

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

4, 2018

Статьи по материалам конференций
«СОСТОЯНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ»

Тюмень, ФАУ «ЗапСибНИИГГ» 2016–2017 гг.

*Нефтегазоперспективные объекты
палеозоя Западной Сибири (стр. 5)*

*Перспективы палеозой-триасового
нефтегазоносного комплекса
на севере Западной Сибири (стр. 35)*

*Палеоструктурные построения
при седиментационном моделировании
юрско-мелового осадочного комплекса
Западно-Сибирского бассейна (стр. 63)*

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 «Дальмонефтегеофизика»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: budagov@msk.dmg.ru

Будянская О.И.

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@gecon.ru

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Конторович А.Э.

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

Мельников П.Н.

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

Милетенко Н.В.

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

Aleksey Varlamov,

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

Viktor Petersilye,

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

Aleksandr Afanasenkov,

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

Aleksandr Budagov,

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

Olga Budyanskaya,

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

Marina Dakhnova,

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

Natalia Fortunatova,

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

Grigoriy Gabrielyants,

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

Georgiy Gogonenkov,

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

Mikhail Grigoryev,

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

Evgeniy Grunis,

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

Aleksey Kontorovich,

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

Pavel Melnikov,

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

Nikolay Miletenko,

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

Oleg Prishchepa,

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

Svetlana Sidorenko,

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

Viktor Skorobogatov,

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

Antonina Stupakova,

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

Vladimir Vysotskiy,

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

Denis Voskov (Netherlands),

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

Gregory Ulmishek (USA)

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

СОДЕРЖАНИЕ

■ ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

- 5 **В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, М.В. Соловьев.** Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений
- 17 **Е.А. Потапова.** Геологическая модель ачимовского клиноформного комплекса на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала
- 27 **С.В. Шадрина.** Состав, строение, возраст пород доюрского основания северо-восточного обрамления Красноленинского свода
- 35 **Я.И. Гладышева.** Перспективы палеозой-триасового нефтегазоносного комплекса на севере Западной Сибири
- 39 **О.А. Важенина, А.В. Тригуб.** Прогноз заполнения пород доюрского основания углеводородами на основе моделирования нефтегазоносных систем (Западная Сибирь)
- 53 **Ю.Ф. Филиппов.** Геологическая модель Предъенисейского верхнепротерозой-палеозойского осадочного бассейна на юго-востоке Западно-Сибирской провинции
- 63 **И.Ф. Талипов, В.В. Шиманский.** Палеоструктурные построения при седиментационном моделировании юрско-мелового осадочного комплекса Западно-Сибирского бассейна

■ МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 69 **И.С. Гутман, Г.П. Кузнецова, А.А. Обголец, М.И. Саакян, А.В. Скоробогатько, Г.В. Кузнецова, С.Ф. Панов, Т.К. Кажмулинов.** Особенности корреляции отложений коры выветривания и доюрского основания

CONTENTS

■ FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

- 5 **V.A. Kontorovich, L.M. Kalinina, A.Yu. Kalinin, M.V. Solovyev.** Petroleum prospects of the West Siberian Palaeozoic, geoseismic models of reference fields
- 17 **E.A. Potapova.** Geological model of the Achimov clinoform series within the south-eastern slope of the Srednemesoyakhsky Swell
- 27 **S.V. Shadrina.** Composition, structure, and age of the pre-Jurassic basement rocks in the north-eastern framing of the Krasnoleninsky anticlinal fold
- 35 **Ya.I. Gladysheva.** Palaeozoic-Triassic play opportunities in the north of Western Siberia
- 39 **O.A. Vazhenina, A.V. Trigub.** Prediction of hydrocarbon charging of pre-Jurassic basement rocks on the basis of petroleum systems modelling (Western Siberia)
- 53 **Yu.F. Filippov.** Geological model of the Pre-Yenisei Proterozoic – Palaeozoic sedimentary basin in the south-east of the West Siberian Province
- 63 **I.F. Talipov, V.V. Shimanskiy.** Paleostuctural imaging in sedimentation modelling of the Jurassic-Cretaceous sedimentary series over the West Siberian basin

■ METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

- 69 **I.S. Gutman, G.P. Kuznetsova, A.A. Obgol'ts, M.I. Saakyan, A.V. Skorobogat'ko, G.V. Kuznetsova, S.F. Panov, T.K. Kazhmulinov.** Weathering crust and pre-Jurassic foundation: specifics of correlation

Уважаемые подписчики!

Третий и четвертый выпуски 2018 г. посвящены докладам ежегодных конференций ФАУ «ЗапСибНИИГ»
«Состояние и использование ресурсной базы углеводородного сырья Западной Сибири»
(7–8 декабря 2016 и 2017 г., Тюмень)

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ SPE

Крупнейшее нефтегазовое мероприятие SPE в регионе

15–17 октября 2018

“Холидей Инн Сокольники”
Москва, Россия

Зарегистрируйтесь до 1 октября 2018

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

ЗОЛОТЫЕ СПОНСОРЫ

HALLIBURTON



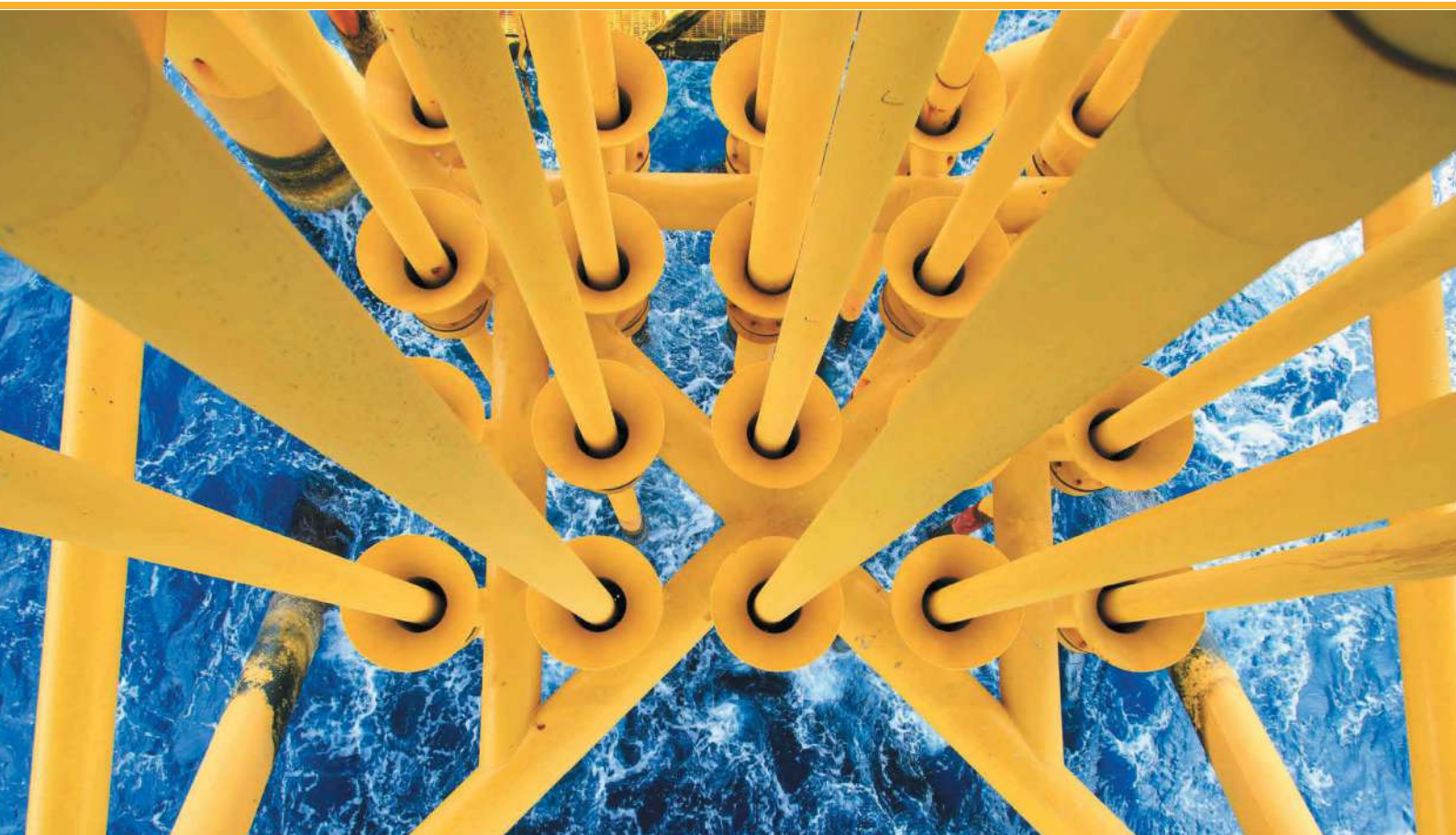
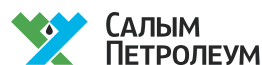
roxar
EMERSON GROUP COMPANY

СПОНСОР МОБИЛЬНОГО
ПРИЛОЖЕНИЯ



Стремимся
к большему!

СПОНСОР



По всем вопросам обращайтесь к нам по электронной почте RussianReg@spe.org,
тел.: +7(495) 268-04-54.



УДК 550.34.06.013.3;553.982.2;553.981.2

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-5-15

Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений

© 2018 г. | В.А. Конторович^{1,2}, Л.М. Калинина^{1,2}, А.Ю. Калинин^{1,2}, М.В. Соловьев^{1,2}¹ФГБУ «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия;²Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск, Россия;

kontorovichva@ipgg.sbras.ru; kalininalm@ipgg.sbras.ru; kalininay@ipgg.sbras.ru; solovevmv@ipgg.sbras.ru

Поступила 13.03.2018 г.

Принята к печати 21.05.2018 г.

Ключевые слова: *палеозой; карбонаты; органогенные и доломитизированные известняки; граниты; кислые эффузивы; глинисто-кремнистые породы; временной разрез; отражающий горизонт; волновые поля; амплитудно-энергетические характеристики; нефтегазоносность; нефтегазоперспективный объект; залежь.*

Палеозойские отложения, с которыми в Западной Сибири связано более 60 нефтегазовых месторождений, являются одним из наименее изученных нефтегазоперспективных комплексов на территории провинции. Анализ результатов геолого-разведочных работ позволяет сделать вывод о том, что палеозойские залежи углеводородов связаны с кислыми магматическими породами (гранитами и кислыми эффузивами), органогенными и доломитизированными известняками коренного палеозоя и глинисто-кремнистыми породами коры выветривания. В работе рассмотрены модели нефтегазовых залежей и определены сейсмогеологические критерии выделения нефтегазоперспективных объектов в палеозойских отложениях, представленных различными литологическими разностями.

Для цитирования: Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Соловьев М.В. Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 5–15.

DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-5-15.

Petroleum prospects of the West Siberian Palaeozoic, geoseismic models of reference fields

© 2018 | V.A. Kontorovich^{1,2}, L.M. Kalinina^{1,2}, A.Yu. Kalinin^{1,2}, M.V. Solovyev^{1,2}¹IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russia;²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; kontorovichva@ipgg.sbras.ru; kalininalm@ipgg.sbras.ru; kalininay@ipgg.sbras.ru;

solovevmv@ipgg.sbras.ru

Received 13.03.2018

Accepted for publication 21.05.2018

Key words: *palaeozoic; carbonates; organic and dolomitized limestone; granite; acid volcanic rocks; argillaceous and siliceous rock; time section; reflection horizon; wavefields; amplitude and energy characteristics; oil and gas potential; petroleum prospect; pool.*

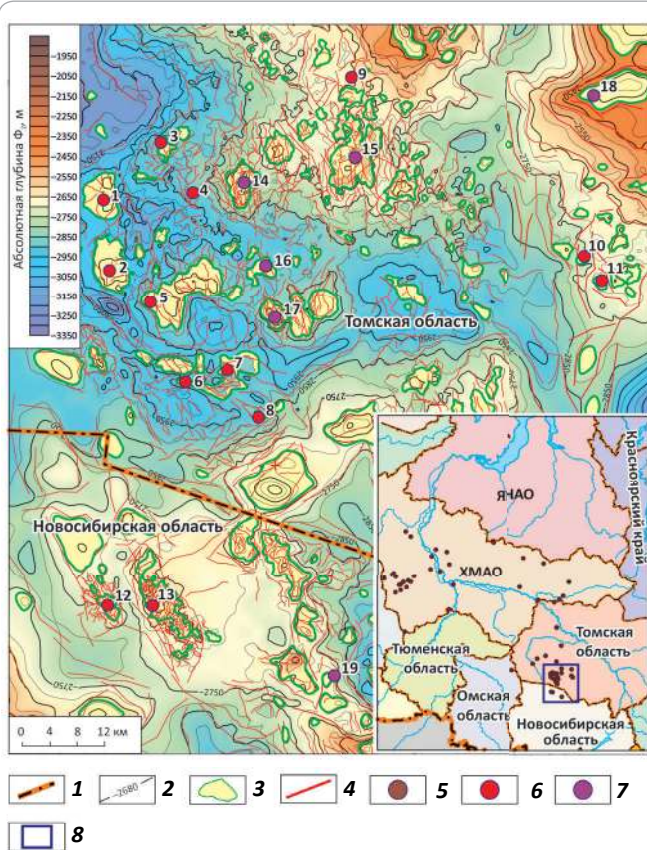
More than 60 oil and gas fields in Western Siberia are associated with the Palaeozoic deposits, which are among the least studied oil and gas prospects in the province. Analysis of exploration results suggests that Palaeozoic hydrocarbon reservoirs are associated with acid igneous rocks (granite and acid volcanic rocks), organic and dolomitized limestone in Palaeozoic bedrocks, and argillaceous and siliceous rocks of weathering crust. The paper discusses models of oil and gas pools, and defines geoseismic criteria of petroleum prospects identification in the Palaeozoic deposits represented by different lithological varieties. Analysis of geological and geophysical data shows that the most promising objects in terms of bedrock Palaeozoic (Horizon M₁) petroleum potential are the low-contrast erosion and tectonic uplifts, as well as buried and fault-bounded blocks situated on monoclines, which are composed of organic and dolomitized limestone not overlapped by weathering crust. In seismic time sections, a slight amplitude decrease in Φ_2 reflection horizon associated with the Palaeozoic Top is typical for these erosion and tectonic uplifts; while abnormally high amplitude and energy characteristics are typical of the fault-bounded blocks. The most promising among the argillaceous and siliceous rocks of the weathering crust (Horizon M) and acid igneous rocks (granite and acid volcanic rocks) in terms of petroleum potential are the contrast erosion and tectonic basement uplifts, which were subject to intensive disintegration; the abnormally low amplitudes of the Φ_2 reflection horizon are typical of them in seismic wavefields.

For citation: Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., Solovyev M.V. Petroleum prospects of the West Siberian Palaeozoic, geoseismic models of reference fields. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4):5–15. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-5-15.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Палеозойские залежи УВ,
Чузикско-Чижапская зона нефтенакопления

Fig. 1. Palaeozoic HC pools, Chuziksky-Chizhapsky petroleum accumulation zone



1 — administrative borders; 2 — structural contours of Φ_2 Horizon (m); 3 — local highs, 4 — faults; **HC fields (5–7):** 5 — Palaeozoic, 6 — in organic and dolomitized limestone of M_1 Horizon, 7 — in argillaceous and siliceous rocks of M Horizon; 8 — Chuziksky-Chizhapsky zone.

Fields: 1 — Archinsky, 2 — Urmansky, 3 — Tambaevsky, 4 — South Tambaevsky, 5 — Nizhnetabagansky, 6 — Kulginsky, 7 — South Tabagansky, 8 — Solonovsky, 9 — North Ostaninsky, 10 — Satpaevsky, 11 — Verkhnekombarsky, 12 — Maloichsky, 13 — Verkh-Tarsky, 14 — Gerasimovsky, 15 — Ostaninsky, 16 — North Kalinovo, 17 — Kalinovo, 18 — Selimkhanovsky, 19 — Vostochnoe

Палеозойские отложения — одни из наименее изученных нефтегазоперспективных комплексов на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В настоящее время в палеозойских отложениях Западной Сибири открыто более 60 неф-

тегазовых месторождений, причем значительная часть залежей выявлена попутно при постановке глубокого бурения на неокотских и юрских нефтегазоперспективных объектах. Исключение составляет расположенная на юго-востоке Западной Сибири Чузикско-Чижапская зона нефтенакопления, на территории которой нефтепоисковые работы 1970–1980-х гг., нацеленные на открытие залежей углеводородов в палеозойском комплексе пород, проводились системно и целенаправленно. Эти исследования дали положительные результаты и привели к открытию 19 месторождений нефти и газа, связанных с палеозойскими породами (рис. 1).

На территории Западной Сибири палеозойские отложения представлены различными по возрасту и составу породами. На большей части бассейна эти отложения претерпели процессы герцинской складчатости и раннетриасового рифтогенеза и представляют собой фундамент для мезо-кайнозойского осадочного чехла [1–3].

Анализ результатов геолого-разведочных работ позволяет сделать вывод о том, что в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции залежи углеводородов в палеозойских отложениях связаны главным образом с тремя типами пород [4–6]:

1) гранитами и кислыми эффузивами, в которых залежи углеводородов могут концентрироваться как в трещинных коллекторах, так и перекрывающих коренные породы корах выветривания;

2) глинисто-кремнистыми породами коры выветривания (горизонт М), развитыми главным образом по силикатосодержащим породам девона — карбона — кремнистым известнякам и кремнеаргиллитам;

3) известняками коренного палеозоя (горизонт M_1).

На протяжении всей истории изучения Западной Сибири при подготовке объектов к бурению, а также на стадиях разведки и доразведки месторождений основным геофизическим методом является сейсмо-разведка. Настоящая статья посвящена сейсмогеологическим моделям палеозойских залежей УВ, связанных с различными типами палеозойских пород и нефтегазоперспективных объектов. В Западной Сибири отражающий горизонт, формирующийся на границе между мезо-кайнозойским осадочным чехлом и доюрским основанием, в различных регионах индексируется по-разному. На юге Тюменской области, в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком АО, горизонт обозначается индексом А, на территории Томской, Новосибирской и Омской областей — Φ_2 . К кровле перекрывающих палеозой юрских отложений приурочен отражающий горизонт Б. На большей части бассейна в зонах герцинской складчатости и раннетриасового рифтогенеза на временных сейсмических разрезах дислоцированные, метаморфизованные внутripалеозойские образования характеризуются хаотическим рисунком сейсмической записи — ниже

приуроченного к кровле палеозоя отражающего горизонта А (Φ_2) отсутствуют устойчивые сейсмические горизонты и волновые поля характеризуются низкими фоновыми значениями амплитуд [4, 5].

Граниты и кислые эффузивы

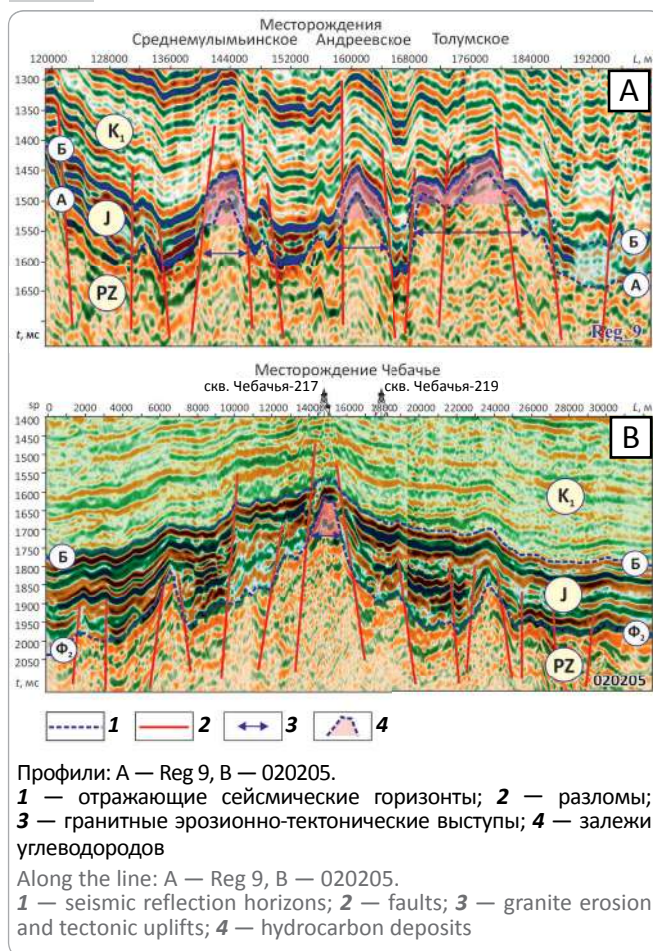
Большинство залежей углеводородов в гранитах и кислых эффузивах открыто в западной части Западно-Сибирской провинции — в Шаимском и Березовском нефтегазоносных районах Приуральской нефтегазоносной области. Характерными особенностями этой территории являются небольшие глубины залегания палеозойских отложений и незначительная мощность юрских отложений. В этих районах верхнеюрские отложения, представленные абалакской и баженовской свитами, в пределах контрастных эрозионно-тектонических выступов, сложенных различными по составу породами, в том числе гранитами и кислыми эффузивами, залегают непосредственно на домезозойском основании и залежи углеводородов сконцентрированы как в вогулгинской песчаной пачке абалакской свиты, так и в подстилающей ее толще дезинтегрированных палеозойских пород — коре выветривания, которые представляют собой единый резервуар (рис. 2).

Залежи УВ в этом районе контролируются антиклинальными структурами, сформированными над контрастными эрозионно-тектоническими выступами фундамента, в пределах которых приуроченный к подошве осадочного чехла отражающий горизонт А расположен непосредственно под горизонтом Б, контролирующим кровлю юры (см. рис. 2). В волновых сейсмических полях эти эрозионно-тектонические выступы характеризуются хаотическим рисунком сейсмической записи.

Близкое геологическое строение имеет расположенное во внутренней части бассейна Чебачье месторождение, на котором промышленный приток нефти получен из гранитов Кривоуцко-Чибикского батолита. Один из наиболее крупных в Западной Сибири Кривоуцкий гранитный батолит расположен в осевой части Александровского свода, в северо-западной части Томской области. Гранитный массив представляет собой крупный эрозионно-тектонический выступ фундамента, в наиболее приподнятых частях которого нижне-среднеюрские отложения в разрезе отсутствуют и граниты перекрыты нефтепроизводящими породами баженовской свиты (см. рис. 2). Именно в таких зонах пробурены продуктивные скважины, в которых из верхней дезинтегрированной части гранитов получены притоки нефти. На склонах выступа, где мощность юрских отложений увеличивается, коллекторы в верхней части гранитного массива отсутствуют и все пробуренные на этих участках скважины оказались сухими — притоков флюида при испытании палеозойских отложений не получено.

Рис. 2. Сейсмогеологическая характеристика гранитных эрозионно-тектонических выступов

Fig. 2. Geoseismic behaviour of granite erosion and tectonic uplifts



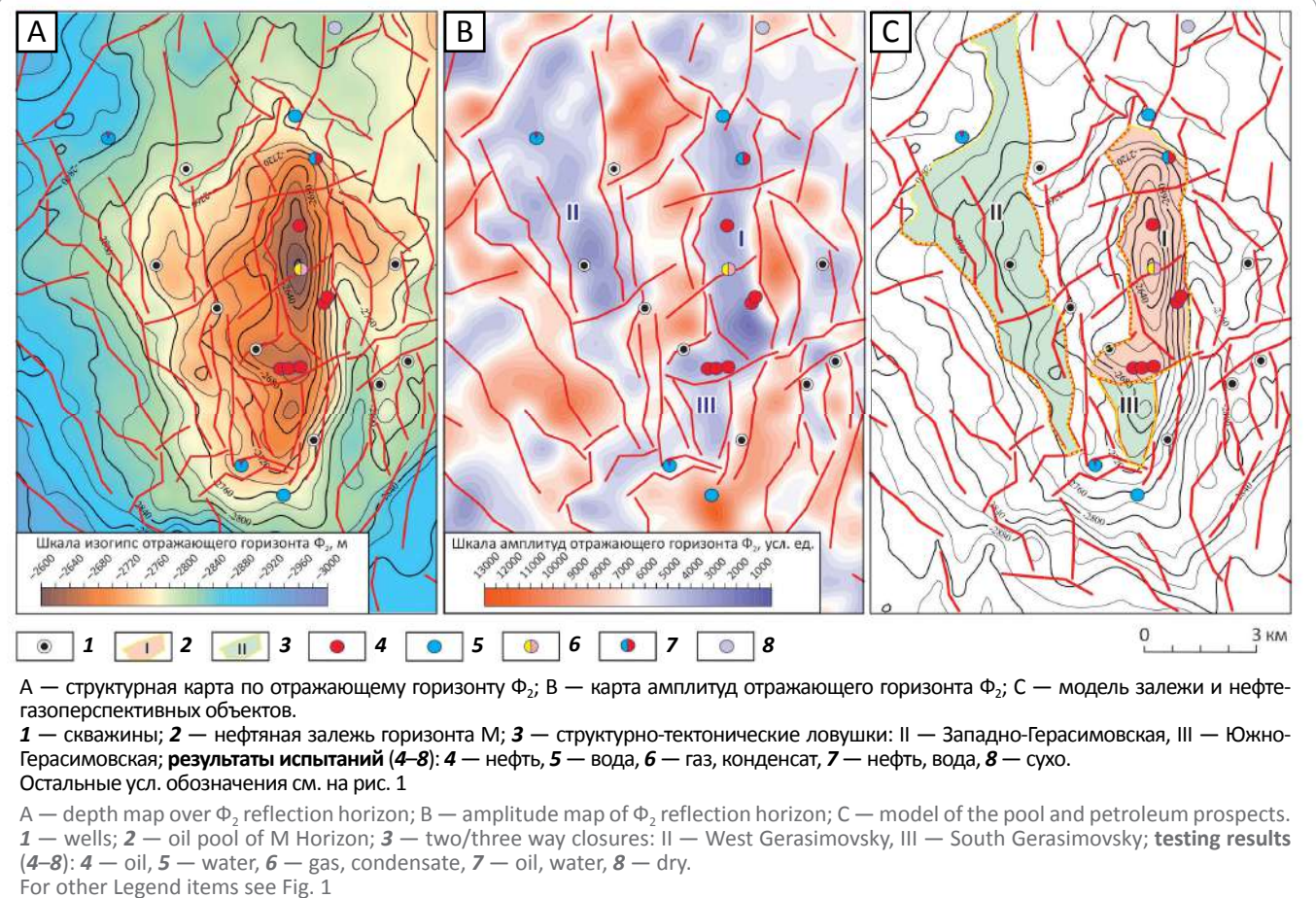
Глинисто-кремнистые породы

Граниты и кислые эффузивы, слагающие, как правило, локальные эрозионно-тектонические выступы, на территории Западной Сибири развиты ограниченно, и основные перспективы нефтегазоносности палеозоя, безусловно, связаны с массивами карбонатных и глинисто-кремнистых пород, которые широко распространены на территории бассейна [1–3]. Наибольшее число нефтегазовых месторождений, связанных с этими типами пород, открыто на юго-востоке Западной Сибири, в Чузикско-Чижапской зоне нефтенакпления, расположенной на юге Томской области и северо-западе Новосибирской области, в Межевском и Пудинском нефтегазоносных районах Васюганской нефтегазоносной области. В этой зоне в палеозое открыто 19 нефтегазовых месторождений, из которых 13 связано с карбонатами, 6 — с глинисто-кремнистыми породами (см. рис. 1).

В Чузикско-Чижапской зоне нефтенакпления в глинисто-кремнистых породах коры выветривания (горизонт М) открыты залежи углеводородов на Герасимовском, Останинском, Калиновом, Северо-Калиновом, Селимхановском и Восточном месторождениях.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Герасимовское месторождение в отложениях горизонта М (кора выветривания)
Fig. 3. Gerasimovsky field in the Horizon M formations (weathering crust)



Анализ геолого-геофизических материалов показал, что наибольший интерес в отношении нефтегазонасности глинисто-кремнистых пород коры выветривания (горизонт М) представляют контрастные эрозионно-тектонические выступы, сложенные силикатосодержащими породами, в первую очередь кремнистыми известняками и кремнеаргиллитами, подвергавшимися интенсивным процессам дезинтеграции. В пределах этих выступов за счет экзогенных процессов и гидротермальной проработки формировались обладающие хорошими емкостными свойствами мощные коры выветривания глинисто-кремнистого состава. При этом чем контрастнее были эрозионно-тектонические выступы, тем больше была мощность коры выветривания. Следует отметить, что в пределах таких объектов заполненные углеводородами трещинные коллекторы могут быть развиты и в кремнистых известняках коренного палеозоя (горизонт M_1).

Герасимовское месторождение. К глинисто-кремнистым отложениям коры выветривания и кремнистым известнякам раннего карбона, слагающим контрастный эрозионно-тектонический выступ доюрского основания, приурочена залежь Ге-

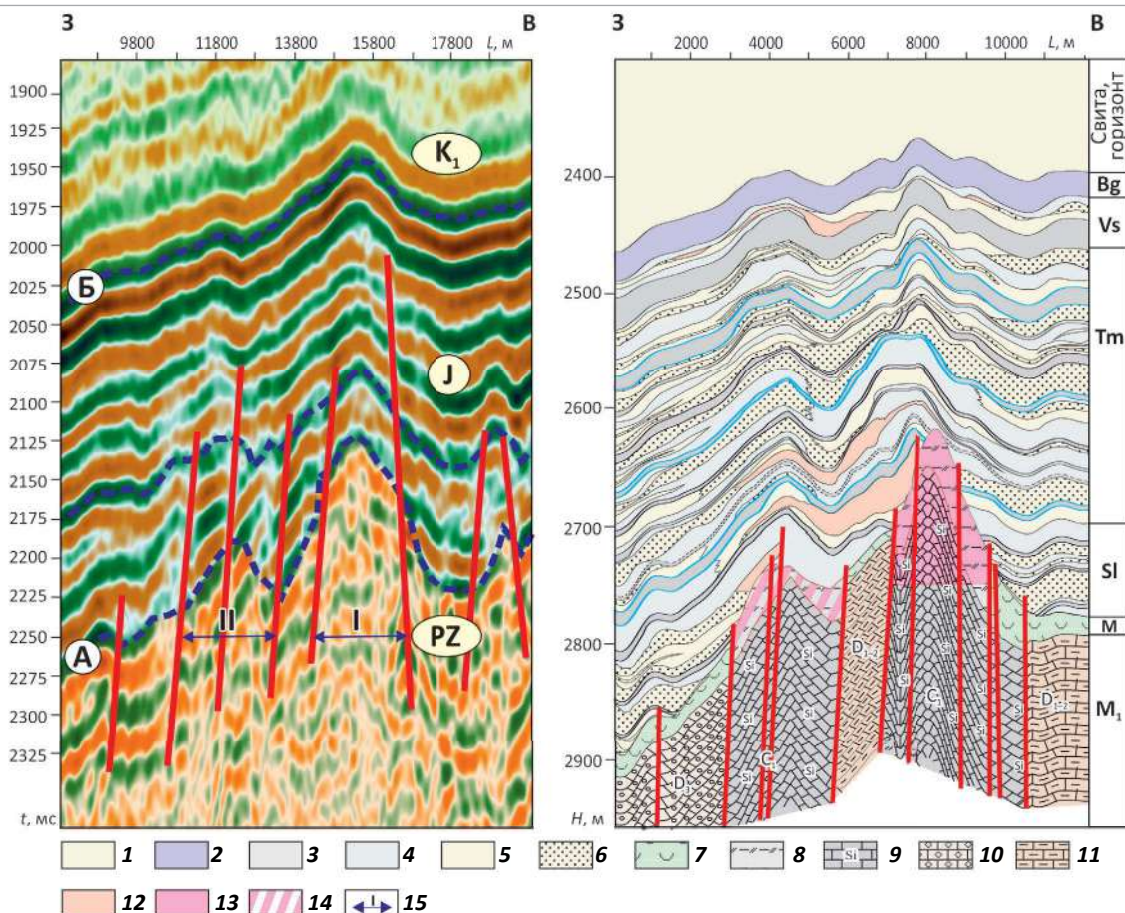
расимовского месторождения, расположенного в центральной части Чузикско-Чижапской зоны.

В рельефе кровли доюрского основания Герасимовское поднятие имеет изометричную форму и несколько вытянуто в северном направлении. Структура оконтурена на отметке –2760 м, имеет амплитуду 65 м и площадь 43 км². В наиболее приподнятой части поднятия выделяется вытянутый в северном направлении вал, осложненный серией локальных куполов (рис. 3).

Анализ временных сейсмических разрезов показал, что в рельефе осадочного чехла Герасимовская структура сформирована над двумя эрозионно-тектоническими выступами — восточным, к которому приурочена основная залежь, и более погруженным западным.

Выступы доюрского основания на Герасимовской площади сложены кремнистыми известняками карбона, по которым развита мощная глинисто-кремнистая кора выветривания, характеризующаяся хорошими коллекторскими свойствами. Между этими выступами расположен относительно погруженный блок, представленный непроницаемыми глинистыми известняками среднего девона.

Рис. 4. Сейсмический временной (А) и геологический (В) разрезы Герасимовского месторождения
Fig. 4. Seismic time section (A) and geological cross-section (B) of the Gerasimovsky field



Отложения (1, 2): 1 — меловые, 2 — кремнисто-глинистые баженовской свиты; 3 — угли и углистые аргиллиты, 4 — алевролиты и аргиллиты; **песчаники (5, 6):** 5 — непроницаемые, 6 — проницаемые; **кора выветривания (7, 8):** 7 — глинистая, 8 — глинисто-кремнистая по кремнистым породам; **известняки (9–11):** 9 — кремнистые (C₁), 10 — органогенные (D₃), 11 — глинистые (D₁₋₂); **залежи УВ (12, 13):** 12 — юрские, 13 — палеозойские; 14 — перспективные объекты; 15 — эрозионно-тектонические выступы: I — Герасимовский, II — Западно-Герасимовский.

Свиты/горизонты: баженовская (Bg), васюганская (Vs), тюменская (Tm), салатская (Sl), кора выветривания (M), коренной палеозой (M₁).
Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

Deposits (1, 2): 1 — Cretaceous, 2 — siliceous-argillaceous Bazhenov rocks, 3 — coal and carbonaceous claystone, 4 — siltstone and claystone; **sandstone (5, 6):** 5 — impermeable, 6 — permeable; **weathering crust (7, 8):** 7 — clay, 8 — argillaceous-siliceous in siliceous rocks; **limestone (9–11):** 9 — siliceous (C₁), 10 — organic (D₃), 11 — clay (D₁₋₂); **HC pools (12, 13):** 12 — Jurassic, 13 — Palaeozoic; 14 — exploration targets; 15 — erosion and tectonic uplifts: I — Gerasimovsky, II — West Gerasimovsky.

Formations/horizons: Bazhenov (Bg), Vasyugansky (Vs), Tyumen (Tm), Salatsky (Sl), weathering crust (M), Palaeozoic bedrock (M₁).

For other Legend items see Fig. 2

Блок I контролирует палеозойскую залежь Герасимовского месторождения, блок II выделен в качестве Западно-Герасимовской структурно-тектонической ловушки.

Эрозионно-тектонические выступы, сложенные глинисто-кремнистыми породами, на временных сейсмических разрезах обладают аномально низкими амплитудно-энергетическими характеристиками горизонта Ф₂ (рис. 4, см. рис. 3). На карте амплитуд, средних по модулю, рассчитанных в интервале верхней части палеозойских отложений, четко выделяются две зоны пониженных энергетических характеристик сейсмической записи, отвечающие эрозионно-тектоническим выступам кремнистых пород,

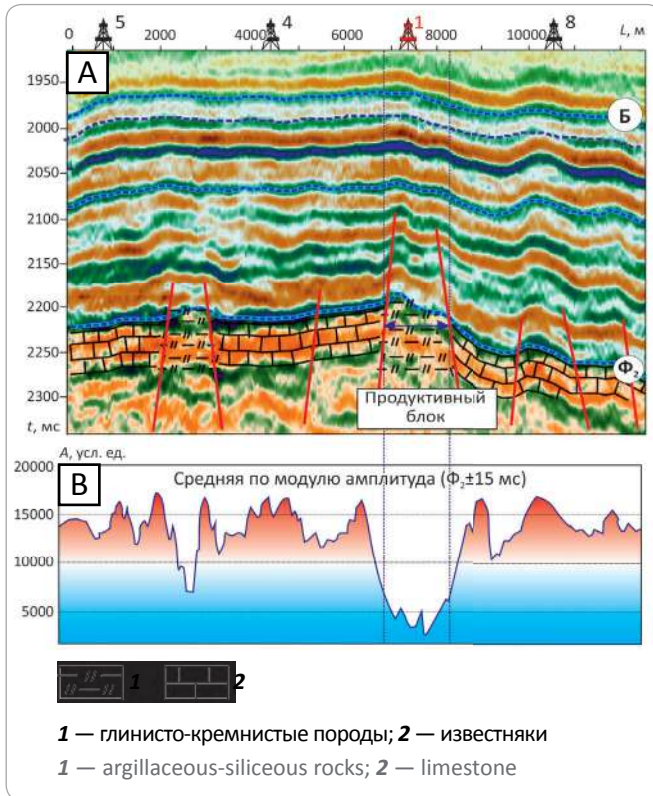
перекрываемых дезинтегрированной корой выветривания (см. рис. 3 В). Эти зоны разделены полем повышенных энергий, которому соответствует зона развития глинистых известняков, бесперспективных в отношении нефтегазоносности.

Анализ геолого-геофизических материалов с привлечением результатов испытаний позволил сделать вывод о том, что залежь горизонта М на месторождении приурочена к восточному эрозионно-тектоническому выступу фундамента и контролируется структурно-тектонической ловушкой. С юга, запада и востока нефтяная залежь ограничена разломами, с севера — водонефтяным контактом.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 5. Временной сейсмический разрез по профилю 139425 (А) и график распределения амплитуд отражающего горизонта Φ_2 (В) Восточного месторождения

Fig. 5. Seismic time section along the Line 139425 (A) and diagram of reflection horizon Φ_2 amplitudes (B), Vostochnoe field



В пределах Западно-Герасимовской структурно-тектонической ловушки пробурены скважины 10 и 19, которые вскрыли кремнистые известняки, перекрытые глинисто-кремнистой корой выветривания. В скв. 10 испытания палеозоя не проводились, в скв. 19 из верхней части палеозойских отложений получен приток пластовой воды с пленкой нефти. Выделенный объект находится в благоприятных структурно-тектонических условиях. По аналогии с основной Герасимовской залежью, с запада и востока Западно-Герасимовская ловушка ограничена разрывными нарушениями, с севера — водонефтяным контактом, проведенным на уровне скв. 19.

Интерес в отношении нефтегазоносности также представляет расположенный к югу от основной залежи Южно-Герасимовский блок, характеризующийся аномально низкими амплитудами сейсмической записи горизонта Φ_2 .

К аналогичным высокоамплитудным эрозионно-тектоническим выступам приурочены сконцентрированные в глинисто-кремнистых породах горизонта М залежи углеводородов на Калиновом и Северо-Калиновом месторождениях, расположенных к югу от Герасимовской площади.

Восточное месторождение. В южной части Чузикско-Чижапской зоны, на территории Новосибир-

ской области, с глинисто-кремнистыми породами горизонта М связана нефтяная залежь на Восточном месторождении. Восточное поднятие, в пределах которого пробурена продуктивная скв. 1, имеет небольшие размеры и приурочено к глинисто-кремнистым породам локального эрозионно-тектонического выступа фундамента, расположенного в поле карбонатов (рис. 5).

В отличие от расположенных на территории Томской области Герасимовского, Калинового и других месторождений, на которых залежи углеводородов сконцентрированы в эрозионно-тектонических выступах с амплитудами более 100 м, Восточный палеозойский блок менее контрастен и имеет амплитуду 35 м. Продуктивная скв. Восточная-1 вскрывает 150-метровую толщу глинисто-кремнистых пород горизонта М, из которой при испытании двух интервалов были получены притоки нефти дебитом 44,3 и 76,9 м³/сут. Учитывая, что нижний интервал перфорации расположен существенно глубже оконтуривающей изогипсы структуры, можно констатировать, что залежь нефти на Восточном месторождении является тектонически экранированной и контролируется локальным эрозионно-тектоническим выступом.

Анализ данных акустического каротажа показал, что скорости распространения продольных сейсмических волн в глинисто-кремнистых породах и перекрывающих их юрских отложениях практически не отличаются, в то время как в зоне развития карбонатов на границе юрско-палеозойских отложений перепады скоростей достигают 1000 м/с. Это предопределило мнение о том, что Восточный продуктивный блок характеризуется пониженными амплитудами сейсмической записи и надежно выделяется на временных разрезах (см. рис. 5).

Органогенные и доломитизированные известняки

На территории Западной Сибири карбонатные отложения распространены достаточно широко. В то же время не каждый карбонатный массив обладает коллекторскими свойствами и содержит залежи углеводородов. Анализ геолого-геофизических материалов показал, что глинистые известняки и развитые по ним коры выветривания не содержат коллекторов и не могут являться резервуарами для залежей углеводородов. Так, в Чузикско-Чижапской зоне нефтенакпления в расположенных в благоприятных структурно-тектонических условиях скважинах Калиновой, Герасимовской, Западно-Останинской, Маркинской, Верхнеостанинской и других площадей, вскрывших девонские глинистые известняки, при испытаниях притоков получено не было.

Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности (горизонт M_1) являются органогенные и доломитизированные известняки палеозоя, в которых в результате экзогенных процессов формировались

кавернозно-трещиноватые коллекторы, обладающие повышенной емкостью [4–6]. В Чузикско-Чижапской зоне с блоками органогенных и доломитизированных известняков связаны залежи углеводородов на Арчинском, Верхнекомбарском, Верх-Тарском, Кулгинском, Малоичском, Северо-Останинском, Нижнетабаганском, Сатпаевском, Солоновском, Тамбаевском, Урманском, Южно-Тамбаевском и Южно-Табаганском месторождениях (см. рис. 1).

Анализ геологического строения эталонных месторождений показал, что в зонах распространения органогенных и доломитизированных известняков наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют малоамплитудные выступы фундамента либо относительно погруженные и расположенные на моноклиналих тектонически экранированные блоки, на которых коры выветривания не формировались либо имеют незначительную толщину. Это связано с тем, что развитые по органогенным известнякам и доломитам коры выветривания, как правило, представлены непроницаемыми брекчированными карбонатно-глинисто-алевритистыми породами. Эти коры выветривания не только бесперспективны, но и препятствуют процессам выщелачивания и карстообразования коренных пород. Анализ результатов испытаний показал, что средние дебиты нефти из органогенных и доломитизированных известняков в продуктивных скважинах составляют 50–100 м³/сут. В случае, когда по органогенным и доломитизированным известнякам развита кора выветривания толщиной более 10–15 м, притоки флюидов из горизонтов М и М₁ не превышают 1–1,5 м³/сут. В частности, это наблюдается на Нижнетабаганской, Тамбаевской, Южно-Тамбаевской и других площадях.

Малоичское месторождение. Классическим примером залежи углеводородов в эрозионно-тектоническом выступе фундамента, сложенном органогенными и доломитизированными известняками, является Малоичское месторождение, расположенное в южной части Западной Сибири, на территории Новосибирской области. Малоичский эрозионно-тектонический выступ представлен серией поднятий и впадин, разделенных разломами и формирующих блоковое строение объекта (рис. 6). Анализ результатов испытаний показал, что залежи нефти в карбонатах и перекрывающей их глинисто-кремнистой коре выветривания, толщина которой на месторождении не превышает 8–10 м, гидродинамически связаны, а залежи отдельных блоков, напротив, экранированы друг от друга и каждый из них характеризуется своим уровнем водонефтяных контактов (ВНК). При этом в ряде блоков ВНК залежей расположены существенно ниже оконтуривающей изогипсы структуры, выделенной в рельефе кровли палеозоя. К северу от Малоичского поднятия расположена серия локальных продуктивных тектонически экранированных выступов, не входящих в состав основной залежи.

В данном случае связанные с органогенными и доломитизированными известняками продуктивные эрозионно-тектонические выступы находятся в поле аналогичных по составу пород. На временных сейсмических разрезах вне зависимости от состава все эрозионно-тектонические выступы характеризуются некоторым понижением амплитудных характеристик приуроченного к кровле палеозоя отражающего горизонта Φ_2 . Это связано не с перепадом акустических жесткостей на геологической границе, а со степенью дезинтеграции верхней части палеозойских отложений. Выступы фундамента, возвышающиеся над эрозионной поверхностью, в ранней юре и аалене в большей степени подвергались процессам физического и химического выветривания и имеют более неровные границы, что предопределяет формирование на них интенсивного поля рассеянных волн и, как следствие, понижение амплитуд регистрируемых волн, отраженных от этой границы. При этом падении энергии отраженных волн на карбонатных выступах существенно меньше, чем на выступах, сложенных глинисто-кремнистыми породами, на которых уменьшение амплитуд связано как с неровностью поверхности, так и с существенным уменьшением перепада акустических жесткостей на границе юрско-палеозойских отложений.

Тамбаевское и Южно-Тамбаевское месторождения. Как было отмечено, перспективы нефтегазоносности органогенных и доломитизированных известняков связаны не только с эрозионно-тектоническими выступами. Так, на Останинском месторождении, расположенном в восточной части Чузикско-Чижапской зоны, залежь в доломитизированных известняках контролируется погруженным тектонически экранированным блоком.

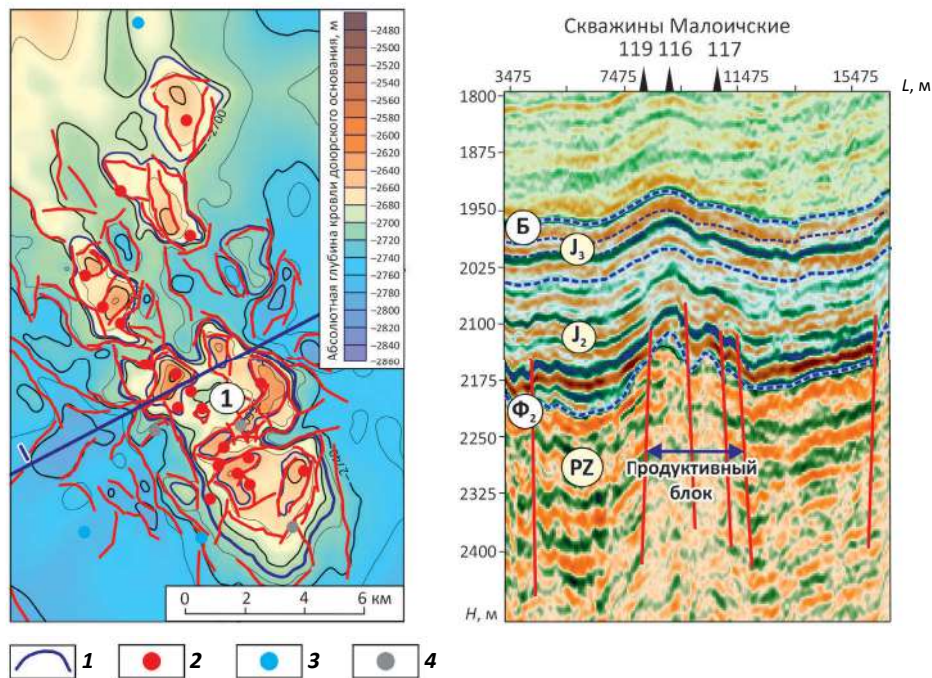
Нетрадиционное строение имеют также нефтяные залежи Тамбаевского и Южно-Тамбаевского месторождений, связанные с девонскими органогенными известняками. В рельефе кровли палеозоя слабоконтрастное Тамбаевское поднятие, в пределах которого пробурена продуктивная скв. 6, несколько вытянуто в северном направлении и имеет амплитуду 25 м. На Южно-Тамбаевской площади положительная структура в рельефе кровли юры отсутствует и продуктивная скв. 75 находится на моноклинали, воздымающейся в северо-восточном направлении, в сторону Герасимовского месторождения (рис. 7). На этих площадях контрастные эрозионно-тектонические выступы фундамента отсутствуют, палеозойские образования перекрыты 410-метровой толщей юрских отложений, в основании которых залегают ааленские отложения.

На Южно-Тамбаевской площади в продуктивной скв. 75 кора выветривания в разрезе отсутствует и на девонских карбонатах залегают юрские отложения; испытания горизонта М₁ были проведены в верхней 30-метровой толще органогенных известняков в трех



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Структурная карта по отражающему горизонту Φ_2 (А) и временной сейсмический разрез (В) Малоичского месторождения
Fig. 6. Depth map over reflection horizon Φ_2 (A) and seismic time section (B), Maloichsky field



1 — контуры локальных поднятий и куполов; скважины (2–4): 2 — с притоками нефти, 3 — с притоками воды, 4 — сухие. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — contours of local highs and domes; wells (2–4): 2 — with oil inflows, 3 — with water inflows, 4 — dry. See also legend in Fig. 1

интервалах, притоки нефти составили 7–81 м³/сут, высота залежи — как минимум 30 м (рис. 8). В расположенных гипсометрически выше скважинах 76, 77 толщина развитой по органогенным известнякам глинистой коры выветривания составляет 30–40 м. В скв. 76 при совместном испытании отложений коренного палеозоя и коры выветривания притока не получено; в скв. 77 дебит нефти из глинистой коры выветривания составил 0,3 м³/сут, приток воды из органогенных известняков коренного палеозоя — 0,48 м³/сут.

Как отмечалось, информацию о геологическом строении палеозоя отображают амплитудные характеристики отражающего горизонта Φ_2 . Отсутствие эрозионно-тектонических выступов фундамента на рассматриваемом объекте обусловило то, что в данном случае амплитудные характеристики приуроченного к кровле палеозоя отражающего горизонта Φ_2 определяются исключительно акустическими свойствами палеозойских отложений. Учитывая, что карбонатные отложения характеризуются аномально высокими скоростями и плотностями, а отложения коры выветривания по акустическим характеристикам близки к юрским, очевидно, что в зонах развития карбонатов, не перекрытых корой выветривания, амплитуды отраженных волн должны быть максимальными.

