А.К. Карташова, Н.И. Шестакова.** Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны
- МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**
- 51 **А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, О.Г. Михалкина, Н.Ю. Канунникова, А.С. Земченков.** Уточнение местоположения стратиграфических границ Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения
- ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**
- 61 **В.Н. Бородин, А.Р. Курчиков, А.С. Недосекин, Е.Н. Фирстаева, А.Я. Стрекалов, А.В. Погребский.** Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D
- ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**
- 71 **Э.А. Вторушина, Т.Д. Булатов, И.В. Козлов, М.Н. Вторушин.** Современный метод определения пиролитических параметров горных пород
- ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ**
- 79 **А.Э. Конторович, Е.А. Костырева, С.В. Родякин, И.С. Сотнич, П.А. Ян.** Геохимия битумоидов баженовской свиты
- 89 **М.Б. Скворцов, Г.В. Кузнецов, Н.Д. Сурова, Е.А. Копилевич.** Новые данные о размещении нефтегазопродуктивных зон баженовских отложений Западной Сибири
- ЗА РУБЕЖОМ**
- 97 **Е.Ю. Горюнов, М.Х. Нгуен.** Основные черты и закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кылулонгской впадины (Вьетнам)

CONTENTS

- FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS**
- 5 **A.P. Afanasenkov, A.V. Bordyug, A.M. Nikishin, N.V. Taninskaya, V.V. Shimansky, S.I. Bordunov** Update of paleogeography of Siberian platform North accounting for new data
- 25 **V.V. Kharakhinov.** Geodynamic framework of oil and gas occurrence in the Sea of Okhotsk region
- 41 **N.V. Petrova, S.V. Ershov, A.K. Kartashova, N.I. Shestakova.** The geological structure and hydrocarbon prospects of Achimov strata in Western-Nerutinsk petroleum area
- METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS**
- 51 **A.E. Ryzhov, A.I. Krikunov, O.G. Mihalkina, N.Yu. Kanunnikova, A.S. Zemchenkov.** Updating the position of stratigraphic boundaries in the Tas-Yuriakhsy oil and gas condensate field
- GEOPHYSICAL SURVEYS**
- 61 **V.N. Borodkin, A.R. Kurchikov, A.S. Nedosekin, E.N. Firstaeva, A.Ya. Strekalov, A.V. Pogretsky.** Evaluation of petroleum potential using 2D areal seismic data in the Jurassic – Cretaceous formations, South-Kara region
- GEOCHEMICAL SURVEYS**
- 71 **E.A. Vtorushina, T.D. Bulatov, I.V. Kozlov, M.N. Vtorushin.** The advanced technique for determination of pyrolysis parameters of rocks
- HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES**
- 79 **A.E. Kontorovich, E.A. Kostyreva, S.V. Rodyakin, I.S. Sotnich, P.A. Yan.** Geochemistry of the Bazhenov Fm bitumoids
- 89 **M.B. Skvortsov, G.V. Kuznetsov, N.D. Surova, E.A. Kopilevich.** New data on the Bazhenov pay zones occurrence in West Siberia
- FROM ABROAD**
- 97 **E.Yu. Goryunov, M.H. Nguyen.** The main features and regularities of the oil and gas fields structure in the basement of Cuu Long basin (Vietnam)

УДК 551.83:551.86:(571.1):(571.5)

Уточнение палеогеографии севера Сибирской платформы с учетом новых данных

© 2018 г. | А.П. Афанасенков^{1,2}, А.В. Бордюг¹, А.М. Никишин², Н.В. Танинская³, В.В. Шиманский³, С.И. Бордунов²

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт», Москва, Россия;

afanasenkov@vsnigri.ru; avbordug@gmail.com;

²МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; amnikishin@gmail.com; sib-msu@mail.ru;

³АО «Геологоразведка», Санкт-Петербург, Россия; tannv@yandex.ru; shimvld@mail.ru

Поступила 08.11.2017 г.

Принята к печати 08.02.2018 г.

Ключевые слова: *палеогеография; палеозой; мезозой; Енисей-Хатангский прогиб; Таймырский ороген; Анабаро-Хатангская седловина; Лено-Анабарский прогиб; Сибирская платформа.*

Статья посвящена палеогеографическим реконструкциям территории северного обрамления Сибирской платформы на основании комплексного анализа геолого-геофизических данных, включающих ретроспективные и новые фактические материалы. Особое внимание уделено изменению режима осадконакопления с точки зрения истории формирования региона с привязкой к основным тектоническим событиям. Выделены и описаны характерные особенности отложений, развитых на территории исследования. На основе микрофаунистического и палинологического анализов установлены условия осадконакопления, составлены палеогеографические схемы с разной степенью детальности. Выявлены закономерности распределения коллекторов основных перспективных интервалов, затронут вопрос об оценке качества флюидопоров в мезозойском разрезе.

Для цитирования: Афанасенков А.П., Бордюг А.В., Никишин А.М., Танинская Н.В., Шиманский В.В., Бордунов С.И. Уточнение палеогеографии севера Сибирской платформы с учетом новых данных // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 5–23. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-5-23.

Update of paleogeography of Siberian platform North accounting for new data

© 2018 | A.P. Afanasenkov^{1,2}, A.V. Bordug¹, A.M. Nikishin², N.V. Taninskaya³, V.V. Shimansky³, S.I. Bordunov²

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; afanasenkov@vsnigri.ru; avbordug@gmail.com;

²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; amnikishin@gmail.com; sib-msu@mail.ru;

³Geologorazvedka, Saint-Petersburg, Russia; tannv@yandex.ru; shimvld@mail.ru

Received 08.11.2017

Accepted for publication 08.02.2018

Key words: *paleogeography; Palaeozoic; Mesozoic; Yenisei-Khatanga depression; Taimyr orogene; Anabar-Khatanga saddle; Lena-Anabar trough; Siberian Platform.*

This paper discusses paleogeographic reconstructions in the northern framing of the Siberian Platform. Paleogeographic reconstructions are carried out using maximum possible amount of geological and geophysical, paleontological, biostratigraphical, sedimentological, and geochemical information. Particular attention is paid to changes in sedimentation settings in terms of the region evolution history with reference to the major tectonic events. The distinctive features of the deposits developed in the study area are identified and described. Depositional environment are established on the basis of micro-faunal and palynological analyses, paleogeographic schemes of various level of detail are prepared. Palaeozoic deposits are penetrated by the wells only in the east of the study area — within the Anabar-Khatanga Saddle. Their integrated analysis made it possible to identify lithologic and paleogeographic zones within the eastern part of the Yenisei-Khatanga Depression, and extrapolate them to the adjacent regions up to the Western Siberia. Amount of supporting information allowed working out in detail the Mesozoic deposits, both vertically and laterally. Present-day model of tectonic development of the basin is taken into account in reconstruction of paleogeographic settings. Integrated analysis made it possible to update the previous maps and schemes and to get an idea about paleogeography of this region at various levels of detail, which reflect the major stages of sedimentation and formation conditions of promising oil and gas bearing objects associated with certain paleo-environments. Understanding of the region paleogeography allows identifying the reservoir distribution patterns and, consequently, establishing the most prospective zones of possible traps development (of both structural and lithologic type).

For citation: Afanasenkov A.P., Bordug A.V., Nikishin A.M., Taninskaya N.V., Shimansky V.V., Bordunov S.I. Update of paleogeography of Siberian platform North accounting for new data. *Geologiya nefi i gaza* = Oil and gas geology. 2018;(2):5–23. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-5-23.

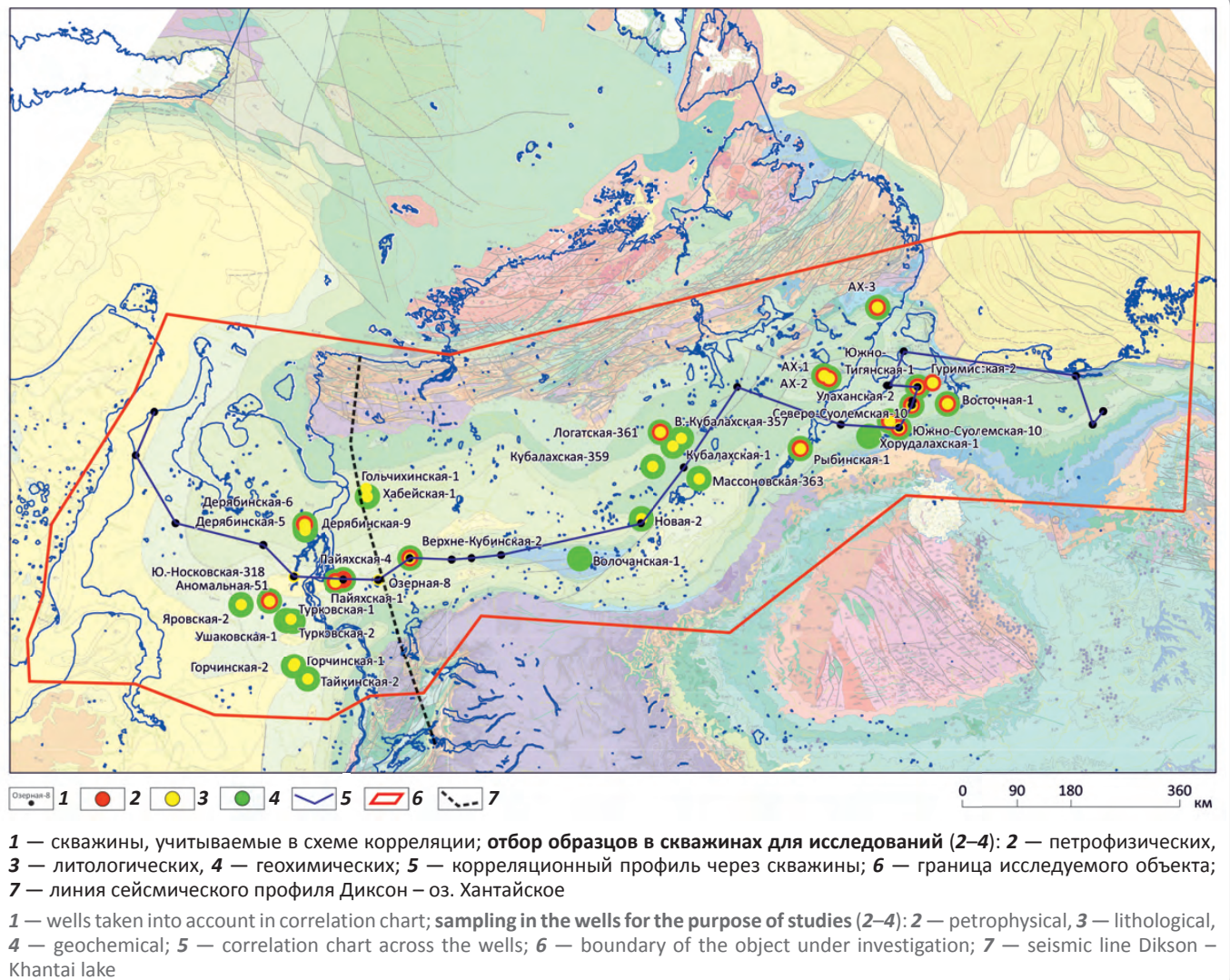
Отрицательные результаты бурения на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба в куполах крупных мегавалов (Балахнинский, Рассохинский и др.) свидетельствуют об отсутствии корректных представлений об истории формирования региона и непонимании основных закономер-

ностей распространения коллекторов, покрышек и, следовательно, перспективных объектов. Палеогеографические реконструкции, выполненные с привлечением максимального объема геологической, палеонтологической, биостратиграфической, седиментологической и геохимической информации,



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Схема расположения скважин с детальным изучением керна
Fig. 1. Well location map with detailed core studies



позволяют определять источники сноса и пути переноса терригенного материала, прогнозировать распространение коллекторов, литологических ловушек и в конечном итоге прогнозировать залежи углеводородов.

Геологическое строение севера Сибирской платформы характеризуется переходным разрезом от ее палеозойского бассейна к мезозойскому разрезу Западно-Сибирской плиты. Это повышает интерес к изучаемому региону, поскольку УВ-потенциал приурочен к широкому диапазону отложений.

Мезозойский разрез севера Сибирской платформы изучен в единичных скважинах, актуализация палеорекоstructions с учетом нового геолого-геофизического материала и проведенных детальных седиментологических, палеонтологических и биостратиграфических исследований позволит уточнить ресурсный потенциал мезозойских отложений.

Строение палеозойского разреза лишь предстоит изучить, однако понимание палеогеографических условий, существовавших в это время, позволит пересмотреть УВ-потенциал данного региона.

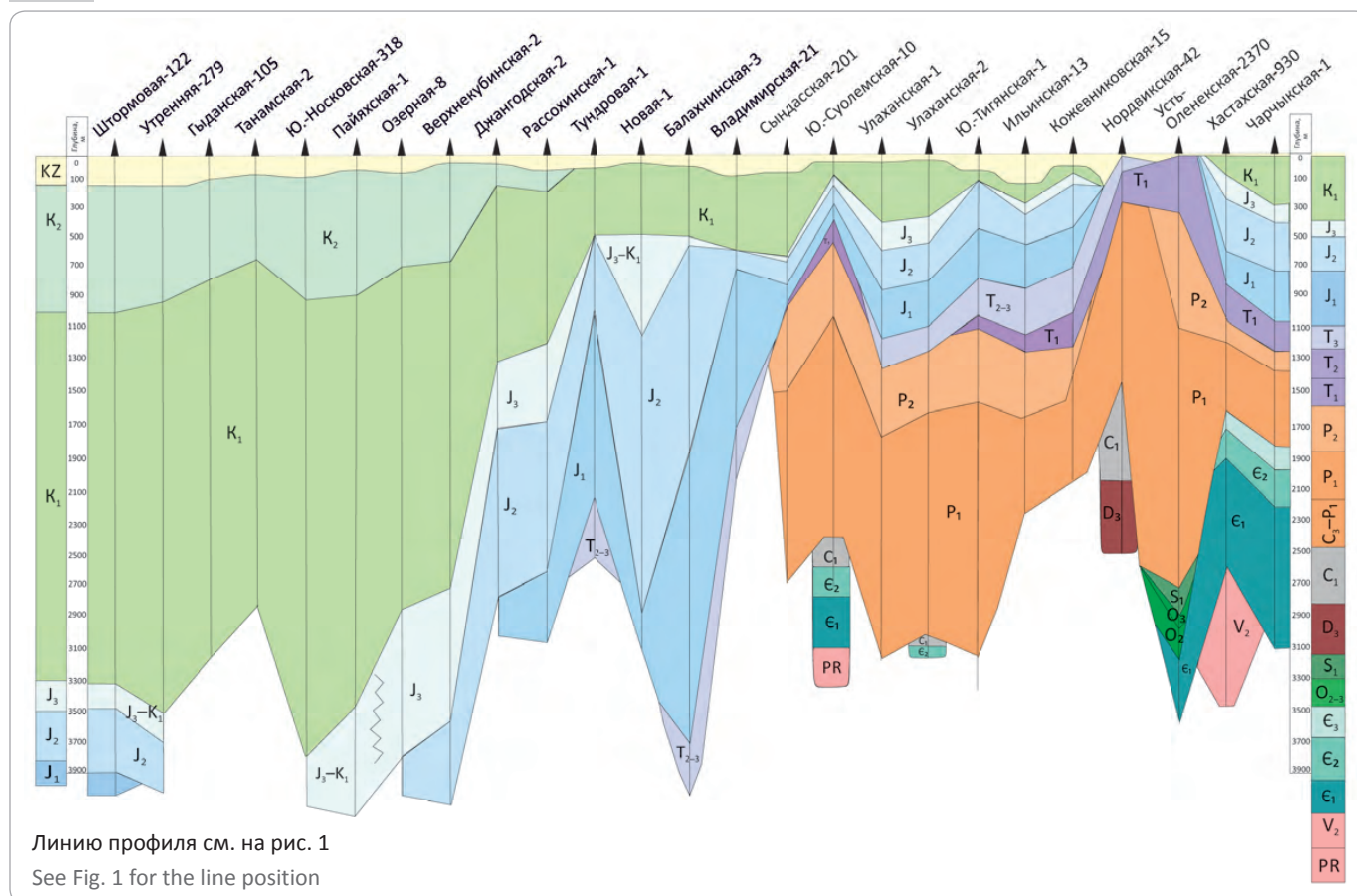
Фактический материал

Степень изученности *Енисей-Хатангского регионального прогиба* бурением и сейсмическими данными низкая. Основным материалом при палеогеографических реконструкциях стали описания керна и обнажений Енисей-Хатангской и Анабаро-Хатангской НГО, а также данные микрофаунистического и палинологического анализов, выполненных группой специалистов ФГБУ «ВНИГНИ» и ФГУНПП «Геологоразведка» (рис. 1).

В статье использованы материалы публикаций по палеогеографии Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском и меловом периоде [1, 2], а также фондовые материалы по результатам работ, прово-

Рис. 2. Схема корреляции кайнозой-протерозойских отложений севера Сибирской платформы и прилегающих территорий Западной Сибири

Fig. 2. Correlation chart of Cenozoic-Proterozoic deposits in the northern Siberian Platform and adjacent West Siberian areas



димых ранее региональными институтами (ВСЕГЕИ, ИНГТ СО РАН, Сибнефтегеофизика, СНИИГГиМС).

На корреляционном профиле субширотного простирания (рис. 2) показаны изученность глубоким бурением и принципиальная модель строения региона. На западе территории, в районе рек Енисей и Пясина, максимально вскрытый разрез сложен нижнеюрскими отложениями, в районе Гыдана — мощными меловыми отложениями, юрский разрез часто даже не вскрыт скважинами. На востоке (центр Енисей-Хатангского регионального прогиба) мощность меловых отложений резко сокращается и в скважинах преобладает юрский интервал разреза. Такая тенденция сохраняется при переходе в район Анабаро-Хатангской седловины, где преобладают отложения палеозоя, в единичных скважинах вскрыт докембрий. Степень изученности бурением определяет методику выбора интервалов для палеорекопструкций на изучаемой территории.

Методические подходы

Неравномерная изученность, дефицит фактического материала, в том числе kernового, обусловили спектр методических подходов к определению условий осадконакопления.

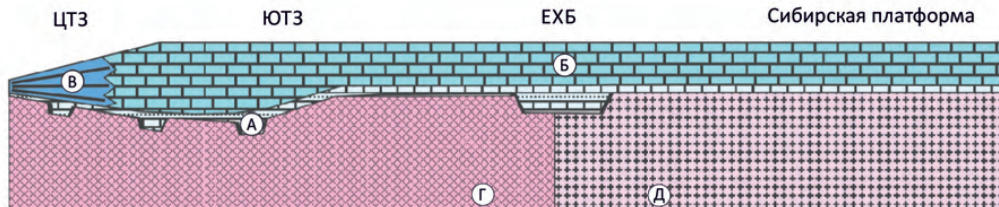
Доюрский комплекс залегает на больших глубинах и не вскрыт бурением на большей части Енисей-Хатангского прогиба. Разрез изучен в основном в обнажениях в прилегающих частях Таймыра и на севере Сибирской платформы. Отложения палеозоя вскрыты скважинами лишь на востоке изучаемой территории, в пределах Анабаро-Хатангской седловины. Их комплексный анализ позволил выделить литолого-палеогеографические зоны в пределах восточной части Енисей-Хатангского прогиба и экстраполировать их на прилегающие районы вплоть до Западной Сибири. Однако корреляция отложений часто условна, а экстраполяция данных недостаточно убедительна. Для понимания общей концепции развития региона Гыдано-Ленской зоны в целом приведены описания палеогеографических реконструкций основных этапов тектонических перестроений.

Для интервала разреза от позднего триаса до мела объем фактического материала позволяет детализировать строение как по разрезу, так и по площади. Методика палеогеографических реконструкций заключается в комплексном анализе kernового материала, каротажных диаграмм, временных сейсмических разрезов, карт мощностей, которые отражают палеотектонические обстановки на определенном этапе.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Модель геологической истории развития севера Сибирской платформы по профилю Диксон – оз. Хантайское (поздний венд – ранний кембрий, средний кембрий – ранний карбон)

Fig. 3. Model of geological evolution history of the northern Siberian Platform along the line Dikson – Khantai lake (Lower Vendian – Early Cambrian, Middle Cambrian – Early Carboniferous)

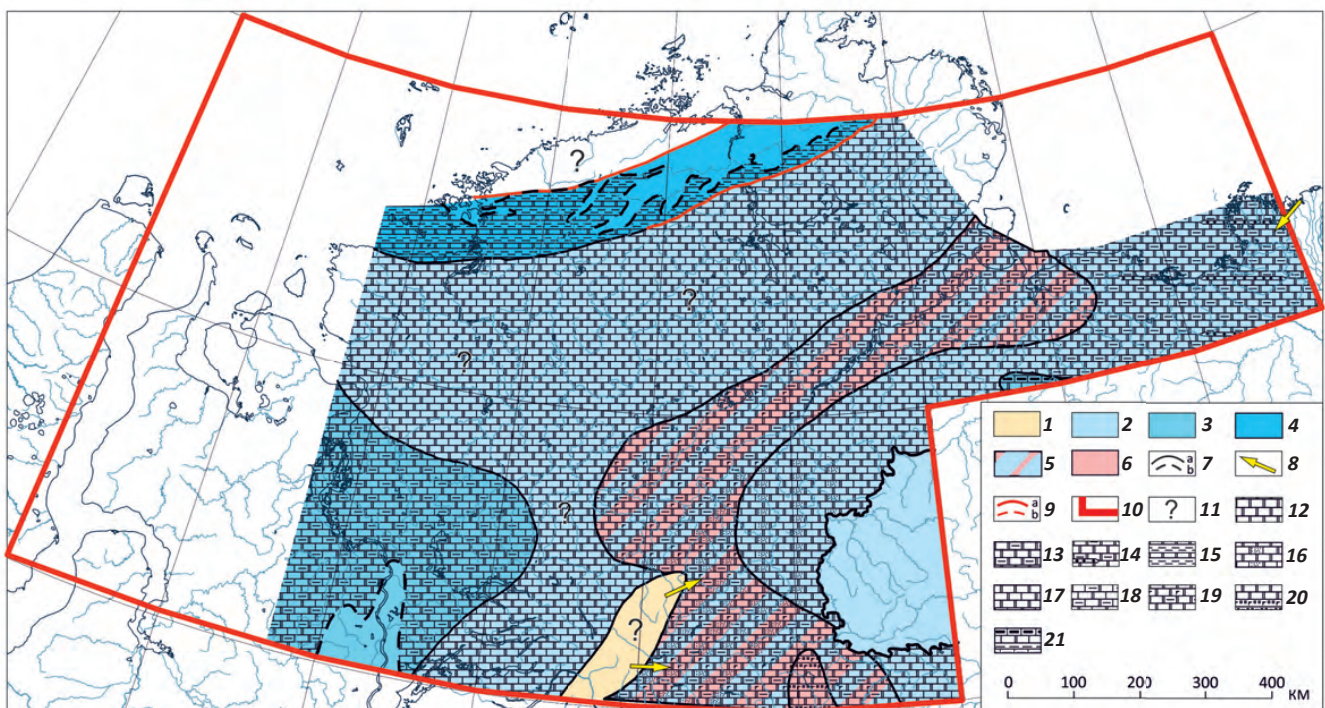


ЦТЗ — Центрально-Таймырская зона, ЮТЗ — Южно-Таймырская зона, ЕХБ — Енисей-Хатангский бассейн, А — синрифтовые осадки верхнего венда — нижнего кембрия, Б — пострифтовая карбонатная платформа, В — глубоководные сланцы (отложения континентального склона), Г — неопротерозойский (байкальский) фундамент, Д — фундамент Сибирской платформы

ЦТЗ — Central-Taimyr zone, ЮТЗ — South-Taimyr zone, ЕХБ — Yenisei-Khatanga basin, А — Upper Vendian — Lower Cambrian synrift sediments, Б — postrift carbonate platform, В — deepwater shale (continental slope deposits), Г — Neoproterozoic (Baikal) basement, Д — Siberian Platform basement

Рис. 4. Литолого-палеогеографическая схема севера Сибирской платформы и прилегающих районов Западной Сибири (кембрийский период, средняя эпоха)

Fig. 4. Lithology-paleogeographic scheme of the northern Siberian Platform and adjacent West Siberian regions (Cambrian period, middle epoch)

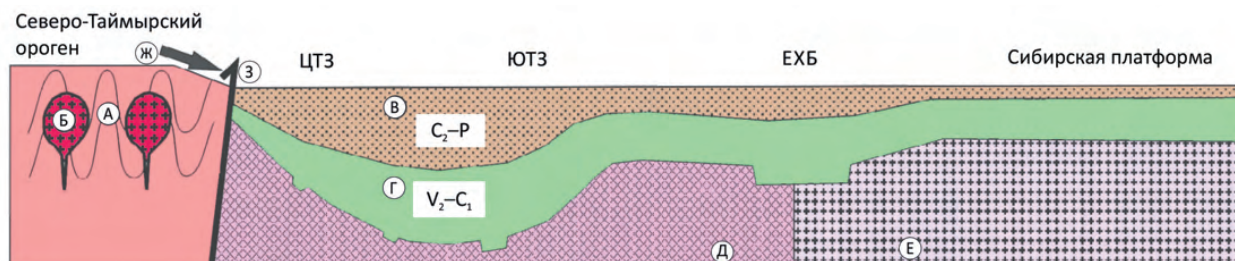


Палеогеографические обстановки (1–7): 1 — области суши без осадконакопления; **глубина моря нормальной солености, м (2–4):** 2 — менее 25, 3 — 25–100, 4 — более 200; 5 — мелководно-морские нормальной солености и эвапоритовые, 6 — эвапоритовые, 7 — границы современного распространения отложений (а — достоверные, б — предполагаемые); 8 — главные направления сноса обломочного материала; 9 — разломы (а — достоверные, б — предполагаемые); 10 — пространственные границы объекта; 11 — районы с отсутствием данных; **породы (12–21):** 12 — доломиты, 13 — глинистые доломиты, 14 — глинистые доломиты с линзами гравелитов, 15 — глины с прослоями доломитов, 16 — доломиты с песчанистой примесью, 17 — доломиты и известняки, 18 — глинистые известняки, 19 — доломиты с прослоями ангидритов, 20 — существенно ангидритовые доломиты с прослоями галита, 21 — доломиты и известняки, в прослоях битуминозные

Paleogeographic environments (1–7): 1 — onshore areas with no sedimentation; **depth of normal salinity sea, m (2–4):** 2 — less than 25, 3 — 25 to 100, 4 — more than 200; 5 — shallow-water-marine of normal salinity and evaporite, 6 — evaporite, 7 — present-day boundaries of the deposits (a — reliable, b — supposed); 8 — main directions of clastic material transportation; 9 — faults (a — reliable, b — supposed); 10 — spatial boundaries of the object; 11 — no data areas; **rocks (12–21):** 12 — dolomite, 13 — argillaceous dolomite, 14 — argillaceous dolomite with gravelite lenses, 15 — clay with dolomite partings, 16 — dolomite with sand admixture, 17 — dolomite and limestone, 18 — marlstone, 19 — dolomite with anhydrite partings, 20 — highly anhydrite dolomite with halite partings, 21 — dolomite and limestone bituminous in the partings

Рис. 5. Модель геологической истории развития севера Сибирской платформы по профилю Диксон — оз. Хантайское (средний карбон — пермь)

Fig. 5. Model of geological evolution history of the northern Siberian Platform along the line Dikson — Khantai lake (Middle Carboniferous — Permian)



А — складчатое основание Северного Таймыра, Б — интрузии гранитоидов, В — терригенные отложения предгорного прогиба, Г — осадки, сформировавшиеся раньше данного этапа, Д — неопротерозойский (байкальский) фундамент, Е — фундамент Сибирской платформы, Ж — направление транспортировки кластических осадков, З — основной надвиг. Остальные усл. обозначения см. рис. 3

A — folded basement of Northern Taimyr, Б — granitoid intrusions, В — terrigenous deposits of piedmont depression, Г — sediments formed in the earlier stages, Д — Neoproterozoic (Baikal) basement, Е — Siberian Platform basement, Ж — direction of clastic material transportation, З — major thrust. For other legend items see Fig. 3

Палеогеографические реконструкции

Рифей. Рифейские отложения на Сибирском кратоне сохранились в периферических частях, где они выполняют так называемые краевые прогибы, и в западной части внутренних районов платформы, где они обнажаются в пределах более поздних поднятий либо вскрыты глубокими скважинами. На большой центральной вытянутой области, протягивающейся от Непско-Ботуобинской антеклизы до Оленекского района, рифейские отложения отсутствуют [3]. Северная часть платформы большую часть рифейского времени представляла собой, по всей видимости, пассивную окраину Сибирского кратона [4].

Венд – ранний кембрий. Отложения верхнего венда – нижнего кембрия обнажаются на северном склоне Сибирской платформы и вскрыты скважинами в районе низовий рек Анабар и Оленек, представлены разнообразными песчаниками и карбонатами. Отложения среднего кембрия – нижнего карбона на поверхности не вскрыты, а данные по скважинам ограничены. В целом это отложения шельфовой карбонатной платформы с разнообразными фациями известняков, доломитов и других пород (Государственная геологическая карта..., Лист S-48, 2009; Государственная геологическая карта..., Лист S-49, 2013).

Предполагается, что в позднем венде – раннем кембрии области Енисей-Хатангского прогиба, Южно-Таймырской, Центрально-Таймырской зон [4] и северо-восточная окраина Сибирской платформы [5] были подвергнуты рифтингу с формированием системы грабенов, который, возможно, в среднем кембрии привел к образованию гипотетического океанического бассейна севернее современной Центрально-Таймырской зоны [4].

Средний кембрий – ранний карбон. Примерно со среднего кембрия область Южно-Таймырской зоны и Енисей-Хатангского бассейна стала шельфовым бассейном (рис. 3). В районе Центрально-Таймырской зоны этот шельфовый бассейн превратился в континентальный склон (Качурина Н.В. и др., 2013; Никишин А.М. и др., 2010).

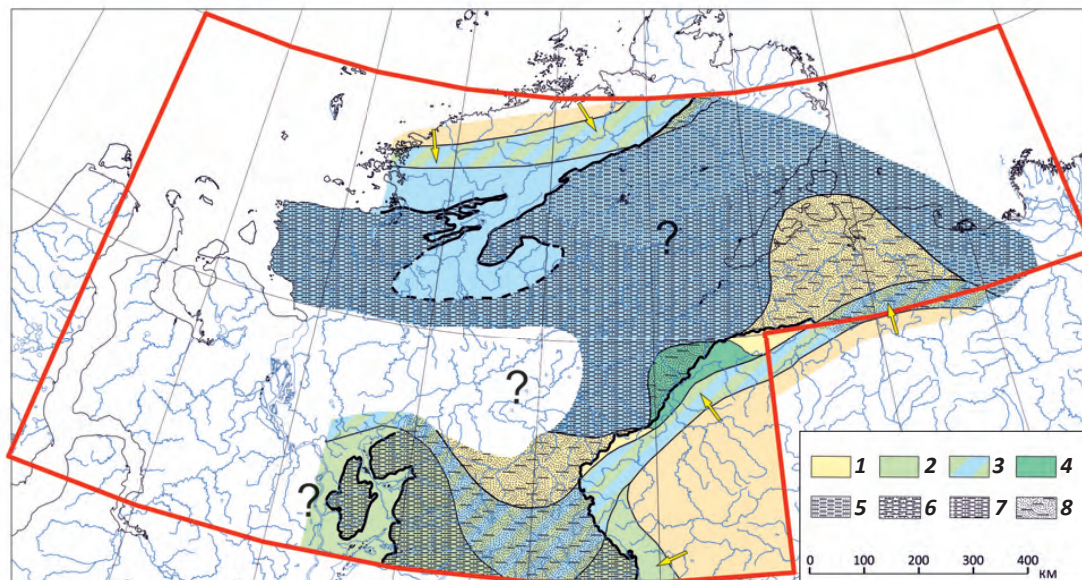
Таким образом, рассматриваемая территория в среднекембрийско-раннекаменноугольное время была в составе обширного эпикратонного морского бассейна, охватывавшего почти всю территорию Сибирской платформы и его северного обрамления, включая Южный Таймыр. Область континентального склона входила в состав Центрально-Таймырской мегазоны. В рассматриваемый период бассейн характеризовался выраженной фациальной зональностью с типичной ассоциацией глубоководно-шельфовых фаций (Юдомо-Оленекская фациальная зона), фаций барьерного рифового пояса (Анабаро-Синская зона), зарифового и эвапоритового бассейна (Турухано-Иркутско-Олекминская зона). Палеогеографические реконструкции выполнены на средний кембрий (рис. 4).

Средний карбон – ранняя пермь. В течение среднего карбона – ранней перми север Сибирской платформы развивался в условиях нараставших напряжений сжатия, генераторами которых со среднего карбона являлись коллизионные обстановки, связанные с началом формирования орогена Центрального и Северного Таймыра. Растущее поднятие являлось основным источником обломочного материала для Южно-Таймырской мегазоны, представлявшей собой предгорный прогиб, начавший свое развитие еще во второй половине карбона и заполнявшийся мощными терригенными комплексами до поздней перми (рис. 5) [4]. Подчиненное значение, в основном для

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Литолого-палеогеографическая схема севера Сибирской платформы и прилегающих районов Западной Сибири (пермский период, ранняя эпоха, ассельский – сакмарский века)

Fig. 6. Lithology-paleogeographic scheme of the northern Siberian Platform and adjacent West Siberian regions (Permian period, Cisuralian epoch, Asselian – Sakmarian ages)

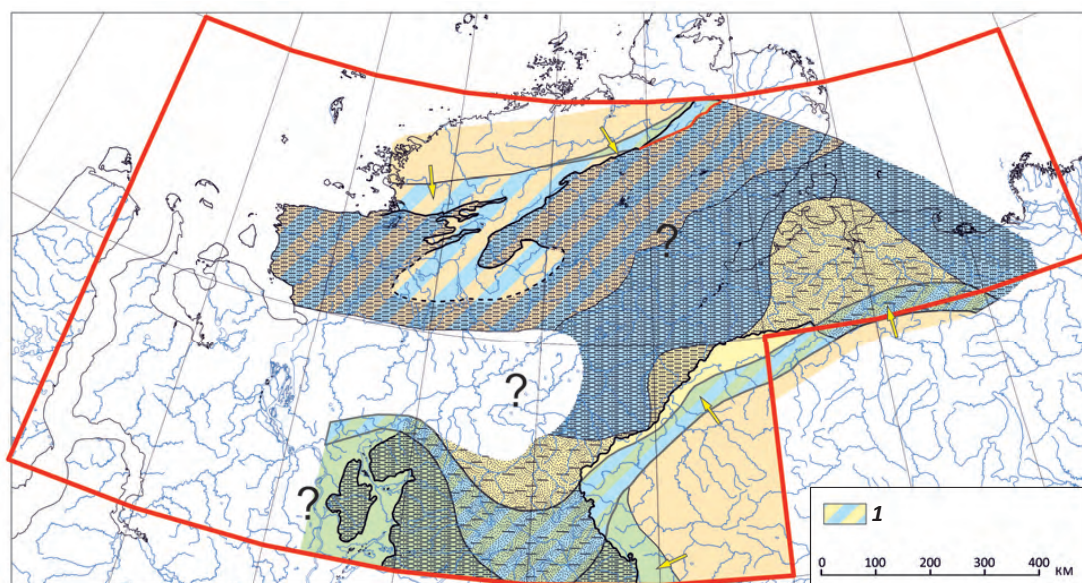


Палеогеографические обстановки (1–4): 1 — низменная равнина с болотным, озерным и аллювиальным осадконакоплением, 2 — периодически затопляемые низменные равнины, 3 — лагунные обстановки, 4 — прибрежно-морские и дельтовые обстановки; **осадки (песчаник, %)** (5–8): 5 — песчано-алевритовые (более 60), 6 — глинисто-песчаные (40–60), 7 — алевритоглинистые (20–40), 8 — преимущественно глинистые (менее 20).
Остальные усл. обозначения см. на рис. 4

Paleogeographic environments (1–4): 1 — lowland plain with palustrine, lacustrine and alluvial sedimentation, 2 — periodically inundated lowland plains, 3 — lagoon environment, 4 — coastal-marine and deltaic environments; **sedimentation (sandstone, %)** (5–8): 5 — sandy-aleuritic (more than 60); 6 — argillaceous sand (40–60); 7 — siltstone-clay (20–40); 8 — mainly argillaceous (less than 20).
For other legend items see Fig. 4

Рис. 7. Литолого-палеогеографическая схема севера Сибирской платформы и прилегающих районов Западной Сибири (пермский период, ранняя эпоха, артинский – кунгурский века)

Fig. 7. Lithology-paleogeographic scheme of the northern Siberian Platform and adjacent West Siberian regions (Permian period, Cisuralian epoch, Artinskian – Kungurian ages)

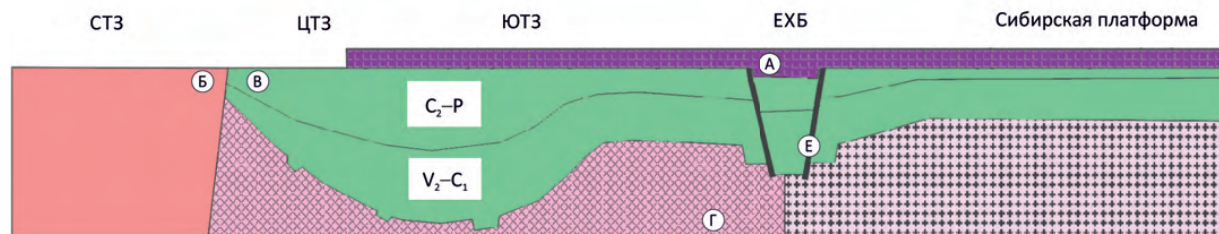


1 — мелководно-морские и прибрежные обстановки.
Усл. обозначения см. на рис. 4, 6

1 — shallow-marine and coastal environments.
For legend see Fig. 4, 6

Рис. 8. Модель геологической истории развития севера Сибирской платформы по профилю Диксон – оз. Хантайское (конец перми – ранний триас)

Fig. 8. Model of geological evolution history of the northern Siberian Platform along the line Dikson – Khantai lake (end of Permian – Early Triassic)



СТЗ — Северо-Таймырская зона, А — трапповый магматизм, Б — складчатое основание Северного Таймыра, В — осадки, сформировавшиеся раньше данного этапа, Е — разломы. Остальные усл. обозначения см. рис. 3

CT3 — North-Taimyr zone, A — trap magmatism, Б — folded basement of Northern Taimyr, В — sediments formed in the earlier stages, E — faults. For other legend items see Fig. 3

западной части бассейна, имело сжатие со стороны Урала, которое сопровождалось обмелением, в мелководно-морских обстановках с преимущественно нормальной соленостью накапливались сероцветные алевроглинистые породы.

Областями сноса для бассейна являлась территория Сибирской платформы, в основном Анабарское поднятие, воздымание которого в ранней перми усилилось по сравнению со средним – поздним карбоном. Для восточной части бассейна основным источником сноса было Оленекское поднятие. С севера обломочный материал поступал из начавшего воздымание еще в среднем карбоне Таймырского орогена, состоявшего из Северной и Центральной мегазон. Таким образом, в раннепермское время Енисей-Хатангский прогиб представлял собой сравнительно узкое море-пролив, соединявший Верхоянский и Карско-Западно-Сибирский бассейны. В области Анабаро-Хатангской седловины находился своеобразный «порог», разделявший области с разной интенсивностью погружения и являвшийся областью с повышенной ролью прибрежных и аллювиально-дельтовых фаций (рис. 6, 7).

Климат раннепермского времени хорошо восстанавливается по особенностям палеофлоры. Обилие растительных остатков, в том числе листопадных форм и хвойных, наличие годичных колец у древесины свидетельствует об умеренно теплом, в целом гумидном климате, но с выраженными сезонными колебаниями температуры и влажности.

Поздняя пермь – ранний триас. На границе перми и триаса и в раннем триасе в регионе широко проявился трапповый магматизм, как часть огромной области воздействия мантийного суперплюма [6–8]. Из новых сейсмических данных следует распространение Западно-Сибирской рифтовой системы в Енисей-Хатангский бассейн с накоплением мощной толщи позднепермско-триасового синрифтового комплекса, представленного терригенными отложениями и толщами базальтов в основании (рис. 8) [9].

Средний – поздний триас. В среднетриасовую эпоху Енисей-Хатангский бассейн представлял собой море-залив, глубоко вдававшийся в континент. Бассейн со всех сторон был окружен сушей и имел ограниченную связь с открытым морем Лаптевоморской области, поэтому в большей своей части он должен был распресняться за счет притока речных вод. Большие мощности средне-верхнетриасовых отложений в Восточном Притаймырье, вероятно, связаны с орогенной активизацией горного сооружения и образованием перед ним краевого прогиба (рис. 9) [4].

В области Енисей-Хатангского и Лено-Анабарского бассейнов в среднем триасе преобладали морские обстановки осадконакопления, однако площадь развития морских фаций несколько сократилась по сравнению с оленекским веком (рис. 10).

В среднем – позднем триасе в западной части Енисей-Хатангского района накапливались отложения озерно-аллювиальной равнины, далее на восток они сменялись прибрежно-морскими и мелководно-морскими осадками. В восточной части Анабаро-Ленского района преобладают отложения открытого, относительно глубоководного шельфа. Осадочный материал, по-видимому, поступал с бортовых частей бассейна на юге и севере прогиба, с гор Таймыра, вероятно подновленных обстановками регионального сжатия, и холмистой суши северной части Сибирской платформы. Вулканическая активность щелочно-базитового состава в раннем – среднем триасе продолжалась и на южном обрамлении Енисей-Хатангского бассейна. Помимо продуктов размыва более древних пород, с Таймыра привносились осадки синхронного вулканизма основного и щелочно-основного состава.

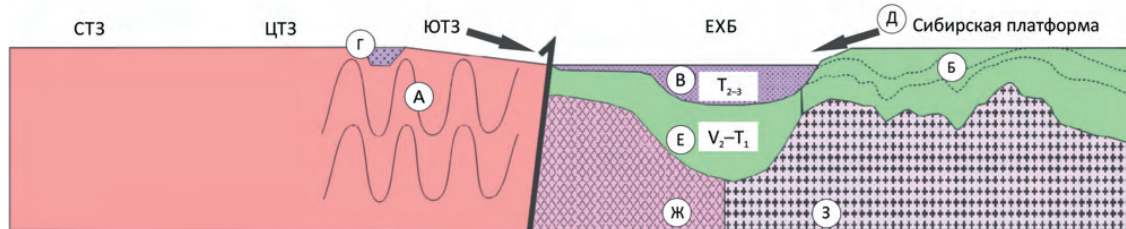
На южном побережье Хатангского залива, в Нордвикско-Анабарской зоне, вверх по разрезу морские обстановки сменились прибрежно-морскими и континентальными с осушением и зарастанием территории наземными растениями.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 9. Модель геологической истории развития севера Сибирской платформы по профилю Диксон – оз. Хантайское (средний – поздний триас)

Fig. 9. Model of geological evolution history of the northern Siberian Platform along the line Dikson – Khantai lake (Middle – Early Triassic)

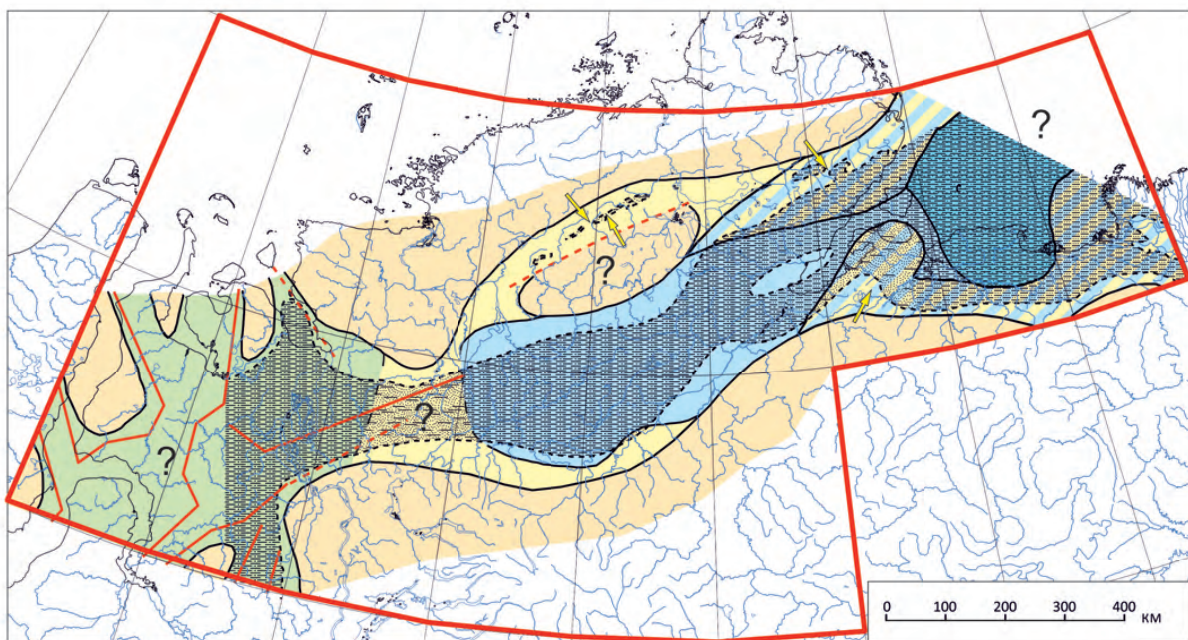


А — складчатость в Южно-Таймырской зоне, Б — складчатость в Норильском регионе Сибирской платформы, В — краевой молассовый прогиб Енисей-Хатангского прогиба, Г — межгорные молассовые прогибы в ЮТЗ, Д — направление транспорта кластических осадков, Е — осадки, сформировавшиеся раньше данного этапа, Ж — неопротерозойский (байкальский) фундамент, 3 — фундамент Сибирской платформы. Остальные усл. обозначения см. рис. 3, 8

A — folding in South-Taimyr zone, Б — folding in the Norilsk region of the Siberian platform, В — molasse trough of the Yenisei-Khatanga depression, Г — intermontane molasse troughs in ЮТЗ, Д — direction of clastic material transportation, Е — sediments formed in the earlier stages, Ж — Neoproterozoic (Baikal) basement, 3 — Siberian Platform basement. For other legend items see Fig. 3, 8

Рис. 10. Литолого-палеогеографическая схема севера Сибирской платформы и прилегающих районов Западной Сибири (триасовый период, средняя эпоха)

Fig. 10. Lithology-paleogeographic scheme of the northern Siberian Platform and adjacent West Siberian regions (Triassic period, Middle epoch)



Усл. обозначения см. на рис. 4, 6, 7

For legend see Fig. 4, 6, 7

На Волочанской и Тундровой площадях встречаются прослои вулканомиктовых и туфогенных песчаников и алевролитов, мощность отложений в направлении к Таймыру (Владимирская площадь) увеличивается.

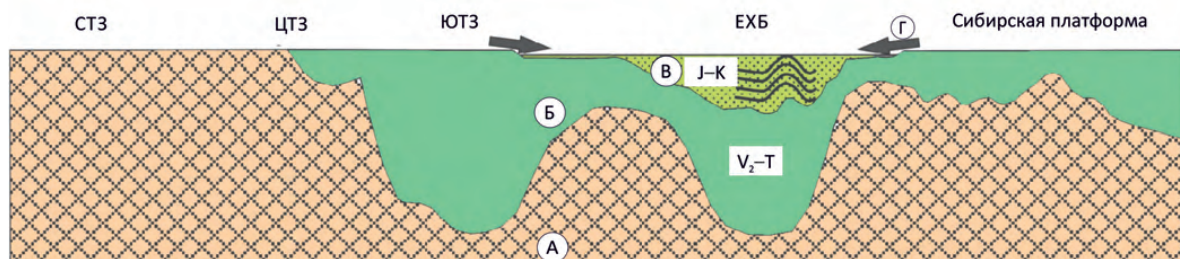
На востоке вскрытый нерасчлененный разрез среднего – верхнего триаса представлен темно-серыми глинистыми алевролитами, неравномерно переслаивающимися с аргиллитами, серыми и светло-серыми мелкозернистыми песчаниками. Накопление этих отложений могло происходить в прибрежных и

мелководно-морских условиях нормальной или пониженной солености.

В области сочленения Енисей-Хатангского прогиба и Западно-Сибирской плиты отложения среднего (и верхнего) триаса скважинами не вскрыты, однако здесь предполагается широкое развитие тампейской серии, представленной терригенной лимнической угленосной формацией мощностью до 1000–2000 м (Государственная геологическая карта..., Лист S-41-43, 2009; Государственная геологическая карта..., Лист Q-44-45, 2004). Распространение этой

Рис. 11. Модель геологической истории развития севера Сибирской платформы по профилю Диксон – оз. Хантайское (поздняя юра – ранний мел)

Fig. 11. Model of geological evolution history of the northern Siberian Platform along the line Dikson – Khantai lake (Late Jurassic – Early Cretaceous)



А — разновозрастный фундамент, Б — осадки, сформировавшиеся раньше данного этапа, В — межгорный молассовый бассейн, Г — направление транспорта кластических осадков. Остальные усл. обозначения см. рис. 3, 8

A — heterochronous basement, Б — sediments formed in the earlier stages, В — intermontane molasse basin, Г — direction of clastic material transportation. For other legend items see Fig. 3, 8

серии, особенно ее нижних частей, в значительной мере контролируется бортовыми разломами рифтов, развивавшихся в конце перми – раннем триасе. Верхние члены трансгрессивно перекрывают реликтовые горстовые блоки. В среднем триасе, вероятно, большое число этих блоков еще формировалось за счет размываемых возвышенностей среди аккумулятивной, аллювиально-озерно-болотной низменности.

Гумидный климат в среднем триасе менялся от теплого в анизийском веке до умеренно-теплого — в ладинском.

Юра – мел. В юрско-меловое время в осевой части Енисей-Хатангского прогиба и в Западной Сибири шло непрерывное осадконакопление на фоне общего погружения бассейна (рис. 11).

В начале юрского периода Западная Сибирь представляла собой возвышенную, слаборасчлененную приподнятую сушу [10–12] (Объяснительная записка..., 1976). Область аккумуляции располагалась во внутренней зоне бассейна, на севере Западной Сибири и в Енисей-Хатангском прогибе. На северном краю бассейна отложения юры залегают с угловым несогласием на подстилающих отложениях палеозоя – триаса.

Ранняя юра. Геттанг, синемюр и плинсбах. Геттанг, плинсбах — это время регрессии морского бассейна. В мелеющем море на крайнем севере Западной Сибири и в центральной части Енисей-Хатангского прогиба формировалась толща переслаивания песчаников, алевролитов и глин с остатками раковин морских фоссилий [13].

Областью денудации были Среднесибирские горы, а на севере источниками сноса являлись палеоострова Новой Земли и Таймыра. Северный палеоостров Новой Земли и Таймыр представляли собой единую денудационную сушу площадью 360 тыс. км² [1].

В плинсбахе в восточной части Енисей-Хатангского междуречья сохранялся морской режим, кратковременные трансгрессии чередовались с ре-

грессиями [14, 15], в позднем плинсбахе отмечается обширная трансгрессия моря [16].

Седиментация в позднем плинсбахе на большей части исследуемой территории палеобассейна происходила преимущественно в морских, прибрежно-морских, реже — в дельтовых условиях (рис. 12). В бортовых частях палеобассейна на севере и юге Енисей-Хатангского и Анабаро-Ленского прогибов, а также в крайней восточной части Анабаро-Ленского прогиба отмечаются континентальные обстановки осадконакопления. Во внутренней части прогиба преобладали обстановки открытого морского шельфа с глинистой седиментацией. Относительно глубоководный шельф фиксируется на севере Лено-Анабарского района [13–15, 17].

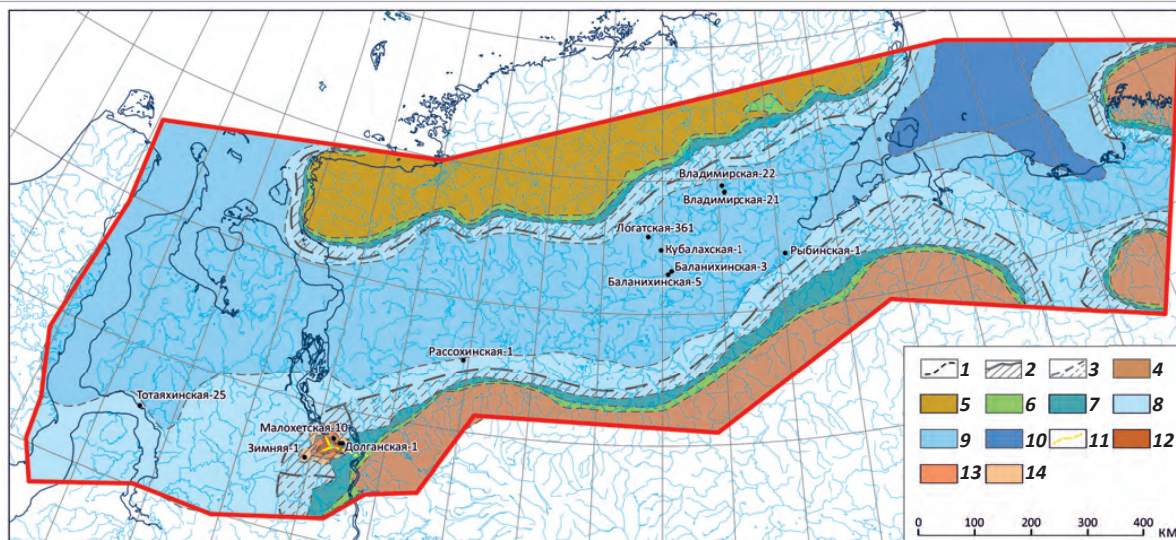
В юго-западной прибрежной части Енисей-Хатангского района по результатам фациальной интерпретации ГИС определены фации средней и дистальной частей конуса выноса дельты и закартирован конус выноса дельты в зоне развития мелководного морского шельфа. Бортовые зоны прогибов узкой полосой оконтуривают области развития надводной дельтовой равнины и прибрежной равнины, временами заливаемой морем. В области мелководно-морского шельфа выделяется зона распространения предполагаемых дельтовых отложений. Учитывая, что снос осадочного материала осуществлялся с бортовых частей прогиба в области развития гор и холмогорий на севере (Таймырская суша), юге (Среднесибирские горы) и востоке исследуемой территории, можно предполагать существование такой зоны.

Ранняя юра. Тоар. После незначительной регрессии, отмечаемой в конце плинсбаха, в раннем тоаре повысился уровень моря и наступила трансгрессия, одна из самых крупных в ранней и средней юре [1], в результате которой на территории всего Енисей-Хатангского прогиба образовался межрегиональный флюидопор. Отложения представлены монотонной толщей глин, иногда аргиллитоподобных, темно-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 12. Палеогеографическая схема севера Сибирской платформы и прилегающих районов Западной Сибири (ранняя юра, поздний плинсбах)

Fig. 12. Paleogeographic scheme of the northern Siberian Platform and adjacent West Siberian regions (Early Jurassic, Late Pliensbachian)



1 — предполагаемые границы фации; **зона распространения дельтовых отложений (2, 3):** **2** — подтвержденных, **3** — предполагаемых; **палеофациальные области (4–10):** **4** — горы (зона отсутствия отложений), **5** — холмистая и равнина, **6** — надводная дельтовая равнина/озерно-аллювиальная равнина, **7** — прибрежная равнина, временно заливаемая морем, **8** — мелководно-морской шельф, **9** — открытый шельф, **10** — глубокая часть шельфа; **палеофациальные зоны (11–14):** **11** — предполагаемые русловые отмели и дельтовые каналы, **12** — проксимальный конус выноса дельты, **13** — средний конус выноса дельты, **14** — дистальный конус выноса дельты.

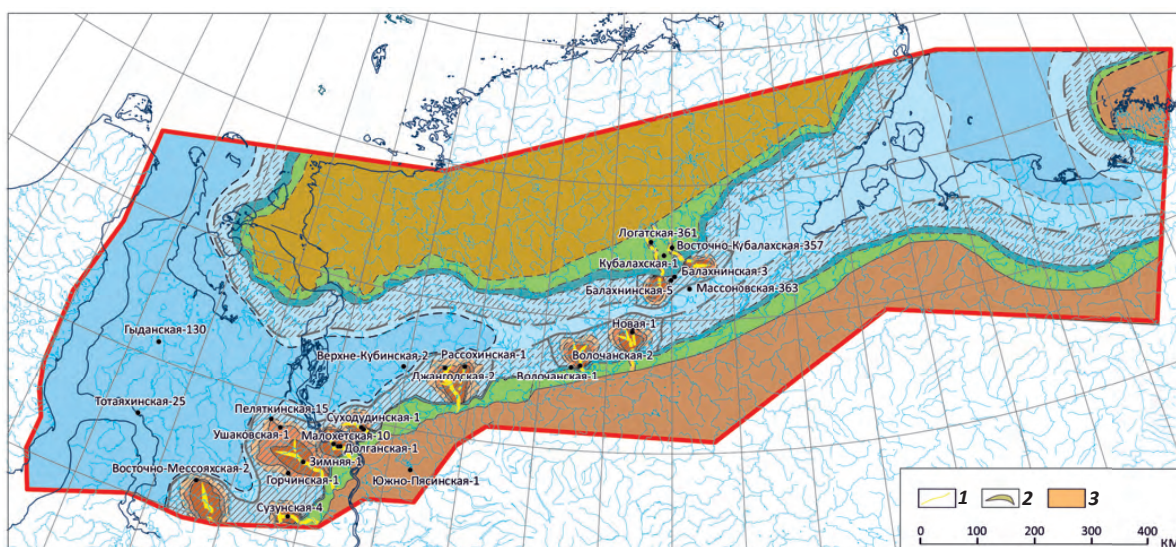
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — supposed facies boundaries; **zone of deltaic deposits distribution (2, 3):** **2** — confirmed, **3** — supposed; **paleofacies areas (4–10):** **4** — mountains (zone of sediments absence), **5** — hills and plain, **6** — supraaquatic deltaic plain/fluviolacustrine plain, **7** — coastal plain periodically sea-drowning, **8** — shallow-marine shelf, **9** — open shelf, **10** — deepwater shelf; **paleofacies zones (11–14):** **11** — supposed braid bars and deltaic channels, **12** — proximal delta fan, **13** — medial delta fan, **14** — distal delta fan.

For other legend items see Fig. 1

Рис. 13. Палеогеографическая схема севера Сибирской платформы и прилегающих районов Западной Сибири (средняя юра, ранний байос)

Fig. 13. Paleogeographic scheme of the northern Siberian Platform and adjacent West Siberian regions (Middle Jurassic, Early Bajocian)



Палеофациальные зоны (1–3): **1** — русловые отмели, дельтовые каналы, **2** — береговые валы, **3** — пояс меандрирования рек. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 12

Paleofacies zones (1–3): **1** — braid bars, deltaic channels, **2** — beach bars, **3** — rivers meandering belt.

For other legend items see Fig. 1, 12

серых до черных с коричневатым оттенком, тонкогоризонтально-слоистых, тонкоотмученных, в прослоях часто высокоуглеродистых, особенно в нижней части разреза. Отложения нижнего тоара формировались на глубинах нижней и средней частей внутренней сублиторали. В направлении Таймыра и окраины Сибирской платформы глубина осадконакопления сокращались, соответствуя глубинам верхней части внутренней сублиторали. Глубины средней сублиторали наиболее распространены в восточных участках структуры (выход к морю Лаптевых). О пологом уклоне дна бассейна свидетельствуют низкий градиент приращения мощностей, однотипность вещественного состава пород и характерные сообщества макро- и микробентоса [13, 18].

В западной части прогиба: в Енисей-Хатангской, а также в прилегающей Ямало-Гыданской зоне отложения верхнего тоара представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с остатками растительного детрита, что свидетельствует об обмене бассейна.

Средняя юра. Аален – байос. На большей части изучаемой территории начало ааленского века связано либо с накоплением континентальных отложений, либо с перерывом в осадконакоплении. Характер залегания и фациальный состав пограничных отложений нижней и средней юры свидетельствуют о структурной перестройке палеобассейна. Нижней части свойственен глинисто-алевритовый состав, а верхней — песчаный. Хатангский палеопроток мог иметь крутые уклоны дна, и местами глубины могли достигать нижней сублиторали (район Анабарского залива). На южном борту разрез преимущественно глинистый, на севере он содержит пласты песчаников. В Енисей-Хатангской части прогиба на рубеже ранней и средней юры формируются песчано-глинистые отложения.

Таким образом, несмотря на обширную позднеааленскую регрессию, бассейн сохранил свои очертания. В то же время следует отметить, что со временем накопления этого существенно песчаного горизонта связано формирование перерывов в осадконакоплении и выпадение из разрезов значительных по продолжительности стратиграфических интервалов.

В байосе осадконакопление происходило в условиях прибрежной равнины и верхней сублиторали. Палеорекострукции выполнялись на нижний байос, в момент максимальной регрессии, во время которой происходило накопление осадков мелководно-морского и прибрежно-морского генезиса.

На исследуемой территории отложения байоса слабо охарактеризованы керном, поэтому, помимо литолого-седиментологического анализа керна материала, привлекались данные геофизических исследований (ГИС).

На время формирования алевроитопесчаного пласта в раннем байосе осадконакопление проис-

ходило, вероятнее всего, по модели дельты с доминированием приливно-отливных процессов. На палеогеографической карте (рис. 13) раннего байоса континентальные обстановки осадконакопления отражены на территории развития Среднесибирских гор и Таймырской денудационной равнины, которые обрамляли палеобассейн на севере и юге Енисей-Хатангского и Анабаро-Ленского районов, а также в крайней северо-восточной части Анабаро-Ленского района. В центральной части исследуемой территории область морского палеобассейна значительно уменьшается. Во внутренней зоне, в южной части Енисей-Хатангского района, располагались небольшие по площади надводные дельтовые равнины с меандрирующими надводными дельтовыми каналами с русловыми отмелями, дельтовыми поймами и болотами. Снос осадочного материала осуществлялся с бортовых частей на юге и севере прогиба, с территории современных Таймыра и Сибирской платформы.

В западной части Енисей-Хатангского района, в северной и центральной частях Анабаро-Ленского района преобладают обстановки открытого морского шельфа. Мелководно-морской шельф с преимущественно глинистым осадконакоплением занимает большую часть территории исследований. В области мелководно-морского шельфа выделяется зона распространения предполагаемых дельтовых отложений, которая оконтуривает области развития морского края надводной дельтовой равнины. Учитывая, что снос осадочного материала осуществлялся с бортовых частей прогиба на севере (Таймырские холмы), юге (Среднесибирские горы) исследуемой территории, на востоке тоже можно предполагать существование такой зоны.

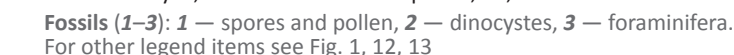
Примерно в середине байоса, из-за поднятия уровня моря, в разрезе увеличивается общий объем глинистого материала. В конце байоса снова наступил регрессивный этап с отложением преимущественно песчаного материала.

Средняя юра. Поздний байос – ранний бат. По литературным данным, в батское время в пределах Карской, Антипаютинско-Тадебияхинской мегасинеклиз и Агапско-Енисейского желоба располагалась морская область с глубиной бассейна 25–100 м. Площадь этой области расширилась в западной части бассейна, а на северо-востоке приблизилась к юго-западной части Таймырского палеоострова. В Приенисейской зоне на севере геосинеклизы формировались песчано-алевритовые осадки, среди которых глинистые породы встречаются только в виде прослоев [1].

По результатам седиментологического и фациального анализов установлено, что седиментация в батский век на большей части исследуемой территории палеобассейна происходила преимущественно в морских, реже — в прибрежно-морских и дельтовых условиях, в меньшей степени — в континентальных обстановках.

100

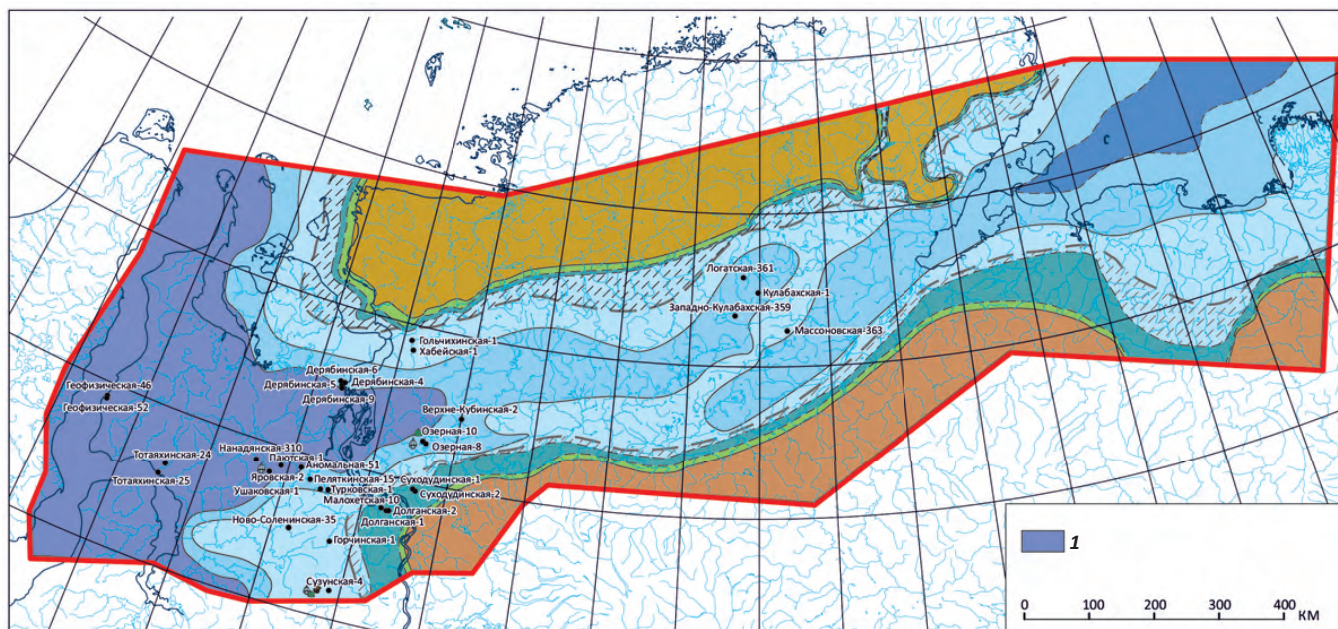
Fig. 14. Paleogeographic scheme of the northern Siberian Platform and adjacent West Siberian regions (Middle Jurassic, Late Bajocian – Bathonian)



Средняя юра (келловей) – поздняя юра – ранний мел (волжский ярус). Обширная трансгрессия, начавшаяся в конце бата, достигла максимума в верхней юре в титонском (волжском) ярусе. В течение всего этого времени господствовал морской режим. Отложения формировались в морском эпиконтинентальном сравнительно глубоководном бассейне на протяжении волжского века и в начале берриаса. Границы морского бассейна несколько расширились, значительно увеличилась его глубина в западной части Енисей-Хатангского района, где формировались битуминозные аргиллиты. В северо-восточном направлении обстановки сменяются открытым и

Рис. 15. Палеогеографическая схема севера Сибирской платформы и прилегающих районов Западной Сибири (поздняя юра – ранний мел, волжский ярус)

Fig. 15. Paleogeographic scheme of the northern Siberian Platform and adjacent West Siberian regions (Late Jurassic – Early Cretaceous, Volgian age)



1 — глубоководный бассейн. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 12, 14

1 — deepwater basin. For other legend items see Fig. 1, 12, 14

мелководно-морским шельфом. В центральной части бассейна отмечается развитие мелководно-морского шельфа в зоне подводных возвышенностей. На северо-востоке территории, в Анабаро-Ленском районе, мелководно-морской шельф сменяется открытым, а затем глубоким шельфом [19]. Предложенная палеогеографическая карта базируется на результатах описания кернового материала, интерпретации ГИС с выделением электрофаций по методике В.С. Муромцева [20], а также с использованием опубликованных материалов А.Э. Конторовича, В.П. Девятова, Б.Л. Никитенко, Б.Н. Шурыгина, Е.А. Предтеченской, Ф.Г. Гурари, А.Р. Курчикова и других исследователей.

Палеореконструкции проведены для волжского времени (рис. 15). В западной части Енисей-Хатангского района отложения верхней юры формировались в условиях глубоководного бассейна, в северо-восточном направлении обстановки сменяются открытым и мелководно-морским шельфом, что подтверждается фациальной интерпретацией ГИС в скважинах на Долганской, Малохетской и Озерной площадях. Из анализа мощностей по скважинам отмечается тренд уменьшения мощности осадков с востока на запад. В центральной части прогиба наблюдается поднятие, здесь обстановки седиментации мелководного морского шельфа протягиваются с юго-запада на северо-восток и практически разделяют исследуемую территорию на две части. На севере область развития гор и холмогорий, относящаяся к

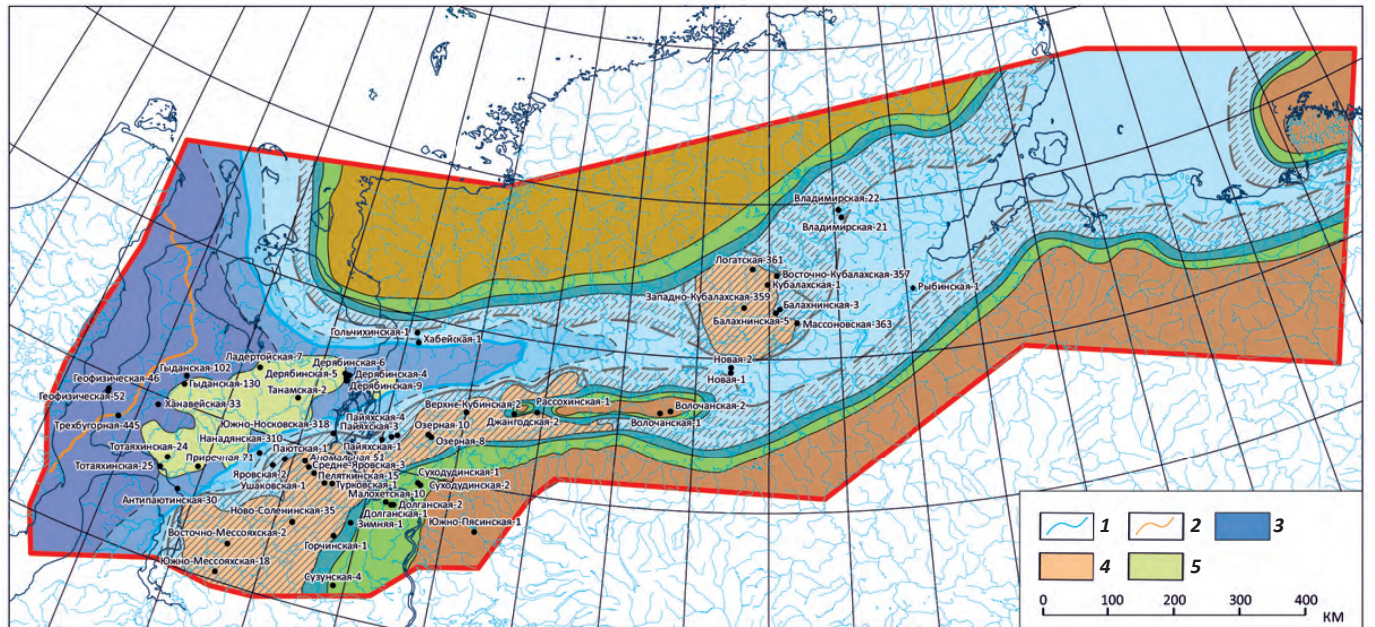
Таймырскому поднятию, окаймляет временно заливаемые участки пойм и прибрежные равнины, периодически заливаемые морем, вдоль которых распространяется предположительная зона развития дельтовых комплексов. На южном борту палеобассейна также развиты горы, откуда, вероятнее всего, происходил основной снос обломочного материала. Вдоль бортовой зоны развиты временно заливаемые участки пойм и прибрежные равнины, периодически заливаемые морем. На северо-востоке мелководно-морской шельф сменяется открытым, а затем глубоким шельфом (см. рис. 15).

Меловой интервал. Берриас – готерив. После глобальной юрской трансгрессии на прилегающей территории к палеобассейну Енисей-Хатангского регионального прогиба в меловое время началось активное горообразование, повлекшее за собой смену некомпенсированного осадконакопления на лавинную седиментацию. Основным источником обломочного материала для формирования клиноформного комплекса служили Сибирская платформа и Алтае-Саянская складчатая область. Боковое заполнение Западно-Сибирского бассейна шло в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. В центральной части наклонное залегание отложений нижнего мела наблюдается на единичных профилях, что свидетельствует о менее динамичных условиях осадконакопления. Клиноформный комплекс формировался вплоть до барремского времени.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 16. Палеогеографическая схема севера Сибирской платформы и прилегающих районов Западной Сибири (ранний мел — валанжин — ранний готерив)

Fig. 16. Paleogeographic scheme of the northern Siberian Platform and adjacent West Siberian regions (Early Cretaceous — Valanginian — Early Hauterivian)



1 — бровка-кромка палеошельфа на начало формирования резервуара; 2 — приклинка (граница примыкания кровли резервуара к глубоководным отложениям); 3 — склон; **подтвержденная зона развития отложений комплекса (4, 5):** 4 — дельтового, 5 — турбидитного.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 12, 15

1 — paleoshelf edge as on the beginning of reservoir formation; 2 — boundary of reservoir top abutting to deepwater deposits; 3 — slope; **confirmed zone of deposits development complex (4, 5):** 4 — deltaic; 5 — turbidite complex.

For other legend items see Fig. 1, 12, 15

Отложения нижнего мела залегают без видимого перерыва на отложениях верхней юры и представлены преимущественно аргиллитоподобными глинами и алевритистыми отложениями, часто переслаиваемыми между собой и неравномерно карбонатизированными. Песчаные и алевролитопесчаные отложения развиты подчиненно. Они приурочены к трем основным уровням, распространенным в подошвенной, средней и кровельной частях толщ.

Палеогеографические реконструкции были выполнены для валанжин-раннеготеривского времени. Реконструкции соответствуют регрессивному этапу, начавшемуся еще в берриасе. Как показано на палеогеографической схеме валанжин-раннеготеривского возраста (рис. 16), континентальные обстановки осадконакопления развиты в районах Среднесибирских гор и Таймырской денудационной равнины, обрамлявших палеобассейн на севере и юге Енисей-Хатангского и Анабаро-Ленского районов, а также в крайней северо-восточной части Анабаро-Ленского района. В западной части Енисей-Хатангского района существовали обстановки глубоководного моря с зонами развития турбидитовых комплексов, подтвержденных по данным керна и фациальной интерпретации ГИС с использованием сейсмических данных. В южной и юго-восточной частях Енисей-Хатангского

района выделены зоны развития дельтовых комплексов, также подтвержденных фактическими данными по результатам фациальной интерпретации ГИС. Зоны аллювиальной равнины и морского края дельтовых комплексов узкой полосой оконтуривают возвышенности на севере, юге и крайнем востоке исследуемой территории. Во внутренней зоне палеобассейна, в восточной части Енисей-Хатангского района, в области Рассохинской и Волочанской площадей, выделяется возвышенность, с которой стекали небольшие реки, формируя в прибрежно-морской части шельфа небольшие дельтовые конусы выноса в валанжине и раннем готериве. По результатам фациальной интерпретации ГИС закартирована область подводных дельтовых равнин с конусами выноса дельт, спускающихся с Таймырской возвышенности в районе Логатской, Кубалахской, Балахнинской и Массоновской площадей. Предполагаемые зоны развития дельтовых комплексов выделены и на малоизученной территории Анабаро-Хатангской седловины. Возможно, дельтовые комплексы окаймляли и возвышенности в Анабаро-Ленском районе.

К концу готерива береговая линия в процессе регрессии продолжала смещаться в противоположную сторону от Сибирской платформы. Различные палеогеографические области продолжали сокра-

щаться. Отложения представлены ритмичным переслаиванием алевроитопесчаных и алевроитоглинистых пачек, соотношение которых меняется в пределах области развития толщи. В разрезе выделяется несколько регионально развитых глинистых пачек, к которым приурочены протяженные сейсмические отражающие горизонты. Песчаные пачки имеют относительно простое строение. Разделяющие их глинисто-алевритовые горизонты характеризуются переслаиванием аргиллитов и алевролитов. Мощность их также изменяется в широких пределах. Основными литологическими разновидностями берриас-готеривского комплекса отложений являются песчаники, алевролиты и аргиллиты [21].

Ранний мел. Барремский ярус. В барремском веке закончился крупный юрско-неокомский трансгрессивно-регрессивный седиментационный цикл. Это был один из двух основных циклов, сформировавший осадочный чехол Енисей-Хатангского регионального прогиба. В результате компенсированного заполнения бассейна осадками море обмелело. Континентальные отложения барремского яруса залегают с существенным перерывом на готериве и сложены светло-серыми мелко- и среднезернистыми песками и песчаниками с малочисленными прослоями углей и имеют континентальное происхождение.

Ранний мел. Поздний апт – ранний альб. В конце раннего мела наступает новый апт-неогеновый трансгрессивно-регрессивный седиментационный цикл. На территории Лено-Анабарского прогиба, Анабаро-Хатангской седловины и восточной части Енисей-Хатангского прогиба морской бассейн закрывается. Осадконакопление продолжается только в западной части Енисей-Хатангского прогиба, что отражено на фациальной карте-схеме формирования отложений апта – альба, полученной по результатам интерпретации ГИС и сейсмофациального анализа (рис. 17). По данным ГИС в скважинах диагностируются обстановки аллювиальной равнины (надводной дельтовой равнины) с разветвленной сетью надводных дельтовых каналов, береговыми валами и песками разливов, обстановки прибрежной равнины, временами заливаемой морем, с сетью надводных дельтовых каналов. В конце апта усилились эрозионные процессы, зарождались новые речные сети. Накопление более грубообломочного материала, преимущественно песчаного и песчано-глинистого состава, связано с усилением тектонической активности.

В пределах Енисей-Анабарского междуречья в барремский, аптский и альбский века располагалась обширная озерно-аллювиальная равнина, покрытая многочисленными озерами. Для равнины характерно активное накопление углей. С востока к окраине этой низменности могли подступать воды Арктического бассейна. В пределах Анабаро-Хатангской впадины аллювиальная равнина существовала и в

сеноманском веке. Возможно, что территория между Сибирской платформой и Верхоянскими горами представляла собой денудационную равнину, так как верхнемеловые отложения на всей этой территории отсутствуют. По этой равнине протекала крупная река, дельта которой располагалась в Усть-Енисейской впадине и постепенно отступала к востоку по мере развития трансгрессии туронского моря [22].

В конце альба последовала обширная трансгрессия Западно-Сибирского моря. Область морского мелководного бассейна расширилась на восток, но не проникла дальше р. Пясины, поэтому на большей части Енисей-Хатангского регионального прогиба господствовали континентальные условия осадконакопления.

В конце раннего мела морское осадконакопление сменяется на континентальное на большей части исследуемой территории. В западной части Енисей-Хатангского прогиба отмечается аллювиальная равнина (надводная дельтовая равнина) с разветвленной речной сетью, сменяющаяся к западу прибрежной равниной, временами заливаемой морем.

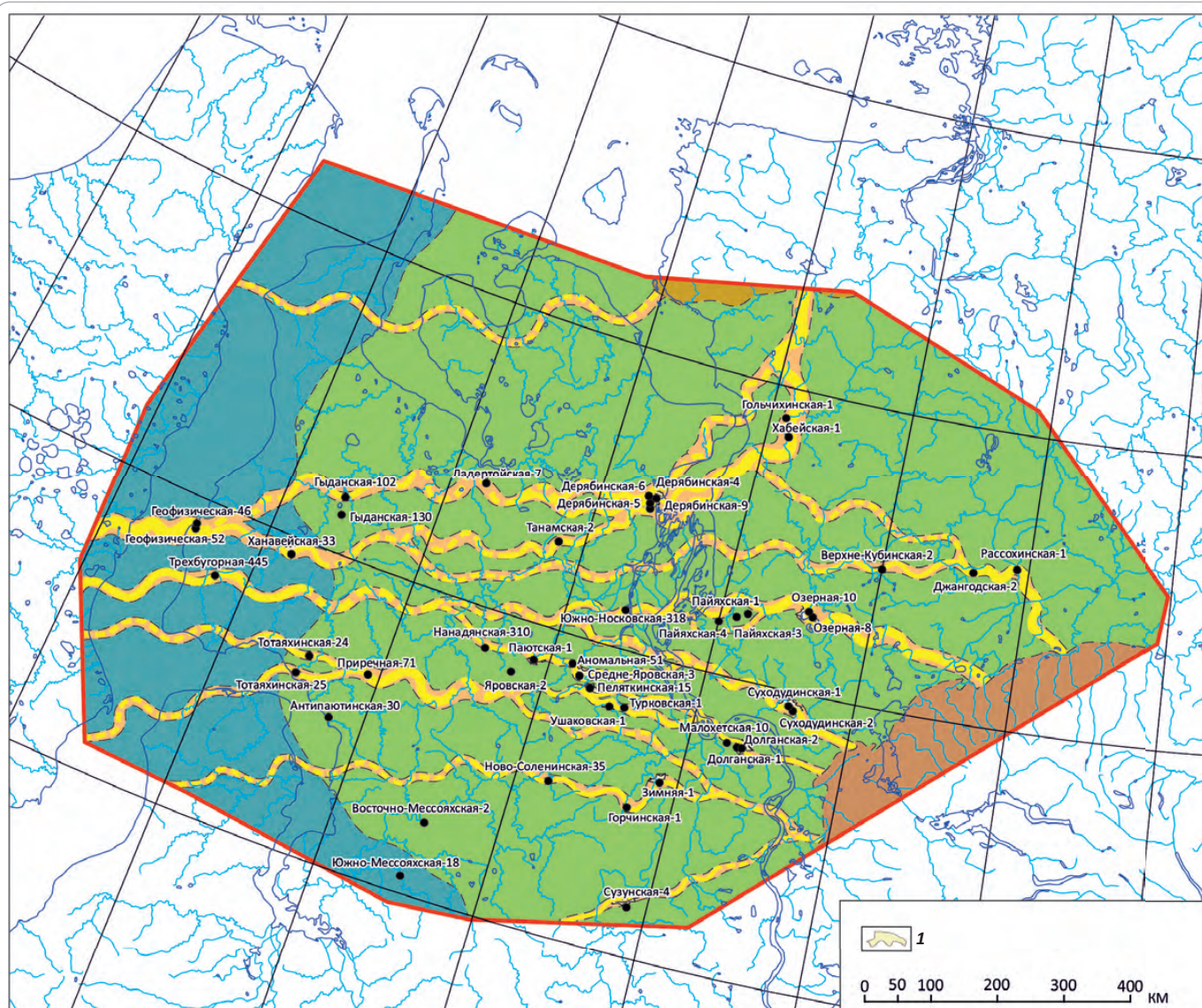
Поздний мел. Сеноман – турон – коньяк – сантон. Начавшаяся в конце альба регрессия продолжилась в сантоне, сопровождаясь общим обмелением Западно-Сибирского бассейна и распространением континентальных обстановок на запад. С турона в Енисей-Хатангской впадине начинается трансгрессия, которая постепенно распространяется с запада на восток. Если в западной части прогиба морские отложения начинают формироваться уже в туроне, то на востоке морские условия устанавливаются окончательно только в сантонском веке.

В западной части Енисей-Хатангского прогиба выделяются отложения (верхний – нижний сеноман и часть среднего турона), которые представлены глинами и глинистыми алевроитами с глауконитом и фосфоритовым горизонтом в основании. В восточной части распространения отложений сеномана в породах встречены аммониты, иноцерамы, раковины бентосных известково-секретионных фораминифер. Мощность отложений колеблется от 45 до 130 м.

Вышележащие отложения (верхний турон – сантон) имеют преимущественно глинистый состав. Глины местами чередуются с алевроитами и песками. Породы содержат отпечатки и раковины иноцеромов, других двустворчатых моллюсков и известково-секретионные бентосные фораминиферы. Мощность составляет от 245 до 490 м.

В Анабаро-Хатангской части прогиба на протяжении турона и коньяка продолжалось накопление преимущественно дельтовых фаций, а также прибрежно-морских и прибрежно-континентальных отложений (песчаники, алевролиты и глины с примесью обугленного растительного материала, отпечатками флоры, галькой сидеритов и янтаря). Во второй

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 17. Палеогеографическая схема западной части севера Сибирской платформы (ранний мел, апт – альб)**Fig. 17.** Paleogeographic scheme of the western part of northern Siberian Platform (Early Cretaceous, Aptian – Albian)

1 — пески разливов.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 12, 13

1 — flood sands.

For other legend items see Fig. 1, 12, 13

половине сантона море трансгрессирует на восток. Начинается накопление глинисто-алевритовых пород с большим количеством иноцерамов и отпечатков флоры. Это свидетельствует о колебании береговой линии и незначительных глубинах бассейна.

Кампан – маастрихт. В кампан-маастрихтском интервале вся западная часть Енисей-Хатангской впадины представляла собой мелководный морской бассейн. Только в анабарской части прогиба морские обстановки в маастрихте сменились прибрежно-морскими, а затем континентальными. По мнению некоторых исследователей, образовавшаяся в этом районе лагуна постепенно утратила связь с

морским бассейном [22]. Отсутствие более молодых отложений в Хатангской впадине свидетельствует о продолжении поднятия этой территории в дании и более позднем времени.

В Усть-Енисейской части впадины отложения кампана в нижней части представлены преимущественно глинами. Маастрихтские отложения сложены алевритами с прослоями глин и карбонатными конкрециями, содержат остатки аммонитов, двустворок, фораминифер и диноцист. Такого же состава осадки накапливались и в восточной части впадины, где формировались глинисто-алевритистые осадки с подчиненными прослоями песков и глауконитом.

Результаты

Комплексный анализ геолого-геофизических данных, включающих ретроспективные и новые фактические материалы по обширной территории северного обрамления Сибирской платформы, позволил уточнить предыдущие карты-схемы и составить представления о палеогеографии этого региона с разной степенью детальности, отражающей основные этапы осадконакопления и условия формирования перспективных нефтегазоносных объектов, приуроченных к определенным палеообстановкам.

Развитие осадочного бассейна в пределах северного обрамления Сибирской платформы началось в *рифейское время*, когда он представлял собой пассивную окраину Сибирского кратона. В позднем венде – раннем кембрии предполагается этап рифтогенеза с формированием системы грабенов.

Примерно со *среднего кембрия и до раннего карбона* включительно Южно-Таймырская зона и Енисей-Хатангский бассейн стали шельфовым бассейном. Область континентального склона располагалась в пределах Центрально-Таймырской мегазоны с характерной ассоциацией глубоководно-шельфовых фаций.

В течение *среднего карбона – ранней перми* Енисей-Хатангский прогиб развивался в условиях нараставших напряжений сжатия, генераторами которых со среднего карбона являлись коллизионные обстановки, связанные с началом формирования орогена Центрального и Северного Таймыра. Сжатие бассейна сопровождалось обмелением, в мелководно-морских обстановках с преимущественно нормальной соленостью накапливались сероцветные алевроитоглинистые породы.

Растущее поднятие являлось основным источником обломочного материала для Южно-Таймырской мегазоны, представлявшей собой предгорный прогиб, начавший свое развитие еще во второй половине карбона и заполнявшийся мощными терригенно-угленосными комплексами до поздней перми.

Позднепермско-раннетриасовый этап — развитие рифтовой системы, сопровождавшееся трапповым магматизмом.

В *среднетриасовую эпоху* Енисей-Хатангский бассейн представлял собой море-залив, глубоко вдававшийся в континент. За счет ограниченной связи с открытым морем он большей своей частью распределялся за счет притока речных вод.

В *юрско-меловое время* в осевой части Енисей-Хатангского прогиба и в Западной Сибири шло непрерывное осадконакопление на фоне общего погружения бассейна. Отложения юры и мела в целом образуют единую мегасеквенцию платформенного типа, на бортах прогиба отложения юры залегают с угловым несогласием на подстилающих отложениях палеозоя – триаса. Областью денудации и источником сноса являлись возвышенности Сибирской платформы и Таймыра с разной степенью влияния. Существовавший на всем протяжении юрско-мелового времени морской режим сопровождался чередованием этапов трансгрессии и регрессии.

К концу позднего мела (кампан – маастрихт) наблюдается общее обмеление бассейна: вся западная часть Енисей-Хатангской впадины представляла собой мелководный морской бассейн, в Анабарской части прогиба морские обстановки сменяются в маастрихте прибрежно-морскими, а затем континентальными.

Таким образом, понимание палеогеографии региона позволяет выявить закономерности распределения коллекторов и, как следствие, установить наиболее перспективные зоны развития возможных ловушек как структурного, так и литологического типов. Стоит отметить, что активное обмеление бассейна в меловое время привело к значительному опесчаниванию разреза на востоке Енисей-Хатангского прогиба. Важным вопросом, требующим отдельного внимания, остается оценка качества флюидоупоров для снижения рисков при поисках залежей углеводородов в мезозойском разрезе.

Литература

1. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.Н., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – №. 8. – С. 972–1012.
2. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 745–776.
3. Мельников Н.В., Шабанов Ю.Я., Шабанова О.С. Стратиграфическая схема кембрийских отложений Турухано-Иркутско-Олекминского региона Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – №. 6. – С. 863–875.
4. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковичина Е.В. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. – 2016. – № 2. – С. 23–42. DOI: 10.7868/S0016853X16020028.
5. Khudoley A.K., Prokopiev A.V., Chamberlain K.R., Ernst R.E., Jowitt S.M., Malysheva S.V., Zaitsev A.I., Kropachev A.P., Koroleva O.V. Early Paleozoic mafic magmatic events on the eastern margin of the Siberian-Craton. *Lithos*. 2013;174:44–56. DOI: 10.1016/j.lithos.2012.08.008.
6. Добрецов Н.Л. Пермо-триасовый магматизм и осадконакопление Евразии как отражение мантийного суперплюма // ДАН. – 1997. – Т. 354. – № 4. – С. 497–500.
7. Добрецов Н.Л., Верниковский В.А., Карякин Ю.В., Кораго Е.А., Симонов В.А. Мезозойско-кайнозойский вулканизм и этапы геодинамической эволюции Центральной и Восточной Арктики // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – №. 8. – С. 1126–1144.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

8. Nikishin A.M., Ziegler P.A., Abbott D., Brunet M-F., Cloetingh S. Permo-Triassic intraplate magmatism and rifting in Eurasia: implications for mantle plumes and mantle dynamics. *Tectonophysics*. 2002;351(1–2):3–39.
9. Афанасенков А.П., Никушин А.М., Унгер А.В. Мезо-кайнозойская история развития севера Западной и Восточной Сибири (Гыдан, Усть-Енисейский район) на основе анализа сейсмических данных // Геология нефти и газа. – 2017. – № 1. – С. 34–40.
10. Казаринов В.П. Мезозойские и кайнозойские отложения Западной Сибири. – М. : Гостоптехиздат, 1958. – 324 с.
11. Конторович А.Э., Берман Е.Л., Богородская Л.И., Винокур Б.Г., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Мельникова В.М., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности. – М. : Недра, 1971. – 251 с.
12. Захаров В.А., Нальняева Т.И., Шульгина Н.И. Новые данные по биостратиграфии верхнеюрских и нижнемеловых отложений на полуострове Пакса, Анабарский залив (север Средней Сибири) // Палеобиогеография и биостратиграфия юры и мела Сибири. Тр. ИГиГ СО АН СССР. Вып. 528. – М. : Наука, 1983. – С. 56–176.
13. Девятков В.П., Никитенко Б.Л., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Сибири в юрском периоде на этапах основных перестроек // Новости палеонтологии и стратиграфии. Приложение к журналу «Геология и геофизика». – 2011. – Т. 52. – Вып. 16–17. – С. 87–101.
14. Захаров В.А., Шурыгин Б.Н. Юрское море на севере Средней Сибири (по данным анализа двустворчатых моллюсков) // Условия существования мезозойских морских бореальных фаун. – Новосибирск : Наука, 1979. – С. 56–81.
15. Захаров В.А., Шурыгин Б.Н. Географическая дифференциация морских двустворчатых моллюсков в юре и раннем мелу Арктической зоогеографической области // Мезозой Советской Арктики. Тр. ИГиГ СО АН СССР. Вып. 555. – Новосибирск : Наука, 1983. – С. 72–94.
16. Палеогеография севера СССР в юрском периоде. – Новосибирск : Наука, 1983. – 188 с.
17. Захаров В.А., Шурыгин Б.Н. Метод реконструкции рельефа дна и глубин морских палеобассейнов на основе анализа катен бентоса // Среда и жизнь в геологическом прошлом. Палеобассейны и их обитатели. – Новосибирск : Наука, 1985. – С. 97–107.
18. Никитенко Б.Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофацис юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды) / Под ред. Б.Н. Шурыгина. – Новосибирск : СО РАН, 2009. – 680 с.
19. Zakharov V.A., Rogov M.A., Dzyuba O.S., Žák K., Košťák M., Pruner P., Skupien P., Chadima M., Mazuch M., Nikitenko B.L. Palaeoenvironments and palaeoceanography changes across the Jurassic/Cretaceous boundary in the Arctic realm: case study of the Nordvik section (north Siberia, Russia). *Polar Res.* 2014;33. DOI:10.3402/polar.v33.19714.
20. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. – Л. : Недра, 1984. – 260 с.
21. Танинская Н.В., Шиманский В.В., Колпенская Н.Н., Низяева И.С., Васильев Н.Я. Закономерности формирования и распределения коллекторов углеводородов в нижнемеловых отложениях севера Западной Сибири // Разведка и охрана недр. – 2016. – № 2. – С. 30–36.
22. Балабанова Т.Ф., Веренинова Т.А., Галеркин С.Г., Джиноридзе Н.М., Кирина Т.И., Кравей В.С., Месежников М.С., Чирва С.А. Палеогеография севера СССР в юрском и меловом периоде // Вопросы палеогеографии и палеобиографии мезозоя севера СССР. Тр. ВНИГРИ. Вып. 304. – Л. : Изд-во ВНИГРИ, 1971. – С. 3–132.

References

1. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanekov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.N., Yan P.A. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2013;54(8):747–779.
2. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanekov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(5–6):582–609.
3. Mel'nikov N.V., Shabanov Yu.Ya., Shabanova O.S. Stratigraphic chart of Cambrian deposits in the Turukhansk-Irkutsk-Olekma region, Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(6):672–683.
4. Afanasenkov A.P., Unger A.V., Lugovaya O.V., Chikishev A.A., Nikishin A.M., Bordunov S.I., Yakovishina E.V. The tectonics and stages of the geological history of the Yenisei-Khatanga Basin and the conjugate Taimyr Orogen. *Geotectonics*. 2016;50(2):161–178. DOI: 10.1134/S0016852116020023.
5. Khudoley A.K., Prokopiev A.V., Chamberlain K.R., Ernst R.E., Jowitt S.M., Malysheva S.V., Zaitsev A.I., Kropachev A.P., Koroleva O.V. Early Paleozoic mafic magmatic events on the eastern margin of the Siberian-Craton. *Lithos*. 2013;174:44–56. DOI: 10.1016/j.lithos.2012.08.008.
6. Dobretsov N.L. Permian-Triassic magmatism and sedimentation in Eurasia as a reflection of mantle superplum. *DAN*. 1997;354(4):497–500.
7. Dobretsov N.L., Vernikovskiy V.A., Simonov V.A., Karyakin Y.V., Korago E.A. Mesozoic-Cenozoic volcanism and geodynamic events in the Central and Eastern Arctic. *Russian Geology and Geophysics*. 2013;54(8):874–887.
8. Nikishin A.M., Ziegler P.A., Abbott D., Brunet M-F., Cloetingh S. Permo-Triassic intraplate magmatism and rifting in Eurasia: implications for mantle plumes and mantle dynamics // *Tectonophysics*. 2002;351(1–2):3–39.
9. Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V. Mesozoic-Cenozoic geological history of the north of Western and Eastern Siberia based on the seismic data analysis. *Geologiya i gaza*. 2017;(1):34–40.
10. Kazarinov V.P. Mesozoic and Cenozoic deposits of Western Siberia. Moscow: Gostoptekhizdat, 1958. 324 p.
11. Kontorovich A.E., Berman E.L., Bogorodskaya L.I., Vinokur B.G., Kolganova M.M., Lipnitskaya L.F., Mel'nikova V.M., Stasova O.F., Fomichev A.S. Geochemistry of Jurassic and Lower Cretaceous deposits in the West Siberian lowland. Moscow: Nedra, 1971. 251 p.
12. Zakharov V.A., Nal'nyaeva T.I., Shul'gina N.I. New data on biostratigraphy of Upper Jurassic and Lower Cretaceous deposits of the Paks peninsula (Anabar Bay, northern Middle Siberia). Tr. IGI SO AN SSSR. Vyp. 528. Moscow: Nauka; 1983. P. 56–176.
13. Devyatov V.P., Nikitenko B.L., Shurygin B.N. Jurassic paleogeography of Siberia during major changeovers. *Novosti paleontologii i stratigrafii. Prilozhenie k zhurnalu Geologia i geofizika*, Vol. 52. 2011;(16–17):87–101.
14. Zakharov V.A., Shurygin B.N. The Jurassic sea in the north of the Middle Siberia (according to the data on bivalves). *Usloviya sushchestvovaniya mezozoiskikh morskikh boreal'nykh faun*. Novosibirsk: Nauka, 1979. P. 56–81.
15. Zakharov V.A., Shurygin B.N. Geographical differentiation of marine bivalves in the Jurassic and Early Cretaceous within the Arctic biogeographical realm. *Mezozoi Sovetskoi Arkiki*. Tr. IGI SO AN SSSR. Vyp. 555. Novosibirsk: Nauka, 1983. P. 72–94.
16. *Paleogeography of the USSR north in the Jurassic period*. Novosibirsk: Nauka, 1983. 188 p.
17. Zakharov V.A., Shurygin B.N. Method for bottom topography and marine paleobasins depth reconstruction on the basis of benthos catenas analysis. *Sreda i zhizn' v geologicheskoy proshlom. Paleobasseiny i ikh obitateli*. Novosibirsk: Nauka, 1985. P. 97–107.
18. Nikitenko B.L. Jurassic stratigraphy, paleobiogeography, and biofacies on the basis of microfauna (foraminifera and ostracodes). In: B.N. Shurygina ed. Novosibirsk: SO RAN, 2009. 680 p.

19. Zakharov V.A., Rogov M.A., Dzyuba O.S., Žák K., Košťák M., Pruner P., Skupien P., Chadima M., Mazuch M., Nikitenko B.L. Palaeoenvironments and palaeoceanography changes across the Jurassic/Cretaceous boundary in the Arctic realm: case study of the Nordvik section (north Siberia, Russia). *Polar Res.* 2014;33. DOI:10.3402/polar.v33.19714.
20. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies — oil and gas stratigraphic traps. Leningrad: Nedra, 1984. 260 p.
21. Taninskaya N.V., Shimanskiy V.V., Kolpenskaya N.N., Nizyaeva I.S., Vasilev N.Ya. Regularities of formation and distribution of collectors of hydrocarbons in Lower Cretaceous deposits of the north of Western Siberia. *Razvedka i okhrana neдр.* 2016;(2):30–36.
22. Balabanova T.F., Vereninova T.A., Galerkin S.G., Dzhinoridze N.M., Kirina T.I., Kravei V.S., Mesezhnikov M.S., Chirva S.A. Paleogeography of the USSR north in the Jurassic and Cretaceous period. *Voprosy paleogeografii i paleobiografii mezozoya severa SSSR*. Tr. VNIGRI. Vyp. 304. Leningrad: Izdatelstvo VNIGRI, 1971. P. 3–132.

В 1-м выпуске журнала 2018 г. в статье «Тектоника северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных» (авторы А.П. Афанасенков, А.Н. Обухов, А.А. Чикишев, В.А. Шайдаков, А.В. Бордюг, С.Л. Каламкаргов) в рис. 5 ссылка [20] должна находиться в конце подписи.

Иосифу Ароновичу Мушину — 80 лет!



И.А. Мушин, доктор технических наук, заслуженный деятель науки и техники РФ, родился 17 февраля 1938 г. в Баку. В 1960 г. окончил Московский нефтяной институт по специальности горный инженер-геофизик, после чего был принят в головной геофизический институт «ВНИИГеофизика», где и проработал последующие 50 лет. С 2010 г. по настоящее время работает в ФГБУ «ВНИГНИ».

Пожалуй, главная особенность почти 60-летней научной деятельности Иосифа Ароновича заключалась в том, что он всегда грамотно ставил цели и задачи геологических исследований и внимательно изучал геофизические методы и средства их решения и обеспечения.

Так, на начальном этапе своих исследований он занимался поисками и разведкой методом РНП новых нефтяных и газовых месторождений в районах Башкирии, Казахстана и Оренбургской области. Работы И.А. Мушин проводил под руководством своего учителя — профессора Л.А. Рябинкина. Уже в 1960-е гг. он стал одним из первооткрывателей нефтегазовых месторождений.

Иосиф Аронович — один из активных участников цифровой революции в отечественной сейсморазведке. Соответственно он стал одним из авторов первого учебника по цифровой обработке сейсмических данных, изданного в 1973 г. Развитие И.А. Мушиным методов конструирования алгоритмов и графов цифровой обработки было положено в основу его диссертации на соискание степени доктора технических наук.

После защиты докторской диссертации интересы исследований Иосифа Ароновича начали явно смещаться в область геологической интерпретации геофизических данных. В итоге была разработана комплексная структурно-формационная интерпретация (СФИ) данных сейсморазведки, ГИС и других геофизических методов, основоположником которой он является.

Развитие этого направления обеспечило появление новых эффективных методов геологической интерпретации: выявления и трассирования дизъюнктивных нарушений разного масштаба и ранга; сейсмоциклического анализа данных сейсморазведки и ГИС, обеспечивших развитие наиболее эффективных способов их увязки и комплексирования; построения сиквенс-стратиграфических разрезов и кубов — основы выявления перспективных объектов и ловушек углеводородов и т. д.

В последние годы (в ФГБУ «ВНИГНИ») коллектив специалистов под руководством И.А. Мушина разрабатывает и внедряет в производство инновационную технологию построения прогнозных региональных сейсмических кубов — «РегионСейс3D», развивающую новую парадигму регионального этапа геолого-разведочных работ.

Иосиф Аронович — член редколлегии журнала «Геофизика», член Ученого совета ФГБУ «ВНИГНИ», почетный профессор университета нефти КНР. Он является автором более 200 опубликованных научных работ, в том числе 12 монографий и 13 изобретений. Награжден золотой, тремя серебряными и двумя бронзовыми медалями ВДНХ. Почетный разведчик недр.

Уважаемый Иосиф Аронович, поздравляем Вас с юбилеем и желаем дальнейших профессиональных успехов, здоровья и благополучия!

Редколлегия и редакция журнала «Геология нефти и газа»

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

Крупнейшее нефтегазовое мероприятие SPE в регионе

15–17 октября 2018

“Холидей Инн Сокольники”
Москва, Россия

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Регистрация откроется в мае 2018

Следите за обновлением информации на сайте www.spe.org/go/18rptc-rus

ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ

HALLIBURTON



СПОНСОР МОБИЛЬНОГО ПРИЛОЖЕНИЯ



По всем вопросам обращайтесь к Марии Березинской (mberezinskaya@spe.org)
или Анастасии Симоновской (asimonovskaya@spe.org), тел.: +7(495) 268-04-54.



УДК 553.98 (265.53)

Геодинамические условия нефтегазоносности Охотоморского региона

© 2018 г. | В.В. Харахинов

Общество экспертов России по недропользованию, Москва, Россия; tatyanaharahinova@yandex.ru

Поступила 03.12.2017 г.

Принята к печати 08.02.2018 г.

Ключевые слова: *Охотоморский регион; геодинамика и нефтегазоносность; эндодренажные системы; флюиды; разломные системы; рифтогенные осадочные бассейны; сдвиговая тектоника.*

Из-за высокой геолого-геофизической изученности, в первую очередь больших объемов сейсморазведочных исследований и значительного увеличения в последние годы информативности и глубинности сейсмоданных 2D и 3D, гравиметрических материалов, данных ГСЗ и МТЗ, сейсмотомографических построений, Охотоморский регион стал наиболее информативным объектом для выявления глубинных условий нефтегазоносности и картирования эндодренажных систем — глубинных каналов транспортировки флюидов, контролирующих масштабность потоков, определяющих энергетику геодинамических процессов нафтидогенеза. Наиболее значительные из них служат субвертикальными флюидоотводящими каналами от основной флюидонесущей магистрали региона — Курило-Камчатского слэба, структура которого откартирована недавно при сейсмотомографических построениях. В ареале эндодренажной деятельности слэба функционирует активная коромантийная среда, состоящая из геоблоков и блоков с различной геодинамической, главным образом, рифтогенной природой.

Для цитирования: 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.

Geodynamic framework of oil and gas occurrence in the Sea of Okhotsk region

© 2018 | V.V. Kharakhinov

Russian Society of Subsoil Use Experts, Moscow, Russia; tatyanaharahinova@yandex.ru

Received 03.12.2017

Accepted for publication 08.02.2018

Key words: *Sea of Okhotsk region; geodynamics and oil & gas occurrence; endodrainage systems; fluids; fold structure; rift-related sedimentary basins; pull-apart tectonics.*

The Sea of Okhotsk region is the most informative object for identification of deep oil and gas occurrence settings and mapping of endodrainage systems — the deep channels for fluid transportation, which control the scale of fluid flows that in turn determine the energy of geodynamic processes of naftidogenesis. This is caused primarily by the high geological and geophysical exploration maturity, dense seismic exploration coverage, and recent increase in informativity and depth of 2D and 3D seismic data, gravimetry and magnetometry materials, deep seismic and magnetotelluric sounding, and seismic tomography imaging. The largest deep channels serve as sub-vertical ways of fluid offtake from the major fluid-carrying line of the region, namely, Kuril-Kamchatka Slab; its structure was recently mapped in the course of seismic tomography imaging. Active crust-mantle medium works in the area of endodrainage function, which consists of geoblocks and blocks with various geodynamic, mainly rift-related nature. The Sea of Okhotsk geodynamic province isolated within the Kuril-Kamchatka Slab function in Cenozoic and composed of autonomous crust-mantle geoblocks, is represented in Cenozoic section by rift-related sedimentary basins with high petroleum potential, which are clustered in the major rift-related megasystems, they are: North-West-Central and South-Okhotsk. The following Cenozoic geoblock and block structures are the parts of them: North-Okhotsk-cis-Okhotsk (Tauisky-Gizhiginsky system), Shantarsky, North-Okhotsky and West-Kamchatka; West-Okhotsky — Deryuginsky and Hokkaido-Kuril structural basins and Golyginsky trough. The Tatarsky and cis-Pacific rift-related systems are delineated separately. All the mega-systems and systems are combined into the Sea of Okhotsk petroleum province, but they represent the autonomous petroleum sub-provinces and potentially oil and gas bearing sub-provinces. The following factors play a major role in oil and gas occurrence: 1) existence of fluid-saturated permeable drainage systems for high-energy fluid flows supply from the depth, which are associated with the lithosphere extensional structures, including those strike-slip in the zones of ultra-deep fluid-fault systems; 2) development of natural oil and gas pools overlapped by reliable impermeable beds.

For citation: Kharakhinov V.V. Geodynamic framework of oil and gas occurrence in the Sea of Okhotsk region. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(2):25–39. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-25-39.

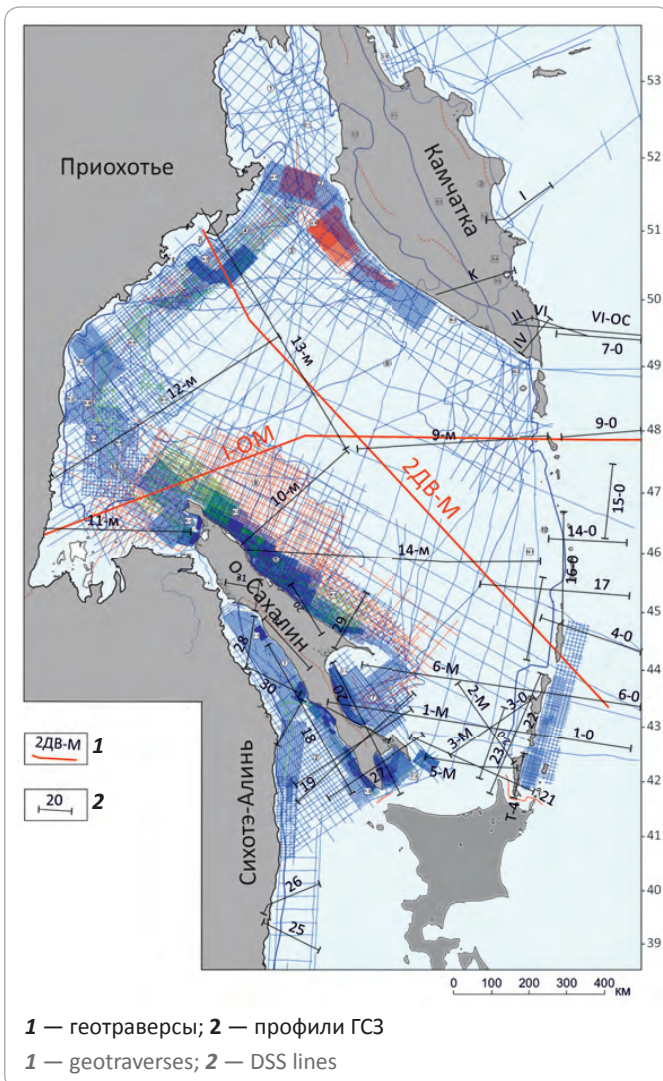
Охотоморский регион, являющийся значительным по размерам сектором Западно-Тихоокеанской окраины, характеризуется особыми геодинамическими условиями, свойственными только Азиатско-Тихоокеанской зоне перехода от континента к океану.

Регион наиболее изучен в пределах этой зоны из-за широкого разворота в его пределах. В первую очередь это нефтегазогеологические исследования, большой объем сейсморазведочных (рис. 1) и обобщающих работ ([1–4] и др.). Резкое увеличение информатив-



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Карта сейсмической изученности Охотского моря
Fig. 1. Map of seismic exploration maturity of the Sea of Okhotsk



ности, в том числе и глубинности геофизических методов, из-за применения современных технологий обработки и интерпретации сейсмоданных 2D и 3D, грави- и магнитометрических материалов, данных ГСЗ и МТЗ, сейсмотомаграфических наблюдений, позволяет более глубоко изучить свойства геологических объектов, выявить их связи и взаимоотношения для создания адекватных моделей глубинного и приповерхностного строения тектоносферы региона.

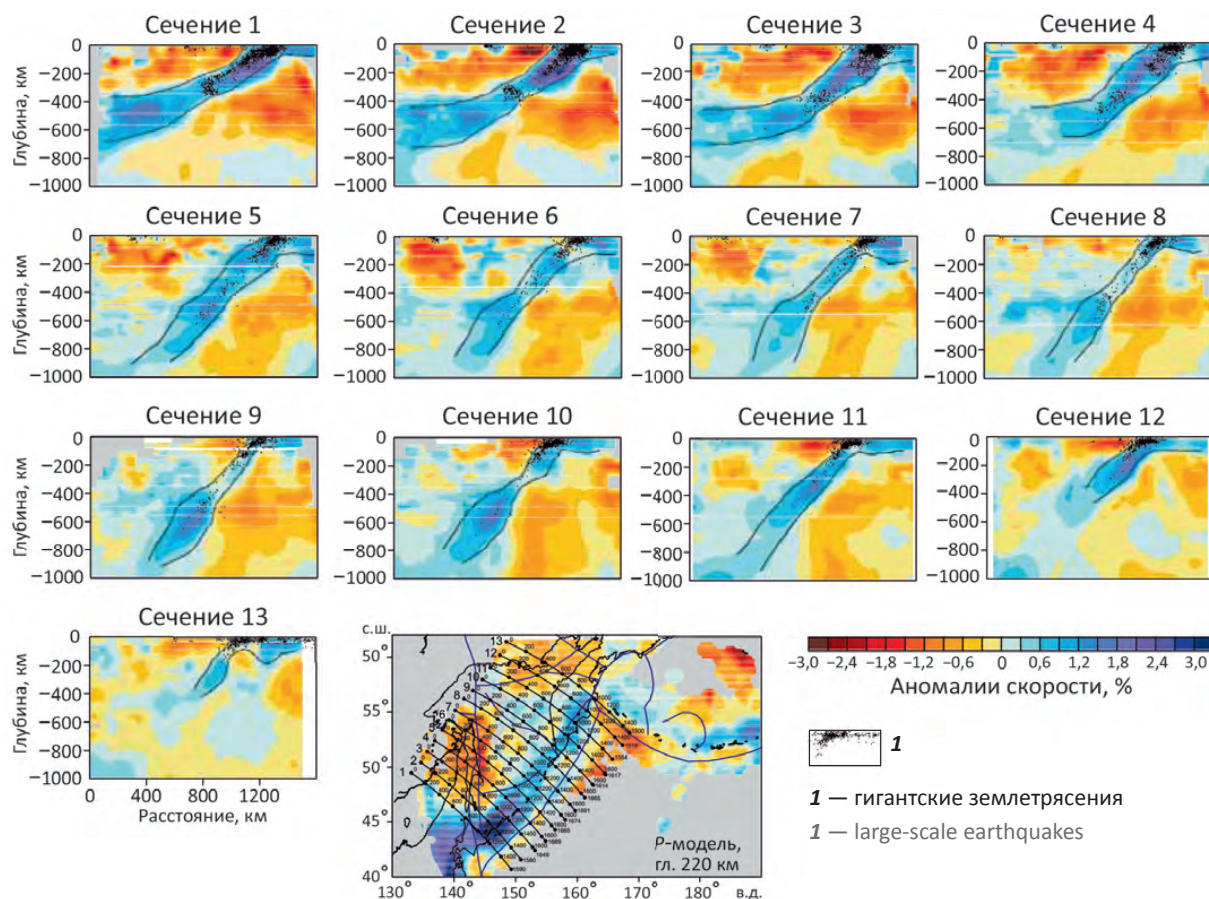
Многие исследователи на основе полученных в последние 10-летия геолого-геохимических данных подчеркивают ведущую роль в нефтидогенезе глубинных условий. Минерально-геохимические показатели, зараженность коллекторов частицами самородных металлов (интерметаллидов природных сплавов), а также карбидов и силицидов [5–7] позволяют предполагать участие в формировании месторождений (в том числе гигантских углеводородных) энергии и вещества глубоких геосфер (верхняя и нижняя мантия — слой Д — внешнее жидкое ядро).

При этом, по мнению большого числа геологов, энергия мантийного вещества способствует образованию скоплений углеводородов за счет абиогенных и мобилизации биогенных источников. Наиболее удачна геосинергетическая концепция природных углеводородогенерирующих систем А.Е. Лукина [8], согласно которой энергетических ресурсов осадочного бассейна для его преобразования в нефтегазоносный недостаточно. Для достижения этого необходимо взаимодействие глубинных высокоэнергетических флюидных потоков с уже сформированной осадочной оболочкой и превращением ее в мощную диссипативную и самоорганизующуюся систему, генерирующую в районах активизации глубинного флюидного режима скопления углеводородов. Объектами нефтегазовой геологии с этих позиций становятся как строение глубинных, так и приповерхностных структур тектоносферы и инфраструктура эндодренажных систем. Термин предложен Г.С. Вартаняном [9] для глубинных каналов транспортировки флюида. Системы контролируют масштабность флюидных потоков, несущих глубинное тепло и вещество, и определяют энергетику геодинамических процессов, в том числе обособление глубинных структур, контролирующих очаги нефтегазообразования и флюидодинамику разгрузки глубинных потоков.

Эндодренажные системы тектоносферы Охотморского региона содержат флюидопроводящие каналы различного масштаба и уровня, отчетливо маркируемые в геофизических полях, в сейсмическом пространстве отраженных волн, прослеживаемые до глубин 40–50 км, особенно при обработке опорных профилей 2ДВ-М и I-ОМ [10]. Современная инфраструктура систем сформирована в основном в результате интенсивных процессов растяжения литосферы в кайнозойское время. Наиболее значительными по размерам и степени разуплотненности (проницаемости) геологической среды являются сверхглубинные флюидно-разломные системы, сопровождаемые кластерами интенсивно дезинтегрированных приразломных структур, и зоны активного рифтогенеза, венчающие, судя по сейсмическим данным, крупные разуплотненные «стволоподобные» пространства литосферы. Наиболее значительные из них являются субвертикальными флюидоотводящими каналами от основной флюидонесущей магистрали — крупнейшей коромантийной неоднородности региона — **Курило-Камчатского слэба**, структура которого достаточно детально откартирована при сейсмотомаграфических построениях новосибирскими геофизиками [11]. Слэб в виде пластины толщиной 70–100 км погружается от Курильского глубоководного желоба в северо-западном направлении на 1000 км (на северо-востоке) и 1400 км (на северо-западе) до глубины 1000 км (рис. 2). По данным Н. Бьеварда и коллег [12], слэб связан с широкой высокоскоростной аномалией (по данным сейсмотомаграфии

Рис. 2. Структура Курило-Камчатского слэба (по И.Ю. Кулакову, Н.Л. Добрецову и др. [13]) (вертикальные сечения *P*-волн, соответствие слэбам)

Fig. 2. Structure of the Kuril-Kamchatka slab (according to I.Yu. Kulakov, N.L. Dobretsov et al. [13]) (vertical cross-sections of *P*-waves, correspondence to slabs)



продольных волн), субвертикально погружающейся до глубины 2800–2900 км, т. е. до пограничных интервалов нижней мантии и внешнего ядра. Слэб, как основной транспортер флюидных потоков и расплавов в верхней мантии [13], судя по этим данным, связан с субвертикальными каналами, подводщими к нему сверхглубинные флюиды из нижних слоев мантии, в том числе из слоя Д2 на ее границе с внешним ядром.

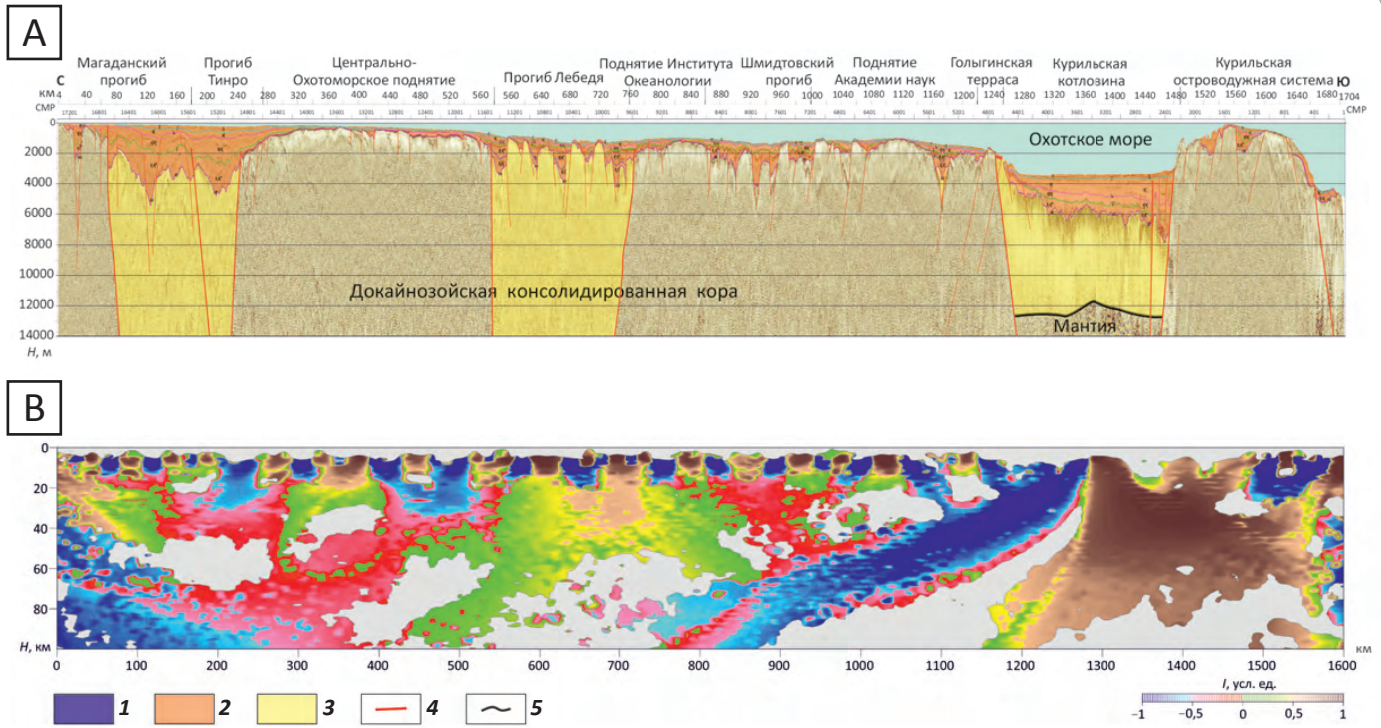
Природу слэба, картируемого по высокоскоростной коромантийной аномалии, большинство исследователей трактует как «холодную» субдуктирующую океаническую литосферную пластину. Ряд геологов и геофизиков выделяют его как зону аномально высоких тектонических напряжений и температур. Но все авторы согласны с наличием вблизи поверхности слэба, характеризующегося максимальной сейсмичностью, особых *PT*-условий, где происходит интенсивная дефлюидизация недр. По данным гравитомографических построений, выполненных в 2011 г. сотрудниками АО «Севморгео» А.И. Атаковым и Ю.Н. Гололобовым, Курило-Камчатский слэб перекрыт слоем значительно разуплотненной мантии толщиной 20–25 км (рис. 3). По-видимому, в его

пределах создаются оптимальные условия для формирования глубинных флюидных систем. Миграция флюидов и/или расплавов в верхние горизонты литосферы происходит по каналам флюидоотводящими проводниками от слэба в виде различного уровня дезинтеграции разуплотненных субвертикальных мантийных и коровых «стволов» [13]. По сейсмическим и гравитомографическим данным в консолидированной коре они характеризуются полосами различной протяженности шириной от 2,5 до 40 км. Часть из них иногда соединена с слэбом в виде наклонных «струй» (см. рис. 2, 3). Советские и российские исследователи, в первую очередь Ф.А. Летников [14, 15], А.Е. Лукин ([7, 8] и др.), Ю.И. Пиковский [7], М.В. Родкин [16], Б.А. Соколов и В.И. Старостин [17], а также многие другие ученые, выработали концепцию ведущей роли глубинных флюидов, флюидных плюмов в создании современной инфраструктуры геологического пространства. Флюидные плюмы определяют не только структурный облик осадочных бассейнов, но и, концентрируясь в зонах повышенной флюидопроводимости (дренах), выступают в качестве основного фактора переноса энергии и вещества с больших глубин, обеспечивая активизи-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Глубинные сейсмогеологический (данные ОАО «Севморнефтегеофизика», 2014) и гравитомографический (по Атакову А.Н., Гололобову Ю.Н., 2011) профили по линии 2ДВ-М

Fig. 3. Deep geoseismic line (according to JSC Sevmoreftegeofizika, 2014) and gravity-tomographic line (according to Atakov A.N., Gololobov Yu.N., 2011) sections along the lint 2DV-M



А — глубинный сейсмогеологический разрез по опорному профилю 2ДВ (Магадан — Южные Курилы); В — гравитомографический разрез (распределение параметров источников гравитационного поля по линии 2МВ (Охотское море).

1 — связь верхнекоровых неоднородностей с глубинным надслэбным разуплотненным слоем; 2 — кайнозойский осадочный чехол; 3 — разуплотненная консолидированная кора (по данным МОГТ); 4 — крупные разломы; 5 — подошва земной коры по данным сейсморазведок МОГТ и ГСЗ

А — deep geoseismic section along the survey base line 2DV (Magadan — South Kuril); В — gravity-tomographic section (distribution of source parameters of gravity field along the line 2MV (Sea of Okhotsk).