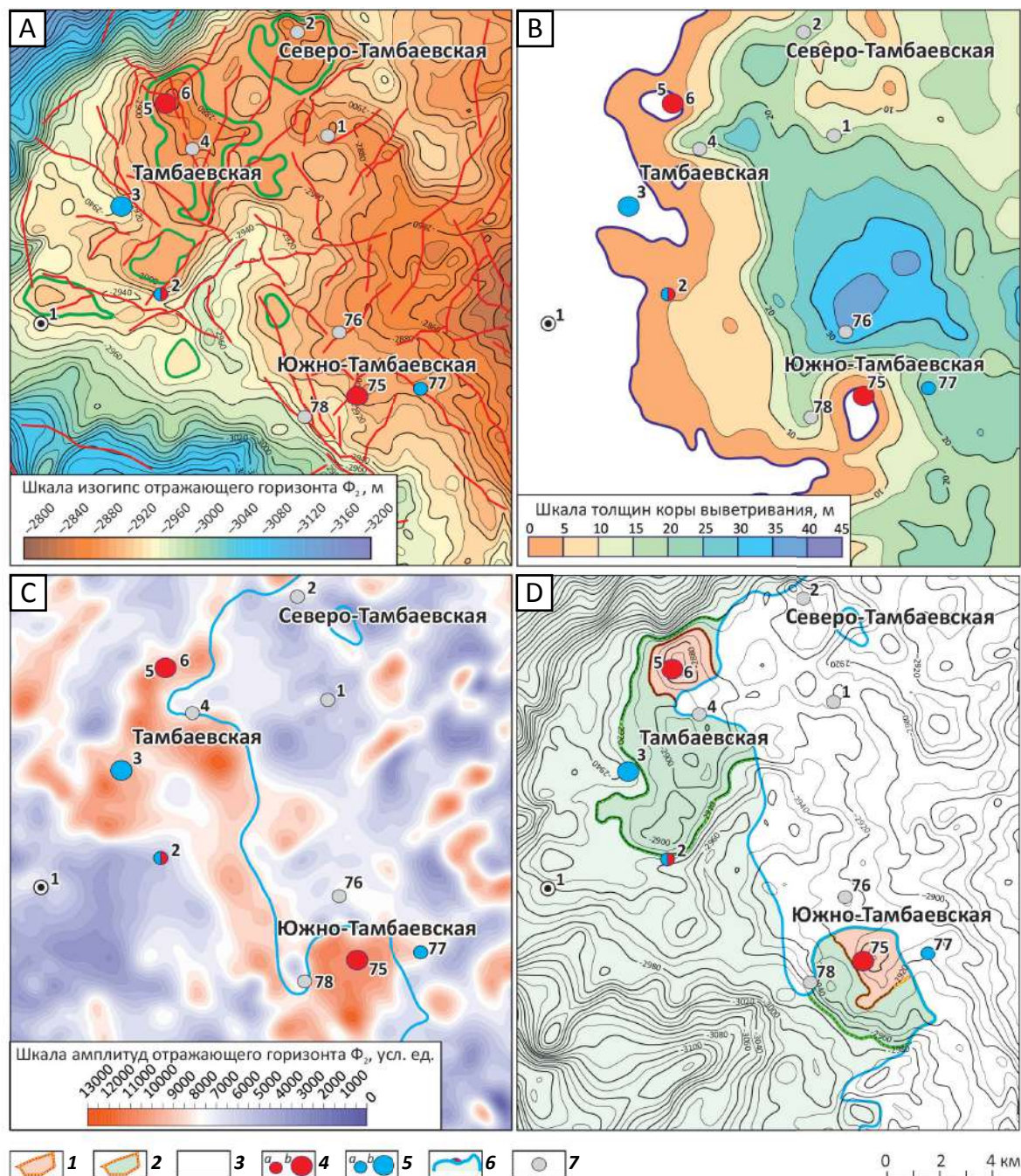
Временной разрез, пересекающий выходящий под юрские отложения Южно-Тамбаевский продуктивный блок, сложенный органогенными известняками, характеризуется наиболее высокими значениями амплитуд горизонта Φ_2 (скв. 75) (см. рис. 8). В северо-восточном направлении этот блок сменяется непроницаемыми карбонатами, перекрытыми мощной корой выветривания, амплитудно-энергетические характеристики сейсмического горизонта Φ_2 существенно уменьшаются (скважины 76, 77). Наименьшими значениями амплитуд отражающего горизонта Φ_2 характеризуется расположенный в восточной части профиля слабоконтрастный эрозионно-тектонический выступ, сложенный глинисто-кремнистыми породами (скв. 19).

Аналогичное строение имеет расположенное на севере рассматриваемой территории Тамбаевское месторождение, на котором в скв. 6 из блока органогенных известняков получен приток нефти дебитом 150 м³/сут.

Анализ распределения рассчитанных по сейсмическим данным динамических характеристик волнового пакета Φ_2 по площади позволяет выделить на рассматриваемой территории поле повышенных энергий, которое ассоциирует с зоной развития органогенных карбонатов, перспективных в отношении нефтегазоносности (см. рис. 7). Зона повышенных

Рис. 7. Структурная карта по отражающему горизонту Φ_2 (А), карта толщин коры выветривания (В), амплитуд отражающего горизонта Φ_2 (С) и модель Тамбаевского и Южно-Тамбаевского месторождений (горизонт M_1) (D)

Fig. 7. Depth map over the reflection horizon Φ_2 (A), map of weathering crust thickness (B), amplitudes of reflection horizon Φ_2 (C), and model of Tambayevsky and South Tambayevsky fields (M_1 Horizon) (D)



1 — нефтяная залежь; 2 — структурно-литологические ловушки; 3 — зоны, перспективные для формирования коллекторов; результаты испытаний, $m^3/сут$, и номер скважины (4–7): 4 — нефть < 1,5 (а), > 80 (б); 5 — вода 1,5 (а), > 80 (б); 6 — нефть, вода < 1,5; 7 — сухо.

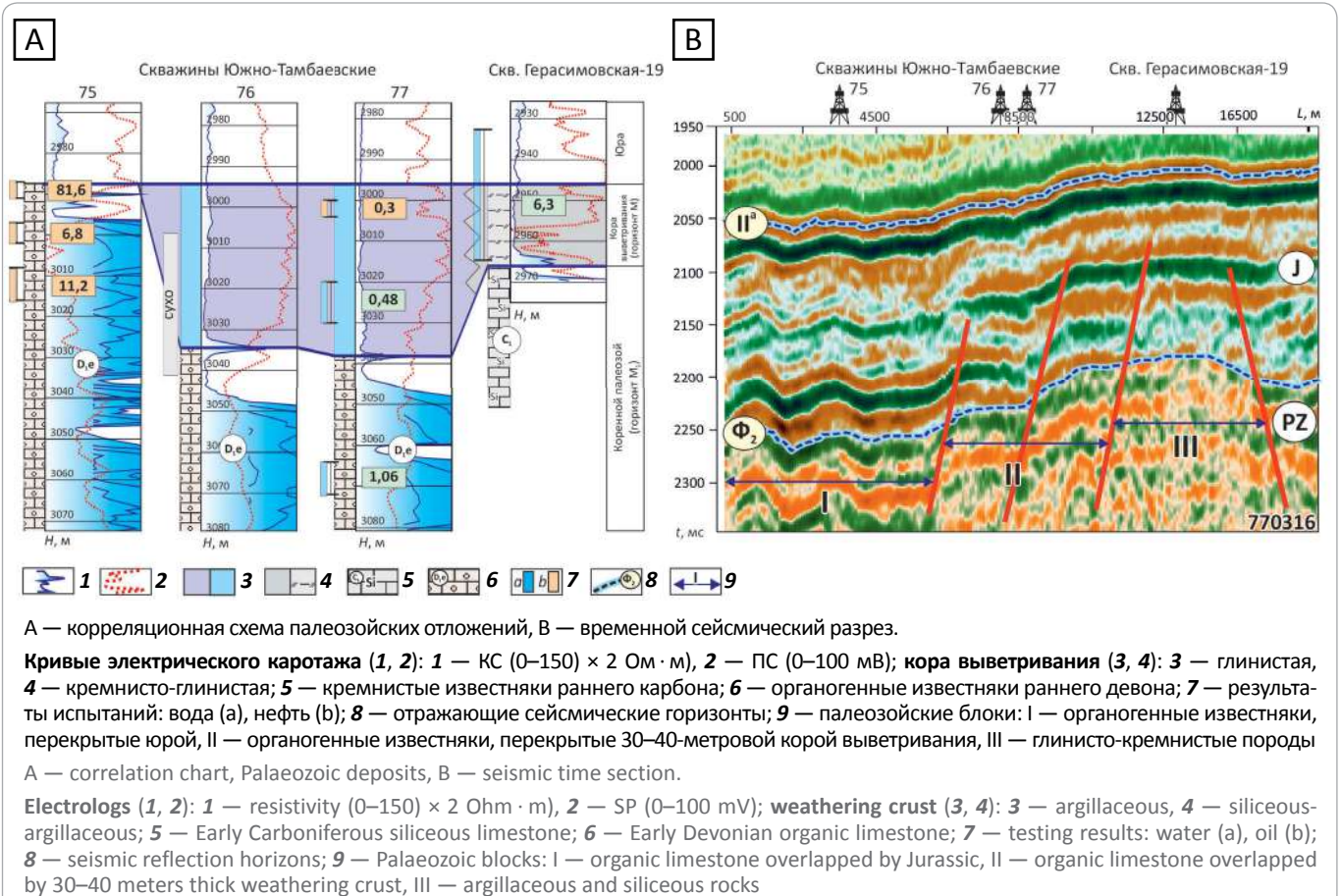
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 3

1 — oil pool; 2 — lithologically screened traps; 3 — zones likely for reservoir formation; testing results, m^3 per day, and well number (4–7): 4 — oil < 1.5 (a), > 80 (b); 5 — water 1.5 (a), > 80 (b); 6 — oil, water < 1.5; 7 — dry.

See also Legend in Fig. 1, 3

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 8. Геолого-геофизическая характеристика палеозойских отложений Южно-Тамбаевского месторождения
Fig. 8. Geological and geophysical features of Palaeozoic deposits, South Tambayevsky field



амплитуд пересекает исследуемую территорию в северо-восточном направлении, и при этом изолиния, отвечающая граничной толщине коры выветривания, равной 10 м, проходит по его восточной границе. В данном случае характер распределения амплитудно-энергетических характеристик сейсмической записи не имеет ничего общего с прямым прогнозом нефтегазоносности, а характеризует выход под юрские отложения не перекрытых мощной корой выветривания органогенных известняков, перспективных для формирования коллекторов.

В высокоамплитудные аномалии волнового поля попали высокодебитные продуктивные скважины Южно-Тамбаевская-75 и Тамбаевская-6, в которых из верхней части карбонатов получены притоки нефти дебитами 81 и 150 м³/сут соответственно. В высокоамплитудную аномалию также попадает скв. Тамбаевская-3, в которой из верхней части палеозойских отложений получен приток пластовой воды дебитом 115 м³/сут с пленкой нефти. В зонах, характеризующихся пониженными амплитудами волнового пакета Φ_2 и отвечающих развитию кор выветривания толщиной более 10–15 м, расположены все низкодебитные и сухие скважины.

По результатам проведенного анализа в органогенных известняках девона выделено два объекта — Тамбаевская и Южно-Тамбаевская литологические ловушки (см. рис. 7).

Таким образом, в рамках предложенной модели на Тамбаевском и Южно-Тамбаевском месторождениях приуроченные к органогенным известнякам залежи горизонта M_1 относятся к типу литологически экранированных. На востоке ловушки ограничены зоной отсутствия коллектора, в остальной части — ВНК. Контуры надежно выделяемых залежей проведены по нижним отверстиям перфорации. В то же время ловушки, к которым приурочены нефтяные залежи, имеют значительно большие размеры, и в случае их полного заполнения запасы нефти на месторождениях могут быть существенно увеличены.

ВНК залежи Тамбаевского месторождения может быть проведен на уровнях скв. 2 и 3. В скв. 2 при испытании палеозоя получен небольшой приток нефти и фильтрата бурового раствора, в скв. 3 — приток воды с пленкой нефти.

Аналогичным образом примерно в три раза может быть увеличено нефтяное поле Южно-Тамбаевского месторождения.

Закключение

На территории Западной Сибири палеозойские залежи углеводородов связаны главным образом с тремя типами пород: кислыми магматическими породами (гранитами и кислыми эффузивами), органогенными и доломитизированными известняками и глинисто-кремнистыми породами коры выветривания. Анализ сейсмических материалов по эталонным месторождениям показал, что палеозойские нефтегазоперспективные объекты в отложениях коренного палеозоя и коры выветривания имеют разное геологическое строение и по-разному отображаются в волновых сейсмических полях.

1. Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности коренного палеозоя (горизонт M_1) являются слабоконтрастные эрозионно-тектонические выступы, погруженные и расположенные на моноклинах тектонически экранированные блоки, сложенные органогенными и доломитизированными известняками, не перекрытые корой выветривания. В волновых сейсмических полях карбонатные выступы, расположенные в поле аналогичных по составу пород, характеризуются незначительным понижением амплитуд приуроченного к кровле палеозоя отражающего горизонта Φ_2 ; погруженным и расположенным на моноклинах перспективным блокам отвечают аномально высокие амплитуды сейсмической записи горизонта Φ_2 .

2. Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности коры выветривания (горизонт M) являются контрастные эрозионно-тектонические выступы фундамента, сложенные силикатосодержащими породами, в первую очередь кремнистыми известняками и кремнеаргиллитами, подвергавшимися интенсивным процессам дезинтеграции, в пределах которых формировались мощные коры выветривания глинисто-кремнистого состава. В пределах таких выступов интерес в отношении нефтегазоносности могут представлять и трещиноватые кремнистые известняки коренного палеозоя. В волновых сейсмических полях на таких объектах происходит резкое падение амплитуд отражающего горизонта Φ_2 , ниже которого на временных разрезах наблюдается хаотический рисунок сейсмической записи. С аналогичными контрастными эрозионно-тектоническими выступами связаны перспективы нефтегазоносности кислых магматических пород — гранитов и кислых эффузивов.

Разработанные сейсмогеологические критерии прогноза могут быть использованы при подготовке нефтегазоперспективных объектов и детализации палеозойских месторождений нефти и газа на территории всего Западно-Сибирского бассейна.

Работа выполнена в рамках проекта НИР при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Новосибирской области, проект 17-45-540837 p_a

Литература

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. — М.: Недра, 1975. — 680 с.
2. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. — М.: Недра, 1981. — 143 с.
3. Сурков В.С., Трофимук А.А. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. — М.: Недра, 1986. — 149 с.
4. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е., Краснов В.И., Пероззо Г.Н. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа: сб. науч. трудов. — Новосибирск, 1991. — С. 152–171.
5. Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М., Лапковский В.В., Поляков А.А., Соловьев М.В. Модель геологического строения и нефтегазоносность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузиско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2006. — № 5–6. — С. 91–102.
6. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика. — 2007. — Т. 48. — № 5. — С. 538–547.

References

1. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erv'e Yu.G. Oil and gas geology of the Western Siberia. Moscow: Nedra; 1975. 680 p.
2. Surkov V.S., Zhero O.G. West Siberian Plate: basement and evolution of sedimentary cover. Moscow: Nedra; 1981. 143 p.
3. Surkov V.S., Trofimuk A.A. West Siberian Plate: mega-sequences and deep structure of the Earth's crust. Moscow: Nedra; 1986. 149 p.
4. Kontorovich A.E., Ivanov I.A., Koveshnikov A.E., Krasnov V.I., Perozio G.N. Geological settings of oil and gas occurrence within the upper part of the West Siberian Palaeozoic section. *Teoreticheskie i regional'nye problemy geologii nefiti i gaza: sb. nauch. trudov.* Novosibirsk; 1991. pp. 152–171.
5. Kontorovich V.A., Berdnikova S.A., Kalinina L.M., Lapkovskii V.V., Polyakov A.A., Solov'ev M.V. Model of geological structure and petroleum potential at the contact of Palaeozoic and Mesozoic deposits in the Chuziksky-Chizhapsky petroleum accumulation zone. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2006;(5–6):91–102.
6. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the paleozoic-mesozoic boundary in West Siberia: seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation) *Russian Geology and Geophysics.* 2007;48(5):422–428.

ГеоЕвразия-2019

Международная геолого-геофизическая конференция и выставка
«Современные технологии изучения и освоения недр Евразии»

Geosciences Eurasia Conference and Exhibition

ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ:

- Региональные геолого-геофизические исследования
- Актуальные вопросы нефтегазовой геологии
- Геологическое моделирование месторождений нефти и газа
- Геофизические исследования и работы в скважинах на нефть и газ
- Петрофизика и геомеханика
- Сейсмические технологии
- Скважинная сейсморазведка
- Геофизическое оборудование и аппаратура
- Малоглубинная геофизика
- Геолого-геофизические исследования месторождений твердых полезных ископаемых
- Морские исследования и освоение шельфовых ресурсов
- Подземные воды и опасные геологические процессы
- Дистанционное зондирование Земли
- Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли
- Цифровая трансформация индустрии

ВАЖНЫЕ ДАТЫ

Для докладчиков:

- 1 мая Начало приема кратких аннотаций
- 15 сентября Окончание приема кратких аннотаций
- 15 октября Оповещение авторов о включении в программу конференции
- 1 ноября Окончание приема полных тезисов докладов/
публикация предварительной программы конференции

Для участников конференции:

- 25 апреля Открытие регистрации
- 1 ноября Окончание льготной регистрации
- 25 декабря Окончание предварительной регистрации
- 4-7 февраля Регистрация на месте

Для участников выставки:

- 25 апреля Начало приема заявок на выставку
- 25 августа Окончание бронирования выставочных площадей по льготной цене
- 25 октября Окончание бронирования выставочных площадей

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ:

- Применение робототехники и беспилотных летательных аппаратов для геофизических исследований
- Современные геотермические исследования
- Геомониторинг и экологические изыскания на шельфе
- Разработка отечественного программного обеспечения
- Юниорные компании
- Цифровые технологии: где мы, куда идём и как быстро?
- Физика пласта: предметы и задачи
- Нефтегазоносность Сахалинского шельфа
- Поиски нефти и газа в районах сложного геологического строения
- Геолого-экономический анализ
- Геологическое и геофизическое образование
- Управление проектами

ВАЖНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

Даты проведения	4-7 февраля 2019 г
Место проведения	Центр международной торговли, Москва
Ожидаемое количество участников	1500
Площадь выставки	1500 м2



Международная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество (МОО ЕАГО)



Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (Ассоциация «АИС»)



Общественная организация Российское геологическое общество (РОСГЕО)

УДК 550.812.14

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-17-25

Геологическая модель ачимовского клиноформного комплекса на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала

© 2018 г. | Е.А. Потапова

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; eapotapova@tnnc.rosneft.ru;²ФГБОУ ВПО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Поступила 13.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *Среднемессояхский вал; клиноформные отложения; концептуальная модель; глубоководные отложения; палеорельеф; подсамотлорский комплекс.*

В статье приведены результаты анализа сейсмических и скважинных данных территории юго-восточного склона Среднемессояхского вала. Цели данной статьи — уточнение геологической модели клиноформного комплекса в зоне сочленения Среднемессояхского малого вала и Большехетской впадины и прогноз ловушек углеводородов в неразбуренной части пласта. В результате проведенного анализа доказан глубоководный генезис изучаемого интервала по данным керна. Построена новая концептуальная модель нижнемелового клиноформного комплекса на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала. Впервые закартированы границы нетипичных конусов выноса, аналогичных ачимовским объектам соседних месторождений, ограниченных палеорельефом, без проградации с омоложением отложений. Выполнен прогноз развития ловушек углеводородов, по результатам бурения скважины в 2017 г. подтверждено наличие залежи (дебит нефти при испытании более 500 м³/сут).

Для цитирования: Потапова Е.А. Геологическая модель ачимовского клиноформного комплекса на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала // Геология нефти и газа. — 2018. — № 4. — С. 17–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-17-25.

Geological model of the Achimov clinoform series within the south-eastern slope of the Srednemesoyakhsky Swell

© 2018 | E.A. Potapova^{1,2}¹TNNC, Tyumen, Russia; eapotapova@tnnc.rosneft.ru;²Tyumen industrial University, Tyumen, Russia

Received 13.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *Srednemesoyakhsky Swell; clinoform deposits; conceptual model; deepwater deposits; paleotopography; below-Samotlor series.*

The paper presents the results of seismic and well data analysis over the south-eastern slope of the Srednemesoyakhsky Swell. Objective of the work was an improvement of geological model of the clinoform series in the suture zone of the small Srednemesoyakhsky Swell and Bolshekhetsky Depression linkage, as well as prediction of HC traps in the undrilled part of the formation. For this purpose, analysis of the following data was carried out: core description, mineral and petrographic composition of rocks; well logging data; testing results; porosity and permeability of Lower Cretaceous formations over 83 prospecting and exploratory wells; sedimentological columns (39 wells); results of paleontological and palynological studies (in 40 wells). Regional and areal CDP seismic data were examined (7313 km 2D and 3430 km² 3D) together with the results of regional scientific and research works (published and library materials) carried out in 2006–2015 in the north of Western Siberia (OAO Yamalgeofizika; LLC LNTNG Petrograf (Laboratory of New Technologies in Petroleum Geology); IPGG SB RAS (Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences); SibNATs (Siberian Scientific and Analytical Centre); LUKOIL-Western Siberia, LLC). The results of the core data analysis undertaken allowed proving the deepwater genesis of the interval under investigation. The new conceptual model of the Lower Cretaceous clinoform series on the south-eastern slope of the Srednemesoyakhsky Swell was created. Boundaries of uncharacteristic fans were mapped for the first time, which are similar to the Achimov objects in the neighbouring fields (results of 2012–2015 works) limited by paleotopography, with no progradation and rejuvenation of deposits. Prediction of HC traps development was carried out; the drilling results in 2017 have proved existence of the pool (oil flow rate during testing exceeded 500 m³ per day).

For citation: Potapova E.A. Geological model of the Achimov clinoform series within the south-eastern slope of the Srednemesoyakhsky Swell. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4):17–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-17-25.

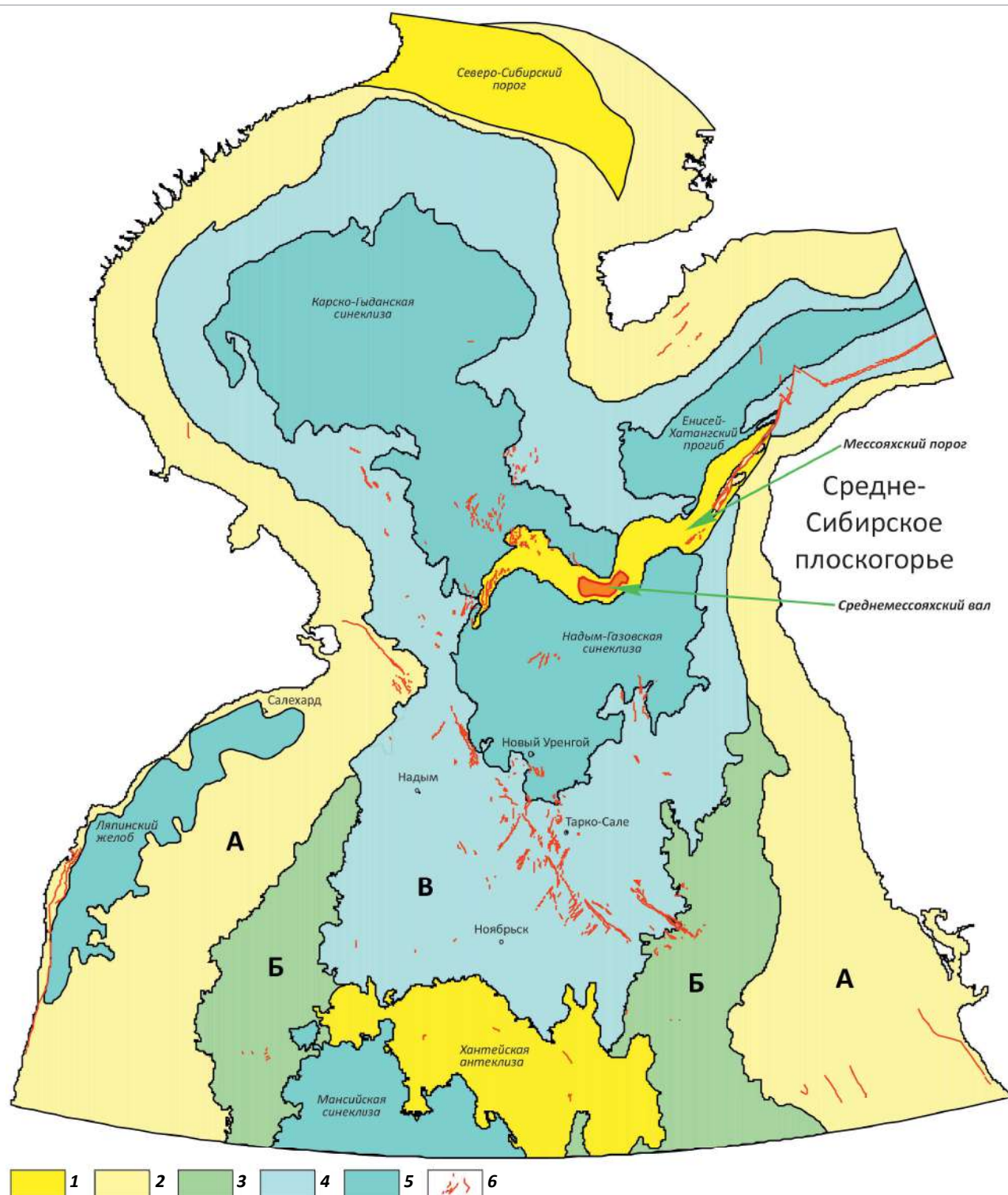
В центральной части Мессояхского пояса мегавалов выделяется самый высокоамплитудный в Западной Сибири Среднемессояхский малый вал — уникальный геологический объект (рис. 1).

В пределах зоны развития вала в 42 пластах открыто более 100 залежей. Этаж нефтегазоносности включает отложения покурской, малохетской, суходунской и малышевской свит. Состав углеводородов,



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Тектоническая карта мезо-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западной Сибири (Бочкарев В.С. и др., 2001)
Fig. 1. Tectonic map of Mesozoic-Cenozoic orthoplatform cover, West Siberia (Bochkarev V.S. et al., 2001)



Пояса: А, Б — мегамоноклиз разного уровня; В — мегасинеклиз.

1 — самая высокая структура; 2–4 — промежуточный цвет в шкале по убыванию; 5 — самая низкая структура; 6 — крупные тектонические нарушения

Belts of: А, Б — mega-monoclines of different-level; В — mega-synclises.

1 — the highest structure; 2 — intermediate colour in the descending scale; 3 — intermediate colour in the descending scale; 4 — intermediate colour in the descending scale; 5 — the lowest structure; 6 — major tectonic faults

фильтрационно-емкостные свойства пород, тектоническое строение для каждого пласта уникальны. Разрез от юрских до верхнемеловых отложений отражает цикличность условий терригенного осадконакопления: континентальные, мелководно-морские, глубоководно-морские.

Основным объектом прироста ресурсной базы является интервал нижнемеловых клиноформных пластов (БУ_{15–20}), геологическое строение которых в большой степени обусловлено тектоническими процессами формирования Среднемессояхского вала.

Целями настоящей статьи являются уточнение геологической модели клиноформного комплекса в зоне сочленения Среднемессояхского малого вала и Большехетской впадины и прогноз ловушек углеводородов в неразбуренной части пласта.

Для выполнения поставленных задач проанализировано описание керна, данные по минерально-петрографическому составу пород, материалы ГИС, результаты испытания, фильтрационно-емкостные свойства нижнемеловых отложений (83 поисковых и разведочных скважин), седиментологические колонки (39 скважин), результаты палеонтологических и палинологических исследований (40 скважин). Изучены материалы региональных и площадных сейсморазведочных работ МОГТ 2D (7313 км) и 3D (3430 км²), научно-исследовательских региональных работ (опубликованные материалы и фондовая литература), выполненных в 2006–2015 гг. в пределах северных районов Западной Сибири (ОАО «Ямалгеофизика», ООО «ЛНТНГ «Петрограф», ИНГТСОРАН, ЗАО «СибНАЦ», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»).

Особенности формирования отложений в региональной модели

Клиноформный комплекс на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала, в связи с установленным уренгойским типом разреза [1], представлен тремя маркирующими горизонтами: самбургским, урьевским, самотлорским (таблица).

Строение клиноформного комплекса предположено на основе региональных исследований предыдущих лет, составленных по данным НИР под руководством В.П. Игошкина (2007). Согласно этим данным, в раннем мелу Среднемессояхский вал не существовал как структура, а изучаемая площадь была сложена исключительно мелководно-морскими отложениями (рис. 2). На основе детальных работ, проводимых в пределах Среднемессояхского вала, установлено несоответствие прежнего регионального представления о строении нижнемеловых отложений в пределах развития вала новым данным.

Особенности формирования отложений в детальной модели

Для изучения палеогеографических особенностей формирования отложений при анализе керна

Таблица. Стратиграфическая схема (Решение 6-го МСК, 2004)

Table. Stratigraphic chart (Resolution of the 6-th Interdepartmental Stratigraphical Committee, 2004)

Стратиграфическая шала					
Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	Маркирующие горизонты
Мел	Нижний	Валанжин	Нижний	Аганский	Савуйский
					Самбургский
					Урьевский
					Самотлорский
				Тарский	Хальмерпаютинский
					Тагринский
					Приозерный
		Берриас		Куломзинский	Лабазный
					Сабунский
					Назинский

скважин использовались следующие параметры: состав и окраска пород, их последовательность в разрезе, вторичные изменения, цикличность, текстурно-структурные особенности, минеральный состав обломочных и аутигенных образований, характер включений, систематический состав и количественная характеристика окаменелостей, типы захоронения и т. д. [2]. По данным литофациальных исследований в 2012 г. специалисты компании «Halliburton Consulting & Project Management» в изучаемом интервале впервые определили фации подводных конусов выноса (X4, X5, X8, X16). К основным седиментологическим признакам глубоководных отложений, обнаруженных в кернах изученных скважин, относятся: полное отсутствие биотурбаций, включения интракластов сильноуглистых глин, циклы Боума турбидитных отложений [2].

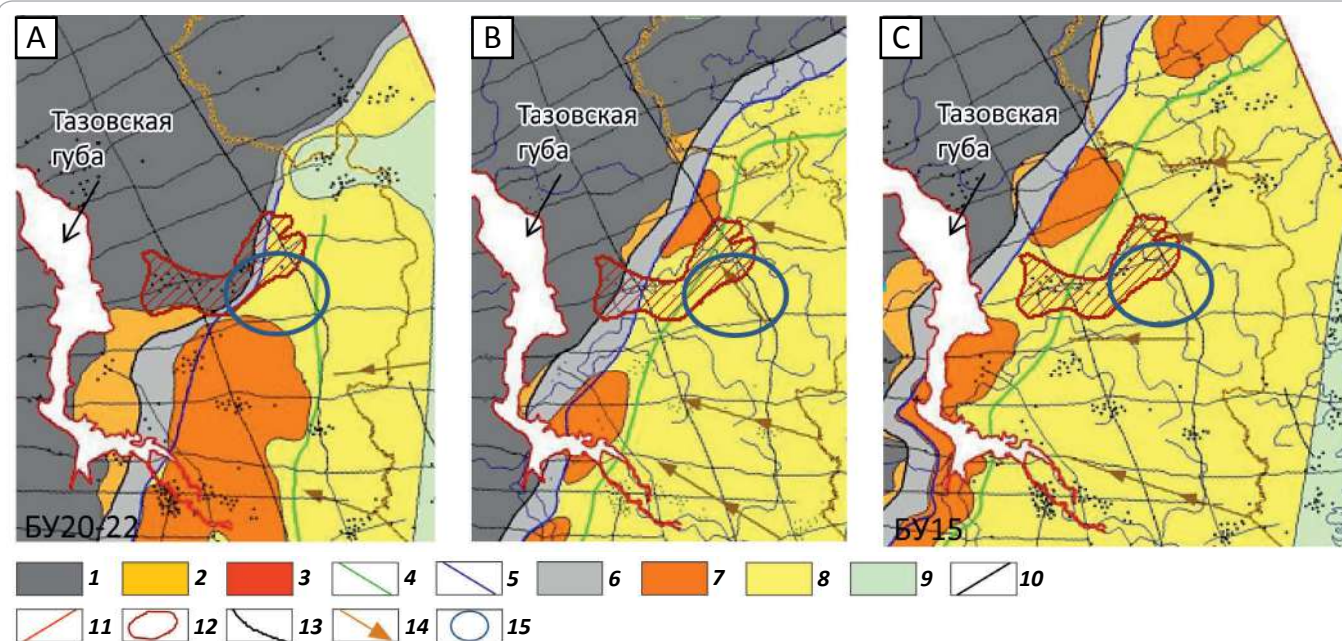
В 2013–2015 гг. фации турбидитов обнаружены в скв. X24, а фации глубоководных илов — в скв. X74 (рис. 3).

Помимо этого при анализе сейсмических разрезов и палеовременных карт было установлено, что Среднемессояхский вал на время формирования изучаемых пластов препятствовал распространению осадков на север. Группа пластов БУ_{19–20} распространена на ограниченной территории, а клиноформы, сформированные в это время, «утыкаются» в склон вала и не всегда имеют классическое строение. Такая геологическая ситуация могла способствовать

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Палеогеографические схемы клиноформных комплексов в пределах Среднемессояхского вала (составлена на основе данных НИР под руководством В.П. Игошкина, 2007)

Fig. 2. Paleogeographic charts of clinoform series within the Srednemesoyakhsky Swell (prepared basing on R&D data obtained under the direction of Igoshkin V.P., 2007)



Палеогеографические схемы: А — подсамотлорского комплекса (K_1), перспективы: глубоководные и мелководные структурно-литологические ловушки, пласты БУ₂₀₋₂₂; В — подурьевского комплекса (K_1), перспективы: глубоководные и мелководные структурно-литологические ловушки, пласты БУ₁₆₋₁₉; С — подмоховского комплекса (K_1), перспективы: мелководные структурные и структурно-литологические ловушки, пласт БУ₁₅.

1 — открытое море (глубина более 200 м); 2 — подводные конуса выноса в открытом море; 3 — эрозионно-денудационная равнина; **кромка палеошельфа** (4, 5): 4 — на начало формирования комплекса, 5 — на завершение формирования комплекса; 6 — структурно-литологические ловушки; 7 — дельтовые конуса; 8 — мелководный шельф (глубина 0–20 м); 9 — переходная зона (континентальные и морские отложения); 10 — линия профиля региональной сейсморазведки; **границы** (11–13): 11 — административные (Ямало-Ненецкий АО, Красноярский край), 12 — Среднемессояхского вала, 13 — нижнего клиноформного комплекса; 14 — главное направление выноса терригенного материала в береговой и шельфовой зонах; 15 — область исследования

Paleogeographic charts: А — below-Samotlor series (K_1), prospects: deepwater and shallow-water lithologically screened traps, БУ₂₀₋₂₂ beds; В — below-Urievsky series (K_1), prospects: deepwater and shallow-water lithologically screened traps, БУ₁₆₋₁₉ beds; С — below-Mokhovskiy series (K_1), prospects: shallow water structural and lithologically screened traps, БУ₁₅ bed.

1 — high seas (depth exceeding 200 m); 2 — submarine fans in high seas; 3 — erosion and denudation plain; **paleo-shelf edge** (4, 5): 4 — at the beginning of the series formation, 5 — at the end of the series formation; 6 — lithologically screened traps; 7 — deltaic fans; 8 — shallow-water shelf (depth 0–20 m); 9 — transition zone (continental and marine deposits); 10 — regional seismic line; **borders** (11–13): 11 — administrative (Yamal-Nenets Autonomous Okrug, Krasnoyarsk Region), 12 — Srednemesoyakhsky Swell, 13 — lower of the clinoform series; 14 — main direction of terrigenous material transportation in coastal and shelf zones; 15 — study area

аккумуляции значительного количества песчаного материала вдоль склонов Среднемессояхского вала. Это также подтверждается работами других авторов, занимающихся изучением геологического строения этой территории [3–6].

В.А. Маринов с соавторами на основании прямых признаков (биостратиграфия) установили, что на протяжении берриаса – начала раннего валанжина Среднемессояхский вал был островной областью с хвойно-гинкговыми лесами и папоротниковым подлеском. Далее, в результате опускания территории, остров оказался погруженным в воду [7].

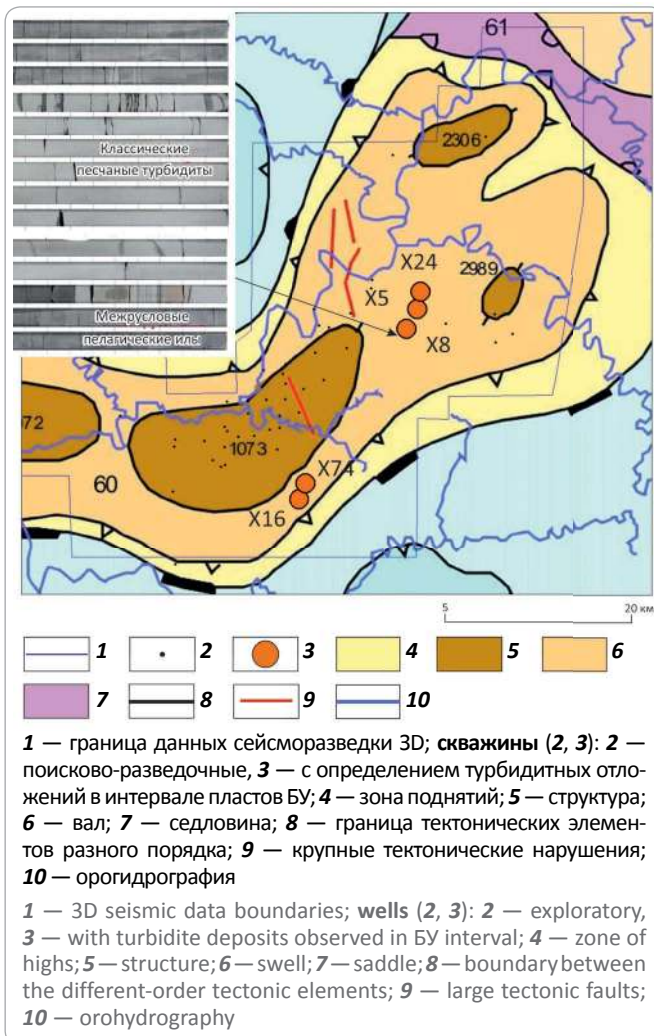
Для определения палеорельефа одних скважинных материалов недостаточно, необходимо комплексное изучение данных сейсморазведки, геохи-

мии, биостратиграфии. Палеогеографические построения, выполненные автором статьи, базируются на данных сейсморазведочных работ 2D и 3D. В зоне сочленения Среднемессояхского вала и Большехетской впадины на момент начала формирования ачимовской части подсамотлорского комплекса фиксируется локальная палеовпадина (рис. 4). В пределах этой впадины пробурены скважины, вскрывшие отложения глубоководного генезиса, определенные по данным седиментологического анализа.

На этом основании был сделан вывод, что в пределах такой формы палеорельефа образовались нетипичные конуса выноса — их границы контролируются границами локальной впадины. Еще одним отличием является то, что конус выноса не програ-

Рис. 3. Седиментологические исследования (основа — фрагмент тектонической карты под ред. И.И. Нестерова, 1990)

Fig. 3. Sedimentological studies (on the base of the tectonic map fragment, edited by Nesterov I.I., 1990)



дирует с омоложением отложений, а осадки наслаивались друг на друга до полного заполнения палеовпадины.

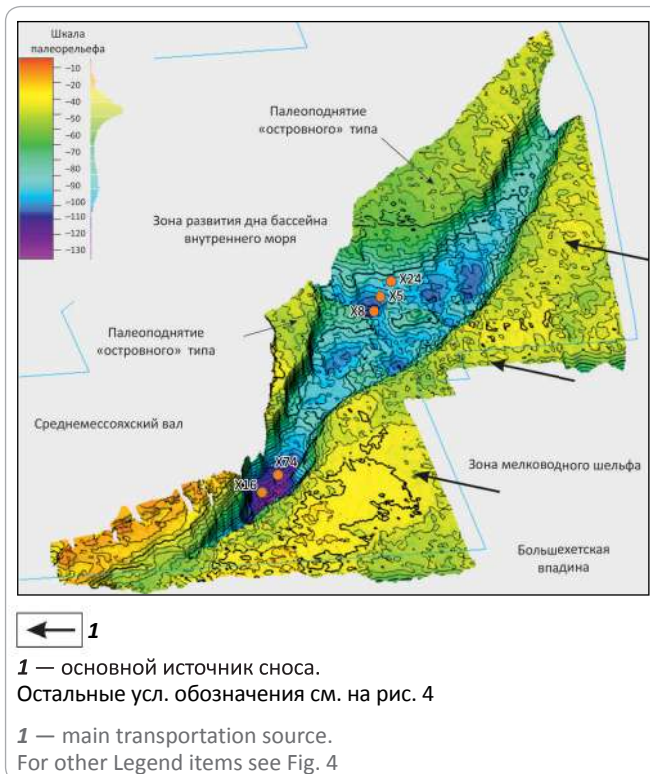
В связи с установленными признаками глубоководных отложений построена новая концептуальная модель геологического строения интервала нижнемелового клиноформного комплекса в пределах южного склона Среднемессояхского вала, в рамках которой закартированы границы предполагаемых конусов выноса.

Концептуальная модель

Для пластов с седиментологическими признаками глубоководных отложений в пределах развития палеовпадины подсамотлорского комплекса применена концептуальная модель на основе зон глубоководных обстановок Д. Стоу [7] (рис. 5). Главная отличительная их особенность — конуса выноса рас-

Рис. 4. Палеорельеф на момент начала формирования ачимовской части подсамотлорского комплекса (dt H4–H4–20 по данным сейсморазведки 3D)

Fig. 4. Paleotopography at the beginning of the Achimov part of the below-Samotlor series formation (dt H4–H4–20 according to 3D seismic data)



пространены только в пределах увеличения временной мощности и их границы контролируются палеорельефом. Корреляция сейсмических отражений и пластов в поисково-разведочных скважинах выполнена в рамках сиквенс-стратиграфической модели, разработанной автором статьи с учетом данных керн (рис. 6, 7) на основе сиквенс-стратиграфической модели бассейна по O. Satuneanu [8, 9].

Глубоководная часть в границах увеличения временной мощности выделена в отдельные пласты, которые являются аналогом ачимовских отложений (отражающий горизонт БУ₁₉₋₁ контролирует их развитие). На сейсмическом разрезе наблюдаются сейсмические аномалии, которые связываются с врезами в пределах конусов выноса.

Согласно концептуальной модели, в пределах пластов выделены две зоны: подводных конусов выноса и дна бассейна (см. рис. 5). Конуса выноса — это турбидитные отложения терригенного потока, а дно бассейна — илистая часть глубоководного бассейна. Бассейн в данном случае — внутреннее море с переменной глубиной шельфа. Локальная впадина — самая погруженная его часть, где аккумулируются турбидитные потоки.

По атрибуту RMS закартированы границы развития конусов выноса (выполнен поиск зависимостей

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 5. Концептуальная модель на основе зон глубоководных обстановок Д. Стоу (с изменениями и дополнениями [7])

Fig. 5. Conceptual model based on the zones of deepwater environment by D. Stowe (modified and supplemented [7])

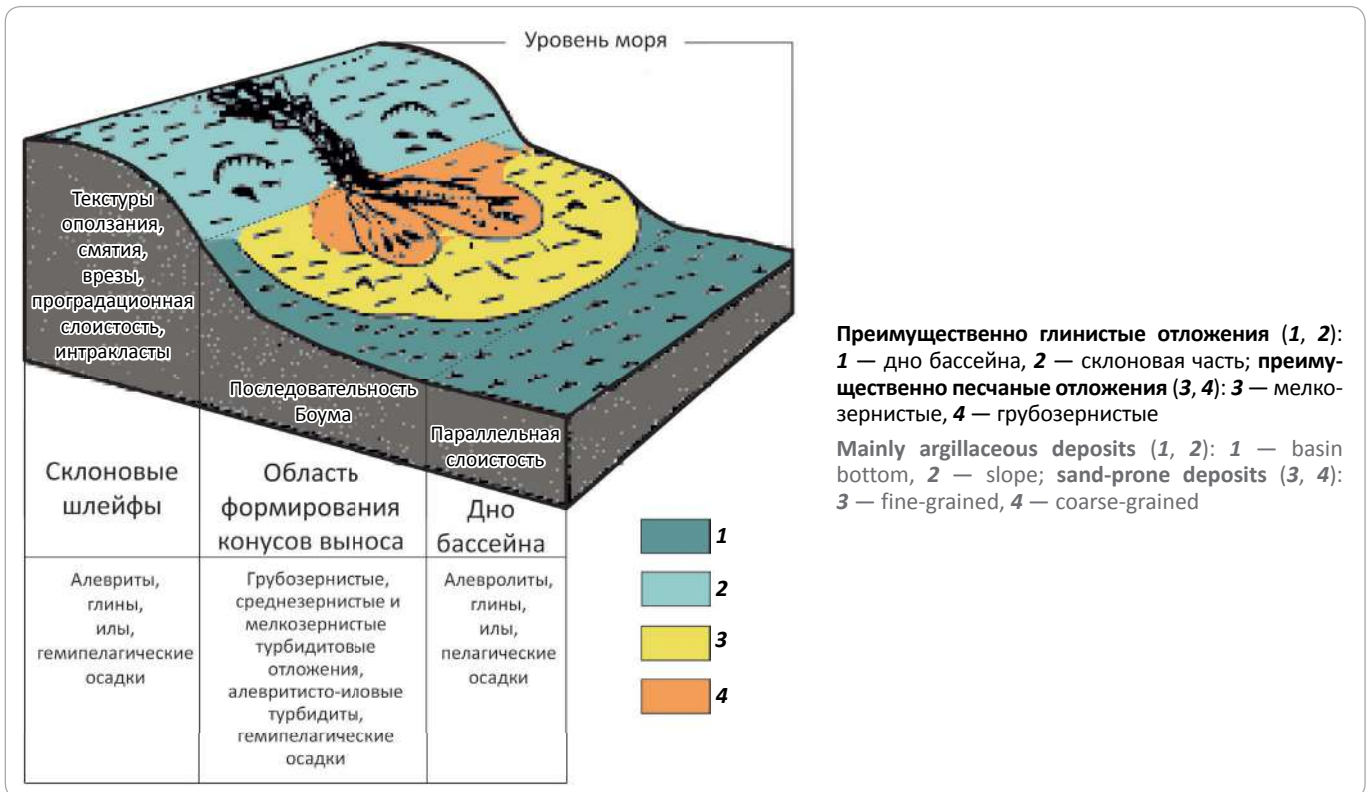


Рис. 6. Концептуальная модель нижнемелового клиноформного комплекса

Fig. 6. Conceptual model of Lower Cretaceous clinoform series

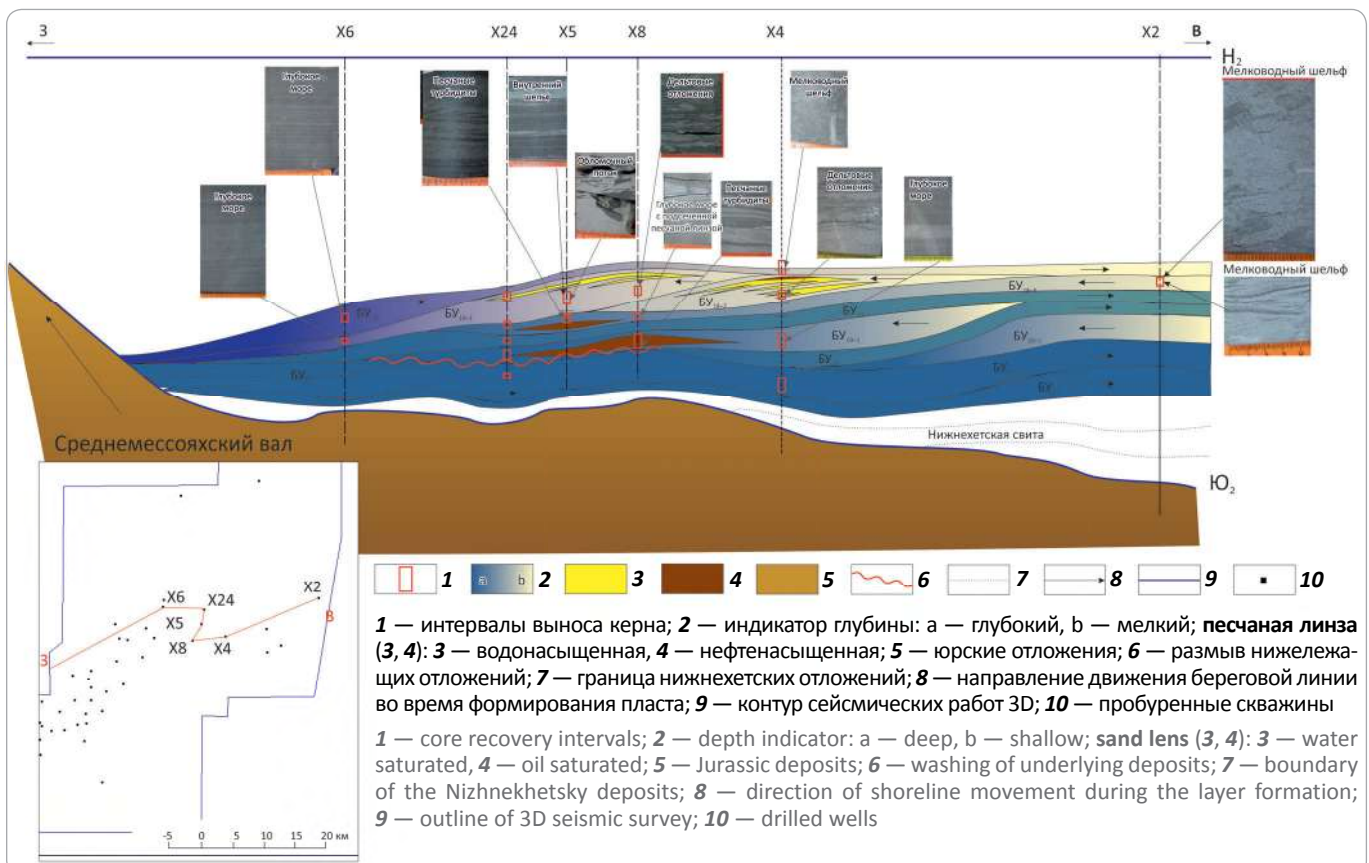


Рис. 7. Сейсмический разрез с учетом концептуальной модели
Fig. 7. Seismic section in the direction of the conceptual model cross-section

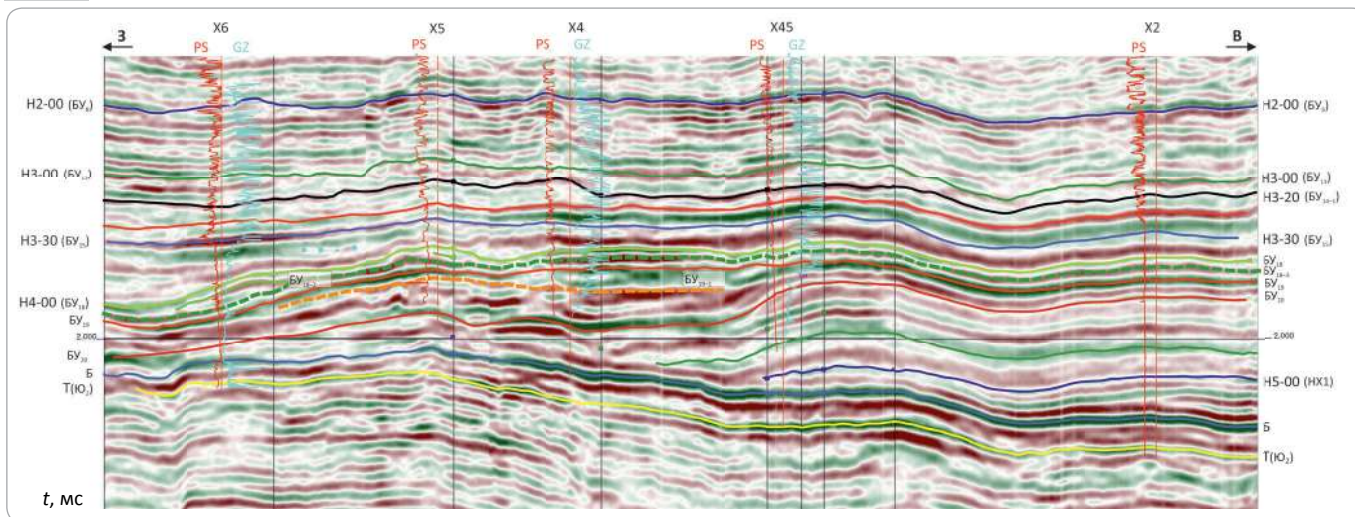
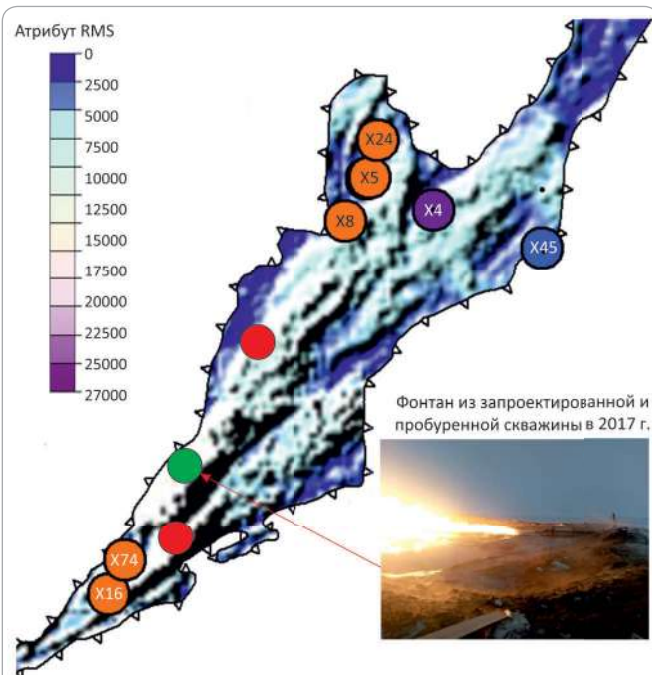


Рис. 8. Седиментологические исследования
(основа — фрагмент тектонической карты под ред.
И.И. Нестерова, 1990)

Fig. 8. Sedimentological studies (on the base of the tectonic map fragment, edited by Nesterov I.I., 1990)



Фациальные ассоциации по данным изучения керна (1–3):
1 — склон шельфа, **2** — турбидиты (подводные конуса выноса),
3 — дно бассейна; **4** — линия стратиграфического выклинивания
 пласта; **скважины (5, 6): 5** — пробуренная в 2017 г., **6** — проек-
 тные 2018–2019 гг.