1 — relationship of upper-core inhomogeneities with the above-slab decompacted layer; 2 — Cenozoic sedimentary cover; 3 — decompacted consolidated crust (according to CDP data); 4 — large faults; 5 — Earth's crust bottom according to CDP and DSS data

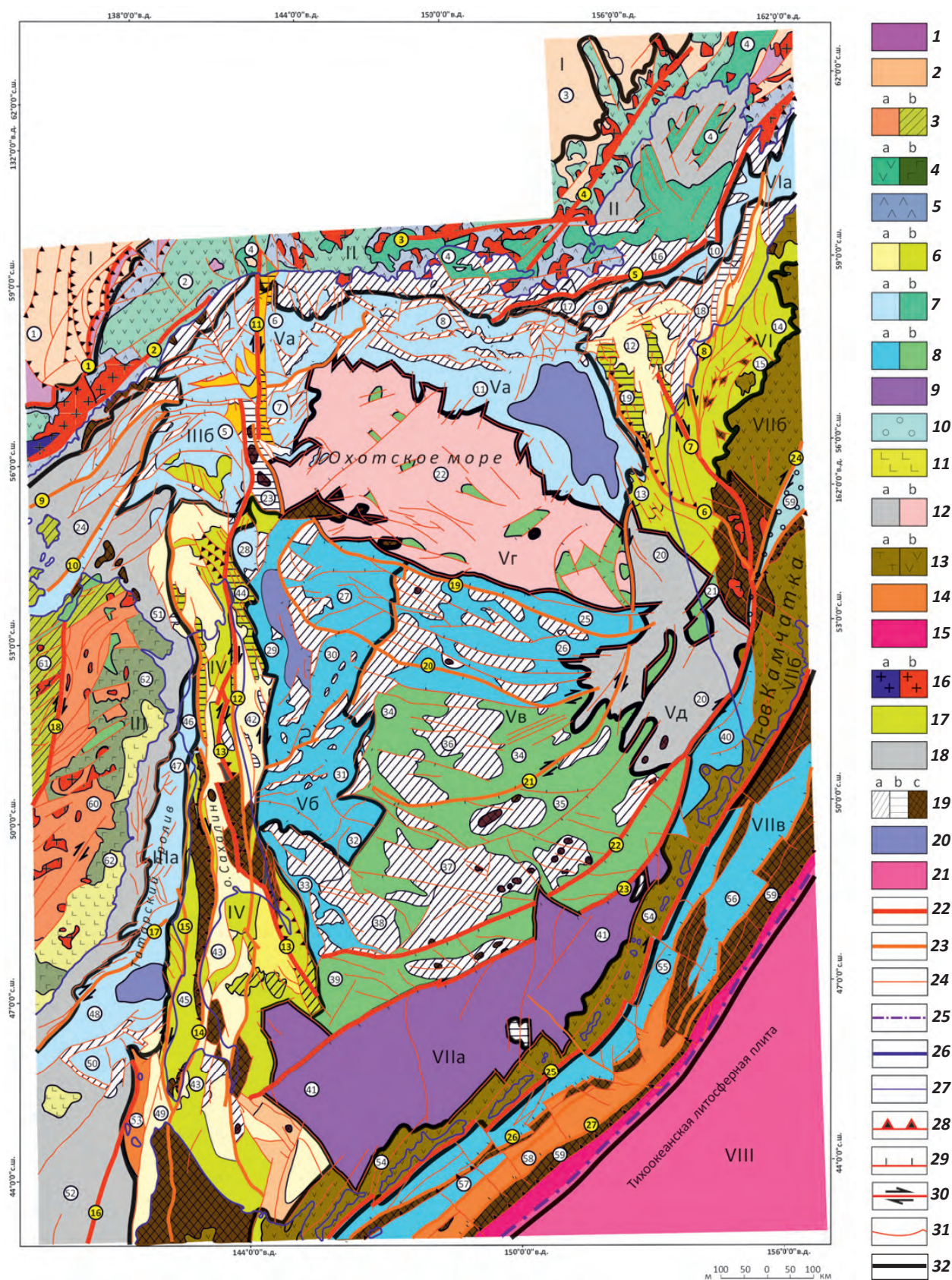
зацию процессов нефтидогенеза и нефтегазоаккумуляции. Эндодренажные системы Охотоморского региона, сформированные крупными флюидопроводниками — отводами от Курило-Камчатского слэба, а в верхних слоях литосферы — сетью глубинных разломных зон преимущественно сдвиговой природы, образованных в результате ее интенсивного растяжения в кайнозойское время, определяют основные черты строения и минерагении структур региона с различной геодинамической природой.

Геодинамическое районирование. В ареале эндодренажной деятельности Курило-Камчатского слэба, охватывающего коромантийные среды под акваториями Охотского и Татарского пролива, о-ва Сахалин и п-ова Камчатка, функционирует **Охотоморская геодинамическая провинция** (рис. 4). Она состоит из крупных коромантийных геоблоков и блоков с автономной геодинамической природой, граничащих на севере с Евразийской (Приохотский геоблок) и на юге — Тихоокеанской литосферными

плитами. В составе провинции обособлены коромантийные блоки Амурской и Охотоморской литосферных плит, Хоккайдо-Сахалинский, Западно-Камчатский и Курило-Камчатский геоблоки (см. рис. 3).

Приохотский окраинно-континентальный коромантийный геоблок (1500×(75–200) км) занимает северное побережье Охотского моря и прибрежные акватории Гижигинского, Шелиховского заливов и Тауйской губы. Геоблок в наземной части представлен в основном докайнозойскими пакетами тектонических пластин, которые вергентны в сторону континента и иногда шарьированы на край последнего. В пределах акваторий и частично на прилегающей к ним суше на докайнозойском субстрате заложены неглубокие (от 1,0 до 3,2 км толщины осадков) грабены Тауйско-Гижигинской рифтогенной системы. Приохотскому геоблоку соответствует коровая часть слэба Азиатского побережья [12], активного в триас-неокомское (островодужные образования Удско-Мургадальской палеодуги) и меловое (вулканиты

Рис. 4. Геодинамическая карта Охотоморского региона (составил В.В. Харахинов, 2016)
Fig. 4. Geodynamic map of the Sea of Okhotsk region (after V.V. Kharakhinov, 2016)





FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Условные обозначения к рис. 4.

Докайнозойские тектонические системы (1–5): 1 — архей-раннепротерозойские комплексы Сибирского кратона, 2 — дислоцированные рифей-палеозойские, палеозой-мезозойские комплексы Сибирского кратона и Верхояно-Колымской складчатой области, 3 — палеозойские и палеозой-мезозойские комплексы складчато-покровных структур Сихотэ-Алиньской (а) и Монголо-Охотской (b) аккреционных структур, 4 — окраинно-континентальные вулканоплутонические пояса: а — альб-поздне меловой Охотско-Чукотский, b — сенон-палеогеновый Сихотэ-Алиньский, 5 — триас-неокомский терригенно-вулканогенный комплекс Удско-Мургальской (?) островной палеодуги.

Кайнозойские тектонические системы (6–15): 6 — палеорифтогенные, трансформированные в Хоккайдо-Сахалинскую и Западно-Камчатскую складчато-блоковые аккреционные: а — прогибы, b — складчато-сдвиговые зоны, 7 — рифтогенные, сформированные в результате эоцен-олигоценного рифтогенеза: а — интенсивного, b — рассеянного, 8 — рифтогенные, сформированные в результате олигоцен-раннемиоценового рифтогенеза: а — интенсивного, b — рассеянного, 9 — Охотоморская глубоководная рифтогенная впадина, 10 — неоген-четвертичные рифты, 11 — неоген-четвертичные вулканические зоны растяжения Сихотэ-Алиньской складчато-покровной системы, 12 — субплато с маломощным (< 2 км) чехлом кайнозойских отложений: а — окраинные, b — внутренние, 13 — рифтогенные вулканические пояса (системы): а — эоцен-олигоценный, b — неоген-четвертичный, 14 — структурные элементы островодужных валов, 15 — Курило-Камчатский глубоководный желоб; 16 — крупные интрузивные тела: а — анортозиты, b — гранитоиды; 17 — складчато-надвиговые приразломные зоны; 18 — офиолиты; 19 — крупные поднятия: а — межрифтовые, b — инверсионные, с — горстовые выступы докайнозойских пород; 20 — зоны развития осадочных комплексов толщиной > 7 км; 21 — Тихоокеанская литосферная плита; **разломы (22–24):** 22 — магистральные, 23 — региональные, 24 — зональные, локальные; 25 — ось глубоководного желоба; 26 — береговая линия; 27 — прочие границы; **кинематика разломов (28–30):** 28 — надвиги, 29 — сбросы, 30 — сдвиги; 31 — неустановленной природы; 32 — границы коромантийных геоблоков и блоков.

Крупные разломы: 1 — Билякчанский, 2 — Джугджурский, 3 — Челомджа-Ямский, 4 — Ланково-Омолонский, 5 — Шелиховский, 6 — Крутогоровский, 7 — Ичинский, 8 — Омгоно-Паланский, 9 — Шантарский, 10 — Ульяновский, 11 — Западно-Охотский, 12 — Хоккайдо-Сахалинский, 13 — Срединно-Сахалинский, 14 — Центрально-Сахалинский, 15 — Западно-Сахалинский, 16 — Ребуно-Монеронский, 17 — Прибрежный, 18 — Лимурчанский, 19 — Кашеваровский, 20 — Восточно-Дерюгинский, 21 — Океанологический, 22 — Академический, 23 — Южно-Охотский, 24 — Центрально-Камчатский, 25 — Курильский, 26 — Срединно-Курильский, 27 — Фронтальный.

Крупные структурные элементы: 1 — Сетте-Дабанская складчатая зона, 2 — Охотско-Чукотский вулканический пояс, 3 — Верхояно-Колымская складчатая система; 4 — Тауйско-Гижигинская рифтогенная система, 5 — Шантарская система прогибов; **прогибы (6–14):** 6 — Лисянский, 7 — Кашеваровский, 8 — Магаданский, 9 — Пьягинский, 10 — Шелиховский, 11 — Тинро, 12 — Шелиховско-Ичинский, 13 — Колпаковский, 14 — Воямпольский; **поднятия (15–19):** 15 — Тигильское, 16 — Пьягина, 17 — Кони, 18 — Утхолокская группа, 19 — Крутогорское; 20 — Большерецкое субплато; 21 — Кольский грабен; 22 — Центрально-Охотоморское поднятие; 23 — поднятие Ионы; 24 — Пришантарское субплато; **прогибы (25–35):** 25 — Линейный, 26 — Лебеда, 27 — Атласовский, 28 — Томинский, 29 — Дерюгинский, 30 — Восточно-Дерюгинский, 31 — Пограничный, 32 — Восточно-Пограничный, 33 — Тюлений, 34 — Шмидтовский, 35 — Большерецкий; **поднятия (36–38):** 36 — Института Океанологии, 37 — Академии наук, 38 — Полевого; 39 — Гольгинская терраса; 40 — Гольгинский прогиб; 41 — Южно-Охотоморская котловина; **Хоккайдо-Сахалинская аккреционная система (42–45):** 42 — Северо-Сахалинский прогиб, 43 — Южно-Сахалинский прогиб, 44 — Шмидтовское поднятие, 45 — Западно-Сибирское поднятие; **прогибы (46–50):** 46 — Амур-Лиманский, 47 — Северо-Татарский, 48 — Южно-Татарский, 49 — Исикари, 50 — Нельминский; 51 — Присихотэ-Алиньское субплато; 52 — субплато Мусаси; 53 — Ребун-Монеронское поднятие; 54 — Курильское поднятие; 55 — Срединно-Курильский прогиб; 56 — прогиб ДМНГ; 57 — Внешний прогиб; 58 — Прикурильская субмоноклинали; 59 — Фронтальный горст; **складчатые (палеорифтогенные) системы (60, 61):** 60 — Сихотэ-Алиньская, 61 — Монголо-Охотская; 62 — Сихотэ-Алиньский вулканогенный пояс.

Крупные геодинамические коромантийные элементы: I — Евразийская литосферная плита (фрагмент), II — Приохотский геоблок, III — Амурская литосферная плита, IIIa — Татарский, IIIb — Шантарский блоки, IV — Хоккайдо-Сахалинский блок, V — Охотоморская литосферная плита, Va — Северо-Охотский, Vb — Дерюгинский, Vc — Центрально-Охотский, Vd — Срединно-Охотский, Ve — Большерецкий блоки, VI — Западно-Камчатский геоблок, VIa — Шелиховский блок, VII — Курило-Камчатский блок, VIIa — Курильская котловина, VIIb — Курило-Камчатский вулканический, VIIc — Притихоокеанский блоки, VIII — Тихоокеанская литосферная плита (фрагмент)

Legend to Fig. 4.

Pre-Cenozoic tectonic systems (1–5): 1 — Archean – Early Proterozoic complexes of the Siberian Craton, 2 — faulted and folded Riphean-Palaeozoic, Palaeozoic-Mesozoic complexes of the Siberian Craton and Verkhoyansk-Kolyma folded area, 3 — Palaeozoic and Palaeozoic-Mesozoic complexes of folded-blanket structures of Sikhote Alin (a) and Mongolian-Okhotsk (b) accretionary structures, 4 — peri-continent volcanic-plutonic belts: a — Albion - Late Cretaceous Okhotsk-Chukotka, b — Senonian-Paleogene Sikhote Alin, 5 — Triassic-Neocomian terrigenous-volcanogenic complex of Udskey-Murgalsky (?) island paleo-arc.

Cenozoic tectonic systems (6–15): 6 — paleo-rift-related, transformed into Hokkaido-Sakhalin and West-Kamchatka folded-block accretionary: a — troughs, b — folded strike-slip zones, 7 — rift-related, formed as a result of Eocene-Oligocene rifting: a — intense, b — scattered, 8 — rift-related, formed as a result of Oligocene – Early Miocene rifting: a — intense, b — scattered, 9 — Sea of Okhotsk deepwater rift-related depression, 10 — Neogene-Quaternary rifts, 11 — Neogene-Quaternary volcanite of extensional zones in Sikhote Alin folded-blanket system, 12 — subplateau with thin (< 2 km) cover of Cenozoic deposits: a — marginal, b — inner, 13 — rift-related volcanic belts (systems): a — Eocene-Oligocene, b — Neogene-Quaternary, 14 — structural elements of island-arc swells, 15 — Kuril-Kamchatka deepwater trench, 16 — large intrusive bodies: a — anorthosite, b — granitoid; 17 — fold-and thrust fault-line zones; 18 — ophiolite; 19 — large uplifts: a — inter-rift, b — inverse, c — horst uplifts of pre-Cenozoic rocks; 20 — zones of sedimentary complexes occurrence > 7 km thick; 21 — Pacific lithosphere plate; **faults (22–24):** 22 — main fault, 23 — regional, 24 — zonal, local; 25 — axis of deepwater trench; 26 — shore line; 27 — other boundaries; **fault kinematics (28–30):** 28 — thrusts, 29 — normal faults, 30 — strike-slip faults; 31 — unknown origin; 32 — boundaries of crust-mantle geoblocks and blocks.

Large faults: 1 — Bilyakchansky, 2 — Dzhugdzhusky, 3 — Chelomdza-Yamsky, 4 — Lankovo-Omolonsky, 5 — Shelikhovsky, 6 — Krutogorovsky, 7 — Ichinsky, 8 — Omgono-Palansky, 9 — Shantarsky, 10 — Ul'bansky, 11 — West Okhotsky, 12 — Hokkaido-Sakhalinsky, 13 — Sredinno-

Sakhalinsky, 14 — Central-Sakhalinsky, 15 — West-Sakhalinsky, 16 — Rebuno-Moneronsky, 17 — Pribrezhny, 18 — Limurchansky, 19 — Kashevarovsky, 20 — East-Deryuginsky, 21 — Okeanologicheskyy, 22 — Akademicheskyy, 23 — South-Okhotsky, 24 — Central-Kamchatsky, 25 — Kurilsky, 26 — Sredinno-Kurilsky, 27 — Frontalny.

Large structural elements: 1 — Sette-Dabansky folded zone; 2 — Okhotsky-Chukotsky volcanic belt; 3 — Verkhoyano-Kolymsky folded system; 4 — Taisky-Gishiginsky rift-related system; 5 — Shantarsky system of troughs; **troughs** (6–14): 6 — Lisyansky, 7 — Kashevarovsky, 8 — Magadansky, 9 — P'yaginsky, 10 — Shelikhovsky, 11 — Tinrovsky, 12 — Shelikhovsko-Ichinsky, 13 — Kolpakovsky, 14 — Voyampol'sky; **uplifts** (15–19): 15 — Tigil'sky, 16 — P'yagina, 17 — Koni, 18 — Ukhtoloksky group, 19 — Krutogorsky; 20 — Bolsheretsky subplateau; 21 — Kol'sky graben; 22 — Central-Okhotomorsky high; 23 — Iona high; 24 — Prishantarsky sub-plateau; **troughs** (25–35): 25 — Lineiny, 26 — Lebedia, 27 — Atlasovsky, 28 — Tominsky, 29 — Deryuginsky, 30 — East-Deryuginskij, 31 — Pogranichnyj, 32 — Vostochno-Pogranichny, 33 — Tyuleny, 34 — Shmidtovsky, 35 — Bol'sherecky; **uplifts** (36–38): 36 — Instituta Okeanologii, 37 — Akademii Nauk, 38 — Polevogo; 39 — Golyginsky terrace; 40 — Golyginsky trough; 41 — South-Okhotomorsky basin; **Khokkaido-Sakhalinsky accretionary system** (42–45): 42 — North-Sakhalinsky trough, 43 — South-Sakhalinsky trough, 44 — Shmidtovsky high, 45 — West-Siberian high; **troughs** (46–50): 46 — Amur-Limansky, 47 — North-Tatarsky, 48 — South-Tatarsky, 49 — Isikari, 50 — Nelmsky; 51 — Priskhote Alin plateau; 52 — Musasi subplateau; 53 — Rebun-Moneronsky high; 54 — Kurilsky high; 55 — Sredinno-Kurilsky trough; 56 — DMNG trough; 57 — Vneshny trough; 58 — Prikurilsky sub-monocline; 59 — Frontalny horst; **folded (paleorift-related) systems** (60, 61): 60 — Sikhote Alin, 61 — Mongolo-Okhotsky; 62 — Sikhote Alin volcanogenic belt.

Large geodynamic crust-mantle elements: I — Evraziysky lithosphere plate (fragment), II — Priokhotsky geoblock, III — Amursky lithosphere plate, IIIa — Tatarsky, IIIb — Shantarsky blocks, IV — Khokkaido-Sakhalinsky block, V — Okhotomorsky lithosphere plate, Va — Severo-Okhotsky, Vb — Deryuginsky, Vc — Central-Okhotsky, Vd — Sredinno-Okhotsky, Ve — Bol'sheretsky blocks, VI — West-Kamchatsky geoblock, VIa — Shelikhovsky block, VII — Kurilo-Kamchatsky block, VIIa — Kurilsky basin, VIIb — Kurilo-Kamchatsky volcanic, VIIc — cis-Pacific blocks, VIII — Pacific lithosphere plate (fragment)

Охотско-Чукотского пояса) время, с формированием интенсивно флюидизированной мезозойской коры. С юга и севера геоблок ограничен разломами, входящими в систему литосферного «шва» на южной границе Евразийской плиты, которому соответствует интенсивная гравитационная ступень. Кайнозойская рифтогенная активизация геоблока, судя по сейсморазведочным данным, сформировала, особенно в пределах Гижигинского и Шелиховского заливов, грабены с возможной углеводородной насыщенностью в эоцен-олигоценых резервуарах, перекрытых миоценовыми флюидоупорами.

Западную часть Охотоморской геодинамической провинции образуют структуры Татарского и Шантарского коромантийных блоков восточной деструктивной окраины **Амурской литосферной плиты**. Татарский блок, развитый в пределах одноименного пролива, соответствует крупнейшей дренажной системе, сформировавшей крупный трог (700 × (75–200) км) в результате процессов палеоцен-раннемиоценового рифтогенеза и миоцен-плиоценового пострифтового оседания. Наибольшей проницаемостью обладает зона действия Западно-Сахалинского литосферного разлома, ограничивающего блок с востока. В ее границах, охватывающих полосу шириной 15–20 км, наблюдаются: 1) высокая насыщенность комплексов вулканогенными разностями; 2) широкое развитие инверсионных поднятий; 3) интенсивная современная сейсмическая активность; 4) приуроченность глубоких (толщина осадков до 6–7,5 км) односторонних грабенов Северо-Татарского прогиба и Исикари. В глубоководном секторе Татарского трога, занимающем наиболее погруженную (толщина осадков более 9 км) часть Южно-Татарского прогиба, судя по расчетам В.Д. Епанешникова и И.К. Туезова [4], основанным на данных теплового потока, главное геодинамическое влияние на формирование трога оказали очаги частичного плавления корового и

мантийного вещества в кровле крупного астенолита, внедрившегося до глубины 12,5 км. Юго-восточный сектор трога расколот на серию рифтовых грабенов и разделяющих их межрифтовых горстовых поднятий.

Нефтегазовый потенциал Татарского коромантийного блока обладает, судя по глубинным нефтегазогеологическим показателям, большими ресурсными возможностями. В его пределах открыто небольшое Изильметьевское газовое месторождение. Дальнейшее развитие геолого-разведочных работ, находящихся в настоящее время на региональной стадии изучения [18, 19], связано с обособлением и детальным изучением зон и участков с оптимальными условиями для нефтегазоаккумуляции резервуаров.

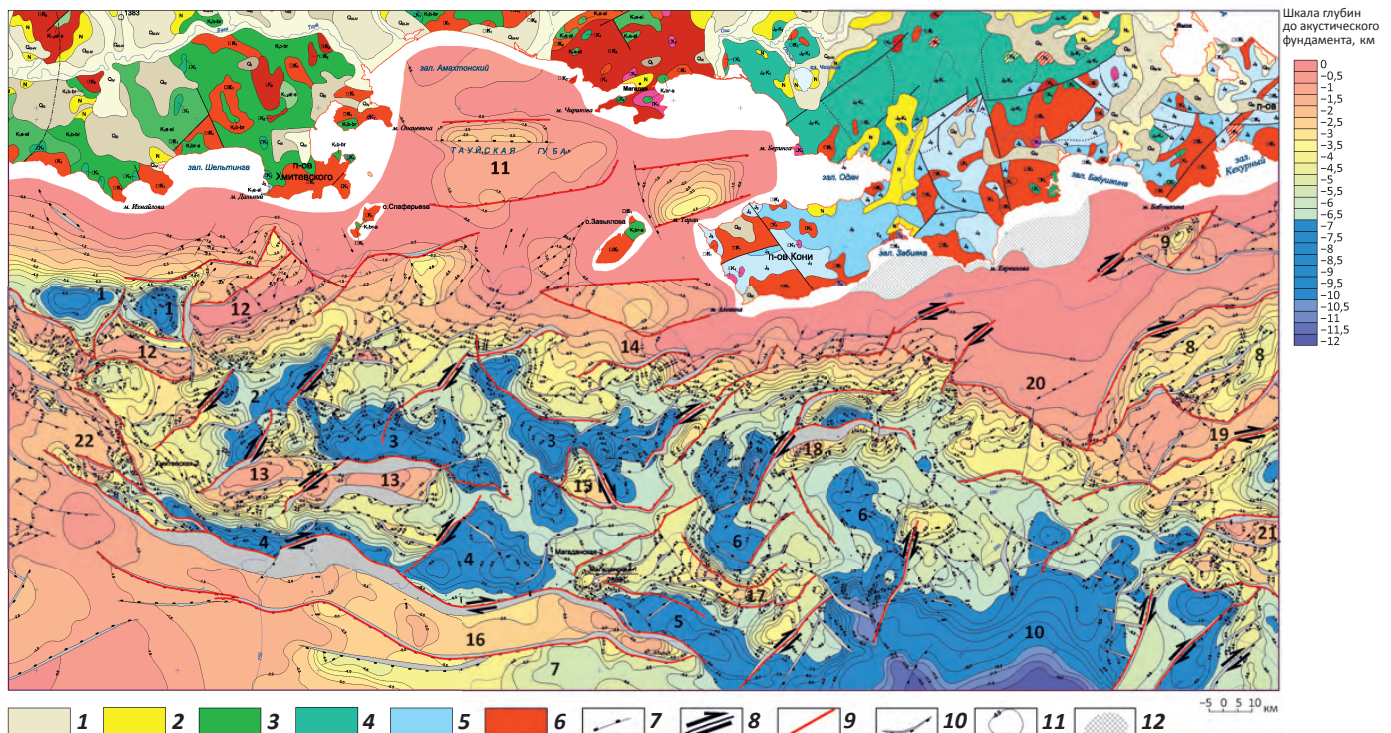
Северный сектор восточной окраины Амурской плиты состоит из двух в различной степени дезинтегрированных блоков: Пришантарского и Шантарского. Пришантарское кайнозойское субплато расположено на продолжении структур активной Монголо-Охотской мезо-палеозойской тектонической зоны и наследует их северо-восточную ориентировку. Субплато расколото на ряд узких рифтогенных грабенов размером (75–100) × (15–25) км, выполненных преимущественно палеогеновыми отложениями, с толщиной осадков 1,5–3,0 км. В межрифтовом пространстве субплато находятся горсты, перекрытые кайнозойскими плащами толщиной 0,5–1,5 км.

Шантарский блок (320 × 100 км) расположен в зоне влияния трансензионной активности северной ветви Западно-Охотского литосферного мегасдвига субмеридиональной ориентировки, ограничивающего его с востока, представляет собой интенсивно дезинтегрированную и проницаемую для флюидопотоков коромантийную структуру.

Высокая проницаемость литосферы в пределах блока выразилась в углублении до 5–6,5 км широких

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 5. Структурная карта поверхности акустического фундамента Магаданского бассейна (по Петровской Н.А., 2010)
Fig. 5. Depth map of acoustic basement top, Magadansky basin (after Petrovskaya N.A., 2010)



Геологические образования на Магаданском побережье и п-ове Кони (1–6): 1 — четвертичные, 2 — неогеновые, 3 — меловые, 4 — юрско-меловые, 5 — юрские, 6 — гранитоидные тела; **разломная тектоника (7–9):** 7 — сбросы, 8 — сбрососдвиги, 9 — крупные сбросы и сбрососдвиги, определяющие структуру рифтовых грабенов; 10 — проекция плоскости сместителя; 11 — изогипсы поверхности акустического фундамента; 12 — выходы акустического фундамента на дно моря.

Структурные элементы: прогибы (1–11): 1 — Восточно-Лисянский, 2 — Шельтингский, 3 — Завьяловский, 4 — Мотыклейский, 5 — Арманьский, 6 — Алевинский, 7 — Ушкинский, 8 — Пьягинский, 9 — Северо-Ямской, 10 — Тинро, 11 — Тайгский; **поднятия (12–22):** 12 — Спафарьева, 13 — Чутковарско-Баланковское, 14 — Завьялова, 15 — Нагаевское, 16 — Шестаковское, 17 — Магаданское, 18 — Антарское, 19 — Эвенское, 20 — Кони, 21 — Южно-Пьягинское, 22 — Хмиевского

Geological formations on the Magadan coast and Kanin peninsula (1–6): 1 — Quaternary, 2 — Neogene, 3 — Cretaceous, 4 — Jurassic-Cretaceous, 5 — Jurassic, 6 — granitoid bodies; **fault tectonics (7–9):** 7 — normal fault, 8 — transtensional faults, 9 — large normal faults and transtensional faults determining structure of rift grabens; 10 — projection of fault plane; 11 — structural contours of acoustic basement surface; 12 — subsea outcrops of acoustic basement.

Structural elements: troughs (1–11): 1 — East-Lisyansky, 2 — Shel'tingsky, 3 — Zav'yalovsky, 4 — Motykleisky, 5 — Arman'sky, 6 — Alevinsky, 7 — Ushkinsky, 8 — P'yaginsky, 9 — North-Yamskoy, 10 — Tinro, 11 — Tauisky; **uplifts (12–22):** 12 — Spafar'ieva, 13 — Chutkovarsko-Balankovsky, 14 — Zav'yalova, 15 — Nagaevsky, 16 — Shestakovsky, 17 — Magadansky, 18 — Antarsky, 19 — Evensky, 20 — Koni, 21 — South-P'yaginsky, 22 — Khmitevskogo

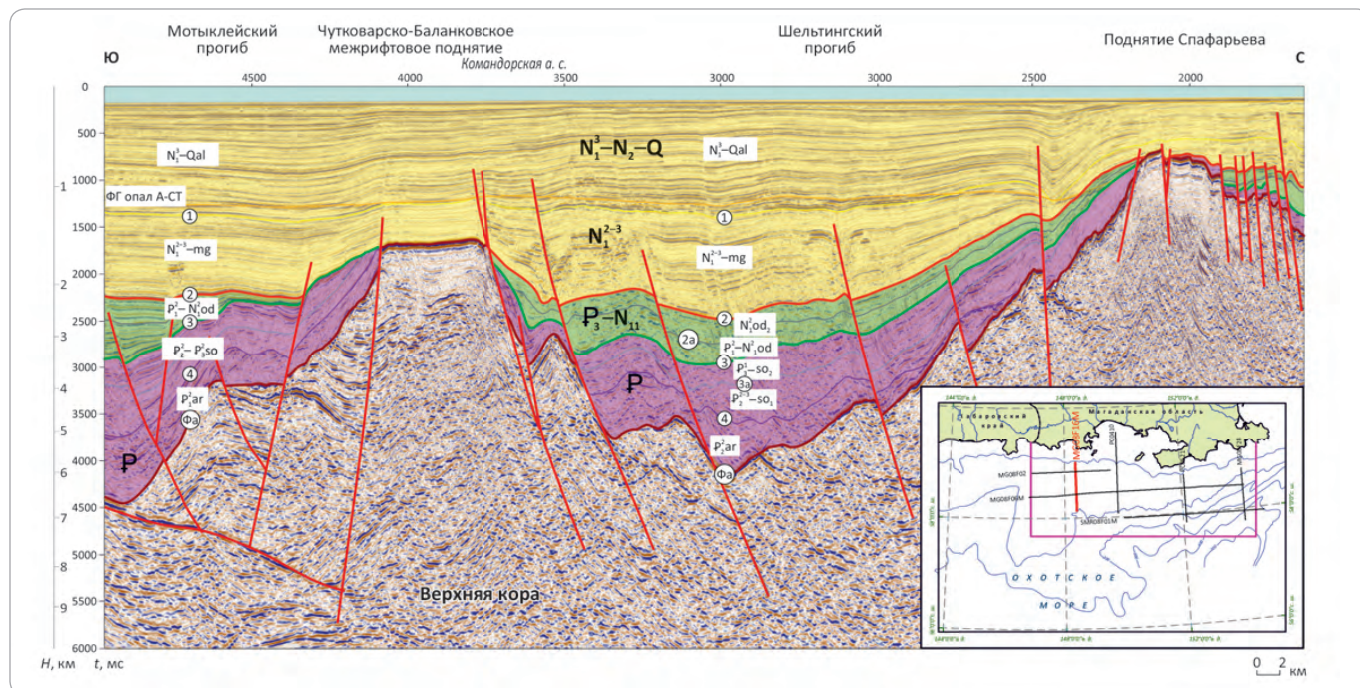
(35–45 км) кайнозойских рифтогенных грабенов, сохранивших монголо-охотскую ориентировку, но значительно осложненных присдвиговыми дислокациями северо-западного направления в виде локальных сбрососдвигов и узких горстов. Сеть грабенов, формирующих Шантарский осадочный бассейн, характеризуясь значительной флюидопроницаемостью и развитием инверсионных поднятий — потенциальных ловушек нефти и газа, представляет высокий нефтегазопроисводческий интерес. Существующая региональная геолого-геофизическая основа [20] позволяет оптимизировать направления геолого-разведочных работ в пределах блока.

Шантарский коромантийный блок с востока ограничивает крупное (410 × (40–60) км) интенсивно дислоцированное субмеридиональное горст-гра-

бенное кайнозойское сооружение, развитое на месте дренажной системы **Западно-Охотского литосферного мегасдвига**. В его пределах выделяются: на юге — докайнозойские выступы Св. Ионы; в центре — инверсионное складчатое поднятие; на севере — Охотская зона «зияния» земной коры (120 × (20–40) км), выполненная 8–9-километровой толщиной кайнозойских осадков и представляющая собой, по-видимому, судя по сейсмическому образу, крупную «трубу» дегазации мантии. Западно-Охотский горстово-грабеновый блок образован в зоне сдвигового взаимодействия северных блоков Амурской и Охотоморской литосферных плит.

Охотоморская литосферная плита — крупнейший (1250 × (650–750) км) коромантийный геоблок, ограниченный со всех сторон литосферными

Рис. 6. Временной сейсмогеологический разрез по профилю MG08F16M Магаданского бассейна
Fig. 6. Geoseismic time section along the Line MG08F16M, Magadansky basin



разломами сдвиговой природы. И.К. Туезовым [21] при моделировании теплового поля плиты выделен соответствующий геоблоку крупный очаг плавления в верхней мантии на глубине 100–160 км, который можно отождествлять с плюмовой линзой. Плюмовые выступы в виде зональных очагов плавления фиксируются в пределах Дерюгинской и Тинровской котловин на глубине 12,5 и 50 км соответственно. Плюмовое воздействие в виде мощных флюидопотоков на геоблок вызвало значительную эродированность земной коры до толщин 10–28 км и, в зависимости от флюидопроницаемости литосферы, различные структурный и объемный облики кайнозойского геологического пространства слагающих геоблок Северо-Охотского, Срединно-Охотского, Большерецкого, Центрально-Охотского и Дерюгинского коромантийных блоков.

Северо-Охотский коромантийный блок в кайнозойском пространстве представлен ареалом обширного рифтогенного прогибания, включающего Охотско-Кухтуйский (в составе Кашеваровского и Лисянского прогибов меньшего ранга), Магаданский и Тинровский осадочные бассейны. Первые два из них — это крупные трог, развитые в зоне действия Северо-Охотского литосферного «шва», выполнены эоцен-олигоценными рифтогенными и миоцен-плиоценовыми пострифтовыми осадочными комплексами. Основу трогов составляет сеть пулл-апартовых односторонних грабенов с толщиной осадков до 7,5–11,5 км, разделенных межрифтовыми (рис. 5, 6) и инверсионными поднятиями. Тинровский бассейн, относительно мало изученный геолого-разведочными работами, содержит крупную кайнозойскую оса-

дочную линзу с толщиной осадков 7,5–11,5 км, заполняющую клиновидный грабен (400 × (50–350) км) с наибольшим прогибанием в зоне ограничивающего его с востока Западно-Камчатского (Крутогорского) литосферного разлома.

Нефтегазовый потенциал Охотско-Кухтуйского (370 × (100–250) км) и Магаданского (410 × (90–150) км) бассейнов по глубинным и тектонолитологическим показателям, несмотря на непродуктивность пяти пробуренных в их пределах поисковых скважин, следует оценивать как высокий. Две скважины, пробуренные в 2016 г., выявили наличие палеоген-раннемиоценовых резервуаров с хорошими коллекторскими свойствами, перекрытых флюидоупорными толщами миоцена. Мировой опыт показывает, что на начальных этапах изучения нефтегазодобывающих районов и/или месторождений, оказавшихся в дальнейшем крупными, нефтегазопроисводные работы на первых стадиях были неэффективны.

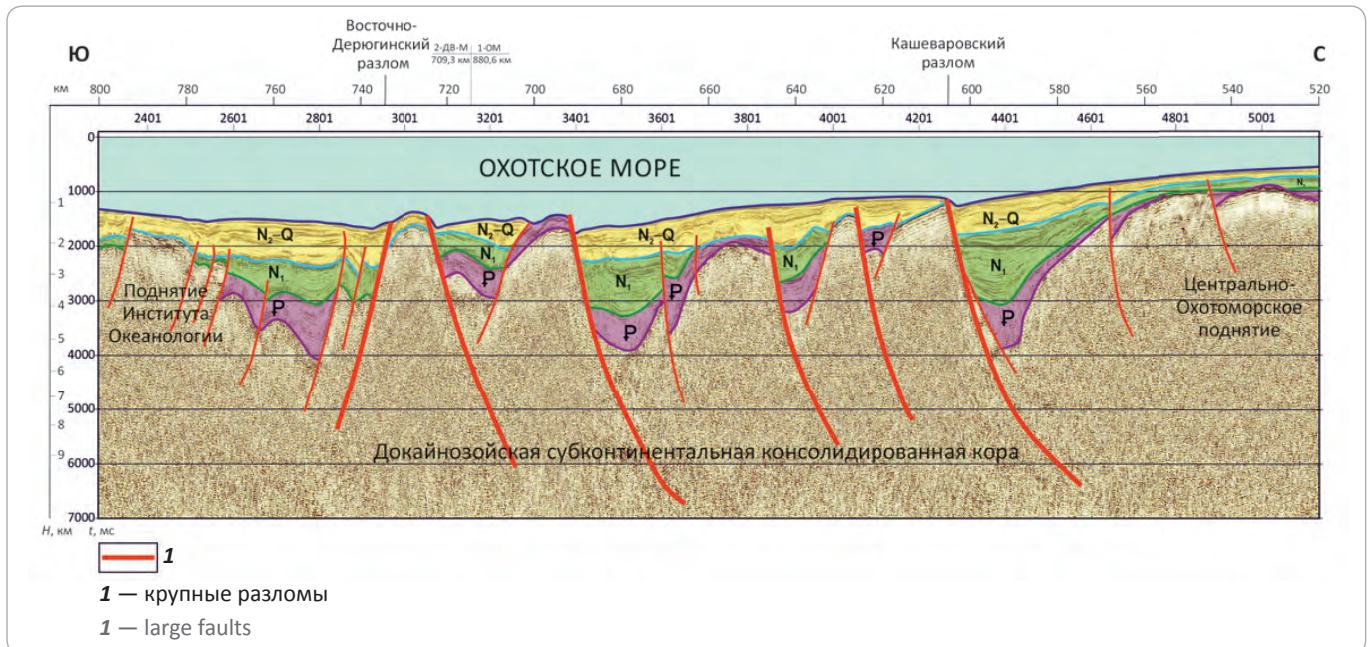
Срединно-Охотский (750 × (200–350) км) и **Большерецкий** (270 × 350 км) коромантийные блоки, разделенные крупным субмеридиональным разломом, образуют относительно слабопроницаемый докайнозойский массив, перекрытый маломощным (до 1,0–1,5 км) плащом кайнозойских пород. Резонансное воздействие рифтогенных процессов в соседних блоках привело к раскалыванию массива на серию хаотично расположенных неглубоких (до 2 км) грабенов, на Большерецком субплато — к формированию Кольского грабена с толщиной осадков до 3,5 км.

Центрально-Охотский коромантийный блок (700 × (520–680) км) отделен от Срединно-Охотского

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 7. Временной сейсмогеологический разрез по фрагменту опорного профиля 2ДВ-М (Магадан — Южные Курилы) прогиба Лебедь (данные ОАО «Севморнефтегеофизика»)

Fig. 7. Geoseismic time section along the fragment of base survey line 2DV-M (Magadan — South Kuril), Lebed' trough (according to JSC Sevmorneftegeofizika)



(на севере) и Курило-Камчатского (на юге) блоков соответственно Кашеваровским и Южно-Охотским субширотными литосферными разломами сдвиговой природы. Блок, расположенный в зоне активного действия Курило-Камчатского слэба, в том числе в виде значительного развития глубокофокусных (70–700 км) землетрясений, в кайнозойском пространстве расколот на серию субширотных узких (25–50 км) односторонних грабенов в условиях трансензионного растяжения земной коры глубиной 1,5–3,5 км (рис. 7), разделенных межрифтовыми горстовыми поднятиями. Наиболее крупные правосторонние сдвиги (Восточно-Дерюгинский, Океанологический, Академический) делят блок на три субширотные полосы с различной дезинтеграционной природой. Южные сегменты включают в основном крупные межрифтовые поднятия (Полевое, Института Океанологии, Академии наук СССР), содержащие горстовые выступы докайнозойских пород. Характер строения кайнозойского Центрально-Охотского блока позволил Санкт-Петербургским геологам [10] идентифицировать их как **Охотский бордерленд**. В аналогичных условиях в пределах рифтовых грабенов калифорнийского бордерленда обнаружены и эксплуатируются в кремнистых отложениях олигоцена небольшие скопления углеводородов [22].

Дерюгинский коромантийный геоблок (650 × (220–320) км) в условиях развития крупных очагов плавления [4], «протыкающих» верхнюю мантию и частично консолидированную кору в виде выступов «астенолитов» до глубины 12,5 и 20 км, формирует высокопроницаемую для флюидопотоков эндоге-

нажную систему. В кайнозойском пространстве геоблоку соответствует субмеридиональный трог, выполненный мощной (6,5–11,5 км) толщей олигоцен-нижнемиоценовых рифтогенных и миоцен-плиоценовых пострифтовых осадков.

Трог окружен со всех сторон крупными горстовыми сооружениями и серией межрифтовых поднятий, разделен на несколько внутренних грабенообразных прогибов, контролируемых УВ-флюидизированные очаги.

Дерюгинский геоблок обладает высоким нефтегазовым потенциалом. В пределах западного борта открыто несколько месторождений, в том числе одно уникальное — Южно-Кириновское нефтегазоконденсатное [23]. Дальнейшее его освоение связано с расширением нефтегазопромысловых работ во всех осадочных бассейнах геоблока с обособлением участков с оптимальными для нефтегазоаккумуляции резервуарными условиями, в том числе в турбидитных фанях западного склона трога.

О значительных перспективах нефтегазоносности Дерюгинской котловины свидетельствуют выявленные многолетними исследованиями сотрудников Тихоокеанского океанологического института ДВО РАН газогидратоносные районы [24], занимающие значительные акватории в северной и южной частях трога. Формирование газогидратов в верхних горизонтах связано, по всей вероятности, с потоками термогенного метана из нижележащих УВ-скоплений.

Хоккайдо-Сахалинский коромантийный геоблок (1400 × (150–270) км) является крупнейшей межплитовой геоструктурой, разделяющей Амурскую и

Охотоморскую литосферные плиты. Его основу составляет ряд сверхглубинных флюидно-разломных систем [25], выделенных в основном по результатам численного моделирования данных 1500 пунктов магнито-теллурических зондирований, обладающих высокой глубинной информативностью. Эти системы, включающие кластеры приразломных интенсивно дезинтегрированных блоковых форм, формируют активно функционирующую эндодренажную среду геоблока, сложенную западно- и восточно-сахалинскими дренажными системами. В позднемеловое время им соответствуют: в первом случае — глубокий турбидитовый трог, во втором — Восточно-Сахалинская островная дуга [26]. В кайнозое в пределах систем в результате эоцен-раннемиоценового рифтогенеза и миоцен-плиоценового пострифтового оседания сформировались осадочные линзы толщиной 5,0–11,5 км. В конце плиоцена за счет привноса глубинных веществ, энергии и процессов вертикальной аккреции формируются крупные Западно-Сахалинское и Восточно-Сахалинское складчато-сдвиговые сооружения, в наиболее приподнятых горстовых выступах которых на дневную поверхность выведены интенсивно-дислоцированные докайнозойские образования.

Основные нефтегазодобывающие активы Охотоморского региона сосредоточены в ареале действия Восточно-Сахалинской эндодренажной системы, формирующей одноименную нефтегазоносную мегазону (рис. 8). Дальнейшее освоение нефтегазового потенциала Хоккайдо-Сахалинского мегаблока связано с разведкой фонда неразбуренных ловушек нефти и газа, в том числе в турбидитовых и трещинных коллекторах, а также с изучением мезозойского серпентинитового [19, 27] и верхнемеловых комплексов в зонах действия активных разломных систем. Необходимо расширение поисков нефти и газа в пределах акватории заливов Терпения и Анива, где фиксируются аналогичные с мегазоной резервуарные для нефтегазонакопления условия.

Западно-Камчатский коромантийный геоблок (820 × (220–650) км) расположен в Камчатском ареале взаимодействия Евразийской, Охотоморской, Берингоморской и Тихоокеанской литосферных плит и характеризуется высокой дезинтегрированностью тектоносферы. Его основу составляет сеть флюидо-разломных структур, имеющих, по аналогии с хоккайдо-сахалинскими структурами и данным магнитотеллурических зондирований [4], сверхглубинную природу. Основные из них, являющиеся фрагментами литосферных «швов», ограничивают геоблок: с севера — Шелиховская (Северо-Охотский «шов»), с запада — Крутогоровская (Западно-Камчатский «шов») сверхглубинные разломные системы. Южную границу геоблока определяет скрытое под вулканами Срединного хребта Камчатки возможное западное продолжение Ватын-Вывенской надвиговой

системы, маркируемое интенсивной гравитационной ступенью. Шелиховская система формирует одноименный коромантийный блок (550 × (30–60) км) восточно-северо-восточного направления с развитием рифтогенного трога с глубиной залегания докайнозойского основания до 6–9,5 км. Крутогоровская и внутригеоблоковые Ичинская и Омгоно-Паланская системы, ориентированные дискордантно к Шелиховскому трогу, формируют крупную дренажную зону. В ее пределах в результате палеоцен-раннемиоценового рифтогенеза и миоцен-плиоценового пострифтового оседания создана сеть присдвиговых грабенов, разделенных межрифтовыми и инверсионными (в зонах разломов) горстовыми поднятиями. Транспрессивная активизация позднего кайнозоя в зонах действия разломных систем окончательно оформила современный облик складчато-сдвиговых сооружений геоблока. Нефтегазовый потенциал Западно-Камчатского геоблока, судя по глубинным нефтегазогеологическим показателям, относится к высокому. На современном этапе изученности, несмотря на многолетнюю историю геолого-разведочных работ [28], в его пределах известно несколько небольших газовых месторождений в наземной части полуострова. Дальнейшее развитие нефтегазопроисковых работ связано с освоением нефтегазового потенциала шельфовых районов геоблока, в первую очередь в пределах инверсионных поднятий и их склонов, развитых в зонах крупных разломных систем. Особое внимание следует уделить изучению Шелиховского трога, сходного по структурным характеристикам и тектонической позиции с нефтегазоносным бассейном залива Кука на Аляске. В пределах последнего (370 × (18–110) км) в палеоген-неогеновых комплексах эксплуатируется 7 нефтяных и 15 газовых месторождений с суммарными доказанными запасами нефти 168 млн т и газа — 264 млрд м³.

Курило-Камчатский коромантийный геоблок (2300 × (300–500) км) занимает надслэбное пространство в головной его части, в зоне активного сдвигонадвигового взаимодействия [29] Азиатского континента и Тихоокеанской литосферной плиты. Состоит из коромантийных блоков, создающих ансамбль взаимосвязанных геоструктур, сформированных в результате аномально активного привноса глубинных вещества и энергии в очень сильно уплотненную среду геоблока. Его сегментация определена серией сближенных сверхглубинных флюидо-разломных систем северо-восточной ориентировки. Тектоническая природа и структурный облик блоков зависят от их геодинамической позиции в многоактном процессе сдвигонадвигового обдущивания континентальных масс геоблока на океаническое пространство по поверхности фронтальной части Курило-Камчатского слэба (зоне Беньюфа). При этом во фронтальной и тыловой частях обдукционного потока формируются соответственно структуры сжа-

Рис. 8. Фрагмент карты нефтегазоносности Западно-Охотской рифтогенной мегасистемы на основе тектонической карты
Fig. 8. Fragment of oil and gas occurrence map, West-Ohkotsky rift-related megasystem, on the basis of tectonic map



Условные обозначения к рис. 8.

1 — граница Восточно-Сахалинской мегазоны, расположенной в пределах сферы действия Западно-Охотского мегасдвига; **2** — выходы мезозойских пород; **3** — прогибы с толщиной осадочных отложений > 7 км — очаги нефтегазообразования; **структуры, контролирующие нефтегазоаккумуляцию (4, 5): 4** — поднятия, **5** — инверсионные поднятия; **6** — район развития турбидитных резервуаров; **разломные структуры — основные гидродинамические источники (7–9): 7** — региональные разломы, **8** — зональные и локальные разломы, **9** — крупные взбросы; **разломные границы крупных нефтегазогеологических структур (10, 11): 10** — крупные взбросы, **11** — сдвиги; **месторождения (12–14): 12** — нефтяные, **13** — газовые и газоконденсатные, **14** — нефтегазоконденсатные.

Крупные осадочные прогибы: I — Дерюгинский, II — Северо-Сахалинский, III — Пограничный.

Крупные разломы: **1** — Западно-Охотский Срединно-Сахалинский, **2** — Хоккайдо-Сахалинский, **3** — Центрально-Сахалинский, **4** — Мынгинский, **5** — Восточно-Сахалинский, **6** — Пограничный, **7** — Восточно-Дерюгинский

Legend to Fig. 8.

1 — East-Sakhalin megazone situated within the zone of the West-Okhotsky mega-strike-slip action; **2** — Mesozoic rock outcrops; **3** — troughs with sedimentary rocks thickness > 7 km — kitchen areas; **structures that control oil and gas accumulation (4, 5): 4** — uplifts, **5** — basin inversion; **6** — area of turbidite reservoirs development; **fault-related structures — main hydrodynamic sources (7–9): 7** — regional faults, **8** — zonal and local faults, **9** — large reverse faults; **fault-related boundaries of large oil and gas geological structures (10, 11): 10** — large reverse faults, **11** — strike-slip faults; **fields (12–14): 12** — oil, **13** — gas and gas condensate, **14** — oil and gas condensate.

Large sedimentary troughs: I — Deryugin, II — North-Sakhalinsky, III — Pogranichny.

Large faults: **1** — West-Okhotsky Sredinno-Sakhalinsky, **2** — Hokkaido-Sakhalinsky, **3** — Central-Sakhalinsky, **4** — Mynginsky, **5** — East-Sakhalinsky, **6** — Pogranichny, **7** — East-Deryugin

тия Притихоокеанского блока и литосферного растяжения Курило-Камчатского вулканогенного поднятия и Курильской котловины.

Притихоокеанский коромантийный блок (2200×(220–390) км) в коровом слое формирует крупное присдвиговое сооружение, в вершинной части представленное кайнозойским Срединно-Курильским прогибом и Малокурильским поднятием, в своде которого на дно моря выходят докайнозойские породы. Его северо-восточный склон (2200 × 100 км), одновременно являющийся таковым для Курило-Камчатского глубоководного желоба, сложен пластинами шарьированных докайнозойских и кайнозойских образований, в том числе формирующими крупные аккреционные призмы в пределах глубоководных террас (ступеней) в средней части и подножия склона. Коромантийный блок **Курило-Камчатского вулканического сооружения** (2200×(100–320) км), функционирующий при интенсивнейшем литосферном растяжении в условиях высокой разуплотненности среды [30], характеризуется развитием не только инверсионных вулканогенных поднятий, но и присдвиговых рифтогенных грабенов: Голыгинского (320×(20–100) км) и Центрально-Камчатского (1340×(40–80) км). Коромантийный блок **Курильской котловины** (920×(50–380) км) при интенсивном литосферном растяжении в условиях высокого стояния зон частичного плавления коромантийного вещества на глубине 12,5–20 км [4] характеризуется деградацией консолидированной коры до толщин 3,5–9 км. Процессы рифтогенеза в эоцене — раннем миоцене и миоцен-четвертичного пострифтового оседания сформировали кайнозойскую осадочную линзу толщиной 3 км (восточные районы) и 5 км (в западной котловине) в пределах клиновидного грабена, ограниченного литосферным «швом» с севера и граничными разломами Курильского вулканогенного поднятия с юга.

Нефтегазовый потенциал Курило-Камчатского геоблока, судя по глубинным показателям, можно прогнозировать как относительно высокий. Об этом свидетельствуют и прямые признаки: наличие обильных нефтегазопоявлений на Восточной Камчатке на Богачевской площади и в кальдере Узон [7]; присутствие газогидратных полей в Голыгинском прогибе. Отрицательным фактором является очень высокая дезинтеграция среды, не способствующая сохранению от разрушения крупных скоплений УВ. При наличии мощных флюидопоров благоприятные для нефтегазоаккумуляции резервуарные условия, судя по имеющимся данным, можно прогнозировать для Срединно-Курильского и Голыгинского прогибов и бортовых структур Курильской котловины.

Заключение

Охотоморская геодинамическая провинция, обособленная в пределах действия Курило-Камчатского слэба в кайнозойское время и составленная из автономных коромантийных геоблоков, в инфраструктуре кайнозойского пространства представлена рифтогенными осадочными бассейнами с высоким нефтегазовым потенциалом, сгруппированными в крупнейшие рифтогенные мегасистемы: Северо-Западно-, Центрально- и Южно-Охотские. В их состав входят кайнозойские структуры геоблоков и блоков: **Северо-Охотской** — Приохотского (Тауйско-Гижигинская система), Шантарского, Северо-Охотского и Западно-Камчатского; **Западно-Охотской** — Дерюгинского и Хоккайдо-Сахалинского; **Центрально-Охотской** — одноименного геоблока; **Южно-Охотской** — Курильской котловины и Голыгинского прогиба. Отдельно выделены **Татарская** и **Притихоокеанская** рифтогенные системы. Все мегасистемы и системы объединены в Охотоморскую нефтегазоносную провинцию, но представлены автономными нефтегазоносными и по-



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

тенциально нефтегазоносные субпровинциями. Определяющую роль в процессах нефтегазоносности играют: 1) наличие флюидизированных проницаемых дренажных систем для поступления из глубин высокоэнергетических флюидных потоков, главным

образом приуроченных к структурам растяжения литосферы, в том числе и присдвиговым, в зонах сверхглубинных флюидоразломных систем; 2) развитие природных резервуаров нефти и газа, перекрытых надежными флюидоупорами.

Литература

1. Веселов О.В., Грецкая Е.В., Ильев А.Е., Кононов В.Э., Кочергин Е.В. и др. Тектоническое районирование и углеводородный потенциал Охотского моря. – М.: Наука, 2000. – 130 с.
2. Тектоническая карта Охотоморского региона / Авт.: Г.А. Авдейко, Н.А. Богданов, В.С. Рождественский, Н.И. Филатова, В.В. Харахинов и др. – 1:2 500 000. – М.: Роскартография, 2000.
3. Геология и полезные ископаемые России: в 6 т. Т. 5. Арктические и дальневосточные моря. Кн. 2. Дальневосточные моря, их континентальное и островное обрамление / Ред.: И.С. Грамберг, В.Л. Иванов, Ю.Е. Погребницкий. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2005. – 303 с.
4. Харахинов В.В., Туезов И.К., Бабошина В.А., Терещенков А.А. и др. Структура и динамика литосферы и астеносферы Охотоморского региона. – М.: Национальный геофизический комитет РАН, 1996. – 335 с.
5. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Галуев В.И., Каплан С.А. Глубинные структурно-тектонические неоднородности земной коры и возможные процессы, связанные с нефтегазообразованием и нефтегазонакоплением (геохимический аспект) // Отечественная геология. – 2012. – № 2. – С. 3–14.
6. Старостенко В.И., Лукин А.Е., Цветкова Т.А., Заец Л.Н., Донцов В.В., Савиных Ю.В. Об участии суперглубинных флюидов в нефтегенезе по данным изучения уникального нефтяного месторождения Белый Тигр // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 4. – С. 3–32.
7. Лукин А.Е., Пиковский Ю.И. О роли глубинных и сверхглубинных флюидов в нефтегазообразовании // Геологический журнал. – 2004. – № 2. – С. 21–33.
8. Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеродно-генерируемых систем) // Геологический журнал. – 1999. – № 1. – С. 30–42.
9. Вартамян Г.С. Флюидосфера и эндодренажные системы Земли как ведущие факторы геологической эволюции // Отечественная геология. – 2000. – № 6. – С. 14–22.
10. Сакулина Т.С., Каленич А.П., Атаков А.И., Тихонова И.М., Крупнова Н.А., Пыжьянова Т.М. Геологическая модель Охотоморского региона по данным опорных профилей I-ОМ и 2ДВ-М // Разведка и охрана недр. – 2011. – № 10. – С. 11–17.
11. Кулаков И.Ю., Добрецов Н.Л., Бушенкова Н.А., Яковлев А.В. Форма слэбов в зонах субдукции под Курило-Камчатской и Алеутской дугами по данным региональной сейсмотомографии // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 6. – С. 830–851.
12. Bijward H., Spakman W., Engdahl E.R. Closing the gap between regional and global travel time tomography. *J. Geophys. Res.* 1998;103:30,055–30,078.
13. Добрецов Н.Л., Кулаков И.Ю., Литасов К.Д., Кукарина Е.В. Значение геологии, экспериментальной петрологии и сейсмотомографии для комплексной оценки субдукционных процессов // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 1–2. – С. 21–55.
14. Летников Ф.А. Флюидный механизм деструкции континентальной земной коры и формирование осадочных нефтегазоносных бассейнов // ДАН. – 2005. – Т. 401. – № 2. – С. 205–207.
15. Летников Ф.А., Дорогокупец П.И. К вопросу о роли суперглубинных флюидных систем земного ядра в эндогенных геологических процессах // ДАН. – 2001. – Т. 378. – № 4. – С. 535–537.
16. Родкин М.В. Роль глубинного флюидного режима в геодинамике и сейсмотектонике. – М.: Национальный геофизический комитет РАН, – 1993. – 193 с.
17. Соколов Б.А., Старостин В.И. Флюидодинамические системы рудо- и нефтеобразования // Вестник Московского ун-та. Серия 4. Геология. – 1998. – № 5. – С. 3–9.
18. 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: Изд-во ДВО РАН, 2004. – 220 с.
19. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с.
20. Варнавский В.Г., Жаров А.Э., Кириллова Г.Л., Кровушкина О.А. и др. Геология и нефтегазоносность Охотско-Шантарского осадочного бассейна. – Владивосток: Изд-во ДВО РАН, 2002. – 148 с.
21. Туезов И.К. Геотермическая структура литосферы и астеносферы Азиатско-Тихоокеанской зоны сочленения и прилегающих частей Азии и Тихого океана. – Владивосток: Изд-во ДВО АН СССР, 1990. – 107 с.
22. Забанбарк А. Строение и перспективы нефтегазоносности калифорнийского бордерленда // Океанология. – 2008. – Т. 48. – № 1. – С. 139–148.
23. Хоштария В.Н., Мартын А.А., Дмитриев С.Е., Кирпичников А.В., Пятницкий Ю.И. Результаты геологоразведочных работ ООО «Газпром геологоразведка» на восточном шельфе о-ва Сахалин (Охотское море) // Геология нефти и газа. – 2016. – № 2. – С. 33–42.
24. Акуличев В.А., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б., Мальцева Е.В., Гресов А.И., Телегин Ю.А. Условия формирования газогидратов в Охотском море // ДАН. – 2014. – Т. 454. – № 3. – С. 340–342.
25. Никифоров В.М., Шкабарня Г.Н., Жуковин А.Ю., Каплун В.Б., Пальшин Н.А., Варенцов И.М., До Х.К., Фунг В.Ф., Хоанг В.В., Старжинский С.С. Системы вертикальных нарушений геoeлектрического разреза тектоносферы в нефтегазоносных областях Сахалина (Россия) и Тонкинском залива (Вьетнам) по данным МТЗ // Тихоокеанская геология. – 2016. – Т. 35. – № 6. – С. 3–15.
26. Гранник В.М. Восточно-Сахалинская островодужная система Охотоморского региона // Литосфера. – 2013. – № 1. – С. 36–51.
27. Харахинов В.В., Астафьев Д.А., Калита М.А., Корчагин О.А., Игнатова В.А., Наумова Л.А. Возможности открытия новых месторождений углеводородов на шельфе Сахалина и Западной Камчатки // Вести газовой науки. – 2015. – № 2(22). – С. 21–35.

28. Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Маргулис Л.С., Андиева Т.А. и др. Разведочный потенциал Западной Камчатки и сопредельного шельфа (нефть и газ). – СПб.: Недра, 2003. – 120 с.
29. Шарапов В.Н., Симбирова И.Г., Бондаренко П.М. Структура и геодинамика сейсмофокальной зоны Курило-Камчатского региона. – Новосибирск: Наука, 1984. – 199 с.
30. Петрищевский А.М. Тектоническая интерпретация плотностных неоднородностей в земной коре и верхней мантии Камчатки // Тихоокеанская геология – 2006. – Т. 25. – № 1. – С. 31–46.

References

1. Veselov O.V., Gretskeya E.V., Il'ev A.E., Kononov V.E., Kochergin E.V. et al. Tectonic zoning and hydrocarbon potential of the Sea of Okhotsk. Moscow: Nauka, 2000. – 130 p.
2. Tectonic map of the Sea of Okhotsk region. G.A. Avdeiko, N.A. Bogdanov, V.S. Rozhdestvenskii, N.I. Filatova, V.V. Kharakhinov et al. 1:2 500 000. Moscow: Roskartografiya, 2000.
3. Geology and mineral resources of Russia: in 6 volumes. Vol. 5. Arctic and Far East seas. Book 2. Far East seas, their continental and island framing. In: I.S. Gramberg, V.L. Ivanov, Yu.E. Pogrebetskii eds. St. Petersburg: Izdatelstvo VSEGEI, 2005. 303 p.
4. Kharakhinov V.V., Tuezov I.K., Baboshina V.A., Tereshchenkov A.A. et al. Structure and dynamics of lithosphere and asthenosphere of the Sea of Okhotsk region. Moscow: Natsional'nyi geofizicheskii komitet RAN, 1996. – 335 p.
5. Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Galuev V.I., Kaplan S.A. Deep structural and tectonic inhomogeneities of Earth's crust and possible processes associated with oil and gas generation and accumulation (geochemical aspect). *Otechestvennaya geologiya*. 2012;(2):3–14.
6. Starostenko V.I., Lukin A.E., Tsvetkova T.A., Zaets L.N., Dontsov V.V., Savinykh Yu.V. On the participation of super-deep fluids in naphthyogenesis (according to the study of the unique oil deposit of the White Tiger). *Geofizicheskii zhurnal*. 2011;33(4):3–32.
7. Lukin A.E., Pikovskii Yu.I. On the role of deep and ultra-deep fluids in oil and gas generation. *Geologicheskii zhurnal*. 2004;(2):21–33.
8. Lukin A.E. On the origin of oil and gas (geo-synergetic concept of natural hydrocarbon-generated systems). *Geologicheskii zhurnal*. 1999;(1):30–42.
9. Vartanyan G.S. Fluidosphere and endo-drainage systems of the Earth as geological evolution drivers. *Otechestvennaya geologiya*. 2000;(6):14–22.
10. Sakulina T.S., Kalenich A.P., Atakov A.I., Tihonova I.M., Krupnova N.A., Pyzhjanova T.M. Geological model of the Okhotsk sea region according to basic profiles I-OM and 2DW-M. *Razvedka i ohrana nedr*. 2011;(10):11–17.
11. Koulakov I.Yu., Dobretsov N.L., Bushenkova N.A., Yakovlev A.V. Slab shape in subduction zones beneath the Kurile-Kamchatka and aleutian arcs based on regional tomography results. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(6):830–851.
12. Bijward H., Spakman W., Engdahl E.R. Closing the gap between regional and global travel time tomography. *J. Geophys. Res.* 1998;103:30,055–30,078.
13. Dobretsov N.L., Koulakov I.Yu., Litasov K.D., Kukarina E.V. An integrate model of subduction: Contributions from geology, experimental petrology, and seismic tomography. *Russian Geology and Geophysics*. 2015;56(1–2):13–38. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.01.002.
14. Letnikov F.A. Fluid mechanism of destruction of the earth's continental crust and formation of sedimentary oil- and gas-bearing basins *Doklady Earth Sciences*. 2005;401(2):200–202.
15. Letnikov F.A., Dorogokupets P.I. On the role of Earth's core ultra-deep fluid systems in endogenous geological processes. *Doklady Akademii nauk*. 2001; 378(4):535–537.
16. Rodkin M.V. Role of deep fluid behaviour in geodynamics and seismotectonics. Moscow: Natsional'nyi geofizicheskii komitet RAN, 1993. 193 p.
17. Sokolov B.A., Starostin V.I. Fluid-dynamic systems of ore formation and oil generation. *Vestnik Moskovskogo un-ta. Seriya 4: Geologiya*. 1998;(5):3–9.
18. Zharov A.E., Kirillova G.L., Margulis L.S., Chuiko L.S., Kudel'kin V.V., Varnavskii V.G., Gagaev V.N. Geology, geodynamics, and petroleum potential of sedimentary basins in the Gulf of Tartary. Vladivostok: Izd-vo DVO RAN, 2004. 220 p.
19. Kharakhinov V.V. Petroleum geology of the Sakhalin Region. Moscow: Nauchnyi mir, 2010. 276 p.
20. Varnavskii V.G., Zharov A.E., Kirillova G.L., Krovushkina O.A. et al. Geology and oil and gas occurrence in the Okhotsk-Shantarsk sedimentary basin. Vladivostok: Izd-vo DVO RAN, 2002. 148 p.
21. Tuezov I.K. Geothermal structure of lithosphere and asthenosphere of the Asian-Pacific joint zone and adjacent parts of Asia and Pacific Ocean. Vladivostok: Izd-vo DVO AN SSSR, 1990. 107 p.
22. Zabanbark A. Structure and oil and gas perspectives of the Californian borderland. *Oceanology*. 2008;48(1):129–137.
23. Khoshtariya V.N., Martyn A.A., Dmitriev S.E., Kirpichnikov A.V., Pyatnitskii Yu.I. The results of E&P works carried out by LLC Gazprom Geologorazvedka in the eastern Sakhalin shelf (Sea of Okhotsk). *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(2):33–42.
24. Akulichev V.A., Obzhairov A.I., Shakirov R.B., Maltseva E.V., Gresov A.I., Telegin Yu.A. Conditions of gas hydrate formation in the Sea of Okhotsk. *Doklady Earth Sciences*. 2014;454(1):94–96.
25. 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*. 2016;35(6):3–15.
26. Grannik V.M. East-Sakhalin island-arc system of the Sea of Okhotsk region. *Litosfera*. 2013;(1):36–51.
27. Kharakhinov V.V., Astaf'ev D.A., Kalita M.A., Korchagin O.A., Ignatova V.A., Naumova L.A. Possibility of new hydrocarbon fields discovery in the Sakhalin shelf and West Kamchatka. *Vesti gazovoi nauki*. 2015;2(22):21–35.
28. Belonin M.D., Grigorenko Yu.N., Margulis L.S., Andieva T.A. et al. Exploration potential of West Kamchatka and adjacent shelf (oil and gas). St. Petersburg: Nedra, 2003. 120 p.
29. Sharapov V.N., Simbirova I.G., Bondarenko P.M. Structure and geodynamics of seismic focal zone of the Kuril-Kamchatka region. Novosibirsk: Nauka, 1984. 199 p.
30. Petrishchevsky A.M. Tectonic interpretation of density heterogeneities in the crust and upper mantle of Kamchatka. *Russian Journal of Pacific Geology*. 2006;25(1):31–46.

Восточный нефтегазовый форум

Владивосток, 4–5 июля 2018 г.

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Среди докладчиков и гостей 2018:



Александр Коробков,
Генеральный директор,
Газпромнефть-Сахалин



Иван Меньшиков,
Генеральный директор,
РНГ (Ростнефтегаз)



Максим Савченко,
Директор, стратегическое развитие и крупные проекты, Сибур



Василий Гребенников,
Зам. ген. директора по строительным проектам, Фонд развития Дальнего Востока и Байкальского региона



Олег Баранов,
Генеральный директор, Дальгазресурс

Дополнительная информация:

www.eastrussiaoilandgas.com

events@vostockcapital.com

+44 207 394 30 90

+7 (499) 505 1 505

- Стратегии Правительства РФ по развитию Восточной Сибири и Дальнего Востока. Какие меры по повышению инвестиционной привлекательности региона планируются? **Дальневосточные ТОРы**
- Возможности для инвесторов и партнеров из Азиатско-Тихоокеанского региона. Какие направления развития сектора обладают наибольшим экспортным потенциалом в странах АТР?
- Перспективные проекты нефтегазодобычи: **Иркутский и Якутский центры газодобычи, Ванкорский нефтегазовый рынок, Чонский проект, Сахалинский центр газодобычи**
- Выход России на газовый рынок Китая: ход реализации **проекта «Сила Сибири»**
- Развитие международных **транспортных коридоров** как фактор развития сотрудничества со странами АТР.
- Газификация удаленных регионов, как одна из ключевых задач Восточной газовой программы
- Развитие на Дальнем Востоке **газоперерабатывающего и газохимического производства**, в том числе мощностей по производству гелия
- Потенциал и перспективы развития **нефтехимического производства** в регионе

Участники 2018:



ВОСТОК ЛПГ



УДК 553.98:551.763.12(571.121)

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны

© 2018 г. | Н.В. Петрова, С.В. Ершов, А.К. Карташова, Н.И. Шестакова

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

Поступила 09.10.2017 г.

Принята к печати 09.02.2018 г.

Ключевые слова: *Нерутинская мегавпадина; нефтегазоносная зона; клиноформа; ачимовская толща; продуктивный пласт; коллекторские свойства; залежь углеводородов.*

В статье рассмотрены геологическое строение и нефтегазоносность ачимовской толщи западных районов Нерутинской мегавпадины. Дана характеристика коллекторских свойств продуктивных пластов. На основе комплексной интерпретации данных ГИС, сейсморазведки 2D и 3D, а также результатов бурения выделены участки, наиболее перспективные на поиски залежей углеводородов в пластах ачимовского нефтегазоносного комплекса. Основные перспективы связываются с литологическими и структурно-литологическими ловушками в пределах депоцентов накопления песчаного материала на приподнятых участках.

Для цитирования: Петрова Н.В., Ершов С.В., Карташова А.К., Шестакова Н.И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 41–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-41-50.

The geological structure and hydrocarbon prospects of Achimov strata in Western-Nerutinsk petroleum area

© 2018 | N.V. Petrova, S.V. Ershov, A.K. Kartashova, N.I. Shestakova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia;
 petrovanv@ipgg.sbras.ru; ershovsv@ipgg.sbras.ru; kartashovaak@ipgg.sbras.ru; shestakovani@ipgg.sbras.ru

Received 09.10.2017

Accepted for publication 09.02.2018

Key words: *Nerutinsk megatrough; petroleum area; clinoform; achimov strata; productive layer; reservoir properties; hydrocarbon deposit.*

West-Nerutinsky petroleum zone with its most part situated within the Nerutinsky mega-depression is one of the regions underexplored and promising for hydrocarbon discovery in the West Siberian petroleum province. Potential of the Berriassian-Lower Aptian productive sequence within the zone is associated primarily with lithological and combination traps in the layers of the Achimov sequence. Achimov sequence in the study area is a series of lenses of relatively deepwater genesis, which are north-westward younging and associated with two regional Valanginian clinoforms. Main reservoirs are AchBN₁₅ and AchBN₁₆. They are stratified into three and five streaks, respectively, in which the independent oil and gas accumulations are already identified within the East-Medvezhy area. This paper discusses geological structure and oil and gas potential of the Achimov sequence within the West-Nerutinsky petroleum zone, characterises the reservoir properties of productive layers, and analyses special features of their variations both through the section and over the area. Integrated interpretation of well log data, 2D and 3D seismic data, and drilling results allows suggesting that a number of new hydrocarbon accumulations can be identified within the zone. Depocentres of sand material accumulation within the structurally elevated areas are the most promising for hydrocarbon reservoirs searching. Reservoir limit of the East-Medvezhy field can also be extended owing to the new deposits in the older and the younger formations with respect to those with the already identified hydrocarbon accumulations.

For citation: Petrova N.V., Ershov S.V., Kartashova A.K., Shestakova N.I. The geological structure and hydrocarbon prospects of Achimov strata in Western-Nerutinsk petroleum area. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(2):41–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-41-50.

В настоящее время в Западной Сибири открыто около 900 месторождений нефти и газа. Подавляющее большинство запасов углеводородов сосредоточено в антиклинальных ловушках юрско-мелового комплекса, большая часть которых уже опоискована. Вероятность открытия новых крупных структурных залежей нефти и газа очень низкая. Поэтому поиск новых объектов неантиклинального типа — весьма актуальная задача.

Одним из объектов поисково-разведочных работ в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является ачимовская толща берриас-нижнеаптского продуктивного комплекса, которая имеет весьма сложное строение. Линзовидная форма песчаных тел ачимовских пластов позволяет считать перспективными на поиски залежей нефти и газа не только положительные, но и отрицательные структуры, которые недостаточно изучены бурением. В пределах



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

депрессий скважины в основном пробурены на положительных структурах. По данным Ю.Н. Карогодина и его коллег [1], если в Северном Приобье в структурных ловушках покровных пластов нижнемелового клиноформного комплекса содержится около 60 % выявленных запасов нефти, то в ачимовских этот показатель не превышает 15 %. Подавляющее большинство запасов ачимовской толщи этого района (более 80 %) сосредоточено в литологических и структурно-литологических ловушках. Широкое распространение неструктурных ловушек также наблюдается и в ачимовских отложениях Восточно-Уренгойской, а также Приобской нефтегазоносных зон [2, 3].

Большинство исследователей, сторонников косо-слоистого строения отложений нижнего мела Западной Сибири (В.Н. Бородин, Г.Н. Гогоненков, Ф.Г. Гурари, С.В. Ершов, В.П. Игошкин, Ю.Н. Карогодин, А.Р. Курчиков, О.М. Мкртчян, А.Л. Наумов, А.А. Нежданов, Л.Я. Трушкова и др.), считают, что ачимовские отложения представляют собой образования глубоководных конусов выноса, сформированных мутьевыми и турбидитными потоками в регрессирующем палеобассейне. Их формирование происходило в условиях лавинной седиментации терригенного материала. Относительно глубоководные ачимовские пласты имеют возрастные аналоги среди мелководных покровных пластов, хотя данное утверждение поддерживается не всеми исследователями. Например, В.П. Игошкин и А.Е. Шлезингер [4] считают, что подводные конусы выноса в основном таких аналогов не имеют.

Ачимовский комплекс привлек к себе внимание после открытия крупнейших по запасам залежей углеводородов в неантиклинальных ловушках Восточно-Уренгойской и Приобской зон нефтегазонакопления Западной Сибири. Однако необходимо отметить, что, несмотря на огромные геологические запасы углеводородов, которые сосредоточены в ачимовском нефтегазоносном комплексе, разработка подобных месторождений связана с определенными трудностями. В связи с глубоководными условиями формирования и большими глубинами залегания пластов, песчаные тела имеют достаточно низкую пористость и проницаемость [5–7]. Залежи часто осложнены литологическими, а в отдельных случаях и тектоническими экранами. Кроме того, в продуктивных пластах нередко отмечаются аномально высокие пластовые давления. Все эти условия затрудняют разработку залежей в пластах ачимовской толщи и требуют специальных технологий.

Одним из малоизученных и перспективных на поиски залежей углеводородов районов для проведения поисково-разведочных работ в Надым-Пурской нефтегазоносной области являются Нерутинская мегавпадина (тектонические элементы даны по [8]) и прилегающие территории [9–12]. В пределах мегавпадины в разрезе берриас-нижеаптских отложений выделяют более 10 сейсмофациальных комплек-

сов, наиболее перспективные из которых урьевский, пырейный, моховой, савуйский, чеускинский валанжинского возраста, а также сармановский и уренгойский нижнего готерива [6, 13]. Нижние покровные валанжинские пласты БУ₁₀–БУ₁₅ и БН₁₂–БН₁₆ в северо-западном направлении в пределах депрессии последовательно замещаются склоновыми глинистыми фациями.

Западно-Нерутинская нефтегазоносная зона (НГЗ) находится в центральной части Надымского района Ямало-Ненецкого АО, к востоку от Медвежьего месторождения (рис. 1), на стыке трех нефтегазоносных районов — Надымского, Уренгойского и Губкинского Надым-Пурской нефтегазоносной области. В тектоническом отношении она приурочена к юго-западному району Большехетской мегасинеклизы. Большая часть нефтегазоносной зоны расположена в пределах Нерутинской мегавпадины. Основные перспективы зоны связываются с резервуарами ачимовского нефтегазоносного комплекса. Южная и западная ее части ограничены контурами Большехетской мегасинеклизы, северная — границей Нерутинской мегавпадины, а восточная — границей распространения ачимовской толщи савуйской клиноформы (пласты АчБУ₁₂ и АчБН₁₆).

В пределах Западно-Нерутинской НГЗ отложения ачимовской толщи полностью или частично вскрыты 20 скважинами.

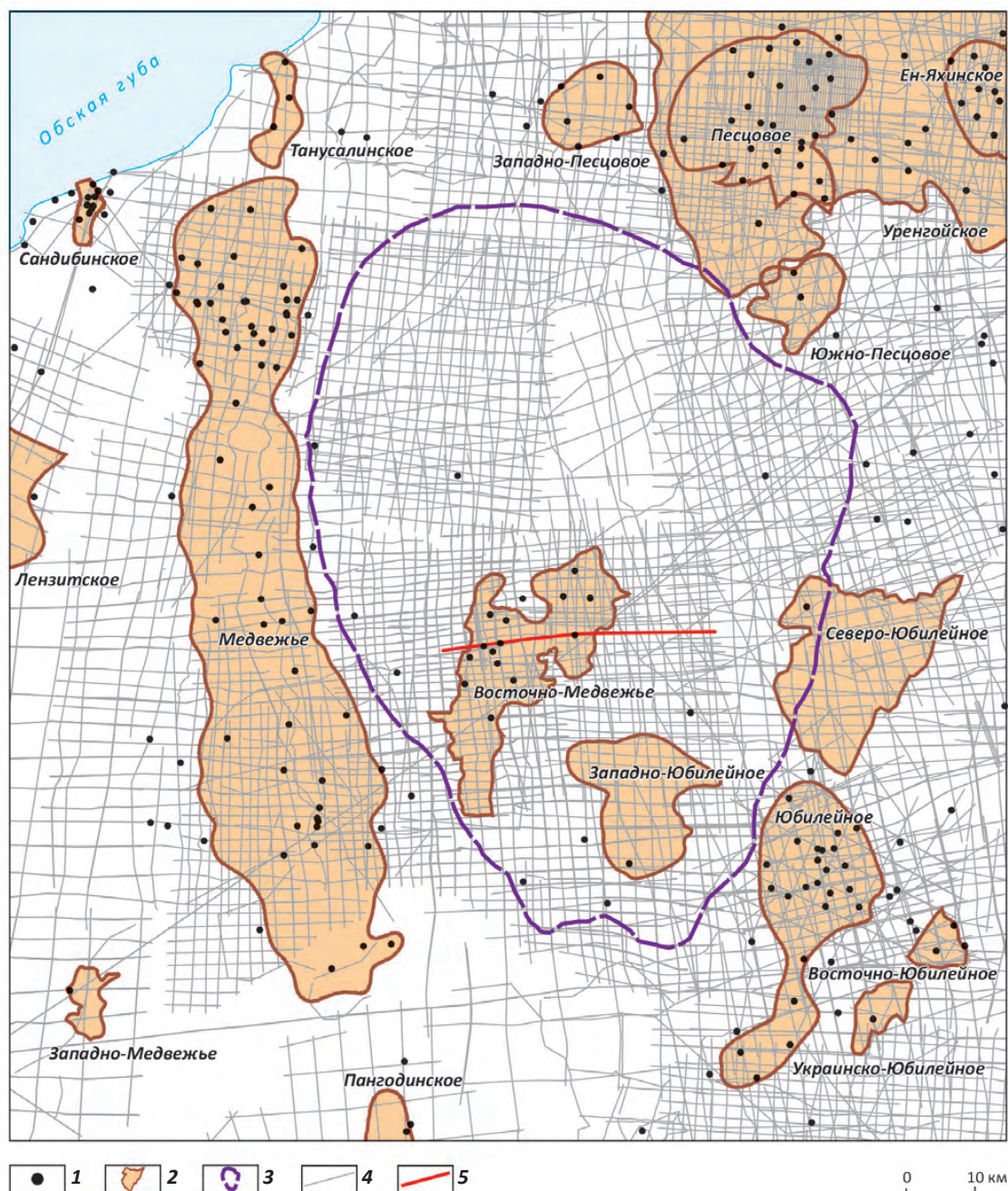
Литостратиграфия

В стратиграфическом отношении, согласно схеме районирования берриас-аптских отложений 2005 г., большая часть исследуемой территории относится к Полууйскому подрайону Ямало-Гыданского района [14]. Разрез нижнего мела снизу начинается высокоуглеродистыми аргиллитами верхней части баженовской свиты. Выше по разрезу берриас – нижний апт представлен двумя свитами (снизу-вверх): ахской и низами таноппчинской.

В ахской свите берриас-нижеготеривского возраста выделяются три толщи — подачимовская, ачимовская и надачимовская. Нижняя толща (подачимовская) представлена темно-серыми слабоуглеродистыми аргиллитами.

Ачимовская толща состоит из линз песчаников и известковистых алевролитов с прослоями глинистых пород. В пределах Западно-Нерутинской НГЗ толща представлена светло-серыми мелкозернистыми кварцевыми, кварцево-слюдистыми, олигомиктовыми и аркозовыми песчаниками на глинистом цементе контактово-порового типа или карбонатном цементе порово-базального типа с включениями углисто-слюдистого материала, единичных зерен глауконита, полевого шпата, с горизонтальной слоистостью. Алевролиты серые до темно-серых, мелкозернистые, плотные, крепкие. Аргиллиты темно-серые до бурых, плитчатые, крепкие, в разной степени алевролитистые.

Рис. 1. Обзорная карта Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны
Fig. 1. Location map of the West-Nerutinsky petroleum zone



В пределах Западно-Нерутинской НГЗ песчаные пласты ачимовской толщи имеют валанжинский возраст и являются возрастными аналогами мелководных покровных пластов БУ₁₀–БУ₁₂ и БН₁₂–БН₁₆. При их номенклатуре использованы индексы мелководных одновозрастных пластов с добавлением приставки «Ач» — АчБУ₁₀–АчБУ₁₂, АчБН₁₂–АчБН₁₆.

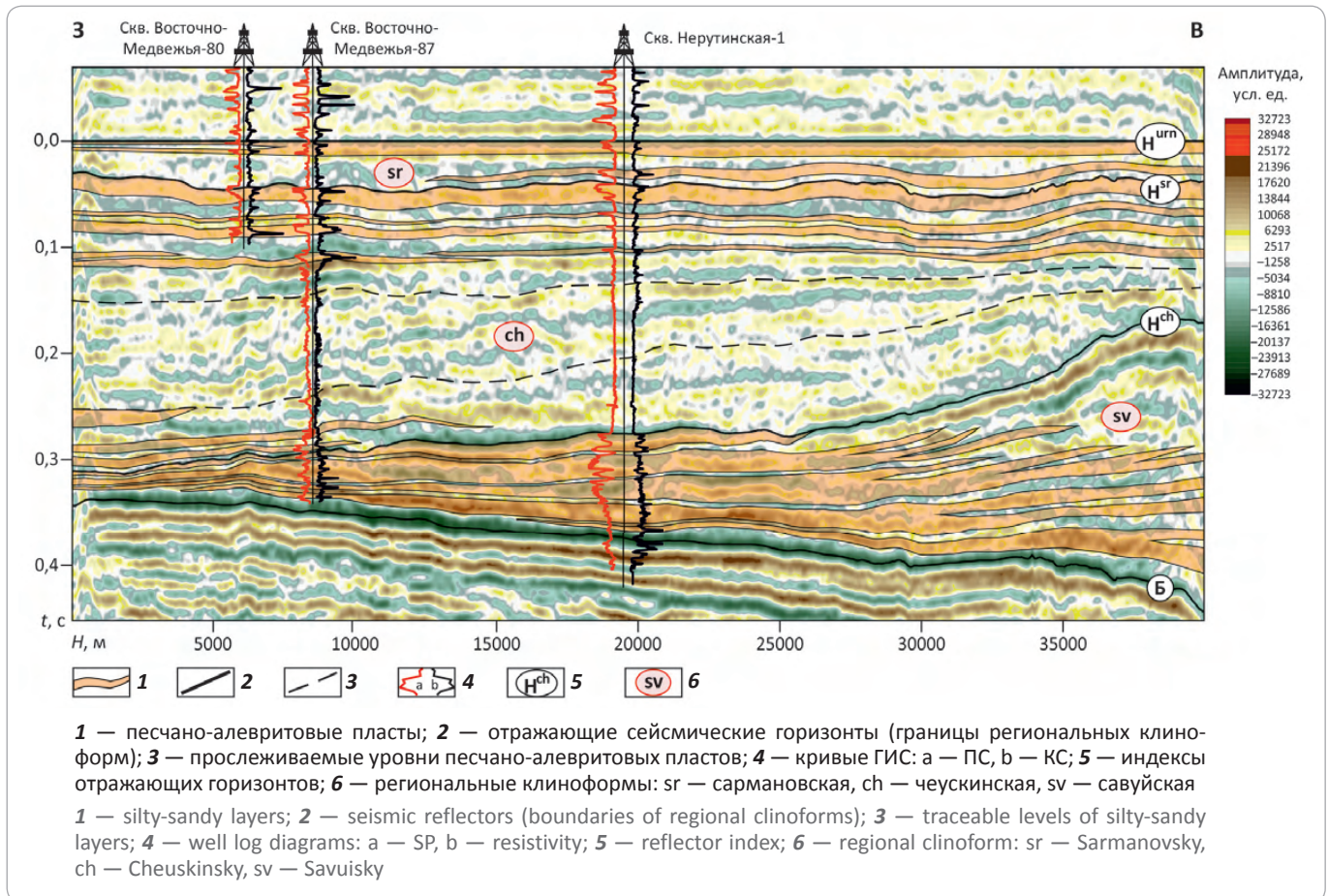
Надачимовская толща ахской свиты представлена преимущественно серыми и темно-серыми аргиллитами с пластами серых алевролитов и песчаников, неравномерно распределенных по разрезу.

Танопчинская свита готерив-аптского возраста характеризуется неравномерным переслаиванием серых глин, преимущественно алевролитовых, с серыми



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Сейсмогеологический палеоразрез нижнемелового клиноформного комплекса (сейсмический профиль 7602013)
Fig. 2. Geoseismic paleosection of Lower Cretaceous clinoform complex (seismic line 7602013)



песчаниками, алевритами и пластами углей в верхней части. Граница между ахской и танопчинской свитами проводится по кровле арктической пачки глини нижнего готерива.

Геологическое строение

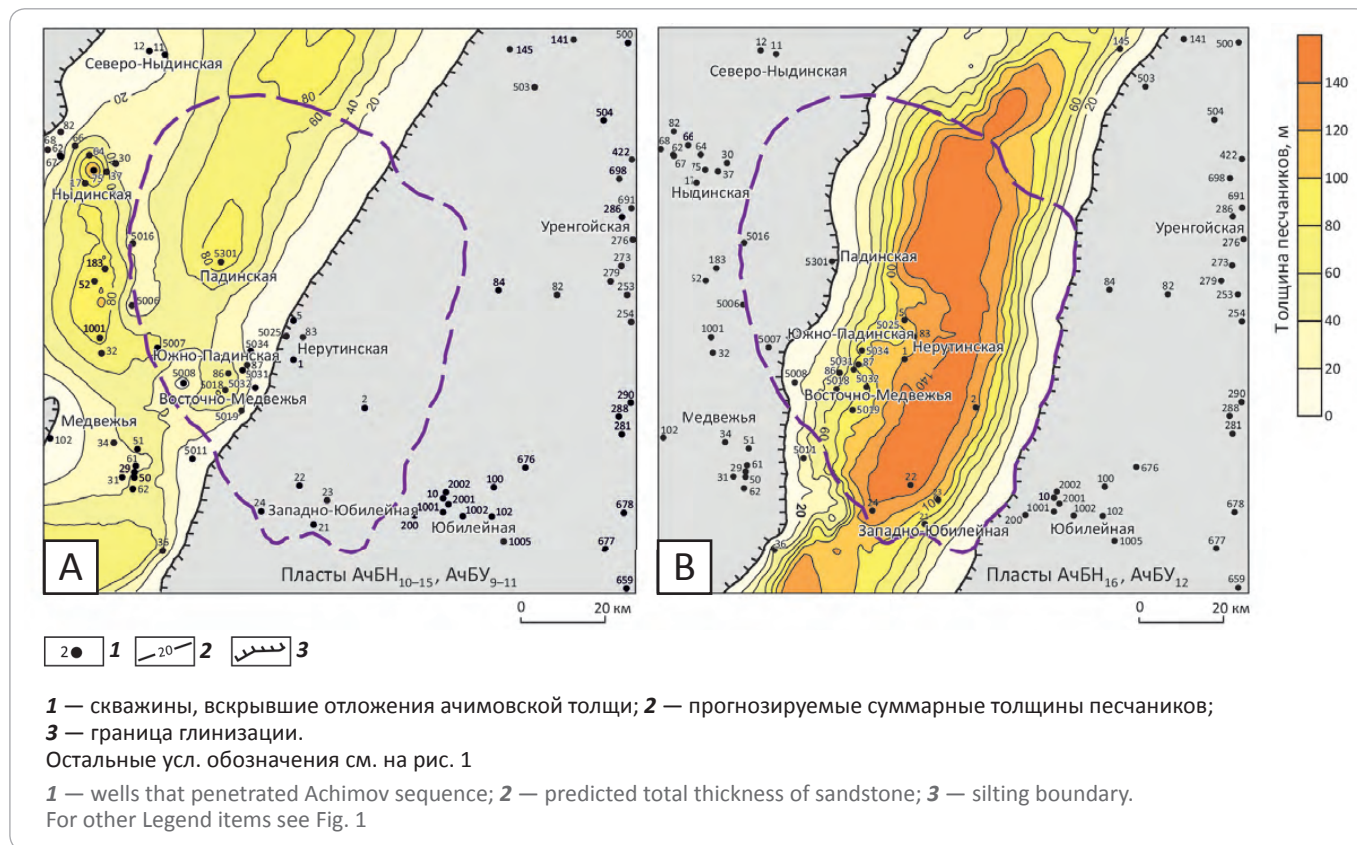
Ачимовская толща в исследуемом районе представляет собой серию линз относительно глубоководного генезиса, омолаживающихся в северо-западном направлении, что отчетливо фиксируется на сейсмических профилях (рис. 2). Флюидоупором резервуаров ачимовского нефтегазоносного комплекса являются преимущественно глинистые отложения надачимовской толщи, которые представляют собой склоновые образования клиноформ. Ачимовская толща Западно-Нерутинской НГЗ связана с двумя региональными клиноформами — савуйской, в разрезе которой выделяются пласты АчБН₁₆ и АчБУ₁₂ (соответственно в Полуйском и Уренгойском литофациальных подрайонах), и чеускинской, к которой приурочены пласты АчБН₁₂–АчБН₁₅ и АчБУ₁₀–АчБУ₁₁. Пласты АчБН₁₀–АчБН₁₁ и АчБУ₉ чеускинской клиноформы накапливались за пределами Западно-Нерутинской НГЗ. В пределах территории исследо-

вания кровля ачимовской толщи прогнозируется на глубине от –3400 м на северном склоне Юбилейного куполовидного поднятия до –3900 м в наиболее погруженной части Нерутинской мегавадины.

Западно-Нерутинская НГЗ находится в районе крупной зоны накопления песчаного материала ачимовской толщи. Суммарная толщина песчаников в депоцентрах достигает почти 150 м, а толщина коллекторов превышает 100 м. Так, в Самбургско-Уренгойской НГЗ наиболее перспективными для проведения поисковых работ А.А. Нежданов считает именно зоны повышенных толщин ачимовских песчаников [7]. Он отмечал, что в пределах депоцентров увеличиваются эффективные толщины песчаников, улучшаются коллекторские свойства, а также наблюдаются наибольшие дебиты углеводородов. К депоцентрам песчаных отложений ачимовской толщи Самбургско-Уренгойской НГЗ приурочена значительная часть запасов углеводородов. В связи с этим выделение и прогноз распространения зон с наибольшими значениями общих и эффективных толщин ачимовских песчаников имеют огромное значение для оптимальной разведки залежей и точной оценки их потенциала.

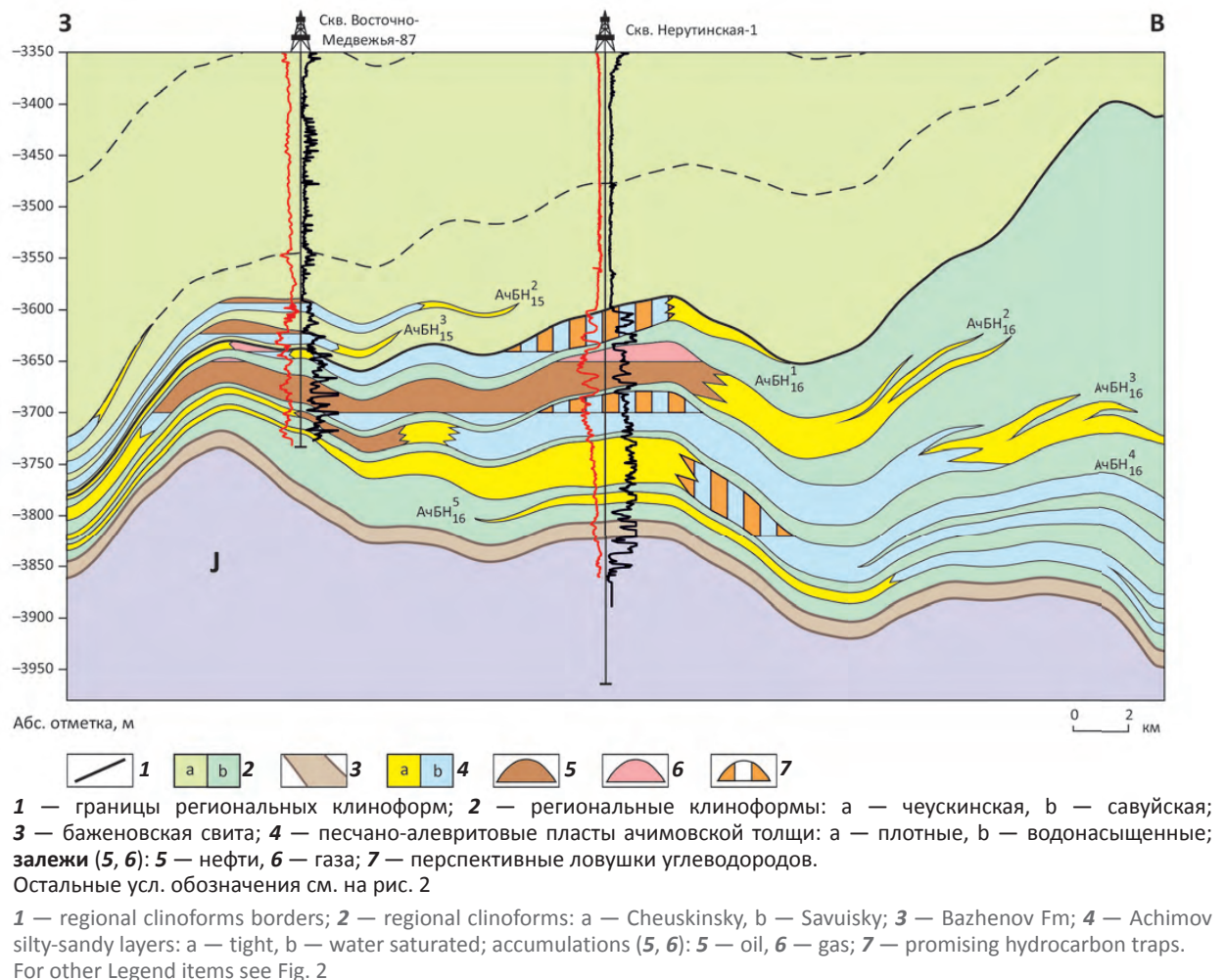
Рис. 3. Карта прогнозируемых суммарных толщин песчаников ачимовской толщи чеускинской (А) и савуйской (В) клиноформ Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны

Fig. 3. Map of the predicted total thickness of the Achimov sandstones within the West-Nerutinsky petroleum zone: Cheuskinsky clinoform (A) and Savuisky clinoform (B)



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Геологический разрез ачимовских отложений по линии сейсмического профиля 7602013
Fig. 4. Geological cross-section of the Achimov sequence along the seismic line 7602013



а проницаемость — $50 \cdot 10^{-3}$ мкм². Территорию месторождения условно можно разделить на две части — восточную (Нерутинская площадь) и западную (Восточно-Медвежья и Южно-Падинская площади).

На Нерутинской площади разрез ачимовской толщи представлен пластами савуйской клиноформы. Верхние из них, в которых выявлены залежи углеводородов, в палеогеоморфологическом плане расположены в проксимальных или близких к ним зонах конусов выноса и имеют повышенные толщины. Отмечается незначительное улучшение коллекторских свойств вверх по разрезу. Так, в пласте АчБН₁₆³ пористость, как правило, не превышает 15,5 %, а проницаемость — $9 \cdot 10^{-3}$ мкм². В пласте АчБН₁₆² эти параметры достигают 17 % и $40 \cdot 10^{-3}$ мкм², а в пласте АчБН₁₆¹ — уже 18 % и $50 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответственно. При этом в единичных пропластках пористость может составлять 19 %, а проницаемость — около $100 \cdot 10^{-3}$ мкм². Пласты чеускинской клиноформы на Нерутинской площади заглинизированы (см. рис. 3, 4).

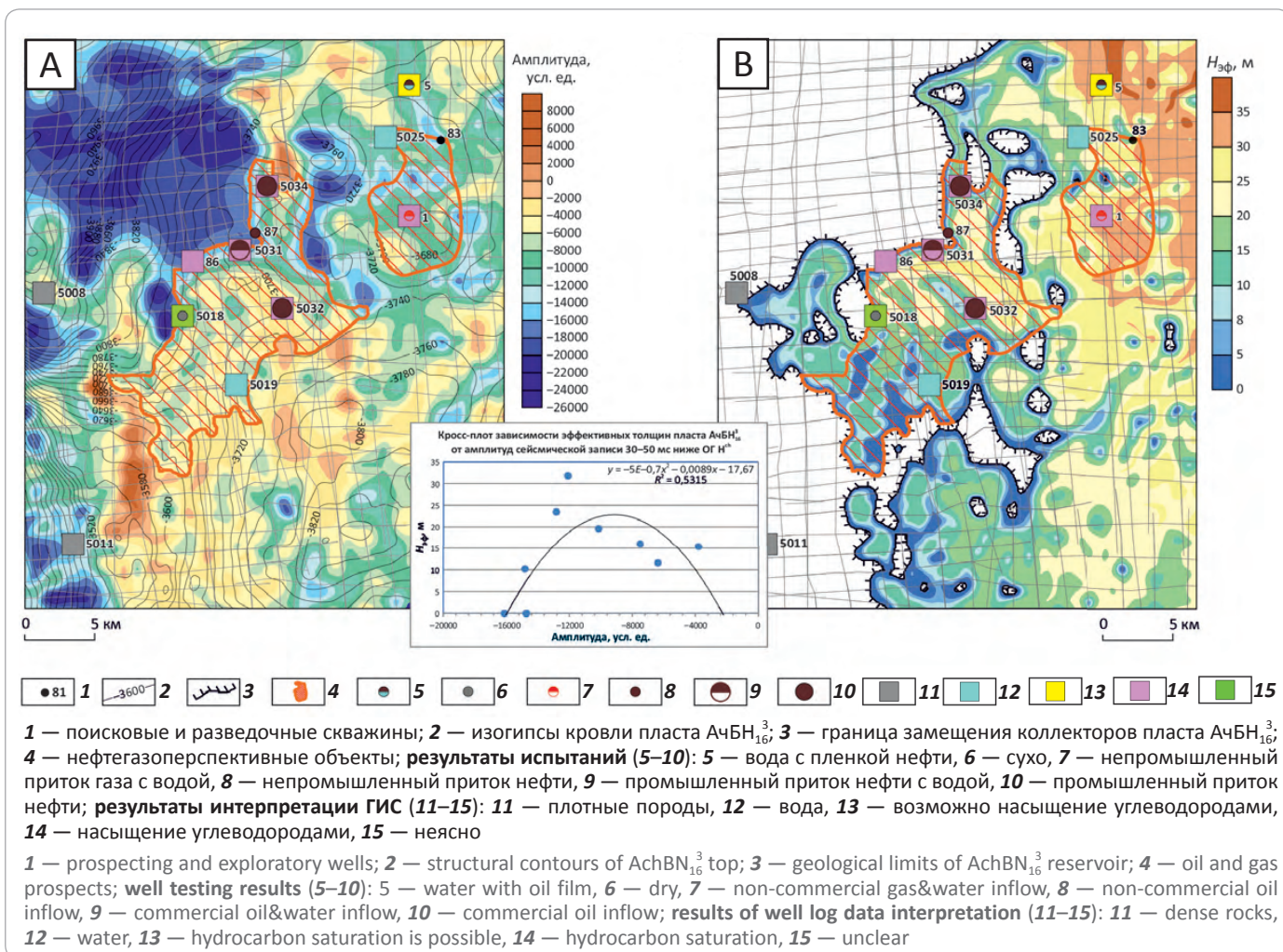
На Восточно-Медвежьей и Южно-Падинской площадях разрез ачимовской толщи представлен

пластами как савуйской, так и чеускинской клиноформ. Только если в первом случае это дистальные части крупных конусов выноса, то во втором — проксимальные или близкие к ним части более мелких конусов.

В пластах савуйской клиноформы от проксимальных зон конусов выноса на Нерутинской площади в направлении к границе замещения песчаников отмечается ухудшение коллекторских свойств пластов. Если фильтрационно-емкостные свойства пласта АчБН₁₆⁵ в западной части месторождения отличаются от восточной незначительно (значения пористости, как правило, не превышают 15,5 %, а проницаемости — $7 \cdot 10^{-3}$ мкм²), то в пластах АчБН₁₆² и АчБН₁₆¹ на Восточно-Медвежьей и Южно-Падинской площадях пористость достигает только 16 %, а проницаемость составляет $(8-13) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Ачимовские пласты чеускинской клиноформы характеризуются малыми толщинами. Их коллекторские свойства близки к пластам подстилающей клиноформы. В пластах АчБН₁₅³ и АчБН₁₅² пористость достигает 17 %, а проницаемость — $9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Рис. 5. Карта распределения амплитуд сейсмической записи в интервале пласта АчБН₁₆³ (А) с элементами прогноза коллекторов (В)
Fig. 5. Map of seismic amplitudes distribution in the interval of AchBN₁₆³ layer (A) with elements of reservoir prediction (B)



Фильтрационно-емкостные свойства верхнего из пластов этой группы — АчБН₁₅¹ — в пределах прогнозируемого контура нефтеносности самые низкие. Пористость, как правило, не превышает 15 %, а проницаемость — $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм². В единичных пропластках этой группы пластов пористость составляет 18–19 %, проницаемость — около $20 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В пределах Восточно-Медвежьей, Южно-Падинской и Нерутинской площадей выявлено пять залежей углеводородов в пластах ачимовской толщи (АчБН₁₆³, АчБН₁₆², АчБН₁₆¹, АчБН₁₅³ и АчБН₁₅²), объединенных общим контуром нефтегазоносности, площадь которого превышает 400 км². Залежи структурные, структурно-литологические и литологически экранированные, на некоторых участках осложнены дизъюнктивными нарушениями.

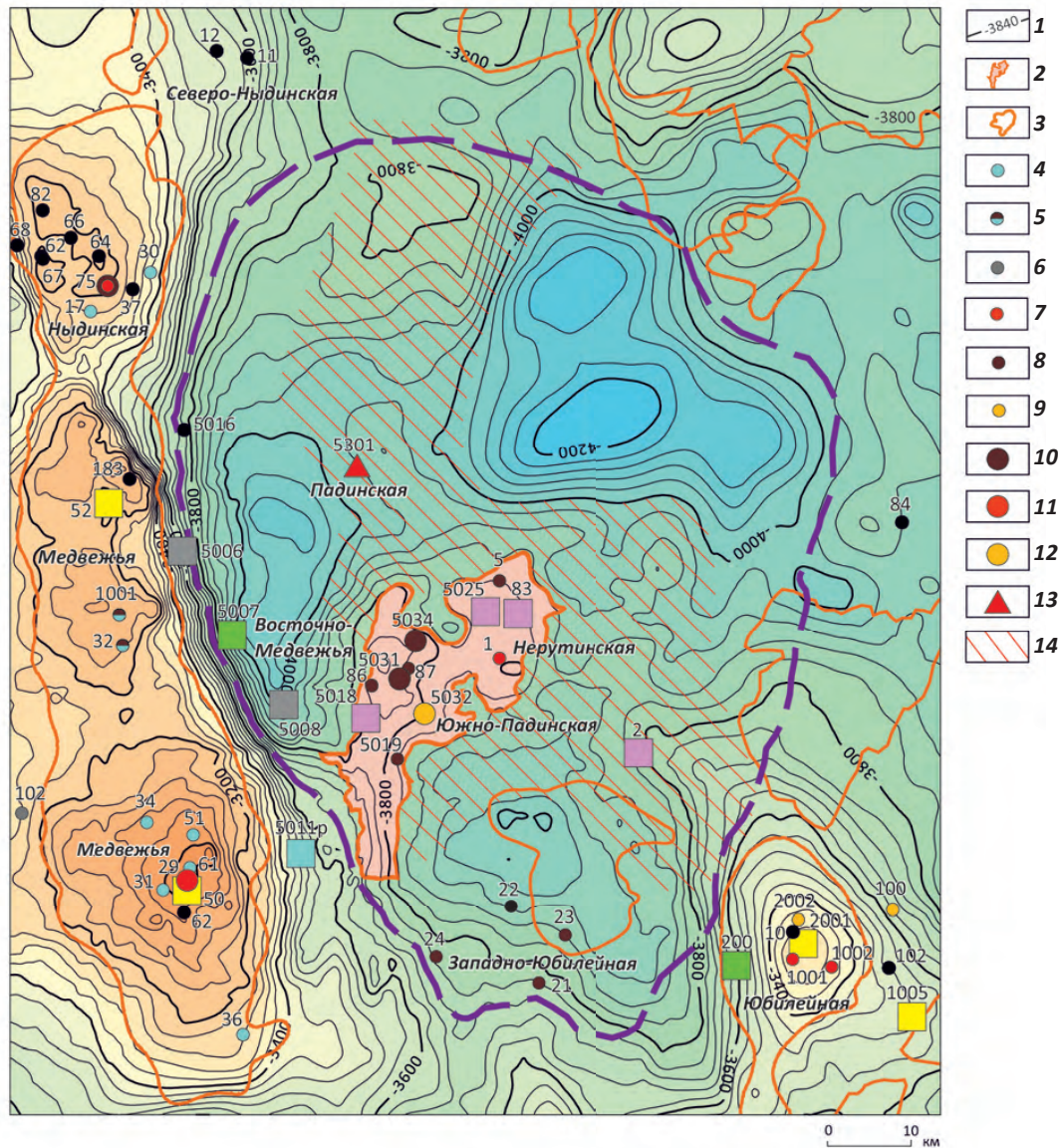
Границы коллекторов спрогнозированы авторами статьи на основе динамического анализа, который показал хорошую корреляционную связь значений амплитуд, снятых в интервале продуктивных пластов, с их эффективными толщинами. С учетом

структурных построений это позволило более точно определить контуры залежей и ловушек. Так, амплитуда сейсмической записи в интервале регистрации пласта АчБН₁₆³ (30–50 мс ниже ОГ Н^ч) и эффективные толщины пласта в точках скважин имеют устойчивую корреляционную зависимость (рис. 5). Указанная сеточная функция значений амплитуд была пересчитана в сеточную функцию эффективной толщины пласта. Прогнозная зона распространения коллекторов для пласта АчБН₁₆³ позволила провести границу их замещения. Залежи ограничиваются уровнем водонефтяного контакта и границей замещения коллекторов, спрогнозированной при расчете эффективных толщин. В пределах контура нефтегазоносности прогнозируется еще четыре ловушки. Литологическая ловушка с тектоническим экранированием продуктивного пласта АчБН₁₆¹ расположена на Восточно-Медвежьей площади, еще три находятся на Нерутинской площади: структурно-литологическая — в пласте АчБН₁₆¹, структурная — АчБН₁₆³ и литологическая — в продуктивном пласте АчБН₁₆⁴ (см. рис. 4).



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Нефтегазоносность ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны
Fig. 6. Hydrocarbon potential of Achimov sequence in the West-Nerutinsky petroleum zone



1 — изогипсы кровли баженовской свиты, м; 2 — Восточно-Медвежье месторождение; 3 — контуры месторождений углеводородов; **результаты испытаний (4–12):** 4 — вода, 5 — вода с пленкой нефти, 6 — сухо, 7 — непромышленный приток газа, 8 — непромышленный приток нефти, 9 — непромышленные притоки нефти и газа, 10 — промышленный приток нефти, 11 — промышленный приток газа, 12 — промышленные притоки нефти и газа; 13 — газопроявления при бурении; 14 — участки, наиболее перспективные на поиски литологических и структурно-литологических ловушек в пластах ачимовской толщи. Остальные усл. обозначения см. на рис. 3, 5

1 — structural contours of Bazhenov Fm; 2 — East-Medvezhy field; 3 — contours of hydrocarbon fields; **well testing results (4–12):** 4 — water, 5 — water with oil film, 6 — dry, 7 — non-commercial gas inflow, 8 — non-commercial oil inflow, 9 — non-commercial oil and gas inflows, 10 — commercial oil inflow, 11 — commercial gas inflow, 12 — commercial oil and gas inflows; 13 — gas shows while drilling; 14 — areas most promising for lithological and combination traps exploration in the Achimov series. For other Legend items see Fig. 3, 5

Ачимовские пласты опробованы в большинстве скважин (рис. 6). По результатам испытания притоки углеводородов были получены из скважин Восточно-Медвежья (86, 87, 5019) и Южно-Падинская (5031, 5032 и 5034). Дебиты нефти из пластов ачимовской толщи Восточно-Медвежьего месторождения, как правило, не превышают $5 \text{ м}^3/\text{сут}$. Максимальные дебиты нефти

зафиксированы в скв. Южно-Падинская-5034 в интервале пласта АчБН₁₆³ (интервал глубин 3781–3804 м) и составили $9 \text{ м}^3/\text{сут}$. Максимальные дебиты газа и конденсата получены при испытании этого же пласта в скв. Южно-Падинская-5032 в интервале глубин 3696–3075 м и составили 116 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ и $14 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно. Признаки углеводородов в виде плен-

ки нефти получены также при испытании ачимовских отложений скважин Восточно-Медвежья-5018 (АчБН₁₆¹⁻²) и Восточно-Медвежья-5019 (АчБН₁₆¹).

В 2007–2009 гг. было пробурено три скважины (1, 2 и 5) на Нерутинской площади. Небольшие притоки газа с водой и пленкой нефти были получены из пласта АчБН₁₆³ в скв. 1. Сква. 5 из этого же пласта дала притоки воды с нефтью дебитами 11 и 0,5 м³/сут соответственно. По результатам интерпретации данных ГИС в пластах ачимовской толщи Восточно-Медвежьей, Южно-Падинской и Нерутинской площадей выделяется еще ряд потенциально продуктивных пластов, которые не были испытаны.

Следует отметить, что при совместном испытании пластов АчБН₁₆³⁻⁴ в скважинах Южно-Падинские-5031, 5034, а также при испытании скв. Восточно-Медвежья-86 в пласте АчБН₁₅¹ были отмечены притоки нефти. В связи с этим контур нефтегазоносности может быть расширен в северо-западном и юго-восточном направлениях за счет новых залежей в более древних и более молодых пластах (АчБН₁₅¹, АчБН₁₆⁴ и АчБН₁₆⁵) по отношению к тем, в которых уже выявлены залежи углеводородов. Это также подтверждает продуктивность пласта АчБН₁₆⁴ по результатам интерпретации данных ГИС.

В пределах Западно-Нерутинской НГЗ признаки газоносности ачимовской толщи были отмечены также на Падинской площади. С глубины 3897 м (пласт АчБН₁₅¹) в скважине начались газопроявления. При попытке их ликвидировать за счет увеличения плотности бурового раствора начались его поглощения. Бурение скважины было прекращено.

К югу от Восточно-Медвежьего месторождения, на Западно-Юбилейной площади, пробурено еще не-

сколько скважин. Из пластов ачимовской толщи получены небольшие притоки нефти с водой. Дебиты нефти не превышали 1,3 м³/сут, воды — 5 м³/сут.

Заключение

Нерутинская мегавпадина является одной из перспективных и недостаточно изученных бурением территорий Надым-Пурского региона. Перспективы берриас-нижнеаптского продуктивного комплекса в ее пределах связаны в первую очередь с литологическими и структурно-литологическими ловушками в пластах ачимовского нефтегазоносного комплекса. Открытие Восточно-Медвежьего месторождения, а также многочисленные нефтегазопроявления в ачимовских отложениях подтверждают перспективы этого интервала разреза. Комплексная интерпретация данных ГИС, сейсморазведки, результатов испытаний скважин, структурных построений, анализ фильтрационно-емкостных свойств пластов и закономерностей их изменения как по латерали, так и по разрезу позволяют предполагать, что в пределах Западно-Нерутинской НГЗ может быть выявлен целый ряд новых залежей углеводородов. Самыми перспективными на поиски залежей нефти и газа в ее пределах являются депоцентры накопления песчаного материала на приподнятых в структурном отношении участках (см. рис. 6). Контур нефтегазоносности Восточно-Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения может быть также расширен за счет новых залежей в более древних и более молодых пластах по отношению к тем, в которых уже выявлены залежи углеводородов.

Литература

1. Карогодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неоккома (системно-литологический подход). — Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал Гео, 2000. — 200 с.
2. Бородин В.Н. Основные результаты исследований по изучению геологического строения ачимовской толщи севера Западной Сибири // Горные ведомости. — 2005. — № 7. — С. 26–32.
3. Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Сафонов В.С., Ефремов И.Ф., Манугян П., Овердал Ф., Валасек Д., Потапов А.М., Конышев А.И., Кузнецов В.И., Разяпов Р.К. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: системно-литологический аспект. — Новосибирск : Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. — 252 с.
4. Игошкин В.П., Шлезингер А.Е. Генетические типы неоккомских клиноформ Западной Сибири // Геология и геофизика. — 1990. — № 8. — С. 16–20.
5. Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. — 2014. — № 1. — С. 27–49.
6. Курчиков А.Р., Бородин В.Н., Недосекин А.С., Забоев К.О., Галинский К.А. Литологическая характеристика, коллекторские свойства и нефтегазоносность нижнемеловых отложений Нерутинской впадины и сопредельных территорий севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2013. — № 7. — С. 4–13.
7. Нежданов А.А., Горбунов С.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. — М. : Изд-во Академии горных наук, 2000. — 247 с.
8. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. — 2001. — Т. 42. — № 11–12. — С. 1832–1845.
9. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Забоев К.О., Зарипов С.М., Кокшаров К.Е., Мельников А.В. Характеристика геологического строения и перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений Нерутинской впадины и сопредельных территорий севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2012. — № 2. — С. 12–22.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

10. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Варягов С.А., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А., Шиманский В.В. Использование сейсморазведки МОВ ОГТ 3D с целью подготовки ресурсной базы углеводородов предприятий ОАО «Газпром» в пределах Нерутинской впадины и сопредельных территорий севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 77–85.
11. Забоев К.О., Курчиков А.Р., Бородин В.Н., Леонтьев И.Ю. Перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи в пределах Нерутинской впадины севера Западной Сибири // Нефть и газ. – 2010. – № 2. – С. 4–10.
12. Новиков А.П. Критерии поисков скоплений углеводородов и оценки продуктивности ачимовских и юрских отложений Нерутинской впадины (Надым-Пурская нефтегазоносная область Западной Сибири) // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 42–47.
13. Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Ершов С.В., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Канakov М.С., Соловьев М.В., Сурикова Е.С., Шестакова Н.И. Сейсмостратиграфия, история формирования и газонасность структур Надым-Пурского Междуречья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 8. – С. 1583–1595.
14. Постановление по стратиграфическим схемам меловых отложений Западной Сибири // Постановление Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 36. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2006. – С. 5–7.

References

1. Karogodin Yu.N., Kazanekov V.A., Ryl'kov S.A., Ershov S.V. Northern Ob, West Siberia. Geology and hydrocarbon potential of the Neocomian (systems and lithmological approach). Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «Geo»; 2000. 200 p.
2. Borodkin V.N. The main results of the Achimov Fm geological structure studies, northern West Siberia. *Gornye vedomosti*. 2005;(7):26–32.
3. Karogodin Yu.N., Valasek D., Ershov S.V., Efremov I.F., Konyshov A.I., Kuznetsov V.I., Manugyan P., Overdal F., Potapov A.M., Razyapov R.K., Safronov V.S. Ob petroleum zone of the West Siberia: systems and lithmological aspect. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, NITs OIGGM; 1996. 252 p.
4. Igoshkin V.P., Shlezinger A.E. Genetic types of Neocomian clinoforms in West Siberia. *Geologiya i geofizika*. 1990;(8):16–20.
5. Kazanekov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., Shaporina M.N. Geological structure and oil and gas potential of Jurassic and Cretaceous regional reservoirs in Cara-Yamal region and prognosis of hydrocarbon distribution. *Geologiya nefi i gaza*. 2014;(1):27–49.
6. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Nedosekin A.S., Zabojev K.O., Galinsky K.A. Lithological characteristic, reservoir properties and oil and gas content of Low Cretaceous sediments of Nerutinsky depression and adjacent territories of the northern part of West Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2013;(7):4–13.
7. Nezhdanov A.A., Gorbunov S.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A. Geology and hydrocarbon potential of the West Siberian Achimov sequence. Moscow: Izd-vo Akademiya gornykh nauk; 2000. 247 p.
8. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Geologiya i geofizika*. 2001;42(11–12):1832–1845.
9. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Zabojev K.O., Zaripov S.M., Koksharov K.E., Melnikov A.V. Characteristic of geological structure and prospects for oil and gas content of low cretaceous deposits of Nerutinsky depression and adjacent territories in the north of West Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2012;(2):12–22.
10. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Variagov S.A., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A., Shimanskii V.V. 3D CDP Seismic reflection survey for hydrocarbon resource base development of PJSC “Gazprom” companies within the Nerutinskaya depression and adjacent areas of North-Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(3):77–85.
11. Zabojev K.O., Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Leontiev I.Yu. Hydrocarbon prospects of Achimov strata in Nerutinsk basin in Northwest Siberia. *Neft i gaz*. 2010;(2):4–10.
12. Novikov A.P. Criteria of hydrocarbon accumulations prospecting and assessment of Achimov and Jurassic sequences productivity within the Nerutinsky depression (Nadym-Pur oil and gas bearing area, Western Siberia). *Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh raionov Rossii do 2030 g*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ; 2010. P. 42–47.
13. Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Gubin I.A., Ershov S.V., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kanakov M.S., Solovyev M.V., Surikova E.S., Shestakova N.I. Seismic stratigraphy, formation history and gas potential of the Nadym-Pur interfluvial area (West Siberia). *Geologiya i geofizika*. 2016;57(8):1583–1595.
14. Rules for stratigraphic charts of the West Siberian Cretaceous sequences. *Postanovlenie Mezhdомstvennogo stratigraficheskogo komiteta i ego postoyannykh komissii*. Vyp. 36. St. Petersburg: Izd-vo VSEGEI, 2006. P. 5–7.

УДК 551.7:551.24

Уточнение местоположения стратиграфических границ Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения

© 2018 г. | А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, О.Г. Михалкина, Н.Ю. Канунникова, А.С. Земченков

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru; a_krikunov@vniigaz.gazprom.ru; o_mikhalkina@vniigaz.gazprom.ru; n_kanunnikova@vniigaz.gazprom.ru; alexander.zemchenkov@gmail.com

Поступила 10.08.2017 г.

Принята к печати 08.02.2018 г.

Ключевые слова: *Тас-Юряхское нефтегазоконденсатное месторождение; литология; глинистые минералы; рентгеновская дифракция; седиментация; размыв; горизонт.*

Наличие гелия в природном газе Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения, которое расположено на юго-западной периферии Республики Саха (Якутия), и необходимость создания подземного хранилища для этого всепроникающего химического элемента, вызвало большой интерес к изучению внутреннего строения данного месторождения и созданию его адекватной геологической модели. На основе составления корреляционных схем и использования результатов рентгенофазового анализа образцов керна ряда скважин приводятся доказательства регионального распространения ботубинского и хамакинского продуктивных горизонтов по площади исследуемой территории. Проведенные исследования позволяют унифицировать стратиграфические колонки для разрезов скважин на Чаяндинском, Среднеботубинском и Тас-Юряхском месторождениях.

Для цитирования: Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Михалкина О.Г., Канунникова Н.Ю., Земченков А.С. Уточнение местоположения стратиграфических границ Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 51–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-51-59.

Updating the position of stratigraphic boundaries in the Tas-Yuriakhsky oil and gas condensate field

© 2018 | A.E. Ryzhov, A.I. Krikunov, O.G. Mihalkina, N.Yu. Kanunnikova, A.S. Zemchenkov

Gazprom VNIIGAZ, Moscow Oblast, Russia; a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru; a_krikunov@vniigaz.gazprom.ru; o_mikhalkina@vniigaz.gazprom.ru; n_kanunnikova@vniigaz.gazprom.ru; alexander.zemchenkov@gmail.com

Received 10.08.2017

Accepted for publication 08.02.2018

Key words: *Tas-Yuriakhsky oil and gas condensate field; lithology; clay minerals; X-ray diffraction; sedimentation; erosion; horizon.*

Helium presence in natural gas of the Tas-Yuriakhsky oil and gas condensate field situated in the south-western periphery of the Sakha (Yakutia) Republic as well as need to construct a subsurface storage for this all-permeating gas aroused an interest to studies of internal structure of this field and building of its relevant model. The paper proposes to consider the Botuobinsky pay horizon as the upper regressive part of the large sedimentary cycle. This is based on the fact that erosion surface is lacking below the Botuobinsky sandstone, and underlying claystone gradually replaces them with no hiatus. It is the authors' opinion that the lower boundary of the Botuobinsky horizon should be drawn individually along the bottom of the lowest reservoir interbed in each well instead of searching for the persistent lithological and well logging markers to match the neighbouring wells. Basing on creation of correlation charts and the results of X-ray diffraction analysis of core taken from a number of wells, the evidences of regional distribution of HM 1 layer of the Khamakinsky pay horizon are presented. This layer was identified in the Chayandinsky oil and gas condensate field, and can be delineated in the well columns of the Tas-Yuriakhsky field. The conducted studies allow unifying stratigraphic charts for well logs in the Chayandinsky, Srednebotuobinsky, and Tas-Yuriakhsky fields by adjusting their number and refusing, in particular, from such names as Kursovsky Fm and Ulakhansky Horizon.

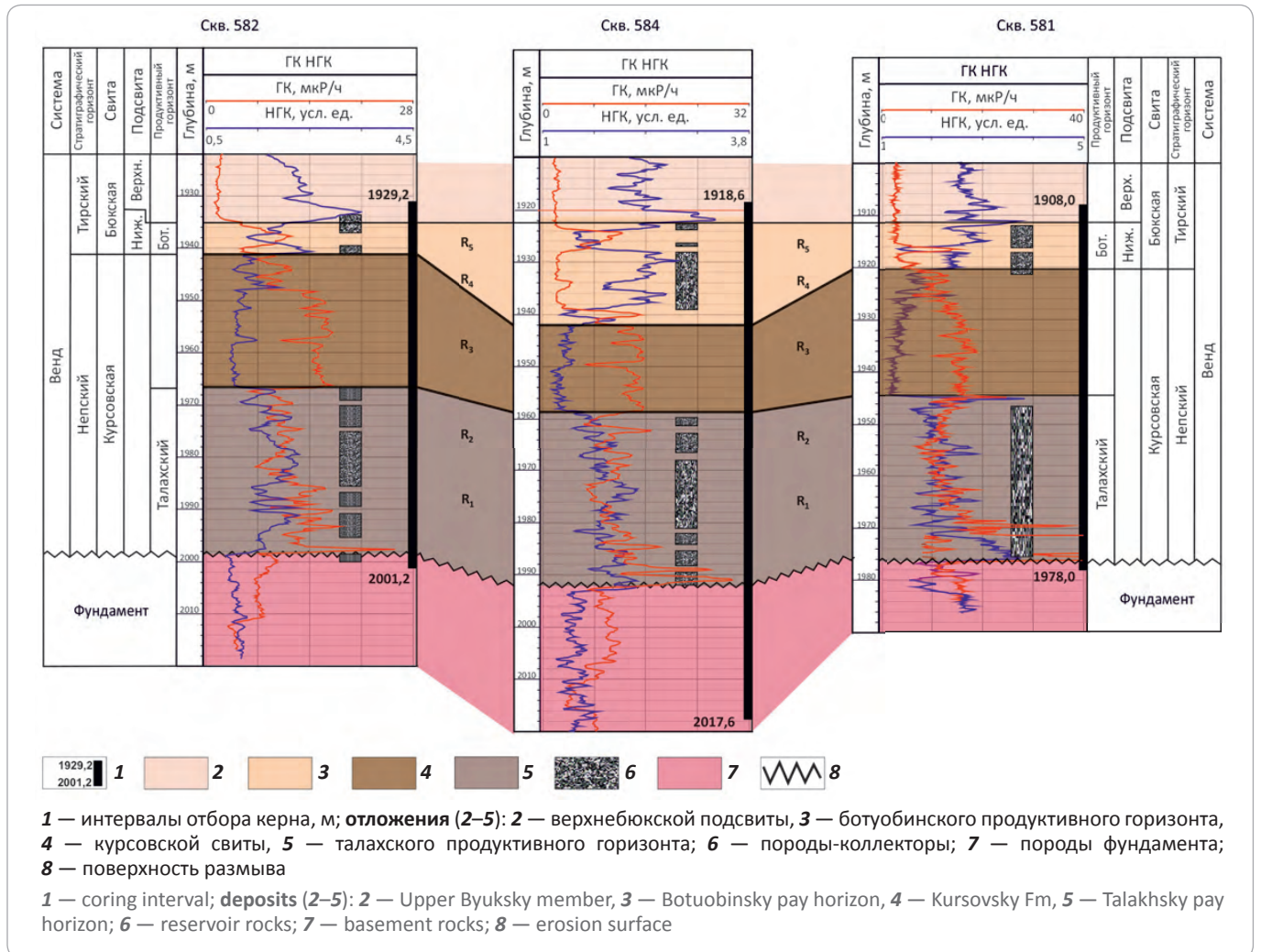
For citation: Ryzhov A.E., Krikunov A.I., Mihalkina O.G., Kanunnikova N.Yu., Zemchenkov A.S. Updating the position of stratigraphic boundaries in the Tas-Yuriakhsky oil and gas condensate field. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(2):51–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-51-59.