Facies associations on the results of core studies (1–3): 1 – slope of shelf, 2 – turbidites (submarine fans), 3 – bottom of the basin; 4 – line of stratigraphic pinchout of the layer; **wells (5, 6):** 5 – drilled in 2017, 6 – planned for 2018–2019

значений $H_{эф}$ от значений атрибута RMS, в результате которого определены граничные значения коллектора). Зона подводных конусов выноса ассоциирована с наличием коллектора, зона дна бассейна — заглинизированных областей [10].

На основе анализа закартированы отдельные песчаные линзы. Одна линза вскрыта скважинами X8 и X5, из которых получены промышленные притоки нефти. Три линзы на момент построения модели (2015 г.) не были вскрыты скважинами и оценивались как перспективные объекты, на которые запланировано поисково-разведочное бурение (рис. 8).

В 2017 г. была пробурена поисковая скважина, которая подтвердила прогнозные контуры конуса выноса, по результатам испытания из скважины получено более 500 м³/сут нефти. В скважине в интервале пласта отобран керн, седиментологические исследования которого позволят подтвердить условия осадконакопления.

На 2019 г. запроектирована еще одна скважина в аналогичных отложениях. Подобная модель принята для нижележащих отложений клиноформного комплекса, на ее основе в настоящее время выполняется прогноз развития коллекторов (рис. 9).

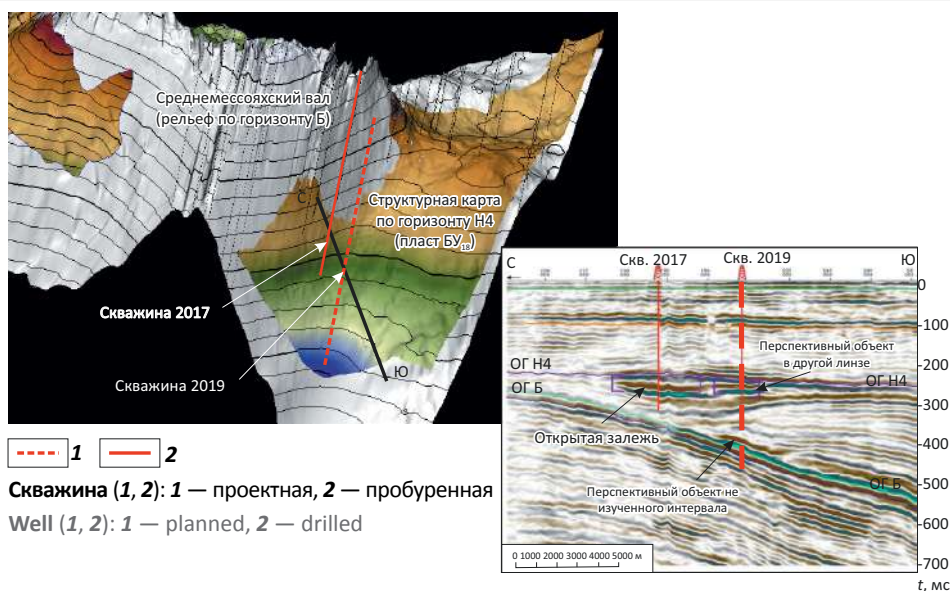
Выводы

Построена новая концептуальная модель нижнемелового клиноформного комплекса на юго-восточном склоне Среднемессояхского вала.

Впервые закартированы границы нетипичных конусов выноса, аналогичных ачимовским объектам соседних месторождений (результат работы 2012–2015 гг.), ограниченных палеорельефом, без проградации с омоложением отложений.

Выполнен прогноз развития ловушек углеводородов, по результатам бурения скважины в 2017 г. подтверждено наличие залежи (дебит нефти при испытании более 500 м³/сут).

Рис. 9. Применение результата для неизученного интервала
Fig. 9. Application of the result to unexplored interval



Литература

1. Потапова Е.А., Курчиков А.Р., Бородин В.Н. Проблемы стратификации отложений неокома в пределах Среднемесяцкого вала и сопредельных территорий севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 12. – С. 4–14.
2. Петтиджон Ф.Д. Осадочные породы / Ред. И.М. Симанович. – М.: Недра, 1981. – 751 с.
3. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Зарипов С.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений в пределах Среднемесяцкого вала и Большехетской впадины севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 7. – С. 11–20.
4. Кулишкин Н.М., Харахинов В.В., Шленкин С.И., Попова О.И., Коняев Д.Н., Андрейчик Ю.Б., Пантелеев А.В., Подойницын А.В. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Мессояхской гряды на севере Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – Т. 9. – № 1. – С. 39–48.
5. Маринов В.А., Злобина О.Н., Игольников А.Е., Могучева Н.К., Урман О.С. Биостратиграфия и условия формирования нижнего мела Малохетского структурно-фациального района (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 10. – С. 1842–1853.
6. Харахинов В.В., Кулишкин Н.М., Шленкин С.И. Мессояхский порог — уникальный нефтегазогеологический объект на Севере Сибири // Геология нефти и газа. – 2013. – № 5. – С. 36–50.
7. Реддинг Х.Г., Коллинсон Д.Д. Обстановки осадконакопления и фации: в 2 т.; Т. 1: пер. с англ. / Под ред. Х. Реддинга. – М.: Мир, 1990. – 351 с.
8. Потапова Е.А. Реализация сиквенс-стратиграфического подхода для уточнения корреляции клиноформных пластов группы БУ на юго-восточном склоне Среднемесяцкого вала // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 7. – С. 22–29.
9. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy. In: O. Catuneanu, ed. Amsterdam: Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Alberta; 2006. 375 p.
10. Потапова Е.А. Типизация отложений пластов БУ_{15–20} в пределах Среднемесяцкого вала на основе петрофизического анализа керна и фациального анализа с целью прогноза наличия коллектора // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 11. – С. 5–13.

References

1. Potapova E.A., Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Problems of the neokomian deposits stratification within the boundaries of Middle-Messoyakh swell and the neighbor territories in the north of the Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2017;(12):4–14.
2. Pettijohn F.J. Sedimentary Rocks. New York: Harper and Brothers; 1949. P. 191–194.
3. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Zaripov S.M. Geological structure and prospects for oil and gas content of Low Cretaceous deposits located in the boundaries of Srednemessoyakhsky swell of Bolshekhetsky depression in the northern part of Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2011;(7):11–20.
4. Kulishkin N.M., Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Popova O.I., Konyaev D.N., Andreychik Yu.B., Panteleev A.V., Podoynicin A.V. New data on geological structure and oil-and-gas-bearing capacity of messoyakhka ridge in the northern part of West Siberia. *Geologiya i mineral'no syr'evye resursy Sibiri*. 2012;9(1):39–48.
5. Marinov V.A., Zlobina O.N., Igo'nikov A.E., Uрман O.S., Mogucheva N.K. The biostratigraphy and sedimentary environments of the Lower Cretaceous section, Malaya Kheta structural-facies region, West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2015;56(10):1451–1460. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.09.007.
6. Kharakhinov V.V., Kulishkin N.M., Shlenkin S.I. The Messoyakhsky threshold as unique oil and gas geological object in the north of Siberia.

Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology. 2013;(5):36–50.

7. *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy.* 3rd edition. Reading H.G., ed. John Wiley & Sons, 2009. 704 p.

8. Potapova E.A. Implementation of sequence-stratigraphy approach to update correlations of clinoform formations of BU group in the south-east slope of Middle Messoyakhskiy bar. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2015;(7):22–29.

9. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy. In: O. Catuneanu, ed. Amsterdam: Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Alberta; 2006. 375 p.

10. Potapova E.A. Typing of BU15–20 deposits within Srednemessoyakhskiy swell based on core petrophysical analysis and facial analysis to predict net reservoir rocks. *Neftepromyslovoye delo.* 2017;(11):5–13.

К юбилею Василия Степановича Шеина



Глубокоуважаемый Василий Степанович!

Редколлегия и все читатели журнала «Геология нефти и газа» сердечно поздравляют Вас со знаменательной датой — 80-летием со дня рождения!

Мы знаем Вас как блестящего специалиста и ученого. Ваши научные исследования посвящены изучению широкого круга проблем нефтегазовой геологии. Вы являетесь ведущим ученым в области поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений, оценки перспектив нефтегазоносности крупных регионов Российской Федерации и республик бывшего СССР.

Общеизвестен Ваш большой вклад в теоретическое обоснование и применение в практике геолого-разведочных работ концепции геодинамики. Значительный период времени Вы работали в составе группы советских ученых на Кубе. Научные исследования по изучению своеобразной геологии Кубы, Антильской островной дуги и Карибско-Мексиканского региона позволили Вам разработать модель горизонтально-слоистой тектоники, базирующейся на постулатах тектоники литосферных плит. Ее внедрение привело к открытию целого ряда нефтяных залежей и месторождений в аллохтонных и автохтонных этажах разреза (Варадеро Южное, Камариока, Бока-Харуко и др.) и впервые позволило провести количественную оценку прогнозных ресурсов Республики Куба. При Вашем непосредственном участии была создана школа кубинских геологов-нефтяников, многие из которых стали кандидатами и докторами наук и успешно руководят геолого-разведочными работами на Кубе и в других странах Латинской Америки.

В день Вашего знаменательного юбилея мы желаем Вам крепкого здоровья, творческого долголетия и больших успехов в Вашей неутомимой и плодотворной деятельности по развитию отечественной геологической науки. Счастья и благополучия Вам и всей Вашей семье!

От имени редколлегии журнала
«Геология нефти и газа»

Главный редактор

А.И. Варламов

КАЛЕНДАРЬ

ежегодные
НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

iOilGas
conference



24-29 сентября
2018 / Сочи

Международная научно-практическая конференция
Строительство и ремонт скважин.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР



Отраслевой журнал
«Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

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 «Нитро»

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 «Нитро»

Май 2019

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

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



(861) 212-85-85



oilgasconference@mail.ru



www.oilgasconference.ru

УДК 551.243+552.08+549.514.81+550.93

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-27-33

Состав, строение, возраст пород доюрского основания северо-восточного обрамления Красноленинского свода

© 2018 г. | С.В. Шадрина

Тюменское отделение «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», Тюмень, Россия; svsamber@mail.ru

Поступила 13.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *структурно-формационные зоны; геодинамическая обстановка; абсолютный возраст; Красноленинский свод.*

Представлены результаты уникальных детальных исследований пород доюрского основания — минералого-петрографических, петрологических и геохимических (метод LA-ICP-MS), изотопно-геохронологических (U-Pb-метод, SIMS SHRIMP-II), палинологических. Составлена среднемасштабная геологическая схема строения доюрского основания северо-восточного обрамления Красноленинского свода. В пределах площади выделено три структурно-формационных зоны, различающихся составом, строением и возрастом слагающих их пород, — вулканогенная и две метаморфические, представляющие отдельные блоки — террейны, границами которых являются региональные разломы. С помощью детального изучения каменного материала, геохронологических данных по породам вулканогенной толщи выявлены принципиальные отличия от существующих представлений о составе и строении толщи. Геодинамическая обстановка образования вулканогенной толщи отвечает условиям трансформной континентальной окраины, поэтому остается вопрос правомерности отнесения толщи к промежуточному комплексу доюрского основания.

Для цитирования: Шадрина С.В. Состав, строение, возраст пород доюрского основания северо-восточного обрамления Красноленинского свода // Геология нефти и газа. — 2018. — № 4. — С. 27–33. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-27-33.

Composition, structure, and age of the pre-Jurassic basement rocks in the north-eastern framing of the Krasnoleninsky anticlinal fold

© 2018 | S.V. Shadrina

Surgutneftegaz, Tyumen, Russia; svsamber@mail.ru

Received 13.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *structural and facies zones; geodynamic settings; absolute age; Krasnoleninsky anticlinal fold.*

The paper presents the results of the unique detailed studies (mineralogical and petrographical, petrological and geochemical (LA-ICP-MS method), isotopic geochronological, and palynological) of the pre-Jurassic basement rocks from the north-eastern margins of the Krasnoleninsky anticlinal fold. Medium-scale geological scheme of pre-Jurassic basement architecture was created for the north-eastern framing of the Krasnoleninsky anticlinal fold. Three structural and facies zones are identified within the area: one volcanogenic and two metamorphic; different composition, structure, and age of rocks are typical of them. They have their own geological history and represent separate blocks — terranes bounded by regional faults. Documented and examined in detail 5350 m of core taken in the course of dense drilling together with geochronological data on the volcanogenic rocks revealed the fundamental difference from the existing view on composition and architecture of the sequence. The acidic composition of volcanites is ascertained rather than previously considered basic one. Imbricated thrusts are well represented in the volcanogenic sequence, while previous investigations reported about the conformable continuous volcanite beds infilling the graben-type structure. It is found that volcanogenic sequence was formed involving the ancient sialic crust; but the rocks of metamorphic blocks do not belong to this sequence. Conformity of volcanites geochemical features with geodynamic settings of the continental transform margin is established, so the question of validity of the sequence attribution to intermediate pre-Jurassic basement sequence yet remains.

For citation: Shadrina S.V. Composition, structure, and age of the pre-Jurassic basement rocks in the north-eastern framing of the Krasnoleninsky anticlinal fold. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4):27–33. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-27-33.

За время активного геологического изучения Западной Сибири разными авторами с конца 1930-х гг. составлено несколько десятков карт и схем строения кристаллического фундамента и отдельных ее районов. В строении фундамента принято выделять два структурных этажа: промежуточный комплекс и складчатый фундамент, которые отнесены к доюрскому основанию. Полученные данные по керновому

материалу, результаты геофизических исследований и определения абсолютного возраста пород U-Pb-методом по циркону, рассматриваемые с позиции тектоники литосферных плит, приобрели иную трактовку и позволили составить среднемасштабную геологическую схему строения доюрского основания северо-восточного обрамления Красноленинского свода (таблица).



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Таблица. Методы и объем исследований каменного материала**Table.** Methods and scope of rock material studies

Метод исследования	Число исследований	Исполнитель
Документация керна, м	5350	СургутНИПИнефть, Тюмень
Изучение в шлифах, образец	4955	СургутНИПИнефть, Тюмень
Рентгенофлуоресцентный анализ, образец	3635	СургутНИПИнефть, Тюмень
Микрокомпонентный состав, образец	332	ИГХ СО РАН, Иркутск
Геохронологические исследования (U-Pb-метод SIMS SHRIMP-II), образец	60 (1061 зерен циркона)	ЦИИ ВСЕГЕИ, Санкт-Петербург
Палинологические исследования, образец	73	ТООО АИО ТюмГНГУ, Тюмень
Сканирующая микроскопия, образец	109	СургутНИПИнефть, Тюмень
Рентгеноструктурный анализ, образец	312	СургутНИПИнефть, Тюмень
Термовесовой анализ, образец	290	СургутНИПИнефть, Тюмень
Термобарометрия флюидных включений, образец	14	ИЭМ РАН, Черноголовка

Площадь схемы ограничена контурами лицензионных участков ОАО «Сургутнефтегаз». В коллекцию для исследования абсолютного возраста пород фундамента были отобраны образцы со всех разбуренных участков по площади и глубине вскрытия. Ранее такие исследования — изотопное датирование, в частности по U-Pb-отношению в цирконах — по породам участка не проводились. Возраст, указанный на ранних картах и схемах, был «условным» или «предполагаемым», в данном исследовании впервые получены инструментальные геохронологические данные.

Палинологические исследования по породам разреза также проведены впервые. Образцы отбирались из внутриформационных терригенных пород вулканогенной толщи, туффитов и туфов. Породы доюрского основания на изученной площади разбурены до глубины 550 м и перекрыты осадочным чехлом мощностью 2430–2700 м.

Результаты и их обсуждение

В пределах изучаемого района выделено три структурно-формационные зоны — центральная вулканогенная (I), южная (II) и северная (III) метаморфические (рис. 1). Зоны, представляющие три террейна, различаются комплексом и возрастом пород и соответственно имеют разную геологическую историю развития. Границы выделяемых зон тектонические и трассируются телами хлоритизированных базальтов и слабоизмененных трахиандезитобазальтов.

В результате минерального и петролого-геохимического изучения автор статьи установили, что трахиандезитобазальты образовались за счет плавления пород южного метаморфического и центрального блоков. Бескорневой характер трахиандезитобазальтовых тел также выявлен при интерпретации данных гравимагнитной съемки, что подтверждает

их образование в результате очагового плавления пород, а не поступления расплава с глубины.

Центральная, наиболее изученная, зона сложена вулканогенными породами кислого и среднекислого состава — эффузивами риолитового, трахириолитового, трахириодацитового составов и их туфами, кластолавами, лавобрекчиями. На западной ее границе подсечено пластообразное тело эффузивов ультраосновного – основного состава (мощность изменяется от 13 до 80 м), сложенное базальтами и пикритобазальтами. В разрезе вулканогенной толщи терригенные отложения имеют мощность от 4 см до 50 м, но их объем во вскрытом разрезе не превышает 3 %.

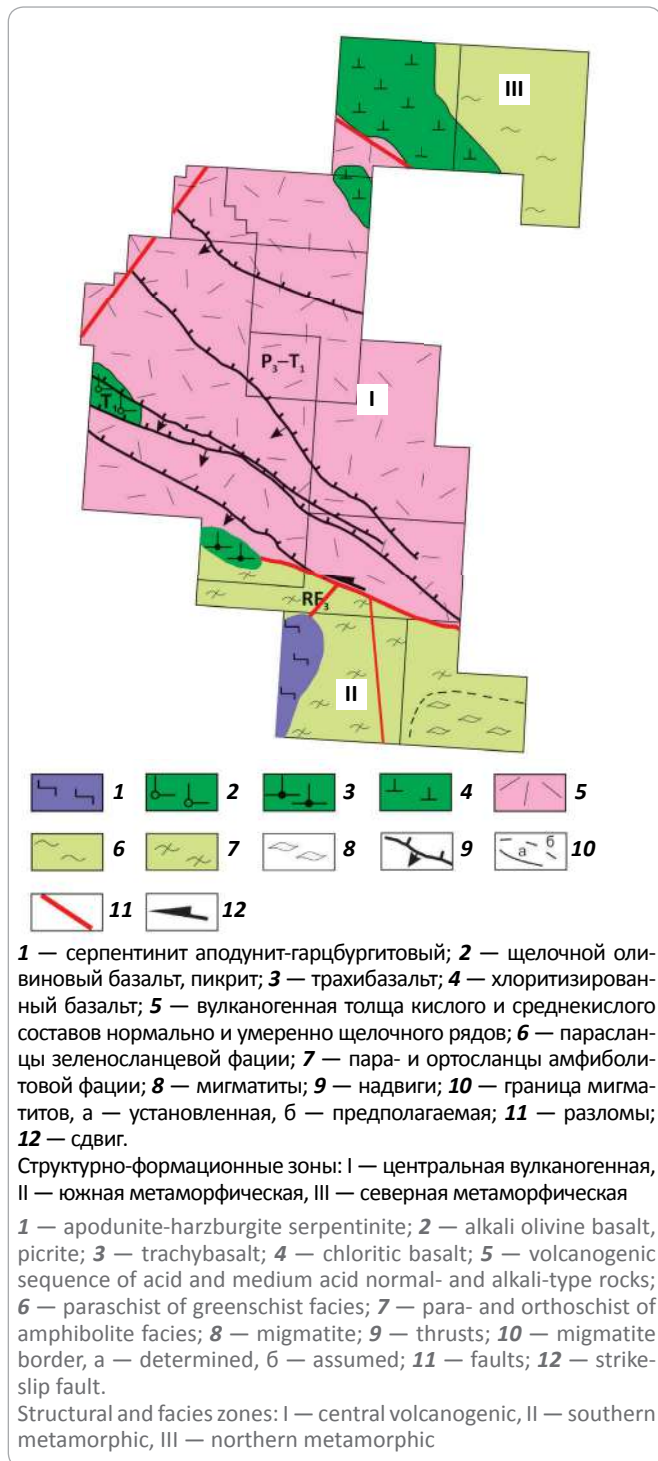
На геологических схемах предшественников кристаллический фундамент выделяемой центральной зоны представлен разновозрастными образованиями: средне-позднетриасовыми вулканогенно-осадочными породами туринской серии, вулканыты которой имеют основной состав; протерозойскими гнейсами и кварцитами; слюдястыми и кремнистыми сланцами протерозой-раннепалеозойского возраста.

Колонковое бурение и последующее исследование каменного материала с определением абсолютного возраста пород показало, что толща представлена, как отмечалось, кислыми вулканидами позднепермско-раннетриасового возраста, что принципиально расходится с существующими представлениями о геологическом строении фундамента данного участка.

Детальный анализ минерального, петрографического и геохимического состава вулканидов опубликован в работах [1–3].

На основе анализа данных по вещественному составу был сделан вывод о формировании вулканогенной толщи в переходных условиях, когда маг-

Рис. 1. Схема геологического строения доюрского основания северо-восточного обрамления Красноленинского свода
Fig. 1. Scheme of geological structure of pre-Jurassic basement in the north-eastern framing of the Krasnoleninsky anticlinal fold

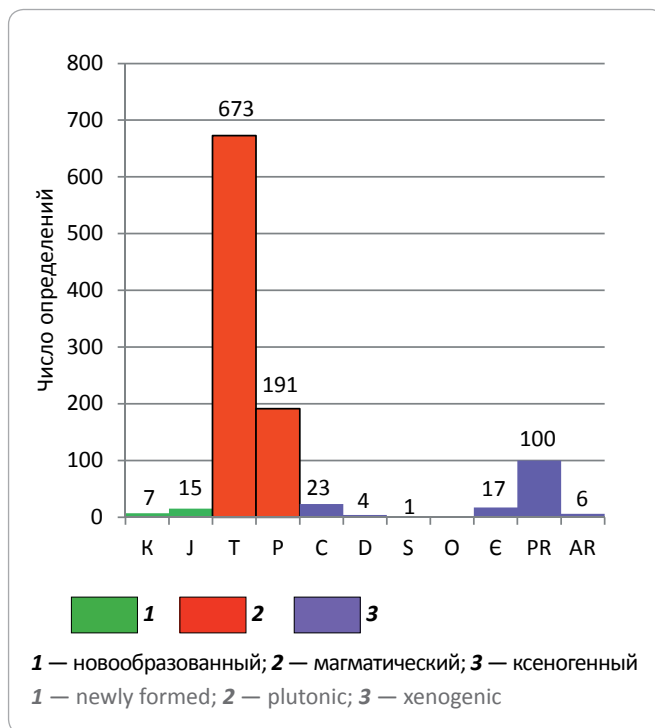


матиты образуются в зонах одновременного влияния континентальной и океанической литосферных плит, т. е. в режиме трансформной континентальной окраины [4–6].

Довольно однородный химический состав и песчрый по петрографическим типам пород разрез (че-

Рис. 2. Распределение возраста циркона разного генезиса из вулканитов центральной зоны (зона I)

Fig. 2. Age distribution for zircon of different genesis and volcanite in the central zone (Zone I)



редование в разрезе эффузивов, туфов, кластолав, лавобрекчий, туффитов, терригенных пород невыдержанной мощности), меняющийся от скважины к скважине, не позволяли выявить структурное строение изучаемой толщи. Определение абсолютно возраста по цирконам из образцов вулканитов, отобранных с разных глубин их распространения, выявило несоответствие полученных результатов существующим представлениям о возрасте пород, относимых к туринской серии, как средне-позднетриасовом, и свидетельствует о наличии в толще надвиговых структур. Строение вулканогенной толщи ранее представляли как согласно залегающие пласты вулканитов выдержанной мощности, выполняющих грабенообразную структуру (мощность пластов одинаковая в центральной и краевых частях!) [7].

Полученные датировки цирконов из кислых вулканитов имеют широкий временной интервал — от мела до архея (рис. 2). Время формирования вулканогенной толщи определяется интервалом 20 млн лет (от $246,4 \pm 3,5$ до $266,0 \pm 4,0$ млн лет), охватывающим позднюю пермь и ранний триас.

Наряду с определениями магматического циркона возраста от $246,4 \pm 3,5$ до $266,0 \pm 4,0$ млн лет, присутствуют цирконы с более древним и молодым возрастом иного генезиса. Возраст древних, ксеногенных цирконов варьирует от $273,2 \pm 4,4$ до 2889 млн лет (от ранней перми до мезоархея). Определения не единичные и повторяются в нескольких



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

скважинах. Наиболее частыми являются датировки, относящиеся к позднему карбону, кембрию, среднему палеопротерозою и неоархею, что, вероятно, свидетельствует о формировании вулканогенной толщи при участии древней сиалической коры, возраст консолидации которой соответствует докембрийской складчатости.

Количество новообразованных цирконов значительно меньше, чем ксеногенных. Возраст таких цирконов охватывает интервал от 92 до $239,4 \pm 3,3$ млн лет (поздний мел – средний триас) и фиксирует время тектонической активизации данного участка на ортоплатформенном этапе развития Западной Сибири.

Большинство датировок приходится на раннюю юру (от $176 \pm 4,1$ до 195 млн лет) и ранний мел (от $120,1 \pm 6,3$ до $135,7 \pm 2,5$ млн лет), свидетельствуя о том, что это были наиболее интенсивные этапы активизации для изучаемого участка фундамента.

Эти данные совпадают с двумя из пяти установленных этапов эндогенной активизации Западно-Сибирской платформы [8]. Цирконы с возрастом $154,2 \pm 2,2$ млн лет (поздняя юра) и от $225,3 \pm 2,1$ до $239,4 \pm 3,3$ млн лет (средний – поздний триас) встречаются только в скважинах, пробуренных в зоне разлома, разделяющего вулканогенную толщу и южный метаморфический блок (зоны I, II), т. е. эти датировки соответствуют времени активизации именно данной сутурной зоны. О том, что по разлому происходили сдвиги и разлом является трансформным, свидетельствует следующее:

1. В разрезе среди раннетриасовых кислых вулканитов установлен позднеюрский песчаник (киме-ридж-волжский по палинологическим определениям);
2. В зоне разлома наблюдаются зеркала скольжения с вертикальной плоскостью и горизонтальными бороздами;
3. Отмечается метаморфизм вулканитов до амфиболитов на контакте с южным метаморфическим блоком (зона II);
4. Наличие бескорневых тел трахиандезитобазальтов по петрогеохимическим характеристикам схожих с вулканитами и метаморфическими породами.

Позднеюрская тектоногидротермальная активизация установлена и в центральных районах Западной Сибири, и на ее периферии (скв. Ляпинская-31) [9]. По мнению М.М. Буслова [10], сдвиги триас-юрского возраста завершают аккреционно-коллизийные процессы в фундаменте Западной Сибири. Но данные автора статьи свидетельствуют о том, что были и более поздние, меловые, активизации.

Абсолютный возраст эффузива, представленного щелочным оливиновым базальтом, который был отобран из пластообразного тела, подсеченного на западе участка, составил $249,5 \pm 3,1$ млн лет, т. е. излияния

ультраосновного – основного состава происходили в то же время, что и кислого.

Надвиговые структуры установлены по наблюдаемым инверсиям абсолютного возраста в разрезах скважин, развитию зон трещиноватости, брекчирования и зеркал скольжения, которые отмечены при документации керна. В ряде скважин выявлено несколько обратных возрастных отношений, т. е. разрез вскрыл «пакет» надвиговых пластин. Линии надвигов имеют северо-западное – юго-восточное направления и в целом субпараллельны друг другу и южной тектонической границе вулканогенного блока. Полученные данные свидетельствуют о широком развитии надвигов с образованием чешуйчато-надвиговой структуры, что привело к сокращению площади распространения вулканитов и увеличению мощности вулканогенной толщи. Ранее Е.А. Голубевой и В.Г. Криночкиным [7] был выделен триасовый (T_1 – T_3) рогожниковский сейсмокомплекс – «образования, выполняющие впадину в пределах Рогожниковской площади», подразделявшийся ими «по типу сейсмических отражений на три толщ: нижнюю, среднюю и верхнюю». По характеру отражающих горизонтов верхнюю толщу они делили на три пачки. Результаты настоящего исследования показывают, что наблюдающиеся сейсмические отражения, вероятно, фиксируют поверхности надвигов, широко развитых в толще вулканитов. Предполагаемая мощность толщ по сейсмическим данным составляет 2,5–3 км. Изначально мощность толщ была значительно больше, но породы длительное время (средний и почти полностью поздний триас) подвергались выветриванию и размыву, продукты выветривания сносились, в результате чего существенно уменьшилась ее первоначальная мощность. В кровле пород фундамента наблюдаются дезинтегрированные вулканиты мощностью 2–5 м. Участками они перекрыты конгломератобрекчиями мощностью до 3 м с обломками кислых эффузивов, на которых залегают породы осадочного чехла.

Южный метаморфический блок (зона II) сложен породами динамотермального метаморфизма средних температур, средних и высоких давлений, среди которых залегают тела серпентинитов, габбро-долеритов, имеющих тектонические контакты (см. рис. 1). Кристаллические сланцы представлены двуслюдяными, амфиболовыми, биотит-амфиболовыми, пироксен-амфиболовыми, кварц-полевошпатовыми сланцами. Присутствуют амфиболиты и гнейсы двуслюдяного и кварц-полевошпатового состава, гранатогнейсы. Метаморфические породы сменяются по разрезу в разном порядке. В зонах повышенной проницаемости развиты хлоритовые сланцы. Разрез максимально вскрыт на глубине 365 м. По макро- и микроисследованиям установлено, что в основном метаморфиты представлены параметаморфитами, в которые внедрены

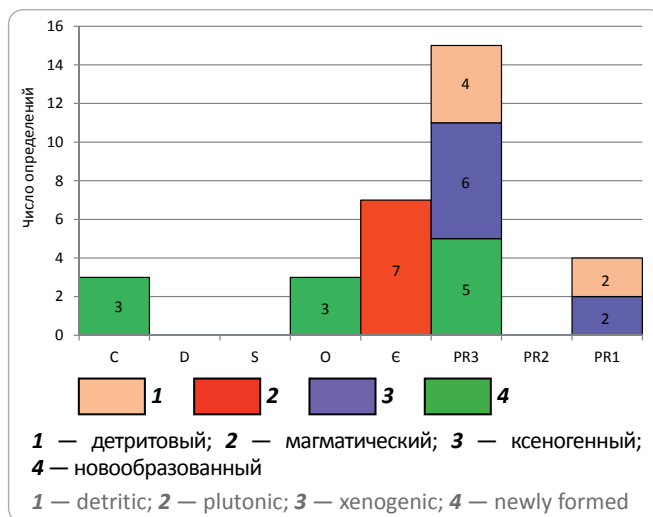
маломощные тела эффузивов, преобразовавшиеся в ортометаморфиты. Полосчатая и сланцеватая текстуры, совпадающие по ориентировке, имеют угол падения $30\text{--}45^\circ$, редко составляя $70\text{--}90^\circ$. Серпентиниты образовались по дунит-гарцбургитовым телам. В разрезах скважин они встречаются на разных глубинах по отношению к поверхности доюрского основания и слагают тела разной мощности — от 5 до 300 м. Выходящие на древнюю дневную поверхность серпентиниты изменены до доломит-магнезиальных метасоматитов. Тела габбро и габбро-долеритов, вероятно наиболее позднего образования, внедрение которых шло по разломам, не выходят на поверхность доюрского основания.

В кровле пород, слагающих метаморфический южный блок, развита кора выветривания. Полнота ее разреза на разных участках различная. В одних скважинах наблюдается 20–25-метровые интервалы, представленные каолиновым структурным элювием, переходящим в дезинтегрированные слабоизмененные метаморфические породы, сменяющиеся неизмененными породами. В других — породы осадочного чехла залегают на брекчированных метаморфитах. Также отмечаются отложения перемещенной коры выветривания мощностью от 10 до 29 м, представленные кварцевыми брекчиями и песчаниками, которые в настоящее время находятся на антиклинальных выступах фундамента. В то же время участки с дезинтегрированными метаморфитами располагаются гипсометрически ниже. Эти наблюдения доказывают блоковое строение структурно-формационной зоны II, отдельные блоки которой характеризуются разнонаправленной тектонической активностью.

При определении абсолютного возраста (исследовались образцы двуслюдяного сланца и гнейса) были выявлены цирконы разного возраста и генезиса — новообразованные, магматические, ксеногенные и детритовые (рис. 3). Возраст ксеногенных и детритовых цирконов более 630 млн лет (от 630 ± 40 до 2500 ± 40 млн лет). В то же время несколько цирконов магматического происхождения в ортометаморфитах датированы $496,9 \pm 6,3$ млн лет, что соответствует позднему кембрию — времени проявления каледонской складчатости. Новообразованные цирконы имеют датировки 300 ± 50 ; 470 ± 20 и 630 ± 10 млн лет, которые автор статьи интерпретирует как возраст проявления метаморфических преобразований пород. Датировка 630 ± 10 млн лет, вероятно, отражает время раннего метаморфизма, соответствующего времени проявления байкальской складчатости, и именно это время можно считать временем консолидации блока описываемых пород. Эти данные свидетельствуют о присутствии в фундаменте Западной Сибири докембрийских пород, наличие которых считалось недоказанным — «одним из главных нерешенных вопросов геологии фундамента Западной

Рис. 3. Распределение датировок цирконов разного генезиса из метаморфических пород южной зоны (зона II)

Fig. 3. Dating distribution for zircon of different genesis from metamorphic rocks in the southern zone (Zone II)



Сибири является проблема объема и даже вообще наличия докембрийских образований в доюрском основании плиты, особенно ее западной половины» [11]. Возраст 470 ± 20 млн лет, скорее всего, связан с зафиксированным на данной площади магматизмом. Гранитоиды близкого возраста ($430\text{--}470$ млн лет) выявлены на Нялинской площади [12], что, по мнению исследователей, «доказывает присутствие алтаид (казахстанид) в фундаменте Западной Сибири». Последняя тектоническая активизация блока, отраженная в изученных цирконах, проявилась на границе карбона и перми (300 ± 50 млн лет). Метаморфизм, датированный $280\text{--}300$ млн лет, также установлен для пород в Шаимском районе [8], но протолит там значительно моложе ($358\text{--}395$ млн лет).

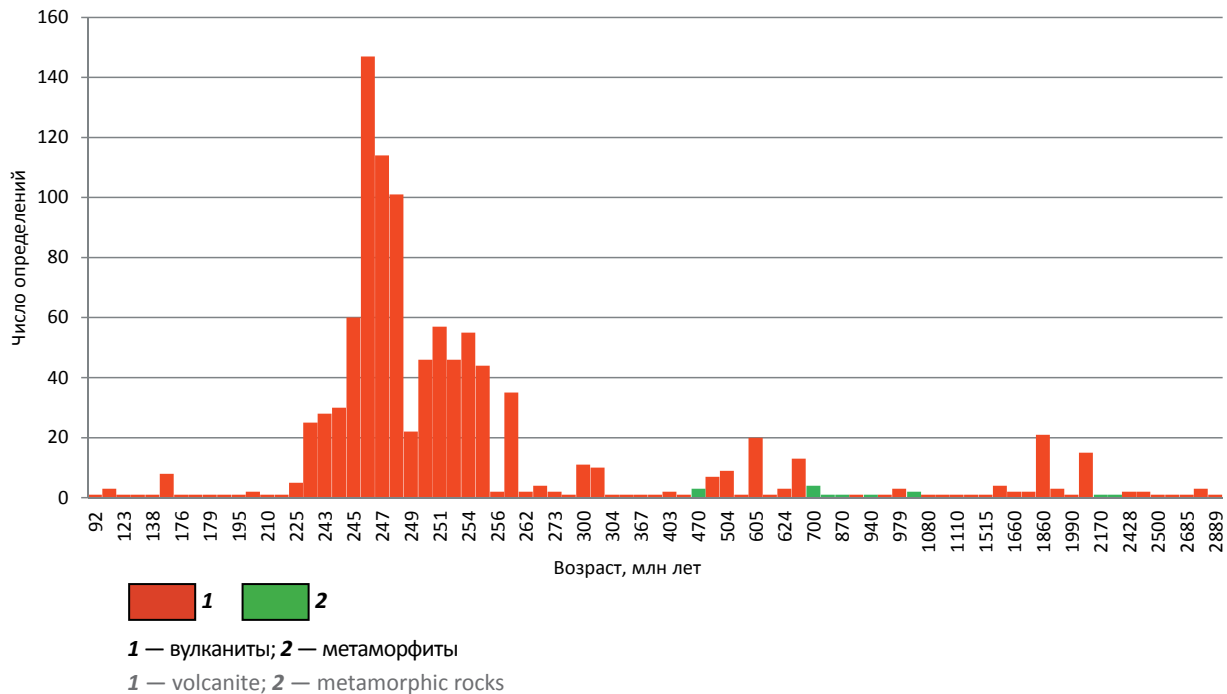
Сравнение датировок цирконов из вулканитов и метаморфитов (рис. 4) показывает, что данные выборки разные, т. е. южный метаморфический блок не участвовал в формировании вулканогенной толщи.

Отличительной особенностью разреза северного метаморфического блока (зона III) является широкое развитие метаморфических пород зеленосланцевой и эпидот-амфиболитовой фаций, т. е. пород более низкотемпературного метаморфизма, чем в южной метаморфической зоне (зона II). В кровле фундамента отдельных скважин вскрыты миндалекаменные хлоритизированные базальты афировые с шальштейновой структурой, свидетельствующей об образовании базальтов при подводном излиянии, и габбро-долериты. Породы фундамента максимально вскрыты на 210 м.

В зоне разлома, являющегося границей вулканогенной и северной метаморфической зоны, отмечаются породы амфиболитовой фации и метасоматиты. Здесь наблюдаются зеркала скольжения (субвертикальные и под углом 45°), чередуются интервалы, сложенные метаморфическими породами



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Распределение датировок цирконов разного генезиса из вулканитов (зона I) и метаморфических пород (зона II)**Fig. 4.** Dating distribution for zircon of different genesis from volcanite (Zone I) and metamorphic rocks in the southern zone (Zone II)

и эффузивами, аналогичными вулканитам центральной зоны, с субвертикальным направлением полосчатости в сланцах и флюиальности в магматитах. Все контакты между метаморфитами и эффузивами тектонические.

Кора выветривания по метаморфитам северного блока развита незначительно: в верхней части наблюдаются только брекчированные, слабовыветрелые породы мощностью до 1,5 м, по базальтам кора выветривания не отмечается.

Исследование абсолютного возраста пород этого блока не проводилось, но макро- и микроисследования показали, что они кардинально отличаются от пород южного метаморфического блока, что косвенно свидетельствует об ином возрасте их образования. Время формирования пород северного блока исследователи относят к палеозою: В.Г. Криночкин — к раннему и среднему, В.С. Сурков — к среднему. По геофизическим данным здесь предполагается наличие карбонатных образований (Сурков В.С., 1998), но результаты бурения не подтверждают их присутствие.

Выводы

По изложенным результатам изучения пород доюрского основания можно сделать следующие основные выводы:

1. Выделяются три структурно-формационные зоны, различающиеся составом, строением и возрастом слагающих их пород — вулканогенная и две метаморфические, имеющие свою историю геологического

развития и представляющие отдельные блоки — террейны, границами которых являются региональные разломы.

2. Состав пород, слагающих центральную зону, соответствует кислым, а не основным вулканитам, как считалось ранее.

3. Установлено, что формирование вулканогенной толщи происходило при участии древней сиалической коры в период от $246,4 \pm 3,5$ до $266,0 \pm 4,0$ млн лет, а породы южного метаморфического блока к ней не относятся.

4. В вулканогенной толще широко развиты чешуйчатые надвиги. Линии надвигов имеют северо-западное — юго-восточное направление и субпараллельны южной тектонической границе вулканогенного блока.

5. Геодинамическая обстановка образования вулканогенной толщи отвечает условиям трансформной континентальной окраины. Поэтому остается вопрос о правомерности отнесения толщи к промежуточному комплексу доюрского основания.

6. Возраст метаморфических пород, которые слагают южную метаморфическую зону (зона II), — 630 ± 10 млн лет, что доказывает присутствие в фундаменте обрамления Краснотенинского свода докембрийских пород, наличие которых считалось не доказанным.

7. Полнота профиля коры выветривания в выделенных структурно-формационных зонах различная. Она неравномерно развита и в пределах зон, что свидетельствует о разном временном интервале воздей-

ствия процессов выветривания и пенеппенизации. Вскрытые перемещенные коры выветривания на выступах фундамента и отсутствие коры выветривания в понижениях современного рельефа кровли фундамента южного метаморфического блока (зона II) указывают на его блоковое строение. Отдельные локальные

блоки имеют разную тектоническую активность. На основании проведенного комплексного изучения составлена новая среднемасштабная геологическая схема строения доюрского основания северо-восточного обрамления Краснотеннинского свода, существенно уточняющая карты и схемы предшественников.

Литература

1. Шадрина С.В. Вулканы Рогожниковского лицензионного участка (западное обрамление Западно-Сибирской геосинеклизы) // Материалы Всероссийской петрографической конференции «Петрология магматических и метаморфических комплексов» (Томск, 25–28 ноября 2009 г.). – Томск: Изд-во Томского ЦНТИ, 2009. – Вып. 7. – С. 325–327.
2. Шадрина С.В., Крицкий И.Л. Геодинамические обстановки древних континентальных окраин, возможность их диагностики и реконструкции (Западная Сибирь) // Всерос. конф. по глубинному генезису нефти (1-е Кудрявцевские чтения) (Москва, ЦГЭ, 22–25 октября 2012 г.). – М.: 2012.
3. Шадрина С.В., Крицкий И.Л. Формирование коллекторов в вулканогенных породах под влиянием гидротермальных растворов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 18–21.
4. Pearce J.A., Parkinson I.J. Trace element model for mantle melting: Application to volcanic arc petrogenesis. *Geol. Soc. London, Spec. Publ.* 1993;76(1):373–403.
5. Hastie A.R., Kerr A.C., Pearce J.A., Mitchell S.F. Classification of Altered Volcanic Island Arc Rocks using Immobile Trace Elements: Development of the Th-Co Discrimination Diagram. *J. Petrol.* 2007;48:2341–2357.
6. Chen X., Liangshu Shu, Santosh M., Xixi Zhao. Island arc-type bimodal magmatism in the eastern Tianshan Belt, Northwest China: Geochemistry, zircon U-Pb geochronology and implications for the Paleozoic crustal evolution in Central Asia. *Lithos.* 2013;168–169:48–66.
7. Голубева Е.А., Криночкин В.Г. Сейсмогеологическое строение доюрского основания Рогожниковской площади // Вестник недропользователя ХМАО. – 2001. – № 6. – С. 36–45.
8. Федоров Ю.Н., Криночкин В.Г., Иванов К.С. и др. Этапы тектонической активизации Западно-Сибирской платформы (по данным К-Аг метода датирования) // ДАН. – 2004. – Т. 397. – № 2. – С. 239–242.
9. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Курчиков А.Р. Новые аспекты нефтеобразования и геодинамики в свете изотопно-геохимических исследований цирконов на примере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Горные ведомости. – 2010. – № 6. – С. 32–42.
10. Буслов М.М. Тектоническое районирование и геодинамика вендско-палеозойских складчатых поясов Центральной Азии и фундамента Западно-Сибирского осадочного бассейна // Материалы Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых «Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности» (Тюмень, 29 сентября – 2 октября 2008 г.). – Новосибирск: Изд-во Параллель, 2008. – С. 32–35.
11. Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Писецкий В.Б. и др. Новые данные о строении фундамента Западно-Сибирской плиты // Литосфера. – 2012. – № 4. – С. 91–106.
12. Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Федоров Ю.Н. О возрасте гранитоидов Нялинской площади фундамента Западной Сибири // Тр. ИГГ УрО РАН. Ежегодник-2011. – 2012. – Вып. 159. – С. 207–210.

References

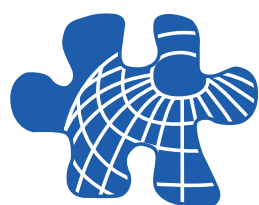
1. Shadrina S.V. Volcanites of Rogozhnikovskiy License Area (western margins of the West Siberian geosyncline) Materialy Vserossiiskoi petrograficheskoi konferentsii «Petrologiya magmaticheskikh i metamorficheskikh kompleksov» (Tomsk, 25–28 November 2009). – Tomsk: Izd-vo Tomskogo TSNTI; 2009. Issue 7. pp. 325–327.
2. Shadrina S.V., Kritskiy I.L. Geodynamic settings of ancient continental margins, problems of their diagnostics and reconstruction (Western Siberia). Vseros. konf. po glubinnomu genezisu nefi (1 Kudryavtsevskie chteniya) (Moscow, TSGE, 22–25 Oktober, 2012). Moscow; 2012.
3. Shadrina S.V., Kritskiy I.L. The formation of volcanogenic reservoir by hydrothermal fluid. *Neftyanoe khozyaistvo.* 2012;(8):18–21.
4. Pearce J.A., Parkinson I.J. Trace element model for mantle melting: Application to volcanic arc petrogenesis. *Geol. Soc. London, Spec. Publ.* 1993;76(1):373–403.
5. Hastie A.R., Kerr A.C., Pearce J.A., Mitchell S.F. Classification of Altered Volcanic Island Arc Rocks using Immobile Trace Elements: Development of the Th-Co Discrimination Diagram. *J. Petrol.* 2007;48:2341–2357.
6. Chen X., Liangshu Shu, Santosh M., Xixi Zhao. Island arc-type bimodal magmatism in the eastern Tianshan Belt, Northwest China: Geochemistry, zircon U-Pb geochronology and implications for the Paleozoic crustal evolution in Central Asia. *Lithos.* 2013;168–169:48–66.
7. Golubeva E.A., Krinochkin V.G. Geoseismic structure of pre-Jurassic basement in Rogozhnikovskiy area. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo Avtonomnogo Okruga.* 2001;(6):36–45.
8. Fedorov Yu.N., Krinochkin V.G., Ivanov K.S., Krasnobaev A.A., Kalganov B.A. Stages of tectonic reactivation of the West Siberian platform (based on K-Ar dating). *Doklady Earth Sciences.* 2004;397(5):628–631.
9. Bockarev V.S., Brekhuntsov A.M., Kurchikov A.R. New aspects of oil generation and geodynamics in view of isotope and geochemical studies of zircon by the example of West Siberian petroleum province. *Gornye vedomosti.* 2010;(6):32–42.
10. Buslov M.M. Tectonic zoning and geodynamics of the Central Asian Vendian-Palaeozoic fold belts and West Siberian sedimentary basin. Materialy Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii s uchastiem inostrannykh uchennykh «Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoisko-kainozoiskogo osadochnogo basseina, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti» (Tyumen', September, 29 – Oktober, 2, 2008). – Novosibirsk: Izd-vo Parallel', 2008. pp. 32–35.
11. Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Pisetskii V.B. et al. New data of the West Siberian plate's basement structure. *Litosphere.* 2012;(4):91–106.
12. Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Fedorov Yu.N. Age of West Siberian basement granitoids in the Nyalinsky area. *Trudy IGGUrO RAN. Ezhegodnik-2011.* 2012. Issue 159. pp. 207–210.

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS



Приём тезисов докладов — до 20 мая 2018 г.!



Геомодель 2018

20-я юбилейная научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа

10-14 сентября 2018 г., Геленджик, Россия

Направления тем научных сессий

- Общая геология
- Региональная сессия
- Геофизические исследования
- Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных
- Методы промысловой геофизики и петрофизики
- Разведка и разработка месторождений

Важные даты

20 мая 2018 г.	Окончание приёма тезисов докладов
20 июня 2018 г.	Окончание льготной регистрации
20 июля 2018 г.	Оповещение авторов о включении в программу конференции
1 августа 2018 г.	Окончание приёма заявок на коммерческие презентации
20 августа 2018 г.	Окончание предварительной регистрации

УДК 550.8.011

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-35-38

Перспективы палеозой-триасового нефтегазоносного комплекса на севере Западной Сибири

© 2018 г. | Я.И. Гладышева

ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия, yana-geology@mail.ru

Поступила 13.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *глубокие горизонты; сверхглубокое бурение; палеозой-триасовый нефтегазоносный комплекс; кровля доюрских отложений.*

Подтверждаемость прогноза промышленных скоплений углеводородов в глубокопогруженных горизонтах низкая, поэтому необходимы всестороннее изучение геологического строения исследуемых территорий и выявление геологических параметров, позволяющих обосновать зоны промышленной значимости нефтегазоносных объектов. По результатам комплексного анализа геологических данных, глубокого бурения и сейсморазведочных работ на севере Западной Сибири для палеозой-триасового нефтегазоносного комплекса построена схематическая карта зон глубин кровли доюрских отложений, определены основные параметры зон промышленной продуктивности. Исходя из проведенных исследований, намечены предполагаемые зоны промышленной нефтегазоносности в пределах западной и южной частей Надым-Пурского междуречья на структурах с более высокой тектонической активностью.

Для цитирования: Гладышева Я.И. Перспективы палеозой-триасового нефтегазоносного комплекса на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 35–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-35-38.

Palaeozoic-Triassic play opportunities in the north of Western Siberia

© 2018 | Ya.I. Gladysheva

Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia, yana-geology@mail.ru

Received 13.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *deep horizons; ultradeep drilling; Palaeozoic-Triassic play; Top of pre-Jurassic deposits.*

Palaeozoic-Triassic play is a complicated geological object. Confirmability of forecasts for commercial hydrocarbon accumulations within the deep horizons is low, so the need in comprehensive studies of geological architecture of the areas under investigation arises together with identification of geological parameters, which allow substantiating the economic significance of oil and gas bearing objects. Integrated analysis of geological data obtained during deep drilling and seismic exploration in the West Siberian north resulted in building a schematic map of depth zones of pre-Jurassic Top within the Palaeozoic-Triassic play. Main parameters of commercial hydrocarbon charge were determined, such as HC pools association with anticlinal structures having depths ranging from 2500 to 3000 m, presence of efficient porous-fractured reservoirs and abnormal formation pressure (anomaly ration exceeding 1.5). Relying on the conducted studies, the probable trends of commercial petroleum potential of pre-Jurassic deposits are noted within the western and southern parts of the Nadym-Pur interfluvium on the structures with higher tectonic activity.

For citation: Gladysheva Ya.I. Palaeozoic-Triassic play and its opportunities in the north of Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4):35–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-35-38.

Наращивание ресурсной базы страны в основном осуществляется за счет прироста углеводородного сырья. На современном этапе геолого-разведочные работы ведутся на новых территориях и на глубокие горизонты. Одним из перспективных объектов УВ является палеозой-триасовый нефтегазоносный комплекс. Анализ геологических данных доюрских отложений в пределах территории Надым-Пурского междуречья севера Западной Сибири позволил изучить перспективы и параметры зон промышленной нефтегазоносности этого объекта. Исследования доюрских отложений севера Западной Сибири начались в середине прошлого века, однако эффективность

геолого-разведочных работ остается невысокой. Это связано со значительными размерами территории, сложностью геологического строения объекта, неравномерностью охвата поисковыми методами по площади и разрезу.

Геологическое строение доюрских отложений рассмотрено во многих научных работах таких ученых, как В.С. Бочкарев, Н.П. Запывалов, А.Э. Конторович, К.А. Клещев, Н.Я. Кунин, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, В.С. Сурков, В.С. Шеин и др. [1–4].

Цели статьи — комплексный анализ геолого-геофизической информации доюрских отложений (палеозой-триасовый нефтегазоносный комплекс)



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

в пределах исследуемой территории для выявления основных параметров зон промышленной нефтегазоносности и их оценка по данным открытых залежей УВ.

На севере Западно-Сибирского бассейна геологический разрез вскрыт бурением до глубины 8250 м (скв. СГ-7) и представлен терригенными отложениями мезо-кайнозойского осадочного чехла, перекрывающего породы промежуточного комплекса и складчатого фундамента [1, 2]. Доюрские отложения вскрыты семью сверхглубокими скважинами. Первая сверхглубокая скв. СГ-6 пробурена на Восточно-Уренгойской площади (глубина 6012 м), где доюрские отложения представлены песчаниками, аргиллитами с прослоями конгломератов (вскрытая толщина 1490 м). На Уренгойской площади в скв. 414 доюрский нефтегазоносный комплекс выявлен на глубине 5288 м (вскрытая толщина 212 м), где развиты миндалекаменные базальты с прослоями аргиллитов и песчаников. В сверхглубокой скв. СГ-7 Ен-Яхинской площади кровля комплекса вскрыта на глубине 6150 м и представлена базальтами порфировыми с прослоями силицитов и туфов толщиной 2100 м. На Юбилейной площади в скв. 200 кровля доюрских пород отмечена на глубине 5200 м (вскрытая толщина 208 м), отложения сложены известняками. На Ямсовейской площади в скв. 98 граница нефтегазоносного комплекса проведена на глубине 4430 м (вскрытая толщина 570 м), отложения представлены известняками. На Медвежьей площади в скв. 1001 отложения комплекса выделены с глубины 4460 м и представлены слабоизвестковистыми сланцами (вскрытая толщина 140 м). В пределах Надымской площади в скв. 7 положение кровли доюрского комплекса определено на глубине 4462 м (вскрытая толщина 547 м), где породы — слабоизвестковистые глинистые сланцы.

На территории Надым-Пурского междуречья по данным бурения семи сверхглубоких скважин при испытании доюрских отложений получены признаки УВ. Залежи углеводородов в палеозой-триасовом нефтегазоносном комплексе открыты в пределах п-ова Ямал на Бованенковском и Новопортовском месторождениях. На Новопортовском месторождении доюрские отложения вскрыты на глубине от 2490 м (скв. 139) и представлены серыми известняками и доломитами, на Бованенковском месторождении — на глубине от 3384 м (скв. 203). Литологический состав пород — глинисто-кремнистые сланцы, доломиты, известняки.

Схематическая карта зон глубин кровли доюрских отложений севера Западной Сибири (район Надым-Тазовского междуречья) (рисунок) была составлена автором статьи с учетом схематической карты рельефа поверхности складчатого фундамента Западно-Сибирской плиты, построенной О.Г. Жеро, В.Н. Крамником, П.И. Морсиным и др. [2], пликативной модели доюрской поверхности Западной Сибири

К.А. Клещева [3], материалов глубокого бурения и сейсморазведочных работ на исследуемой территории.

Максимальная глубина залегания доюрских отложений по данным глубоких скважин установлена на Ен-Яхинской площади — 6150 м (скв. СГ-7), минимальная — на п-ове Ямал — 2490 м (скв. Новопортовская-139). Вскрытая мощность доюрских отложений в пределах исследуемой площади варьирует от 140 до 2100 м.

В пределах Надым-Пурского междуречья пластовая температура изменяется от 120 до 150 °С, пластовое давление в среднем превышает гидростатическое на 20–30 % (коэффициент аномальности около 1,4).

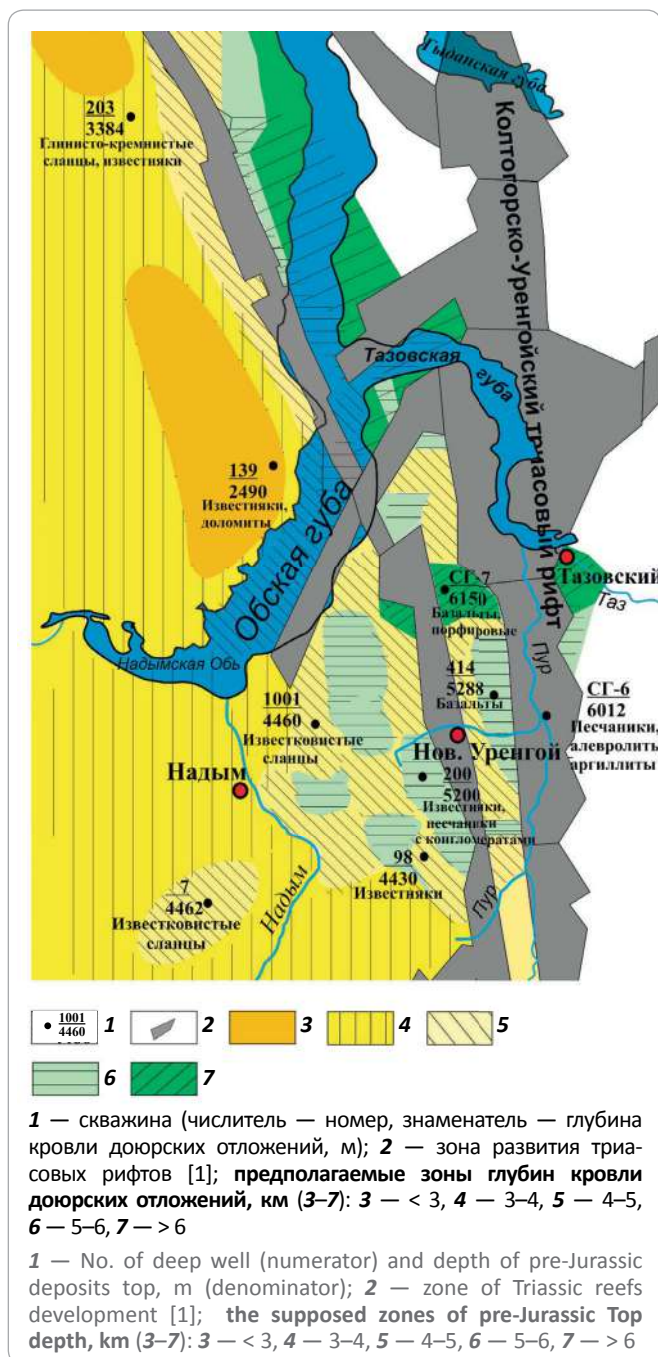
На Бованенковском и Новопортовском месторождениях пластовая температура в среднем составляет 140 °С, пластовое давление превышает гидростатическое на 45 % (коэффициент аномальности 1,5–1,8) [4]. Максимальные значения амплитуд структур (более 250 м) отмечены на п-ове Ямал, на территории Надым-Пурского междуречья значения амплитуд в среднем составляют около 100 м. Общая минерализация пластовой воды доюрского нефтегазоносного комплекса на изучаемой территории равна в среднем 19,2 г/л, тогда как на п-ове Ямал — около 15,1 г/л.

Литологический состав и степень метаморфизма вскрытых доюрских отложений разнообразны, что связано с возрастом пород и тектоническими процессами в блоковых образованиях, к которым приурочены эти отложения. Но в пределах зоны развития Колтогорско-Уренгойского рифта [1], по изучению керна, присутствуют базальты, тогда как к западу от него преобладают известковистые глинистые сланцы, мраморизованные известняки. То есть геодинамические процессы в западной части исследуемой территории отличны от восточной. В породах доюрских отложений отмечены как открытые, так и закрытые трещины, залеченные кальцитом, встречаются известняки, распадающиеся в мелкую дресву, что свидетельствует о вторичном преобразовании пород.

Некоторые ученые [3, 4] считают, что промышленное скопление УВ на севере Западной Сибири возможно в доюрских отложениях, преобразованных процессом выветривания вблизи выступов фундамента. Это подтверждается открытием залежей УВ на Бованенковском и Новопортовском месторождениях п-ова Ямал.

Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений также подтверждены в Томской области, где открыто значительное число залежей углеводородов (28). Залежи в основном мелкие, характеризуются сложным строением (литологически, тектонически экранированы), чаще приурочены к антиклинальным структурам, различным тектоническим блокам. Глубина залегания продуктивных отложений от 2300

Рисунок. Схематическая карта зон глубин кровли доюрских отложений севера Западной Сибири [2, 3]
Figure. Schematic map of depth zones of pre-Jurassic Top, north of Western Siberia [2, 3]



до 3000 м, эффективные толщины изменяются от 4 до 40 м. Коллекторы преимущественно трещинно-порово-кавернозного типа. Высокие дебиты УВ получены в основном из терригенных пород, а из метаморфических — непромышленные притоки.

С учетом приведенных данных по палеозой-триасовому нефтегазоносному комплексу можно предположить, что с большой долей вероятности промышленные скопления УВ на севере Западной

Сибири в этом комплексе возможны при наличии трех основных факторов.

1. Приуроченность к антиклинальным зонам (глубина залегания в пределах 2500–3500 м) со значительной амплитудой (по отражающему сейсмическому горизонту А более 250 м), наличие глубинных высокоамплитудных разломов доюрского заложения, которые повлияли на формирование тектонических элементов и зон повышенной трещиноватости.

2. Литологический состав доюрских отложений должен быть преимущественно терригенным (наличие эффективных коллекторов порово-трещинного типа, которые перекрыты покрывкой с хорошими флюидоупорными свойствами, способной изолировать и сохранить залежь УВ).

3. Аномальное пластовое давление. Коэффициент аномальности должен быть более 1,5. То есть приуроченность участков к зонам аномальных пластовых давлений, вероятно связанных с геодинамической активностью структурных элементов, с зонами динамических напряжений. К такой зоне автором статьи отнесена территория п-ова Ямал (Бованенковское, Новопортовское месторождения).

Отмеченные параметры автор статьи соотносит с тектонической активностью зон, подвергшихся дислокациям. Глубина кровли доюрских отложений на большей части исследуемой территории находится в диапазоне от 4 до 6 км, за исключением западной и южной частей. Как было отмечено, по всем глубоким скважинам коэффициент аномальности пластового давления не превышает 1,4. По современным глубинам доюрских отложений наблюдается сложное мозаичное строение, но с увеличением глубины на северо-восток (район Тазовской губы).

С учетом этого прогнозируется обнаружение залежей углеводородов в палеозой-триасовом нефтегазоносном комплексе в пределах западной и южной частей Надым-Пурского междуречья на структурах с более высокой геодинамической активностью [5].

Открытые залежи УВ в доюрских отложениях в основном многопластовые, промышленные объекты с высокими дебитами выявлены как в них, так и в юрских отложениях.

Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений (палеозой-триасовый нефтегазоносный комплекс) в пределах севера Западно-Сибирского бассейна необходимо изучать с использованием современных методов исследования и технологий, включая сверхглубокое бурение. Важным моментом является качество проводимых работ, бурения и испытания скважин. Комплексные исследования геологического строения глубоких горизонтов севера Западной-Сибири позволяют выявить закономерности размещения перспективных зон скопления углеводородов, повысить эффективность геолого-разведочных работ, открыть новые залежи УВ в этих отложениях.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Литература

1. Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И., Еханян А.Е., Казаков А.М., Касаткина Г.В., Курушин Н.И., Могучева Н.К., Сапьяник В.В., Серебренникова О.В., Смирнов Л.В., Смирнова Л.Г., Сурков В.С., Сысолова Г.Г., Шиганова О.В. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с.
2. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М. : Недра, 1981. – 143 с.
3. Клещев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. – М. : Изд-во ВНИГНИ, 2004. – 214 с.
4. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М. : ООО «Недра-Бизнес-центр», 2003. – 352 с.
5. Eaton B.A. Graphical method predicts geopressure worldwide. *World Oil*. 1972;182(51–56).

References

1. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I., Ekhanin A.E., Kazakov A.M., Kasatkina G.V., Kurushin N.I., Mogucheva N.K., Sap'yanik V.V., Serebrennikova O.V., Smirnov L.V., Smirnova L.G., Surkov V.S., Sysolova G.G., Shiganova O.V. Geological Structure and Hydrocarbon Potential of the Lower – Middle Jurassic in the West Siberian Province. Novosibirsk: Nauka; 156 p.
2. Surkov V.S., Zhero O.G. West Siberian Plate: basement and evolution of sedimentary cover. Moscow: Nedra; 1981. 143 p.
3. Kleshchev K.A., Shein V.S. Petroleum potential of basement in Western Siberia. Moscow: VNIGNI; 2004. 214 p.
4. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. Geological structure and gas and oil presence on Yamal Peninsula. Moscow: Nedra-Biznesstsent; 2003. 352 p.
5. Eaton B.A. Graphical method predicts geopressure worldwide. *World Oil*. 1972;182(51–56).

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS

Приём тезисов докладов — до 1 ноября 2018 года!


ТЮМЕНЬ 2019

Важные даты

Окончание льготной регистрации	1 января 2019 г.
Объявление программы конференции	1 февраля 2019 г.
Окончание предварительной регистрации	1 марта 2019 г.

6-я научно-практическая конференция
25–29 марта 2019 г., Тюмень, Россия

www.eage.ru

УДК 550.8;550.34

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-39-51

Прогноз заполнения пород доюрского основания углеводородами на основе моделирования нефтегазоносных систем (Западная Сибирь)

© 2018 г. | О.А. Важенина, А.В. Тригуб

ФАН «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геохимии», Тюмень, Россия;
vazheninaoa@zsnigg.ru; trigubav@zsnigg.ru

Поступила 13.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *бассейновое моделирование; нефтегазоматеринская порода; источник углеводородов; миграция; органическое вещество; доюрский комплекс.*

На малоизученных территориях, даже с определенным потенциалом нефтегазоносности, всегда существует большой риск отрицательного результата проведения геолого-разведочных работ. На начальной стадии изучения конкретного района, особенно в последнее время, используется комплексный анализ геолого-геофизических данных для выявления возможных предпосылок для обнаружения нефтегазоносных залежей и определения объема содержащихся в них углеводородов. При объединении аналитических результатов истории развития тектонических, седиментационных, геохимических и других процессов появляется возможность смоделировать условия формирования (или отсутствия) залежей нефти и газа. В статье выявлены критерии, при которых в ходе геологической истории могла существовать возможность заполнения пород-коллекторов доюрского комплекса углеводородами. Для этого авторами статьи смоделированы процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов по трем композитным разрезам площадных сейсмопрофилей на территориях Ханты-Мансийского, Ямало-Ненецкого автономных округов и Томской области, в пределах которых открыты залежи углеводородов в доюрском комплексе.

Для цитирования: Важенина О.А., Тригуб А.В. Прогноз заполнения пород доюрского основания углеводородами на основе моделирования нефтегазоносных систем (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 39–51. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-39-51.

Prediction of hydrocarbon charging of pre-Jurassic basement rocks on the basis of petroleum systems modelling (Western Siberia)

© 2018 | O.A. Vazhenina, A.V. Trigub

ZapSibNIIIGG, Tyumen, Russia; vazheninaoa@zsnigg.ru; trigubav@zsnigg.ru

Received 13.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *basin modelling; oil and gas source rock; source of hydrocarbons; migration; organic matter; pre-Jurassic series.*

In the underexplored areas, even with certain petroleum potential, there are always high risks that exploration and prospecting results will bring no success. In the early stage of certain area exploration, especially in these recent times, integrated analysis of geological and geophysical data is used to identify possible conditions for oil and gas pools discovery and estimation of hydrocarbon amount in them. When analytical data on the development of tectonic, depositional, geochemical and other processes are integrated, modelling of oil and gas pools formation (or absence) becomes possible. The main purpose of the work summarized in the paper was to define criteria of possibility that the pre-Jurassic reservoir rocks will be filled with hydrocarbons during the course of geological history. To that end, the authors have modelled the processes of hydrocarbon generation, migration, and accumulation along three slalom seismic lines (belonging to 2D surveys) running across the territories in KhMAO, YaNAO, and Tomsk Oblast, where hydrocarbon pools were discovered in the pre-Jurassic series. Data obtained in the course of the studies allowed the authors to identify main hydrocarbon migration paths and time where the hydrocarbon migration from oil and gas source rocks to the pre-Jurassic reservoir rocks started, as well as the necessary conditions of possible filling of hydrocarbon traps during the geological history. Availability of more complete geochemical information and presence of wells drilled in the Palaeozoic series for hundreds of meters make it possible to create more accurate models of promising areas.

For citation: Vazhenina O.A., Trigub A.V. Prediction of hydrocarbon charging of pre-Jurassic basement rocks on the basis of petroleum systems modelling (Western Siberia). *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4):39–51. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-39-51.

Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ в доюрском комплексе пород — непростая задача. Основным условием формирования и размещения скоплений нефти в породах фундамента является благоприятный геодинамический режим, при котором в непосредственной близости

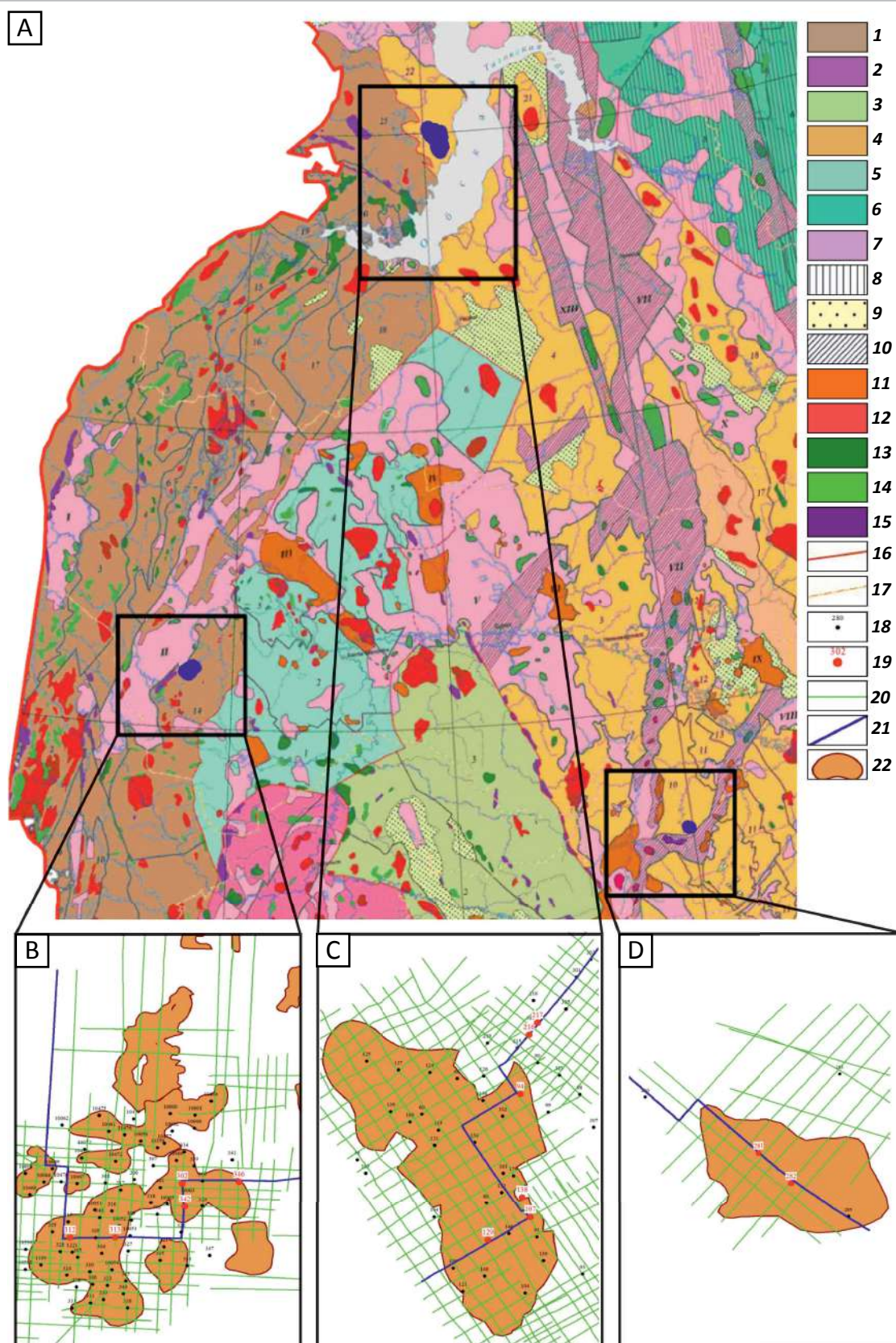
от последних залегают осадочные породы с большим объемом органики. Рассмотрим источники залежей УВ доюрского комплекса для оценки их генерационного потенциала и его реализации в ходе геологической истории, а также степень катагенетической преобразованности органического вещества на примере



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Обзорная схема расположения исследуемых районов

Fig. 1. Location map of the regions under investigation



Усл. обозначения к рис. 1.

А — фрагмент структурно-тектонической карты Западно-Сибирской плиты (по данным ФГБУ «ЗапСибНИИГ», 2016); схемы геолого-геофизической характеристики месторождений: В — Убинского, С — Новопортовского, D — Речного.

Консолидированные блоки доюрского основания (1–6): 1 — Уральский, структуры: 1 — Тагильско-Ляпинский, 2 — Иссетско-Салдинский, 3 — Сартыньинский, 4 — Сысконсыньский, 5 — Березовский, 6 — Шухтунгорский, 7 — Игримский, 8 — Северо-Сосьвинский, 9 — Алапаевский, 10 — Камышловский, 11 — Талицкий, 12 — Троицко-Кенгусайский, 13 — Шадринский, 14 — Шаимский, 15 — Верхнесынский, 16 — Гортский, 17 — Полуйский, 18 — Ярудейский, 19 — Харбейский, 20 — Щучинский; **2 — Казахстанский, структуры:** 1 — Тюменско-Кустанайский, 2 — Тобольский, 3 — Вагай-Ишимский, 4 — Викуловский, 5 — Полтавский; **3 — Салымский, структуры:** 1 — Старосолдатско-Михайловский, 2 — Тарско-Муромцевский, 3 — Верхнедемьянский; **4 — Центрально-Западно-Сибирский, структуры:** 1 — Верхневасюганский, 2 — Межовский, 3 — Каймысовско-Вартовский, 4 — Ноябрьский, 5 — Сергеевский, 6 — Кыштовский, 7 — Малоичский, 8 — Чагвинский, 9 — Нюрольский, 10 — Северо-Васюганский, 11 — Парбигско-Соболиный, 12 — Александровский, 13 — Сильгинский, 14 — Нарымско-Колпашевский, 15 — Никольский, 16 — Пыль-Караминский, 17 — Сабунский, 18 — Тазовский, 19 — Тебисский, 20 — Убинский, 21 — Нижнепурпейский, 22 — Нурминский, 23 — Нейтинский, 24 — Северо-Ямальский, 25 — Байдаратский; **5 — Ханты-Мансийский, структуры:** 1 — Шунгурско-Заозерный, 2 — Согомский, 3 — Красноленинский, 4 — Верхнеяминский, 5 — Западно-Ватлорский, 6 — Верхненадымский; **6 — Енисей-Туруханский, структуры:** 1 — Лекосский, 2 — Сымско-Баихский, 3 — Дубчесский, 4 — Касский, 5 — Енисейский, 6 — Маковский, 7 — Долганский, 8 — Няояхский, 9 — Мессояхский, 10 — Яковлевский; **7 — Уренгойско-Колтогорская тектономагматическая система, районы:** I — Сарманский, II — Шеркалинский, III — Рогожниковский, IV — Тромъеганский, V — Сургутский, VI — Урьевско-Покачевский, VII — Колтогорский, VIII — Усть-Тымский, IX — Тунгольский, X — Верхнетолькинский, XI — Худосейский, XII — Усть-Енисейский, XIII — Худуттейский, XIV — Ямальский; **впадины, прогибы, выполненные (8, 9): 8** — карбонатными и терригенными породами, **9** — терригенно-осадочными породами; **10** — зоны полной или частичной деструкции консолидированной коры; **11** — кислые эффузивы; **12** — гранитоиды; **13** — габброиды; **14** — диориты; **15** — ультрабазиты; **границы (16, 17): 16** — консолидированных блоков, **17** — административная; **скважины (18, 19): 18** — пробуренные, **19** — продуктивные по доюрскому комплексу; **20** — площадные профили; **21** — линия композитного разреза площадных сейсмопрофилей; **22** — контур месторождений

Legend for Fig. 1.

A — fragment of structural and tectonic map, West Siberian Plate (according to Federal State Budgetary Institution ZapSibNIIG, 2016); schemes of geological and geophysical characteristics of the fields: B — Ubinsky, C — Novoportovskiy, D — Rechnoe.

Consolidated blocks of the pre-Jurassic basement (1–6): 1 — Ural, structures: 1 — Tagilsko-Lyapinsky, 2 — Issetsky-Saldinsky, 3 — Sartyń'insky, 4 — Syskonsyn'sky, 5 — Berezovsky, 6 — Shukhtungorsky, 7 — Igrimsky, 8 — North Sos'vinsky, 9 — Alapaevsky, 10 — Kamyshlovsky, 11 — Talitsky, 12 — Troitsky-Kengusaisky, 13 — Shadrinsky, 14 — Shaimsky, 15 — Verkhnesynsky, 16 — Gortsky, 17 — Poluisky, 18 — Yarudeisky, 19 — Kharbeisky, 20 — Schuch'insky; **2 — Kazakhstansky, structures:** 1 — Tyumensky-Kustanaisky, 2 — Tobolsky, 3 — Vagai-Ishimsky, 4 — Vikulovsky, 5 — Poltavsky; **3 — Salymsky, structures:** 1 — Starosoldatsky-Mikhailovsky, 2 — Tarsky-Muromtsevy, 3 — Verkhnedemiansky; **4 — Central-West-Siberian, structures:** 1 — Verkhnevasyugansky, 2 — Mezhovsky, 3 — Kaimysovsky-Vartovsky, 4 — Noyabr'sky, 5 — Sergeevsky, 6 — Kyshtovsky, 7 — Maloichsky, 8 — Chagvinsky, 9 — Nyurol'sky, 10 — North Vasyugansky, 11 — Parbigsky-Soboliny, 12 — Aleksandrovsky, 13 — Sil'ginsky, 14 — Narymsky-Kolpashevsky, 15 — Nikol'sky, 16 — Pyl'-Karaminsky, 17 — Sabunsky, 18 — Tazovsky, 19 — Tebissky, 20 — Ubinsky, 21 — Nizhnepurpeisky, 22 — Nurminsky, 23 — Neitinsky, 24 — North Yamal'sky, 25 — Baidaratsky; **5 — Khanty-Mansiisky, structures:** 1 — Shungursko-Zaozerny, 2 — Sogomsky, 3 — Krasnoleninsky, 4 — Verkhnenadymsky, 5 — West Vatlorsky, 6 — Verkhnenadymsky; **6 — Yenisei-Turukhansky, structures:** 1 — Lekossky, 2 — Symsky-Baikhsky, 3 — Dubchessky, 4 — Kassky, 5 — Yeniseisky, 6 — Makovsky, 7 — Dolgansky, 8 — Nadoyakhsky, 9 — Messoayakhsky, 10 — Yakovlevsky; **7 — Urengoiysky-Koltogorsky tectonic and plutonic system, regions:** I — Sarmansky, II — Sherkalinsky, III — Rogozhnikovsky, IV — Trom'egansky, V — Surgutsky, VI — Ur'evsky-Pokachevsky, VII — Koltogorsky, VIII — Ust'-Tymsky, IX — Tungol'sky, X — Verkhnetol'kinsky, XI — Khudoseisky, XII — Ust'-Yeniseisky, XIII — Khudutteisky, XIV — Yamalsky; **depressions, troughs filled with (8, 9): 8** — carbonate and terrigenous rocks, **9** — terrigenous-sedimentary rocks; **10** — zones of complete or partial destruction of consolidated crust; **11** — acid volcanic rocks; **12** — granitoids; **13** — gabbroids; **14** — diorites; **15** — ultrabasites; **borders (16, 17): 16** — consolidated blocks, **17** — administrative; **wells (18, 19): 18** — drilled, **19** — producing from the pre-Jurassic series; **20** — 2D lines; **21** — slalom line; **22** — field limits

Убинского (Ханты-Мансийский АО), Новопортовского (Ямало-Ненецкий АО) и Речного (Томская область) месторождений УВ (рис. 1).

Районы и объекты исследований

Выбор районов для проведения бассейнового моделирования определялся наличием открытых месторождений УВ в доюрском комплексе, присутствием в доюрском комплексе резервуаров разных по мощности, литологическому составу и глубине залегания, наличием необходимого объема геолого-геофизической информации и геохимических исследований. Территории проведения бассейнового моделирования имеют плотную сетку 2D-сейсмического профилирования, поисково-разведочные сква-

жины испытаны на всех перспективных интервалах, включая породы доюрского комплекса.

Убинское нефтяное месторождение в тектоническом отношении приурочено к Шаимскому мегавалу (см. рис. 1). Основным продуктивным интервалом в доюрском комплексе являются пористо-трещиноватые сланцы коры выветривания. Максимальные дебиты нефти из отложений коры выветривания составили 46 м³/сут.

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение в тектоническом отношении приурочено к Южно-Ямальскому валу. К основным продуктивным интервалам в доюрском комплексе относятся внутрипалеозойские толщи девон-каменноугольного возраста. На Новопортовском месторождении



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

установленная толщина карбонатного разреза в отдельных участках превышает 1000 м (скв. Новопортовская-300). Максимальные дебиты газа из доюрского комплекса определены в 837 тыс. м³/сут. *Речное газоконденсатное месторождение* в тектоническом плане расположено в пределах локальных поднятий Лучистое и Змеиное, осложняющих южную переклиналь Среднеवासганского мегавала. Основным продуктивным интервалом в доюрском комплексе являются трещиноватые известняки верхней части палеозоя. Максимальные дебиты газа из палеозойских отложений составили 98,7 тыс. м³/сут.

Источники и пути миграции УВ в доюрском комплексе

Наиболее дискуссионные и сложные вопросы — генезис нефти и условия формирования залежей УВ в ловушках фундамента. Существуют две основные точки зрения об источнике нефти в зоне контакта палеозойского складчатого основания и мезозойского осадочного чехла: 1) палеозойские образования рассматриваются как самостоятельный нефтегенерирующий и нефтеаккумулирующий комплекс; 2) формирование залежей в палеозое связано с мезозойскими отложениями. Однако в настоящее время большинство исследователей сходятся во мнении, что нефтегазоматеринскими породами (НГМП) для УВ палеозойских залежей в каждом конкретном случае могут быть как палеозойские, так и мезозойские отложения (Трофимук А.А., Вышемирский В.С., 1975; Верховская Н.А., Лебедева Л.В., 1981; Голышев С.И. и др., 1991; Рыжкова С.М., Бадмаева Ж.О., 1994; Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И., 1997; Конторович А.Э. и др., 1998; Костырева Е.А., 2005).

Возможность миграции углеводородов из юрских нефтематеринских отложений в породы доюрского комплекса подтверждена результатами лабораторных исследований, выполненных специалистами геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова [1]. Ими были проанализированы нефти, полученные как из палеозойских, так и из вышележащих юрских отложений. Так, нефтематеринскими толщами нефти из коры выветривания палеозоя Северо-Останинского месторождения и из песчаников тюменской свиты Вартовского месторождения, вероятно, являются аргиллиты тогурской свиты нижней юры и глинистые прослои тюменской свиты средней юры.

Генетическую принадлежность залежей доюрского комплекса Новопортовского месторождения к нефтегазоматеринским породам внутреннего палеозоя подтверждают результаты биомаркерного анализа УВ скв. Новопортовская-216. По результатам данного анализа битумоиды в скв. Новопортовская-216 являются автохтонными, значения биомаркерных параметров указывают на аквагенный генотип ис-

ходного органического вещества, в то время как углеводородам, генетически связанным с нижнеюрскими нефтегазоматеринскими толщами, свойственен смешанный террагенно-аквагенный состав исходного органического вещества. В качестве вторичного признака наличия собственных источников для внутрипалеозойских коллекторов может служить тот факт, что залежи углеводородов перемещаются на многие сотни (иногда и тысячи) метров ниже кровли доюрского комплекса.

В районах Убинского, Новопортовского и Речного месторождений УВ по результатам анализа данных пиролиза и литературным источникам [2] зрелые нефтегазоматеринские породы присутствуют в отложениях шеркалинской (тогурская и радомская глинистые пачки и ее аналоги), тюменской и баженовской (и ее аналоги) свит. Свойства НГМП определены по результатам геохимических исследований керн из скважин, пробуренных в пределах исследуемых месторождений и сопредельных площадей (таблица).

В пределах Убинского месторождения мощность баженовской свиты в среднем составляет 50–55 м. На Новопортовском месторождении мощность тогурской пачки глин в среднем изменяется от 10 до 20 м, радомской — от 10 до 20 м, мощность баженовской свиты вследствие верхнеюрского размыва сокращена и составляет в среднем 5–10 м. На территории Речного месторождения мощность радомской пачки около 10–15 м, мощность баженовской свиты в среднем равна 18–20 м. Для залежей УВ в трещинно-кавернозных образованиях фундамента роль зональных флюидоупоров могут играть, наряду с региональными глинисто-аргиллитовыми толщами юрского/палеозойского возраста, плохо проницаемые кристаллические или карбонатные породы, залегающие в кровле выступов фундамента.

Залежи нефти в доюрских отложениях могут формироваться несколькими способами. Если источником УВ являются внутриспалеозойские толщи, миграция флюидов осуществляется вверх по разломам и зонам разуплотнения к доюрскому резервуару. Во втором случае — это нисходящая миграция УВ из вышележащих отложений. Это объясняется тем, что палеозойский, его верхняя часть, где развита трещиноватость и кавернозность, и мезо-кайнозойский комплексы по гидродинамическому режиму представляют собой резко отличные объекты с различными пластовыми давлениями, причем часто меньшими в палеозойском коллекторе. В третьем случае латеральная миграция УВ осуществляется из прилегающих к выступам фундамента отложений.

Методика моделирования нефтегазоносных систем

При моделировании использован программно-методический комплекс PetroMod (Schlumberger). Система PetroMod ориентирована на моделирование

Таблица. Средние характеристики нефтегазоматеринских пород в пределах исследуемых районов по данным пиролиза
Table. Average characteristics of oil and gas source rocks within the regions under investigation (in accordance with pyrolysis data)

Месторождение	НГМП	Тип ОВ	$C_{орг}$, %	Стадия катагенеза	S_1 , мг УВ/г	S_2 , мг УВ/г	T_{max} , °C	HI, мг УВ/г $C_{орг}$
Убинское	Радомская пачка глин	Гумусовый, гумусово-сапропелевый	3,4–12,1	МК ₂	0,8	18	440	180
	Баженовская свита	Сапропелевый	3–29	МК ₁	6,4	52,1	434	500
Новопортовское	Внутри РЗ-толщи	Гумусово-сапропелевый	0,2–3	МК _{3–4}	0,1	0,3	496	150
	Тогурская пачка глин	Сапропелевый, гумусово-сапропелевый	1	МК _{2–3}	Очень низкий	< 0,2	486	–
	Радомская пачка глин			МК _{2–3}				–
	Тюменская свита	Гумусовый, гумусово-сапропелевый	2–3,7	МК ₁ –МК ₃	1,5	8,5	< 430	300
	Баженовская свита	Сапропелевый	4–6	МК _{1–2}	< 0,2	0,33	454	–
Речное	Тогурская пачка глин	Гумусовый, гумусово-сапропелевый	1–3	МК ₂	Очень низкий		450	–
	Радомская пачка глин			МК ₂				–
	Баженовская свита	Сапропелевый	6–9	МК _{1–2}	0,5–1	4	430	335

основных процессов, протекающих при формировании скоплений УВ. По выбранным композитным разрезам площадных сейсмопрофилей создан структурный каркас строения доюрских и юрско-меловых отложений, отражающий закономерности их осадконакопления. Протяженность композитного сейсмогеологического разреза в пределах Убинского месторождения составляет 56,1 км, Новопортовского — 62,8 км, Речного — 12,8 км (рис. 2).

На первом этапе была построена цифровая модель, включающая элементы нефтегазоносных систем (нефтегазоматеринских пород, коллекторов и покрышек), возраст отложений, литолого-фациальные особенности, тип кинетической реакции, время активации разломов и т. д. Далее произведен пересчет свойств НГМП на момент ее формирования ($C_{орг}$, HI₀), так как от этого напрямую зависит объем генерируемых УВ. Для восстановления истории погружения и прогрева исследуемых территорий в модели задавались граничные условия: палиобатиметрия — палеоглубины воды на момент отложения осадков (часто на основе палеогеографических карт); температура на границе раздела сред (часто вручную либо автоматически на основе температуры поверхности и палеоглубины воды); значение теплового потока.

После первой итерации авторы статьи проанализировали полученные модели: степень созревания ОВ, объемы, места аккумуляции и время миграции УВ, термобарические и фильтрационно-емкостные свойства. Если смоделированные свойства не совпадали с входными данными, начинался этап калибровки.

Построенные модели были откалиброваны по пористости, проницаемости, определенным по результатам интерпретации ГИС (рис. 3). Для калибровки значений тепловых потоков в 1D-моделях использовались показатель отражательной способно-

сти витринита (R_o , %), значения пластовых температур, измеренных в скважинах, а также схемы теплового потока Западно-Сибирской равнины [3]. Анализ 1D-моделей исследуемых месторождений показал хорошую сходимость между исходными и расчетными значениями температур и давлений (см. рис. 3).

Для характеристики степени фактической реализации нефтегазоматеринского потенциала применялся коэффициент трансформации TR, отражающий отношение реализованного потенциала керогена (сгенерированное количество УВ) к общему потенциалу нефтематеринской породы (количество УВ, которое способна генерировать данная толща). Модельные значения данного параметра сравнивались со значениями, рассчитанными по ряду скважин исследуемых месторождений и сопредельных площадей по формуле Т. Хантшела [4] (рис. 4)

$$TR = (1200 (HI_0 - HI)) / (HI_0 (1200 - HI)),$$

где HI₀ — исходный водородный индекс (определялся по графику зависимости HI — T_{max} и опубликованным данным); HI — водородный индекс на настоящий момент времени в НГМП.

Генерационный потенциал отложений баженовской свиты выработан не полностью (< 40 %), в то время как нижнеюрские нефтематеринские отложения почти полностью преобразованы (> 70 %).

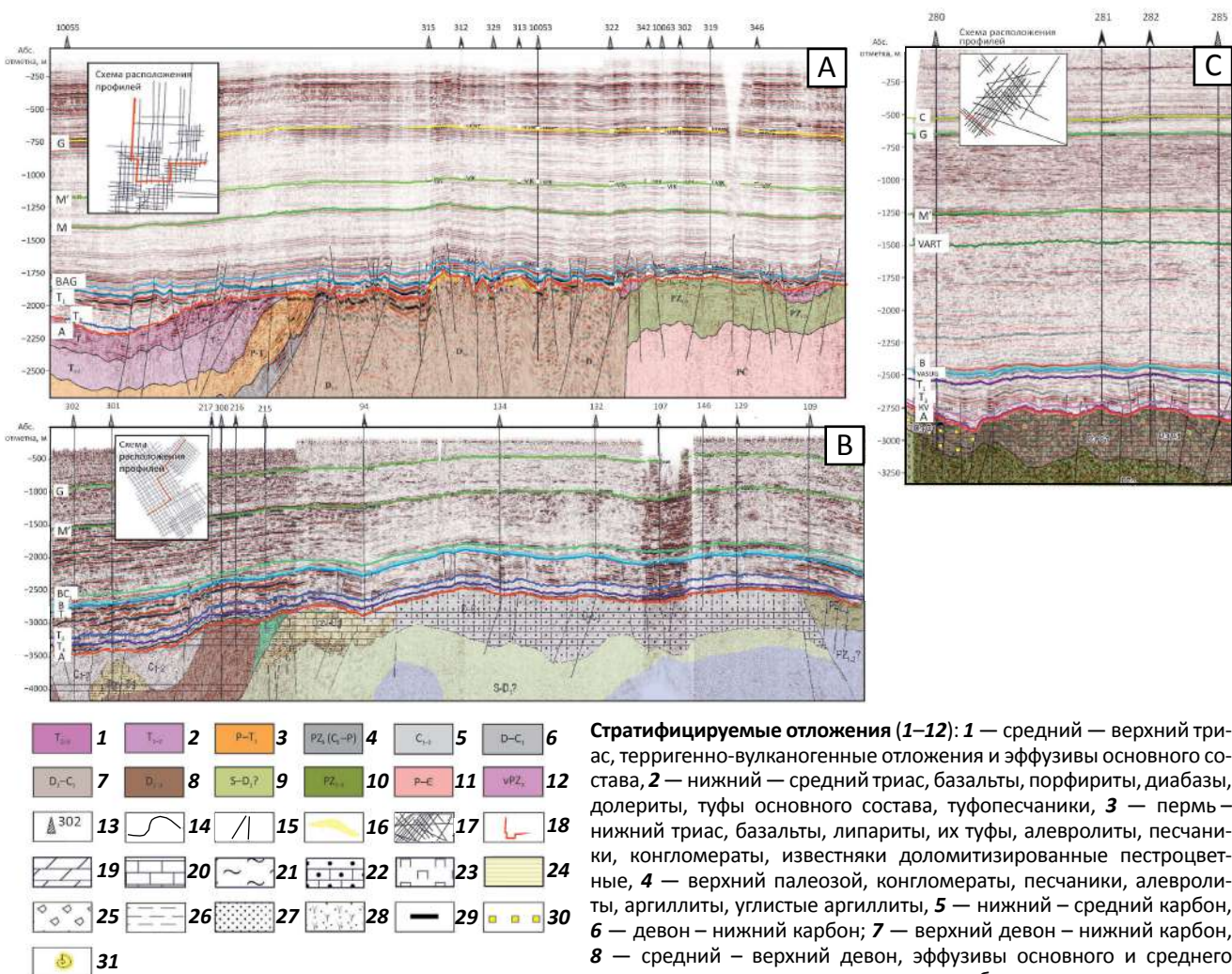
Для оценки времени нахождения отложений в главной фазе нефтеобразования ее границы выделялись на основе расчетных значений R_o и принимались равными 0,7 % для начала фазы и 1 % для ее окончания.

Результаты

На территории Убинского месторождения заполнение резервуаров коры выветривания и отложений средней юры произошло за счет нефтематеринских пород баженовской свиты, так как благодаря боль-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Глубинные сейсмогеологические разрезы Убинского (А), Новопортовского (В) и Речного (С) месторождений
Fig. 2. Deep geoseismic sections across the Ubinsky (A), Novoportovskiy (B), and Rechnoe (C) fields

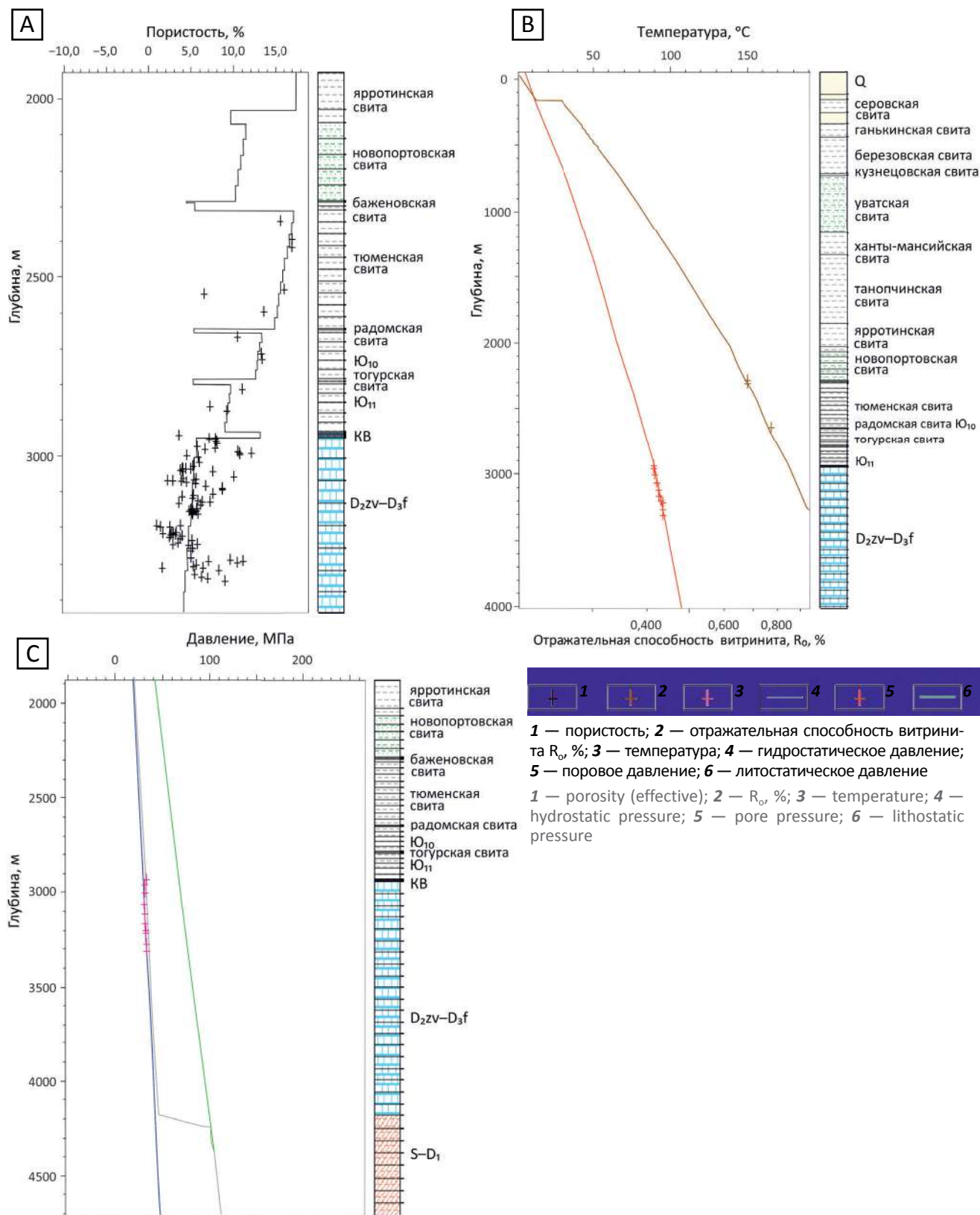


глинистые сланцы с прослоями карбонатных и терригенно-карбонатных пород, 9 — силур — нижний девон (?), 10 — нижний — средний палеозой, сланцы альбит-кварц-хлорит-серицитовые, углисто-карбонатно-кремнистые, филлиты, мраморизованные известняки, доломиты, эффузивы и туфы основного состава, 11 — докембрий, кристаллические сланцы, гнейсы, кварциты, амфиболиты, прослои вулканитов разного состава, 12 — позднепалеозойские интрузии; 13 — скважина на плоскости разреза; 14 — прогнозируемые стратиграфические границы между разновозрастными комплексами пород; 15 — предполагаемые разрывные нарушения; 16 — кора выветривания; 17 — сейсмопрофили; 18 — композитный сейсмопрофиль; **породы (19–28):** 19 — существенно доломитовая пачка с редкими прослоями аргиллитов, в основании слой известняков, 20 — существенно известковистая пачка (известняки с прослоями доломитов, реже аргиллиты и песчаники), 21 — сланцевая пачка (глинистые, хлоритовые сланцы), 22 — терригенно-известковистая пачка (известняки с прослоями песчаников, аргиллитов, сланцев), 23 — перидотиты, 24 — предполагаемые рифовые постройки, 25 — брекчированные (преимущественно известняки), 26 — аргиллиты, 27 — песчаники, 28 — вулканогенно-осадочные; 29 — пласты углей; 30 — пиритизация; 31 — фауна

Stratified deposits (1–12): 1 — volcanic; 2 — metamorphic rocks, 1 — Middle — Upper Triassic, terrigenous-volcanogenic deposits and basic volcanic rocks, 2 — Lower — Middle Triassic, basalt, porphyrite, traprock, dolerite, basic tuff, tuffstone, 3 — Permian — Lower Triassic, basalt, liparite, their tuffs, siltstone, sandstone, conglomerate, variegated dolomite limestone, 4 — Upper Palaeozoic, conglomerate, sandstone, siltstone, claystone, carbonaceous claystone, 5 — Lower — Middle Carboniferous, 6 — Devonian — Lower Carboniferous; 7 — Upper Devonian — Lower Carboniferous, 8 — Middle — Upper Devonian, basic and intermediate volcanic rocks with interbeds of carbonate and terrigenous-carbonate rocks; sandy-argillaceous shale with interbeds of carbonate and terrigenous-carbonate rocks, 9 — Silurian — Lower Devonian (?), 10 — Lower — Middle Palaeozoic, albite-quartz-chlorite-sericitic shale, coaly-carbonate-siliceous shale, phyllite, marmorized limestone, dolomite, volcanic rocks and basic tuffs, 11 — pre-Cambrian, schist, gneiss, quartzite, amphibolite, interbeds of volcanic rocks of different composition, 12 — Late Palaeozoic intrusions; 13 — well in the section plane; 14 — predicted stratigraphic interfaces between the heterochronous rock associations; 15 — supposed faults; 16 — weathering crust; 17 — seismic profiles; 18 — slalom line; **rocks (19–28):** 19 — highly dolomite member with rare claystone interbeds, limestone bed in the basal part, 20 — highly calcareous member (limestone with dolomite interbeds, rarely claystone and sandstone), 21 — shale member (mud shale, chlorite schist), 22 — terrigenous-calcareous member (limestone with sandstone, claystone, shale interbeds), 23 — peridotite, 24 — supposed reef structures, 25 — brecciated (mainly limestone), 26 — claystone, 27 — sandstone, 28 — igneous-sedimentary; 29 — coal beds; 30 — pyritization; 31 — fauna

Рис. 3. Калибровка 1D-моделей скв. Новопортовская-216 по пористости (А), температуре (В), давлению (С)

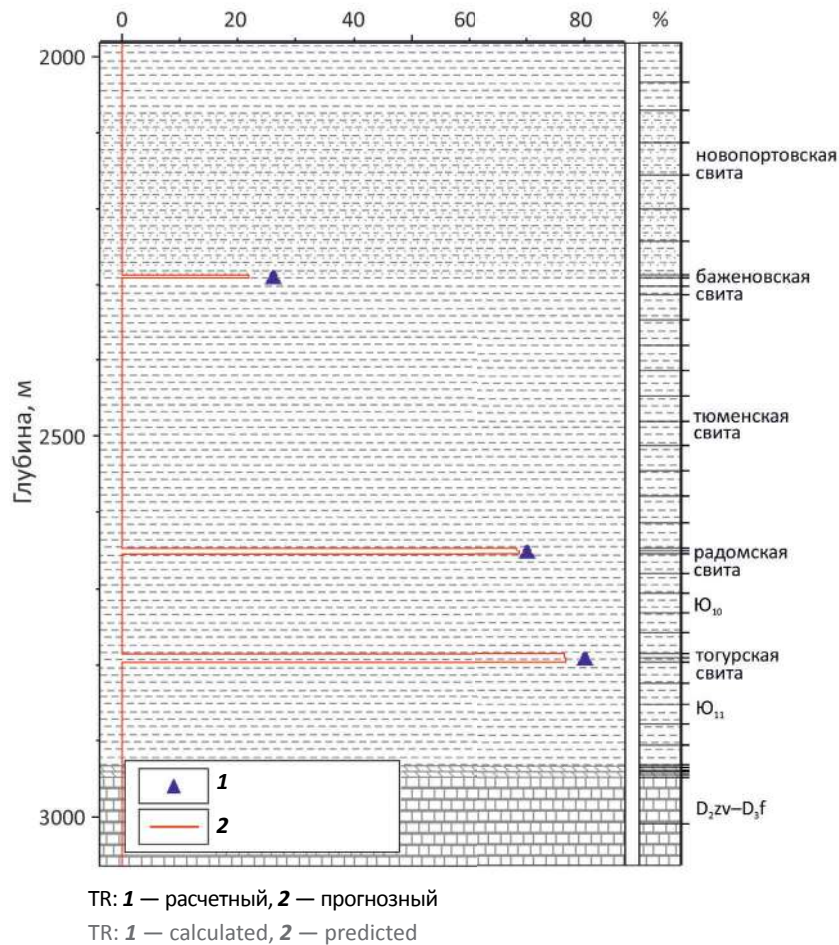
Fig. 3. Calibration of 1D models for the well Novoportovskiy-216: porosity (A), temperature (B), pressure (C)





FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Калибровка прогнозных значений с расчетными значениями TR на примере скв. Новопортовская-216
Fig. 4. Calibration of predicted values with calculated TR values by the example of the well Novoportovskiy-216



шому объему органического вещества генерируется поток углеводородов, достаточный для нисходящей миграции (рис. 5). Нижнеюрские нефтематеринские породы (радомская пачка глин) в этом процессе не участвуют. В пределах модели область распространения нижнеюрских отложений незначительна (северная часть района работ в районе скв. Убинская-10055), предполагаемая мощность нижнеюрских нефтематеринских пород изменяется от 3 до 10 м, расстояние до ближайшего резервуара отложений средней юры составляет около 12 км, а до резервуара в отложениях коры выветривания — 19,5 км. Миграционно-дренажный путь УВ от очага генерации к зоне аккумуляции в тогурско/радомско-палеозойской системе за редким исключением — короткий. Это обычно связано с небольшими размерами очагов генерации нефти, умеренным или невысоким генерационным потенциалом керогена тогурских и радомских глин (Нестеров И.И. Переинтерпретация ..., 2007, фондовая).