Большой интерес к изучению внутреннего строения Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на юго-западной периферии Республики Саха (Якутия), вызвало наличие гелия в природном газе данного месторождения и необходимость обустройства подземного храни-

лища для этого всепроникающего химического элемента. Предполагается, что подземное хранилище для концентрата гелия будет создано в отложениях талахского продуктивного горизонта в границах II тектонического блока, где в последнее время было пробурено три скважины — 582, 584 и 581 в общем

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 1. Схема корреляции по линии скважин 582 — 584 — 581 Тас-Юряхского месторождения
Fig. 1. Correlation chart along the wells 582 — 584 — 581, Tas-Yuriakhsky field



направлении с юго-запада на северо-восток. В скважинах были выделены основные продуктивные горизонты (ботубинский и талахский) и определено местоположение границ стратиграфических подразделений. Следуя этим стратиграфическим отбивкам, используемым на сегодняшний день, авторы статьи составили корреляционную схему, проходящую через эти скважины (рис. 1).

Отмечается некоторое несоответствие между пространственным положением границ ботубинского горизонта и расположением пород-коллекторов, которые должны быть к нему приурочены. В скв. 582 породы-коллекторы выявлены несколько выше кровли продуктивного ботубинского горизонта, в скв. 584 они находятся на уровне его верхней границы, а в скв. 581 — немного ниже данного уровня. То же самое наблюдается и в подошве ботубинского горизонта. В скв. 582 подошва пород-коллекторов совпадает с подошвой горизонта, в скв. 584 породы-коллекторы до этого уровня не доходят, а в

скв. 581 они выходят за пределы данной границы. В ранее опубликованных авторами статьи работах уже неоднократно доказывалось, что отложения ботубинского продуктивного горизонта являются верхней регрессивной частью крупного седиментационного цикла, основание которого представлено поверхностью регионального размыва [1–3]. Поэтому верхней границей этого горизонта должна служить поверхность размыва между карбонатными образованиями бюкской свиты и терригенными отложениями подстилающей свиты [4]. Нижняя граница ботубинского горизонта, по представлению авторов статьи, может проводиться в каждой скважине индивидуально и без ссылки на присутствие какой-либо поверхности размыва в основании этого стратиграфического подразделения. Граница проходит там, где залегает подошва пород-коллекторов, поэтому данную границу нет смысла коррелировать между отдельными скважинами, подбирая для этого на каротажных диаграммах ярко выраженный промыслово-геофизический репер, так как в каждой сква-

Таблица 1. Общий минеральный состав пород скв. 584 Тас-Юряхского НГКМ по данным рентгенофазового анализа

Table 1. Summary of mineral composition of the rocks in the well 584 in the Tas-Yuriakhsky oil and gas condensate field on the results of X-ray diffraction analysis

Номер образца	Глубина отбора образца, м (после увязки)	Литологическое описание	Содержание минералов в породе, %									Примечание
			Кварц	Калиевые полевые шпаты	Сидерит	Пирит	Анаказ	Глинистые				
								Каолинит	Хлорит	Иллиты*	Смешано-слоистые	
1	1959,20	Аргиллит	20,3	6,8	3,2	2,9	–	–	20,8	33,3	12,7	КПШ**: микроклин
2	1965,80	“	16,3	18,4	–	–	1,2	10,1	8,4	33,0	12,6	КПШ: ортоклаз, микроклин

*Иллиты — суммарное содержание истинных слюд и слюд с дефицитом межслоевых катионов.

**КПШ — калиевые полевые шпаты.

жине породы-коллекторы могут формироваться на разных гипсометрических уровнях в зависимости от палеоморфологических и фациальных условий осадконакопления. Ботубинские продуктивные песчаники на Тас-Юряхском и соседних Среднеботубинском и Чайдинском нефтегазоконденсатных месторождениях последовательно и без перерыва в седиментации залегают на более древних отложениях.

Кровля талахского продуктивного горизонта на Тас-Юряхском месторождении традиционно проводится по отчетливо видимой на диаграммах радиоактивного каротажа границе последовательного замещения аргиллитов верхней части курсовской свиты на нижележащие менее заглинизированные породы. Так, в скважинах 582, 584 и 581 кровля талахского горизонта отбивается на глубине 1966,5; 1958,3 и 1944,3 м соответственно (см. рис. 1).

Однако лабораторное изучение керна показало, что в скв. 581 под выделяемой кровлей талахского горизонта до глубины 1946,2 м залегает почти 2-метровый пропласток гравийного и крупнозернистого песчаника, присутствие которого свидетельствует о возможном наличии перерыва в осадконакоплении. В слоях аргиллита внутри этого песчаника нет каолинита, хотя в отложениях, относящихся бесспорно к талахскому продуктивному горизонту, доля каолинита может достигать 87 %. Примерно до той же глубины глинистый цемент в верхней части курсовской свиты иллитовый, а ниже он становится хлоритовым. Кроме того, рассматриваемый песчаник имеет цвет от светло-серого до темно-серого, аргиллит — темно-серый (почти черный). Песчаник в собственно талахском продуктивном горизонте, как правило, имеет бежевый оттенок с прослоями глины голубовато-зеленоватого отлива.

В скв. 584 в интервале глубин от 1957,9 до 1960,1 м был встречен крупнообломочный материал в виде разного типа интракlastов, свидетельствующий о

возможном наличии поверхности размыва. Здесь, как и в скв. 581, ниже кровли талахского горизонта наблюдается примерно 2-метровое тонкое переслаивание светлого доломита и темно-серых аргиллитов, мало похожих на голубовато-зеленоватые аргиллиты основной части талахского горизонта. С глубины 1959,2 и 1965,8 м были отобраны образцы для рентгенофазового анализа из темного и зеленовато-голубоватого аргиллита, который заведомо относится к талахскому продуктивному горизонту.

Определение общего минерального состава образцов и исследование структурных особенностей глинистых минералов методом рентгеновской дифракции проводилось на дифрактометре ARL X'TRA, (CuK α -излучение, полупроводниковый Si(Li)-детектор). Идентификация минералов осуществлялась в программном комплексе Crystallographica Search-Match с использованием базы дифракционных стандартов ICDD PDF-2 Release 2014. Содержание минералов рассчитывалось в программном комплексе Siroquant version 3 по методу Ритвельда. Глинистые минералы изучались на ориентированных препаратах глинистых минералов с размером частиц менее 0,01 мм согласно ГОСТу (ГОСТ 21216-2014, 2015; Чижов П. и др., 2011) [5].

В результате исследования методом рентгеновской дифракции аргиллитов скв. 584 Тас-Юряхского месторождения, залегающих на глубине 1959,2 и 1965,8 м, фиксируется четкое различие как минерального состава, так и состава глинистых минералов. Образец 1 по минеральному составу явно отличается от образца 2. В составе образца 2 отмечается увеличение содержания калиевых полевых шпатов более чем в 2 раза по отношению к образцу 1 (табл. 1). Кроме того, в составе глинистых минералов образца 2 отчетливо диагностируется каолинит, который полностью отсутствует в образце 1 (табл. 2, см. табл. 1). Таким образом, примерно 2-метровый пласт, расположенный



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Таблица 2. Соотношение глинистых минералов в образцах (фракция с размером частиц менее 0,01 мм) по данным рентгенофазового анализа скв. 584 Тас-Юряхского месторождения

Table 2. Percentage of clay minerals in the samples (fraction with particle size less than 0.01 mm) from the well 584 in the Tas-Yuriakhsky field on the results of X-ray diffraction analysis

Номер образца	Глубина отбора образца, м (после увязки)	Литологическое описание	Соотношение глинистых минералов, %					Прочие минералы
			Каолинит	Хлорит	Иллиты	Смешано-слойные	Смектиты	
1	1959,20	Аргиллит	–	35	47	18	–	Кварц, следы КПШ (< 5 %), пирита, сидерита
2	1965,80	“	17	14	50	19	–	Кварц, следы КПШ (< 5 %)

Примечание см. в табл. 1.

Таблица 3. Общий минеральный состав пород по данным рентгенофазового анализа

Table 3. Summary of mineral composition of the rocks on the results of X-ray diffraction analysis

Номер образца	Глубина отбора образца, м (после увязки)	Литологическое описание	Содержание минералов в породе, %										Примечание
			Кварц	КПШ	Карбонаты			Ангидрит	Пирит	Глинистые			
					Доломит	Магнезит	Сидерит			Хлорит	Иллиты	Смешано-слойные	
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 581													
1	1928,47	Аргиллит	33,2	16,2	–	11,7	–	–	5,0	4,5	23,9	5,5	КПШ: микроклин
2	1935,50	”	24,8	12,1	–	–	–	–	4,9	7,5	42,3	8,4	То же
3	1937,35	”	25,2	12,5	–	3,2	–	–	5,6	6,9	41,3	5,3	“
4	1940,35	”	18,7	8,2	–	–	3,6	–	3,2	17,4	38,4	10,5	“
5	1942,35	”	13,9	6,2	–	–	5,2	–	2,1	24,0	32,9	15,7	“
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 582													
1	1953,32	Алевро-лит	39,1	22,0	–	4,3	–	–	5,9	3,5	19,1	6,1	КПШ: ортоклаз, микроклин
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 583													
1	1941,10	”	37,9	19,1	–	–	–	–	5,3	5,3	28,3	4,1	КПШ: микроклин
2	1947,10	Аргиллит	32,5	16,1	–	3,4	1,0	–	4,8	5,0	30,8	6,4	То же
3	1949,30	”	25,1	12,8	–	3,9	–	1,4	7,1	8,5	34,3	6,9	“
4	1950,00	”	21,2	8,7	–	1,4	–	–	8,8	10,0	40,8	9,1	“
5	1951,70	”	13,9	9,0	–	–	–	–	7,5	22,2	30,2	17,2	“
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 584													
1	1959,20	”	20,3	6,8	–	–	3,2	–	2,9	20,8	33,3	12,7	“
Чаяндинское НГКМ, скв. 321-86													
1	1784,90	”	26,2	6,5	1,5	–	–	–	0,8	3,6	53,5	7,9	“
2	1785,75	”	20,4	5,4	–	–	–	–	3,9	6,1	50,5	13,7	“
3	1793,60	”	15,5	3,8	–	–	–	–	4,4	7,0	50,0	19,3	“
4	1796,50	”	12,8	6,2	–	–	–	–	7,1	18,6	32,5	22,8	“

Примечание см. в табл. 1.

Таблица 4. Соотношение глинистых минералов в породе (фракция с размером частиц менее 0,01 мм) по данным рентгенофазового анализа

Table 4. Percentage of clay minerals in the rock (fraction with particle size less than 0.01 mm) on the results of X-ray diffraction analysis

Номер образца	Глубина отбора образца, м (после увязки)	Лито-логическое описание	Соотношение глинистых минералов, %					Прочие минералы	Полуширина рефлекса (H), °2θ
			Каолинит	Хлорит	Иллиты	Смешано-слоистые	Смектиты		
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 581									
1	1928,47	Аргиллит	—	14	70	16	—	Кв, КПШ, сл. пр, мг	Ил ₀₀₁ = 0,125
2	1935,50	"	—	15	71	14	—	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,102
3	1937,35	"	—	12	78	10	—	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,127
4	1940,35	"	—	30	55	15	—	Кв, сл. КПШ	Ил ₀₀₁ = 0,307; Хл ₀₀₂ = 0,268
5	1942,35	"	—	35	44	21	—	Кв, сл. КПШ	Ил ₀₀₁ = 0,838; Хл ₀₀₂ = 0,390
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 582									
1	1953,32	Алевролит	—	13	66	21	—	Кв, сл. КПШ, мг, пр	Ил ₀₀₁ = 0,112
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 583									
1	1941,10	"	—	13	76	11	—	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,166
2	1947,10	Аргиллит	—	13	72	15	—	Кв, сл. КПШ, пр, мг	Ил ₀₀₁ = 0,121
3	1949,30	"	—	17	69	14	—	Кв, сл. КПШ, пр, мг	Ил ₀₀₁ = 0,145
4	1950,00	"	—	18	67	15	—	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,172
5	1951,70	"	—	34	42	24	—	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,384; Хл ₀₀₂ = 0,299
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 584									
1	1959,20	"	—	35	47	18	—	Кв, сл. КПШ, пр, сд	Ил ₀₀₁ = 0,407; Хл ₀₀₂ = 0,233
Чаяндинское НГКМ, скв. 321-86									
1	1784,90	"	—	7	81	12	—	Кв, сл. КПШ	Ил ₀₀₁ = 0,205
2	1785,75	"	—	11	70	19	—	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,180
3	1793,60	"	—	10	65	25	—	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,474
4	1796,50	"	—	32	40	28	—	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,368; Хл ₀₀₂ = 0,255

Примечание. Кв — кварц, мг — магнезит, сд — сидерит, пр — пирит, сл. — следы (менее 5 %); Ил — иллиты, Хл — хлориты.

Примечание см. также в табл. 1.

выше предполагаемой авторами статьи поверхности размыва на глубине 1960,1 м, по своим свойствам никак не может относиться к талахскому продуктивному горизонту.

Образец 1 из скв. 584 по минеральному составу и особенностям кристаллической структуры глинистых минералов тождествен образцам, которые были отобраны в скважинах 581 и 583 не из талахского продуктивного горизонта, а из той части курсовской свиты, которая располагается над ним (табл. 3, 4).

Следовательно, на этом основании можно сделать вывод, что образец 1 из скв. 584, а также интервал пород, из которого он был отобран, нельзя относить к талахскому продуктивному горизонту, как это принято. По результатам рентгенофазового анализа и образец, и интервал пород генетически связаны с верхней заглинизированной частью курсовской свиты.

Результаты исследования керна и данные ГИС скважин 581–584 Тас-Юряхского месторождения

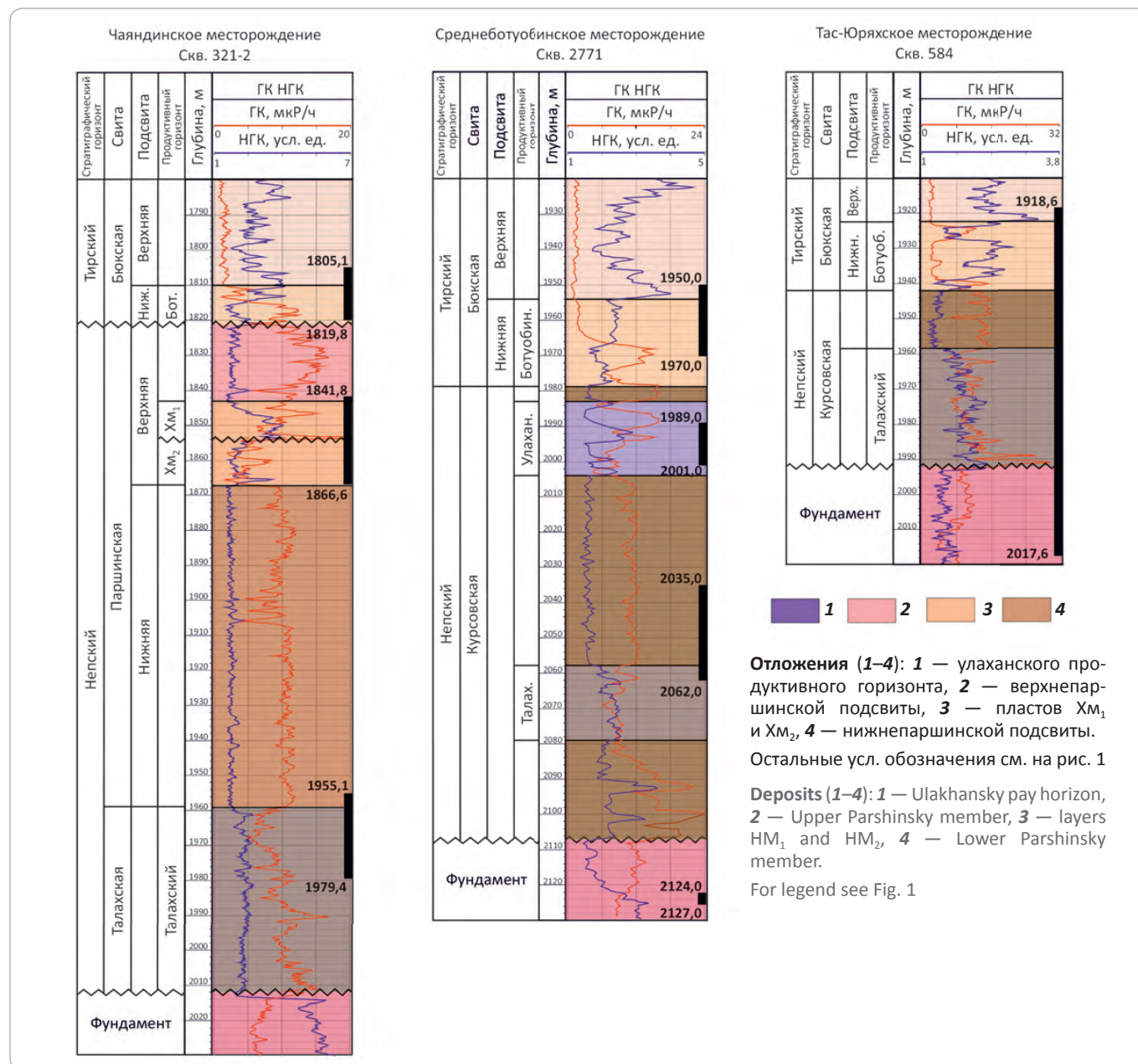
свидетельствуют о том, что верхняя часть курсовской свиты сложена однородными аргиллитами и глинистыми алевролитами, которые переслаиваются с единичными пропластками песчаников и карбонатных пород (доломиты, магнезиты). По результатам рентгенофазового анализа образцов, отобранных из верхней части курсовской свиты выше перечисленных скважин, можно заключить, что по минеральному составу, составу глинистого цемента и особенностям кристаллической структуры глинистых минералов эти образцы практически идентичны (см. табл. 3, 4).

При исследовании методом рентгеновской дифракции образцов из отложений верхней подсвиты паршинской свиты, залегающей над пластом Хм₁ (скв. 321-86 Чаяндинского месторождения), выявлено определенное сходство минерального состава отложений верхней подсвиты паршинской свиты и образцов из верхней части курсовской свиты Тас-Юряхского месторождения (см. табл. 3, 4). В аргиллитах верхнепаршинской подсвиты, как и в аргиллитах верхней части курсовской свиты, вверх по разрезу

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 2. Принятое расчленение разрезов скважин 321-2, 2771, 584 Чайандинского, Среднеботуобинского, Тас-Юряхского месторождений

Fig. 2. Conventional stratification of 321-2, 2771, 584 well logs in Chayandinsky, Srednebotuobinsky, and Tas-Yuriakhsky fields



наблюдается постепенное уменьшение содержания хлорита и увеличение содержания иллитов.

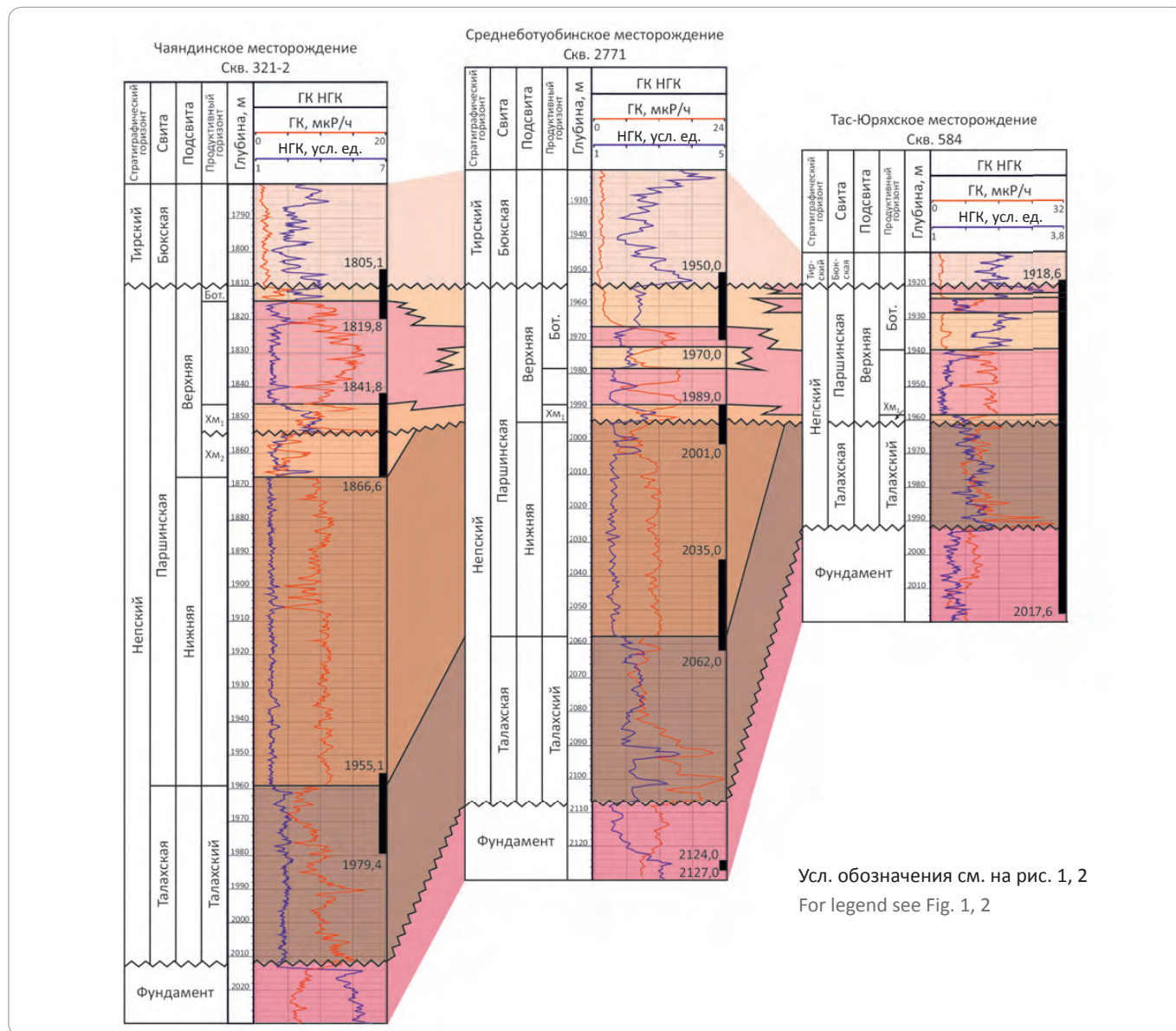
По структурным особенностям хлориты и иллиты, выявленные в верхней части курсовской свиты, которая расположена выше продуктивного талахского горизонта в скважинах 581–584 Тас-Юряхского месторождения, аналогичны хлоритам и иллитам из верхнепаршинской подсвиты скв. 321-86 Чайандинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), которые залегают выше продуктивного пласта Х_{м1} хамакинского продуктивного горизонта.

Состав глинистых минералов характеризует условия формирования пород, так как они испытывают

стадийные преобразования структуры и химического состава в зависимости от изменений физико-химических условий среды седиментации и являются минералами-индикаторами пластовых условий. Согласно данным рентгенофазового анализа, сходство минерального состава и кристаллической структуры глинистых минералов из верхней части курсовской свиты Тас-Юряхского месторождения и аргиллитов из верхнепаршинской подсвиты Чайандинского месторождения свидетельствует о схожем привно-симом терригенном материале в область осадконакопления и одинаковых условиях седиментогенеза, литогенеза и диагенеза пород.

Рис. 3. Предлагаемое расчленение разрезов скважин 321-2, 2771, 584 Чаяндинского, Среднеботуобинского и Тас-Юряхского месторождений

Fig. 3. Proposed stratification of 321-2, 2771, 584 well logs in Chayandinsky, Srednebotuobinsky, and Tas-Yuriakhsky fields



Все вышеизложенное в определенной степени является подтверждением высказанного авторами статьи предположения, подкрепленного графическими построениями, о том, что пласт X_{m1} хамакинского продуктивного горизонта на Чаяндинском месторождении является аналогом улаханского продуктивного горизонта, который выделяется на Среднеботуобинском месторождении. Более того, этот пласт идентичен примерно 2-метровому песчаному пропластку, который с размывом залегает на отложениях талахского продуктивного горизонта в пределах Тас-Юряхского месторождения [6]. То есть поверхность размыва, которая на Чаяндинском месторождении отделяет пласт X_{m1} от нижележащих пород, прослеживается как на Среднеботуобинском, так и Тас-Юряхском месторождениях. Эта поверх-

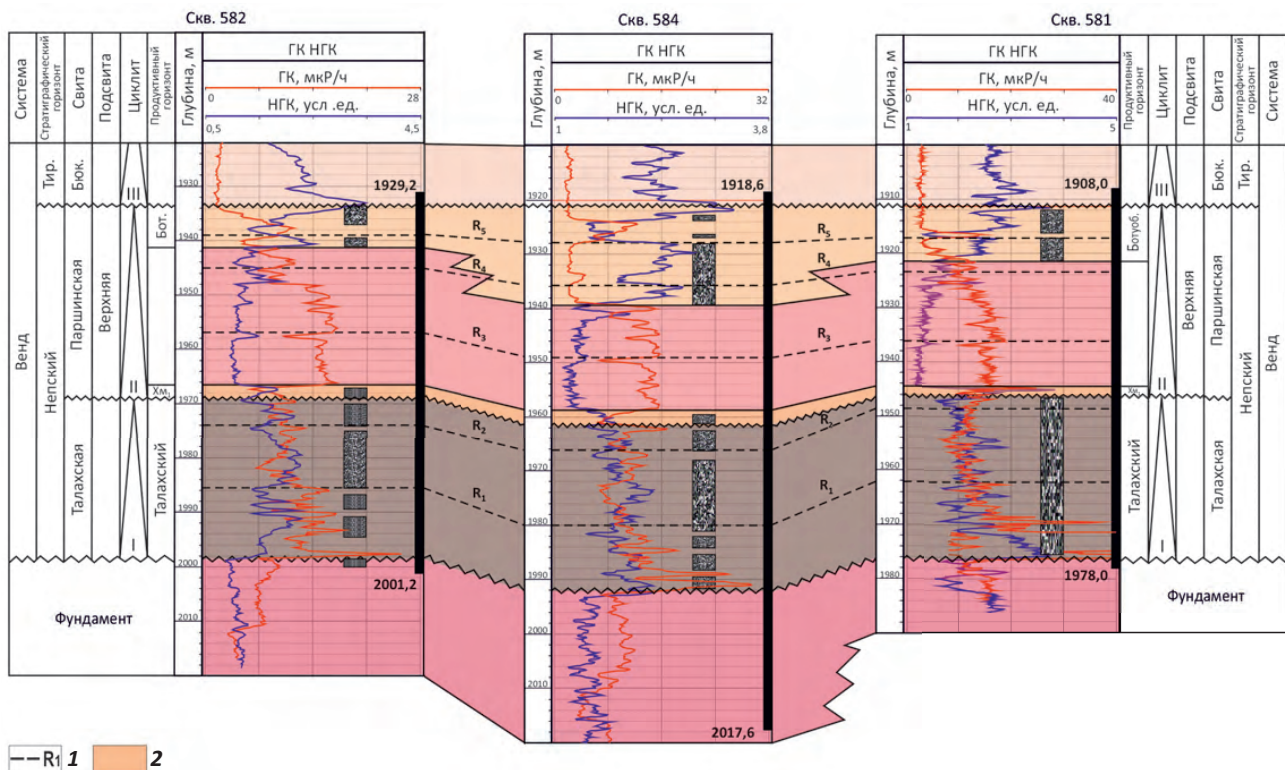
ность представляет собой основание крупного седиментационного цикла непского возраста, который включает в себя самые верхние части паршинской и курсовской свит, а также ботуобинский продуктивный горизонт.

Данное предположение может иметь практическое применение для унификации стратиграфической колонки разрезов скважин, пробуренных в северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы и построения адекватных геологических моделей. В качестве примера можно рассмотреть разрезы скважин с трех разных месторождений: Чаяндинского, Среднеботуобинского и Тас-Юряхского.

На рис. 2 показано принятое расчленение разрезов скважин, а на рис. 3 — предлагаемая авторами

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 4. Предлагаемая схема корреляции по линии скважин 582 — 584 — 581 Тас-Юряхского месторождения
Fig. 4. Proposed correlation chart along the wells 582 — 584 — 581, Tas-Yuriakhsky field



1 — синхронный реперный горизонт; 2 — отложения пласта Хм₁ хамакинского продуктивного горизонта.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 2

1 — synchronous marker horizon; 2 — deposits of the Khamakinsky HM₁ pay horizon.

For other legend items see Fig. 1, 2

статьи схема корреляции, составленная через те же скважины с учетом полученных результатов литологических и промыслово-геофизических исследований.

Принимая во внимание изложенную аргументацию, первоначальная корреляционная схема, составленная через скважины 582, 584 и 581 Тас-Юряхского месторождения, приведенная на рис. 1, после некоторых преобразований примет совершенно иной вид (рис. 4).

В заключение следует отметить, что проведенные исследования позволяют:

— унифицировать стратиграфические колонки на Чаяндинском, Среднеботубинском, Тас-Юряхском НГКМ и создать адекватные геологические модели этих месторождений;

— упростить использование стратиграфической индексации, отказавшись от названий «курсовская свита» и «улаханский горизонт»;

— продлить в региональном плане и выделить на Среднеботубинском и Тас-Юряхском месторождениях пласт Хм₁ хамакинского продуктивного горизонта, залегающий с разрывом на более древних отложениях и первоначально выявленный на Чаяндинском месторождении;

— утверждать, что на всех трех рассмотренных месторождениях на выветренной поверхности фундамента с разрывом залегают породы талахской свиты;

— констатировать, что нижняя граница ботубинского продуктивного горизонта проходит в скважинах там, где заканчиваются породы-коллекторы, а сам горизонт представляет собой верхнюю регрессивную часть крупного литологического цикла.

Литература

1. Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю. Уточнение геологической модели Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. Ч. 1. — М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. — С. 132–145.
2. Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю. Уточнение пространственного положения нижней границы ботубинского продуктивного горизонта на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении // Каротажник. — 2012. — Вып. № 2 (212). — С. 27–41.

3. Крикунов А.И., Рыжов А.Е., Филиппова (Рыжова) Л.А., Канунникова Н.Ю. Результаты циклостратиграфического анализа, проведенного с целью уточнить историю формирования отложений терригенного венда на южной периферии Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов : сб. науч. ст. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – С. 126–134.
4. Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю., Саприна О.А. Уточнение положения границы между нижнебухской и верхнебухской подсвитами Чаяндинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов : сб. науч. ст. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 161–173.
5. Guggenheim S., Adams J.M., Bain D.C., Bergaya F., Brigatti M.F., Drits V.A. et al. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association Internationale pour l'Etude des Argiles (AIPEA) Nomenclature Committee for 2006. *Clay Minerals*. 2006;41(4):863–877. DOI: 10.1180/0009855064140225.
6. Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Филиппова Л.А., Канунникова Н.Ю., Земченков А.С. Уточнение местоположения ряда стратиграфических границ на Чаяндинском, Среднеботуобинском и Тас-Юряхском нефтегазоконденсатных месторождениях / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов : сб. науч. ст. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 162–174.

References

1. Ryzhov A.E., Krikunov A.I., Ryzhova L.A., Kanunnikova N.Yu. Updating geological model of the Chayandinsky oil and gas condensate field. In: B.A. Grigoriev, ed. *Aktualnye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov*: sb. nauch. st. Vol. 1. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. P. 132–145.
2. Ryzhov A.E., Krikunov A.I., Ryzhova L.A., Kanunnikova N.Yu. Refining the space position of the lower boundary of botuobinsky productive horizon in chayandinskoe oil and gas condensate field. *Karotazhnik*. 2012;2(212):27–41.
3. Krikunov A.I., Ryzhov A.E., Filippova (Ryzhova) L.A., Kanunnikova N.Yu. The results of stratigraphic cycle analysis carried out to revise a formation history of terrigenous Vendian deposits at the southern periphery of the Chayandinsky oil and gas condensate field. In: B.A. Grigoriev, ed. *Aktualnye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov*: sb. nauch. st. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. P. 126–134.
4. Ryzhov A.E., Krikunov A.I., Ryzhova L.A., Kanunnikova N.Yu., Saprina O.A. Updating the position of boundary between the Upper Byuksky and Lower Byuksky members in the Chayandinsky oil and gas condensate field considering lithological, field geophysical and seismic criteria. In: B.A. Grigoriev, ed. *Aktualnye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov*: sb. nauch. st. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. P. 161–173.
5. Guggenheim S., Adams J.M., Bain D.C., Bergaya F., Brigatti M.F., Drits V.A. et al. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association Internationale pour l'Etude des Argiles (AIPEA) Nomenclature Committee for 2006. *Clay Minerals*. 2006;41(4):863–877. DOI: 10.1180/0009855064140225.
6. Ryzhov A.E., Krikunov A.I., Filippova L.A., Kanunnikova N.Yu., Zemchenkov A.S. Updating the position of some stratigraphic interfaces in the Chayandinsky, Srednebotuobinsky, and Tas-Yuriakhsy oil and gas condensate fields. In: B.A. Grigoriev, ed. *Aktualnye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov*: sb. nauch. st. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017. P. 162–174.

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS

Календарь мероприятий Регионального офиса EAGE в России и странах СНГ в 2018 году

Европейская ассоциация геоучёных и инженеров (EAGE) активно содействует развитию и применению наук о Земле и связанных с ними инженерных отраслей, развитию инноваций и технического прогресса, способствует общению и сотрудничеству между специалистами в этих областях. Мы будем рады видеть вас на наших мероприятиях в 2018 г.

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

МЕРОПРИЯТИЯ В 2018 ГОДУ

9—12 апреля 2018 г.	Санкт-Петербург 2018. Инновации в геонауках – время открытий 8-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка	г. Санкт-Петербург, Россия
23—27 апреля 2018 г.	Инженерная геофизика 2018 14-я научно-практическая конференция и выставка	г. Алматы, Казахстан
14—16 мая 2018 г.	Геоинформатика 2018: теоретические и прикладные аспекты 17-я международная конференция	г. Киев, Украина
11—17 августа 2018 г.	ГеоБайкал 2018 5-я международная конференция	г. Иркутск, Россия
10—14 сентября 2018 г.	Геомодель 2018: 20-я юбилейная научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа	г. Геленджик, Россия
19—23 ноября 2018 г.	Образовательные дни Москва 2018 Программа образовательных курсов по геонаукам	г. Москва, Россия

С полным перечнем мероприятий EAGE можно ознакомиться на сайтах www.eage.ru и www.eage.org.

21-26 мая
2018 / Анапа

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

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитпо»

24-29 сентября
2018 / Сочи

Международная научно-практическая конференция
Строительство и ремонт скважин.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕРОтраслевой журнал
«Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитпо»

22-27 октября
2018 / Сочи

Международная научно-практическая конференция
Интеллектуальное месторождение:
инновационные технологии от скважины
до магистральной трубы.

ОРГАНИЗАТОРЫ

ООО «Издательский дом
«Нефть. Газ. Новации»

ООО «НПФ «Нитпо»

Март 2019

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

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



УДК 553.989 (571.1)

Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D

© 2018 г. | В.Н. Бородин^{1,2}, А.Р. Курчиков¹, А.С. Недосекин³, Е.Н. Фирстаева³, А.Я. Стрекалов⁴, А.В. Погребский⁴¹ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН», Тюмень, Россия; komgort@mail.ru; kurchikovar@ipgg.sbras.ru;²Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюмень, Россия; komgort@mail.ru;³ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия; anedosek@ingeos.info; efirista@ingeos.info;⁴ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия; a.strekalov@ggr.gazprom.ru; a.pogretskiy@ggr.gazprom.ru

Поступила 25.01.2017 г.

Принята к печати 09.02.2018 г.

Ключевые слова: Южно-Карская синеклиза; нефтегазоносный комплекс; сейсмогеологическая модель; перспективный объект; ресурсы углеводородов; поисковая скважина.

В статье рассмотрена акваториальная часть Карского моря, отвечающая Южно-Карской синеклизе. На основании выполненных геохимических исследований отмечается, что битуминозные глины баженовской свиты в пределах рассматриваемой территории находятся в главной зоне нефтеобразования, что еще раз подтверждает перспективность района исследований. На базе вновь выполненных ООО «Газпром геологоразведка» площадных сейсморазведочных работ 2D представлена уточненная сейсмогеологическая модель юрских, неокомских и апт-альб-сеноманских отложений. В разрезе нижнеюрских отложений, в их основании, прогнозируются ловушки углеводородов стратиграфического типа. В разрезе среднеюрских отложений их кровельной частью оконтурены три структурные ловушки углеводородов. В верхнеюрских отложениях прогнозируется развитие песчано-алевролитовых отложений нурминской свиты. В разрезе неокомского комплекса по сейсморазведочным данным установлен клиноформный разрез ачимовской толщи, но для картирования перспективных объектов необходима постановка сейсморазведки 3D. В разрезе апт-альб-сеноманского комплекса выделена серия локальных объектов, перспективность которых подтверждается по результатам различных сейсмических методик. Для оценки перспективных объектов намечен оптимальный объем поисково-оценочных работ.

Для цитирования: Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Фирстаева Е.Н., Стрекалов А.Я., Погребский А.В. Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 61–70. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-61-70.

Evaluation of petroleum potential using 2D areal seismic data in the Jurassic-Cretaceous formations, South-Kara region

© 2018 | V.N. Borodkin^{1,2}, A.R. Kurchikov¹, A.S. Nedosekin³, E.N. Firistaeva³, A.Ya. Strekalov⁴, A.V. Pogretskiy⁴¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia; komgort@mail.ru; kurchikovar@ipgg.sbras.ru;²Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russia; komgort@mail.ru;³LLC "Ingeoservice", Tyumen, Russia; anedosek@ingeos.info; efirista@ingeos.info;⁴Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia; a.strekalov@ggr.gazprom.ru; a.pogretskiy@ggr.gazprom.ru

Received 25.01.2017

Accepted for publication 09.02.2018

Key words: South-Kara synecise; oil/gas play; geoseismic model; exploration target; hydrocarbon resources; wildcat.

The paper considers the offshore part of the Kara Sea corresponding to the South-Kara synecise. Based on the geochemical studies completed, the attention is paid to the fact that the Bazhenov bituminous clay within the study area occur in the oil window, which once again validates the prospectivity of the region under investigation. Relying on the new areal 2D seismic surveys conducted by LLC Gazprom Geologorazvedka, the updated geoseismic model of the Jurassic, Neocomian, and Aptian-Albian-Cenomanian formations is presented. Stratigraphic-type hydrocarbon traps are predicted in the basal part of the Lower Jurassic section. Three structural hydrocarbon traps are delineated by the uppermost part of the Middle Jurassic formations. Development of sandy siltstone Nurminsky formations are predicted within the Upper Jurassic deposits. The Achimov clinoform sequence is identified in accordance with seismic data, but mapping of exploration targets requires 3D seismic survey to be conducted. Series of local objects is identified in the Aptian-Albian-Cenomanian sequence; their prospectivity is confirmed by the results of various seismic technologies. With a view to assess the exploration targets, optimal scope of exploration and appraisal works is planned.

For citation: Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Firistaeva E.N., Strekalov A.Ya., Pogretskii A.V. Evaluation of petroleum potential using 2D areal seismic data in the Jurassic-Cretaceous formations, South-Kara region. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(2):61–70. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-61-70.

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 1. Фрагмент схемы тектонического районирования осадочного чехла южной части шельфа Карского моря (по ОАО «Севморнефтегеофизика»)

Fig. 1. Fragment of the tectonic zoning map of the Earth's crust in the southern part of the Kara Sea (according to JSC Sevmorneftegeofizika)



Западная часть российской акватории Арктики наиболее хорошо изучена сейсморазведочными работами. На шельфе и островах пробурены глубокие скважины, а на сопредельной суше Печорского и Карского морей сформирована и продолжает активно развиваться база нефтегазовой промышленности России.

На шельфе арктического региона сосредоточены извлекаемые ресурсы УВ — около 80 млрд т усл. топлива [1–3]. Среди арктических территорий России и других стран самым богатым углеводородами явля-

ется Южно-Карский регион, под которым авторы [4] понимают арктические регионы Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ), включая сушу и акватории Карского моря.

В административном плане территория Южно-Карского региона относится к Ямало-Ненецкому АО, длительное время обеспечивающему добычу около 85–90 % газа страны и 20–27 % мирового потребления газа (в основном из сеноманских отложений).

Снижение добычи газа на Уренгойском, Ямбургском и Медвежьем месторождениях компенсируется вводом в разработку новых месторождений (Бованенковское, Заполярное, Юрхаровское и др.). Следует особо отметить Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение, основная по размерам часть залежей которого расположена в акватории Тазовской губы. В 2011 г. добыча газа на данном месторождении достигла 32 млрд м³, что позволило России с 2005 г. стать лидером по товарной добыче углеводородов на шельфе Арктики, опережая суммарную добычу США и Норвегии [4].

Осадочный чехол Южно-Карского региона имеет циклическое строение со сменяющимися друг друга глинистыми и песчано-алевритовыми толщами. Среди глинистых горизонтов выделяются битуминозные глины баженновской свиты (бажениты), обогащенные ОВ [5]. В центральных и западных частях Западно-Сибирского НГБ она залегает в интервале глубин 2,5–3 км и, согласно осадочно-миграционной теории [6], находится в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), являясь основным генератором нефти.

Чтобы оценить ее генерационные возможности в пределах рассматриваемой территории, необходимо выяснить, может ли далее на север распространяться свита, обогащенная ОВ, и способна ли она сохранять свой генерационный потенциал на больших глубинах, свойственных континентальным и шельфовым районам Арктики. В пределах данных территорий наиболее полно ее разрез изучен в сверхглубоких скважинах — Тюменской (СГ-6) и Ен-Яхинской (СГ-7). По результатам выполненных исследований [7] на глубине 3782–3844 м из скв. СГ-6 поднят керн баженновской свиты, геохимические показатели ОВ которой свидетельствуют о сохранности высокого генерационного потенциала нефти. В пользу данного тезиса свидетельствуют также геохимические исследования Н.В. Лопатина, согласно которым ОВ в баженновской свите Самбургской площади (глубина 4200 м) находится в подстадии литогенеза МК₃, т. е. в ГЗН.

Итак, установлено, что в отложениях баженновской свиты, залегающих на глубине около 4 км и более в структурах надрифтовых мегапрогибов, ОВ по степени преобразованности находится в ГЗН. Тем не менее возникает вопрос: а какие геохимические характеристики ОВ можно ожидать на тех же или больших глубинах, где оно подвергалось более актив-

ным стадиям катагенеза, которые прогнозируются в шельфовых районах Арктики [4]?

Для ответа на данный вопрос можно рассмотреть другие бассейны с высокоуглеродистыми толщами, обладающими хорошим генерационным потенциалом. Например, в Северноморском НГБ такие способности имеют кимериджские глины формации Клей с ОВ II типа. Отложения этой формации, накапливающиеся в глубоких частях грабенов Морис-Ферт, Викинг и Центральный, встречаются в интервалах глубин 3,5–4,8 км и находятся в ГЗН [8]. С формацией Клей связано большинство месторождений верхнеюрско-нижнемелового комплекса. По тектоническим условиям залегания она близка к изученным баженитам в Центрально-Уренгойском рифтогенном мегапрогибе. Другие примеры — формации Вудфорд, Хантон и Караган в бассейне Анадарко и формации Барнет, Вудфорд и Симпсон в Пермском бассейне.

Изучая эти отложения, Л. Прайс [9, 10] пришел к выводу, что генерация жидких УВ в промышленных количествах в богатых сапропелевым ОВ породах происходит в широком диапазоне температур и катагенетической преобразованности. Иными словами, большая часть площадного распространения баженитов в Южно-Карском регионе (включая акватории Карского моря) находится в ГЗН, в которой при средней степени интенсивности также генерировались жирный газ и конденсат.

Краткая характеристика района работ

Район исследований расположен в акваториальной части Западно-Сибирской эпигерцинской плиты, которая представляет собой крупнейший мезо-кайнозойский бассейн, наложенный на разнообразные структуры древних платформ и складчатых поясов, слагающих его гетерогенный фундамент. Согласно схеме тектонического районирования, район исследований относится к Южно-Карской синеклизе — асимметричной замкнутой структуре I порядка, образованной системой впадин со сводами и седловинами между ними (рис. 1). В ее границах находится Русановский лицензионный участок (ЛУ). Невский, Ленинградский, Обручевский, Северо-Харасавэйский, Шараповский приурочены к Крузенштерновскому выступу — структуре III порядка, примыкающей с юга к Южно-Карской синеклизе (см. рис. 1). С востока район работ граничит с Белоостровным, Скуратовским и Нярмейским ЛУ [11].

В районе исследований также выделяется ряд структур IV порядка, выявленных и закартированных по результатам предыдущих работ: Северная, Невская, Западно-Невская, Петровская, Северо-Шараповская и др. (см. рис. 1).

С точки зрения нефтегеологического районирования территория исследований большей частью входит в состав Южно-Карской НГО. Западная часть Обручевского и Северо-Харасавэйского ЛУ, а также

западная половина Шараповского ЛУ относятся к Предновоземельской перспективной НГО (рис. 2).

Ближайшими к площади исследований месторождениями, расположенными в акватории Карского моря, являются Русановское и Ленинградское, в меловых отложениях которых выявлены газоконденсатные залежи. В скв. Белоостровская-1 из пластов ТП_{22–23} получено 1,25 м³/сут нефти.

Продуктивность ниже-среднеюрского НГК определена в пределах п-ова Ямал на Бованенковском, Малыгинском и Харасавэйском месторождениях, перспективы нефтегазоносности верхнеюрского НГК связаны с песчано-алевритовыми отложениями нурминской свиты [12], нефтенасыщенный керн которой установлен в разрезах скважин на Южно-Нурминской и Ростовцевской площадях.

Сейсмогеологическая модель юрско-меловых отложений

Нижнеюрский НГК ограничивается в кровле отражающим горизонтом (ОГ) Т₄, распространен практически повсеместно в пределах исследованной территории. Граница прекращения прослеживания горизонта фиксируется в юго-западной части Шараповского ЛУ, расположенного на Крузенштерновском выступе (см. рис. 1). Учитывая данные СП 20/04, область распространения этого интервала ограничивается на западном склоне Обручевского мегавала.

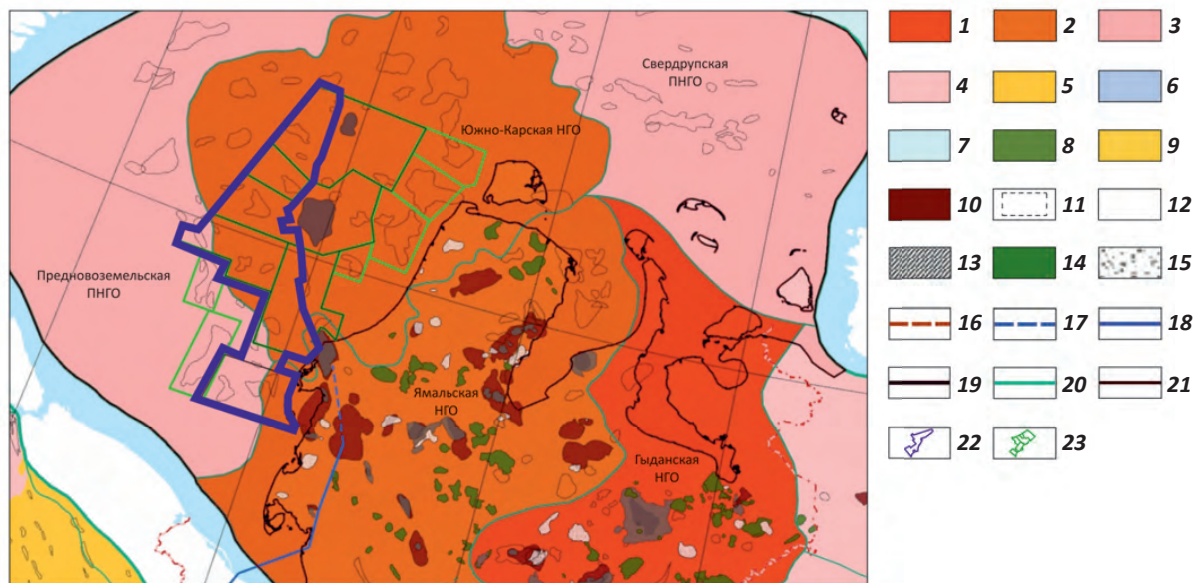
На границе контакта юрских горизонтов с кровлей доюрского основания (ОГ А) в разрезе выделяются непротяженные, динамически выраженные отражения. Анализируя особенности сейсмической записи «яркое пятно» в интервале нижнеюрских отложений, можно считать, что их развитие носит разноуровневый стратиграфический характер распределения (рис. 3). По принципу расположения в изучаемом разрезе их можно отнести к базальным горизонтам и рассматривать как ловушки литологического типа.

Среднеюрский НГК связан с отложениями малышевской свиты. Несмотря на падение уровня моря в конце байоса, Малышевское море хотя и обмелело, но в пределах Ямало-Гыданской области представляло собой относительно глубоководную часть шельфа [12, 13], в пределах исследованной территории море было более мелким с подводными возвышенностями и наземными островами, заливаемыми морем.

В целом для среднеюрской части разреза типична слабая коррелируемость, сейсмическое волновое поле характеризуется параллельным прерывистым рисунком осей синфазности (см. рис. 3). По кровле среднеюрских отложений (ОГ Т) оконтурено три ловушки структурного типа: Западно-Невская по изогипсе –3680 м, Обручевская — –3300 м и Крузенштерн-море –3080 м площадью 136,6; 93,2 и 52,3 км² соответственно.

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 2. Фрагмент карты нефтегеологического районирования акватории Карского моря (по данным Геопортала России)
Fig. 2. Fragment of petroleum and geological zoning map, offshore Kara Sea (according to the data from the Russian Geoportal)



Плотность суммарных ресурсов УВ, т усл. топлива (1–9): 1 — > 300; 2 — 200–300; 3 — 100–200; 4 — 50–100; 5 — 30–50; 6 — 10–30; 7 — 5–10; 8 — 3–5; 9 — < 3; 10 — месторождения УВ; **подготовленные объекты (11–15):** 11 — выведены из бурения с отрицательным результатом, 12 — выявленные, 13 — не вскрытый пласт, 14 — подготовленные к бурению, 15 — ресурсы списаны; 16 — проектируемый нефтепровод; **газопроводы (17, 18):** 17 — проектируемый, 18 — строящийся; **границы (19, 20):** 19 — НГП, 20 — НГО; 21 — береговая линия; 22 — территория работ; 23 — лицензионные участки

Density of total HC resources, TOE (1–9): 1 — > 300; 2 — 200–300; 3 — 100–200; 4 — 50–100; 5 — 30–50; 6 — 10–30; 7 — 5–10; 8 — 3–5; 9 — < 3; 10 — HC fields; **prepared objects (11–15):** 11 — drilling suspended with negative results, 12 — identified, 13 — layer was not penetrated, 14 — prepared for drilling, 15 — write-off resources; 16 — scheduled; **gas pipelines (17, 18):** 17 — planned, 18 — under construction; **boundaries (19, 20):** 19 — petroleum province, 20 — petroleum region; 21 — shore line; 22 — study area; 23 — license areas

В верхнеюрских отложениях (ОГ Б) в пределах исследованной территории, как ранее отмечалось, прогнозируется развитие песчано-алевритовых отложений нурминской свиты. Необходимо отметить, что унаследованность структурного плана уменьшается с глубиной, что, видимо, является одной из особенностей истории геологического развития Пухучанской впадины и прилегающих к ней положительных структурных элементов.

Неокомский НГК в кровле ограничен ОГ М, в подошве — ОГ Б (см. рис. 3), внутри комплекса прослежены ОГ В и З, последний связан с клиноформной частью разреза (рис. 4).

В пределах района проведенных исследований, как и в акватории Карского моря [11], установлены клиноформы встречного падения, т. е. возможно развитие отложений ачимовской толщи, связанной с различными источниками сноса терригенного материала. Для картирования перспективных объектов в данной части разреза необходимо проведение сейсморазведки 3D [11].

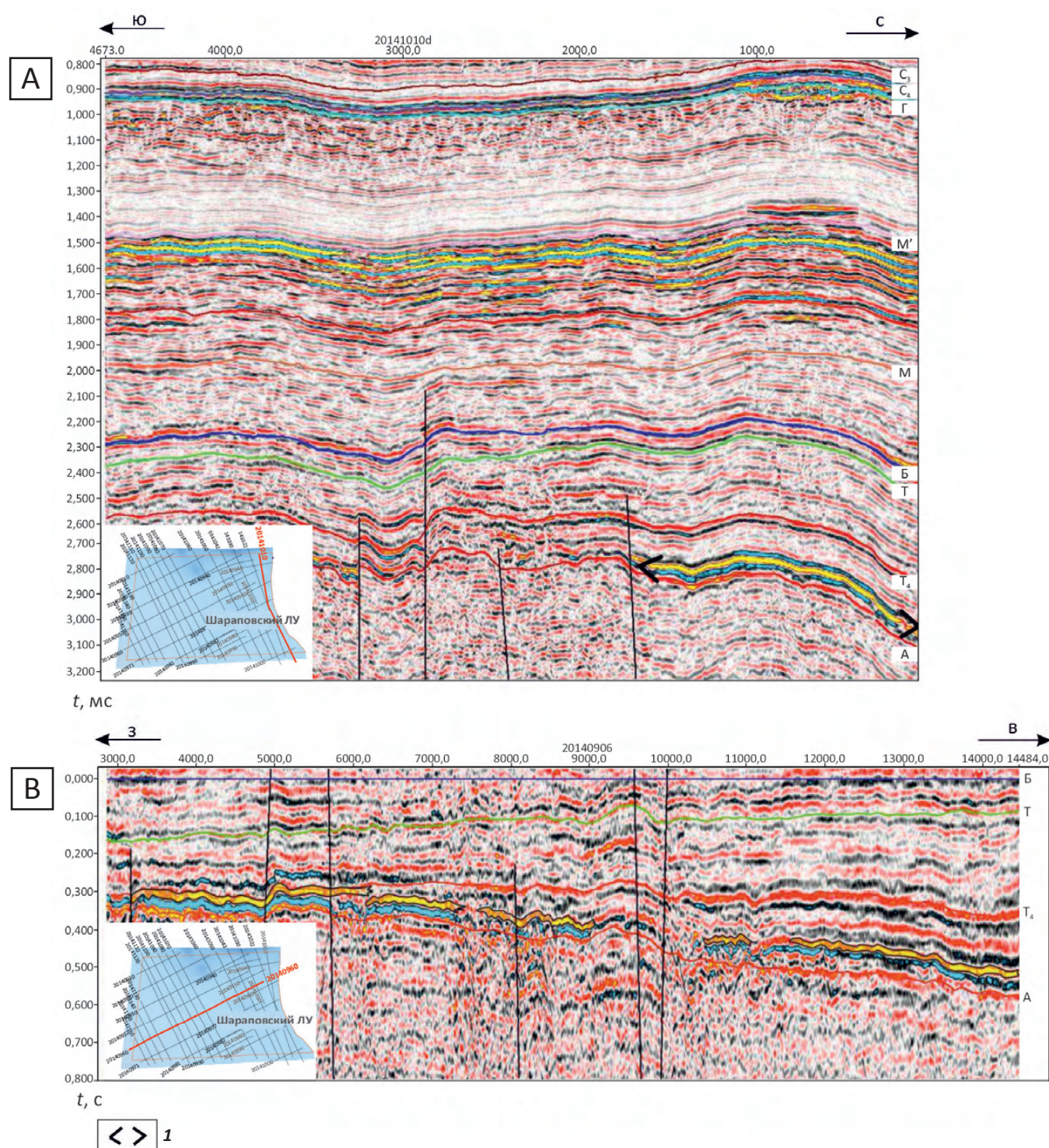
Аптский и альб-сеноманские комплексы в настоящее время в пределах исследованной территории являются основными поисковыми объектами.

Аптский НГК представлен отложениями верхнетанопчинской подсвиты, кровлю контролирует ОГ

М'. Отложения накапливались в условиях продолжающейся регрессии моря. Морской бассейн сохранился лишь в виде двух мелководных морей в центральной и северной частях Западной Сибири [14]. Амплитудная характеристика вдоль горизонта М' в значительной степени изменчива. По характеру изменения волновой картины на временных сейсмических разрезах предполагается развитие в этой части врезной аллювиальной долины северо-восточного направления (рис. 5). В составе комплекса откартирована серия структурных ловушек.

Альб-сеноманский НГК представлен отложениями яронгской и марресаллинской свит. Строение альб-сеноманского комплекса отражает интервал разреза, ограниченный в подошве горизонтом М', а в кровле — горизонтом Г₃ (рис. 6). В составе комплекса откартирована серия структурных ловушек, а зоны с аномальными значениями, полученные по данным АВО-анализа, значительно повышают перспективы выделенных объектов (см. рис. 6) [15]. Сеноманский комплекс в кровле контролируется ОГ Г, с которым связана региональная газоносность в пределах северных и арктических районов Западной-Сибири. В составе комплекса также по структурным построениям выделена серия структурных ловушек, а в пределах локальных поднятий Невское и Крузенштерн-море

Рис. 3. Сейсмогеологическая характеристика юрских отложений
Fig. 3. Geoseismic behaviour of the Jurassic formations



Временные сейсмические разрезы по профилям: А — 20141010d, В — 20140960.

1 — аномалии сейсмической записи типа «яркое пятно»

Seismic time sections along the lines: А — 20141010d, В — 20140960.

1 — bright-spot-type anomalies of seismic record

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 4. Временной сейсмический разрез по профилю 20140230, выровненный на ОГ Б
Fig. 4. Seismic time section along the line 20140230 flattened to Horizon B

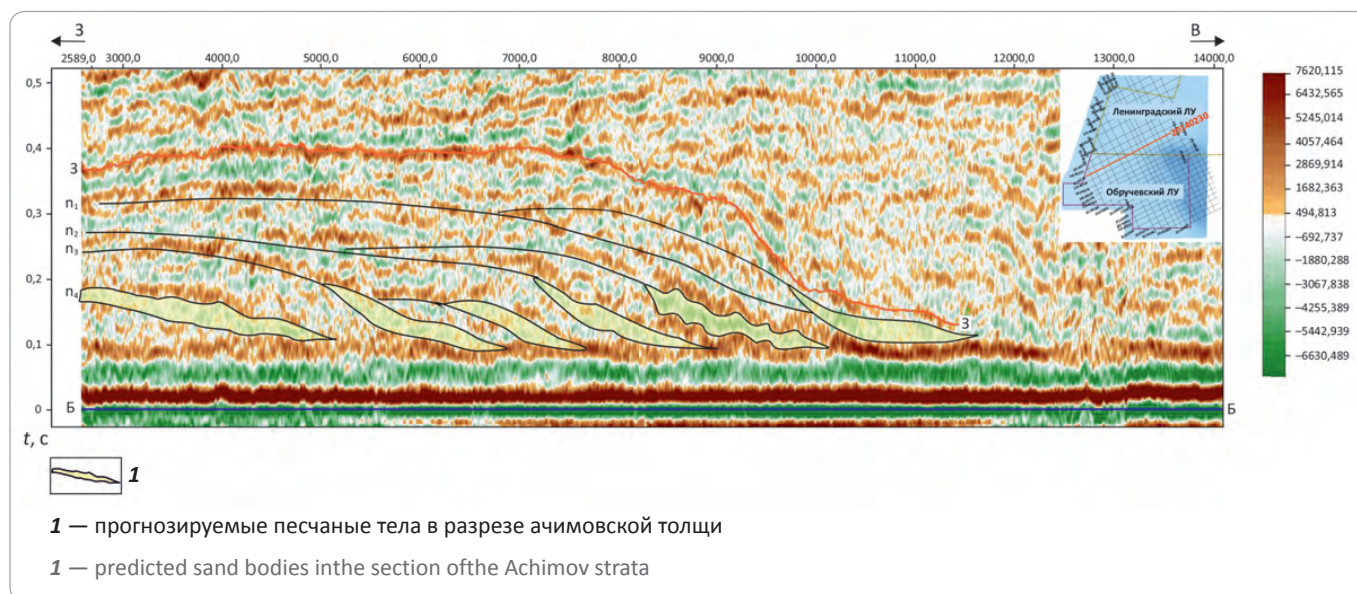


Рис. 5. Сейсмогеологическая характеристика кровли аптских отложений
Fig. 5. Geoseismic behaviour of the Aptian formations top

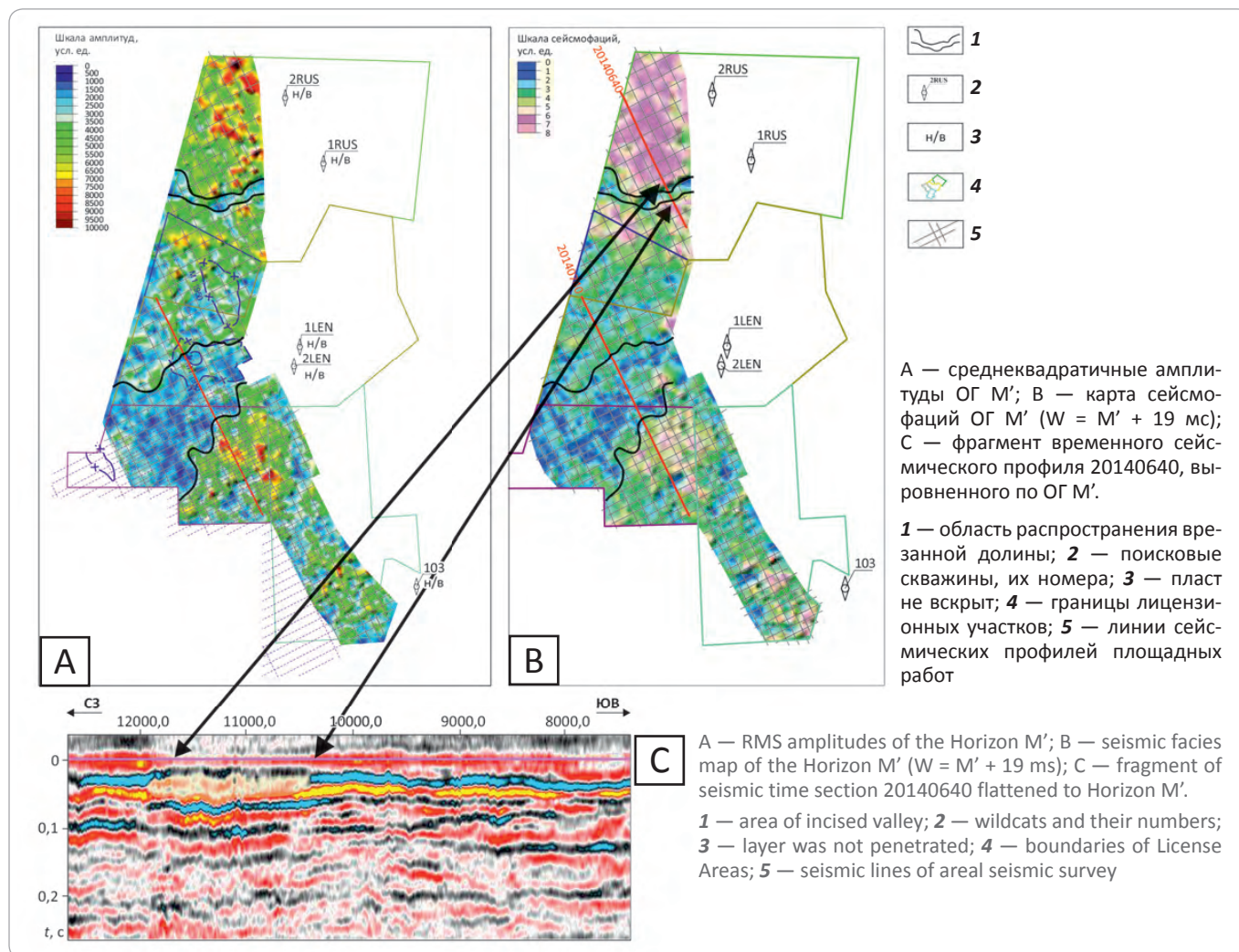
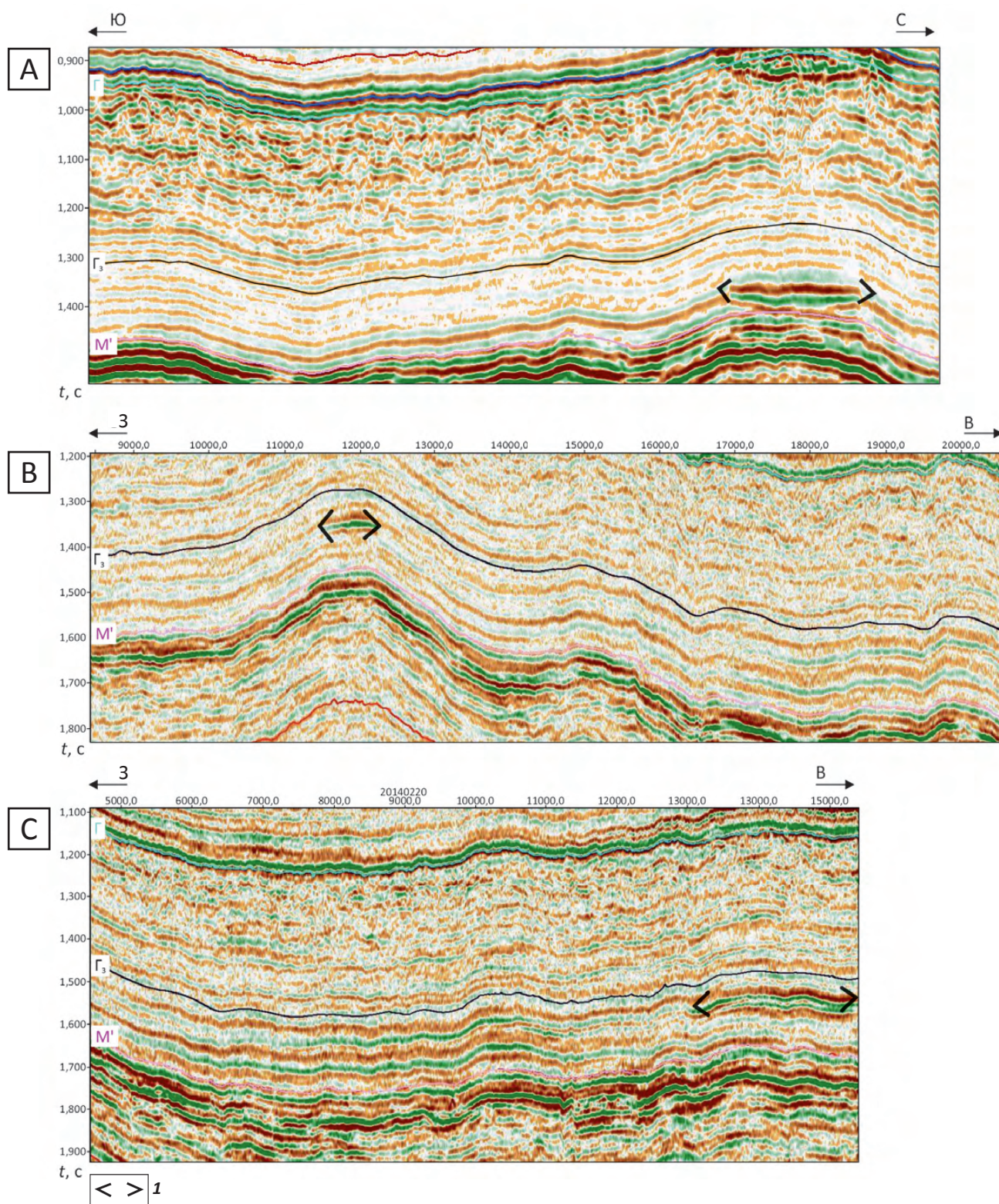


Рис. 6. Сейсмогеологическая характеристика отложений яронгской свиты
Fig. 6. Geoseismic behaviour of the Yarongsky Fm



Временные сейсмические разрезы по профилям: А — 20141010d, В — 20040480, С — 20140220.

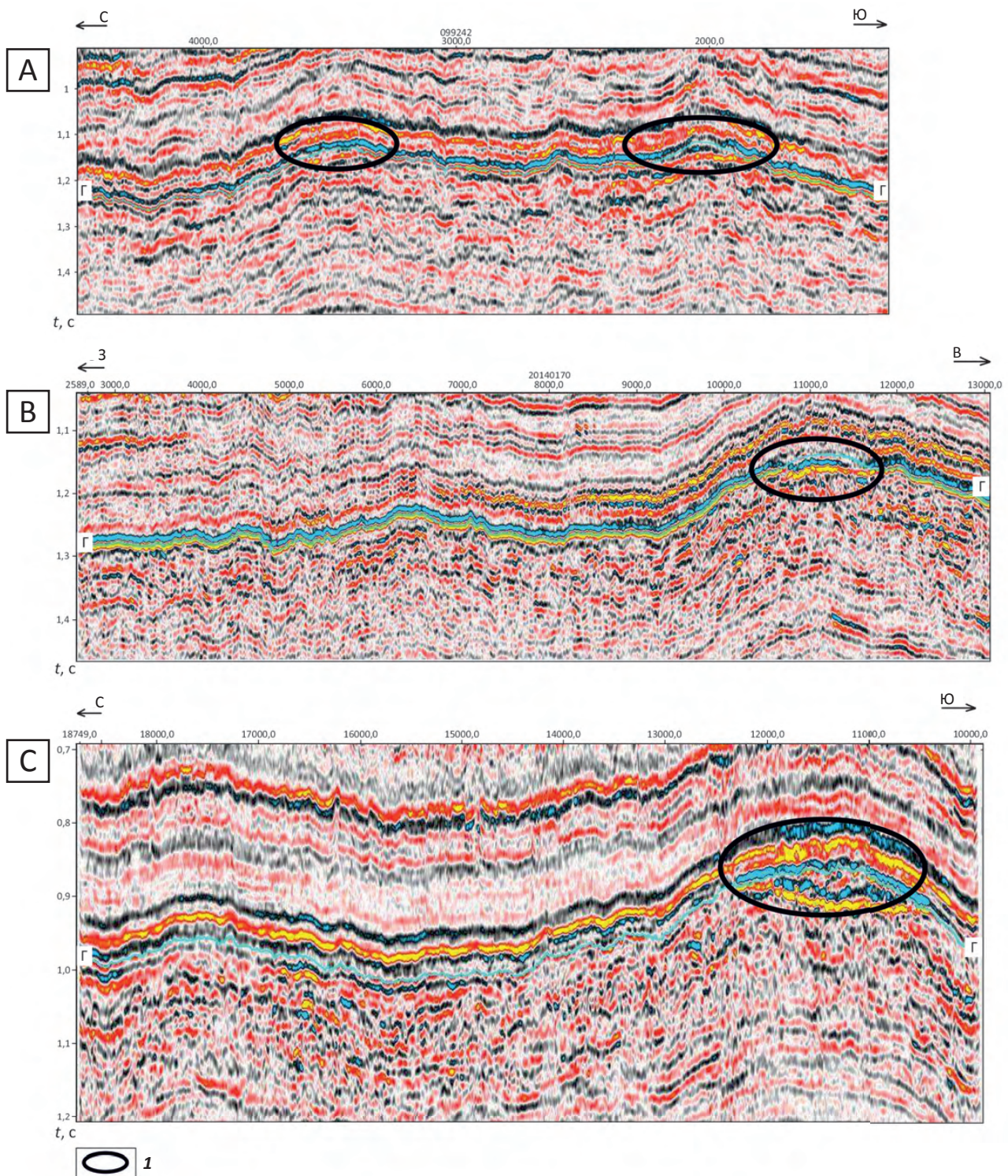
1 — аномалии сейсмической записи типа «залежь»

Seismic time sections along the lines: А — 20141010d, В — 20040480, С — 20140220.

1 — anomalies of seismic "deposit" type record

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 7. Сейсмогеологическая характеристика сеноманских отложений
Fig. 7. Geoseismic behaviour of the Cenomanian formations



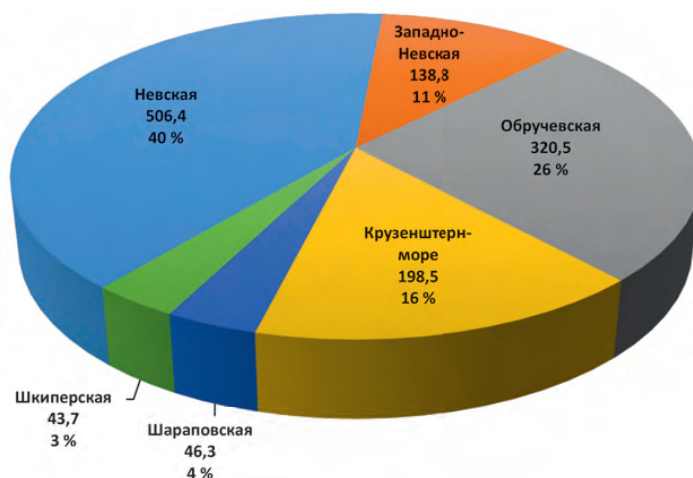
Временные сейсмические разрезы по профилям: А — 099242, В — 20140170, С — 20141022.

1 — аномалии сейсмической записи от газоводяных контактов

Seismic time sections along the lines: А — 099242, В — 20140170, С — 20141022.

1 — anomalies of seismic record caused by gas-water contacts

Рис. 8. Диаграмма ресурсов газа категорий $C_3 + D_{1,loc}$ по перспективным объектам, млрд m^3
Fig. 8. Diagram of $C_3 + D_{1,loc}$ categories gas resources of exploration targets, BCM



обнаружены аномалии сейсмической записи от газозональных контактов (рис. 7). Оценка ресурсов газа по выделенным нефтегазоперспективным ловушкам в разрезе юрско-меловых отложений приведена на рис. 8.

Заключение

Из изложенного материала следует, что в пределах исследованной территории основные перспективы нефтегазоносности связаны с апт-альб-сеноманскими отложениями, ловушками структурного типа.

Для подготовки перспективных объектов в юрских и нижнемеловых отложениях необходима постановка сейсморазведки 3D.

В основании разреза нижнеюрских отложений ожидается развитие базальных горизонтов, в которых прогнозируются ловушки УВ литологического типа (см. рис. 3).

В составе среднеюрского НГК перспективы связаны с кровлей комплекса (пласты $Ю_{2-4}$), ловушками преимущественно структурного типа.

В разрезе нижнемеловых отложений, наряду с ловушками структурного типа, прогнозируется развитие структурно-литологических и литологических объектов в отложениях ачимовской толщи, формирование которой связано с различными источниками сноса терригенного материала (восточным, западным, северным) [11].

Как отмечалось, при существующей геолого-геофизической изученности основные перспективы нефтегазоносности связаны с апт-альб-сеноманским

НГК, для оценки которого рекомендуется постановка поискового бурения.

В центральной и юго-восточной частях Невского ЛУ на структурных схемах от ОГ Б до ОГ C_3 включительно выделена Невская структура площадью по ОГ $Г_3$ 239 km^2 , в интервале апт-сеноманских отложений — перспективные объекты, суммарная оценка ресурсов которых составляет 506 437 млн m^3 . Для их оценки рекомендуется бурение поисковой скв. 1 с проектным забоем 2420 м.

В юго-западной части Обручевского ЛУ выявлена Обручевская структура площадью по ОГ $Г_3$ 23,6 km^2 с оценкой ресурсов 137 281 млн m^3 по апт-сеноманским отложениям. Для ее опоскования рекомендуется бурение поисковой скв. 2 с проектным забоем 2600 м.

В северо-восточной части Шараповского ЛУ прогнозируется структура Крузенштерн-море площадью по ОГ $Г_3$ 115,4 km^2 и суммарной оценкой ресурсов апт-сеноманских отложений 129 218 млн m^3 . Для ее оценки рекомендуется бурение скв. 3 с проектным забоем 2300 м.

Для оценки перспектив нефтегазоносности апт-сеноманских отложений следует заложить три поисковые скважины глубиной 7320 м.

Исходя из нефтегенерационного потенциала баженовской свиты, в нижнемеловых отложениях в пределах исследованной территории следует ожидать открытие нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей.

Литература

1. Грамберг И.С., Супруненко О.И. Нефтегазовый потенциал осадочного чехла арктических морей России // Тр. Первой международной конф. «Освоение шельфа арктических морей России». — М. : Ядерное общество, 1994. — С. 95–97.
2. Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И., Сенин Б.В., Супруненко О.И. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2006. — Спецвыпуск. — С. 14–71.



GEOPHYSICAL SURVEYS

3. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафонов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 7–17.
4. Боговяленский В.И., Полякова И.Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона // Арктика: экология и экономика. – 2012. – № 3 (7). – С. 92–103.
5. Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Данилова В.П., Зуева Т.В., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Мельникова В.М., Фомичев А.С. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. – М.: Недра, 1974. – 192 с.
6. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. – М.: Наука, 1967. – С. 135–157.
7. Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования : сб. докл. / Гл. ред. В.Б. Мазур // Научное бурение в России. Вып. 4. – Пермь : Изд-во КамНИИКИГС, 1996. – 376 с.
8. Isaksen G.H. Central North Sea hydrocarbon systems: Generation, migration, entrapment, and thermal degradation of oil and gas. *AAPG Bull.* 2004;88(11):1545–1572.
9. Price L.C., Clayton J.L., Rumen L.L. Organic geochemistry of the 9.6 km Bertha Rogers № 1 well, Oklahoma. *Organic. Geochem.* 1981;3(1):59–77.
10. Price L.C. The Organic geochemistry (and causes thereof) of high-rank rocks from the Ralph Lowe-1 and other well bores. *US Geol. Survey, Open-file Report 88–651*. Denver, 1991. P. 1–48.
11. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Смирнов О.А., Шестакова Н.М. Уточнение границ сейсмофациальных комплексов неоккома в пределах акватории Карского моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 11. – С. 14–24.
12. Курчиков А.Р., Бородин В.Н., Кислухин В.И., Недосекин А.С., Храмцова А.В. Литолого-фациальная характеристика ранне-среднеюрских отложений Западной Сибири // Геология, геофизика и разработки нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 3. – С. 4–14.
13. Курчиков А.Р., Бородин В.Н. Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1093–1106.
14. Курчиков А.Р., Бородин В.Н. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 138 с.
15. Недосекин А.С., Смирнов О.А., Шестакова Н.М., Гонтия В., Курчиков А.Р., Бородин В.Н., Самитова В.И. Использование AVO-атрибутов при прогнозе нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южского нефтегазоносного района Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 4–11.

References

1. Gramberg I.S., Suprunenko O.I. Petroleum potential of sedimentary cover, the Russian Arctic seas. Tr. Pervoy mezhdunarodnoj konf. «Osvoenie shelfa arkticheskikh morej Rossii». Moscow: Yadernoe obshchestvo, 1994. P. 95–97.
2. Grigorenko Yu.N., Mirchink I.M., Savchenko V.I., Senin B.V., Suprunenko O.I. Hydrocarbon potential of the Russian continental shelf: current state and development issues. *Mineralnye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*. 2006;(Spetsvypusk):14–71.
3. Kontorovich A.E., Epov M.I., Burshtein L.M., Kaminskii V.D., Kurchikov A.R., Malyshev N.A., Prischepe O.M., Safonov A.F., Stupakova A.V., Suprunenko O.I. Geology and hydrocarbon resources of the continental shelf in Russian Arctic seas and the prospects of their development. *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(1):1–11.
4. Bogoyavlensky V.I., Polyakova I.D. Prospects of oil-and-gas bearing deposits of deep sea in the South Kara sea region. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2012;7(3):92–103.
5. Kontorovich A.E., Polyakova I.D., Stasova O.F., Trushkov P.A., Babina N.M., Bogorodskaya L.I., Danilova V.P., Zueva T.V., Kolganova M.M., Lipnickaya L.F., Melnikova V.M., Fomichev A.S. Organic geochemistry of the Siberian Mesozoic oil and gas bearing deposits. Moscow: Nedra, 1974. 192 p.
6. Vassoevich N.B. Sedimentary-migrational theory of oil origin. Moscow: Nauka, 1967. P. 135–157.
7. Tyumen ultradeep well. Drilling results and studies: Book of abstracts. In: V.B. Mazur, ed. *Nauchnoe burenie v Rossii. Vyp. 4*. Perm : Izdatelstvo KAMNIKIGS, 1996. 376 p.
8. Isaksen G.H. Central North Sea hydrocarbon systems: Generation, migration, entrapment, and thermal degradation of oil and gas. *AAPG Bull.* 2004;88(11):1545–1572.
9. Price L.C., Clayton J.L., Rumen L.L. Organic geochemistry of the 9.6 km Bertha Rogers № 1 well, Oklahoma. *Organic. Geochem.* 1981;3(1):59–77.
10. Price L.C. The Organic geochemistry (and causes thereof) of high-rank rocks from the Ralph Lowe-1 and other well bores. *US Geol. Survey, Open-file Report 88–651*. Denver, 1991. P. 1–48.
11. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Smirnov O.A., Shestakova N.M. Specification of the boundaries of the Neocomian seismic-facies complexes within the water limits of the Kara Sea. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2015;(11):14–24.
12. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Kislukhin V.I., Nedosekin A.S., Khramtsova A.V. Lithofacies characteristic of Early-Middle Jurassic deposits of West Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2012;(3):4–14.
13. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Stratigraphy and paleogeography of Berriasian-Lower Aptian deposits of West Siberia in connection with the clinoform structure of the section. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(8):859–870.
14. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Features of geological structure and oil and gas occurrence within the Jurassic play, Western Siberia. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2015. 138 p.
15. Nedosekin A.S., Smirnov O.A., Shestakova N.M., Gontia V., Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Samitova V.I. The use of AVO-attributes when predicting oil and gas potential of the Jurassic-Cretaceous sediments of Iusky oil and gas region of the Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2016;(12):4–11.

УДК 550.4.02/08

Современный метод определения пиролитических параметров горных пород

© 2018 г. | Э.А. Вторушина, Т.Д. Булатов, И.В. Козлов, М.Н. Вторушин

АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», Ханты-Мансийск, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Россия; vtorushinaea@nacrn.hmao.ru; bulatow.tim@yandex.ru; kozloviv@nacrn.hmao.ru; vtorushinmn@nacrn.hmao.ru

Поступила 20.11.2017 г.

Принята к печати 08.02.2018 г.

Ключевые слова: *пиролиз; керн; экстракция битумоидов; метрологические характеристики; межлабораторные сравнительные испытания.*

Оптимизирована процедура подготовки образцов керна к пиролитическому анализу, включающая дробление, измельчение, просеивание через сито и экстракцию органическими растворителями в аппарате Сокслета. Рассчитаны метрологические характеристики (диапазоны определяемых значений, показатели повторяемости, внутрिलाбораторной прецизионности и точности) определения пиролитических параметров с использованием прибора HAWK (Wildcat Technologies, США). Проведена оценка правильности определения пиролитических параметров в стандартных и реальных образцах керна разной степени зрелости баженовско-абалакского комплекса с территории Широкого Приобья. Данные анализа стандартных образцов в пределах погрешности совпадают с аттестованными значениями. Результаты межлабораторных сравнительных испытаний по определению пиролитических параметров в реальных образцах керна на приборах HAWK и Rock-Eval 6 хорошо согласуются между собой.

Для цитирования: Вторушина Э.А., Булатов Т.Д., Козлов И.В., Вторушин М.Н. Современный метод определения пиролитических параметров горных пород // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 71–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-71-77.

The advanced technique for determination of pyrolysis parameters of rocks

© 2018 | E.A. Vtorushina, T.D. Bulatov, I.V. Kozlov, M.N. Vtorushin

V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil, Khanty-Mansiysk, Russia; vtorushinaea@nacrn.hmao.ru; bulatow.tim@yandex.ru; kozloviv@nacrn.hmao.ru; vtorushinmn@nacrn.hmao.ru

Received 20.11.2017

Accepted for publication 08.02.2018

Key words: *pyrolysis; core; bitumen extraction; metrological characteristics; interlaboratory studies.*

The work objective was to select the optimal conditions to prepare samples for pyrolysis studies and evaluation of metrological characteristics of pyrolysis parameters determination using HAWK analyser (Hydrocarbon Analyzer With Kinetics, Wildcat Technologies, USA). Samples preparation to pyrolysis studies included milling, grinding, screening, and Soxhlet extraction by organic solvents. In order to select the optimal sample weight, the samples with S_2 and TOC parameter values ranging from 0.18 to 300 mg HC/g of rock and 0.30 to 65 %wt, respectively, were analysed. Optimal range of sample weight was 30 to 50 mg. With a purpose to select the optimal conditions for extraction, effect of benzene, alcohol and benzene mixture (isopropanol / benzene = 1/4), toluene, and chloroform was tested. The most complete extraction was obtained with the use of chloroform and alcohol-benzene mixture for both source rocks and reservoir rocks; optimal duration of extraction from 2 to 3 g sample made 23 days. On the results of pyrolysis parameters determination on standard samples and real core samples having various Bazhenov-Abalak sequence maturity, which were taken in the Middle Ob territory, the metrological characteristics (ranges of values determined, repeatability, intermediate precision, and accuracy) were calculated and validated. Data on the analysis of standard samples coincide with the certified values within the reference accuracy. The results of interlaboratory comparative testing for pyrolysis parameters determination on real core samples using HAWK and Rock-Eval 6 are in good agreement.

For citation: Vtorushina E.A., Bulatov T.D., Kozlov I.V., Vtorushin M.N. The advanced technique for determination of pyrolysis parameters of rocks. *Geologiya nefi i gaza* = Oil and gas geology. 2018;(2):71–77. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-71-77.

В настоящее время пиролитические методы исследования занимают важное место в оценке перспектив нефтегазоносности. Данные пиролиза позволяют получать информацию о типе и степени катагенетической преобразованности органического вещества, количественно оценивать нефтегазогенерационный потенциал породы, что позволяет выделять нефте-

материнские свиты и дает возможность определять продуктивные горизонты в разрезе скважин.

Наряду с используемым большинством исследователей анализатором Rock-Eval 6 (Vinci Technologies, Франция) в практику пиролитического анализа успешно внедряется современный, надежный, простой в эксплуатации анализатор HAWK (Hydrocarbon



GEOCHEMICAL SURVEYS

Таблица 1. Пиролизические параметры, определяемые на приборе HAWK

Table 1. Pyrolysis parameters determined using HAWK analyser

Измеряемые величины	
S_0 , мг УВ/г породы	Количество термодесорбированных газообразных и легких углеводородов при температуре 25–90 °С
S_1 , мг УВ/г породы	Количество термодесорбированных углеводородов, входящих в состав нефтей при температуре 90–300 °С
S_2 , мг УВ/г породы	Количество углеводородов, образованных в процессе крекинга керогена при нагревании породы от 300 до 650 °С (остаточный генерационный потенциал)
T_{\max} , °С	Температура на максимуме пика S_2
S_4CO_2 , мг CO_2 /г породы	Количество CO_2 , образовавшегося из органического остатка на стадии окисления при повышении температуры от 300 до 650 °С
Расчетные параметры*	
ТОС, % мас.	Общее содержание органического углерода в породе
СС, % мас.	Содержание минерального углерода в породе

*Расчетные параметры вычисляются автоматически с помощью программного обеспечения пиролизатора.

Analyzer With Kinetics, Wildcat Technologies, США) [1–9]. Однако для того чтобы результаты пиролизических методов можно было использовать при оценке ресурсной базы в соответствии с требованиями руководящих документов, регламентирующих оценку таких ресурсов в нашей стране, необходима стандартизация подготовки образцов к пиролизическим исследованиям, метрологическое обеспечение и контроль погрешности измерений [10]. Таким образом, на первый план выходит как достоверность получаемых данных в одной лаборатории на одном приборе в течение длительного времени, так и возможность корректного сопоставления результатов, полученных в разных лабораториях на разных приборах. Несмотря на широкое распространение пиролизических методов в геохимических исследованиях керна, методической стороне пиролиза уделяется недостаточное внимание. Авторами [11] были определены погрешности метода пиролиза с использованием прибора Rock-Eval 6. В работе [3] приведены результаты оценки (с использованием прибора HAWK) повторяемости трех пиролизических параметров (S_2 , T_{\max} , ТОС) по 20 параллельным измерениям американского стандартного образца WT1-HAWK STD, однако детальные исследования по определению метрологических характеристик не проводились.

Цели данной статьи — выбор оптимальных условий подготовки образцов к пиролизическим исследованиям и оценка метрологических характеристик определения пиролизических параметров (табл. 1) на приборе HAWK.

Этапы проведения исследования

1 этап. Подготовка образцов к анализу

Поскольку значения параметров S_0 , S_1 , S_2 и T_{\max} зависят от степени измельчения породы [9, 12], все образцы керна для последующих экспериментов готовили к анализу по единой схеме:

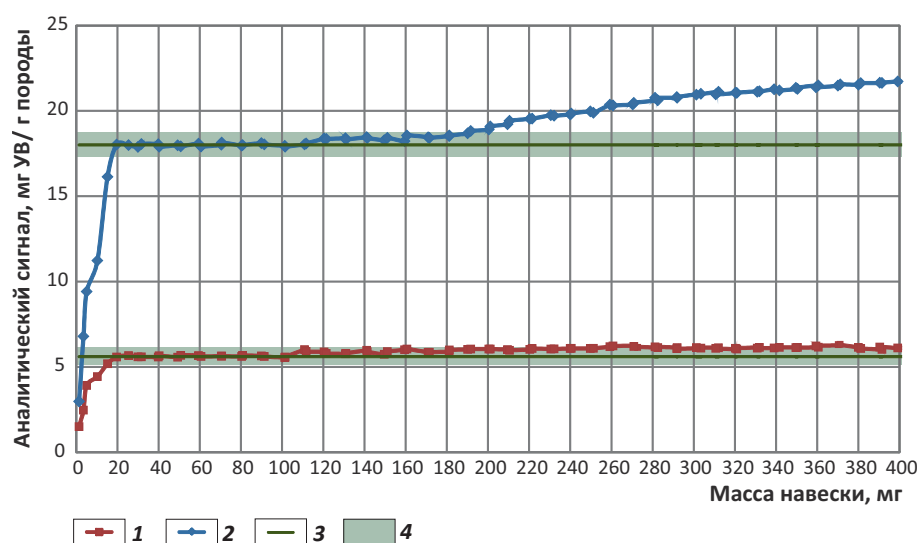
- 1) дробление на щековой дробилке (20–60 г образца);
- 2) измельчение на шаровой мельнице Pulverisette 2;
- 3) просеивание через сито с размером ячейки 0,25 мм.

2 этап. Выбор оптимальной массы навески образца

Для определения зависимости аналитических сигналов пиролизических параметров от массы навески (рис. 1) из образцов керна бажендовско-абалакского комплекса были выбраны и подготовлены по описанной схеме два образца с разными значениями пиролизических параметров, затем проанализированы в трех лабораториях на приборах HAWK и аттестованы в качестве внутрилабораторных стандартных образцов (табл. 2). Средние значения пиролизических параметров и границы абсолютной погрешности ($P = 0,95$) были рассчитаны при рекомендованной массе навески 70 мг (HAWK Workstation Manual, 2015).

Для корректного определения S_0 , S_1 и S_2 в образце STD111 масса навески должна иметь диапазон значений 20–100 мг (см. рис. 1). Для образца NOV40 были получены аналогичные зависимости. Величина аналитического сигнала параметра S_4CO_2 в диапазоне 10–400 мг не зависела от массы навески. Также были исследованы зависимости аналитических сигналов пиролизических параметров от массы навески для разных образцов, значения параметров S_2 и ТОС в которых варьировали в пределах 0,18–300 мг УВ/г породы и 0,30–65 % мас. соответственно. Для образцов с содержанием S_2 0,18–1,64 мг УВ/г породы (ТОС 0,30–1,44 % мас.) оптимальный диапазон массы навески составил 30–100 мг; для образцов с содержанием S_2 40–300 мг УВ/г породы (ТОС 8,6–64,6 % мас.) — 20–50 мг; для всех остальных образцов — 20–100 мг. Таким образом, для дальнейших экспериментов в качестве оптимального диапазона массы навески была принята область пересечения всех диапазонов — 30–50 мг.

Рис. 1. Зависимость величины аналитических сигналов пиролитических параметров от массы навески образца
Fig. 1. Amount of instrumental responses of pyrolysis parameters as a function of sample weight



Пиролитические параметры (1, 2): 1 — $S_0 + S_1$, 2 — S_2 ; 3 — среднее значение; 4 — границы абсолютной погрешности
Pyrolysis parameters (1, 2): 1 — $S_0 + S_1$, 2 — S_2 ; 3 — average; 4 — absolute error range

Таблица 2. Аттестованные значения пиролитических параметров внутрилабораторных стандартных образцов
Table 2. Certified values of pyrolysis parameters of the in-house standard samples

Образец	S_0 , мг УВ/г породы	S_1 , мг УВ/г породы	S_2 , мг УВ/г породы	T_{max} , °C	S_4CO_2 , мг CO_2 /г породы	ТОС, % мас.	СС, % мас.
STD111	$0,8 \pm 0,3$	$4,8 \pm 0,5$	18 ± 1	444 ± 2	250 ± 20	$5,0 \pm 0,2$	$1,0 \pm 0,2$
NOV40	$0,02 \pm 0,01$	$0,31 \pm 0,05$	$11,1 \pm 0,8$	426 ± 2	46 ± 5	$2,6 \pm 0,1$	$< 0,25$

3 этап. Пиролитический анализ образцов

Пиролитические исследования проводили на приборе HAWK. После попадания тигля с образцом в печь при комнатной температуре начинался его нагрев в инертной атмосфере при программируемом профиле температуры. При подъеме температуры до 90 °C происходило выделение сорбированных газобразных и легких углеводородов C_1 – C_7 (пик S_0), при дальнейшем нагревании до 300 °C — десорбция углеводородов, входящих в состав нефтей (пик S_1). Повышение температуры с 300 до 650 °C приводило к термическому разложению керогена (пик S_2). Пики S_0 , S_1 и S_2 регистрировались пламенно-ионизационным детектором. Количество CO и CO_2 , выделяющихся в процессе пиролиза (300–650 °C) и окисления (300–850 °C), определялось с помощью двух инфракрасных детекторов.

Во многих случаях пик S_2 пирограммы баженовской свиты имеет бимодальное распределение и отражает не только значение остаточного генерационного потенциала, но и вклад высокомолекулярных углеводородов и гетероатомных соединений нефтя-

ного ряда битумоидных компонентов, испаряющихся при высокой температуре [8]. Чтобы разделить продукты термического испарения битумоидов и крекинга керогена, необходима экстракция образцов пород органическими растворителями [13].

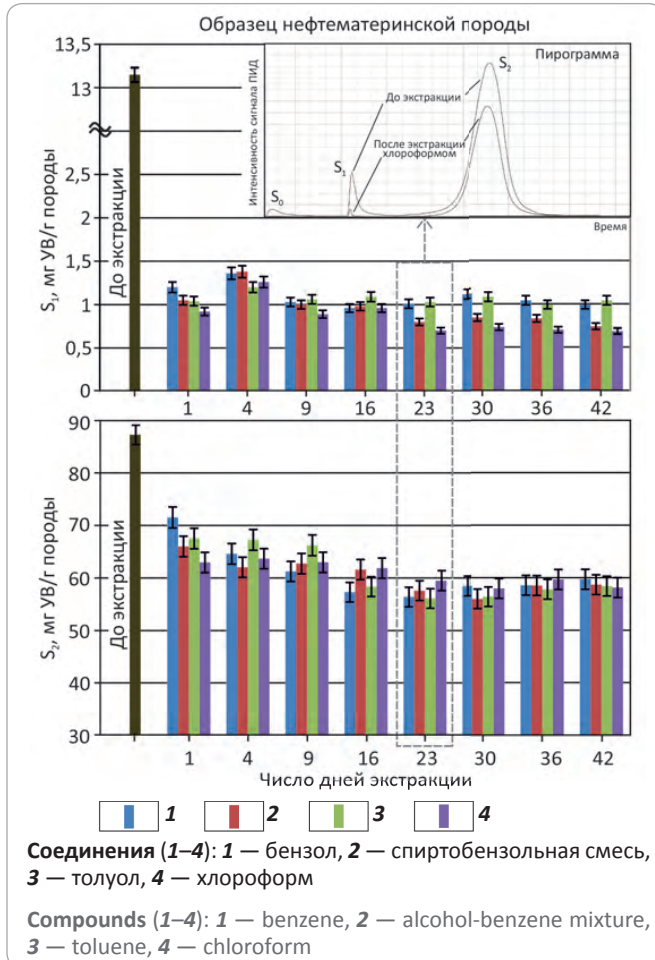
4 этап. Экстракция образцов

Для выбора оптимальных условий экстракции было исследовано действие четырех растворителей: бензол, спиртобензольная смесь (изопропанол / бензол = 1/4), толуол и хлороформ (рис. 2, 3). Экстракцию квартованных образцов измельченной породы (2–3 г) проводили в аппарате Сокслета в течение 1, 4, 9, 16, 23, 30, 36 и 42 дней. После разгрузки аппарата образцы выветривали при комнатной температуре в вытяжном шкафу, затем сушили в вакуумном сушильном шкафу при 80 °C и 1500 Па в течение суток. Значения параметров S_1 и S_2 перестают изменяться через 23 дня и остаются на том же уровне при последующей экстракции как для образца нефтематеринской породы, так и образца породы-коллектора (см. рис. 2, 3). Другими словами, оптимальная про-

GEOCHEMICAL SURVEYS

Рис. 2. Изменение параметров S_1 и S_2 в зависимости от времени экстракции и типа органического растворителя на примере образца нефтематеринской породы

Fig. 2. Variation of parameters S_1 and S_2 depending on extraction time and organic solvent type by the example of source rock sample



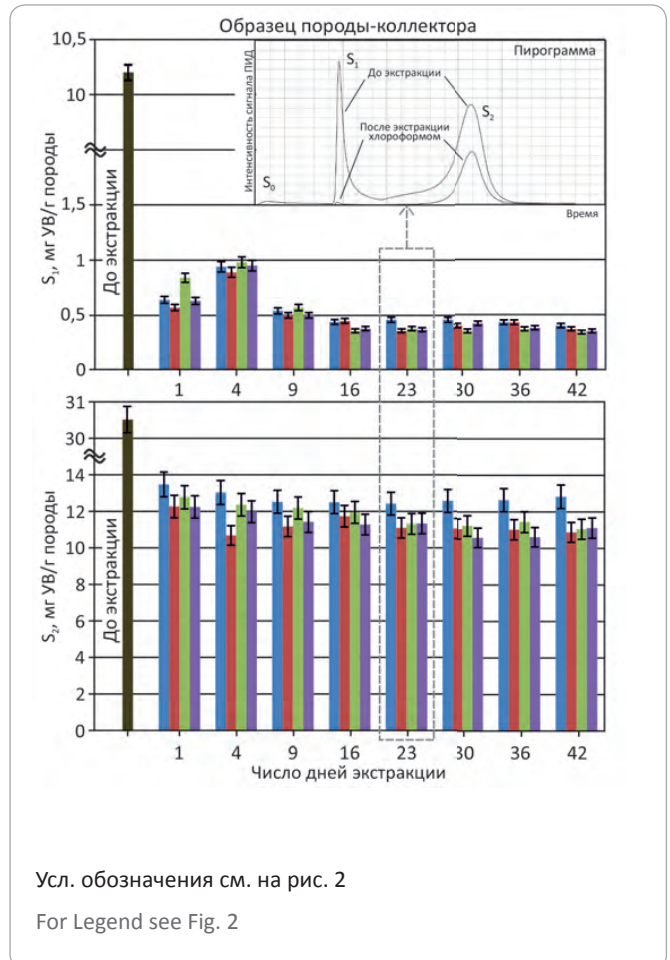
должительность экстракции при массе образца 2–3 г составляет 23 дня. Наиболее полная экстракция достигается при использовании хлороформа и спиртобензольной смеси для обоих типов пород.

5 этап. Пиролитический анализ образцов после экстракции

Оценка метрологических характеристик. Для оценки метрологических характеристик определения пиролитических параметров с использованием прибора HAWK проводили анализ двух внутрилабораторных стандартных образцов (STD111 и NOV40), американского стандартного образца WT1-HAWK STD и 19 образцов керна разной степени зрелости баженовско-абалакского комплекса с территории Широного Приобья. Для всех параметров, за исключением T_{\max} , было выделено по два диапазона определяемых значений с разными метрологическими характеристиками (табл. 3). По параметру T_{\max} полученные результаты показали, что T_{\max} определяется с погрешностью 1–2 °C при значении $S_2 > 0,6$ мг

Рис. 3. Изменение параметров S_1 и S_2 в зависимости от времени экстракции и типа органического растворителя на примере образца породы-коллектора

Fig. 3. Variation of parameters S_1 and S_2 depending on extraction time and organic solvent type by the example of reservoir rock sample



Усл. обозначения см. на рис. 2

For Legend see Fig. 2

УВ/г породы, что согласуется с данными авторов [11]. Оценку показателей повторяемости, внутрилабораторной прецизионности и точности проводили в соответствии с рекомендациями по межгосударственной стандартизации РМГ 61-2010 (ГСИ. Показатели точности ..., 2012).

Проверка правильности. Для проверки правильности определения пиролитических параметров были сопоставлены полученные результаты анализа стандартных образцов WT1-HAWK STD (США) и ICP160000 (Франция) на приборе HAWK с аттестованными значениями и данными, полученными в других лабораториях (табл. 4). Использовались данные исследований ТомскНИПИнефти, изложенные в [11]. Результаты, полученные на разных приборах по обоим стандартам, в пределах погрешности совпадают для всех параметров, за исключением S_1 (см. табл. 4). Причины расхождения значений S_1 , получаемых на приборах HAWK и Rock-Eval 6, были рассмотрены авторами статьи [6]. Оценки смещения для стандарт-

Таблица 3. Метрологические характеристики определения пиролизических параметров на приборе HAWK
Table 3. Metrological characteristics of pyrolysis parameters determination using HAWK analyser

Пиролизический параметр	Диапазон определяемых значений	Показатель повторяемости, σ_r , %	Показатель внутрिलाбораторной прецизионности, σ_{RL} , %	Показатель точности, $\Delta_{\text{пл}}$, %
S_{O} , мг УВ/г породы	0,01–0,99	18	21	41
	1,0–10	10	13	25
S_{I} , мг УВ/г породы	0,01–0,49	16	20	39
	0,50–20	8	11	22
S_{2} , мг УВ/г породы	0,04–0,59	10	12	24
	0,60–300	5	6	12
$S_4\text{CO}_2$, мг CO_2 /г породы	5–49	9	12	24
	50–500	6	9	18
ТОС, % мас.	0,30–0,99	5	7	14
	1,0–70	3	5	10
СС, % мас.	0,25–0,99	15	20	39
	1,0–11,0	10	14	27
T_{max} , °C	410–460	1	2	4

Примечание. $P = 0,95$; $k = 3$; $n_1 = n_2 = n_3 = 12$, где P — доверительная вероятность; k — число операторов, принимавших участие в эксперименте; n_i — число параллельных измерений одной и той же пробы у каждого оператора в течение 10 месяцев.

Таблица 4. Результаты определения пиролизических параметров в стандартных образцах в сравнении с аттестованными значениями
Table 4. Results of pyrolysis parameters determination from standard samples compared to certified values

Пиролитический параметр	Измеренное / расчетное значение				Аттестованное значение
	WT1-HAWK STD				
	*АУ НАЦ РН	*Сколково	**ВНИГНИ	**ТомскНИПИнефть [11]	
S ₁ , мг УВ/г породы	0,25 ± 0,07	0,26 ± 0,07	0,12 ± 0,03	–	0,21 ± 0,11
S ₂ , мг УВ/г породы	9,01 ± 0,45	9,00 ± 0,43	9,01 ± 0,81	–	9,00 ± 0,95
S ₄ CO ₂ , мг CO ₂ /г породы	60,5 ± 3,6	60,2 ± 4,0	69,3 ± 6,9	–	60,8 ± 4,5
ТОС, % мас.	2,99 ± 0,15	2,98 ± 0,16	3,02 ± 0,15	–	3,00 ± 0,33
T _{max} , °C	418 ± 2	418 ± 2	416 ± 2	–	418 ± 3
IFP160000					
S ₁ , мг УВ/г породы	0,32 ± 0,09	0,32 ± 0,07	0,15 ± 0,03	0,16 ± 0,03	0,14 ± 0,07
S ₂ , мг УВ/г породы	12,13 ± 0,61	12,93 ± 0,65	12,43 ± 1,06	12,52 ± 1,07	12,43 ± 0,50
ТОС, % мас.	3,22 ± 0,16	3,42 ± 0,18	3,25 ± 0,13	3,25 ± 0,13	3,28 ± 0,14
T _{max} , °C	418 ± 2	416 ± 2	416 ± 2	416 ± 2	416 ± 2

*Измерения проведены на приборе HAWK.

**Измерения осуществлены на приборе Rock-Eval 6.

ных образцов, рассчитанные в соответствии с рекомендациями по межгосударственной стандартизации РМГ 61-2010 (ГСИ. Показатели точности ..., 2012), оказались незначимыми на фоне случайного разброса и были приняты равными нулю.

Для проверки правильности определения пиролизических параметров при анализе реальных образцов керна баженовско-абалакского комплекса были проведены межлабораторные сравнительные испытания, в которых принимали участие четыре лаборатории: геохимических исследований керна АУ НАЦ РН им. Шпильмана (прибор HAWK), Центра добычи углеводородов Сколковского института нау-

ки и технологий (прибор HAWK), кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова (прибор Rock-Eval 6) и отдела геохимических методов прогноза нефтегазоносности и охраны окружающей среды ВНИГНИ (прибор Rock-Eval 6). Пробы были отобраны из одних и тех же точек, но проанализированы в разное время. В МГУ анализ был проведен в начале 2015 г., в Сколково — в середине 2015 г., в АУ НАЦ РН и ВНИГНИ — в 2016 г. Для наглядности были рассчитаны коэффициенты попарной корреляции между данными, полученными в разных лабораториях (табл. 5). Видно, что самые низкие коэффициенты



GEOCHEMICAL SURVEYS

Таблица 5. Коэффициенты попарной корреляции между данными, полученными с использованием приборов HAWK (АУ НАЦ РН, Сколково) и Rock-Eval 6 (ВНИГНИ, МГУ)

Table 5. Pair correlation coefficients between the data obtained using HAWK (AI Research Centre for Sustainable Mining, Skolkovo) and Rock-Eval 6 (VNIGNI, MSU)

S ₁	АУ НАЦ РН	ВНИГНИ	Скол-ково	МГУ	S ₂	АУ НАЦ РН	ВНИГНИ	Скол-ково	МГУ	PI	АУ НАЦ РН	ВНИГНИ	Скол-ково	МГУ
АУ НАЦ РН	1				АУ НАЦ РН	1				АУ НАЦ РН	1			
ВНИГНИ	0,96	1			ВНИГНИ	0,98	1			ВНИГНИ	0,91	1		
Скол-ково	0,91	0,89	1		Скол-ково	0,99	0,99	1		Скол-ково	0,77	0,82	1	
МГУ	0,65	0,59	0,81	1	МГУ	0,88	0,90	0,87	1	МГУ	0,75	0,65	0,88	1
T _{max}	АУ НАЦ РН	ВНИГНИ	Скол-ково	МГУ	ТОС	АУ НАЦ РН	ВНИГНИ	Скол-ково	МГУ	HI	АУ НАЦ РН	ВНИГНИ	Скол-ково	МГУ
АУ НАЦ РН	1				АУ НАЦ РН	1				АУ НАЦ РН	1			
ВНИГНИ	0,85	1			ВНИГНИ	0,99	1			ВНИГНИ	0,72	1		
Скол-ково	0,91	0,84	1		Скол-ково	0,99	0,99	1		Скол-ково	0,94	0,60	1	
МГУ	0,57	0,61	0,74	1	МГУ	0,88	0,92	0,87	1	МГУ	0,79	0,51	0,81	1
OI	АУ НАЦ РН	ВНИГНИ	Скол-ково	МГУ	СС	АУ НАЦ РН	ВНИГНИ	Скол-ково	МГУ	OSI	АУ НАЦ РН	ВНИГНИ	Скол-ково	МГУ
АУ НАЦ РН	1				АУ НАЦ РН	1				АУ НАЦ РН	1			
ВНИГНИ	0,88	1			ВНИГНИ	0,96	1			ВНИГНИ	0,88	1		
Скол-ково	0,93	0,86	1		Скол-ково	0,97	0,90	1		Скол-ково	0,87	0,92	1	
МГУ	0,72	0,61	0,82	1	МГУ	0,81	0,83	0,77	1	МГУ	0,68	0,85	0,81	1

Примечание. OI — кислородный индекс, PI — индекс продуктивности, HI — водородный индекс, OSI — индекс нефтенасыщенности.

корреляции получены в лаборатории МГУ, что, вероятнее всего, связано с тем, что анализ был проведен значительно раньше, чем в других лабораториях. Это предположение подтверждает и то, что, несмотря на использование разных приборов, данные МГУ лучше всего коррелируют с результатами Сколково, полученными несколько месяцев спустя. Данные АУ НАЦ РН и ВНИГНИ, полученные примерно в одно и то же время, но на разных приборах, хорошо коррелируют между собой и с данными Сколково.

Результаты межлабораторных экспериментов, проведенных авторами ранее по другим скважинам [6], также показали хорошее согласование данных, полученных на разных приборах в разных лабораториях.

Выводы

1. Оптимизирована процедура подготовки образцов керн к пиролизическому анализу. Показано, что оптимальная масса навески для пиролиза находится в диапазоне 30–50 мг. Наиболее полная экс-

тракция достигается при использовании хлороформа и спиртобензольной смеси как для образца нефтематеринской породы, так и породы-коллектора. Оптимальная продолжительность экстракции при массе экстрагируемой породы 2–3 г составляет 23 дня.

2. Рассчитаны метрологические характеристики (диапазоны определяемых значений, показатели повторяемости, внутрилабораторной прецизионности и точности) определения пиролизических параметров с использованием прибора HAWK.

3. Проведена оценка правильности определения пиролизических параметров на приборе HAWK в стандартных образцах и реальных образцах керн баженовско-абалакского комплекса. Показано, что данные анализа стандартных образцов в пределах погрешности совпадают с аттестованными значениями. Результаты межлабораторных сравнительных испытаний по определению пиролизических параметров в реальных образцах керн хорошо согласуются между собой.

Литература

1. Maende A., Weldon W.D. Pyrolysis and TOC identification of tight oil sweet spots. *Unconventional Resources Technology Conference (URTeC)*; 12–14 August, 2013; Denver, CO, USA. 2013. P. 2573–2583. DOI: 10.1190/urtec2013-268.
2. Comet P., Stringer Ch., Scheibe Ch. et al. Using XRF, SEM and pyrolysis for an economic appraisal of the Marcellus formation of Western Pennsylvania for fracking purposes. *Proceedings of the AAPG 2015 Annual Convention & Exhibition*; May 31 – June 3, 2015; Denver, CO, USA. 2015.
3. King R.R. Modified method and interpretation of source rock pyrolysis for an unconventional world. *Proceedings of the AAPG 2015 Annual Convention & Exhibition*; May 31 – June 3, 2015; Denver, CO, USA. 2015.
4. *Unconventional oil and gas resources exploitation and development*. In: Ahmed U., Meehan D.N., eds. Boca Raton: CRC Press; 2016.
5. Попов Е.Ю., Чехонин Е.М., Попов Ю.А., Ромушкевич Р.А., Габова А.В., Жуков В.В., Спасенных М.Ю., Богданович Н.Н., Козлова Е.В., Карпов И.А., Заграновская Д.Е., Алексеев А.Д., Беленькая И.Ю., Овчаренко Ю.В., Калмыков Г.А.. Новый подход к изучению баженовской свиты на основе теплофизического профилирования керн // Недропользование XXI век. – 2016. – № 6. – С. 52–61.
6. Вторушина Э.А., Булатов Т.Д., Вторушин М.Н. и др. Возможности пиролизатора HAWK в геохимических исследованиях керн // Мат-лы XX научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» (13–17 ноября 2017 г., Ханты-Мансийск). – 2017. – Т. 1. – С. 349–359.
7. Булатов Т.Д., Вторушина Э.А., Козлова Е.В. Пиролитические исследования образцов керн скважины N (Западно-Сибирский НГБ) // Мат-лы XX научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» (13–17 ноября 2017 г., Ханты-Мансийск). – 2017. – Т. 1. – С. 370–379.
8. Козлова Е.В., Спасенных М.Ю., Калмыков Г.А. и др. Баланс углеводородных соединений нефтяного ряда в пиролизуемом органическом веществе баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 3. – С. 18–21. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-3-18-21.
9. Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Постников А.В. и др. Методические подходы к подсчету запасов и оценке ресурсов баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 3. – С. 28–32. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-3-28-32.
10. Гутман И.С., Потемкин Г.Н., Балабан И.Ю. и др. Контрольные функции объемного метода при оценке ресурсов углеводородов с применением лабораторных геохимических измерений // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 12–17.
11. Кашапов Р.С., Гончаров И.В., Самойленко В.В. и др. К вопросу о погрешностях метода Rock-Eval // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2015. – № 10. – С. 866–873.
12. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*. 1986;70:318–329.
13. Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Пронина Н.В., Полудеткина Е.Н., Костенко О.В., Юрченко А.Ю., Борисов Р.С., Бычков А.Ю., Калмыков А.Г., Хамидуллин Р.А., Стрельцова Е.Д. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2015. – № 5. – С. 44–53.

References

1. Maende A., Weldon W.D. Pyrolysis and TOC identification of tight oil sweet spots. *Unconventional Resources Technology Conference (URTeC)*; 12–14 August, 2013; Denver, CO, USA. 2013. P. 2573–2583. DOI: 10.1190/urtec2013-268.
2. Comet P., Stringer Ch., Scheibe Ch. et al. Using XRF, SEM and pyrolysis for an economic appraisal of the Marcellus formation of Western Pennsylvania for fracking purposes. *Proceedings of the AAPG 2015 Annual Convention & Exhibition*; May 31 – June 3, 2015; Denver, CO, USA. 2015.
3. King R.R. Modified method and interpretation of source rock pyrolysis for an unconventional world. *Proceedings of the AAPG 2015 Annual Convention & Exhibition*; May 31 – June 3, 2015; Denver, CO, USA. 2015.
4. *Unconventional oil and gas resources exploitation and development*. In: Ahmed U., Meehan D.N., eds. Boca Raton: CRC Press; 2016.
5. Попов Е.Ю., Чехонин Е.М., Попов Ю.А., Ромушкевич Р.А., Габова А.В., Жуков В.В., Спасенных М.Ю., Богданович Н.Н., Козлов Е.В., Карпов И.А., Заграновская Д.Е., Алексеев А.Д., Беленькая И.Ю., Овчаренко Ю.В., Калмыков Г.А. Novel approach to Bazhenov fm. investigations through therm. *Nedropolzovanie XXI vek*. 2016;(6):52–61.
6. Vtorushina E.A., Bulatov T.D., Vtorushin M.N. et al. Capability of HAWK pyrolysis reactor in geochemical core studies. *Materialy XX nauchno-prakticheskoy konferencii «Puti realizacii neftegazovogo potentsiala Hanty-Mansijskogo avtonomnogo okruga — Yugry»* (November, 13–17 2017, Hanty-Mansijsk). 2017. V. 1. P. 349–359.
7. Bulatov T.D., Vtorushina E.A., Kozlova E.V. Pyrolysis studies of core from the well N (West Siberian oil and gas basin). *Materialy XX nauchno-prakticheskoy konferencii «Puti realizacii neftegazovogo potentsiala Hanty-Mansijskogo avtonomnogo okruga — Yugry»* (November, 13–17 2017, Hanty-Mansijsk). 2017. V. 1. P. 370–379.
8. Kozlova E.V., Spasennykh M.Yu., Kalmykov G.A., Gutman I.S., Potemkin G.N., Alekseev A.D. Balance of the petroleum hydrocarbon compounds in pyrolyzed organic matter of the Bazhenov formation. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2017;(3):18–21. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-3-18-21.
9. Gutman I.S., Potemkin G.N., Postnikov A.V., Postnikova O.V., Kozlova E.V., Alekseev A.D., Karpov I.A. Methodical approaches to the reserves and resources estimation of Bazhenov formation. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2017;(3):18–21. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-3-28-32.
10. Gutman I.S., Potemkin G.N., Balaban I.Yu. et al. Volumetric control for hydrocarbon resources estimations based on geochemical laboratory measurements. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2016;(9):12–17.
11. Khashapov R.S., Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Trushkov P.V. Accuracy of Rock-Eval method. *International journal of applied and fundamental research = Mezhdunarodnyi zhurnal prikladnykh i fundamental'nykh issledovaniy*. 2015;(10):866–873.
12. Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*. 1986;70:318–329.
13. Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Pronina N.V., Poludetkina E.N., Kostenko O.V., Yurchenko A.Yu., Borisov R.S., Bychkov A.Yu., Kalmykov A.G., Khamidullin R.A., Streltsova E.D. Geochemical technique of organic matter research in deposits enriched in kerogen (the Bazhenov formation, West Siberia). *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya*. 2015;(5):44–53.

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ МОСКВА 2018

19–23 НОЯБРЯ 2018 ГОДА | МОСКВА, РОССИЯ

Зарегистрируйтесь на одно- и двухдневные курсы ведущих специалистов отрасли.

Программа курсов

- 2 дня Моделирование пласта-коллектора на основе интегрирования данных
Михаэль Поппельрайтер, Universiti Teknologi PETRONAS
- 1 день Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: геомеханика, петрофизика и сейсмоопасность
Сергей Шапиро, Freie Universitaet Berlin
- 2 дня Современные построения сейсмических изображений визуализации и инверсии
Евгений Ланда, Тель-Авивский университет
- 2 дня Передовые практики прогнозирования порового давления флюида и давления гидроразрыва
Ричард Сварбрик, Великобритания, Независимый консультант
- 1 день Применение ихнологии в седиментологии
Евгений Барабошкин, МГУ им. М.В. Ломоносова



Программа курсов дополняется!

УДК 553.983(571.1)

Геохимия битумоидов баженовской свиты

© 2018 г. | А.Э. Конторович, Е.А. Костырева, С.В. Родякин, И.С. Сотнич, П.А. Ян

ФГБУ «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; KontorovichAE@ipgg.sbras.ru; KostyrevEA@ipgg.sbras.ru; RodyakinSV@ipgg.sbras.ru; SotnichIS@ipgg.sbras.ru; YanPA@ipgg.sbras.ru

Поступила 12.02.2017 г.

Принята к печати 09.03.2018 г.

Ключевые слова: органическое вещество; битумоиды; баженовская свита; Западная Сибирь.

Изучена геохимия битумоидов баженовской свиты. Предложена методика экстракции аллохтонных, в том числе параавтохтонных и сорбированных автохтонных, битумоидов. Экстракции подвергались образцы цилиндрической (регулярной) формы, раздробленные до кусочков 4–5 мм (грубого дробления) и до 0,25 мм (мелкого дробления) после экстракции образцов грубого дробления. Установлена идентичность экстракции образцов регулярной формы и грубого дробления. Рассмотрены методологические вопросы выделения и диагностики автохтонных и аллохтонных, в том числе параавтохтонных битумоидов. Показано, что на концентрацию битумоидов решающее влияние оказывает уровень катагенеза органического вещества. Максимальные концентрации аллохтонных битумоидов установлены в районах, где свита находится в главной зоне нефтеобразования. Подтверждена обогащенность смолами и асфальтенами автохтонных битумоидов по сравнению с аллохтонными. Изучено распределение углеводородов-биомаркеров (стераны, тритерпаны) в насыщенной фракции аллохтонных и автохтонных битумоидов. Установлено их генетическое единство. Показано, что источником аквагенного органического вещества баженовской свиты были преимущественно липиды архей, бактерий и простейших эукариот.

Для цитирования: Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. Геохимия битумоидов баженовской свиты // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 79–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88.

Geochemistry of the Bazhenov Formation bitumoids

© 2018 | A.E. Kontorovich, E.A. Kostyrev, S.V. Rodyakin, I.S. Sotnich, P.A. Yan

Federal State Budgetary Scientific Institution “Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences” (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia; KontorovichAE@ipgg.sbras.ru; KostyrevEA@ipgg.sbras.ru; RodyakinSV@ipgg.sbras.ru; SotnichIS@ipgg.sbras.ru; YanPA@ipgg.sbras.ru

Received 12.02.2017

Accepted for publication 09.03.2018

Key words: organic matter; bitumoid; Bazhenov Fm; West Siberia.

The organic geochemistry of bitumoid chloroform extracts was studied using a large suite of the Bazhenov rock samples (786) collected from 23 wells. The method of extraction of allochthonous, para-autochthonous and sorbed autochthonous bitumoids was proposed. Cylindrical (regular-shaped) samples, 4–5 mm (coarse) and up to 0.25 mm (fine) crushed fractions of samples were subject to extraction following the extraction of coarse-grained fraction. Identity of extraction of regular shaped and coarse-grained fractions of samples was determined. The methodology of separation and identification of autochthonous and allochthonous (including para-autochthonous) bitumoids was considered. Pyrolysis data and the results of bituminological analysis of organic matter from the Bazhenov Formation revealed a variation in characteristics of organic matter sampled from different sections of the formation, which depends on the level of thermal maturity. To clarify the spatial patterns in these characteristics, the study area was divided into several regions. It is shown that the bitumoid content is a function of thermal maturity of organic matter. The maximum content of allochthonous bitumoids was ascribed to regions where the Bazhenov rocks have entered the oil window. The results also show that autochthonous bitumoids are more enriched in resins and asphaltenes than allochthonous ones. The study of biomarker distribution (steranes, triterpanes) in the saturated fractions of allochthonous and autochthonous bitumoids revealed their genetic affinity. It was shown that lipids in archaea, bacteria and protozoan eukaryotes were the principal source for aquatic organic matter from the Bazhenov Formation.

For citation: Kontorovich A.E., Kostyrev E.A., Rodyakin S.V., Sotnich I.S., Yan P.A. Geochemistry of the Bazhenov Formation bitumoids. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(2):79–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88.

Некоторые методологические и терминологические вопросы геохимии битумоидов баженовской свиты

При изучении баженовской свиты литологические, петрофизические (пористость, проницаемость), химические (содержание органического угле-

рода ($C_{орг}$), породообразующие, редкие и рассеянные элементы), битуминологические исследования и пироллиз Rock-Eval традиционно выполнялись на раздельно отбираемых коллекциях пород. Более того, экстракция образцов для последующих петрофизических исследований и изучение состава экстрак-



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

тов для целей органической геохимии выполнялись независимо. По такой методике работали и в большинстве случаев продолжают работать научные коллективы всех ведущих лабораторий СССР и России (ВНИГНИ, ВНИГРИ, МГУ, ЗапСибНИГНИ, ИГГ АН СССР, СНИИГТиМС и др.). Более 5 лет назад в ИНГГ СО РАН отказались от такого подхода. При изучении обогащенных органическим веществом и битумоидами («битуминозных») осадочных пород (баженовская, тутлеймская, доманиковская, куонамская, хадумская и другие свиты) такой подход авторам статьи кажется теперь ошибочным. В рамках современных исследований баженовской свиты в ИНГГ СО РАН проводится единый отбор коллекции образцов для всего спектра исследований.

Заметим также, что обычно при геохимических исследованиях экстракции подвергались раздробленные до 0,25 мм образцы пород, а при петрофизических — выпиливались образцы правильной (регулярной) формы (цилиндры, кубики) — ОРФ, которые затем также подвергались экстракции. Экстракты ОРФ обычно уничтожаются без исследования.

На керне изученных авторами статьи скважин была отработана комплексная методика определения в едином цикле открытой пористости пород баженовской свиты и распределения, состава и генезиса битумоидов, заполняющих открытые и закрытые поры, а также сорбированных на матрице пород.