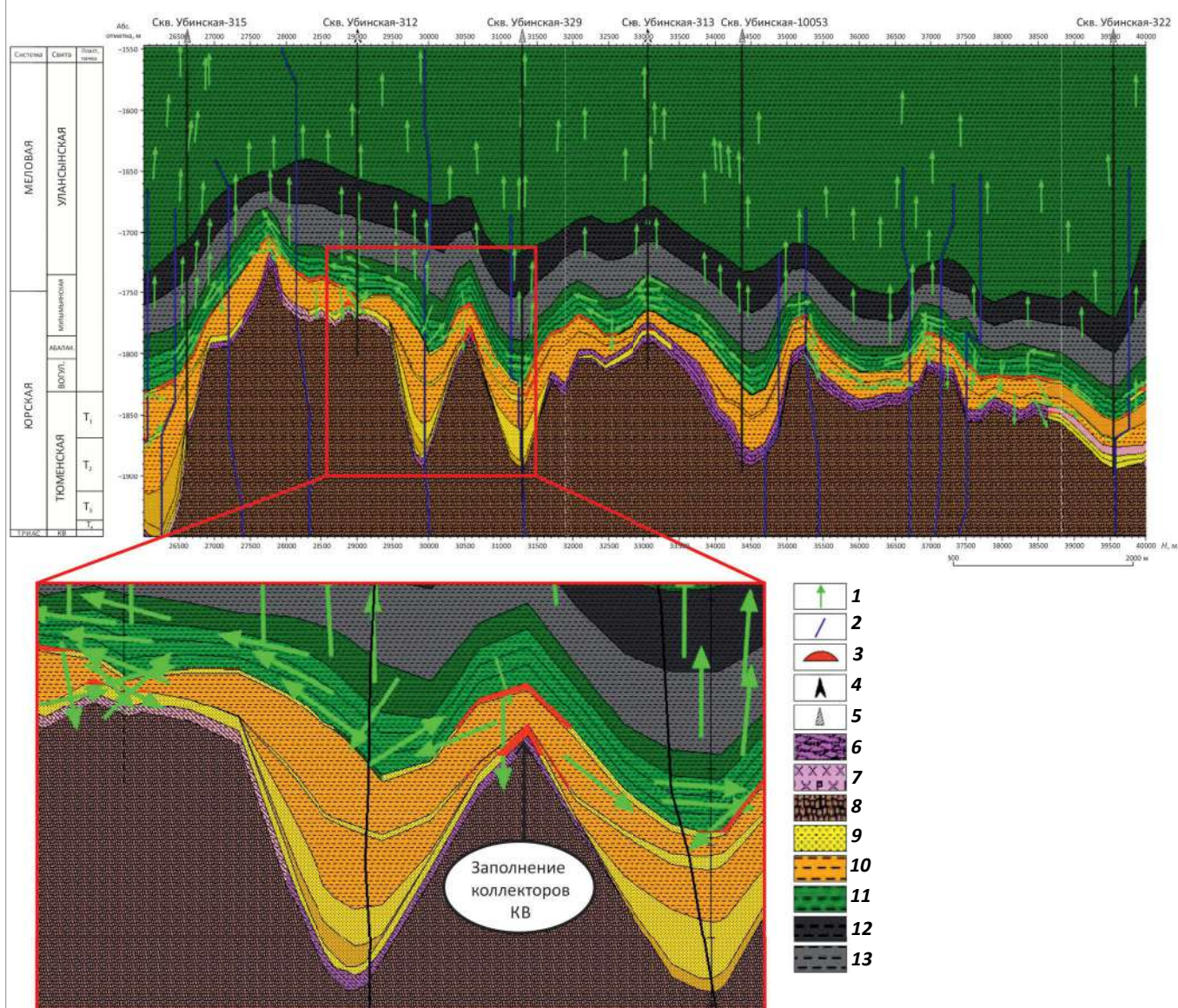
Отложения баженовской свиты начали погружаться в главную зону нефтеобразования около 15–29 млн лет назад (рис. 6). Однако на данный момент

большая часть территории еще не достигла главной зоны нефтеобразования. Расстояние нисходящей миграции в отложения коры выветривания изменялось от 30 до 60 м.

В пределах *Новопортовского месторождения* заполнение резервуаров доюрского комплекса за счет УВ, генерируемых юрскими НГМП, невозможно (рис. 7). Крупные залежи палеозоя могли образоваться только за счет миграции флюидов по разломам и зонам разуплотнения из внутripалеозойских источников, так как в верхних нефтегазоносных комплексах месторождения, даже учитывая процесс вторичного крекинга углеводородов и смешанный тип ОВ, отсутствуют условия для генерации такого объема газа и газоконденсата. В терригенно-карбонатных породах палеозоя Новопортовского месторождения содержание $C_{орг}$ колеблется от 0,1–0,2 до 2,6–3 %. Содержание хлороформенного битумоида (ХБ) составляет 0,3 %. Состав *n*-алканов свидетельствует о фитопланктонном характере исходного ОВ, накопившегося в восстановительной обстановке. Терригенные породы палеозоя содержат $C_{орг}$ 0,8–3,5 %,

Рис. 5. Геологический 2D-разрез по композитному сейсмическому профилю Убинской площади с направлениями миграции и зонами аккумуляции УВ

Fig. 5. 2D geological cross-section along the seismic slalom line in the Ubinsky area showing migration directions and HC accumulation zones



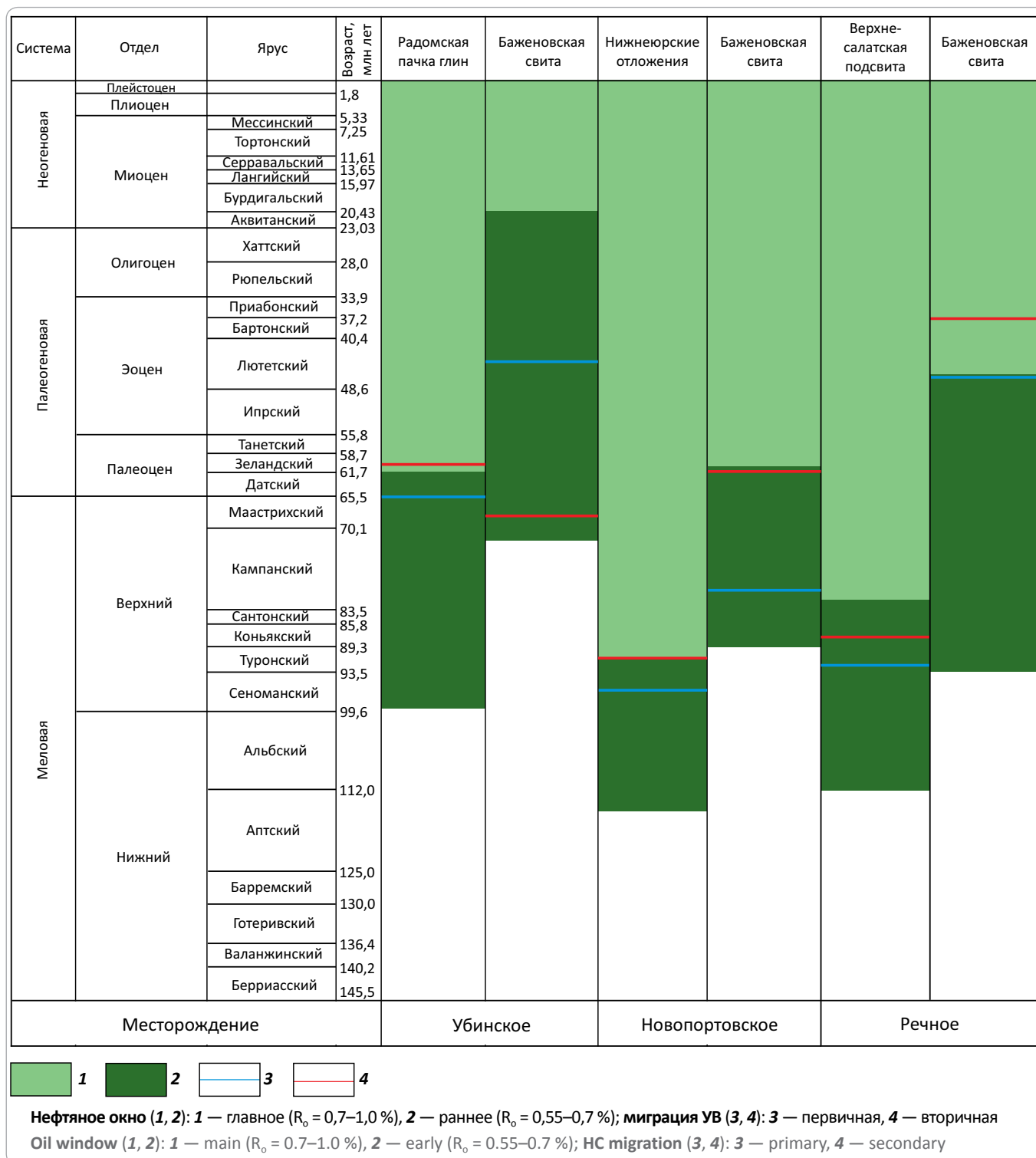
1 — направление миграции УВ; **2** — разломы; **3** — зоны аккумуляции УВ; **скважина (4, 5)**: **4** — продуктивная по доюрскому комплексу, **5** — на плоскости разреза; **6** — сланец (65 %), аргиллит (15 %), известняк (20 %); **7** — аргиллит (10 %), алевролит (10 %), андезит (30 %), базальт (30 %), диабаз (20 %); **8** — андезит (30 %), базальт (35 %), песчаник (5 %), аргиллит (10 %), алевролит (10 %), известняк (10 %); **9** — песчаник (100 %), **10** — песчаник (30 %), аргиллит (40 %), алевролит (25 %), уголь (5 %); **11** — аргиллит (80 %), алевролит (20 %); **12** — аргиллит битуминозный; **13** — аргиллит битуминозный (95 %), алевролит (5 %)

1 — direction of HC migration; **2** — faults; **3** — HC accumulation zones; **well (4, 5)**: **4** — producing from pre-Jurassic series, **5** — in the cross-section plane; **6** — shale (65 %), claystone (15 %), limestone (20 %); **7** — claystone (10 %), siltstone (10 %), andesite (30 %), basalt (30 %), traprock (20 %); **8** — andesite (30 %), basalt (35 %), sandstone (5 %), claystone (10 %), siltstone (10 %), limestone (10 %); **9** — sandstone (100 %), **10** — sandstone (30 %), claystone (40 %), siltstone (25 %), coal (5 %); **11** — claystone (80 %), siltstone (20 %); **12** — bituminous claystone; **13** — bituminous claystone (95 %), siltstone (5 %)



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Схема основных этапов генерации и миграции УВ в пределах исследуемых месторождений
Fig. 6. Major HC generation and migration stages within the studied fields



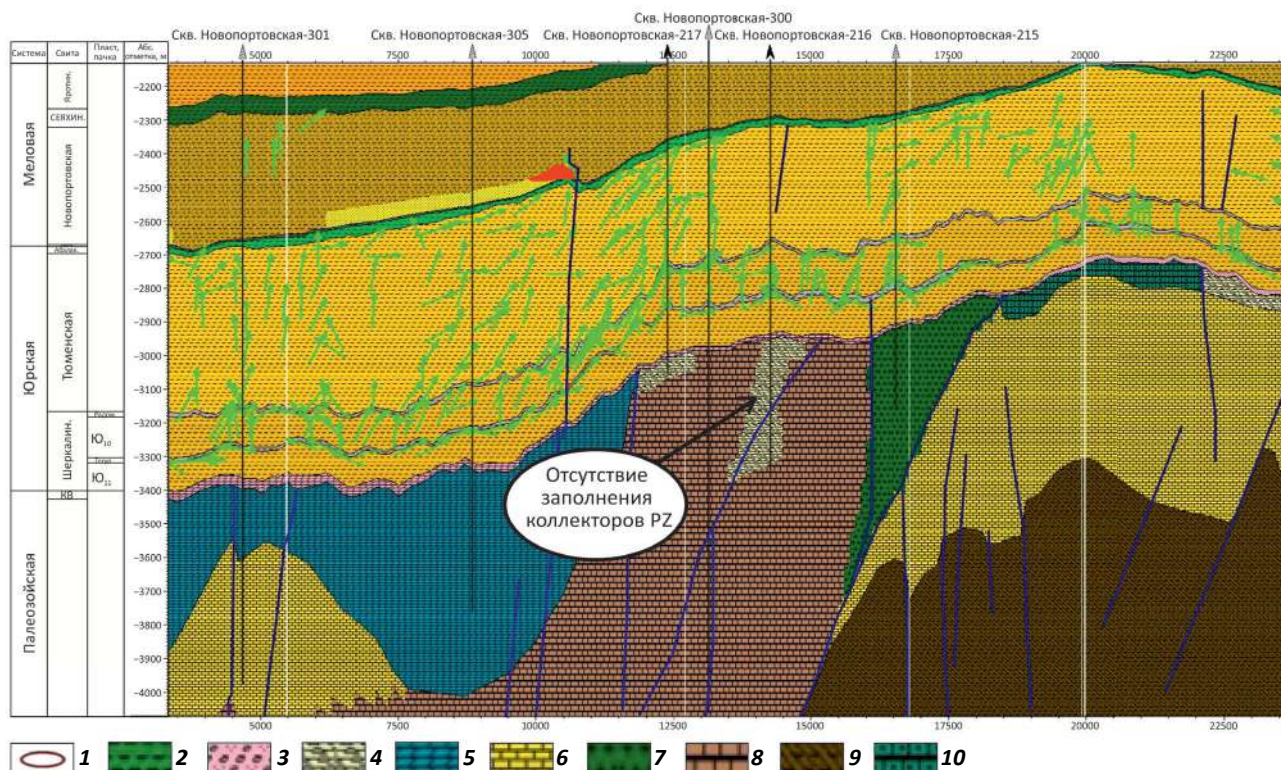
ХБ — 0,08–0,29 %. Источниками нефти было как морское, так и континентальное ОВ. По совокупности геохимических параметров терригенные и карбонатно-терригенные породы палеозоя можно отнести к нефтематеринским толщам [5]. Катагенез ОВ палеозойских отложений Новопортовского мес-

торожения соответствует стадии МК₃₋₄. На Бованенковской площади в образце с глубины 3523 м отмечены слабоизмененные битумоиды, что косвенно указывает на степень ОВ стадии мезокатогенеза.

На территории Речного месторождения заполнение резервуаров доюрского комплекса происходит

Рис. 7. Геологический 2D-разрез по композитному сейсмическому профилю Новопортовской площади с направлениями миграции и зонами аккумуляции УВ

Fig. 7. 2D geological cross-section along the seismic slalom line in the Novoportovskiy area showing migration directions and HC accumulation zones



1 — контур месторождений; 2 — аргиллит (65 %), алевролит (10 %), известняк (20 %); 3 — породы коры выветривания; 4 — трещинно-кавернозные коллекторы палеозоя с притоком УВ по данным испытаний; 5 — доломит (70 %), аргиллит (10 %), известняк (20 %) (C_{1-2}); 6 — предполагаемые рифовые постройки ($D_{2zv}-D_{3f}$); 7 — позднепалеозойские интрузии (перидотит); 8 — известняк (55 %), доломит (25 %), песчаник (10 %), аргиллит (10 %) ($D_{2zv}-D_{3f}$); 9 — сланец (70 %), песчаник (20 %), аргиллит (15 %) ($S-D_1$); 10 — известняк (50 %), аргиллит (20 %), песчаник (20 %), сланец (10 %) ($D-C_1$).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 5

1 — field limits; 2 — claystone (65 %), siltstone (10 %), limestone (20 %); 3 — rocks of weathering crust; 4 — fractured-cavernous Palaeozoic reservoirs with HC inflow according to testing data; 5 — dolomite (70 %), claystone (10 %), limestone (20 %) (C_{1-2}); 6 — supposed reef structures ($D_{2zv}-D_{3f}$); 7 — Late Palaeozoic intrusions (peridotite); 8 — limestone (55 %), dolomite (25 %), sandstone (10 %), claystone (10 %) ($D_{2zv}-D_{3f}$); 9 — shale (70 %), sandstone (20 %), claystone (15 %) ($S-D_1$); 10 — limestone (50 %), claystone (20 %), sandstone (20 %), shale (10 %) ($D-C_1$).

For other Legend items see Fig. 5

за счет УВ, источником которых были нефтематеринские отложения радомской пачки глин. Породы доюрского комплекса находятся на небольшом расстоянии от нижнеюрских нефтематеринских толщ (около 25 м), концентрация органического вещества и степень его преобразованности ($МК_2$) позволяют сформировать объем углеводородов, достаточный для вторичной миграции вниз по направлению к трещинно-кавернозным внутрипалеозойским коллекторам. Основное окно генерации УВ в отложениях верхнесалатской подсвиты (аналог радомской пачки глин) начинается около 80–83 млн лет (см. рис. 6). Авторы статьи также не исключают возможность латеральной миграции УВ из нефтегазоматеринской тогурской свиты, отложения которой выклиниваются вблизи Речного месторождения (рис. 8).

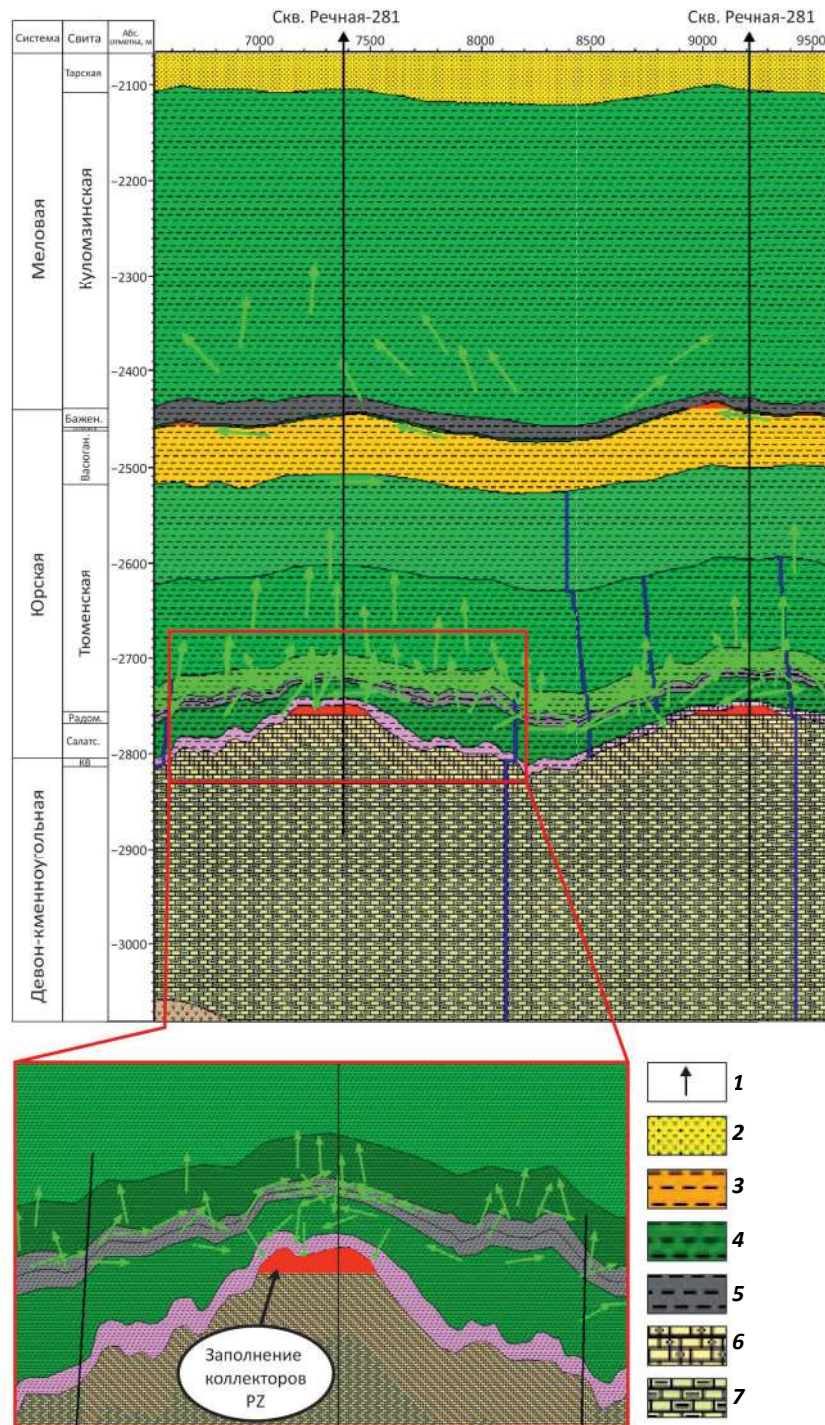
На территории Убинского и Речного месторождений по результатам проведенного моделирования спрогнозирована возможность формирования залежей в доюрских отложениях за счет нефтегазообразующих осадочных толщ юрского возраста. Основными критериями заполнения и сохранности залежей УВ доюрского основания являются: сокращенный разрез ниже-среднеюрских отложений (в случае нисходящей миграции УВ); наличие зон выклинивания отложений мезозойских НГМП вблизи выступов фундамента (в случае латерального перетока УВ); расположение резервуара доюрского комплекса в непосредственной близости от НГМП; наличие путей миграции УВ (разломы, зоны разуплотнения); разница пластовых давлений между верхней частью палеозойского комплекса и мезозойским чехлом; благоприятные геодинамические и палеотермобари-



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 8. Геологический 2D-разрез по композитному сейсмическому профилю Речной площади с направлениями миграции и зонами аккумуляции УВ

Fig. 8. 2D geological cross-section along the seismic slalom line in the Rechnaya area showing migration directions and HC accumulation zones



1 — скважина; 2 — песчаник (80 %), аргиллит (20 %); 3 — песчаник (31 %), аргиллит (35 %), алевролит (27 %), уголь (7 %); 4 — аргиллит (60 %), алевролит (20 %), песчаник (20 %); 5 — аргиллит битуминозный (50 %), алевролит (10 %), уголь (40 %); 6 — трещинно-кавернозные коллекторы палеозоя (D_3-C_1); 7 — известняк (D_3-C_1).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 5

1 — well; 2 — sandstone (80 %), claystone (20 %); 3 — sandstone (31 %), claystone (35 %), siltstone (27 %), coal (7 %); 4 — claystone (60 %), siltstone (20 %), sandstone (20 %); 5 — bituminous claystone (50 %), siltstone (10 %), coal (40 %); 6 — fractured-cavernous Palaeozoic reservoirs (D_3-C_1); 7 — limestone (D_3-C_1).

For other Legend items see Fig. 5

ческие условия, не приводящие к полной деструкции скоплений УВ; присутствие УВ-биомаркеров, свидетельствующих о наличии глубинных источников УВ.

Результаты выполненных исследований позволят выявлять и ранжировать нефтегазоперспективные зоны в доюрском комплексе при проведении дальнейших поисково-разведочных работ. Для уста-

новления более точных закономерностей размещения залежей УВ в доюрском комплексе необходимо оценивать степени катагенеза пород методом углепетрографии (по витриниту), выполнять детальные геохимические исследования флюидов, пиролинические исследования отложений методом Rock-Eval, определение элементного состава керогена пород для оптимального подбора кинетических реакций.

Литература

1. Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. – 2015. – Т. 61. – № 2. – С. 63–76.
2. Ulmishek Gregory F. Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia. U.S. Geological Survey Bulletin. 2003;2201-G:49.
3. Дучков А.Д., Лысак С.В., Балобаев А.Т., Голубев В.А., Девяткин В.Н., Дорофеева Р.П., Зорин Ю.А., Казанцев С.А., Калинин А.Н., Курчиков А.Р., Лепина С.В., Силифонкин В.И., Соколова Л.С., Ставицкий Б.П., Ратников С.А., Цибульский В.Р. Тепловое поле недр Сибири – Новосибирск : Наука, 1987. – 196 с.
4. Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Berlin: Springer; 2009. – 475 p.
5. Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д. и др. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. – 2011. – № 7. – С. 66–70.

References

1. Stupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesources*. 2015;61(2):63–76.
2. Ulmishek Gregory F. Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia. *U.S. Geological Survey Bulletin*. 2003;2201-G:49.
3. Duchkov A.D., Lysak S.V., Balobaev A.T., Golubev V.A., Devyatkin V.N., Dorofeeva R.P., Zorin Yu.A., Kazantsev S.A., Kalinin A.N., Kurchikov A.R., Lepina S.V., Silifonkin V.I., Sokolova L.S., Stavitskii B.P., Ratnikov S.A., Tsibul'skii V.R. Subsurface thermal field of Siberia. Novosibirsk: Nauka; 1987. 196 p.
4. Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Berlin: Springer; 2009. 475 p.
5. Kiryukhina T.A., Ulyanov G.V., Dzyublo A.D. et al. Geochemical aspects of gas and oil presence in the Jurassic and pre-Jurassic deposits of Western Siberia north and adjacent shelf. *Gazovaya promyshlennost*. 2011;(7):66–70.

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 пластан-коллектора на основе интегрирования данных
Михаэль Поппельрайтер, Universiti Teknologi PETRONAS
- 1 день Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: геомеханика, петрофизика и сейсмобезопасность
Сергей Шапиро, Freie Universität 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 550.8.05:551.72/.73(571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-53-62

Геологическая модель Предъенисейского верхнепротерозой-палеозойского осадочного бассейна на юго-востоке Западно-Сибирской провинции

© 2018 г. | Ю.Ф. Филиппов

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

Поступила 13.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; Предъенисейский осадочный бассейн; верхнепротерозой-палеозойские отложения; палеорекострукции; нефтегазоносность.*

По результатам региональной сейсморазведки и бурения скважин под мезо-кайнозойским чехлом Западно-Сибирской геосинеклизы выделяется верхнепротерозой-нижнепалеозойский Предъенисейский осадочный бассейн. Комплексный анализ новых геолого-геофизических данных позволил уточнить сейсмогеологическую модель осадочных комплексов, включая сейсмогеологические разрезы, структурные и геологические карты. В статье обосновывается геологическая модель, рассматривающая верхнепротерозой-палеозойский осадочный комплекс в качестве чехольных образований Касско-Туруханского микроконтинента. Выполнены палеогеографические реконструкции на вендский и кембрийские этапы и литолого-фациальный анализ потенциальных резервуаров в осадочных комплексах бассейна. Анализ погружений осадочных толщ с учетом геотермических градиентов и данных пиролитических исследований органического вещества позволил уточнить условия генерации и сохранности потенциальных залежей углеводородов. Сделан предварительный прогноз потенциальной нефтегазоносности бассейна.

Для цитирования: Филиппов Ю.Ф. Геологическая модель Предъенисейского верхнепротерозой-палеозойского осадочного бассейна на юго-востоке Западно-Сибирской провинции // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 53–62. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-53-62.

Geological model of the Pre-Yenisei Proterozoic – Palaeozoic sedimentary basin in the south-east of the West Siberian Province

© 2018 | Yu.F. Filippov

IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russia; PhilippovYF@ipgg.sbras.ru

Received 13.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *Western Siberia; Pre-Yenisei sedimentary basin; Upper Proterozoic-Palaeozoic deposits; backstripping; hydrocarbon potential.*

On the results of regional seismic surveys and drilling wells, the development of gently dislocated Upper Proterozoic and Lower Palaeozoic deposits of sub-platform type is substantiated; they occur below the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover in the east of the West Siberian geosyncline and form the Pre-Yenisei sedimentary basin. Integrated analysis of new geological and geophysical data, including geoseismic sections, depth and geological maps, allowed updating a geoseismic model of sedimentary sequences. The paper discusses geodynamic evolution of western margin of the Siberian Craton during Neoproterozoic and Palaeozoic. Geological model is substantiated, which considers the Upper Proterozoic - Palaeozoic sedimentary sequence as the cover-belonging formations of the Kassky-Turukhansky microcontinent (solid massif) identified here. As a result of collision processes in Cryogenian, it was consolidated with marginal parts of the Siberian Platform, and from the Late Neoproterozoic they were developing as a single structure. According to this interpretation, in the Cambrian the western regions of the basin made a part of the active margin of the backarc (marginal) basin; in its back part it was changing to epiplatform basin. Backstripping for Vendian and Cambrian stages was conducted, as well as lithofacies analysis of prospective reservoirs in sedimentary sequences of the basin. Analysis of sedimentary deposits downwarping according to geothermal gradients and pyrolysis studies of organic matter allowed updating the historical context of prospective hydrocarbon pools generation and preservation. The preliminary prediction of hydrocarbon potential of the basin was performed.

For citation: Filippov Yu.F. Geological model of the Pre-Yenisei Proterozoic – Palaeozoic sedimentary basin in the south-east of the West Siberian Province. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4):53–62. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-53-62.

Осадочные комплексы

На юго-востоке Западной Сибири в последние годы выделены Предъенисейская нефтегазоносная субпровинция и одноименный осадочный бассейн (рис. 1), домезозойская часть которого по сейсмичес-

ким материалам и данным бурения подразделяется на два структурных подэтажа (яруса) ([1, 2] и др.).

Верхний ярус сохранился в северных частях бассейна и представлен пермотриасовым комплексом мощностью более 1000 м. Нижний структурный ярус

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Схема геолого-геофизической изученности южной части Предъенисейского осадочного бассейна

Fig. 1. Map of exploration maturity of the southern part of the Pre-Yenisei sedimentary basin

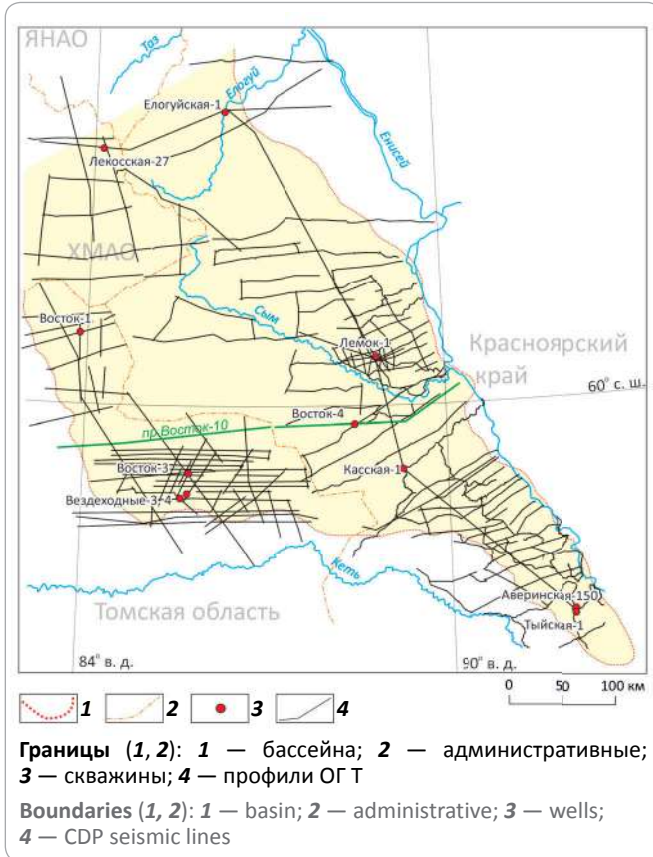
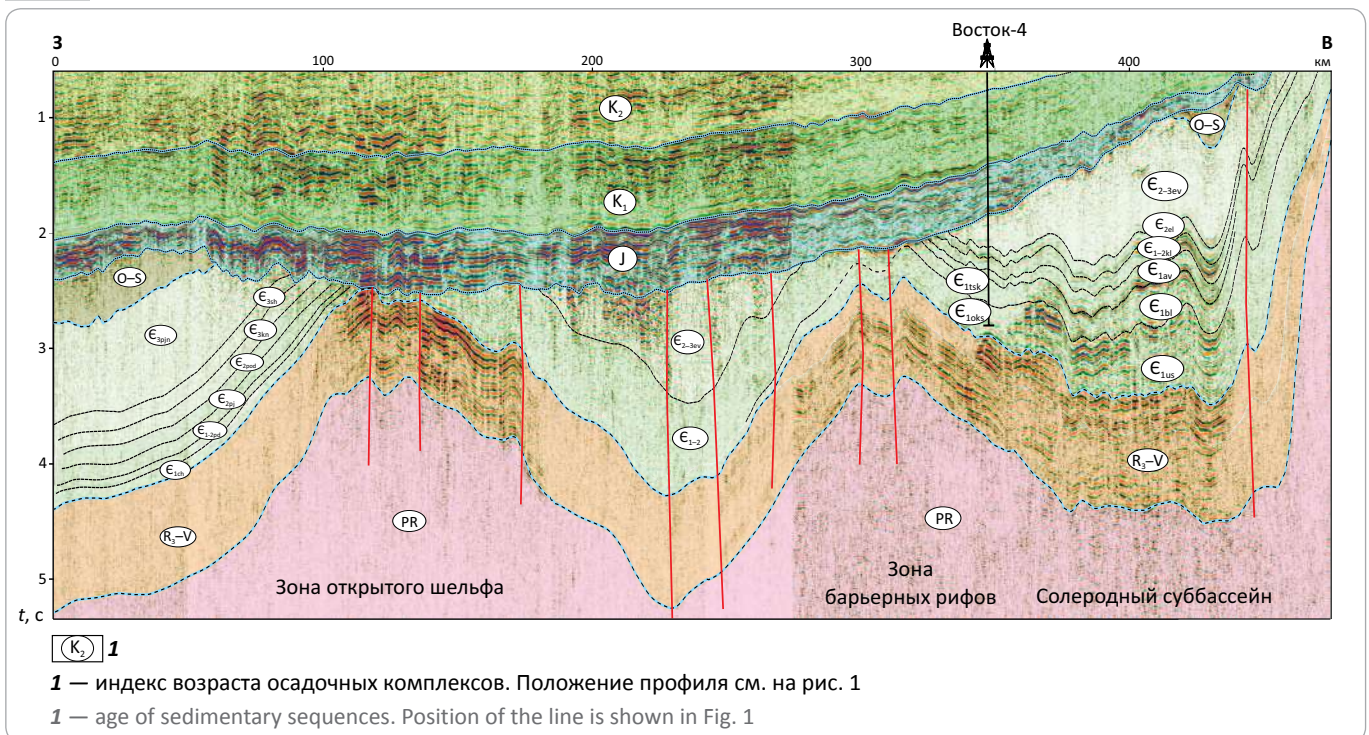


Рис. 2. Сейсмогеологический разрез вдоль регионального профиля Восток-10

Fig. 2. Geoseismic section along the regional line Vostok-10

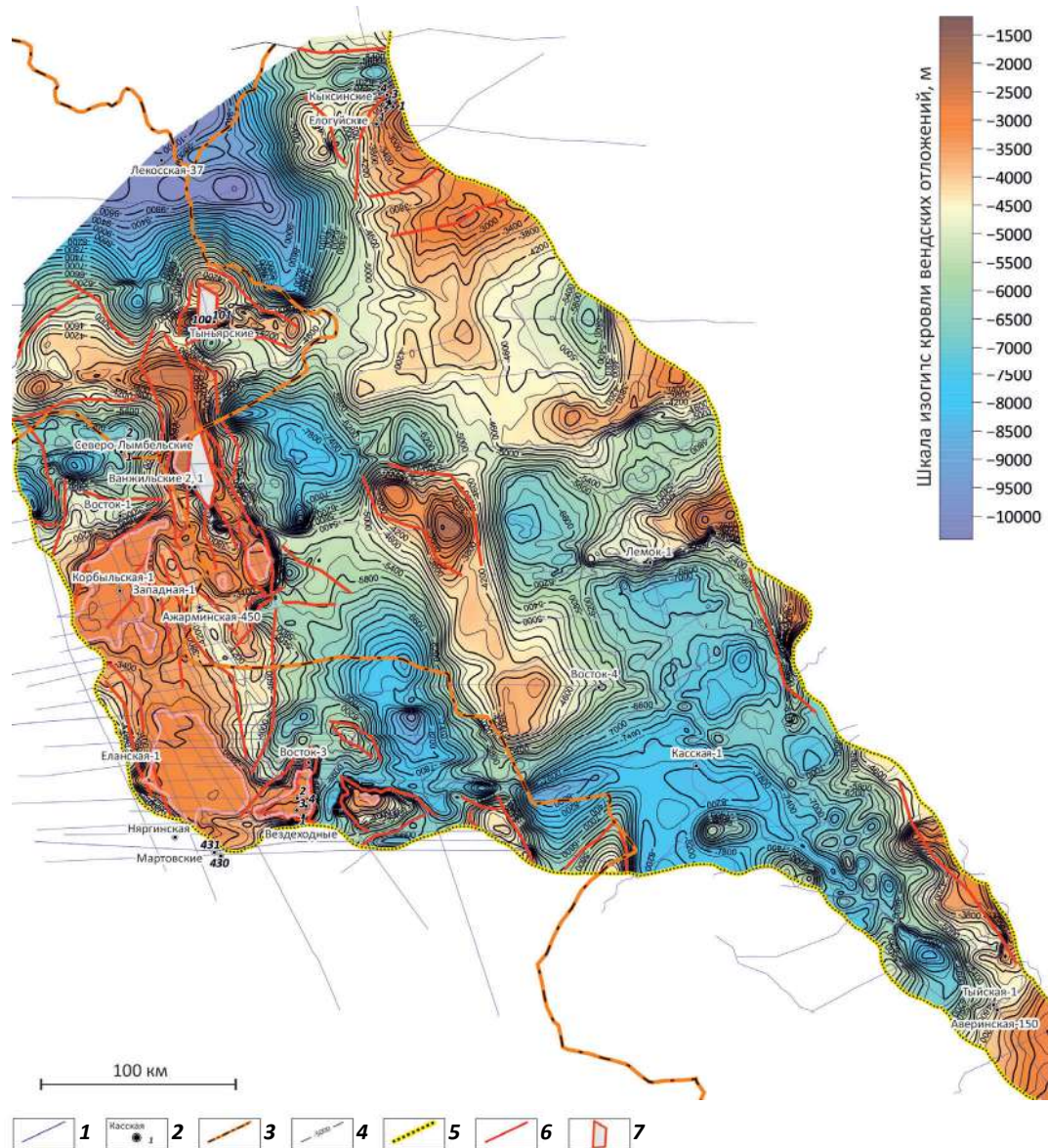


сложен неопротерозой-нижнепалеозойскими отложениями и подразделяется на пять согласно залегающих комплексов (рис. 2).

Неопротерозойский (верхнерифей-нижневендский в отечественной стратиграфической шкале) нерасчлененный комплекс мощностью от 1000 до 3000 м скважинами не вскрыт, но, по-видимому, он аналогичен верхнерифей-вендским терригенно-карбонатным отложениям Енисейского кряжа. Расчленение и корреляция венд-кембрийских комплексов стали возможными благодаря детальному палеонтологическому, седиментологическому изучению и анализу ГИС разрезов новых глубоких скважин и естественных обнажений на левобережье р. Енисей.

Верхняя часть неопротерозоя (верхневендский комплекс) мощностью более 1000 м вскрыта скв. Аверинская-150, где она представлена сульфатно-карбонатными породами позднего венда. На западе (скв. Восток-3) комплекс сложен карбонатными (нередко биогермными) отложениями пойгинской, райгинской и котоджинской свит общей мощностью более 1100 м. Нижне-верхнекембрийский существенно карбонатный комплекс, вскрытый скважинами Лемок-1, Аверинская-150, Тыйская-1, Восток-1, 3, 4, имеет мощность в среднем около 2000 м. В составе комплекса выделены как известные, так и новые свиты (и толщи): усольская, оксымская, чурбигинская, тыйская, бельская, аверинская, пайдугинская, кольчумская, елогуйская, эвенкийская, пуджелгинская, поделгинская, кондесская, шеделгинская, малоомутинская.

Рис. 3. Структурная карта по кровле вендских отложений
Fig. 3. Depth map over the Vendian Top



1 — линии сейсмических профилей; 2 — скважины и названия площадей; 3 — административная граница; 4 — изогипсы кровли вендских отложений; 5 — границы бассейна; 6 — разломы; 7 — зона отсутствия верхних частей вендских отложений

1 — seismic lines; 2 — wells and areas names; 3 — administrative border; 4 — structural contours of Vendian deposits; 5 — basin borders; 6 — faults; 7 — zone of absence of the upper part of Vendian deposits

Верхнекембрийский карбонатно-терригенный комплекс представлен пестроцветными терригенными и глинисто-карбонатными породами верхней подсвиты эвенкийской свиты (пыжинской свиты) неполной мощности от 450 до 1350 м. В верхней части нижнего структурного этажа спорадически залегает ордовик-силурийский(?) глинисто-карбонатный комплекс, вскрытый и палеонтологически охарактеризованный в северной части бассейна скв. Лекоская-27 (мощность 560 м).

По результатам анализа и интерпретации сейсмогеологических материалов были построены струк-

турные карты по ряду стратиграфических уровней (рис. 3), а также геологическая карта доюрских комплексов (рис. 4).

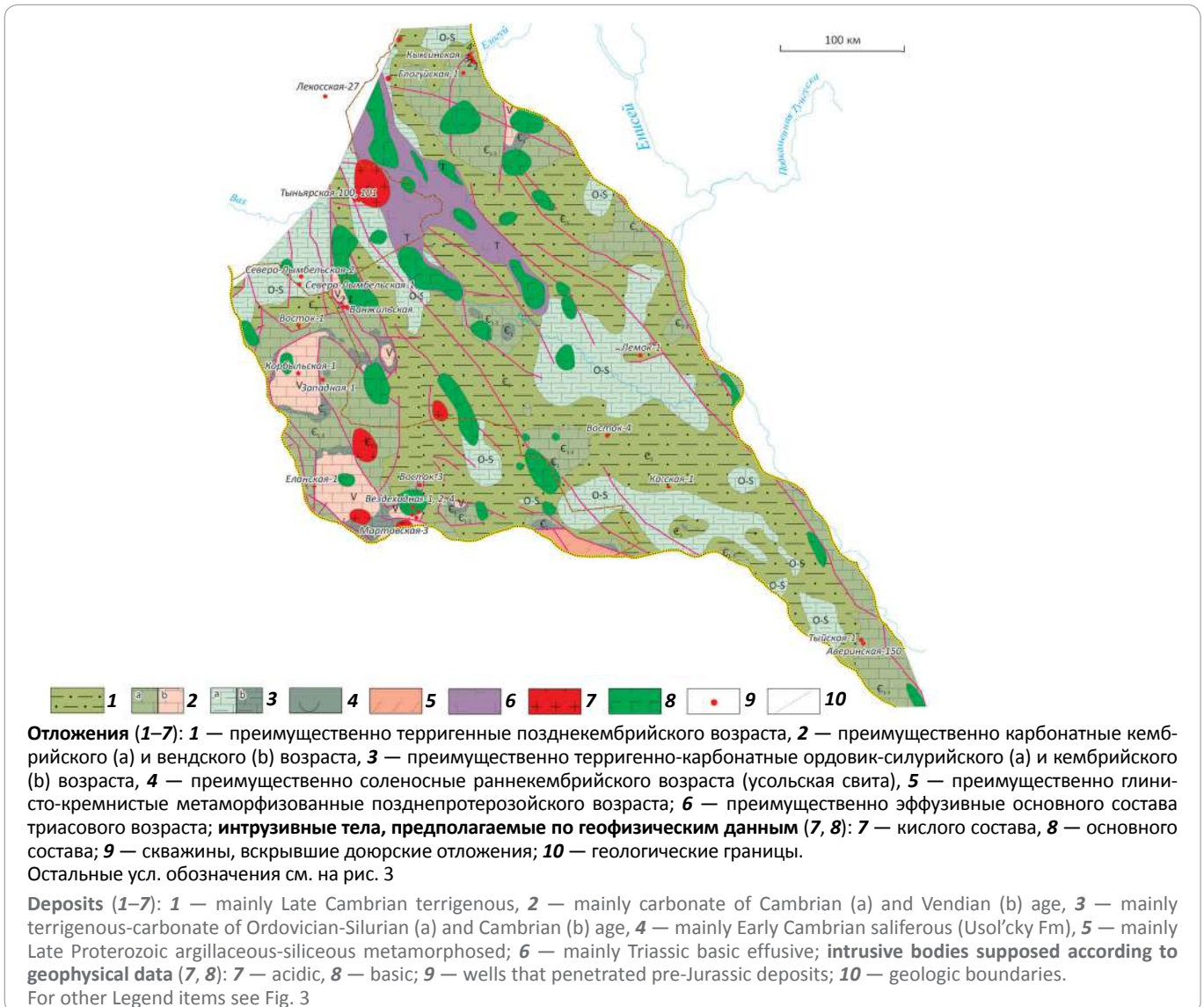
Палеогеографические реконструкции

Анализ сейсмических и палеогеографических материалов во временном диапазоне от позднего венда до позднего кембрия включительно позволяет сделать вывод о длительном существовании на территории Предъенисейского бассейна трех фациальных областей [3]. Ведущая роль принадлежит области развития барьерных рифов, протянувшейся в виде



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Геологическая карта со снятым мезо-кайнозойским чехлом
Fig. 4. Subcrop geologic map (without Mesozoic-Cenozoic cover)



полосы северо-западного простираения шириной от 40 до 150 км. Заложение рифовой системы произошло, вероятно, в позднем венде (рис. 5).

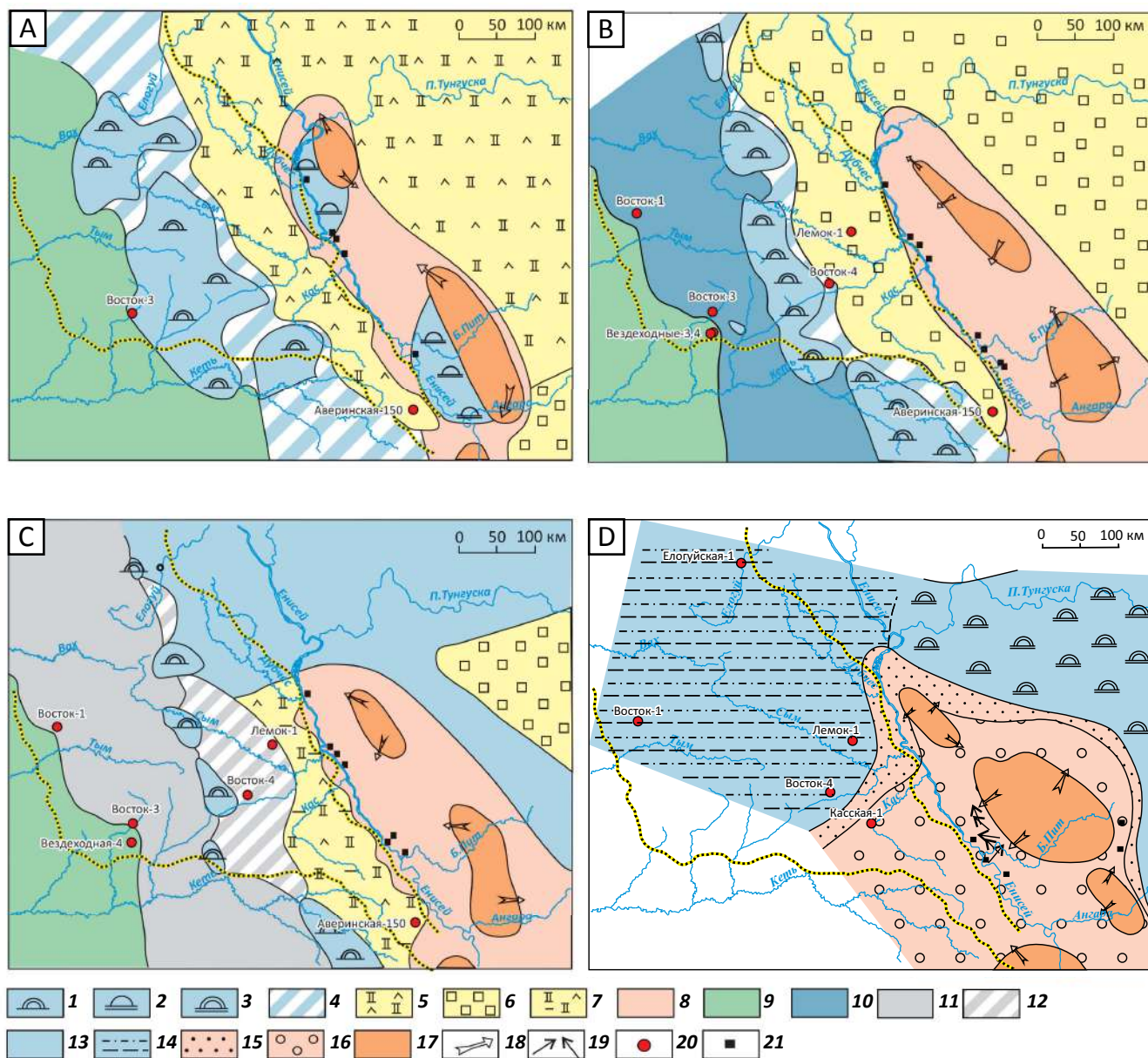
В поствендское время в результате контрастных тектонических движений, вызванных становлением на западе задугового бассейна, рифовая система приобрела несимметричное строение — крутой западный и более пологий восточный склон. На востоке от рифовой барьерной гряды в венде сформировался Предъенисейский солеродный суббассейн, являвшийся заливом Восточно-Сибирского солеродного бассейна. С венда до средней части позднего кембрия его осадконакопление контролировалось эвапоритовыми процессами, а также поступлением терригенного материала со стороны Енисейского архипелага (на месте Енисейского кряжа) и обломочного карбонатного материала с противоположной стороны — рифовой барьерной системы.

Начиная с раннего кембрия, в связи с эволюцией задугового бассейна, на крайнем западе Предъенисейского бассейна начинает быстро формироваться прогиб, который на начальных стадиях своего развития не компенсировался осадконакоплением. Максимум недокомпенсации пришелся на пайдугинское время.

Сложившаяся фациально-палеогеографическая обстановка привела к накоплению планктоногенных битумосодержащих осадков доманикового типа. Сохранению ОБ в осадках способствовало сероводородное заражение в придонном слое воды.

Начиная с позднеамгинского времени и до середины позднего кембрия предрифовый некомпенсированный прогиб быстро заполнялся осадками, к началу позднеэвенкийского (пыжинского) времени палеорельеф нивелировался. При этом на последних стадиях заполнения предрифового суббассейна в толще накапливаются мелководные осадки, среди

Рис. 5. Литолого-палеогеографические схемы Предъенисейского бассейна и смежных территорий Сибирской платформы (по [3])
Fig. 5. Lithology and paleogeography schemes of the Pre-Yenisei Basin and neighbouring areas of the Siberian Platform (according to [3])



А — поздний венд (немакит-далдыньское время); В — ранний кембрий (усольское время); С — ранний — средний кембрий (пайдугинское время); D — поздний кембрий (позднезевенкийское время).

Строматолитовые постройки (1–3): 1 — барьерные рифы, 2 — прибрежные (приостровные) рифы, 3 — банки; 4 — тыловые шлейфы рифовой системы (обломочные известняки, доломиты); **эвапоритовые отложения эпиконтинентального моря (5–7):** 5 — ангидрит-доломитовые, 6 — с преобладанием галита, 7 — глинисто-ангидрит-доломитовые; **отложения (8–16):** 8 — терригенные и обломочно-карбонатные (с признаками эвапоритизации) прибрежной зоны эпиконтинентального моря с изменчивой соленостью вод, 9 — терригенно-карбонатно-вулканогенные задугового (окраинного) бассейна, 10 — карбонатные открытого шельфа и континентального склона (передовые шлейфы рифовой системы, склоновые и бассейновые), 11 — черносланцевые глинисто-кремнистые, карбонатно-глинистые пиритсодержащие, 12 — углеродистые ангидрит-глинисто-карбонатные, 13 — известковые мелководного эпиконтинентального моря нормальной солености, 14 — карбонатно-алевритоглинистые эпиконтинентального моря нормальной солености, 15 — прибрежно-морские песчаные, 16 — нижней морской молассы (конгломераты, гравелиты, грубо-, крупнозернистые песчаники); 17 — область мобилизации и сноса (островная суша с расчлененным рельефом); 18 — общее направление сноса; 19 — направление палеотечений по замерам кривой слоистости; 20 — скважины; 21 — положение разрезов по естественным обнажениям.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Усл. обозначения к рис. 5, окончание

Legend for Fig. 5, end.

Stromatolite buildups (1–3): 1 — barrier reefs, 2 — coastal (near-island) reefs, 3 — banks; 4 — back apron of reef system (clastic limestone, dolomite); **evaporite deposits of epicontinental sea (5–7):** 5 — anhydrite-dolomitic; 6 — with halite predominance, 7 — argillaceous-anhydrite-dolomitic; **deposits (8–16):** 8 — terrigenous and clastic-carbonate (slightly evaporated) of coastal zone of epicontinental sea with variable water salinity, 9 — terrigenous-carbonate-igneous of backarc (marginal) basin, 10 — carbonate of open shelf and continental slope (fore aprons of reef system, slope and basin), 11 — black-shale argillaceous-siliceous, carbonate-argillaceous pyritic, 12 — carboniferous anhydrite-argillaceous-carbonate, 13 — limestone of shallow epicontinental sea of normal salinity, 14 — carbonate-silty-argillaceous of epicontinental sea of normal salinity, 15 — sandy coastal-marine, 16 — lower marine molasse (conglomerate, gravelite, coarse-, hard-grained sandstone); 17 — area of mobilisation and transportation (onshore island with dissected topography); 18 — direction of general transportation; 19 — direction of paleocurrents according to measurements on cross-lamination; 20 — wells; 21 — position of cross-sections at natural exposures.

For other Legend items see Fig. 3

которых наиболее перспективными в отношении коллекторов являются оолитовые пески баровых отмелей и хорошо промытые обломочные карбонатные отложения, связанные с деструкцией рифовой гряды.

В позднеэвенкийское (пыжинское) время седиментация определялась выровненной поверхностью дна, на котором накапливались сравнительно мелководные карбонатно-алевритоглинистые тонкослоистые отложения.

Геодинамические реконструкции

По существующим представлениям, в мезопротерозое на территории древней Сибирской платформы (включая Енисейский кряж, Туруханский выступ и, вероятно, Касско-Туруханский микроконтинент) формировался плитный осадочный комплекс (рис. 6).

В мезопротерозое западнее Енисейского кряжа произошел разрыв континентальной коры с отделением Касско-Туруханского микроконтинента и в промежуточной зоне сформировались типичные океаническая кора и островные дуги. В это время на пассивных окраинах раздвигающихся континентальных масс образовался мощный клин глубоководных и мелководных терригенно-вулканогенных осадков турбидитового типа (сухопитская серия).

В середине неопротерозоя Касско-Туруханский микроконтинент и Сибирский кратон сближаются. В результате коллизии на рубеже около 800 млн лет сооружения Енисейского кряжа превратились в покровно-складчатые (Центрально-Ангарский террейн) [4–6], а в предэдиакарское время (700–630 млн лет) океанические и островодужные офиолиты (Исаковский террейн на западе Енисейского кряжа) были обдуцированы на западную окраину континента, дислоцированы и метаморфизованы [7]. Окраинные неопротерозойские комплексы Сибирской платформы и прилегающего микроконтинента сблизились, а на месте закрывшегося окраинного моря сформировалась субвертикальная сутурная зона, которая подтверждается геофизическими данными [6].

С этого возрастного рубежа западная граница Сибирского кратона совпадает с западной границей причленившегося к нему Касско-Туруханского микроконтинента. На континентальной окраине, ограниченной на западе Палеоазиатским океаном, формируется терригенно-карбонатный (а местами эвапоритовый) плитный комплекс, перекрывающий Касско-Туруханский микроконтинент (Предъенисейский осадочный бассейн), складчатые образования Енисейского кряжа и Туруханского выступа. К западу от Касско-Туруханского микроконтинента преобладали глубоководные океанические обстановки осадконакопления, соответствующие активным частям задуговых бассейнов. Остатки подобных образований вскрыты бурением, в частности на Вездеходной площади ([8] и др.).

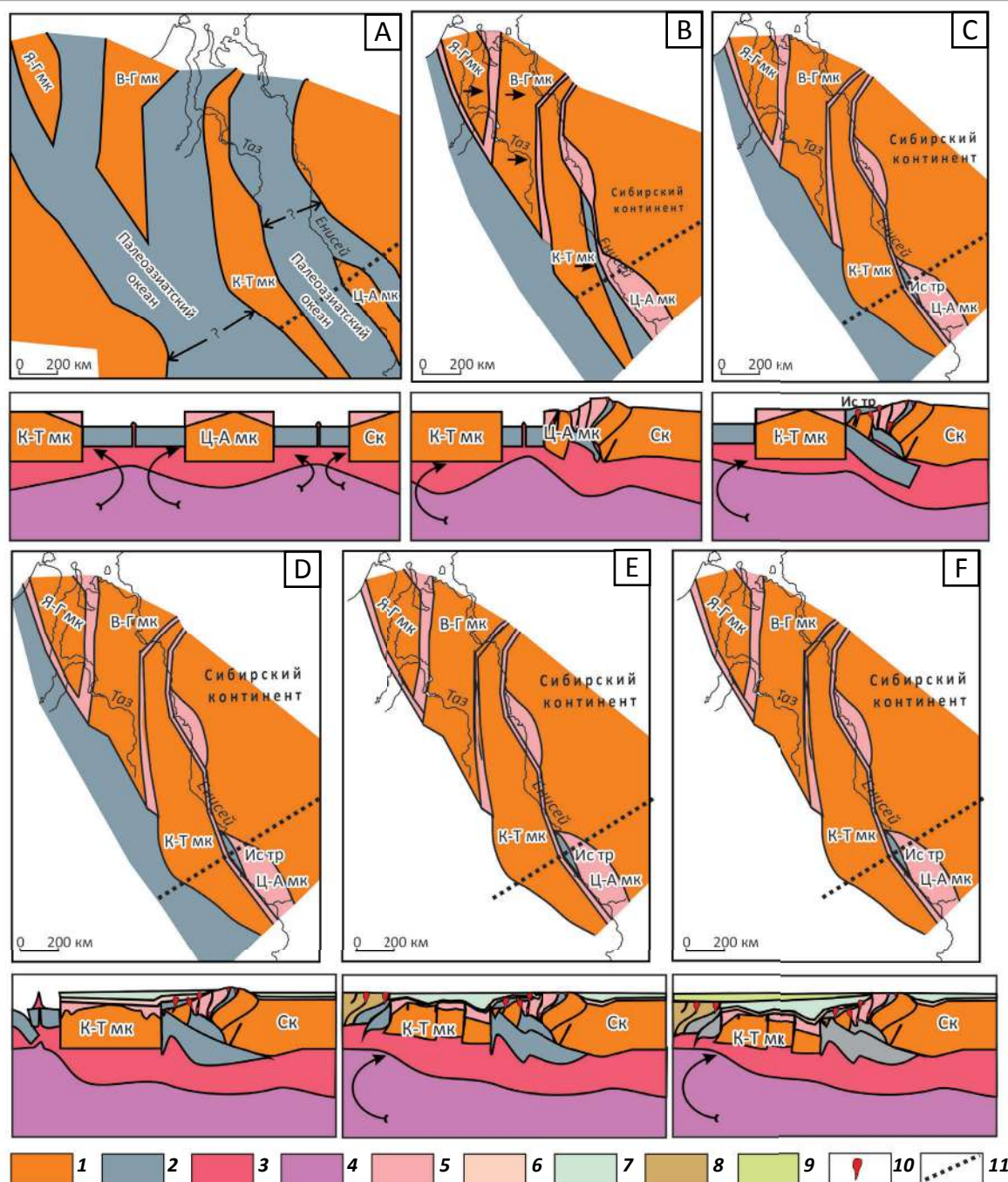
В позднекаледонское время тектоническая активность прилегающих с юга и запада Колывань-Томской и Алтае-Саянской складчатых зон обусловила некоторую структурную перестройку плитного комплекса в бассейне и привела к деформациям подсолевых комплексов, что, в свою очередь, вызвало проявление соляного тектогенеза в нижнекембрийской части разреза, выразившегося в образовании узких вытянутых валлообразных поднятий северо-западной ориентировки, хорошо фиксируемых на сейсмических разрезах [9]. Кроме того, эти процессы, как отмечено, вероятно, привели к вторичным преобразованиям более ранних (кембрийских) вулканитов и, как следствие, их омоложению, определенному по абсолютным датировкам.

На рубеже позднего карбона – раннего триаса начались процессы, связанные с закрытием на западе Палеоазиатского океана (герцинский диастрофизм). В связи с этим территория Енисейского кряжа развивается как рамповое сводовое поднятие — по субвертикальным зонам разломов он воздымается в условиях сжатия. Процессы эрозии частично уничтожили здесь палеозойские, вендские образования и верхнюю часть разреза рифейских складчатых отложений вместе с офиолитовыми аллохтонами.

Нефтегазоносность

Кроме докембрийских комплексов к нефтематеринским отложениям относятся породы пайдугин-

Рис. 6. Схема геодинамического развития Предъенисейского осадочного бассейна
Fig. 6. Scheme of geodynamic evolution of the Pre-Yenisei sedimentary basin



A — мезопротерозой (≈ 1 млрд лет); В — неопротерозой (ранний криогений) (850–750 млн лет); С — неопротерозой (поздний криогений) (750–630 млн лет); D — палеозой (ранний кембрий) (540–520 млн лет); E — поздний палеозой (250 млн лет); F — современное состояние.

1 — кратоны и микроконтиненты (Ск — Сибирский континент, Я-Г — Ямало-Гыданский, В-Г — Восточно-Гыданский, К-Т — Касско-Туруханский, Ц-А — Центрально-Ангарский; Ис — Исаковский террейн); 2 — океаническая кора; **мантия (3, 4):** 3 — литосферная, 4 — астеносферная; **осадочные комплексы (5–9):** 5 — мезо- и неопротерозоя (до эдиакария), 6 — неопротерозоя (эдиакарий), 7 — кембрийские, 8 — палеозойские, 9 — мезозойские; 10 — синколлизионные и постколлизионные интрузивные образования; 11 — линии разрезов

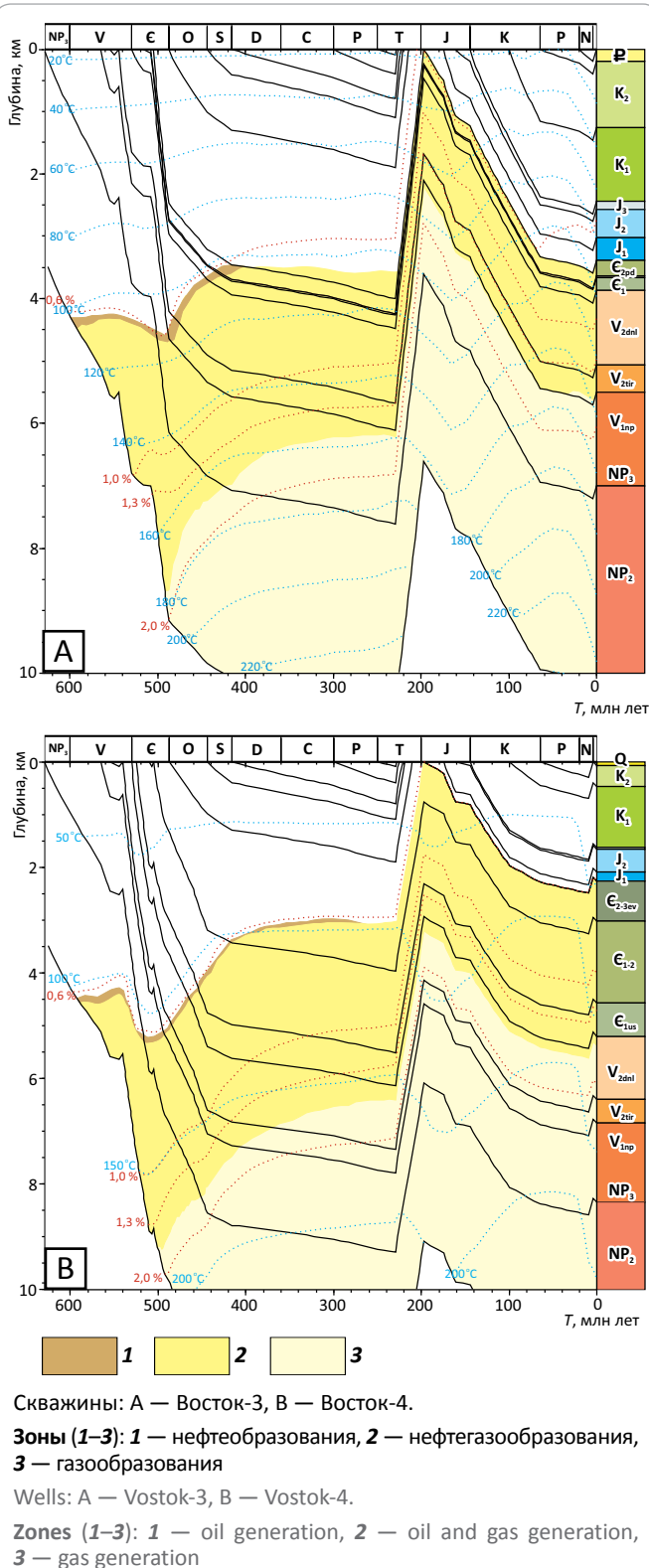
A — Mesoproterozoic (≈ 1 billion years); B — Neoproterozoic (Early Cryogenian) (850–750 mln yrs); C — Neoproterozoic (Late Cryogenian) (750–630 mln yrs); D — Palaeozoic (Early Cambrian) (540–520 mln yrs); E — Late Palaeozoic (250 mln yrs); F — current state.

1 — cratons and microcontinents (Ck — Siberian continent, Я-Г — Yamal-Gydan, В-Г — Eastern Gydan, К-Т — Kassky-Turukhansky, Ц-А — Central Angarsky; Ис — Isakovskiy terrane); 2 — oceanic crust; **mantle (3, 4):** 3 — lithosphere, 4 — asthenosphere; **sedimentary series (5–9):** 5 — Meso- and Neoproterozoic (before Ediacaran), 6 — Vendian (Ediacaran), 7 — Cambrian, 8 — Palaeozoic, 9 — Mesozoic; 10 — syn-collision and post-collision intrusive formations; 11 — section lines

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 7. Результаты моделирования погружений осадочных комплексов, температур (T , °C), зрелости OB (R_o , %) и зон нефтегазообразования для различных районов бассейна

Fig. 7. Results of modelling of sedimentary series downwarping, temperatures (T , °C), OM maturity (R_o , %), and zones of oil and gas generation for different parts of the basin

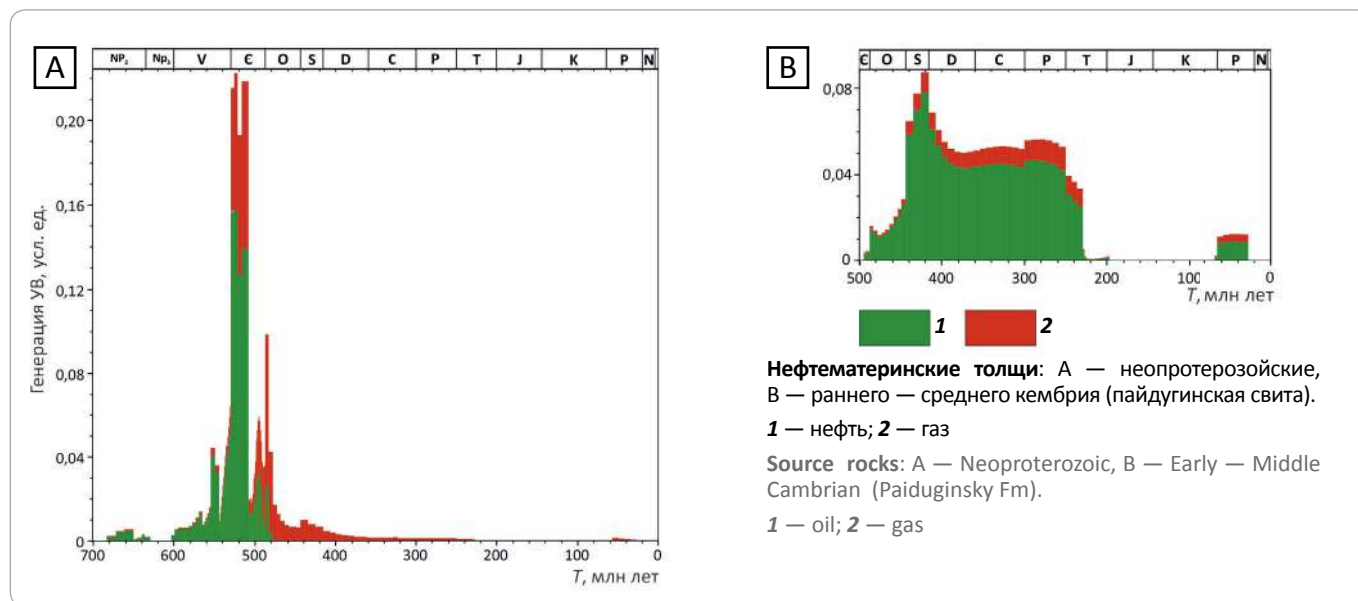


ской свиты, имеющие характерный для доманика литологический состав. Они распространены к западу от границы барьерной рифовой системы широкой полосой субмеридионального направления, достигая на севере района распространения однотипных углеродсодержащих отложений шумнинской свиты в Игаро-Норильской фациальной области. Мощность (неполная) пайдугинской свиты в разрезе скв. Восток-1 составляет около 120 м.

При общей оценке перспектив распространения коллекторов, природа которых напрямую связана с седиментационными и палеогеографическими закономерностями, наиболее важная роль отводится области развития барьерной рифовой системы (передовые и тыловые рифовые шлейфы с включениями краевых биогермных построек в разрезах скважин Восток-4, 1, 3). К потенциальным коллекторам в составе рифовой системы относятся также и горизонты развития карста, субсинхронного формированию рифа. Перспективы обнаружения коллекторов в двух других областях, разделенных рифовой системой, значительно ниже. В зарифовом соллеродном суббассейне интерес представляет область, непосредственно примыкающая к архипелагу островов на месте Енисейского кряжа. Здесь в качестве перспективных отложений рассматриваются прибрежные рифы, развивающиеся вблизи отдельных островов, а также близкие им по времени образования песчаные прибрежные толщи. В позднеэвекийское (пыжинское) время после полной нивелировки предшествующих геоморфологических элементов на большом пространстве Предъенисейского бассейна формируются близкие по облику достаточно мелководные слоистые глинистые, карбонатно-глинистые, мергельные сульфатно-глинисто-карбонатные, тонкообломочные карбонатные отложения. Они являются региональным флюидоупором для залегающих ниже коллекторов, развитых на месте погребенной рифовой системы и оолитовых баровых слоев толщи заполнения.

Результаты проведенных исследований однозначно свидетельствуют о том, что в левобережье Енисея развит мощный верхнепротерозой-палеозойский осадочный бассейн субплатформенного типа. Мировой опыт показывает, что такие крупные бассейны обычно обладают значительными ресурсами углеводородов. В рассматриваемом Предъенисейском бассейне по результатам интерпретации геолого-геофизических материалов выделяется серия перспективных стратиграфических комплексов, содержащих высокопроницаемые резервуары и надежные флюидоупоры. В этих комплексах могли формироваться разнообразные по природе ловушки, способные концентрировать значительные объемы нефти и газа: антиклинальные, тектонически, литологически, стратиграфически экранированные, рифогенные и т. д.

Рис. 8. Гистограммы генерации УВ потенциально нефтематеринских толщ по результатам моделирования в скв. Восток-3
Fig. 8. Histograms of HC generation by the potential source rocks, on the results of modelling in the Vostok-3 well



Есть основания предполагать, что в бассейне имелись благоприятные геохимические предпосылки для генерации нефти и газа, их аккумуляции и частичного сохранения до настоящего времени. Скважинами Восток-1, 3 вскрыта высокоуглеродистая толща пайдугинской свиты, которая является аналогом нефтепроизводящей куонамской формации на Сибирской платформе. Кроме того, в скв. Лемок-1 в ряде интервалов разреза кембрия зафиксированы нефтепроявления. Эти факты, а также геохимический анализ ОБ и нафтидов, проведенный в ИНГТ СО РАН под руководством А.Э. Конторовича [10–12], свидетельствуют о том, что в отложениях бассейна происходили процессы миграции и аккумуляции углеводородов. Исследования показали, что источником углеводородов является планктонное и бактериогенное ОБ, захоронявшееся в морском бассейне с резко восстановительной средой. Наряду с явными свидетельствами генетической связи нафтидов, установленных в разрезе скв. Лемок-1, с морскими высокоуглеродистыми толщами, их химический состав имеет ряд особенностей, которые указывают на их позднемезозойский возраст, а значит и возраст нефтепроизводящих отложений. По составу углеводородов-биомаркеров они подобны нефтям из отложений рифея Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления [10].

В то же время, геохимические данные [10–12], пиролиз и результаты моделирования динамики генерации углеводородов свидетельствуют о высокой степени катагенетической преобразованности ОБ (от МК₃¹ до АК₃) и реализации генерационного ресурса докембрийских и кембрийских нефтематеринских толщ. К неблагоприятным факторам относятся значительные масштабы денудации, имевшие

место в герцинское время, воздействие интрузий, развитых во флангах бассейна, древний возраст формирования потенциальных залежей и, как следствие, риски, связанные с их сохранностью в течение длительного периода.

Выполненный анализ погружений осадочных толщ с учетом геотермических градиентов и данных пиролитических исследований ОБ позволил уточнить исторические условия генерации и сохранности потенциальных залежей углеводородов (рис. 7, 8).

Данные свидетельствуют о том, что ОБ кембрия достигло нынешнего уровня катагенеза задолго до начала мезозойского осадконакопления и погружалось на значительно большую глубину, чем современные. Такой катагенез должен был привести к исчерпанию ОБ (прошедшего главную фазу нефтеобразования и глубинную газообразования) своего генерационного потенциала, генерации значительного количества в начале жирного конденсатного газа, а при дальнейшем катагенезе — метана. В условиях высоких температур и давлений деструкции и крекингу должны были подвергнуться и нефти в залежах. Оба эти процесса наверняка имели место, неясным остается вопрос лишь о полноте их разрушения.

В ИНГТ СО РАН была выполнена предварительная количественная оценка верхнепротерозой-палеозойских отложений Предъенисейского осадочного бассейна. Согласно мировой практике, при количественной оценке перспектив нефтегазоносности слабоизученных бассейнов, в которых отсутствуют месторождения нефти и газа, использовалась одна из модификаций метода внешних аналогий — объемно-статистический метод. Определение эффективного объема осадочного выполнения Предъенисейского бассейна в целом и каждого комплекса было



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

выполнено с учетом структурных построений. Предварительные расчеты Л.М. Бурштейна (ИНГГ СО РАН) показывают, что суммарные геологические ресурсы бассейна могут составлять более 4 млрд т УВ, а извлекаемые — около 2,8 млрд т. При этом на ресурсы неф-

ти приходится 1,5 млрд т (0,3 млрд т — извлекаемые), а газа — 2,3 трлн м³. Эти оценки могут существенно варьировать по мере уточнения геологической информации, в частности объемов потенциальных нефтепроизводящих толщ.

Литература

1. Конторович А.Э., Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Вальчак В.И., Евграфов А.А., Ефимов А.С., Каштанов В.А., Конторович А.А., Петров В.Н., Хоменко А.В. Предъенисейская нефтегазоносная провинция — новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2006. — № 5–6. — С. 9–23.
2. Филиппов Ю.Ф. Предъенисейский осадочный бассейн: сейсмогеологическая модель и геодинамическая эволюция // Геология и геофизика. — 2017. — Т. 58. — № 3–4. — С. 455–471.
3. Сараев С.В., Филиппов Ю.Ф., Батурина Т.П. Палеогеография Предъенисейского осадочного бассейна в венде и кембрии // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: мат-лы VII Всероссийского литологического совещания (Новосибирск, 28–31 октября 2013 г.): в 3 т. — Новосибирск : Изд-во ИНГГ СО РАН, 2013. — Т. 3. — С. 73–76.
4. Верниковский В.А., Верниковская А.Е., Ножкин А.Д., Пономарчук В.А. Рифейские офиолиты Исаковского пояса, Енисейский кряж // Геология и геофизика. — 1994. — Т. 35. — № 7–8. — С. 169–181.
5. Волобуев М.И. Рифейский офиолитовый комплекс Енисейского кряжа // Геотектоника. — 1993. — № 6. — С. 82–87.
6. Сурков В.С., Коробейников В.П., Крылов С.В., Гришин М.П., Краевский Б.Г., Ларичев А.И. Геодинамические и седиментационные условия формирования рифейских нефтегазоносных комплексов на западной окраине Сибирского палеоконтинента // Геология и геофизика. — 1996. — Т. 37. — № 8. — С. 154–165.
7. Верниковский В.А., Казанский А.Ю., Матушкин Н.Ю., Метелкин Д.В., Советов Ю.К. Геодинамическая эволюция складчатого обрамления и западная граница Сибирского кратона в неопротерозое: геолого-структурные, седиментологические, геохронологические и палеомагнитные данные // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50. — № 4. — С. 502–519.
8. Конторович А.Э., Сараев С.В., Казанский А.Ю., Каштанов В.А., Конторович В.А., Пономарчук В.А., Тищенко В.М., Филиппов Ю.Ф. Новый терригенно-вулканогенный разрез кембрия и положение западной границы Сибирской платформы (по материалам параметрического бурения на Вездеходной площади, Томская область) // Геология и геофизика. — 1999. — Т. 40. — № 7. — С. 1022–1031.
9. Филиппов Ю.Ф., Лапковский В.В., Лунев Б.В. Численное моделирование соляного тектогенеза в кембрийских отложениях Предъенисейского осадочного бассейна (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50. — № 2. — С. 127–136.
10. Конторович А.Э., Костырева Е.А. Нафтиды кембрия Предъенисейской субпровинции // Геология нефти и газа. — 2011. — № 5. — С. 73–77.
11. Конторович А.Э., Костырева Е.А., Сараев С.В., Меленевский В.Н., Фомин А.Н. Геохимия органического вещества кембрия Предъенисейской субпровинции Сибири (по результатам бурения скважин Восток-1 и Восток-3) // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52. — № 6. — С. 737–750.
12. Конторович А.Э., Костырева Е.А., Сараев С.В., Меленевский В.Н., Фомин А.Н. Литология и органическая геохимия венда Предъенисейской субпровинции (по результатам бурения скв. Восток-3) // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52 — № 9. — С. 1213–1221.

References

1. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Filippov Yu.F., Belyaev S.Yu., Burshtein L.M., Val'chak V.I., Evgrafov A.A., Efimov A.S., Kashtanov V.A., Kontorovich A.A., Petrov V.N., Khomenko A.V. Pre-Yenisei petroleum subprovince as a new promising exploration target in Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2006;(5–6):9–23.
2. Filippov Yu.F. The Fore-Yenisei sedimentary basin: Seismic-geological model and geodynamic history. *Russian Geology and Geophysics*. 2017;58(3–4):371–383.
3. Saraev S.V., Filippov Yu.F., Baturina T.P. Vendian and Cambrian paleogeography of the Pre-Yenisei sedimentary basin. *Osadochnye basseiny, sedimentatsionnye i postsedimentatsionnye protsessy v geologicheskoi istorii: mat-ly VII Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya* (Novosibirsk, 28–31 oktyabrya 2013). Novosibirsk: Izd-vo INGG SO RAN; 2013. Vol. 3. pp. 73–76.
4. Vernikovskii V.A., Vernikovskaya A.E., Nozhkin A.D., Ponomarchuk V.A. Riphean ophiolite of the Isakovsky Belt, the Yenisei Ridge. *Geologiya i geofizika*. 1994;35(7–8):169–181.
5. Volobuev M.I. Riphean ophiolite series of the Yenisei Ridge. *Geotektonika*. 1993;(6):82–87.
6. Surkov V.S., Korobeinikov V.P., Krylov S.V., Grishin M.P., Kraevskii B.G., Larichev A.I. Geodynamic and sedimentary settings of Riphean plays formation in the western margin of the Siberian paleocontinent. *Geologiya i geofizika*. 1996;37(8):154–165.
7. Vernikovskii V.A., Kazanskii A.Yu., Matushkin N.Yu., Metelkin D.V., Sovetov Yu.K. The geodynamic evolution of the folded framing and the western margin of the Siberian craton in the Neoproterozoic: eological, structural, sedimentological, geochronological, and paleomagnetic data. *Russian Geology and Geophysics*. 2009;50(4):372–387.
8. Kontorovich A.E., Saraev S.V., Kazanskii A.Yu., Kashtanov V.A., Kontorovich V.A., Ponomarchuk V.A., Tishchenko V.M., Filippov Yu.F. New Cambrian terrigenous-volcanogenic section and position of the western border of Siberian Platform (on the results of stratigraphic drilling in the Vezdekhodny area, Tomsk Oblast). *Geologiya i geofizika*. 1999;40(7):1022–1031.
9. Filippov Yu.F., Lapkovskii V.V., Lunev B.V. Numerical modeling of salt tectogenesis in the Cambrian deposits of the cis-Yenisei sedimentary basin (PR3-PZ) (West Siberia). *Russian Geology and Geophysics*. 2009;50(2):96–103.
10. Kontorovich A.E., Kostireva E.A. Cambrian naphthydes of Enisei subprovince. *Geologiya nefiti i gaza*. 2011;(5):73–77.
11. Kontorovich A.E., Kostyрева E.A., Saraev S.V., Melenevskii V.N., Fomin A.N. The geochemistry of Cambrian organic matter from the Cis-Yenisei subprovince (evidence from the wells Vostok-1 and Vostok-3). *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(6):571–582.
12. Kontorovich A.E., Kostyрева E.A., Saraev S.V., Melenevskii V.N., Fomin A.N. The lithology and organic geochemistry of the Vendian deposits in the Cis-Yenisei subprovince (from the results of the well Vostok-3). *Russian Geology and Geophysics*. 2011;(9):955–962.

УДК 553.982.23

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-63-68

Палеоструктурные построения при седиментационном моделировании юрско-мелового осадочного комплекса Западно-Сибирского бассейна

© 2018 г. | И.Ф. Талипов¹, В.В. Шиманский²¹АО «Росгеология», Москва, Россия; iphtalipov@rusgeology.ru;²АО «Геологоразведка», Санкт-Петербург, Россия; shimvld@mail.ru

Поступила 13.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *палеорельеф; структурные поверхности; обстановки осадконакопления; уплотнение пород.*

Прогноз зон формирования литологических ловушек требует достоверных седиментационных моделей продуктивных комплексов. Основой достоверности седиментационных моделей является точный палеоструктурный каркас. Традиционно используемый для реконструкций палеорельефа метод вычитания глубин кровли и подошвы изучаемых горизонтов не отвечает задачам прогноза литологических ловушек. В статье показана необходимость учета при построении палеорельефа неравномерного уплотнения пород в процессе формирования осадочного чехла. При погружении существенно возрастает плотность пород: на глубине 3 км плотность песчаников увеличивается на 25 %, плотность глин увеличивается почти в 2 раза. При этом объемы песчаников уменьшаются в 1,4 раза, алевролитов — в 2 раза, аргиллитов — в 2,4 раза. Объемы сцементированных пород, карбонатов с глубиной меняются незначительно. Соответственно, происходит неравномерное уплотнение пород для различных литофациальных зон, что значительно влияет на формирование рельефа. Приведены примеры палеогеографических реконструкций верхнеюрских и среднеюрских отложений осадочного комплекса Западно-Сибирского бассейна при различных подходах построения палеорельефа. Проанализированы палеоструктуры баженовско-васюганского горизонта и верхнетюменской подсвиты. На приведенных палеогеографических схемах показаны зоны изменения границ морского бассейна, установленные с учетом уплотнения пород.

Для цитирования: Талипов И.Ф., Шиманский В.В. Палеоструктурные построения при седиментационном моделировании юрско-мелового осадочного комплекса Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. — 2018. — № 4. — С. 63–68. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-63-68.

Paleostructural imaging in sedimentation modelling of the Jurassic-Cretaceous sedimentary series over the West Siberian basin

© 2018 | I.F. Talipov¹, V.V. Shimanskiy²¹JSC "ROS GEO", Moscow, Russia; iphtalipov@rusgeology.ru;²AO "Geologorazvedka", St. Petersburg, Russia; shimvld@mail.ru

Received 13.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *paleogeography; structural surfaces; depositional settings; rock compaction.*

Reliable sedimentation models of reservoir series are required to predict zones of lithological traps formation. The accurate paleostructural framework is a key factor of sedimentation models reliability. The traditional backstripping analysis used to paleogeography reconstruction does not answer the purposes of lithological traps prediction. The paper demonstrates that accounting for nonuniform rocks compaction in the course of sedimentary cover formation is needed in paleogeography studies. Rocks density considerably increases during subsidence, namely: sandstone density at the depth of 3 km increases by 25 %, while clay density almost doubles. At the same time, sandstone volume decreases 1.4-fold, siltstone — 2-fold, claystone — 2.4-fold. Volume of the cemented rocks, carbonates slightly changes with depth. Consequently, nonuniform rock compaction occurs in the different lithofacies zones, which considerable affects the topography formation. The examples of paleogeography reconstruction of the Upper Jurassic and Middle Jurassic formations for the West Siberian basin are presented; they were obtained using different approaches to paleogeography building. Paleostuctures of the Bazhenov-Vasyugan horizons and Upper Tyumen member are analysed. The paleogeographic schemes demonstrate zones of sea basin boundaries variations; the zones were identified taking into account the rocks compaction.

For citation: Talipov I.F., Shimanskiy V.V. Paleostructural imaging in sedimentation modelling of the Jurassic-Cretaceous sedimentary series over the West Siberian basin. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4):63–68. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-63-68.

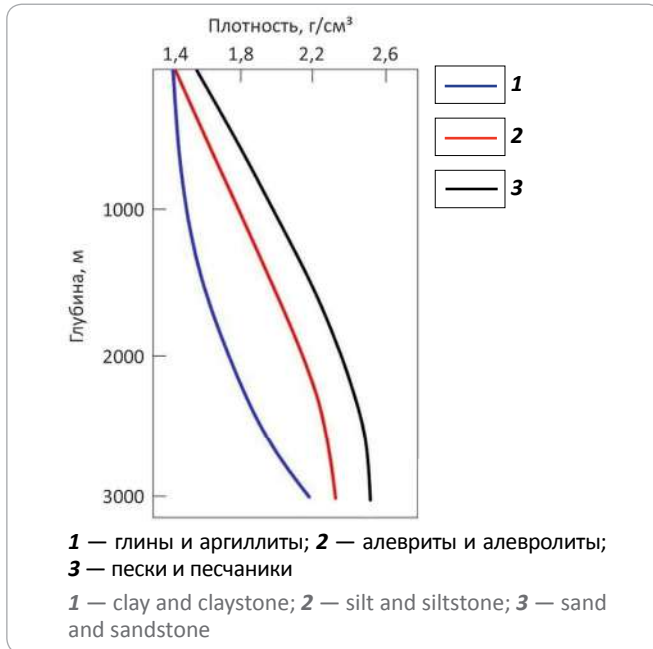
Построение региональных седиментационных моделей и палеогеографических карт необходимо для понимания истории формирования бассейна, его стратиграфии, геологического строения и перс-

пектив нефтегазоносности. Палеогеографические реконструкции для Западно-Сибирского бассейна выполняются с 1950-х гг. ведущими научными коллективами страны. Для различных стратиграфических

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Зависимость плотности от глубины залегания горных пород (по данным А.А. Горелова [9])

Fig. 1. Density as a function of depth of rocks occurrence (according to A.A. Gorelov [9])



уровней и с разной степенью детальности палеогеографические карты строились коллективами под руководством А.Э. Конторовича [1, 2], И.И. Нестерова, В.С. Суркова, В.И. Шпильмана и других исследователей. По мере накопления новой геологической информации и появления новых технологий палеогеографические карты актуализируются и детализируются, достоверность седиментационных моделей растет. Основой достоверного седиментационного моделирования является точный палеоструктурный каркас.

Относительно простое геологическое строение осадочного чехла Западной Сибири обусловило унаследованность рельефа. В этой связи при региональных палеорекострукциях Западной Сибири стало допустимыми использование современных отражающих поверхностей основных опорных горизонтов. Инверсии структур принципиально не влияли на результаты региональных построений. Для более детальных реконструкций использовались палеоструктурные поверхности, полученные путем вычитания глубин кровли и подошвы изучаемых горизонтов. Однако в настоящее время, когда основной задачей палеогеографических реконструкций становится прогноз нефтегазоносности, прежде всего ловушек литологического экранирования, требования к достоверности палеоструктурной основы повышаются. Возникает необходимость учитывать неравномерное уплотнение пород в процессе формирования осадочного чехла. Рассмотрим примеры использования различных подходов к получению палеорельефа и их влияние на результат палеогеографических реконструкций Западной Сибири.

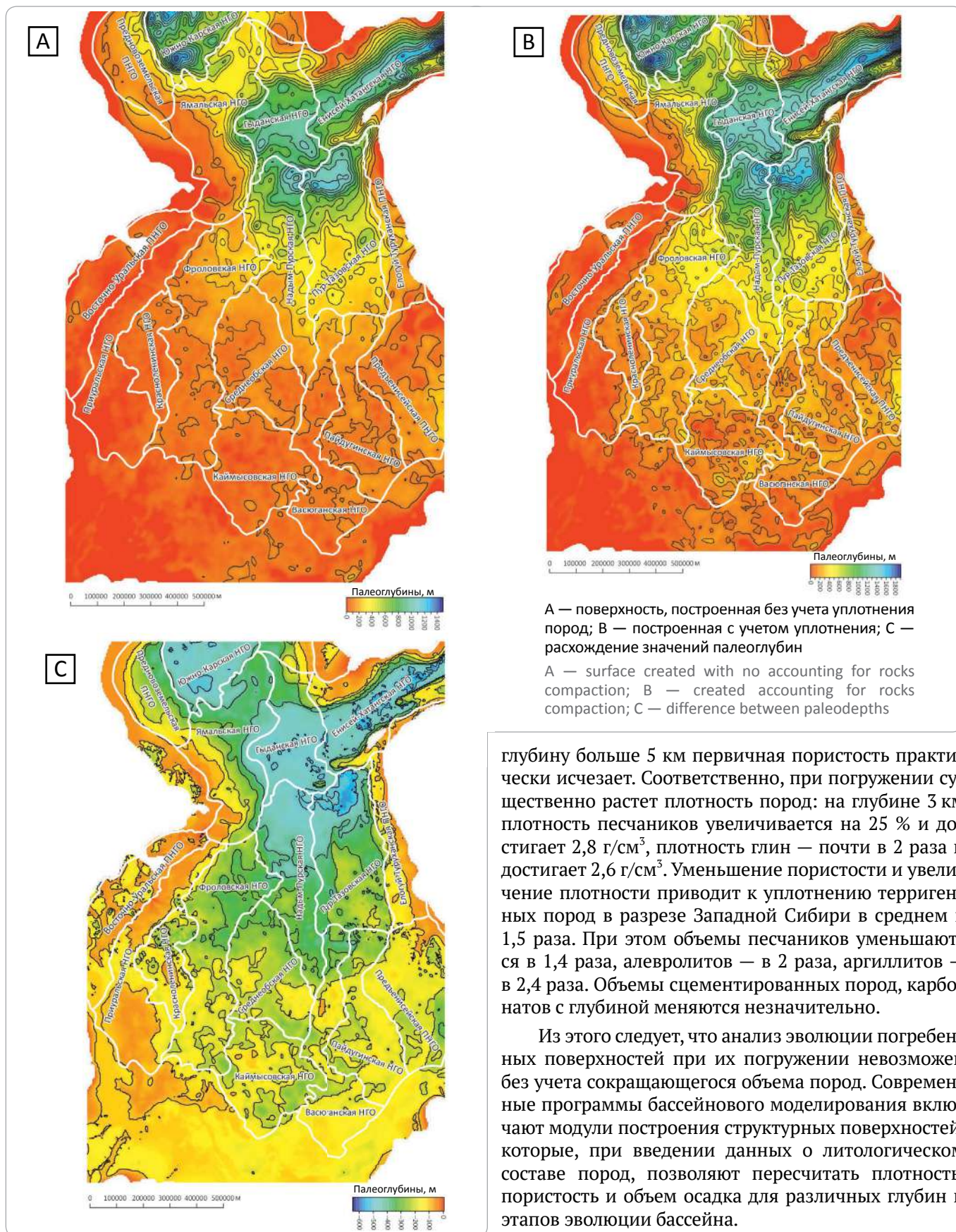
В практике седиментационного моделирования чаще всего используют карты мощностей изучаемых стратиграфических горизонтов. Они получаются путем вычитания глубин залегания изучаемой поверхности и кровли накопленных в данный цикл осадконакопления отложений. Для реконструкций древнего рельефа предпочтительнее использовать уверенно трассируемые опорные горизонты, относящиеся к единому трансгрессивно-регрессивному циклу осадконакопления.

Наиболее известна методика палеогеоморфологических реконструкций М.В. Проницовой [3]. В соответствии с этой методикой строятся карты изопахит, выявляются закономерности изменения мощностей. Затем на карты изопахит наносятся береговые линии. Показателем перехода от морских условий к континентальным служат зоны регионального выклинивания песчаных горизонтов. На картах изопахит с береговыми линиями выделяются осевые линии палеобассейнов. С помощью анализа литологических комплексов, перекрывших палеорельеф, уточняется палеогеоморфология. Так как существовавший рельеф оказывал непосредственное влияние на литологический состав морских осадков на начальной стадии развития трансгрессий, наиболее информативными будут 10–20 м мощности перекрывающих рельеф отложений. Дальнейший анализ морфологии дна бассейна позволяет оконтурить шельфовую ступень.

Для более детального анализа эволюции структурных поверхностей применяют метод изопахитского треугольника. В треугольную матрицу группируют палеоструктурные карты: в вертикальных рядах помещают рельеф опорных горизонтов сверху вниз по разрезу, в горизонтальных — по времени.

Перечисленные подходы достаточны для региональных, в известной степени приблизительных палеогеографических построений. Однако решение задач нефтяной геологии по оценке перспектив нефтегазоносности требует учета всего комплекса факторов, влияющих на палеорельеф. В том числе необходимо принимать во внимание неравномерное уплотнение пород под влиянием стадийных и наложенных процессов. С увеличением глубины и ужесточением термобарических условий происходит уменьшение первичной емкости, перекристаллизация, цементация и, соответственно, уплотнение пород. Изучению уплотнения осадочных пород различного состава посвящены многочисленные исследования (Г.Н. Перозии; [4–8] и др.). А.А. Гореловым [9] проведен анализ зависимости плотности от глубин залегания горных пород (рис. 1). Максимальное уплотнение характерно для пластичных глинистых пород, жестко сцементированные песчаники и известняки уплотняются в меньшей степени. Пористость глинистых пород при погружении на 3 км может уменьшиться в 4 раза — с 80 до 20 %, кварцевых песчаников — с 40 до 10 %. При погружении на

Рис. 2. Палеоструктурные поверхности отражающего горизонта T_1
Fig. 2. Paleostructural surfaces of T_1 Reflector



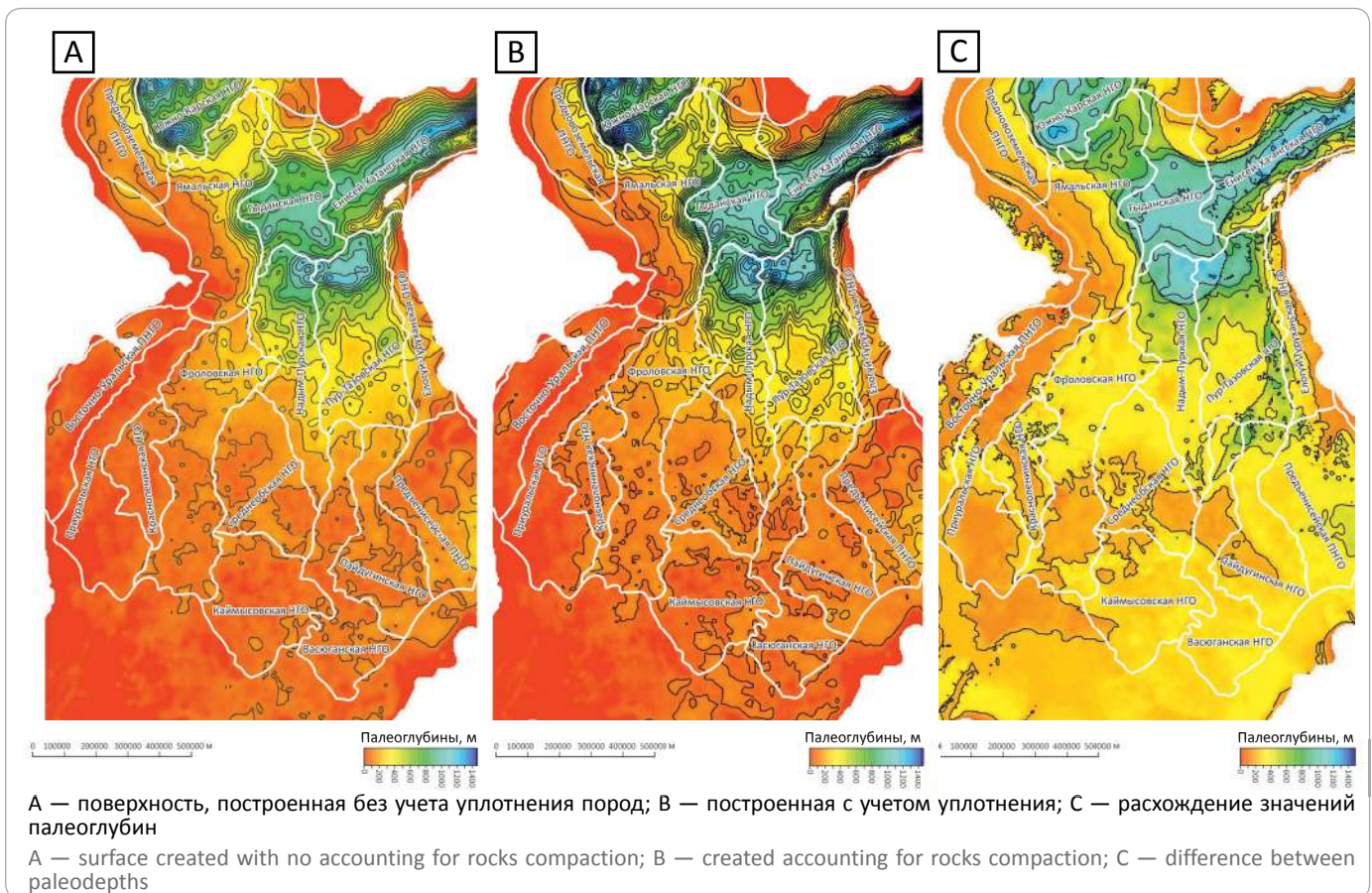
глубину больше 5 км первичная пористость практически исчезает. Соответственно, при погружении существенно растет плотность пород: на глубине 3 км плотность песчаников увеличивается на 25 % и достигает $2,8 \text{ г/см}^3$, плотность глин — почти в 2 раза и достигает $2,6 \text{ г/см}^3$. Уменьшение пористости и увеличение плотности приводит к уплотнению терригенных пород в разрезе Западной Сибири в среднем в 1,5 раза. При этом объемы песчаников уменьшаются в 1,4 раза, алевролитов — в 2 раза, аргиллитов — в 2,4 раза. Объемы сцементированных пород, карбонатов с глубиной меняются незначительно.

Из этого следует, что анализ эволюции погребенных поверхностей при их погружении невозможен без учета сокращающегося объема пород. Современные программы бассейнового моделирования включают модули построения структурных поверхностей, которые, при введении данных о литологическом составе пород, позволяют пересчитать плотность, пористость и объем осадка для различных глубин и этапов эволюции бассейна.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Палеоструктурные поверхности подошвы верхнетюменской подсвиты
Fig. 3. Paleostructural surfaces of the Upper Tyumen member Bottom



В данной статье приведены примеры реконструкций палеорельефа для подошвы васюганского горизонта (отражающий горизонт T_1) и верхнетюменской подсвиты (отражающий горизонт T_2) — как с учетом, так и без учета уплотнения пород, а также показаны результаты построений модели и их сопоставление.

Основой для построения структурного каркаса осадочного чехла и последующего моделирования палеорельефа послужили построенные по данным сейсморазведки МОВ ОГТ и материалам глубокого бурения структурные поверхности отражающих горизонтов Г, М₁, Б, Т₁, Т₂, А и современный рельеф дневной поверхности. Указанные структурные поверхности были использованы для построения структурного каркаса создаваемой трехмерной модели бассейна.

Для анализа палеоструктур были выбраны опорные пласты детально изученных и хорошо прослеживающихся в разрезе верхне- и среднеюрских отложений. Баженовский, георгиевский и васюганский горизонты ограничены в кровле отражающим горизонтом Б, а в подошве — горизонтом Т₁. Верхнетюменская подсвита ограничена отражающими горизонтами Т₁ и Т₂.

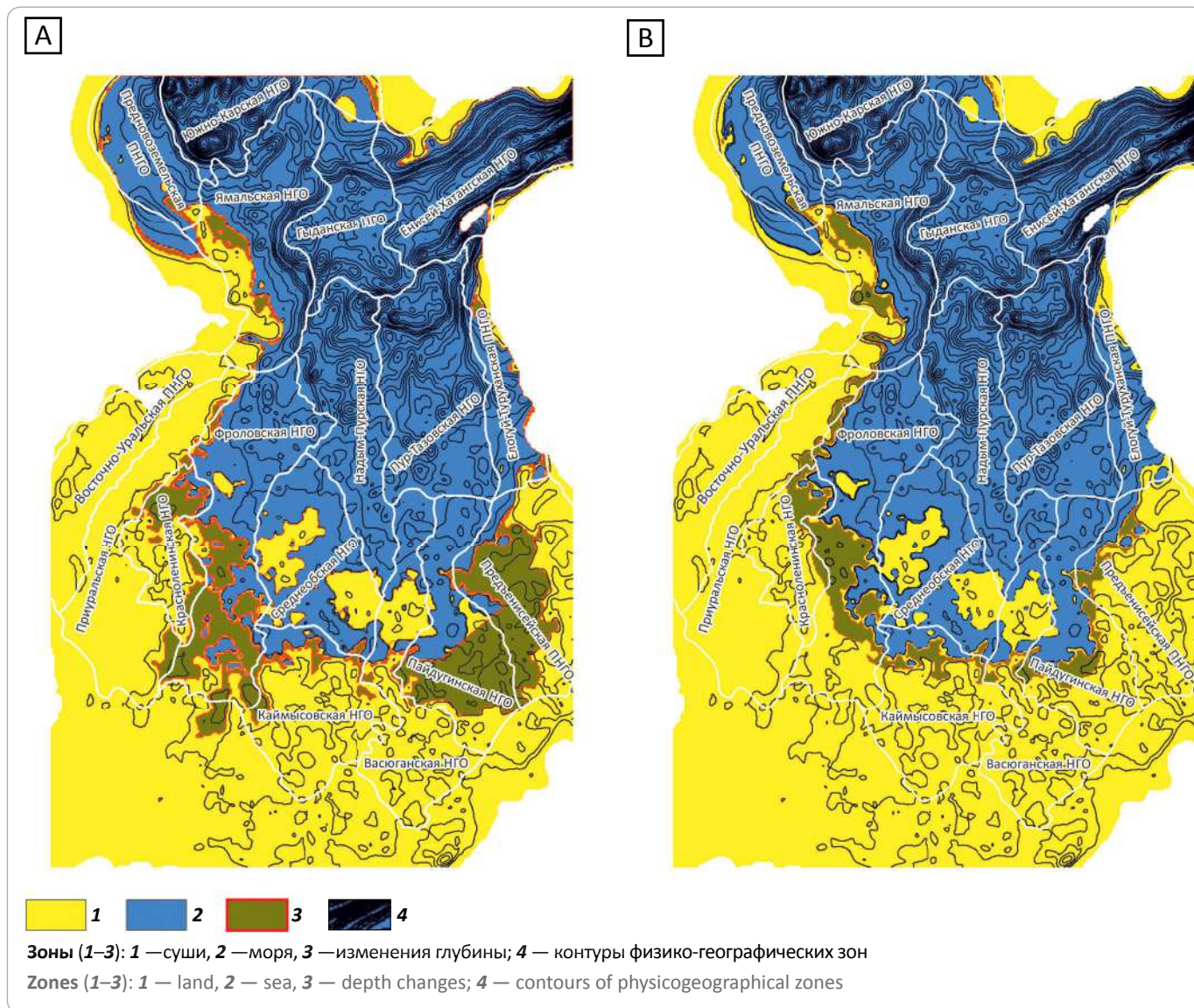
Были сопоставлены времена образования отражающих горизонтов, фациальные карты и литологичес-

кий состав пород, использовались данные по литологическому составу из эталонных разрезов изученных ранее фациальных районов. При их отсутствии привлекались данные по составу отложений структурно-фациальных районов, приведенные в региональных стратиграфических схемах юры и мела Западной Сибири [Решение ..., 2004]. Далее для целевых объектов был рассчитан объем осадка до его последующего уплотнения. Для этого использовались данные всех вышележащих слоев. В итоге получены трехмерные модели на время образования каждого отражающего горизонта, что позволило построить карты палеорельефа целевых объектов. Показаны палеоструктурные поверхности отражающего горизонта Т₁, которые были построены без учета и с учетом уплотнения пород (рис. 2 А, В), а расхождение полученных различными методами значений палеоглубин представлено на рис. 2 С. При учете уплотнения пород палеорельеф становится более расчлененным, глубина палеобассейна увеличивается до 100 м.

Сходные закономерности можно наблюдать при построении древнего рельефа подошвы верхнетюменской подсвиты — горизонта Т₂ (рис. 3). В результате уточнения палеорельефа глубина бассейна изменилась в среднем на 150 м.

Рис. 4. Палеогеографическая схема времени формирования пласта баженовского, георгиевского и васюганского горизонтов (А) и верхнетюменской подсвиты (В)

Fig. 4. Paleogeography scheme of formation time of the Bazhenov, Georgiev, and Vasyugan horizons (A) and the Upper Tyumen member (B)



На палеогеографических схемах времени формирования пласта баженовского, георгиевского и васюганского горизонтов (рис. 4 А) и верхнетюменской подсвиты (рис. 4 В) в результате применения уточняющих методик выделены скорректированные контуры физико-географических зон. Границы морского бассейна существенно сместились на юг, а площадь моря значительно увеличилась. Для баженовского, георгиевского и васюганского горизонтов площадь моря увеличилась на 200 000 км², а верхнетюменской подсвиты — на 90 000 км².

Очевидно, что столь существенная корректировка палеоструктурной основы окажет значительное влияние на результаты последующего седиментационного моделирования и построение палеогеографических карт.

Выводы

1. Современные объемы осадочных пород существенно меньше их объема в период осадконакопления за счет последующего уплотнения. В Западно-Сибирском бассейне объем пород при погружении на 3 км в среднем в 1,4 раза меньше начального, что может искажать результаты палеоструктурных реконструкций.

2. Степень уплотнения сильно отличается для различных типов осадочных пород и, соответственно, для различных литофациальных зон, что снижает точность палеоструктурных реконструкций методом анализа мощностей.

3. Для получения достоверных результатов палеоструктурных реконструкций необходимо проводить с учетом неравномерного уплотнения пород в процессе формирования осадочного чехла.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

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.И., 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. DOI: <http://dx.doi.org/10.15372/GiG20140504>
3. Проницева М.В., Савинова Г.Н. Палеогеоморфологический анализ нефтегазоносных областей. – М. : Недра, 1980. – 253 с.
4. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород (с основами методики исследования). – М. : Высшая школа, 1984. – 416 с.
5. Прошляков Б.К., Гальянова Т.И., Пименов Ю.Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. – М. : Недра, 1987. – 200 с.
6. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология: Учебное пособие. – М. : Недра, 1991. – 444 с.
7. Philip A. Allen, John R. Allen. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. Third Edition. John Wiley & Sons, Ltd; 2013. 326 p.
8. Hedberg H.D. The volume-of-sediment fallacy in estimating petroleum resources. In: Methods of estimating the volume of undiscovered oil and gas resources. Tulsa: AAPG;1975. p. 161.
9. Горелов А.А. К методике исследования локальных поднятий Западной Сибири // Геотектоника. – 1975. – Т. 6. – С. 45–53.

References

1. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., 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., Kazanenkov 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. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.005>.
3. Pronicheva M.V., Savinova G.N. Paleogeomorphology analysis of oil and gas bearing areas. Moscow: Nedra; 1980. 253 p.
4. Logvnenko N.V. Petrography of sedimentary rocks (with basics of the studies methodology). Moscow: Vysshaya shkola; 1984. 416 p.
5. Proshlyakov B.K., Galianova T.I., Pimenov Yu.G. Reservoir properties of sedimentary rocks at great depth. Moscow: Nedra; 1987. 200 p.
6. Proshlyakov B.K., Kuznetsov V.G. Paleogeomorphology Lithology: Tutorial. Moscow: Nedra; 1991. 444 p.
7. Philip A. Allen, John R. Allen. *Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment*. Third Edition. John Wiley & Sons, Ltd; 2013. 326 p.
8. Hedberg H.D. The volume-of-sediment fallacy in estimating petroleum resources. In: *Methods of estimating the volume of undiscovered oil and gas resources*. Tulsa: AAPG;1975. p. 161.
9. Gorelov A.A. Method of local highs investigations in the Western Siberia. *Geotectonics*. 1975;(6):45–53.

УДК 553.98+551.73

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-69-87

Особенности корреляции отложений коры выветривания и доюрского основания

© 2018 г. | И.С. Гутман¹, Г.П. Кузнецова¹, А.А. Обгольц¹, М.И. Саакян², А.В. Скоробогатько³, Г.В. Кузнецова⁴, С.Ф. Панов⁴, Т.К. Кажмулинов⁵

¹Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия; mail@ipne.ru; gp_kuznetsova@mail.ru; anna-obgolts@yandex.ru;

²Федеральное агентство по недропользованию — Роснедра, Москва, Россия; saakian@gkz-rf.ru;

³ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; Aleksandr.Skorobogatko@lukoil.com;

⁴«КогалымНИПИнефть», филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия; KuznetsovaGV@tmn.lukoil.com; PanovSF@tmn.lukoil.com;

⁵ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюмень, Россия; kagmulinovtk@mail.ru

Поступила 21.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: осадочный чехол; кора выветривания; доюрское основание; фундамент; корреляция разрезов скважин.

В статье рассмотрены вопросы определения границ раздела осадочного чехла, отложений коры выветривания и пород доюрского основания. Предложены методические приемы корреляции разрезов коры выветривания. Комплексный анализ керна, геофизических исследований скважин и сейсмических исследований на примере разведочного фонда скважин Даниловского и Северо-Даниловского месторождений позволил сделать вывод о коррелируемости разрезов коры выветривания и определить границу доюрского основания, выделить четыре типа разрезов коры выветривания и локализовать их по площади. Результаты корреляции совместно с материалами опробования являются основанием для выявления нефтеперспективной части разреза коры выветривания. Методические приемы корреляции, предложенные для отложений коры выветривания и доюрского основания Даниловского и Северо-Даниловского месторождений, успешно применены на Северо-Семивидовском и Южно-Табаганском месторождениях.

Для цитирования: Гутман И.С., Кузнецова Г.П., Обгольц А.А., Саакян М.И., Скоробогатько А.В., Кузнецова Г.В., Панов С.Ф., Кажмулинов Т.К. Особенности корреляции отложений коры выветривания и доюрского основания // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 69–87. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-69-87.

Weathering crust and pre-Jurassic foundation: specifics of correlation

© 2018 | I.S. Gutman¹, G.P. Kuznetsova¹, A.A. Obgol'ts¹, M.I. Saakyan², A.V. Skorobogat'ko³, G.V. Kuznetsova⁴, S.F. Panov⁴, T.K. Kazhmulinov⁵

¹Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia; mail@ipne.ru; gp_kuznetsova@mail.ru; anna-obgolts@yandex.ru;

²Federal Agency for Subsoil Use, Moscow, Russia; saakian@gkz-rf.ru;

³LUKOIL-engineering, Moscow, Russia; Aleksandr.Skorobogatko@lukoil.com;

⁴KogalymNIPIneft, LUKOIL-engineering regional branch, Tyumen, Russia; KuznetsovaGV@tmn.lukoil.com; PanovSF@tmn.lukoil.com;

⁵Gazpromneft Science & Technology Centre, Tyumen, Russia; kagmulinovtk@mail.ru

Received 21.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: sedimentary cover; weathering crust; pre-Jurassic foundation; basement; well log correlation.

The paper discusses problems of interfaces identification between sedimentary cover, weathering crust and pre-Jurassic foundation rocks. Procedures for correlation of weathering crust column are proposed. Integrated analysis of core, well logging, and seismic data by the example of exploratory well stock in the Danilovsky and North Danilovsky fields made it possible to draw a conclusion on correlatability of weathering crust columns and to determine a pre-Jurassic foundation boundary, identify four types of weathering crust column, and localize them areally. Correlation results together with testing results make a basis for identification of oil-bearing interval of the weathering crust. Correlation procedures introduced for the deposits of weathering crust and pre-Jurassic foundation in the Danilovsky and North Danilovsky fields are successfully applied in the North Semividovsky and South Tabagansky fields.

For citation: Gutman I.S., Kuznetsova G.P., Obgol'ts A.A., Saakyan M.I., Skorobogat'ko A.V., Kuznetsova G.V., Panov S.F., Kazhmulinov T.K. Weathering crust and pre-Jurassic foundation: specifics of correlation. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4):69–87. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-69-87.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

С древними корами выветривания связано формирование залежей нефти и газа. В пределах Шаимского нефтегазоносного района, в частности, залежи нефти приурочены к отложениям коры выветривания и доюрского основания.

Большая работа по изучению кернового материала скважин, геологического строения и перспектив нефтегазоносности доюрских отложений исследуемого района выполнена В.С. Бочкаревым, Е.Г. Журавлевым, М.Ю. Зубковым, В.Г. Кривоножковым, П.К. Куликовым, Т.А. Лапинской, З.В. Лашневой, Б.С. Погореловым, Ю.П. Сорокиным, В.С. Сурковым, П.Е. Сынгаевским, Б.В. Топычанковым, Ю.Н. Федоровым, Ю.Б. Файном, С.Ф. Хафизовым и другими исследователями. При изучении разрезов доюрских пород разные исследователи трактуют по-разному как их относительный вещественный состав, так и их возраст. Причем породы доюрского основания, а иногда и коры выветривания исследователи часто считают породами фундамента.

Согласно Е.Г. Журавлеву, Т.А. Лапинской и Ю.Б. Файну (1973), породы фундамента представлены фацией зеленых сланцев. По степени метаморфизма они подразделяются на три основных комплекса: 1 — кристаллические сланцы различного состава, 2 — филлиты и филлитовидные мелкозернистые кварц-хлорит-серицитовые, карбонат-хлоритовые сланцы; 3 — слабометаморфизованные осадочные породы, среди которых наиболее распространены глинистые сланцы, часто с углистым и алевритопесчанистым материалом. Реже скважинами вскрываются слабометаморфизованные конгломераты, песчаники, алевролиты, туффиты, мраморизованные известняки.

К породам фундамента они относят также магматические интрузивные, эффузивные и пирокластические разности, изменяющиеся по составу от кислых до ультраосновных. Наиболее распространены среди них гранитоиды, диабазы и базальтовые порфириды.

Возраст кристаллических сланцев определяется как ордовикский. Биотит- и гранатсодержащие разности сланцев, возможно, имеют более древний докембрийский возраст. Филлиты и филлитовидные мелкозернистые сланцы датируются как силурийские, частично ордовикские, а слабометаморфизованный осадочный комплекс пород фундамента относится к позднему девону, нижнему и среднему карбону [1].

Таким образом, эти авторы считают, что породы фундамента сложены магматическими, метаморфическими и частично породами осадочного чехла.

Определение «кора выветривания» формулировалось многими учеными: Б.Б. Полюновым (1934), И.И. Гинсбургом (1957), В.П. Петровым (1967) и др. Согласно К.В. Шанцеру (1986), под корой выветри-

вания понимается «...часть поверхности покрова суши, сложенная топографически не смещенными продуктами гетерогенного изменения вещества материнских горных пород». В работах Н.П. Хераскова, В.Н. Разумовой (1963), Д.Д. Сапожниковой (1968) для коры выветривания типична четко выраженная вертикальная зональность. Зоны характеризуются определенным набором происходящих в них процессов, минеральным новообразованием и, следовательно, физическими свойствами. Ю.П. Казанский считает целесообразным выделение двух типов кор: гидрослюдисто-каолинитового, возникающего главным образом при выветривании кислых изверженных, метаморфических и алюмосиликатных осадочных пород, и монтмориллонит-каолинит-охристого, образующегося по ультраосновным, основным, частично средним изверженным и метаморфическим породам, а также при разложении карбонатных пород [2].

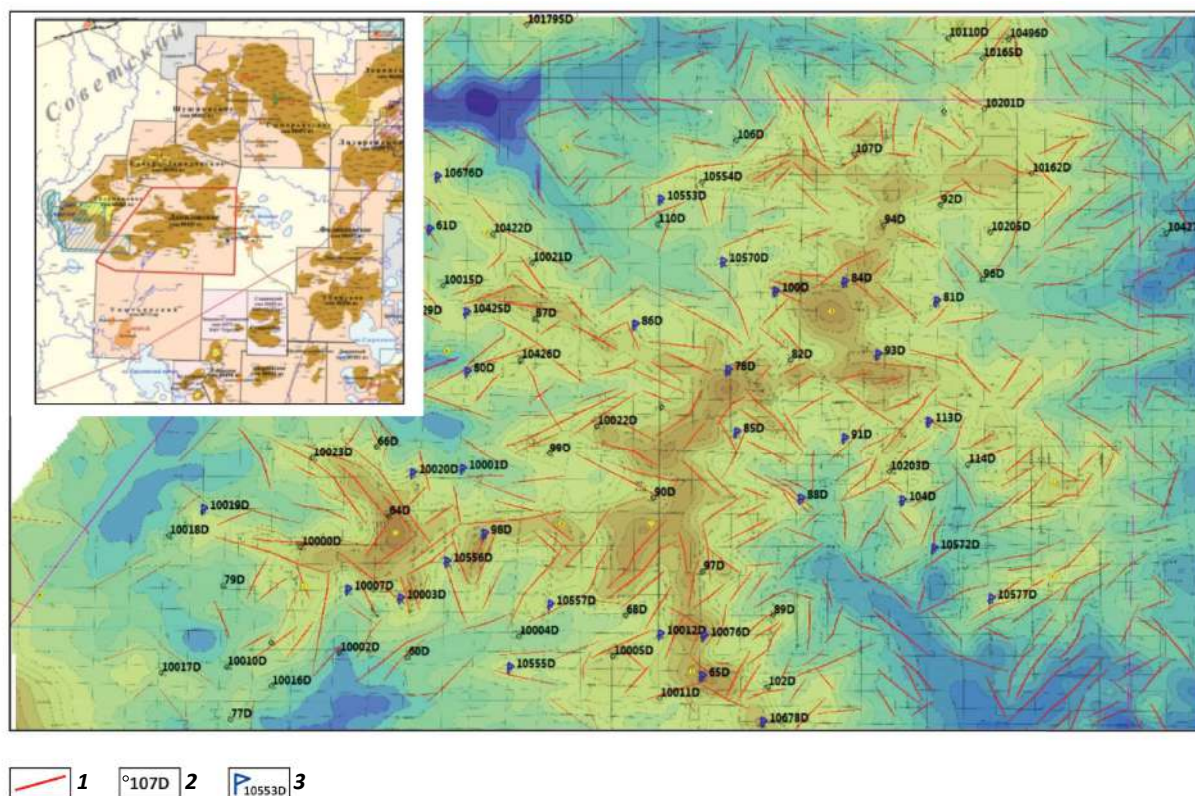
Е.Г. Журавлев, Т.А. Лапинская и Ю.Б. Файн [1] в разрезах коры выветривания, расположенных на склонах поднятий, снизу вверх выделяют три зоны: 1 — дезинтеграции; 2 — выщелачивания; 3 — гидролиза. Породы коры выветривания имеют различные текстурно-структурные признаки и минеральный состав. Зональность разрезов обусловлена стадийностью выветривания первичных минералов и перехода одних продуктов гипергенеза в другие. Минеральный состав каждой зоны отражает специфику свойственной ей физико-химической обстановки.

П.Е. Сынгаевский и С.Ф. Хафизов [2], проанализировав опыт изучения отложений коры выветривания, керновый материал и геофизические исследования, предлагают свою схему деления коры выветривания по фациальному признаку по вертикали на шесть зон (от А до Е) [2]. Вместе с тем они отмечают, что расчленение и корреляция внутри коры выветривания по ГИС очень затруднительны и неоднозначны.

Безусловно, пользуясь результатами исследования керна, в частности минерального состава пород, можно с некоторой долей уверенности относить породы к коре выветривания или доюрского основания. Однако керн представляет собой точечные замеры. Поэтому перед авторами статьи стояла задача, максимально используя накопленный опыт исследования керна и ГИС, выработать критерии для определения границ раздела между отложениями осадочного чехла, коры выветривания и доюрского основания, опираясь на геофизические исследования скважин, увязанные с керном, поскольку именно в этом случае учитывается максимальный объем информации по залежи.

Относительно хорошая изученность разрезов Даниловского и Северо-Даниловского месторождений на примере разведочных скважин и данных керна позволяет обосновать методические приемы корреляции отложений коры выветривания и кров-

Рис. 1. Структурный план по кровле фундамента Даниловского месторождения (отражающий горизонт А)
Fig. 1. Structural geometry of the basement top in the Danilovsky field (Reflector A)



1 — тектонические нарушения; скважины (2, 3): 2 — пробуренные; 3 — в разрезе которых вскрыты отложения доюрского основания
 1 — tectonic disturbances; wells (2, 3): 2 — drilled; 3 — penetrated the pre-Jurassic foundation deposits

ли доюрского основания. От этого зависит качество выполняемой работы.

По данным глубокого бурения в пределах исследуемых месторождений на образованиях доюрского основания и коры выветривания со стратиграфическим и угловым несогласием залегают отложения мезо-кайнозойского осадочного чехла, которые представлены песчано-глинистыми породами юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста.

В отложениях тюменской свиты, в пласте Т, установлены промышленные залежи нефти. Эти континентальные отложения сложены толщей переслаивающихся песчаников, алевролитов, аргиллитов с подчиненными прослоями углей, сидеритов, гравелитов. Отложения тюменской свиты распространены ограниченно по площади и перекрыты верхнеюрскими морскими и прибрежно-морскими осадками.

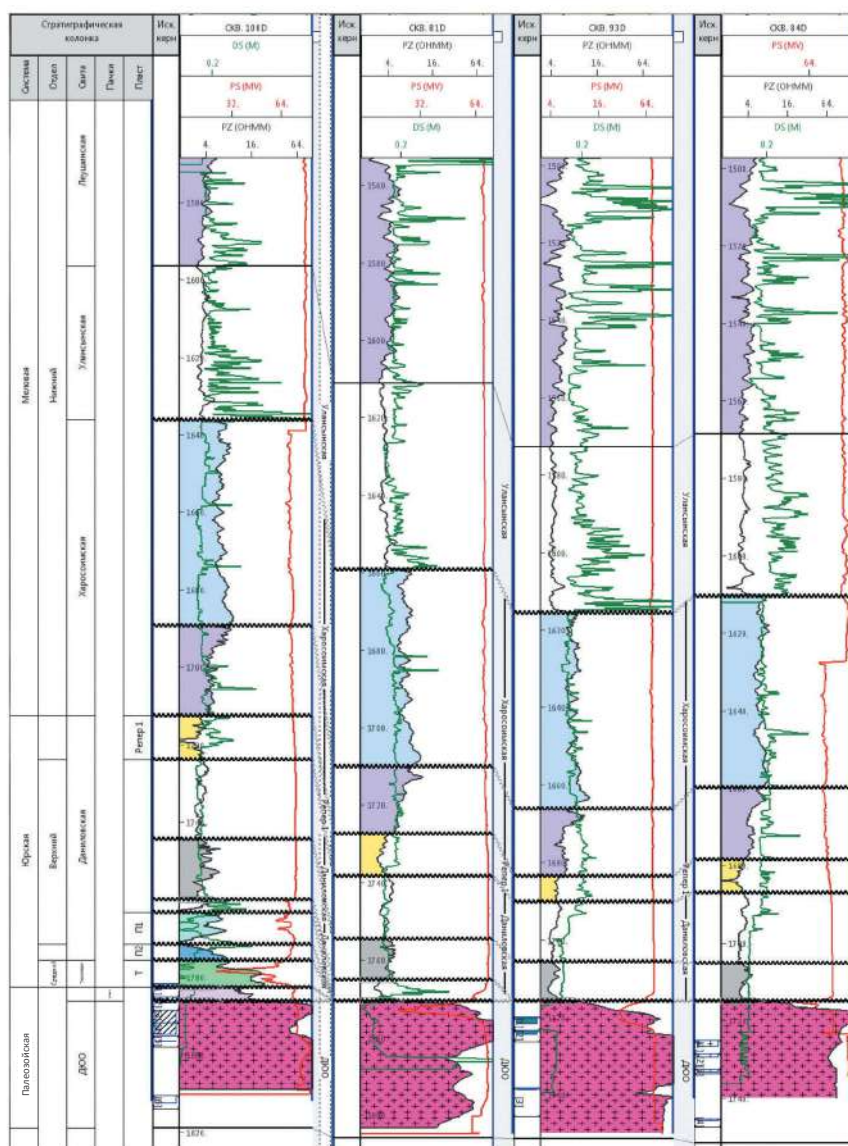
Даниловская свита трансгрессивно залегает на породах или тюменской свиты, или доюрского комплекса и состоит из глин аргиллитоподобных, темно-серых, черных, слабоизвестковистых, глауконитовых с карбонатными конкрециями. На крыльях и сводовых частях поднятий глинистые отложения нижнеданиловской подсвиты замещаются песчано-глинистыми породами вогулгинской

толщи, которые образуют основной продуктивный горизонт П. По составу продуктивные пласты неоднородны. В присводовых частях поднятий они представлены песчаными породами, а на погружениях — глинистыми.

Анализ структурного плана кровли доюрского основания — отражающего горизонта А — показывает, что тектонические процессы на территории месторождений были очень активными. Об этом свидетельствуют многочисленные разломы, выделенные по сейсмическим данным (рис. 1). Зоны повышенных и пониженных участков поверхности доюрского основания ограничиваются тектоническими нарушениями, что свидетельствует о блоковом строении как собственно доюрского основания, так и более поздних отложений. О том, что отложения осадочного чехла, залегающие выше доюрского основания и коры выветривания, подвержены тектоническим нарушениям, свидетельствует анализ результатов их корреляции. Амплитуды смещения соседних блоков отличаются друг от друга. Поэтому можно предполагать, что эти блоки имели различную скорость погружения и заполнения осадками, а иногда и разные породы заполнения. Позднее эти породы были перекрыты отложениями пластов тюменской, даниловской свит.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 2. Разрез скважин Даниловского месторождения
Fig. 2. Well logs, the Danilovsky field



Скважины Даниловские-100, 81, 93 и 84 пробурены в повышенных частях поверхности доюрского основания, отложения осадочного чехла залегают на породах доюрского основания

Wells Danilovsky-100, 81, 93 and 84 are drilled in the elevated parts of the pre-Jurassic foundation; deposits of sedimentary cover overlay the rocks of pre-Jurassic foundation

Согласно описанию керна, доюрское основание сложено магматическими эффузивными породами (базальтами (скв. Даниловская-93), диабазами, порфирами и порфиритами с включениями кварца, пирита (скв. Даниловская-84) и полевого шпата), выветрелыми, трещиноватыми. Трещины заполнены кальцитом. Анализ кривых сопротивления показывает, что эти отложения имеют значения выше 100 Ом · м и определенную зубчатую конфигурацию. Кривая ИК практически не дифференцирована — горизонтальная линия, являющаяся геофизическим критерием отнесения интервалов разреза к доюрскому основанию. Согласно Е.Г. Журавлеву и Т.А. Лапинской, это — породы фундамента, а согласно П.Е. Сын-

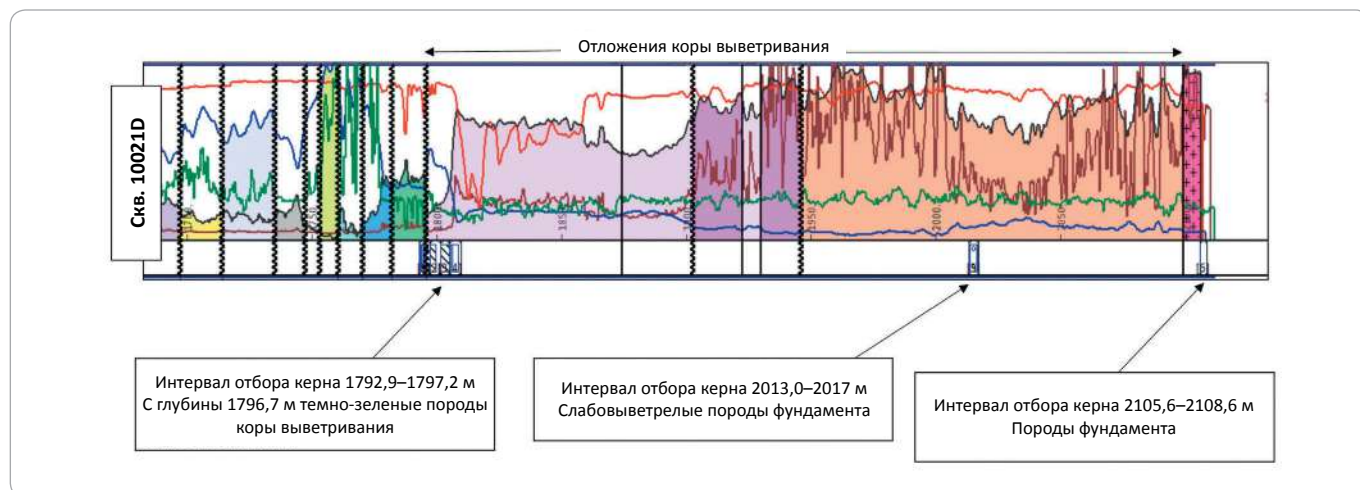
гаевскому и С.Ф. Хафизову — зона А (по фациальному признаку).

Авторы статьи считают, что к породам фундамента следует относить породы доюрского основания в соответствии с указанным геофизическим признаком и данными керна.

Следует отметить, что скважины, в разрезах которых отложения доюрского основания перекрыты образованиями верхней части даниловской свиты, приурочены к повышенным участкам структурного плана (рис. 2; см. рис. 1).

Кора выветривания имеет различный состав и часто сложена сильно измененными эффузивными

Рис. 3. Разрез опорной скв. 10021 Даниловского месторождения, наиболее полно вскрывшей отложения коры выветривания
Fig. 3. Column of the key well 10021 (Danilovsky field) with the most complete column of weathering crust penetrated



породами, обломками магматических пород, гравелитами, плохо окатанными, трещиноватыми, иногда с присутствием или переслаиванием угольного материала, наличием органического материала. Так, в скв. 10012 Даниловского месторождения, согласно описанию керна, она представлена выветрелыми породами фундамента, в скв. 10425 — алевролитами, а в скв. 10557 — переслаиванием углей и алевролитов с растительным детритом. В процессе исследований к геофизическим кривым было добавлено изучение керна.

С глубины 2013 м в разрезе скв. 10021 Даниловского месторождения закартированы породы фундамента. Именно эта скважина была выбрана в качестве основы для корреляции разрезов скважин, поскольку она наиболее полно вскрыла отложения коры выветривания, был отобран и описан керн (рис. 3). Однако из описания керна видно, что для интервалов глубин 1797,2–2013 и 2017–2105,6 м (пачка 2, керн выветривания) информация по керну отсутствует.

В качестве основных методов корреляции и дифференциации разреза на пачки выбраны следующие кривые ГИС: метод потенциалов собственной поляризации, потенциал-зонд, индукционный каротаж. Кавернометрия, градиент-зонды и боковой каротаж использовались в качестве вспомогательных.

Из опыта корреляции терригенных отложений установлено, что индукционный каротаж в комплексе с геофизическими методами сопротивлений обладает расчленяющими характеристиками в глинистой части разреза. Именно эти методы в совокупности с данными керна позволяют отбить границы кровли коры выветривания и доюрского основания, тогда как метод ПС в этой части разреза практически не работает. П.Е. Сынгаевский и С.Ф. Хафизов рекомендуют при спорных моментах деления коры выветривания отдавать предпочтение методу естественной радиоактивности.

Авторы статьи в комплексе ГИС не рассматривали методы радиометрии.

Корреляция разрезов скважин выполнялась в автоматическом и интерактивном режимах с использованием отечественной программы AutoCorr с применением методических приемов согласно «Методическим рекомендациям к корреляции разрезов скважин» под редакцией профессора И.С. Гутмана [3]. Эта методика предложена и опробована авторами статьи на многих отечественных и зарубежных месторождениях и геологических разрезах и позволяет обеспечивать достоверный вариант корреляции, а также более уверенно судить об условиях, обусловивших те или иные особенности залегания и формирования осадочных отложений.

Анализ разреза опорной скв. Даниловская-10021 показал, что эти отложения **можно разделить на три пачки** (таблица; рис. 4), которые прослежены в разрезах остальных скважин Даниловского и Северо-Даниловского месторождений. Это свидетельствует о **коррелируемости разрезов скважин с корой выветривания**.

Комплексный анализ результатов корреляции разрезов, особенностей изменения структурного плана и литологии пород по данным керна показал, что изучаемый геологический разрез также можно дифференцировать по полноте вскрытия пачек коры выветривания на три типа (см. рис. 4).

I тип разреза — отложения коры выветривания залегают на породах доюрского основания и представлены подошвой пачки 1. Эти породы имеют низкие сопротивления и представлены переслаиванием углей и аргиллитов.

II тип разреза — отложения коры выветривания перекрывают отложения доюрского основания и представлены отложениями пачки 1 в полном объеме. Пачка сложена алевролитами и аргиллитами, часто с наличием органического вещества, в кровле могут

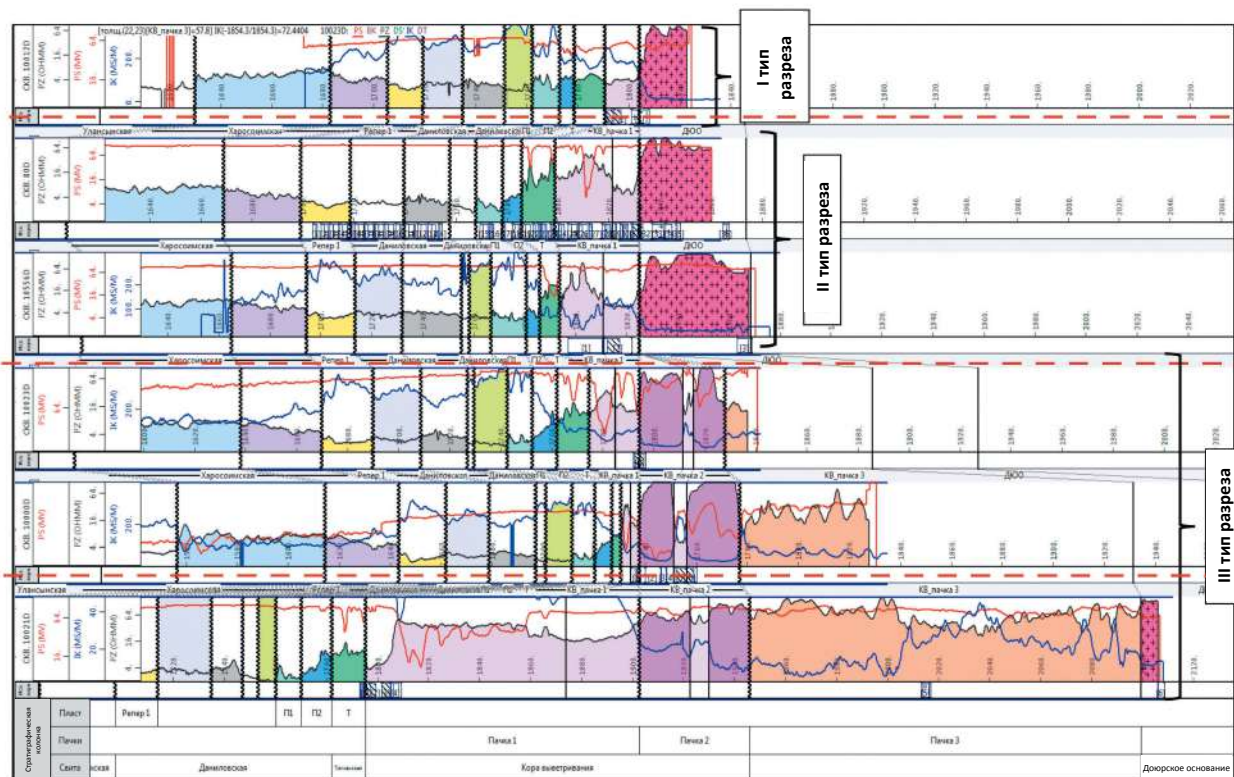
Таблица. Характеристика отложений коры выветривания и доюрского основания по керну и ГИС

Table. Characterization of weathering crust and pre-Jurassic foundation using core and well logging data

	Пачка	Литологическая характеристика отложений по керну	Геофизическая характеристика по кривым сопротивления и индукционного каротажа
КОРА ВЫВЕТРИВАНИЯ	1	Переслаивание алевролитов и аргиллитов, часто с наличием органического вещества, в кровле могут присутствовать песчаники-коллекторы. В подошве наблюдаются угольные отложения, переслаивание углей и аргиллитов	Подошва пачки характеризуется аномалией на кривой ИК и низкими сопротивлениями, как правило до 10 Ом · м
	2	Выветрелые сланцы, трещиноватые, иногда с выпотами нефти	Средний уровень сопротивления 30–75 Ом · м (реже до 180 Ом · м); кривая сопротивления в виде двух пик, кривая ИК имеет обратный вид. В средней части этой пачки отмечается пониженный уровень сопротивлений
	3	Трещиноватые брекчиевидные раздробленные породы	Сопротивление отложений этой пачки различно и меняется от 10 до 60 Ом · м. Конфигурация кривых сопротивления и индукционного каротажа имеет форму «зигзаг» — кривые сильно дифференцированы
ДОУРСКОЕ ОСНОВАНИЕ		Плотные базальты, порфиры и порфириты	Аномально высокие сопротивления (100 Ом · м и выше). Кривая индукционного каротажа — практически горизонтальная линия

Рис. 4. Принципы выделения трех типов разреза в отложениях коры выветривания в скважинах 10021, 80, 10556, 10023, 10000, 10021 Даниловского месторождения

Fig. 4. Principles of identification of three column types in the weathering crust deposits in the wells 10021, 80, 10556, 10023, 10000, 10021 (Danilovsky field)



присутствовать песчаники-коллекторы. В подошве наблюдаются угольные отложения, переслаивание углей и аргиллитов.

В разрезах скважин, залегающих в пониженных частях, на структурном плане в отложениях коры выветривания обособленно выделяется три пачки коры выветривания: верхняя — пачка 1 (с I и II типами разреза), средняя — пачка 2 и нижняя — пачка 3.

Выделение **III типа разреза** коры выветривания связано с выделением пачки 2, которая залегает в центральной части отложений коры выветривания, сразу под низкоомной пачкой 1. Эта пачка хорошо отбивается двумя пиками сопротивлений и примерно той же, но обратной картиной на кривой ИК. Эти отложения представлены выветрелыми сланцами со следами нефти по тонким трещинам (скважины 10000, 10109 Даниловского месторождения). По ГИС они характеризуются как низкопроницаемые нефтенасыщенные породы. Отложения пачки 2 коры выветривания коррелируют между собой в скважинах Северо-Даниловского и Даниловского месторождений (см. рис. 4).

Отложения пачки 3 коры выветривания отличаются от отложений собственно доюрского основания уровнем сопротивления, а также конфигурацией кривых потенциал-зонда и ИК (форма «зигзаг»). Породы доюрского основания по кривой ИК имеют практически ровную линию, кривая сопротивления менее дифференцирована, чем пачка 3 коры выветривания.

Разрез скв. Даниловская-10021 является эталонным III типа разреза. Здесь в полном объеме представлены отложения пачек 1–3 коры выветривания и кровля отложений доюрского основания. В скважинах, где отложения трех пачек коры выветривания вскрыты бурением до различной глубины и не пробурены до доюрского основания, отнесение разрезов этих скважин к тому или иному типу весьма условно.

Схематично три типа разрезов отложений коры выветривания и доюрского основания, выделенные в скважинах Даниловского месторождения, выглядят следующим образом (рис. 5).

Таким образом, установлено, что геологические разрезы отложений коры выветривания коррелируют и их условно можно разделить на три пачки, которые сложены в различной степени разрушенными и метаморфизованными породами осадочного чехла. В отличие от них породы доюрского основания представлены базальтами, порфирами и порфиритами.

Группирование разрезов по их типам и локализация по площади на примере Даниловского и Северо-Даниловского месторождений показаны на рис. 6, где также представлен анализ распространения типов разреза.

Следует отметить, что в анализе учитывались только разведочные скважины, поэтому, с учетом полного фонда пробуренных на территории скважин,

локализация по типам примет более дифференцированный вид.

В структурном плане участки, где отсутствуют отложения коры выветривания, — это самое высокое положение кровли доюрского основания.

В разрезах I типа присутствует только подошва пачки 1. Наблюдается последовательное понижение структурного плана. Участки разрезов II и III типов в структурном плане — самые пониженные зоны месторождений относительно кровли доюрского основания. Остальные участки приурочены к скважинам, тип разреза которых уверенно определить не удалось из-за низкой информативности кривых ГИС или неполного вскрытия разреза бурением.

Территория месторождений подвергалась активным тектоническим инверсиям различной амплитуды, блоки заполнялись отложениями неравномерно. Проявление активной разноскоростной тектонической деятельности привело к разноскоростному процессу осадконакопления отложений осадочного чехла. Площадь изучаемых месторождений имеет блоковое строение. Заполнение осадками разных блоков происходило по-разному. Поэтому в соседних блоках могут присутствовать или, наоборот, отсутствовать различные пачки коры выветривания, так и отложений осадочного чехла.

В процессе исследования геофизические кривые увязывались с сейсмическими профилями: по реперу 1 (см. рис. 4), по пластам осадочного чехла P_1 , P_2 , T_1 и T_2 . Результаты корреляции позволили определить границу между корой выветривания и доюрским основанием по сейсмофазам сейсмических профилей. Параллельность сейсмических фаз ниже поверхности А на сейсмических профилях, их конформность подтверждают ранее сделанное заключение, что породы коры выветривания могут коррелировать.

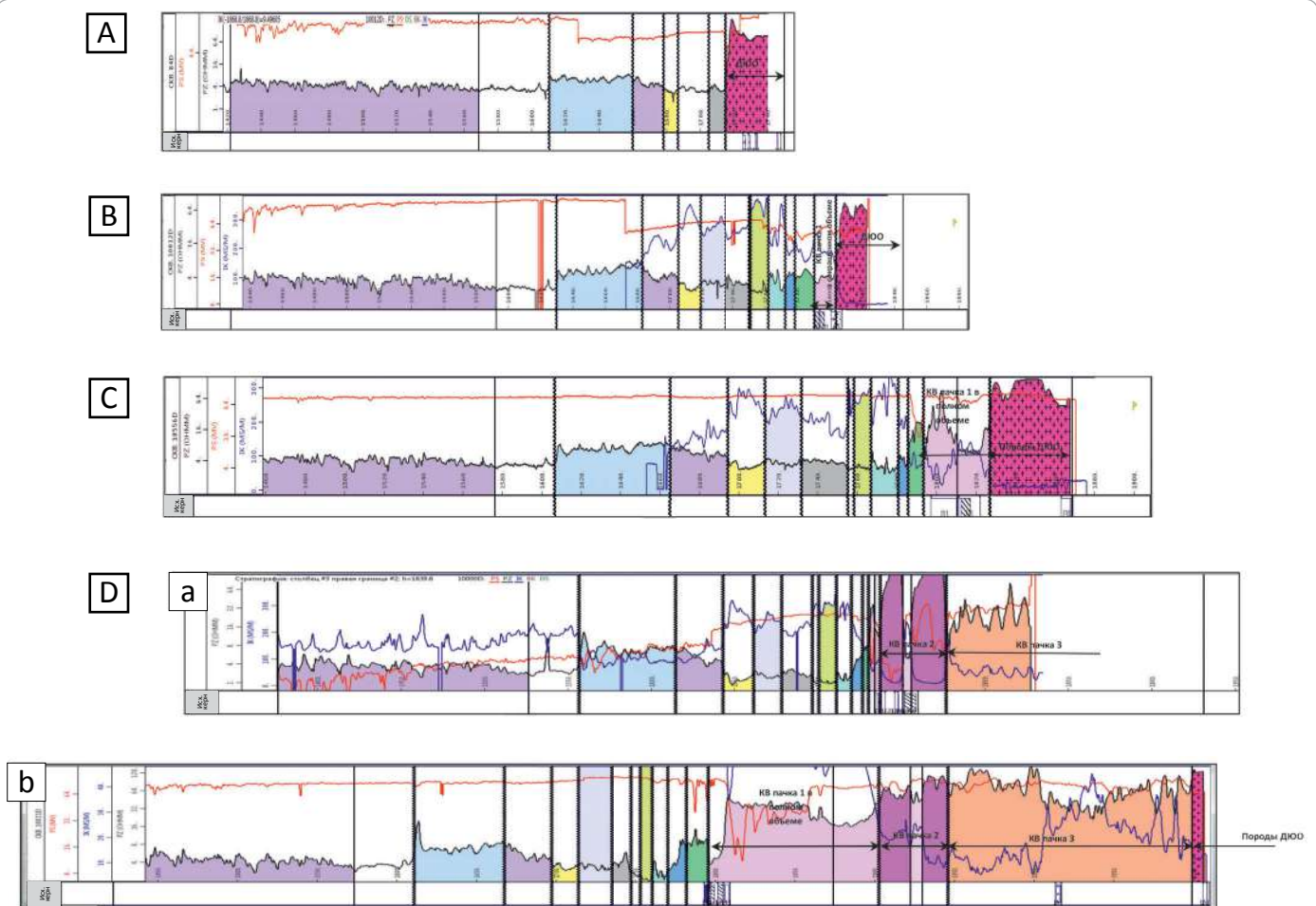
На территории изучаемых месторождений Шаимского нефтегазоносного района в разном объеме присутствуют породы коры выветривания. Согласно исследованиям керна и геофизическим характеристикам (см. таблицу), коллекторские свойства этих пород улучшаются снизу вверх, от подошвы пачки 3 к кровле пачки 1. Снизу вверх также увеличивается содержание ОВ, в керне присутствуют выпоты нефти, угольный материал. Притоки нефти получены из метаморфизованных пород низов осадочного чехла. В связи с этим перспективы нефтеносности можно ожидать:

1. В отложениях кровли пачки 1 коры выветривания, где присутствуют интервалы коллекторов-песчаников, нефтеносность которых подтверждена результатами опробования в ряде скважин.

2. В отложениях пачки 2, сложенных проницаемыми сланцевыми породами с большим содержанием органического вещества, выпотами нефти.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 5. Типы разрезов отложений коры выветривания
Fig. 5. Types of weathering crust column



А — кора выветривания отсутствует полностью, отложения даниловской свиты несогласно залегают на отложениях доюрского основания; В — I-й тип, отложения коры выветривания залегают на отложениях доюрского основания и представлены подошвенной частью пачки I, эти породы имеют низкие сопротивления и представлены переслаиванием углей и аргиллитов; С — II-й тип, отложения коры выветривания перекрывают отложения доюрского основания и представлены отложениями пачки I (в полном объеме); D — III-й тип, отложения коры выветривания залегают на отложениях доюрского основания и представлены отложениями пачек I (а — частично, отложения доюрского основания часто бурением не вскрыты; б — в полном объеме), II и III

A — weathering crust is completely absent; the Danilovsky Fm deposits rest unconformably on the pre-Jurassic foundation deposits; B — I-st type, weathering crust superpose the pre-Jurassic foundation and represented by the basal part of Member I; these rocks have low resistivity and are represented by coal and claystone interbedding; C — II-nd type, weathering crust superpose the pre-Jurassic foundation and represented by Member I deposits (in full); D — III-rd type; weathering crust superpose the pre-Jurassic foundation and represented by the deposits of members I (a — in part; pre-Jurassic foundation is often not penetrated; b — in full), II, and III

3. В наиболее погруженных участках структурного плана, где можно предполагать наличие пачек 1 и 2 отложений коры выветривания.

Результаты корреляции разрезов скважин коры выветривания и доюрского основания позволят выявлять нефтеперспективные зоны, качественно дифференцировать разрезы эксплуатационных скважин, в которых керновый материал чаще всего отсутствует.

Северо-Семивидовское нефтяное месторождение также расположено в Шаимском нефтегазос-

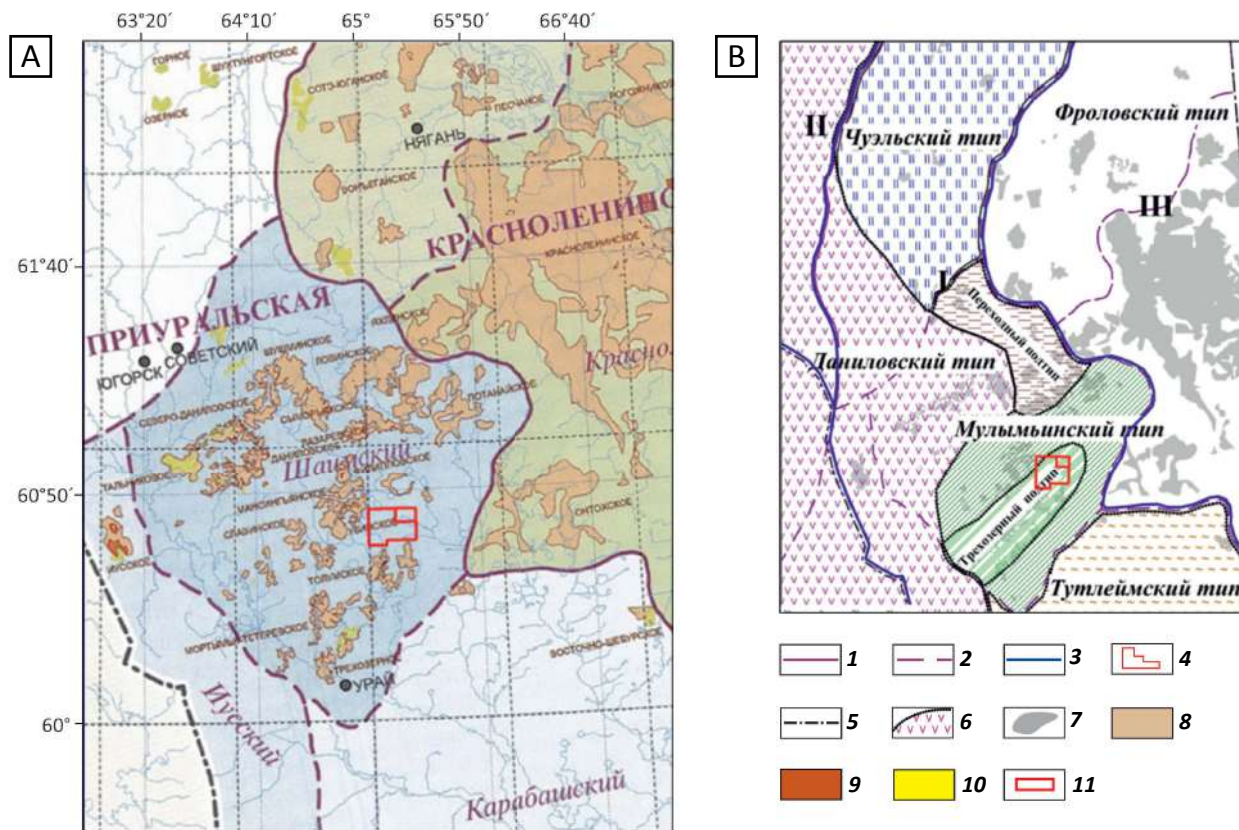
ном районе Приуральской нефтегазоносной области (рис. 7). В процессе поисково-разведочных работ, по состоянию на 01.01.2016 г., на Северо-Семивидовском лицензированном участке пробурено 4 поисково-разведочных и 43 эксплуатационных скважины.

В пределах разреза этого месторождения нефтеносность связана с пластом II вогулкинской толщи, породы которой на высоких поднятиях залегают на породах коры выветривания палеозойского фундамента или на отложениях тюменской свиты с небольшим стратиграфическим перерывом. Нефть со-

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 7. Фрагмент карты нефтегеологического районирования территории Ханты-Мансийского АО (НАЦ РН ХМАО, 2001, под редакцией А.В. Шпильмана, Г.П. Мясникова) (А) и схема районирования верхнеюрско-нижнемеловых отложений запада Западной Сибири по типам разрезов (А.Г. Мухер) (В)

Fig. 7. Fragment of petroleum and geological zoning map, Khanty-Mansi Autonomous Okrug (Shpilman Center, 2001; edited by A.V. Shpilman, G.P. Myasnikova) (A) and scheme of the Upper Jurassic - Lower Cretaceous deposits zonation in the western West Siberia in accordance with column types (A.G. Mukher) (B)



Границы (1–6): 1 — НГО (А), 2 — НГР (А, В), 3 — НГО (В), 4 — лицензионных участков, 5 — Ханты-Мансийского АО, 6 — распространения типов и подтипов разреза; 7 — контуры месторождений; 8 — нефтяные месторождения; залежи (9, 10): 9 — газоконденсатные, 10 — газовые; 11 — площадь работ.

НГО: I — Приуральская, II — Восточно-Уральская, III — Красноленинская

Boundaries (1–6): 1 — Petroleum area (A), 2 — Petroleum district (A, B), 3 — Petroleum area (B), 4 — license areas, 5 — Khanty-Mansi Autonomous Okrug, 6 — occurrence of column types and sub-types; 7 — field outlines; 8 — oil fields; reservoirs (9, 10): 9 — gas condensate, 10 — gas; 11 — working area.

Petroleum areas: I — Cis-Urals, II — East Urals, III — Krasnoleninsky

признаки идентификации пластов, выделенных на Северо-Семивидовском и Западно-Семивидовском месторождениях.

По данным ГИС пласт П (см. рис. 8) характеризуется отрицательной аномалией ПС, сужением диаметра скважины по каверномеру, повышением кажущихся сопротивлений, положительным приращением и значительной дифференциацией на микрондах, минимальными значениями по радиоактивному каротажу ГК. В связи с выклиниванием пласта П к сводам эрозионных выступов фундамента толщины пласта уменьшаются и меняются их геофизические характеристики.

Кровля отложений доюрского основания по каротажу определяется не всегда однозначно. Основны-

ми признаками появления этих отложений являются относительно плавный (либо, наоборот, угловатый) вид кривых ПС и повышенные (либо, наоборот, резко пониженные по отношению к терригенной части разреза) показания ГК, примерно одного уровня по всему разрезу коры. Также на кривых КС эти породы характеризуются высокими сопротивлениями, что объясняется наличием плотных прослоев. В некоторых скважинах разуплотненные и преобразованные породы доюрского основания могут иметь невысокие сопротивления, типичные для терригенной части разреза, в этом случае граница определялась по комплексному анализу методов ГИС и описанию керна.

Состав пород доюрского основания также различается по литологическим особенностям перекрывающих его осадков.

В центральной и юго-восточной частях месторождения породы доюрского основания представлены преимущественно трещиноватыми, метаморфическими, реже изверженными породами кварц-серицитового (скважины 3Р, 4Р, 6Р, 8Р, 9Р, 1183Р, 1185Р, 1245Р Западно-Семивидовского месторождения), хлор-кальциевого (скважины 11014П, 11011П Западно-Семивидовского месторождения), кварц-слюдистого (скв. 11006П Северо-Семивидовского месторождения) составов. Западно-Семивидовский выступ, осложняющий северо-западную часть месторождения, слагает преимущественно дислоцированный эффузивно-осадочный комплекс пород, в составе которого выделяются глинисто-кремнистые (скважины 7Р и 11013П), алевроитоглинистые, песчаноглинистые сланцы, туфоалевролиты.

В результате детальной корреляции разреза Северо-Семивидовского месторождения выделены пласт П и образования коры выветривания. Площадное распространение продуктивных отложений месторождения и смежных площадей осложнено зонами замещения коллекторов или выклинивания пласта, подтвержденные материалами сейсморазведочных исследований и результатами бурения.

Породы коры выветривания характеризуются положительными аномалиями ПС различной амплитуды (кривая отклоняется от линии глин и не выходит за нее ниже по разрезу). Кривая ПС более плавная по сравнению с терригенной частью разреза. В некоторых скважинах потенциалы ПС в коре выветривания аналогичны таковым в глинистых породах.

На диаграммах КС породы коры выветривания характеризуются высокими сопротивлениями — от 30 до 300 Ом · м, что связано с присутствием плотных пород; на диаграммах радиоактивного каротажа (ГК, НГК) кора выветривания в основном имеет повышенные и высокие (либо, наоборот, пониженные) показания относительно терригенного разреза. Часто кривые ведут себя синхронно, повторяя друг друга.

Согласно описанию керна и характеристикам по ГИС, конгломераты, гравий, песчано-гравийную смесь (см. рис. 8) можно идентифицировать с пачкой 1 (см. таблицу) Даниловского месторождения, а кварц-серицитовые сланцы — с пачкой 2.

Результаты корреляции разрезов Северо-Семивидовского месторождения по линии скважин 3926 3913 – 3917Е – 3914 – 11012Р – 2915Е – 3916 – 3912 представлены на рис. 8. Толщина пласта П, а также пачек 1 и 2 непостоянна и изменяется в широких пределах. Минимальные толщины приурочены к повышенным частям структурного плана — отложения накапливаются в пониженных частях рельефа (аналогично разрезам Даниловского и Северо-Даниловского месторождений). Амплитуды перепада толщин составляют 10–30 м, что сопоставимо с детальностью сейсмических исследований.

Тектонические нарушения типа «сброс» установлены авторами статьи между скважинами 3926 и 3913; 3917Е и 3914; 3914 и 11012Р; 11012Р и 2915Е; 2915Е и 3916; 3916 и 3912 (см. рис. 8).

Структурный план Северо- и Западно-Семивидовского поднятий по отражающему горизонту А представляет совокупность сложнопостроенных положительных и отрицательных структур разного ранга, контролируемых системой дизъюнктивных дислокаций (рис. 9). Как видно из временного сейсмического разреза по линии L560, эти разломы определяются по смене осей синфазности и выделены авторами статьи как на сейсмических профилях (рис. 10), так и по результатам корреляции разрезов скважин (см. рис. 8).

По сейсмическим данным в доюрском основании первоначально выделено только два главных направления нарушений: северо-восточное (около 50°), приуроченное к осевой линии Семивидовского поднятия, и северо-западное (рис. 11). По кинематическому типу тектонические нарушения отнесены к сбрососдвигам. Разломы, выделенные по результатам корреляции в районе скважин 11010Р, 11012Р и 11006П (субмеридионального направления с северо-запада на юго-восток), разделили залежь пласта П Северо-Семивидовского месторождения на 4 блока (см. рис. 11).

Более того, эти изменения контролируются зонами распространения останков доюрского основания, которые вместе с разломами делят залежь на 4 блока (см. рис. 11). Если центральный блок отделяется от западной залежи останцом, то резкое блоковое изменение толщин, в соответствии с детальной корреляцией разрезов скважин, позволяет провести разлом между скважинами 3914 и 11012Р. По существу он является продолжением еще одного останца между скважинами 3914 и 3917. Другое разрывное нарушение следует провести между скважинами 3912 и 3916 как продолжение выделяемого несколько южнее этих скважин следующего останца. Вместе с этим нарушением они отделяют северо-восточный блок залежи.

Учитывая важность прослеживания пласта П в процессе детальной корреляции разрезов скважин, необходимо выявить коррелируемость разреза доюрского основания и проследить элементы блокового строения не только пласта П, но и нижележащих пород доюрского основания. Это вызвано тем, что на Даниловском месторождении, где породы доюрского основания и кора выветривания также коррелируют, активно разрабатывается кора выветривания. Палеозойский возраст этих пород и их коррелируемость на Северо-Семивидовском месторождении не исключают возможности обнаружения здесь залежей нефти.

Таким образом, на основе детальной корреляции разрезов скважин исследуемую залежь месторождения следует разделить на две самостоятельные



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 8. Карта прогнозных толщин пласта II (по материалам 3Д СП 2/10-11, 2016)
Fig. 8. Map of the Layer II predicted thickness (according to 3D SP 2/10-11, 2016)

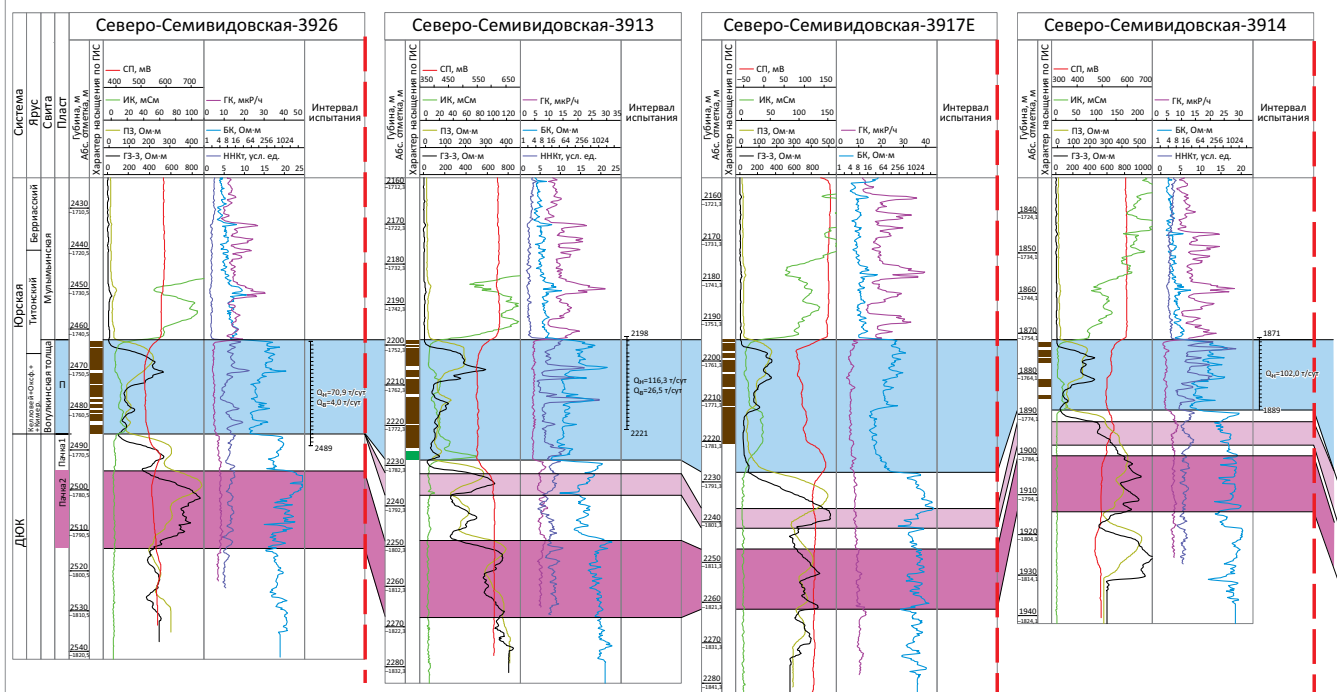
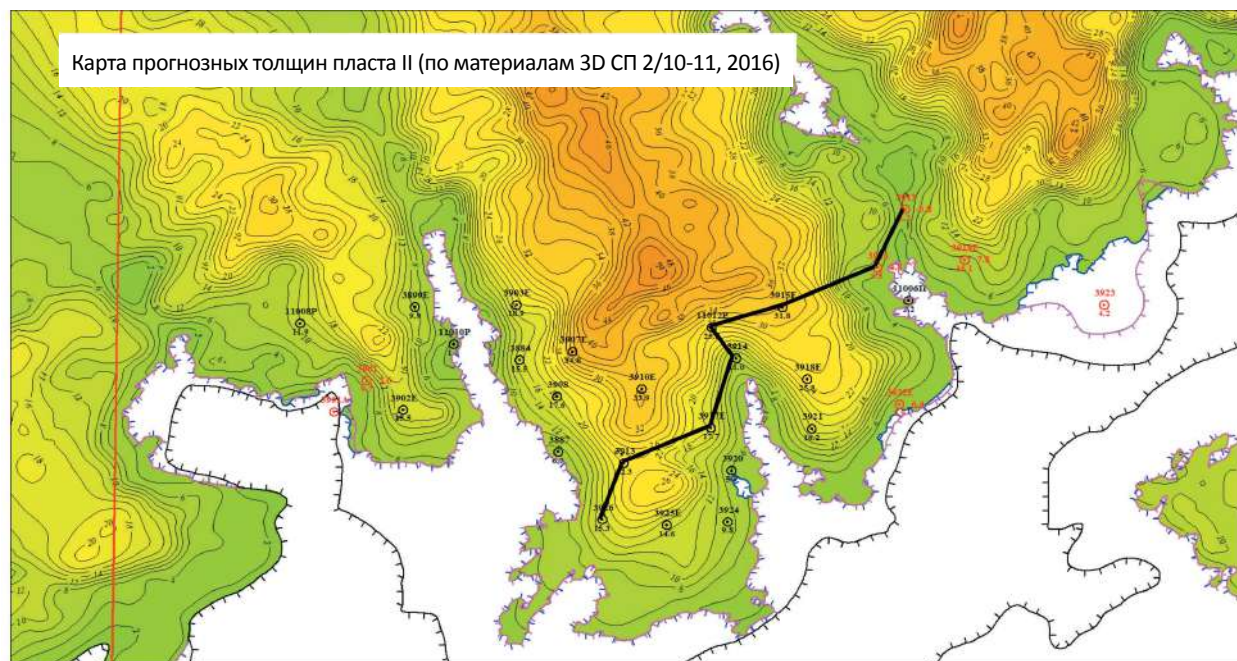
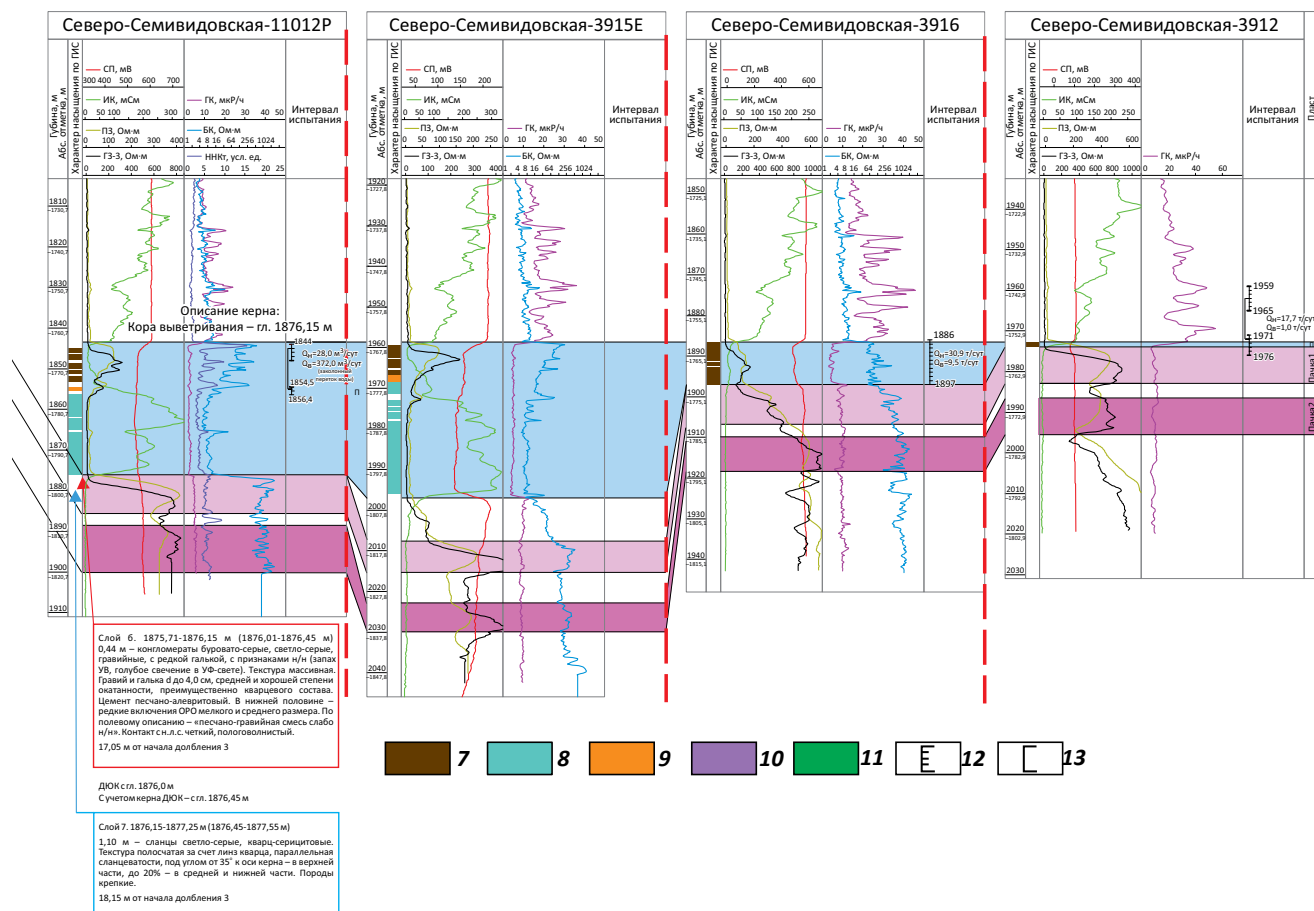


Рис. 8, окончание

Fig. 8, end.



Скважины при построении карты прогнозных эффективных толщин (1, 2): 1 — не участвующие (невязка прогнозных и фактических значений эффективных толщин $H_{эф}$, эффективная толщина), **2** — учтенная (эффективная толщина, $H_{эф}$); **3** — изопахиты эффективных толщин, м; **линии (4–6): 4** — предполагаемая замещения коллекторов пласта П, **5** — учтенная замещения коллекторов пласта П, **6** — предполагаемая выклинивания пласта П; **7** — нефть; **8** — вода; **9** — нефть + вода; **10** — вода + нефть; **11** — неясно; **интервалы (12, 13): 12** — перфорации при испытании, **13** — при испытании КИИ

Wells used in building a predicted net thickness map (1, 2): 1 — not used (misfit of the predicted and actual net thickness values H_{net} , net thickness), **2** — considered (net thickness, H_{net}); **3** — net thickness isopachs, m; **lines (4–6): 4** — supposed reservoir П limits, **5** — considered reservoir П limits, **6** — supposed pinch-out of reservoir П; **7** — oil; **8** — water; **9** — oil + water; **10** — water + oil; **11** — unclear; **intervals (12, 13): 12** — perforation when testing, **13** — testing with formation tester set

залежи, причем основная залежь состоит из трех блоков, разделенных, по всей видимости, проницаемыми разломами. Схема обоснования водонефтяного контакта этому не противоречит и свидетельствует о блоковом характере условий залегания пласта П Северо-Семивидовского месторождения.

Южно-Табанганское месторождение в административном отношении расположено на территории Парабельского района Томской области, на границе Межевского и Пудинского нефтегазоносных районов (рис. 12). В тектоническом плане оно приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему юго-восточную часть Табанганской мегаседловины. Породы фундамента, коры выветривания и нижнеюрские отложения нарушены многочисленными

малоамплитудными разрывными нарушениями с субвертикальными поверхностями сместителей. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях складчатого фундамента, датируемого нижним девонem. Залежи нефти тяготеют к пластам M_1^1 , M_2^1 и M_3^1 .

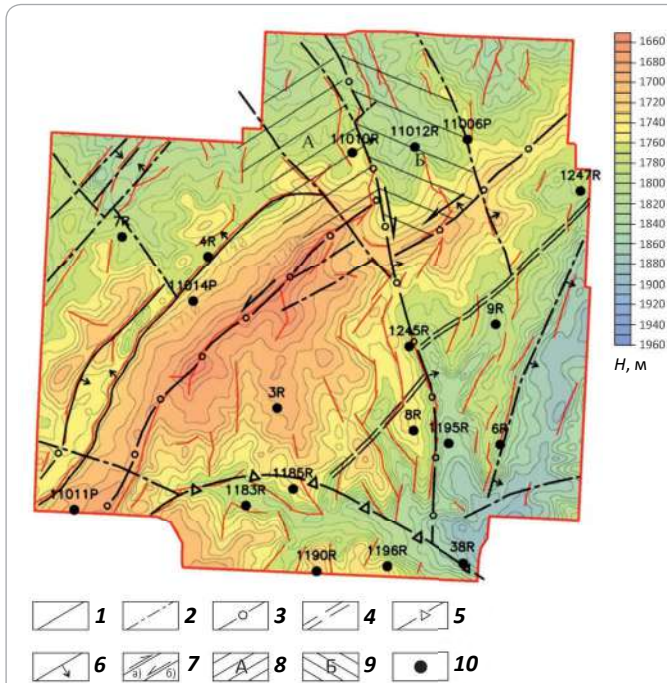
На участке открыто четыре месторождения УВ-сырья: Южно-Табанганское, Смоляное, Солоновское нефтяные и Кулгинское нефтегазоконденсатное.

По состоянию на 01.01.2016 г. в Государственном балансе числятся запасы нефти и растворенного газа трех пластов Южно-Табанганского месторождения — M_1^1 , M_2^1 , M_3^1 . В 2000 г. единый пласт M_1 разделен на три подсчетных объекта в предыдущем оперативном

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 9. Тектоническая модель, построенная по результатам комплексной интерпретации сейсмических данных (основа — структурная карта по отражающему горизонту А)

Fig. 9. Tectonic model created on the results of seismic data integrated interpretation (background is a depth map over the Reflector A)



Разломы (1–4): 1 — откоррелируемые, 2 — предполагаемые по комплексам параметров, 3 — основные (главные) участка, 4 — крупная зона разлома в фундаменте; 5 — северный фрагмент кольцевой локальной аномалии; 6 — направление падения смесителей; 7 — сдвиги: а — правые, b — левые; 8 — область присдвигового напряжения; 9 — область присдвигового сжатия; 10 — скважины

Faults (1–4): 1 — correlated, 2 — supposed in accordance with the parameter sets, 3 — major (main) in the area, 4 — large fault zone in the basement; 5 — northern fragment of local ring anomaly; 6 — fault plane dip direction; 7 — strike-slip faults: a — right-slip fault, b — left-slip fault; 8 — pull-apart area; 9 — area of strike-slip contraction; 10 — wells

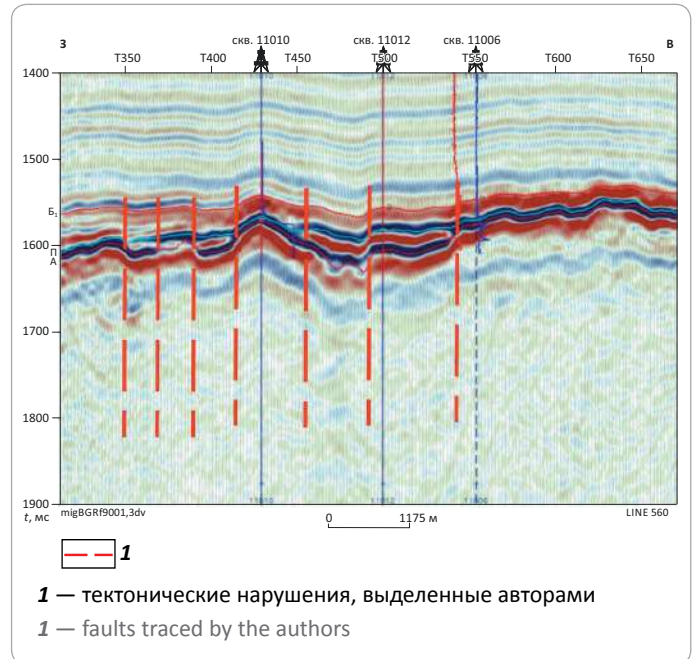
подсчете запасов, который выполнен по результатам бурения скв. 137R. Одной из целей бурения этой скважины было изучение высоты залежи пласта M_1 , поэтому она была углублена в отложения фундамента на 123 м — максимальную глубину всех пробуренных на месторождении скважин. Пробуренные ранее скважины охарактеризовали отложения фундамента на вертикальную глубину от 34 м (скв. 204) до 75 м (скв. 206).

Особенность ловушек УВ верхней части доюрских пород данного региона заключается в том, что они приурочены к эрозионно-тектоническим выступам, образовавшимся в результате проявления избирательной эрозии пород и дизъюнктивной тектоники.

Коллекторские свойства доюрских пород месторождений, приуроченных к нефтегазоносному

Рис. 10. Временные сейсмические разрезы по линии L560 с выделенными тектоническими нарушениями

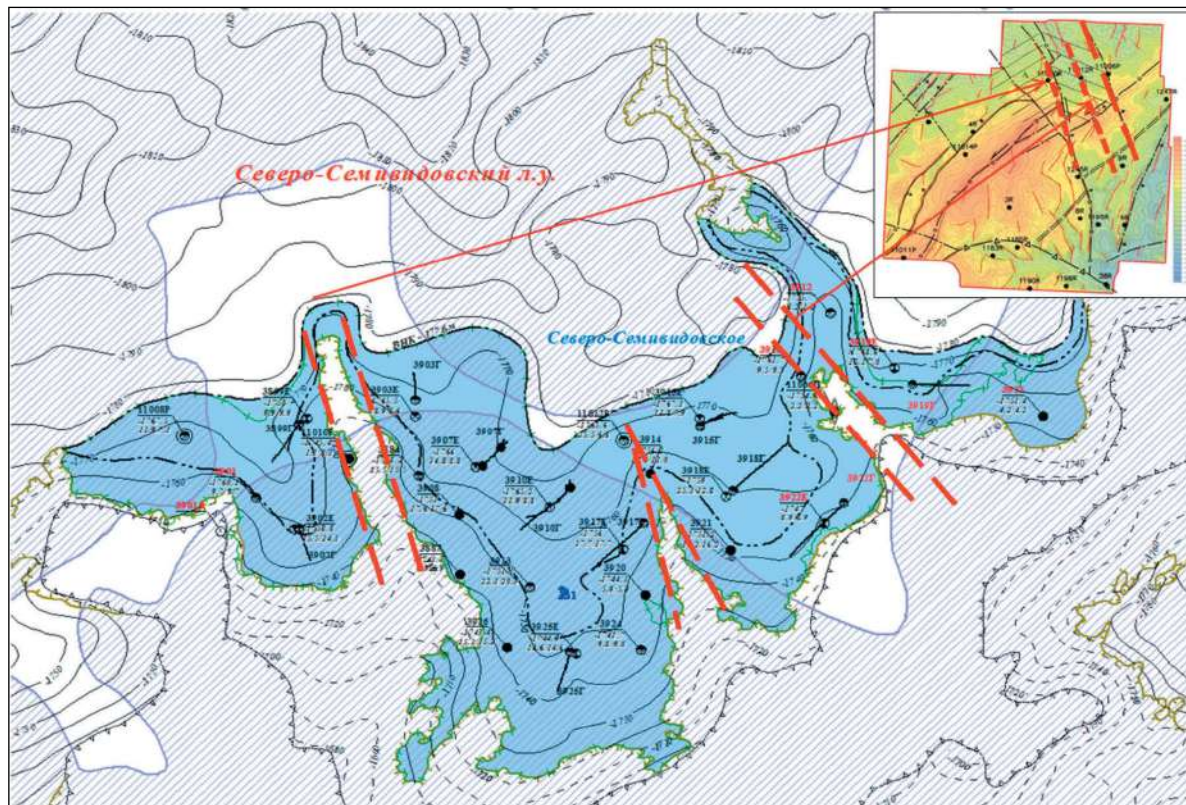
Fig. 10. Seismic time sections along the line L560 and the same with the faults traced



горизонту зоны контакта, определяются вторичной пористостью и проницаемостью. В процессе регионального прогибания Западно-Сибирской плиты коры выветривания были погребены до глубины 1500–2000 м. Они претерпели не только уплотнение, но и эпигенетические преобразования различной интенсивности. Вторичные минералы частично или полностью могут заполнять поры и трещины, возникшие в процессе гипергенеза. В то же время, например, в карбонатных породах за счет процессов доломитизации (перекристаллизации), выщелачивания и трещиноватости образуются вторичные пористость и проницаемость.

Южно-Табаганское месторождение нефти приурочено к эрозионно-тектоническому выступу, осложненному дизъюнктивными нарушениями. Продуктивные доломитизированные известняки нижнего девона. Коллекторы каверново-порово-трещинные, сформировавшиеся в результате вторичной доломитизации. Развитие процессов перекристаллизации должно иметь региональный масштаб. Следовательно, можно ожидать, что в палеозойских отложениях будут доминировать новообразованные поры и каверны, а большая часть пустот стадии седиментогенеза будет уничтожена. Поэтому можно судить об отсутствии прямой связи между фациальной зональностью и коллекторскими свойствами. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород определяются уровнем развития постседиментационных преобразований (в первую очередь перекристаллизацией и доломитизацией) и степенью глинистости пород, так как наличие этой составляющей снижает

Рис. 11. Геологическая модель залежи пласта П Северо-Семивидовского месторождения
Fig. 11. Geological model of П reservoir, North Semivodovsky field



Усл. обозначения см. на рис. 9, 10

See Legend in Fig. 9, 10

их растворимость. В результате многофазности формирования подобных коллекторов образовались участки с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, выделяемые по результатам испытаний и исследования керна.

Залежь вскрыта восемью скважинами — одной поисковой, двумя разведочными и пятью эксплуатационными.

В скважинах Южно-Табаганского месторождения получены довольно высокие дебиты. Так, в скв. 130P (первооткрывательнице) при испытании в открытом стволе в интервале 2981–3012 м (абсолютная отметка –2844,8...–2875,8 м) получены безводные притоки нефти 266 м³/сут на 9-миллиметровом штуцере и 543 м³/сут на 17-миллиметровом штуцере. В разведочной скв. 137R при поинтервальных испытаниях нефтенасыщенных коллекторов получены дебиты безводной нефти от 204 м³/сут на 8-миллиметровом штуцере (интервал перфорации 3046–3051 м, абсолютная отметка –2908,9...–2913,9 м) до 432 м³/сут на 12-миллиметровом штуцере (открытый ствол 2964–3011 м, абсолютная отметка –2826,9...–2873,9 м).

В эксплуатационных скважинах, работающих преимущественно в режиме фонтанирования, получены притоки нефти с водой. Стартовые дебиты

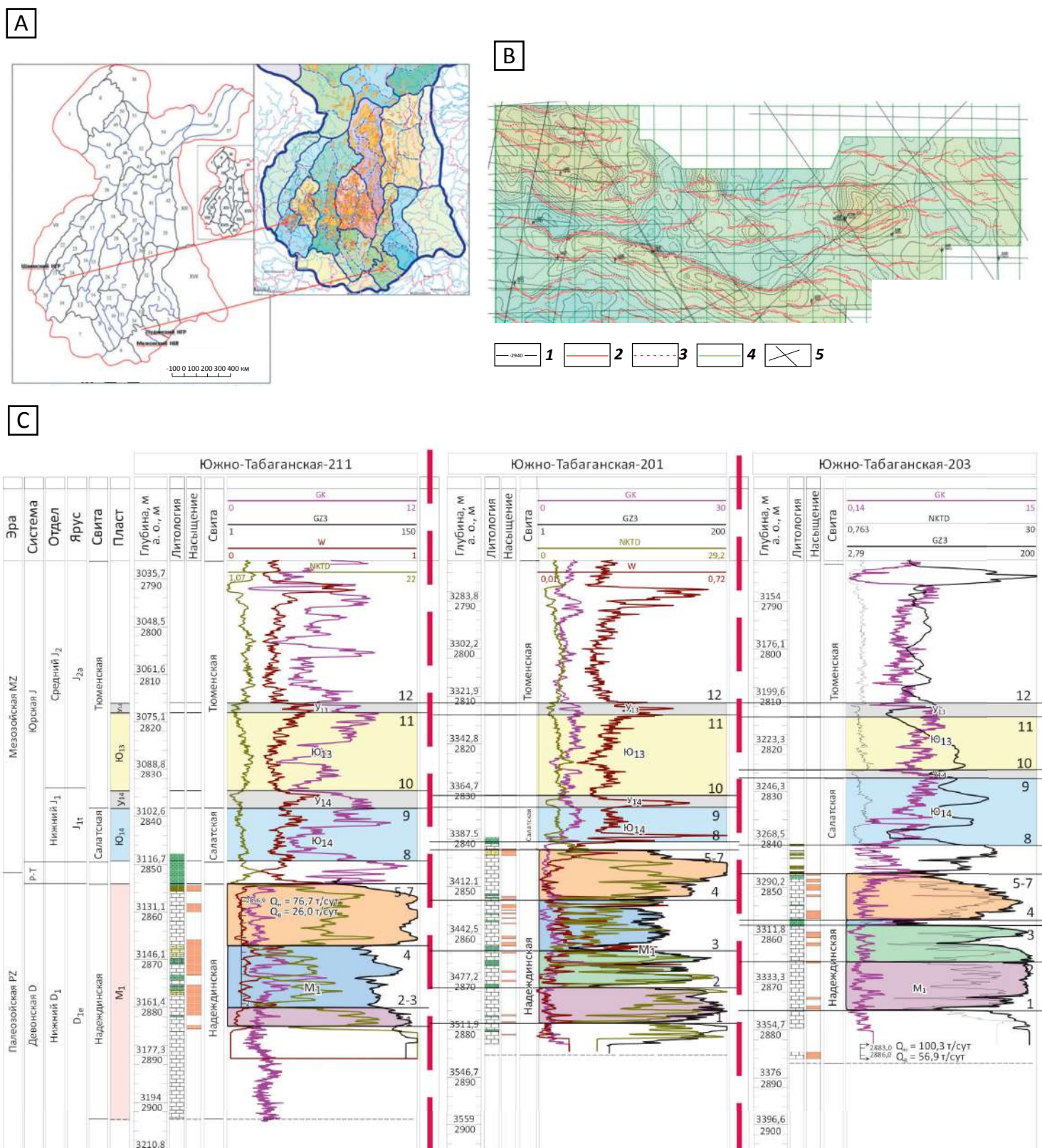
нефти составили от 58,3 т/сут (скв. 206) до 102,3 т/сут (скв. 204), обводненность по скважинам изменяется от 4 % (скв. 201) до 36 % (скв. 203).

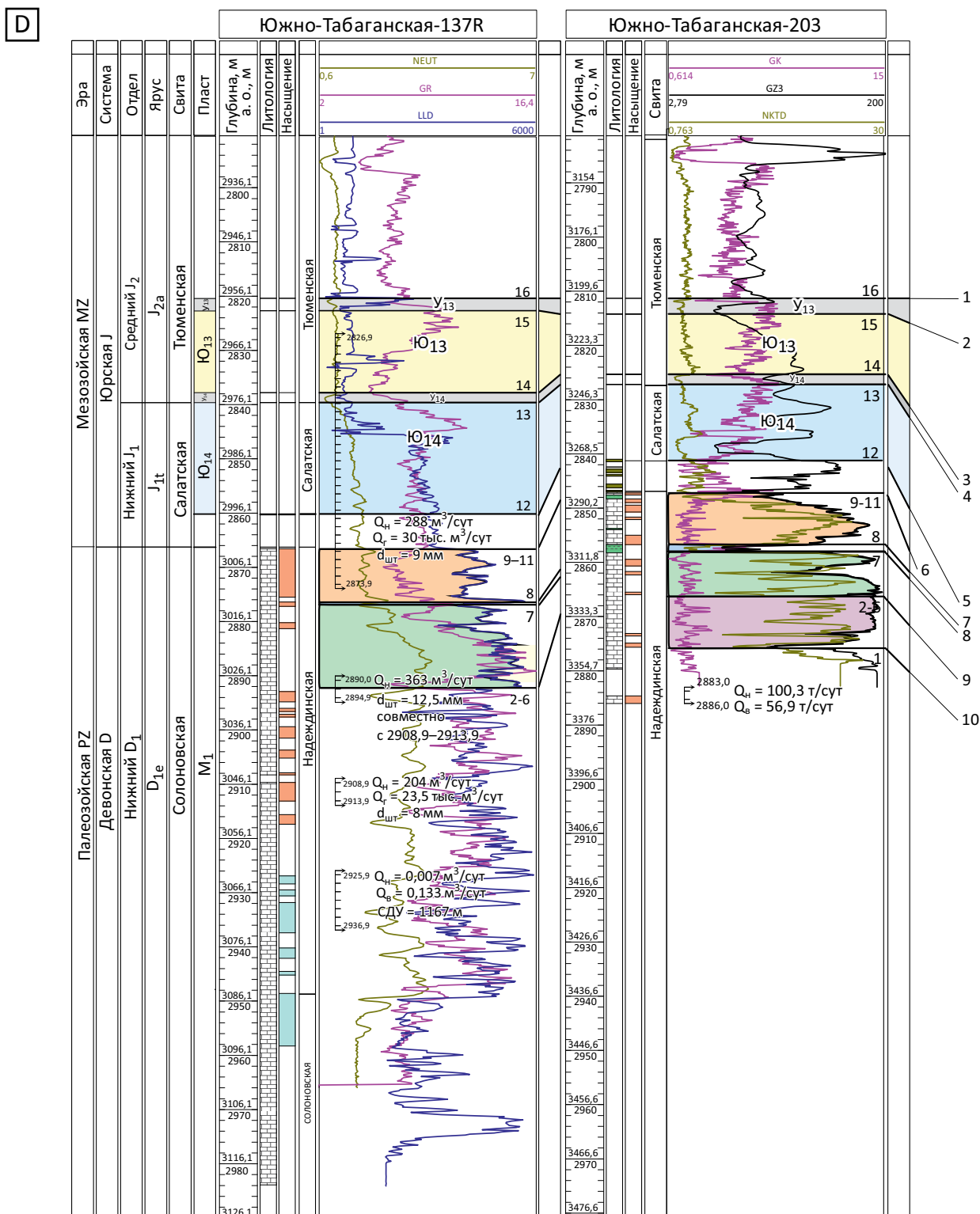
Скважины, пробуренные у основания склона эрозионно-тектонического выступа (202ST2, 133R, 136R), вскрыли непроницаемые отложения фундамента. Такая закономерность, вероятно, объясняется меньшими интенсивностью и глубиной выветривания карбонатов в пониженных участках палеорельефа, в том числе под влиянием покрова переотложенных пород фундамента (коллювия), сыгравших для коренных пород роль «изолятора» от гипергенеза. Не исключено, что подобная «оторочка» непроницаемых разностей пород фундамента окружает залежь Южно-Табаганского месторождения по всему периметру. Для оконтуривания зон отсутствия коллекторов применялись материалы сейсморазведки 3D.

Согласно структурной карте по отражающему горизонту F₂, территория разбита многочисленными тектоническими нарушениями (см. рис. 12). Результаты корреляции отложений коры выветривания и доюрского основания, представленные по линии скважин 211 – 201 – 203 и 137R – 203 – 205R – 206 – 136R, показывают, что геологические разрезы коррелируют. По изменению толщин пачек, выделенных при

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

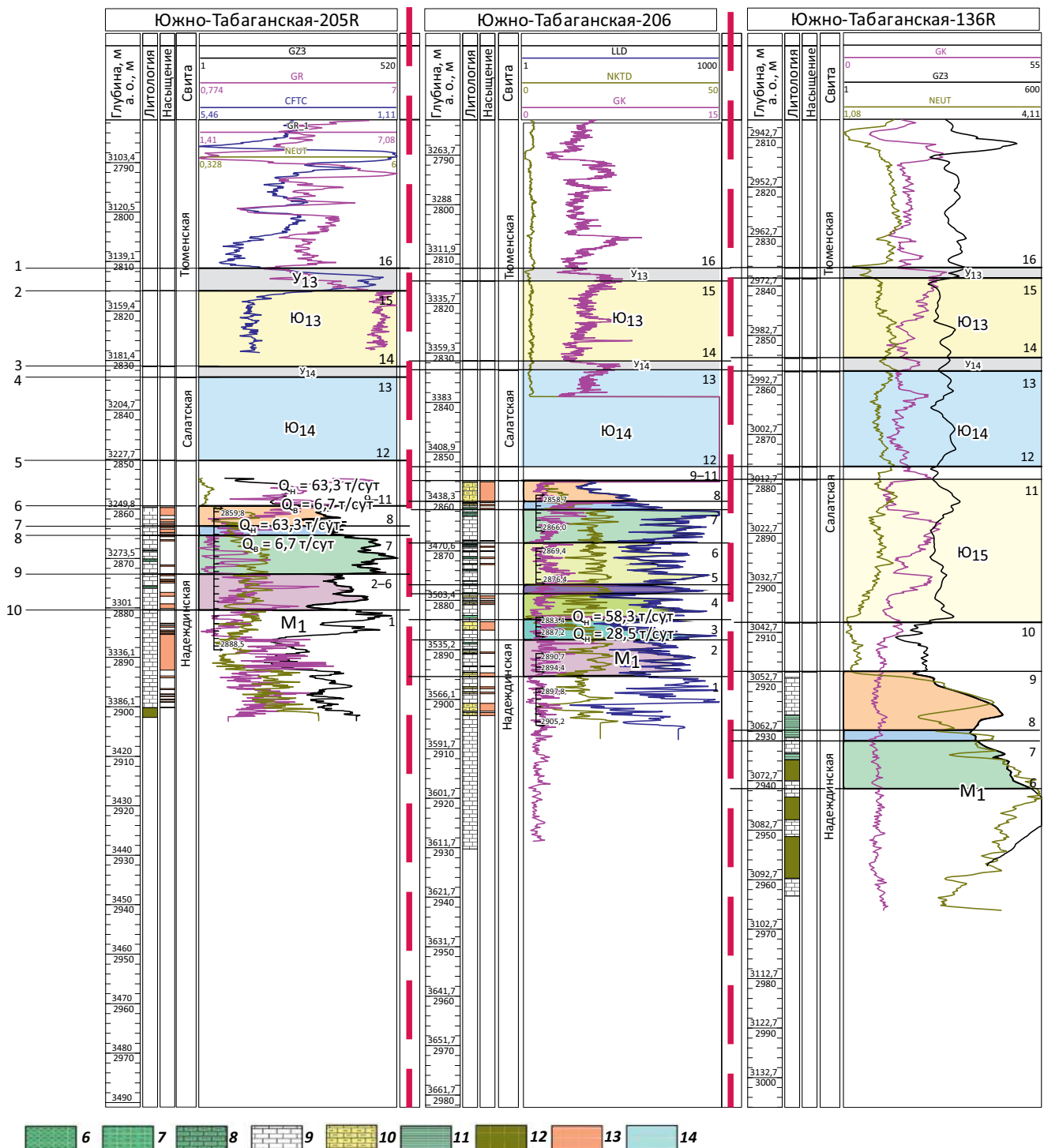
Рис. 12. Южно-Табаганское месторождение*
Fig. 12. South Tabagansky field*





METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 12., продолжение
Fig. 12, cont.



А — карта нефтегазгеологического районирования Западно-Сибирской НГП (по данным НАЦ РН им. В.И. Шпильмана); В — структурная карта по отражающему горизонту F_2 , представляющему эрозионную, сложнотифференцированную поверхность доюрского фундамента; С — корреляция разрезов скважин 211 – 201 – 203; D — корреляция разрезов скважин 137 R – 203 – 205R – 206 – 136R.

1 — изогипсы по отражающему горизонту F_2 , приуроченные к эродированной поверхности доюрских отложений; 2 — тектонические нарушения; 3 — предполагаемые тектонические нарушения; 4 — контур съемки сейсмических работ 3D; 5 — линии профилей 2D; породы (6–11): 6 — аргиллит, 7 — аргиллит кавернозный, 8 — известняк глинистый, 9 — известняк, 10 — известняк трещиноватый, 11 — мергель; 12 — неясен как коллектор; 13 — нефть; 14 — вода

Рис. 12., окончание
Fig. 12, end.

A — map of hydrocarbon geological zoning of the West Siberian Petroleum Province (according to Shpilman Center); B — depth map over the Reflector F2, (highly differentiated erosion surface of the pre-Jurassic basement); C — correlation of 211 – 201 – 203 wells; D — correlation of 137 R – 203 – 205R – 206 – 136R wells

1 — structural contours of Reflector F₂, associated with the eroded surface of the pre-Jurassic deposits; 2 — faults; 3 — supposed faults; 4 — 3D survey area; 5 — 2D seismic lines; rocks (6–11): 6 — claystone, 7 — cavernous claystone, 8 — argillaceous limestone, 9 — limestone, 10 — fissured limestone, 11 — marl; 12 — unclear as reservoir; 13 — oil; 14 — water

корреляции или их отсутствию, можно установить амплитуды разломов, которые для данного месторождения изменяются от 7 до 40 м.

Выводы

Особенности залегания и распространения отложений коры выветривания и доюрского основания изучаемых месторождений Шаимского нефтегазодносного района можно распространить на аналогичные породы соседних НГР, в частности Пудинского и Межевского НГР.

Отложения коры выветривания и доюрского основания неравномерно залегают на отложениях фундамента, подвержены тектоническим нарушениям, однако разрезы скважин коррелируют между собой.

Результаты корреляции разрезов скважин коры выветривания и доюрского основания позволят выявлять нефтеперспективные зоны, качественно дифференцировать разрезы эксплуатационных скважин, в которых керновый материал чаще всего отсутствует.

Согласно исследованиям керна и геофизическим характеристикам, коллекторские свойства этих пород улучшаются снизу вверх по разрезу от подошвы к кровле. В этом же направлении увеличивается количество органического вещества, в керне присутствуют выпоты нефти, угольный материал. Притоки нефти получены из метаморфизованных пород низов осадочного чехла, которые являются наиболее нефтеперспективными.

Литература

1. Журавлев Е.Г., Лапинская Т.А., Файн Ю.Б. Газонефтеносность коры выветривания фундамента Шаимского района // Геология нефти и газа. — 1973. — № 6. — С. 9–14.
2. Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. — 1999. — № 11–12. — С. 22–30.
3. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Староверов В.М., Кузнецова Г.П., Саакян М.И., Потемкин Г.Н., Руднев С.А., Шалупина А.В., Исянгулова Н.Р., Качкина Е.А., Катаев А.О., Ямпольская Е.Н., Семьянов К.Г., Скачек К.Г., Арефьев С.В., Папухин С.П., Урсегов С.О., Фурман Н.Ф., Зырянов С.А., Вологодский Д.В. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин / Под ред. И.С. Гутмана. — М.: Недра, 2013. — 112 с.
4. Гутман И.С., Кузнецова Г.П., Скоробогатько А.В. Методика корреляции отложений коры выветривания и доюрского основания // Недропользование XXI век. — 2015. — № 7. — С. 18–31.

References

1. Zhuravlev E.G., Lapinskaya T.A., Fain Yu.B. Gas and oil presence in the weathering crust of the basement (Shaimsky region). *Geologiya nefi i gaza*. 1973;(6):9–14.
2. Syngaevskii P.E., Khafizov S.F. Formation of a weathering crust in sedimentation cycle of the West Siberian basin. *Geologiya nefi i gaza*. 1999;(11–12):22–30.
3. Gutman I.S., Balaban I.Yu., Staroverov V.M., Kuznetsova G.P., Saakyan M.I., Potemkin G.N., Rudnev S.A., Shalupina A.V., Isyangulova N.R., Kachkina E.A., Kataev A.O., Yampol'skaya E.N., Semyanov K.G., Skachek K.G., Aref'ev S.V., Papukhin S.P., Ursegov S.O., Furman N.F., Zyryanov S.A., Vologodskii D.V. Recommended practices for well log correlation. In: I.S. Gutman, ed. Moscow: Nedra; 2013. 112 p.
4. Gutman I.S., Kuznetsova G.P., Skorobogat'ko A.V. Methods of correlation deposits weathering crust and pre-Jurassic basement. *Nedropolzovanie XXI vek*. 2015;(7):18–31.

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

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

© К.Л. Пак
Республика Саха (Якутия), гора Красивая, 2014 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

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

© K.L. Pak
The Sakha (Yakutia) Republic, mount Krasivaya, 2014

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