В связи с тем, что статья посвящена сорбированным битумоидам и битумоидам, находящимся в открытых порах в виде отдельной фазы, напомним некоторые понятия из теории сорбции. Как известно, сорбционные явления делятся на два типа: *адсорбцию* — концентрирование сорбируемого вещества (сорбата) на поверхности раздела фаз или его поглощение поверхностным слоем сорбента и *абсорбцию* — объемное поглощение, при котором сорбат распределяется по всему объему сорбента. Адсорбция обусловлена чисто физическими силами.

Уточним дополнительно некоторые понятия. Н.Б. Вассоевич [1, 2] ввел в научную литературу ряд понятий и терминов, которые необходимы при изучении битумоидов и изложении теории нафтидогенеза. Он предложил различать битумоиды *автохтонные* и *аллохтонные*.

Автохтонный битумоид. Термин «автохтон» образован от греческих слов *autoscam* — сам и *chthōn* — земля. Автохтонный битумоид — это битумоид, возникший на месте современного местонахождения. Обычно он находится в абсорбированном состоянии в минеральной матрице породы и (или) в рассеянном в ней органическом веществе.

Параавтохтонный битумоид (термин предложен Н.Б. Вассоевичем и А.Э. Конторовичем) [3]. Приставка пара образована от греческого слова *para* — возле, мимо, вне, около. **Параавтохтонный битумоид** — это

битумоид, претерпевший незначительное перемещение (миграцию) и находящийся в непосредственной близости от места его образования в горной породе. Важно иметь в виду, что параавтохтонный битумоид — это битумоид, перешедший из сорбированного состояния в самостоятельную фазу, т. е. в фазовообособленное состояние.

Аллохтонный битумоид. Термин «аллохтон» образован от греческих слов *állos* (другой) и *chthōn* (земля). Аллохтонный битумоид — битумоид, находящийся в открытом поровом пространстве горной породы во вторичном залегании в свободной фазе и частично в адсорбированном состоянии на внутренней поверхности пор после процесса миграции.

Перемещение битумоида могло происходить как внутри нефтепроизводящей толщи, в которой он образовался (*первичная миграция*), так и из нефтепроизводящей толщи в ближайший проницаемый комплекс (*вторичная миграция*). Этот битумоид, как и параавтохтонный, перешел из сорбированного состояния в самостоятельную фазу, т. е. в фазовообособленное состояние.

Из изложенного следует, что битумоид, названный Н.Б. Вассоевичем и А.Э. Конторовичем параавтохтонным, является частным случаем, начальной стадией образования аллохтонного битумоида [3], когда битумоид из сорбированного состояния перешел в фазовообособленное, но его перемещение произошло на незначительное расстояние внутри нефтепроизводящей толщи, в частном случае — до ближайших открытых или закрытых пор или в образовавшиеся в месте генерации битумоида вторичные поры внутри нефтепроизводящей толщи пород. Поэтому было бы логичнее называть такой битумоид не параавтохтонный, а парааллохтонный.

Предлагается, однако, по праву приоритета и сложившейся в отечественной геохимической литературе традиции сохранить для употребления термин «параавтохтонный» и считать термины «параавтохтонный битумоид» и «парааллохтонный битумоид» синонимами.

По аналогии с термином «парааллохтонный битумоид» следовало бы ввести уточняющий термин для аллохтонного битумоида, находящегося в породах далеко от места его генерации. Для названия такого битумоида предлагается использовать приставку апо- (от древнегреческого *apo* — приставка со значением удаления или превращения). Соответственно аллохтонный битумоид, мигрировавший на значительное расстояние от места генерации, можно было бы называть «апоаллохтонным».

Методика извлечения битумоидов из осадочных пород

При экстракции битумоидов из мелкоизмельченной породы аллохтонный, в частности параав-

тохтонный, битумоид извлекается совместно с автохтонным и количественно разделить их в дальнейшем крайне трудно. В связи с этим была принята более сложная процедура, состоящая из нескольких этапов экстракции образцов керн, позволяющая аналитическим путем разделить битумоиды, находящиеся в открытом поровом пространстве породы, и сорбированные остаточные автохтонные битумоиды.

Для выделения аллохтонных (в том числе параавтохтонных) битумоидов был использован аналитический подход, обычно применяемый при определении нефтенасыщенности керн (ГОСТ 2645.0-85, 1985). Для этой цели были изготовлены ОРФ. Образцы цилиндрической формы имели длину и диаметр, равные 30 мм. Цилиндры выпиливались параллельно напластованию пород. Если не удавалось получить цилиндры, выпиливались кубики.

Предполагалось, что путем экстракции хлороформом из цилиндров будет извлечен находящийся в виде свободной фазы в открытых порах породы аллохтонный битумоид. Экстракция проводилась хлороформом при комнатной температуре. Для полного извлечения свободных битумоидов хлороформ заменялся многократно, при этом каждый раз по люминесценции содержащего экстракт хлороформа контролировалось его содержание (процедура 1) [4]. Экстракция продолжалась до тех пор, пока концентрация извлекаемого битумоида не снижалась как минимум на порядок, чаще — на два порядка.

Для контроля полноты извлечения свободных аллохтонных битумоидов в первых сериях экспериментов после завершения холодной экстракции хлороформом была также осуществлена экстракция спиртобензолом (процедура 2) и затем снова хлороформом (процедура 3), но в аппаратах Сокслета. Результаты экспериментов показали, что при многократной холодной экстракции хлороформом извлекается значительно больше 90 % битумоидов, заполняющих открытое поровое пространство. Поэтому было целесообразно при массовых анализах проводить две последние процедуры.

После завершения экстракции предполагалось определять классическими методами объем открытых пор (ГОСТ 26450.1-85, 1985; Manual Saturator MS-535, 2005).

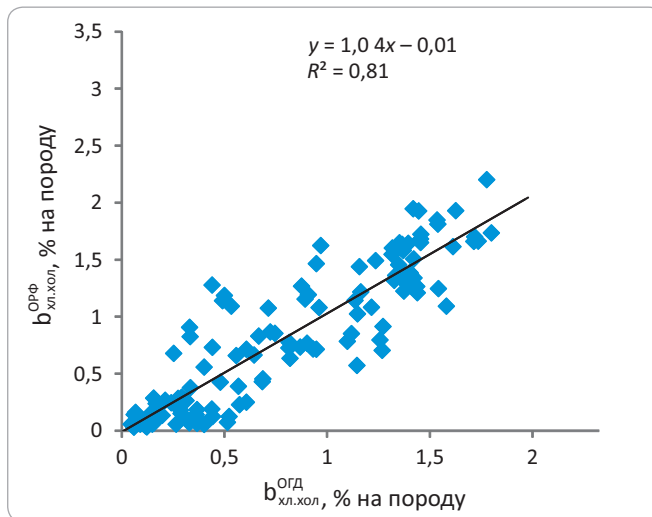
Извлеченный битумоид собирался в растворе в одну пробу и далее исследовался по обычной схеме, принятой в органической геохимии (сушка, выделение асфальтенов, жидкостная хроматография мальтенов и пр.) [5, 6].

Поскольку цилиндры после экстракции и определения пористости желательно сохранять, при такой схеме невозможно было изучить адсорбированные и абсорбированные битумоиды.

В связи с этим рядом с образцами керн для выпиливания цилиндров отбирались образцы керн для

Рис. 1. Зависимость между содержанием хлороформенного экстракта образцов ОГД и ОРФ (Салымский, Северо-Сургутский и Межовский районы)

Fig. 1. Chlorophorm extracted butumoid content in coarse crushed samples (CCS) vs regular shaped samples (RSS) (Salym, North-Surgut and Mezhevsky regions)



параллельного анализа. Эта серия образцов для экстракции битумоидов была раздроблена до обломков размером не менее 4–5 мм (далее по тексту образцы грубого дробления — ОГД).

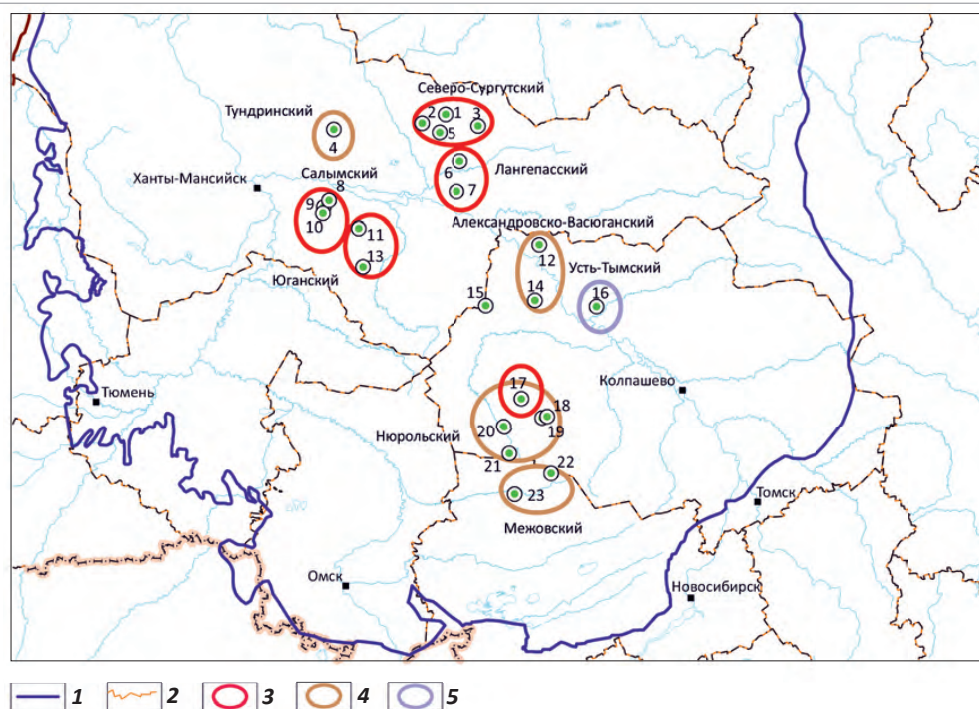
Принималось, что при экстракции как из ОРФ, так и из ОГД будут извлечены битумоиды открытых пор. Идентичность результатов при экстракции ОРФ и ОГД необходимо было проверить.

Холодная экстракция хлороформом ОГД осуществлялась от 2 до 6–8 недель. Хлороформ заменялся при густой окраске растворителя, но не реже чем один раз в сутки. Окончание экстракции контролировалось под люминесцентной лампой до снижения концентрации экстракта не менее чем на порядок [4]. Для ускорения анализа разделение экстракта и образца ОГД осуществлялось методом центрифугирования [4]. Была отработана процедура анализа, позволяющая получать близкие значения концентрации битумоида при экстракции ОРФ и ОГД.

После экстракции ОГД образцы до 20 г высушивались при 35 °С до постоянной массы с погрешностью до 0,01 г, более 20 г — с погрешностью до 0,05 г, затем дробились до размерности 0,25 мм (далее по тексту образцы мелкого дробления — ОМД). Предполагалось, что из ОГД извлекаются битумоиды открытых, а из ОМД — закрытых пор, а также адсорбированные и абсорбированные битумоиды. Исследование показало, что из баженовской свиты Салымского, Северо-Сургутского и Межовского районов на этапе экстракции ОГД оставалось 84–85 % битумоидов. Битумоид, извлеченный из ОМД, составлял 15–16 % общей массы экстрактов (ОГД + ОМД). Сравнение показало наличие линейной зависимости между содержанием битумоидов в открытых порах ОРФ и

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 2. Районы изучения пиролитических и битуминологических особенностей ОВ баженовской свиты
Fig. 2. Areas of studies of pyrolysis and bitumenological features in Bazhenov Fm OM



Границы (1, 2): 1 — отложений баженовского горизонта, 2 — административные; **типы районов обобщения информации по изученным скважинам (3–5):** 3 — Салымский, 4 — Западно-Томский, 5 — Усть-Тымский.

Скважины (1–23): 1 — Новоортъягунская-187, 2 — Южно-Ягунская-306, 3 — Повховская-70, 4 — Ай-Пимская-4008, 5 — Дружная-322, 6 — Северо-Покачевская-2368, 7 — Урьевская-7016, 8 — Северо-Салымская-1183, 9 — Салымская-2802, 10 — Салымская-2OMP, 11 — Малобалыкская-901, 12 — Горстовая-91, 13 — Чупальская-67, 14 — Полонская-1, 15 — Ледовая-8, 16 — Толпаровская-2, 17 — Западно-Квензерская-4, 18 — Пельгинская-2, 19 — Арчинская-47, 20 — Южно-Майская-413, 21 — Средне-Юлжавская-10, 22 — Ракитинская-4, 23 — Межовская-11

Boundaries (1, 2): 1 — Bazhenov Fm deposits, 2 — administrative; **types of areas of information generalization over the studied wells (3–5):** 3 — Salymsky, 4 — West-Tomsky, 5 — Ust-Tymsky.

Wells (1–23): 1 — Novoortjagunsky-187, 2 — South-Jagunsky-306, 3 — Povkhovsky-70, 4 — Ai-Pimsky-4008, 5 — Druzhny-322, 6 — North-Pokachevsky-2368, 7 — Urievsky-7016, 8 — North-Salymsky-1183, 9 — Salymsky-2802, 10 — Salymsky-2OMP, 11 — Malobalyksky-901, 12 — Gorstovy-91, 13 — Chupalsky-67, 14 — Polonsky-1, 15 — Ledovy-8, 16 — Tolparovsky-2, 17 — West-Kvenzersky-4, 18 — Pel'ginsky-2, 19 — Archinsky-47, 20 — South-Maisky-413, 21 — Sredne-Yulzhavsky-10, 22 — Rakitinsky-4, 23 — Mezhovsky-11

ОГД (рис. 1).

При изучении пиролитических и битуминологических характеристик органического вещества баженовской свиты было установлено, что в разных районах развития этой свиты они ведут себя по-разному, в зависимости от градации катагенеза органического вещества. Для выяснения пространственных закономерностей поведения этих характеристик территория, на которой керн скважин был детально исследован методами пироллиза Rock Eval и битуминологии, была разделена на районы (рис. 2). Большинство изученных районов удалось разделить на три группы. Назовем их условно районы Салымского, Западно-Томского типов и Усть-Тымский (см. рис. 2).

В районах Салымского типа катагенез органического вещества достигает следующих градаций: конец $МК_1^1$; $МК_2^2$; $МК_2$, т. е. находится в главной зоне нефтеобразования [7].

В районах Западно-Томского типа катагенез органического вещества достигает следующих градаций: градация $МК_1^1$, редко — начало градации $МК_1^2$, т. е. находится в начале главной зоны нефтеобразования. В Усть-Тымском районе катагенез органического вещества соответствует началу градации $МК_1^1$ [7].

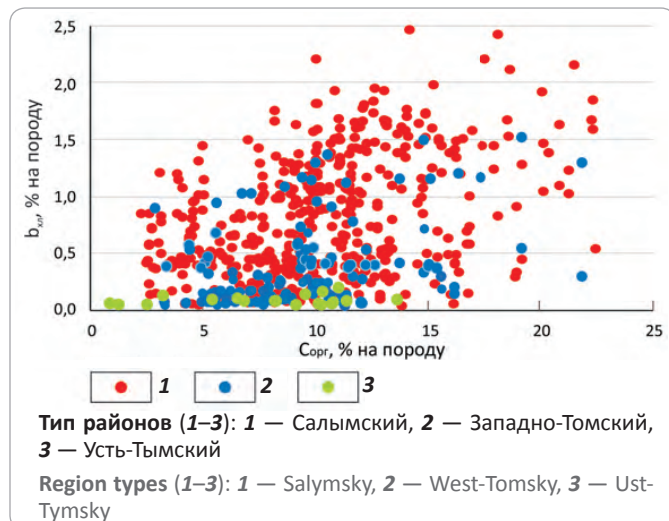
Важные черты геохимии битумоидов баженовской свиты

Рассмотрим геохимию битумоидов баженовской свиты, находящихся в открытом поровом пространстве, а также в запечатанных порах и сорбированном состоянии. Как было показано, принятая методика исследований позволяет это сделать.

На диаграмме распределения битумоидов для районов Салымского типа при одних и тех же содержаниях $C_{орг}$ разброс значений содержаний аллотонных битумоидов в породах баженовской свиты в районах Салымского типа очень велик: при $C_{орг}$ 2,5–

Рис. 3. Содержание битумоидов в открытом поровом пространстве пород баженовской свиты в зависимости от содержания $C_{орг}$ в районах Западной Сибири (по данным экстракции ОРФ и ОГД)

Fig. 3. Bitumoids content in the open pore volume of the Bazhenov rocks as a function of TOC content in the West Siberian regions (according to RSS and CCS extraction)



7,5 % концентрация аллохтонных битумоидов варьирует от сотых долей процента (единичные образцы) до 1,5 %, при $C_{орг}$ от 7,5 до 20 % и более — меняется от сотых долей процента (единичные образцы) до 2,0–2,5 % (рис. 3). При том же интервале содержаний $C_{орг}$ разброс значений содержания аллохтонных битумоидов в районах Западно-Томского типа значительно меньше: при значениях $C_{орг}$ 5,0–20,0 % концентрация аллохтонных битумоидов варьирует от сотых долей процента (достаточно много образцов) до 1,0 %, максимум 1,5 % (см. рис. 3).

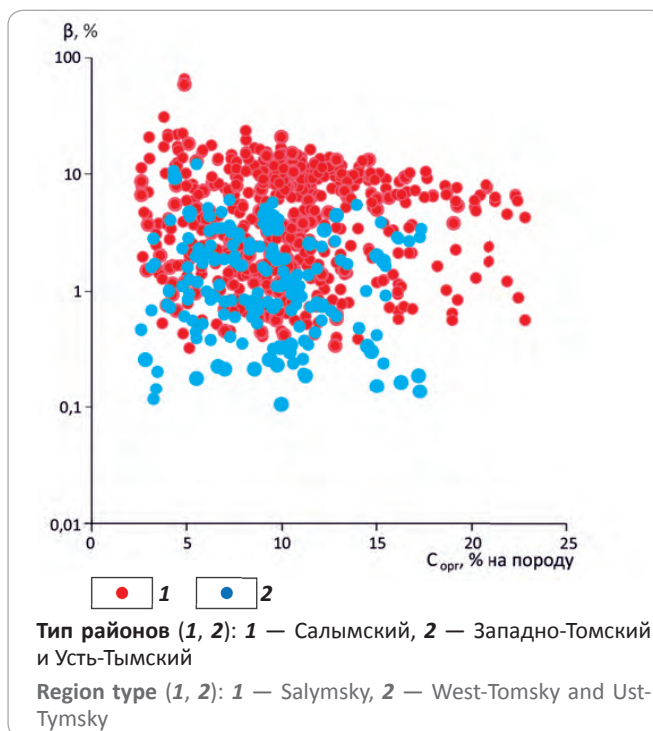
В Усть-Тымском районе при содержании $C_{орг}$ от 2–3 до 15 % содержание аллохтонных битумоидов не превышает 0,2 %.

Распределение значений битумоидного коэффициента, как и концентраций аллохтонных хлороформенных битумоидов в баженовской свите, в районах с разным уровнем катагенеза ОВ разное (рис. 4).

В районах Салымского типа с высоким уровнем катагенеза ОВ ($МК_1^2$ – $МК_2$ — главная зона нефтеобразования) битумоидный коэффициент, рассчитанный для аллохтонных битумоидов, практически не зависит от содержания $C_{орг}$. Он варьирует от 0,3 до 25–30 % в интервале концентраций $C_{орг}$ от 2–3 до 20 %. По такой же схеме этот показатель изменяется в районах Западно-Томского типа с более низкими грациями катагенеза ($МК_1^1$ — зона начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования). Интервал возможных значений битумоидного коэффициента не зависит от концентрации $C_{орг}$, однако его значения существенно ниже. Битумоидный коэффициент варьирует от 0,1 до 8–10 % в интервале концентраций $C_{орг}$ от 2–3 до 20 %.

Рис. 4. Связь между значениями битумоидного коэффициента для битумоидов открытых пор (аллохтонных) из пород баженовской свиты и концентрацией $C_{орг}$ в районах Западной Сибири

Fig. 4. Relationship between the bitumoid coefficient value for bitumoids from open pores (allochthonous) of the Bazhenov rocks and TOC concentration in the West Siberian regions



Эти данные показывают, что в районах с более высоким уровнем катагенеза (главная зона нефтеобразования), как это и следует из осадочно-миграционной теории нафтидогенеза, концентрация аллохтонных битумоидов в баженовской свите выше и масштабы их миграции интенсивнее.

Оценим роль битумоидов открытых пор (аллохтонных) в общей массе битумоидов баженовской свиты. В районах Салымского типа в 38 % образцов концентрация битумоидов открытых пор составляет от 25 до 50 %. В 37 % образцов она более 50 %, причем в 26 % — выше 75 % (рис. 5 А). В районах Западно-Томского типа концентрация битумоидов открытых пор в интервале от 25 до 50 % наблюдается в 48 % образцов и в интервале более 50 % — 28 % (см. рис. 5 В). Причем в последней группе образцов 24 % всей выборки попадает в интервал 50–75 %. Таким образом, роль аллохтонных битумоидов открытых пор в Салымском типе районов существенно выше. Ниже дана характеристика группового и УВ-составов аллохтонных (открытых пор) и остаточных автохтонных (закрытых пор и сорбированных) битумоидов. Поскольку в этой работе битумоиды открытых пор определялись на ОРФ и ОГД, необходимо было проверить, насколько сходятся результаты из коллекций этих двух разным образом подготовленных типов проб.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 5. Гистограммы концентраций аллохтонных битумоидов (ОГД), % общей массы битумоидов (ОГД + ОМД) в районах Западной Сибири

Fig. 5. Histogram of allochthonous bitumoids concentration (CCS), % from total bitumoids mass (CCS + FCS) in the West Siberian regions

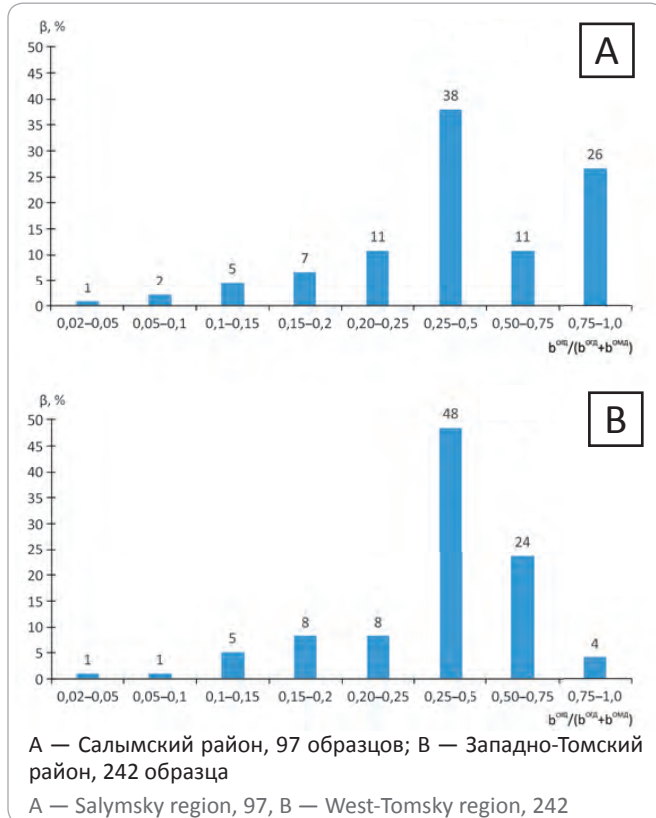


Рис. 6. Тригонограмма группового состава битумоидов в открытых порах (аллохтонных), извлеченных из ОРФ (1) и ОГД (2) пород баженовской свиты

Fig. 6. Triangular diagram of group compositions for open pore bitumoids (allochthonous) extracted from RSS (1) and CCS (2) of the Bazhenov Fm rocks

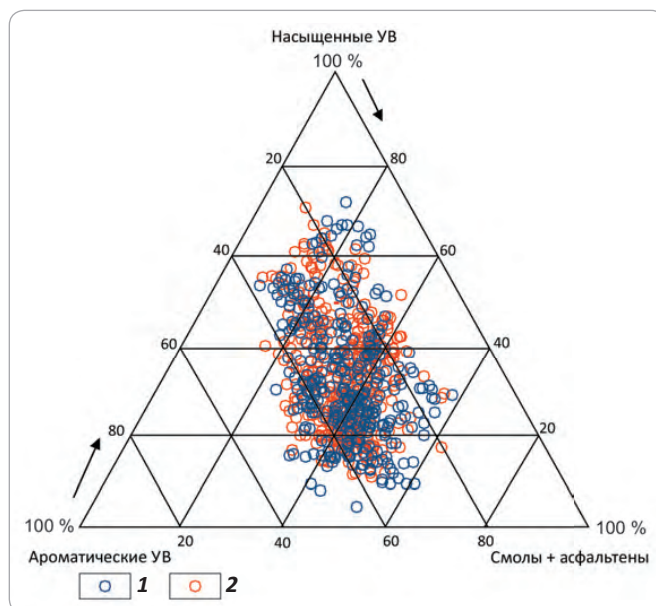
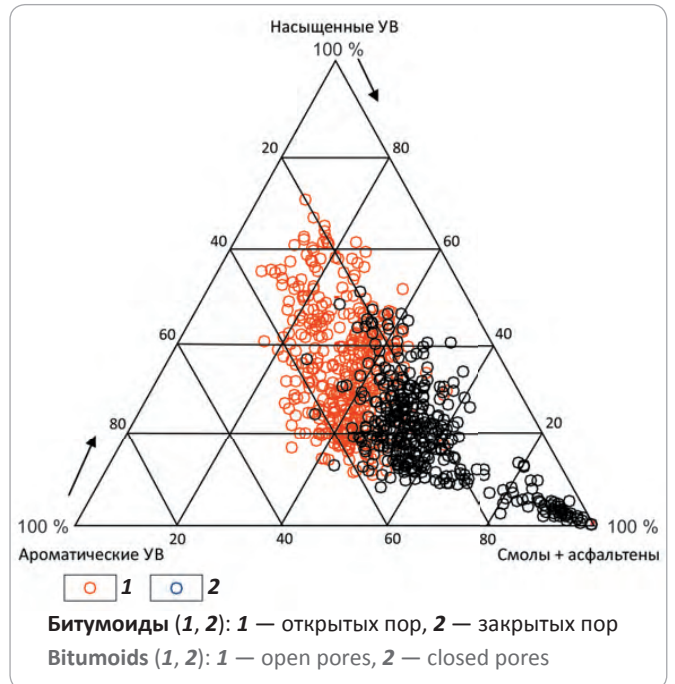


Рис. 7. Тригонограмма группового состава битумоидов открытых пор (аллохтонных) и битумоидов закрытых пор (сорбированных, автохтонных) пород баженовской свиты

Fig. 7. Triangular diagram of group compositions for open pore bitumoids (allochthonous) and close pore bitumoids (occluded, autochthonous) of the Bazhenov Fm rocks



На тригонограмме (рис. 6) показан идентичный групповой состав аллохтонных битумоидов таких проб.

Еще в 1960-е гг. теоретически было предсказано, что при эмиграции аллохтонные и параавтохтонные (парааллохтонные) битумоиды должны обогащаться, по сравнению с остаточными, автохтонными углеводородами и другими подвижными компонентами (смолы относительно асфальтенов). Этот хроматографический эффект первичной миграции был предсказан более полувека назад А.Э. Конторовичем, И.С. Ковачевой, С.Г. Неручевым и А.А. Трофимукон [8–10].

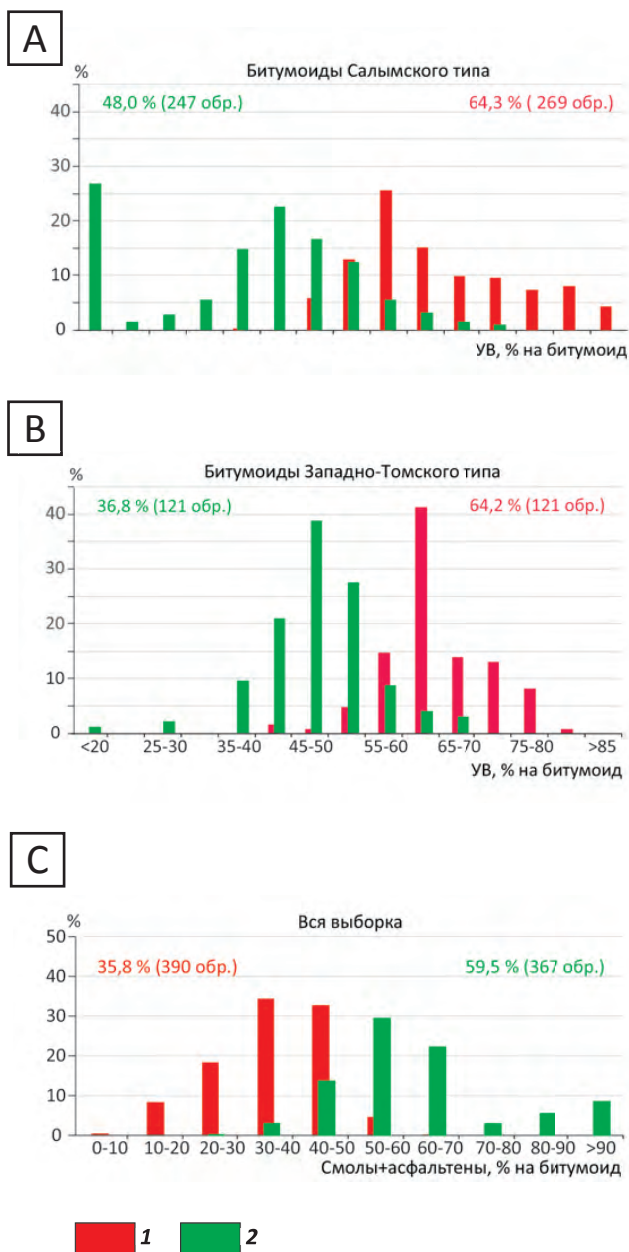
На тригонограмме группового состава аллохтонных и автохтонных битумоидов отчетливо видно, что остаточные автохтонные битумоиды обогащены смолами и асфальтенами (рис. 7). На гистограммах значений концентраций углеводородов (рис. 8 А, В) и концентраций суммы смол и асфальтенов (рис. 8 С) также видно проявление хроматографического эффекта при первичной миграции.

Может возникнуть часто задаваемый со времени Н.А. Кудрявцева вопрос: «А связаны ли битумоиды открытых пор в баженовской свите с органическим веществом, рассеянным в породах этой свиты?» Высказывались даже «смелые» идеи, что нефти в баженовскую свиту мигрировали из фундамента и имеют abiogenic nature.

Этот вопрос был изучен на примере углеводород-биомаркеров. Была показана полная идентич-

Рис. 8. Гистограммы содержаний углеводородов (А, В) и асфальтово-смолистых компонентов (С) из битумоидов открытых пор (аллохтонных) и битумоидов закрытых пор (сорбированных, автохтонных) пород баженовской свиты Западной Сибири

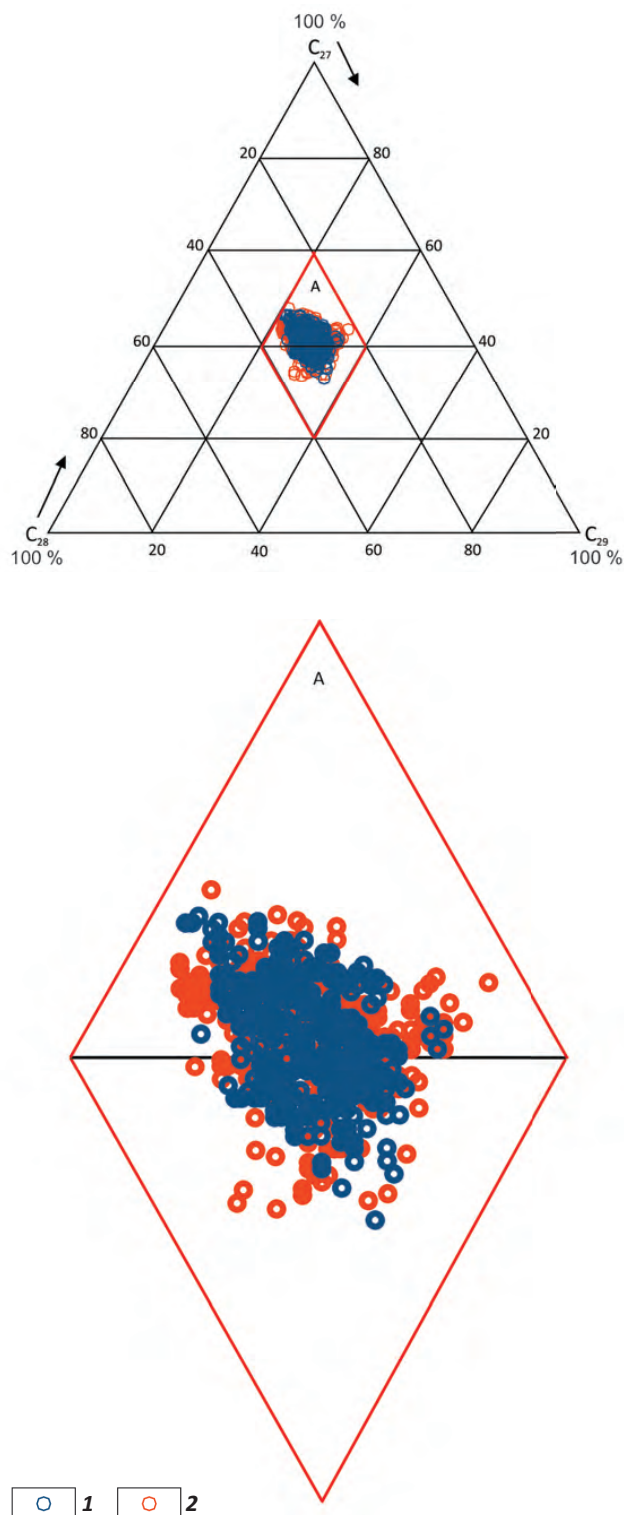
Fig. 8. Histograms of hydrocarbons (A, B) and asphaltene-resine components (C) content in open pore bitumoids (allochthonous) and close pore bitumoids (occluded, autochthonous) of the West Siberian Bazhenov Fm rocks



Битумоиды (1, 2): 1 — открытых пор, 2 — закрытых пор
Bitumoids (1, 2): 1 — open pores, 2 — closed pores

Рис. 9. Тригонограмма распределения стеранов в насыщенной фракции битумоидов открытых пор (аллохтонных), извлеченных из ОРФ (1) и ОГД (2) пород баженовской свиты

Fig. 9. Triangular diagram of steranes distribution in saturated bitumoid fraction in open pores (allochthonous) extracted from RSS (1) and CCS (2) of the Bazhenov Fm rocks



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 10. Зависимость трициклового индекса (ТЦИ) от стеранового в насыщенной фракции битумоидов в открытых порах (аллохтонных), извлеченных из ОРФ (1) и ОГД (2) пород баженовской свиты

Fig. 10. Tricyclane index (TCI) vs sterane index in saturated bitumoid fraction of open pore bitumoids (allochthonous) extracted from RSS (1) and CCS (2) of the Bazhenov Fm rocks

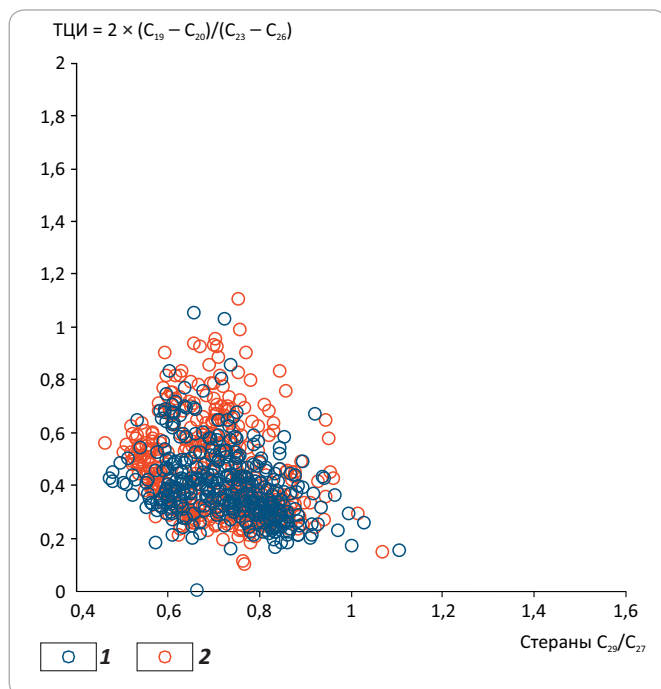


Рис. 11. Зависимость трициклового индекса (ТЦИ) от стеранового в насыщенной фракции битумоидов открытых пор (аллохтонных) и битумоидов закрытых пор (сорбированных, автохтонных) пород баженовской свиты

Fig. 11. Tricyclane index (TCI) vs sterane index in saturated bitumoid fraction of open pore bitumoids (allochthonous) and close pore bitumoids (occluded, autochthonous) of the Bazhenov Fm rocks

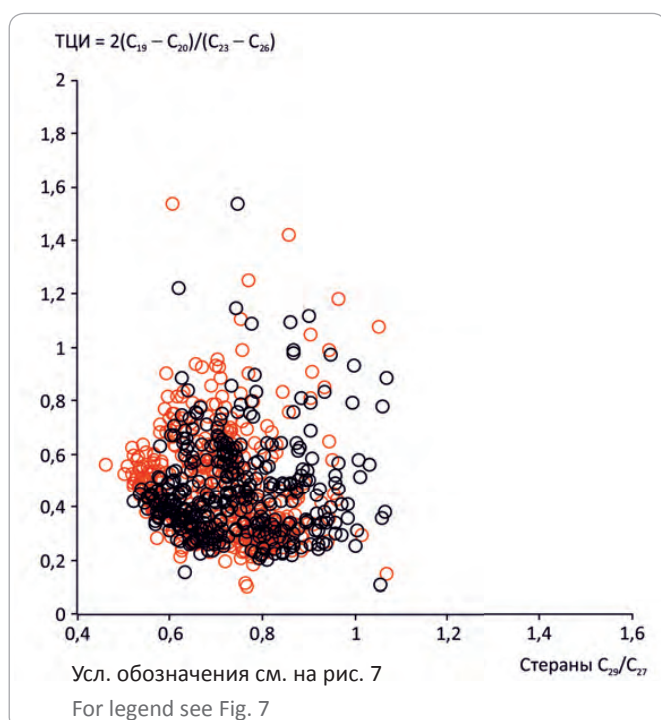


Рис. 12. Тригонограмма распределения стеранов в насыщенной фракции битумоидов открытых пор (аллохтонных) и битумоидов закрытых пор (сорбированных, автохтонных) пород баженовской свиты

Fig. 12. Triangular diagram of steranes distribution in saturated bitumoid fraction of open pore bitumoids (allochthonous) and close pore bitumoids (occluded, autochthonous) of the Bazhenov Fm rocks

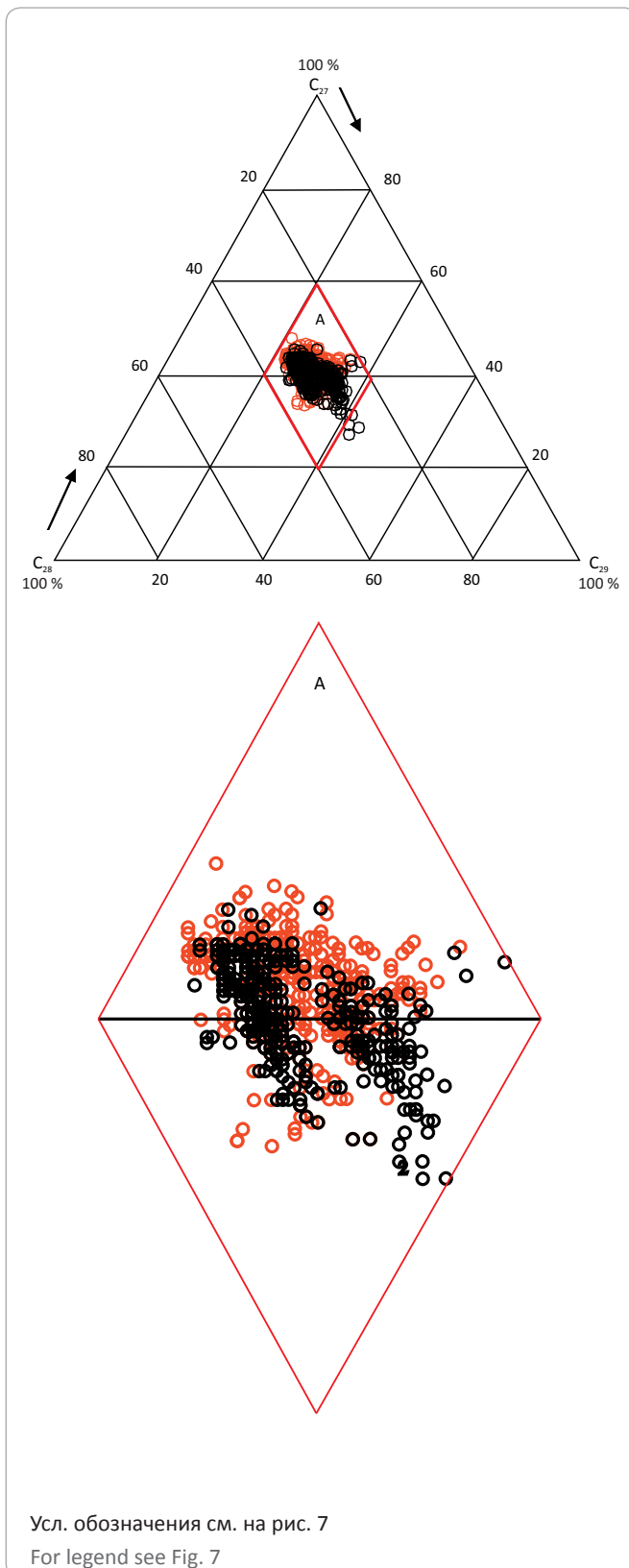
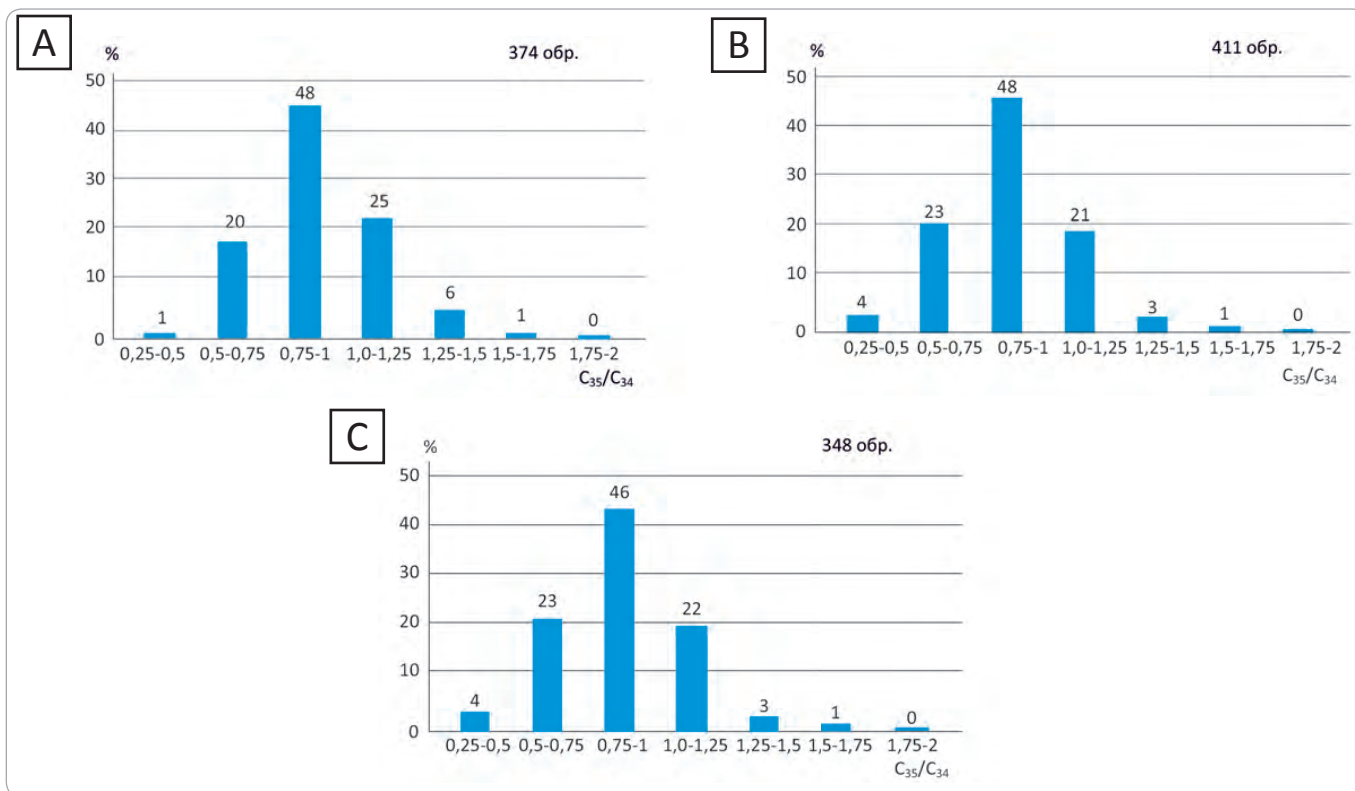


Рис. 13. Гистограммы распределения значений соотношения гомоганов C_{35}/C_{34} в насыщенной фракции битумоидов в открытых порах (аллохтонных), извлеченных из ОРФ (А), ОГД (В) и битумоидов закрытых пор (сорбированных, автохтонных (ОМД) (С) пород баженовской свиты Западной Сибири

Fig. 13. Histograms of homogopanes C_{35}/C_{34} values distribution in saturated fraction of open pore bitumoids (allochthonous) extracted from RSS (A) and CCS (B) and close pore bitumoids (occluded, autochthonous (FCS) (C) of the West Siberian Bazhenov Fm rocks



ность, генетическое единство битумоидов открытых пор и сорбированных, остаточных автохтонных битумоидов. Первоначально, при изучении аллохтонных битумоидов, извлеченных из ОРФ и ОГД, был решен методический вопрос. На рис. 9 представлена тригограмма стеранов $C_{27}-C_{29}$, извлеченных из ОРФ и ОГД. На рис. 10 показано единство состава аллохтонных битумоидов баженовской свиты из ОРФ и ОГД, и на диаграмме трицикловый индекс — отношение концентраций стеранов C_{29}/C_{27} [11].

После этих замечаний методического плана перейдем к результатам исследований, доказывающих идентичность состава, а значит и источника аллохтонных (ОРФ, ОГД) и автохтонных (ОМД) битумоидов. Из рис. 11–13 видно, что источником ОВ по составу углеводородов-биомаркеров и битумоидов

баженовской свиты были археи, бактерии и простейшие эукариоты. Известно, что липиды архей (изопреноидные структуры в составе фосфолипидов), бактерий (жирные кислоты в составе фосфолипидов, гопаноиды) и простейших эукариот (жирные кислоты в составе фосфолипидов, стероиды) имеют присущие только им особенности. В аллохтонных и автохтонных битумоидах присутствуют все эти структуры (см. рис. 11–13) [12–18]. Поскольку археи, бактерии и эукариоты как самостоятельные домены (надцарства) живых организмов выделены К. Вёзе только в 1990 г. [19] и, в это же время было начато изучение биохимии липидов живого вещества простейших организмов, то ранее эту специфику установить было невозможно.

Литература

1. Вассоевич Н.Б. Микронетфть // Исследования ВНИГРИ в области нефтяной геологии. Тр. ВНИГРИ. Вып. 132. — Л.: Гостоптехиздат, 1959. — С. 131–162.
2. Вассоевич Н.Б. Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) // Вопросы образования нефти. Тр. ВНИГРИ. Вып. 128. — Л.: Гостоптехиздат, 1958. — С. 9–220.
3. Вассоевич Н.Б. Исходное вещество для нефти и газа // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. — М.: Недра, 1972. — С. 39–70.
4. Конторович А.Э., Винокур Б.Г. Холодная и ультразвуковая экстракция битумоидов из пород // Вопросы литологии и геохимии Сибири. Тр. СНИИГГиМС. — Вып. 46. — Л.: Недра, 1967. — С. 195–207.
5. Методы битуминологических исследований. Задачи исследований и пути их разработки / Под ред. В.А. Успенского. — Л.: Недра, 1975. — С. 319 с.
6. Современные методы анализа в органической геохимии // Под ред. А.Э. Конторовича / Тр. СНИИГГиМС. Вып. 166. — Новосибирск, 1973. — 100 с.



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

7. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1191–1200.
8. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти (результаты изучения органического вещества осадочных пород). – М. : Гостоптехиздат, 1962. – 224 с.
9. Неручев С.Г., Ковачева И.С. О влиянии геологических условий на величину нефтеотдачи материнских пород // Докл. АН СССР. – 1965. – Т. 162. – № 4. – С. 913–917.
10. Трофимук А.А., Конторович А.Э. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ // Геология и геофизика. – 1965. – Т. 6. – № 12. – С. 3–11.
11. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Году Л., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676–1693.
12. Гордадзе Г.Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика. – М. : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2015. – 559 с.
13. Конторович А.Э., Петерс К.Е., Молдован Дж.М., Андруевич В.Е., Демейсон Д.Дж., Стасова О.Ф., Хьюзинге Б.Дж. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 1991. – Т. 32. – № 10. – С. 3–34.
14. Конторович А.Э., Каширцев В.А., Данилова В.П., Костырева Е.А., Ким Н.С., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Парфенова Т.М., Тимошина И.Д., Фомин А.Н., Фурсенко Е.А. Молекулы-биомаркеры в ископаемом органическом веществе и нафтидах докембрийских и фанерозойских пород Сибири. – СПб. : ВНИГРИ, 2009. – 108 с.
15. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – М. : Наука, 1984. – 263 с.
16. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Cambridge, Univ. Press, 2007. – 471p.
17. Peters K.E., Kontorovich A.E., Huizinga B.J., Moldowan J.M., Lee C.Y. Multiple oil families in the West Siberian basin // AAPG Bulletin. – 1994. – Vol. 78. – № 6. – P. 893–909.
18. Peters K.E., Kontorovich A.E., Moldowan J.M., Andrusevich V.E., Huizinga B.J., Demaison G.J., Stasova O.F. Geochemistry of Selected Oils and Rocks from the Central Portion of the West Siberian Basin, Russia // AAPG Bulletin. – 1993. – Vol. 77. – № 5. – P. 863–887.
19. Woese C.R., Kandler O., Wheelis M.L. Towards a Natural System of Organisms: Proposal for the Domains Archaea, Bacteria, and Eucarya // Proc. Natl. Acad. Sci. USA. – 1990. – Vol. 87. – P. 4576–4579.

References

1. Vassoevich N.B. Micro-oil. Issledovaniya VNIGRI v oblasti neftyanoi geologii. Tr. VNIGRI. Vyp. 132. – Leningrad: Gostoptekhizdat, 1959. P. 131–162.
2. Vassoevich N.B. Oil generation in terrigenous deposits (by the example of Chokrasky-Karagansky layers of the Tersky Foredeep). Voprosy obrazovaniya nefi. Tr. VNIGRI. Vyp. 128. Leningrad: Gostoptekhizdat, 1958. P. 9–220.
3. Vassoevich N.B. Initial substance for oil and gas. Proiskhozhdienie nefi i gaza i formirovanie ikh mestorozhdenii. Moscow: Nedra, 1972. P. 39–70.
4. Kontorovich A.E., Vinokur B.G. Cold and ultrasound-assisted extraction of bitumoids from the rocks. Voprosy litologii i geokhimii Sibiri. Tr. SNIIGGiMS. Vyp. 46. Leningrad: Nedra, 1967. P. 195–207.
5. Methods of bitumenological studies. Research objectives and ways of their development. In: V.A. Uspensky ed. Leningrad: Nedra, 1975. 319 p.
6. Modern methods of analysis in the organic geochemistry. In: A.E. Kontorovich ed. Tr. SNIIGGiMS. Vyp. 166. Novosibirsk, 1973. 100 p.
7. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the oil of West Siberian megabasin. Russian Geology and Geophysics. 2009;50(11):1191–1200.
8. Neruchev S.G. Oil-generating formations and oil migration (the results of studies of organic matter in sedimentary rocks). Moscow: Gostoptekhizdat, 1962. 224 p.
9. Neruchev S.G., Kovacheva I.S. On the geological conditions influence on oil generation in source rocks. Dokl. AN SSSR. 1965;162(4):913–917.
10. Trofimuk A.A., Kontorovich A.E. Some theory questions of oil organic origin and the problem of diagnosing petroleum-producing sequences. Russian Geology and Geophysics. 1965;6(12):3–11.
11. Kontorovich A.E., Bakhturov S.F., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Burshtein L.M., Kontorovich A.A., Krinin V.A., Larichev A.I., Guodu L., Melenevskii V.N., Timoshina I.D., Fradkin G.S., Khomenko A.V. Heterochronous centers of naphthide formation and accumulation in the North-Asian craton. Russian Geology and Geophysics. 1999;40(11):1676–1693.
12. Gordadze G.N. Hydrocarbons in petroleum geochemistry. Theory and practice. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefi i gaza (natsional'nyi issledovatel'skii universitet) imeni I.M. Gubkina, 2015. 559 p.
13. Kontorovich A.E., Peters K.E., Moldovan Dzh.M., Andrusevich V.E., Demeison D.Dzh., Stasova O.F., Kh'yuzinge B.Dzh. HC-biomarkers in the Middle Ob (West Siberia). Russian Geology and Geophysics. 1991;32(10):3–34.
14. Kontorovich A.E., Kashirtsev V.A., Danilova V.P., Kostyrev E.A., Kim N.S., Melenevskii V.N., Moskvina V.I., Parfenova T.M., Timoshina I.D., Fomin A.N., Fursenko E.A. Molecules-biomarkers in fossil organic matter and naphthides of the Siberian Precambrian and Phanerozoic rocks. St. Petersburg: VNIGRI, 2009. 108 p.
15. Petrov Al.A. Hydrocarbons of the oil series. Moscow: Nauka, 1984. 263 p.
16. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. Cambridge, Univ. Press, 2007. 471 p.
17. Peters K.E., Kontorovich A.E., Huizinga B.J., Moldowan J.M., Lee C.Y. Multiple oil families in the West Siberian basin. AAPG Bulletin. 1994;78(6):893–909.
18. Peters K.E., Kontorovich A.E., Moldowan J.M., Andrusevich V.E., Huizinga B.J., Demaison G.J., Stasova O.F. Geochemistry of Selected Oils and Rocks from the Central Portion of the West Siberian Basin, Russia. AAPG Bulletin. 1993;77(5):863–887.
19. Woese C.R., Kandler O., Wheelis M.L. Towards a Natural System of Organisms: Proposal for the Domains Archaea, Bacteria, and Eucarya. Proc. Natl. Acad. Sci. USA. 1990;87:4576–4579.

УДК 550.8.053

Новые данные о размещении нефтегазопродуктивных зон баженовских отложений Западной Сибири

© 2018 г. | М.Б. Скворцов, Г.В. Кузнецов, Н.Д. Сузова, Е.А. Копилевич

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт», Москва, Россия;
skvortsov@vnigni.ru; kuznecovgv@vnigni.ru; surova_n@mail.ru; e_kopilevich@vnigni.ru

Поступила 08.11.2017 г.

Принята к печати 08.02.2018 г.

Ключевые слова: *баженовская свита; комплексный спектрально-скоростной прогноз; атрибуты; перспективные зоны.*

Статья посвящена результатам выявления нефтегазопродуктивных зон баженовских отложений по методике, которая представляет собой адаптацию инновационной технологии комплексного спектрально-скоростного прогноза типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Для сертификации разреза и локализации продуктивных зон баженовской свиты использовались атрибуты различной физической природы: сейсмические спектрально-временные; содержания органического вещества; дебита нефти (данные получены непосредственно из баженовской свиты); пластовое давление; пластовая температура. Комплексирование физически разнородных исходных атрибутов позволило в значительной степени повысить точность полученных результатов. Полученная карта типов геологического разреза баженовской свиты позволяет с большой долей достоверности локализовать перспективные зоны развития баженовских отложений.

Для цитирования: Скворцов М.Б., Кузнецов Г.В., Сузова Н.Д., Копилевич Е.А. Новые данные о размещении нефтегазопродуктивных зон баженовских отложений Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 89–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-89-96.

New data on the Bazhenov pay zones occurrence in West Siberia

© 2018 | M.B. Skvortsov, G.V. Kuznetsov, N.D. Surova, E.A. Kopilevich

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia;
skvortsov@vnigni.ru; kuznecovgv@vnigni.ru; surova_n@mail.ru; e_kopilevich@vnigni.ru

Received 08.11.2017

Accepted for publication 08.02.2018

Key words: *Bazhenov formation; integrated spectral and velocity prediction; attributes; prospects.*

The paper presents the new methodology of integrated prediction of oil and gas prospects on the basis of time-spectral seismic attributes. The study area covers the Tyumen, Omsk, Tomsk, Novosibirsk regions, Khanty-Mansi Autonomous Okrug, and Yamal-Nenets Autonomous Okrug. Seismic information alone is not sufficient for obtaining the sustainable, reliable, and geologically reasonable results. Methodology of integrated seismic-pressure-temperature and geochemical prediction of pay zones within the West Siberian Bazhenov sequences was developed in VNIGNI. The basis of this methodology is an innovative technology for integrated time-spectral prediction. Time-spectral seismic attributes, pressure and temperature attributes, and geochemical parameters are used as input data. Reservoir development principles in Bazhenites are associated with thermal anomalies and abnormal reservoir pressure, thus pressure and temperature conditions determine the catagenesis degree of high-carbon bituminous-type deposits. Temperature and formation pressure largely determine the subsurface elastic properties. Geochemical parameter determines the organic matter content. As a result of the studies carried out, new data on the location of oil and gas promising types of geological column were obtained for West Siberia. The authors managed to prove that integration of the proposed attributes has increased the confidence level of the predicted map by 27% compared to the similar one created with the use of seismic data only. The obtained new data allow increasing accuracy and reliability of hydrocarbon reserves evaluation, detailed CDP seismic surveys location, and also drilling of prospecting, exploration and development wells. And thus improve geological and economic efficiency of exploration and prospecting for oil and gas in these deposits.

For citation: Skvortsov M.B., Kuznetsov G.V., Surova N.D., Kopilevich E.A. New data on the Bazhenov pay zones occurrence in West Siberia. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(2):89–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-89-96.

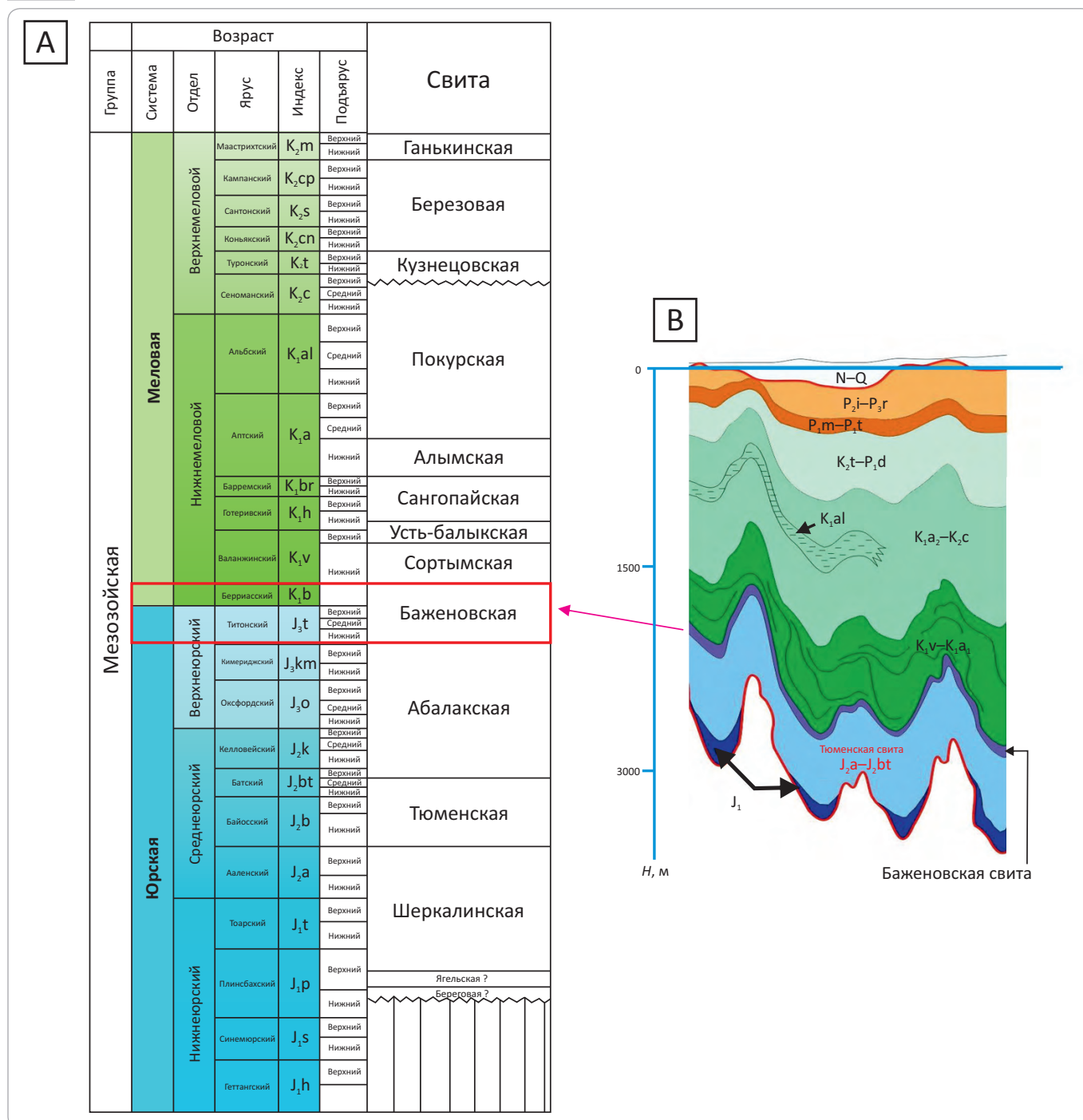
Несмотря на доказанную более 40 лет назад промышленную нефтеносность баженовской свиты, апробированной методики прогноза и локализации перспективных зон до сих пор не существует. Это связано в первую очередь с тем, что нет общепринятой геологической модели баженовской свиты, а это,

в свою очередь, не позволяет выделять априорные геологические параметры и устанавливать качественные связи между ними и сейсмическими атрибутами.

На примере отложений баженовской свиты Западной Сибири рассмотрим результаты применения технологии комплексного спектрально-скоростного

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 1. Стратиграфическая колонка (А) и схематический разрез мезо-кайнозойских отложений (В) объекта исследований
Fig. 1. Stratigraphic chart (A) and schematic cross-section of Mesozoic-Cenozoic deposits (B) of the object under investigation



прогнозирования при локализации и прогнозе продуктивных зон [1–3].

Спектрально-временные сейсмические атрибуты представляют собой произведение удельной спектральной плотности на максимальную или средневзвешенную частоту и время, а также отношение энергии высоких частот и больших времен к энергии низких частот и малых времен энергетических спектров результата преобразования сейсмической записи по оси частот и времен (СВАН-колонка) [4].

Баженовская свита — это верхнеюрско-нижнемеловые (верхневолжско-валанжинские) нефтематеринские карбонатно-глинисто-кремнистые отложения, аномально обогащенные ОВ и широко распространенные в Западной Сибири.

Наиболее однородные свойства, такие как общая толщина и литологический состав, характерны для разрезов с содержанием органического вещества (C_{org}) более 5 % и глинистостью не более 30 %. Нижняя граница баженовских отложений — абалакская

и георгиевская свиты, верхняя — существенно глинистые породы фроловской свиты (рис. 1).

Предлагаемый подход не распространяется на аномальные разрезы баженовской свиты, содержащие песчано-алевритовые прослои.

Закономерности распределения нефти в баженовской свите определяются начальными концентрациями ОВ в породах и его катагенетической зрелостью. Формирование эффективных коллекторов в этих породах напрямую связано с процессом катагенетического преобразования ОВ, поэтому при прогнозе перспективных зон баженовской свиты обязательно привлечение результатов геохимических исследований (рис. 2).

Пористость пород баженовской свиты обусловлена двумя процессами: диагенезом пород и крекингом. Диагенез пород — постседиментационные процессы преобразований пород (окремнение, карбонатизация) — не зависит от степени катагенеза ОВ и по-разному проявляется в различных литотипах. Крекинг твердого ОВ (керогена) по мере роста катагенеза с образованием жидких и газообразных флюидов сопровождается разрушением пород и образованием «органической» пористости из-за увеличения объема ОВ.

Объем сообщающихся пор в керогене, имеющий практическое значение, проявляется в породах при стадии катагенеза ОВ выше $МК_3$. Тогда пористость имеет отчетливую зависимость от содержания $C_{орг}$. При этом катагенные превращения ОВ формируют не только субгоризонтальную трещиноватость, но и, главным образом, поровую емкость во всей «матрице» баженовской породы. При степени катагенеза ОВ ниже $МК_3$ коллекторы формируются только за счет межкристаллических, межзерновых и межскелетных пор и трещин. При стадии катагенеза ОВ выше $МК_3$ коллектором становится практически весь разрез баженовской свиты за счет появления большого объема связанных пор в керогене.

С учетом сложного строения порового пространства баженовской свиты фильтрационно-емкостные свойства породы наиболее хорошо характеризует дебит нефти, который и был использован при прогнозе.

По результатам бурения и гидродинамических исследований установлено, что для продуктивных зон баженовской свиты характерны аномально высокие температуры и давления (рис. 3, 4).

Аномальные давления являются следствием, а не причиной естественной продуктивности баженовской свиты. Прогноз аномального давления, если его удастся осуществить без бурения скважин, локализует участки с естественной продуктивностью свиты. В то же время значение пластовой температуры баженовской свиты однозначно рассматривается в качестве критерия для характеристики региональных перспектив нефтеносности данных отложений.

Таким образом, для решения задачи прогноза необходимо использовать термобарические данные, которые помогут районировать территорию исследований по степени перспективности баженовской свиты.

Термобарические параметры (давление и температура), характеризующие степень катагенеза высокоуглеродистых отложений битуминозного типа, в значительной степени определяют упругие свойства среды (Япаскерт О.В., 2008) и позволяют использовать сейсмическую информацию в комплексе с фильтрационно-емкостными, геохимическими и термобарическими показателями.

По данным ГИС и сейсморазведки МОГТ устанавливаются спектрально-временные образы различных типов геологического разреза, определяются их количественные спектрально-временные атрибуты (рис. 5).

При прогнозе и локализации продуктивных зон баженовской свиты для сертификации геологического разреза использовались следующие параметры: сейсмические спектрально-временные атрибуты; показатель $C_{орг}$; дебит нефти, полученный из баженовской свиты; пластовое давление; пластовая температура.

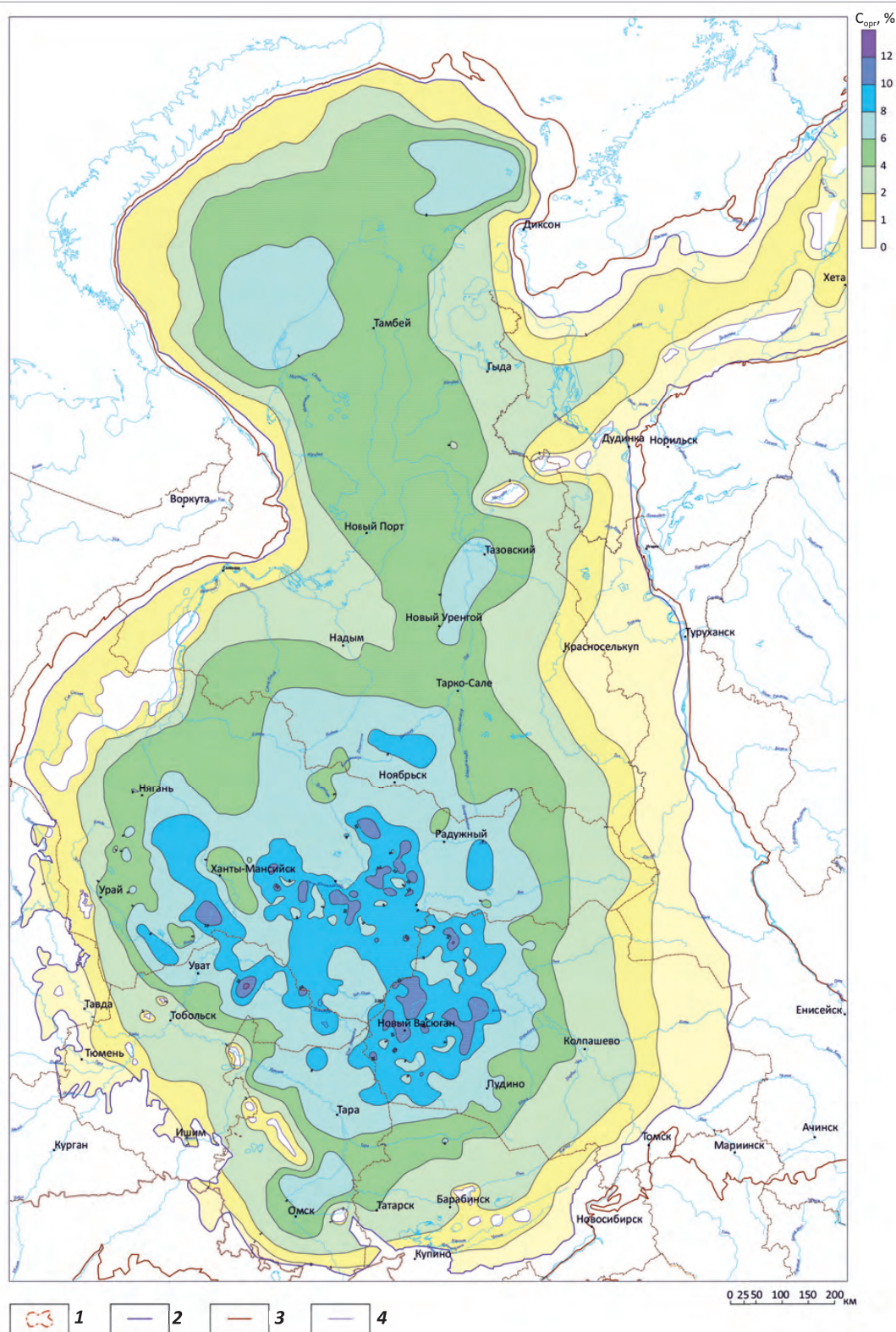
В качестве эталонов использовано 276 скважин с известной продуктивностью баженовских отложений. По скважинной информации, а также данным сейсморазведки выделено четыре типа геологического разреза баженовских отложений: I тип характеризуется $Q \geq 100 \text{ м}^3/\text{сут}$; II тип — $Q = 15-100 \text{ м}^3/\text{сут}$; III тип — $Q = 1-15 \text{ м}^3/\text{сут}$; IV тип — $Q = 0$ (сухие).

На основе применения вероятностно-статистического алгоритма (с учетом взаимной корреляции исходных атрибутов) с последующими адаптивной и двухмерной фильтрациями проведена комплексная формализованная интерпретация сертифицированных атрибутов: сейсмических, термобарических и геохимического. Нефтегазопродуктивные типы геологического разреза высокоуглеродистых отложений битуминозного типа выделены количественно и в любой точке исследуемого пространства. Средняя достоверительная вероятность (P) картирования четырех типов разреза баженовских отложений по данным 276 скважин составила 0,8 [5, 6].

На результативной карте типов геологического разреза нефтегазопродуктивных баженовских отложений (см. рис. 5) уверенно выделяются такие известные месторождения, как Салымское и Приразломное, которые попадают в зоны преимущественно I и II типов. На западе выделяются месторождения Краснотенинского свода, где также преобладают I и II типы разреза. Перспективная зона II типа разреза выявлена на северо-востоке провинции, к северу от Краснотенинского свода. На карте температур (см. рис. 3) этим месторождениям соответствует зона аномально высоких температур.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

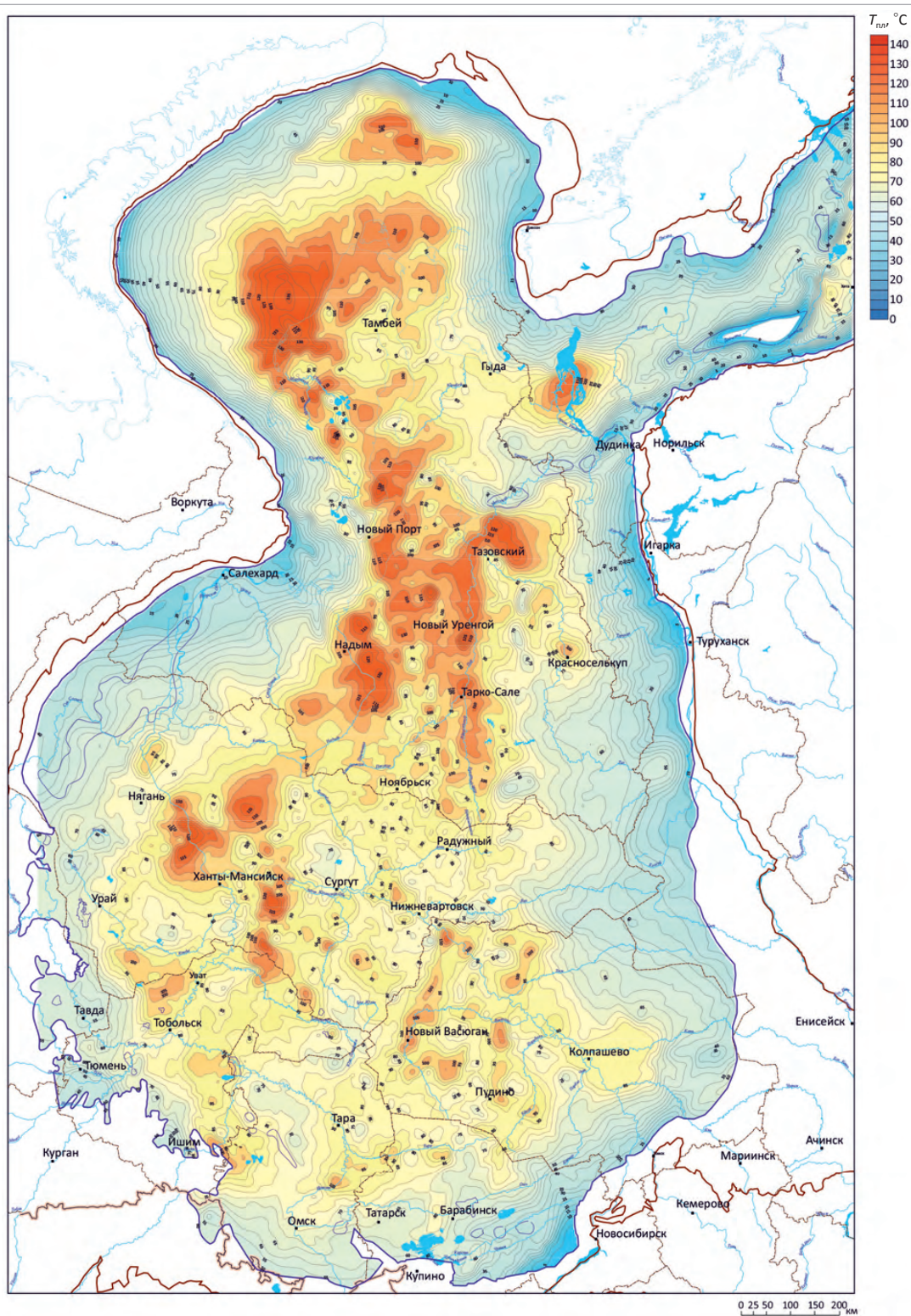
Рис. 2. Карта средних концентраций C_{org} баженовской свиты
Fig. 2. Map of average C_{org} concentration in the Bazhenov Fm



Границы (1–4): 1 — субъектов РФ, 2 — отложений баженовского горизонта, 3 — отложений мезозоя, 4 — зон отсутствия пород баженовского горизонта

Boundaries (1–4): 1 — RF constituent entities, 2 — Bazhenov Fm deposits, 3 — Mesozoic deposits, 4 — zones of the Bazhenov rocks absence

Рис. 3. Карта пластовых температур баженовского горизонта
Fig. 3. Map of the Bazhenov formation temperature

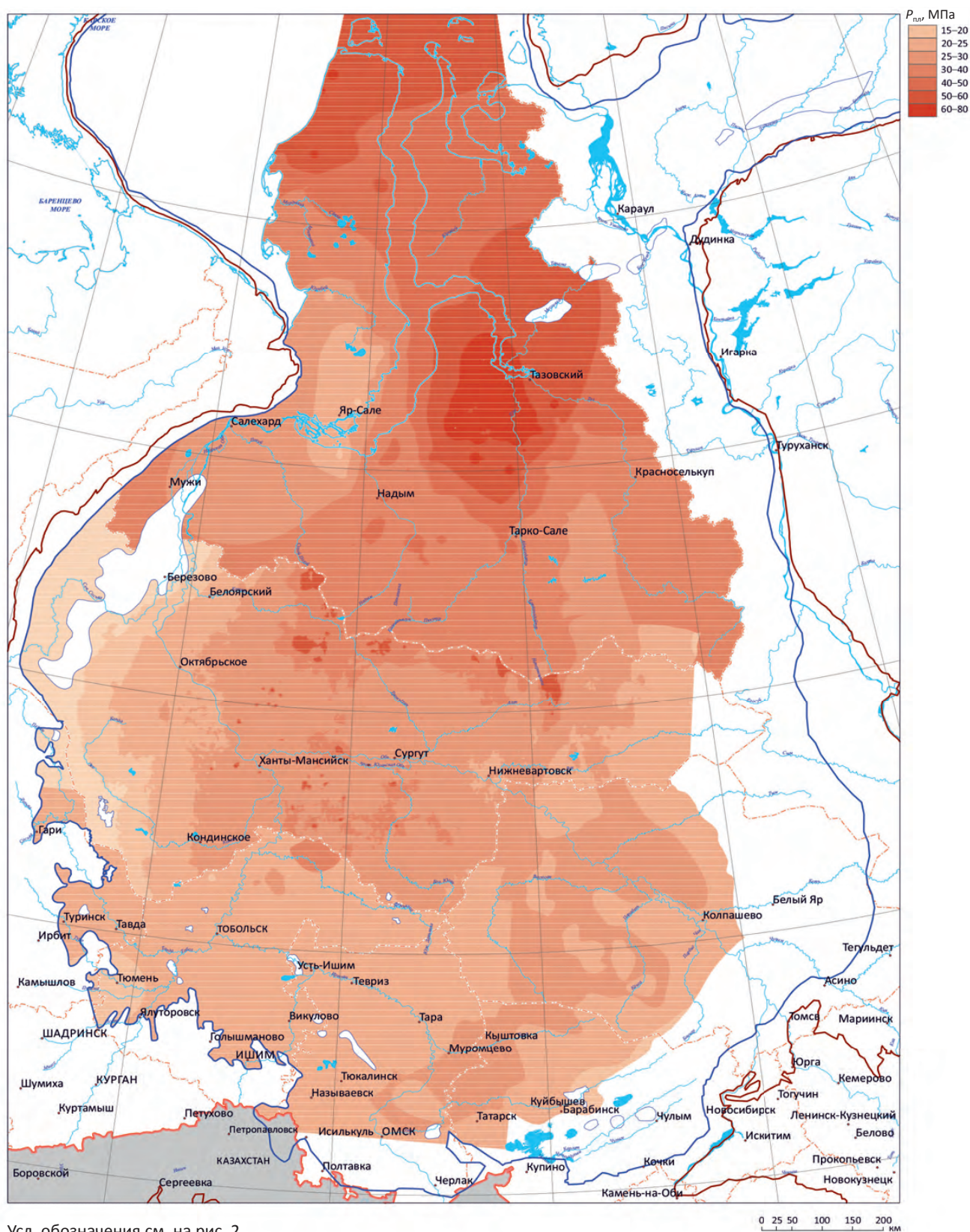


Усл. обозначения см. на рис. 2

For other legend items see Fig. 2

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

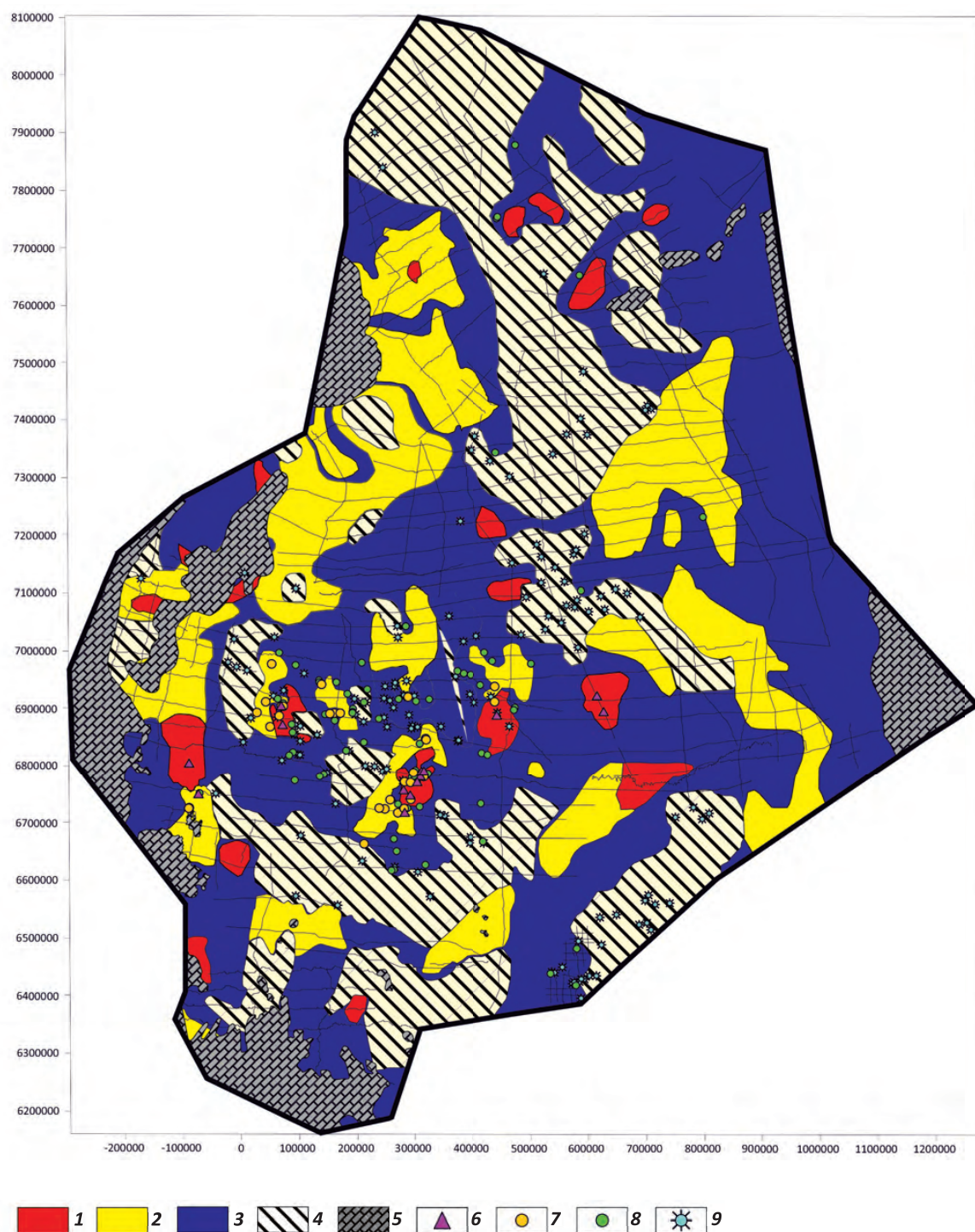
Рис. 4. Карта пластовых давлений баженовского горизонта
Fig. 4. Map of the Bazhenov formation pressure



Усл. обозначения см. на рис. 2

For other legend items see Fig. 2

Рис. 5. Карта типов геологического разреза нефтегазопродуктивных баженовских отложений Западной Сибири
Fig. 5. Scheme of geological column types of the Bazhenov pay zones occurrence in West Siberia



Типы разреза с дебитом, м³/сут, и вероятностью картирования (1–4): 1 — $Q \geq 100$, $P = 0,9$; 2 — $Q = 15-100$, $P = 0,6$; 3 — $Q = 1-15$, $P = 0,8$; 4 — $Q = 0$ (зона неопределенности), $P = 0,8$; 5 — зона отсутствия пород баженовской свиты; типы скважин (6–9): 6 — I, 7 — II, 8 — III, 9 — IV

Column types with flowrate (cu m per day) and probability of mapping (1–4): 1 — $Q \geq 100$, $P = 0,9$; 2 — $Q = 15-100$, $P = 0,6$; 3 — $Q = 1-15$, $P = 0,8$; 4 — $Q = 0$ (zone of uncertainty), $P = 0,8$; 5 — zone of the Bazhenov Fm absence; well types (6–9): 6 — I, 7 — II, 8 — III, 9 — IV

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Аналогичные перспективные зоны закартированы на востоке, где им также соответствуют зоны развития аномальных пластовых температур и давлений.

В заключение следует отметить, что полученная карта типов геологического разреза бажендовской свиты позволяет с большой долей достоверности лока-

лизовать перспективные зоны развития бажендовских отложений, что в свою очередь скажется на степени точности оценки ресурсов, условий размещения детальных сейсморазведочных работ МОГТ, бурения разведочных и эксплуатационных скважин, геологической и экономической эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в этих отложениях.

Литература

1. Копилевич Е.А., Мушин И.А., Давыдова Е.А., Афанасьев М.Л. Комплексное спектрально-скоростное прогнозирование типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов // ОАО «НК «Роснефть». Сер. Библиотека нефтяного инжиниринга. – Ижевск : АНО «Ижевский институт компьютерных исследований», 2010. – 248 с.
2. Копилевич Е.А., Сурова Н.Д., Скворцов М.Б., Кузнецов Г.В. Возможности прогноза продуктивных зон бажендовской свиты по анализу спектрально-временных атрибутов // Геофизика. – 2016. – № 1. – С. 81–90.
3. Копилевич Е.А., Скворцов М.Б., Сурова Н.Д., Кузнецов Г.В. Новая методика регионального прогноза высокопродуктивных бажендовских коллекторов Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2016. – № 4. – С. 56–61.
4. Давыдова Е.А., Копилевич Е.А., Фролов Б.К. Количественные спектрально-временные критерии определения типов геологического разреза // Геофизика. – 2002. – № 5. – С. 8–14.
5. Dorrington K., Link C. Genetic-algorithm/neural-network approach to seismic attribute selection for well-log prediction. *Geophysics*. 2004;69(1):212–221. DOI: 10.1190/1.1649389.
6. Dowd P., Pardo-Igúzquiza E. Estimating the boundary surface between geologic formations from 3D seismic data using neural networks and geostatistics. *Geophysics*. 2005;70(1):1–11. DOI: 10.1190/1.1852783.

References

1. Kopylevich E.A., Mushin I.A., Davydova E.A., Afanas'ev M.L. Integrated spectral and velocity prediction of geological column types and reservoir properties. ОАО "NK «Rosneft". Ser. Biblioteka neftyanogo inzhiniringa. Izhevsk: ANO «Izhevskii institut komp'yuternykh issledovaniy», 2010. 248 p.
2. Kopylevich E.A., Surova N.D., Skvortsov M.B., Kyznetsov G.V. The possibility of prediction the productive zones of the bazhenov reservoir by spectral-temporal quantitative seismic attributes analysis. *Russian geophysics*. 2016;(1):81–90.
3. Kopylevich E.A., Skvortsov M.B., Surova N.D., Kyznetsov G.V. New methods for regional forecast of highly productive Bazhenov reservoirs in Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2016;(4):56–61.4. Unconventional oil and gas resources exploitation and development. In: Ahmed U., Meehan D.N., eds. Boca Raton: CRC Press; 2016.
5. Dorrington K., Link C. Genetic-algorithm/neural-network approach to seismic attribute selection for well-log prediction. *Geophysics*. 2004;69(1):212–221. DOI: 10.1190/1.1649389.
6. Dowd P., Pardo-Igúzquiza E. Estimating the boundary surface between geologic formations from 3D seismic data using neural networks and geostatistics. *Geophysics*. 2005;70(1):1–11. DOI: 10.1190/1.1852783.

EAGE



ВКЛЮЧАЯ ДВА
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СЕМИНАРА
ПО ИЗУЧЕНИЮ ПРИБАЙКАЛЯ

ГеоБайкал '18

5-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ 1 МАЯ 2018 Г.

11-17 АВГУСТА 2018 Г. | Г. ИРКУТСК, РОССИЯ

УДК 553.98

Основные черты и закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кыулонгской впадины (Вьетнам)

© 2018 г. | Е.Ю. Горюнов, М.Х. Нгуен

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия; eyugoryunov@yandex.ru; nguyenninhhoa1988@gmail.com

Поступила 22.11.2017 г.

Принята к печати 08.02.2018 г.

Ключевые слова: *нефтегазоносность фундамента; Белый Тигр; Дракон; Кыулонгский бассейн; тектоническая активность.*

Месторождения углеводородов, обнаруженные в трещиноватых и выветрелых породах фундамента, рассматриваются как ресурсы нефти и газа в нетрадиционных ловушках. В статье на основе анализа и обобщения геолого-геофизических данных по месторождениям нефти и газа в фундаменте Кыулонгского бассейна (Белый Тигр, Дракон, Южный Дракон – Дой Мой) выявлены общие черты их строения, которые могут использоваться в качестве признаков прогнозирования нефтегазоносности подобных структур фундамента на неразбуренных территориях Кыулонгского бассейна и других регионов мира. Основными из выделенных признаков являются: нахождение в пределах бассейнов, связанных с рифтогенными структурами; блоковое строение пород фундамента; интенсивное развитие разновременных систем тектонических нарушений; наличие зон разуплотнения в породах фундамента; проявление неотектонической активности; наличие признаков современных подтоков углеводородов в залежах осадочных комплексов; гидротермальные изменения пород фундамента, формирующих пустотное пространство; наличие нефтяных залежей в перекрывающих осадочных комплексах, свидетельствующих об активно происходящих в бассейне процессах генерации и миграции углеводородов. Эти признаки могут являться критериями оценки перспектив фундамента как малоизученных бассейнов, так и отдельных локальных структур.

Для цитирования: Горюнов Е.Ю., Нгуен М.Х. Основные черты и закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кыулонгской впадины (Вьетнам) // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 97–103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-97-103.

The main features and regularities of the oil and gas fields structure in the basement of Cuu Long basin (Vietnam)

© 2018 | E.Yu. Goryunov, M.H. Nguyen

Russian State Geological Prospecting University, Moscow, Russia; eyugoryunov@yandex.ru; nguyenninhhoa1988@gmail.com

Received 22.11.2017

Accepted for publication 08.02.2018

Key words: *oil and gas potential of the basement; White Tiger; Dragon; Cuu Long basin; tectonic activity.*

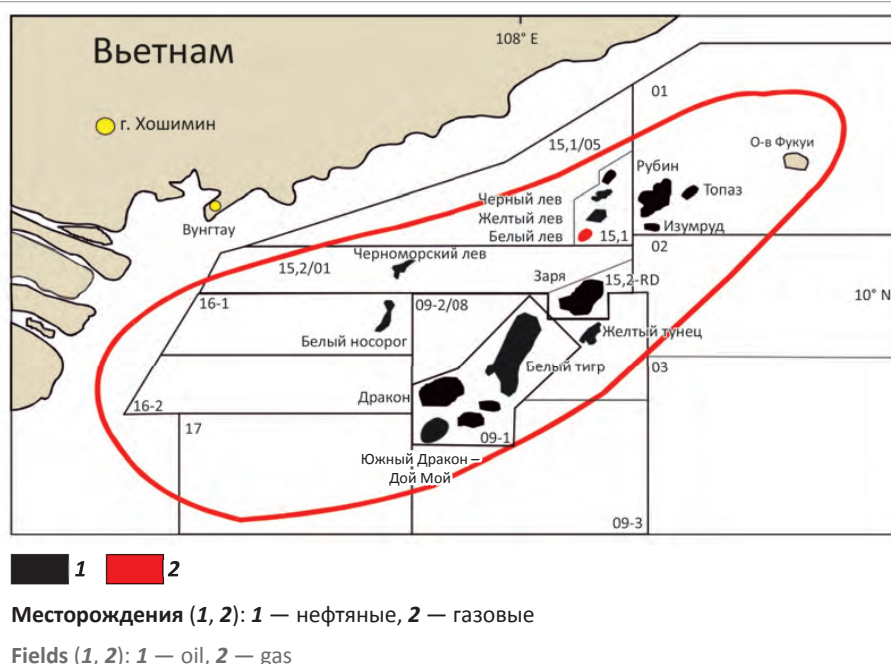
Commercial oil and gas occurrence of the basement is one of the petroleum geology problems most discussed today. More than 450 fields with commercial oil, gas, and condensate accumulations in the basement of 54 petroleum basins are already known all over the world and on all the continents. That is why crystalline basement should become a separate object for oil and gas exploration, and development of methodological approaches for oil and gas deposits prediction is necessary to improve efficiency of these works. One of such methods is comparative analysis of geological architecture between the discovered fields and promising areas. The Cuu Long Basin covering the southern Vietnamese shelf is the best studied basin where numerous fields are discovered in the basement. This paper discusses the major features of oil and gas fields identified in the basement of Cuu Long basin (Bach Ho (White Tiger), Rong (Dragon) Nam Rong – Doi Moi) on the basis of geological and geophysical data analysis and synthesis. These features can be used as indicators in prediction of oil and gas occurrence within the similar basement structures of the Cuu Long Basin and other regions in the world, which are not drilled yet. The most significant indicators are: location within the basins associated with rift-related structures; block structure of the basement rocks; intensive development of fault systems; presence of decompaction zones in the basement rocks; occurrence of neotectonic activity; hydrothermal alterations of basement rocks, which cause voids formation; existence of oil deposits in overlaying sedimentary sequences, which is indicative of active current hydrocarbon generation and migration processes.

For citation: Goryunov E.Yu., Nguen M.Kh. The main features and regularities of the oil and gas fields structure in the basement of Cuu Long basin (Vietnam). *Geologiya nefi i gaza* = Oil and gas geology. 2018;(2):97–103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-97-103.

Одной из активно обсуждаемых проблем геологии нефти и газа является промышленная нефтегазоносность фундамента. На всех континентах уже открыты месторождения нефти и газа в фундаменте.

По всему миру известно более 450 месторождений и 54 нефтегазоносных бассейна с промышленными скоплениями нефти, газа и конденсата в фундаменте [1, 2].

Рис. 1. Основные нефтегазовые месторождения Кыулонгской впадины (составил М.Х. Нгуен, 2017)
Fig. 1. Major oil and gas fields of the Cuu Long depression (prepared by M.H. Nguyen, 2017)



Скопления углеводородов в массивных трещинных магматических и метаморфических породах приурочены к погребенным выступам фундамента, разбитым разломами на блоки.

Многие открытия залежей углеводородов в магматических и метаморфических породах свидетельствуют в пользу того, что кристаллический фундамент должен стать самостоятельным объектом для поисков нефти и газа, но для повышения эффективности поисковых работ необходима выработка методических приемов целенаправленного обнаружения залежей нефти и газа. Одним из таких методов является сравнительный анализ геологического строения открытых месторождений и перспективных территорий.

Наиболее изученные в геологическом отношении месторождения кристаллического фундамента расположены в Кыулонгской впадине на южном побережье Вьетнама.

К настоящему времени на шельфе Южного Вьетнама открыт целый ряд месторождений нефти и газа в фундаменте: Белый Тигр, Дракон, Южный Дракон — Дой Мой, Золотой Лев, Желтый Тунец, Дайхунг и др. Месторождения расположены в Кыулонгской и Южно-Коншонской впадинах (рис. 1). На этих месторождениях проведен значительный объем сейсморазведочных работ МОГТ 3D и поисково-разведочного бурения.

Перед авторами статьи стояла задача обобщить имеющиеся данные по этим месторождениям и на этой основе выработать поисковые критерии или признаки для целенаправленного поиска подобных

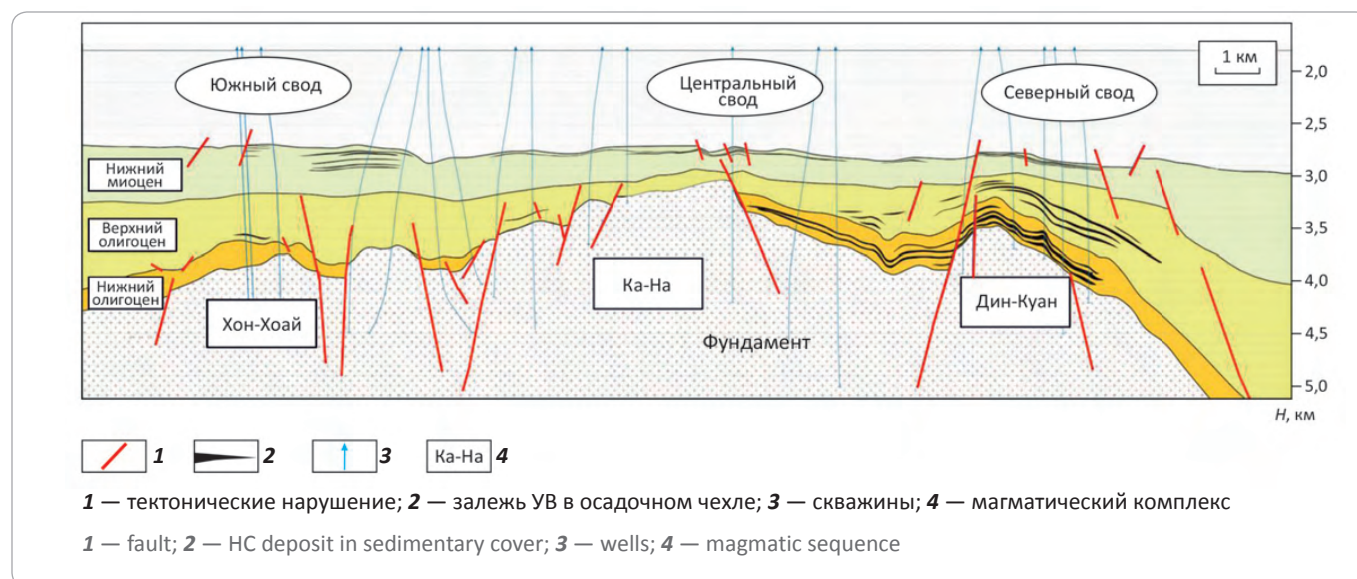
скоплений углеводородов в фундаменте этого и других регионов. Решение такой задачи важно не только для изучения перспектив слабоизученных районов и площадей, но и для целесообразности вскрытия фундамента на большие глубины под известными, даже небольшими залежами в осадочном чехле, для обнаружения под ними скоплений углеводородов.

Здесь самым крупным по запасам (более 500 млн т) является нефтяное **месторождение Белый Тигр**. На месторождении залежи нефти выявлены как в трещиновато-кавернозных магматических породах фундамента, так и в терригенных отложениях нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена, причем фундамент является основным нефтеносным объектом, имеющим высокопродуктивные, массивные залежи.

Месторождение приурочено к Центральной зоне поднятия Кыулонгского бассейна Зондского шельфа, разделяющей впадину на две отрицательные структуры II порядка: Восточную и Западную.

Структура месторождения Белый Тигр представляет собой крупный и сложнопостроенный массив надвигового типа с вертикальной амплитудой около 1400 м и размером 28 × 6 км, протянувшийся в северо-восточном направлении в соответствии с общим структурно-тектоническим планом этого участка шельфа Южного Вьетнама и состоящий из трех сводов (блоков): Северного, Центрального и Южного. Из них наиболее приподнятый — Центральный с размером блока 12 × 5 км, в пределах которого расположены самые высокодебитные скважины. Блоки отделены друг от друга высокоамплитудными разломами северо-восточного простирания.

Рис. 2. Схематический геологический разрез месторождения Белый Тигр [3]
Fig. 2. Schematic geological section across the White Tiger Field [3]



Тектоническая нарушенность фундамента отмечается и внутри блоков. Часть разломов прослеживается в осадочном чехле, где их амплитуда и протяженность уменьшаются. Наиболее важными структурообразующими считаются палеогеновые нарушения, трассируемые не только в промежуточном комплексе, но и в фундаменте. Они формируют структуру и трещиноватость в породах фундамента (рис. 2).

На месторождении Белый Тигр фундамент представлен магматическими кристаллическими породами и характеризуется петрофизической неоднородностью. По данным радиологических определений абсолютный возраст кристаллических пород фундамента изменяется от 86–118 до 130–250 млн лет (от нижнего мела до юры – триаса) [4].

Нефтеносными являются трещиновато-кавернозные коллекторы, в которых пустотное пространство представлено трещинами, изометричными пустотами и структурной (блоковой) пустотностью. Фильтрационно-емкостные свойства трещиноватых пород фундамента достаточно полно охарактеризованы данными анализов керна и по результатам ГИС. Среднее значение общей пористости пород фундамента варьирует от 4 до 6 % [5].

Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород фундамента на месторождении Белый Тигр показало, что, наряду с тектонической раздробленностью, важное значение в формировании пустотного пространства играли гидротермальные процессы, которые активно проявлялись в породах фундамента и привели также к образованию многих вторичных минералов: кварца, хлорита, лимонита, кальцита, пирита, каолинита, цеолита, часть из которых выполняет вторичные пустоты. В результате гидротермаль-

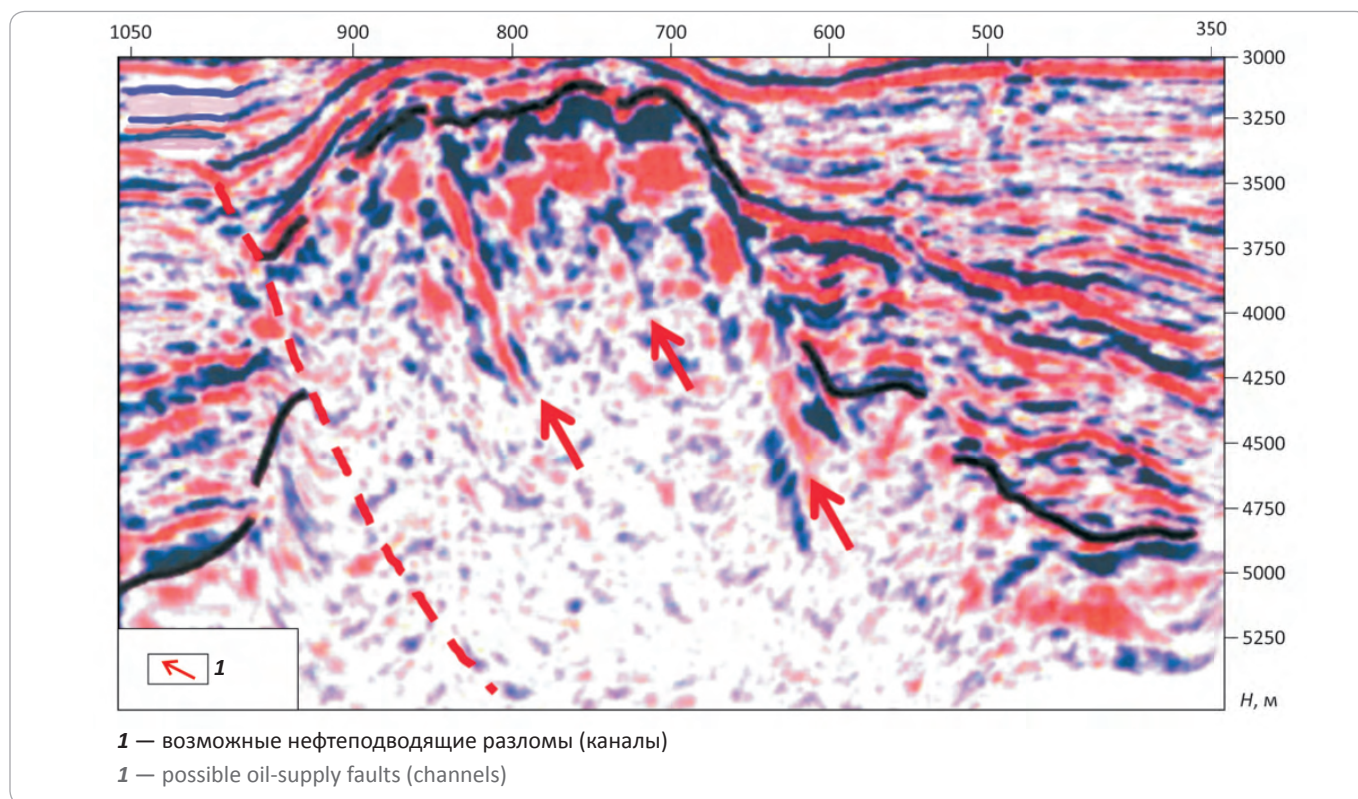
ных процессов, циркуляции растворов пустотное пространство было заполнено вторичными минералами, а существующие трещины расширились за счет выщелачивания. Такое многообразие процессов образования пустотности предопределило высокую неоднородность фильтрационно-емкостных свойств резервуара фундамента.

Флюидоупорами для скоплений углеводородов в фундаменте месторождения Белый Тигр служат либо аргиллитовые, иногда вулканогенные толщи нижнего (Северный участок) и верхнего олигоцена (Центральный участок), либо плотные разности пород в кровле фундамента. Покрышка в пределах Центрального участка имеет мощность не менее 20–30 м, а на северном участке достигает 40–60 м [6].

Подчеркнем, что часть тектонических нарушений, ограничивающих поднятие фундамента месторождения Белый Тигр, прослеживается и в осадочном чехле, включая четвертичные отложения, что свидетельствует о неоднократных тектонических деформациях фундамента и чехла и унаследованном проявлении современной активной тектоники. В ряде случаев вдоль тектонических нарушений, прослеживаемых от фундамента до осадочного чехла, на сейсмических материалах наблюдаются каналы дегазации, по которым, вероятно, происходит миграция УВ в осадочный чехол (рис. 3).

На месторождении Белый Тигр залежи нефти установлены не только в трещиновато-кавернозных породах фундамента, но и в терригенных отложениях нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена. Залежи имеют сложное строение. Они классифицируются как пластовые сводовые, литологически и тектонически экранированные. В осадочном чехле запасы чаще имеют подчиненное значение.

Рис. 3. Тектоническая нарушенность фундамента месторождения Белый Тигр [7, 8]
Fig. 3. Illustration of faults within the basement of the White Tiger field [7, 8]



Вторым крупным по величине является **месторождение Дракон**, которое расположено в пределах срединного поднятия Кылуонгской впадины. Площадь месторождения, находящегося в ряду линейно прослеживаемых с юго-запада на северо-восток структур III порядка, таких как Белый Тигр и Заря, входит в состав горста Центрального поднятия (структура II порядка). Площадь Дракон включает семь крупных выступов фундамента и соответствующих им антиклинальных поднятий в осадочном чехле: Северо-Восточный, Восточный, Центральный, Седловина, Юго-Восточный, Северо-Западный и Южный Дракон – Дой Мой (рис. 4).

Структурно-тектоническое строение месторождения Дракон тесно связано с историей геологической эволюции всего Кылуонгского бассейна. Как и на месторождении Белый Тигр, важными элементами тектонического строения месторождения Дракон являются многочисленные дизъюнктивные нарушения разных порядков. Они делят район на множество блоков, создающих мозаичную структуру.

В фундаменте выделяется несколько систем разрывных нарушений: северо-восточного, северо-западного, субмеридионального, субширотного, западно-северо-западного простираний, которые создают сложную картину разбитости структуры. Такая расчлененность отчетливо проявляется и на сейсмических разрезах, и на структурной карте по кровле

фундамента. Отметим, что часть разломов, как и на месторождении Белый Тигр, прослеживается в верхней части осадочного чехла, что свидетельствует об их неотектонической активности.

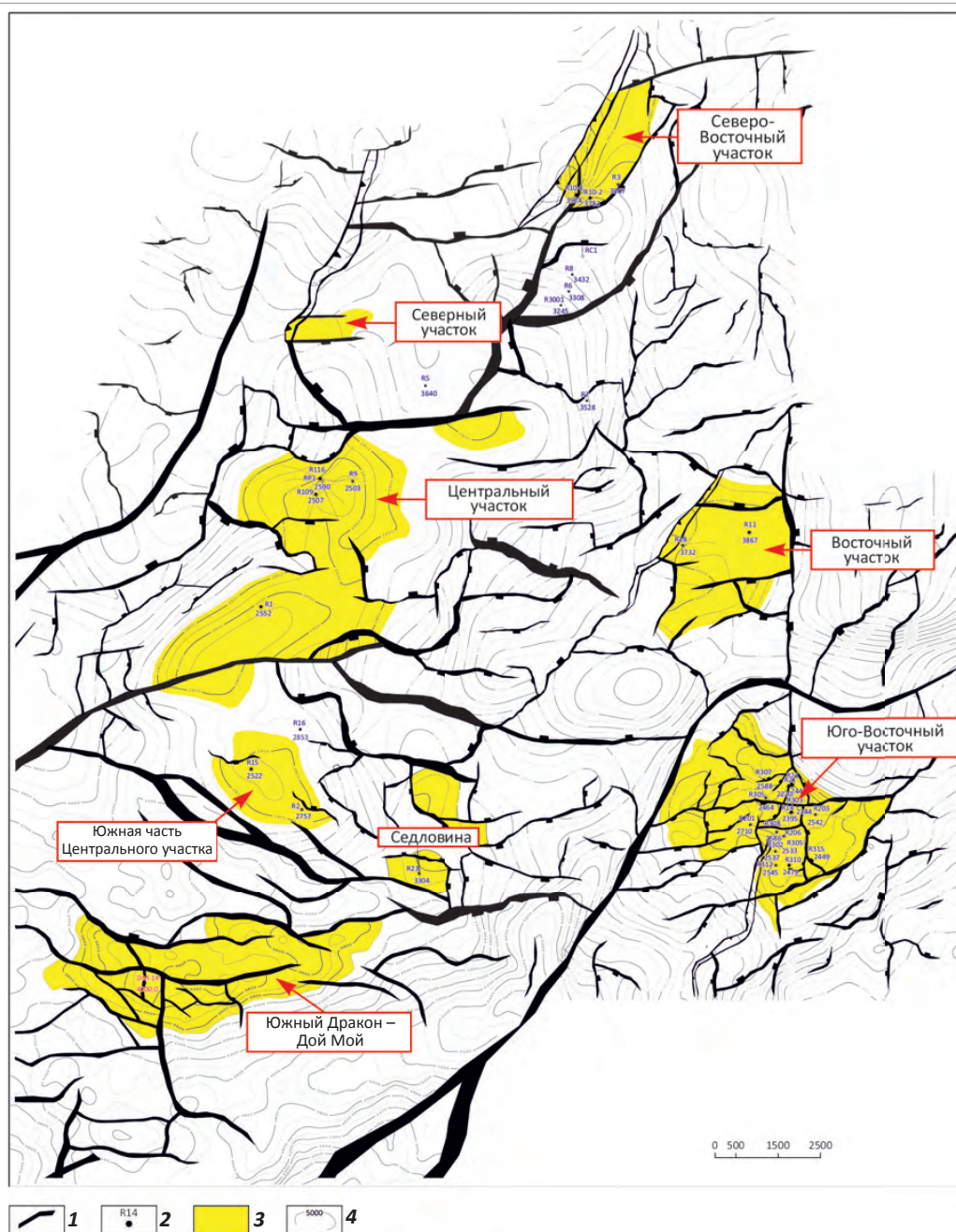
Как и на месторождении Белый Тигр, на этом месторождении нефтеносность связана преимущественно с трещиновато-кавернозными породами кристаллического фундамента, сложенного магматическими (гранитоиды) и метаморфическими (гнейсы) комплексами. В нижнемиоценовых, верхнеолигоценовых и нижнеолигоценовых отложениях также выявлены незначительные по запасам залежи нефти.

В гранитоидном массиве фундамента коллекторами служат разуплотненные зоны трещинного и каверно-трещинного типов, открытая пористость которых изменяется в интервале 0,18–11,03 % (среднее 2,05 %).

На месторождении покрывшей являются глинистые отложения олигоцена, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием на эродированной поверхности фундамента.

Фильтрационно-емкостные свойства пород фундамента в значительной степени зависят от заполнения трещин вторичными минералами. Как правило, макротрещины залечены кальцитом, цеолитом, хлоритом, реже — кварцем, микротрещины помимо этих минералов выполнены также каолинитом и эпидотом.

Рис. 4. Структурное районирование месторождения Дракон [9]
Fig. 4. Structural zoning of the Dragon field [9]



1 — тектонические нарушения; 2 — скважина; 3 — выступы фундамента, 4 — изогипсы по кровле фундамента, м
1 — faults; 2 — well; 3 — basement uplifts, 4 — basement structural contours, m

На месторождении Дракон залежи нефти и газоконденсата установлены в трещиновато-кавернозных породах фундамента и терригенных отложениях нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена. Высокопродуктивные залежи нефти приурочены в основном к трещиновато-кавернозному фундаменту. В трещиноватых породах фундамента месторождения Дракон залежь нефти установлена на всех трех участках: Северо-Восточном, Восточном и Цент-

ральном. Максимальная глубина вскрытия пород фундамента составляет 4920 м (скв. R18). Граница возможной нефтеносности принята по водонефтяному контакту на абсолютной отметке -2908 м на Центральном участке. Залежи в терригенных отложениях осадочного чехла имеют сложное строение. Они классифицируются как пластовые сводовые, литологически и тектонически-экранированные.



FROM ABROAD

Месторождение Южный Дракон – Дой Мой служит южным продолжением месторождения Дракон. На этом месторождении залежи нефти выявлены в трещиновато-кавернозных магматических породах фундамента, в терригенных и терригенно-вулканических отложениях нижнего миоцена, верхнего олигоцена, причем фундамент является основным нефтеносным объектом.

В тектоническом отношении указанный элемент представляет собой центральный горст, образование которого тесно связано с рифтогенезом, активно развивающимся на этапе заложения бассейна с начала кайнозойского периода.

Кристаллический фундамент месторождения Южный Дракон – Дой Мой представлен биотитовыми гнейсами, гнейсовидными гранитами и рогово-обманковыми диоритами, в разной степени выветрелыми и метаморфизованными.

Поднятие Южный Дракон – Дой Мой приурочено к южному участку площади Дракон и по поверхности фундамента разбито на блоки субширотными и субмеридиональными разломами. Размеры поднятия по наиболее глубокой замкнутой изогипсе –3950 м составляют 10×4 км, свод залегает на глубине –3300 м. С севера и востока поднятие сочленяется с участком Центральный Дракон неглубокой седловиной (3700 м). С юга и севера глубокие (до 4,0–4,7 км) субширотные прогибы отделяют структуру Южный Дракон – Дой Мой от приподнятых зон Центральный Дракон и поднятия Коншон. Поверхность фундамента в пределах поднятия образует ряд высокоамплитудных поднятий и прогибов, осложненных многочисленными разломами, амплитуды смещения по которым достигают нескольких сотен метров.

По составу фундамент месторождения Южный Дракон – Дой Мой представляет собой неоднородное образование. В строении верхней части разреза кристаллического фундамента на этом месторождении существует два петрологического комплекса — магматический и метаморфический. В составе последнего главную роль играют биотитовые гнейсы, резко подчиненное значение имеют гнейсы более сложного состава, а также сланцы и роговики. Магматический комплекс представлен диоритами, кварцевыми диоритами.

Среднее значение общей открытой пустотности составляет 3,19 % при вариации 0–9,55 %. Открытая пустотность сформирована главным образом за счет трещинной составляющей со средним значением 2,24 %, подчиненное значение имеет поровая пустотность — 0,96 %.

На месторождении Южный Дракон – Дой Мой скважинами ДМ-2Х, ДМ-3Х были установлены залежи нефти в фундаменте. Прямые признаки нефтеносности (по керну) в виде примазок нефти или битумоидов на стенках трещин, а также запах УВ от-

мечены в гнейсах (скв. ДР-20), диоритах и кварцевых диоритах (скважины ДР-422, 406).

Трещиноватость пород магматического комплекса изменяется в широких пределах — от низкого, умеренного до высокого значения, вплоть до образования участков брекчиевидной структуры (скв. 25, интервал 4212–4221 м; скв. 422). Преимущественно развиты наклонные трещины ($30\text{--}70^\circ$ к оси керна), иногда встречаются трещины субпараллельной ориентировки относительно оси керна с протяженностью более 1 м. Трещины выполнены хлоритом, кальцитом и/или цеолитом, участками открытые (скв. 20, интервал 3940–3943 м; скв. 25, интервалы 4212–4221 и 4050–4051,8 м).

Завершая рассмотрение геологического строения основных месторождений нефти в фундаменте Кылуонгской впадины, отметим общие черты строения этих месторождений.

1. Все месторождения приурочены к выступам фундамента — структурным ловушкам.

2. Все месторождения расположены в пределах Кылуонгской впадины, образование которой вызвано кайнозойским рифтогенезом.

3. Основные запасы нефти и газа сосредоточены в фундаменте. Запасы залежи в осадочном чехле чаще имеют подчиненное значение.

4. Все месторождения характеризуются блоковым строением пород фундамента.

5. На всех месторождениях отмечаются интенсивные тектонические нарушения и зоны разуплотнения. Большинство залежей углеводородов, открытых в породах кристаллического фундамента, приурочено к зонам развития разуплотненных трещинных, трещинно-кавернозных и трещинно-каверново-поровых пород-коллекторов.

6. Везде отмечено наличие флюидоупоров в верхней части пород фундамента или в перекрывающей части осадочного чехла.

7. Характерной общей чертой месторождений является неотектоническая активность, проявляющаяся в деформированности осадочных пород неоген-четвертичного возраста в виде малоамплитудных антиклиналей и малоамплитудных разрывных нарушений.

8. Для всех месторождений типично наличие признаков современной дегазации залежей, проявляющейся в виде структур типа сипов в осадочном обрамлении.

9. На всех месторождениях широко развиты гидротермальные процессы в породах фундамента.

Исходя из перечисленного, можно сделать вывод об универсальности выделенных признаков, которые могут рассматриваться в качестве критериев нефтегазоносности фундамента и использоваться в практике нефтепоисковых работ.

Литература

1. Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А. и др. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама. – М. : Недра, 2010. – 294 с.
2. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. – Уфа : Изд-во Тау, 2002. – 256 с.
3. Нгуен Х.Б. Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Белый Тигр // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 27–33.
4. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. – М. : Нефть и газ, 1997. – 288 с.
5. Нго С.В. Основные процессы изменения пород фундамента Кыулонгского бассейна и их ФЕС (на вьетнамском языке) : сб. тр. научной и технологической конференции «Нефтегазовая промышленность Вьетнама на рубеже XXI века» (Ханой, 2000 г.). – С. 273–281.
6. Арешев Е.Г., Донг Ч.Л., Киреев Ф.А. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Белый Тигр // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 8. – С. 50–58.
7. Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Трофимов В.А., Нгуен М.Х., Сабиров И.А., Узембаева З.И. Перспективы нефтегазоносности фундамента Жигулевского вала // Геология нефти и газа. – 2017. – № 2. – С. 52–60.
8. Левянт В.Б., Шустер В.Л. Выделение зон трещинно-каверновых коллекторов в фундаменте на основе использования рассеянной компоненты волнового поля // Технологии нефти и газа. – 2005. – Т. 40–41. – № 5–6. – С. 32–43.
9. Нгуен М.Х. Условия образования трещиноватых коллекторов в эффузивных породах, вмещающих залежи нефти на месторождении «Дракон» (Вьетнам) : сб. тр. XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск : Изд-во ТПУ, 2013. – Т. 1. – 854 с.

References

1. Gavrilov V.P., Gulev V.L., Kireev F.A. et al. Granitoid reservoirs and hydrocarbon potential of southern Vietnamese shelf. Moscow: Nedra, 2010. 294 p.
2. Koshlyak V.A. Granitoid oil and gas reservoirs. Ufa: Izdatelstvo Tau, 2002. 256 p.
3. Nguen H.B. Well logging in magmatic reservoirs studies, the White Tiger field. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2013; 323(1):27–33.
4. Areshev E.G., Gavrilov V.P., Dong Ch.L. et al. Geology and oil-and-gas-bearing capacity of Sunda shelf sub structure. Moscow: Neft' i gaz; 1997. 288 p.
5. Ngo S.V. Major processes of rocks alteration within the basement of Cuu Long basin, and their porosity and permeability properties (in Vietnamese language). *Sb. tr. nauchnoi i tekhnologicheskoi konferentsii "Neftegazovaya promyshlennost' V'etnama na rubezhe XXI veka"* (Khanoi, 2000). P. 273–281.
6. Areshev E.G., Dong Ch.L., Kireev F.A. Oil and gas potential of the basement granitoids by the example of the White Tiger field. *Neftyanoe khozyaistvo*. 1996;(8):50–58.
7. Goryunov E.Yu., Ignatov P.A., Trofimov V.A., Nguyen M.H., Sabirov I.A., Uzembayeva Z.I. Oil and gas potential of the Zhiguli swell basement. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(2):52–60.
8. Leviant V.B., Shuster V.L. Identification of fractured-cavernous reservoir zones in the basement on the basis of wavefield scattered component. *Tekhnologii nefi i gaza*. 2005;40–41(5–6):32–43.
9. Nguen M.H. Conditions for fractured reservoir formation in effusive rocks comprising oil reservoirs in the Dragon Field (Vietnam). *Sb. tr. XVII Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchennykh "Problemy geologii i osvoeniya neдр"*. Tomsk: Izdatelstvo TPU, 2013. V. 1. 854 p.

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

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

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

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

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

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

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

5. Правила оформления текста:

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

6. Правила написания математических формул:

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

7. Правила оформления рисунков и таблиц:

- Все рисунки и таблицы, взятые из уже опубликованных источников или электронных ресурсов (даже доработанные), в подписи обязательно должны иметь **ссылку** на страницу источника, название, автора и год издания. Если информация дополнена авторами, добавляется комментарий «с изменениями».
- Рисунки в тексте должны иметь только необходимые элементы; лишние, ненужные для данной статьи

элементы должны быть удалены. 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 публикацию статьи с авторов не взимается.

9. Не допускается дублирование статей, переданных для публикации (или уже опубликованных) в других изданиях или размещенных в Интернете.

10. Правила оформления списка литературы:

- Библиографический список дается в конце статьи.
- Ссылки на упомянутые и так или иначе использованные при написании статьи источники в тексте обязательны и даются в квадратных скобках.
- Ссылки на диссертации, отчеты и неопубликованные работы не допускаются.
- Список литературы должен включать минимум 10 источников (современных, давностью не более 10 лет). Также желательно наличие ссылок на актуальные зарубежные исследования по тематике.
- Список литературы составляется в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008.
- Нумерация источников дается в порядке упоминания.

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора
Виктор Иосифович *Петерсилье*
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция
Выпускающий редактор *Е.А. Варламова*
Научный редактор *О.И. Будянская*
Технический редактор *В.В. Виноградова*
Дизайн, верстка *Д.А. Потатюев*

Адрес редакции
105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47, +7(926)380-10-46,
info@oilandgasgeology.ru (по общим вопросам)
potatuev@vnigni.ru (по вопросам графики)

Отдел рекламы и маркетинга
Дмитрий Игоревич *Желдаков*
8(499) 781-68-62*3232, zheldakov@vnigni.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»
www.oilandgasgeology.ru

Веб-мастер *Е.И. Таранина*, taranina@vnigni.ru

Индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» — 70216
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299

Фото на обложке

© В.А. Спиридонов
Восточная Якутия, бассейн р. Уяндина, 2004 г.

В статьях представлена точка зрения авторов, которая может не совпадать с мнением редакции журнала.

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief
Viktor Petersilye
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Editorial office
Executive editor E.A. Varlamova
Science editor O.I. Budyanskaya
Technical editor V.V. Vinogradova
Design, layout D.A. Potatuev

Adress
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47, +7(926)380-10-46,
info@oilandgasgeology.ru (common issues)
potatuev@vnigni.ru (design issues)

Advertising and marketing department
Dmitry Zheldakov
8(499) 781-68-62*3232, zheldakov@vnigni.ru

Website
www.oilandgasgeology.ru
Webmaster E.I. Taranina, taranina@vnigni.ru

Russian Federal Agency on Press and Mass Communications Index — 70216
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299

Cover photo

© V.A. Spiridonov
East Yakutia, Uyandina River basin, 2004

The opinions expressed in the articles may not coincide with those of the editorial staff.

Цена свободная

Тираж 4 000 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Типография Офсетной Печати»
115114 Москва, ул. Дербеневская, 20, стр. 6

Open price
Circulation 4 000 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Tipografiya Ofsetnoy Pechati"
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia