

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

6'2018

*Тектоническое строение и нефтегазоносность
осадочного чехла Западной Арктики
и сопредельных регионов (стр. 5)*

*Перспективы нефтеносности
центральных районов Западной Якутии (стр. 63)*

*Причины образования нефтенасыщенных
низкоомных коллекторов (стр. 129)*



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

Петерсиль 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.dmtng.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: mtrigoriev@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,
ИНГ 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@mntr.gov.ru

Прищепа О.М.

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

Сидоренко Св.А.

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

Скороображенов В.А.

Доктор геолого-минералогических наук,
Центр «Газовые ресурсы», ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: v_skorobogatov@vniiigaz.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 Petersilie,
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 "Dalmorneftegeophysika" 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: m.grigoriev@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 "VNIGNI", St. Petersburg, Russian Federation,
e-mail: ins@vnigni.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 VNIGAZ",
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

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

- 5 **В.С. Шеин, А.В. Алференок, С.А. Каламкаров, А.А. Книппер, В.А. Шеин.** Тектоническое строение и нефтегазоносность осадочного чехла Западной Арктики и сопредельных регионов
- 35 **Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина.** Литолого-палеогеографические реконструкции юрского периода севера Западно-Сибирского осадочного бассейна

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРР

- 63 **В.С. Ситников, К.А. Павлова, Р.Ф. Севостьянова.** Перспективы нефтеносности центральных районов Западной Якутии
- 73 **Н.И. Немцов, Б.А. Соловьев.** Перспективы нефтегазоносности эйфельских карбонатных отложений зоны сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

- 81 **В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, М.В. Соловьев, О.А. Локтионова.** Геологическое строение и сейсмогеологические критерии картирования нефтегазоперспективных объектов нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины
- 97 **В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, А.С. Недосекин, А.В. Лукашов, О.А. Смирнов, Е.В. Мартынова, А.В. Погребецкий.** Уточнение геологической модели и перспектив нефтегазоносности Лудловского лицензионного участка акватории Баренцева моря по данным сейсморазведки МОГТ-3Д

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

- 109 **А.П. Афанасенков, А.Л. Петров, Э.М. Грайзер.** Геохимическая характеристика и нефтегазогенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей

КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

- 129 **И.А. Мельник.** Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов
- 137 **И. Юсеф, В.П. Морозов, М. Эль-Кади.** Диагенетические глинистые минералы в песчаных резервуарах верхнетриасовых отложений грабена Евфрат (Сирия)

CONTENTS

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

- 5 **V.S. Shein, A.V. Alferenok, S.A. Kalamkarov, A.A. Knipper, V.A. Shein.** Sedimentary cover of the Western Arctic and neighbouring regions: tectonic framework and petroleum potential
- 35 **G.G. Shemin, V.A. Vernikovskiy, V.I. Moskvin, L.G. Vakulenko, E.V. Deev, N.V. Pervukhina.** Lithologic and paleogeographic reconstructions of Jurassic system in West Siberian sedimentary basin

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

- 63 **V.S. Sitnikov, K.A. Pavlova, R.F. Sevost'yanova.** Oil potential of the central part of the Western Yakutia
- 73 **N.I. Nemtsov, B.A. Soloyev.** Petroleum potential of the Eifelian carbonate formations in the zone of Buzuluksky and Pre-Caspian depressions juncture

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

- 81 **V.A. Kontorovich, L.M. Kalinina, A.Yu. Kalinin, M.V. Solov'ev, O.A. Laktionova.** Geological structure and geoseismic criteria of petroleum prospects mapping of the Lower Jurassic formations of the Ust-Tym megadepression
- 97 **V.N. Borodkin, A.R. Kurchikov, A.S. Nedosekin, A.V. Lukashov, O.A. Smirnov, E.V. Martynova, A.V. Pogretskiy.** More precise definition of geological model and petroleum potential according to 3D CDP seismic data: Ludlovsky license Area in the Barents Sea waters

GEOCHEMICAL SURVEYS

- 109 **A.P. Afanasenkov, A.L. Petrov, E.M. Grayzer.** Geochemical description and oil-and-gas generation potential of Mesozoic formations within the Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions

OIL AND GAS RESERVOIRS

- 129 **I.A. Mel'nik.** Reasons for formation of low-resistivity oil saturated reservoirs
- 137 **I. Yousef, V.P. Morozov, M. El-Kadi.** Diagenetic clay minerals in Upper Triassic sand reservoirs of the Euphrates Graben (Syria)

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

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

ВАЖНЫЕ ДАТЫ

Для докладчиков:
1 мая
15 сентября
15 октября
1 ноября
25 апреля
1 ноября
25 декабря
4-7 февраля
25 апреля
25 августа
25 октября

Для участников конференции:
Открытие регистрации
Окончание льготной регистрации
Окончание предварительной регистрации
Регистрация на месте
Для участников выставки:
Начало приема заявок на выставку
Окончание бронирования выставочных площадей по льготной цене
Окончание бронирования выставочных площадей

ВАЖНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

Даты проведения	4-7 февраля 2019 г
Место проведения	Центр международной торговли, Москва
Ожидаемое количество участников	1500
Площадь выставки	1500 м ²



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



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



Общественная организация
Российское геологическое общество (РОСГЕО)

Тектоническое строение и нефтегазоносность осадочного чехла Западной Арктики и сопредельных регионов

© 2018 г. | В.С. Шеин, А.В. Алференок, С.Л. Каламкаров, А.А. Книппер, В.А. Шеин

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; sheinvs@mail.ru; alferenok@mail.ru; kalamkarov@vnigni.ru; knipper@vnigni.ru; vashein@mail.ru

Поступила 10.05.2018 г.

Принята к печати 13.08.2018 г.

Ключевые слова: Западная Арктика; осадочный чехол; тектонические комплексы; классификация структур; перспективы нефтегазоносности.

Осадочный чехол рассматриваемого региона накапливался в пределах рифтов (континентальных и океанических), надрифтовых депрессий, пассивных континентальных палеоокраин, предорогенных прогибов и других структур, образуя структуры от крупнейших (площадью 200–5000 тыс. км²) до небольших (площадью 0,32–0,013 тыс. км²) и мелких (площадью 0,013–0,0005 тыс. км²). Разработана классификация структур региона. Составлены карты размещения крупнейших, крупных, средних и небольших структур Западной Арктики. Установлено, что уникальные по запасам месторождения углеводородов связаны со средними структурами III и IV порядков, крупные — IV и V, средние — с небольшими структурами V и VI порядков, мелкие — VI–VIII порядков. Оценены перспективы нефтегазоносности осадочного чехла. Наиболее перспективны разрезы эпирифтового комплекса, в меньшей мере — рифтового и предрифтового комплексов. Намечена очевидность освоения наиболее перспективных структур шельфа Баренцева моря: 1 — рифовые и органогенные постройки и структуры Владимирская и Восточная Кольско-Канинской пассивной окраины; 2 — свод Федынского, 3 — Лунинская; 4 — Адмиралтейская структуры и на шельфе Карского моря: 1 — Нярмейская и Скуратовская, 2 — Северо-Харасавейская, 3 — Рогозинская и Викуловская, 4 — Западно-Шараповская структуры. Классификацию структур осадочного чехла предлагается использовать при проведении нефтегазоисковых работ и оценке ресурсов углеводородов различных регионов России.

Для цитирования: Шеин В.С., Алференок А.В., Каламкаров С.Л., Книппер А.А., Шеин В.А. Тектоническое строение и нефтегазоносность осадочного чехла Западной Арктики и сопредельных регионов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 5–33. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-5-33.

Sedimentary cover of the Western Arctic and neighbouring regions: tectonic framework and petroleum potential

© 2018 | V.S. Shein, A.V. Alferenok, S.L. Kalamkarov, A.A. Knipper, V.A. Shein

ФГБУ «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia; sheinvs@mail.ru; alferenok@mail.ru; kalamkarov@vnigni.ru; knipper@vnigni.ru; vashein@mail.ru

Received 10.05.2018

Accepted for publication 13.08.2018

Key words: Western Arctic; sedimentary cover; tectonic complexes; classification of structures; petroleum potential.

Sedimentary cover of the region under consideration was accumulated within continental and oceanic rifts, above-rift depressions, passive continental paleo-margins, pre-orogenic troughs, etc., forming structures from the largest (acreage 200–5000 thousand km²) to moderate (0.32–0.013 thousand km²) and small (0.013–0.005 thousand km²). Classification of structures in Western Arctic Region and neighbouring territories according to size and formation conditions is developed. Structures of sedimentary cover and deep plate tectonic structures are assigned to separate classes. Structures of sedimentary cover are classified into 5 ranks and 10 orders according to their scale. Deep plate tectonic structures are classified into 2 ranks and 4 orders. Maps of the largest, large, medium, and small structures of Western Arctic are created. It is found that fields containing unique HC reserves are associated with medium structures of III and IV order, large — IV and V, medium — with moderate structures of V and VI order, and small — VI–VIII orders. Petroleum potential of sedimentary cover is evaluated. Sections of epirift tectonic complex, West Siberian, and Barents megadepressions are most promising, as well as rift and passive-margin complexes of the Timan-Pechora passive continental paleo-margin. Rift and pre-rift complexes of West Siberian and Barents above-rift megadepressions are less promising. Prospects of deepwater depressions within the Arctic mega-basin are minor, except for the eastern Pre-Laptev Sea closing. Exploration priority for the most promising structures in the Barents Sea shelf is outlined as follows: 1 — reef and organogenic buildups and structures: Vladimirsky and Vostochny (Kola-Kaninsky passive margin); 2 — Fedynsky arch; 3 — Luninsky; 4 — Admiralteisky structure; and on the Kara Sea shelf the structures are: 1 — Nyarmeisky and Skuratovsky; 2 — North Kharasaveisky; 3 — Rogozinsky and Vikulovsky; 4 — West Sharapovsky. We propose to use the classification of sedimentary cover structures in exploration and prospecting for oil and gas, and hydrocarbon resources assessment in different Russian regions.

For citation: Shein V.S., Alferenok A.V., Kalamkarov S.L., Knipper A.A., Shein V.A. Sedimentary cover of the Western Arctic and neighbouring regions: tectonic framework and petroleum potential. Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology. 2018;(6):5–33. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-5-33.

Характеристика структур и нефтегазоносность осадочного чехла Западной Арктики описаны в многочисленных работах, в том числе Д.А. Асташьева, А.П. Афанасенкова, В.А. Балдина, В.А. Басова, Н.А. Богданова, В.И. Богоявленского, М.А. Вербы, В.А. Вержбицкого, В.С. Винниковского, В.А. Виноградова, И.Ю. Винокурова, В.П. Гаврилова, И.С. Грамберга, Л.П. Зоненшайна, Б.И. Кима, К.А. Клещева, А.Э. Конторовича, В.А. Конторовича, К.Н. Кравченко, Н.А. Малышева, Л.С. Маргулиса, В.Н. Мартиросяна, А.М. Никишина, Ю.П. Погребицкого, Б.В. Сенина, В.А. Скоробогатова, О.И. Супруненко, А.В. Ступаковой, В.В. Харахинова, Э.В. Шипилова ([1–38] и др.). Большинство из них были учтены при написании данной статьи.

Авторами статьи ранее были опубликованы работы, посвященные плитотектоническому районированию [30], характеристике строения и нефтегазоносности фундамента Западной Арктики и сопредельных регионов [31]. На схеме плитотектонического районирования отображены глубинные плитотектонические структуры (палеоконтиненты, палеомезоконтиненты, палеомикроконтиненты, орогены столкновения, швы столкновения плит, трансформные разломы). В последующем на плитотектонической основе в пределах Западной Арктики выделены разные типы фундамента, охарактеризовано строение, возраст и оценены перспективы его нефтегазоносности. Рассмотрим строение, условия образования и нефтегазоносность структур осадочного чехла.

Строение структур осадочного чехла

Осадочный чехол Западной Арктики и сопредельных регионов накапливался в пределах рифтов (континентальных, океанических), надрифтовых прогибов и депрессий, пассивных континентальных палеоокраин, предорогенных прогибов и других, образуя структуры от крупнейших (площадью 200–5000 тыс. км²) до небольших (площадью 0,32–0,013 тыс. км²). Его формирование происходило в течение 5 главных этапов геодинамической эволюции региона: 1 — рифей-раннекембрийского; 2 — среднекембрий-раннедевонского; 3 — среднедевон-триасового; 4 — юрско-мелового; 5 — позднемел-раннекайнозойского ([16, 29] и др.).

В строении осадочного чехла большей части площади Западной Арктики участвуют два основных структурных этажа. Нижний этаж представлен слабометаморфизованными, слабодислоцированными либо неметаморфизованными осадочно-вулканогенными породами, верхний — пологозалегающими, преимущественно осадочными образованиями. Структура, возраст, состав, нефтегазоносность верхнего этажа, как правило, хорошо изучены. Он имеет более широкое распространение по сравнению с нижним и залегает на нем с угловым несогласием. Породы нижнего этажа представлены неповсеместно.

В этой связи выделяются нефтегазоносные бассейны одноэтажного либо двухэтажного строения [32].

Мощность осадочного чехла меняется от десятков метров в районах неглубокого залегания фундамента (оceanические впадины, орогены столкновения плит и др.) до 20 км — в пределах пул-апарт-бассейнов (Восточно-Баренцевский, Енисей-Хатангский).

Возрастной диапазон осадочного чехла варьирует от позднего мела — кайнозоя (океанические котловины) до рифея (Мезенская пассивная палеоокраина) и зависит от типа крупных тектонических структур, в пределах которых образовался чехол. Возраст осадочного чехла арктических акваторий и прилегающей суши приведен в работах [15, 16, 18] и др.

Осадочный чехол, в первую очередь его нижний этаж, во многих случаях осложнен разломами — сбросами, взбросами, надвигами, сдвигами и др. Большинство из них проникает в фундамент, а некоторые имеют нижнекоровое заложение либо выполаживаются к поверхности Мохоровичча. Крупнейшие структуры осложнены глубинными разломами, например Хатангско-Ломоносовским трансформным разломом, крупными сдвигами, например Восточно-Таймырским, зонами надвигов, например Западно-Новоземельским. Глубинные разломы оказывают большое влияние на формирование осадочного чехла. Особо важны сбросы рифтовых зон, сдвиги, трансформные разломы. Например, Хатангско-Ломоносовский трансформный разлом способствовал формированию осадочного чехла Лаптевской зоны рифтов, глубинные разломы Южно-Карской рифтовой зоны — образованию крупной надрифтовой депрессии одноименного названия. Сбросы, сдвиги, надвиги, проникающие в фундамент, обуславливают формирование зон поднятий, валов, прогибов, впадин и др.

Структуры осадочного чехла различаются по размерам и условиям образования. В этой связи авторы статьи разработали классификацию структур рассматриваемого региона (табл. 1), которую рекомендуется использовать при составлении карт и схем других нефтегазоносных регионов России.

В соответствии с этой классификацией в пределах Западной Арктики и сопредельных регионов выделены крупнейшие, крупные, средние, небольшие и мелкие структуры. Крупнейшие структуры, в свою очередь, подразделяются на мегапорядковые и надпорядковые, крупные — на структуры I и II порядков, небольшие — на структуры IV–VI, мелкие — VII–VIII порядков. В пределах рассматриваемого региона насчитывается 56 крупнейших структур (в том числе 6 мегапорядковых и 50 надпорядковых), 185 — крупных (47 — I порядка, 138 — II), 667 — средних и небольших структур (332 — III порядка, 195 — VI, 136 — V). Мелких структур насчитывается более 1000.

По мнению авторов статьи, крупнейшие структуры сформировались за счет континентальных и океанических рифтовых систем (мегадепрессии и океанические мегакотловины). Крупные надпорядковые структуры образовались под влиянием континентальных рифтовых зон (надрифтовые депрессии, современные континентальные окраины), океанических рифтов (оceanические котловины и хребты), спрединга и последующего схождения и столкновения плит (трансформированная часть пассивных континентальных палеоокраин, предорогенные прогибы и крупнейшие впадины) (см. табл. 1).

Средние и небольшие структуры (III–VI порядков) являются частью крупнейших и крупных структур. Они возникли в разных геодинамических обстановках под влиянием рифтогенеза и расхождения, орогенеза и сжатия, сдвигово- и надсдвиговообразования и др. Естественно, что отобразить многие сотни разнорядковых структур на одной карте сложно. В этой связи авторы статьи построили три карты размещения структур осадочного чехла Западной Арктики — крупнейших, крупных, средних и небольших.

Крупнейшие и крупные структуры осадочного чехла. К крупнейшим мегапорядковым структурам Западной Арктики относятся надрифтовые мегадепрессии и океанические мегакотловины, сформировавшиеся над континентальными и океаническими рифтовыми системами. Их площадь колеблется от 1000 до 5000 тыс. км². Это Баренцевская и Западно-Сибирская мегадепрессии, Арктическая и Норвежско-Гренландская океанические мегакотловины (рис. 1).

Рифтовые системы, в свою очередь, состоят из рифтовых зон. Над рифтовыми зонами образовались крупнейшие надпорядковые структуры: надрифтовые депрессии, например Лаптевская, и океанические котловины, например Амундсенская, а перед орогенами столкновения плит — предорогенные прогибы, например Предуральский и др. (см. табл. 1).

Баренцевская надрифтовая мегадепрессия. Стратиграфический объем осадочного чехла мегадепрессии изменчив. Наиболее полно он представлен в крупных рифтах (рис. 2). При этом зоны развития относительно полного разреза занимают значительно меньшую часть площади мегадепрессии по сравнению с районами, где разрез существенно сокращен. К таким районам относятся межрифтовые приподнятые блоки фундамента ([29] и др.).

В пределах Баренцевской мегадепрессии выделяются Западно-Баренцевская и Восточно-Баренцевская рифтовые зоны, над которыми сформировано несколько эпирифтовых депрессий, прогибов и Центрально-Баренцевская зона поднятий (см. рис. 1).

Западно-Баренцевская рифтовая зона. Ее длина 800 км, ширина 200 км. Здесь распространены приподнятые межрифтовые блоки, узкораскрытие рифты

(см. рис. 2). Разрез отложений, выполняющих грабены в норвежском секторе моря, прослежен до отложений нижнего карбона — верхнего девона (Gabrielsen, 1990). При этом максимальные мощности приходятся на комплексы нижнего и среднего карбона, перми, триаса, с которыми связаны основные этапы рифтогенеза. Здесь установлены соляно-купольные структуры, соленосные горизонты которых относятся к карбону — перми. Крупные структуры Западно-Баренцевской рифтовой зоны показаны на рис. 3.

Центрально-Баренцевская зона поднятий имеет длину 1000 км, ширину 150–450 км. Она состоит из инверсионных валов (Меркунус-Бъярмеландский, Западно-Федынский и др.). Характерной особенностью зоны поднятий является ее расчленение серией поперечных субширотных грабенов на приподнятые блоки (свод Федынского, выступы Персейский, Эльдхольмский). Зона поднятий представляет сложное барьерное образование, которое разделяет Баренцевскую мегадепрессию на западную и восточную части (см. рис. 1, 3).

Восточно-Баренцевская рифтовая зона и сформированная над ней депрессия (см. рис. 1–3) имеют длину 1500 км и ширину 300–600 км ([29] и др.). Депрессия отличается большими (до 14–20 км) глубинами погружения подошвы осадочного чехла (рис. 4), наличием пятен геофизических аномалий земной коры, связанных с магматическими телами (см. рис. 2). Восточно-Баренцевская депрессия распадается на ряд меньших по размерам впадин — Южно-, Северо- и Восточно-Баренцевскую и другие структуры (см. рис. 3). Максимальная глубина залегания фундамента последовательно уменьшается с юга на север: от 18–20 км в первой до 16–18 км — во второй и 12–13 км — в третьей. Максимальная мощность осадочного чехла (до 6–8 км) приходится на терригенные верхнепермско-триасовые образования. Они залегают на сравнительно маломощных (до 1 км) пермско-каменноугольных карбонатах, ниже которых в центральной части депрессии возможно существенное увеличение мощности девонских карбонатных и терригенно-карбонатных отложений. Предполагается субокеанический фундамент зоны, который образован за счет крупных сдвигов, меняющих простиранение. В результате сформировался пул-апарт-бассейн с субокеанической земной корой [29].

На северо-востоке Баренцевской рифтовой мегадепрессии выделяется рифтовая зона и развитая над ней депрессия Святой Анны. В рельефе дна моря зона выражена грабенообразным желобом длиной более 600 км, шириной около 150 км. Желоб выполнен отложениями палеозоя и мезо-кайнозоя мощностью 8–12 км ([29, 35] и др.).

Западно-Сибирская рифтовая система предопределила формирование над собой одноименной мегадепрессии. В пределах мегадепрессии обособляются надрифтовые Южно-Карско-Гыданская,

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Табл. 1. Классификация структур Западной Арктики и сопредельных регионов (по размерам и условиям образования)

Tab. 1. Classification of structures in Western Arctic Region and neighbouring territories according to size and formation conditions

Структуры по размерам				А — структуры осадочного чехла (по условиям образования)	Примеры структур осадочного чехла
Ранг	Порядок	Площадь, тыс. км ²	Длина, км		
Крупнейшие	Мегапорядковые	1000–50000	1000–2000	Континентальные рифтовые системы и сформированные над ними надрифтовые мегадепрессии	Баренцевская, Западно-Сибирская
				Океанические рифтовые системы и океанические мегакотловины	Арктическая (Евразийская), Норвежско-Гренландская
	Надпорядковые	200–1000	350–1500	Рифтовые зоны и молодые (мел-кайнозойские) пассивные окраины	Западно-Ломоносовская и др.
				Пассивные палеоокраины (ПО)	Северо-Сибирская и др.
				Океанические котловины	Амундсена, Нансена и др.
				Предорогенные прогибы	Предуральский и др.
				Рифтовые зоны и надрифтовые депрессии и мегапрогибы	Лаптевская, Надым-Тазовская, Енисей-Хатангский, Западно-Баренцевский и др.
				Крупнейшие выступы, зоны поднятий, поднятия, инверсионные транспрессионные гряды	Оленекский, Центрально-Баренцевская, Франца-Иосифовское, Обско-Лаптевская (Мессояхский порог) и др.
Крупные	I	40–200	200–800	Внешние зоны ПО	Анабаро-Ленская и др.
				Внутренние зоны ПО	Кольско-Канинская и др.
				Рифтовые зоны	Восточно-Баренцевская и др.
				ПО, перекрытые надрифтовыми прогибами	Северо-Сибирская ПО и Енисей-Хатангский транспрессионный прогиб
				Окраинно-шельфовые прогибы	Западно-Шпицбергенский и др.
				Крупные прогибы океанических котловин	Западно-Канадский, Лофотенский, Южно-Гренландский, Южно-Подводниковский
				Фрагменты предорогенных прогибов	Северо-Предуральский и др.
				Приодиговые мегапрогибы и впадины	Боганидско-Ждановинский, Усть-Енисейский, Антипаютинская, Большехетская
				Крупные инверсионные поднятия, мегасводы, мегагорсты	Чукотское, Анабарский, Восточно-Лаптевский и др.
	II	8–40	100–400	Отдельные рифты	Печоро-Колвинский, Усть-Ленский и др.
				Системы прогибов, впадины	Вычегодский, Центрально-Лаптевская, Ижма-Печорская и др.
				Моноклинали, ступени (террасы)	Кольская, Обская и др.
				Крупные поднятия, своды, выступы, мегавалы, зоны поднятий	Ермак, Визе-Ушакова, Северо-Восточной Земли, Мезенско-Вашкинский, Варандей-Адзьвинская и др.
				Крупные седловины	Анабаро-Хатангская, Лудловская и др.
Средние	III	1,6–8,0	50–200	Положительные: крупные валы, своды, горсты, куполовидные поднятия, окраинно-шельфовые поднятия (универсальные месторождения и др.)	Нижнепурский, Ямбургский, Столбовский, Хашортское, Воронинское, Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др.
				Отрицательные: прогибы, котловины, грабены, окраинно-шельфовые прогибы	Ламско-Хантайский, Кошкинская, Нордкапский, Толля и др.
				Промежуточные: моноклинали, ступени, седловины, поперечные поднятия, валообразные седловины, ложбины	Воркутское, Наливкина, Шмидта и др.
				Фрагменты складчато-надвиговых областей: антиклинальные, складчато-надвиговые, складчато-чешуйчатые и складчато-покровные зоны и тектонические пластины, уникальные месторождения УВ	Курьинская, Васыгинско-Сабригинская, Интинская, Патраковская, Вуктыльская и др.
					Вуктыльское

Табл. 1., окончание.

Tab. 1., end.

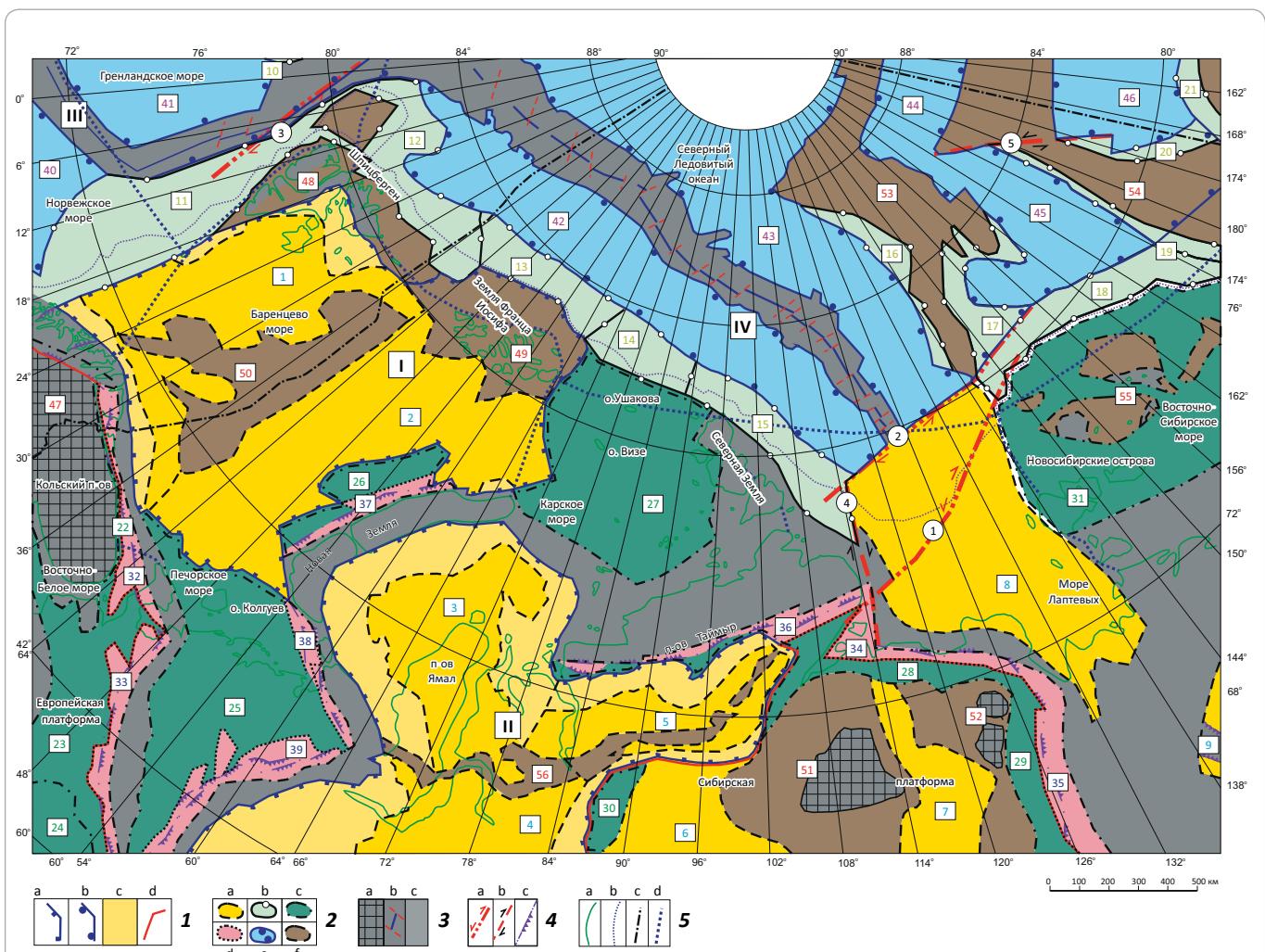
Структуры по размерам				А — структуры осадочного чехла (по условиям образования)	Примеры структур осадочного чехла
Ранг	Порядок	Площадь, тыс. км ²	Длина, км		
Небольшие Локальные структуры	IV	0,32–1,6	20–70	Брахиантиклинали, куполовидные поднятия (крупные и уникальные месторождения нефти и газа)	Русановское, Ленинградское, Гыданское и др.
	V	0,064–0,32	8–30	Брахиантиклинали, куполовидные поднятия (средние и мелкие месторождения нефти и газа)	Юрхаровское, Надымское, Среднеямальское, Ладертоиское и др.
	VI	0,013–0,064	4–10	Брахиантиклинали, купола (мелкие и средние месторождения нефти и газа)	Лодочное, Северо-Сузунская, Перекатное, Обское и др.
Мелкие	VII	0,0025–0,013	2–6	Локальные брахиантиклинали, купола (мелкие и очень мелкие месторождения)	Таркосейское, Янгъяхатойское
	VIII	0,0005–0,0025	1–4	Мельчайшие локальные поднятия (очень мелкие месторождения нефти и газа)	Харампур-Таркинское, Метельное
				Б — глубинные структуры (по условиям образования)	Примеры глубинных структур
Крупнейшие	I	5000–180000		Океаны	Северный Ледовитый
		5000–30000		Палеоконтиненты	Восточно-Европейский, Сибирский
	II	1000–3000		Палеомезоконтиненты	Арктида, Баренция, Западная Сибирь
	III	50–1000		Баренции	Печорский, Свальбардский
				Западной Сибири	Нядоихский, Ханты-Мансийский
				Арктиды	Альфа-Менделеева, Ермак, Карский, Ломоносова, Новосибирский, Чукотский
Крупные		50–500	500–2000	Орогены столкновения плит	Норвежский, Новоземельский, Свальбардский, Северо-Земельский и др.
		Швы столкновения плит		Верхоянский, Карский, Тиманский, Уральский, Южно-Ануйский и др.	
		Трансформные разломы		Северо-Шпицбергенско-Гренландский, Хатангско-Ломоносовский и др.	
		Крупные сдвиги		Восточно-Таймырский и др.	

Надым-Тазовская депрессия и Енисей-Хатангский прогиб (см. рис. 3). Прогиб разделен крупной Мессояхской инверсионной транспрессионной зоной поднятий (гряда, порог). Эта зона поднятий отделяет Южно-Карско-Гыданскую депрессию от Надым-Тазовской и протягивается на восток на 1500 км при ширине 30–100 км (см. рис. 1). Мессояхский порог продолжает Хатангско-Ломоносовский трансформный разлом, движения по которому в позднемел-кайнозойское время привели к инверсии в осевой части Енисей-Хатангского прогиба и разделению некогда единой крупной Южно-Карско-Тазовской депрессии на отдельные части. Не исключено, что здесь сдвигобразование в пермтриасовое время вызвало появление локальных участков субокеанической земной коры по типу пул-апарт-бассейнов.

Осадочный чехол Западно-Сибирской мегадепрессии представлен рифтовым верхнепалеозой-триасовым осадочно-вулканогенным слабодеформированным комплексом и юрско-кайнозойскими пологозалегающими образованиями (эпирифтовый комплекс). Рифтовый комплекс образует нижний, а эпирифтовый — верхний этажи осадочного чехла (рис. 5).

Основными структурными зонами в Западно-Сибирской мегадепрессии являются инверсионные межрифтовые вальы, приподнятые блоки в грабенах и надрифтовые прогибы. В пределах обрамления мегадепрессии преобладают моноклинали; встречаются также прогибы, поднятия и выступы (см. рис. 3). Рифтовые структурные зоны образуют вытянутые формы, а надрифтовые — овально-округлые. Форма

Рис. 1. Крупнейшие структуры осадочного чехла Западной Арктики и сопредельных регионов
Fig. 1. Largest structures in sedimentary cover of the Western Arctic and neighbouring regions



Структуры осадочного чехла (1, 2): 1 — **мегапорядковые**: а — рифтовые системы (надрифтовые мегадепрессии) и их контуры: 1 — Баренцевская, 2 — Западно-Сибирская; б — океанические мегакотловины (мегабассейны): III — Норвежско-Гренландская, IV — Арктическая; с — внешняя слабопогруженная часть надрифтовых мегадепрессий; д — древние платформы (их контуры); 2 — **надпорядковые**: а — рифтовые зоны, надрифтовые депрессии и мегапрогибы: 1 — Западно-Баренцевская, 2 — Восточно-Баренцевская, 3 — Южно-Карско-Гыданнская, 4 — Надым-Тазовская, 5 — Енисей-Хатангский, 6 — Тунгусская (Курейская), 7 — Суханская, 8 — Лаптевская, 9 — Момо-Зырянский; пассивные континентальные окраины: б — молодые (мел-кайнозойские): 10 — Восточно-Гренландская, 11 — Западно-Шпицбергенская, 12 — Северо-Шпицбергенская, 13 — Северо-Франц-Иосифовская, 14 — Северо-Ушаковская, 15 — Североземельская, 16 — Западно-Ломоносовская, 17 — Восточно-Ломоносовская, 18 — Северо-Новосибирская (прогиб Вилькицкого), 19 — Западно-Менделеевская, 20 — Восточно-Менделеевская, 21 — Северо-Чукотская (Северо-Чукотский прогиб); с — палеоокраины: 22 — Кольско-Канинская, 23 — Мезенская, 24 — Волго-Уральская, 25 — Тимано-Печорская, 26 — Предновоземельская, 27 — Северо-Карская, 28 — Анабаро-Ленская, 29 — Верхоянская, 30 — Туруханская, 31 — Восточно-Арктическая; д — предорогенные прогибы (протяженностью 550–2200 км): 32 — Преддикинско-Варangerский, 33 — Предтиманский, 34 — Лено-Анабарский, 35 — Предверхоянский, 36 — Предтаймырский, 37 — Предновоземельский, 38 — Предтаймыр-Предъюжноновоземельский, 39 — Предуральский; е — океанические котловины: 40 — Норвежская, 41 — Гренландская, 42 — Нансена, 43 — Амундсена, 44 — Макарова, 45 — Подводников, 46 — Западно-Канадская; ф — крупнейшие выступы, зоны поднятий, поднятия, инверсионные транспрессионные гряды: 47 — Балтийский, 48 — Шпицбергенское, 49 — Франца-Иосифовское, 50 — Центрально-Баренцевская, 51 — Анабарский, 52 — Оленекский, 53 — Ломоносова, 54 — Менделеева, 55 — Делонговское, 56 — Обско-Лаптевская (Мессояхский порог); 3 — выходы на поверхность и области неглубокого залегания фундамента: а — щиты, б — срединно-оceanические хребты, с — складчато-надвиговые сооружения; 4 — некоторые крупные тектонические нарушения: а — трансформные разломы: 1 — Хатангско-Ломоносовский (Чарли), 2 — Североземельско-Ломоносовский, 3 — Северо-Шпицбергенско-Гренландский (Шпицбергенский), б — сдвиги: 4 — Восточно-Таймырский, 5 — Центрально-Менделеевский, с — надвиги; 5 — границы: а — суши и моря, б — бровки шельфа, с — России и российского сектора Арктики, д — морей

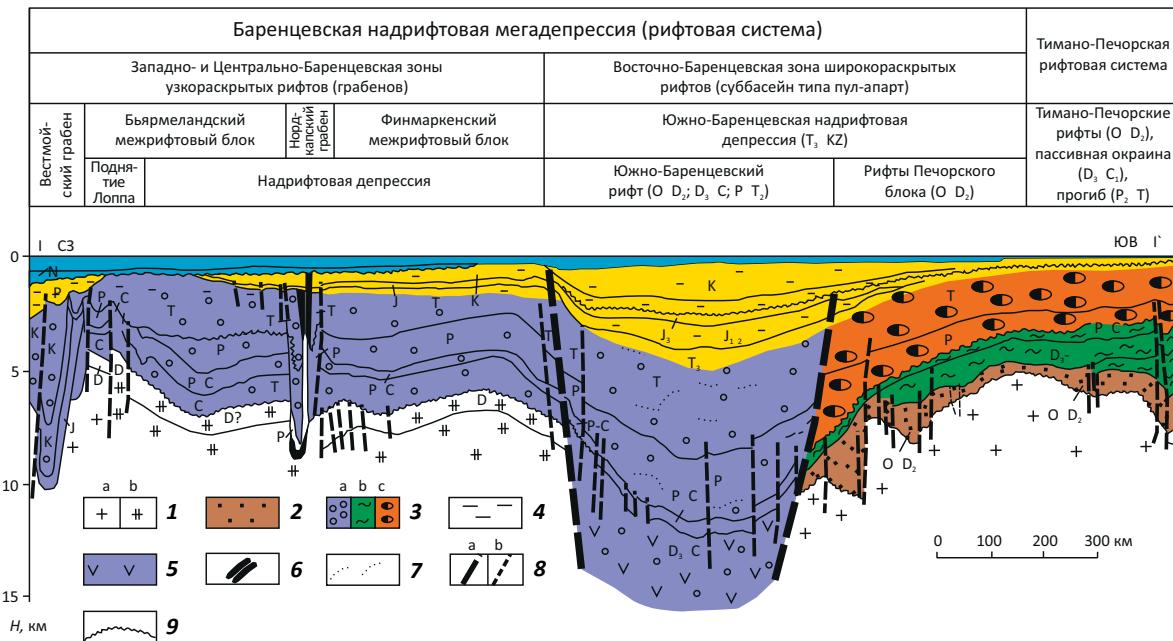
Sedimentary cover structures (1, 2): 1 — mega-order: a — rift systems (above-rift megadepressions) and their outlines; I — Barentsevskaya, II — Zapadno-Sibirskaya; b — oceanic mega-basins; III — Norway-Greenland, IV — Arctic; c — outer shallow buried part of above-rift megadepressions; d — ancient platforms (their outlines); 2 — super-order: a — rift zones, above-rift depressions and megatroughs;

Legend for fig. 3, end.

1 — Zapadno-Barentsevskaya, 2 — Vostochno-Barentsevskaya, 3 — Yuzhno-Karsko-Gydanskaya, 4 — Nadym-Tazovskaya, 5 — Enisei-Khatangskii, 6 — Tungusskaya (Kureiskaya), 7 — Suhanskaya, 8 — Laptevskaya, 9 — Momo-Zyryanskii; passive continental margins: b — *young* (*Cretaceous-Cenozoic*): 10 — Vostochno-Grenlandskaya, 11 — Zapadno-Shpitsbergenskaya, 12 — Severo-Shpitsbergenskaya, 13 — Severo-Frants-losifovskaya, 14 — Severo-Ushakovskaya, 15 — Severo-Zemel'skaya, 16 — Zapadno-Lomonosovskaya, 17 — Vostochno-Lomonosovskaya, 18 — Severo-Novosibirskaya (*Vil'kitskogo* trough), 19 — Zapadno-Mendelevskaya, 20 — Vostochno-Mendelevskaya, 21 — Severo-Chukotskaya (*Severo-Chukotskii* *progib*); c — *paleo-margins*: 22 — Kol'sko-Kaninskaya, 23 — Mezenskaya, 24 — Volgo-Ural'skaya, 25 — Timano-Pechorskaya, 26 — Prednovozemel'skaya, 27 — Severo-Karskaya, 28 — Anabaro-Lenskaya, 29 — Verkhoyanskaya, 30 — Turukhanskaya, 31 — Vostochno-Arkticheskaya; d — *pre-orogenic troughs*: 32 — Predkaninsko-Varangerskii, 33 — Predtimanskii, 34 — Leno-Anabarskii, 35 — Predverkhoyanskii, 36 — Predtaimyrskii, 37 — Prednovozemel'skii, 38 — Predpaikhoi-Predyuzhnonovozemel'skii, 39 — Predural'skii; e — *oceanic basins*: 40 — Norvezhskaya, 41 — Grenlandskaya, 42 — Nansen, 43 — Amundsen, 44 — Makarova, 45 — Podvodnikov, 46 — Zapadno-Kanadskaya; f — *largest uplifts, zones of highs, highs, inversion transgression ridges*: 47 — Baltiiskii, 48 — Shpitsbergenskoe, 49 — Frantsa-losifovskoe, 50 — Tsentral'no-Barentsevskaya, 51 — Anabarskii, 52 — Olenekskii, 53 — Lomonosova, 54 — Mendelevska, 55 — Delongovskoe, 56 — Obsko-Laptevskaya (*Messoyakhskii* *porog*); 3 — basement outcrops and areas of its shallow occurrence: a — *shields*, b — *mid-ocean ridges*, c — *fold-and-thrust buildups*; 4 — some of the large tectonic deformations: a — *transform faults*: 1 — Khatangsko-Lomonosovskii (*Charli*), 2 — Severo-Zemel'sko-Lomonosovskii, 3 — Severo-Shpitsbergensko-Grenlandskii (*Shpitsbergenskii*), b — *strike-slip faults*: 4 — Vostochno-Taimyrskii, 5 — Tsentral'no-Mendelevskii, c — *thrusts*; 5 — **boundaries**: a — *between land and sea*, b — *shelf edge*, c — *Russia and Russian sector of Arctic Region*, d — *seas*

Рис. 2. Строение осадочного чехла Баренцевской надрифтовой мегадепрессии по линии Вестмойский грабен — Тимано-Печорская пассивная окраина (по [29] с изменениями)

Fig. 2. Sedimentary cover structure within the Barents above-rift megadepression along the Veslemoisky graben — Timan-Pechora passive margin line (modified from [29])



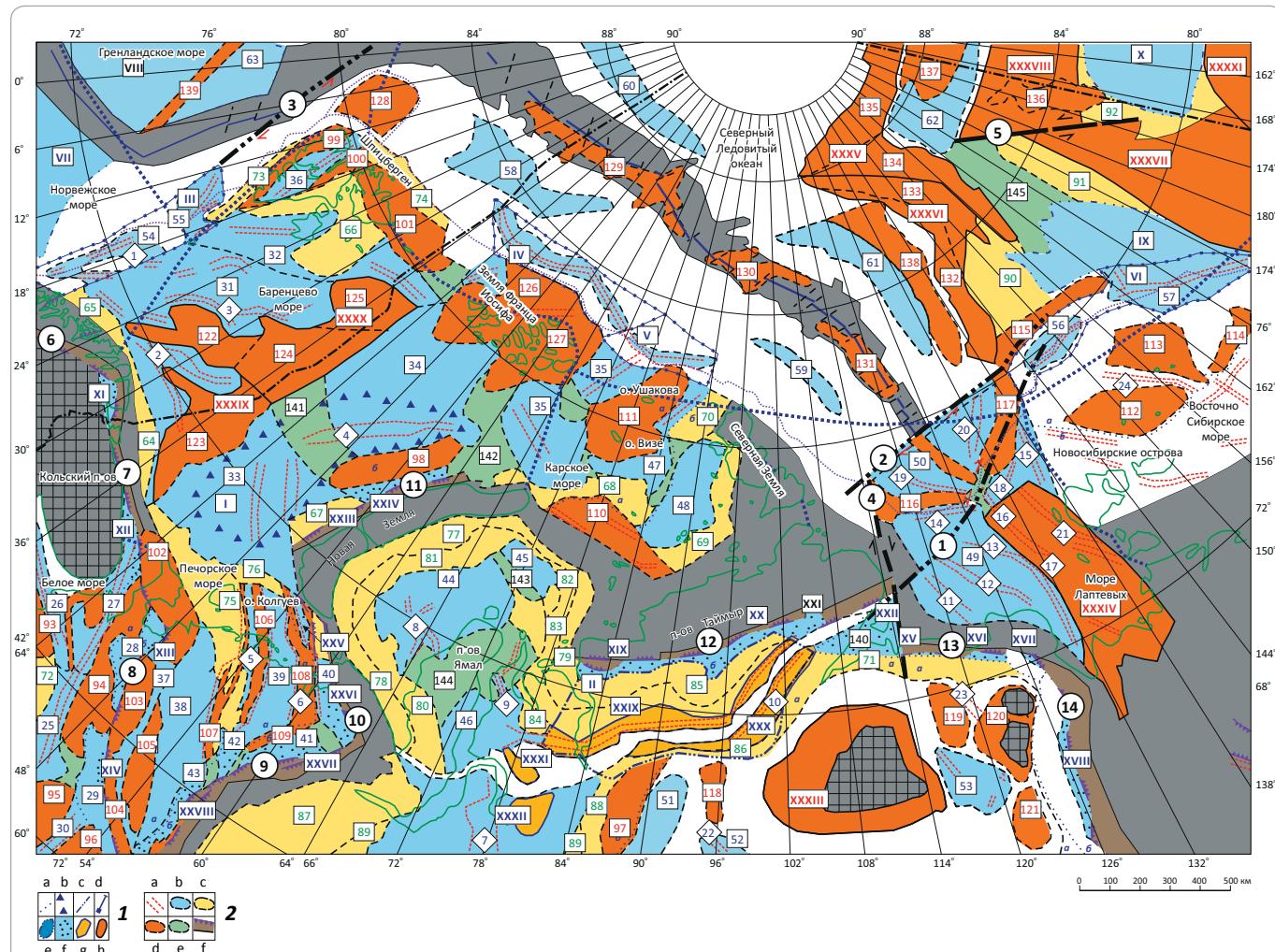
Тектонические комплексы (1-4): 1 — дорифтовый (складчатые образования: а — доордовикские, деформированные в докембрийское время в результате столкновения Восточно-Европейского и Баренцевского палеоконтинентов (байкальская складчатость), б — среднедевонские, деформированные в среднем девоне в результате столкновения Восточно-Европейского и Северо-Американского палеоконтинентов, образование Евроамерики (калеондона складчатость) и в позднем девоне в результате столкновения палеоконтинентов Евроамерика и Арктида (свальбардская складчатость), 2 — рифтовый раннего этапа рифтогенеза ($O-D_2$) в пределах Тимано-Печорской рифтовой системы, 3а — рифтовый позднего этапа рифтогенеза (D_3-T_2) в пределах Баренцевского тафрогена, 3б — пассивно-окраинный, 3с — орогенный (в пределах Тимано-Печорского тафрогена), 4 — эпирифтовый (T_3-KZ) в пределах Баренцевского тафрогена; 5 — осадочно-вулканогенные толщи; 6 — соль; 7 — предполагаемые пластовые интрузии (по данным сейсморазведки); 8 — разломы: а — литосферные, б — внутрикоровые; 9 — линия несогласия

Tectonic complexes (1-4): 1 — pre-rift (folded formations: a — pre-Ordovician deformed in pre-Cambrian time as a result of East-European and Barents paleocontinents collision (Baikalian Orogeny), b — Mid Devonian deformed in Middle Devonian as a result of East-European and North-American paleocontinents collision, Euramerica formation (Caledonian Orogeny) and in the Later Devonian as a result of Euramerica and Arctica paleocontinents collision (Svalbard Orogeny), 2 — rift of early rifting stage ($O-D_2$) within the Timan-Pechora rift system, 3a — rift of late rifting stage (D_3-T_2) within the Barents taphrogene, 3b — passive-marginal, 3c — orogenic (within the Timan-Pechora taphrogene), 4 — epirift (T_3-KZ) within the Barents taphrogene; 5 — sedimentary-igneous sequences; 6 — salt; 7 — supposed intrusive sheets (according to seismic data); 8 — faults: a — lithospheric, b — intracrustal; 9 — unconformity line

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 3. Крупные структуры осадочного чехла Западной Арктики и сопредельных регионов

Fig. 3. Large structures in sedimentary cover of the Western Arctic and neighbouring regions



Структуры осадочного чехла (1, 2): 1 — I порядка: а — граница внутренних и внешних зон пассивных палеоокраин; б — палеорифтовые зоны: I — Восточно-Баренцевская; с — пассивные палеоокраины, перекрытые наложенными надрифтовыми прогибами: II — Северо-Сибирская; д — надрифтовые прогибы, перекрытые молодыми (мел-кайнозойскими) пассивными окраинами: III — Западно-Шпицбергенский, IV — Северо-Франц-Иосифовский, V — Северо-Ушаковский, VI — Вилькицкий; е — крупные прогибы океанических котловин: VII — Лофотенский, VIII — Южно-Гренландский, IX — Южно-Подводниковский, X — Западно-Канадский; f — фрагменты предорогенных прогибов: XI — Предварангерский, XII — Предканинский, XIII — Предсеверотиманский, XIV — Предьюжнотиманский, XV — Западно-Лено-Анабарский, XVI — Восточно-Лено-Анабарский, XVII — Северо-Верхоянский, XVIII — Центрально-Верхоянский, XIX — Западно-Предтаймырский, XX — Центрально-Предтаймырский, XXI — Восточно-Предтаймырский, XXII — Хатангский, XXIII — Предьюжнновоземельский, XXIV — Предсевероновоземельский, XXV — Предтаймырский, XXVI — Предтайхайский, XXVII — Предполярноуральский, XXVIII — Предсевероуральский; г — присдвиговые мегапрогибы: XXIX — Усть-Енисейский, XXX — Боганидско-Жданихинский и впадины: XXXI — Антипаютинская, XXXII — Большехетская; h — крупные поднятия, мегасводы, мегаграты: XXXIII — Анабарский, XXXIV — Восточно-Лаптевский, XXXV — Восточно-Ломоносовское, XXXVI — Западно-Ломоносовское, XXXVII — Западно-Менделеевское, XXXVIII — Восточно-Менделеевское, XXXIX — Южно-Центрально-Баренцевское, XXXX — Северо-Центрально-Баренцевское, XXXXI — Чукотско-Нортриджское; 2 — II порядка: а — рифты: 1 — Тромсё, 2 — Нордкапско-Варангерский, 3 — Южно-Персейский, 4 — Восточно-Баренцевский, 5 — Печоро-Колвинский, 6 — Варандей-Адзьвинский, 7 — Уренгойско-Колтогорский, 8 — Южно-Карский, 9 — Гыданский, 10 — Енисей-Хатангский, 11 — Южно-Лаптевский, 12 — Усть-Ленский, 13 — Омоловский, 14 — Северо-Лаптевский, 15 — Анисинский, 16 — Центрально-Лаптевский, 17 — Северо-Омоловский, 18 — Толля, 19 — Западно-Предлаптевский, 20 — Восточно-Предлаптевский, 21 — Бельковско-Святоносский, 22 — Нижнекотуйский, 23 — Уджинский, 24 — Центрально-Делонговский; б — мегапрогибы, крупные прогибы, впадины: 25 — Пинежский, 26 — Кандалакшско-Керецкий, 27 — Приканинско-Лешуконский, 28 — Пешско-Сафоновский, 29 — Вычегодский, 30 — Кировско-Кажимский, 31 — Медвежинская, 32 — Ольгинская, 33 — Южно-Баренцевская, 34 — Северо-Баренцевская, 35 — Святой Анны, 36 — Центрально-Шпицбергенский, 37 — Центрально-Тиманский, 38 — Ижма-Печорская, 39 — Хорейверско-Печороморская, 40 — Коротаихинская, 41 — Косью-Роговская, 42 — Большесынинская, 43 — Верхнепечорская, 44 — Южно-Карская, 45 — Свердрупская, 46 — Гыданская, 47 — Центрально-Карская, 48 — Восточно-Карский, 49 — Центрально-Лаптевская система прогибов, 50 — Предлаптевоморская, 51 — Ламско-Хантайский, 52 — Верхнекочечумская, 53 — Суханская, 54 — Тромсё-Серветнагетский, 55 — Поморский, 56 — Западно-Вилькицкий, 57 — Восточно-Вилькицкий, 58 — Западно-Нансенский, 59 — Восточно-Нансенский, 60 — Западно-Амундсенский, 61 — Восточно-Амундсенский, 62 — Западно-Макаровский, 63 — Северо-Гренландский; с — моноклинали, ступени, террасы: 64 — Кольская, 65 — Скандинавская, 66 — Южно-Шпицбергенская, 67 — Западно-Новоземельская,

Усл. к рис. 3, окончание.

Legend for Fig. 3, end.

68 — Северо-Пороговая, 69 — Восточно-Карская, 70 — Западно-Североземельская, 71 — Анабарская, 72 — Северо-Двинская, 73 — Западно-Шпицбергенская, 74 — Франц-Виктория, 75 — Малоземельско-Колгуевская, 76 — Северо-Печороморская, 77 — Восточно-Новоземельская, 78 — Восточно-Пайхойская, 79 — Западно-Таймырская, 80 — Южно-Ямальская, 81 — Южно-Новоземельская, 82 — Восточно-Рогозинская, 83 — Оленья, 84 — Северо-Гыданская, 85 — Южно-Таймырская, 86 — Северо-Сибирская, 87 — Восточно-Полярно-Уральская, 88 — Приенисейская, 89 — Обская, 90 — Восточно-Ломоносовская, 91 — Западно-Менделеевская, 92 — Восточно-Менделеевская; d — крупные поднятия, своды, выступы, антиклизы, мегавалы, горсты, зоны поднятий: 93 — Архангельский, 94 — Мезенско-Вашкинский, 95 — Сысольский, 96 — Коми-Пермяцкий, 97 — Туруханская, 98 — Адмиралтейский, 99 — Западно-Шпицбергенская, 100 — Нью-Фрисланд, 101 — Северо-Восточной Земли, 102 — Канинско-Северо-Тиманский, 103 — Цилемско-Четласский (Центрально-Тиманский), 104 — Западно-Тиманский, 105 — Восточно-Тиманский, 106 — Колвинский, 107 — Печоро-Кожвинский, 108 — Варандей-Адзыбинская, 109 — Чернышева, 110 — Северный порог, 111 — Визе-Ушакова, 112 — Западно-Делонговский, 113 — Центрально-Делонговский, 114 — Восточно-Делонговская, 115 — Биллингсвская, 116 — Западно-Лаптевская, 117 — Северо-Восточно-Лаптевская, 118 — Путоранский, 119 — Уджинский, 120 — Оленекский, 121 — Мунский, 122 — Меркунус-Б'ярмеляндская, 123 — Федынская, 124 — Эльдхольмская, 125 — Персейская, 126 — Западно-Франца-Иосифовская, 127 — Восточно-Франца-Иосифовская, 128 — Ермак, 129 — Западно-Гаккелевская, 130 — Центрально-Гаккелевская, 131 — Восточно-Гаккелевская, 132 — Западно-Ломоносовская, 133 — Центрально-Ломоносовская, 134 — Восточно-Ломоносовская, 135 — Северо-Ломоносовская, 136 — Центрально-Менделеевская, 137 — Восточно-Макаровская, 138 — Восточно-Амундсенский, 139 — Центрально-Гренландский; е — крупные седловины, мегаседловины: 140 — Анабаро-Хатанская, 141 — Лудловская, 142 — Альбановская, 143 — Южно-Карско-Свердрупская, 144 — Южно-Карско-Гыданская, 145 — Макаровско-Подводниковская; f — зона альлохтонов.

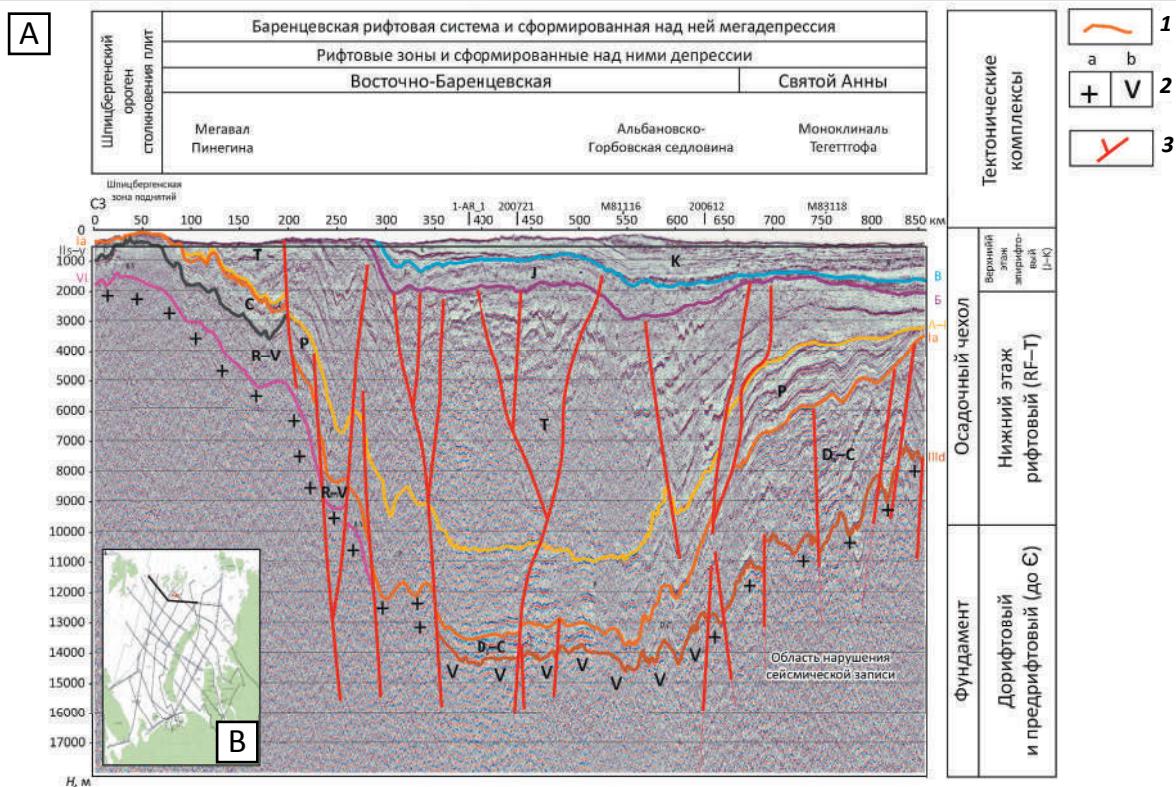
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Sedimentary cover structures (1, 2): 1 — 1st order: a — boundary of inner and outer zones of passive paleo-margins; b — paleorift zones: I — Vostochno-Barentsevskaya; c — passive paleo-margins overlapped by superimposed above-rift troughs: II — Severo-Sibirska; d — above-rift troughs overlapped by the young (Cretaceous-Cenozoic) passive margins: III — Zapadno-Shpitsbergenskii, IV — Severo-Frants-losifovskii, V — Severo-Ushakovskii, VI — Vil'kitskii; e — large troughs of oceanic basins: VII — Lofotenskii, VIII — Yuzhno-Grenlandskii, IX — Yuzhno-Podvodnikovskii, X — Zapadno-Kanadskii; f — fragments of pre-orogenic troughs: XI — Predvarangerskii, XII — Predkaninskii, XIII — Predseverotimanskii, XIV — Predyuzhnotimanskii, XV — Zapadno-Leno-Anabarskii, XVI — Vostochno-Leno-Anabarskii, XVII — Severo-Verkhoyanskii, XVIII — Tsentral'no-Verkhoyanskii, XIX — Zapadno-Predtaimyrskii, XX — Tsentral'no-Predtaimyrskii, XXI — Vostochno-Predtaimyrskii, XXII — Khatanskii, XXIII — Predyuzhnonovozemel'skii, XXIV — Predseveronovozemel'skii, XXV — Predvaigachskii, XXVI — Predpaikhoiskii, XXVII — Predpolyarnouralskii, XXVIII — Predseverouralskii; g — pull-apart mega-troughs: XXIX — Ust'-Eniseiskii, XXX — Boganidsko-Zhdanikhinskii and depressions: XXXI — Antipayutinskaya, XXXII — Bol'shekhetkskaya; h — large uplifts, mega-anticlines, mega-horsts: XXXIII — Anabarskii, XXXIV — Vostochno-Laptevskii, XXXV — Vostochno-Lomonosovskoe, XXXVI — Zapadno-Lomonosovskoe, XXXVII — Zapadno-Mendeleevskoe, XXXVIII — Vostochno-Mendeleevskoe, XXXIX — Yuzhno-Tsentral'no-Barentsevskoe, XXXX — Severo-Tsentral'no-Barentsevskoe, XXXXI — Chukotsko-Nortridzhskoe; 2 — 2nd order: a — rifts: 1 — Tromse, 2 — Nordkapsko-Varangerskii, 3 — Yuzhno-Perseiskii, 4 — Vostochno-Barentsevskii, 5 — Pechoro-Kolinskii, 6 — Varandei-Adz'vinskii, 7 — Urengoisko-Koltogorskii, 8 — Yuzhno-Karskii, 9 — Gydanskii, 10 — Enisei-Khatanskii, 11 — Yuzhno-Laptevskii, 12 — Ust'-Lenskii, 13 — Omolokskii, 14 — Severo-Laptevskii, 15 — Anisinskii, 16 — Tsentral'no-Laptevskii, 17 — Severo-Omolokskii, 18 — Tollya, 19 — Zapadno-Predlaptevskii, 20 — Vostochno-Predlaptevskii, 21 — Bel'kovsko-Svyatonoosskii, 22 — Nizhnekotuiskii, 23 — Udzhinskii, 24 — Tsentral'no-Delongovskii; b — mega-troughs, large troughs: 25 — Pinezhskii, 26 — Kandalakshsko-Keretskii, 27 — Prikaninsko-Leshukonskii, 28 — Peshsko-Safonovskii, 29 — Vychegodskii, 30 — Kirovsko-Kazhimskii, 31 — Medvezhinskaya, 32 — Ol'ginskaya, 33 — Yuzhno-Barentsevskaya, 34 — Severo-Barentsevskaya, 35 — Svyatoi Anny, 36 — Tsentral'no-Shpitsbergenskii, 37 — Tsentral'no-Timanskii, 38 — Izhma-Pechorskaya, 39 — Khoraversko-Pechoramorskaya, 40 — Korotaikhinskaya, 41 — Kos'yu-Rogovskaya, 42 — Bol'shesyninskaya, 43 — Verkhnepechorskaya, 44 — Yuzhno-Karskaya, 45 — Sverdrupskaya, 46 — Gydanskaya, 47 — Tsentral'no-Karskaya, 48 — Vostochno-Karskii, 49 — Tsentral'no-Laptevskaya sistema progibov, 50 — Predlaptevomorskaya, 51 — Lamsko-Khantaiskii, 52 — Verkhnekochechumskaya, 53 — Sukhanskaya, 54 — Tromse-Servetsnagetskii, 55 — Pomorskii, 56 — Zapadno-Vil'kitskii, 57 — Vostochno-Vil'kitskii, 58 — Zapadno-Nansenskii, 59 — Vostochno-Nansenskii, 60 — Zapadno-Amundsenkii, 61 — Vostochno-Amundsenkii, 62 — Zapadno-Makarovskii, 63 — Severo-Grenlandskii; c — monoclines, flats: 64 — Kol'skaya, 65 — Skandinavskaya, 66 — Yuzhno-Shpitsbergenskaya, 67 — Zapadno-Novozemel'skaya, 68 — Severo-Porogovaya, 69 — Vostochno-Karskaya, 70 — Zapadno-Severozemel'skaya, 71 — Anabarskaya, 72 — Severo-Dvinskaya, 73 — Zapadno-Shpitsbergenskaya, 74 — Frants-Viktoriya, 75 — Malozemel'sk'o-Kolguevskaya, 76 — Severo-Pechoramorskaya, 77 — Vostochno-Novozemel'skaya, 78 — Vostochno-Paihorskaya, 79 — Zapadno-Taimyrskaya, 80 — Yuzhno-Yamal'skaya, 81 — Yuzhno-Novozemel'skaya, 82 — Vostochno-Rogozinskaya, 83 — Olen'ya, 84 — Severo-Gydanskaya, 85 — Yuzhno-Taimyrskaya, 86 — Severo-Sibirskaya, 87 — Vostochno-Polyarno-Ural'skaya, 88 — Prienieiskaya, 89 — Obskaya, 90 — Vostochno-Lomonosovskaya, 91 — Zapadno-Mendeleevskaya, 92 — Vostochno-Mendeleevskaya; d — large highs, domes, uplifts, anteclices, mega-swells, horsts, uplift zones: 93 — Arkhangel'skii, 94 — Mezensko-Vashkinskii, 95 — Sysol'skii, 96 — Komi-Permyatskii, 97 — Turukhanskaya, 98 — Admiralteiskii, 99 — Zapadno-Shpitsbergenskaya, 100 — N'yu-Frisland, 101 — Severo-Vostochno-Zemli, 102 — Kaninsko-Severo-Timanskii, 103 — Tsilemsko-Chetlasskii (Tsentral'no-Timanskii), 104 — Zapadno-Timanskii, 105 — Vostochno-Timanskii, 106 — Kolvinskii, 107 — Pechoro-Kozhinskii, 108 — Varandei-Adz'vinskii, 109 — Chernysheva, 110 — Severnyi porog, 111 — Vize-Ushakova, 112 — Zapadno-Delongovskii, 113 — Tsentral'no-Delongovskii, 114 — Vostochno-Delongovskaya, 115 — Billingsovskaya, 116 — Zapadno-Laptevskaya, 117 — Severo-Vostochno-Laptevskaya, 118 — Putoranskii, 119 — Udzhinskii, 120 — Olenekskii, 121 — Munsksii, 122 — Merkunus-B'yarmelandskaya, 123 — Fedynskaya, 124 — El'dkhol'mskaya, 125 — Perseiskaya, 126 — Zapadno-Frantsa-losifovskaya, 127 — Vostochno-Frantsa-losifovskaya, 128 — Ermak, 129 — Zapadno-Gakkelevskaya, 130 — Tsentral'no-Gakkelevskaya, 131 — Vostochno-Gakkelevskaya, 132 — Zapadno-Lomonosovskaya, 133 — Tsentral'no-Lomonosovskaya, 134 — Vostochno-Lomonosovskaya, 135 — Severo-Lomonosovskaya, 136 — Tsentral'no-Mendeleevskaya, 137 — Vostochno-Makarovskaya, 138 — Vostochno-Amundsenkii, 139 — Tsentral'no-Grenlandskii; e — large saddles, mega-saddles: 140 — Anabaro-Khatanskaya, 141 — Ludlovskaya, 142 — Al'banovskaya, 143 — Yuzhno-Karsko-Sverdrupskaya, 144 — Yuzhno-Karsko-Gydanskaya, 145 — Makarovsko-Podvodnikovskaya; f — zone of allochthons.

For other legend items see Fig. 1

Рис. 4. Строение осадочного чехла Восточно-Баренцевской рифтовой зоны и сформированной над ней надрифтовой депрессии (сейсмическая основа по АО «Севморгео»)

Fig. 4. Architecture of sedimentary cover in the East Barents rift zone and above-rift depression (background is seismic data after Sevmorgeo Company)



А — геологическое строение тектонических комплексов; В — схема расположения профилей. 1 — сейсмические горизонты; 2 — поверхность фундамента: а — континентального, б — субокеанического; 3 — разломы

A — geological structure of tectonic complexes; B — survey plan. 1 — seismic horizons; 2 — surface of basement: a — continental, b — suboceanic; 3 — faults

последних обусловлена влиянием формирующихся пул-апарт-бассейнов, сдвигово-раздвиговые движения в которых в замедленном темпе продолжаются и в периоды накопления надрифтового чехла.

Крупные тектонические структуры (впадины, поднятия, валы и др.) юрско-кайнозойского осадочного чехла на севере Западной Сибири формировались в несколько этапов: юрский, меловой, позднемеловой и палеоген-неогеновый. Наибольший их рост отмечен в раннемеловое время. Размеры локальных структур (антиклинали, синклинали и др.) интенсивно увеличивались также и в кайнозойское время (Никишин А.М. и др., 2011).

В пределах Западно-Сибирской мегадепрессии выделяются четыре основных сектора рифтогенеза: западный (Ямальский), центральный (Уренгойский), восточный (Усть-Портовский) и юго-восточный (Худосейский), которые оказали решающее влияние на формирование поднятий и прогибов осадочного чехла [29, 30].

В пределах Южно-Карско-Гыданскую надрифтовой депрессии выделяют ступени, например Восточно-Новоземельскую, Восточно-Пайхойскую, впадины, например Гыданскую, седловины, например

Южно-Карско-Гыданскую, и другие крупные структуры, а на территории Надым-Тазовской депрессии — Антипаютинскую впадину и др. (см. рис. 3).

Арктическая (Евразийская) океаническая мегакотловина относится к крупнейшим мегаструктурам осадочного чехла (рис. 6) и включает океанические котловины Нансена, Амундсена, Макарова, Подводников. В район исследований входит небольшая часть Западно-Канадской котловины, относящейся к Амеразийской мегакотловине. Упомянутые океанические котловины отделяются друг от друга крупными континентальными массивами (палеомикророконтиентами) Ломоносова, Менделеева, а также океаническим хребтом Гаккеля. На юге океанические котловины обрамляются современными пассивными окраинами (Западно-Шпицбергенской, Северо-Шпицбергенской, Северо-Франц-Иосифовской, Северо-Ушаковской, Северо-Земельской). В последние годы с помощью сейсморазведки установлено, что разрез указанных структур состоит из трех тектонических комплексов: океанического фундамента, рифтового и эпирифтового. По данным ОАО «МАГЕ» и др. (Кириллова Т.А., 2014), рифтовый комплекс в пределах океанической котловины Амундсена представлен меловыми отложениями, мощность которых

Рис. 5. Строение осадочного чехла северной части Западно-Сибирской рифтовой системы и сформированной над ней надрифтовой мегадепрессии (сейсмическая основа по данным АО «Севморгео»)

Fig. 5. Architecture of sedimentary cover in the northern part of West Siberian rift system and megadepression formed above it (background is seismic data after Sevmorgeo Company)

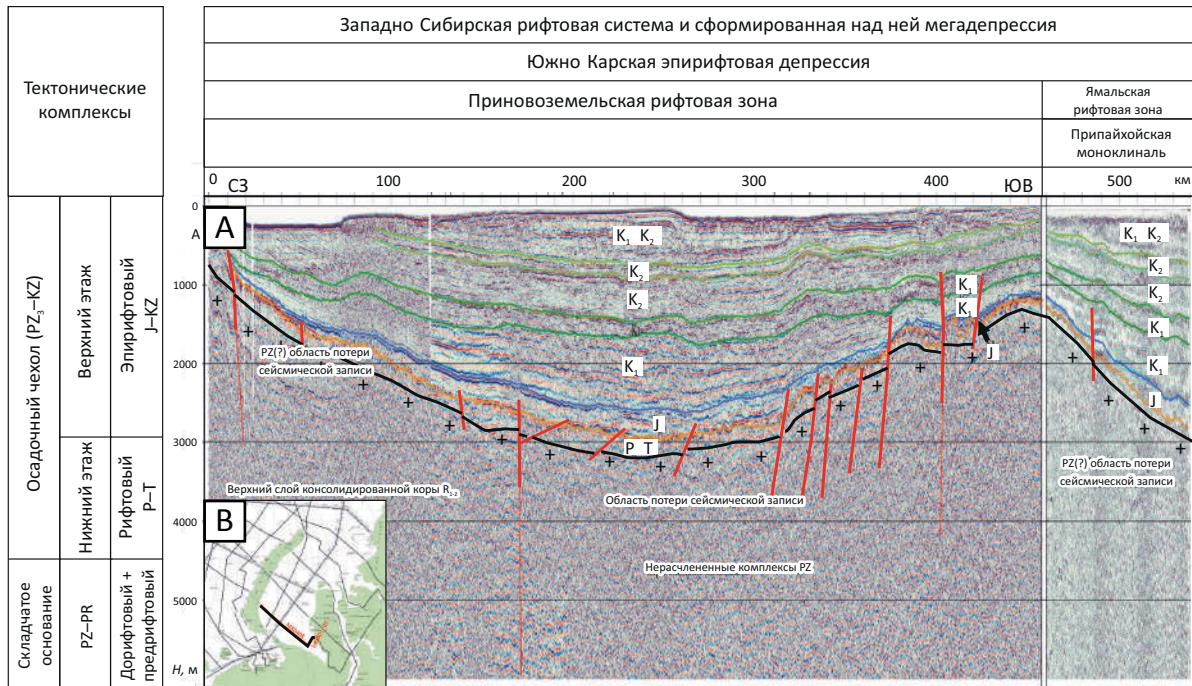
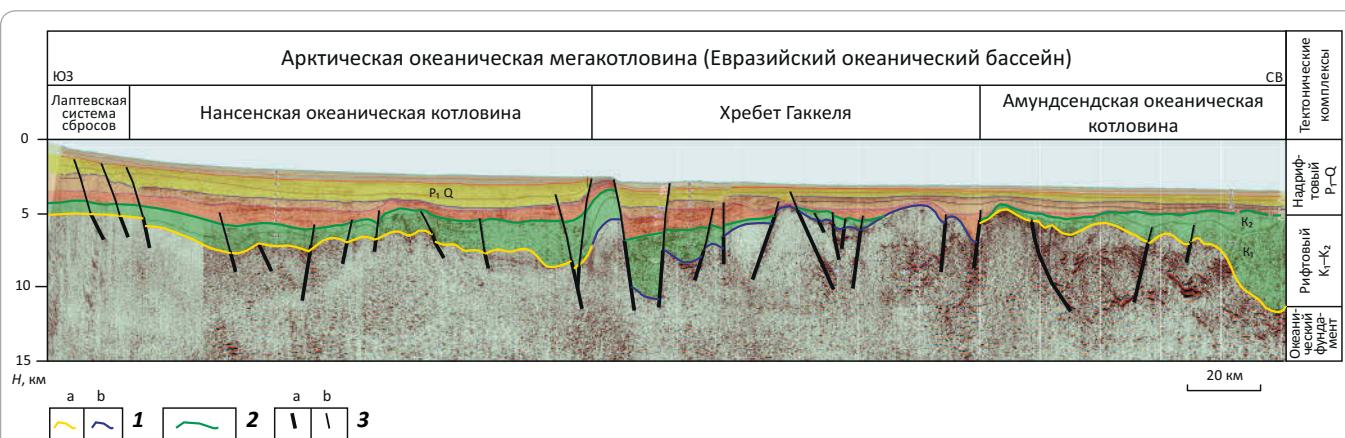


Рис. 6. Строение осадочного чехла Арктической рифтовой системы и сформированной над ней океанической мегакотловины (Евразийский океанический бассейн) (сейсмическая основа ОАО «МАГЭ», 2014)

Fig. 6. Architecture of sedimentary cover within the Arctic rift system and oceanic megabasin formed above it (Eurasian oceanic basin) (background is seismic data after MAGE Company, 2014)



достигает 7 км, а эпирифтового (палеоген – антропоген) – 3 км. Строение рифтового комплекса сложное. Толщи разбиты многочисленными сбросами, лишь малая часть которых проникает в кайнозойский чехол. Эпирифтовый комплекс с угловым несогласием залегает на рифтовом (рис. 7).

Восточно-Арктическая пассивная окраина состоит из южной (Восточно-Арктической) рифей-юрской континентальной палеоокраины Арктиды и северной (Северо-Новосибирской) мел-кайнозойской недеформированной палеоокраины Новосибирского палеомикроконтинента. Южная часть Восточно-Арктической пассивной палеоокраины была деформирована. Первая фаза деформаций приходится на границу триаса и юры, вторая – на поздний неоком. Столкновение произошло с Омоловским и другими террейнами, а позднее – с Нутесинской островной дугой [14]. Разрез Восточно-Арктической пассивной палеоокраины (мощность до 9 км на о-ве Котельный) состоит преимущественно из карбонатных мелководных пород (рифей-ранний карбон) и терригенных глубоководных отложений среднего карбона – юры. Деформация отмеченного разреза произошла после закрытия Южно-Ануйского палеоокеана в доаптское время и образования одноименного шва столкновения [14]. В современном структурном плане рифей-юрские образования представлены складчатым основанием, поверхность которого картируется сейсморазведкой как акустический фундамент.

Северо-Новосибирская современная мел-кайнозойская пассивная окраина, в отличие от описанной палеоокраины Арктиды, сформировалась позже, в апте – плейстоцене. Она образовалась в северной части Новосибирского палеомикроконтинента в результате раскрытия океанической котловины Амундсена. Апт-кайнозойский разрез мощностью до 8,5 км состоит преимущественно из терригенных отложений (рис. 8).

Нижняя (апт-верхнемеловая) часть разреза накапливалась в рифтах, верхняя (кайнозойская) образует эпирифтовый комплекс. Рифтовый комплекс пород слабодеформирован, расчленен многочисленными разломами, в основном листрическими сбросами, а эпирифтовый залегает практически горизонтально. Однако в зонах развития горстов и выступов фундамента нижняя часть разреза ($P_1^1 - N_1^1$) также разбита разломами, а в верхней ($N_1 - Q$) разломы практически отсутствуют (данные ОАО «МАГЭ»).

В пределах Восточной Арктики расположены крупнейшие и крупные структуры осадочного чехла – Восточно-Арктическая пассивная палеоокраина, поднятие Де-Лонга, Северо-Новосибирская мел-кайнозойская пассивная окраина, Западно-Делонговское, Центрально-Делонговское и Восточно-Делонговское поднятия, Западно-Вилькицкий и Восточно-Вилькицкий прогибы (см. рис. 1, 3). Мощность отложений на поднятиях сокращается до 0–2 км, а в

прогибах увеличивается до 18 км. Южная часть прогибов осложнена региональными разломами северо-восточного простирания, которые смешены попечерными сдвигами.

К крупнейшим надпорядковым структурам осадочного чехла относятся также пассивные континентальные палеоокраины (Мезенская, Тимано-Печорская, Северо-Карская, Северо-Сибирская и др.), мел-кайнозойские пассивные окраины (Северо-Ушаковская, Северо-Шпицбергенская, Северо-Земельская и др.).

Фундамент Мезенской континентальной палеоокраины представлен метаморфизованными образованиями дорифейского возраста. Осадочный чехол состоит преимущественно из терригенных континентальных и прибрежно-морских пород рифея: рифтовый комплекс, толщина которого составляет 2,0–2,5 км во внутренней зоне пассивной окраины и 3–4 км – во внешней. Эпирифтовый (венд – мезозой) комплекс состоит в основном из терригенных отложений мощностью до 2 км.

В пределах Мезенской пассивной палеоокраины выделяются крупные прогибы, например Пинежский, Приканинско-Лешуконский и др., а также выступы, мегавалы, например Архангельский, Мезенско-Вашкинский и др. (см. рис. 3).

Волго-Уральская пассивная палеоокраина. В исследованный регион входит Кировско-Кажимский рифт, Сысольский и Коми-Пермяцкий выступы (см. рис. 3). Отложения палеозоя в пределах рифта залегают на архей-нижнепротерозойском фундаменте в южной части рифта, на рифейских отложениях – в средней и на вендских – в северной.

Тимано-Печорская пассивная континентальная палеоокраина – крупная структура, в которой выделяются ордовик–среднедевонские рифты, межрифтовые блоки, инверсионные валы, внутририфтовые поднятия, перекрытые пассивно-окраинными отложениями позднего девона – триаса (рис. 9). В Тимано-Печорской пассивной окраине произошел раскол континентальной земной коры и образование внутриконтинентальных рифтов на западе (Печоро-Колвинский) и окраинно-континентальных – на востоке (Варандей-Адзывинский) (см. рис. 8). Варандей-Адзывинский окраинно-континентальный рифт, в свою очередь, сменяется к востоку перикратонным погружением и океаническим режимом. Впоследствии край палеоконтинента был деформирован. В результате образовались предорогенный прогиб и зона надвигов (см. рис. 9).

Тимано-Печорская пассивная континентальная палеоокраина формировалась в течение нескольких стадий. В дорифтовую стадию (архей – ранний – средний протерозой) был образован кристаллический фундамент. В рифеев обозначился процесс раскола палеомегаконтинента Баренции. В позднем

Рис. 7. Строение Амундсенской рифтовой зоны и сформированной над ней океанической котловины (сейсмическая основа ОАО «МАГЭ», 2014)

Fig. 7. Architecture of the Amundsen rift zone and oceanic basin formed above it (background is seismic data after MAGE Company, 2014)

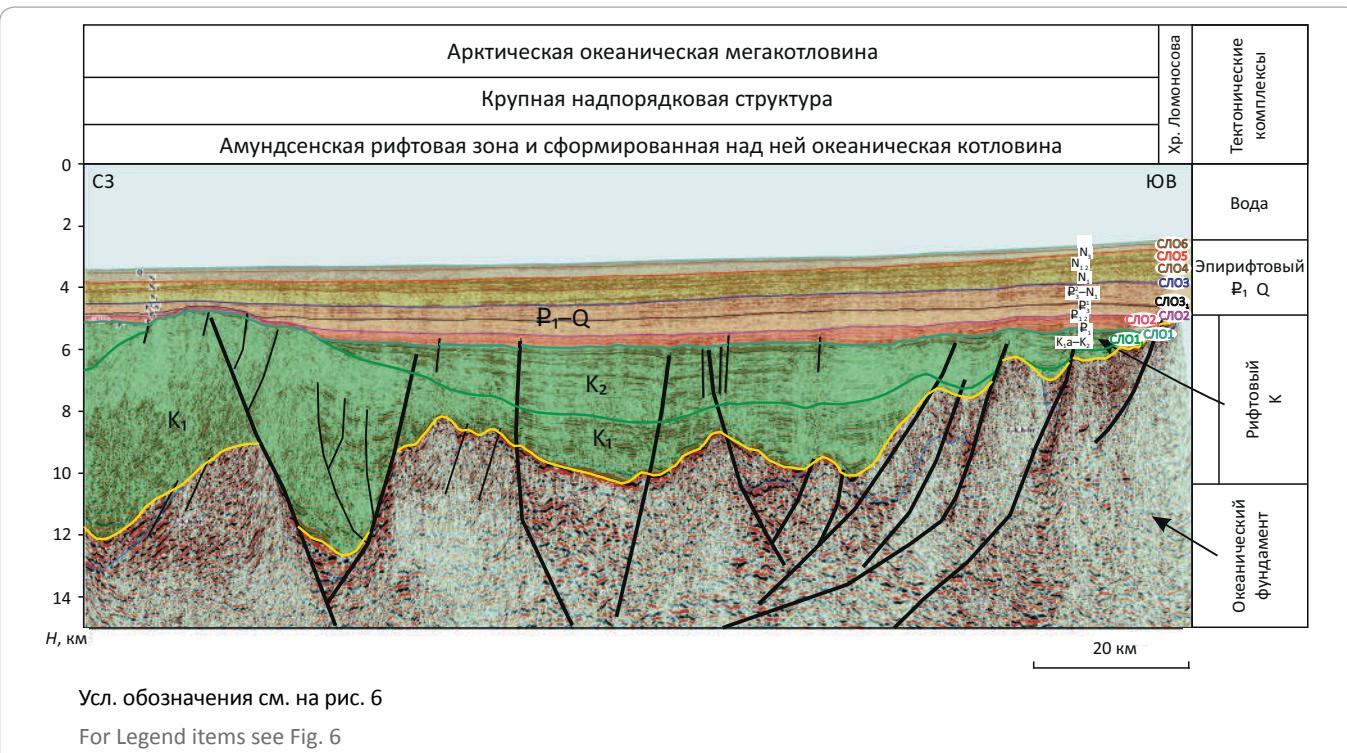
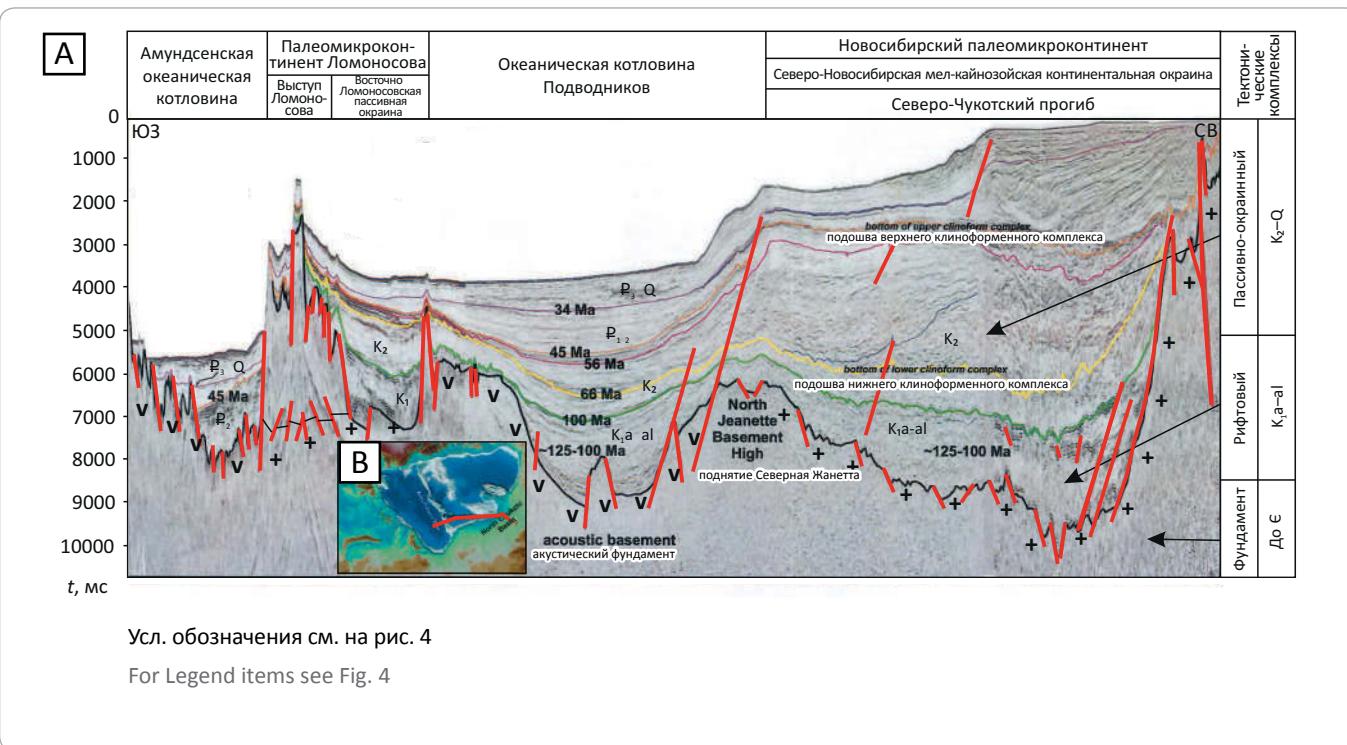


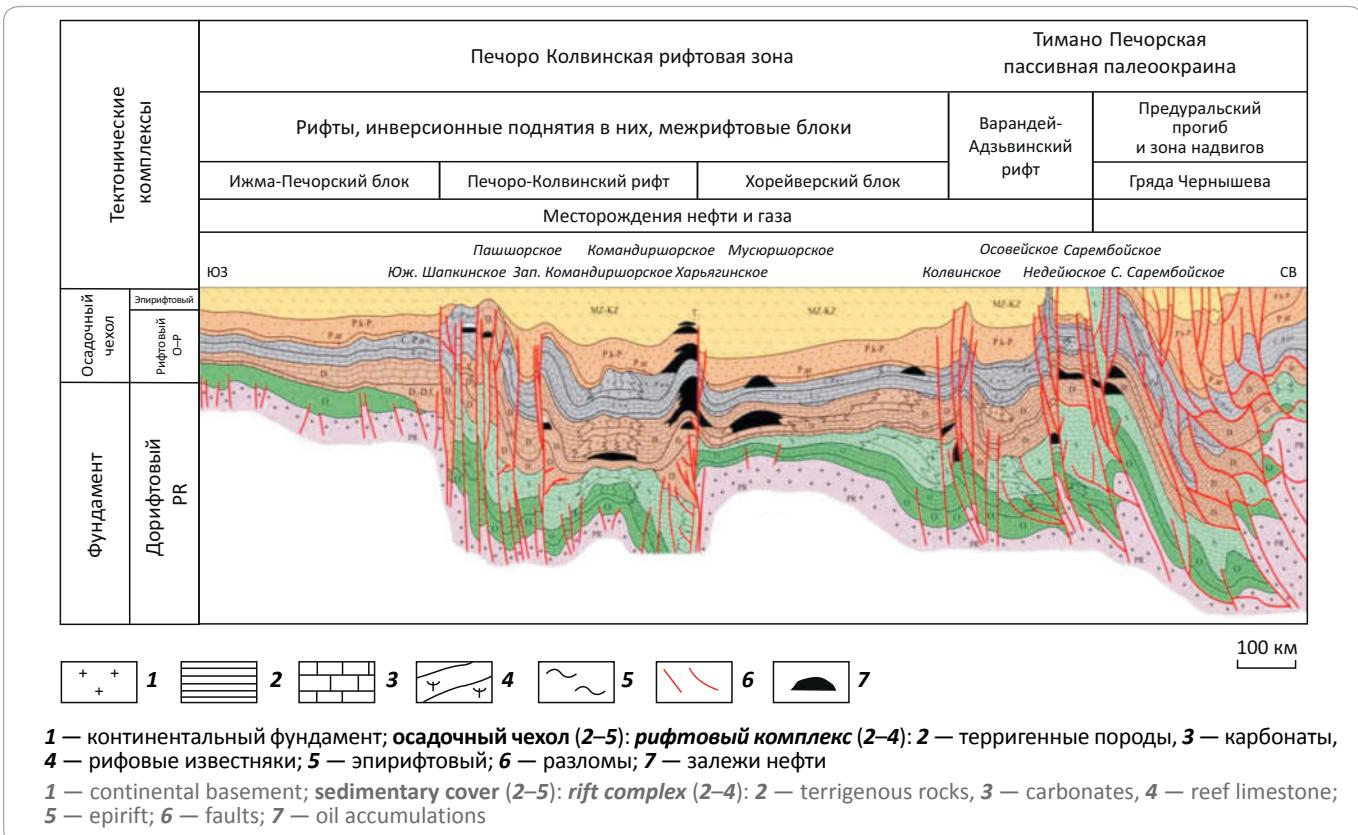
Рис. 8. Строение осадочного чехла по линии Амундсенская океаническая котловина — Новосибирский палеомикроконтинент (составлена на основе ([33], ОАО «МАГЭ», ПАО НК «Роснефть»))

Fig. 8. Architecture of sedimentary cover along the “Amundsen oceanic basin - Novosibirsk paleo-microcontinent” line (created on the basis of [33], MAGE, OC Rosneft)



TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 9. Строение Печоро-Колвинской рифтовой зоны и Тимано-Печорской пассивной континентальной палеоокраины
 Fig. 9. Architecture of Pechora-Kolvinsky rift zone and Timan-Pechora passive continental paleo-margin



рифей — венде континентальные блоки Баренции соединились и рифейские толщи в рифтах были деформированы, тогда как в межрифтовых блоках смятие рифейского разреза было слабым. Наиболее интенсивный рифтогенез проявился в ордовике — среднем девоне. В это время образовались основные рифты — Печоро-Колвинский и Варандей-Адзьвинский. В позднем девоне — раннем карбоне (турне) в Варандей-Адзьвинской зоне отмечается процесс формирования пассивной континентальной окраины, в Печоро-Колвинской — слабый рифтогенез, а в межрифтовых блоках (Ижма-Печорском, Хорейверском) — образование карбонатных платформ. В визей-пермское время проявляется инверсия, формируя инверсионные валы в рифтах и сводовые поднятия в пределах межрифтовых блоков. И наконец, в эпирифтовую стадию отмечается общее погружение, происходит эрозия приподнятых блоков ([25] и др.).

Северо-Карская пассивная континентальная палеоокраина Карского палеоконтинента включает крупные поднятия: Ушакова и Северного порога, прогибы: Восточно-Карский, Центрально-Карский, моноклинали — Северо-Пороговскую, Восточно-Карскую, Западно-Североземельскую (см. рис. 3). Поднятия ограничиваются грабенами и прогибами. Глубина подошвы осадочного чехла здесь увеличивается от 1 до 3 км, на поднятиях — до 12 км в пределах Восточно-

Карского прогиба. В разрезе осадочного чехла предполагается рифтовый (нижний) и надрифтовый (верхний) комплексы. Нижний, по данным сейсморазведки [20], представлен карбонатными, эвапоритовыми, терригенными породами палеозоя — от ордовика до перми. Его мощность до 10 км, при этом, вероятно, развиваются рифы, соляные купола, диапиры ([13, 20] и др.). Верхний (триас-меловой) комплекс мощностью более 2 км состоит из терригенных пород. Надрифтовый комплекс залегает на рифтовом горизонтально, с размывом. Мощность эпирифтового комплекса увеличивается с востока на запад от нескольких сот метров до 6 км.

К крупнейшим надпорядковым структурам Сибирской платформы относятся Курейская, Суханская надрифтовые депрессии, Анабарский, Оленекский выступы, Туруханская, Анабаро-Ленская пассивные континентальные палеоокраины и Предверхоянский предорогенный прогиб (см. рис. 3).

Лаптевская рифтовая система и сформированная над ней **надрифтовая депрессия** являются крупнейшими надпорядковыми структурами осадочного чехла ([15, 18] и др.). Они включают Центрально-Лаптевскую и Предлаптевоморскую рифтовые зоны, прогибы и Восточно-Лаптевский мегагорст (см. рис. 1, 3). Указанные крупные структуры, в свою очередь, состоят из рифтов — Северо-Лаптевского,

Западно-Предлаптевского, Восточно-Предлаптевского, Южно-Лаптевского, Усть-Ленского и др., впадин — Предлаптевоморской, Центрально-Лаптевской, горстов — Западно-Лаптевского, Северо-Восточно-Лаптевского и др. Депрессии пересекают Хатангско-Ломоносовский и Северо-Земельско-Ломоносовский трансформные разломы. Указанные глубинные разломы способствовали раздроблению Новосибирского палеомикроконтинента, осколком которого в современной структуре является Лаптевский континентальный блок.

Относительно стратиграфического объема осадочного чехла на шельфе моря Лаптевых существует две точки зрения. Некоторые исследователи (Кравченко К.Н., 1998; Ким Б.И., 2017, и др.) полагают, что западная и центральная части шельфа моря Лаптевых — это продолжение Сибирской платформы с мощным рифей-палеозой-мезозойским осадочным чехлом. Другая точка зрения сводится к тому, что осадочный чехол сформирован в апт-кайнозойское время на гетерогенном доаптском складчатом основании (Богданов Н.А., Хайн В.Е. и др., 1998; Драчев С.С., 2000; Малышев Н.А., 2010, и др.). Представители ПАО «НК «Роснефть» (Малышев Н.А. и др., 2010; Вержбицкий В.Е., 2014, и др.) полагают, что осадочный разрез мощностью до 15 км сложен верхнепалеозой-мезозойским (перикратонным) складчатым основанием, апт-раннемеловым (рифтовым) и среднемиоцен-четвертичным (эпириттовым) тектоническими комплексами.

Возможна компромиссная точка зрения: доаптский мезозойский и палеозойский разрезы западной и центральной частей моря Лаптевых представлены переходным предрифтовым слабодеформированным неметаморфизованным комплексом на рифейском складчатом основании [29].

В пределах Лаптевской надрифтовой депрессии выявлен ряд небольших и средних по размерам поднятий, которые могут представлять интерес для поиска залежей УВ. Все они характеризуются наличием многочисленных разломов.

Енисей-Хатангский прогиб является крупнейшей надпорядковой структурой ([2, 3] и др.) (см. рис. 1). В нем выделены крупные присдвиговые прогибы — Усть-Енисейский и Боганидско-Жданихинский (см. рис. 3), включающие, в свою очередь, средние и небольшие по размерам структуры. В разрезе осадочного чехла обособляются два этажа. Нижний этаж сложен осадочно-вулканогенными породами верхнего палеозоя — триаса. Этот терригенный комплекс пород слабодеформирован, нарушен разломами и накапливался в рифтах. Его мощность достигает 6 км. Верхний этаж, юрско-кайнозойский, сложен полого-залаивающими терригенными породами мощностью до 7 км. Общая мощность осадочного чехла здесь достигает 20–25 км. Фундамент, скорее всего, субокеанический, характерный для пул-апарт-бассейнов.

Средние и небольшие структуры осадочного чехла являются осложнением крупных и входят в их состав. Расположение средних (площадь 320–8000 км²) и небольших (от 13 до 320 км²) структур отображено на рис. 10. На нем показаны контуры структур III–V и некоторых структур VI порядков. Именно с этой категорией структур связано большинство месторождений нефти и газа, например Ямбургское и Уренгойское (площадь 5200 и 6500 км² соответственно), Русановское (160 км²), Надымское (66 км²), Обское (38 км²). Расположение выявленных месторождений углеводородов и закартированных локальных объектов показано в работах [29] и др.

Морфология средних и небольших по размерам структур весьма разнообразна. Среди положительных структур здесь выделены *валы*, *поднятия*, *зоны поднятий* (209 структур), *своды*, *купола*, *куполовидные поднятия* (113), *горсты*, *выступы*, *складчато-блоковые поднятия* (34), *окраинно-шельфовые поднятия* (4), *структурные мысы* (29). Всего насчитывается 389 средних и небольших по размерам положительных структур осадочного чехла.

Ориентированные структуры представлены *прогибами* (106), *депрессиями*, *мульдами* (41), *грабенами* (44), *окраинно-шельфовыми прогибами* (16). Всего ориентированных структур в пределах рассматриваемого региона — 207, т. е. преобладают положительные структуры III–VI порядков.

Структуры промежуточной группы представлены *моноклиналями* (4), *ступенями* (8), *седловинами* (31), *валообразными седловинами* (5), *поперечными поднятиями* (2), *ложбинами* (4), т. е. число структур промежуточной морфологии (54) незначительно. Помимо описанных типов структур III–VI порядков, присутствуют сотни мелких структур VII–VIII порядков, не показанных на картах из-за очень мелкого размера. Геологическая характеристика средних и небольших по размерам структур приведена в работах ([16] и др.) и в справочнике «Нефтяные и газовые месторождения России» (2010).

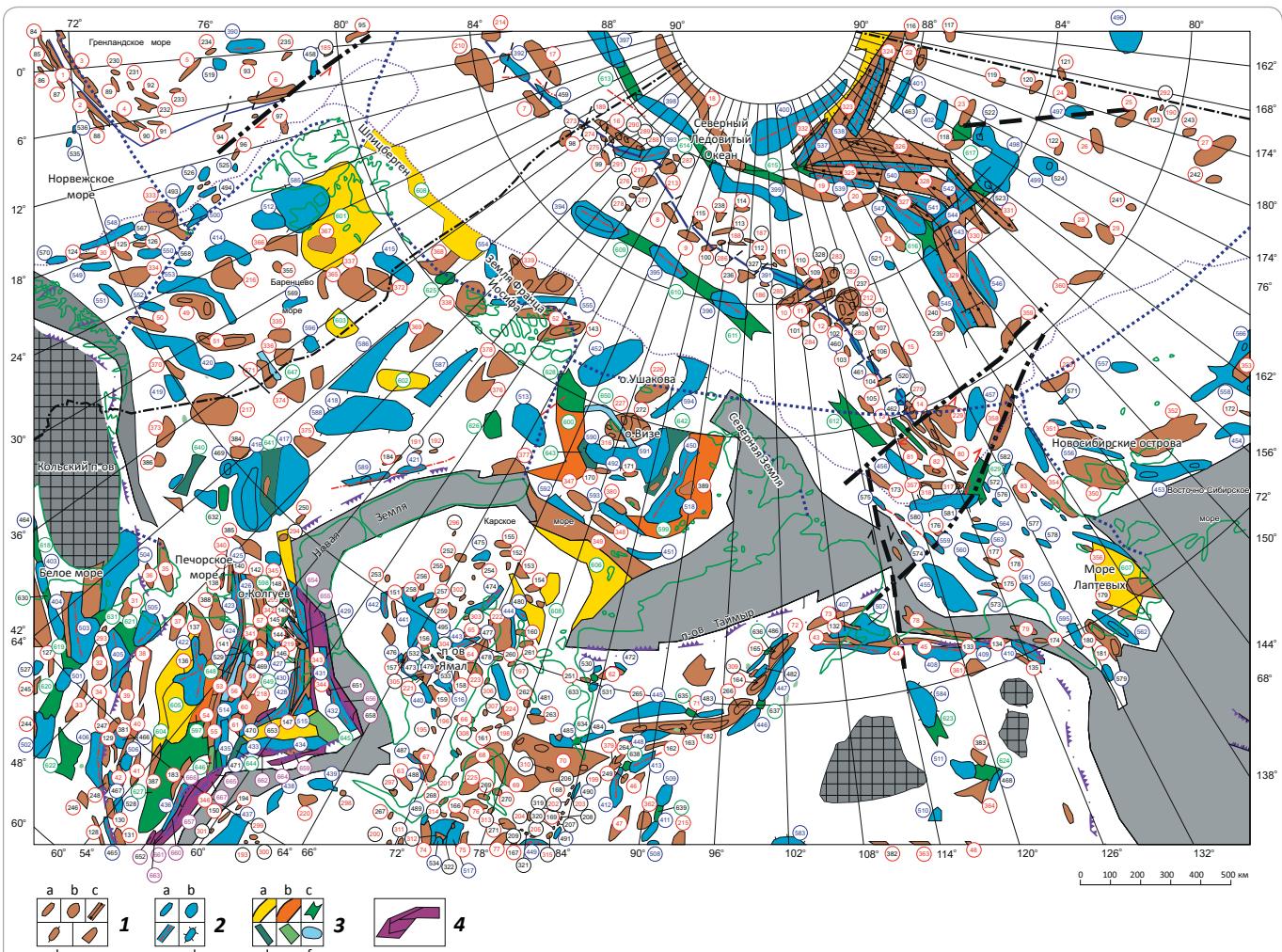
Структуры IV–VIII порядков часто выделяются под общим названием «локальные структуры». В эту группу попадают как крупные структуры площадью в несколько тысяч квадратных километров, так и мелкие — площадью несколько квадратных километров. Поэтому широко используемый термин «локальные структуры» не полностью раскрывает характеристику поискового объекта. В этой связи рекомендуем применять термин «локальная структура» с добавлением ее размера, т. е. порядка. Например, Ленинградская локальная структура IV порядка или Обская локальная структура VI порядка.

В пределах Западно-Сибирской мегадепрессии преобладают структуры V (32 %) и VI (37 %) порядков, в недрах которых выявлено 28 % начальных извлекаемых запасов УВ, а в структурах IV порядка (9 %) содержится 49 % запасов категорий А + В + С₁.

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 10. Размещение средних и небольших по размерам структур осадочного чехла (III–VI порядков) Западной Арктики и сопредельных регионов

Fig. 10. Location map of medium and small structures within sedimentary cover (III–VI order) in Western Arctic Region and neighbouring regions



Структуры осадочного чехла III (жирные цифры в жирных контурах), **IV** (тонкие цифры в жирных контурах), **V** (жирные цифры в тонких контурах) и **VI** (тонкие цифры в тонких контурах) **порядков** (1–3): 1 – **положительные** (III – красные цифры в красных кружках, IV – черные цифры в красных, V – красные цифры в черных, VI – черные цифры в черных кружках): а – вальы, зоны поднятий, поднятия (номера на карте 1–209) (с удлинением > 2); б – своды, купола, куполовидные поднятия (210–322) (с удлинением < 2); с – горсты, выступы, структурные зоны, складчато-блоковые поднятия (323–356); д – окраинно-шельфовые поднятия (357–360); е – структурные мысы (носы) (361–389); 2 – **отрицательные** (III порядка – синие цифры в синих кружках, IV порядка – черные в синих, V порядка – синие цифры в черных кружках): а – прогибы (390–495); б – депрессии, мульды (496–536); с – грабены (537–580); д – окраинно-шельфовые прогибы (581–596); 3 – **промежуточные** (III порядка – зеленые цифры в зеленых кружках, IV порядка – черные цифры в зеленых кружках): а – ступени, пологие (< 2°) борта и склоны (601–608); б – моноклинали, крутые (> 2°) борта и склоны (597–600); с – седловины (609–639); д – валаобразные седловины (640–644); е – поперечные поднятия (645–646); ф – ложбини (647–650); 4 – **фрагменты складчато-надвиговых областей** (III порядка – фиолетовые цифры в фиолетовых кружках, четвертого порядка – черные цифры в фиолетовых кружках): антиклинальные зоны (651–653), складчато-надвиговые зоны (654–658), складчато-чешуйчатые зоны (659–661), складчато-покровные зоны (662–664), тектонические пластины (665–667).

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

Sedimentary cover structures of IIIrd (bold numbers in bold contour), **IVth** (thin numbers in bold contour), **Vth** (bold numbers in thin contour) and **VIth** order (thin numbers in thin contour) order (1–3): 1 – **positive** (III – red numbers in red, IV – black numbers in red, V – red numbers in black, VI – black numbers in black circles): a – swells, zones of highs, highs (#30 to 209 on the map) (with elongation > 2); b – arches, domes, anticlines (210–322) (with elongation < 2); c – horsts, uplifts, structural zones, folded-block highs (323–356); d – marginal-shelf highs (357–360); e – structural noses (capes) (361–389); 2 – **negative** (III order – blue numbers in blue, IV – black numbers in blue, V – blue numbers in black circles): a – troughs (390–495); b – depressions, downfolds (496–536); c – grabens (537–580); d – marginal-shelf troughs (581–596); 3 – **intermediate** (III order – green numbers in green, IV – black numbers in green circles): a – flats, gentle (< 2°) shoulders and slopes (601–608); b – monoclines, steep (> 2°) shoulders and slopes (597–600); c – saddles (609–639); d – ridge-like saddles (640–644); e – transverse uplifts (645–646); f – cloughs (647–650); 4 – **fragments of fold-and-thrust zones** (III – purple numbers in purple, IV – black numbers in purple circles): anticlinal zones (651–653), fold-and-thrust zones (654–658), folded-sliced zones (659–661), thin-skinned folded zones (662–664), fault slices (665–667).

For other legend items see Fig. 1, 3

В классификации авторов статьи по размерам выделены четыре разновидности локальных структур — V–VIII порядков. В то же время в хорошо разведанных регионах мира структуры и приуроченные к ним месторождения подразделяются на десять порядков: мегагиганты, супергиганты, гиганты, крупнейшие, крупные, средние, мелкие, очень мелкие, крошечные, несущественные ([33] и др.). Учитывая, что в пределах России большинство открытий в последние годы связано с небольшими и мелкими по размерам структурами, деление структур на разные порядки является необходимым. Применение классификации будет способствовать увеличению достоверности прогноза нефтегазоносности и оценки ресурсов УВ.

Сравнивая карты размещения крупных, средних и небольших структур осадочного чехла (рис. 1, 3, 10), можно сделать вывод, что крупнейшие мегапорядковые структуры контролируют расположение крупных, а последние, в свою очередь, влияют на размещение средних и небольших структур. В пределах надрифтовых мегадепрессий небольшие и средние структуры имеют преимущественно изометричную форму, а в пассивных окраинах — чаще вытянутую во внешней зоне и изометричную — во внутренней.

Нефтегазоносность структур осадочного чехла

Промышленная нефтегазоносность выявлена в пределах крупнейших рифтовых систем и образовавшихся над ними эпирифтовых мегадепрессий (Баренцевской, Западно-Сибирской) и пассивных континентальных палеоокраин (Тимано-Печорской). Размещение выявленных месторождений в пределах рассматриваемого региона показано в работе [31], а стратиграфическая приуроченность залежей к тектоническим комплексам — в табл. 2.

Известно, что палеорифты различаются по условиям образования, осадконакоплению, морфологии и другим особенностям. Существует три основных модели образования рифтов — симметричного рифта (McKenzie D., 1978), связанного с чистым срывом (сдвигом), асимметричного рифта (Wernicke B., 1981), связанного с простым срывом (сдвигом), и модель двух срывов — в коре и верхней мантии, приводящих к утонению литосферы, поднятию кровли мантии и образованию глубоководных бассейнов. Последняя модель опубликована в журнале «Nature» (Lavier and Manatchal, 2006, вып. 16).

В зависимости от степени расхождения в рифтовых зонах выделяют узкораскрытие зоны и широкораскрытие рифты. Последние относятся к межконтинентальным рифтам, так как разделяют палеоконтиненты. Рифты по условиям образования подразделяются на две большие группы: сводово-вулканические и щелевые. Последовательность накопления осадочных толщ, магматизм в их пределах значительно различаются. Для первых характер-

ны вулканизм, накопление грубообломочных континентальных толщ в дорифтовую и раннерифтовую стадии развития, для вторых — сдвигообразование, слабый вулканизм и преобладание тонкозернистых морских толщ, что влияет на углеводородный потенциал рифтовых систем.

Баренцевская мегадепрессия формировалась над сводово-вулканическими рифтами, Западно-Сибирская — над межконтинентальной рифтовой системой, что обусловило громадную площадь ее надрифтовой части и высокий УВ-потенциал.

В акваториях мегакотловин нефтегазоносность не установлена. Однако ряд исследователей (Калинко М.К., 1988; Клещев К.А. и др., 2003; Лазуркин Д.В., 2005, 2011; Хайн В.Е. и др., 2004; Конторович А.Э. и др., 2010; Полякова И.Д. и др., 2017, [13, 17, 31] и др.) допускают возможность нефтегазонакопления в осадочном чехле котловин. Осадочный чехол здесь представлен местами меловыми, в основном кайнозойскими, породами мощностью до 8 км (см. рис. 6, 7). В центральных частях океанических котловин накапливались глубоководные осадки, а на периферии — терригенные толщи конусов выноса, местами — мергелисто-глинистые толщи, благоприятные для нефтегазообразования.

Предполагается (Полякова И.Д. и др., 2017), что у подножия континентального склона за счет тонких осадков дистальных турбидитов возникли очаги генерации, а у крутых ступеней склона широко развиты песчаные тела — резервуары для УВ. Вероятная оценка начальных извлекаемых ресурсов углеводородов Восточно-Сибирского и Чукотского морей России, по данным А.Э. Конторовича и др., составляет 6 млрд т нефти и 5 трлн м³ газа [17].

Среди крупнейших надпорядковых структур нефтегазоносность установлена в разрезе Тимано-Печорской пассивной континентальной палеоокраины (см. рис. 1, табл. 2). Формирование палеоокраины в рифей-кайнозойский этап показано в работе [31].

Нефтегазоносность выявлена по всему разрезу осадочного чехла — от ордовикских до мезозойских отложений, отдельные нефтегазопроявления отмечены также в трещиноватой коре выветривания фундамента. Максимальные глубины, на которых находятся нефтегазопроявления, составляют 5–6 км, что дает основание ожидать промышленные скопления на больших глубинах.

Наибольшее число залежей и разведанных запасов сосредоточено в среднедевон-нижнефранском терригенном комплексе, который отличается высокими коллекторскими свойствами и перекрывается устойчивой покрышкой кыновско-саргаевских глин и глинистых известняков.

Почти все плитотектонические структуры (рифты, межрифтовые блоки, пассивная континентальная палеоокраина) благоприятны для формирования

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Табл. 2. Распределение залежей и проявлений нефти, газа, газоконденсата, битумов в пределах Западной Арктики и прилегающих регионов

Tab. 2. Distribution of oil, gas, gas condensate, and bitumen deposits and shows in the Western Arctic Region and neighbouring regions

Крупнейшие и крупные структуры		Баренцевская мегадепрессия					Западно-Сибирская мегадепрессия					Тимано-Печорская пассивная окраина	
Тектонические комплексы и их возраст		Дорифтовый (до Е), предрифтовый (RF), рифтовый (О–Д ₂ ; Д ₃ –С ₁ ; Р–Т ₂), эпирифтовый (Т ₃ –К)					Дорифтовый (до Е), предрифтовый (РZ), рифтовый (РZ ₃ –Т), эпирифтовый (J–КZ)					Дорифтовый (до Е), предрифтовый (RF), рифтовый (О–Д ₂), пассивно-окраинный (Д ₃ –С ₁), эпирифтовый (Т–КZ)	
Рифтовые зоны		Западно-Баренцевская	Центрально-Баренцевская	Восточно-Баренцевская	Святой Анны	Северо-Карская	Предновоземельская	Ямальская	Уренгойская	Енисей-Хатангская	Худосейская	Печоро-Колвинская	Варандей-Арзьинская
Возраст (система)	Ин-декс												
Неогеновая	N												
Палеогеново-вая	Р												
Меловая	K ₂						Г	КНГ	КНГ	К	КН		
	K ₁						Г	ГКН	ГКН	КГ	ГН		
Юрская	J ₃	Н		Г					НКГ	КГ			
	J ₂		К		Г			НГ					
	J ₁							НГ			ГН		
Триасовая	T ₃												
	T ₂	К	К	К								Г	Н
	T ₁											ГК	Н
Пермская	P ₂											НГ	Н
	P ₁											НГ	Н
Каменно-угольная	C ₃											НГ	Н
	C ₂											НГ	Н
	C ₁											НГ	Н
Девонская	D ₃											НГ	Н
	D ₂											НГ	Н
	D ₁											НГ	Н
Силурий-ская	S ₂											Н	Н
	S ₁											Г	Н
Ордовик-ская	O ₃												
	O ₂												
	O ₁												
Кембрий-ская	Е												
РС	Венд	V											
	Рифей	RF											

Залежи: Н — нефти, Г — газа, К — газоконденсата; проявления: ПН — нефти, ПГ — газа, БЖ — битумов (жидких), БТ — битумов (твердых).

Табл. 2, окончание

Tab. 2, end.

углеводородов. Основной генерирующей толщой для верхнепалеозойского разреза являются терригенные породы верхнего девона (доманика).

Перспективы нефтегазоносности связаны с выявлением зон нефтегазонакопления в малоизученных районах внешней зоны пассивной окраины Восточно-Европейского палеоконтинента и предорогенного прогиба, трансформированных столкновением плит, где широко развиты надвиги, вдиги, линейные, вытянутые структуры, антиформы. В первую очередь это Коротаихинский и Предуральский предорогенные прогибы.

Структуры III и IV (средние по размерам), V и VI порядков (небольшие) формируют основной УВ-потенциал. По морфологии структуры III порядка представлены крупными валами, сводами, выступами, а структуры IV–VI порядков связаны с брахиантиклиналями, куполовидными поднятиями. Площади структур III порядка изменяются в наиболее изученной Западно-Сибирской мегадепрессии от 6500 км² (Уренгойское месторождение) до 1900 км² (Самотлорское). Со структурами III порядка, помимо упомянутых, соотносятся здесь Ямбургское (5200 км²), Харампурское (3000 км²), Медвежье (2000 км²), Красноленинское (2700 км²), Приобское (2100 км²) месторождения. К структурам IV порядка (320–1600 км²) относится 80 месторождений, в том числе Ленинградское (800 км²), Победа (480 км²), Губкинское (610 км²). Доли структур III и IV порядков — 10 % общего числа, а их извлекаемые запасы категорий А + В + С₁ + С₂ — 71 %. Структуры V (64–300 км²) и VI (13–64 км²) порядков, в пределах которых обнаружены месторождения, являются преобладающими (70 % числа, 41 % площади, 28 % запасов месторождений).

На месторождения, приуроченные к структурам III порядка, приходится около 1 % общего числа месторождений в рассматриваемом регионе. Эти месторождения содержат 23 % извлекаемых запасов категорий А + В + С₁ + С₂. Месторождения, соответствующие по площади структурам IV–VIII порядков, составляют 98,5 % их общего числа. В них сконцентрировано около 77 % запасов региона. На долю запасов мелких (2,5–13 км²) и мельчайших (0,5–2,5 км²) по площади структур приходится 0,5 % региона. Таким образом, основные запасы сконцентрированы в структурах III–VI порядков.

Анализ извлекаемых запасов УВ показывает, что к структурам III порядка приурочены уникальные, IV — крупные и уникальные, V — крупные и средние, VI — средние и мелкие, VII — мелкие и очень мелкие, VIII — очень мелкие месторождения. Но и такие структуры важны для нефтяной геологии.

Так, размеры открываемых в последние десятилетия в верхнепермских отложениях залежей сверхвязких нефтей Республики Татарстан колеблются от 0,4 × 0,8 до 2,0 × 7,5 км, а их запасы, бла-

годаря большой эффективной мощности песчаных гряд (10–30 м), достигают первых миллионов тонн.

Описанные структуры от крупнейших по размерам до небольших включают залежи УВ в различных тектонических комплексах осадочного чехла. На месторождениях углеводородов Баренцевской и Западно-Сибирской мегадепрессий основные залежи УВ приурочены к эпирифтовому, а в пределах Тимано-Печорской пассивной окраины — к рифтовому комплексу. В акваториях Арктической мегакотловины и прилегающих районах пока обнаружены главным образом проявления нефти, газа и битумов (см. табл. 2).

Перспективы нефтегазоносности различных тектонических комплексов в разрезе осадочного чехла приведены в табл. 3. Отложения предрифтового, рифтового и эпирифтового комплексов перспективны в разной степени. Наиболее перспективны отложения эпирифтового комплекса, перспективны — рифтового, в меньшей степени — породы предрифтового комплекса, представленного образованием складчатого основания.

Резюмируя сказанное, следует обратить внимание на следующее.

Разрез осадочного чехла рассматриваемого региона состоит из двух этажей: нижнего — слабодеформированного, сложенного осадочно-вулканогенными породами, и верхнего — пологозалегающего, представленного осадочными отложениями.

Площадь распространения отложений верхнего этажа значительно превышает таковую нижнего. Мощность осадочного чехла изменяется от десятков метров (на поднятиях) до 20 км (во впадинах). Возраст разреза осадочного чехла колеблется в диапазоне от кайнозойского (океанические котловины) до рифейского (древние платформы).

Структуры осадочного чехла в пределах региона различаются: а) по размерам; б) по условиям образования. Учитывая это, разработана классификация структур Западной Арктики и сопредельных регионов (см. табл. 1).

По размерам структуры подразделяются на крупнейшие (площадь 5000–200 тыс. км²), крупные (200–8 тыс. км²), средние (8–0,32 тыс. км²), небольшие (0,32–0,013 тыс. км²) и мелкие (0,013–0,0005 тыс. км²). Крупнейшие структуры, в свою очередь, делятся на мегапорядковые и надпорядковые. К мегапорядковым относятся Баренцевская и Западно-Сибирская надрифтовые депрессии, Арктическая и Норвежско-Гренландская океанические мегакотловины (см. табл. 1).

Образование мегапорядковых структур обусловлено континентальными рифтовыми системами, выше которых сформировались надрифтовые мегадепрессии. Океанические рифтовые системы способствовали формированию океанических мегакотловин.

Площадь надпорядковых структур составляет 200–1000 тыс. км². Эти структуры образованы за счет рифтовых зон, пассивных континентальных окраин, предорогенных прогибов, крупнейших зон поднятий и др. (см. табл. 1).

Крупные структуры подразделяются на структуры I и II порядков. Площадь структур I порядка 40–200 тыс. км², а II – 8–40 тыс. км². Структуры I порядка сформировались за счет внешних или внутренних зон пассивных окраин, окраинно-шельфовых прогибов, отдельных секторов предорогенных прогибов. Крупные структуры II порядка связаны с образованием крупных рифтов, моноклиналей, сводов, выступов, валов и зон поднятий. Средние (III и IV порядков) и небольшие (V–VI порядков) по размерам структуры являются, как правило, частью крупных, они возникли благодаря проявлению тектонических процессов (прогибание, воздымание, инверсия, рифто- и орогенез, надвиго-, сбросо- и сдвигообразование). Крупнейшие и крупные структуры формируют осадочные бассейны, средние – суббассейны, зоны нефтегазонакопления.

Большинство месторождений нефти и газа приурочено к небольшим по размерам структурам осадочного чехла. В редких случаях они встречаются в структурах среднего размера. Например, в пределах Медвежинского, Уренгойского и Ямбургского валов расположены уникальные Медвежье, Уренгойское и Ямбургское нефтегазоконденсатные месторождения Западно-Сибирской надрифтовой мегадепрессии.

На Вуктыльской тектонической пластине открыто уникальное одноименное нефтегазоконденсатное месторождение Тимано-Печорской пассивной палеоокраины. Уникальное Ленинградское, крупное Гыданское месторождения связаны со средними структурами IV порядка. Средние по запасам месторождения углеводородов: Надымское, Ладерское, Среднеямальское открыты в пределах структур V порядка. К мелким локальным поднятиям VI порядка, таким как Южно-Тагульское, Северо-Сузунское и др., приурочены отдельные залежи крупных месторождений либо средние и мелкие по запасам месторождения УВ. Мельчайшие структуры контролируют мелкие и очень мелкие месторождения.

Уникальные месторождения по начальным извлекаемым запасам категорий А + В + С₁ + С₂ по классификации 2013 г.* приурочены к структурам III и IV порядков, крупные – IV и V, средние – V и VI, мелкие – VI и VII порядков, а очень мелкие – VIII порядка. Усредненные площади структур: уникальных месторождений – 900 км², крупных – 200 км², средних – 70 км², мелких – 30 км², очень мелких – 10 км².

По морфологии выделены положительные (поднятия, валы, выступы, своды), отрицательные (впа-

дины, прогибы), переходные (моноклинали, ступени, террасы, седловины) структуры.

Подавляющая часть месторождений приурочена к крупным и средним по размерам положительным, отрицательным (с инверсионными локальными поднятиями) структурам и седловинам, реже встречаются месторождения в пределах моноклиналей и ступеней. Среди зон поднятий наиболее перспективны Северный порог, Визе-Ушакова, Федынского и Адмиралтейское, среди седловин – Альбановская и Анабаро-Хатангская.

Среди крупных структур доказана промышленная преимущественно газоносность *внешней* (обнаружено около 20 месторождений) и нефтеносность *внутренней* (около 200 месторождений) зон Тимано-Печорской пассивной палеоокраины. В пределах Восточно-Баренцевской палеорифтовой зоны выявлено четыре газовых и газоконденсатных месторождения, в том числе уникальное Штокмановское.

В недрах Западно-Сибирской надрифтовой мегадепрессии открыты сотни месторождений, в том числе крупных и уникальных. Значительная часть акваторий мегадепрессий является перспективной на поиски углеводородов. Например, высоки перспективы нефтеносности Приновоземельской моноклинали, где закартировано более 30 структур IV–VI порядков и открыто месторождение Победа, приуроченное к средней по размерам структуре IV порядка.

Весьма перспективны пассивные континентальные окраины, в первую очередь Кольско-Канинская. Здесь выявлены ловушки антиклинального и неантиклинального типов, в том числе рифовые. Помимо антиклинальных структур (Владимирская, Восточная и др.), в отложениях перми, карбона, верхнего девона по данным сейсморазведки выделяются высоко-перспективные верхнепермские, верхнедевонские рифовые постройки, средне-верхнекаменноугольные органогенные постройки, структурно-стратиграфические ловушки в руслодельтовых отложениях нижнего и среднего триаса, предполагаются структурно-тектонические ловушки в зонах выклинивания нижнего девона. Это позволяет считать ловушки Кольско-Канинской моноклинали первоочередным направлением поисков крупных месторождений нефти и газа.

В Западно-Шпицбергенской (Норвегия) уже обнаружены десятки газовых и газоконденсатных месторождений. Хорошими перспективами обладает крупный и глубокий (> 20 км осадочных пород) прогиб Вилькицкого Северо-Новосибирской пассивной палеоокраины.

Определенные перспективы связаны с фрагментами предорогенных прогибов, прежде всего с Предсевероуральским (Вуктыльское и другие место-

* Градация месторождений, млн т нефти/млрд м³ газа: уникальные – более 300, крупные – от 30 до 300, средние – от 5 до 30, мелкие – от 1 до 5, очень мелкие – менее 1.

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Табл. 3. Перспективы нефтегазоносности тектонических комплексов крупнейших и крупных структур Западной Арктики и сопредельных регионов

Tab. 3. Petroleum potential of tectonic complexes of the largest and large structures in Western Arctic Region and neighbouring regions

Крупнейшие структуры: мегапорядковые, надпорядковые				Норвежско-Гренландская океаническая мегакотловина				Арктическая океаническая мегакотловина												Современные пассивные континентальные окраины в пределах Северного Ледовитого океана												Арктическая океаническая мегакотловина				Современные пассивные континентальные окраины в пределах Северного Ледовитого океана																															
Крупные структуры																																																																			
Возраст тектонических комплексов				Тектонические комплексы				Нансена ОК				Алундсена ОК				Подводников ОК				Макарова ОК				Западно-Канадская ОК				Хребет Ломоносова				Хребет Менделеева				Тектонические комплексы				Североземельская				Северо-Ушаковская				Северо-Франца-Иосифовская				Северо-Шпицбергенская				Северо-Новосибирская				Тектонические комплексы				Северо-Чукотская РЗ			
ЭОН (эоно-тетма)	ЭРА (эрата-ма)	ПЕРИОД (система)	Индекс	Тектонические комплексы				Нансена ОК				Алундсена ОК				Подводников ОК				Макарова ОК				Западно-Канадская ОК				Хребет Ломоносова				Хребет Менделеева				Тектонические комплексы				Североземельская				Северо-Ушаковская				Северо-Франца-Иосифовская				Северо-Шпицбергенская				Северо-Новосибирская				Тектонические комплексы				Северо-Чукотская РЗ			
Фанерозой				Кайнозой				Норвежско-Гренландская океаническая мегакотловина				Арктическая океаническая мегакотловина				Современные пассивные континентальные окраины в пределах Северного Ледовитого океана				Северо-Чукотская РЗ				Тектонические комплексы				Северо-Чукотская РЗ				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы																							
Палеозой				Мезозой				Кайнозой				Арктическая океаническая мегакотловина				Современные пассивные континентальные окраины в пределах Северного Ледовитого океана				Северо-Чукотская РЗ				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы																											
Протерозой				Палеозой				Кайнозой				Арктическая океаническая мегакотловина				Современные пассивные континентальные окраины в пределах Северного Ледовитого океана				Северо-Чукотская РЗ				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы																											
Рифей				Мезозой				Кайнозой				Арктическая океаническая мегакотловина				Современные пассивные континентальные окраины в пределах Северного Ледовитого океана				Северо-Чукотская РЗ				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы				Тектонические комплексы																											
Архей				Кайнозой				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей																											
Фанерозой				Мезозой				Кайнозой				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей																											
Протерозой				Палеозой				Кайнозой				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей																											
Протерозой				Палеозой				Кайнозой				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей																											
Протерозой				Палеозой				Кайнозой				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей																											
Протерозой				Палеозой				Кайнозой				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей																											
Протерозой				Палеозой				Кайнозой				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей																											
Протерозой				Палеозой				Кайнозой				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей																											
Протерозой				Палеозой				Кайнозой				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей																											
Протерозой				Палеозой				Кайнозой				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей																											
Протерозой				Палеозой				Кайнозой				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей				Архей																											
Протерозой				Палеозой																																																															

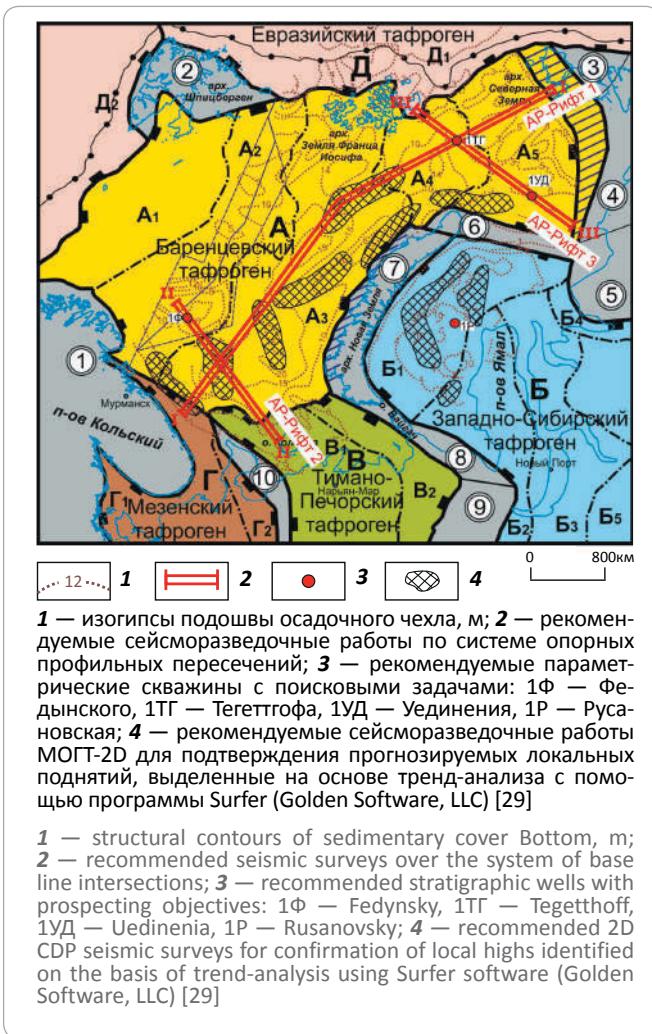
Табл. 3, окончание

Tab. 3, end.

Note. Promising series: **ПК** — for large and medium (in terms of reserves) oil and gas fields exploration, **ПН** — for small (in terms of reserves) oil and gas fields; **Х** — tectonic complexes of little or no promise; petroleum potential of tectonic complexes: **П** — potentially oil and gas bearing in accordance with general geological criteria, but underexplored, **Г** — possibly oil and gas bearing in accordance with general geological criteria, **?** — with unclarified petroleum potential; tectonic complexes of the basement: **K** — continental crystalline, **O** — oceanic, **COK** — sub-oceanic, **СК** — sub-continental, **СО** — folded basement; **ПР** — pre-rift, **Р** — rift, **ПО** — passive-marginal, **И** — inversion, **ЭР** — epirift; structures: **P3** — rift zone, **ЗП** — zone of highs.

Рис. 11. Рекомендации по направлениям геолого-разведочных работ регионального и поисково-оценочного (стадии выявления объектов поискового бурения) этапов на шельфах Баренцева и Карского морей [29]

Fig. 11. Recommendations on the directions of exploration and prospecting activities of regional and appraisal (identification of exploratory drilling targets) stages on the Barents and Kara sea shelves [29]



рождения), Предполярноуральским (4 месторождения) и Предпайхойским, слабоизученным, где месторождения пока не выявлены. Среди присдвиговых мегапрогибов более перспективен Усть-Енисейский (Пайяхское нефтяное и Байкаловское нефтегазоконденсатное месторождения). Среди присдвиговых впадин перспективна Большехетская (Пякяхинское нефтегазоконденсатное и Южно-Мессояхское, Северо-Хальмерпаютинское и Хальмерпаютинское газо-конденсатные месторождения).

Перспективны крупные поднятия Центрально-Баренцевской зоны, где уже доказана промышленная газоносность. Перспективны также рифты, прогибы и впадины, например Нордкапско-Варандерский, Восточно-Баренцевский, Печоро-Колвинский, Варандей-Адзьвинский, Уренгойско-

Колтогорский, Южно-Карский, Гыданский и Енисей-Хатангский, Кировско-Кажимский (выявлено 1 месторождение), Севертснагенский (10) прогибы, впадины — Южно-Баренцевская (3 месторождения), Ижма-Печорская и Хорейверско-Печороморская (десятки нефтяных месторождений), Косью-Роговская (5 месторождений), Большесынинская (4 месторождения), Верхнепечорская (9 месторождений), Южно-Карская (3 месторождения), Гыданская (47 месторождений).

Перспективы нефтегазоносности связаны также с крупными моноклиналями и ступенями, на которых уже открыты месторождения: Скандинавской, Малоземельско-Колгуевской, Южно-Ямальской, Приновоземельской, Северо-Гыданской, Южно-Таймырской. Определенными перспективами для поисков месторождений УВ обладают доюрские отложения Приенисейской моноклинали.

Среди крупных поднятий, сводов, мегавалов, зон поднятий перспективны те, где уже открыты месторождения: Восточно-Тиманский, Колвинский, Печоро-Кожвинский мегавалы, Варандей-Адзьвинская, Меркунус-Бярмelandская зоны, а также Адмиралтейский вал, где бурением первой скважины пока не выявлены залежи из-за осложнений при бурении (аномально высокое пластовое давление).

Весьма перспективны крупные седловины, мегаседловины — на трех из шести уже обнаружены месторождения: на Южно-Карско-Гыданской, Лудловской (два месторождения и две зоны нефтегазонакопления), Анабаро-Хатангской (нефтепроявления). В первую очередь нужно исследовать Хатангскую, Альбановскую, Южно-Карско-Свердрупскую седловины. Их перспективы связаны со структурами IV и V порядков.

Проведенные исследования показали, что для более полной характеристики структур осадочного чехла целесообразно составлять не одну, а несколько карт — отдельно для крупнейших, крупных, средних и небольших структур. Карты разного ранга, отображая строение осадочного чехла, позволяют геологам-нефтяникам лучше понимать друг друга при выделении разнопорядковых структур и оценке их углеводородного потенциала.

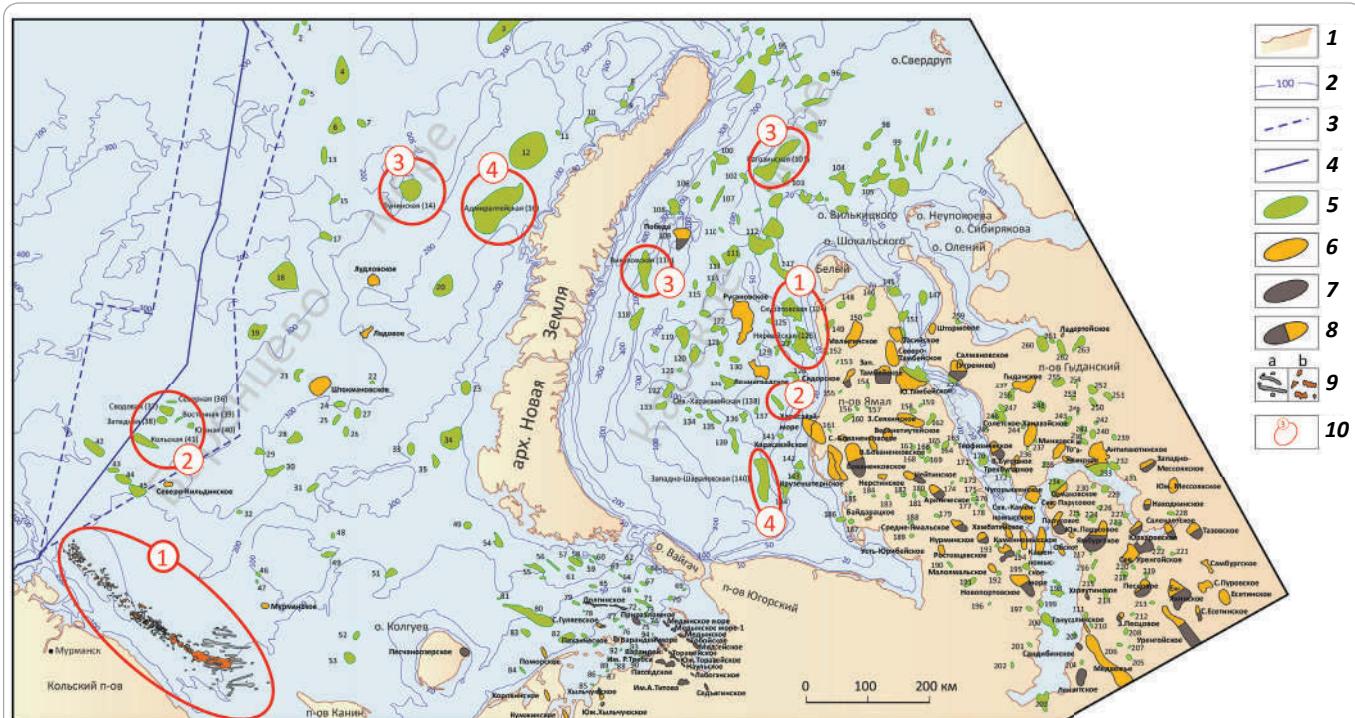
Рекомендации

Учитывая размеры структур, литолого-палеогеографическую обстановку их образования, другие благоприятные условия для нефтегазообразования ([12, 15, 16, 20, 25, 26, 30, 34] и др.), для освоения перспективных ресурсов Западной Арктики в ближайшей перспективе необходимо провести региональные и поисково-оценочные работы.

Региональный этап. Для уточнения закономерностей геологического строения, оценки перспектив нефтегазоносности предлагается: 1) выполнение сейсморазведочных работ по системе опорных про-

Рис. 12. Рекомендации по направлениям геолого-разведочных работ поисково-оценочного этапа (стадии подготовки объектов к поисковому бурению и стадии поиска, оценки месторождений) на шельфах Баренцева и Карского морей [29]

Fig. 12. Recommendations on the directions of exploration and prospecting activities of prospecting and appraisal stage (objects preparation to exploratory drilling and next E&P stage) on the Barents and Kara sea shelves [29]



1 — береговая линия; **2** — изобаты, м; **3** — граница зоны спорных с Норвегией экономических интересов (до 2011 г.); **4** — линия разграничения морских пространств России и Норвегии (после 2011 г.); **5** — нефтегазоперспективные объекты; **месторождения (6–8):** **6** — газовые и газоконденсатные, **7** — нефтяные, **8** — нефтегазовые и нефтегазоконденсатные; **9** — контуры органогенных построек в пределах Кольско-Канинских моноклинали: а — каменноугольно-нижнепермских, б — верхнепермских; **10** — нефтегазоперспективные объекты (антиклинальные структуры IV–VII порядков, органогенные, рифовые постройки) и очередность их освоения в ближней перспективе (цифры соответствуют последовательности описания).

Локальные структуры (IV–VIII порядков): 1 — Северная-1, 2 — Северная (север Баренцева моря), 3 — Орловская, 4 — Белая, 5 — Крайняя, 6 — Средняя, 7 — Персеевская, 8 — Иностраницева, 9 — Бледная, 10 — Панкратьевская, 11 — Литке, 12 — Пахтусовская, 13 — Вернадского, 14 — Лунинская, 15 — Шатского, 16 — Адмиралтейская, 17 — Медвежья, 18 — Ферсмановская, 19 — Демидовская, 20 — Крестовая, 21 — Северо-Штокмановская, 22 — Бритвинская, 23 — Митюшихинская, 24 — Северо-Туломская, 25 — Туломская, 26 — Южно-Туломская, 27 — Безымянная, 28 — Териберская, 29 — Терская, 30 — Северо-Надеждинская, 31 — Арктическая, 32 — Надеждинская, 33 — Бортовая, 34 — Дмитриевская, 35 — Гусиноземельская, 36 — Северная, 37 — Сводовая, 38 — Западная, 39 — Восточная, 40 — Южная, 41 — Кольская, 42 — Октябрьская, 43 — Варяжская, 44 — Курчатовская, 45 — Рыбачинская, 46 — Северо-Мурманская, 47 — Лопарская, 48 — Андреевская, 49 — Ахматовская, 50 — Западно-Новоземельская, 51 — Куренцовская, 52 — Восточно-Коргинская, 53 — Коргинская, 54 — Междуречская, 55 — Папанинская, 56 — Саханинская, 57 — Западно-Покровская, 58 — Покровская, 59 — Восточно-Покровская, 60 — Мерцающая, 61 — Селезневская, 62 — Зверобойная, 63 — Пиритовая, 64 — Михайловская, 65 — Восточно-Рахмановская, 66 — Прокофьевская, 67 — Моржовая, 68 — Логиновская, 69 — Вайгачская, 70 — Матвеевская, 71 — Западно-Матвеевская, 72 — Западно-Полярная, 73 — Полярная, 74 — Стасовская, 75 — Восточно-Приразломная, 76 — Восточно-Гуляевская, 77 — Алексеевская, 78 — Западно-Гуляевская, 79 — Большегуляевская, 80 — Русская, 81 — Северо-Русская, 82 — Южно-Русская, 83 — Северо-Поморская, 84 — Колоколмурская, 85 — Дресяянская, 86 — Константиновская, 87 — Каменская, 88 — Окинская, 89 — Шевелевская, 90 — Бизековская, 91 — Мадачагская, 92 — Соболья, 93 — Баровая, 94 — Варандей-море-3, 95 — Леверская, 96 — Лошкинская, 97 — Монская, 98 — Западно-Свердрупская, 99 — Быррангская, 100 — Розевская, 101 — Рагозинская, 102 — Западно-Рагозинская, 103 — Флиссингская, 104 — Анабарская, 105 — Вилькицкого, 106 — Дальняя, 107 — Нансена, 108 — Власьевская, 109 — Университетская (нефтегазовое месторождение Победа), 110 — Эдварда, 111 — Матусевича, 112 — Кропоткина, 113 — Неупокоева, 114 — Викуловская, 115 — Восточно-Викуловская, 116 — Западно-Русановская, 117 — Рождественская, 118 — Татариновская, 119 — Галлская, 120 — Воронинская-1, 121 — Воронинская-2, 122 — Северная (Карское море), 123 — Лутковская, 124 — Скуратовская, 125 — Западно-Скуратовская, 126 — Нярмейская, 127 — Спортивная, 128 — Морская, 129 — Северо-Ленинградская, 130 — Невская, 131 — Петровская, 132 — Мининская-1, 133 — Мининская-2, 134 — Северо-Обручевская, 135 — Обручевская, 136 — Западно-Аквамариновская, 137 — Аквамариновская, 138 — Северо-Харасавэйская, 139 — Амдерминская, 140 — Западно-Шараповская, 141 — Северо-Шараповская, 142 — Южно-Харасавэйская, 143 — Шкиперская, 144 — Шараповская, 145 — Преображенская, 146 — Тыпertoяxская, 147 — Корпачевская, 148 — Западно-Нярмейская, 149 — Западно-Малыгинская, 150 — Северо-Малыгинская, 151 — Восточно-Тамбейская, 152 — Тарминская, 153 — Леоновская, 154 — Хариусная, 155 — Западно-Сядорская, 156 — Хороводная, 157 — Хребетная, 158 — Венуйская, 159 — Фирновая, 160 — Восточно-Харасавэйская, 161 — Харатская, 162 — Северо-Сеяхинская, 163 — Восточно-Сеяхинская, 164 — Сеяхинская, 165 — Турманская, 166 — Ниливойская, 167 — Седская, 168 — Хобская, 169 — Южно-Ниливойская, 170 — Геофизическая, 171 — Западно-Геофизическая, 172 — Бухаринская, 173 — Южно-Сеяхинская, 174 — Восточно-Арктическая, 175 — Яптиксалинская, 176 — Тюпсалинская, 177 — Западно-Тюпсалинская, 178 — Южно-Тюпсалинская, 179 — Западно-Арктическая, 180 — Юрахатинская, 181 — Ясавайская, 182 — Западно-Ясавайская,

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Усл. обозначения к рис. 12, продолжение.

Legend for fig. 12, cont.

183 — Лытинская, 184 — Муртинская, 185 — Остромысовская, 186 — Прибрежная, 187 — Западно-Байдарацкая, 188 — Юреяхинская, 189 — Южно-Ямбутинская, 190 — Салобатская, 191 — Восходная, 192 — Ямальская, 193 — Южно-Нурминская, 194 — Юрседайская, 195 — Восточно-Новопортовская, 196 — Западно-Яротинская, 197 — Южно-Ямальская, 198 — Южно-Обская, 199 — Паютовская, 200 — Елисеевская, 201 — Сюйясалинская, 202 — Ярсалинская, 203 — Шугинская, 204 — Дельтовая, 205 — Хабияхская, 206 — Падинская, 207 — Восточно-Медвежья, 208 — Малохотинская, 209 — Северо-Сандибинская, 210 — Северо-Ныдинская, 211 — Седаяхинская, 212 — Южно-Песцовская, 213 — Верхне-Арка-Табъяхинская, 214 — Восточно-Харвутинская, 215 — Северо-Харвутинская, 216 — Южно-Ямбургская, 217 — Хосырейская, 218 — Санская, 219 — Пиричейская, 220 — Балтийская, 221 — Западно-Тазовская, 222 — Ламтаямская, 223 — Восточно-Ямбургская, 224 — Анеръяхинская, 225 — Лымбарская, 226 — Северо-Анеръяхинская, 227 — Северо-Юрхаровская, 228 — Перекатная, 229 — Няхартинская, 230 — Северо-Няхартинская, 231 — Влажная, 232 — Угловая, 233 — Антипаютинская, 234 — Адерпаютинская, 235 — Восточно-Минховская, 236 — Южно-Солетская, 237 — Сахаровская, 238 — Ялитинская, 239 — Кустарниковая, 240 — Приречная, 241 — Глубинная, 242 — Толовайская, 243 — Сопочная, 244 — Торамюйская, 245 — Новолунная, 246 — Быстрицканская, 247 — Вангутинская, 248 — Южно-Гыданская, 249 — Овражная, 250 — Северо-Ялаихская, 251 — Беговая, 252 — Северо-Танамская, 253 — Ягельная, 254 — Восточно-Яртояхинская, 255 — Яртояхинская, 256 — Мерсуюхская, 257 — Западно-Гыданская, 258 — Салмановская (Утренняя), 259 — Южно-Явайская, 260 — Северо-Гыданская, 261 — Садрская, 262 — Нявиухская, 263 — Западно-Сопатинская; 264 — Кольско-Канинская зона органогенных построек, антиклинальных структур.

Очередность освоения нефтегазоперспективных объектов в ближней перспективе. *Баренцево море:* 1 — органогенные постройки и структуры Кольско-Канинской моноклинали, 2 — свод Федынского (структуре Кольская), 3, 4 — нефтегазоперспективные структуры: 3 — Лунинская, 4 — Адмиралтейская; *Карское море:* 1—4 — нефтегазоперспективные структуры: 1 — Нярмейская и Скуратовская, 2 — Северо-Харасавейская, 3 — Рагозинская и Викуловская, 4 — Западно-Шараповская

1 — shoreline; 2 — isobaths, m; 3 — maritime Grey Zone boundary (before 2011); 4 — maritime delimitation line between Russian Federation and the Kingdom of Norway (after 2011); 5 — oil and gas prospects; fields (6—8): 6 — gas and gas condensate, 7 — oil, 8 — oil and gas, and oil and gas condensate; 9 — contours of organogenic buildups within the Kola-Kanin monocline: a — Carboniferous - Lower Permian, b — Upper Permian; 10 — oil and gas prospects (anticline structures of IV—VII order, organogenic, reef buildups) and priority of their development in near future (numbers refer to the prospecting sequence).

Local structures (IV—VIII orders): 1 — Severnaya-1, 2 — Severnaya (sever Barentseva morya), 3 — Orlovskaya, 4 — Belya, 5 — Krainyaya, 6 — Srednyaya, 7 — Perseevskaya, 8 — Inostrantseva, 9 — Blednaya, 10 — Pankrat'evskaya, 11 — Litke, 12 — Pakhtusovskaya, 13 — Vernadskogo, 14 — Luninskaya, 15 — Shatskogo, 16 — Admiralteiskaya, 17 — Medvezh'ya, 18 — Fersmanovskaya, 19 — Demidovskaya, 20 — Krestovaya, 21 — Severo-Shtokmanovskaya, 22 — Britvinskaya, 23 — Mityushikhinskaya, 24 — Severo-Tulomskaya, 25 — Tulomskaya, 26 — Yuzhno-Tulomskaya, 27 — Bezmyannaya, 28 — Teriberskaya, 29 — Terskaya, 30 — Severo-Nadezhdinskaya, 31 — Arkticheskaya, 32 — Nadezhdinskaya, 33 — Bortovaya, 34 — Dmitrievskaya, 35 — Gusinozemel'skaya, 36 — Severnaya, 37 — Svodovaya, 38 — Zapadnaya, 39 — Vostochnaya, 40 — Yuzhnaya, 41 — Kol'skaya, 42 — Oktyabr'skaya, 43 — Varyazhskaya, 44 — Kurchatovskaya, 45 — Rybachinskaya, 46 — Severo-Murmanskaya, 47 — Loparskaya, 48 — Andreevskaya, 49 — Akhmatovskaya, 50 — Zapadno-Novozemel'skaya, 51 — Kurentsovskaya, 52 — Vostochno-Korginskaya, 53 — Korginskaya, 54 — Mezhdusharskaya, 55 — Papaninskaya, 56 — Sakaninskaya, 57 — Zapadno-Pokrovskaya, 58 — Pokrovskaya, 59 — Vostochno-Pokrovskaya, 60 — Mertsayushchaya, 61 — Seleznevskaya, 62 — Zveroboinaya, 63 — Piritovaya, 64 — Mikhailovskaya, 65 — Vostochno-Rakhmanovskaya, 66 — Prokof'evskaya, 67 — Morzhovaya, 68 — Loginovskaya, 69 — Vaigachskaya, 70 — Matveevskaya, 71 — Zapadno-Matveevskaya, 72 — Zapadno-Polyarnaya, 73 — Polyarnaya, 74 — Stasovskaya, 75 — Vostochno-Prirazlomnaya, 76 — Vostochno-Gulyaevskaya, 77 — Alekseevskaya, 78 — Zapadno-Gulyaevskaya, 79 — Bol'shegulyaevskaya, 80 — Russkaya, 81 — Severo-Russkaya, 82 — Yuzhno-Russkaya, 83 — Severo-Pomorskaya, 84 — Kolokolmorskaya, 85 — Dresvianskaya, 86 — Konstantinovskaya, 87 — Kamenskaya, 88 — Okinskaya, 89 — Shevelevskaya, 90 — Bizekovskaya, 91 — Madachagskaya, 92 — Sobol'ya, 93 — Barovaya, 94 — Varandei-more-3, 95 — Leverskaya, 96 — Loshkinskaya, 97 — Monskaya, 98 — Zapadno-Sverdrupskaya, 99 — Byrrangskaya, 100 — Rozevskaya, 101 — Ragozinskaya, 102 — Zapadno-Ragozinskaya, 103 — Flissingskaya, 104 — Anabarskaya, 105 — Vil'kitskogo, 106 — Dal'nyaya, 107 — Nansen, 108 — Vlas'evskaya, 109 — Universitetskaya (neftegazovoe mestorozhdenie Pobeda), 110 — Edvarda, 111 — Matusevich, 112 — Kropotkina, 113 — Neupokoeva, 114 — Vikulovskaya, 115 — Vostochno-Vikulovskaya, 116 — Zapadno-Rusanovskaya, 117 — Rozhdestvenskaya, 118 — Tatarinovskaya, 119 — Gallskaya, 120 — Voroninskaya-1, 121 — Voroninskaya-2, 122 — Severnaya (Karskoe more), 123 — Lutkovskaya, 124 — Skuratovskaya, 125 — Zapadno-Skuratovskaya, 126 — Nyarmeiskaya, 127 — Sportivnaya, 128 — Morskaya, 129 — Severo-Leningradskaya, 130 — Nevskaya, 131 — Petrovskaya, 132 — Mininskaya-1, 133 — Mininskaya-2, 134 — Severo-Obruchevskaya, 135 — Obruchevskaya, 136 — Zapadno-Akvamarinovskaya, 137 — Akvamarinovskaya, 138 — Severo-Kharasaveiskaya, 139 — Amderminskaya, 140 — Zapadno-Sharapovskaya, 141 — Cevero-Sharapovskaya, 142 — Yuzhno-Kharasaveiskaya, 143 — Shkiperskaya, 144 — Sharapovskaya, 145 — Preobrazhenskaya, 146 — Typtoyakhskaya, 147 — Korpachevskaya, 148 — Zapadno-Nyarmeiskaya, 149 — Zapadno-Malyginskaya, 150 — Severo-Malyginskaya, 151 — Vostochno-Tambeiskaya, 152 — Tarminskaya, 153 — Leonovskaya, 154 — Khariusnaya, 155 — Zapadno-Syadorskaya, 156 — Khorovodnaya, 157 — Khrebetnaya, 158 — Venuiskaya, 159 — Firnovaya, 160 — Vostochno-Kharasaveiskaya, 161 — Kharatskaya, 162 — Severo-Seyakhinskaya, 163 — Vostochno-Seyakhinskaya, 164 — Seyakhinskaya, 165 — Turmanskaya, 166 — Nilivoiskaya, 167 — Sedskaya, 168 — Khobskaya, 169 — Yuzhno-Nilivoiskaya, 170 — Geofizicheskaya, 171 — Zapadno-Geofizicheskaya, 172 — Bukharinskaya, 173 — Yuzhno-Seyakhinskaya, 174 — Vostochno-Arkticheskaya, 175 — Yaptiksalinskaya, 176 — Tyupsalinskaya, 177 — Zapadno-Tyupsalinskaya, 178 — Yuzhno-Tyupsalinskaya, 179 — Zapadno-Arkticheskaya, 180 — Yurakhatsinskaya, 181 — Yasaveiskaya, 182 — Zapadno-Yasaveiskaya, 183 — Lytinskaya, 184 — Murtinskaya, 185 — Ostromysovskaya, 186 — Pribrezhnaya, 187 — Zapadno-Baidaratskaya, 188 — Yureyakhinskaya, 189 — Yuzhno-Yambutinskaya, 190 — Salobatskaya, 191 — Voskhodnaya, 192 — Yamal'skaya, 193 — Yuzhno-Nurminskaya, 194 — Yursedaiskaya, 195 — Vostochno-Novoportovskaya, 196 — Zapadno-Yarotinskaya, 197 — Yuzhno-Yamal'skaya, 198 — Yuzhno-Obskaya, 199 — Payutovskaya, 200 — Eliseevskaya, 201 — Syunyaaisalinskaya, 202 — Yarsalinskaya, 203 — Shuginskaya, 204 — Del'tovaya, 205 — Khabiyakhskaya, 206 — Padinskaya, 207 — Vostochno-Medvezh'ya, 208 — Malokhotinskaya, 209 — Severo-Sandibinskaya, 210 — Severo-Nydinskaya, 211 — Sedayakhinskaya, 212 — Yuzhno-Pestsovaya, 213 — Verkhne-Arka-Tab'yakhinskaya, 214 — Vostochno-Kharvutinskaya, 215 — Severo-Kharvutinskaya, 216 — Yuzhno-Yamburgskaya, 217 — Khosyreiskaya, 218 — Sanskaya, 219 — Piricheiskaya, 220 — Baltiiskaya, 221 — Zapadno-Tazovskaya, 222 — Lamtayamskaya, 223 — Vostochno-Yamburgskaya, 224 — Aner'yakhinskaya, 225 — Lymbarskaya, 226 — Severo-Aner'yakhinskaya, 227 — Severo-Yurkharovskaya, 228 — Perekatnaya, 229 — Nyakhartinskaya, 230 — Severo-Nyakhartinskaya, 231 — Vlazhnaya, 232 — Uglyovaya, 233 — Antipayutinskaya, 234 — Aderpayutinskaya, 235 — Vostochno-Minkhovskaya, 236 — Yuzhno-Soletskaya, 237 — Sakharovskaya, 238 — Yalitinskaya, 239 — Kustarnikovaya, 240 — Prirechnaya, 241 — Glubinnaya, 242 — Tolovaiskaya, 243 — Sopochnaya, 244 — Toramyuiskaya, 245 — Novolunnaya, 246 — Bystritskinskaya, 247 — Vangutinskaya, 248 — Yuzhno-Gydanskaya, 249 — Ovrazhnaya, 250 — Severo-Yalayakhskaya, 251 — Begovaya, 252 — Severo-Tanamskaya, 253 — Yagel'naya, 254 — Vostochno-Yartoyakhinskaya, 255 — Yartoyakhinskaya, 256 — Mersuyakhskaya, 257 — Zapadno-Gydanskaya, 258 — Salmanovskaya (Utrennaya),

Legend for fig. 12, end.

259 — Yuzhno-Yavaiskaya, 260 — Severo-Gydanskaya, 261 — Sadrskaya, 262 — Nyavuyakhskaya, 263 — Zapadno-Sopatinskaya; 264 — Kola-Kanin zone of organic buildups, anticlinal structures.

Sequence of oil and gas prospects development in near future. Barents Sea: 1 — organogenic buildups and structures of Kola-Kanin monocline, 2 — Fedynsky swell (Kola structure), 3, 4 — oil and gas promising structures: 3 — Luninskaya, 4 — Admiralteiskaya; **Kara Sea:** 1–4 — oil and gas promising structures: 1 — Nyarmeiskaya i Skuratovskaya, 2 — Severo-Kharasaveiskaya, 3 — Ragozinskaya i Vilkulovskaya, 4 — Zapadno-Sharapovskaya

фильных пересечений в продольном (AP — Рифт I—I) и поперечном (AP — Рифт II—II, AP — Рифт III—III) направлениях (рис. 11); 2) бурение параметрических скважин в пределах: Русановского месторождения (1Р), на своде Федынского (1Ф), прогиба Уединения (1УД), в зоне развития рифов на моноклинали Тагетт-гоффа (1ТГ). Помимо параметрических задач, бурение параметрических скважин должно способствовать решению поисково-оценочных и разведочных задач.

На **поисково-оценочном этапе** предлагается: 1) проведение сейсморазведки МОГТ-2D на локальных поднятиях, прогнозируемых по результатам тренд-анализа и градиентного анализа с целью их подтверждения [29]; 2) проведение поисково-оценочных работ на наиболее перспективных объектах Баренцева и Карского морей, включая подготовку объектов к поисковому бурению, выбор точек заложения поисково-оценочных скважин и поисково-оценочное бурение.

Литература

1. Астафьев Д.А., Шеин В.А. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности северной части Западно-Сибирского тафрогена и его обрамления // Геология нефти и газа. — 2010. — № 3. — С. 19–29.
2. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордуков С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковашина Б.Г. Тектоника, тектоностратиграфия и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. — 2016. — Т. 50. — № 2. — С. 23–42. DOI: 10.7868/S0016853X16020028.
3. Балдин В.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности верхнеюрско-неокомских отложений западной части Енисей-Хатангского прогиба : автореф... дис. канд. геол.-мин. наук. — М. : Изд-во ВНИГНИ, 2001. — 225 с.
4. Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г. и др. Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2009. — Т. 4. — № 1. — С. 1–3.
5. Тектоническая карта морей Карского и Лаптевых и севера Сибири: Объяснительная записка // Н.А. Богданов, В.Е. Хайн, О.М. Розен. — 1:2 500 000. — М. : Изд-во Института литосферы окраинных и внутренних морей РАН, 1998.
6. Вержбицкий В.Е., Соколов С.Д., Тучкова М.И. Современная структура и этапы тектонической эволюции острова Врангеля (Российская Восточная Арктика) // Геотектоника. — 2015. — Т. 49. — № 3. — С. 3–36.
7. Виноградов В.А., Гусев Е.А., Лопатин В.Е. Возраст и структура осадочного чехла Восточно-Арктического шельфа России // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. — СПб. : ВНИИОкеангеология, 2004. — Вып. 5. — С. 202–202.
8. Винокуров И.Ю., Беляева И.В., Егоров А.С. и др. Глубинная модель и особенности Баренцево-Карского региона // Геология полярных областей Земли. Материалы XLII Тектонического совещания. — 2009. — Т. 1. — С. 102–106.
9. Гаврилов В.П., Федоровский Ю.Ф., Тронов Ю.А. и др. Геодинамика и нефтегазоносность Арктики / Под ред. В.П. Гаврилова. — М. : Недра, 1993. — 322 с.
10. Государственная геологическая карта РФ (новая серия). Лист Т-37-40 — Земля Франца-Иосифа (южные острова): Объяснительная записка / Ред. Б.Г. Лопатин. — 1:1 000 000. — СПб. : Изд-во картфабрики ВСЕГЕИ, 2004. — 170 с.
11. Государственная геологическая карта РФ (новая серия). Лист Т-41-44 — мыс Желания: Объяснительная записка / Ред. Б.Г. Лопатин. — 1:1 000 000. — СПб. : Изд-во Картфабрика ВСЕГЕИ, 2004. — 170 с.
12. Грамберг И.И., Супруненко О.И., Вискунова К.В. и др. Нефтегазоносность Арктического супербассейна // Разведка и охрана недр. — 2000. — № 12. — С. 24–30.
13. Долгунов К.А., Мартиросян В.Н., Васильева Е.А., Сапожников Б.Г. Структурно-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности северной части Баренцево-Карского региона // Геология нефти и газа. — 2011. — № 6. — С. 70–83.
14. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. Кн. 2. — М. : Недра, 1990. — 34 с.
15. Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Харитонова Л.Я., Иванова Н.М., Полищук Л.А. Осадочный чехол шельфа моря Лаптевых и его нефтегазоносный потенциал // Геология нефти и газа. — 2011. — № 6. — С. 116–131.
16. Клещев К.А., Шеин В.С. Геодинамическая эволюция и перспективы нефтегазоносности Арктики. — М. : Изд-во ВНИГНИ, 2008. — 103 с.

Очередность освоения наиболее перспективных объектов

Баренцево море: 1 — структуры (Владимирская, Восточная), рифовые и органогенные постройки Кольско-Канинской моноклинали; 2 — свод Федынского; 3, 4 — перспективные структуры: 3 — Лунинская, 4 — Адмиралтейская.

Карское море: 1–4 — перспективные структуры: 1 — Нярмейская и Скуратовская, 2 — Северо-Харасавейская, 3 — Рогозинская и Викуловская, 4 — Западно-Шараповская (рис. 12).

Разработанная классификация структур осадочного чехла (от крупнейших до мелких) будет полезна при определении ранга, порядка выделенной тектонической единицы и учтена при построении структурных, тектонических карт, оценке ресурсов УВ Арктики и других нефтегазоносных регионов. Авторы надеются, что изложенные рекомендации по проведению геолого-разведочных работ будут способствовать открытию крупных месторождений нефти и газа.

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

17. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафонов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 7–17.
18. Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2010. – С. 20–28.
19. Малышев Н.А., Никишин В.А., Никишин А.М., Обметко В.В., Мартirosyan B.N., Клещина Л.Н., Рейдик Ю.В. Новая модель геологического строения и истории формирования Северо-Карского осадочного бассейна // ДАН. – 2012. – Т. 445. – № 1. – С. 791–795.
20. Мартirosyan B.N., Васильева В.А., Устрицкий В.И., Супруненко О.И., Винокуров И.Ю. Север Карского моря – высокоперспективная на нефть область Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 59–70.
21. Нефть и газ Арктики : мат-лы Международной научно-практической конференции (27–29 июня 2006 г.) / Под ред. В.П. Гаврилова. – М. : Интергеоконтакт Наука, 2007. – 351 с.
22. Пронкин А.П., Савченко В.И., Хлебников П.А., Эрнст В.А., Филиппов Ю.А., Афанасенков А.П., Ефимов А.С., Ступакова А.В., Бородулов С.И., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Глухова Т.А., Перетолчин К.А. Новые данные о геологическом строении и возможной нефтегазоносности зон сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ со складчатым Таймыром // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 30–44.
23. Государственная геологическая карта Российской Федерации (третье поколение). Серия Таймырско-Североземельская. Лист S-48 – оз. Таймыр (восточная часть): Объяснительная записка / В.Ф. Проскурнин, А.В. Гавриш, В.В. Межубовский, В.Р. Трофимов, В.Н. Егоров и др. – 1:1 000 000. – СПб. : Изд-во Картфабрика ВСЕГЕИ, 2009. – 253 с. + 5 вкл. (Минприроды России, Роснедра, ФГУП «ВСЕГЕИ», МУП «ПРГЭ», ОАО «МАГЭ»).
24. Государственная геологическая карта Российской Федерации (третье поколение). Серия Таймырско-Североземельская. Лист S-49 – Хатангский залив: Объяснительная записка / В.Ф. Проскурнин, А.В. Гавриш, В.В. Межубовский, В.Р. Трофимов. – 1:1 000 000. – СПб. : Изд-во Картфабрика ВСЕГЕИ, 2013. – 275 с. + 12 вкл.
25. Ступакова А.В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий // Геология нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 99–115.
26. Супруненко О.И. Устрицкий В.И., Зуйкова О.И., Павлов С.П., Винокуров И.Ю. Геолого-геофизическое районирование севера Баренцево-Карского шельфа по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа. – 2009. – № 4. – С. 17–25.
27. Хайн В.Е., Филатова И.Н., Полякова И.Д. Тектоника, геодинамика и перспективы нефтегазоносности восточно-арктических морей и их континентального обрамления // Труды геологического института. – М. : Наука, 2009. – Вып. 601. – 227 с.
28. Шеин В.А. Перспективы нефтегазоносности Западной Арктики и рекомендации по проведению геолого-разведочных работ на нефть и газ // Геология нефти и газа. – 2014. – № 4. – С. 15–31.
29. Шеин В.А. Перспективы нефтегазоносности палеорифтовых систем Западной Арктики. – М. : Изд-во Геоинформ, 2018. – 280 с.
30. Шеин В.С., Шеин В.А. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности Баренцевско-Карского региона // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 34–55.
31. Шеин В.С., Алференок А.В., Каламкаров С.Л., Книппер А.А., Шеин В.А. Плитотектоническое и нефтегазогеологическое районирование Западной Арктики и сопредельных регионов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 2. – С. 3–26.
32. Шеин В.С., Алференок А.В., Каламкаров С.Л., Книппер А.А., Шеин В.А. Тектоническое строение и нефтегазоносность фундамента Западной Арктики и сопредельных регионов // Геология нефти и газа. – 2017. – № 6. – С. 5–29.
33. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. – М. : Изд-во ВНИГНИ, 2012. – 848 с.
34. Борисов А.В., Винниковский В.С., Тыныгин И.А., Федоровский Ю.Ф. Шельф Баренцева и Карского морей – новая крупная сырьевая база России (особенности строения, основные направления дальнейших работ) // Геология нефти и газа. – 1995. – № 1. – С. 4–8.
35. Шипилов Э.В., Тарасов Г.А. Региональная геология нефтегазоносных осадочных бассейнов Западно-Арктического шельфа России. – Апатиты : Изд-во КНЦ РАН, 1998. – 306 с.
36. Arctic Geology and Petroleum Potential / Под ред. Т.О. Vorren, E. Bergsager, Ø.A. Dahl-Stamnes, E. Holter, B. Johansen, E. Lie, T.B. Lund. – Амстердам : Elsevier, 1993. – 751 с.
37. Nikishin A.M., Petrov E.I., Malyshev N.A., Ershova V.P. Rift system of the Russian Eastern Arctic shelf and Arctic deep water basins: link between geological history and geodynamics // Geodynamics & Tectonophysics. – 2017. – Т. 8, вып. 1. – С. 11–43.
38. James D. Lowell. Structural Styles in Petroleum Exploration. – Талса, Оклахома : Oil and Gas Consultants International, 1985. – Р. 2–79.

References

1. Astafiev D.A., Shein V.A. Tectonic structure and oil and gas potential of the Northern part of West Siberian taphrogen and its framework. *Oil and gas geology*. 2010;(3):19–29.
2. Afanasyenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V., Bordunov S.I., Lugovaya O.V., Chikishev A.A., Yakovishina B.G. The tectonics and stages of the geological history of the Yenisei–Khatanga Basin and the conjugate Taimyr Orogen Geotectonics. 2016;50(2):161–178. DOI: 10.7868/S0016853X16020028.
3. Baldin V.A. Geological structure and petroleum potential of Upper Jurassic – Neocomian formations in the western part of the Yenisei–Khatanga Depression: avtoref... dis. kand. geol.-min. nauk. Moscow: Izd-vo VNIGNI; 2001. 225 p.
4. Basov V.A., Vasilenko L.V., Viskunova K.G. et al. Evolution of sedimentary environments of the Barents-North Kara palaeobasins in the Phanerozoic. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2009;4(1):1–3.
5. Tectonic map of Kara and Laptev seas and north of Siberia: Explanatory note. In: N.A. Bogdanov, V.E. Khain, O.M. Rozen, eds. 1:2 500 000. Moscow: Izd-vo Instituta litosfery okrainnykh i vnutrennikh morei RAN; 1998.
6. Verzhbitsky V.E., Sokolov S.D., Tuchkova M.I. Present-day structure and stages of tectonic evolution of Wrangel Island, Russian eastern Arctic Region. *Geotectonics*. 2015;49(3):165–192.
7. Vinogradov V.A., Gusev E.A., Lopatin V.E. Age and structure of sedimentary cover in the Russian East-Arctic shelf. *Geologo-geofizicheskie kharakteristiki litosfery Arkticheskogo regiona*. St. Petersburg: VNII Okeangeologiya; 2004. Issue 5. pp. 202–2012.
8. Vinokurov I.Yu., Belyaeva I.V., Egorov A.S. et al. Depth model and features of the Barents-Kara region. *Geologiya polyarnykh oblastei Zemli. Materialy XLII Tektonicheskogo soveshchaniya*. 2009. Vol. 1. pp. 102–106.

9. Gavrilov V.P., Fedorovskii Yu.F., Tronov Yu.A. et al. Geodynamics and hydrocarbon potential of Arctic Region. In: V.P. Gavrilov, ed. Moscow: Nedra; 1993. 322 p.
10. State geological map of Russian Federation of scale (new series). Sheet T-37-40 – Franz Josef Land (southern islands): Explanatory note. In: B.G. Lopatin, ed. 1:1 000 000. St. Petersburg: Izd-vo kartfabriki VSEGEI; 2004. 170 p.
11. State geological map of Russian Federation (new series). Sheet T-41-44 – Cape Zhelaniya: Explanatory note. In: B.G. Lopatin, ed. 1:1 000 000. St. Petersburg: Izd-vo Kartfabrika VSEGEI; 2004. 170 p.
12. Gramberg I.I., Suprunenko O.I., Viskunova K.V. et al. Hydrocarbon potential of the Arctic superbasin. *Razvedka i okhrana nedr*. 2000;(12):24–30.
13. Dolgunov K.A., Martirosyan V.N., Vasilieva E.A., Sapozhnikov B.G. Structural and tectonic peculiarities of structure and prospects of oil and gas potential of the northern part of Barents-Kara region. *Oil and gas geology*. 2011;(6):70–83.
14. Zonenshain L.P., Kuz'min M.I., Natapov L.M. Lithosphere plate tectonics: USSR territory. Book 2. Moscow: Nedra; 1990. 334 p.
15. Kim B.I., Evdokimova N.K., Kharitonova L.Ya., Ivanova N.M., Polischuk L.A. Sedimentasry cover of the Laptev Sea Shelf and its oil and gas potential. *Oil and gas geology*. 2011;(6):116–131.
16. Kleshchev K.A., Shein V.S. Geodynamic evolution and oil and gas bearing prospects in the Arctic. Moscow: Izdatelstvo VNIGNI; 2008. 103 p.
17. Kontorovich A.E., Epov M.I., Burshtein L.M., Kurchikov A.R., Kaminskii V.D., Suprunenko O.I., Malyshev N.A., Prischepa O.M., Safronov A.F., Stupakova A.V. Geology and hydrocarbon resources of the continental shelf in Russian Arctic seas and the prospects of their development. *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(1):3–11.
18. Malyshev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A. Assessment of petroleum potential of sedimentary basins in the Eastern Arctic regions. *Nauchno-tehnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft»*. 2010. pp. 20–28.
19. Malyshev N.A., Nikishin V.A., Nikishin A.M., Obmetko V.V., Martirosyan V.N., Kleshchina L.N., Reidik Yu.V. New model of geological structure and formation history of the North Kara sedimentary basin. *DAN*. 2012;445(1):791–795.
20. Martirosyan V.N., Vasilieva E.A., Ustritsky V.I., Suprunenko O.I., Vinokurov I.Yu. The North of Kara Sea — highly promising area for oil and gas of the Arctic shelf of Russia. *Oil and gas geology*. 2011;(6):59–70.
21. Arctic oil and gas. In: V.P. Gavrilov, ed. *Mat-ly Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii* (27–29 June, 2006). Moscow: Intergeokontakt Nauka; 2007. 351 p.
22. Pronkin A.P., Savchenko V.I., Khlebnikov P.A., Ernst V.A., Filiptsov Yu.A., Afanasenkov A.P., Efimov A.S., Stupakova A.V., Bordunov S.I., Suslova A.A., Sautkin R.S., Glukhova T.A., Peretolchin K.A. New data about geological structure and possible oil and gas potential of the West-Siberian and Siberian platform jointing zone with folded Taimyr. *Oil and gas geology*. 2012;(1):30–44.
23. State geological map of Russian Federation (third generation). Taimyr-Severozemelsky series. Sheet S-48 – Taimyr Lake (eastern part): Explanatory note. In: V.F. Proskurnin, A.V. Gavrish, V.V. Mezhubovskii, V.R. Trofimov, V.N. Egorov et al., eds. 1:1 000 000. St. Petersburg: Izd-vo Kartfabrika VSEGEI; 2009. 253 p.
24. State geological map of Russian Federation (third generation). Taimyr-Severozemelsky series. Sheet S-49 – Khatanga Bay: Explanatory note. In: V.F. Proskurnin, A.V. Gavrish, V.V. Mezhubovskii, V.R. Trofimov, eds. 1:1 000 000. St. Petersburg: Izd-vo Kartfabrika VSEGEI; 2013. 275 p.
25. Stupakova A.V. Structure and petroleum potential of the Barents-Kara shelf and adjacent territories. *Oil and gas geology*. 2011;(6):99–115.
26. Suprunenko O.I., Ustritsky V.I., Zuikova O.N., Pavlov S.P., Roslov Yu.V., Vinokurov I.Yu. Geologic-geophysical zoning of northern Barents-Cara shelf by seismic prospecting data. *Oil and gas geology*. 2009;(4):17–25.
27. Khain V.E., Filatova I.N., Polyakova I.D. Tectonics, geodynamics and oil and gas potential of the East Arctic seas and their continental framing. *Trudy geologicheskogo instituta*. Issue 601. Moscow: Nauka; 2009. 227 p.
28. Shein V.A. Oil and gas potential prospects of the Western Arctic and recommendations on oil and gas exploration work. *Oil and gas geology*. 2014;(4):15–31.
29. Shein V.A. Petroleum potential of paleorift systems in Western Siberia. Moscow: Izd-vo Geoinform; 2018. 280 p.
30. Shein V.S., Shein V.A. Tectonic structure and oil and gas potential prospects of the Barents-Cara region. *Oil and gas geology*. 2011;(2):34–55.
31. Shein V.S., Alferenok A.V., Kalamkarov S.L., Knipper A.A., Shein V.A. Zoning of the Western Arctic and adjacent regions based on plate tectonics and oil and gas geology criteria. *Geologiya nefti i gaza*. 2017;(2):3–26.
32. Shein V.S., Alferenok A.V., Kalamkarov S.L., Knipper A.A., Shein V.A. Tectonic structure and oil and gas potential of Western Arctic basement and adjacent regions. *Geologiya nefti i gaza*. 2017;(6):5–29.
33. Shein V.S. Geology and petroleum potential of Russia. Moscow: Izd-vo VNIGNI; 2012. 848 p.
34. Borisov A.V., Vinnikovskii V.S., Tynygyn I.A., Fedorovskii Yu.F. Shelf of Barents and Kara seas is a new Russian major raw material base (structural features, main directions for further work). *Geologiya nefti i gaza*. 1995;(1):4–8.
35. Shipilov E.V., Tarasov G.A. Regional geology of oil-and-gas sedimentary basins in the Western Arctic sea shelf of Russia. Apatity: Izd-vo KNTS RAN; 1998. 306 p.
36. Arctic Geology and Petroleum Potential. In: Proceedings of the Norwegian Petroleum Society Conference (15–17 August, 1990, Tromso, Norway). T.O. Vorren, E. Bergsager, Ø.A. Dahl-Stamnes, E. Holter, B. Johansen, E. Lie, T.B. Lund, eds. Amsterdam: Elsevier; 1993. 751 p.
37. Nikishin A.M., Petrov E.I., Malyshev N.A., Ershova V.P. Rift system of the Russian Eastern Arctic shelf and Arctic deep water basins: link between geological history and geodynamics. *Geodynamics & Tectonophysics*. 2017;8(1):11–43.
38. James D. Lowell. Structural Styles in Petroleum Exploration. Tulsa, Oklahoma: Oil and Gas Consultants International; 1985. pp. 2–79.

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы



НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-17 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2019



15-18 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

12+



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР
МОСКВА

Мессе
Дюссельдорф

УДК (552.5:551.8):551.762.2.02(571.121-17+268.52)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-6-35-61

Литолого-палеогеографические реконструкции юрского периода севера Западно-Сибирского осадочного бассейна

© 2018 г. | Г.Г. Шемин¹, В.А. Верниковский^{1,2}, В.И. Москвин^{1,2}, Л.Г. Вакуленко^{1,2}, Е.В. Деев^{1,2}, Н.В. Первухина¹¹ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; sheminGG@ipgg.sbras.ru; vernikovskyva@ipgg.sbras.ru; moskinVI@ipgg.sbras.ru; vakylenkoLG@ipgg.sbras.ru; deelev@ngs.ru; pervuhinaNV@ipgg.sbras.ru;²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Поступила 02.04.2018 г.

Принята к печати 13.08.2018 г.

Ключевые слова: *реконструкции; палеогеографическая и литологическая области; вещественный состав; геохимические показатели; макрофауна; микрофауна.*

На базе детальной корреляции юрских отложений и результатов геологических, литолого-фациальных, геохимических и палеонтологических исследований составлен набор из 13 литолого-палеогеографических карт юрского периода севера Западно-Сибирского бассейна. На картах выделены палеогеографические области размыва и области осадконакопления: континентального, переходного и морского. Впервые показаны области некомпенсированного прогибания и бокового заполнения бассейна, литологические области и современные толщины отложений.

Для цитирования: Шемин Г.Г., Верниковский В.А., Москвин В.И., Вакуленко Л.Г., Деев Е.В., Первухина Н.В. Литолого-палеогеографические реконструкции юрского периода севера Западно-Сибирского осадочного бассейна // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 35–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-35-61.

Lithologic and paleogeographic reconstructions of Jurassic system in West Siberian sedimentary basin

© 2018 | G.G. Shemin¹, V.A. Vernikovskyi^{1,2}, V.I. Moskin^{1,2}, L.G. Vakulenko^{1,2}, E.V. Deev^{1,2}, N.V. Pervukhina¹¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia; sheminGG@ipgg.sbras.ru; vernikovskyva@ipgg.sbras.ru; moskinVI@ipgg.sbras.ru; vakylenkoLG@ipgg.sbras.ru; deelev@ngs.ru; pervuhinaNV@ipgg.sbras.ru;²Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia

Received 02.04.2018

Accepted for publication 13.08.2018

Key words: *reconstructions; paleogeographic region; lithologic region; composition; geochemical indicators; macrofauna; microfauna.*

Jurassic formations of the northern West Siberian petroleum province, including the Kara depression, western part of Yenisei-Khatanga trough, Gydan and Yamal peninsulas, and Nadym-Taz interfluvium, are considered on the basis of lithologic and paleogeographic studies. The results of lithologic and paleogeographic studies in this region are for the first time presented for the Jurassic system as a whole; each lithologic and paleogeographic map is accompanied by lithologic and paleogeographic cross-section. In the first stage of lithologic regions identification, lithologic types of the sections were determined. Composition columns were created on the result of calculations. Paleogeographic domains were identified according to the combination of the following studies: lithologic (composition and rock structure); geochemical (C_{org} content and Organic Matter types, carbon isotopic signature, value of N.M. Strakhov ratio F_{epyr}/C_{org} , boron and gallium content in clay fraction, etc.); and paleontological (chronological and biofacies analyses). This work also accounted for new above mentioned results of delineation of lithologic regions, territories of uncompensated downwarping and clinoform structure of formations, as well as deposits' thickness over the study area. The completed lithologic and paleogeographic reconstructions indicate that Jurassic sedimentary environments in the northern West Siberian basin have changed gradually with transgressive periodicity and with a trend of sedimentary basin expansion, and with expansion of deep-water marine areas. The results of lithologic and paleogeographic studies presented in the paper allow more reliable prediction of distribution of sand beds and reservoirs within them, and estimation of impermeable beds quality in the Jurassic oil and gas bearing formations of the northern West Siberian petroleum province.

For citation: Shemin G.G., Vernikovskyi V.A., Moskin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V. Lithologic and paleographic reconstruction of Jurassic system in West Siberian sedimentary basin. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(6):35–61. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-35-61.

Литолого-палеогеографические исследования являются важнейшей составляющей при изучении осадочных бассейнов. Особенно их значимость возрастает применительно к нефтегазоносным бассейнам, поскольку результаты этих исследований позволяют разрабатывать наиболее достоверные модели строения резервуаров — вместилищ залежей нефти и газа, качественно оценивать их фильтрационно-емкостные и экранирующие свойства, а также успешно проводить поиски залежей углеводородов.

Объектом выполненных литолого-палеогеографических исследований являются юрские отложения севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, включающей Карскую впадину, западную часть Енисей-Хатангского прогиба, Гыданский и Ямальский полуострова и Надым-Тазовское междуречье. Большая часть этого региона расположена в арктическом секторе Российской Федерации, на долю которого приходится основной объем добычи природного газа и где прогнозируются громадные ресурсы углеводородного сырья.

В качестве фактического материала выполненных исследований использовались данные сейсморазведки и бурения: результаты интерпретации 37 региональных сейсморазведочных профилей и материалы по колонковым и ~1200 глубоким скважинам (комплекс геофизических исследований: метод естественного электрического поля (ПС), каротаж сопротивления (КС), гамма каротаж (ГК), нейтронный гамма каротаж (НГК) и описание керна). Обстановки осадконакопления реконструировались с использованием результатов различных анализов: минералого-петрографических (по 73 скважинам), геохимических (по 48 скважинам) и палеонтологических (по 98 скважинам).

Эти материалы и результаты лабораторных исследований заимствованы как из базы данных Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, так и из многочисленных литературных источников.

Стратиграфической основой литолого-палеогеографических реконструкций являются результаты детальной корреляции юрских отложений, выполненной с использованием биостратиграфического и литостратиграфического методов на уровне пачек циклического строения [1–3]. Они позволили авторам статьи выбрать оптимальный вариант временных уровней литолого-палеогеографических реконструкций юрского периода в рассматриваемом регионе: зимний, левинский, шараповский, китер-бютский, надояхский, лайдинский, вымский, леонтьевский, малышевский, ранневасюганский, поздневасюганский, георгиевский и баженовский.

Результаты литолого-палеогеографических исследований севера Западно-Сибирского бассейна раннеюрской, среднеюрской, келловейской и позд-

неюрской эпох приведены в работах [4–6]. Приведем впервые эти данные в целом для юрского периода отмеченного бассейна и представим литолого-палеогеографические карты с соответствующими литолого-палеогеографическими профилями.

Методика исследований

При разработке литолого-палеогеографических реконструкций юрского периода для севера Западно-Сибирского бассейна использовались в основном методические приемы, изложенные в работах многих исследователей: Л.Б. Рухина [7], А.В. Виноградова и др. [8], М.М. Алиева и др. [9], Н.А. Михайлова [10], Е.Я. Алексеева и др. [11], Н.Н. Верзилина [12], В.А. Захарова и др. [13], Х.Г. Рединга и др. [14], Ф.Г. Гурари и др. [15], А.Э. Конторовича и др. [16] и др. Кроме того, применительно к юрским отложениям исследуемого региона, авторы статьи использовали свои новые разработки, направленные на выделение литологических областей, территорий некомпенсированного прогибания и клиноформного строения отложений за счет бокового заполнения бассейна седиментации [1, 3].

Выделение областей некомпенсированного прогибания и клиноформного строения отложений

На прилагаемых литолого-палеогеографических картах юрских отложений исследуемого бассейна впервые показаны области некомпенсированного прогибания и клиноформного строения, образованные за счет бокового заполнения бассейна осадками.

Авторы статьи, как и В.С. Бочкирев и Ю.Н. Федоров [17], под некомпенсированным прогибанием понимают прогибание, при котором толщина накопившихся осадков (h_{oc}) имеет существенно меньшую величину, чем величина тектонического прогибания (h_{np}) — $h_{np} : h_{oc} \geq 5$.

Согласно современным представлениям, отложения георгиевского и баженовского горизонтов в восточном типе разреза верхней юры, где они представлены харампурской, яновстановской свитами и верхнесиговской подсвитой, имеют клиноформное строение [3, 18]. Формирование клиноформ обычно является результатом бокового заполнения осадками бассейна седиментации [19]. Учитывая это, на литолого-палеографических картах георгиевского и баженовского времени впервые указаны области его проявления.

Выделение литологических областей

Как известно, разрез юрских отложений исследуемого региона в основном сложен терригенными породами. Лишь выделяемая в его верхней части баженовская свита и частично ее возрастные аналоги имеют более сложный состав и представлены углеродистыми глинисто-кремнистыми разностями, силицитами, аргиллитами и в небольшой степени карбонатами. При анализе разрезов использована классификация осадочных пород В.Н. Шванова и др. [20].

Однако многие интервалы разреза охарактеризованы только комплексом материалов геофизических исследований скважин (ГИС), которые не позволяют отразить все разнообразие литологических разновидностей пород. Поэтому при составлении литолого-палеогеографических карт использовалась их упрощенная классификация. Разрез отложений юры представлен 13 разностями терригенных пород — от песчаников гравелистистых до аргиллитов (глин) (рис. 1). Глинисто-бioxемогенные и бioxемогенные породы представлены глинисто-кремнистыми разностями и силицитами углеродистыми, известняками, доломитами, родохрозитами, сидеритами и глауконитами.

При выделении литологических областей на первом этапе выявлялись литологические типы разрезов путем расчета вещественного состава картируемых стратиграфических подразделений. Для этого сначала по комплексу ГИС и описанию керна были восстановлены юрские разрезы пробуренных скважин. Затем определялось содержание: во-первых, каждого типа пород относительно общей толщины разреза для каждого рассматриваемого комплекса, во-вторых, каждого литологического компонента (грубообломочного, песчаного, алевритового, глинистого, углистого, карбонатного, кремнистого, пиритового, углеродистого), присутствующего как в виде слоев, так и примесей в других породах.

По результатам расчетов строились колонки вещественного состава. Компонентный состав углеродистых глинисто-кремнистых пород и силицитов, выделяемых по повышенным значениям электрического сопротивления (более 30–50 Ом · м) и естественной радиоактивности (более 15–20 мкР/ч), определялся в соответствии с графиками распределения содержания глинистого, карбонатного, кремнистого материала, пирита и углерода в этих породах, построенными по результатам детальных геохимических и петрографических исследований керна (рис. 2).

Литологические области выделены по содержанию литологических компонентов разреза: грубообломочных (ГрО), песчаных (П), алевритовых (Ал), глинистых (Гл), углеродистых (У), карбонатных (К), кремнистых (Кр) и пиритовых (П). Выделены следующие интервалы содержания компонентов в процентах: 1) 100–76; 2) 75–51; 3) 50–26; 4) 25–11; 5) 10–1; 6) 0,9–1. Буквенные обозначения соответствуют литологическим компонентам, а цифровые — их содержанию. В целом они определяют индекс литологического типа разреза. Карттирование литологических типов разрезов одного индекса позволило выделить литологические области.

Выделение палеогеографических областей

Выделение палеогеографических областей осуществлялось по совокупности результатов литологических (вещественный состав и текстуры пород),

геохимических (содержание $C_{опр}$ и типы органического вещества, изотопный состав углерода, значение показателя Н.М. Страхова ($Fe_{пир} / C_{опр}$), содержание в глинистой фракции бора, галлия и др.) и палеонтологических (хронологический и биофациальный анализы) исследований с учетом новых разработок для выделения литологических областей, территорий некомпенсированного прогибания и клиноформного строения отложений, а также распределения толщин отложений по площади региона.

Выделенные палеогеографические области подразделяются на области размыва и осадконакопления. Области размыва разделены на сушу высокую, с которой шел интенсивный снос в основном алевритово-песчаного материала, и сушу низкую, с менее значимым сносом преимущественно глинистого материала. Области седиментации подразделены на три крупные группы: континентального, переходного и морского осадконакопления. Область континентального осадконакопления включает аллювиальные равнины с речными руслами, поймами, озерами и болотами, для которых характерны алевритово-песчаный и углисто-алевритово-глинистый состав отложений, неоднородное строение и присутствие остатков наземной растительности.

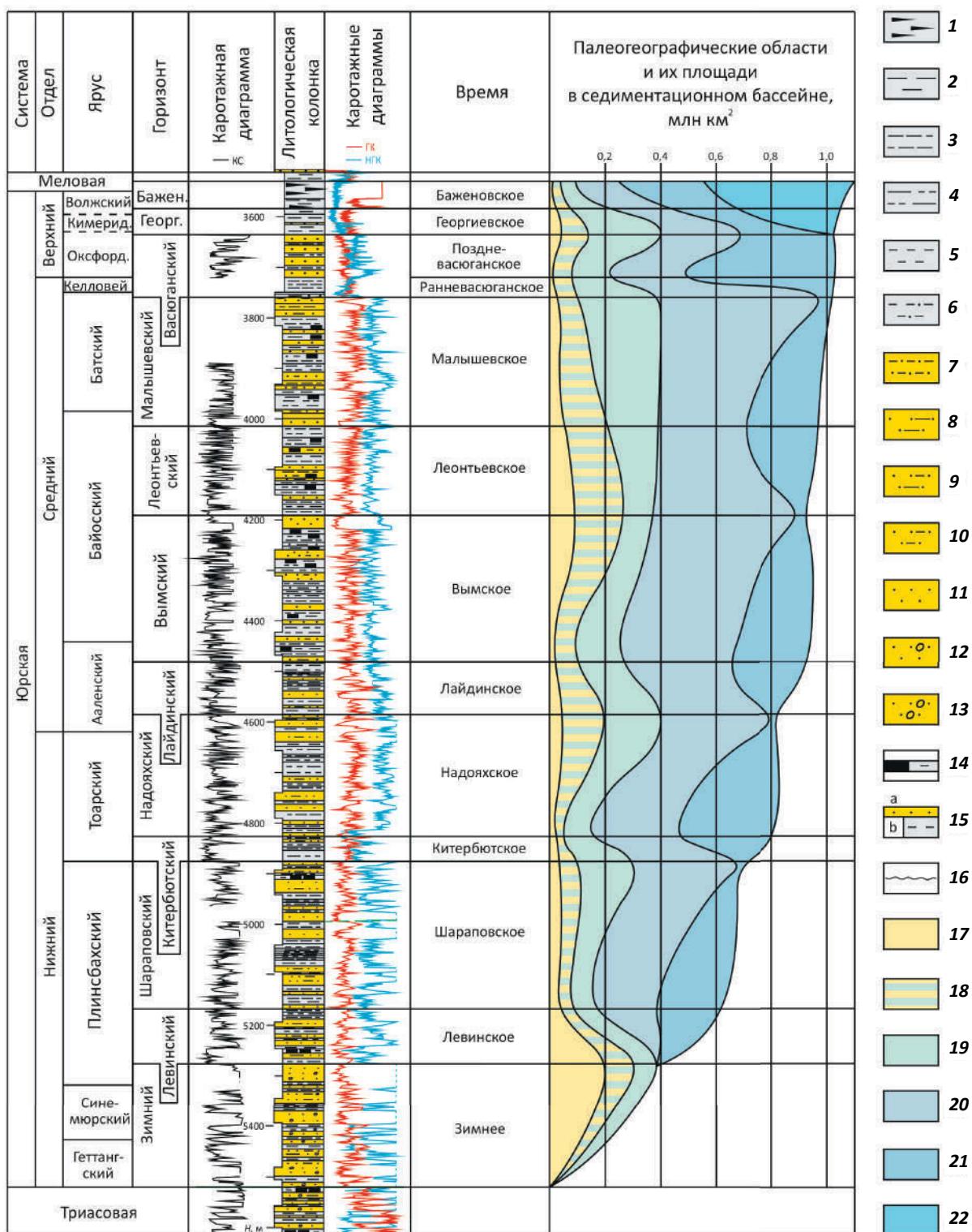
Область переходного осадконакопления включает прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем. В этой области накапливались осадки дельтовые, лагунные, эстуарные, барьерных островов, береговых баров и межбаровых ложбин, пляжевые.

Область морского осадконакопления представлена мелководьем (глубина до 25 м), мелководным шельфом (глубина 25–100 м), глубоководным шельфом (глубина 100–200 м) и глубоководными частями бассейна (200–400 и 400–600 м). С увеличением глубины бассейна этим зонам свойственно уменьшение гранулометрического состава накопившихся осадков и уменьшение их толщин, возрастание литологической выдержанности разреза по латерали и сокращение разнообразия морской фауны.

Результаты литолого-палеогеографических исследований

Раннеюрская эпоха. В начале раннеюрской эпохи на севере Западно-Сибирского бассейна область седиментации была распространена ограниченно, в ней формировались базальные, преимущественно континентальные осадки. Затем отмечалось последовательное чередование морских трансгрессий с расширением контуров морского седиментационного бассейна и регрессий, сопровождавшихся его обмелением, за счет чего происходило некоторое сокращение площади седиментации, исчезновение глубоководного шельфа и расширение областей мелководного шельфа и мелководья. В конце раннеюрской эпохи бассейн седиментации занимал большую часть рассматриваемого региона.

Рис. 1. Схема строения и условий формирования юрских отложений севера Западно-Сибирского осадочного бассейна
Fig. 1. Scheme of architecture and conditions of Jurassic deposits formation in the north of the West Siberian sedimentary basin



Породы (1–14): 1 — глинисто-кремнистые бажениты, 2 — глины (аргиллиты), 3 — глины алевритистые, 4 — алевролиты глинистые, 5 — алевролиты, 6 — алевролиты глинистые и песчанистые, 7 — алевролитопесчаники, 8 — песчаники глинистые, 9 — песчаники глинистые и алевритистые, 10 — песчаники алевритистые и алевролитовые, 11 — песчаники, 12 — песчаники с «плавающей» галькой, 13 — песчаники гравелистистые и гравелитовые, 14 — углистые породы; 15 — интервалы разреза: а — по керновому материалу и геофизическим исследованиям скважин, б — по геофизическим исследованиям скважин; 16 — перерывы; **палеогеографические области (17–22):** 17 — аллювиальные равнины, 18 — прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, 19 — морские мелководные, 20 — мелководный шельф, 21 — глубоководный шельф, 22 — глубоководная часть бассейна (глубина 200–600 м)

Legend for Fig. 1, end.

Rocks (1–14): 1 — argillaceous-siliceous Bazhenite, 2 — clay (claystone), 3 — silty clay, 4 — argillaceous siltstone, 5 — siltstone, 6 — argillaceous and sandy siltstone, 7 — siltstone-sandstone, 8 — clayey sandstone, 9 — argillaceous and aleurolite silty sandstone, 10 — silty sandstone, 11 — sandstone, 12 — sandstone with “floating” pebbles, 13 — gravelite and gravelly sandstone, 14 — carbonaceous rocks; **15 — section intervals:** a — according to core material and well log data, b — according to well log data; **16 — hiatuses;** **paleogeographic regions (17–22):** 17 — alluvial plains, 18 — coastal plains sometimes flooded by sea, 19 — shallow water marine, 20 — shallow marine shelf, 21 — deepwater shelf, 22 — deepwater part of basin (depth 200–600 m)

В зимнее время (геттантг – начало позднего плинсбаха) началось накопление базальных, преимущественно гравийно-песчаных отложений на севере Западно-Сибирского бассейна. К концу этого времени область седиментации охватывала наиболее прогнутые части Карской впадины, Енисей-Хатангского, Гыданского прогибов и смежные участки Ямальского полуостровов, а также почти всю территорию Надым-Енисейского междуречья. Остальная большая часть региона представляла собой область размыва и сноса обломочного материала (рис. 3).

В зимнем седиментационном бассейне выделены три обширные палеогеографические области: морского, переходного и континентального осадконакопления.

Первая область находилась на территории Енисей-Хатангского прогиба и смежных участках Гыданского полуострова. В ней накапливались преимущественно алевритово-глинистые осадки с прослойями песков.

Вторая область переходного осадконакопления существовала в центральной части бассейна, на Гыданском и смежных с ним площадях Ямальского полуострова и на севере Пур-Тазовского междуречья. В этой области в обстановке прибрежных равнин,

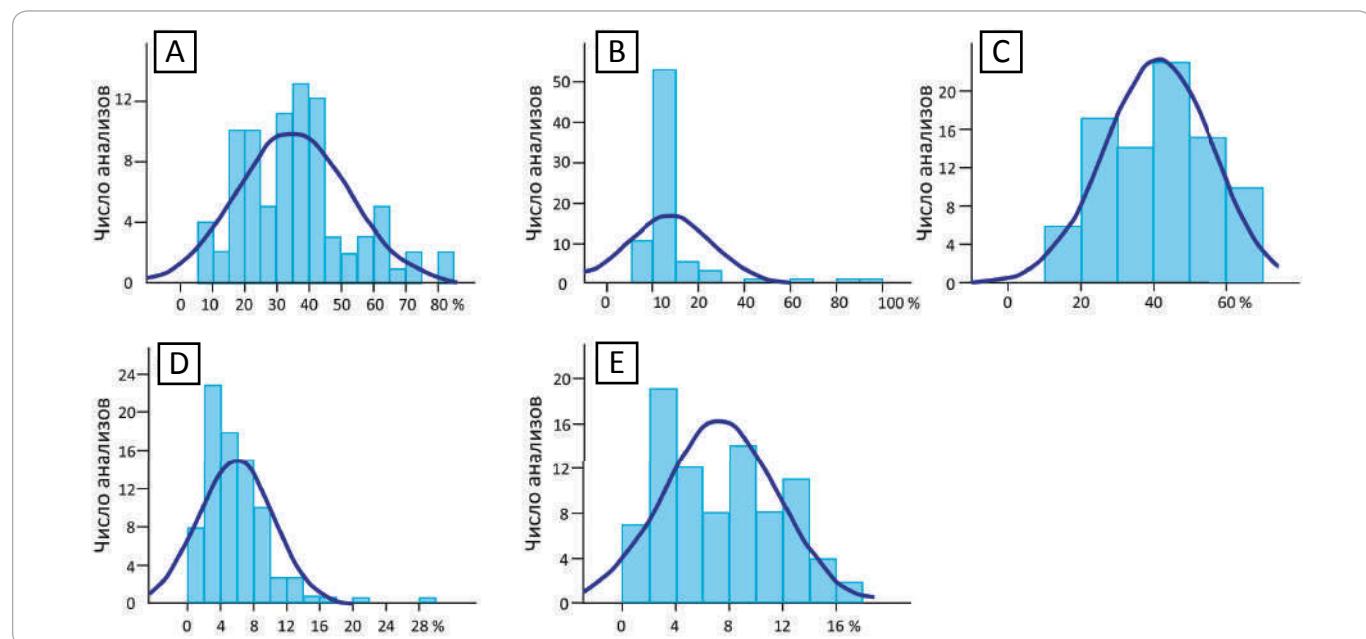
временами заливавшихся морем, происходило чередование условий накопления осадков континентального и прибрежно-морского генезиса. На территории этой области формировались песчаные, алевритовые и глинистые осадки, местами обогащенные гравийным материалом.

Третья область охватывала наиболее прогнутую часть Карской впадины и юг Надым-Тазовского междуречья, в пределах которых в обстановке аллювиальных равнин накапливались русловые, озерные, пойменные, старичные и другие осадки (разнозернистые пески, алевриты и глины с прослойками и включениями гравийно-галечного материала).

В левинское время (поздний плинсбах) впервые на большей части севера Западно-Сибирского бассейна наступил морской режим осадконакопления. В результате морской трансгрессии из Восточной Сибири контуры бассейна были существенно расширены за счет сокращения области размыва, которая сохранялась лишь вдоль Полярного Урала, Новой Земли, Таймыра и Сибирской платформы. В бассейне существовали обстановки осадконакопления: глубоководного и мелководного шельфа; мелководья; прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, и аллювиальных равнин (рис. 4).

Рис. 2. Гистограмма распределения содержания в глинисто-кремнисто-углеродистых породах (баженитах) баженовского горизонта севера Западно-Сибирской плиты глинистого (А), карбонатного (В), кремнистого (С) материала, пирита (Д) и углерода (Е)

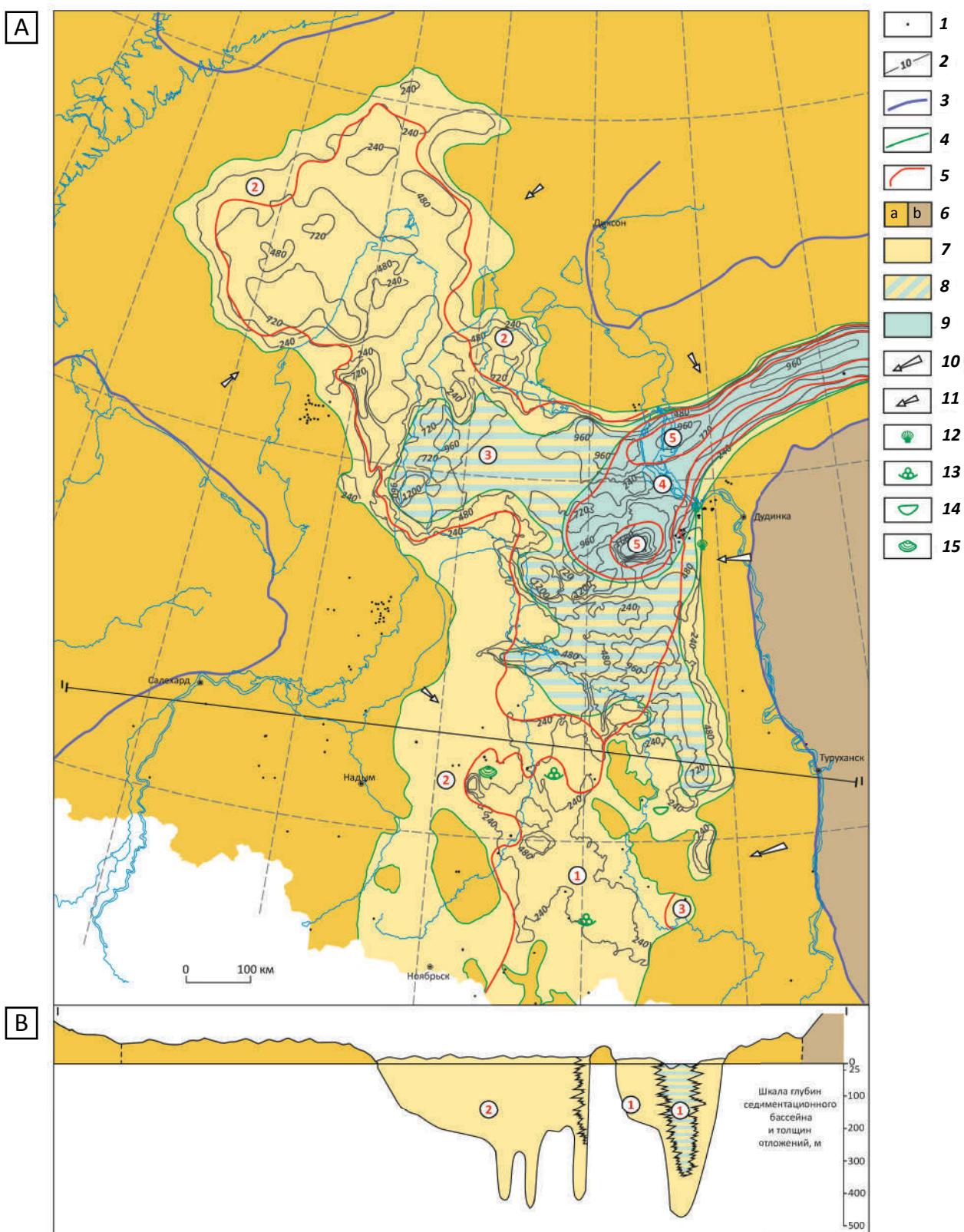
Fig. 2. Histogram of distribution in argillaceous-siliceous-carbonaceous rocks (Bazhenite) of the Bazhenov Horizon in the north of the West Siberian Plate: argillaceous (A), carbonate (B), siliceous (C) material, pyrite (D), and carbon (E)



TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 3. Литолого-палеогеографическая карта (А) и профиль по линии I—I (В) зимнего времени (геттанг – начало позднего плиенсбаха) севера Западно-Сибирского осадочного бассейна (составили Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина)

Fig. 3. Lithologic and paleogeographic map (A) and cross-section along I—I Line (B) of the Zimne time (Hettangian – beginning of Late Pliensbachian) in the northern West Siberian sedimentary basin (created by Shemin G.G., Vernikovsky V.A., Moskvin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.)



Усл. обозначения к рис. 3

Legend for Fig.3

1 — скважины; **2** — изопахиты современных отложений; **3** — распространения юрских отложений, **4** — палеогеографических областей, **5** — литологических областей; **6** — *размыва*: а — суша низкая, б — суша высокая, **7** — континентального осадконакопления (аллювиальная равнина), **8** — переходного осадконакопления (прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем), **9** — морского осадконакопления (мелководная, глубина до 25 м); **направления сноса осадков** (**10, 11**): **10** — основные, **11** — менее значимые; **фауна** (**12–15**): **12** — двустворки морские, **13** — фораминиферы, **14** — остракоды, **15** — конхостраки.

Литологические области: **1** — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Гl}_{3-5}\text{GrO}_5$ (псаммитово-алевритово-глинисто-псефитовая), **2** — $\Pi_2\text{Al}_{3-5}\text{Гl}_{3-5}\text{GrO}_6$ (в основном псаммитово-алевритово-глинистая), **3** — $\Pi_3\text{Al}_3\text{Гl}_{3-5}$ (псаммитово-алевритово-глинистая), **4** — $\text{Гl}_3\text{Al}_3\Pi_4$ (глинисто-алевритово-псаммитовая), **5** — $\text{Гl}_{2-3}\text{Al}_4\Pi_5$ (в основном глинисто-алевритовая)

1 — wells; **2** — isopachs of recent deposits; **boundaries (3–5):** **3** — Jurassic deposits distribution, **4** — paleogeographic regions, **5** — lithologic regions; **paleogeographic regions (6–9):** **6** — *erosion*: a — low land, b — high land; **7** — continental sedimentation (alluvial plain), **8** — transitional sedimentation (coastal plain sometimes flooded by sea), **9** — offshore sedimentation (shallow water, depth up to 25 m); **directions of sediments transport (10, 11):** **10** — major, **11** — less important; **fauna (12–15):** **12** — marine bivalves, **13** — foraminifera, **14** — ostracodes, **15** — conchostracans.

Lithologic regions: **1** — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Гl}_{3-5}\text{GrO}_5$ (psammite-silty-argillaceous-psephite), **2** — $\Pi_2\text{Al}_{3-5}\text{Гl}_{3-5}\text{GrO}_6$ (mainly psammite-silty-argillaceous), **3** — $\Pi_3\text{Al}_3\text{Гl}_{3-5}$ (psammite-silty-argillaceous), **4** — $\text{Гl}_3\text{Al}_3\Pi_4$ (argillaceous-silty-psammitic), **5** — $\text{Гl}_{2-3}\text{Al}_4\Pi_5$ (mainly argillaceous-silty)

Первая охватывала центральные, наиболее погруженные участки Карской впадины, Гыданский полуостров и смежные с ними площади. В их пределах, предположительно на глубине 100–200 м, накапливались преимущественно глинистые осадки.

Мелководная часть шельфа наиболее широко распространялась в Надым-Тазовском междуречье и незначительно — на северных участках бассейна, огибая в виде узкой полосы глубоководную область. На отмеченной территории формировались алевритово-глинистые образования с прослойями песков.

Области мелководья и прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, располагались в окраинных участках бассейна, а также огибли сушу, приуроченную к Комсомольскому выступу фундамента. В них накапливались песчано-алевритово-глинистые осадки пляжевые, дельтовые, береговых баров.

Аллювиальные равнины в виде узких полос шириной несколько километров простирались вдоль областей сноса терригенного материала.

В *шараповское время (конец позднего плинсбаха)* произошло обмеление сибирских морей, в том числе Западно-Сибирского, которое реконструировалось ранее Ф.Г. Гуарри и др. [15]. В отмеченный период контуры седиментационного бассейна почти сохранились, однако обстановки формирования отложений изменились значительно. Исчез глубоководный шельф, расширились области его мелководной части, мелководья и прибрежных равнин, временами заливавшихся морем (рис. 5).

Мелководный шельф распространился на северные участки седиментационного бассейна, и к концу шараповского времени его контуры примерно совпадали с границами ранее существовавшего глубоководного шельфа. В пределах этой области накапливались преимущественно глинисто-алевритовые осадки с прослойями песков.

Область мелководья охватывала почти весь юг рассматриваемой части седиментационного бассейна.

на, а также распространялась в северные районы, огибая в виде полосы более глубоководную территорию. В этой области формировались песчано-алевритово-глинистые и алевритово-песчано-глинистые осадки.

Прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, представляли отдельные обширные участки на юге бассейна, а также в северных его частях. В их пределах накапливались преимущественно песчаные и песчано-алевритовые осадки.

Китербютское время (начало раннего тоара) характеризуется развитием более значительной, чем ранее, морской трансгрессии, охватившей большую часть Северного полушария. В этот период несколько расширились контуры седиментационного бассейна и существенно изменились обстановки осадконакопления. Почти повсеместно существовали морские условия: глубоководный и мелководный шельф и мелководье. Лишь на окраинных частях бассейна, примыкающих к областям размыва, развивались прибрежные равнины, временами заливаемые морем (рис. 6).

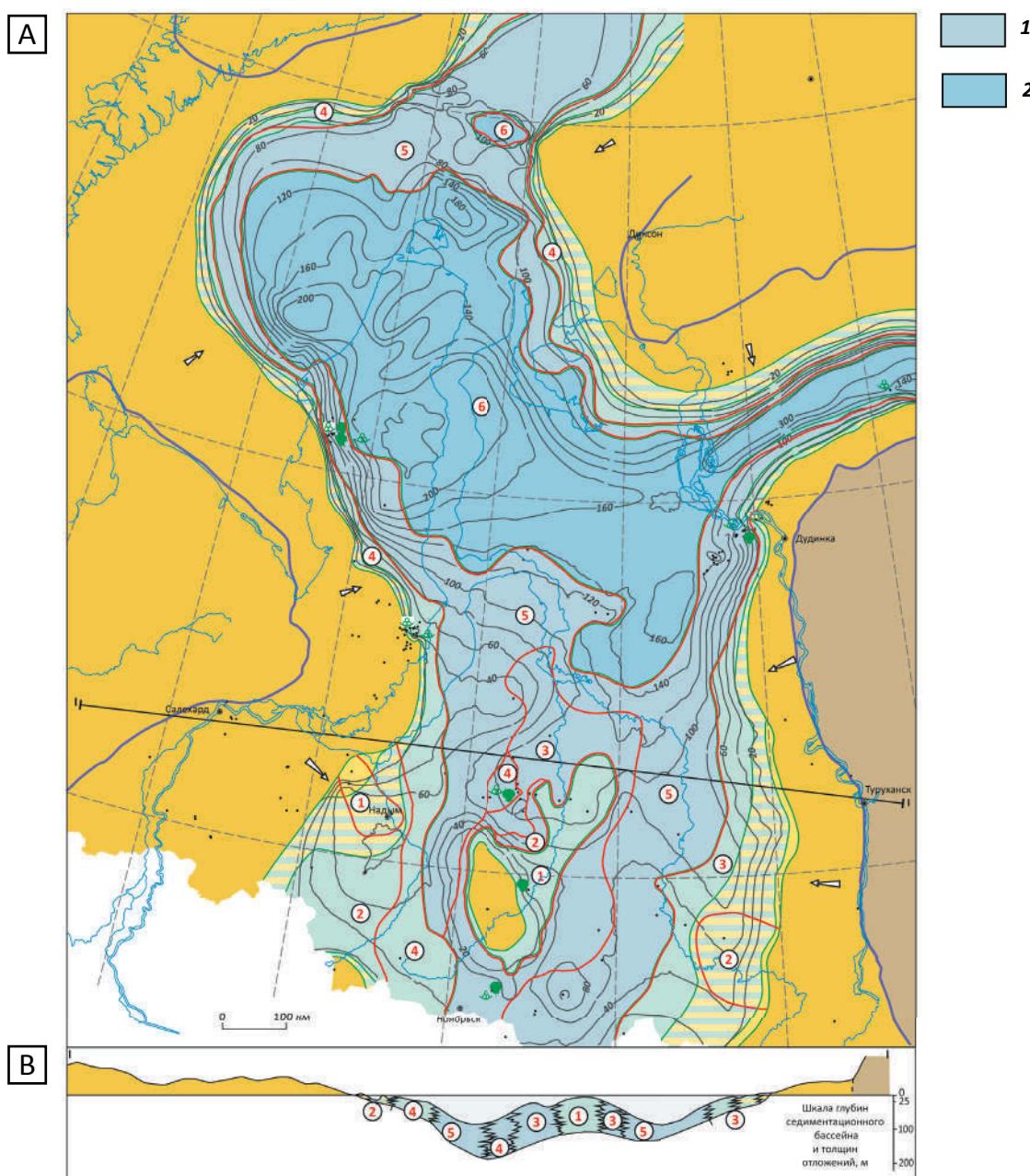
На севере рассматриваемой части бассейна, как и в левинское время, существовали условия глубоководного шельфа, но контуры последнего были расширены в южном направлении. В этой палеогеографической области накапливался глинистый и алевритовый материал.

Область мелководного шельфа в основном была характерна для южной части китербютского моря, а также она распространялась в виде узких полос на его северных окраинах. В этих частях бассейна формировались глины и алевриты с большим содержанием песчаного материала.

Мелководная область и прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, были распространены на двух участках юга исследуемой территории бассейна и в виде узких полос примыкали к областям размыва. Здесь накапливались песчаные, алеврито-

Рис. 4. Литолого-палеогеографическая карта (А) и профиль по линии I—I (В) левинского времени (поздний плиенбах) севера Западно-Сибирского осадочного бассейна (составили Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина)

Fig. 4. Lithologic and paleogeographic map (A) and cross-section along I—I Line (B) of the Levinsky time (Late Pliensbachian) in the northern West Siberian sedimentary basin (created by Shemin G.G., Vernikovsky V.A., Moskvin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.)



Палеогеографические области морского осадконакопления (1, 2): 1 — мелководный шельф (глубина 25–100 м), 2 — глубоководный шельф (глубина 100–200 м).

Литологические области: 1 — $\Pi_3\text{Al}_{2-4}\text{Гл}_{3-4}$ (псаммитово-алевритово-глинистая), 2 — $\text{Гл}_3\Pi_3\text{Al}_{3-4}$ (глинисто-псаммитово-алевритовая), 3 — $\text{Ал}_{2-3}\Pi_4\text{Гл}_{4-5}$ (алевритово-псаммитово-глинистая), 4 — $\text{Ал}_{2-3}\text{Гл}_{3-4}\Pi_4$ (алевритово-глинисто-псаммитовая), 5 — $\text{Гл}_{1-4}\text{Ал}_{2-3}\Pi_5$ (в основном глинисто-алевритовая), 6 — $\text{Гл}_{1-2}\text{Ал}_{3-5}$ (в основном глинистая).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

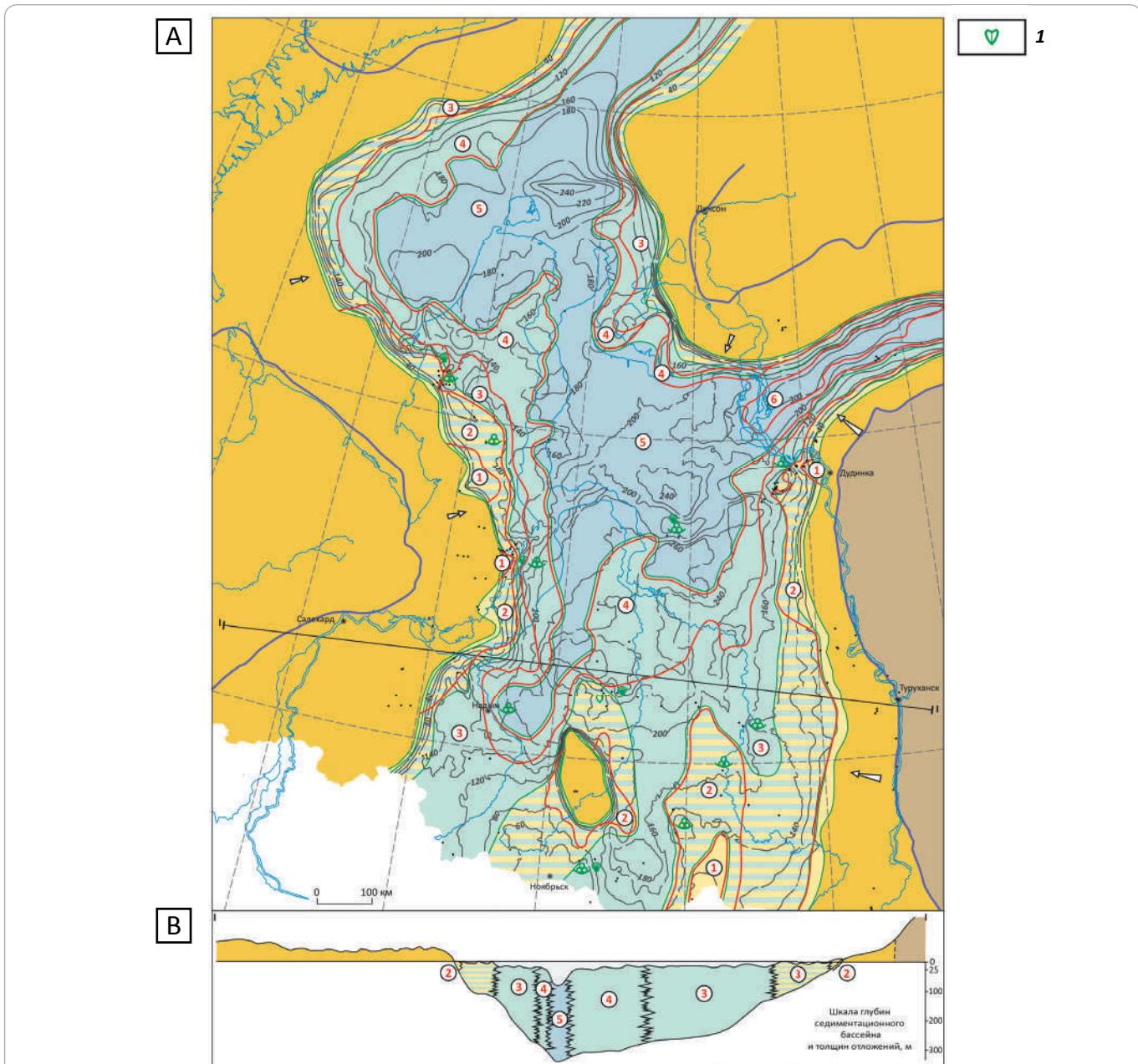
Paleogeographic domains of offshore sedimentation (1, 2): 1 — shallow marine shelf (depth 25–100 m), 2 — deepwater shelf (depth 100–200 m).

Lithologic regions: 1 — $\Pi_3\text{Al}_{2-4}\text{Гл}_{3-4}$ (psammite-silty-argillaceous), 2 — $\text{Гл}_3\Pi_3\text{Al}_{3-4}$ (argillaceous-psammite-silty), 3 — $\text{Ал}_{2-3}\Pi_4\text{Гл}_{4-5}$ (silty-psammite-argillaceous), 4 — $\text{Ал}_{2-3}\text{Гл}_{3-4}\Pi_4$ (silty-argillaceous-psammitic), 5 — $\text{Гл}_{1-4}\text{Ал}_{2-3}\Pi_5$ (mainly argillaceous-silty), 6 — $\text{Гл}_{1-2}\text{Ал}_{3-5}$ (mainly argillaceous).

For other Legend items see Fig. 3

Рис. 5. Литолого-палеогеографическая карта (А) и профиль по линии I—I (В) шараповского времени (конец позднего плиенбаха) севера Западно-Сибирского осадочного бассейна (составили Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина)

Fig. 5. Lithologic and paleogeographic map (A) and cross-section along I—I Line (B) for the Sharapovsky time (end of Late Pliensbachian) in the northern West Siberian sedimentary basin (created by Shemin G.G., Vernikovsky V.A., Moskvin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.)



1 — двустворки пресноводные и солоноватоводные.

Литологические области: 1 — $\Pi_1\text{Ал}_{4-5}\text{Гл}_{4-5}$ (в основном псаммитовая), 2 — $\Pi_2\text{Ал}_{3-5}\text{Гл}_{3-5}$ (преимущественно псаммитово-алевритовая), 3 — $\Pi_3\text{Ал}_{3-4}\text{Гл}_{3-5}$ (псаммитово-алевритово-глинистая), 4 — $\text{Ал}_{3-4}\Pi_3\text{Гл}_{3-5}$ (алевритово- псаммитово-глинистая), 5 — $\text{Гл}_{2-4}\text{Ал}_{2-4}\Pi_4$ (глинисто-алевритово- псаммитовая), 6 — $\text{Гл}_{2-3}\text{Ал}_3\Pi_5$ (преимущественно глинисто-алевритовая).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3, 4

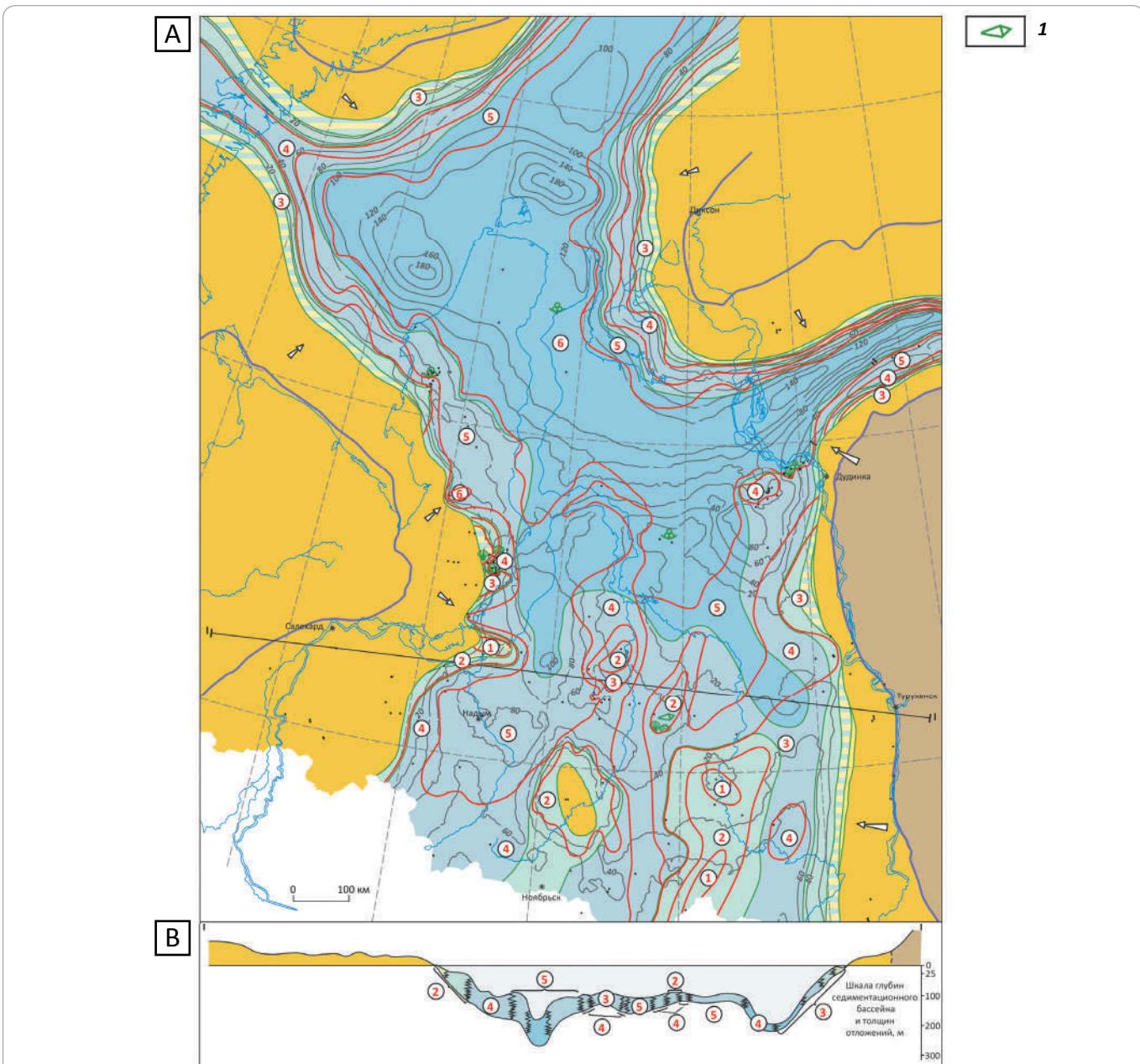
1 — fresh-water and brackish-water bivalvia.

Lithologic regions: 1 — $\Pi_1\text{Ал}_{4-5}\text{Гл}_{4-5}$ (mainly psammitic), 2 — $\Pi_2\text{Ал}_{3-5}\text{Гл}_{3-5}$ (predominantly psammite-silty), 3 — $\Pi_3\text{Ал}_{3-4}\text{Гл}_{3-5}$ (psammite-silty-argillaceous), 4 — $\text{Ал}_{3-4}\Pi_3\text{Гл}_{3-5}$ (silty-psammite-argillaceous), 5 — $\text{Гл}_{2-4}\text{Ал}_{2-4}\Pi_4$ (argillaceous-silty-psammitic), 6 — $\text{Гл}_{2-3}\text{Ал}_3\Pi_5$ (predominantly argillaceous-silty).

For other Legend items see Fig. 3, 4

Рис. 6. Литолого-палеогеографическая карта (А) и профиль по линии I—I (В) китербютского времени (начало раннего тоара) севера Западно-Сибирского осадочного бассейна (составили Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина)

Fig. 6. Lithologic and paleogeographic map (A) and cross-section along I—I Line (B) of the Kiterbyutsky time (beginning of Early Toarcian) in the northern West Siberian sedimentary basin (created by Shemin G.G., Vernikovsky V.A., Moskvin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.)



1 — фрагменты скелетов рыб.

Литологические области: 1 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Гл}_{4-5}$ (псаммитово-алевритово-глинистая), 2 — $\text{Al}_{2-3}\Pi_3\text{Гл}_{3-5}$ (алевритово-псаммитово-глинистая), 3 — $\text{Гл}_{2-3}\Pi_3\text{Al}_{3-4}$ (глинисто-псаммитово-алевритовая), 4 — $\text{Гл}_{1-5}\text{Al}_{1-5}\Pi_4$ (глинисто-алевритово-псаммитовая), 5 — $\text{Гл}_{1-5}\text{Al}_{1-5}\Pi_5$ (в основном глинисто-алевритовая), 6 — $\text{Гл}_{1-2}\text{Al}_{3-5}$ (глинисто-алевритовая).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3, 4

1 — fragments of fish skeletons.

Lithologic regions: 1 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Гл}_{4-5}$ (psammite-silty-argillaceous), 2 — $\text{Al}_{2-3}\Pi_3\text{Гл}_{3-5}$ (silty-psammite-argillaceous), 3 — $\text{Гл}_{2-3}\Pi_3\text{Al}_{3-4}$ (argillaceous-psammite-silty), 4 — $\text{Гл}_{1-5}\text{Al}_{1-5}\Pi_4$ (argillaceous-silty-psammitic), 5 — $\text{Гл}_{1-5}\text{Al}_{1-5}\Pi_5$ (mainly argillaceous-silty), 6 — $\text{Гл}_{1-2}\text{Al}_{3-5}$ (argillaceous-silty).

For other Legend items see Fig. 3, 4

вые и глинистые осадки — пляжевые, дельтовые, барьерных и береговых баров.

Тонкоотмученные породы китербютского горизонта в среднем содержат до 1–2,5 % $C_{\text{опр}}$. Органическое вещество (преимущественно террагенного типа) накапливалось в субокислительных и слабовосстановительных условиях в опресненной среде. Последние данные по геохимии ОВ нижнеюрских отложений не вносят каких-либо существенных изменений в приведенную характеристику [16].

В надояхское время (конец раннего тоара – начало аалена) произошло очередное обмеление моря практически без изменения его контуров. Почти на всей рассматриваемой территории сохранились морские условия, однако условия глубоководной части шельфа изменились на обстановки мелководного шельфа и частично на мелководье. В южной части бассейна за счет сокращения мелководного шельфа произошло расширение областей мелководья и прибрежных равнин, временами заливавшихся морем (рис. 7).

Область мелководного шельфа наиболее широко была проявлена на севере и в центре рассматриваемой части бассейна. На юге она распространялась в виде двух субмеридионально ориентированных полос, расположенных соответственно в Надым-Пурском и Пур-Тазовском междуречьях. В этой области накапливались алевритово-глинистые осадки с редкими прослойями песков. Область мелководья в бассейне седиментации также была достаточно широко распространена. Она в виде полос ограничивала более глубоководные его участки.

Прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, и аллювиальные равнины существовали в краевых частях бассейна, причем первые были распространены существенно больше. В целом эти области охватывали наибольшие площади на юге. В пределах отмеченных областей отлагались преимущественно алевритовые осадки и пески, местами обогащенные гравийным материалом.

В надояхское время продолжалось накопление наиболее крупнозернистого песчаного материала вблизи западной границы Сибирской платформы и в южной части исследуемой территории.

Среднеюрская эпоха. В среднеюрскую эпоху условия осадконакопления на севере Западно-Сибирского бассейна также изменялись достаточно закономерно. Происходило последовательное чередование морских трансгрессий с расширением контуров седиментационного бассейна и преобладанием морских условий глубоководного и мелководного шельфа и регрессий, сопровождавшихся его обмелением, что привело к исчезновению глубоководного шельфа и расширению областей мелководного шельфа, мелководья и прибрежных равнин, временами заливавшихся морем.

Лайдинское время (ааленский век) характеризуется очередным повышением уровня сибирских

морей. В то время область седиментации охватывала почти всю территорию исследуемого региона. Лишь в его окраинных частях, вблизи Полярного Урала, Новой Земли, Таймыра и Сибирской платформы по-прежнему существовала область размыва. В седиментационном бассейне изменились обстановки осадконакопления. В этот период почти повсеместно существовали морские условия (рис. 8).

Самая глубоководная область бассейна была несколько меньше, чем в китербютское время. Она охватывала большую часть Карской впадины, Енисей-Хатангского прогиба и Гыданского полуострова. В ее пределах на глубине 100–200 м накапливались алевритово-глинистые осадки, местами с прослойями песков.

Мелководная часть шельфа была наиболее широко распространена в Надым-Тазовском междуречье и незначительно — на северных участках бассейна, огибая в виде полос шириной 20–150 км глубоководную область шельфа. В этой области формировались глины, алевриты и пески в различных сочетаниях, с остатками морских двустворок и фораминифер.

Область мелководья в виде полос распространялась в краевых участках седиментационного бассейна и почти повсеместно в Надым-Пурском и Пур-Тазовском междуречьях. В целом ее площадь увеличилась с севера на юг бассейна. В пределах этой области накапливались алевритовые, песчаные и глинистые осадки с включениями остатков морской фауны.

Прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, и аллювиальные равнины имели ограниченное распространение в бассейне седиментации. В основном они были развиты на участках, примыкающих к областям размыва. В этих областях формировались пески, алевриты и глины пляжевые, дельтовые, барьерных и береговых баров.

В вымское время (конец аалена – начало раннего бата) произошло обмеление сибирских морей, в том числе на территории рассматриваемого седиментационного бассейна. Контуры его практически сохранились, тем не менее, обстановки формирования отложений изменились. Исчез глубоководный шельф, расширились области мелководной его части, мелководья, прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, и аллювиальных равнин (рис. 9).

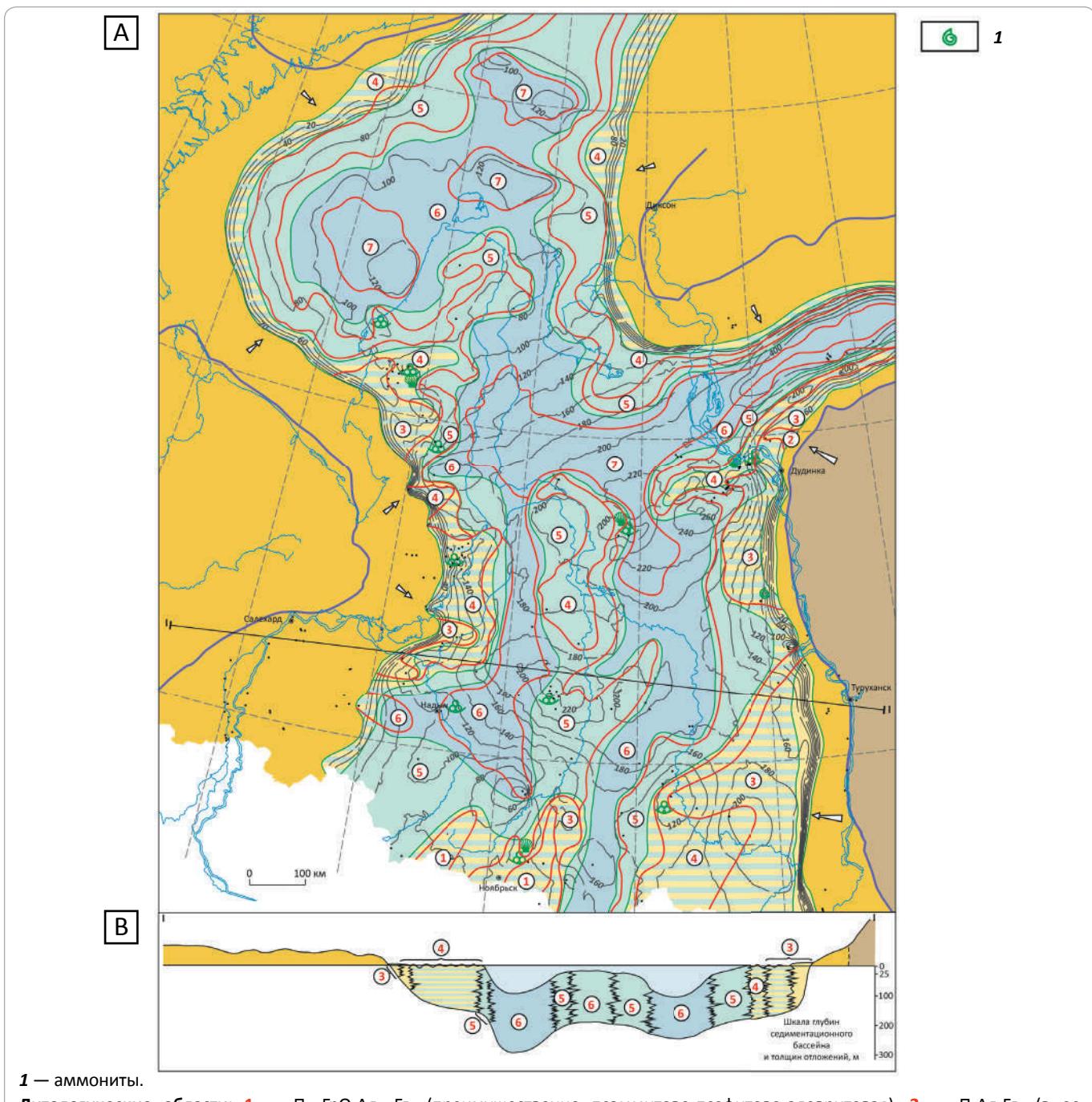
Область мелководного шельфа наиболее широко распространялась в северной и центральной частях рассматриваемой территории бассейна. На юге она была развита в виде двух субмеридионально ориентированных полос, расположенных в Надым-Пурском и Пур-Тазовском междуречьях. В этой области накапливались алевритово-глинистые осадки с прослойями песков, с включением остатков морских двустворок и фораминифер.

Мелководье охватывало почти половину территории юга исследуемой части седиментационного бассейна, а также распространялось в северные районы,

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 7. Литолого-палеогеографическая карта (А) и профиль по линии I—I (В) надояхского времени (конец раннего тоара – начало аалена) севера Западно-Сибирского осадочного бассейна (составили Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина)

Fig. 7. Lithologic and paleogeographic map (A) and cross-section along I—I Line (B) of the Nadoyakhinsky time (end of Early Toarcian – beginning of Aalenian) in the northern West Siberian sedimentary basin (created by Shemin G.G., Vernikovsky V.A., Moskvin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.)



1 — ammonites.

Литологические области: 1 — $\Pi_{1-2}\Gamma\text{рO}_4\text{Al}_{4-5}\text{Гl}_5$ (преимущественно псаммитово-псефитово-алевритовая), 2 — $\Pi_1\text{Al}_5\text{Гl}_5$ (в основном псаммитовая), 3 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Гl}_{3-5}$ (преимущественно псаммитово-алевритовая), 4 — $\Pi_3\text{Al}_{3-4}\text{Гl}_{3-4}$ (псаммитово-алевритово-глинистая), 5 — $\text{Al}_{2-4}\Pi_3\text{Гl}_{3-4}$ (алевритово-псаммитово-глинистая), 6 — $\text{Гl}_{2-4}\text{Al}_{3-4}\Pi_4$ (глинисто-алевритово-псаммитовая), 7 — $\text{Гl}_{2-4}\text{Al}_{3-4}\Pi_5$ (преимущественно глинисто-алевритовая).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3, 4

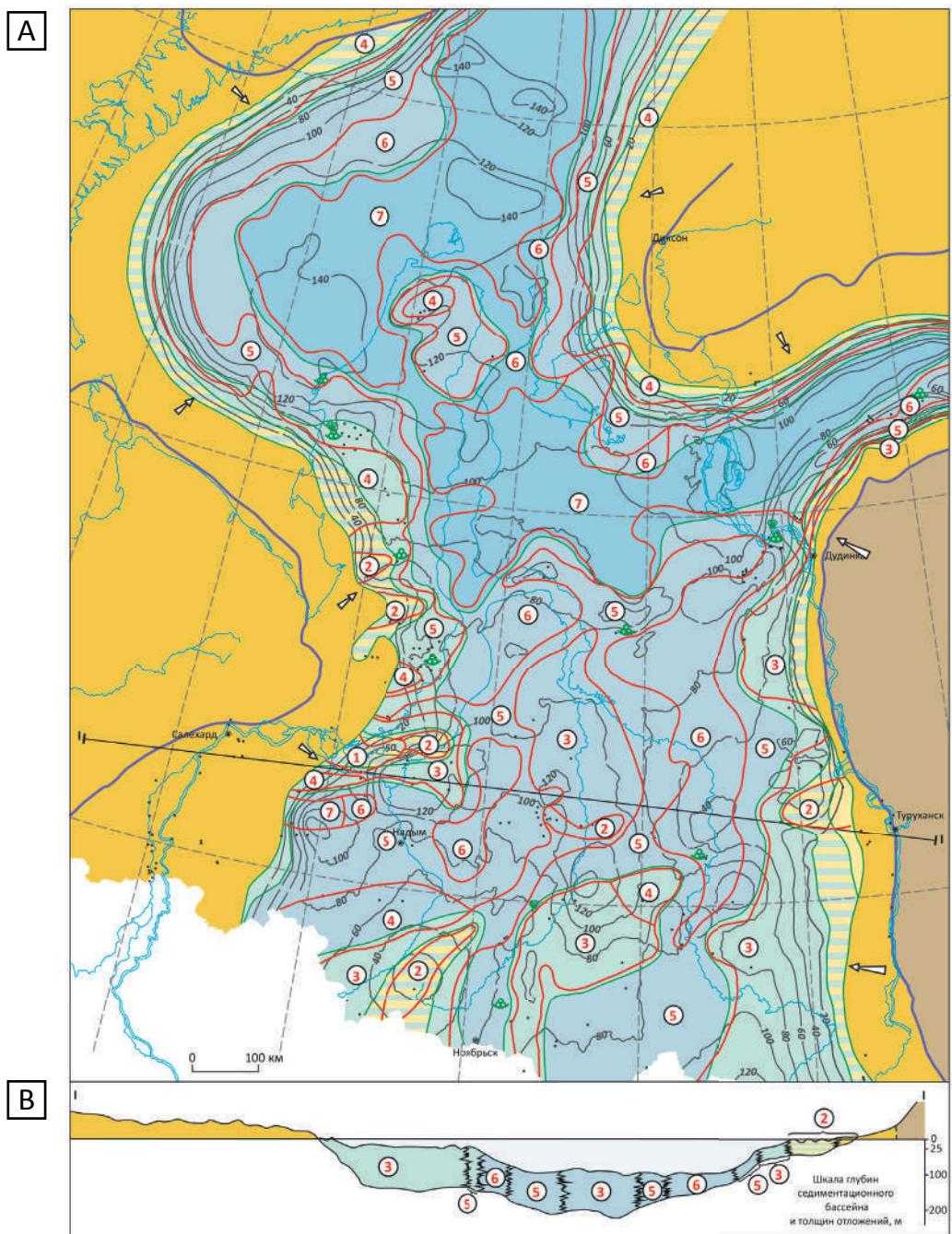
1 — ammonites.

Lithologic regions: 1 — $\Pi_{1-2}\Gamma\text{рO}_4\text{Al}_{4-5}\text{Гl}_5$ (predominantly psammite-psephite-silty), 2 — $\Pi_1\text{Al}_5\text{Гl}_5$ (mainly psammite), 3 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Гl}_{3-5}$ (predominantly psammite-silty), 4 — $\Pi_3\text{Al}_{3-4}\text{Гl}_{3-4}$ (psammite-silty-argillaceous), 5 — $\text{Al}_{2-4}\Pi_3\text{Гl}_{3-4}$ (silty-psammite-argillaceous), 6 — $\text{Гl}_{2-4}\text{Al}_{3-4}\Pi_4$ (argillaceous-silty-psammitic), 7 — $\text{Гl}_{2-4}\text{Al}_{3-4}\Pi_5$ (predominantly argillaceous-silty).

For other Legend items see Fig. 3, 4

Рис. 8. Литолого-палеогеографическая карта (А) и профиль по линии I—I (В) лайдинского времени (ааленский век) севера Западно-Сибирского осадочного бассейна (составили Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина)

Fig. 8. Lithologic and paleogeographic map (A) and cross-section along I—I Line (B) of the Laidinsky time (Aalenian Stage) in the northern West Siberian sedimentary basin (created by Shemin G.G., Vernikovsky V.A., Moskvin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.)



Литологические области: 1 — $\Pi_2\Gamma_3\text{Al}_4$ (преимущественно псаммитово-глинистая), 2 — $\Pi_3\text{Al}_{3-4}\Gamma_{3-5}$ (псаммитово-алевритово-глинистая), 3 — $\text{Al}_{2-4}\Pi_3\Gamma_{3-5}$ (алевритово-псаммитово-глинистая), 4 — $\Gamma_3\text{Al}_3\text{Al}_{3-4}$ (глинисто-псаммитово-алевритовая), 5 — $\Gamma_{2-4}\text{Al}_{2-4}\Pi_4$ (глинисто-алевритово-псаммитовая), 6 — $\text{Al}_{1-3}\text{Al}_{3-4}\Pi_5$ (преимущественно глинисто-алевритовая), 7 — $\Gamma_{1-3}\text{Al}_{3-4}$ (глинисто-алевритовая).

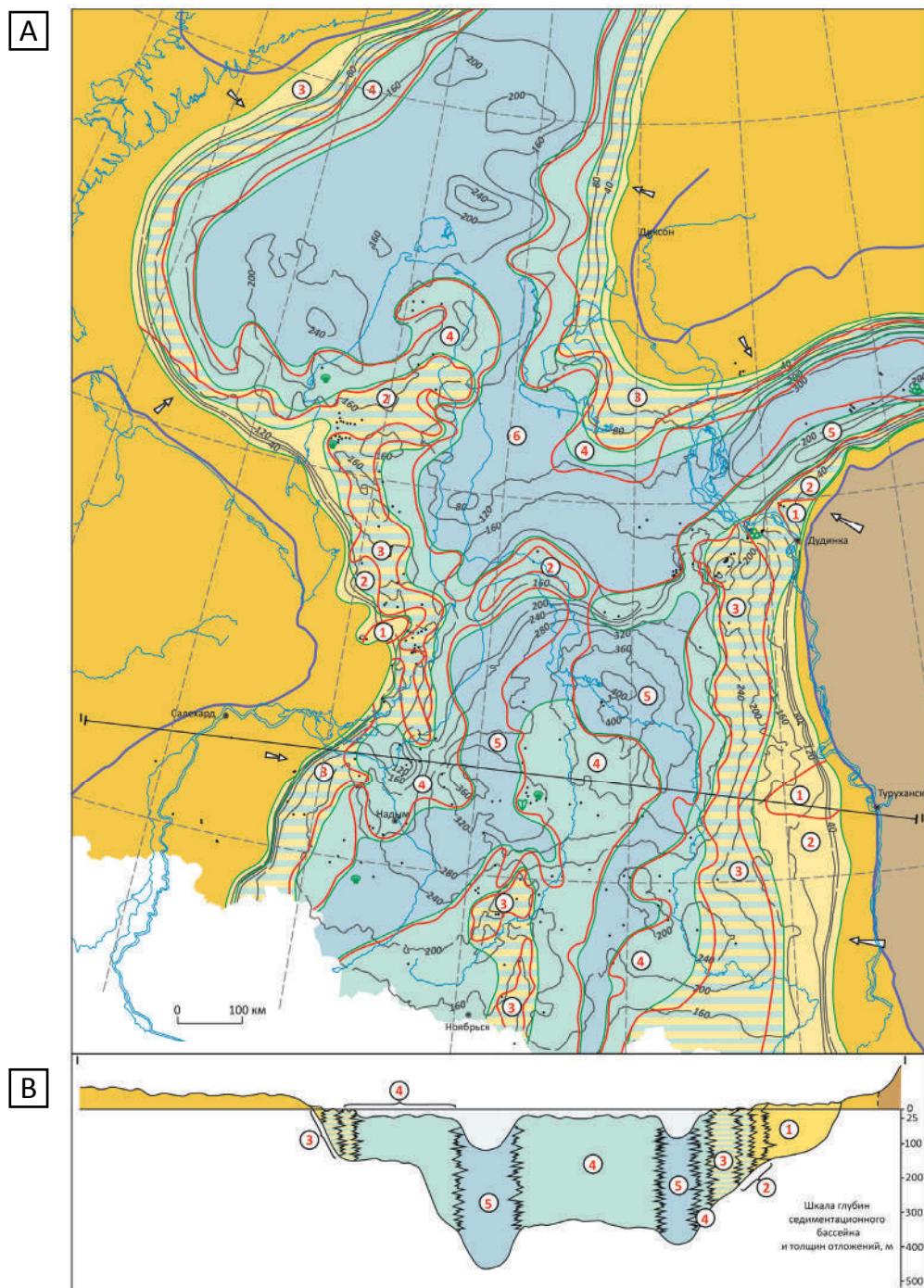
Усл. обозначения см. на рис. 3, 4

Lithologic regions: 1 — $\Pi_2\Gamma_3\text{Al}_4$ (predominantly psammite-argillaceous), 2 — $\Pi_3\text{Al}_{3-4}\Gamma_{3-5}$ (psammite-silty-argillaceous), 3 — $\text{Al}_{2-4}\Pi_3\Gamma_{3-5}$ (silty-psammite-argillaceous), 4 — $\Gamma_3\text{Al}_3\text{Al}_{3-4}$ (argillaceous-psammite-silty), 5 — $\Gamma_{2-4}\text{Al}_{2-4}\Pi_4$ (argillaceous-silty-psammitic), 6 — $\text{Al}_{1-3}\text{Al}_{3-4}\Pi_5$ (predominantly argillaceous-silty), 7 — $\Gamma_{1-3}\text{Al}_{3-4}$ (argillaceous-silty).

For legend items see Fig. 3, 4

Рис. 9. Литолого-палеогеографическая карта (А) и профиль по линии I—I (В) вымского времени (конец аалена – начало раннего байоса) севера Западно-Сибирского осадочного бассейна (составили Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина)

Fig. 9. Lithologic and paleogeographic map (A) and cross-section along I—I Line (B) of the Vymsky time (end of Aalenian – beginning of Early Bajocian) in the northern West Siberian sedimentary basin (created by Shemin G.G., Vernikovsky V.A., Moskvin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.)



Литологические области: 1 — $\Pi_1\text{Al}_5\text{Gl}_5\text{GrO}_5$ (в основном псаммитовая), 2 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Gl}_{4-5}$ (преимущественно псаммитовая), 3 — $\Pi_3\text{Al}_{3-4}\text{Gl}_{3-5}$ (псаммитово-алевритово-глинистая), 4 — $\text{Al}_{2-4}\Pi_3\text{Gl}_{3-5}$ (алевритово-псаммитово-глинистая), 5 — $\text{Al}_{2-3}\text{Gl}_{3-4}\Pi_4$ (алевритово-глинисто-псаммитовая), 6 — $\text{Gl}_{2-3}\text{Al}_{3-4}\Pi_4$ (глинисто-алевритово-псаммитовая).

Усл. обозначения см. на рис. 3—5

Lithologic regions: 1 — $\Pi_1\text{Al}_5\text{Gl}_5\text{GrO}_5$ (mainly psammitic), 2 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Gl}_{4-5}$ (predominantly psammitic), 3 — $\Pi_3\text{Al}_{3-4}\text{Gl}_{3-5}$ (psammite-silty-argillaceous), 4 — $\text{Al}_{2-4}\Pi_3\text{Gl}_{3-5}$ (silty-psammite-argillaceous), 5 — $\text{Al}_{2-3}\text{Gl}_{3-4}\Pi_4$ (silty-argillaceous-psammitic), 6 — $\text{Gl}_{2-3}\text{Al}_{3-4}\Pi_4$ (argillaceous-silty-psammitic).

For Legend items see Fig. 3—5

огибая в виде полос более глубоководный шельф. В его пределах накапливались алевриты, пески и глины с включениями остатков морских двустворок.

Прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, и аллювиальные равнины существовали в краевых частях бассейна, где они ограничивали области размыва. В этой области формировались пески и алевриты с прослойками глин и включениями морской фауны и наземной растительности.

Вымское обмеление морей отразилось и на геохимических характеристиках органического вещества. Террагенное ОВ (IV тип) с концентрацией $C_{\text{опр}}$ от 1 до 10,5 % обогащено «тяжелым» углеродом ($\delta^{13}\text{C} = -24,1\ldots -26\text{‰}$).

Леонтьевское время (конец раннего – поздний байос) характеризуется очередным повышением уровня сибирских морей, которое вызвало трансгрессию на севере Западно-Сибирского бассейна. В отмеченный период расширились контуры седиментационного бассейна, однако и в это время его окраинные участки оставались сушей. В бассейне осадконакопления изменились условия образования осадков (рис. 10). Это прежде всего касается северной части: наиболее погруженных областей Карской впадины, Енисей-Хатангского прогиба и Гыданского полуострова. Здесь существовавший ранее мелководный шельф сменился на глубоководный, где накапливались преимущественно глинистые и алевритовые осадки с остатками морских двустворок и фораминифер.

На остальной, большей, части седиментационного бассейна развивались области мелководного шельфа, мелководья, прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, и аллювиальных равнин. Причем на этой территории бассейна область мелководного шельфа несколько сократилась, а остальные палеогеографические зоны незначительно расширились.

Мелководный шельф и мелководье, как и раньше, охватывали преимущественно южную часть бассейна, а также огибли глубоководную область на севере. Они в виде двух субмеридиональных полос простирались соответственно в Надым-Пурском и Пур-Тазовском междуречьях. В их пределах формировались глины, алевриты и пески с включениями остатков морских двустворок и фораминифер.

Прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, и отчасти аллювиальные равнины существовали лишь в окраинных частях бассейна. Состав накопившихся осадков в основном песчаный и песчано-алевритовый, в них сохранились остатки морских двустворок, фораминифер и наземной растительности.

В малышевское время (конец байоса – бат) в рассматриваемом бассейне произошло обмеление моря с некоторым расширением его контуров. Почти на всей его территории сохранились морские об-

становки осадконакопления, однако глубокая часть шельфа сменилась на мелководную и частично на мелководье. В бассейне седиментации сохранились области мелководного шельфа, мелководья, прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, и аллювиальных равнин (рис. 11).

Область мелководного шельфа распространялась в центральной, наиболее прогнутой части бассейна, контуры ее имели весьма сложное строение. В области накапливались глины, алевриты и пески с остатками морских двустворок и фораминифер.

Область мелководья впервые за весь ранне-среднеюрский период имела наибольшее распространение. Контуры этой области, как и вышеописанной, имели сложные очертания, особенно на границе с глубоководным шельфом. В ее пределах также накапливались алевритово-глинистые и песчаные осадки. Отложения содержат остатки аммонитов, фораминифер и двустворок.

Прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, и аллювиальные равнины были распространены на окраинных участках бассейна седиментации, причем наиболее широко они были развиты вблизи Сибирской платформы. В этих областях формировались преимущественно алевритово-песчаные осадки с единичными остатками фораминифер.

Келловейский век и позднеюрская эпоха. Келловейский век и поздняя юра на севере Западно-Сибирского бассейна – это период обширной морской трансгрессии, связанной с общебореальной трансгрессией на всем Северном полушарии, которая завершилась в волжское время. Наступление моря происходило в два этапа: в ранневасюганский и георгиевско-баженовский.

Ранневасюганское время (конец бата – начало оксфорда) характеризуется существенной перестройкой ландшафтов Северной Евразии. Крупные морские бассейны охватывали западную часть Арктики, в пределах которой море затопило север европейской части России и большую часть Западной Сибири [21]. Ранневасюганской трансгрессией была охвачена почти вся северная часть Западно-Сибирского бассейна (рис. 12).

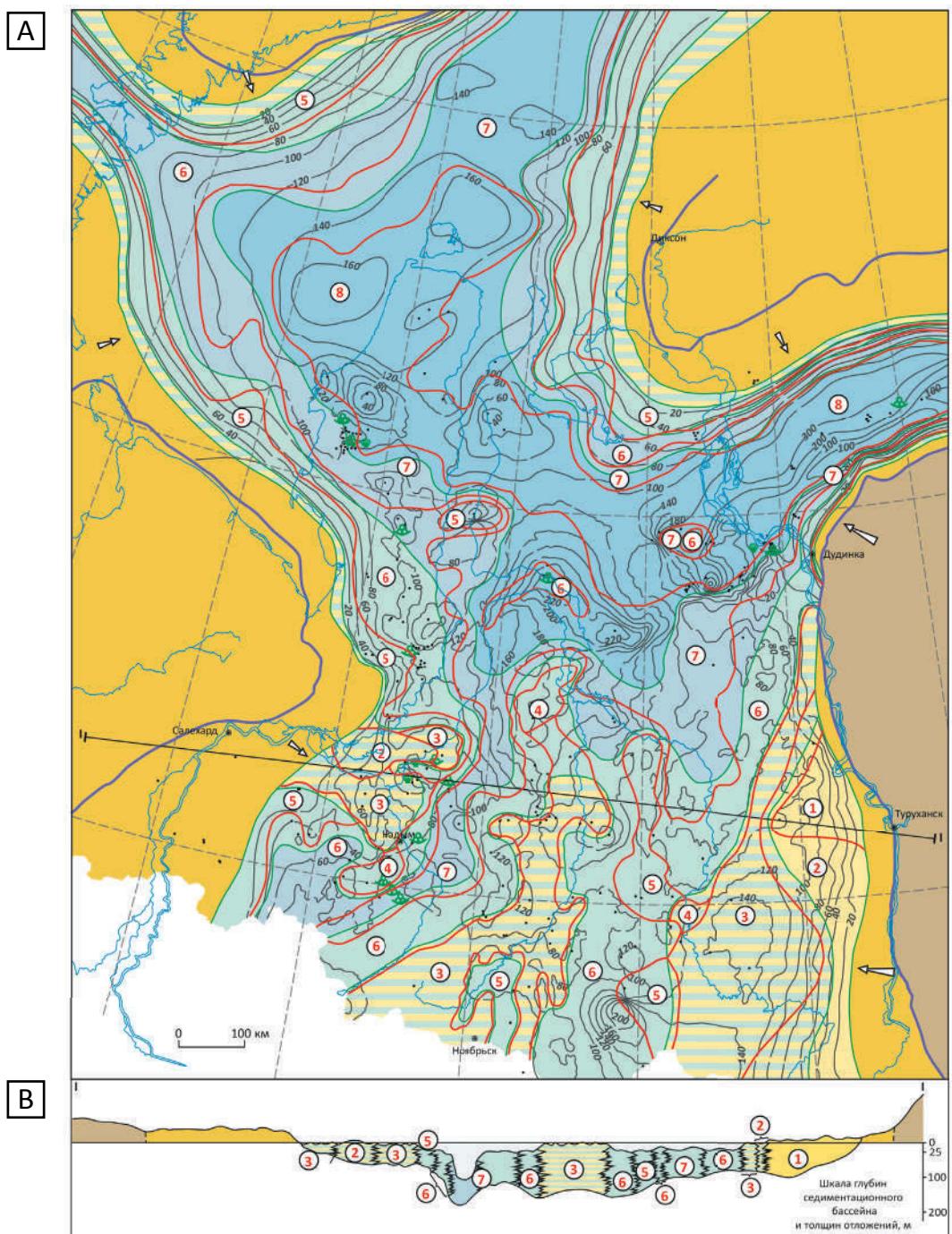
Ранневасюганский морской бассейн имел почти на всей рассматриваемой территории нормальную соленость, что подтверждается большим разнообразием двустворок, головоногих и брюхоногих моллюсков, фораминифер, а также составом аутигенных минералов [11].

На литолого-палеогеографической карте ранневасюганского времени выделены следующие палеогеографические области: глубокая часть шельфа; мелководный шельф; мелководье; прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем; аллювиальная равнина и суши.

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 10. Литолого-палеогеографическая карта (А) и профиль по линии I—I (В) леонтьевского времени (конец раннего – поздний байос) севера Западно-Сибирского осадочного бассейна (составили Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина)

Fig. 10. Lithologic and paleogeographic map (A) and cross-section along I—I Line (B) of the Leontievsky time end of Early – Late Bajocian) in the northern West Siberian sedimentary basin (created by Shemin G.G., Vernikovsky V.A., Moskvin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.)



Литологические области: 1 — $\Pi_1\Gamma_4\text{Al}_5$ (в основном псаммитовая), 2 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\Gamma_{3-5}$ (преимущественно псаммитовая), 3 — $\Pi_3\text{Al}_{2-3}\Gamma_{3-5}$ (псаммитово-алевритово-глинистая), 4 — $\text{Al}_2\Pi_3\Gamma_{4-5}$ (алевритово-псаммитово-глинистая), 5 — $\Gamma_{2-3}\Pi_3\text{Al}_{3-4}$ (глинисто-псаммитово-алевритовая), 6 — $\Gamma_{1-4}\text{Al}_{2-4}\Pi_4$ (глинисто-алевритово-псаммитовая), 7 — $\Gamma_{1-4}\text{Al}_{2-4}\Pi_5$ (преимущественно глинисто-алевритовая), 8 — $\Gamma_{1-4}\text{Al}_{1-5}$ (глинисто-алевритовая).

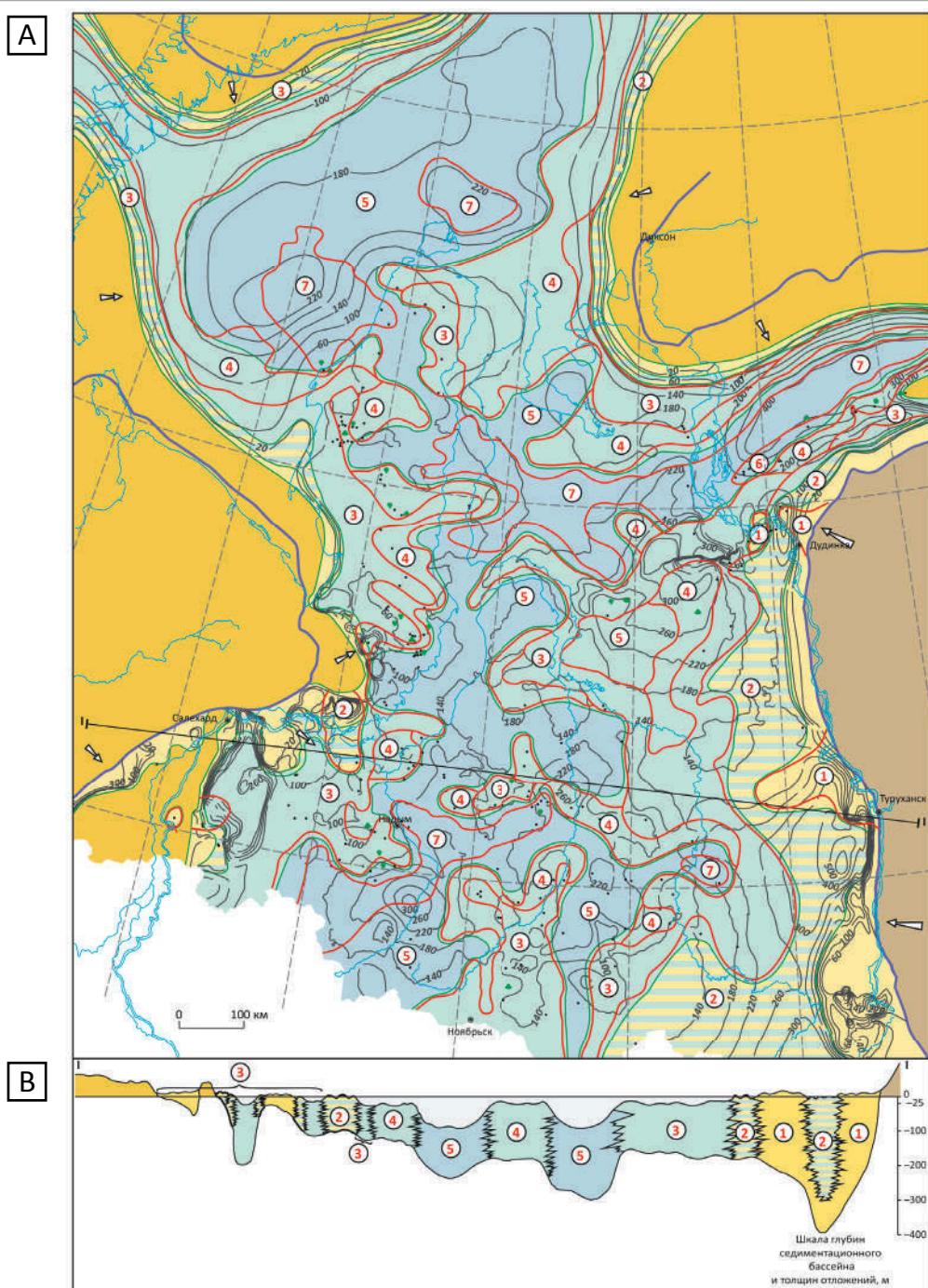
Усл. обозначения см. на рис. 3, 4

Lithologic regions: 1 — $\Pi_1\Gamma_4\text{Al}_5$ (mainly psammitic), 2 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\Gamma_{3-5}$ (predominantly psammitic), 3 — $\Pi_3\text{Al}_{2-3}\Gamma_{3-5}$ (psammite-silty-argillaceous), 4 — $\text{Al}_2\Pi_3\Gamma_{4-5}$ (silty-psammite-argillaceous), 5 — $\Gamma_{2-3}\Pi_3\text{Al}_{3-4}$ (argillaceous-psammite-silty), 6 — $\Gamma_{1-4}\text{Al}_{2-4}\Pi_4$ (argillaceous-silty-psammite), 7 — $\Gamma_{1-4}\text{Al}_{2-4}\Pi_5$ (predominantly argillaceous-silty), 8 — $\Gamma_{1-4}\text{Al}_{1-5}$ (argillaceous-silty).

For Legend items see Fig. 3, 4

Рис. 11. Литолого-палеогеографическая карта (А) и профиль по линии I—I (В) малышевского времени (конец байоса – бат) севера Западно-Сибирского осадочного бассейна (составили Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина)

Fig. 11. Lithologic and paleogeographic map (A) and cross-section along I—I Line (B) of the Malyshevsky time (end of Bajocian – Bathonian) in the northern West Siberian sedimentary basin (created by Shemin G.G., Vernikovsky V.A., Moskvin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.)



Литологические области: 1 — $\Pi_1\text{Al}_{4-5}\text{Гl}_5$ (в основном псаммитовая), 2 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Гl}_{3-5}$ (преимущественно псаммитовая), 3 — $\Pi_3\text{Al}_{3-4}\text{Гl}_{3-5}$ (преимущественно псаммитово-алевритовая), 4 — $\text{Al}_{2-3}\Pi_3\text{Гl}_{3-5}$ (преимущественно алевритово-псаммитовая), 5 — $\text{Гl}_{2-3}\Pi_3\text{Al}_{3-4}$ (преимущественно глинисто-псаммитовая), 6 — $\text{Al}_3\text{Гl}_3\Pi_4$ (алевритово-глинисто-псаммитовая), 7 — $\text{Гl}_{1-4}\text{Al}_{2-4}\Pi_4$ (глинисто-алевритово-псаммитовая).

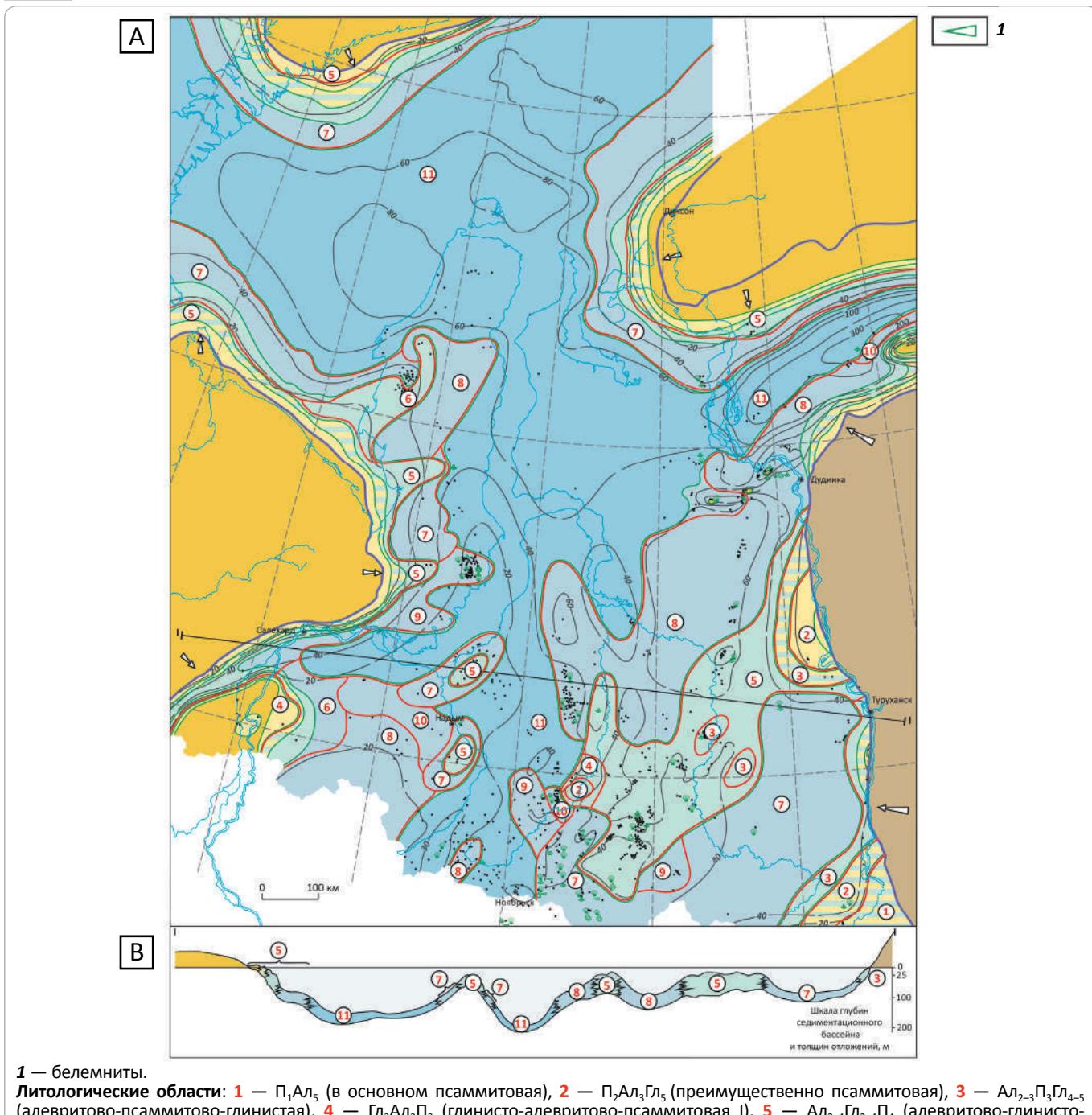
Усл. обозначения см. на рис. 3–5, 7

Lithologic regions: 1 — $\Pi_1\text{Al}_{4-5}\text{Гl}_5$ (mainly psammitic), 2 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Гl}_{3-5}$ (predominantly psammitic), 3 — $\Pi_3\text{Al}_{3-4}\text{Гl}_{3-5}$ (predominantly psammite-silty), 4 — $\text{Al}_{2-3}\Pi_3\text{Гl}_{3-5}$ (predominantly silty-psammitic), 5 — $\text{Гl}_{2-3}\Pi_3\text{Al}_{3-4}$ (predominantly argillaceous-psammitic), 6 — $\text{Al}_3\text{Гl}_3\Pi_4$ (silty-argillaceous-psammitic), 7 — $\text{Гl}_{1-4}\text{Al}_{2-4}\Pi_4$ (argillaceous-silty-psammitic).

For Legend items see Fig. 3–5, 7

Рис. 12. Литолого-палеогеографическая карта (А) и профиль по линии I—I (В) ранневасюганского времени (конец бата – начало оксфорда) севера Западно-Сибирского осадочного бассейна (составили Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина)

Fig. 12. Lithologic and paleogeographic map (A) and cross-section along I—I Line (B) of the Early Vasyugansky time (end of Bathonian – beginning of Oxfordian) in the northern West Siberian sedimentary basin (created by Shemin G.G., Vernikovsky V.A., Moskvin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.)



1 — белемниты.

Литологические области: 1 — $\Pi_1\text{Al}_5$ (в основном псаммитовая), 2 — $\Pi_2\text{Al}_3\text{Gl}_5$ (преимущественно псаммитовая), 3 — $\text{Al}_{2-3}\text{P}_3\text{Gl}_{4-5}$ (алевритово-псаммитово-глинистая), 4 — $\text{Gl}_3\text{Al}_3\text{P}_3$ (глинисто-алевритово-псаммитовая I), 5 — $\text{Al}_{2-4}\text{Gl}_{2-4}\text{P}_4$ (алевритово-глинисто-псаммитовая), 6 — $\text{Gl}_{2-3}\text{Al}_{3-4}\text{P}_4$ (глинисто-алевритово-псаммитовая II), 7 — $\text{Al}_{1-3}\text{Gl}_{3-4}\text{P}_5$ (преимущественно алевритово-глинистая), 8 — $\text{Gl}_{1-2}\text{Al}_{3-4}\text{P}_5$ (преимущественно глинисто-алевритовая), 9 — $\text{Gl}_{1-2}\text{Al}_{3-4}\text{P}_6$ (в основном глинисто-алевритовая), 10 — $\text{Al}_{1-2}\text{Gl}_{3-5}$ (алевритово-глинистая), 11 — $\text{Gl}_{1-2}\text{Al}_{2-5}$ (глинисто-алевритовая).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3, 4, 7

1 — belemnites.

Lithologic regions: 1 — $\Pi_1\text{Al}_5$ (mainly psammitic), 2 — $\Pi_2\text{Al}_3\text{Gl}_5$ (predominantly psammitic), 3 — $\text{Al}_{2-3}\text{P}_3\text{Gl}_{4-5}$ (silty-psammite-argillaceous), 4 — $\text{Gl}_3\text{Al}_3\text{P}_3$ (argillaceous-silty-psammitic I), 5 — $\text{Al}_{2-4}\text{Gl}_{2-4}\text{P}_4$ (silty-argillaceous-psammitic), 6 — $\text{Gl}_{2-3}\text{Al}_{3-4}\text{P}_4$ (argillaceous-silty-psammitic II), 7 — $\text{Al}_{1-3}\text{Gl}_{3-4}\text{P}_5$ (predominantly silty-argillaceous), 8 — $\text{Gl}_{1-2}\text{Al}_{3-4}\text{P}_5$ (predominantly argillaceous-silty), 9 — $\text{Gl}_{1-2}\text{Al}_{3-4}\text{P}_6$ (mainly argillaceous-silty), 10 — $\text{Al}_{1-2}\text{Gl}_{3-5}$ (silty-argillaceous), 11 — $\text{Gl}_{1-2}\text{Al}_{2-5}$ (argillaceous-silty).

For other Legend items see Fig. 3, 4, 7

Глубоководная часть шельфа имела наибольшее распространение на исследуемой территории бассейна. В ее состав входили: южная половина Карской впадины, Ямальский и Гыданский полуострова, Надым-Пурское междуречье и смежные с ними участки. Для этой области характерны преимущественно глинистый состав сформировавшихся отложений с редкими остатками морской фауны.

Мелководная часть шельфа в ранневасюганское время имела наиболее широкое распространение в Пур-Енисейском междуречье и существенно меньшее — вблизи Полярного Урала, Новой Земли и Таймыра. На ее площади накапливались алевритово-песчано-глинистые осадки с остатками морской фауны. В Пур-Енисейском междуречье содержание песчаного материала в составе осадков больше, чем на других участках.

Мелководные области в основном ограничивали мелководный шельф. Кроме того, наиболее обширная область мелководья в виде полосы сложной формы простиралась более чем на 500 км от современной р. Енисей до г. Ноябрьск в южной части бассейна. Имелись также небольшие участки мелководья в юго-западной части исследуемой территории (см. рис. 11). Для этих областей в восточной части бассейна характерно накопление преимущественно алевритовых и песчаных осадков с типичной морской фауной двустворок, аммонитов, гастропод и разнообразных фораминифер. На остальной части исследуемой территории осаждался глинистый и алевритовый материал.

Прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, были несколько больше распространены в бассейне. Они наиболее широко развиты в восточной и особенно юго-восточной его частях, где накапливались осадки с фауной двустворок, белемнитов, аммонитов и фораминифер.

Аллювиальные равнины имели весьма ограниченное распространение в бассейне. Они простирались в виде отдельных участков вытянутой формы по его окраинам. В левобережье р. Енисей на них накапливались русловые, пойменные, озерные и болотные осадки: глинистые, алевритовые и песчаные, обогащенные остатками наземной растительности. Аллювиальные равнины, примыкающие к Полярному Уралу, Новой Земле и Таймыру, по существу, не изучены. На этих территориях предполагается осаждение в основном глин. Суша с высоким рельефом, существовавшая на Сибирской платформе и Енисейском кряже, являлась основным источником поступления алевритово-песчаного материала в исследуемую часть бассейна. Суша с низким рельефом располагалась на Полярном Урале, Новой Земле и, предположительно, Таймыре. Там формировались коры выветривания, алевритово-глинистый материал которых сносился в смежные области бассейна седиментации.

В *поздневасюганское время (оксфордский век)* на севере Западно-Сибирского бассейна наметилась регрессия морского бассейна, в результате которой произошло его обмеление и, как следствие, изменение контуров палеогеографических областей. В юго-западной и северной частях бассейна значительно сократилась территория глубоководного шельфа, за счет чего увеличилась область мелководного шельфа. Область мелководного шельфа в свою очередь сменилась на мелководье. Незначительно изменились контуры прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, и аллювиальных равнин, а области размыва остались прежними (рис. 13).

Глубоководная часть шельфа сохранилась только в пределах Ямальского и Гыданского полуостровов и смежных с ними участков Карской впадины. В них формировались лишь алевритово-глинистые осадки с редкими остатками фауны.

Мелководный шельф существенно расширился и изменил свои очертания в бассейне седиментации. В северной и юго-западной частях его контуры были значительно расширены за счет более глубоководной области бассейна, а на юго-востоке площадь мелководного шельфа сменилась на мелководье. В пределах этой области накапливались преимущественно алевритово-глинистые осадки с остатками морской фауны.

Область мелководья, существовавшая лишь в юго-восточной части бассейна, изменила свои контуры и состав отлагавшихся осадков. Здесь в течение поздневасюганского времени были накоплены песчаники продуктивного горизонта Ю₁, являющиеся главным местилищем нефти и газа отложений верхней юры на севере Западно-Сибирской плиты. На литолого-палеогеографических картах показана площадь современного распространения этого продуктивного горизонта. Не исключено, что в поздневасюганское время она имела существенно больший размер. Ее сокращение, по предварительным данным, обусловлено предкимериджским перерывом, проявленным преимущественно на юго-востоке исследуемой территории [1, 18].

Прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, также унаследованно развивались в поздневасюганское время. Только в юго-восточной части бассейна эта область была несколько расширена (см. рис. 13).

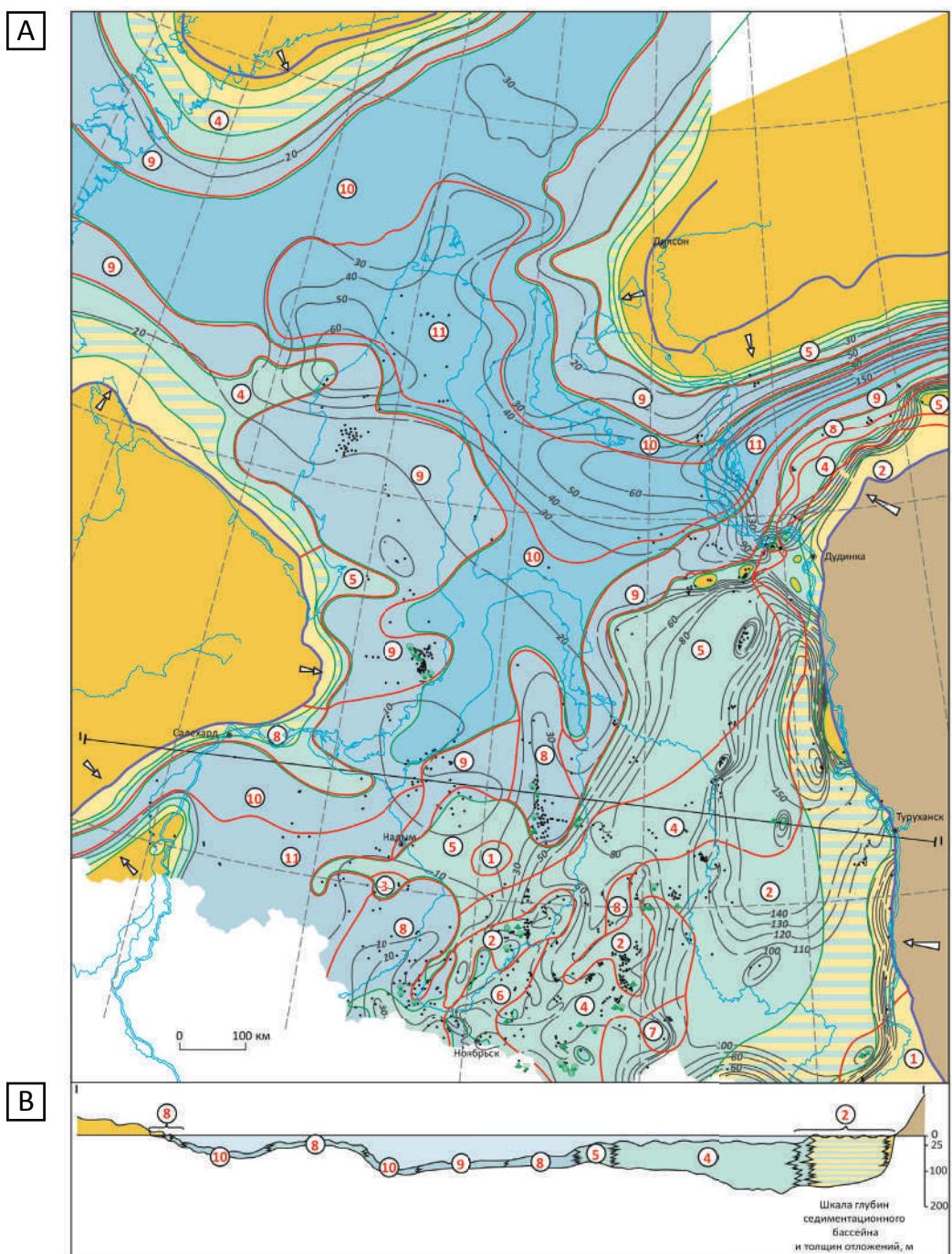
Аллювиальные равнины в оксфордский век существовали, как и прежде, вдоль источников сноса, как правило, сохраняя те же контуры. На крайнем юго-востоке, примыкающем к Сибирской платформе, накапливались преимущественно пески, а вблизи Полярного Урала, Новой Земли и Таймыра — алевритовые глины. Они содержат остатки наземной растительности.

Суша с высоким расчлененным рельефом, как и ранее, существовала на Сибирской платформе. Она

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

Рис. 13. Литолого-палеогеографическая карта (А) и профиль по линии I—I (В) поздневасюганского времени (оксфордский век) севера Западно-Сибирского осадочного бассейна (составили Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина)

Fig. 13. Lithologic and paleogeographic map (A) and cross-section along I—I Line (B) of the Late Vasyugansky time (Oxfordian Stage) in the northern West Siberian sedimentary basin (created by Shemin G.G., Vernikovsky V.A., Moskvin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.)



Литологические области: 1 — $\Pi_1\text{Al}_{4-5}\text{Gl}_{5-6}$ (в основном псаммитовая), 2 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Gl}_{3-5}$ (преимущественно псаммитово-алевритовая), 3 — $\Pi_2\text{Gl}_3\text{Al}_4$ (преимущественно псаммитово-глинистая), 4 — $\Pi_3\text{Al}_{3-4}\text{Gl}_{3-4}$ (псаммитово-алевритово-глинистая), 5 — $\text{Al}_{2-3}\Pi_3\text{Gl}_{3-4}$ (алевритово- псаммитово-глинистая), 6 — $\text{Gl}_3\Pi_3\text{Al}_{3-4}$ (глинисто- псаммитово-алевритовая), 7 — $\text{Gl}_3\text{Al}_3\Pi_3$ (глинисто-алевритово- псаммитовая), 8 — $\text{Al}_{2-3}\text{Gl}_{3-4}\Pi_4$ (алевритово-глинисто- псаммитовая), 9 — $\text{Al}_{1-3}\text{Gl}_{3-5}\Pi_{5-6}$ (преимущественно алевритово-глинистая), 10 — $\text{Al}_{1-3}\text{Gl}_{3-5}$ (алевритово-глинистая), 11 — $\text{Gl}_{1-3}\text{Al}_{3-5}$ (глинисто-алевритовая).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3, 4, 7

Lithologic regions: 1 — $\Pi_1\text{Al}_{4-5}\text{Gl}_{5-6}$ (mainly psammitic), 2 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Gl}_{3-5}$ (predominantly psammitic-silty), 3 — $\Pi_2\text{Gl}_3\text{Al}_4$ (predominantly psammitic-argillaceous), 4 — $\Pi_3\text{Al}_{3-4}\text{Gl}_{3-4}$ (psammite-silty-argillaceous), 5 — $\text{Al}_{2-3}\Pi_3\text{Gl}_{3-4}$ (silty-psammite-argillaceous), 6 — $\text{Gl}_3\Pi_3\text{Al}_{3-4}$ (argillaceous-psammite-silty), 7 — $\text{Gl}_3\text{Al}_3\Pi_3$ (argillaceous-silty-psammite), 8 — $\text{Al}_{2-3}\text{Gl}_{3-4}\Pi_4$ (silty-argillaceous-psammitic), 9 — $\text{Al}_{1-3}\text{Gl}_{3-5}\Pi_{5-6}$ (predominantly silty-argillaceous), 10 — $\text{Al}_{1-3}\text{Gl}_{3-5}$ (silty-argillaceous), 11 — $\text{Gl}_{1-3}\text{Al}_{3-5}$ (argillaceous-silty).

For other Legend items see Fig. 3, 4, 7

была основным поставщиком песчаного и алевритового материала в бассейн седиментации, причем за счет понижения базиса эрозии речных долин масштаб сноса обломочного материала был более значительным, чем ранее.

Суша с низким выровненным рельефом находилась в прежних контурах Полярного Урала, Новой Земли и Таймыра. С нее в бассейн седиментации по-прежнему поступал в основном глинистый материал.

В **георгиевское время (конец оксфорда – начало волжского века)** после поздневасюганской регрессии на севере Западно-Сибирского бассейна начался новый, более значительный, чем ранее, этап трансгрессии моря. В этот отрезок времени произошло значительное углубление и некоторое расширение морского бассейна. В его центральной (Надым-Пурское междуречье) и северной (восточная и западная части соответственно Ямальского и Гыданского полуостровов) частях, а также в Карской впадине впервые появилась глубокая (псевдоабиссальная) область бассейна с отметками глубин 200–400 м, которая протягивалась в субмеридиональном направлении в виде полосы шириной 250–350 км от верховья современной р. Надым до северо-восточной границы бассейна. В контурах этой области существовал некомпенсированный прогиб, в котором шло накопление в основном тонкоотмученных глинистых илов. Юго-восточнее, в Енисей-Тазовском междуречье, располагалась обширная зона бокового заполнения бассейна (рис. 14).

Глубокая часть шельфа в это время занимала еще большую площадь седиментационного бассейна. Она в виде непрерывной полосы огибала глубоководную область моря. На большей ее части накапливались тонкоотмученные глинистые илы с прослойями алевритового материала. Лишь в восточной части бассейна среди них отлагались в небольшом объеме пески.

Мелководная часть шельфа получила наибольшее распространение в восточной половине бассейна – в виде полосы субмеридионального направления от Таймыра до южной границы рассматриваемой части бассейна. Здесь накапливался алевритово-глинистый материал с прослойями песков, а вблизи Таймыра, Новой Земли и Полярного Урала – алевритово-глинистые осадки.

Мелководные области были распространены весьма ограниченно. Они располагались в виде узких полос вдоль мелководной части шельфа. В юго-восточной окраинной части бассейна, на левобережье р. Енисей, на их территории накапливались глинисто-алевритово-песчаные осадки, а в северо-восточной части и на западе, вблизи, соответственно, Таймыра и Полярного Урала, Новой Земли, – преимущественно глинистые (см. рис. 13).

Контуры прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, остались примерно такими же, как

и в поздневасюганское время. В их пределах накапливался более тонкий, чем ранее, обломочный материал.

Аллювиальные равнины, окаймляющие области размыва, имели примерно такие же контуры, как и в келловейский век. В них отлагались как преимущественно глинистые (вблизи Полярного Урала, Новой Земли, Таймыра), так и песчаные (в левобережье р. Енисей) осадки, обогащенные остатками наземной растительности.

В георгиевское время области суши, как и прежде, располагались на Полярном Урале, Новой Земле, Таймыре и Сибирской платформе. Они были несколько меньше по площади и снивелированы. С них поступал более тонкий обломочный материал, при этом, как и прежде, основными поставщиками наиболее крупнозернистого материала служили области размыва, располагавшиеся у юго-восточной границы бассейна.

В **баженовское время (волжский век – начало берриаса)** продолжилась трансгрессия арктических морей на территорию севера Западно-Сибирского бассейна и происходило его углубление. Из всех юрских бассейнов волжский был наиболее глубоководным. Его глубоководная область расширилась в западном, восточном и особенно в южном направлениях. Области сноса по-прежнему включали Сибирскую платформу и смежные с ней небольшие участки бассейна, а также Полярный Урал, Новую Землю и Таймыр. Они в целом соответствовали прежним контурам и оставались значительно снивелизованными (рис. 15).

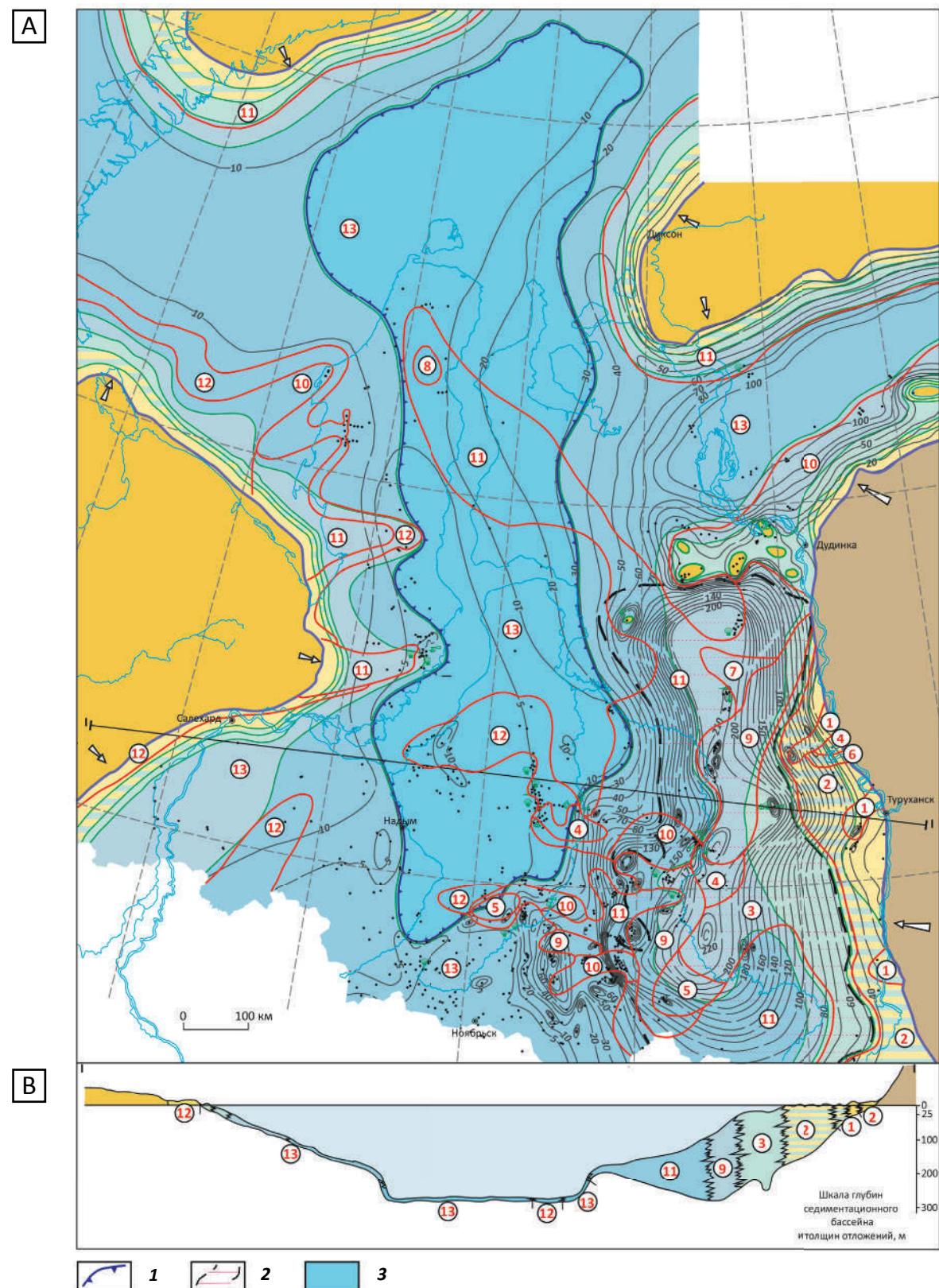
В баженовское время, как отмечалось, произошло существенное углубление бассейна седиментации, в результате чего возникла область больших глубин (200–600 м). Глубокая (псевдоабиссальная) область охватывала большую часть бассейна седиментации. В ее состав входила вся территория Ямальского полуострова, большая часть Гыданского и примыкающая к нему Карская впадина, а также обширная территория Обь-Тазовского междуречья. Для этой области характерно накопление в основном углеродистых тонкоотмученных глинистых и глинисто-кремнистых осадков, образовавшихся в условиях «жесткого» некомпенсированного прогибания на всей территории распространения этой области (см. рис. 14).

Глубоководная часть шельфа также была широко распространена в баженовское время. Она в виде полосы переменной ширины ограничивала псевдоабиссальную область. Наиболее широко эта область была проявлена в западной, северной и северо-восточной частях рассматриваемой территории бассейна. В ее пределах накапливались преимущественно алевритово-глинистые осадки.

Мелководная часть шельфа в целом сохранила свои контуры. Лишь в западной части бассейна ее площадь несколько сократилась. В ее пределах

Рис. 14. Литолого-палеогеографическая карта (А) и профиль по линии I—I (В) георгиевского времени (конец оксфорда – начало волжского века) севера Западно-Сибирского осадочного бассейна (составили Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина)

Fig. 14. Lithologic and paleogeographic map (A) and cross-section along I—I Line (B) of the Georgievsky time (end of Oxfordian — beginning of Volgian) in the northern West Siberian sedimentary basin (created by Shemin G.G., Vernikovsky V.A., Moskvin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.)



Усл. обозначения к рис. 14

Legend for Fig. 14

Границы областей (1, 2): 1 — распространения некомпенсированного прогибания бассейна, 2 — бокового заполнения осадками бассейна; 3 — область морского осадконакопления, глубоководная часть бассейна (глубина 200–600 м).

Литологические области: 1 — $\Pi_1\text{Al}_{4-5}$ (преимущественно псаммитовая), 2 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Гл}_{4-5}$ (псаммитово-алевритово-глинистая I), 3 — $\Pi_3\text{Al}_{3-4}\text{Гл}_{3-5}$ (псаммитово-алевритово-глинистая II), 4 — $\text{Al}_{2-3}\Pi_3\text{Гл}_{4-5}$ (алевритово- псаммитово-глинистая), 5 — $\text{Гл}_{2-3}\Pi_3\text{Al}_{4-5}$ (глинисто- псаммитово-алевритовая), 6 — $\text{Al}_1\Pi_4$ (алевритово- псаммитовая), 7 — $\text{Al}_{2-3}\text{Гл}_3\Pi_4$ (алевритово-глинисто- псаммитовая), 8 — $\text{Гл}_{1-2}\text{П}_4\text{Al}_{4-5}$ (глинисто- псаммитово-алевритовая), 9 — $\text{Гл}_{2-3}\text{Al}_{2-4}\Pi_4$ (глинисто-алевритово- псаммитовая), 10 — $\text{Al}_{1-2}\text{Гл}_{3-5}\Pi_5$ (преимущественно алевритово-глинистая), 11 — $\text{Гл}_{1-2}\text{Al}_{3-5}\text{П}_{5-6}$ (преимущественно глинисто-алевритовая), 12 — $\text{Al}_{1-2}\text{Гл}_{3-5}$ (алевритово-глинистая), 13 — $\text{Гл}_{1-2}\text{Al}_{3-5}$ (глинисто-алевритовая).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3, 4, 7, 12

Boundaries of the regions (1, 2): 1 — occurrence of uncompensated downwarping of the basin, 2 — lateral filling of the basin by sediments; 3 — region of offshore sedimentation, deepwater part of the basin (depth 200–600 m).

Lithologic regions: 1 — $\Pi_1\text{Al}_{4-5}$ (predominantly psammitic), 2 — $\Pi_2\text{Al}_{3-4}\text{Гл}_{4-5}$ (psammitic-silty-argillaceous I), 3 — $\Pi_3\text{Al}_{3-4}\text{Гл}_{3-5}$ (psammitic-silty-argillaceous II), 4 — $\text{Al}_{2-3}\Pi_3\text{Гл}_{4-5}$ (silty-psammitic-argillaceous), 5 — $\text{Гл}_{2-3}\Pi_3\text{Al}_{4-5}$ (argillaceous-psammitic-silty), 6 — $\text{Al}_1\Pi_4$ (silty-psammitic), 7 — $\text{Al}_{2-3}\text{Гл}_3\Pi_4$ (silty-argillaceous-psammitic), 8 — $\text{Гл}_{1-2}\text{П}_4\text{Al}_{4-5}$ (argillaceous-psammitic-silty), 9 — $\text{Гл}_{2-3}\text{Al}_{2-4}\Pi_4$ (argillaceous-silty-psammitic), 10 — $\text{Al}_{1-2}\text{Гл}_{3-5}\Pi_5$ (predominantly silty-argillaceous), 11 — $\text{Гл}_{1-2}\text{Al}_{3-5}\text{П}_{5-6}$ (predominantly argillaceous-silty), 12 — $\text{Al}_{1-2}\text{Гл}_{3-5}$ (silty-argillaceous), 13 — $\text{Гл}_{1-2}\text{Al}_{3-5}$ (argillaceous-silty).

For other Legend items see Fig. 3, 4, 7, 12

накапливались преимущественно глинисто-алевритовые осадки, часто обогащенные органическим веществом. В составе осадков в восточной части бассейна, в Елогуй-Енисейской зоне, отмечается большее содержание песчаного материала, чем в других участках мелководного шельфа.

Мелководные области моря в виде узких полос простирались вдоль областей сноса. Для этих областей в восточной части бассейна, где они наиболее широко распространены, характерно отложение осадков преимущественно алевритового и песчаного состава с морской фауной. На остальной части территории бассейна, вблизи Полярного Урала, Новой Земли и Таймыра, в мелководных условиях осаждался глинистый и алевритовый материал.

Прибрежные равнины, временами заливавшиеся морем, ограничивали мелководные области седиментационного бассейна. В пределах этих областей формировались осадки алевритово-глинистого и песчаного состава с фауной двустворок, фораминифер и аммонитов.

Площади распространения аллювиальных равнин в волжско-раннеберриассовое время несколько уменьшились в восточной части бассейна, в левобережье р. Енисей. В северо-восточной и западной частях бассейна, вблизи Таймыра, Новой Земли и Полярного Урала, их контуры оставались прежними. В пределах этих областей накапливались русловые, пойменные и озерно-болотные осадки алевритово-глинистого, глинисто-алевритового и песчаного состава, обогащенные остатками наземной растительности.

В баженовское время продолжалось боковое заполнение осадками восточной части бассейна. Контуры зоны осадков этого генезиса примерно совпадали с контурами кимериджского времени. В результате такого типа седиментации осадки приобрели четко выраженное клиноформное строение.

Органическое вещество углеродисто-кремнисто-глинистых осадков волжско-раннеберриассо-

вого времени существенно отличается от ОВ всех рассмотренных отложений. Содержание $C_{\text{опр}}$ в различных типах пород колеблется от 1–4 до 7–17,1 %. По всем геохимическим показателям ОВ относится к II типу — аквагенному, исходная планктоногенная и бактериогенная биомасса накапливалась в морском бассейне с нормальной соленостью, в восстановительных условиях.

Заключение

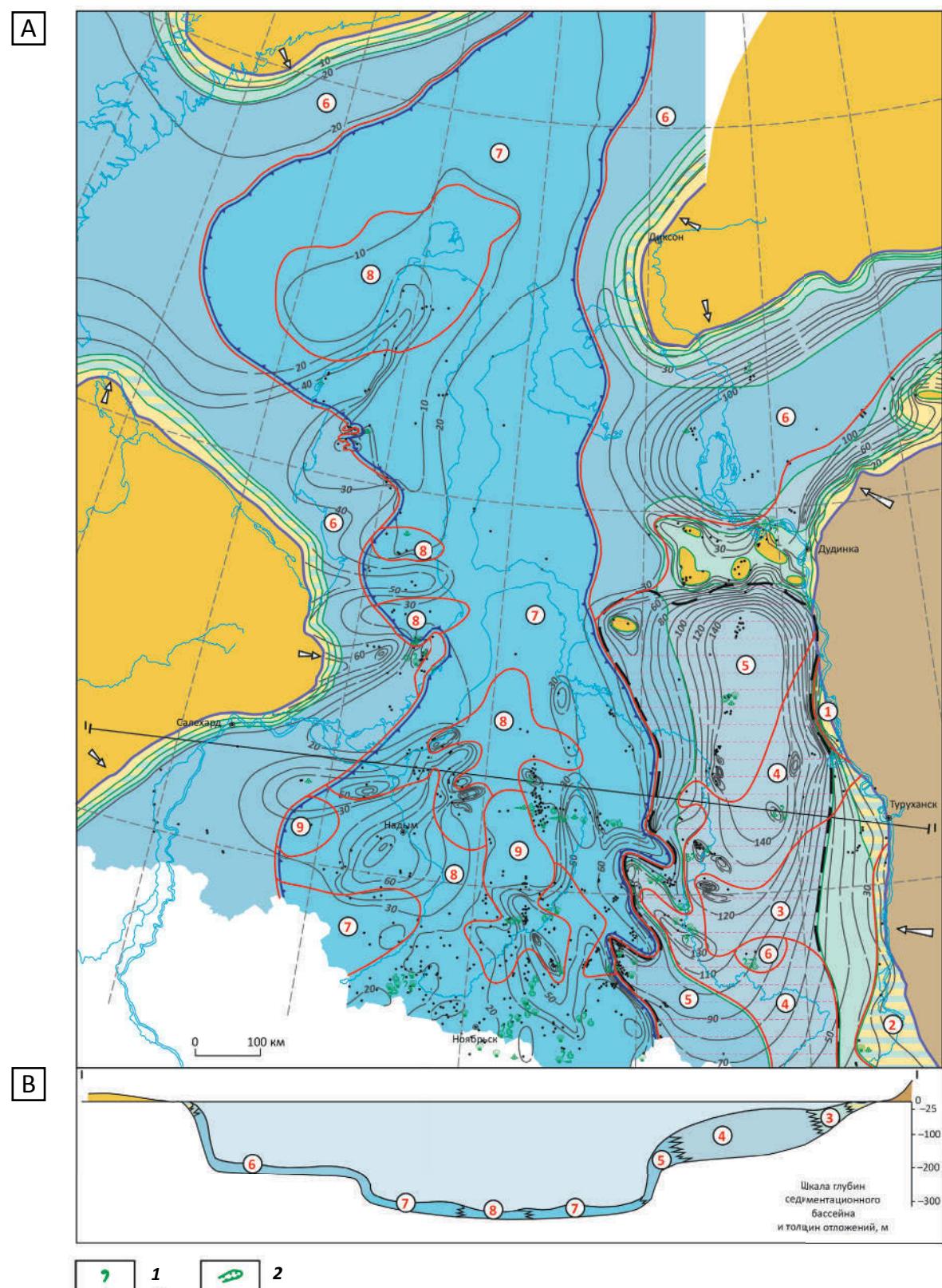
Выполненные литолого-палеогеографические реконструкции свидетельствуют о том, что обстановки осадконакопления в юрский период на севере Западно-Сибирского бассейна изменились достаточно закономерно с трансгрессивной периодичностью и тенденцией расширения границ седиментационного бассейна, а также с увеличением глубоководных морских областей. Выделяется три трансгрессивных, разделенных кратковременными регрессиями, этапа формирования юрских отложений: геттанг-раннетоарский, среднетоарско-байосский и позднебайосско-берриассовый, каждый из которых подразделяется на два подэтапа.

Геттанг-раннетоарский трансгрессивный этап включает зимне-левинский и шараповско-китербютский подэтапы. В зимнее время область седиментации имела ограниченное распространение. В ее пределах накапливались осадки в условиях аллювиальных равнин, прибрежных равнин, временами заливавшихся морем, и частично мелководья. В левинское время расширились контуры седиментационного бассейна и изменились обстановки осадконакопления. Они были преимущественно морскими.

В начале второго подэтапа обмеление морского бассейна произошло практически с сохранением его контуров, однако условия формирования отложений значительно изменились. Исчез глубоководный шельф, расширились контуры мелководного шельфа и мелководья. Китербютское время характеризуется максимальной трансгрессией в раннеюрскую эпоху.

Рис. 15. Литолого-палеогеографическая карта (А) и профиль по линии I—I (В) баженовского времени (волжский век – начало берриаса) севера Западно-Сибирского осадочного бассейна (составили Г.Г. Шемин, В.А. Верниковский, В.И. Москвин, Л.Г. Вакуленко, Е.В. Деев, Н.В. Первухина)

Fig. 15. Lithologic and paleogeographic map (A) and cross-section along I—I Line (B) of the Bazhenov time (Volgian – beginning of Berriasic) in the northern West Siberian sedimentary basin (created by Shemin G.G., Vernikovsky V.A., Moskvin V.I., Vakulenko L.G., Deev E.V., Pervukhina N.V.)



Усл. обозначения к рис. 15

Legend for Fig. 15

Фауна (1, 2): 1 — онихиты, 2 — радиолярии.**Литологические области:** 1 — $\Pi_1\text{Al}_5$ (преимущественно псаммитовая), 2 — $\Pi_2\text{Al}_3\text{Gl}_5$ (псаммитово-алевритово-глинистая), 3 — $\text{Al}_{2-3}\Pi_3\text{Gl}_{3-5}$ (алевритово-псаммитово-глинистая), 4 — $\text{Al}_{1-3}\text{Gl}_{2-5}\Pi_4$ (алевритово-глинисто-псаммитовая), 5 — $\text{Gl}_{1-2}\text{Al}_{3-5}\Pi_{5-6}$ (преимущественно глинисто-алевритовая), 6 — $\text{Gl}_{1-3}\text{Al}_{2-5}$ (глинисто-алевритовая), глинисто-алевритово-кремнисто-углеродисто-карбонатно-пиритовые: 7 — $\text{Gl}_{1-3}\text{Al}_{3-5}\text{Kp}_5\text{U}_{5-6}\text{K}_{5-6}\text{Pr}_{5-6}$, 8 — $\text{Gl}_{1-3}\text{Al}_{3-5}\text{Kp}_4\text{U}_{5-6}\text{K}_{5-6}\text{Pr}_{5-6}$, 9 — $\text{Gl}_{1-3}\text{Al}_{5-6}\text{Kp}_3\text{U}_5\text{K}_5\text{Pr}_5$.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3, 4, 7, 14

Fauna (1, 2): 1 — onychites, 2 — radiolaria.

Lithologic regions: 1 — $\Pi_1\text{Al}_5$ (predominantly psammitic), 2 — $\Pi_2\text{Al}_3\text{Gl}_5$ (psammite-silty-argillaceous), 3 — $\text{Al}_{2-3}\Pi_3\text{Gl}_{3-5}$ (silty-psammite-argillaceous), 4 — $\text{Al}_{1-3}\text{Gl}_{2-5}\Pi_4$ (silty-argillaceous-psammitic), 5 — $\text{Gl}_{1-2}\text{Al}_{3-5}\Pi_{5-6}$ (predominantly argillaceous-silty), 6 — $\text{Gl}_{1-3}\text{Al}_{2-5}$ (argillaceous-silty), argillaceous-silty-siliceous-carbonous-carbonate-pyritic: 7 — $\text{Gl}_{1-3}\text{Al}_{3-5}\text{Kp}_5\text{U}_{5-6}\text{K}_{5-6}\text{Pr}_{5-6}$, 8 — $\text{Gl}_{1-3}\text{Al}_{3-5}\text{Kp}_4\text{U}_{5-6}\text{K}_{5-6}\text{Pr}_{5-6}$, 9 — $\text{Gl}_{1-3}\text{Al}_{5-6}\text{Kp}_3\text{U}_5\text{K}_5\text{Pr}_5$.

For other Legend items see Fig. 3, 4, 7, 14

Среднетоарско-байосский трансгрессивный этап подразделяется на надояхско-лайдинский и вымско-леонтьевский подэтапы. В надояхское время произошло очередное обмеление моря. Почти на всей его территории сохранились морские условия, однако глубокая часть шельфа сменилась на мелководный шельф и частично мелководье. Лайдинское время характеризуется очередным повышением уровня моря. На территории бассейна почти повсеместно существовали морские условия.

В начале второго подэтапа седиментационный бассейн обмелел. Его контуры почти сохранились, однако условия формирования отложений значительно изменились. Исчез глубоководный шельф, расширились области его мелководной части и аллювиальных равнин. Леонтьевское время характеризуется очередным повышением уровня сибирских морей, вызвавшим обширную трансгрессию. В это время снова несколько расширились контуры бассейна и изменились обстановки осадконакопления. Прежде всего это касается его северной части, где мелководный шельф сменился на глубоководный.

Позднебайосско-берриасский трансгрессивный этап включает малышевско-ранневасюганский и поздневасюганско-баженовский подэтапы. В малышевское время произошло обмеление моря. Ранее существовавшая глубоководная область шельфа сменилась на мелководную, которая заняла большую часть седиментационного бассейна. В ранневасюганское время морская трансгрессия охватила весь рассматриваемый регион. В бассейне седиментации наиболее широко были распространены области глубокого и мелководного шельфа.

Литература

- Шемин Г.Г., Бейзель А.Л., Левчук М.А. и др. Детальная корреляция нефтегазоносных отложений келловея и верхней юры северных районов Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41. – № 8. – С. 1131–1144.
- Шемин Г.Г., Бейзель А.Л., Рябкова Л.В. и др. Высокоразрешающая стратиграфия нефтегазоносных отложений нижней и средней юры северных районов Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 5. – С. 749–765.
- Шемин Г.Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2014. – 362 с.
- Шемин Г.Г., Бейзель А.Л., Вакуленко Л.Г., Москвин В.И., Первухина Н.В., Сюрин А.А. Литолого-палеогеографические реконструкции келловея и поздней юры арктических районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – Т. 19. – № 3. – С. 31–45.

В поздневасюганское время начался второй подэтап развития бассейна. В это время происходило его очередное обмеление. В северной и юго-западной частях бассейна сократилась территория глубоководного шельфа. В георгиевское время началась новая, более значительная, чем ранее, трансгрессия моря. В этот отрезок времени впервые появилась глубокая (псевдоабиссальная) область глубиной 200–400 м. В ее контурах существовал некомпенсированный прогиб, юго-восточнее которого, в Енисей-Тазовском междуречье, располагалась обширная зона, в которой осуществлялось боковое заполнение бассейна.

В баженовское время продолжалась трансгрессия арктических морей и углубление бассейна седimentации. В результате этого образовалась область больших глубин (400–600 м), охватившая большую часть бассейна. В Енисей-Тазовском междуречье, как и раньше, существовала область бокового заполнения бассейна.

Приведенные в статье результаты литолого-палеогеографических исследований позволяют более достоверно прогнозировать распространение песчаных пластов и содержащихся в них коллекторов, а также оценивать качество флюидоупоров в юрских нефтегазоносных отложениях севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российской научного фонда (проект №14-37-00030) и Российского фонда фундаментальных исследований (проект №18-05-70035).

Комплексная программа Сибирского отделения РАН № 11.1.28.1

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

5. Шемин Г.Г., Вакуленко Л.Г., Москвин В.И., Первухина Н.В., Сюрин А.А. Литолого-палеогеографические реконструкции раннеюрской эпохи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – Т. 22. – № 2. – С. 34–47.
6. Шемин Г.Г., Вакуленко Л.Г., Москвин В.И., Саплыник В.В. Литолого-палеогеографические реконструкции среднеюрской эпохи севера Западной Сибири и акватории Карского моря // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – Т. 26. – № 2. – С. 65–87.
7. Рухин Л.Б. Основы общей палеогеографии. – Л. : Гостоптехиздат, 1959. – 558 с.
8. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. Т. 3. Всесоюзный аэрогеологический трест МГ СССР / А.В. Виноградов и др. – М. : 1968. – 71 с.
9. Алиев М.М., Гофман Е.А., Климова Л.Т. и др. Методические указания по составлению литолого-фациальных и палеогеографических карт. – М. : Изд-во ИГИРГИ, 1967. – 25 с.
10. Михайлов Н. А. Методика составления крупномасштабных литолого-фациальных и палеогеографических карт. – М. : Наука, 1973. – 54 с.
11. Алексеев Е.Я., Бочкирев В.С., Брадучан Ю.В. и др. Объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5000000 // Тр. ЗапСибНИГИ. – Вып. 93. – Тюмень, 1976. – 85 с.
12. Верзилин Н.Н. Методы палеогеографических исследований. – Л. : Недра, 1979. – 247 с.
13. Захаров В.А., Месежникова М.С., Ронкина З.З. и др. Палеогеография севера СССР // Тр. ИГИГ СО АН СССР. – Вып. 573. – Новосибирск : Наука, 1983. – 191 с.
14. Рединг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А. и др. Обстановки осадконакопления и фации : в 2-х т. / Под ред. Х. Рединга. – М. : Мир, 1990. – Т. 1. 352 с.; Т. 2. 384 с.
15. Гуарри Ф.Г., Девятов В.П., Демин В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с.
16. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.
17. Бочкирев В.С., Федоров Ю.Н. Палеобатиметрия Западно-Сибирского бассейна на конец времени накопления баженовской свиты // Строение и нефтегазоносность баженитов Западной Сибири. Тр. ЗапСибНИГИ. – Тюмень : 1985. – С. 35–41.
18. Нежданов А. А. Некоторые теоретические вопросы циклической седиментации // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. – Новосибирск : Наука, 1990. – С. 60–79.
19. Карогодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литмологический подход). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал Гео, 2000. – 200 с.
20. Шванов В.Н., Фролов В.Т., Сергеев Э.И. и др. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. – М. : Недра, 1998. – 352 с.
21. Гольберт А.В., Макарова Л.Г., Полякова И.Д. и др. Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене. – М. : Наука, 1968. – 152 с.

References

1. Shemin G.G., Beizel' A.L., Levchuk M.A. et al. Detailed correlation of Callovian and Upper Jurassic petroliferous deposits in the north of West Siberia. *Geologiya i geofizika*. 2000;41(8):1131–1144.
2. Shemin G.G., Beizel' A.L., Ryabkova L.V. et al. High-resolution stratigraphy of the Lower and Middle Jurassic petroliferous deposits of northern West Siberia. *Geologiya i geofizika*. 2001;42(5):749–765.
3. Shemin G.G. Regional oil and gas reservoirs in the Jurassic formations of the northern West Siberian province. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2014. 362 p.
4. Shemin G.G., Beisel A.L., Vakulenko L.G., Moskvin V.I., Pervukhina N.V., Syurin A.A. Lithologic and paleogeographic reconstructions of the Callovian and late Jurassic within arctic regions of the West Siberian petroleum province. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2014;19(3):31–45.
5. Shemin G.G., Vakulenko L.G., Moskvin V.I., Pervukhina N.V., Syurin A.A. Lithological-paleogeographic reconstructions of the northern early Jurassic West-Siberian Petroleum Province. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2015;22(2):34–47.
6. Shemin G.G., Vakulenko L.G., Moskvin V.I., Sapyanik V.V. Lithopaleogeographic reconstructions of the Middle Jurassic epoch in the north of West Siberia and the Kara Sea area. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2016;26(2):65–87.
7. Rukhin L.B. Basic concepts of paleogeography. Leningrad: Gostoptekhizdat; 1959. 558 p.
8. Vinogradov A.V. et al. Atlas of lithologic and paleogeographic maps of USSR Vol. 3. All-Union Aerogeological Trust, Ministry of Geology of the USSR. Moscow, 1968. 71 p.
9. Aliev M.M., Gofman E.A., Klimova L.T. et al. Guidelines for preparation of lithofacies and paleogeographic maps. Moscow: Izd-vo IGIRGI; 1967. 25 p.
10. Mikhailov N.A. Guidelines for preparation of lithofacies and paleogeographic maps. Moscow: Nauka; 1973. 54 p.
11. Alekseev E.Ya., Bochkarev V.S., Braduchan Yu.V. et al. Explanatory note to the Atlas of lithologic and paleogeographic maps of Jurassic and Cretaceous systems, West Siberian plain, scale 1:5000000. Tr. ZapSibNIGNI. Issue 93. Tyumen, 1976. 85 p.
12. Verzilin N.N. Methods of paleogeographic studies. Leningrad: Nedra; 1979. 247 p.
13. Zakharov V.A., Mesezhnikova M.S., Ronkina Z.Z. et al. Paleogeography of the USSR north. Tr. IGIG SO AN SSSR. Issue 573. Novosibirsk: Nauka; 1983. 191 p.
14. Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy. 3rd edition. In: Reading H.G., ed. John Wiley & Sons, 2009. 704 p.
15. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I. et al. Geological structure and hydrocarbon potential of Lower-Middle Jurassic in the West Siberian Province. Novosibirsk: Nauka; 2005. 156 p.
16. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhкова S.V. et al. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian geology and geophysics*. 2013;54(8):747–779. DOI: 10.1016/j.rgg.2013.07.002.



17. Bochkarev V.S., Fedorov Yu.N. Paleobathymetry of West Siberian basin at the end of the Bazhenov formation accumulation. *Stroenie i neftegazonosnost' bazhenitov Zapadnoi Sibiri. Tr. ZapSibNIGNI*. Tyumen, 1985. pp. 35–41.
18. Nezhdanov A.A. Certain theoretical issues of cyclic sedimentation. *Litmologicheskie zakonomernosti razmeshcheniya rezervuarov i zalezhei ulyedvodorodov. Tr. INGG SO RAN*. Issue 743. Novosibirsk: Nauka; 1990. pp. 60–79.
19. Karogodin Yu.N., Kazanenkov V.A., Ryl'kov S.A., Ershov S.V. Northern Ob, West Siberia. Geology and hydrocarbon potential of the Neocomian (systems and lithological approach). Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial Geo; 2000. 200 p.
20. Shvanov V.N., Frolov V.T., Sergeev E.I. et al. Systematization and classification of sedimentary rocks and their analogues. Moscow: Nedra; 1998. 352 p.
21. Gol'bert A.V., Makarova L.G., Polyakova I.D. et al. Paleo-landscapes of Western Siberia in Jurassic, Cretaceous and Paleogene. Moscow: Nauka; 1968. 152 p.

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



XVI МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ 2019

17 мая, Москва, «Балчуг Кемпински»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ОРГАНИЗАТОР www.rpi-conferences.com

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2019!

РОССИЙСКИЙ ШЕЛЬФ:
НОВЫЕ УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ



Государственные
и корпоративные
планы по развитию
оффшорных проектов
и созданию сопутствующей
инфраструктуры



Освоение шельфа южных,
арктических и дальневосточных
морей: перспективы
нефтегазоносности
месторождений,
опыт реализации проектов,
проблемы и пути их решения



5 лет санкций
для нефтегазовой отрасли РФ –
итоги импортозамещения.
Оборудование
и технологические решения
для реализации шельфовых
нефтегазовых проектов



Экономические и нормативно-
правовые аспекты освоения
месторождений на шельфе РФ.
Как достичь экономической
эффективности проектов
в современных
российских условиях
и снизить риски?

16
ЛЕТ

ВЕДУЩЕМУ
МЕРОПРИЯТИЮ
ОТРАСЛИ,
ЕЖЕГОДНО
ПРОХОДЯЩЕМУ
ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
ПАО «ГАЗПРОМ»

130+

ВЕДУЩИХ
ИГРОКOV
ОТРАСЛИ

20+

АВТОРИТЕТНЫХ
СПИКЕРОВ
ЭКСПЕРТОВ



+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32



Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com

УДК 553.982 (571.56-15)

Перспективы нефтеносности центральных районов Западной Якутии

© 2018 г. | В.С. Ситников, К.А. Павлова, Р.Ф. Севостьянова

ФБГУН «Институт проблем нефти и газа СО РАН», Москва, Россия; sitgeo@mail.ru; pavlova_kapitolina@mail.ru; rose_sevos@mail.ru

Поступила 10.09.2018 г.

Принята к печати 17.09.2018 г.

Ключевые слова: нефть; газ; прогноз; антеклиза; синеклиза; нефтепровод; углеводороды; потенциал; сырье.

В статье приведены исторические сведения о выявлении первых залежей нефти в Якутии, методике нефтепоисковых работ, геологических предпосылках для дальнейшего ускоренного наращивания запасов нефти вблизи действующего магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан. Наряду с юго-западными районами республики, где к настоящему времени уже создана достаточно крупная сырьевая база для нефтедобывающей промышленности, прогнозируется возможное открытие целого ряда новых нефтеносных районов. В качестве таких территорий в первую очередь положительно оцениваются северо-западные склоны Непско-Ботуобинской и Алданской антеклизы, бортовые части Вилюйской синеклизы, Алдано-Майская впадина, прилегающие площади на склонах Якутского мегасвода, а также целый ряд новых районов, находящихся на относительном удалении от нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан.

Для цитирования: Ситников В.С., Павлова К.А., Севостьянова Р.Ф. Перспективы нефтеносности центральных районов Западной Якутии // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 63–72. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-63-72.

Oil potential of the central part of the Western Yakutia

© 2018 | V.S. Sitnikov, K.A. Pavlova, R.F. Sevost'yanova

Oil and Gas Institute, the RAS Siberian branch, Moscow, Russia; sitgeo@mail.ru; pavlova_kapitolina@mail.ru; rose_sevos@mail.ru

Received 10.09.2018

Accepted for publication 17.09.2018

Key words: oil; gas; forecast; anteclide; syneclide; oil pipeline; hydrocarbons; potential; raw materials.

The paper contains information on the history of first oil accumulations discovery in Yakutia, oil exploration methodology, geological conditions for further accelerated oil reserves buildup in the vicinity of the working main oil line Eastern Siberia – Pacific Ocean. We discuss data on oil and gas condensate fields of Nepsky-Botuobinsky petroleum bearing area, which are discovered in the south-west of the republic and used for implementation of the mentioned petroleum mega-project in the Russian East, oil supply to the RF Far Eastern Federal District and to the countries of the Asia-Pacific Region (China, etc.). We substantiate practicability of returning oil exploration activities in the underexplored areas of past-years drilling with the new scientific ideas and modern technologies for drilling and testing of deep wells in the complicated mining and geological conditions of the ancient Siberian Platform. in addition to the south-western regions of the republic, where a sufficiently large raw materials base is created by now for petroleum industry, in the paper we predict the possible discovery of a number of new oil bearing areas. The following territories are considered positive in this context: first of all, the north-western slopes of the Nepsky-Botuobinsky and Aldansky anteclyses, walls of the Vilyuisky syneclyse, Aldan-Maisky depression, neighbouring areas on the slopes of the Yakutsky mega-anticline; and also a number of new regions relatively distant from the main oil line Eastern Siberia – Pacific Ocean.

For citation: Sitnikov V.S., Pavlova K.A., Sevost'yanova R.F. Oil potential of the central part of the Western Yakutia. Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology. 2018;(6):63–72. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-63-72.

Планомерные геолого-разведочные работы на углеводородное сырье в Якутии были начаты в 1930-х гг. Первый слабый приток нефти из докембрийских отложений Сибирской платформы был зафиксирован в 1937 г. в Западной Якутии на правобережье р. Лена, в ее среднем течении, в бассейне р. Туолба. Небольшие притоки нефти были отмечены затем в 1943 г. на севере, на юго-западном побережье моря Лаптевых, в районе мыса Нордвик. Фонтан нефти из верхнепермских отложений получен здесь в 1948 г. в одной из скважин на Южно-Тигянской площади. В этом районе известны многочисленные нефтепроявления и на других площадях.

После открытия в 1950–1960-х гг. целого ряда газоконденсатных месторождений в бассейне нижнего течения р. Вилюй дальнейшие геолого-разведочные работы в республике были направлены в основном на наращивание сырьевой базы для газодобывающей промышленности. Многие годы география газопоисковых работ была весьма обширной с охватом различных территорий. Однако новые открытия были лишь на юго-западе Якутии, в Ботуобинском районе [1].

В 1980 г. здесь при изучении нефтяной оторочки, намеченной по обрамлению крупной газоконденсатной залежи Среднеботуобинского месторождения,

выявленной в 1970 г. в песчаниках ботубинского горизонта раннего венда, впервые в Якутии получены крупные стабильные притоки нефти (более 100 т/сут). Этому предшествовали продолжительные научно-промышленные исследования по существенной оптимизации состава буровых растворов, применяемых при вскрытии и освоении нефтенасыщенных пластов, вплоть до использования промывочных жидкостей преимущественно на нефтяной основе. После достижения указанного результата появилась реальная возможность достоверной оценки характера насыщенности потенциально нефтеносных коллекторов в сложных горно-геологических условиях с аномальными термодинамическими и гидрогеологическими характеристиками пластовых систем. Можно предположить, что на многих площадях, расположенных в разных районах Западной Якутии и выведенных из глубокого бурения с отрицательным результатом — без получения притока пластового флюида, при повторном проведении детальных поисковых работ с применением оптимально подобранных параметров промывочной жидкости вполне могут быть получены достаточно крупные притоки нефти.

Наряду с продуктивными горизонтами венского терригенного комплекса, на территории Непско-Ботубинской НГО установлена промышленная нефтеносность карбонатных горизонтов в разрезе нижнего кембрия (осинский горизонт) и на границе кембрия — венда (юряхский горизонт). Кембрийские карбонатные отложения преимущественно нефтеносны на крупном Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) и на прилегающих к нему более мелких месторождениях-сателлитах (Северо-Талаканское, Южно-Талаканское и др.). Юряхский карбонатный горизонт вен-кембрийского возраста продуктивен главным образом на Верхневилючанском НГКМ, где выявлены и разведываются залежи, имеющие сложный фазовый состав (нефтегазовые, газонефтяные, нефтегазоконденсатные). Дальнейшее опоискование площадей в непосредственной близости от указанных месторождений приведет, по всей видимости, к открытию новых залежей углеводородного сырья, в том числе нефти.

С учетом современной геолого-геофизической изученности многих нефтегазоносных областей, традиционно выделяемых на востоке Сибирской платформы, территории с промышленной нефтеносностью недр в Республике Саха (Якутия) официально установлены лишь в пределах Непско-Ботубинской НГО. В отдельных скважинах притоки нефти получены и на других площадях Западной Якутии, однако запасы нефти здесь либо незначительны, либо не оценивались из-за слабой изученности (рис. 1, 2).

На территории Республики Саха (Якутия) все без исключения выявленные и разведанные к настоящему времени запасы нефти сосредоточены в пределах месторождений, расположенных в относи-

тельной близости от трассы нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан. Запасы нефти локализованы в виде либо залежей, либо нефтяных оторочек, обрамляющих крупные газоконденсатные залежи. Установленные в нижней, наиболее перспективной, части осадочного чехла характерные черты блоковой тектоники, обусловленные наличием многочисленных дизъюнктивных нарушений различного порядка, создают благоприятные предпосылки для формирования крупных нефтегазовых ловушек различного типа. Среди них определяющую роль играют неантеклинальные ловушки с элементами тектонического и литологического экранирования. В породах терригенного (ранний венд) и карбонатного (венд, кембрий) состава выделяются пласти-коллекторы со сложным зональным распространением [2].

В последние годы на юго-западе республики промышленные притоки нефти получены на лицензионных участках недропользователей ОАО «Сургутнефтегаз» и других компаний из ботубинского, улаханского, хамакинского и талахского горизонтов, т. е. почти из всех известных продуктивных горизонтов, выделяемых в венском терригенном комплексе [3].

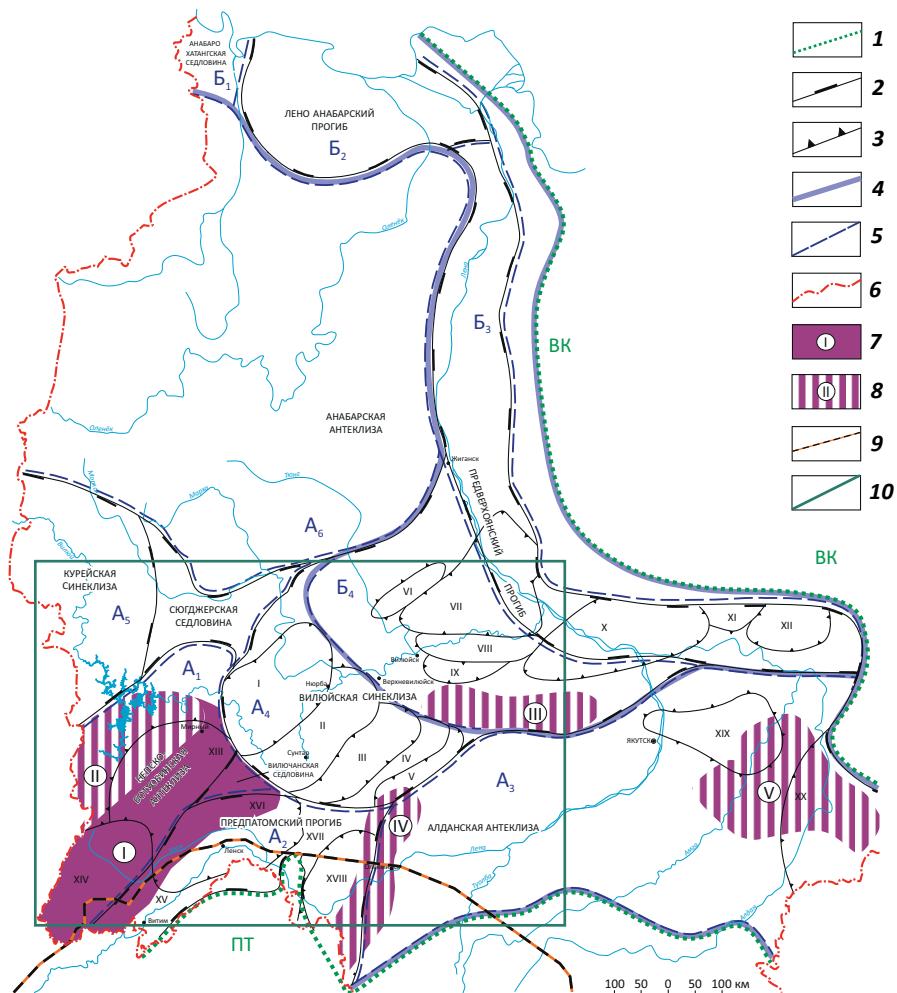
Проведенный авторами статьи анализ площадного изменения процентного соотношения балансовых запасов нефти и газа показывает, что степень нефтенасыщенности терригенных коллекторов венда закономерно увеличивается в северо-западном направлении. Здесь в зонах выклинивания различных пластов-коллекторов можно прогнозировать наличие крупных нефтяных залежей. В условиях регионального выклинивания терригенных коллекторов и их гидрогеологической изолированности нефть была, очевидно, отжата газом в результате многоэтапного, в том числе современного, проявления процессов миграции и аккумуляции УВ.

Кроме того, выполненные исследования по изучению соотношения ресурсов нефти и газа в условиях Непско-Ботубинской НГО, установленных и прогнозируемых, с одной стороны, в ранневенском терригенном комплексе и, с другой — преимущественно в карбонатных горизонтах венского и кембрийского возраста, свидетельствуют о возможном увеличении ресурсов нефти в карбонатной части разреза по мере их уменьшения в нижележащих терригенных горизонтах венда. Помимо подтверждения наличия вертикальной и вертикально-латеральной или ступенчатой миграции УВ, эти данные дают основание для прогноза крупных скоплений в карбонатных горизонтах, главным образом в районах с отсутствием или сокращенной мощностью венского терригенного комплекса.

К настоящему времени суммарные извлекаемые запасы нефти, оцененные на юго-западе республики по категориям C_1 и C_2 , в целом достигают 700 млн т. Наиболее крупные запасы нефти разведа-

Рис. 1. Схема расположения в Западной Якутии геологических районов с установленной и прогнозируемой нефтеносностью осадочного чехла (составили Ситников В.С., Павлова К.А., 2018)

Fig. 1. Location map of geological regions with identified and predicted oil occurrence in sedimentary cover of the Western Siberia (prepared by Sitnikov V.S., Pavlova K.A., 2018)

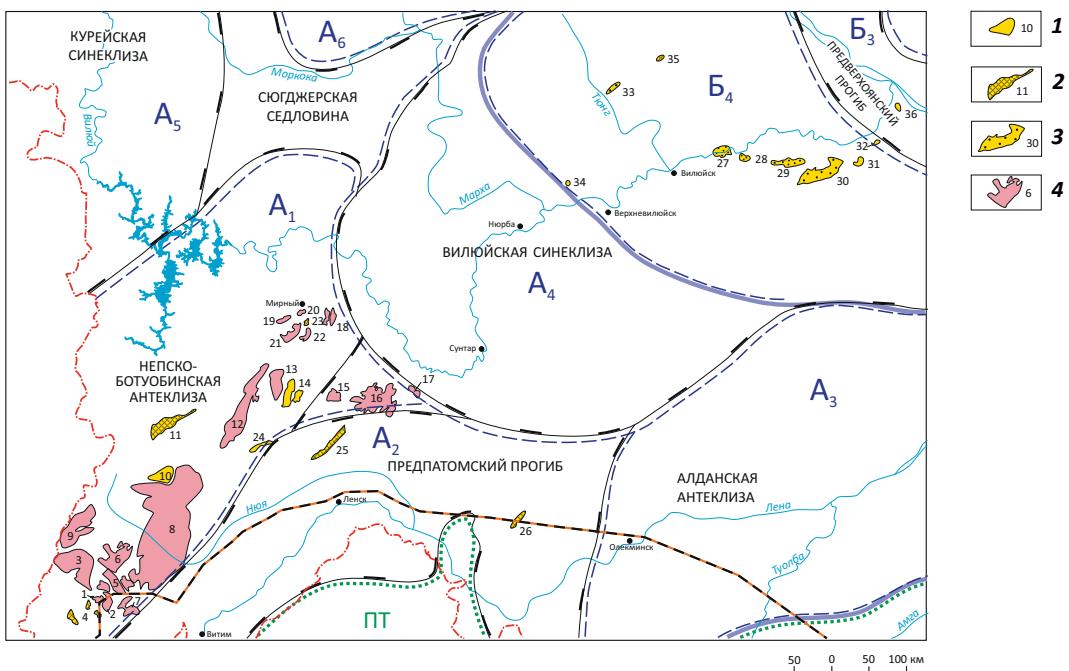


Границы (1–6): 1 — Сибирской платформы и соседних горно-складчатых областей (ПТ — Патомская, ВК — Верхояно-Колымская), 2 — крупных структурно-тектонических элементов осадочного чехла (антеклиз, синеклиз, краевых и региональных прогибов, седловин), 3 — структур I порядка (I — Ыгыаттинская впадина, II — Сунтарский свод, III — Кемпендейская впадина, IV — Арбайско-Синский мегавал, V — Сарсанский прогиб, VI — Логлорский вал, VII — Линденская впадина, VIII — Хапчагайский мегавал, IX — Тангнaryнская впадина, X — Лунгхинско-Келинская впадина, XI — Тукуланский выступ, XII — Томпонская впадина, XIII — Мирнинский выступ, XIV — Непско-Пеледуйский свод, XV — Пеледуйское поднятие, XVI — Нюйско-Джербинская впадина, XVII — Уринское поднятие, XVIII — Березовская впадина, XIX — Якутское поднятие, XX — Алдано-Майская впадина), 4 — нефтегазоносных провинций (А — Лено-Тунгусская, Б — Хатангско-Вилюйская), 5 — нефтегазоносных областей (A₁ — Непско-Ботубинская, A₂ — Предпатомская, A₃ — Северо-Алданская, A₄ — Западно-Вилюйская, A₅ — Сюгдженская, A₆ — Анабарская, B₁ — Анабаро-Хатангская, B₂ — Лено-Анабарская, B₃ — Предверхоянская, B₄ — Вилюйская), 6 — административные Республики Саха (Якутия); 7 — районы с установленной промышленной нефтеносностью в виде нефтяных залежей или нефтяных оторочек (I — Талакано-Вилючанский); 8 — прогнозируемые нефтеносные районы (II — Западно-Ботубинский, III — Южно-Вилюйский, IV — Чаро-Токкинский, V — Восточно-Алданский); 9 — трасса действующего магистрального нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан; 10 — контур фрагмента обзорной схемы

Boundaries (1–6): 1 — between the Siberian Platform and neighbouring orogens (ПТ — Patomsky, ВК — Verkhoyano-Kalymsky), 2 — large structural and tectonic elements of sedimentary cover (anteclyses, syneclyses, foredeeps and regional troughs, saddles), 3 — 1st order structures (I — Ygyattinsky depression, II — Suntarsky arch, III — Kempendyaisky depression, IV — Arbaisky-Sinsky mega-swell, V — Sarsansky trough, VI — Loglorsky swell, VII — Lindensky depression, VIII — Khapchagaisky mega-swell, IX — Tangnarynsky depression, X — Lungkhinsky-Kelinsky depression, XI — Tukulansky uplift, XII — Tomponsky depression, XIII — Mirkinsky uplift, XIV — Nepsky-Peleduisky arch, XV — Peleduisky high, XVI — Nyuisky-Dzherbinsky depression, XVII — Urinsky high, XVIII — Berezovsky depression, XIX — Yakutsky high, XX — Aldan-Maisky depression), 4 — petroleum provinces (A — Lena-Tungusky, B — Khatanga-Vilyuisky), 5 — petroleum areas (A₁ — Nerpsy-Botubinsky, A₂ — Predpatomsky, A₃ — North Aldansky, A₄ — West Vilyuisky, A₅ — Syugdzhersky, A₆ — Anabarsky, B₁ — Anabar-Khatangsky, B₂ — Lena-Anabarsky, B₃ — Predverkhoyansky, B₄ — Vilyuisky), 6 — administrative of the Sakha (Yakutia) Republic; 7 — areas with identified commercial oil occurrence in the form of oil deposits or oil rims (I — Talakan-Vilyuchansky); 8 — predicted oil bearing areas (II — West Botubinsky, III — South Vilyuisky, IV — Charo-Tokkinsky, V — East Aldansky); 9 — route of the working main oil line “Eastern Siberia — Pacific Ocean”; 10 — outline of the fragment of the small-scale scheme

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Расположение месторождений нефти и газа, выявленных в Республике Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.2017 г.
Fig. 2. Oil and gas fields identified in the Sakha (Yakutia) Republic as on 01.01.2017



Месторождения (1–4): 1 — газовые, 2 — газоконденсатные, 3 — газоконденсатные с нефтяной оторочкой, 4 — углеводородного сырья (нефтегазовые, газонефтяные и нефтегазоконденсатные).

1 — Алинское, 2 — Восточно-Алинское, 3 — Верхнепеледуйское, 4 — Пеледуйское, 5 — Талаканское, 6 — Северо-Талаканское, 7 — Южно-Талаканское, 8 — Чаяндинское, 9 — Тымпучиканское, 10 — Бюкское, 11 — Илгычахское, 12 — Среднеботубинское, 13 — Тас-Юряхское, 14 — Бесюряхское, 15 — Иктехское, 16 — Верхневилючанское, 17 — Вилюйско-Джербинское, 18 — Станахское, 19 — Маччобинское, 20 — Иреляхское, 21 — Мирнинское, 22 — Нелбинское, 23 — Северо-Нелбинское, 24 — Хотого-Мурбайское, 25 — Отраднинское, 26 — Бысытыхское, 27 — Средневидуйское, 28 — Толонское, 29 — Мастахское, 30 — Соболох-Неджелинское, 31 — Бадарансое, 32 — Нижневилюйское, 33 — Среднетунгское, 34 — Нижнетюянское, 35 — Андлыахское, 36 — Усть-Вилюйское.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Fields (1–4): 1 — gas, 2 — gas condensate, 3 — gas condensate with oil rim, 4 — hydrocarbon raw materials (oil-gas, gas-oil, and oil gas condensate).

1 — Alinsky, 2 — East Alinsky, 3 — Verkhnepeleduisky, 4 — Peleduisky, 5 — Talakansky, 6 — North Talakansky, 7 — South Talakansky, 8 — Chayandinsky, 9 — Tympuchikansky, 10 — Byuksky, 11 — Ilgychahsky, 12 — Srednobotubinsky, 13 — Tas-Yuriakhsky, 14 — Besuriakhsky, 15 — Iktekhsky, 16 — Verkhnevilyuchansky, 17 — Vilyuisky-Dzherbinsky, 18 — Stanakhsky, 19 — Machchobinsky, 20 — Irelakhsky, 21 — Mirinsky, 22 — Nelbinsky, 23 — North Nelbinsky, 24 — Khotogo-Murbaisky, 25 — Otradninsky, 26 — Bysitykhsky, 27 — Srednevidyuisky, 28 — Tolonsky, 29 — Mastahsky, 30 — Slobolokh-Nedzhelinsky, 31 — Badaransky, 32 — Nizhnevilyuisky, 33 — Srednetungsky, 34 — Nizhnetuyukansky, 35 — Andlyakhsky, 36 — Ust-Vilyuisky.

For other legend items see Fig. 1

ны в пределах Талаканской группы месторождений, в частности на Талаканском НГКМ, где они составляют более 120 млн т. Ежегодный объем нефти, добываемой на этих месторождениях и направляемой в действующий магистральный нефтепровод Восточная Сибирь — Тихий океан, превышает 8 млн т [3].

Перспективы нефтеносности недр

В пределах Западной Якутии из многих территорий, в той или иной степени перспективных на углеводородное сырье, в последнее время достаточно обоснованно выделяется ряд крупных геологических районов с возможным наличием в недрах преимущественно нефтяных залежей.

В этой связи следует отметить, что к востоку от долины р. Туолба, правого притока р. Лена, где в

1930-е гг. была получена первая в мире нефть из древних верхнедокембрийских отложений, в последующие годы по материалам глубокого и колонкового бурения установлены многочисленные и разнообразные нефтепроявления. Здесь в пределах Чаро-Токкинского потенциально нефтеносного района прогнозируется наличие значительных ресурсов нефти в карбонатных и терригенных отложениях кембрия, венда, рифея. В тектоническом отношении эта территория соответствует в основном северо-западному склону Алданской антиклизы и частично области ее сочленения с соседней Березовской впадиной, выделяемой в составе Предплатомской НГО. Ожидаемые условия нефтеносности здесь близки к изученным в пределах уникальной по плотности ресурсов условных УВ территории Непско-Ботубинской НГО.

Следует иметь в виду, однако, что мощность соленосных толщ кембрия и венда, обеспечивающих гидрогеологическую закрытость недр, закономерно уменьшается здесь от сотен до первых метров вплоть до полного выклинивания в восточном и северо-восточном направлениях. Ловушки нефти и прогнозируемые зоны нефтегазонакопления в целом связаны с тектонически экранированными блоковыми структурами. В крайней южной части района нефти могут быть существенно окислены в связи с относительно неглубоким залеганием потенциально нефтеносных горизонтов [2, 4].

Наряду с зонами нефтегазонакопления, выделяемыми на территориях с установленной нефтегазоносностью, при решении задач ускоренного наращивания сырьевой углеводородной базы практический интерес представляют потенциальные зоны нефтегазонакопления, прогнозируемые на слабоизученных перспективных территориях. В этом отношении весьма показательна юго-восточная часть Сибирской платформы, где на фоне восточного склона Алданской антеклизы обособляется односторонняя Алдано-Майская впадина. Здесь по результатам гравимагнитных, электrorазведочных и сейсморазведочных исследований, с учетом материалов бурения единичных глубоких скважин, отмечаются геологические условия, во многом сходные с таковыми юго-западных районов Якутии (наличие крупного рифтогенного прогиба рифейского заложения, мощный осадочный разрез, содержащий нефтегазопроизводящие толщи, обогащенные органическим веществом, и др.). Имеются и значительные различия, связанные, прежде всего, с литологическими особенностями осадочного чехла и, в частности, со значительным преобладанием карбонатных отложений над терригенными при полном отсутствии солей. В указанных условиях, при отсутствии в осадочном разрезе надежных регионально выдержаных экранов и наличии лишь глинисто-карбонатных субпокрышек в районах с достаточно активным проявлением современных нефтегазогеологических процессов, прогнозируется возможность образования залежей нефти и газа нового типа. При этом к категории наиболее перспективных объектов относятся участки недр, в пределах которых поступление мигрирующих УВ в количественном отношении преобладает над разрушением возникающих скоплений. На указанных территориях прогнозируемые залежи УВ могут быть связаны с зонами нефтегазонакопления новообразованного типа. Здесь количественное соотношение нефти и газа характеризуется, очевидно, преобладанием жидкых УВ [5].

На юго-востоке Сибирской платформы установлены многочисленные нефтегазопроявления. В частности, на территории Лено-Амгинского междуречья при бурении колонковых скважин гидрогеологического назначения зафиксированы обильные про-

явления жидкой нефти (Бологурская залежь и др.). В бассейне нижнего течения р. Алдан, на левобережье, при бурении неглубоких скважин нередко отмечены достаточно интенсивные газопроявления.

Реальные возможности для прогноза ловушек УВ, прежде всего, неантиклинального типа и зон распространения гранулярных и трещинно-кавернозных коллекторов в разрезе терригенных и карбонатных отложений венда (юдомия) и рифея основаны здесь на обширном фактическом материале [6], в том числе на геолого-съемочных данных, полученных по смежной территории Южного Верхоянья. Слабым звеном в традиционном комплексе условий нефтегазоносности является проблема экранов. Вместе с тем, учитывая такие показатели, как непосредственная близость Алдано-Майской впадины к очагу нефтегазообразования в рифейской части разреза [7] и горно-складчатым сооружениям Южного Верхоянья, инверсионно развивающимся на современном этапе, а также к глобальному поясу повышенной современной сейсмоактивности, можно предположить, что процессы аккумуляции поступающих УВ преобладают здесь над процессами их рассеяния и разрушения. Отмеченные обильные проявления нефти и почти повсеместные, нередко интенсивные газопроявления подтверждают правомерность такого прогноза [5, 8]. Повышению степени гидрогеологической закрытости недр на современном этапе геологического развития рассматриваемой территории в определенной мере способствует наличие в верхней части разреза осадочного чехла мощной толщи многолетнемерзлых пород (до 400 м).

Основной практический интерес представляют здесь прогнозируемые залежи нефти в тектонически экранированных ловушках неантиклинального типа с элементами литологического выклинивания. Наиболее перспективны западные бортовые части Алдано-Майской впадины, а также обширные площади, примыкающие к Якутскому и другим поднятиям, выделяемым в структурном плане восточного сектора Алданской антеклизы. Кроме того, на левобережье р. Алдан, в нижнем течении, и на прилегающем Амгинско-Алданском междуречье возможно наличие структурно-литологических залежей нефти и газа в отложениях среднего и верхнего рифея, венда и нижнего – среднего кембрия. Большое значение для указанного прогноза имеет установление здесь в последние годы сейсморазведкой МОГТ-2Д крупных зон регионального выклинивания рифейских отложений [5].

В последнее время выполнены тематические исследования по обобщению материалов геолого-разведочных работ, полученных на площадях глубокого бурения в центральных районах Западной Якутии в 1960–1980-е гг. Результаты этих исследований с учетом многочисленных нефтепроявлений, зафиксированных на многих площадях бурения, и достаточ-

но крупных притоков нефти, отмеченных в разные годы в единичных глубоких скважинах при разведке выявленных газоконденсатных месторождений, свидетельствуют о целесообразности проведения дополнительных геолого-разведочных работ на перспективных территориях и интервалах разрезов осадочного чехла Вилюйской НГО, слабоизученных в прошлые годы [9].

До настоящего времени практически не изучены модели и масштабы нефтеносности нижнеюрских, нижнетриасовых и верхнепермских отложений в пределах Хапчагайского газоносного района. Наряду с имеющимися представлениями о возможной связи установленных здесь нефтепроявлений с остаточными фрагментами крупных палеонефтяных оторочек, вполне правомерны и другие вероятные версии по объяснению их геологической природы. В частности, вполне возможны перетоки нефти из нижележащих более древних горизонтов осадочного чехла и ее накопление в приразломных частях мезозойского структурного плана. Не исключено, что, в результате более детального изучения этого вопроса с применением современных геофизических технологий и оптимальным комплексированием их с новейшими методическими возможностями глубокого бурения, уже в ближайшей перспективе будет установлена практическая значимость реальных скоплений нефти, существующих здесь в отложениях мезозоя и верхней перми, на современном этапе геологического развития [9].

В свете имеющихся данных о размещении указанных нефтепроявлений в плане и по разрезу и результатов исследований прогнозов погребенных до верхнепалеозойских поднятий прошлых лет, а также с учетом близости к действующему магистральному нефтепроводу Восточная Сибирь – Тихий океан в качестве приоритетной территории для постановки первоочередных дополнительных работ рекомендована южная прибрежная часть Вилюйской синеклизы.

Роль потенциальных продуктивных горизонтов играют здесь базальные песчаные слои в разрезе пермских отложений и карбонатные горизонты рифогенного и доманикоидного типов в кембрийском интервале разреза каледонского мегакомплекса. Роль региональных покрышек, экранирующих возможные залежи УВ в указанных горизонтах, выполняют, видимо, существенно глинистые толщи в разрезе среднего – верхнего кембрия и нижнего триаса. Гидрогеологическую закрытость недр усиливает наличие в разрезе многолетнemerзлых пород. Крупные ловушки неантклинального типа, имеющие блоковое строение, прогнозируются в кембрийских отложениях намеченной ранее зоны погребенных поднятий.

Аналогичные потенциально нефтеносные территории прогнозируются и в других районах Вилюйской гемисинеклизы, в том числе в северной и западной бортовых частях. По характеристике особенностей строения, геологического развития и

предполагаемых условий нефтегазоносности в качестве наиболее перспективного и приоритетного объекта в настоящее время оценивается Южно-Вилюйский район [9].

Особо следует подчеркнуть, что наряду с потенциально нефтеносными объектами, намеченными в различных частях осадочного чехла, как в районах с установленной промышленной нефтегазоносностью недр, так и в новых перспективных районах, исключительно важную роль при размещении дальнейших нефтепоисковых работ должны играть целенаправленные исследования по изучению строения и углеводородного потенциала карбонатных отложений раннего палеозоя и позднего докембрия, которые являются крупнейшим резервом для наращивания запасов нефти в Западной Якутии.

По условиям седиментации, существовавшим на рубеже верхнего докембрия (венд) и нижнего палеозоя (кембрий) и нашедшим отражение в особенностях литологического состава осадочного чехла, Сибирская платформа от других древних платформ мира отличается исключительно высоким содержанием карбонатных пород.

При неоднократной количественной оценке прогнозных ресурсов УВ Сибирской платформы, выполненной с 1980 по 2013 г., постоянно отмечается примерно одинаковое содержание УВ в терригенных и карбонатных коллекторах разного возраста. К настоящему времени освоенная часть прогнозных ресурсов УВ, переведенных в разряд запасов различных категорий, в Непско-Ботуобинской НГО не превышает 40 %, в Предпатомской НГО – близка к нулю. Вместе с тем при достигнутой степени геолого-геофизической изученности более 90 % запасов газа и почти 80 % запасов нефти, разведанных в пределах Непско-Ботуобинской НГО, приурочено исключительно к терригенным горизонтам вендского возраста. Неосвоенные прогнозные ресурсы УВ на рассматриваемых территориях в большинстве своем связаны, очевидно, с карбонатными отложениями венда и нижнего кембрия.

Для повышения эффективности дальнейших работ по опоискованию потенциально нефтеносных карбонатных толщ необходимы разработка и реализация в ближайшей перспективе целевой программы региональных исследований в пределах Западно-Якутской рифовой системы с учетом новых данных, современных представлений и новейших технологий геофизических работ и глубокого бурения. Проведению этих работ должны предшествовать исследования по детальному анализу особенностей современного строения осадочного чехла и специфики кембрийских рифогенных образований с привлечением комплексных палеогеологических реконструкций.

В развитии научных представлений о строении недр рассматриваемых территорий следует отме-

тить исключительно важные данные, которые были получены в конце XX в. при обобщении и анализе многочисленных сейсморазведочных материалов разных лет, накопленных к этому времени на юго-западе Якутии. Было установлено, в частности, что на юге Сибирской платформы нижняя часть осадочно-го чехла, залегающая под кембрийскими солями и включающая вендинский терригенный комплекс отложений, практически повсеместно характеризуется разломно-блоковым строением [1]. Фактически все открытые и прогнозируемые залежи УВ закономерно приурочены к ловушкам неантеклинального типа с разнообразными элементами тектонического и литологического экранирования. При этом горстовидные блоки с более высокими значениями амплитуды (более 100 м) были ошибочно выделены ранее на юге Якутии как типичные антиклинальные объекты. Приподнятые блоки с менее значительной амплитудой (10–30 м) из-за ограничений, связанных с точностью сейсморазведки, были пропущены либо выделены с существенными отклонениями от их реального положения и строения.

В связи с этим авторы статьи провели исследования, результаты которых однозначно свидетельствуют о необходимости уточнения методики поисковых работ, в частности в отношении обработки первичной сейсморазведочной информации при подготовке структурной основы для размещения поискового бурения. Принципиальное отличие от традиционного подхода заключается в том, что до интерполяции данных о гипсометрии сейсмического горизонта, вынесенных на сейсмические профили, составляется схема разломно-блоковой тектоники рассматриваемой площади на основе материалов, полученных при использовании других полевых геофизических методов (гравиметрия, магнитометрия, электроразведка) и интерпретации космоснимков. Затем в рамках каждого из выделенных крупных блоков по абсолютным отметкам глубин залегания сейсморазведочных горизонтов традиционным путем составляется своя «внутриблоковая» структурная основа в пликативном варианте. Сопоставление в пределах исследуемой территории новой сводной картографической основы с более ранними традиционно выполненными структурными построениями и результатами бурения единичных глубоких скважин убедительно свидетельствует в пользу нового методического подхода.

Использование уточненной детализированной структурной основы при заложении глубоких скважин на разведочном этапе может привести к увеличению размеров ранее выявленных залежей и в конечном итоге — к существенному приросту их запасов. На поисковом этапе внедрение предлагаемого методического подхода и, в частности, новой структурной основы в условиях Непско-Ботубинской антеклизы приведет, на взгляд авторов статьи, к открытиям новых месторождений УВ на слабоизученных площадях

бурения прошлых лет, неправомерно выведенных из бурения с отрицательными результатами после завершения работ на 1–2 скважинах.

Первые залежи УВ, открытые на севере Непско-Ботубинской антеклизы в 1970-х гг., несмотря на многочисленные пленки нефти, были разведаны как чисто газовые или газоконденсатные. В дальнейшем, по мере накопления новых данных и получения крупных стабильных притоков нефти в ряде скважин, эти залежи стали учитывать как газоконденсатные с нефтяной оторочкой, а месторождения в целом как нефтегазоконденсатные. Проведенные в ИПНГ СО РАН исследования по изучению этих месторождений показали, что образование залежей нефти и газа в их разрезе происходило в несколько этапов.

Геохимическими исследованиями, выполненными в разные годы во многих академических и отраслевых научно-исследовательских институтах Российской Федерации, установлено, что основные нефтегазопроизводящие толщи на юге Сибирской платформы приурочены к рифейскому структурно-вещественному мегакомплексу [2, 7, 8]. Историко-генетические исследования, проведенные в разных коллективах в соответствии с осадочно-миграционной моделью образования нефти и газа, вполне однозначно показывают, что генерация УВ из этих отложений привела к появлению первых залежей нефти уже в среднем или позднем кембрии. В дальнейшем значительная активизация тектонических и нефтегазогеологических процессов происходила на Непско-Ботубинской антеклизе и других территориях в среднем палеозое, конце перми — начале триаса, мезозое и кайнозое, в том числе на современном этапе. Это привело, соответственно, к переформированию прежних скоплений и образованию новых залежей нефти и газа. В длительные периоды между фазами активизации указанных процессов миграция УВ и пополнение запасов ранее образованных залежей происходили в замедленном темпе, нередко преобладали процессы разрушения первичных залежей вплоть до перехода нефти в битумы или до ее временной консервации в вязком состоянии после оттока значительных объемов газа.

Крупнейшие запасы газа в составе имеющихся и прогнозируемых на территории Непско-Ботубинской антеклизы нефтегазоконденсатных месторождений и их современный облик в целом обусловлены, по всей видимости, активизацией процессов миграции и мощным подтоком углеводородных газов, синхронно происходящими в недрах в настоящее время.

Исследованиями в ИПНГ СО РАН установлено также, что в современном размещении запасов нефти и газа на севере Непско-Ботубинской антеклизы существует вполне определенная закономерность. Детальный анализ промысловых данных по нефтяным оторочкам всех выявленных здесь к настоящему времени нефтегазоконденсатных месторождений

показал, что доля нефти в составе пластовых флюидов, приуроченных к отложениям вендинского терригенного комплекса, закономерно увеличивается в северо-западном направлении. Формирование залежей нефти и газа происходило здесь, очевидно, в полном соответствии со схемой Максимова – Гассоу [1].

В крайней северо-западной части Непско-Ботубинской антеклизы, в связи с выклиниванием в этом направлении терригенных отложений венда, основной продуктивный интервал последовательно смещается на более высокий гипсометрический и стратиграфический уровень (верхний венд, нижний кембрий). При этом нефтегазоносными становятся преимущественно карбонатные образования (месторождения Иркутской области вдоль субмеридионального фрагмента ее границы с Республикой Саха (Якутия)). Здесь запасы углеводородного сырья представлены преимущественно нефтью, доля углеводородных газов сведена до минимума [10].

Рекомендуемые методические подходы

Несмотря на благоприятные геологические условия и прогнозируемый характер почти повсеместной нефтеносности зон улучшенных коллекторов на многих исследуемых территориях, залежи нефти промышленного значения установлены лишь недавно и только на отдельных площадях. Это свидетельствует о необходимости совершенствования методов поисков и оптимального комплексирования различных видов исследований при нефтепоисковых работах. К приоритетным методическим подходам можно отнести:

1. Возврат с геолого-разведочными работами, новыми научными представлениями и современными технологиями в районы работ прошлых лет вплоть до повторного изучения конкретных площадей, выведенных ранее из бурения с отрицательными результатами. Критериями для выбора таких площадей следует считать: их расположение в относительной близости от известных газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений; преобладание в результатах испытания сухих объектов при положительной характеристике разреза по ГИС и данным изучения керна; наличие в процессе бурения обильных пленок нефти и детальный анализ информации о рецептурах промывочных буровых жидкостей. Как известно, растворы на нефтяной основе стали использоваться на юго-западе Якутии лишь после 1980 г. и преимущественно на разведочном этапе, т. е. на ранее открытых газоконденсатных месторождениях с признаками наличия крупных нефтяных оторочек;

2. Оптимальное комплексирование актуализированных структурных построений и результатов детальных литологических исследований, которое в свете имеющихся историко-генетических данных о преимущественной нефтеносности древних толщ

представляет значительный интерес. В итоге на сводных картах прогноза нефтегазоносности слабоизученных территорий могут быть выделены зоны наличия терригенных коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами и, соответственно, площади с отсутствием традиционных коллекторов как таковых. На фоне первых территорий в условиях установленной малоамплитудной разломно-блоковой тектоники и с учетом предполагаемой региональной дифференциации пластовых флюидов по удельной массе обширные площади, включающие наиболее приподнятые блоки в современном структурном плане, можно рассматривать как преимущественно газоносные территории. Существенно нефтеносные интервалы занимают, очевидно, в гипсометрическом плане положение несколько ниже и могут занимать более широкие площади, не ограниченные контурами конкретных локальных объектов. При этом в условиях достаточно дифференцированного структурного плана наиболее низкие интервалы могут быть локализованы как водоносные объекты.

Выводы

1. Основные ресурсы нефти в Западной Якутии приурочены к древним отложениям (венд, кембрий). Нефтепроявления в более молодых отложениях, несмотря на высокую интенсивность некоторых из них вплоть до значительных притоков нефти в отдельных скважинах и возможное наличие мелких скоплений нефти, прогнозируемых в верхнем структурно-формационном комплексе в ряде перспективных районов, имеют в целом вторичный характер и связаны, вероятно, с перераспределением УВ и поступлением их из более глубоких горизонтов.

2. Для ускоренного наращивания запасов нефти в Республике Саха (Якутия) и оптимального и своевременного выполнения ранее намеченных мега-проектов, включая полноценное участие Якутии в многолетнем планомерном наполнении нефтью действующего магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан, необходимо форсировать поисково-разведочные работы на нефть на юго-западе республик, в пределах Непско-Ботубинской НГО, прежде всего в рамках Талаканско-Ботубинской группы месторождений и вблизи от нее.

3. Существенный вклад в пополнение нефтью сырьевой углеводородной базы Республики Саха (Якутия) ожидается в ближайшей перспективе после открытия новых нефтеносных районов, прогнозируемых на юго-востоке Сибирской платформы (Восточно-Алданский район) и на южном борту Вилюйской гемисинеклизы. Степень геолого-геофизической изученности этих территорий различна. На первой из них в процессе бурения многочисленных колонковых скважин гидрогеологического назначения в верхней части осадочного разреза установлены многочисленные обильные проявления жидкой нефти.

Непосредственно надневной поверхности, по данным геолого-съемочных исследований, они сопровождаются почти повсеместными газопроявлениями [5]. В настоящее время здесь практически завершены региональные геофизические исследования после последовательного проведения их в течение последних 10 лет. Строительство Усть-Майской параметрической скважины, включая бурение и испытание в ней перспективных интервалов, не привело к открытию залежей УВ в связи с неоптимальным размещением ее в региональном структурно-тектоническом плане. Вместе с тем в указанном Восточно-Алданском потенциально нефтеносном районе по комплексу имеющихся геолого-геофизических и геохимических данных прогнозируется наличие многих полигенетических зон нефтенакопления, связанных с отложениями широкого стратиграфического диапазона (рифей, венд, кембрий, пермь) и приуроченных к различным ловушкам преимущественно неантеклинического типа. Основные зоны нефтенакопления и приоритетные участки для постановки первоочередных нефтепоисковых работ прогнозируются здесь на приплатформенном борту Алдано-Майской впадины и смежных с ней склонах Якутского свода.

В пределах Южно-Вилюйского потенциально нефтеносного района региональные геофизические исследования, направленные на подготовку геологической основы для поисков нефти, начаты лишь в 2013 г. Получены первые результаты полевых сейсморазведочных работ, сугубо предварительно под-

тверждающие тезис о возможном наличии здесь погребенных тектонически экранированных ловушек и зон выклинивания многих древних толщ. Для Вилюйской гемисинеклизы это принципиально новое направление геолого-разведочных работ, связанное с изучением особенностей строения и перспектив нефтеносности нижнепалеозойских отложений.

4. Другие перспективные на нефть районы, прогнозируемые в Западной Якутии, в настоящее время следует рассматривать как объекты второй очереди. Последовательность вовлечения их в геолого-разведочное производство для поисков, разведки и оценки запасов нефти в значительной мере будет определяться степенью их близости или удаленности от магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан.

5. Для целенаправленного системного изучения потенциальной нефтеносности карбонатных отложений, в том числе в рамках перспективной Западно-Якутской рифовой системы, необходима разработка комплексной программы, в рамках которой, в соответствии с действующей в Российской Федерации стратегией геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы, следует предусмотреть проведение региональных исследований за счет федерального бюджета, лицензирование наиболее перспективных участков и выполнение на них поисковых работ, финансируемых недропользователем.

Литература

1. Геология и нефтегазовый потенциал юго-запада Республики Саха (Якутия) / Под. ред. В.С. Ситникова, О.М. Прищепы. – СПб. : Изд-во ВНИГРИ, 2014. – 436 с.
2. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с.
3. Варламов А.И., Герт А.А., Мельников П.Н. и др. Состояние сырьевой базы и перспективы наращивания объемов добычи нефти в рамках «Программы ВСТО» // Геология и минеральные ресурсы Сибири. – 2017. – № 6с. – С. 48–67.
4. Семенов В.П., Кушмар И.А. Особенности формирования зон нефтенакопления в терригенных отложениях венда Непско-Ботуобинской антеклизы // Зона концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акватории. – СПб. : Изд-во ВНИГРИ, 2010. – С. 151–156.
5. Ситников В.С., Жерновский В.П. О прогнозе зон нефтегазонакопления новообразованного типа на юго-востоке Сибирской платформы // Вестник Госкомгеологии РС (Я). – 2012. – № 1. – С. 107–115.
6. Рудницкая Д.М., Корнилов М.В., Мосягин Е.В. Технология и результаты сейсмотектонического анализа при выделении и оценке кинематики глубинных разломов земной коры (на примере геотраверса 1-СБ в Забайкалье) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы. – 2017. – № 6с. – С. 147–155.
7. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Нефтематеринские формации докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы / Под. ред. А.И. Варламова, А.П. Афанасенкова. – М. : Изд-во ВНИГНИ. – 2014. – 128 с.
8. Конторович А.Э. Геология нефти и газа: избранные труды : в 3-х т. Т. 3. Методы прогноза нефтегазоносности. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 2008. – 331 с.
9. Ситников В.С., Кушмар И.А., Прищепа О.М., Погодаев А.В. О возможном открытии на юге Вилюйской синеклизы нового нефтеносного района (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 2–12.
10. Ситников В.С., Сафонов А.Ф., Жерновский В.П. и др. Геологические условия нефтегазоносности и главные направления нефтепоисковых работ в Западной Якутии // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России : сб. мат-лов научно-практ. конф. – СПб. : ВНИГРИ, 2013. – С. 268–274.

References:

1. South-west of the Sakha (Yakutia) Republic: geology and petroleum potential. In: V.S. Sitnikov, O.M. Prischepa eds. St. Petersburg: Izd-vo VNIGRI;2014. 436 p.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

2. *Shemin G.G. Geology and petroleum potential of Vendian and Lower Cambrian of the central Siberian Platform regions (Nepsky-Botuobinsky, Baikitsky anteclices, and Katangsky saddle).* Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2007. 467 p.
3. *Varlamov A.I., Gert A.A., Mel'nikov P.N. et al. State of the mineral resource base and prospects for Increasing production volumes under the ESPO Programme.* *Geologiya i mineral'nye resursy Sibiri.* 2017;(6s):48–67.
4. *Semenov V.P., Kushmar I.A. Formation features of oil accumulation zones in Vendian terrigenous deposits of the Nepsky-Botuobinsky anteclide.* St. Petersburg: Izd-vo VNIGRI; 2010. pp. 151–156.
5. *Sitnikov V.S., Zhernovskii V.P. Prediction of the new type of oil and gas accumulation zones in the south-east of the Siberian Platform.* *Vestnik Goskomgeologii PC (Ya).* 2012;(1):107–115.
6. *Rudnitskaya D.M., Kornilov M.V., Mosyagin E.V. Technology and results of seismotectonic analysis when identifying and estimating travelttime characteristics of deep faults in the Earth's crust: the case of geotraverse 1-SB in Transbaikal.* *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy.* 2017;(6s):147–155.
7. *Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. Oil source rock formations of pre-Cambrian and Lower-Middle Cambrian in the Siberian Platform.* In: A.I. Varlamov, A.P. Afanasevskov. Moscow: Izd-vo VNIGNI; 2014. 128 p.
8. *Kontorovich A.E. Oil and gas geology: selectas: in 3 vol., Vol. 3. Methods of oil and gas occurrence prediction in 3 volumes.* *Metody prognoza neftegazonosnosti. V. 3.* Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGiMS, 2008. 331 p.
9. *Sitnikov V.S., Kushmar I.A., Prischepa O.M., Pogodaev A.V. On the possible discovery of new oil-bearing region in the south of Vilyuy synEcliSe (Siberian platform).* *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology.* 2013;(4):2–12.
10. *Sitnikov V.S., Safronov A.F., Zhernovskii V.P et al. Geological conditions of oil and gas occurrence and major directions of oil exploration activities in the Western Yakutia.* *Neftegazogeologicheskii prognoz i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Vostoka Rossii : sb. mat-lov nauchno-prakt. konf.* Spb. : VNIGRI; 2013. pp. 268–274.

УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2018-6-73-80

Перспективы нефтегазоносности эйфельских карбонатных отложений зоны сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин

© 2018 г. | Н.И. Немцов, Б.А. Соловьев

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

Поступила 10.05.2018 г.

Принята к печати 13.08.2018 г.

Ключевые слова: *Бузулукская впадина; эйфельский ярус; карбонатные массивы; органические постройки; углеводороды; ловушки; неразведанные ресурсы; перспективы нефтегазоносности; приоритетные направления геолого-разведочных работ.*

На основе структурно-тектонического анализа с привлечением литолого-фацальных данных и новых результатов геолого-разведочных работ уточнены строение и нефтегазоносность эйфельских карбонатных отложений зоны сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин. С севера на юг возрастает роль эйфельского карбонатного комплекса в распределении запасов углеводородов на месторождениях. Установлены и предполагаются карбонатные массивы островного типа эйфельского возраста, приуроченные к выделенным зонам поднятий. Время формирования зон поднятий и ловушек углеводородов в эйфельском карбонатном комплексе — предфаменское. Прогнозируется широкий этаж нефтегазоносности в зонах поднятий — от нижнего девона до нижнего карбона. Даны рекомендации по проведению дальнейших поисково-разведочных работ на углеводородное сырье (ускоренная разведка выявленных месторождений и поиски новых крупных многопластовых месторождений в девонском комплексе), а также уточнению количественной оценки ресурсов углеводородов как эйфельских отложений, так и девонского комплекса в целом.

Для цитирования: Немцов Н.И., Соловьев Б.А. Перспективы нефтегазоносности эйфельских карбонатных отложений зоны сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 73–80. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-73-80.

Petroleum potential of the Eifelian carbonate formations in the zone of Buzuluksky and Pre-Caspian depressions juncture

© 2018 | N.I. Nemtsov, B.A. Solovyev

ФГБУ «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow, Russia; ninemtsov@vnigni.ru

Received 10.05.2018

Accepted for publication 13.08.2018

Key words: *Buzuluksky depression; Eifelian stage; carbonate massifs; organic buildups; hydrocarbons; traps; undiscovered resources; petroleum potential; exploration and prospecting priorities.*

Structure and hydrocarbon potential of the Eifelian deposits in the zone of Buzuluksky and Pre-Caspian depressions juncture are updated on the basis of structural and tectonic analysis involving lithology and facies data. Role of the Eifelian carbonate series in hydrocarbon reserves distribution in the fields is increasing from north to south. Carbonate island-type Eifelian massifs associated with the identified uplift zones are established and supposed. Time of uplift zones and hydrocarbon traps formation in the Eifelian carbonate series is pre-Famenian. The wide oil and gas productive interval is predicted in the uplifted zones, namely, from the Lower Devonian to Lower Carboniferous. We recommend the future exploration and prospecting activities for hydrocarbon raw materials (speeded-up exploration of identified fields and prospecting for new large multi-layered deposits in Devonian series) and more precise quantitative assessment of hydrocarbon resources in both Eifelian formations and the Devonian series as a whole.

For citation: Nemtsov N.I., Solovyev B.A. Petroleum potential of the Eifelian carbonate formations in the zone of Buzuluksky and Pre-Caspian depressions juncture. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(6):73–80. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-73-80.

Открытие в последнее время в рассматриваемом регионе в отложениях девона значительных по запасам залежей нефти и газа (Непряхинское, Сладковско-Зареченское, Клинцовское и др.), наряду с ранее выявленными месторождениями (Зайкинско-Зоринское, Чинаревское, Карабаганакское и др.), подтверждает высокую перспективность этого комплекса пород, которую ранее прогнозировали мно-

гие исследователи (Б.А. Соловьев, Н.Г. Подкорытов, В.П. Климашин, М.А. Политыкина, С.П. Макарова, В.И. Кайдалов и др.) [1–3]. Согласно существующим оценкам, основные неразведанные ресурсы углеводородов сосредоточены в южной части Бузулукской впадины и связаны с нижне-верхнедевонским терригенно-карбонатным нефтегазоносным комплексом. Основные разведанные запасы УВ (95 %) Бузулукской

впадины приурочены к терригенно-карбонатным коллекторам среднего девона. Причем если в северной и центральной частях впадины основные запасы УВ (65 %) связаны преимущественно с терригенными коллекторами живетского яруса, то к югу (Камелик-Чаганская, Чинаревская зоны и др.) в структуре запасов значительно увеличивается доля карбонатных коллекторов эйфельского яруса, что может быть связано с увеличивающейся ролью карбонатной седиментации и ухудшением свойств терригенных коллекторов в южном направлении, в сторону Прикаспийской впадины. Так, если на севере рассматриваемой территории, на месторождениях Камелик-Чаганской зоны, суммарные запасы УВ эйфельского карбонатного комплекса составляют 19–29 %, то в южном направлении доля запасов УВ отложений карбонатного эйфеля значительно увеличивается: на Непряхинском месторождении – до 82 %, на Чинаревском – до 67 %. Отсюда вытекает актуальность более детального рассмотрения перспектив нефтегазоносности эйфельского карбонатного комплекса. Кроме того, выявленные месторождения часто характеризуются большим этажом нефтегазоносности – от нижнего девона до турне включительно. Новые результаты геолого-разведочных работ в комплексе с ранее полученными позволяют уточнить геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и направления дальнейших первоочередных геолого-разведочных работ.

Бузулукская впадина ограничена с запада, севера и востока соответственно Жигулевско-Пугачевским, Южно-Татарским и Восточно-Оренбургским сводами; на юге она раскрывается в Прикаспийскую впадину. Границу между Бузулукской и Прикаспийской впадинами в среднедевонское время провести затруднительно, поэтому условно граница между ними принята по нижнепермскому карбонатному уступу Прикаспийской впадины. В региональном плане по поверхности девонских отложений Бузулукская впадина представляет систему субширотных прогибов, протягивающихся с севера на юг (Северо-Бузулукский, Борский, Иргизский, Перелюбско-Рубежинский), и зон поднятий (Большекинельская, Кулешовско-Бобровско-Покровская, Камелик-Чаганская и др.), чередующихся между собой и ступенчато погружающихся в южном направлении. Структурный план девонских отложений согласуется с поверхностью фундамента и является унаследованным. Бузулукская впадина формировалась в основном в девонское время, возможно – в рифе – нижнем палеозое (особенно в южной части).

Рассматриваемый регион включает южную часть Бузулукской впадины с блоково-ступенчатым характером строения фундамента и отложений среднего девона. Границами блоков служат субширотные разломы амплитудой до 350 м. Отдельным блокам по поверхности эйфельских отложений соответствуют

зоны поднятий (Камелик-Чаганская, Непряхинская, Чинаревская, Карабаганакская и др.) (рис. 1), ступенчато погружающихся с севера на юг.

Наиболее крупная (протяженность около 250 км, ширина 25–50 км) и изученная Камелик-Чаганская зона поднятий разделена системой субширотных разломов на более мелкие блоки и подзоны – Вишневско-Мирошкинскую, Зайкинско-Давыдовскую, Конновско-Росташинскую, Гаршинскую. В ее пределах формировались шельфовые карбонатные отложения с биогермными постройками, приуроченными, как правило, к границам блоков. С эйфельскими биогермными постройками этой зоны связаны выявленные залежи нефти и газа (Зайкинское, Зоринское, Росташинское месторождения и др.). К северу от Камелик-Чаганской зоны поднятий расположен Иргизский прогиб, где накапливались терригенно-карбонатные эйфельские отложения.

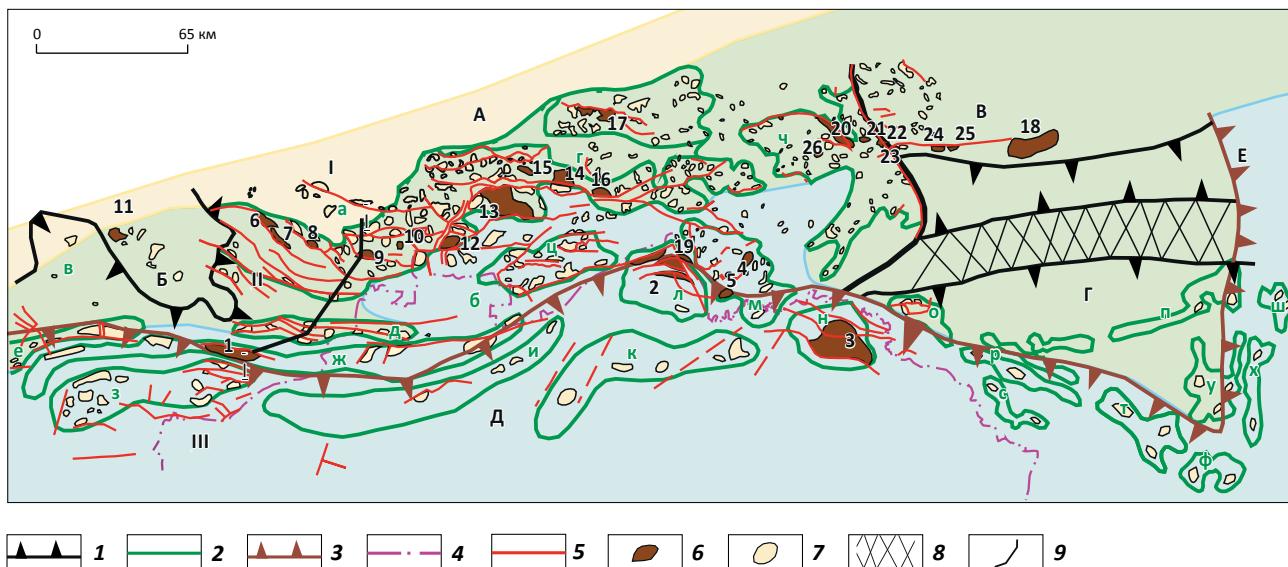
К югу от Камелик-Чаганской зоны поднятий находится Перелюбско-Рубежинский прогиб (протяженность более 400 км), в котором в эйфельское время в условиях относительно глубоководного шельфа происходило некомпенсированное глинисто-карбонатное осадконакопление с образованием в пределах отдельных зон поднятий (Непряхинская, Чинаревская, Карабаганакская, Сладковско-Кошинская и др.) внутрибассейновых карбонатных массивов островного типа, осложненных рифогенными постройками (рис. 2).

Зоны эйфельских поднятий в пределах рассматриваемой территории приурочены, как правило, к выступам (Чинаревский, Карабаганакский) или приподнятым участкам фундамента (Карповский, Камелик-Чаганский, Непряхинский и др.). Они сформировались в основном в дофаменское время, так как в большинстве выделенных зон на разновозрастных горизонтах среднего девона с перерывом залегают отложения фамена – турне (рис. 3). В пермокарбоне эти структуры претерпели незначительные изменения в связи с общим региональным наклоном на юг, в сторону Прикаспийской впадины. Ведущую роль в формировании как зон поднятий, так и осложняющих их локальных структур играли тектоносedиментационные факторы. Поэтому большинство залежей УВ, выявленных в среднедевонских отложениях, тяготеют к тектонически экранированным ловушкам (см. рис. 1), а для эйфельского комплекса характерны ловушки массивного типа из-за их связи с органогенными постройками. Исходя из анализа мощностей и литофаций, основные органогенные постройки приурочены к эйфельскому ярусу, большей частью – к бийскому горизонту.

Выделенные структурно-фациальные зоны карбонатного шельфа (Камелик-Чаганская) и карбонатных построек островного типа в области относительно глубоководного шельфа (зоны поднятий Перелюбско-Рубежинского прогиба) (см. рис. 1)

Рис. 1. Структурно-тектоническая схема эйфельских отложений зоны сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин

Fig. 1. Structural and tectonic scheme and location of HC accumulations in the Eifelian formations of Buzuluksky and Pre-Caspian depressions juncture zone



Границы (1–4): 1 — крупных тектонических элементов (А — Бузулукская впадина, Б — Пугачевский свод, В — Восточно-Оренбургское поднятие, Г — Соль-Илецкий выступ, Д — Прикаспийская впадина, Е — Предуральский прогиб), 2 — структурно-тектонических элементов по поверхности среднего девона (прогибы: а — Иргизский, 6 — Перелюбско-Рубежинский, в — Милорадовский; зоны поднятий: г — Камелик-Чаганская, д — Карповская, е — Павловская, ж — Непряхинская, з — Алтатинско-Озинковская, и — Цыгановская, к — Федоровская, л — Чинаревская, м — Сладковско-Кошинская, н — Караганакская, о — Лиманная, п — Копанско-Каменская, р — Кайнсайская, с — Бурянная, т — Хобдинская, у — Нагумановская, ф — Вершиновская, х — Акобинская, ц — Долинно-Таловская, ч — Загорско-Лебяжинская, ш — Восточно-Ключевская), 3 — нижнепермского бортового уступа (условная граница Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба), 4 — РФ; 5 — разломы; 6 — месторождения с залежами нефти и газа в эйфельском карбонатном комплексе (1 — Непряхинское, 2 — Чинаревское, 3 — Караганакское, 4 — Сладковско-Зареченское, 5 — Кошинское, 6 — Южно-Первомайское, 7 — Западно-Степное, 8 — Перелюбское, 9 — Разумовское, 10 — Западно-Вишневское, 11 — Клинцовское, 12 — Вишневское, 13 — Заикинско-Зоринское, 14 — Росташинское, 15 — Конновское, 16 — Давыдовское, 17 — Гаршинско-Ефимовское, 18 — Донецко-Сыртовское, 19 — Северо-Елтышевское, 20 — Загорское, 21 — Лебяжинское, 22 — Лапасское, 23 — Землянское, 24 — Капитоновское, 25 — Восточно-Капитоновское, 26 — Бикилинское); 7 — перспективные локальные структуры по кровле эйфельского карбонатного комплекса; 8 — зоны полного или частичного отсутствия отложений среднего девона; 9 — линия геологического профиля.

Литолого-фацальные и палеогеографические зоны: I — шельфовая терригенно-карбонатная, II — шельфовая карбонатная с органогенными постройками, III — глинисто-карбонатная относительно глубоководного шельфа с карбонатными постройками островного типа

Boundaries (1–4): 1 — major tectonic elements (A — Buzuluksky depression, Б — Pugachevsky arch, В — East-Orenburgsky high, Г — Sol'-Iletsky uplift, Д — Caspian depression, Е — Pre-Urals trough), 2 — structural and tectonic elements over the Mid Devonian surface (troughs: а — Irgizsky, 6 — Perelyubsky-Rubezhinsky, в — Miloradovsky; uplifts: г — Kamelik-Chagansky, д — Karpovsky, е — Pavlovsky, ж — Neprakhinsky, з — Altatinsky-Ozinkovsky, и — Tsyanovsky, к — Fedorovsky, л — Chinarevsky, м — Sladkovsky-Koshinsky, н — Karachaganaksky, о — Limanny, п — Kopansky-Kamensky, р — Kainsaisky, с — Buranny, т — Khobdinsky, у — Nagumanovsky, ф — Vershinovsky, х — Akobinsky, ц — Dolinny-Talovsky, ч — Zagorsky-Lebyazhinsky, ш — East-Klyuchevsky), 3 — Lower Permian shoulder bench (conventional border of Pre-Caspian depression and Pre-Urals trough), 4 — Russian Federation; 5 — faults; 6 — fields with oil and gas accumulations in Eifelian carbonate series (1 — Neprakhinsky, 2 — Chinarevsky, 3 — Karachaganaksky, 4 — Sladkovsky-Zarechensky, 5 — Koshinsky, 6 — South-Pervomaisky, 7 — West-Stepnay, 8 — Perelyubsky, 9 — Razumovsky, 10 — West-Vishnevsky, 11 — Klintovsky, 12 — Vishnevsky, 13 — Zaikinsky-Zorinsky, 14 — Rostashinsky, 15 — Konnovsky, 16 — Davydovsky, 17 — Garshinsky-Efimovsky, 18 — Donetsk-Syrtovsky, 19 — North-Eltyshevsky, 20 — Zagorsky, 21 — Lebyazhinsky, 22 — Lapassky, 23 — Zemlyansky, 24 — Kapitonovsky, 25 — East-Kapitonovsky, 26 — Bikulinsky); 7 — local prospects in the Top of the Eifelian carbonate series; 8 — zones of complete or partial absence of Mid Devonian formations; 9 — geological cross-section line.

Lithofacies and palaeogeographic zones: I — shelf terrigenous-carbonate, II — shelf carbonate with organogenic structures, III — clay-carbonate relatively deep marine shelf with carbonate organogenic structures of island type

отличаются мощностями эйфельского яруса, и, в частности, бийского горизонта. Так, мощности эйфельского яруса и бийского горизонта в Камелик-Чаганской зоне составляют в среднем 175 и 50 м соответственно, эйфельского яруса в зонах Перелюбско-Рубежинского прогиба — от 253 м (Непря-

хинское месторождение, скв. 1) до 800 м (Чинаревское месторождение, скв. 119). Данные мощности свидетельствуют о более интенсивном карбонатном осадконакоплении и рифообразовании в пределах зон поднятий Перелюбско-Рубежинского прогиба, расположенных во внутрибассейновой части Бузу-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Фрагменты временных разрезов через Алтатинско-Озинковскую (А) и Сладковско-Кошинскую (В) зоны поднятий
 Fig. 2. Fragments of time sections across the Altatinsky-Ozinkovsky (A) and Sladkovsky-Koshinsky (B) uplifted zones

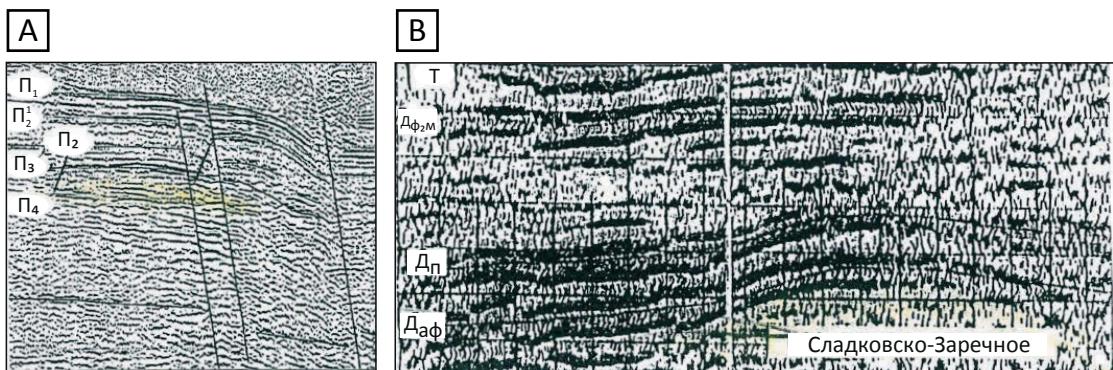
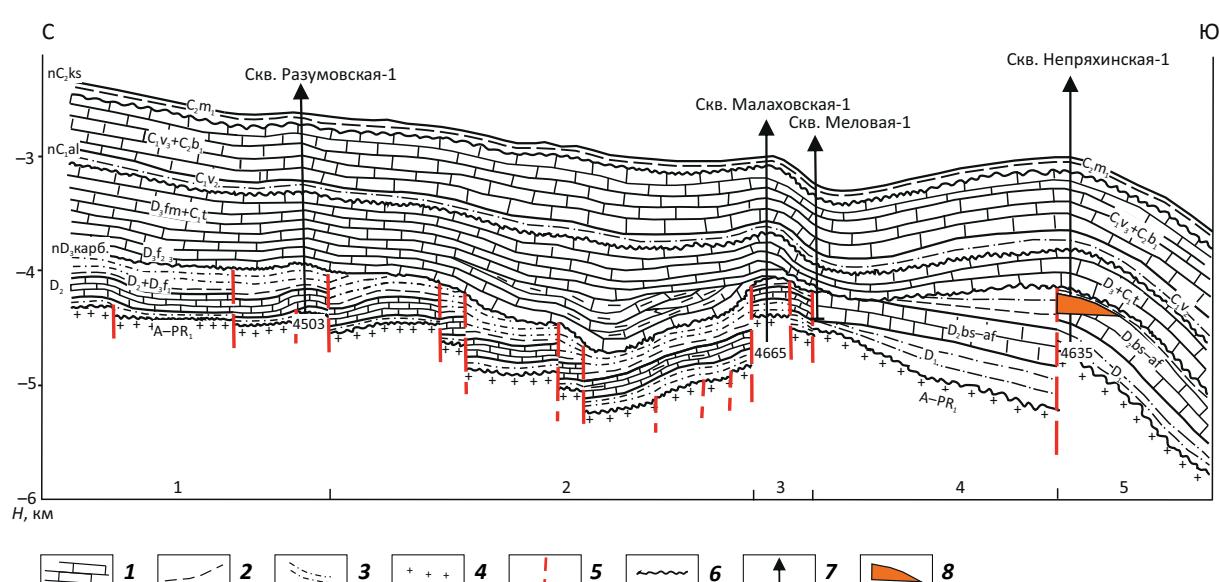


Рис. 3. Геологический разрез юго-западной части Бузулукской впадины
 Fig. 3. Geological cross-section of the south-western part of Buzuluksky depression



Породы (1–4): 1 — карбонатные, 2 — глинистые, 3 — песчано-глинистые, 4 — кристаллического фундамента; 5 — разломы; 6 — стратиграфические перерывы; 7 — глубокие скважины (забой, м); 8 — залежь газа.

Зоны: 1 — Камелик-Чаганская зона поднятий, 2 — Перелюбский прогиб, 3 — Карповская зона поднятий, 4 — Милорадовский прогиб, 5 — Непряхинская зона поднятий

Rocks (1–4): 1 — carbonate, 2 — argillaceous, 3 — sandy-argillaceous, 4 — crystalline basement; 5 — faults; 6 — stratigraphic hiatuses; 7 — deep wells (bottom, m); 8 — gas accumulation.

Zones: 1 — Kamelik-Chagansky zone of uplifts, 2 — Perelyubsky trough, 3 — Karpovsky zone of uplifts, 4 — Miloradovsky trough, 5 — Nepryakhinsky zone of uplifts

лукской впадины. Аномальные мощности эйфельского яруса (до 800 м) и бийского горизонта (до 715) в скв. 119 Чинаревского месторождения связаны с попаданием этой скважины в осевую часть крупного эйфельского (в основном бийского возраста) рифового массива. В пределах Перелюбско-Рубежинского прогиба карбонатные массивы островного типа эйфельского возраста вскрыты на Непряхинском,

Чинаревском, Караганакском, Сладковско-Зареченском месторождениях. Сравнение литолого-фациальных особенностей и мощностей пород эйфельского яруса в пределах этих месторождений свидетельствует о близости условий осадконакопления. Так, отложения бийского горизонта представлены в основном шельфовыми мелководными битуминозными карбонатами. На склонах этих зон

поднятий на границе с Перелюбско-Рубежинским прогибом вскрыты глинисто-карбонатные отложения совместно с органогенно-обломочными разностями — разрезы склонового типа карбонатных массивов и относительно глубоководного шельфа (скважины Чинаревская-9, Д-1, Караганакская-15, Солянская-3, Зайкинская-601, Мирошкинская-556 и др.).

В юго-восточной части рассматриваемой территории (Оренбургская область), включающей бортовую зону Прикаспийской впадины и сопредельные участки Соль-Илецкого свода и Предуральского прогиба, в последнее время пробурен ряд параметрических скважин глубиной до 7 км, вскрывших нижне- и среднедевонские отложения; залежей УВ в них не обнаружено. Основной целью бурения этих скважин было выявление крупных карбонатных массивов караганакского типа в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины. Однако скважины (Кайнайская-1, Буранная-2 и др.) вскрыли подсолевые нижнепермско-каменноугольные отложения депрессионного типа (Днистрянский В.И. и др., 2011). Не исключено, что разрез верхнего девона — нижней перми во внутренней прибортовой зоне Прикаспийской впадины представлен депрессионными терригенно-глинисто-карбонатными фациями, под которыми залегают шельфовые образования нижнего — среднедевона. По данным Н.К. Фортунатовой и др. (2012), в нижнем и среднем девоне (в эмсский и эйфельский века) преобладало карбонатное осадконакопление в условиях мелководного шельфа (северная часть, скважины Бердянская-85, Староключевская-121) и относительно углубленного шельфа (южная часть, скважины Нагумановская-1, Вершиновская-501, Кайнайская-2). Следует отметить, что относительно глубоководный шельфовый тип разреза вскрыт в скважинах Кайнайская-1, Буранная-2, расположенных на южных, обращенных в сторону регионального погружения, склонах выделенных зон поднятий, и представлен в основном серыми и темно-серыми известняками, органогенно-детритовыми, пелитоморфными, с неравномерной глинистостью, окремнением. Можно предположить, что эти скважины вскрыли склоновые фации карбонатных массивов, приуроченных к зонам поднятий, а в центральных частях этих зон распространены шельфовые карбонатные массивы островного типа с органогенными постройками. Практически во всех скважинах, вскрывших отложения нижнего и среднего девона, отмечены признаки нефтегазоносности — запах УВ и выпоты нефти или газоконденсата.

В юго-западной части рассматриваемой территории (Саратовская область), учитывая вскрытые эйфельские карбонатные шельфовые отложения на Непряхинском месторождении, Бузулукская впадина охватывает территорию к югу от Пугачевского свода, включая Карповскую, Непряхинскую и Алтатин-

ско-Озинковскую зоны поднятий и Милорадовский прогиб. Не исключено, что к югу от выделенных приподнятых зон также распространены системы среднедевонских (эйфельских) прогибов и зон поднятий, как и в северной части рассматриваемого региона. К югу от Непряхинского месторождения отложения девона — нижнего карбона не вскрыты, хотя перспективы крупных открытий караганакского типа в пределах Алтатинско-Озинковской зоны поднятий обсуждаются около 40 лет, но глубокая скважина до сих пор не пробурена, а варианты интерпретации сейсмики 2D противоречивы и недостаточно надежны.

Особо следует остановиться на строении и перспективах Непряхинского месторождения, так как его нефтегазоносный потенциал различными исследователями оценивается по-разному. Согласно Госбалансу запасов УВ, Непряхинское месторождение относится к категории мелких. Однако комплекс геолого-геофизических данных (результаты ГИС, испытания и сейсморазведка) свидетельствует о значительном потенциале запасов данного месторождения.

Непряхинское месторождение открыто в 2011 г. в результате получения притоков газа в скв. 1 из пластов карбонатного бийского (дебит 409 тыс. м³/сут на 11-мм штуцере) и терригенного койвенского (дебит 22,986 тыс. м³/сут на 8-мм штуцере) горизонтов; дебит конденсата незначительный — 0,2–1,2 м³/сут. Непряхинская структура по поверхности бийского отражающего горизонта представляет собой брахиантклинальную складку субширотного простирания, осложненную с севера разломом амплитудой до 250–300 м. Размеры структуры по изогипсе — 4600 м — 21,1 × 4,1 км, амплитуда — до 350 м. Структурные планы по поверхностям койвенского (нижний девон), бийского и черноярского (средний девон, эйфель) отражающих горизонтов практически совпадают, наблюдается погружение с севера на юг от разлома и с востока на запад.

Коллекторы койвенского горизонта представлены песчаниками и алевролитами. Порово-трещинные коллекторы бийского горизонта (D₂bs) сложены в основном доломитами с низким содержанием глинистого материала и единичными пропластками известняков. По мнению большинства исследователей, карбонатные отложения бийского горизонта, как и вышележащих клинцовского и мосоловского (афонинского) горизонтов, формировались в условиях карбонатной седиментации с образованием рифогенных фаций. Исследованиями компании Шлюмберже установлено развитие трещиноватости пород практически по всему разрезу девона — нижнего карбона. Наибольшая плотность трещин отмечается в карбонатных отложениях бийского горизонта (4454–4470 м) и верхнего девона.

Для обоснования перспектив нефтегазоносности Непряхинского месторождения и Непряхинской

зоны поднятий, а также прилегающих зон поднятий проведено сравнение геологического строения и нефтегазоносности Непряхинского и Чинаревского (Республика Казахстан) месторождений (рис. 4). Оба месторождения расположены в одной структурно-тектонической зоне – северной бортовой зоне Прикаспийской впадины (см. рис. 1), приурочены к приподнятым блокам фундамента и характеризуются близкими фациальными условиями седиментации и разрезами отложений, термобарическими условиями, а значит, и условиями нефтегазообразования. Для сопоставления характеристик продуктивных пластов рассматривались также другие месторождения-аналоги Саратовской и Оренбургской областей, находящиеся в сходных структурно-фациальных условиях.

Продуктивные пласти Непряхинского месторождения залегают гипсометрически выше на 800 м по нижнему карбону и на 1000 м по среднему девону по сравнению с аналогичными пластами Чинаревского месторождения. Сопоставление структур этих месторождений свидетельствует о сходстве строения и образования ловушек: в первую очередь это выражается в совпадении структурных планов и ведущей роли разломов в образовании ловушек в продуктивных пластах нижнего и среднего девона и выпложении структур в карбоне, а также в наличии предфаменского перерыва осадконакопления.

Коллекторы продуктивных пластов (в первую очередь среднего девона) близки по фильтрационно-емкостным свойствам, а значит, могут быть сопоставимы и по продуктивности (добычной возможности).

Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение (Республика Казахстан) разрабатывается и наиболее изучено бурением и сейсморазведкой (в том числе 3D), имеет блоковое строение. Непряхинское месторождение находится на начальной стадии разведки, и при дальнейших разведочных работах не исключено выявление его блокового строения и значительное увеличение этажа нефтегазоносности и соответственно разведанных запасов УВ (см. рис. 4).

На основании результатов интерпретации ГИС (компании Шлюмберже) на Непряхинском месторождении, а также по результатам испытаний на месторождениях-аналогах (Чинаревское, Сладковско-Зареченское и др.) на Непряхинском месторождении можно предполагать значительно больший диапазон распространения продуктивных нефтегазоносных пластов: в среднем девоне (клиновский и мосоловский, воробьевский, ардатовский и муллинский горизонты), верхнем девоне (терригенные пашийский и тиманский, карбонатные горизонты верхнего девона), нижнем – среднем карбоне (турнейский, визейский, башкирский ярусы) (см. рис. 3). Некоторые перспективные пласти были опробованы в скв. Непряхинская-1, но притоков не получено, что может быть объяснено несколькими причинами:

возможной кольматацией коллектора при первичном (бурение и цементация) и вторичном (перфорация) вскрытии пласта; недостаточно надежным выделением перспективных нефтегазоносных пластов по данным интерпретации ГИС (имеется как минимум два варианта интерпретации ГИС, иногда противоречащих друг другу); интервалы испытания приходились на малоперспективные части разреза (неколлектор или низы коллекторов). Перечисленные факторы обусловливают проведение дополнительных геолого-технических мероприятий в скв. Непряхинская-1 (более тщательная переинтерпретация данных ГИС, доперфорация, интенсификация притока в перспективных интервалах девона – карбона) для подтверждения увеличения этажа нефтегазоносности и запасов УВ.

В скв. Непряхинская-1, расположенной в приводовой части структуры, отсутствуют отложения живетского яруса, а также терригенные отложения нижнего франа – верхнего девона (пашийский и тиманский горизонты). Однако по данным сейсморазведки эти породы среднего – верхнего девона могут быть распространены к западу и югу от скв. 1, в более погруженной части Непряхинского месторождения, в районе находящейся в бурении скв. Муравлинская-2 (см. рис. 3), которая к настоящему времени не вскрыла эйфельские отложения (забой скв. 2 – 4157 м в верхнем девоне) (см. рис. 4).

В 2011–2013 гг. на рассматриваемой территории кроме Непряхинского был открыт ряд нефтяных месторождений с залежами УВ, в том числе в эйфельском карбонатном комплексе. На Сладковско-Зареченском месторождении притоки нефти из бийского и афонинского горизонтов составили соответственно 85,1 и 52,2 м³/сут на 8-мм штуцере. На Клинцовском месторождении притоки нефти из мосоловского горизонта составили до 86,1 м³/сут на 10-мм штуцере.

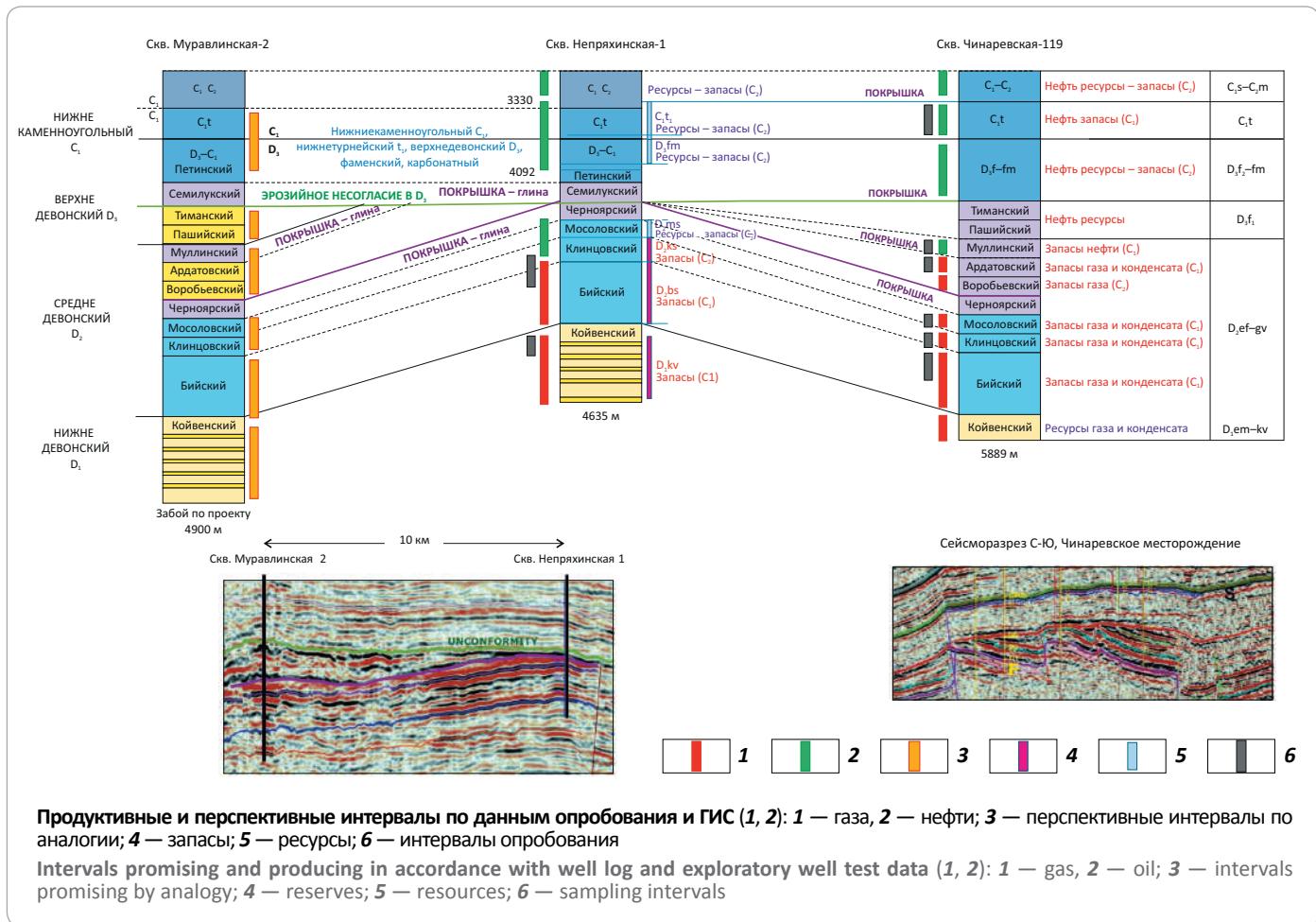
Большинство выявленных залежей УВ в эйфельском карбонатном комплексе связаны с приподнятыми блоками и являются тектонически экранированными. Однако возможно выявление залежей УВ и в опущенных блоках разломных зон. Так, в Камелик-Чаганской зоне поднятий эйфельские залежи Росташинского и Конновского месторождений приурочены к приподнятым блокам разлома, а Соболевская залежь – к опущенному блоку. В этой связи рекомендуется опоискование опущенных блоков структур.

По данным геохимических исследований [4], проведенных в Камелик-Чаганской зоне:

– эйфельские карбонатные породы по значениям $C_{\text{опр}}$ и ХБ (0,8–1,4 и 0,03–0,12 % соответственно) могут быть отнесены к нефтегазопродуцировавшим;

– низкие значения генерационного потенциала по методу Rock-Eval свидетельствуют о завершающихся процессах нефтегазообразования в отложениях среднего девона;

Рис. 4. Сопоставление разрезов и нефтегазоносности Непряхинского и Чинаревского месторождений
 Fig. 4. Comparison of cross-sections and hydrocarbon potential of Neprakhinsky and Chinarevsky fields



Продуктивные и перспективные интервалы по данным опробования и ГИС (1, 2): 1 — газ, 2 — нефть; 3 — перспективные интервалы по аналогии; 4 — запасы; 5 — ресурсы; 6 — интервалы опробования

Intervals promising and producing in accordance with well log and exploratory well test data (1, 2): 1 — gas, 2 — oil; 3 — intervals promising by analogy; 4 — reserves; 5 — resources; 6 — sampling intervals

— наблюдается и прогнозируется зональность распространения флюидальных систем и типов залежей в эйфельском карбонатном комплексе Бузулукской впадины: с севера на юг и с востока на запад происходит смена нефтяных залежей (Восточно-Оренбургское поднятие и его восточный склон, северная часть Камелик-Чаганской зоны) на нефтегазоконденсатные (Камелик-Чаганская зона, Иргизский прогиб, южная часть Оренбургской области, включая Прикаспийскую впадину) и затем газоконденсатные (Саратовская область). Такая зональность объясняется также увеличением палеогеотермического градиента и большей прогретостью этих зон в указанных направлениях. В вышелегающих отложениях среднего – верхнего девона и карбона возможно открытие нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей.

Региональной покрышкой для эйфельского карбонатного комплекса служат глинистые породы черноярского горизонта.

По мнению авторов статьи, потенциал неразведанных ресурсов УВ эйфельского карбонатного комплекса недооценен. Так, на рассматриваемой территории по поверхности эйфельских отложений

закартировано около 100 перспективных структур (см. рис. 1). При средней площади структур 8 км² и удельной плотности извлекаемых запасов в эйфельских залежах УВ, составляющей 400 тыс. т/км², извлекаемые ресурсы суммарных УВ категорий D₀ + D_л на закартированных структурах составят минимум 320 млн т усл. УВ. Согласно количественной оценке УВ 2009 г., неразведанные извлекаемые ресурсы суммарных УВ категорий D₀ + D₁₋₂ (C₃ + D₁₋₂) всего терригенно-карбонатного комплекса нижнего – верхнего девона всей Бузулукской НГО составляют 723 млн т усл. УВ; кроме того, надо учитывать, что залежи УВ в комплексе нижнего – верхнего девона, как правило, многопластовые и могут быть приурочены как к эйфельскому, так и к нижнедевонскому, живетскому и нижнефранскому ярусам.

Таким образом, на основе проведенного анализа строения эйфельского карбонатного комплекса и залежей, приуроченных к нему в пределах юга Бузулукской впадины, можно сделать следующие выводы.

1. Бузулукская впадина по поверхности среднего девона представляет сложную систему субширотных линейно вытянутых зон поднятий и разделяющих их

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

прогибов, ступенчато погружающихся с севера на юг и раскрывающихся в Прикаспийскую впадину.

2. Залежи УВ в эйфельском карбонатном комплексе приурочены к зонам поднятий, которые, как правило, контролируются приподнятыми блоками фундамента и характеризуются распространением в их пределах шельфовых карбонатных отложений, в том числе и рифогенных фаций. В прогибах, разделяющих зоны поднятий, могут накапливаться депрессионные глинисто-карбонатные фации.

3. В пределах Перелюбско-Рубежинского прогиба, в условиях относительно глубоководного шельфа, установлены и предполагаются карбонатные массивы островного типа эйфельского возраста, приуроченные к выделенным зонам поднятий по поверхности среднего девона.

4. Время формирования зон поднятий и ловушек УВ в эйфельском карбонатном комплексе – предфаменское, время формирования залежей УВ – постфаменское.

5. Результаты ГИС и испытания пластов Непряхинского месторождения и его сравнение по строению с месторождениями-аналогами (Чинаревское и др.) позволяют прогнозировать в пределах перспективных зон поднятий широкий этаж нефтегазоносности – от нижнего девона до нижнего карбона, а в пределах Непряхинского месторождения – значительно больший объем запасов УВ (в том числе и нефти) по сравнению с числящимися на Госбалансе.

6. Потенциал ресурсов УВ эйфельского карбонатного комплекса недооценен. На рассматриваемой территории требуется переоценка ресурсов УВ как эйфельских отложений, так и всего терригенно-карбонатного комплекса нижнего – верхнего девона.

7. Первоочередными задачами геолого-разведочных работ в рассматриваемом регионе должны быть: а) ускоренная разведка выявленных месторождений в девоне (Непряхинское, Сладковско-Зареченское, Кошинское, Ташлинское, Клинцовское и др.); б) поиски новых крупных многопластовых месторождений в девонском комплексе и эйфельских отложениях в частности.

8. Для интенсивного освоения ресурсов УВ на наиболее перспективных территориях (Алтатинско-Озинковская, Непряхинская зоны и др.) рассматриваемого региона необходимо: а) обязать компании, имеющие лицензии на этих территориях, в кратчайшие сроки ликвидировать задолженности по выполнению лицензионных обязательств в отношении геолого-разведочных работ, в противном случае передать лицензии путем организационно-правовых процедур (отзыв лицензий и новые конкурсы/аукционы) работоспособным компаниям; б) пробурить глубокие параметрические/поисковые скважины на девонские отложения, описывая попутно и перспективный каменноугольный разрез, за счет средств государственного бюджета или путем государственно-частного сотрудничества на взаимовыгодных условиях.

Литература

1. Кайдалов В.И., Макаров Г.В., Макарова С.П., Михайличенко А.А. Перспективы развития нефтегазопоисковых работ в южных районах Волго-Уральской провинции // Геология и нефтегазоносность Восточно-Европейской платформы. – М. : Изд-во ВНИГНИ, 1984. – С. 3–7.
2. Соловьев Б.А., Кондратьев А.Н., Иванова Т.Д. Devonское направление поисков и разведки месторождений нефти и газа на юго-востоке европейской части России // Геология и направления поисков нефти и газа. – М. : Изд-во ВНИГНИ, 2003. – С. 40–58.
3. Яцкевич С.В., Климашин В.П., Умнова Л.Н., Данилова Г.Л. Геологическая модель строения Клинцовского нефтяного месторождения // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2017. – Вып. 89. – С. 7–40.
4. Чахмакчев В.А., Виноградова Т.Л., Агафонова З.Г., Дошко А.С. Геохимический прогноз нефтегазоносности и свойств углеводородных систем девонского терригенного комплекса юга Бузулукской впадины // Геология нефти и газа. – 1998. – № 8. – С. 26–32.

References

1. Kaidalov V.I., Makarov G.V., Makarova S.P., Mikhaylichenko A.A. Future considerations on petroleum exploration in the southern regions of Volga-Urals Province. In: *Geologiya i neftegazonosnost' Vostochno-Europeiskoi platformy*. Moscow: Izd-vo VNIGNI; 1984. pp. 3–7.
2. Solov'yev B.A., Kondrat'yev A.N., Ivanova T.D. Devonian "direction" of petroleum exploration and prospecting in the south-eastern European part of Russia. In: *Geologiya i napravleniya poiskov nefti gaza*. Moscow: Izd-vo VNIGNI; 2003. pp. 40–58.
3. Yatskevich S.V., Klimashin V.P., Umnova L.N., Danilova G.L. Geological model of Klintsovsky oil field. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2017;(89):7–40.
4. Chakhmakhchev V.A., Vinogradova T.L., Agafonova Z.G., Doshko A.S. Geochemical prognosis of oil and gas potential and hydrocarbon systems properties within the Devonian terrigene complex of southern Buzuluk trough. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*. 1998;(8):26–32.

Геологическое строение и сейсмогеологические критерии картирования нефтегазоперспективных объектов нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины

© 2018 г. | В.А. Конторович^{1,2}, Л.М. Калинина^{1,2}, А.Ю. Калинин^{1,2}, М.В. Соловьев^{1,2}, О.А. Локтионова²

¹ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия;

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

kontorovichVA@ipgg.sbras.ru; kalininalm@ipgg.sbras.ru; kalininAY@ipgg.sbras.ru; solovevmv@ipgg.sbras.ru;

lokctionova_olga@ngs.ru

Поступила 12.04.2018 г.

Принята к печати 13.08.2018 г.

Ключевые слова: Усть-Тымская мегавпадина; нижняя юра; тогурская, урманская свиты; песчаный горизонт; отражающий горизонт; нефтегазоперспективный объект; литологическая ловушка.

Статья посвящена анализу геологического строения нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины, расположенной в центральной части Томской области, и разработке адаптированных к этому региону сейсмогеологических методических приемов прогнозирования геологического разреза и выделения сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов в базальном песчаном горизонте Ю₁₇. Рассмотрена региональная модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности отложений нижней юры Усть-Тымской мегавпадины. На базе комплексной интерпретации сейсморазведочных материалов и данных глубокого бурения с использованием сейсмостратиграфического, палеоструктурного, динамического и регрессионного анализов для Толпаровской площади построена детальная модель геологического строения нижнеюрского комплекса, осуществлен прогноз зон распространения и толщин песчаных горизонтов и выделена Толпаровская литологическая ловушка в отложениях горизонта Ю₁₇, залегающего в основании осадочного чехла.

Для цитирования: Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Соловьев М.В., Локтионова О.А. Геологическое строение и сейсмогеологические критерии картирования нефтегазоперспективных объектов нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 81–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-81-96.

Geological structure and geoseismic criteria of petroleum prospects mapping of the Lower Jurassic formations of the Ust-Tym megadepression

© 2018 | V.A. Kontorovich^{1,2}, L.M. Kalinina^{1,2}, A.Yu. Kalinin^{1,2}, M.V. Solov'ev^{1,2}, O.A. Loktionova²

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG 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; loktionova_olga@ngs.ru

Received 12.04.2018

Accepted for publication 13.08.2018

Key words: Ust-Tymsky megadepression; Lower Jurassic; Togur formation; Urman formation; sand level; reflection horizon; petroleum prospect; lithologic trap.

This work is dedicated to the analysis of geological structure of Lower Jurassic formations in the Ust-Tymsky megadepression situated in the central part of the Tomsk Oblast, and to the development of the region-adapted geoseismic methodological approaches for geological section prediction and structurally complex oil and gas exploration targets identification in the basal J₁₇ sand level. Regional model of geological structure and petroleum potential of the Lower Jurassic are considered in the Ust-Tymsky megadepression. Basing on integrated interpretation of seismic and deep drilling data, and using seismic stratigraphy, paleo-structural, amplitude, and regression analyses, the following work was carried out: building the detailed model of geological structure for the Lower Jurassic series in the Tolparovsky area; prediction of areal distribution and thickness of sand levels; the Tolparovsky lithologic trap is identified in J₁₇ Horizon that occurs in the basal part of sedimentary cover.

For citation: Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., Solov'ev M.V., Loktionova O.A. Geological structure and geoseismic criteria of petroleum prospects mapping of the Lower Jurassic formations of the Ust-Tym megadepression. Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology. 2018;(6):81–96. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-81-96.

На юго-востоке Западной Сибири наиболее перспективным в отношении нефтегазоносности является верхнеюрский комплекс пород, с которыми на

территории Томской области связано более 100 нефтяных и газовых месторождений. Верхнеюрские залежи углеводородов сконцентрированы в оксфорд-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

ских песчаных пластах горизонта Ю₁ и, как правило, контролируются антиклинальными структурами [1]. Современное состояние геолого-геофизической изученности юго-востока Западной Сибири позволяет утверждать, что в этом регионе на нефтегазоперспективных территориях фонд антиклинальных ловушек, площади которых превышают 15–20 км², практически исчерпан и воспроизводство минерально-сырьевой базы этого региона зависит от открытия нефтегазовых месторождений в слабоизученных нефтегазоперспективных комплексах и нетрадиционных сложнопостроенных ловушках.

К таким нефтегазоперспективным комплексам относятся залегающие в базальной части осадочно-чехла нижнеюрские отложения, в которых на территории Западной Сибири открыты промышленные залежи углеводородов на Северо-Варьеганском, Ханты-Мансийском, Новопортовском и других месторождениях [2]. С нижнеюрскими песчаными пластами ЮК₁₀, ЮК₁₁ также связано уникальное по запасам Талинское нефтяное месторождение, расположенное на Красноленинском своде [3, 4].

Несмотря на то, что в 1954 г. на Колпашевской площади (Томская область) из нижнеюрских песчаных горизонтов был получен первый в Западной Сибири приток нефти и доказана нефтегазоносность, этот комплекс пород остается слабоизученным.

Настоящая статья посвящена анализу геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины, расположенной на юго-востоке Западной Сибири в центральной части Томской области, и разработке методических сейсмогеологических приемов выделения и детального картирования сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов в этом комплексе пород.

На юго-востоке Западной Сибири промышленных залежей углеводородов в отложениях нижней юры не обнаружено. В непосредственной близости от этого региона в базальных горизонтах чехла открыто нефтяное месторождение на Чистинной площади, расположенной на юге Ханты-Мансийского автономного округа.

Непромышленные притоки нефти из нижнеюрских резервуаров Томской области получены на Колпашевской, Крыловской, Приколтогорской, Урманской, Толпаровской и других площадях, признаки углеводородов в керне отмечены в большом числе скважин, в частности на Пономаревской, Западно-Крыловской, Крыловской, Чкаловской, Толпаровской, Соболиной, Тунгольской и других площадях [1].

Нижнеюрские отложения, представленные урманской и тогурской свитами, залегают в нижней части осадочного чехла на породах фундамента и на юго-востоке Западной Сибири распространены только в крупных депрессионных зонах — нижнеюрских

суббассейнах седиментации, разделенных крупными выступами фундамента, которые в ранней юре поставляли терригенный материал.

В этом регионе изученность территории глубоким бурением крайне неравномерна. Учитывая, что большинство западносибирских месторождений нефти и газа приурочено к антиклинальным ловушкам, осложняющим положительные структуры I порядка, на этих структурах сконцентрировано большинство глубоких скважин. Крупные депрессионные зоны — мегавпадины и мегапрогибы — изучены бурением значительно хуже.

В настоящее время на территории Томской области образования палеозоя вскрыты более чем в 800 скважинах, нижнеюрские отложения — только в 105. При этом большинство скважин пробурено в зонах, где залегающая в верхней части нижнеюрского комплекса тогурская свита перекрывает доюрское основание; базальный нижнеюрский песчаный горизонт Ю₁₇ вскрыт в 22 скважинах. В Усть-Тымской мегавпадине отложения нижней юры охарактеризованы в 15 скважинах, горизонта Ю₁₇ — в 5 скважинах.

Усть-Тымский суббассейн занимает площадь 20575 км², объем нижнеюрских пород составляет 1053 км³, кровля нижнеюрского комплекса залегает на абсолютных глубинах –2830...–3200 м, максимальная мощность нижнеюрских осадков достигает 145 м (рис. 1).

Нефти базальных горизонтов осадочного чехла, как правило, генетически связаны с нефтепроизводящей тогурской свитой, формировавшейся в озерно-болотных условиях, и имеют континентальный генезис [5, 6]. Результаты геохимических исследований позволили специалистам ИНГГ СО РАН сделать вывод о том, что нефть горизонта Ю₁₇ Толпаровской площади генерирована смешанным ОВ. В составе нефти содержится много низкомолекулярных *n*-алканов, что является признаком морского ОВ, и одновременно отмечается повышенное содержание пристана, что характерно для континентального ОВ с окислительными условиями в диагенезе.

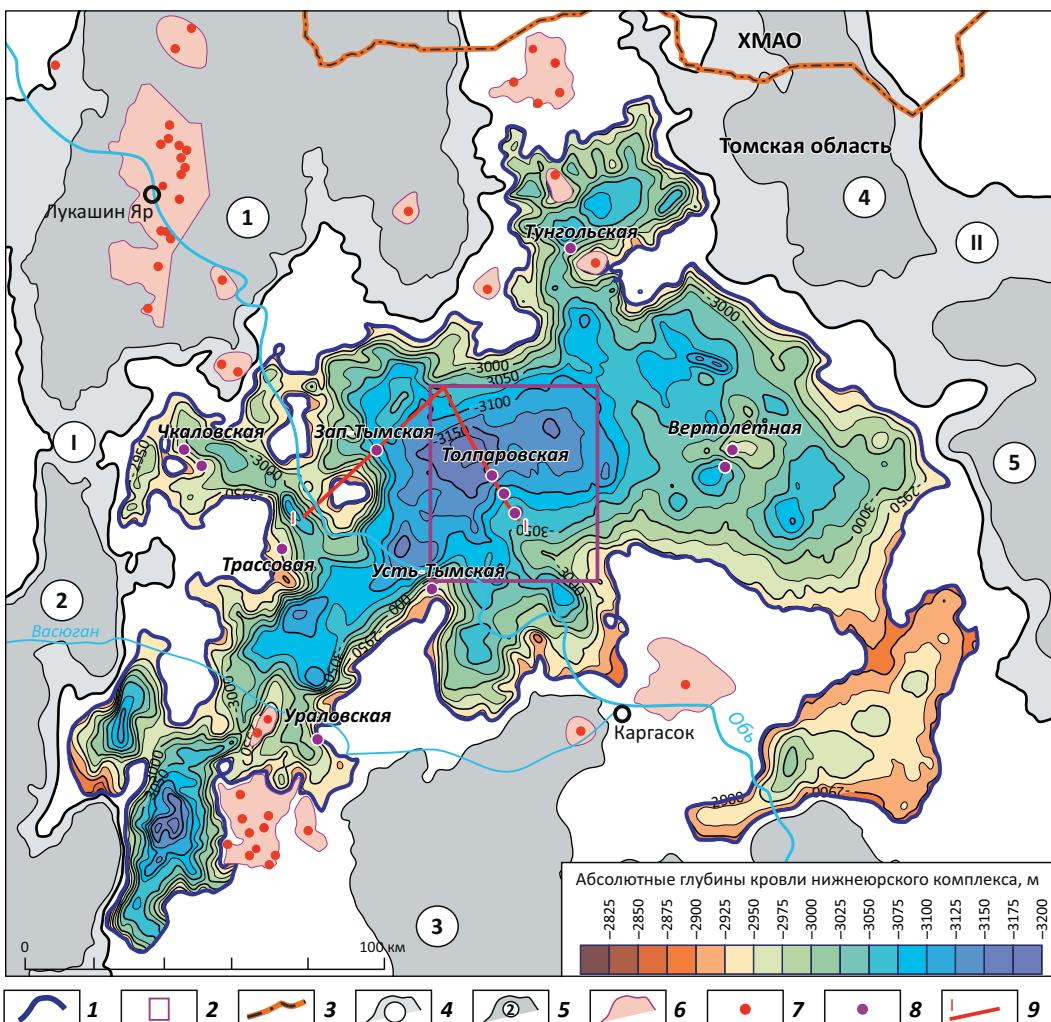
Стратиграфия, условия формирования

На юго-востоке Западной Сибири нижнеюрский комплекс пород представлен урманской и тогурской свитами, датируемыми соответственно геттант-плинсбахом и ранним тоаром [7, 8].

В составе залегающей в основании комплекса урманской свиты выделено три подсвиты. Нижняя и верхняя подсвиты, состоящие преимущественно из песчаников с прослойками гравелитов, конгломератов и алевролитов, представлены песчаными горизонтами Ю₁₇ и Ю₁₆ (в терминологии тюменских геологов — пласти Ю₁₂ и Ю₁₁).

Разделяющая песчаные горизонты средняя подсвита урманской свиты и залегающая в кровле

Рис. 1. Усть-Тымский нижнеюрский осадочный бассейн
Fig. 1. Lower Jurassic Ust-Tymsky sedimentary basin



Границы (1-3): 1 — административная, 2 — Толпаровской площади, 3 — Усть-Тымского нижнеюрского осадочного бассейна; **положительные структуры (4, 5):** 4 — 0 порядка, 5 — 1 порядка; 6 — гранитные массивы; **скважины, вскрывшие (7, 8):** 7 — кислые породы фундамента, 8 — породы нижней юры; **9 — профиль по линии I—I.**

Структуры 0 порядка: I — Обь-Васюганская гряда, II — Куржинская гряда; **структурь I порядка:** 1 — Александровский свод, 2 — Средневасюганский мегавал, 3 — Парабельский мегавыступ, 4 — Пыль-Караминский мегавал, 5 — Пайдугинский мегавал

Boundaries (1-3): 1 — administrative, 2 — Tolparovsky area, 3 — Lower Jurassic Ust-Tymsky sedimentary basin; **positive structures (4, 5):** 4 — 0-th order, 5 — 1-nd order; 6 — granite massifs; **wells that penetrated (7, 8):** 7 — acidic rocks of the basement, 8 — Lower Jurassic rocks; **9 — section along I-I line.**

Structures of 0th order: I — Ob-Vasyugansky ridge, II — Kurzhinsky ridge; **I-st order structures:** 1 — Aleksandrovsky arch, 2 — Srednevasyugansky mega-swell, 3 — Parabel'sky mega-uplift, 4 — Pyl'-Karaminsky mega-swell, 5 — Paiduginsky mega-swell

комплекса тогурская свита сложены серыми, темно-серыми аргиллитами с многочисленными остатками растительного детрита, прослойями алевролитов, углей и углистых аргиллитов. На юго-востоке Западной Сибири тогурская свита, концентрации органического углерода в которой варьируют от 1,5 до 5,0 %, а содержание битумоидов составляет 0,1–0,7 %, является основной нефтепроизводящей формацией в континентальных отложениях юры [5, 6, 9]. На большей части территории Западно-Сибирского бассейна органическое вещество тогурской свиты

является террагенным и по уровню зрелости (ката-генеза) находится в главной зоне нефтеобразования [10]. Определенный вклад в формирование залежей углеводородов в базальных горизонтах осадочного чехла вносят также обогащенные террагенным органическим веществом аргиллиты средней подсвиты урманской свиты.

Толщина тогурской свиты, как правило, составляет 20–25 м, толщина горизонтов Ю_{16} – Ю_{17} и средней подсвиты урманской свиты в наиболее погруженных частях палеодепрессионных зон достигает 40–50 м.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

На юго-востоке Западной Сибири нижнеюрские отложения формировались в континентальных условиях. Песчаные горизонты накапливались на регressiveных этапах развития преимущественно в озерно-аллювиальных условиях, глинистые пачки — в эпохи тектонического покоя в озерно-болотных обстановках осадконакопления [11].

Базальные горизонты осадочного чехла формировались в условиях расчлененного рельефа за счет разрушения местных источников сноса и, как было отмечено, распространены только в крупных палеодепрессионных зонах, отвечающих в плане современным отрицательным структурам I порядка. В направлении положительных структур I порядка, сформированных над крупными выступами палеозойского фундамента, нижнеюрские горизонты последовательно выклиниваются.

В целом в пределах нижнеюрских осадочных бассейнов площади распространения песчаных горизонтов и глинистых пачек увеличиваются вверх по разрезу — наиболее широко распространена тогурская свита, наименее — песчаный горизонт Ю₁₇.

Наличие в нижнеюрском комплексе переслаивающихся песчаных и глинистых пачек (резервуаров и флюидоупоров) создает благоприятные условия для формирования нефтегазоперспективных объектов — ловушек, а присутствие в разрезе обогащенных органическим углеродом нефтепроизводящих пород тогурской свиты и средней подсвиты урманской свиты служит предпосылкой для образования залежей нефти и газа. Условия формирования отложений нижней юры и их распространение в депрессионных зонах предопределило практическое отсутствие антиклинальных ловушек. Для этого комплекса пород характерны сложнопостроенные литологически и тектонически экранированные нефтегазоперспективные объекты [1].

Нетрадиционное, сложное строение нижнеюрских ловушек требует разработки объектно-ориентированных методических приемов их картирования.

Одна из основных проблем, возникающих при выделении зон и объектов, перспективных для формирования залежей нефти и газа в нижней юре, связана с невысокими фильтрационно-емкостными характеристиками песчаных горизонтов Ю₁₇ и Ю₁₆. Анализ геолого-геофизических материалов показал, что наиболее перспективными для образования коллекторов в нижнеюрских резервуарах являются русла палеорек и зоны их разгрузки в существовавшие в это время обширные палеоводоемы. Важным фактором, оказывающим существенное влияние на коллекторские свойства песчаных горизонтов, также является состав источников сноса. Наиболее благоприятными для накопления высокомощных песчаных пластов являются участки, которые расположены вблизи выступов фундамента, сложенных породами кислого состава —

гранитами и кислыми эфузивами, их разрушение приводило к формированию кварцевых песчаников с улучшенными коллекторскими свойствами.

Оба эти фактора, а именно русловый и дельтовый генезис песчаных пластов и наличие крупного гранитного выступа фундамента, отмечены на уникальном Талинском нефтяном месторождении [3, 4]. На исследуемой территории по периферии Усть-Тымского нижнеюрского бассейна также развиты массивы пород кислого состава. Наиболее крупный Криволуцкий гранитный батолит расположен в центральной части Александровского свода, породы кислого состава также вскрыты скважинами на Лысогорской, Косальской, Ступенчатой, Линейной и других площадях (см. рис. 1).

Сейсмогеологическая (акустическая) характеристика

На временных сейсмических разрезах юрский мегакомплекс контролируется отражающими горизонтами Ф₂ и Б, приуроченными соответственно к подошве и кровле юры. Формирующийся на баженовской свите с аномально низкими акустическими свойствами отражающий горизонт Б характеризуется высокой амплитудой, динамической выразительностью и устойчивостью и является наиболее надежным сейсмическим репером на территории Западной Сибири.

Для отражающего горизонта Ф₂, напротив, типична нестабильность амплитудно-энергетических характеристик сейсмической записи, поэтому он сложен для картирования.

Внутри юрского мегакомплекса наиболее надежным сейсмическим репером служит отражающий горизонт Г^a, приуроченный к кровле верхне-тоар-ааленского комплекса и формирующийся на регионально развитом на юго-востоке Западной Сибири угольном пласте У₁₀ [1].

Нижнеюрский комплекс пород на юго-востоке Западной Сибири отображается на временных сейсмических разрезах по-разному. В западных районах Томской области разрез нижней юры акустически сильно дифференцирован — песчаные горизонты Ю₁₇, Ю₁₆ обладают высокими скоростями распространения продольных сейсмических волн, составляющими 4200–4500 м/с, а глинистые пачки урманской и тогурской свит характеризуются низкими пластовыми скоростями — 3500–3800 м/с.

Перепады акустических жесткостей на границах песчаных и глинистых пачек предопределяют формирование на них энергетически выраженных отраженных волн, в этом случае на временных разрезах четко фиксируются кровля и подошва нижнеюрского комплекса, к которым соответственно приурочены отражающие горизонты Г^g и Ф₂. Индикатором развития в базальной части осадочного чехла горизонта Ю₁₇

является появление между этими горизонтами дополнительного отрицательного экстремума — горизонта $I^{ur\eta}$.

Такая ситуация отмечается на западе Томской области в Нюрольской мегавпадине и Колтогорском мегапрогибе, где нижнеюрский комплекс надежно выделяется по рисунку сейсмической записи.

В центральных и восточных районах Томской области и, в частности, в Усть-Тымской мегавпадине ситуация меняется. В западной и восточной частях этой депрессии акустические разрезы отложений нижней юры несколько отличаются (рис. 2).

Тогурская свита. Анализ данных акустического каротажа свидетельствует о том, что на западе Усть-Тымской мегавпадины в скв. Западно-Тымская-1 скорости распространения продольных сейсмических волн в тогурской свите практически не отличаются от пластовых скоростей перекрывающих ее отложений, и в этом случае скачка акустических жесткостей на кровле свиты не происходит. На Толпаровской площади, расположенной в центральной части Усть-Тымской мегавпадины, разрез тогурской свиты делится на две пачки. Верхняя пачка характеризуется аналогичными с перекрывающими породами пластовыми скоростями, которые составляют 3800–3900 м/с; нижняя низкоскоростная пачка содержит значительный объем углистых разностей и имеет скорость около 3450 м/с.

Горизонт Ю_{16} на Западно-Тымской площади содержит многочисленные пропластки углей и углистых аргиллитов, которые обладают аномально низкими акустическими свойствами. Это приводит к падению скоростей в этой толще пород до 3400 м/с и формированию на подошве тогурской свиты отрицательного коэффициента отражения; перепад скоростей на этой границе составляет около 400–500 м/с.

На Толпаровской площади разрез этого горизонта представлен преимуществом глинисто-алевритистыми разностями и в его составе выделяется 1–3 песчаных пропластка с максимальной суммарной толщиной 3–4 м. В этом районе горизонт характеризуется повышенными скоростями — 3900 м/с; границе между тогурской и урманской свитами соответствует положительный коэффициент отражения, перепад скоростей составляет около 400 м/с.

Средняя подсвита урманской свиты в скв. Западно-Тымская-1 содержит значительное количество углистых и песчаных прослоев, на Толпаровской площади она представлена аргиллитами. Несмотря на различный литологический состав, в обоих случаях эта толща пород характеризуется пониженными относительно горизонта Ю_{16} , пластовыми скоростями, составляющими 3100–3200 м/с, перепад скоростей варьирует от 300 до 500 м/с.

Горизонт Ю_{17} на Западно-Тымской площади представлен преимущественно песчаниками, скоро-

сти распространения продольных сейсмических волн в которых составляют 3700 м/с; границе между средней и нижней подсвитами урманской свиты отвечает положительный коэффициент отражения, перепад скоростей равен 600 м/с.

В скв. Толпаровская-1 горизонт Ю_{17} также сложен преимущественно песчаниками, но содержит пропластки низкоскоростных углистых пород. Горизонт в среднем характеризуется относительно повышенными скоростями распространения продольных сейсмических волн — 3500 м/с, однако перепад скоростей на кровле горизонта Ю_{17} меньше, чем в западной части бассейна (300–400 м/с).

В обеих скважинах нижнеюрский комплекс залегает на высокоскоростных (более 5000 м/с) породах фундамента, к кровле которого приурочен отражающий горизонт Φ_2 .

В целом проведенный анализ показал, что нижнеюрский разрез скв. Западно-Тымская-1 дифференцирован больше, чем разрез скв. Толпаровская-1, и это отражается в волновых сейсмических полях.

На рис. 3 приведен композитный временной разрез по профилю I–I, пересекающему Усть-Тымскую мегавпадину и проходящему через скважины Мурасовская-21, Западно-Тымская-1 и Толпаровские-2, 3, 1.

В западной части профиля, в районе Западно-Тымской площади, на временном разрезе выделяется выклинивающийся в направлении Мурасовского выступа нижнеюрский сейсмогеологический комплекс, контролируемый горизонтами Φ_2 и I^{tg} , приуроченными соответственно к подошве осадочного чехла и тогурской свите. В зонах увеличенных толщин сейсмокомплекса между этими отражениями выделяется дополнительный горизонт $I^{ur\eta}$, влияющий на горизонт Ю_{17} . В восточной части профиля, на Толпаровской площади, волновая картина менее выразительна. В этом районе происходит падение амплитуд нижнеюрских отражающих горизонтов I^{tg} и $I^{ur\eta}$ и они менее надежно выделяются на временных сейсмических разрезах.

Сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристики нижнеюрских отложений Толпаровской площади

Одна из основных и наиболее сложных задач, которую необходимо решать при выявлении залежей углеводородов в отложениях нижней юры, сводится к разработке сейсмогеологических методических приемов прогнозирования геологического разреза, выделения и детального картирования сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов — ловушек.

Усть-Тымская мегавпадина покрыта сетью региональных сейсмических профилей, анализ которых позволяет получить общие представления о геологическом строении этого региона. Исключение состав-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Литолого-геофизическая характеристика нижнеюрских (геттанг-нижнетоарских) и верхнетоар-ааленских отложений Усть-Тымской мегавпадины

Fig. 2. Lithological and geophysical characteristics of Lower Jurassic (Hettangian - Lower Toarcian) and Upper Aalenian formations of the Ust-Tymsky megadepression

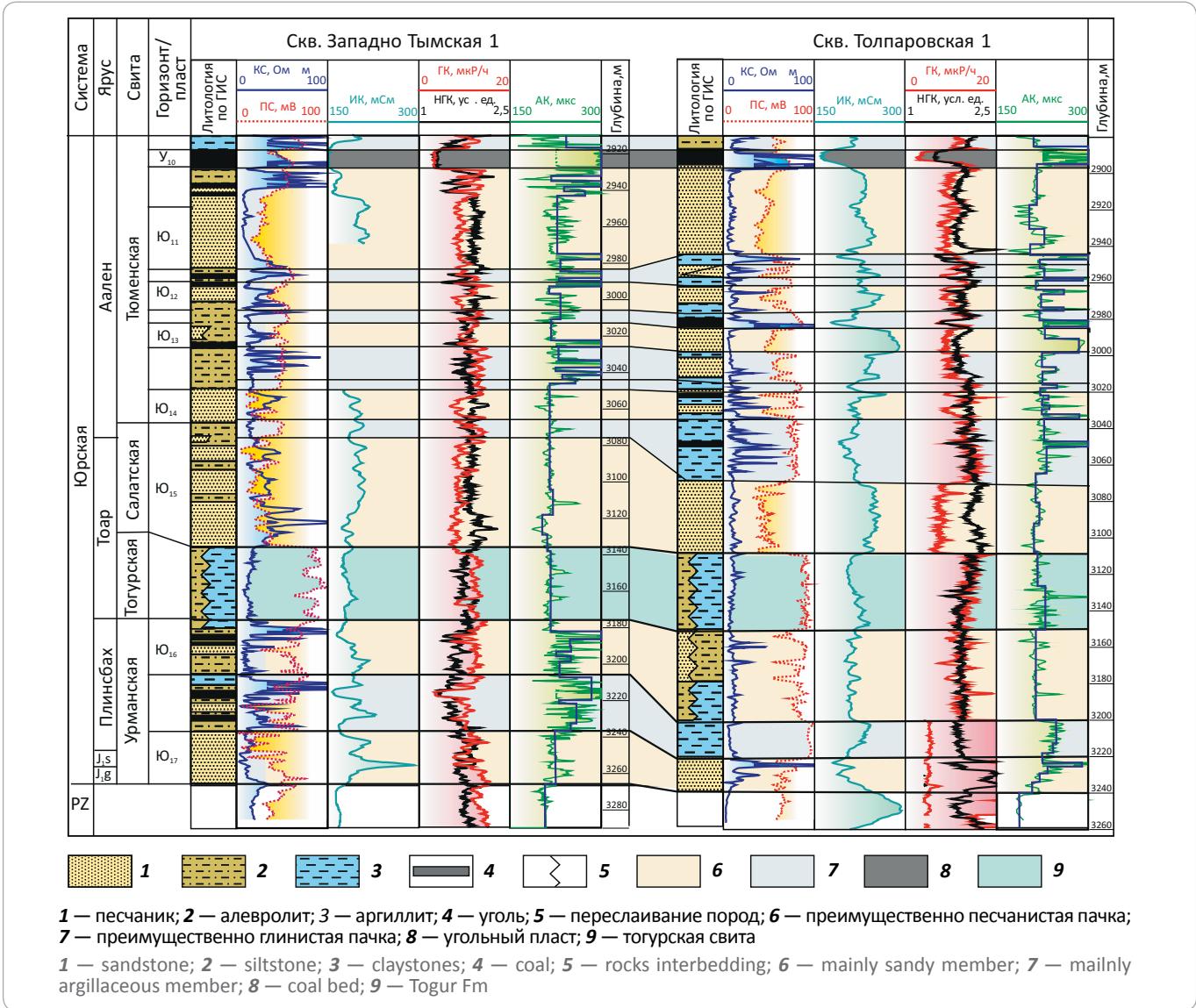
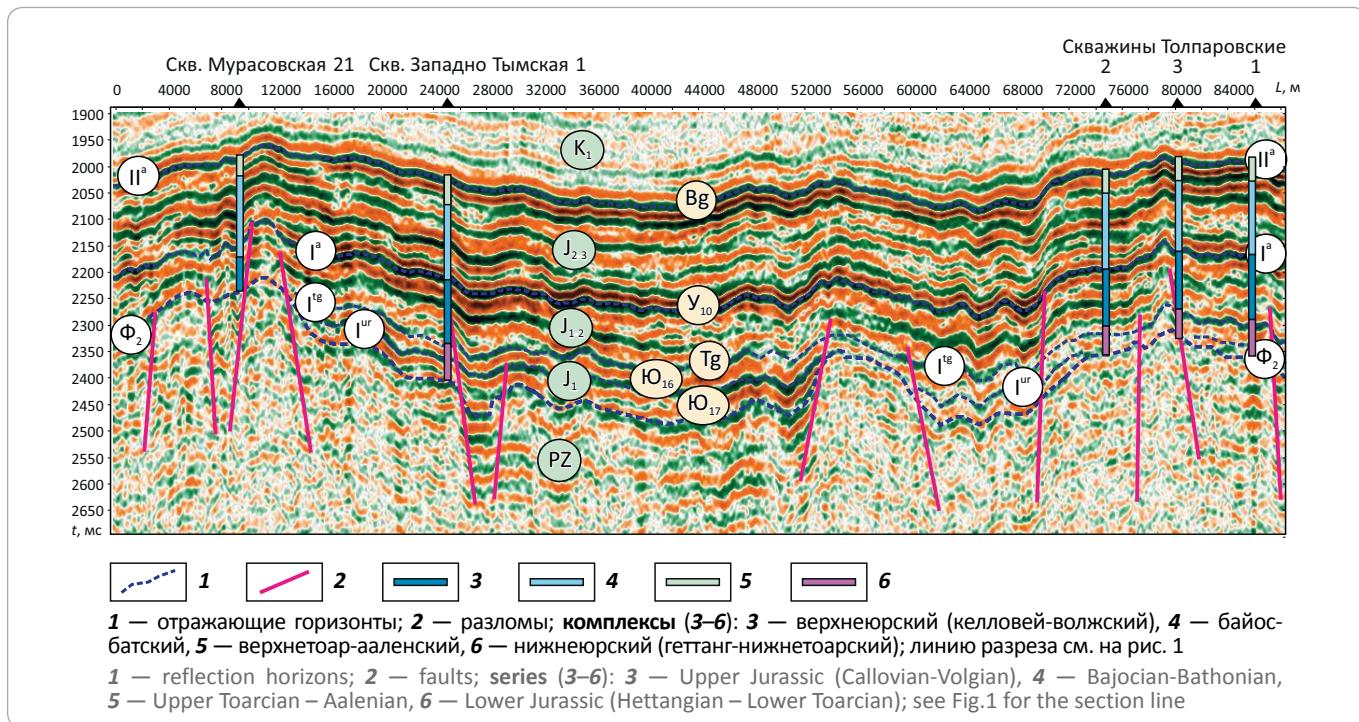


Рис. 3. Фрагмент композитного временного разреза по линии I—I
Fig. 3. Fragment of composite time section along I—I line



алевролитами и аргиллитами, слабовыраженными на кривых ПС. В скв. 2 при анализе керна, отобранного из нижней части горизонта Ю_{16} , отмечались выypoты нефти. При испытании этого объекта в процессе бурения (ИП) притока не получено.

Средняя подсвита урманской свиты на севере Толпаровской площади в разрезах скважин отсутствует, на юге в скважинах 1, 4 толщина пачки составляет соответственно 20 и 14 м. В скв. Толпаровская-1 средняя пачка сложена темно-серыми до черных плотными аргиллитами, в скв. 4 керн из этой части разреза не отбирался, по материалам ГИС в разрезе пачки существенно увеличивается доля песчано-алевритистого материала.

Горизонт Ю_{17} вскрыт скважинами 1, 4, где имеет толщину соответственно 18 и 8 м. В скв. 1 в разрезе горизонта выделены песчаные пласти Ю_{17}^1 и Ю_{17}^2 , в скв. 4 присутствует только пласт Ю_{17}^2 .

В скв. 1 залегающий в верхней части горизонта пласт Ю_{17}^1 характеризуется относительно большой аномалией аПС и сложен преимущественно средне-крупнозернистыми среднесцементированными песчаниками с запахом нефти. При испытании пласта методом ИП получен приток нефти дебитом $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, при испытании в колонне на динамическом уровне $576 \cdot 10^5 \text{ Па}$ дебит нефти составил $2,4 \text{ м}^3/\text{сут}$. Пласт Ю_{17}^2 сложен мелко-среднезернистыми крепко- и среднесцементированными песчаниками с признаками нефтеносности. Пласт испытан только методом ИП, притока не получено.

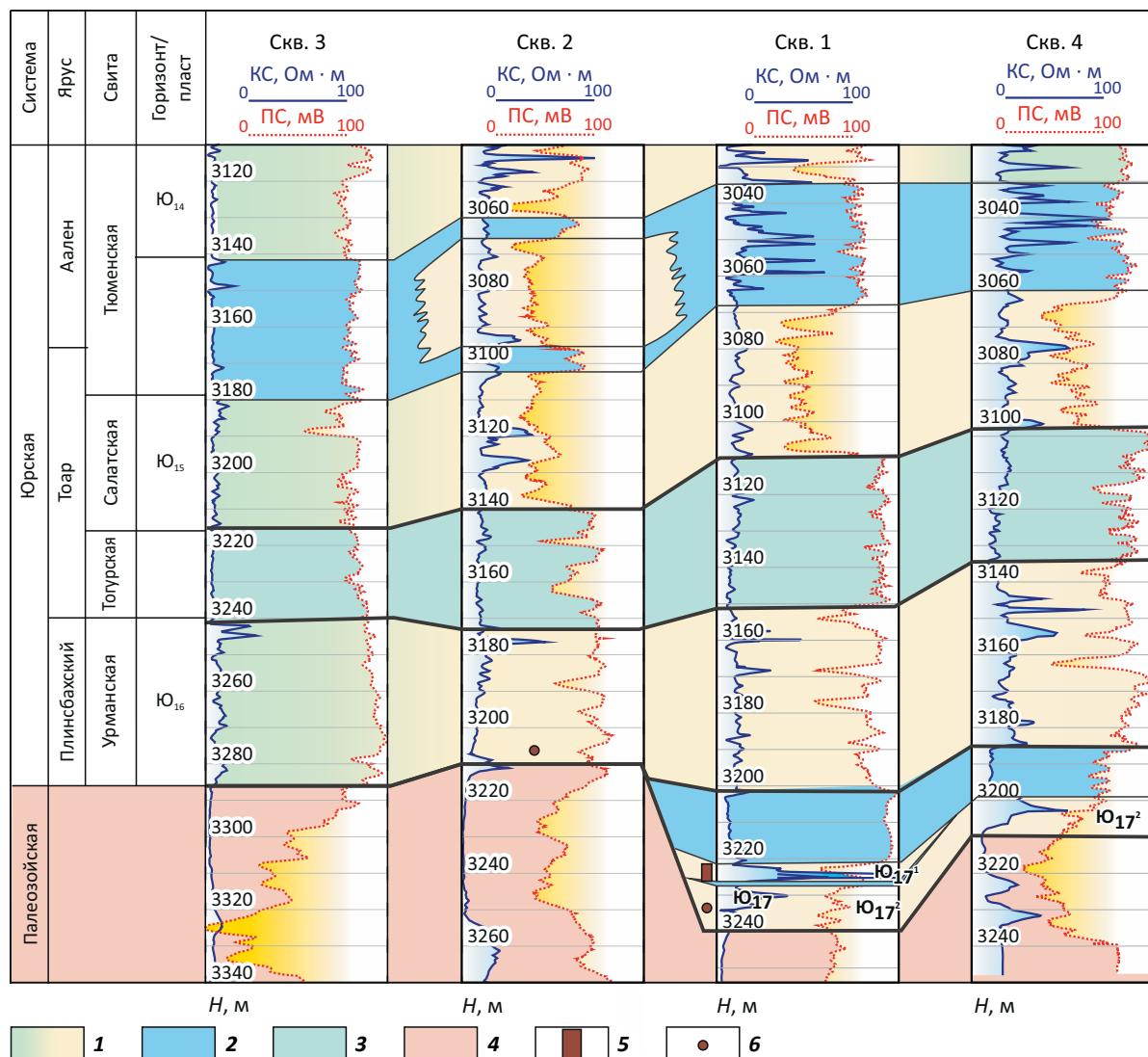
В скв. 4 присутствует только пласт Ю_{17}^2 , сложенный в верхней части крупнозернистыми алевролитами, сменяющимися вниз по разрезу крупнозернистыми песчаниками с зернами кварца и большим количеством растительного дегрита. Песчаник крепко скементирован кварц-каолинитовым цементом. В процессе бурения горизонт Ю_{17} испытан методом ИП совместно с 12-метровой толщой отложений палеозоя в интервале 3199–3221 м, притока не получено.

Сейсмогеологическая модель. Как было отмечено, на Толпаровской площади нижнеюрские отражающие горизонты обладают невысоким энергетическим уровнем и не всегда надежно выделяются на временных сейсмических разрезах. Поэтому при моделировании геологического строения нижнеюрских отложений, наряду с классическими сейсмостратиграфическими подходами, включающими анализ волновых полей и корреляцию отражающих горизонтов I^{tg} и I^{ur} , использовался регрессионный анализ данных бурения.

Для определения глубины залегания горизонта Ю_{16} были проанализированы скважины Усть-Тымского нефтегазоносного района [7] и построены зависимости между абсолютными глубинами залегания горизонта Ю_{16} и абсолютными отметками подошвы осадочного чехла и угольного пласта Y_{10} , а также зависимость толщины урманской свиты от толщины геттанг-ааленских отложений, залегающих между горизонтами Φ_2 и I^{a} (рис. 5). По результатам комплексной интерпретации сейсмических материалов

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Корреляционная схема нижнеюрских отложений Толпаровской площади
Fig. 4. Correlation chart of Lower Jurassic formations in the Tolparovsky area



1 — песчано-алевритистый горизонт; **2** — аргиллито-глинистый горизонт; **3** — тогурская свита; **4** — палеозойские отложения; **5** — притоки нефти по испытанию; **6** — нефтенасыщение по керну нефти

1 — sandy-silty horizon; **2** — claystone-clayey horizon; **3** — Togur Fm; **4** — Palaeozoic formations; **5** — oil inflows according to well tests; **6** — oil saturation according to core data

и данных регрессионного анализа были построены регрессионные карты по кровле горизонта Ю_{16} и карта толщин урманской свиты.

Структурная характеристика. Рассмотрим структурную характеристику исследуемой территории (рис. 6 А). Толпаровская площадь расположена на южном борту Усть-Тымской мегавпадины, в зоне ее соплочения с Парабельским мегавыступом.

В структурном плане подошвы тогурской свиты/кровли горизонта Ю_{16} исследуемая территория регионально погружается в северном направлении, абсолютные глубины залегания этой поверхности изменяются от 3020 м на юге до 3320 м на северо-западе и северо-востоке, перепад отметок составляет 300 м.

В центральной части района находится Толпаровская площадь, на которой выделено два локальных поднятия — Толпаровское и Северо-Толпаровское.

Толпаровская структура, в пределах которой пробурены скважины 1, 4, в рельфе кровли горизонта Ю_{16} оконтурена на отметке -3100 м, ее площадь составляет 26,8 км² и амплитуда — 35 м. Поднятие вытянуто в северо-восточном направлении и осложнено 4 куполами. Южный купол структуры, оконтуренный изогипсой -3095 м, имеет амплитуду 20 м; северные купола контролируются изолиниями, проведенными на отметках -3085 м и на абсолютной глубине -3090 м, объединены в единое вытянутое в северо-восточном направлении поднятие.

Рис. 5. Зависимость абсолютных отметок подошвы осадочного чехла (I) и угольного пласта Y_{10} (II) от глубины залегания горизонта J_{16} (A) и зависимость толщины геттантг-ааленских отложений от толщин нижнеюрского комплекса (I) и урманской свиты (II) (Западно-Тымская, Толпаровская, Вертолетная площасти) (B)

Fig. 5. Diagrams of sedimentary cover bottom's TVDSSs (I) and Y_{10} coal bed (II) as a function of J_{16} horizon's depth of occurrence (A) and thickness of Hettangian-Aalenian formations as a function of Lower Jurassic series thickness (I) and Urmansky Fm thickness (II) (B) (West Tymsky, Tolparovsky, Vertolotny areas)

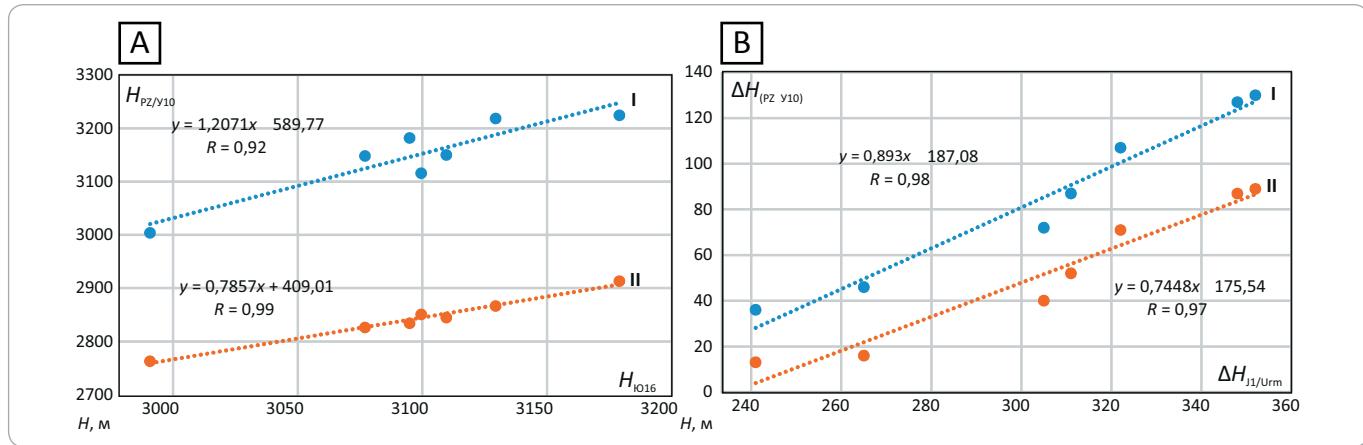
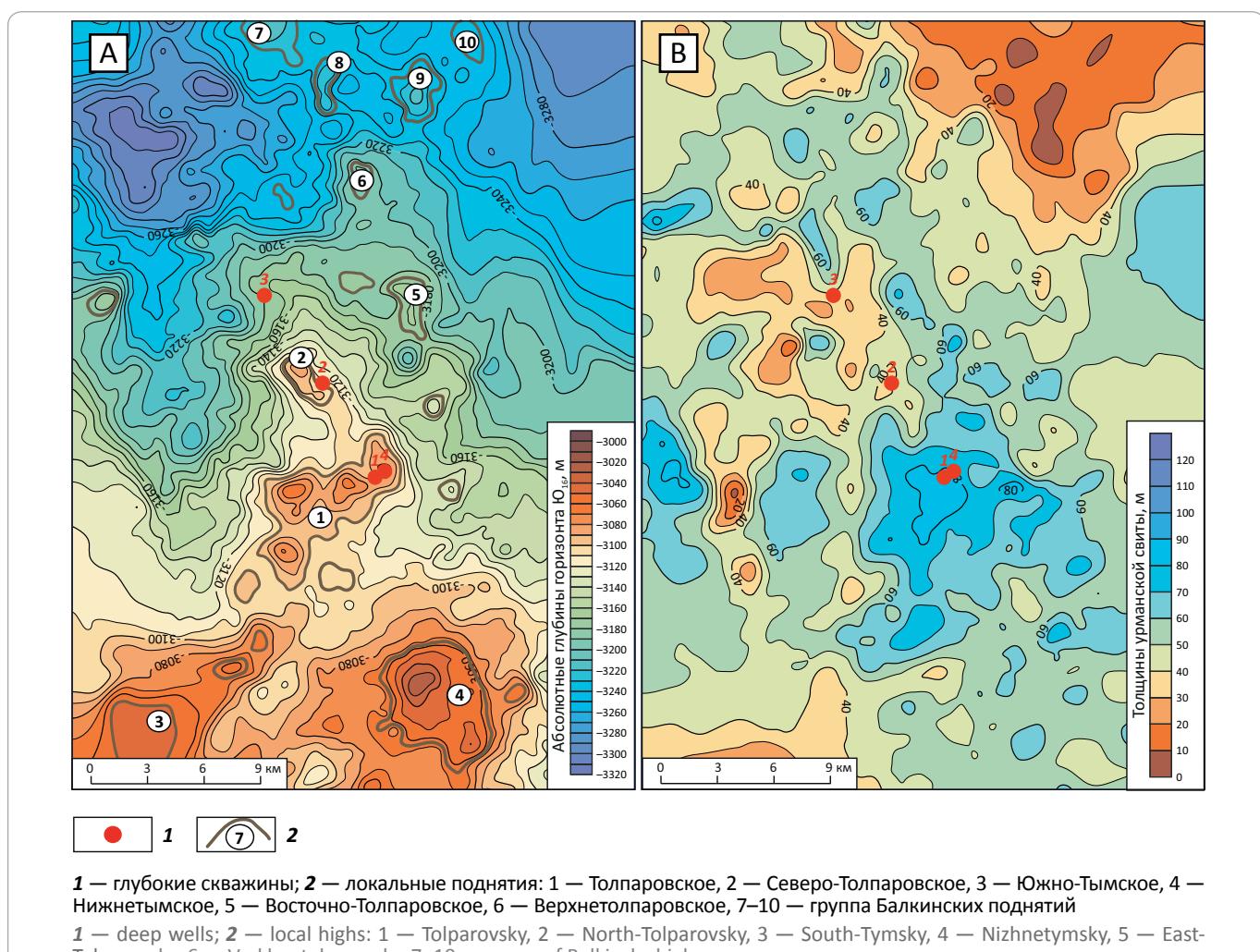


Рис. 6. Структурная карта по кровле горизонта J_{16} (A) и карта толщин урманской свиты (B)

Fig. 6. Structural map over the J_{16} Top (A) and thickness map of the Urmansky Fm (B)



1 — глубокие скважины; 2 — локальные поднятия: 1 — Толпаровское, 2 — Северо-Толпаровское, 3 — Южно-Тымское, 4 — Нижнетымское, 5 — Восточно-Толпаровское, 6 — Верхнетолпаровское, 7–10 — группа Балкинских поднятий

1 — deep wells; 2 — local highs: 1 — Tolparovsky, 2 — North-Tolparovsky, 3 — South-Tymsky, 4 — Nizhnetymsky, 5 — East-Tolparovsky, 6 — Verkhetolparovsky, 7–10 — group of Balkinsky highs

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

К северу от этой структуры расположено Северо-Толпаровское поднятие, в пределах которого пробурена скв. 2. Эта структура ориентирована ортогонально Толпаровскому поднятию, имеет линейную форму и вытянута в северо-западном направлении. Площадь Северо-Толпаровского поднятия, оконтуренного на абсолютной глубине 3105 м, составляет 4,4 км², амплитуда — 25 м.

К югу от Толпаровской площади происходит региональное воздымание территории в направлении Парабельского мегавала, к северу — погружение юрских структурных поверхностей в направлении осевой части Усть-Тымской депрессии.

К юго-востоку от Толпаровского поднятия находится контрастная Нижнетымская структура, к юго-западу — Южно-Тымское поднятие. В рельефе кровли урманской свиты структуры имеют изометричную форму, оконтурены соответственно на абсолютных отметках -3065 и -3050 м, имеют площади 27 и 10,5 км², амплитуды поднятий — 40 и 10 м соответственно.

Расположенная к северу от Толпаровской площади моноклиналь осложнена серией террас, к которым приурочены Верхнетолпаровское, Восточно-Толпаровское поднятия и серия более мелких куполов. В северной части исследуемой территории, в зоне сочленения двух глубоких впадин, осложняющих центральную часть Усть-Тымской мегавпадины, выделена серия небольших по размерам Балкинских структур — Балкинская, Южно-Балкинская и Восточно-Балкинская. Площади этих поднятий варьируют от 2 до 5 км², амплитуды составляют 5–20 м.

Таким образом, выполненные построения показали, что горизонт Ю₁₆ распространен в пределах всего рассматриваемого района и в рельефе его кровли выделяется серия локальных поднятий, которые с формальных позиций могут рассматриваться в качестве нефтегазоперспективных объектов. В то же время в скважинах Толпаровской площади горизонт характеризуется низкими коллекторскими свойствами и, вероятно, особого интереса в отношении нефтегазоносности не представляет.

Как было отмечено, нижнеюрские отложения развиты, главным образом, в депрессионных зонах и связанные с ними нефтегазоперспективные объекты, как правило, не являются антиклинальными. В то же время на исследуемой территории скважины Толпаровские-1, 4, вскрывшие базальный горизонт Ю₁₇, расположены в пределах купола, осложняющего антиклинальную структуру, а скважины 2 и 3, в которых этот горизонт отсутствует, вскрыли отложения нижней юры в более погруженных зонах.

Анализ истории тектонического развития показал, что в юрское время палеорельеф исследуемой территории принципиально отличался от современного, и в это время Толпаровское поднятие располагалось гипсометрически ниже Северо-Толпаровской площади.

На рис. 7 приведен палеоразрез, выровненный по отражающему горизонту IV (кровля кузнецовой свиты, верхний мел, турон), и современный временной разрез по профилю, пересекающему Толпаровскую площадь в меридиональном направлении и проходящему через скважины 1, 2, 3. Анализ этих материалов свидетельствует о том, что вплоть до конца мелового периода южная часть Толпаровской площади была расположена в палеодепрессионной зоне и только в кайнозое вышла на современный относительно высокий гипсометрический уровень. При этом современное высокое гипсометрическое положение этой структуры связано не с локальными перестройками, а с процессом регионального кайнозойского погружения Западно-Сибирского бассейна относительно юго-восточного обрамления плиты [1].

О принципиальном отличии юрского палеорельефа от современного структурного плана исследуемой территории свидетельствует и распределение толщин нижнеюрских отложений (см. рис. 6 В). В рассматриваемом районе толщина урманской свиты изменяется в диапазоне от 5 до 90 м. При этом наибольшие мощности отложений нижней юры накопились в палеодепрессионной зоне, отвечающей в плане современному Толпаровскому поднятию. К северу и северо-востоку от этой палеовпадины расположены линейные зоны увеличенных толщин нижней юры, которые, вероятно, служили руслами палеорек, поставлявших терригенный материал в Толпаровскую палеовпадину. При формировании базального песчаного горизонта Ю₁₇ осадки в эту палеодепрессию также могли сноситься палеоводотоками с близлежащих относительно приподнятых выступов фундамента, расположенных в юго-западной, северо-восточной и западной частях рассматриваемого района.

Сейсмогеологические приемы картирования нефтегазоперспективных объектов, Толпаровская литологическая ловушка в горизонте Ю₁₇

Одна из задач, которая решалась в рамках настоящих исследований, — разработка сейсмогеологических критериев прогноза и выделение Толпаровской литологической ловушки в отложениях горизонта Ю₁₇, из которого в скв. 1 был получен приток нефти. Для решения этой задачи необходимо было оценить зону распространения песчаного горизонта Ю₁₇, построить структурную карту по его кровле и осуществить прогноз его толщины.

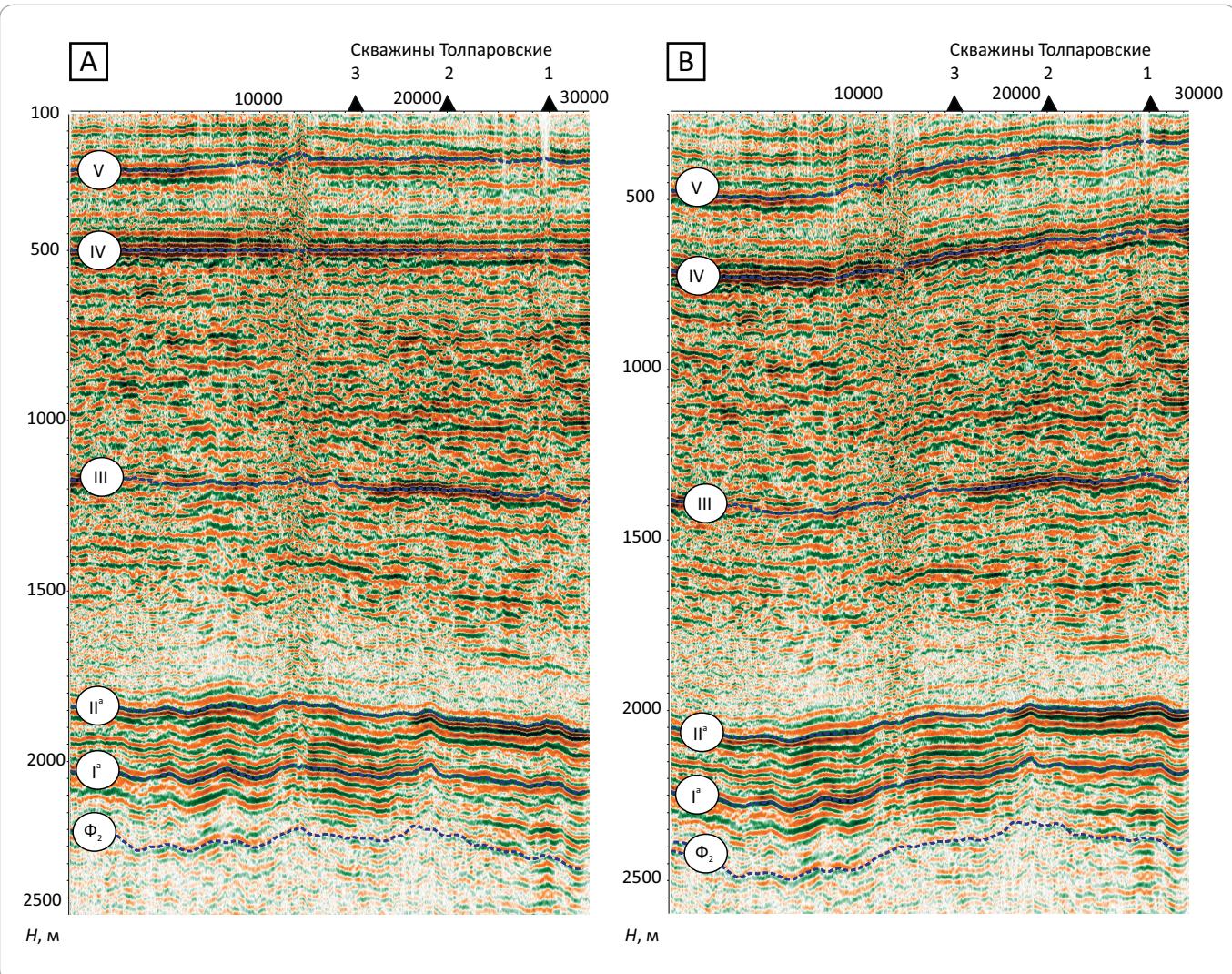
В настоящей статье для построения структурной карты и оценки толщины горизонта Ю₁₇ были использованы:

- регрессионный анализ данных глубокого бурения по всем скважинам Томской области, вскрывшим урманскую свиту;

- сейсмографический анализ — визуальный анализ волновых полей, картирование горизонта I^{ur};

Рис. 7. Палеоразрез, выровненный по отражающему горизонту IV (кузнецковская свита, верхний мел, турон) (А) и современный временной разрез (В) по профилю 86160014 (Толпаровская площадь)

Fig. 7. Paleosection flattened to IV Reflector (Kuznetsovsky Fm, Upper Cretaceous, Turonian) (A) and present-day time section (B) along the 86160014 Line (Tolparovsky area)



– анализ распределения значений ΔT между отражающими горизонтами Φ_2 и I^a , приуроченными соответственно к угльному пласту Y_{10} и подошве осадочного чехла и контролирующими геттант-алленскую толщу пород;

– динамический анализ — анализ амплитудных характеристик сейсмической записи.

Регрессионный анализ. Как отмечено, в Усть-Тымской мегавпадине горизонт Y_{17} вскрыт только в 5 скважинах, чего абсолютно недостаточно для статистики. В настоящей статье для построения регрессионных зависимостей были использованы все скважины Томской области, вскрывшие разрез урманской свиты.

На рис. 8 А приведены зависимости абсолютных глубин залегания кровли горизонта Y_{17} от кровли урманской свиты, на рис. 8 В — зависимость толщины горизонта Y_{17} от толщины урманской свиты; эти зависимости характеризуют устойчивую, надежную

связь между анализируемыми параметрами (коэффициенты корреляции составляют 0,96–0,99). Анализ этих материалов позволяет сделать вывод о том, что на исследуемой территории сохраняются типичные для юго-востока Западной Сибири тенденции формирования горизонта Y_{17} .

Сейсмостратиграфический анализ, анализ значений ΔT , динамический анализ. Для оценки зоны распространения горизонта Y_{17} в качестве определяющего выбран критерий подобия волновой картины в точках скважин, вскрывших разные разрезы нижней юры. На рис. 9 А приведен фрагмент временного разреза по профилю II–II, пересекающему Толпаровскую площадь в меридиональном направлении и проходящему через скважины.

Анализ сейсмической записи в окрестностях скважин Толпаровской площади позволяет отметить следующее (см. рис. 9).

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 8. Зависимость абсолютных отметок кровли горизонта J_{17} от кровли урманской свиты (А) и зависимость толщины горизонта J_{17} от толщины урманской свиты (В)

Fig. 8. TVDSSs of J_{17} Top as a function of the Urmansky Top (A) and J_{17} thickness as a function of the Urmansky thickness (B)

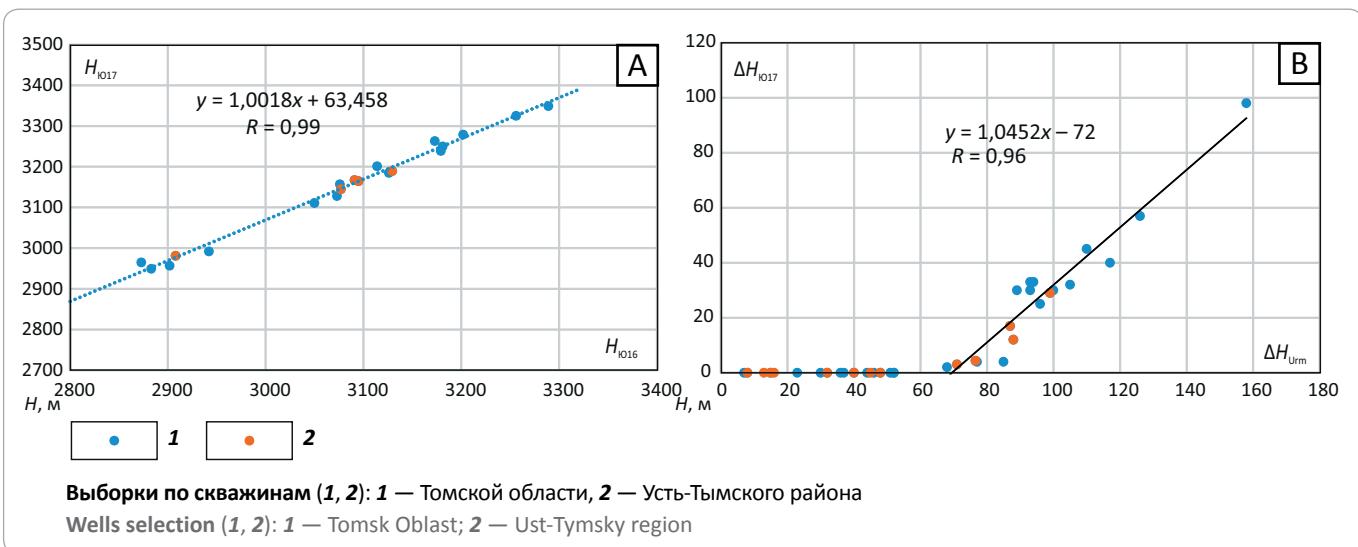


Рис. 9. Временной сейсмический разрез по профилю II-II (А) и характер распределения амплитуд в интервале горизонта J_{17} (В) и значений ΔT между горизонтами Φ_2 и I^a (С) (Толпаровская площадь)

Fig. 9. Seismic time section along II-II Line (A); amplitude distribution in the J_{17} interval (B); and ΔT distribution between Φ_2 and I^a horizons (C) (Tolparovsky area)

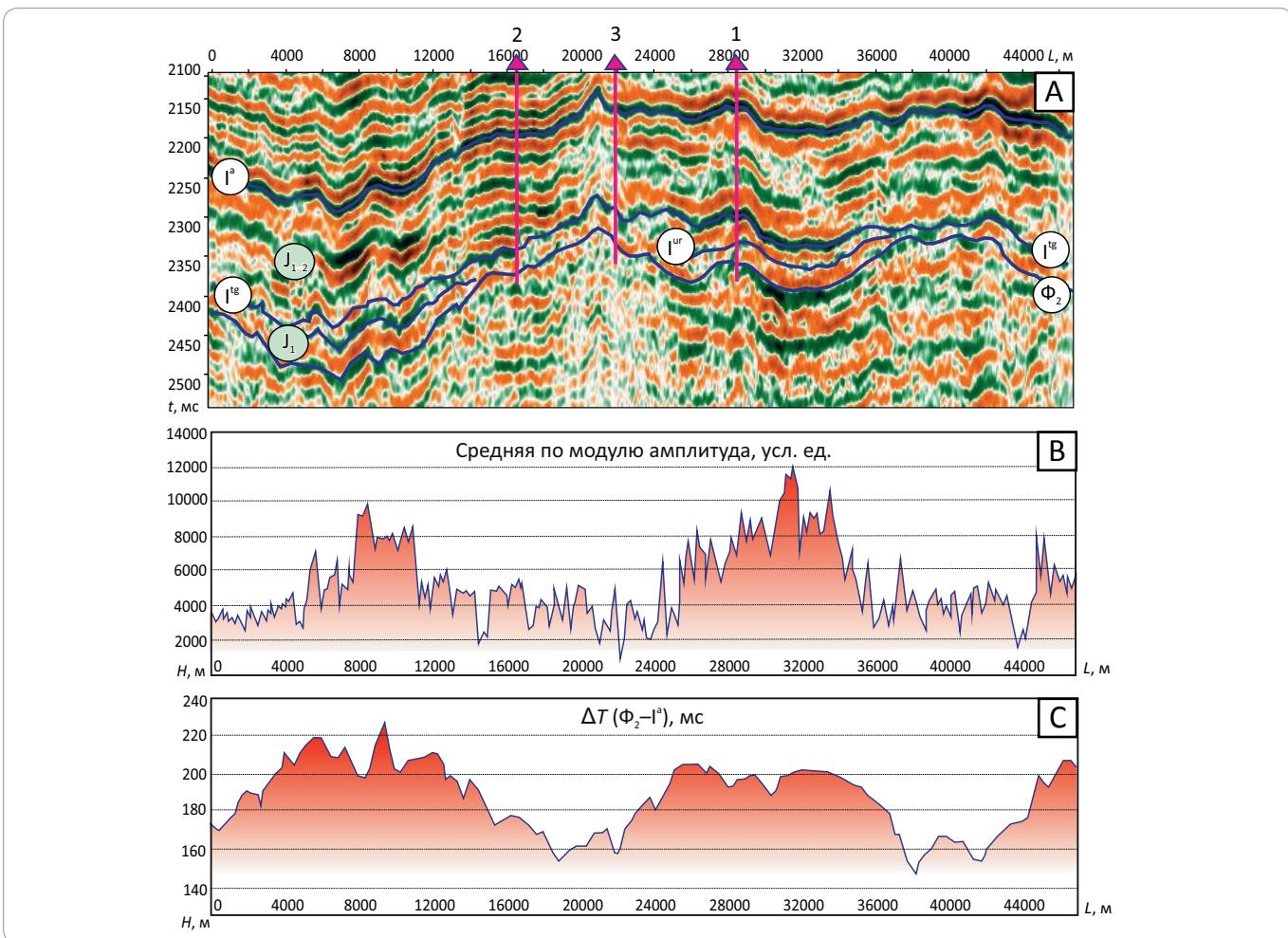
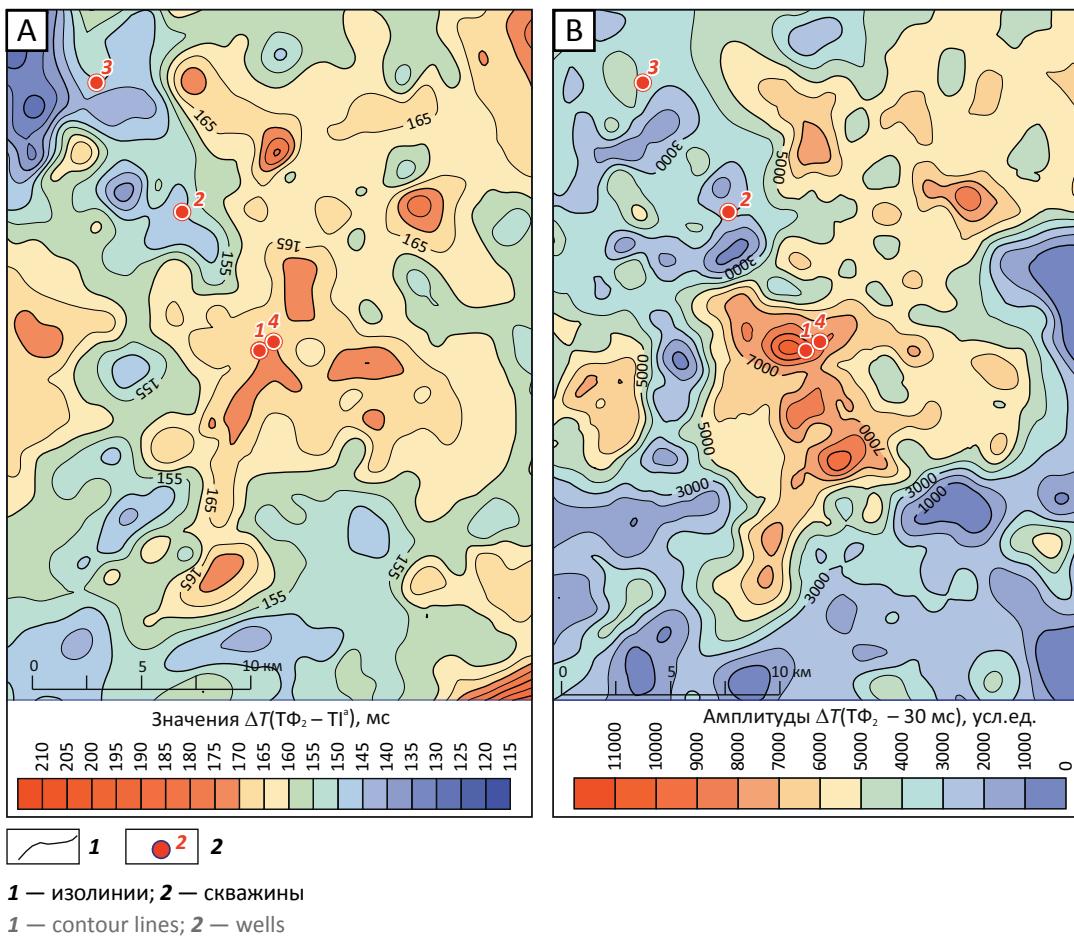


Рис. 10. Карта значений ΔT между отражающими горизонтами Φ_2 и I^a (А) и карта амплитудных характеристик горизонта Φ_2 (В)
Fig. 10. Map of ΔT values between Φ_2 and I^a reflectors (A) and map of amplitude behaviour over Φ_2 Horizon (B)



1. В северной и южной частях профиля между горизонтами Φ_2 и I^{tg} выделяется горизонт I^{tg} , приуроченный к кровле горизонта Ю_{17} . Именно такая волновая картина фиксируется в районе скв. 1, вскрывшей горизонт Ю_{17} ; скважины 2 и 3 пробурены в пределах выступа фундамента, и в этом районе отражающий горизонт I^{tg} отсутствует.

2. На временном разрезе четко фиксируется увеличение значений ΔT между отражающими горизонтами Φ_2 и I^a и горизонтами Φ_2 и I^{tg} в районе скв. Толпаровская-1 относительно скважин 2 и 3. В районе скв. 1 значения ΔT между отражающими горизонтами Φ_2 и I^a составляют 200 мс, в районе скважин 2 и 3 не превышают 160–170 мс. Это полностью соответствует геологической ситуации — в скв. 1 мощность отложений нижней юры на 35 м больше, чем в скв. 3, и на 40 м больше, чем в скв. 2.

3. Анализ динамических характеристик сейсмической записи свидетельствует о том, что по направлению от скв. 2 к продуктивной скв. 1 амплитудно-энергетические характеристики отражающего горизонта Φ_2 существенно возрастают.

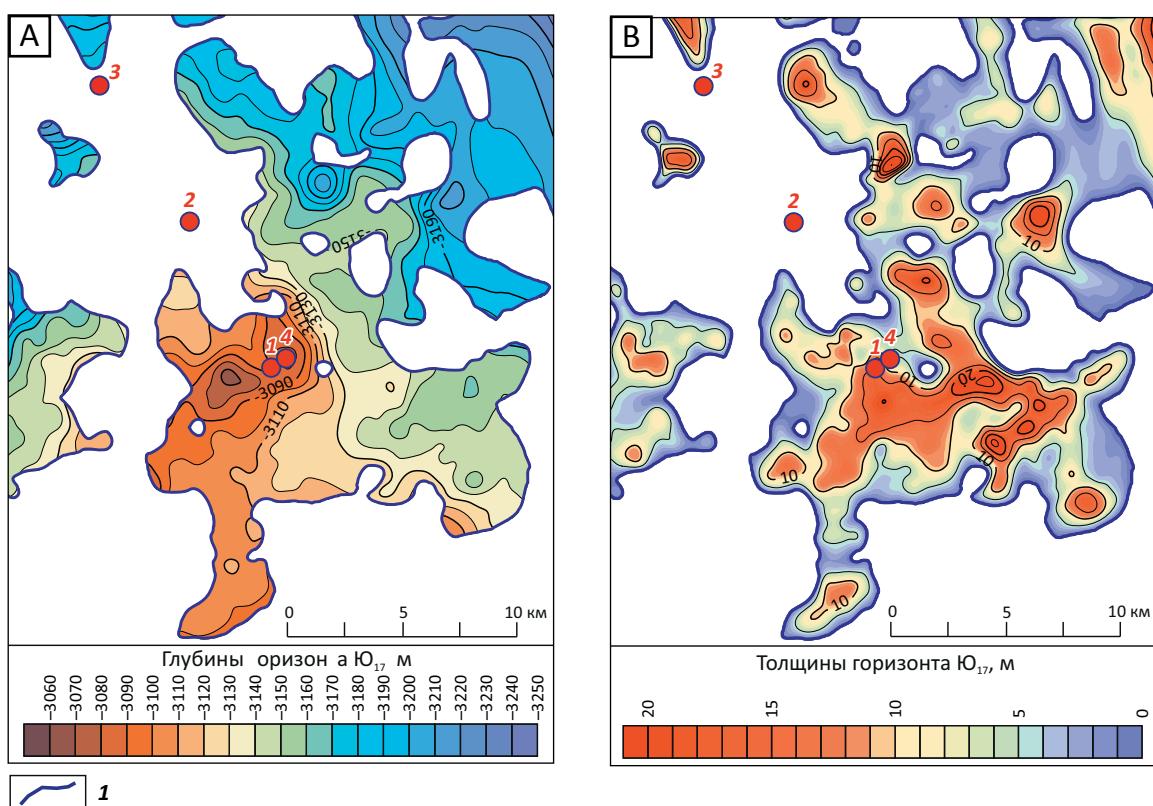
Средние по модулю амплитуды в диапазоне ± 30 мс относительно горизонта Φ_2 в зоне распространения горизонта Ю_{17} составляют около 8000 усл. ед., в зоне отсутствия — 4000 усл. ед.

В рамках проведенных исследований для уточнения зоны распространения горизонта Ю_{17} были построены карта ΔT между горизонтами Φ_2 и I^a и карта динамических характеристик сейсмической записи (рис. 10). Эти параметры физически не связаны, но при этом качественно они одинаково характеризуют зону распространения горизонта Ю_{17} . С учетом данных бурения на карте амплитуд в качестве границы зоны распространения горизонта Ю_{17} была выбрана изолиния 5000 усл. ед., на карте $\Delta T(T\Phi_2 - TI^a)$ — изолиния 160 мс.

Эти материалы, а также результаты картирования горизонта I^{tg} на временных разрезах и данные статистического анализа послужили основой для построения результирующей структурной карты и карты толщин горизонта Ю_{17} (рис. 11).

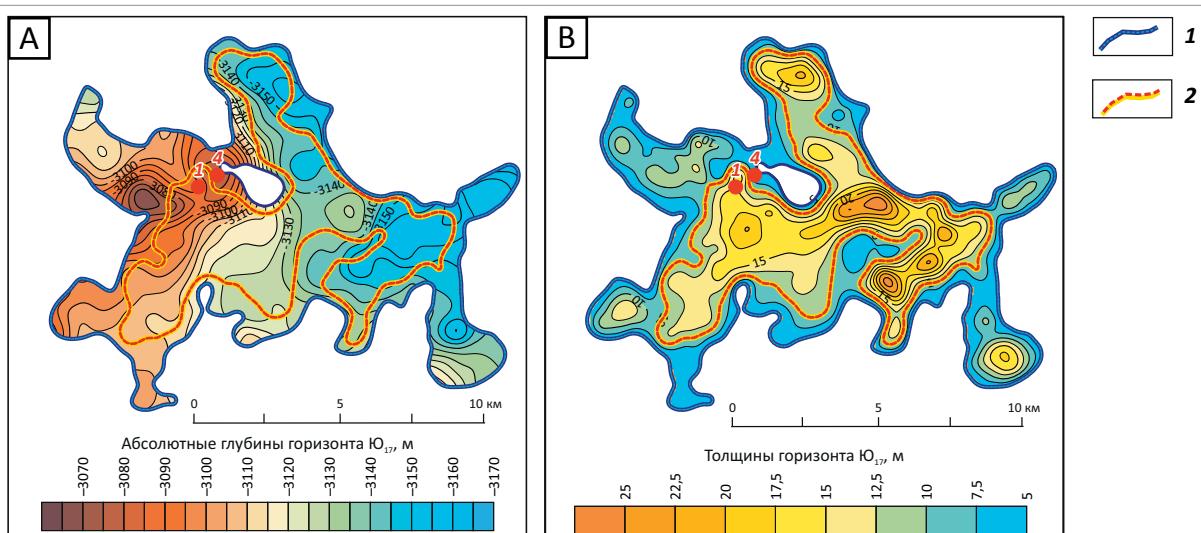
Анализ карты толщин позволяет отметить, что на исследуемой территории выделяется вытянутая

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 11. Структурная карта по кровле горизонта Ю_{17} (А) и карта толщин горизонта Ю_{17} (Б)Fig. 11. Structural map over J_{17} Top (A) and map of J_{17} Horizon thickness (B)

1 — граница зоны распространения горизонта Ю_{17} .
Остальные усл. обозначения см. на рис. 10

1 — edge of J_{17} Horizon occurrence.
For other Legend is in Fig. 10

Рис. 12. Толпаровская литологическая ловушка (структурная карта по кровле горизонта Ю_{17} (А), карта толщин горизонта Ю_{17} (Б))Fig. 12. Tolparovsky lithologic trap (structural map over J_{17} Top (A); map of J_{17} Horizon thickness (B))

Контур литологической ловушки (1, 2): 1 — в горизонте Ю_{17} , 2 — в пласте Ю_{17}^1 .
Остальные усл. обозначения см. на рис. 10

Lithologic trap outline (1, 2): 1 — in J_{17} Horizon, 2 — in J_{17}^1 reservoir.
For other Legend is in Fig. 10

в северо-восточном направлении зона распространения горизонта Ю_{17} . В ее южной части расположена Толпаровская палеодепрессия, в пределах которой толщина горизонта Ю_{17} достигает 22 м. Площадь зоны распространения горизонта Ю_{17} составляет 162 км², абсолютные глубины залегания кровли горизонта находятся в диапазоне 3065–3240 м.

Ловушка. Как было отмечено, продуктивный пласт Ю_{17}^1 , из которого получен приток нефти, существует только в скв. 1, где толщина горизонта Ю_{17} составляет 18 м, в скв. 4, в которой толщина горизонта Ю_{17}^1 на 10 м меньше и равна 8 м, пласт Ю_{17}^1 отсутствует. В настоящей статье в качестве граничного значения для зоны распространения пласта Ю_{17}^1 была выбрана изопахита горизонта Ю_{17} , проведенная на уровне 10 м (рис. 12). Площадь Толпаровской ловушки по пласту Ю_{17}^1 составляет 25,9 км².

Пласт Ю_{17}^2 в керне нефтенасыщен и в колонне не испытывался. Учитывая невысокие коллекторские свойства базальных песчаников, вполне вероятно, что при испытании в колонне и при интенсификации притока продуктивной может оказаться вся Толпаровская ловушка. В этом случае площадь объекта, ограниченного изогипсой 5 м, увеличится более, чем в 2 раза и достигнет 57 км², глубина залегания продуктивного пласта в пределах ловушки составляет 3065–3165 м.

Заключение

В настоящее время воспроизводство минерально-сырьевой базы Западной Сибири в значительной

мере зависит от открытия новых залежей нефти и газа в нетрадиционных слабоизученных осадочных комплексах и сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектах.

Настоящая статья посвящена анализу геологического строения нижнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири, сейсмогеологическим подходам прогнозирования зон распространения и толщин нижнеюрских песчаных горизонтов в Усть-Тымской мегавпадине, расположенной в центральной части Томской области. В качестве локального объекта исследований выбрана Толпаровская площадь, на которой из базального песчаного горизонта, залегающего в основании осадочного чехла, был получен приток нефти.

Комплексная интерпретация сейсморазведочных материалов и данных глубокого бурения с использованием сейсмостратиграфического, палеоструктурного, динамического и регрессионного анализов позволила разработать методические приемы прогнозирования, смоделировать геологическое строение нижнеюрских отложений и закартировать Толпаровскую литологическую ловушку в отложениях горизонта Ю_{17} и в пласте Ю_{17}^1 . Разработанные методические приемы и подходы при условии адаптации к конкретным разрезам, вероятно, могут быть эффективно использованы при выявлении и детальном картировании нижнеюрских нефтегазоперспективных объектов и в других регионах Западной Сибири.

Литература

1. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
2. Гураги Ф.Г., Девятов В.П., Демин В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Под ред. В.С. Суркова. – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с.
3. Карогодин Ю.Н. О связи нефтегазоносности с палеореками на примере Красноленинского района Западной Сибири // Доклады АН СССР. – 1966. – Т. 170. – № 4. – С. 908–911.
4. Конторович А.Э., Андрусович В.Е., Афанасьев С.А. и др. Геология и условия формирования гигантской Талинской зоны газонефтенакопления в континентальных отложениях нижней юры // Геология и геофизика. – 1995. – Т. 36. – № 6. – С. 5–28.
5. Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология нефтегазоносных районов Сибири : – Труды СНИИГГиМС. – 1964. – Вып. 32. – С. 27–39.
6. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. науч. совещ., Новосибирск, 12–14 октября 1999 г. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 1999. – С. 10–12.
7. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал ГЕО, 2000. – 480 с.
8. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
9. Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf. (дата обращения 15.01.2018).
10. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского бассейна. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2011. – 331 с.
11. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.

References

1. KONTOROVICH V.A. South-eastern areas of Western Siberia: tectonics and hydrocarbon potential of Mesozoic-Cenozoic deposits. Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN. 2002. 253 p.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

2. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I. et al. Geological structure and hydrocarbon potential of Lower-Middle Jurassic in the West Siberian Province. In: V.S. Sukhorukov, ed. Novosibirsk: Nauka; 2005. 156 p.
3. Karogodin Yu.N. On the relation of oil and gas potential and paleo-rivers by the example of Krasnoleninsky region (Western Siberia). *Doklady AN SSSR*. 1966;170(4):908–911.
4. Kontorovich A.E., Andrushevich V.E., Afanas'ev S.A. et al. Geology and formation conditions of the giant Talinsky zone of gas and oil accumulation in Lower Jurassic continental series. *Geologiya i geofizika*. 1995;36(6):5–28.
5. Kontorovich A.E., Stasova O.F., Fomichev A.S. Oil in basal horizons of sedimentary cover: West Siberian Plate. *Geologiya neftegazonosnykh raionov Sibiri. Trudy SNIIGGIMS*. Issue 32. 1964. pp. 27–39.
6. Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyрева E.A. et al. Source rock formations of Western Siberia: old and new perception of the problem. *Organicheskaya geokhimiya nefteproizvodnyashchikh porod Zapadnoi Sibiri: Tez. dokl. nauch. soveshch.*, Novosibirsk, 12–14 October, 1999. – Novosibirsk : Izd-vo SO RAN. pp. 10–12.
7. Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Deviatov V.P. et al. Stratigraphy of Siberian oil and gas bearing basins. The Jurassic system. Novosibirsk: SO RAN, Geo branch; 2000. 480 p.
8. Resolution of the 6-th Inter-Departmental Meeting on the Review and Adoption of the Updated Stratigraphic Charts for the West Siberian Mesozoic Sequences, Novosibirsk, 2003. Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGIMS; 2004. 114 p.
9. Kostyрева E.A., Moskvin V.I., Yan P.A. Geochemistry of organic matter and oil-generation potential of the Lower Jurassic Togur formation (south-east of Western Siberia). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2014;9(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf. (accessed 15.01.2018).
10. Fomin A.N. Organic matter catagenesis and petroleum potential of the Mesozoic and Paleozoic sediments of the West Siberian basin. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2011. 331 p.
11. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Jurassic period. *Geologiya i geofizika*. 2013;54(8):780–791.

Уточнение геологической модели и перспектив нефтегазоносности Лудловского лицензионного участка акватории Баренцева моря по данным сейсморазведки МОГТ-3Д

© 2018 г. | В.Н. Бородкин^{1,2}, А.Р. Курчиков¹, А.С. Недосекин³, А.В. Лукашов³, О.А. Смирнов³, Е.В. Мартынова³,
А.В. Погрецкий⁴

¹Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, Россия;
komgort@mail.ru; kurchikov@ipgg.sbras.ru

²ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия;

³ООО «ИНГЕОСЕРВИС», г. Тюмень, Россия; anton.nrdosekin@gmail.com; an.lukashov@mail.ru; smirnov.oa@gmail.com;
emartynova@ingeos.info

⁴ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия; apogretskiy@ggr.gasprom.ru

Поступила 27.07.2018 г.

Принята к печати 13.08.2018 г.

Ключевые слова: акватория Баренцева моря; нефтегазоносный, сейсмогеологический комплексы; сейсмогеологическая модель; AVO-анализ; перспективный объект.

В статье приведена тектоническая приуроченность района исследований и его положение с точки зрения нефтегеологического районирования, а также описываются основные нефтегазоносные комплексы. По сейсмогеологической характеристике в осадочном чехле района работ выделено восемь сейсмогеологических комплексов, кратко представлена геологическая история развития региона. По триасовому, юрско-барремскому и апт-альб-сеноманскому нефтегазоносному комплексу приведена сейсмогеологическая модель, рассмотрены условия формирования отложений, выделены перспективные объекты, намечен оптимальный объем поискового бурения. По комплексу признаков выявлены процессы вертикальной миграции углеводородов, способствующие формированию в меловой части разреза вторичных залежей углеводородов.

Для цитирования: Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А., Мартынова Е.В., Погрецкий А.В. Уточнение геологической модели и перспектив нефтегазоносности Лудловского лицензионного участка акватории Баренцева моря по данным сейсморазведки МОГТ-3Д// Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 97–108. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-97-108.

More precise definition of geological model and petroleum potential according to 3D CDP seismic data: Ludlovsky license Area in the Barents Sea waters

© 2018 | V.N. Borodkin^{1,2}, A.R. Kurchikov¹, A.S. Nedosekin³, A.V. Lukashov³, O.A. Smirnov³, E.V. Martynova³, A.V. Pogretskiy⁴

¹West-Siberian branch of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences; Tumen, Russia, komgort@mail.ru; kurchikov@ipgg.sbras.ru;

²Federal State budget institution of higher education “Tyumen industrial University”, Tumen, Russia;

³INGEOSERVICE LLC, Tumen, Russia; anton.nrdosekin@gmail.com; an.lukashov@mail.ru; smirnov.oa@gmail.com;
emartynova@ingeos.info

⁴ООО “Газпром геологоразведка”, Tumen, Russia; apogretskiy@ggr.gasprom.ru

Received 27.07.2018

Accepted for publication 13.08.2018

Key words: Barents Sea waters; oil and gas bearing, geoseismic complexes; geoseismic model; AVO-analysis; exploration target.

The paper discusses the tectonic framework of the eastern part of the Barents Sea within the Ludlovsky License Area, and its position in terms of geopetroleum zonation. Major plays are presented. Eight geoseismic complexes are identified within the sedimentary cover in accordance with geoseismic characteristics, they are: Lower – Middle Palaeozoic carbonate-terrigenous; Upper Devonian – Lower Permian carbonate; Upper Permian – Triassic terrigenous; Lower – Middle Jurassic terrigenous; Upper Jurassic terrigenous; and Neocomian terrigenous. Geological history of the region is briefly discussed. Amplitude analysis was carried out to search for exploration targets; carried out AVO-analysis confirmed the effects associated with gas saturation in all the anomalies identified. Geoseismic models for Triassic, Jurassic – Barremian, and Aptian – Albian – Cenomanian plays are presented. Conditions for deposits formation are considered, exploration targets are identified, and the optimal amount of exploratory drilling is outlined. According to a set of indicators, existence of vertical hydrocarbons migration processes is noted, which contribute to formation of secondary hydrocarbons accumulations in the Cretaceous interval of the section. The results of the research are indicative of the high petroleum potential of the study area, which should be confirmed by the proposed drilling plan.

For citation: Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A., Martynova E.V., Pogretskiy A.V. More precise definition of geological model and petroleum potential according to 3D CDP seismic data: Ludlovsky License Area in the Barents Sea waters. Геология нефти и газа = Oil and gas geology. 2018;(6):97–108. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-97-108.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

На шельфе арктического региона России сосредоточено около 80 млрд т усл. топлива извлекаемых ресурсов УВ [1–3]. Среди арктических территорий России и других стран наиболее богаты углеводородами акватории Карского [4–6] и Баренцева морей [7–9].

Авторы статьи исследовали район, расположенный в восточной части Баренцева моря, в рамках Лудловского лицензионного участка (ЛУ), где проведена сейсморазведка 3D (рис. 1).

Согласно схеме тектонического районирования, этот район входит в состав Баренцевоморского мегапрогиба, представляющего обширную депрессию северо-восточного простирания, в границах которой выделяются Южно-Баренцевская и Северо-Баренцевская синеклизы, Штокмановско-Лунинский и Альбановско-Горбовский пороги, а также желоб Св. Анны (ФГУП «Арктикоморнефтегеологоразведка», 2009). Территория исследований приурочена к Штокмановско-Лунинскому порогу, разделяющему Южно-Баренцевскую и Северо-Баренцевскую синеклизы.

Штокмановско-Лунинский порог представлен сложнопостроенной системой поперечных дислокаций, наиболее четко проявившихся по юрско-меловым отложениям.

Район сейсмических исследований 3D практически полностью находится в пределах структуры I порядка — Лудловской седловины, осложненной Лудловской структурой. Северо-восточная территория исследований приурочена к Южно-Лунинской депрессии (структура II порядка), осложняющей Южно-Лунинский прогиб.

С точки зрения нефтегеологического районирования территории исследований находится в пределах Штокмановско-Лунинской НГО, которая расположена в пределах Восточно-Баренцевской нефтегазоносной провинции (НГП) (рис. 2). Здесь открыты крупное Лудловское газовое, в непосредственной близости от него — уникальные Штокмановское и Ледовое газоконденсатные месторождения (см. рис. 1, 2). Продуктивность установлена в стратиграфическом диапазоне от аалена до келловея.

В осадочных отложениях Баренцевоморского региона выделяются два нефтегазоносных (НГК) и четыре перспективных нефтегазоносных (ПНГК) комплекса: ордовик-нижнедевонский, нижнепермско-верхнедевонский, верхнепермский, триасовый, юрско-барремский и меловой.

В пределах района исследований триасовый НГК вскрыт двумя скважинами (1, 2). В скв. 1 получен незначительный приток газа с водой. Продуктивность комплекса установлена на Мурманском и Северо-Кильдинском месторождениях.

Юрско-барремский НГК широко распространён на всей акватории Баренцевоморского шельфа. В пределах района исследований его продуктивность установлена в песчано-алевритовых

отложениях келловейского возраста (пласт Ю₀). Залежь пластово-сводовая, осложненная разрывными нарушениями. Продуктивность данного НГК выявлена также на Штокмановском и Ледовом ЛУ.

Меловой ПНГК представлен терригенными породами, покрышкой комплекса служат глинистые осадки сеноманского возраста. Продуктивность комплекса не установлена, но на ряде площадей в этой части разреза отмечались интенсивные газопроявления. В скв. Лудловская-3 получен приток газа дебитом 9,4 тыс. м³/сут.

В пределах района работ пробурены три скважины (1, 2, 3), вскрывшие отложения триаса (скважины 1, 2) и юры (скв. 3).

Сейсмогеологическая характеристика района исследований

По сейсмогеологической характеристике осадочный чехол условно делится на восемь комплексов, отличающихся литологическим составом и скоростными параметрами.

Для **нижне-среднепалеозойского карбонатно-терригенного комплекса** подошвой является эродированная поверхность складчатого фундамента, кровлей — отражающий горизонт (ОГ) III₃(Д₅). Мощность комплекса изменяется от 0,05 до 5,5 км.

Верхнедевон-нижнепермский карбонатный комплекс ограничен в подошве ОГ III₃, в кровле — ОГ Ia (С-Р).

Верхнепермско-триасовый терригенный комплекс подразделяется на два подкомплекса.

Пермский терригенный подкомплекс в подошве ограничен ОГ Ia, в кровле — ОГ I (Р-Т). В сейсмическом поле этого подкомплекса фрагментарно регистрируются отраженные волны горизонтов I₁, I₂.

Триасовый терригенный подкомплекс в подошве ограничен ОГ I, в кровле — ОГ Б. Мощность комплекса изменяется от 6,5 до 8,15 км.

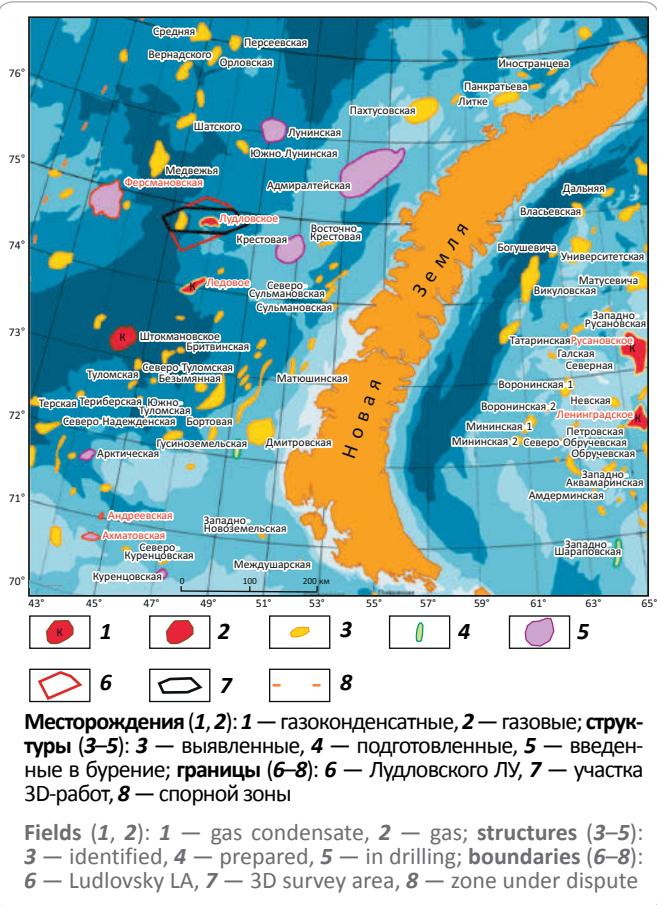
Нижне-среднеюрский терригенный комплекс в подошве ограничен ОГ Б, кровлей комплекса является динамически ярко выраженный опорный ОГ В, служащий сейсмическим репером на Баренцевоморском шельфе. Волновое поле комплекса представлено субпараллельными низко- и среднеамплитудными отражениями, среди которых спорадически прослеживается ОГ В₂. Мощность комплекса изменяется от 0,7 до 1,1 км.

Верхнеюрский терригенный комплекс в подошве ограничен ОГ В, кровле — ОГ В'. Мощность комплекса изменяется от 10 до 200 м.

Неокомский терригенный комплекс в подошве ограничен ОГ В', кровле — ОГ Гп.

Для нижней части неокомского комплекса, как и в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна ([10, 11] и др.) и акватории Карского моря

Рис. 1. Обзорная карта района исследований
Fig. 1. Location map of the study area



Месторождения (1, 2): 1 — газоконденсатные, 2 — газовые; **структуры (3-5):** 3 — выявленные, 4 — подготовленные, 5 — введенные в бурение; **границы (6-8):** 6 — Лудловского ЛУ, 7 — участка 3D-работ, 8 — спорной зоны

Fields (1, 2): 1 — gas condensate, 2 — gas; structures (3-5): 3 — identified, 4 — prepared, 5 — in drilling; boundaries (6-8): 6 — Ludlovsky LA, 7 — 3D survey area, 8 — zone under dispute

[5, 6], характерно клиноформное строение разреза, а для вышележащих меловых отложений — субпараллельный рисунок записи. Мощность комплекса изменяется от 80 до 380 м.

Апт-альб-сеноманский терригенный комплекс в подошве ограничен ОГ Г₁, в кровле — ОГ Г₂, прослеживается на временах 0,3–1,25 с. Мощность комплекса изменяется от 700 до 1020 м.

Верхнемел-четвертичный терригенный комплекс в подошве ограничен ОГ Г₂, кровле — ОГ Q.

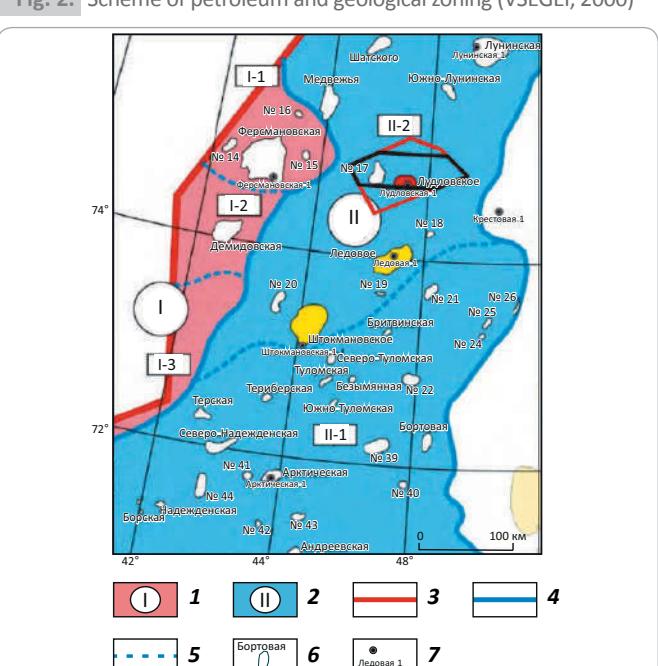
Все охарактеризованные сейсмокомплексы присутствуют в разрезе Лудловского ЛУ (рис. 3).

Геологический разрез отличается большим числом дизъюнктивных дислокаций, сконцентрированных в основном в юрском и меловом сейсмокомплексах.

Геологическая история развития региона

В геологической истории Баренцевоморского региона выделяются три крупных этапа развития: доордовикский (становление фундамента), каледоно-герцинско-раннекиммерийский (формирование платформенных чехлов Баренцевской, Тимано-Печорской плит и складчатой структуры Пайхойско-Но-

Рис. 2. Схема нефтегазогеологического районирования (ВСЕГЕИ, 2000)
Fig. 2. Scheme of petroleum and geological zoning (VSEGEI, 2000)



НГП (1, 2): 1 — Западно-Баренцевская (I-1 — Центрально-Баренцевская НГО, I-2 — Бырманская НГО, I-3 — Финмаркенская НГО), 2 — Восточно-Баренцевская (II-1 — Южно-Баренцевская НГО, II-2 — Штокмановско-Лунинская НГО); **границы (3-5):** 3 — РФ, 4 — НГП, 5 — НГО; 6 — локальные структуры; 7 — скважины.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Petroleum Provinces (1, 2): 1 — West Barents (I-1 — Central Barents Petroleum Area, I-2 — Byarmelansky Petroleum Area, I-3 — Finmarkensky Petroleum Area), 2 — East Barents (II-1 — South Barents Petroleum Area, II-2 — Shtokman-Luninsky Petroleum Area); **boundaries (3-5):** 3 — RF, 4 — Petroleum Province, 5 — Petroleum Area; 6 — local structures; 7 — wells.

For other legend items see Fig. 1

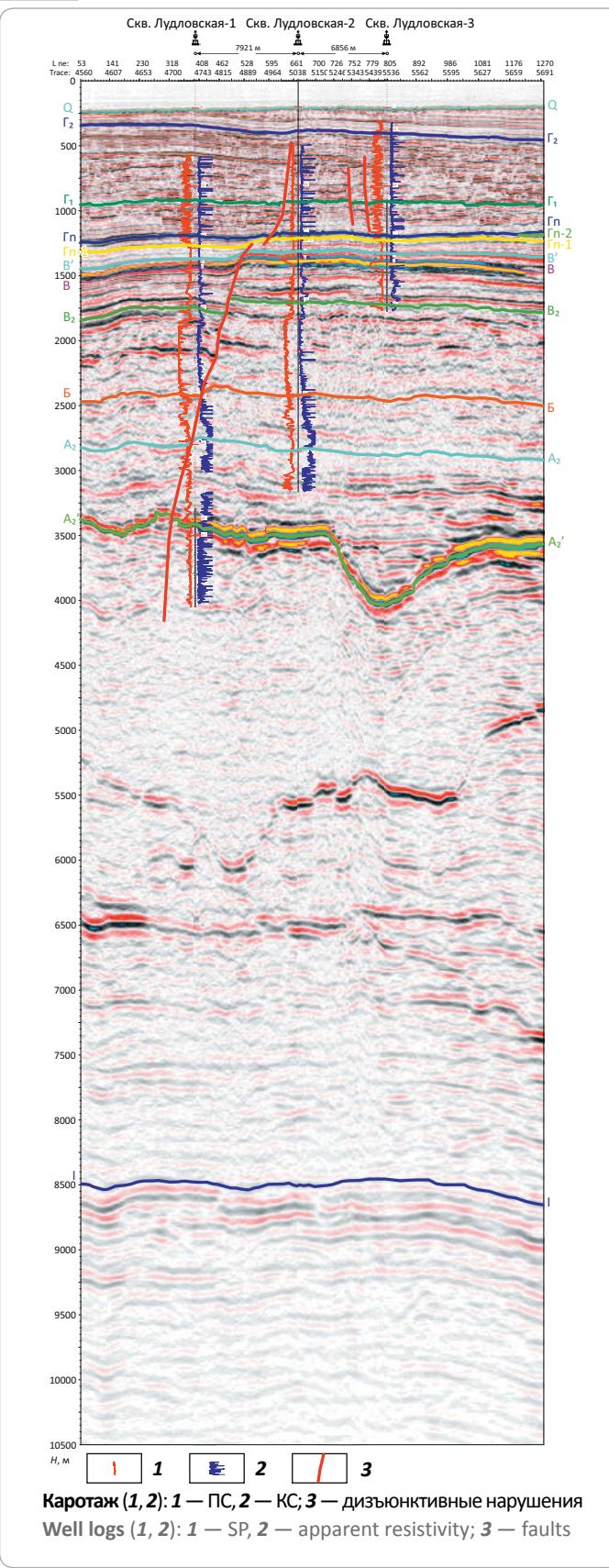
воземельской системы) и юрско-кайнозойский (плитный) [12].

Существует точка зрения, что Восточно-Баренцевский палеоканал являлся отмершей ветвью палеоокеана Япетус и может рассматриваться как «прерванный», появившийся в результате кратковременного спрединга после раскола континентальной коры в зоне рифтогенеза. Время раскрытия палеоокеана оценено поздним веном, в интервале 580–540 млн лет назад.

Последующее длительное устойчивое прогибание океанической коры Восточно-Баренцевского палеоокеана, сопровождаемое неоднократными тектономагматическими активизациями в регионе, привело к формированию в фанерозое одноименного мегапротига (рис. 4). До завершения юрской эпохи включительно данный мегапротиг испытывал растяжение. Как результат фазы растяжения отмечается большая амплитуда прогибания и активизация внедрения интрузивных тел. С начала меловой эпохи растяжение сменяется сжатием.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Сейсмогеологическая характеристика разреза Лудловского участка
Fig. 3. Geoseismic behaviour of the section within the Ludlovsky site



В меловой период начинается этап инверсии, который стал главным фактором структурообразующих движений, которые привели к формированию многих структур, в том числе и Лудловской.

В разрезе исследуемой территории рассматривается сейсмогеологическое строение триасового, юрско-барремского и мелового НГК.

Сейсмогеологическая модель осадочных образований

Формирование отложений **триасового НГК** происходило во время активного прогибания Баренцевоморского шельфа и поступления большого объема терригенного материала, сносимого со стороны Западной Сибири и Восточно-Европейской платформы. Анизийский и ладинский ярусы среднего триаса образовались во время крупных трансгрессий и представлены преимущественно глинистыми отложениями. Выше по разрезу отмечается переслаивание глин, алевролитов, песчаников с линзами и прослойками углей, что свидетельствует о регрессии морского бассейна и формировании отложений в условиях дельтовых и прибрежно-морских равнин.

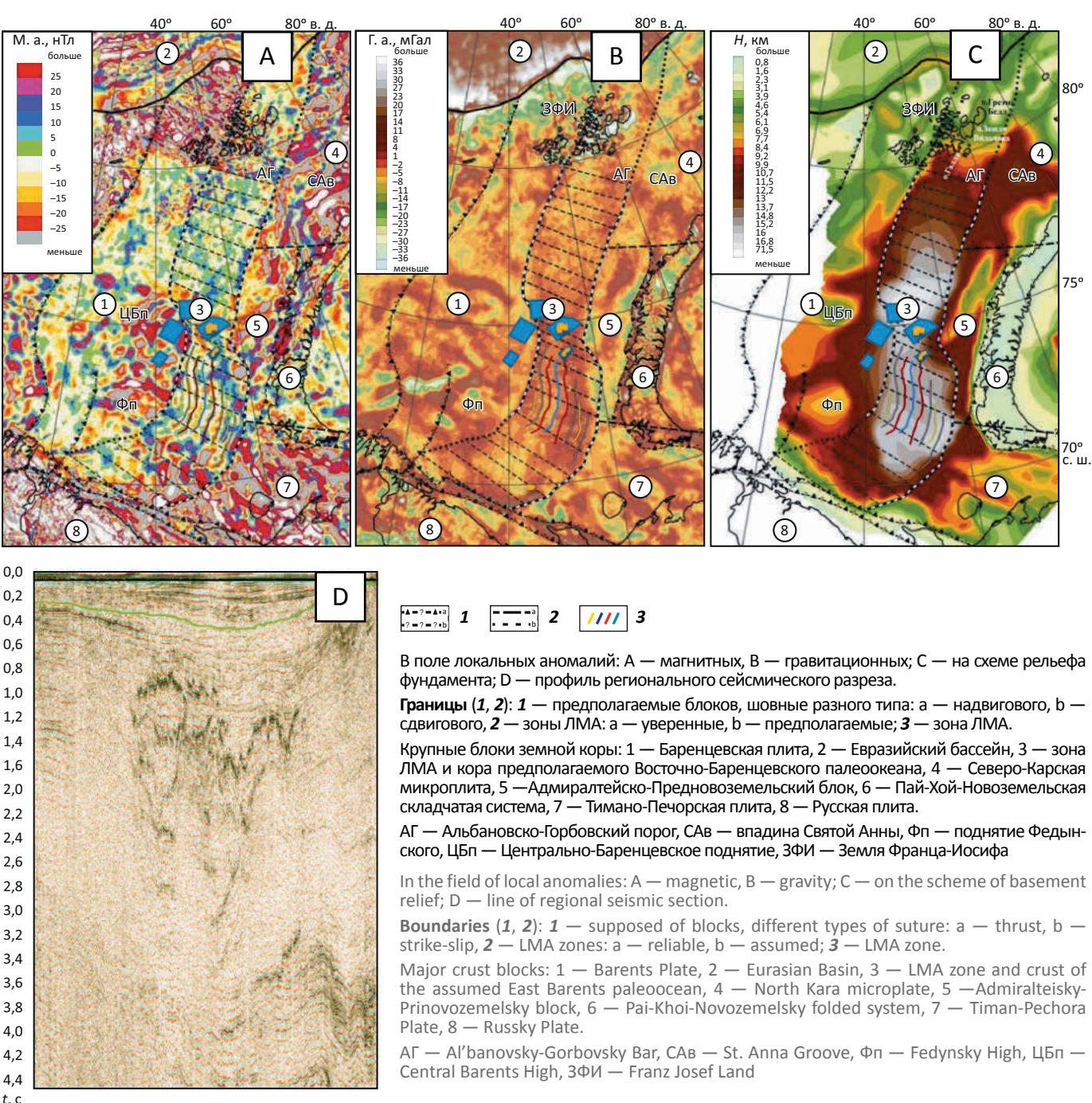
На временных сейсмических разрезах в интервале триасового сейсмокомплекса (ССК) отчетливо выделяются яркие высокоамплитудные отражающие горизонты, не согласующиеся по форме со структурным планом. Предполагается, что они соответствуют зонам распространения интрузий. Один из таких горизонтов (ОГ А₂') вскрыт скв. Лудловская-1 в интервалах 3365–3392 и 3505–3513 м (см. рис. 3). Согласно составу отобранного шлама, отложения представлены мелкокристаллическими зеленовато-серыми породами, сложенными плагиоклазом и моноклинным пироксеном, характеризующимися высоким (до 15 %) содержанием рудного минерала (титаномагнетит?), значительным развитием темно-коричневого биотита, кальцита.

В результате проведенных исследований в интервале триасового НГК не выявлено каких-либо сейсмических аномалий, свидетельствующих о возможном насыщении УВ.

Юрско-барремский НГК является основным продуктивным комплексом в российской части акватории Баренцева моря. В разрезе комплекса нефтегазоносность установлена в аален-байосских (пласты Ю₃, Ю₂, Ю₁) и бат-келловейских (пласт Ю₀) отложениях средней юры, в оксфорд-волжских образованиях верхней юры по данным бурения коллекторов не выявлено (глинистый разрез), хотя в восточной части региона, как и в акватории Карского моря, возможно развитие песчано-алевролитовых отложений, аналогов нурминской свиты [13]. В пользу этого свидетельствует тот факт, что на фоне регионального увеличения временных толщин между ОГ В–В' в восточном направлении на временных сейсмических разрезах в волновой картине отмечается расщепление поло-

Рис. 4. Баренцевоморский регион в потенциальных полях (по Черных А.А., 2012)

Fig. 4. Barents Sea region in potential fields (after Chernykh A.A., 2012)



жительной фазы ниже ОГ В' (рис. 5), что может быть связано с появлением песчаного материала в разрезе верхнеюрских отложений. В неокомской составляющей НГК, как отмечалось, промышленная нефтегазоносность не подтверждена, но в процессе бурения скважин отмечались интенсивные газопроявления.

Аален-байосские отложения продуктивны на Штокмановском (пласты Ю₃, Ю₂, Ю₁) и Ледовом (пласты Ю₂, Ю₁¹, Ю₁) месторождениях, на Лудловском ЛУ

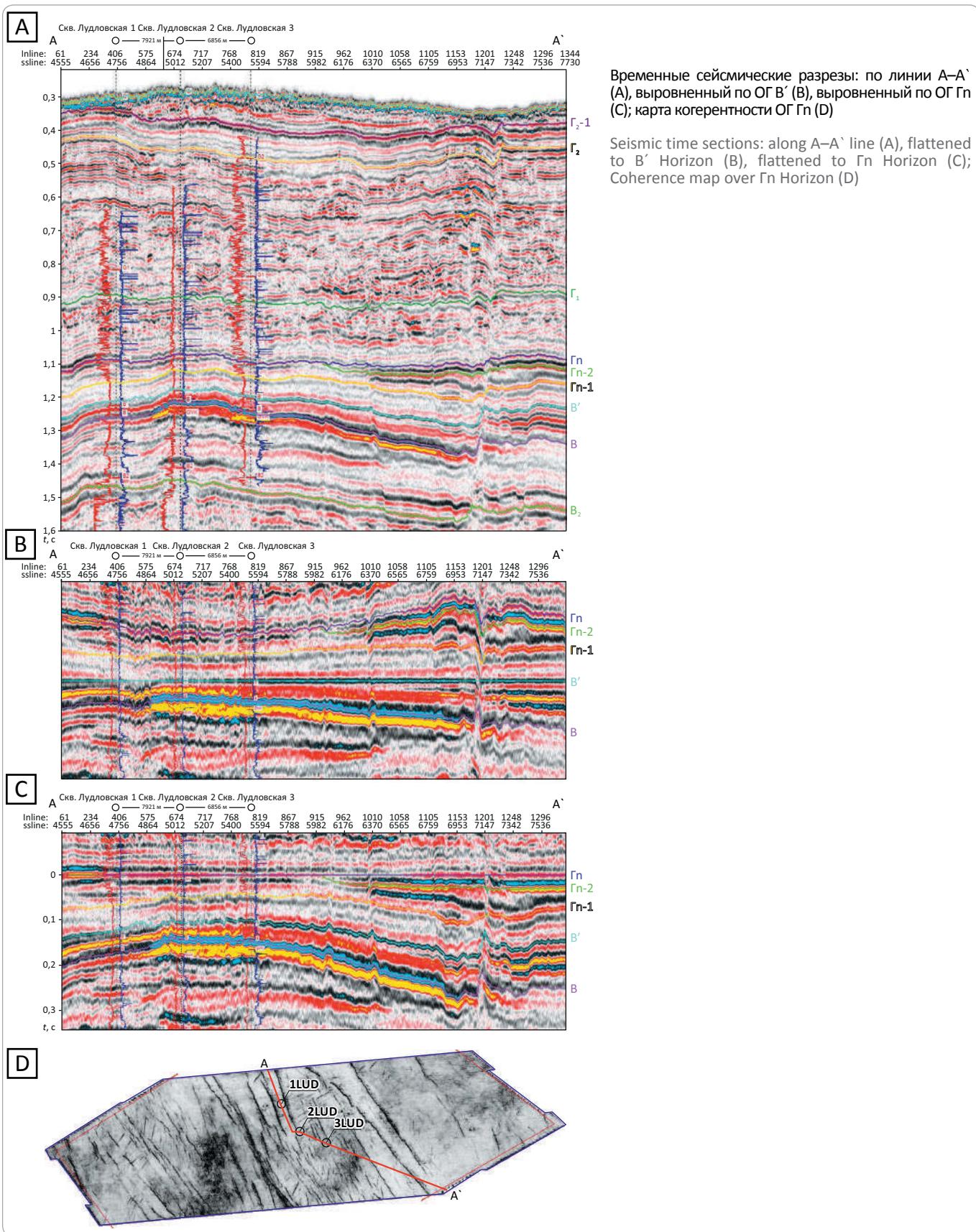
по данным промыслового геофизических исследований (ГИС) они интерпретируются как водонасыщенные.

Нижняя часть аален-байосских отложений представлена преимущественно песчаной толщей. Средний и верхний интервалы (пласты Ю₁, Ю₂) в пределах Лудловского ЛУ по данным исследования керна представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники мелко-, средне-, редко крупнозернистые светло-серые и серые. Отмечаются

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 5. Пример волновой картины в интервале верхнеюрских и неокомских отложений

Fig. 5. An example of wave pattern in the interval of Upper Jurassic and Neocomian deposits



прослои песчаника с многочисленными окатышами темно-серых аргиллитов.

Формирование отложений происходило в условиях дельтовой равнины, временами затапливаемой морем. Для прогноза перспективных объектов проведен динамический анализ. В зоне контрастных отражений по AVO-анализу [14] эффектов, связанных с газонасыщением, не выявлено.

Бат-келловейские отложения представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников, последние глинизируются в северном направлении. Основной нефтегазопоисковый интерес представляет песчаный пласт Ю₀, в котором в пределах исследованной территории выявлена крупная газовая залежь. По данным исследования керна, пласт представлен серыми, кварцевыми мелко-среднезернистыми, хорошо отсортированными песчаниками с включениями намывов глинистого и углистого материала. Для определения условий формирования пласта Ю₀ в пределах контура работ 3D был выполнен литофациальный анализ отложений, основанный на методе идентификации фаций по форме кривой ГК совместно с данными керна. Фациальная природа отложений устанавливалась сравнением каротажной характеристики исследуемого интервала с электрометрическими характеристиками фаций по классификации В.С. Муромцева [15], согласно которой в пределах района исследований установлены фации мелководно-морской обстановки осадконакопления. Транспортировка и аккумуляция терригенного материала осуществлялись по системе палеоканалов, предположительно сформировавшихся за счет размыва подводными руслами слабонаклоненной поверхности дна морского бассейна и которые являются продолжением более крупного дельтового рукава (рис. 6).

Таким образом, в пределах границ существования системы подводных русел прогнозируется развитие терригенных отложений с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами с последующим формированием ловушек УВ структурно-литологического типа и за счет блоковой тектоники и структурно-тектонических ловушек.

На сейсмических разрезах в исследуемом интервале наблюдаются аномалии типа «яркое пятно». Для уточнения геологической модели газовой залежи, а также для поиска новых перспективных объектов применены AVO-технологии. Одна из ловушек УВ относится к структурно-тектоническому типу (рис. 7).

При совместном анализе сейсмических разрезов, карт амплитудных характеристик ОГ В и результатов AVO-анализа установлено, что площадь аномалии типа «яркое пятно» гораздо больше, чем картируемый контур газоводяного контакта (ГВК) залежи. На временных сейсмических разрезах в контуре залежи выделяются «воронки» с низкими значениями

параметра, представляющие сравнительно узкие зоны отсутствия акустического сигнала (см. рис. 5). По мнению ряда исследователей ([16, 17] и др.), они отождествляются с каналами вертикальной миграции флюидов, в том числе и УВ, хотя такие зоны могут быть связаны с тектоническими нарушениями, также способствующими вертикальной миграции флюидов. На исследуемом участке каналы распространены преимущественно в юрско-меловых и кайнозойских отложениях. Также встречаются единичные каналы, протягивающиеся из триасового комплекса отложений вплоть до морского дна. На поверхности морского дна зафиксированы покмаки (*rockmarks* — выбоина) — относительно мелкие, обособленные депрессии, заполненные акустически слоистыми осадками, частично насыщенными газом. Как показывает практика, их наличие свидетельствует о существовании активных процессов вертикальной миграции УВ.

В верхней части каналов выделяются многочисленные аномалии типа «яркое пятно», отождествляемые с газовыми «карманами», сформировавшимися в результате миграции и концентрации УВ в зоне распространения локальных покрышек. Таким образом, проведенные исследования позволяют уточнить геологическую модель ранее открытой газовой залежи пласта Ю₀.

Неокомская составляющая юрско-барремского НГК на временных сейсмических разрезах по особенностям строения включает два интервала — нижний, имеющий клиноформное строение (ОГ Гп-1, В'), и верхний, характеризующийся покровным развитием отложений (ОГ Гп-1, Гп) (см. рис. 5).

Судя по наличию в разрезе неокома акватории Карского моря клиноформ ачимовской толщи восточного падения [5, 6], а в акватории Баренцева моря — клиноформ с западным наклоном (см. рис. 5), при их формировании источником терригенного материала являлся о-в Новая Земля (см. рис. 1).

Актуальность исследования строения **ант-альб-сеноманского НГК** (мелового) обусловлена открытием газоконденсатных месторождений в данном интервале разреза в акватории Карского моря [5, 6]. Формирование отложений происходило в континентальных условиях, что обусловило резкое изменение мощностей отложений, их невыдержанность и изменчивость на коротких расстояниях.

На стратиграфических срезах, полученных на различных уровнях в исследуемом интервале, можно проследить постоянные изменения направления и формы палеорусел (рис. 8). Распространение коллекторов прогнозировать крайне сложно. Для поиска перспективных объектов был проведен динамический анализ, во всех выделенных аномалиях по AVO-исследованиям подтверждено наличие эффектов, обусловленных газонасыщением.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Сейсмофациальная характеристика бат-келловейских отложений средней юры

Fig. 6. Seismic facies behaviour of Middle Jurassic Bathonian-Callovian deposits

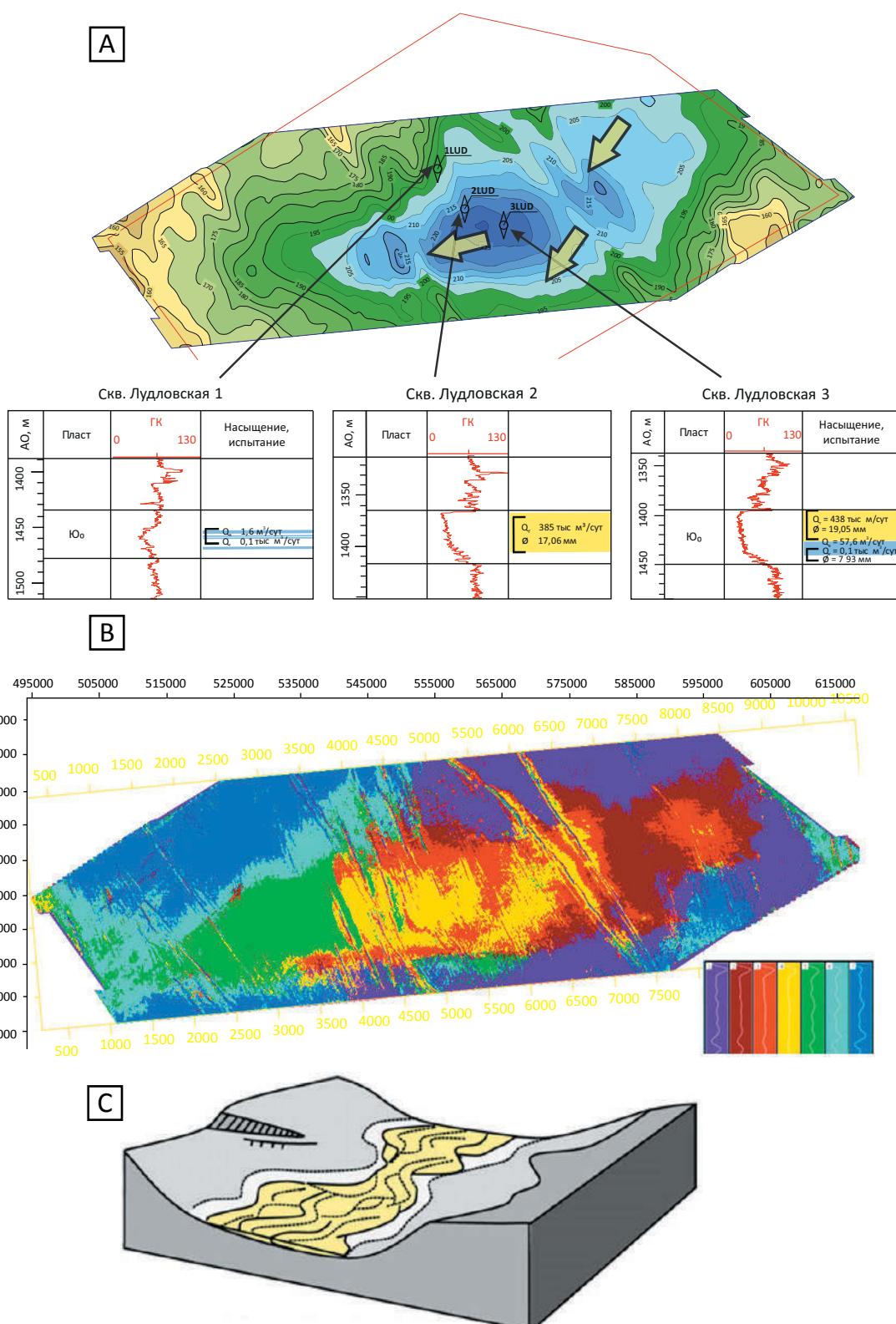
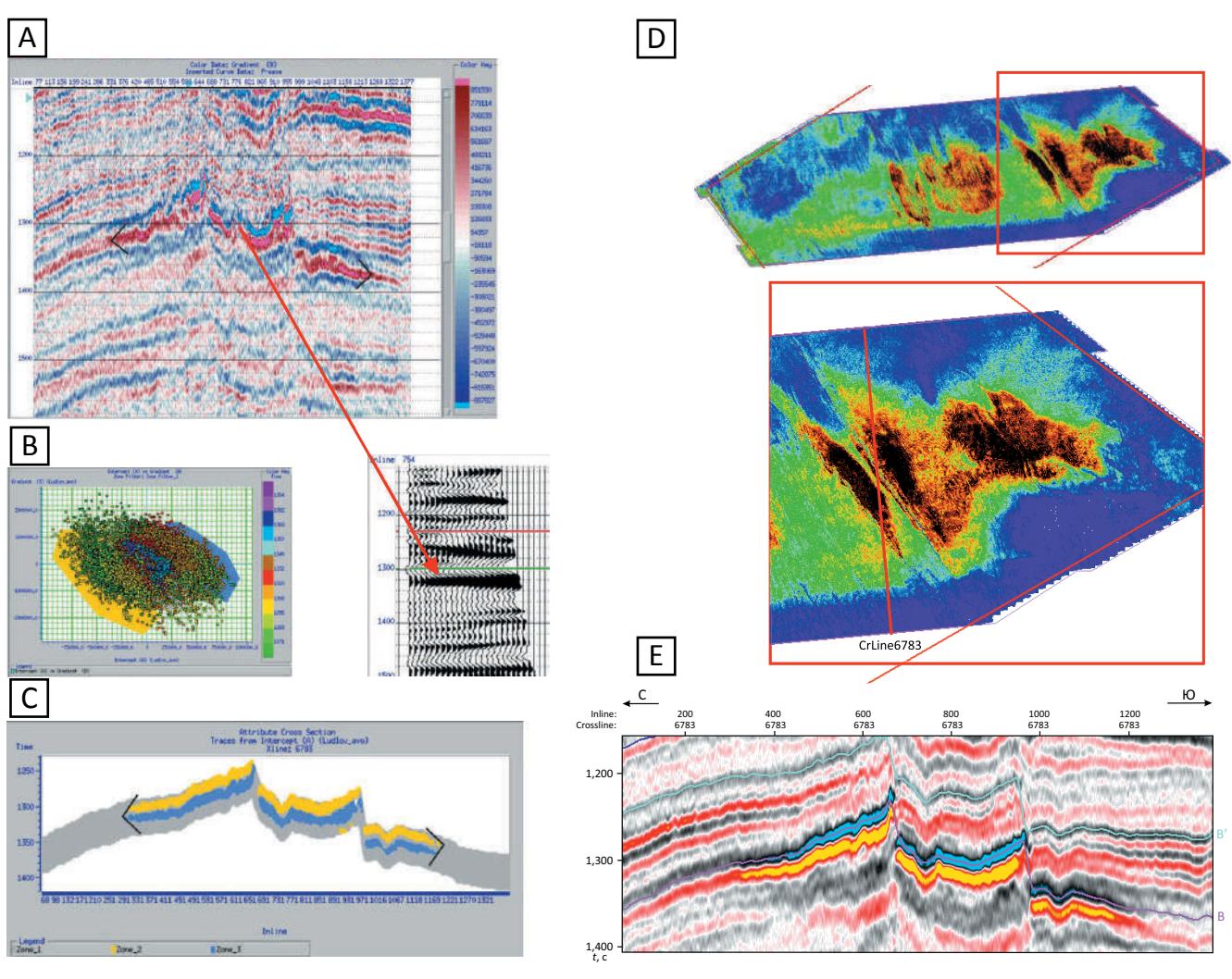
Карта изохрон интервала ОГ B₂–B (А), схема сейсмофаций, рассчитанная в интервале ОГ B–B₂ (Б), палеогеографическая схема (С)Isochrone map in the interval of B₂–B Horizon (A), seismic facies scheme calculated in the interval of B–B₂ Horizon (B), paleogeographic scheme (C)

Рис. 7. Использование AVO-технологии для обнаружения эффектов, обусловленных газонасыщением (профиль 6783)
 Fig. 7. Application of AVO technology to detect effects associated with gas saturation (6783 Line)



AVO-градиент по линии разреза (А), кроссплот зависимости AVO-атрибутов ($w = 50$ мс) (Б), интервал предполагаемой залежи (С), карта среднеквадратичных амплитуд в интервале пласта В (Д), временной сейсмический разрез (Е)

AVO gradient along the line (A), crossplot of AVO attributes ($w = 50$ ms) (B), interval of expected pool (C), map of RMS amplitudes in the interval of B Horizon (D), seismic time section (E)

Таким образом, на основании выполненных исследований:

- кратко рассмотрена геологическая история развития региона, в состав которого входит район исследований;
- представлена сейсмогеологическая модель основных НГК с выделением перспективных объектов;
- на основании AVO-анализа установлено, что аномалия типа «яркое пятно» гораздо больше по площади, чем картируемый контур ГВК залежи пласта Ю_0 ;
- на временных сейсмических разрезах в контуре залежи выделяются «воронки» с низкими значениями параметра, представленные сравнительно узкими зонами отсутствия акустического сигнала. Данные зоны могут быть связаны с тектоническими

нарушениями и каналами вертикальной миграции УВ. В верхней части каналов отмечаются многочисленные аномалии типа «яркое пятно», отождествляемые с газовыми залежами;

– в неокомской части разреза, как и в акватории Карского моря, выделяются клиноформы ачимовской толщи западного падения, источником терригенного материала при их формировании являлся о-в Новая Земля;

– в разрезе апт-альб-сеноманского НГК выделены аномалии, которые по AVO-исследованиям подтверждают наличие эффектов, связанных с газонасыщением;

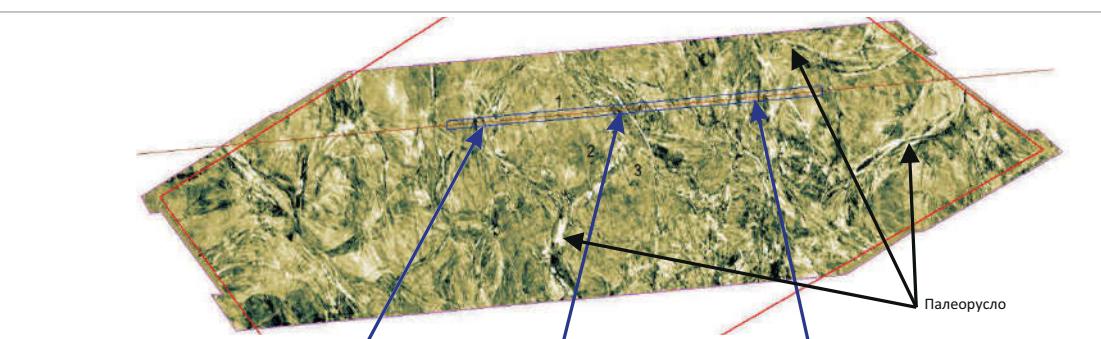
– в результате проведенных исследований рекомендовано бурение семи поисковых скважин, зало-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

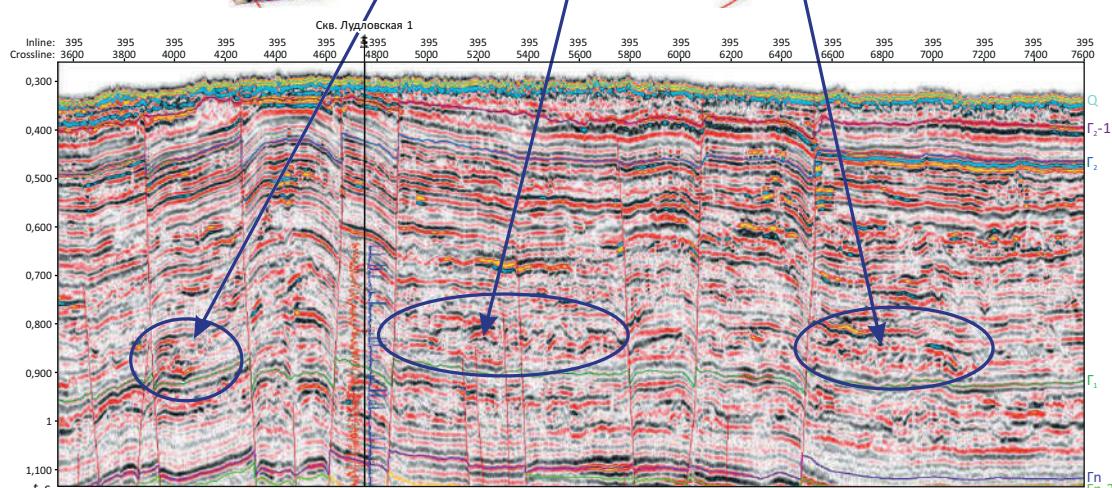
Рис. 8. Пример волновой картины в интервале аптских отложений

Fig. 8. An example of wave pattern in the interval of Aptian deposits

A



B

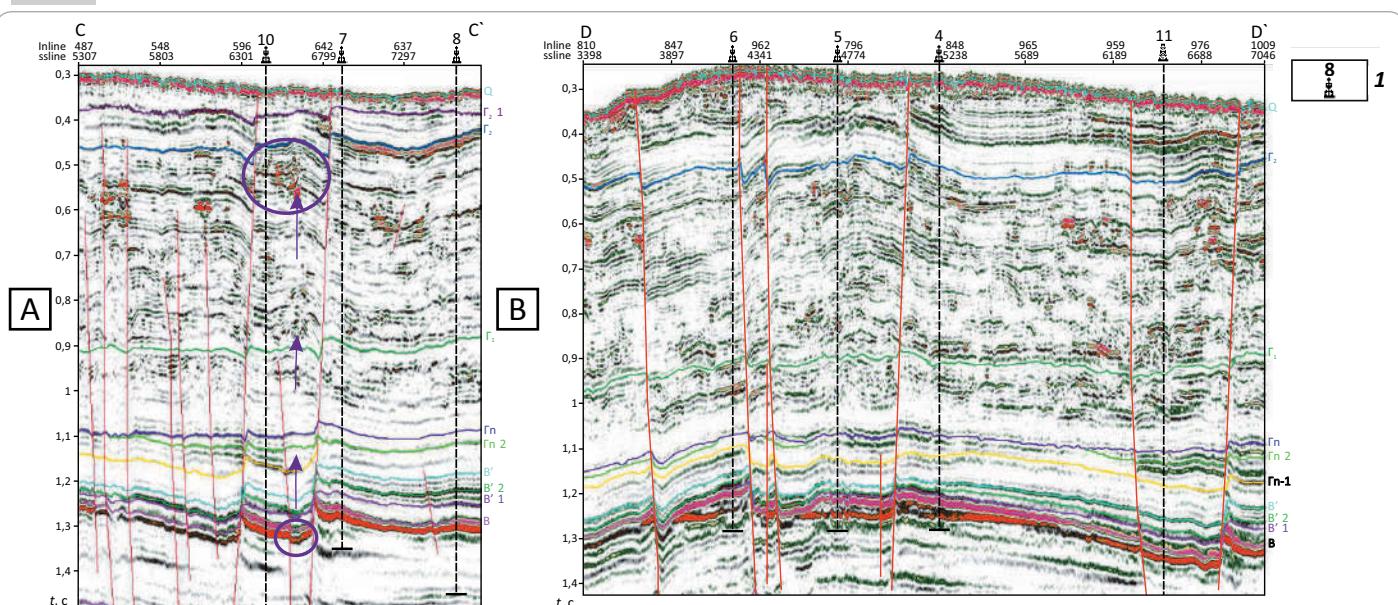


Стратиграфический срез в интервале аптских отложений (выше ОГ Γ_1 на 65 мс) (А); фрагмент временного сейсмического разреза по профилю 395 (Б)

Stratigraphic slice in the interval of Aptian deposits (65 ms above Γ_1 Horizon) (A); fragment of seismic time section along 395 Line (B)

Рис. 9. Положение рекомендуемых скважин

Fig. 9. Location of recommended wells



Временные сейсмические разрезы по линиям С-С' (А) и D-D' (Б).

1 — рекомендуемые скважины

Seismic time sections along C-C' (A) and D-D' lines (B).

1 — recommended wells

женных в различных тектонических блоках (рис. 9). Намечены проектные забои скважин на среднеюрские отложения (пласт Ю₀) с попутной оценкой неокомских (ОГ Гп-1, Гп) горизонтов, включая клиноформную часть разреза.

Таким образом, результаты проведенных работ свидетельствуют о высоких перспективах нефтегазоносности исследованной территории, которые должны подтвердиться намеченным перечнем поискового бурения.

Литература

1. Грамберг И.С., Супруненко О.И. Нефтегазовый потенциал осадочного чехла арктических морей России // Тр. I международной конференции «Освоение шельфа арктических морей России». – М. : Ядерное общество, 1994. – С. 95–97.
2. Григоренко Ю.Н., Мирчук И.М., Савченко В.И. и др. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – Спец. выпуск. – С. 14–71.
3. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Курчиков А.Р., Каминский В.Д., Супруненко О.И., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 7–17.
4. Богоявленский В.И., Полякова И.Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона // Арктика: экология и экономика. – 2012. – № 3(7). – С. 92–103.
5. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С. и др. Уточнение границ сейсмофациальных комплексов неокома в пределах акватории Карского моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 11. – С. 14–24.
6. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С. и др. Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 61–70.
7. Маргулис Е.А. История формирования осадочного чехла Баренцево-Карского региона [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2014.pdf (дата обращения: 30.03.2018).
8. Ступакова А.В. Развитие бассейнов Баренцевоморского шельфа и их нефтегазоносность. Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья, обзорная информация. – М. : Изд-во «Геоинформмарк», 1999. – 62 с.
9. Ткаченко М.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юрского комплекса центральной части Восточно-Баренцевского мегапротигиба // IV Международная конференция молодых ученых и специалистов памяти академика А.П. Карпинского : сб. докладов. – М. : ФГУНПП «Геологоразведка», 2015.
10. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А. и др. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М. : Изд-во Академии горных наук, 2000. – 246 с.
11. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Характеристики геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 300 с.
12. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист Р 39, 40 — о. Колгуев-прол. Карские ворота: Объяснительная записка / В.А. Журавлев, Е.А. Кораго, Д.А. Костин и др. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2014.
13. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 140 с.
14. Недосекин А.С., Смирнов О.А., Шестакова Н.М. и др. Использование АВО-атрибутов при прогнозе нефтегазоносности юрско-меловых отложений Иусского нефтегазоносного района Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 4–11.
15. Муромцев В.С., Журавлева А.В., Неумына Л.Д. и др. Локальный прогноз песчаных тел ловушек нефти и газа путем комплексирования методов электрометрической геологии и сейсмической стратиграфии в отложениях с клиноформным залеганием // Комплексирование геологических и геофизических методов при поиске несводных ловушек и залежей углеводородов в Западной Сибири. – Л., 1989. – С. 90–104.
16. Бембель Р.М., Мегея В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны и дегазация Земли // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ : мат-лы междунар. конференции памяти академика П.Н. Кропоткина (Москва, 20–24 мая 2002 г.). – М. : ГЕОС, 2002. – С. 95–97.
17. Валяев Б.М., Кропоткин П.Н. Зональность нефтегазонакопления и глубинной углеводородной дегазации в осадочных бассейнах (в связи с их геодинамической эволюцией) // Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов : тез. докл. междунар. симпозиума. – М., 1992. – С. 34.

References

1. Gramberg I.S., Suprunenko O.I. Petroleum potential of sedimentary cover, the Russian Arctic seas. Tr. I mezhdunarodnoi konferentsii "Osvoenie shel'fa arktycheskikh morei Rossii". M. : Yadernoe obshchestvo; 1994. pp. 95–97.
2. Grigorenko Yu.N., Mirkhink I.M., Savchenko V.I. et al. Hydrocarbon potential of the Russian continental shelf: current state and development issues. Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. 2006;(special issue):14–71.
3. Kontorovich A.E., Epov M.I., Burshtein L.M., Kurchikov A.R., Kaminskii V.D., Suprunenko O.I., Malyshov N.A., Prischepa O.M., Safronov A.F., Stupakova A.V. Geology and hydrocarbon resources of the continental shelf in Russian Arctic seas and the prospects of their development. Russian Geology and Geophysics. 2010;51(1):3–11.
4. Bogoavlenskii V.I., Polyakova I.D. Petroleum potential of deep-seated formations in the South Kara region. Arktika: ekologiya i ekonomika. 2012;3(7):92–103.
5. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., et al. Specification of the boundaries of the Neocomian seismic-facies complexes within the water limits of the Kara Sea. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanikh i gazovykh mestorozhdenii. 2015;(11):14–24.
6. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., et al. Evaluation of petroleum potential using 2D areal seismic data in the Jurassic-Cretaceous formations, South-Kara region. Oil and gas geology = Geologiya nefti i gaza. 2018;(2):61–70.
7. Margulis E.A. History of formation of sedimentary cover of the Barents-Kara region. The journal Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika. 2014;9(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2014.pdf (accessed 30.03.2018).

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

8. Stupakova A.V. Evolution of basins in the Barents Sea shelf and their hydrocarbon potential. Accumulations of fuel and energy raw materials: overview of geology, methods for exploration, prospecting, and assessment. Moscow: Izd-vo "Geoinformmark"; 1999. 62 p.
9. Tkachenko M.A. Geological structure and petroleum potential of the Jurassic series in the central part of the East Barents megadepression. IV Mezhdunarodnaya konferentsiya molodykh uchenykh i spetsialistov pamyati akademika A.P. Karpinskogo : sb. dokladov. Moscow : FGUNPP "Geologorazvedka"; 2015.
10. Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A. et al. Geology and hydrocarbon potential of the West Siberian Achimov sequence. Moscow : Izd-vo Akademii gornoj nauk; 2000. 246 p.
11. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Features of geological structure and oil and gas occurrence within the Achimov play of Western Siberia. Novosibirsk : Izd-vo SO RAN; 2015. 300 p.
12. State geological map of Russian Federation. North-Kara and Barents Sea series. Sheet R 39, 40 — Kolguev Island - Kara Strait channel: Explanatory note. In: V.A. Zhuravlev, E.A. Korago, D.A. Kostin et al., eds. St. Petersburg: Izd-vo VSEGEI; 2014.
13. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Features of geological structure and oil and gas occurrence within the Jurassic play of Western Siberia. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2015. 140 p.
14. Nedosekin A.S., Smironov O.A., Shestakova N.M. et al. The use of AVO-attributes when predicting oil and gas potential of the Jurassic-Cretaceous sediments of lusky oil and gas region of the Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2016;(12):4-11.
15. Muromtsev V.S., Zhuravleva A.V., Neuimina L.D. et al. Integration of electrometric geology and seismic stratigraphy: local forecast of sand bodies — oil and gas traps in clinoform sequences. *Kompleksirovaniye geologicheskikh i geofizicheskikh metodov pri poiske nesvodnykh lovushek i zalezhei uglevodorodov v Zapadnoi Sibiri*. Leningrad; 1989. pp. 90–104.
16. Bembel' R.M., Megerya V.M., Bembel' S.R. Geosolitons and outgassing of Earth. *Degazatsiya Zemli: geodinamika, geoflyuidy, neft' i gaz : mat-ly mezhdun. konferentsii pamyati akademika P.N. Kropotkina* (Moscow, 20–24 May, 2002). Moscow: GEOS; 2002. pp. 95–97.
17. Valyaev B.M., Kropotkin P.N. Zonation of oil and gas accumulation and deep hydrocarbon outgassing in sedimentary basins (in the context of their geodynamic evolution). *Geodinamicheskaya evolyutsiya osadochnykh basseinov : tez. dokl. mezhdun. simpoziuma*. Moscow: 1992. p. 34.

УДК 550.4:552.578:553.983+551.76

DOI 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127

Геохимическая характеристика и нефтегазогенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей

© 2018 г. | А.П. Афанасенков^{1,2}, А.Л. Петров¹, Э.М. Грайзер¹¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; afanasenkov@vnigni.ru; a.petrov@vnigni.ru; grayzer@vnigni.ru;²Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Поступила 10.05.2018 г.

Принята к печати 13.08.2018 г.

Ключевые слова: органическое вещество пород; нефтематеринские толщи; углеводородно-генерационный потенциал; Rock-Eval; Енисей-Хатанская нефтегазоносная область; гольчихинская свита.

Представлены результаты геохимических исследований органического вещества мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей, выполненных методом Rock-Eval на обширной коллекции кернового материала. Детально опробованы интервалы разрезов, в которых по результатам прошлых исследований были выявлены уровни с преобладанием в составе органического вещества сапропелевых компонентов. Показано, что наибольший интерес с точки зрения генерации жидких углеводородов представляют материнские породы яновстанской (J_3-K_1jan) и верхней части гольчихинской (J_2-K_1gl) свит, в разрезах которых выделены 20–50-метровые пачки пород, обогащенных органических веществ сапропелевого типа и находящихся в главной зоне нефтеобразования. Установлено, что в интервалах разреза гольчихинской свиты, приуроченных к средней и верхней частям, материнские породы по генерационным характеристикам не отличаются от материнских пород яновстанской свиты. Сопоставление результатов Rock-Eval для стратиграфических уровней нижней части гольчихинской и сиговской (J_3sig) свит также показывает их сходство. Неоднородность гольчихинской свиты по геохимическим параметрам подтверждает высказываемые ранее предположения о необходимости расчленения толщи на свиты (яновстанскую, сиговскую и, возможно, точинскую) и предполагает выделение гольчихинской свиты как серии.

Для цитирования: Афанасенков А.П., Петров А.Л., Грайзер Э.М. Геохимическая характеристика и нефтегазогенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 109–127. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127.

Geochemical description and oil&gas generation potential of Mesozoic formations within the Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions

© 2018 | А.П. Afanasenkov^{1,2}, А.Л. Petrov¹, Е.М. Grayzer¹¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; afanasenkov@vnigni.ru; a.petrov@vnigni.ru; grayzer@vnigni.ru²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

Received 10.05.2018

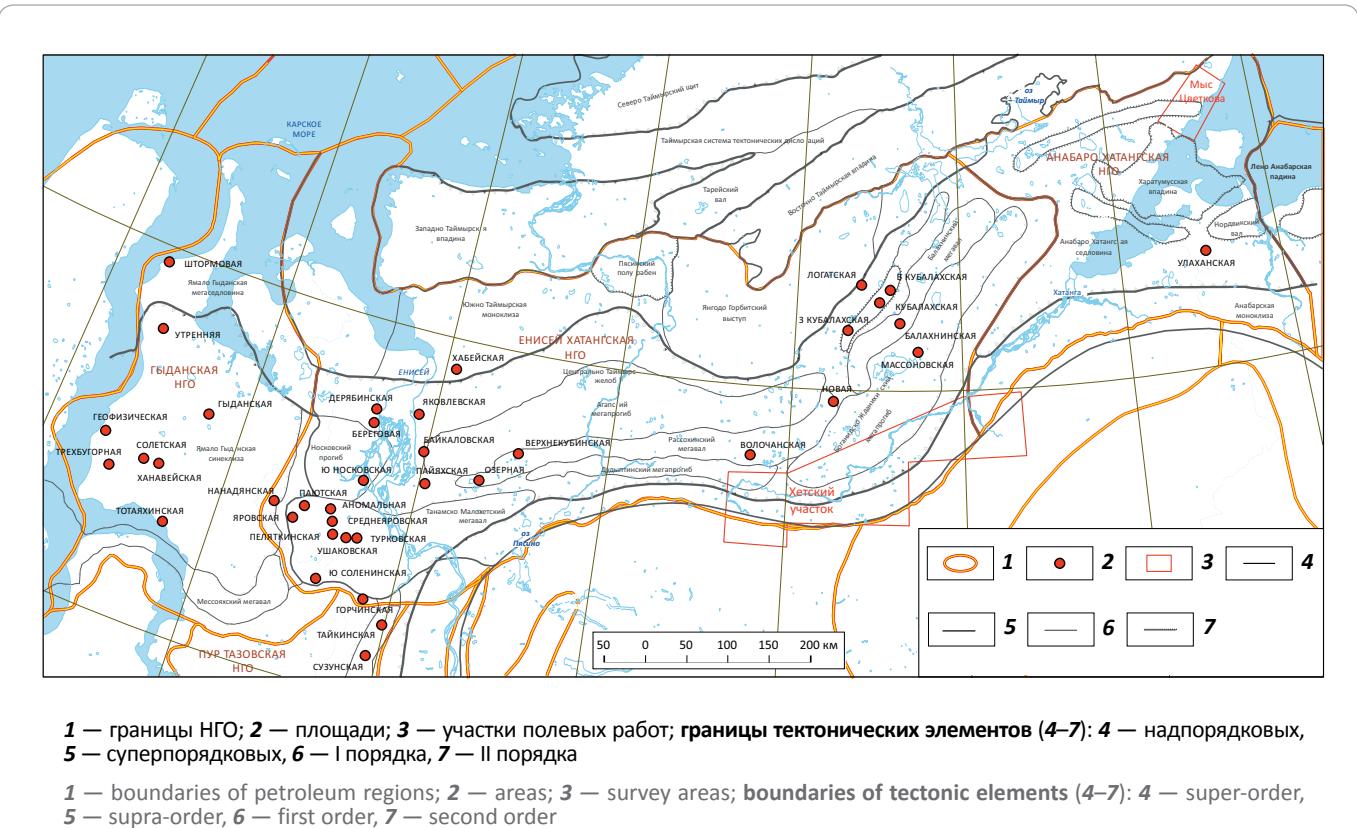
Accepted for publication 13.08.2018

Key words: organic matter of rocks; oil and gas source formations; hydrocarbon generation potential; Rock-Eval; Yenisei-Khatanga oil and gas bearing region; Golchikhinsky Fm.

The paper presents the results of geochemical studies of organic matter in the Mesozoic deposits of Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions; the studies were conducted on the comprehensive collection of core material with the use of the Rock-Eval method. The detailed sampling was carried out in the intervals, where the previous investigations have identified the levels with predominance of sapropelic components in the organic matter. It is shown that source rocks of the Yanovstansky (J_3-K_1jan) and the upper part of the Golchikhinsky (J_2-K_1gl) formations are of the major interest in the context of liquid hydrocarbons generation. 20 to 50 m thick members enriched in sapropelic-type organic matter and situated in the oil window were identified in the mentioned formations. It is found that in terms of generation features, source rocks of the Golchikhinsky intervals associated with its middle and upper parts do not differ from the Yanovstansky source rocks. Comparison of Rock-Eval results for stratigraphic levels of the lower parts of the Golchikhinsky and Sigovsky (J_3sig) formations also shows their similarity. Inhomogeneity of the Golchikhinsky Fm in terms of geochemical parameters confirms the previously discussed assumptions that this sequence should be stratified into formations (Yanovstansky, Sigovsky, and, possibly, Tochinsky), while the Golchikhinsky formation should be considered as a group.

For citation: Afanasenkov A.P., Petrov A.L., Grayzer E.M. Geochemical description and oil-and-gas generation potential of Mesozoic formations within the Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(6):109–127. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127.

Рис. 1. Обзорная схема района исследований
Fig. 1. Overview map of the study area



Оценка перспектив нефтегазоносности любой территории невозможна без анализа присутствия в разрезе нефтегазоматеринских толщ — генерационных источников существующих углеводородных скоплений. С конца 1960-х гг. до настоящего времени на территории северного обрамления Сибирской платформы был выполнен значительный объем работ по исследованию органического вещества мезозойских отложений, что отражено в работах А.П. Афанасенкова [1–4], Л.Н. Болдушевской [5], А.Г. Войцеховской [6, 7], А.И. Данюшевской [8, 9], М.О. Захряминой [10], Н.С. Ким [11–14], М.М. Колгановой [15], А.Э. Конторовича [16–18], А.И. Ларичева [19], И.Д. Поляковой [20], П.И. Сафронова [21], В.А. Скоробогатова [22], Д.С. Сорокова [23], Ю.А. Филиппова [24] и др. Было установлено, что, в отличие от Западно-Сибирского региона, в разрезе юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского прогиба дифференциация толщ по содержанию органического углерода выражена слабо, а вещественный состав органического вещества представлен преимущественно смешанным сапропелево-гумусовым материалом.

По результатам геохимических исследований было показано, что источником залежей нефти в меловом комплексе являются нефтематеринские породы яновстанской (гольчихинской) свиты (J_3-K_1jan), в разрезе которой присутствуют интервалы, обога-

щенные сапропелевым ОВ. В качестве нефтематеринских рассматриваются также и нижнемеловые породы, в которых были выявлены уровни, по геохимическим параметрам схожие с верхнеюрскими отложениями.

По результатам обобщения исследований по геохимии ОВ на территории Гыданской нефтегазоносной области (НГО) В.А. Скоробогатовым было установлено, что главной газоматеринской толщей для этого региона является танопчинская угленосная свита (K_1tn). Главный битумогенерирующий уровень — верхнеуральско-валанжинский [22].

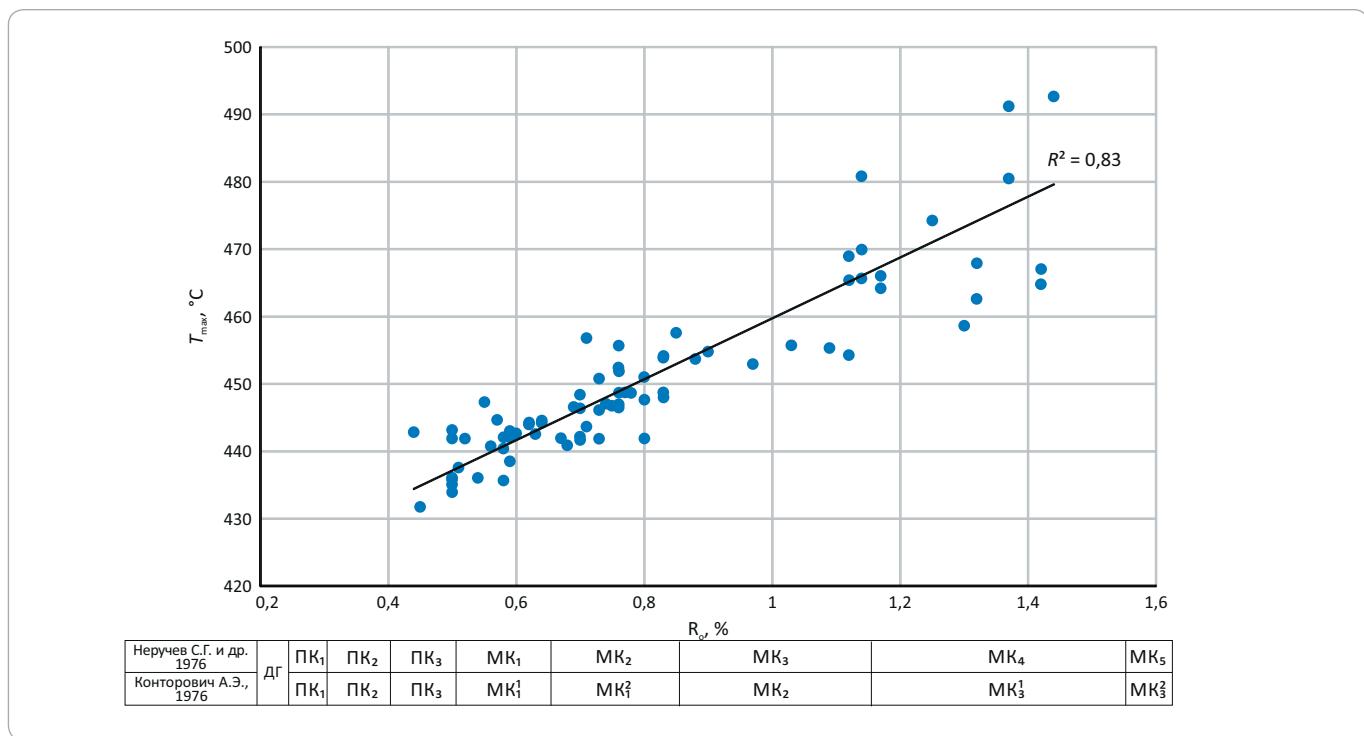
Геохимические исследования органического вещества мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской НГО и прилегающих районов выполнены по керновому материалу 66 скважин (1780 образцов). Обзорная схема расположения площадей и корреляция стратиграфических подразделений [25–27] района исследований представлены на рис. 1, 2.

Более детально опробованы интервалы разрезов, в которых по результатам прошлых исследований были выявлены уровни с преобладанием в составе ОВ сапропелевых компонентов. Дополнительно были опробованы скважины, ранее не учитываемые в обобщающих работах по данному региону. Новые

Рис. 2. Корреляционная схема стратиграфических подразделений мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской НГО
 Fig. 2. Correlation chart of Mesozoic stratigraphic units in Gydansky and Yenisei-Khatanga petroleum regions

Эон	Система	Отдел	Ярус	Гыданская НГО	Енисей Хатангская НГО	
					Западная часть	Восточная часть
Мезозой	Юрская	Нижний	Верхний	Маастрихтский	Танамская	Танамская
				Кампанский	Часельская	Крести Юряхская
				Сантонский		Мутинская
				Коньякский		Хетская
				Туронский	Кузнецковская	Ледяная
				Сеноманский	Марресалинская	Бегичевская
				Альбский	Яронгская	Огневская
				Аптский	Танопчинская	Рассохинская
				Барремский		Санга Салинская
				Готеривский		Тигянская
Мезозой	Юрская	Средний	Верхний	Валанжинский	Ахская	Балагачанская
				Берриасский		Бояркинская
				Титонский	Гольчихинская	Паксинская
				Киммериджский		Гольчихинская ?
				Оксфордский		
				Келловейский		
				Батский		
				Байосский		
				Ааленский		
				Тоарский		
Триасовая	Красноселькупская	Нижний	Верхний	Плинсбахский	Гольчихинская	Букатыйская
				Синемюрский		Сиговская
				Геттангский		?
				Рэтский		
				Норийский	Тампейская	
				Карнийский		
				Ладинский		
				Анзийский		
				Оленекский		
				Индский		
Красноселькупская	Красноселькупская	Средний	Верхний	Витютинская	Тампейская серия	Тумулская
				Варенгаяхинская		Пемпилская
				Пурская		Немцовская
				Трыбъяхская	Красноселькупская серия	Осипайская
				Коротчаевская		Топографическая
				Аймальская		Улахан Крестовская
						Многовершинская
						Прибрежнинская
						Центрально Ыстанахская
						Таймырская Восточно Таймырская
Красноселькупская	Красноселькупская	Нижний	Верхний			Чекановская
						Фадьюкудинская
						Цветковомысская
						Зверинская + бетлингская
						Кешинская

* Бывшие подсвиты джангодской свиты.

Рис. 3. Корреляция параметра T_{\max} и показателя R_o Fig. 3. A cross-plot of maximum pyrolysis temperature (T_{\max}) versus vitrinite reflectance (% R_o)

данные о нефтегазогенерационных характеристиках юрско-меловых отложений приведены для Гыданской НГО по результатам геохимических исследований параметрической скв. Гыданская-130.

Для сравнения результатов определения зрелости ОВ по параметру T_{\max} (Rock-Eval) с определениями отражательной способности витринита (R_o) использованы данные о замерах отражательной способности мацералов углей мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба. Дополнительно были учтены данные замеров показателя преломления ($N_{\text{пр}}$), полученные по результатам прошлых исследований [3, 8]. Связь T_{\max} с R_o показана на рис. 3. На графике видно, что значениям показателя R_o , отвечающим главной зоне нефтеобразования (ГЗН) — 0,5–1,15 [28], соответствуют значения T_{\max} , равные 435–465 °C.

Мезозойские отложения Гыданской НГО

По керновому материалу 30 скважин были исследованы 153 образца пород методом Rock-Eval. Выборка представлена преимущественно образцами из меловых отложений танопчинской ($K_1\text{tn}$) и ахской ($K_1\text{ah}$) свит. Отложения юрского возраста представлены образцами (21) гольчихинской ($J_2\text{-}K\text{gl}$), малышевской ($J_2\text{ml}$) и китербютской ($J_2\text{kt}$) свит.

На гистограммах распределения современных концентраций органического углерода ($C_{\text{опр}}$) по изученным свитам видно, что в слабохарактеризованных керном юрских отложениях содержание $C_{\text{опр}}$

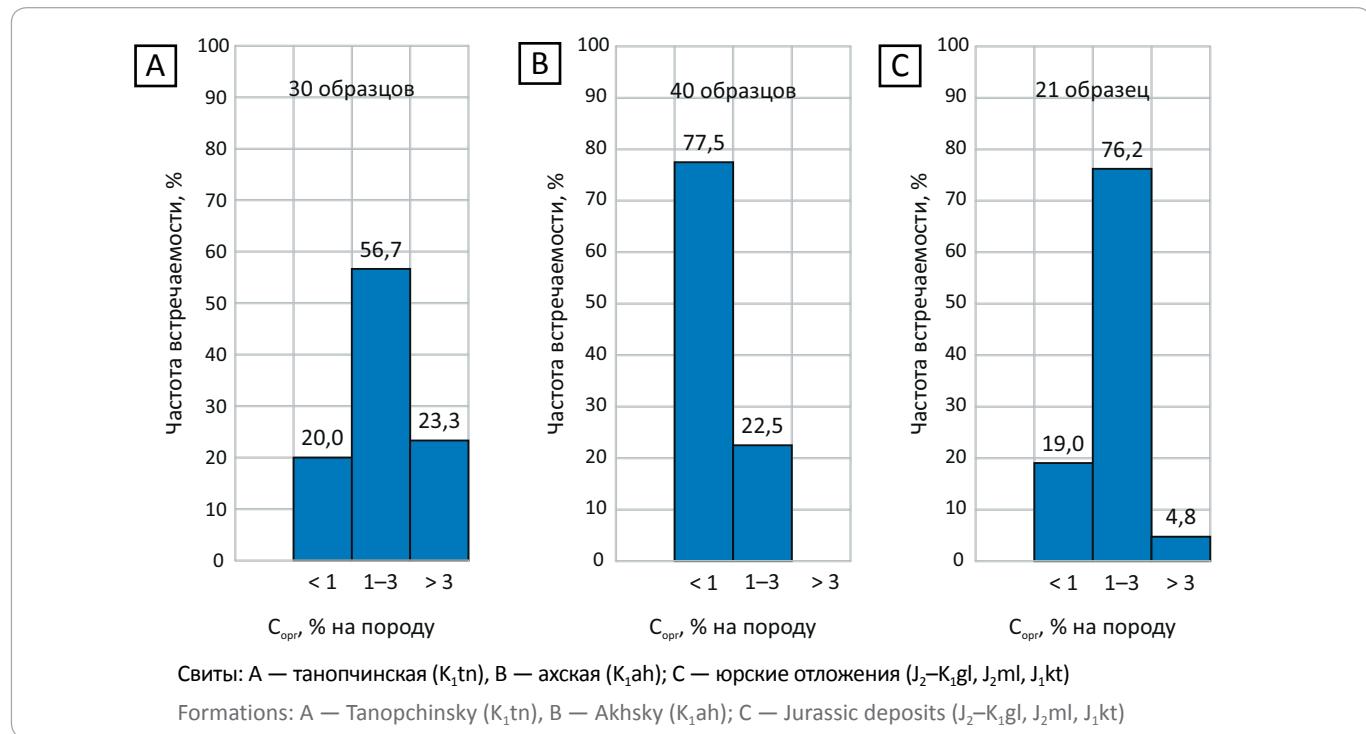
составляет 1–3 % на породу (рис. 4). Образцы с содержанием $C_{\text{опр}}$ 3 % и выше встречены в гольчихинской свите (скв. Геофизическая-55). Содержание $C_{\text{опр}}$ в образцах китербютской свиты (скв. Штормовая-122) варьирует от 0,8 до 1,4 %.

Среди исследованной выборки нижнемеловых отложений 23 % образцов танопчинской свиты характеризуется повышенными концентрациями $C_{\text{опр}}$, вызванными наличием в разрезе углистых аргиллитов. В таких образцах концентрация $C_{\text{опр}}$ может достигать 15 %. Обогащенные прослои были встречены на Утренней и Геофизической площадях. В образцах керна ахской свиты содержание $C_{\text{опр}}$ для подавляющего числа образцов не превышает 1 %.

Характеристика нефтегазоматеринских пород по углеводородно-генерационному потенциальному по результатам Rock-Eval для изученной коллекции юрско-меловых отложений представлена на диаграммах зависимости НИ от T_{\max} (рис. 5). Классификация типов керогена приведена по К.Е. Peters и М.Р. Cassa [29].

По результатам Rock-Eval, в разрезе юрских отложений органическое вещество с существенной долей сапропелевой составляющей встречено в породах гольчихинской (скв. Геофизическая-55, глубина 3420–3425 м) и китербютской (скв. Штормовая-122, глубина 3962–3968 м) свит. Значения водородного индекса для материнских пород гольчихинской свиты составляют 210–235 мг УВ/г $C_{\text{опр}}$ при катагенетической зрелости, достигшей градации МК₁ ($T_{\max} = 440$ °C).

Рис. 4. Гистограммы распределений концентраций C_{opr} в мезозойских отложениях Гыданской НГО
 Fig. 4. Histograms of C_{opr} concentration distribution in Mesozoic deposits of Gydan petroleum region



Преобразованность отложений китербютской свиты несколько выше — МК_2 ($T_{\text{max}} = 445^\circ\text{C}$), что отражается и на значении водородного индекса, составляющем 100–170 мг УВ/г C_{opr} (градации катагенеза ОВ даны по шкале Вассоевича [28]). Органическое вещество малышевской свиты (скважины Геофизическая-52, Утренняя-279) представлено в основном керогеном III типа. При значениях T_{max} , равных 445°C , водородный индекс не превышает 180 мг УВ/г C_{opr} .

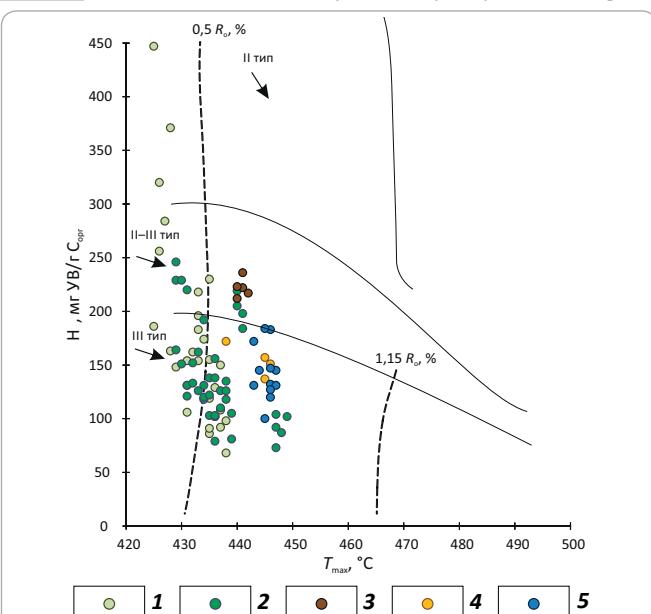
Полученные по результатам Rock-Eval параметры термической зрелости свидетельствуют о нахождении юрских нефтематеринских пород в главной зоне нефтеобразования.

Органическое вещество в отложениях ахской свиты представлено преимущественно керогеном III типа (см. рис. 5). Для большинства изученных образцов значения НИ на начальных стадиях катагенеза (ПК_3) не превышают 200 мг УВ/г C_{opr} , что характеризует эти толщи как газоматеринские. Прослои, обогащенные сапропелевым ОВ, были встречены в аргиллитах скв. Утренняя-262, где значения водородного индекса достигают 250 мг УВ/г C_{opr} . Однако масштабы генерации этими породами жидкых углеводородов, вероятно, не столь велики, так как они находятся на начальных стадиях катагенеза ($\text{ПК}_3\text{--МК}_1$).

Повышенная доля сапропелевых компонентов в ОВ ахской свиты отмечена также в образцах из скв. Трехбугорная-445, где при градациях катагенеза $\text{МК}_1\text{--МК}_2$ ($T_{\text{max}} = 440\text{--}445^\circ\text{C}$) значения водородного индекса достигают 220 мг УВ/г C_{opr} и в целом тренд

Рис. 5. Зависимость НИ — T_{max} для юрско-меловых отложений Гыданской НГО

Fig. 5. A cross-plot of hydrogen index (HI) versus maximum pyrolysis temperature (T_{max}) dependence for Jurassic-Cretaceous rocks in the deposits of Gydan petroleum region

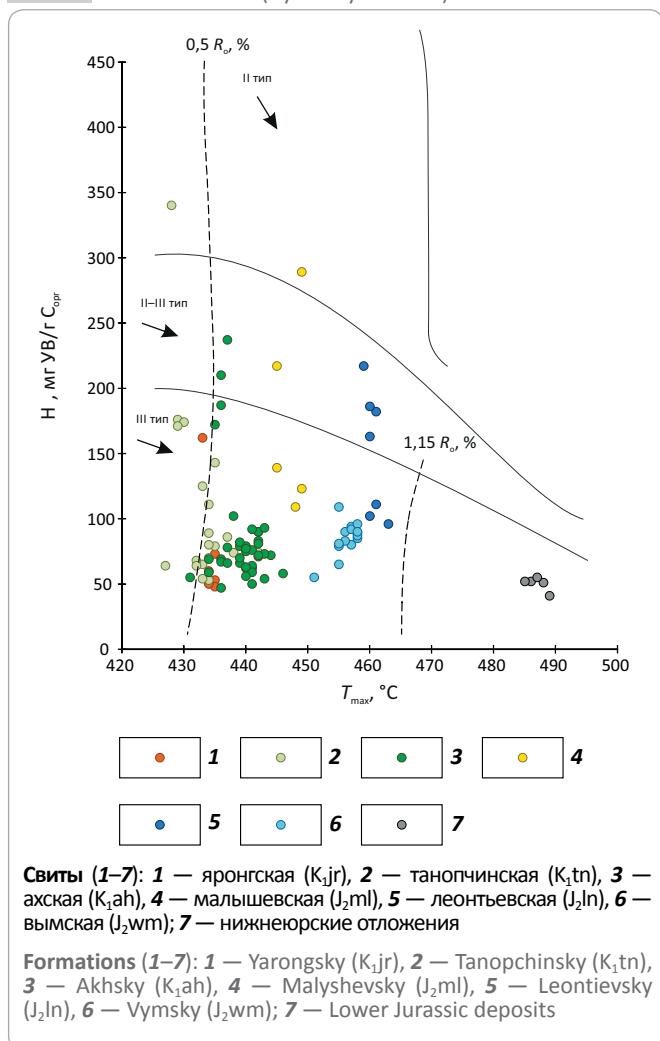


Свиты (1–5): 1 — танопчинская ($K_1\text{tn}$), 2 — ахская ($K_1\text{ah}$), 3 — гольчихинская ($J_2\text{--}K_1\text{gl}$), 4 — малышевская ($J_2\text{ml}$), 5 — китербютская ($J_1\text{kt}$)

Formations (1–5): 1 — Tanopchinsky ($K_1\text{tn}$), 2 — Akhsky ($K_1\text{ah}$), 3 — Golchikhinsky ($J_2\text{--}K_1\text{gl}$), 4 — Malyshevsky ($J_2\text{ml}$), 5 — Kiterbyutsky ($J_1\text{kt}$)

Рис. 6. Зависимость $HI - T_{\max}$ для юрско-меловых отложений (скв. Гыданская-130)

Fig. 6. A cross-plot of hydrogen index (HI) versus maximum pyrolysis temperature (T_{\max}) dependence for Jurassic-Cretaceous rocks (Gydansky-130 well)



«эволюции» керогена совпадает с таковым для юрских отложений.

Повышенными значениями остаточного генерационного потенциала (S_2) выделяются углистые аргиллиты танопчинской свиты с Утренней (скважины 259, 265, 277, 287) и Геофизической (скважины 52, 53, 59) площадей. В этих образцах при $T_{\max} = 425-428^{\circ}\text{C}$ водородный индекс варьирует от 450 до 250 мг УВ/г $C_{\text{опр}}$. Однако повышенный водородный индекс может быть обусловлен особенностями метода пиролиза высокообогащенных углеродом образцов. Для получения достоверных данных о нефтегазогенерационном потенциале таких отложений необходимы дополнительные исследования.

Таким образом, из имеющегося материала следует, что в разрезе мезозойских отложений Гыданской НГО нефтегазоматеринские породы встречены по всему разрезу. Органическое вещество нижнемеловых отложений в основном представлено кероге-

ном III типа. Невысокий начальный генерационный потенциал материнских пород нижнемеловых отложений позволяет рассматривать их как преимущественно газоматеринские.

Новые данные о геохимических характеристиках ОВ мезозойских отложений Гыданской НГО были получены по результатам геохимических исследований кернового материала параметрической скв. Гыданская-130.

В разрезе скважины выделены нефтегазоматеринские породы с преобладанием в составе ОВ гумусовых компонентов: глинистые отложения ахской (K_1ah), верхняя часть малышевской (J_2ml), средняя часть леонтьевской (J_2ln) и верхняя часть вымской (J_2wm) свит. В нижнеюрских отложениях отмечаются маломощные интервалы алевролитов с многочисленными прослойками растительного дегрита, характеризующиеся повышенным содержанием $C_{\text{опр}}$.

Водородный индекс ОВ среднеюрских нефтегазоматеринских пород не превышает 150 мг УВ/г $C_{\text{опр}}$ (рис. 6). Такие низкие значения HI, отражающие нефтегенерационный потенциал и тип материнского ОВ, обусловлены не только присутствием гумусового материала, но и значительной катагенетической зрелостью керогена ($T_{\max} = 450-465^{\circ}\text{C}$).

По параметру T_{\max} в изученной части разреза прослежены градации катагенеза ОВ от ПК₃ (отложения яронгской свиты) до начала МК₅ (отложения нижней юры). Верхнюю границу зоны нефтеобразования (ГЗН) можно провести по кровле ахской свиты. С глубины около 4800 м начинается переход от главной зоны нефтеобразования к зоне жирного газа.

Мезозойские отложения западной части Енисей-Хатангской НГО

Данные по числу проанализированных образцов керна юрско-меловых отложений по возрасту вмещающих отложений, площадям Енисей-Хатангской НГО и прилегающих районах приведены в табл. 1. Образцы из отложений нижнеюрского комплекса для западной части Енисей-Хатангской НГО в изученной новой коллекции были единичными. Поэтому данные о средних концентрациях органического углерода в породах нижней юры приведены по материалам А.И. Данюшевской [8] и А.П. Афанасенкова [3] (табл. 2).

Гистограммы распределения концентраций $C_{\text{опр}}$ в аргиллитах и алевролитах изученного разреза мезозойских отложений показывают, что в целом для всех отложений юрского возраста характерно преобладание образцов с концентрацией $C_{\text{опр}}$ в интервале 1–3 % (рис. 7). Некоторое увеличение доли образцов с концентрацией $C_{\text{опр}} > 3\%$ на породу в малышевской и вымской свитах связано с наличием в разрезе углистых включений. В углистых аргиллитах и алевролитах содержание органического углерода в отдельных образцах достигает первых десятков процентов.

Табл. 1. Проанализированные образцы керна по свитам и площадям Енисей-Хатангской НГО

Tab. 1. Core samples analysed from formations and areas of Yenisei-Khatanga petroleum region

Возраст	Свита	Число изученных образцов методом Rock-Eval	Скважины
Берриас – ранний готтерив	Шуратовская	87	Аномальная-51; Дерябинские-5, 9; Южно-Носковская-318; Яковлевская-2; Яровская-2
Берриас – ранний валанжин	Нижнекхетская	119	Байкаловская-1; Горчинские-1, 2; Пайяхские-1, 4; Тайкинская-2
Поздний бат – берриас	Гольчихинская	312	Аномальная-51; Береговая-2; Дерябинские-5, 6, 9; Нанадянская-310; Паютская-1; Пеляткинская-15; Среднеяровские-3, 4; Турковская-1; Ушаковская-1; Хабейская-1; Южно-Носковская-318; Яковлевская-2; Яровская-2
Ранний кимеридж – берриас	Яновстанская	162	Байкаловская-1; Горчинские-1, 2; Озерная-10; Пайяхские-1, 3, 4; Тайкинская-2; Южно-Соленинская-25
Поздний келловей – ранний кимеридж	Сиговская	199	Верхнекубинская-2; Озерные-8, 10; Пайяхские-1, 3, 4; Сузунская-4
Поздний бат – поздний келловей	Точинская	11	Верхнекубинская-2; Горчинская-1
Поздний байос – поздний бат	Малышевская	83	Верхнекубинская-2; Дерябинские-5, 9; Пайяхская-1; Турковская-1; Ушаковская-1; Южно-Носковская-318; Яковлевская-2; Яровская-2
Ранний бат – поздний бат	Леонтьевская	48	Аномальная-51; Верхнекубинская-2; Дерябинская-9; Паютская-1; Ушаковская-1; Яровская-2
Поздний аален – ранний байос	Вымская	41	Верхнекубинская-2; Ушаковская-1; Яровская-2

Табл. 2. Содержание C_{opr} в аргиллитах нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской НГО

Tab. 2. TOC content in Lower Jurrasic argillites deposits of Yenisei-Khatanga petroleum region

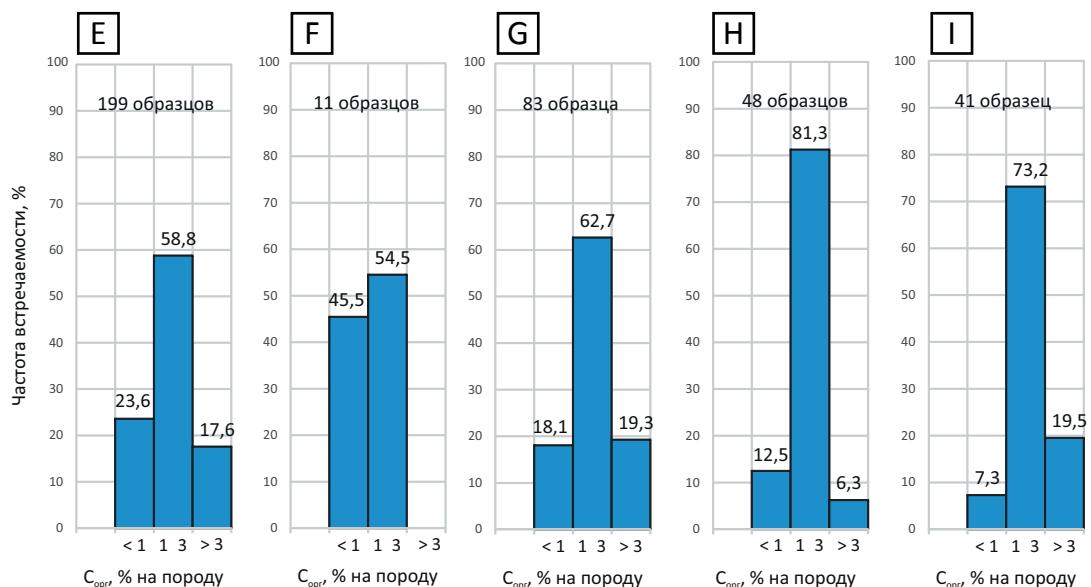
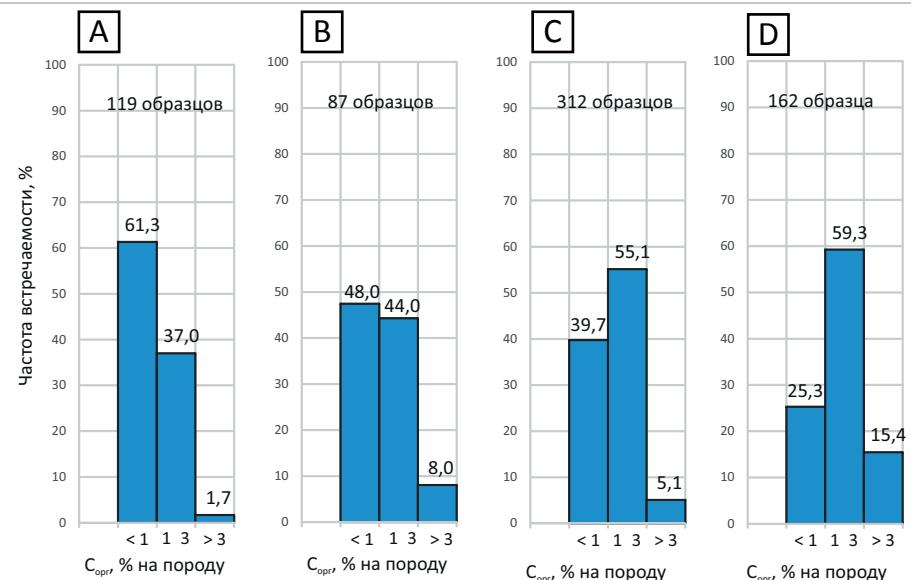
Площадь	Свита	C_{opr} , % на породу	Число образцов
Зимняя	Лайдинская	1,24	2
	Левинская	0,64	2
Нижнекхетская	Лайдинская	1,42	4
	Надояхская-китебюрская	0,85	2
	Левинская	1,07	5
Долганская	Лайдинская	1,51	2
	Надояхская-китебрютская	1	5
Семеновская	То же	1,4	4
	Зимняя	1,32	3
Малохетская	Надояхская-китебрютская	1,22	3
Суходудинская	То же	1	4
Джангодская	“	1,6	4
Рассохинская	“	0,99	2
	Левинская	0,5	1
Тундровая	Ладояхская-китебрютская	1,1	9
	Левинская	1	7

В изученных образцах керна нижнемеловых отложений, исследованных в объеме нижнекхетской (K_{1nch}) и шуратовской (K_{1sh}) свит, преобладают концентрации $C_{opr} < 1\%$. Вместе с тем в отдельных скважинах (Аномальная-51, Пайяхская-4 и Яровская-2) в

подошве нижнемеловых отложений выделяются пачки пород, где концентрация C_{opr} достигает 4,5 %.

По результатам исследований, выполненных методом Rock-Eval, ОВ в породах **вымской свиты** представлено преимущественно керогеном III типа

Рис. 7. Гистограммы распределения концентрации C_{opr} в мезозойских отложениях западной части Енисей-Хатангской НГО
 Fig. 7. Histograms of TOC concentration distribution in Mesozoic deposits of the western part of Yenisei-Khatanga petroleum region



Свиты: А — нижнекетская (K₁nch), В — шуратовская (K₁sh), С — гольчихинская (J₂-K₁gl), Д — янновстанская (J₃-K₁jan), Е — сиговская (J₃sig), F — точинская (J₂-J₃tch), G — малышевская (J₂ml), H — леонтьевская (J₂ln), I — вымская (J₂wm)

Formations: A — Nizhnekhetsky (K₁nch), B — Shuratovsky (K₁sh), C — Golchikhinsky (J₂-K₁gl), D — Yanovstansky (J₃-K₁jan), E — Sigovsky (J₃sig), F — Tochinsky (J₂-J₃tch), G — Malyshevsky (J₂ml), H — Leontievsky (J₂ln), I — Vymsky (J₂wm)

(рис. 8). В изученной коллекции образцы с углистыми включениями были встречены в разрезах скважин Верхнекубинская-2 и Ушаковская-1. Так, в скв. Ушаковская-1 при уровне зрелости ОВ, соответствующем градации МК₃ ($T_{max} = 460$ °C), остаточный генерационный потенциал для этих образцов варьирует от 12 до 8 мг УВ/г породы, водородный индекс — от 140 до 170 мг УВ/г C_{opr} .

Катагенетическая зрелость ОВ вымской свиты изменяется от градации МК₂ в скв. Горчинская-1 (3490 м) до МК₄ — в скв. Верхнекубинская-2 (4190 м).

В леонтьевской свите степень преобразованности ОВ практически во всех изученных образцах достигла градации МК₃, а в скважинах Верхнекубинская-2 и Яровская-2 нефтегазоматеринские породы вошли в главную зону газообразования (МК₄). Водородный индекс из-за сильного катагенеза не превышает 90 мг УВ/г C_{opr} . В скв. Дерябинская-9 преобразованность ОВ зафиксирована на начальных стадиях катагенеза МК₂ ($T_{max} = 444$ °C), что при значении водородного индекса 120 мг УВ/г C_{opr} свидетельствует о преимущественно гумусовом типе ОВ.

По углеводородно-генерационному потенциалу нефтегазоматеринские породы **малышевской свиты** характеризуются как преимущественно газогенерационные. Так, на Дерябинской площади при $T_{\max} = 440^{\circ}\text{C}$ (МК₁) водородный индекс не превышает 150 мг УВ/г С_{опр}, что свидетельствует о преобладании в составе ОВ гумусовых компонентов, как и в скв. Яковлевская-2, где при $T_{\max} = 437\text{--}438^{\circ}\text{C}$ водородный индекс не превышает 140 мг УВ/г С_{опр}. Однако в разрезе встречаются высокоуглеродистые прослои (С_{опр} > 30 % на породу), остаточный генерационный потенциал которых достигает 100 мг УВ/г породы, НІ — 300 мг УВ/г С_{опр}. Высокоуглеродистые интервалы в разрезе малышевской свиты встречены в скважинах Турковская-1, Ушаковская-1, Яровская-2.

Максимальная степень преобразованности малышевской свиты зафиксирована в скважинах Пайяхская-1 и Южно-Носковская-318, где на глубине 4150–4200 м катагенетическая зрелость ОВ малышевской свиты достигает градации МК₄ ($T_{\max} = 480\text{--}485^{\circ}\text{C}$).

Исходя из структурно-фациального районирования [27] рассматриваемой территории, в разрезе **келловей-верхнеюрских** отложений выделяются два структурно-фациальных района. В Гыданском структурно-фациальном районе келловей-верхнеюрские отложения представлены гольчихинской свитой. В Тазо-Хетском структурно-фациальном районе в данном стратиграфическом интервале выделены яновстанская, сиговская и точинская свиты.

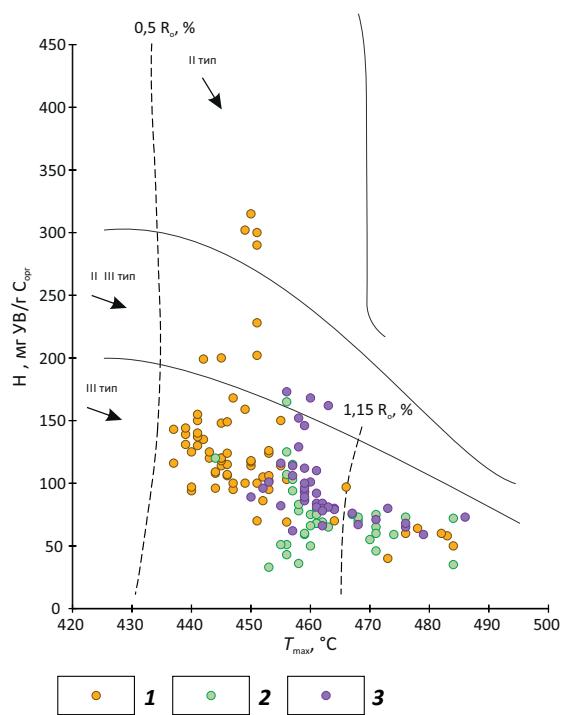
По результатам исследований, выполненных методом Rock-Eval, в Тазо-Хетском структурно-фациальном районе нефтегазоматеринские породы, ОВ которых имеет преимущественно сапропелевый состав (кероген II и II-III типов), выделяются в разрезе яновстанской и сиговской свит. На начальных стадиях катагенеза значения водородного индекса для этих пород варьируют от 350 до 200 мг УВ/г С_{опр} (рис. 9).

Отложения **яновстанской свиты** наиболее полно охарактеризованы на Пайяхской площади в скв. 4 (рис. 10), где детальный отбор керна по всему интервалу свиты позволил определить средневзвешенное по мощности содержание С_{опр}, составляющее 2,8 % на породу. Так, в кровле свиты выделяется толща мощностью около 50 м, представленная черными аргиллитами с содержанием С_{опр} = 3–5 %. Средневзвешенное по мощности содержание органического углерода в верхней части разреза яновстанской свиты достигает 3,5–3,7 % на породу. Остаточный генерационный потенциал керогена (S₂) варьирует от 5 до 10 мг УВ/г породы, НІ составляет ~ 300 мг УВ/г С_{опр} при $T_{\max} = 440\text{--}445^{\circ}\text{C}$, что соответствует пику нефтяного окна.

Вниз по разрезу яновстанской свиты наблюдается снижение концентрации С_{опр} и уменьшение доли сапропелевых компонентов в составе ОВ. Средневзвешенная по мощности концентрация С_{опр} в нижней части свиты составляет 1,8 % на породу.

Рис. 8. Зависимость НІ — T_{\max} для среднеюрских отложений западной части Енисей-Хатанской НГО и прилегающих районов

Fig. 8. A cross-plot of hydrogen index (HI) versus maximum pyrolysis temperature (T_{\max}) dependence for Middle Jurassic deposits in the western part of Yenisei-Khatanga petroleum region and neighbouring areas



Свиты (1–3): 1 — малышевская ($J_2\text{ml}$), 2 — леонтьевская ($J_2\text{ln}$), 3 — вымская ($J_2\text{wm}$)

Formations (1–3): 1 — Malyshevsky ($J_2\text{ml}$), 2 — Leontievsky ($J_2\text{ln}$), 3 — Vymsky ($J_2\text{wm}$)

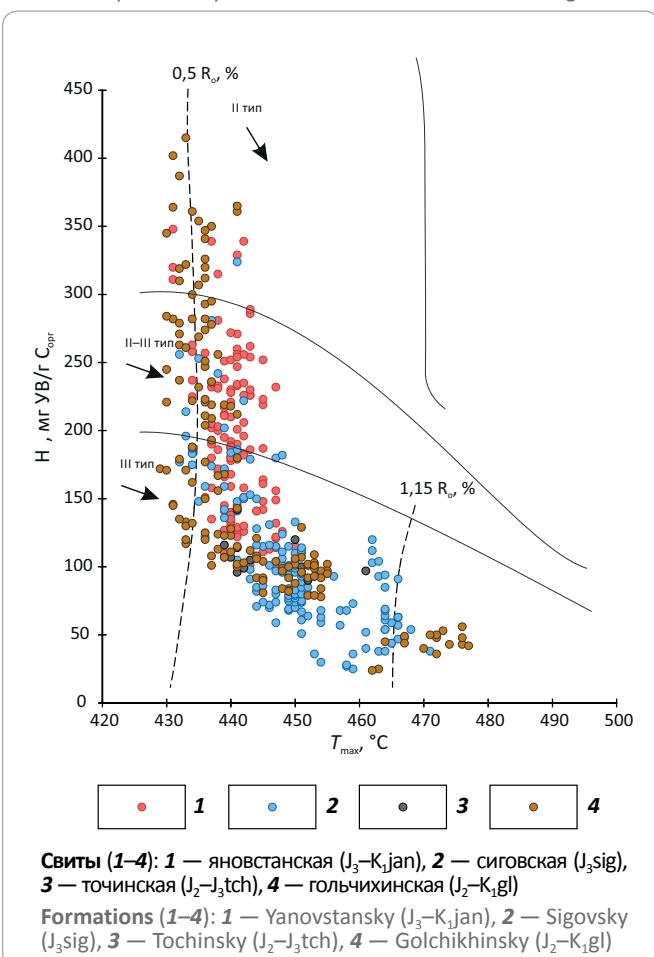
В скв. Горчинская-1, по результатам пиролитических исследований 4-метрового интервала аргиллитов в верхней части яновстанской свиты, обогащенность органическим углеродом достигает 6 % на породу. Значения водородного индекса составляют 300–350 мг УВ/г С_{опр} при $T_{\max} = 430^{\circ}\text{C}$. По комплексу каротажных данных можно предположить, что в разрезе скважины мощность прослоев с аналогичными характеристиками может достигать 40 м.

В скв. Пайяхская-1, в исследованном 6-метровом интервале яновстанской свиты, концентрации С_{опр} в отдельных образцах достигают 4,3 % на породу. При $T_{\max} = 440\text{--}442^{\circ}\text{C}$ значения НІ варьируют от 340 до 240 мг УВ/г С_{опр}. По результатам интерпретации материалов ГИС можно предположить наличие в яновстанской свите до 35 м отложений со схожими пиролитическими характеристиками.

На Озерной площади в скв. 10 отложения яновстанской свиты были исследованы в интервалах, приуроченных к ее нижней части. Детальный отбор образцов из 25-метровой пачки алевроаргиллитов позволил определить средневзвешенное по мощности содержание С_{опр}, равное 1,5 % на породу.

Рис. 9. Зависимость HI – T_{\max} для келловей-верхнеюрских отложений Гыданского и Тазо-Хетского структурно-фациальных районов

Fig. 9. A cross-plot of hydrogen index (HI) versus maximum pyrolysis temperature (T_{\max}) dependence for Callovian - Upper Jurassic deposits in Gydan and Taz-Kheta structure-facies regions



Свity (1–4): 1 — яновстанская (J_3 – K_1 jan), 2 — сиговская (J_3 sig), 3 — точинская (J_2 – J_3 tch), 4 — гольчихинская (J_2 – K_1 gl)

Formations (1–4): 1 — Yanovstansky (J_3 – K_1 jan), 2 — Sigovsky (J_3 sig), 3 — Tochinsky (J_2 – J_3 tch), 4 — Golchikhinsky (J_2 – K_1 gl)

Рис. 10. Геохимический разрез скв. Пайяхская-4

Fig. 10. Geochemical log of TOC/Rock-Eval results for the Payyakha-4 well

По данным пиролиза, органическое вещество отложений яновстанской свиты в этом разрезе характеризуется меньшей долей сапропелевой составляющей по сравнению с Пайяхской площадью, несмотря на более низкую катагенетическую зрелость. Значения водородного индекса не превышают 250 мг УВ/г C_{opr} , несмотря на более низкий уровень катагенеза ($T_{\max} = 435$ –440 °C).

В отложениях **сиговской свиты** нетфегазоматеринские породы с преобладанием сапропелевых компонентов были встречены на Сузунско-Ванкорском валу в скв. Сузунская-4. Опробованы две 5-метровые пачки темно-серых аргиллитов и алевролитов, приуроченные к середине интервала свиты (рис. 11). Средневзвешенное содержание органического углерода для этих пачек составляет 2,3 % на породу. Отложения характеризуются повышенным водородным индексом, составляющим в среднем 200–250 мг УВ/г C_{opr} и достигающим в отдельных образцах 320 мг УВ/г C_{opr} , что при $T_{\max} = 430$ –435 °C (ПК₃–МК₁) свидетельствует о существенной доле сапропелевой составляющей в ОВ.

Повышенные концентрации органического углерода были отмечены в подошве сиговской свиты в скв. Пайяхская-1, где выделяется 20-метровая пачка темно-серых аргиллитов (глубина 4000–4020 м), средневзвешенная концентрация C_{opr} в которых составляет более 5 % на породу. При значении $T_{\max} = 465$ –470 °C, которое свидетельствует о вхождении данной толщи в главную зону газообразования, наблюдается высокий остаточный генерационный потенциал керогена (S_2) — до 10 мг УВ/г породы, HI достигает 100 мг УВ/г C_{opr} (рис. 12).

В скв. Пайяхская-3, где отложения сиговской свиты вскрыты на 10 м, средневзвешенное по мощности содержание C_{opr} в темно-серых алевролитах этой

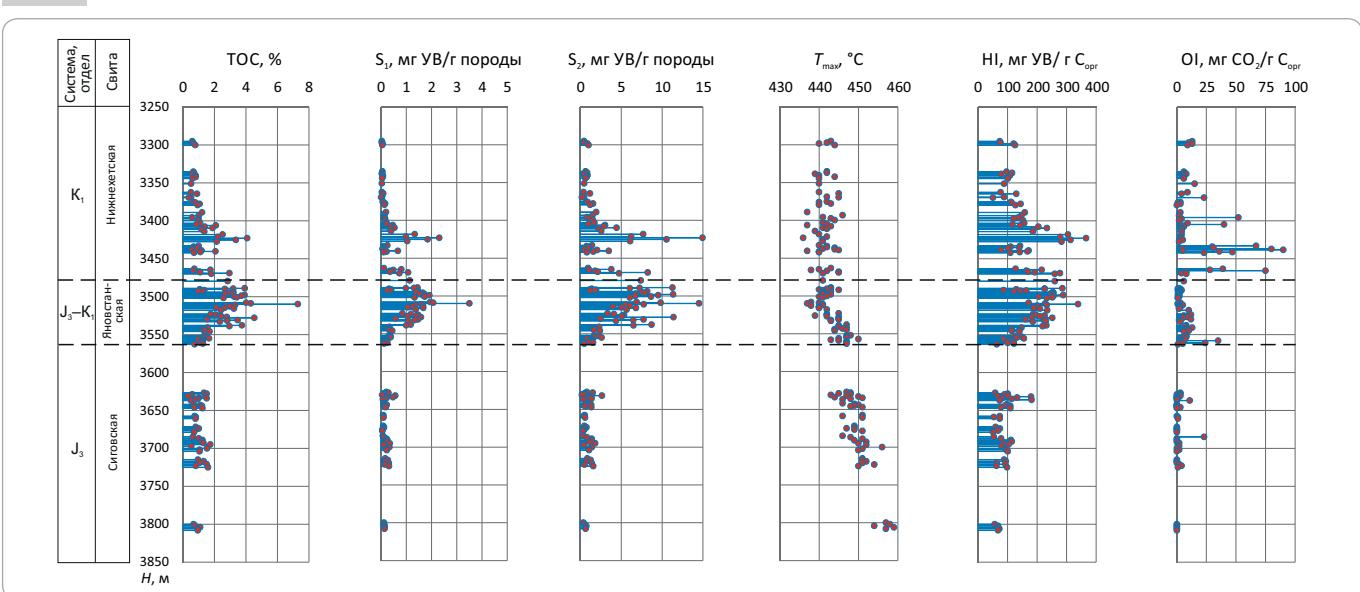


Рис. 11. Геохимический разрез скв. Сузунская-4

Fig. 11. Geochemical log of TOC/Rock-Eval results for the Suzunsky-4 well

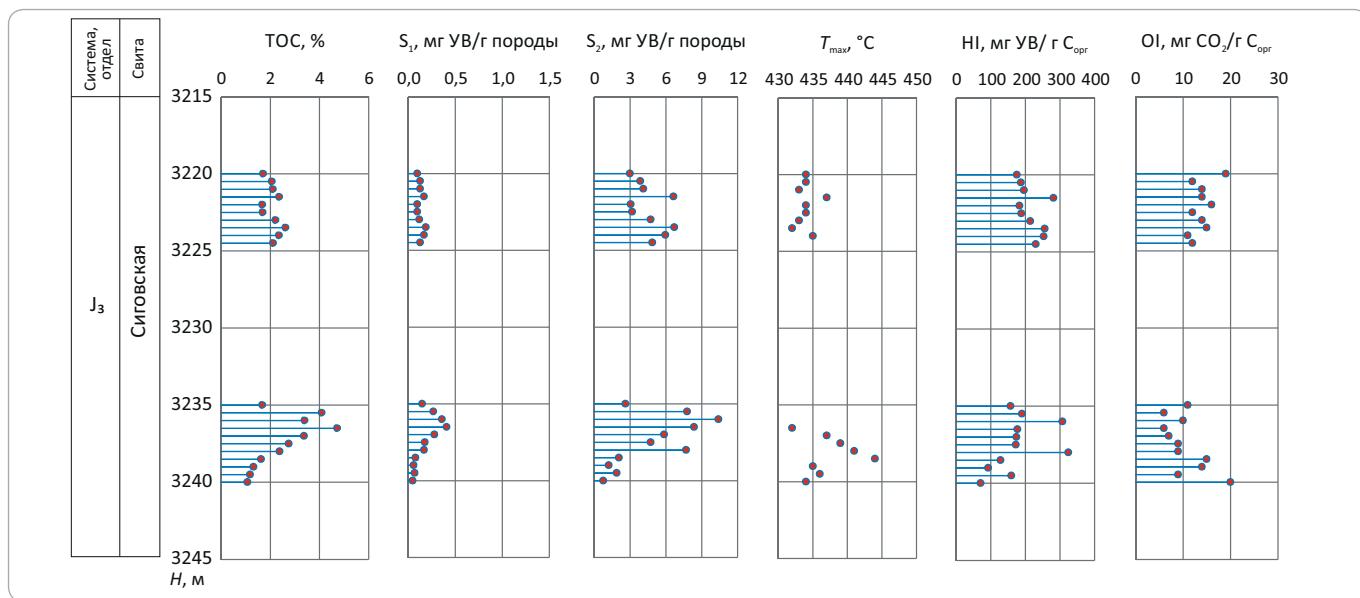
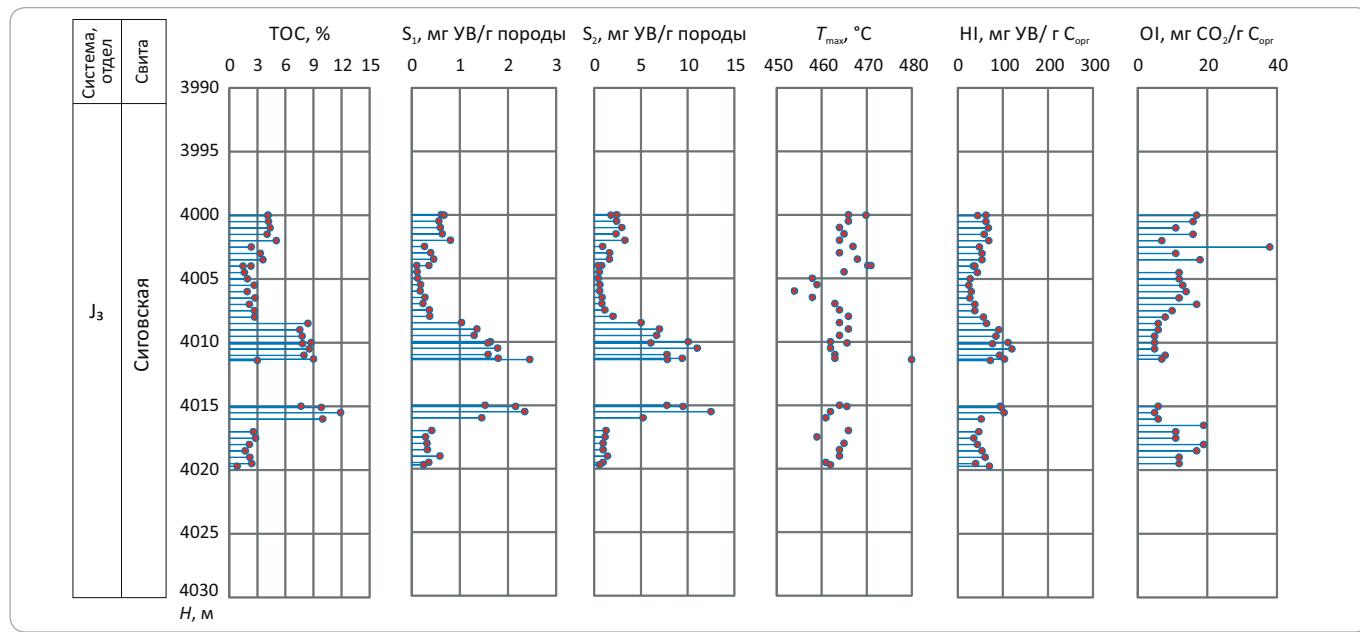

Рис. 12. Геохимический разрез скв. Пайяхская-1

Fig. 12. Geochemical log of TOC/Rock-Eval results for the Payyakha-1 well



пачки составляет 1,8 % на породу. Значение S_2 для этой пачки варьирует от 5 до 2 мг УВ/г породы, значения водородного индекса — от 240 до 150 мг УВ/г C_{opr} при $T_{max} = 440$ °C, что свидетельствуют о преимущественно гумусовом типе ОВ.

На Озерной площади в скважинах 8 и 10 по результатам исследований, выполненных методом Rock-Eval, выделяются пачки темно-серых аргиллитов и алевролитов мощностью от 10 до 20 м с повышенным содержанием органического углерода. Так, в скв. Озерная-10, в нижней части разреза сиgovской

свиты, выделяется 20-метровая пачка аргиллитов со средневзвешенным по мощности содержанием C_{opr} , равным 2,6 % на породу. Толща характеризуется повышенным остаточным генерационным потенциалом (S_2), равным в среднем 2,5 мг УВ/г породы. При $T_{max} = 450$ °C значения водородного индекса составляют около 80 мг УВ/г C_{opr} . Отложения находятся в главной зоне нефтеобразования, однако невысокий водородный индекс свидетельствует о том, что ОВ представлено преимущественно гумусовыми компонентами.

В скв. Верхнекубинская-2, в подошве сиговской свиты, мощность которой на этой площади достигает 550 м, выделяется 50-метровая пачка темно-серых алевролитов, средневзвешенное по мощности содержание органического углерода составляет в ней 3,4 % на породу. Остаточный генерационный потенциал варьирует от 1,5 до 6,6 мг УВ/г породы. Среднее значение водородного индекса для этой пачки, не превышающее 100 мг УВ/г C_{opr} при $T_{max} = 445-450$ °С (МК₂), свидетельствует о преимущественно гумусовом типе керогена.

В **точинской свите** образцы с наименее преобразованным ОВ были проанализированы в скв. Горчинская-1, где при $T_{max} = 440$ °С водородный индекс не превышает 150 мг УВ/г C_{opr} , что свидетельствует о гумусовом типе ОВ.

В *Гыданском структурно-фацальном районе* келловей-верхнеюрские отложения представлены нерасчлененной толщей гольчихинской свиты.

В верхней части разреза гольчихинской свиты, как и в яновстанской свите, выделяются пачки пород, ОВ которых представлено преимущественно керогеном II типа. Органическое вещество нефтегазоматеринских пород нижней части гольчихинской свиты, как и в большинстве изученных разрезов сиговской свиты, относится преимущественно к керогену III типа. Сопоставление разрезов по типу керогена при одном и том же уровне катагенеза позволяет выделить в гольчихинской свите уровни, схожие по генерационным характеристикам как с яновстанской, так и сиговской свитами (см. рис. 9).

Для нижней части разреза сравнение может быть затруднено из-за выравнивания значений водородного индекса для разных типов ОВ, вызванного катагенезом. При $T_{max} > 460$ °С такое сравнение не имеет смысла.

Сопоставление разрезов по геохимическим параметрам в целом согласуется и с седиментационной моделью юрских отложений для этой территории [4], где в разрезе гольчихинской свиты были прослежены уровни, отнесенные к стратиграфическим аналогам яновстанской, сиговской и точинской свит.

По результатам исследований на Дерябинской площади в кровле гольчихинской свиты были прослежены пачки темно-серых аргиллитов с содержанием органического углерода 2–4 %. Так, в скв. Дерябинская-5 выделяется 10-метровый прослой аргиллитов, средневзвешенное по мощности содержание органического углерода в темно-серых пиритизированных аргиллитах оценено в 1,8 %. По результатам исследования методом Rock-Eval, органическое вещество этих отложений характеризуется высоким генерационным потенциалом ($S_2 = 5-15$ мг УВ/г породы), высоким водородным индексом (HI = 250–400 мг УВ/г C_{opr}) при относитель-

но невысоких T_{max} (430–435 °С). Уровень катагенетической преобразованности ОВ соответствует начальным градациям мезокатагенеза, т. е. верхам ГЗН.

На Яковлевской площади в скв. 2, в верхней части разреза гольчихинской свиты, выделяется 20-метровая пачка, обогащенная C_{opr} со средневзвешенным содержанием 2,9 % (рис. 13).

По данным пиролиза, значение водородного индекса в этой пачке составляет 300–350 мг УВ/г C_{opr} при $T_{max} = 430$ °С, что свидетельствует о значительном вкладе сапропелевой составляющей в состав ОВ.

В пределах Танамско-Малохетского мегавала в скважинах Пеляткинская-15 и Ушаковская-1, в верхней части гольчихинской свиты, выделяются 20-метровые пачки черных и темно-серых аргиллитов со средневзвешенным по мощности содержанием C_{opr} , равным 2 % на породу (рис. 14).

По углеводородно-генерационному потенциальному отложению этих пачек можно охарактеризовать как хорошие нефтегазоматеринские породы. Остаточный генерационный потенциал керогена (S_2) составляет 5–10 мг УВ/г породы, НИ достигает 350 мг УВ/г C_{opr} при $T_{max} = 435$ °С, что свидетельствует о вхождении данных толщ в главную зону нефтеобразования.

В разрезе гольчихинской свиты в скв. Турковская-1, в интервале 3137,7–3160,6 м, выделяется пачка темно-серых аргиллитов и алевролитов мощностью более 20 м, средневзвешенное по мощности содержание C_{opr} в которых составляет 2,9 % на породу. Значения водородного индекса для данной пачки варьируют от 250 до 300 мг УВ/г C_{opr} при $T_{max} = 440$ °С. Остаточный генерационный потенциал составляет 3–7 мг УВ/г породы.

Яновстанская свита и ее стратиграфические аналоги в гольчихинской свите входят в главную зону нефтеобразования примерно на глубине 2950–3000 м. Это отложения с Дерябинской, Яковлевской, Горчинской площадей, тектонически приуроченных к бортам Енисей-Хатангского прогиба.

В осевых, наиболее погруженных зонах прогиба на глубине 3500–3600 м нефтегазоматеринские породы достигают пика нефтяного окна. Это отложения с Пайяхской и Байкаловской площадей.

Для изученной коллекции образцов гольчихинской свиты катагенез органического вещества для уровней, отнесенных к стратиграфическим аналогам яновстанской свиты, несколько ниже. Температурный интервал T_{max} составляет 430–440 °С, что соответствует градациям ПК₃–МК₁ (см. рис. 9). Данные толщи находятся в начале главной зоны нефтеобразования.

Нефтегазоматеринские породы сиговской свиты и ее стратиграфических аналогов в разрезе гольчихинской свиты входят в главную зону нефтеобразования примерно на глубине 3100–3150 м.

Рис. 13. Геохимический разрез скв. Яковлевская-2

Fig. 13. Geochemical log of TOC/Rock-Eval results for the Yakovlevsky-2 well

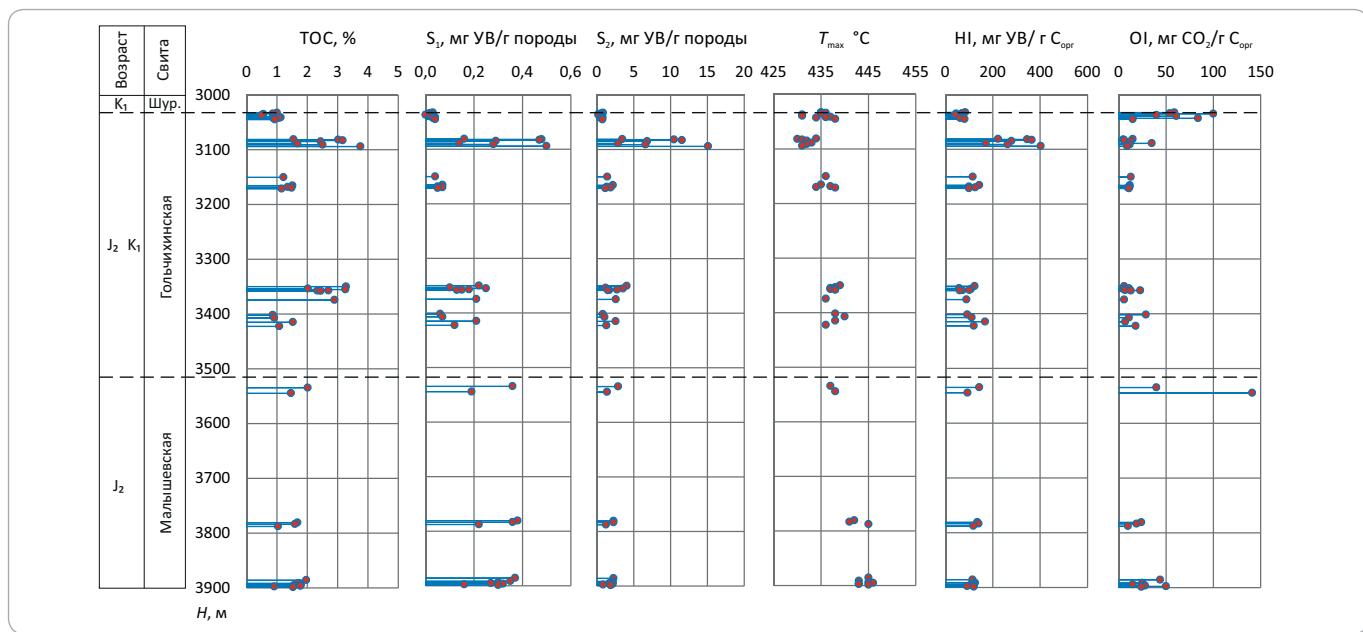
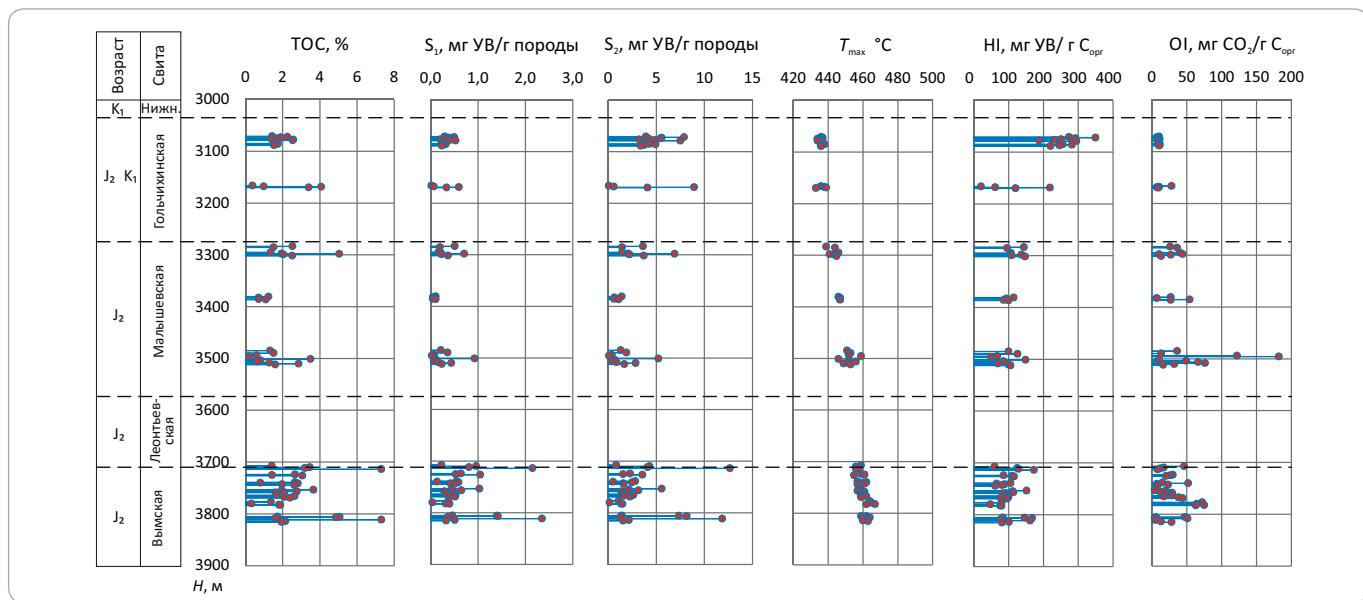

Рис. 14. Геохимический разрез скв. Ушаковская-1

Fig. 14. Geochemical log of TOC/Rock-Eval results for the Ushakovsky-1 well



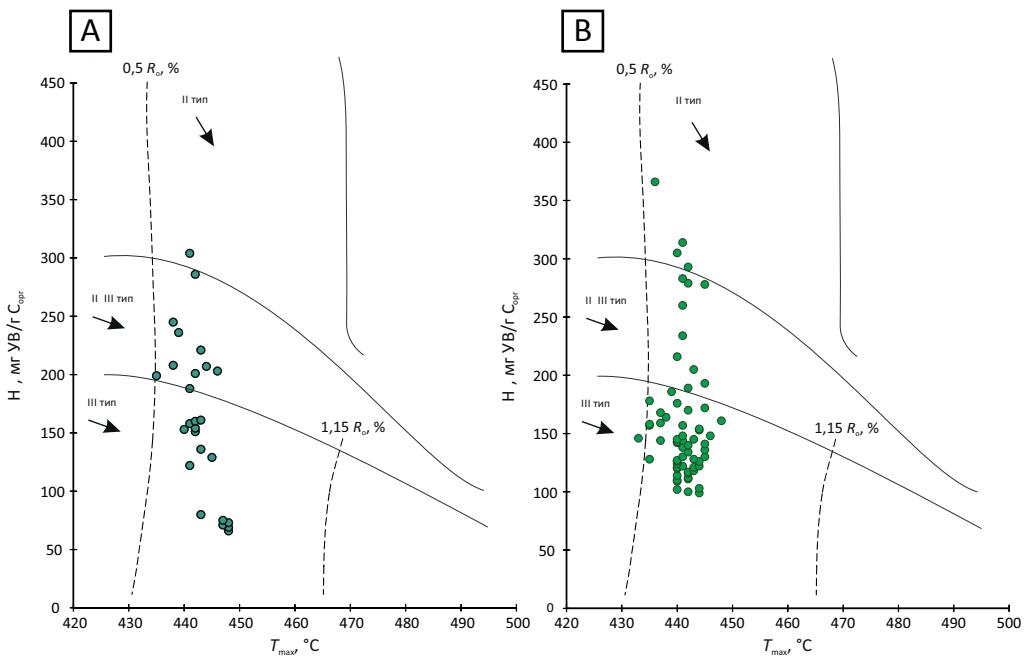
Степень преобразованности ОВ, соответствующая градациям ПК₃–МК₁, была определена на Дерябинской, Горчинской, Озерной и Сузунской площадях. Степень зрелости, соответствующая градациям МК₃–МК₄ ($T_{\max} = 465^{\circ}\text{C}$), зафиксирована на Пайяхской и Южно-Носковской площадях на глубине 3950–4000 м.

Наиболее преобразованное ОВ в разрезе келловей-верхнеюрских отложений было зафиксировано в образцах пород из скв. Южно-Носковская-318. Нефтегазоматеринские породы достигли главной зоны

газообразования (ГЗГ), где при $T_{\max} = 470$ – 475°C водородный индекс варьирует от 50 до 30 мг УВ/г $\text{C}_{\text{опр}}$.

В разрезе **нижнемеловых** отложений присутствуют материнские породы, генерационный потенциал которых позволяет рассматривать их в качестве возможных источников не только газов, но и жидких углеводородов (рис. 15). Так, в скважинах Яровская-2 (шуратовская свита) и Пайяхская-4 (нижнекетская свита), в подошве нижнемеловых отложений, выделяются пачки аргиллитов мощностью до 20 м, средневзвешенные по мощности концентра-

Рис. 15. Зависимость HI – T_{\max} для нижнемеловых отложений западной части Енисей-Хатангской НГО и прилегающих районов
 Fig. 15. A cross-plot of hydrogen index (HI) versus maximum pyrolysis temperature (T_{\max}) dependence for Lower Cretaceous deposits in the western part of Yenisei-Khatanga petroleum region and neighbouring areas



Свиты: А — шуратовская (K_1sh), В — нижнекхетская (K_1nch)

Formations: A — Shuratovsky (K_1sh), B — Nizhnekhetsky (K_1nch)

ции C_{opr} в которых составляют 2,2 и 2,6 % на породу соответственно, остаточный генерационный потенциал S_2 варьирует от 5 до 10 мг УВ/г породы, HI — от 250 до 350 мг УВ/г C_{opr} при $T_{\max} = 440^{\circ}\text{C}$. Это свидетельствует о существенном вкладе в ОВ сапропелевой составляющей. Геохимические разрезы для этих скважин приведены на рис. 10, 16.

В разрезе шуратовской свиты в скв. Аномальная-51 фиксируются 1–2-метровые пропласти темно-серых аргиллитов с концентрацией C_{opr} до 3,8 % на породу. Однако по результатам исследований, проведенных методом Rock-Eval, значения водородного индекса для этих пачек не превышают 200 мг УВ/г C_{opr} при $T_{\max} = 435^{\circ}\text{C}$. Невысокий генерационный потенциал на начальных стадиях мезокатагенеза свидетельствует о преобладании в составе ОВ гумусовой составляющей.

Таким образом, в среднеюрских отложениях распространено ОВ преимущественно гумусового типа. В большинстве изученных разрезов материнские породы характеризуются невысоким генерационным потенциалом. В разрезах отложений малышевской и вымской свит присутствуют высокоуглеродистые прослои, концентрация органического углерода в которых достигает первых десятков процентов. Вопрос о генерационных возможностях этих пород и их вкладе в генерацию не только газообразных, но и жидких УВ требует дополнительного изучения.

В отложениях яновстанской и в верхней части разреза гольчихинской свит преобладают материнские породы, содержащие ОВ преимущественно сапропелевого типа. Прослои, обогащенные сапропелевым ОВ, присутствуют также и в отдельных интервалах сиговской свиты (скважины Пайяхские-3, 4; Сузунская-4). Средневзвешенное по мощности содержание C_{opr} в этих прослоях достигает 3–4 % на породу. Значения водородного индекса варьируют от 350 мг УВ/г C_{opr} при $T_{\max} = 430^{\circ}\text{C}$ (MK_1) до 100 мг УВ/г C_{opr} при $T_{\max} = 447^{\circ}\text{C}$ (MK_2).

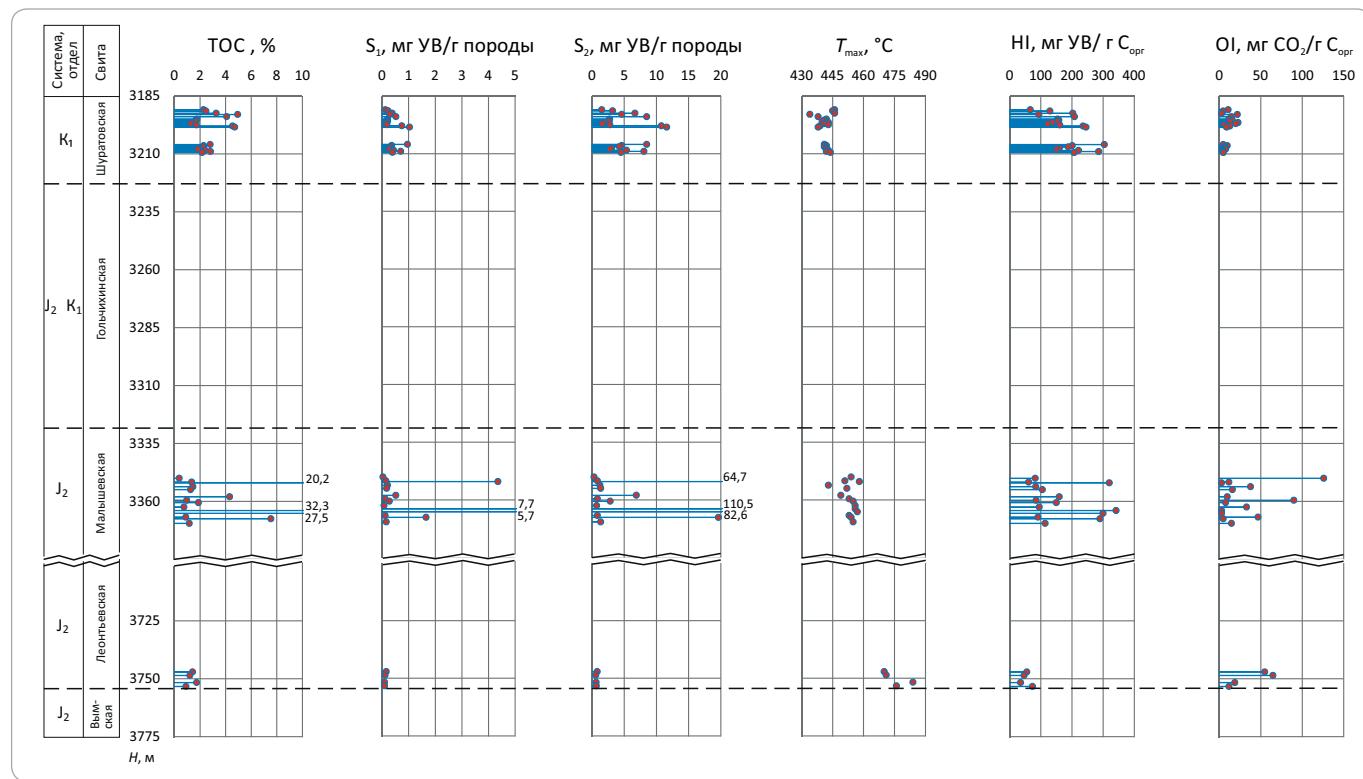
В большинстве изученных разрезов нижнекхетской и шуратовской свит присутствует смешанное сапропелево-гумусовое вещество. По углеводородно-генерационному потенциальному породы характеризуются как бедные, преимущественно газоматеринские.

Вместе с тем на ряде площадей в подошве нижнемеловых отложений выделяются прослои материнских пород мощностью около 20 м, в составе ОВ которых преобладает сапропелевая составляющая (скважины Яровская-2, Пайяхская-4). Генерационный потенциал керогена ($\text{HI} = 250$ мг УВ/г C_{opr}) и его катагенетическая зрелость ($T_{\max} = 440^{\circ}\text{C}$, MK_1) позволяют рассматривать такие прослои в качестве возможного источника жидких УВ.

Катагенетическая зрелость ОВ в изученных нижнемеловых отложениях соответствует градациям

Рис. 16. Геохимический разрез скв. Яровская-2

Fig. 16. Geochemical log of TOC/Rock-Eval results for the Yarovsky-2 well



ПК₃–МК₁ и лишь в наиболее погруженных участках Енисей–Хатангского регионального прогиба (скважины Южно-Носковская-318, Паяхские-1, 4) достигает градации МК₂.

Мезозойские отложения восточной части Енисей–Хатангской НГО и прилегающих районов

Терригенный комплекс триаса исследован по немногочисленным образцам керна из восточной части Енисей–Хатангского прогиба и Анабаро–Хатангской седловины (Волочанская, Логатская и Улаханская площади).

В скв. Волочанская-1, в интервале глубин 1780–2298 м, среднее содержание органического углерода в отложениях триаса (T_2 – T_3) по 21 изученному образцу керна составляет 1 % на породу. На глубине 2297 м выделяется 1-метровый интервал черных аргиллитов, где концентрация $C_{\text{опр}}$ превышает 10 % на породу. Однако низкие значения водородного индекса (100–140 мг УВ/г $C_{\text{опр}}$ при $T_{\text{max}} = 440$ °C) характеризуют эти толщи как преимущественно газоматеринские. Катагенетическая преобразованность ОВ триаса, установленная по параметру T_{max} , изменяется от МК₁ на Волочанской и Улаханской площадях ($T_{\text{max}} = 440$ °C) до МК₂ на Логатской площади ($T_{\text{max}} = 445$ –450 °C).

По результатам изучения образцов отложений триаса из обнажений мыса Цветкова, расположенного на восточном побережье п-ова Таймыр, среднее

содержание органического углерода по изученной выборке (60) не превышает 0,6 % на породу. Низкие значения параметров пиролиза для большинства изученных образцов не позволяют отнести эти породы к материнским. По единичным образцам, для которых значения остаточного генерационного потенциала (S_2) позволяют интерпретировать результаты, можно заключить, что ОВ триасовых отложений содержит кероген III типа и достигло катагенетической зрелости, соответствующей градации МК₁ ($HI = 100$ –140 мг УВ/г $C_{\text{опр}}$; $T_{\text{max}} = 435$ –440 °C).

Нижнеюрские отложения изучены по разрезам скважин Балахнинская-1, Кубалахская-1 и Новая-2.

По результатам исследований, проведенных методом Rock-Eval в нижнеюрских отложениях скв. Балахнинская-1, в интервале 2790–3100 м выделяются пачки пород мощностью до 3 м, концентрация $C_{\text{опр}}$ в которых не превышает 1,4 %. Остаточный генерационный потенциал $HI = 130$ –190 мг УВ/г $C_{\text{опр}}$ при $T_{\text{max}} = 450$ –460 °C (МК₂–МК₃) позволяет отнести их к газоматеринским.

В изученном интервале нижнеюрских отложений скв. Кубалахская-1 (3360–3596 м) выделяются 10-метровые пачки аргиллитов, концентрация $C_{\text{опр}}$ в которых варьирует от 0,6 до 1,6 %. Значения водородного индекса, достигающие 210 мг УВ/г $C_{\text{опр}}$ при $T_{\text{max}} = 441$ –445 °C (МК₁–МК₂), свидетельствуют о повышенной доле сапропелевых компонентов в составе ОВ.

В отложениях нижней юры в скв. Новая-2 содержание органического углерода в изученном интервале (2920–3320 м) варьирует от 0,7 до 1,4 %. Катагенетическая зрелость ОВ этих отложений, определенная по $T_{max} = 450–465 ^\circ\text{C}$, соответствует градациям МК₂–МК₃. Значения НІ не превышают 110 мг УВ/г С_{opr}. По углеводородно-генерационному потенциалу данные материнские толщи характеризуются как удовлетворительные, преимущественно газоматеринские.

Среднеюрские отложения восточной части Енисей-Хатангского прогиба изучены по разрезам скважин Кубалахской и Балахнинской площадей, скважин Логатская-361, Массоновская-363 и Новая-2.

В разрезе скв. Восточно-Кубалахская-357 среднеюрские отложения изучены в интервале 2720–3650 м. Разрез представлен преимущественно серыми алевроаргиллитами. Концентрация С_{opr} для этой толщи варьирует от 1,5 до 3,5 % на породу. Однако низкие значения водородного индекса, не превышающие 195 мг УВ/г С_{opr} при $T_{max} = 430–440 ^\circ\text{C}$ (ПК₃–МК₁), указывают на преимущественно гумусовый тип ОВ.

В скв. Западно-Кубалахская-359 среднеюрские отложения исследованы в интервале 2900–3607 м. Концентрация С_{opr} в отдельных образцах темно-серых аргиллитов достигает 4 % на породу, но в среднем по разрезу составляет 2–3 % на породу. Значения НІ = 110–190 мг УВ/г С_{opr} при $T_{max} = 430–440 ^\circ\text{C}$ (ПК₃–МК₁) характеризуют эти толщи как преимущественно газоматеринские.

Для изученного среднеюрского интервала (2860–3150 м) разреза скв. Логатская-361 характерна концентрация С_{opr} не более 1,7 % на породу. Катагенез ОВ этих отложений несколько выше, чем на Кубалахской площади и находится в пределах градаций ПК₃–МК₂ ($T_{max} = 435–445 ^\circ\text{C}$). Водородный индекс в среднем не превышает 150 мг УВ/г С_{opr}, что характеризует данные толщи как газоматеринские.

Отложения верхней юры исследованы в скважинах Массоновская-363, Логатская-361 и скважинах Кубалахской площади. По данным исследований, проведенных методом Rock-Eval, наибольший интерес представляет 10-метровая пачка черных аргиллитов в интервале глубин 4198–4209 м в скв. Массоновская-363. Средневзвешенная концентрация органического углерода этой пачки составляет 6 % на породу. Значения водородного индекса достигают 250 мг УВ/г С_{opr} при катагенетической зрелости, соответствующей градации МК₂ ($T_{max} = 445 ^\circ\text{C}$), что характеризует эти породы как возможный источник жидких УВ.

Катагенетическая зрелость ОВ верхнеюрских отложений, за исключением скв. Массоновская-363, соответствует градации ПК₃ – началу МК₁.

В аргиллитах и алевролитах юрских отложений мыса Цветкова средняя концентрация С_{opr} для изученной коллекции (45 образцов) не превышает 1 % на

породу. По углеводородно-генерационному потенциалу юрские материнские породы характеризуются как бедные, преимущественно газоматеринские. Значения водородного индекса варьируют от 100 до 130 мг УВ/г С_{opr} и лишь в отдельных образцах достигают 200 мг УВ/г С_{opr}. Катагенетическая зрелость ОВ юрских отложений, исходя из значений $T_{max} = 430–438 ^\circ\text{C}$, соответствует градации ПК₃ – началу МК₁.

Юрские отложения в Анабаро-Хатангской седловине большей частью не достигли главной зоны нефтеобразования и не могут рассматриваться в качестве нефтепроизводящих.

Новые данные о геохимических характеристиках верхнемеловых отложений Енисей-Хатангской НГО получены по результатам исследований образцов из обнажений на Хетском участке, расположенном в юго-восточной краевой части Енисей-Хатангского прогиба. Наиболее высокими концентрациями С_{opr} в изученной коллекции обладают отложения, представленные хетской (К₂ht), мутинской (К₂mt) и кресты-юряхской (К₂kj) свитами. Средние содержания органического углерода составляют от 0,82 % (мутинская свита) до 1,49 % (кресты-юряхская свита) на породу.

Однако по результатам исследований, проведенных методом Rock-Eval, в большей части проанализированных образцов практически полностью отсутствует нефтегенерационный потенциал (S₂ не превышает 0,2 мг УВ/г породы). По значениям НІ и T_{max} для единичных образцов можно предположить, что ОВ верхнемеловых отложений Хетского участка представлено главным образом керогеном III типа, катагенетическая зрелость не превышает градации ПК₃ (НІ = 100 мг УВ/г С_{opr}, $T_{max} = 430–433 ^\circ\text{C}$).

Заключение

На основании проведенных геохимических исследований ОВ нефтегазоматеринские толщи установлены практически по всему разрезу мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской НГО.

Нефтегазоматеринские породы триаса, изученные главным образом в восточной части Енисей-Хатангской НГО и по обнажениям мыса Цветкова, по углеводородно-генерационному потенциалу характеризуются как бедные, преимущественно газоматеринские. Преобразованность ОВ не превышает градации МК₂.

В изученных отложениях нижней юры не выделяются толщи, значительно обогащенные органическим углеродом. ОВ представлено преимущественно керогеном III типа. Катагенетическая зрелость соответствует градациям от МК₂ на Балахнинском валу до начала МК₅ – в скв. Гыданская-130.

В разрезе среднеюрских отложений наибольший интерес с точки зрения возможности генерации жидких УВ представляют высокообогащенные ОВ про-

слои в вымской и малышевской свитах, характеризующиеся повышенной концентрацией C_{opr} (до 30 % на породу) и высоким остаточным генерационным потенциалом (S_2 до 100 мг УВ/г породы).

Для верхнеюрского разреза основными нефтематеринскими породами являются отложения яновстанской и верхней части гольчихинской свит, где выделяются мощные (до 50 м) пачки аргиллитов, обогащенных ОВ преимущественно сапропелевого состава. Отложения вошли в ГЗН и могут являться источником жидких УВ.

В отложениях нижнего мела источником жидких УВ могли быть пачки обогащенных C_{opr} темно-серых аргиллитов, приуроченных к подошве шуратовской и нижнекхетской свит. Повышенные значения водородного индекса до 350 мг УВ/г C_{opr} при $T_{\text{max}} = 440$ °C свидетельствуют о существенном вкладе в ОВ сапропелевой составляющей. В разрезах Пайяхской и Яровской площадей мощность таких пачек достигает 20 м.

Как было показано по результатам исследований образцов методом Rock-Eval, в Гыданском структурно-фациальном районе в интервалах разреза гольчихинской свиты, приуроченных к средней и верхней частям, материнские породы по генерационным характеристикам не отличаются от материнских пород яновстанской свиты Тазо-Хетского структурно-фациального района.

Литература

1. Афанасенков А.П. Применение инфракрасной спектрометрии при качественной оценке нефте- и газоматеринских потенциалов (на примере юрских отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области) // Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов. – Т. 1. – М. : Изд-во МГУ, 1979. – С. 141–142.
2. Афанасенков А.П. Особенности катагенетических преобразований рассеянного органического вещества юрско-меловых отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Геохимические и геофизические методы прямых поисков залежей углеводородов в Енисей-Хатангском прогибе. – Т. 1. – Л. : Изд-во Севморгеология, 1984. – С. 69–80.
3. Афанасенков А.П. Историко-генетические предпосылки нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области : автореф. дисс. ... канд. геол.-минерал. наук : 04.00.17. – М., 1987. – 16 с.
4. Афанасенков А.П., Ермолова Т.Е., Мушин И.А., Фролов Б.К. Седиментационно-емкостная модель юрских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской (западная часть) нефтегазоносных областей // Вестн газовой науки. – 2017. – № 3. – С. 59–78.
5. Болдушевская Л.Н. и др. Перспективы нефтегазоносности юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты по геохимическим данным // Российская Арктика: Геологическая история, минерагения, геоэкология. – Спб. : Изд-во ВНИИОкеангеология, 2002. – С. 364–371.
6. Войцеховская А.Г. О составе рассеянного органического вещества в юрских и меловых отложениях Енисей-Хатангского прогиба / Под ред. Д.С. Сорокова, Г.Д. Гинсбурга // Енисей-Хатангская нефтегазоносная область. – Л. : Изд-во НИИГА, 1974. – С. 67–70.
7. Войцеховская А.Г. Вещественный состав РОВ и связь его с фациальными условиями осадконакопления в отложениях мезозойских прогибов севера Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы. – Л. : Изд-во НИИГА, 1977. – С. 83–86.
8. Данюшевская А.И. Геохимия органического вещества мезозойских отложений Средней Сибири (теоретические закономерности и прогноз нефтегазообразования : автореф. дисс. ... док-ра геол.-минерал. наук – Л., 1975. – 40 с.
9. Данюшевская А.И., Богомолов А.И., Степина Л.Ф., Козлова И.С., Щелованов Ю.С. Генетические связи нефтей и РОВ в осадочных отложениях Сибири // Геология и нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы: Тр. НИИГА. – Л. : Изд-во НИИГА, 1977. – С. 45–52.
10. Захрямина М.О., Девятов В.П., Соловьева Н.С. Геохимические критерии нефтегазоносности клиноформного нефтегазоносного комплекса юры и нижнего мела северо-востока Западно-Сибирской плиты и Енисей-Хатангского прогиба // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 7. – С. 37–44.
11. Ким Н.С. и др. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Интерэкспо Гео-Сибирь. V Междунар. науч. конгр. (20–24 апреля 2009 г., Новосибирск) : сб. материалов в 2 т. Т. 2: Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. – Новосибирск : Изд-во СГГА, 2009. – С. 20–23. – С. 20–23.
12. Ким Н.С., Конторович А.Э., Филиппов Ю.А., Фомин А.Н. Органическая геохимия юры и мела западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / Под ред. А.Э. Конторовича // Успехи органической геохимии : мат-лы Всерос. науч. конф. – Новосибирск : Изд-во ИНГГ СО РАН, 2010. – С. 169–173.

Сопоставление результатов исследований, проведенных методом Rock-Eval для стратиграфических уровней нижней части гольчихинской и сиговской свит, также показывает их сходство.

Вопрос о необходимости расчленения гольчихинской свиты на подсвиты был рассмотрен еще в 1989 г. Д.П. Куликовым было предложено разделить гольчихинскую свиту на две подсвиты [30]. В качестве стратотипа предложена скв. Южно-Носковская-318, в которой выделены верхняя и нижняя подсвиты гольчихинской свиты. Неоднородность гольчихинской свиты рассмотрена также Е.В. Борисовым, который по результатам обобщения комплекса материалов геолого-геофизических исследований, проведенных в последние годы на территории западной части Енисей-Хатангской НГО, убедительно показал существенное различие геологического строения верхней и нижней частей гольчихинской свиты [31].

Таким образом, неоднородность гольчихинской свиты по геохимическим параметрам и их корреляция с геохимическими параметрами в разрезах яновстанской и сиговской свит являются еще одним фактором, свидетельствующим о необходимости расчленения келловей-верхнеюрских отложений Гыданского структурно-фациального района.

GEOCHEMICAL SURVEYS

13. Ким Н.С. Нефтегазопроизводящие толщи в юрских отложениях восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Интерэкспо Гео-Сибирь. VIII Междунар. науч. конгр. (10–12 апреля 2012 г., Новосибирск) : сб. мат-лов в 2 т. – Т. 1. – № 2. – С. 173–176.
14. Ким Н.С. Органическая геохимия нижнемеловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Интерэкспо Гео-Сибирь. IX Междунар. науч. конгр. (15–26 апреля 2013 г., Новосибирск) : сб. мат-лов в 2 т. – Т. 2. – № 1. – С. 101–105.
15. Колганова М.М., Полякова И.Д. Особенности нефтеобразования в газоносных осадочно-породных бассейнах // Геология и геофизика. – 1984. – № 1. – С. 15–24.
16. Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Кузнецов Л.П., Куликов Д.П., Хмелеевский В.П. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири : в 8 вып. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн / Под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск : Изд-во ОИ ГГМ СО РАН, 1994. – 71 с.
17. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича // Тр. СНИИГГиМС. Вып. 118. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 1971. – 86 с.
18. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича // Тр. СНИИГГиМС. Вып. 164. – М. : Недра, 1974. – 189 с.
19. Ларичев А.И., Рязанова Т.А., Меленевский В.Н. и др. Органическая геохимия среднеюрско-нижнемелового разреза восточного борта Большегечетской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 11. – С. 4–13.
20. Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И., Степаненко Г.Ф. Геохимические критерии нефтегазоносности севера Сибирской платформы / Под ред. А.А. Трофимука // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского бассейна. Тр. ИГиГ СО АН СССР. Вып. 514. – М. : Наука, 1982. – С. 119–132.
21. Сафонов П.И., Ершов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 48–55.
22. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее. – М. : Недра, 2006. – 261 с.
23. Сороков Д.С. Органическое вещество юрско-меловых пород // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. – Л. : Изд-во НИИГА, 1971. – С. 83–91.
24. Филиппов Ю.А. и др. Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 52–57.
25. Казаков А.М., Константинов А.Г., Курушин Н.И., Могучева Н.К., Соболев Е.С. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири : в 9 кн. Кн. 6: Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система / Гл. ред. А.Э. Конторович; ред. А.М. Казаков. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, Филиал ГЕО, 2002. – 322 с.
26. Шурыгин Б.Н., Девятов В.П., Ильина В.И., Меледина С.В. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Под ред. А.Э. Конторовича. – Изд-во СО РАН, Филиал ГЕО, 2000. – 480 с.
27. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003 г. (объяснительная записка). – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
28. Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // Тр. XV сессии Международного геологического конгресса. Доклады советских геологов. Горючие ископаемые. – М. : Наука, 1976. – С. 47–62.
29. Peters K.E., Cassa M.R. Applied Source Rock Geochemistry / Под ред. L.B. Magoon, W.G. Dow // The Petroleum System: From Source to Trap. – Tulsa: AAPG; 1994. – С. 93–120.
30. Куликов Д.П. Стратиграфическое расчленение и структурно-фацимальное районирование верхнеюрских отложений Енисей-Хатангского прогиба // Геология и геофизика. – 1989. – № 10. – С. 10–18.
31. Борисов Е.В. Геологическое строение гольчихинской свиты западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Интерэкспо Гео-Сибирь. XI Междунар. науч. конгр. (13–25 апреля 2015 г., Новосибирск) : сб. материалов в 2 т. – Новосибирск : Изд-во СГГА, 2015. – Т. 2. – № 1. – С. 13–17.

References

1. Afanasev A.P. IR spectrometry application in quantitative assessment of oil and gas source potential (by the example of the Jurassic deposits in the Yenisei-Khatanga oil and gas bearing region). In: Metody otsenki nefte- i gazomaterinskogo potentsiala sedimentitov. Moscow: Izd-vo MGU; 1979. pp. 141–142.
2. Afanasev A.P. Features of catagenetic transformations of the particulate organic matter in the Jurassic-Cretaceous deposits (Yenisei-Khatanga oil and gas bearing region). In: Geokhimicheskie i geofizicheskie metody pramykh poiskov zalezhei uglevodorodov v Enisei-Khatangskom progibe. Leningrad: Izd-vo Sevmorgeologiya; 1984. pp. 69–80.
3. Afanasev A.P. Historical and genetic background of oil and gas potential of the Jurassic deposits in the Yenisei-Khatanga oil and gas bearing region: avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk : 04.00.17. Moscow; 1987. 16 p.
4. Afanasev A.P., Ermolova T.E., Mushin I.A., Frolov B.K. Sedimentation-capacitive model for Jurassic deposits of Gydan and Yenisei-Khatanga (western part) oil-gas-bearing regions. Vesti gazovoi nauki. 2017;(3):59–78.
5. Boldushevskaya L.N. et al. Petroleum potential of the Jurassic-Cretaceous deposits in the Yenisei-Khatanga regional trough and north-eastern part of the West Siberian Plate in accordance with geochemical data. In: Rossiiskaya Arktika: geologicheskaya istoriya, minerageniya, geoekologiya. St. Petersburg: Izd-vo VNIIOkeangeologiya, 2002. pp. 364–371.
6. Voitsekhovskaya A.G. Composition of particulate organic matter in the Jurassic and Cretaceous deposits of the Yenisei-Khatanga trough. In: D.S. Sorokova, G.D. Ginsburga, eds. Enisei-Khatangskaya neftegazonosnaya oblast'. D.S. Sorokova, G.D. Ginsburga, eds. Leningrad: Izd-vo NIIGA; 1974. pp. 67–70.
7. Voitsekhovskaya A.G. POM composition and its relation to facies conditions of deposition in Mesozoic troughs formations in the north of Siberian Platform. In: Geologiya i neftegazonosnost' mezozoiskikh progibov severa Sibirs'koi platformy. Tr. NIIGA. Leningrad: Izd-vo NIIGA; 1977, pp. 83–86.
8. Danyushevskaya A.I. Organic matter geochemistry of the Mesozoic deposits in the Middle Siberia (theoretical regularities and prediction of oil and gas formation): autoref. diss. ... dok. geol.-mineral. nauk. Leningrad, 1975. 40 p.

9. Danyushevskaya A.I. et al. Consanguinity of oil and POM in sedimentary deposits of Siberia. In: *Geologiya i neftegazonosnost' mezozoiskikh progibov severa Sibirskei platformy*. Tr. NIIGA. Leningrad: Izd-vo NIIGA; 1977. pp. 45–52.
10. Zakhryamina M.O., Devyatov V.P., Solov'eva N.S. Geochemical oil and gas bearing criteria of clinoform oil and gas bearing complex of Jurassic and Low Cretaceous periods located in the north-eastern part of West-Siberian platform and Eniseisky trough. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2010;(7):37–44.
11. Kim N.S. et al. Geochemical criteria for predicting the petroleum potential in bitumens of Jurassic deposits of the Yenisey-Khatanga regional trough. In: *Interekspo Geo-Sibir*: sb. mat-lov v 2 t. 2009. Vol. 2. pp. 20–23.
12. Kim N.S., Kontorovich A.E., Filiptsov Yu.A., Fomin A.N. Organic geochemistry of Jurassic and Cretaceous deposits in the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough. In: A.E. Kontorovich, ed. *Uspekhi organicheskoi geokhimii: mat-ly Vseros. nauch. konf.* Izd-vo INGG SO RAN; 2010. pp. 169–173.
13. Kim N.S. Source rocks of jurassic deposits in the eastern part of the yenisei-khatanga regional trough. In: *Interekspo Geo-Sibir. VIII Mezhdunar. nauch. kongr.* (10–12 April, 2012, Novosibirsk): sb. mat-lov v 2 t. 2012. Vol. 1. N. 2. pp. 173–176.
14. Kim N.S. Organic geochemistry of Lower Cretaceous deposits of the Yenisei-Khatanga trough. In: *Interekspo Geo-Sibir. IX Mezhdunar. nauch. kongr.* (15–26 April, 2013, Novosibirsk): sb. mat-lov v 2 t. 2013. Vol. 2. N. 1. pp. 101–105.
15. Kolganova M.M., Polyakova I.D. Oil generation features in gas-bearing sedimentary basins. *Geologiya i geofizika*. 1984;(1):15–24.
16. Kontorovich A.E., Grebenyuk V.V., Kuznetsov L.L., Kulikov D.P., Khmelevskii V.P. et al. Siberian petroleum basins and regions. : Vyp. 3. Yenisei-Khatanga basin. In: A.E. Kontorovich, ed. *Novosibirsk: Izd-vo OI GGM SO RAN*; 1994. 71 p.
17. *Geochemistry of Mesozoic deposits in oil and gas bearing basins of Siberia*. In: A.E. Kontorovich, ed. *Tr. SNIIGGiMS. Vyp. 118*. Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGiMS, 1971; 86 p.
18. *Organic geochemistry of the Siberian Mesozoic oil and gas bearing deposits*. In: A.E. Kontorovich, ed. *Tr. SNIIGGiMS. Vyp. 164*. Moscow: Nedra; 1974. 189 p.
19. Larichev A.I., Ryazanova T.A., Melenevskii V.N. et al. Organic geochemistry of Middle Jurassic – Lower Cretaceous section (western shoulder of Bolshekhetsky depression). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2003;(11):4–13.
20. Polyakova I.D., Kolganova M.M., Soboleva E.I., Stepanenko G.F. Geochemical criteria of oil and gas occurrence in the north of the Siberian Platform. In: A.A. Trofimuk, ed. *Geologiya i neftegazonosnost' Enisei-Khatangskogo basseina*. Tr. IGiG SO AN SSS. Vyp. 514. Moscow: Nauka; 1982. pp. 119–132.
21. Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. Modeling of processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in Jurassic and Cretaceous complexes of Enisei-Khatanga basin. *Geologiya nefti i gaza*. 2011;(5):48–55.
22. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V. *Gydan: geological architecture, hydrocarbon resources, future*. Moscow: Nedra; 2006. 261 p.
23. Sorokov D.S. Organic matter of Jurassic-Cretaceous rocks. In: *Geologiya i neftegazonosnost' Enisei-Khatangskogo progiba*. Leningrad: Izd-vo NIIGA; 1971. pp. 83–91.
24. Filiptsov Yu.A. et al. Source rocks and oil relationship in Mesozoic deposits in the north-eastern part of West Siberian Plate based on biomarker hydrocarbons and organic matter catagenesis studies. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2006;(5–6):52–57.
25. Kazakov A.M., Konstantinov A.G., Kurushin N.I., Mogucheva N.K., Sobolev E.S. et al. Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Triassic system. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, Filial GEO; 2002. 322 p.
26. Shurygin B.N., Devyatov V.P., Il'ina V.I., Meledina S.V. et al. Stratigraphy of the Siberian oil and gas bearing basins. Jurassic system. In: A.E. Kontorovich, ed. *Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial GEO*; 2000. 480 p.
27. *Resolution of the 6-th Inter-Departmental Meeting on the Review and Adoption of the Updated Stratigraphic Charts for the West Siberian Mesozoic Sequences*. Novosibirsk, 2003 (explanatory note). Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGiMS; 2004. 114 p.
28. Neruchev S.G., Vassoevich N.B., Lopatin N.V. Catagenesis scale in the context of oil and gas generation. In: *Tr. XV sessii Mezhdunarodnogo geologicheskogo kongressa. Doklady sovetskikh geologov. Goryuchie iskopaemye*. Moscow: Nauka; 1976. pp. 47–62.
29. Peters K.E., Cassa M.R. Applied Source Rock Geochemistry. In: L.B. Maguire, W.G. Dow, eds. *The Petroleum System: From Source to Trap*. AAPG; 1994. 93–120.
30. Kulikov D.P. Stratigraphic breakdown and structural-facies zoning of the Upper Jurassic deposits of the Yenisei-Khatanga trough. *Geologiya i geofizika*. 1989;(10):10–20.
31. Borisov E.V. Geological structure of the Golchikha formation in the western Yenisei-Khatanga regional trough. In: *Interekspo Geo-Sibir. XI Mezhdunar. nauch. kongr.* (13–25 April, 2015, Novosibirsk): sb. materialov v 2 t. – Novosibirsk : Izd-vo SGGA, 2015. Vol. 2. N. 1. pp. 13–17.

КАЛЕНДАРЬ

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

ежегодные



24-29 сентября
2018 / Сочи

Международная научно-практическая конференция
Строительство и ремонт скважин.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕРОтраслевой журнал
«Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗATOR



ООО «НПФ «Нитпо»

22-27 октября
2018 / Сочи

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

ОРГАНИЗАТОРЫ

ООО «Издательский дом
«Нефть. Газ. Новости»

ООО «НПФ «Нитпо»

Март 2019

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

ОРГАНИЗATOR



ООО «НПФ «Нитпо»

Май 2019

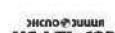
Международная научно-практическая конференция
Современные технологии капитального ремонта скважин и
повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития.

ОРГАНИЗATOR



ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

Министерство ТЭК и ЖКХ
Краснодарского края

 (861) 212-85-85

 oilgasconference@mail.ru

 www.oilgasconference.ru

УДК 550.83+552.5+553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2018-6-129-136

Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов

© 2018 г. | И.А. Мельник

Инженерная школа природных ресурсов ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Томск, Россия; migranis@mail.ru

Поступила 21.03.2018 г.

Принята к печати 13.08.2018 г.

Ключевые слова: *низкоомный коллектор; углеводороды; нефтегазонасыщение; удельное электрическое сопротивление; геофизические исследования скважин.*

Проведены анализ и обобщение причин образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов, которые позволили выделить два комплекса геологических причинно-следственных связей, обуславливающих появление петрофизических и физических причин низкоомности пород. Первопричинами являются фациальная обстановка процесса осадконакопления и тектонический процесс, в результате которого образуются каналы флюидомиграций. Показано, что в общем случае вторичной геологической причиной всегда будет либо литотип пород (четыре типа проводников), приводящий к пленочно-связанной воде и электропроводящим минералам, либо наличие разломов растяжения и трещин, на основе которых будет реализовываться наложенно-эпигенетический процесс с появлением дополнительной поверхностной проводимости. Оба комплекса геологических причин вызывают появление дополнительной (поверхностной) электропроводимости, определяющейся следующими факторами: увеличением внутренней площади поровой и трещинной поверхности пленочно-связанной воды в породе и, соответственно, плотности зарядов; двойным электрическим слоем глинистой фракции; межслоевой проводимостью электрических зарядов в трехслойных глинистых минералах; образованием в породе коллектора электропроводящих минералов группы пирита. Определены геологические признаки присутствия перспективных низкоомных коллекторов.

Для цитирования: Мельник И.А. Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 129–136. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-129-136.

Reasons for formation of low-resistivity oil saturated reservoirs

© 2018 | I.A. Mel'nik

School of Earth Sciences & Engineering of Federal Independent Educational Institution "National Research Tomsk Polytechnic University", Tomsk, Russia; migranis@mail.ru

Received 21.03.2018

Accepted for publication 13.08.2018

Key words: *low-resistivity reservoir; hydrocarbons; oil and gas saturation; resistivity; well logging.*

Analysis and synthesis of the reasons for low-resistivity oil and gas saturated reservoirs formation are carried out. This work allowed identifying two groups of geological cause-and-effect relations, which determine petrophysical and physical reasons for low-resistivity rocks occurrence. The prime mover is facies environment of sedimentation together with tectonic activity resulting in formation of channels for fluid migration. It is shown that in general the secondary geological reasons will always be a rock lithotype (four conductor types) determining film-bound water and electrically conductive minerals, or extension faults and fractures, which make a basis for imposed-epigenetic process resulting in additional surface conductivity. Both groups of geological relations cause an additional (surface) conductivity determined by the following factors: increase of inner area of pore and fracture surface of film-bound water in the rock and, thus, charge density; double electrical layer of clay fraction; interlaminar conductivity against electric charges in three-layer clay minerals; formation of electrically conductive minerals (pyrite) in the reservoir rock. In the case of anisotropy of electrically conductive clay partings in a bed, rock resistivity decreases with the increase of borehole inclination. Increased fracturing of a rock may cause its increased electric conductivity. Geological attributes of promising low-resistivity reservoirs are determined. The mentioned petrophysical reasons for the formation of rocks with higher electric conductivity (not accounted for in the course of well log data interpretation) are defined by the following physical principles: formation of surface electric circuit; increase of charge density; increase of charge mobility.

For citation: Mel'nik I.A. Reasons for formation of low-resistivity oil saturated reservoirs. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology.* 2018;(6):129–136. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-129-136.

За последние 15 лет опубликованы десятки работ по выявлению нефтегазонасыщенных коллекторов с пониженным удельным электрическим сопротивлением (УЭС) в терригенных и карбонатных пластах. По материалам геофизических исследований скважин (ГИС) эти низкоомные коллекторы интерпретируются как водонасыщенные, вследствие чего их часто пропускают.

В публикациях отечественных и зарубежных авторов были выделены следующие наиболее частые причины образования низкоомных коллекторов [1–16]:

- присутствие в породе электропроводящих минералов группы пирита);
- тонкое переслаивание глин с пониженным УЭС (анизотропия пород);
- повышенная глинистость коллекторов, мелкозернистость, микропористость;
- влияние связанной водонасыщенности;
- фациальная обстановка седиментации;
- диагенетические и катагенетические преобразования минералов и цемента;
- текстурные особенности распределения и состав глинистого минерала;
- влияние трещин;
- большой угол искривления скважин;
- присутствие шунтирующей поверхностной пленочной воды.

Среди перечисленных причин выделяются как процессы преобразования пород, так и их приобретенные свойства, характеристики и вещества, влияющие на УЭС. Причем по физико-химической сути некоторые перечисляемые положения дублируются. Например, представлены частный (тонкая слоистость) и общий (текстурные особенности) признаки одного и того же явления. К тому же очень часто следствие путают с причиной, тем самым нарушая закономерные понятия о причинно-следственных связях.

В итоге смешение и отсутствие в различении причин и следствий, частного и общего, процессов и приобретенных свойств в перечисленных причинах образования низкоомных коллекторов приводят к ошибочному представлению доминанты влияния на УЭС и определению первопричины рассматриваемого явления. Все это может вызывать непонимание оснований образования низкоомных интервалов и построение принципиально неверных моделей.

Проведем анализ и классификацию заявленных причин, а также определим причинно-следственные связи формирования коллекторов с пониженным УЭС.

Анализ и обобщение

В основе процесса появления электрического тока (соответственно его измерения) лежит условие образования замкнутой электрической цепи. Это

необходимое, но не достаточное условие для формирования пород с повышенной (относительно ожидаемой) электрической проводимостью. Вторым и достаточным условием являются неучтенные при интерпретации ГИС *повышения плотности и (или) подвижности* зарядов в электрической цепи пород.

В водонасыщенных гетерогенных средах, как правило, параллельно сквозному электрическому току ионов в воде выстраивается сеть поверхностной (в сообщающихся порах и трещинах) проводимости. Поверхностную электрическую проводимость представляют ионы двойного электрического слоя (ДЭС) глинистой и алевролитовой фракций, катионы межслоевой электрической проводимости трехслойной глинистой фракции и электроны проводящих минералов группы пирита. Присутствие связанной воды в глинистой и алевролитовой фракциях — необходимое условие образования свободных зарядов и, соответственно, электрической цепи. Связанная вода находится в адсорбционном (силы Ван-дер-Ваальса и электростатические), диффузионном (кулоновские силы) и рыхлосвязанном (силы поверхностного натяжения) состояниях (Гудок Н.С. и др., 2007; Кобранова В.Н., 1986; [2]).

Пленка рыхлосвязанной воды присутствует в основном на поверхности пор алевролитистой и мелкоклещанистой фракций, а площадь ее поперечного сечения зависит от радиуса кривизны поверхности. С уменьшением радиуса кривизны увеличивается сила поверхностного натяжения и устойчивость пленки воды, тем самым уменьшается ее толщина и площадь поперечного сечения. С уменьшением площади сечения понижается поверхностная компонента УЭС породы. С уменьшением радиуса капилляров, в свою очередь, увеличивается удельная площадь поверхности, что приводит к большей плотности зарядов породы и ее электрической проводимости. Поэтому в нефтенасыщенных мелкопористых гидрофильтральных песчано-алевролитовых породах, где значительную долю порового пространства занимает рыхлосвязанная пленка воды, с увеличением пористости УЭС будет уменьшаться. Это видно по зависимостям, приведенным в работах [9, 13, 14].

В трехслойных глинистых минералах группы монтмориллонита наличие межслоевого обменно-катионного комплекса позволяет повышать концентрацию катионов в межслоевом пространстве, тем самым значительно увеличивать межслоевую электрическую проводимость глинистой фракции [2]. Межслоевую проводимость можно причислить к одному из видов поверхностной электрической проводимости в модели заполнения стенок порового пространства глинистым материалом параллельно участкам водных растворов. С увеличением содержания глинистых минералов с высокой сорбционной способностью группы монтмориллонита, гидрослюды) увеличивается связанная водонасыщенность

песчаных пород. Соответственно увеличивается подвижность и плотность зарядов поверхностного слоя как при межслоевой проводимости, так и при ДЭС. Но если в песчаной породе увеличивается содержание каолинита, то даже при неизменной глинистости произойдет снижение поверхностной электрической проводимости. Это обусловлено тем, что из всех глинистых минералов каолинит обладает наименьшей сорбционной способностью и емкостью катионного обмена в отсутствии межслоевой проводимости. Поэтому трансформация минерального состава цемента может внести в электрическую проводимость пород значительные изменения (Кобранова В.Н., 1986; [2, 15]).

Доля поверхностной электрической проводимости в общей проводимости породы сильно зависит от минерализации свободной (поровой) воды. При минерализации воды выше 30 г/л (по Б.Ю. Вендельштейну) изменение УЭС породы в большей степени зависит от изменения пористости (к тому же, ионы солей разрушают сольватные слои). При меньшей минерализации воды вклад поверхностной проводимости становится весомей, чем доля проводимости свободной воды. Но и при высокой минерализации воды возможны ситуации, когда поверхностная проводимость может быть выше поровой, например, увеличение плотности зарядов на поверхности электропроводящих слоев может происходить вследствие вторичных геохимических преобразований, сильной пиритизации, увеличении удельной внутренней поверхности и т. д. (Гудок Н.С. и др., 2007).

Значительное повышение глинистости в песчаных интервалах вплоть до образования тонких глинистых прослоев (до 30 см), как правило, приводит к понижению УЭС всего исследуемого пласта [2, 8, 10, 16]. Причем данные латерально протяженные прослои не выделяются на каротажных диаграммах вследствие их незначительных толщин, поэтому продуктивные пласти с низким УЭС пропускаются.

Латеральная анизотропия совокупности глинистых слоев приводит к ухудшению вертикальной проницаемости флюидов относительно ее горизонтальной компоненты. Поэтому подвижность электрических зарядов по вертикали и горизонтали будет отличаться, а электрическая проводимость пласта будет определяться вертикальной и латеральной компонентами [8, 16]. В таком случае разница в показаниях электрических приборов для наклонной и вертикальной скважин зависит от угла наклона относительно вертикальной оси. Покажем это на примере вычисления двухкомпонентной проводимости по формуле

$$\sqrt{(\sigma_z \cos \alpha)^2 + (\sigma_x \sin \alpha)^2},$$

где $\sigma_{z,x}$ — удельная электрическая проводимость породы по вертикали и латерали соответственно; α — угол наклона скважины относительно вертикальной оси.

Согласно предложенной модели, вертикальная и горизонтальная компоненты проводимости пласта могут отличаться в 3–5 раз [16]. Тогда возьмем $\sigma_z = 0,1$ см/м; $\sigma_x = 0,3$ см/м и при $\alpha = 0$ получаем УЭС породы $\rho_0 = 10$ Ом · м, при $\alpha = 30^\circ$ — $\rho_{30} = 5,7$ Ом · м. С увеличением угла наклона показание прибора УЭС породы уменьшится до предельного значения — 3,3 Ом · м, т. е. исследуемый слоистый пласт при больших углах наклона скважины будет представлять собой идеальный низкоомный объект.

Таким образом, анализируя все перечисленные причины образования низкоомного коллектора, можно выстроить следующие причинно-следственные цепочки формирования продуктивных пластов с пониженным УЭС. Рассмотрим базовый процесс его образования при осадконакоплении: *фациальная обстановка седиментогенеза* → *полиминеральный литотип породы* → *сорбция* → *образование пленочно-связанной воды* → *появление поверхностной проводимости* → *заполнение УВ* → *образование низкоомного коллектора*. Видно, что первопричиной является процесс седиментации, формирующий соответствующий песчаный литотип породы, а именно мелко-гранулярной либо внутрипорово-структуройированной или слоистой глинистости, а также пиритизированный по поверхности сообщающихся пор. В основном это зависит от фациальной обстановки (например, в барах). Процессы сорбции глинистыми минералами молекул воды и образования ее связанного состояния по поверхности пор формируют замкнутую электрическую цепь, в которую могут быть встроены высокоэлектропроводящие минералы группы пирита, формирующие отдельную электрическую сеть. А так как УЭС минералов группы пирита очень низкое (10^{-4} – 10^{-2} Ом · м), то их влияние значительно как при параллельном, так и при последовательном соединении. Выделяются три последовательных процесса, связанных между собой: седиментогенез, сорбция и поверхностная проводимость. Эти процессы определяют стадийность образования вещества, материала, структуры: литотип породы, электропроводящие минералы и связанную воду (поверхностную электрическую цепь). В этом случае при заполнении коллектора нефтью проявляется свойство низкоомности.

Процессы диагенеза и катагенеза также являются причиной преобразования веществ и изменяют свойства связанной воды. Качество и интенсивность этих изменений зависят от глубины залегания пласта, а локально-латеральные изменения в пределах структур III–IV порядков обусловлены литофациальными условиями осадконакопления.

На седиментационно-катагенетические процессы преобразования породы в свою очередь могут наложить вторичные эпигенетические процессы трансформации веществ. По сути, вторичные процессы локальны и проявляются в результате образования тектонических каналов (разломов растяжения,

трещин) миграции глубинных флюидов, которые меняют геохимические (кислотно-щелочные) и петрофизические (проницаемость) условия существования пористой среды. В этом случае наложенно-эпигенетическая пиритизация и пелитизация полевых шпатов является следствием тектонического процесса, представляющего первопричину низкоомности коллектора [17–20]. Однако при вторичных геохимических процессах свойство низкоомности не всегда обусловлено формированием электропроводящих слоев. Повышенная проводимость может быть связана и с увеличением плотности катионов в свободном растворе. Это четко показано в работе С.М. Шевченко и др. [21], где при неполной гидрослюдизации (глауконитизация происходит при внедрении свободного иона калия) монтмориллонита в свободной воде образуется повышенное содержание катионов железа, уменьшающее УЭС породы.

Таким образом, причинно-следственную цепь при наложенно-эпигенетических процессах можно выстроить следующим образом: *тектонический процесс → разломы растяжения и трещины → флюидодинамика → вторичные геохимические процессы → образование минералов группы пирита, пелитов, свободных катионов → появление дополнительной проводимости → заполнение УВ → образование низкоомного коллектора.*

Минералы группы пирита в природных условиях, как правило, образуются вследствие реакции взаимодействия сероводорода и железистых соединений, растворенных в воде. При низких температурах (менее 200 °C) в большинстве случаев продуктом реакции на первой стадии являются метастабильные моносульфиды железа, которые затем переходят в пирит [22]. В гидротермальных системах при изменении термобарических условий среды (ниже 100 °C) и при pH около 5–6 происходит пиритизация. В этом случае формирование пирита проходит через стадию гидротроилизации, а при pH = 4–5 пиритизация осуществляется непосредственно из раствора. В щелочной среде при pH = 7–9 образуется моносульфид железа, который через некоторое время превращается в пирит.

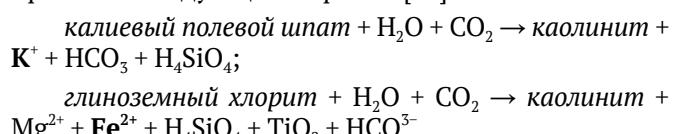
Присутствие серы (либо сероводорода) в углеводородах и железа в той или иной форме приводит к образованию в песчаной среде вторичных минералов группы пирита. Получается, что они могут быть связаны как с процессами миграции флюидов (вода, рассолы, нефть, растворенные газы, смеси) с наложенным эпигенезом в земной коре, так и с осадконакоплением в восстановительных условиях. Многочисленные исследования показали, что к доминирующему фактору присутствия пирита в песчаных отложениях относится процесс наложенного эпигенеза [23]. В этом случае пирит может служить индикатором вероятного присутствия УВ.

Корреляционный анализ между выборками интенсивностей процессов пиритизации и каолини-

тизации на территории Западной Сибири позволил выявить следующую закономерность — для нефтенасыщенных интервалов между выборками рассматриваемых интенсивностей всегда присутствует положительная корреляция (рис. 1), а для водонасыщенных пластов регрессия между ними полностью отсутствует.

Положительная корреляция ($R = 0,88$) свидетельствует о том, что в нефтенасыщенных пластах парагенез рассматриваемых процессов обусловлен присутствием УВ (см. рис. 1). Возможно, что в процессе формирования залежи с распадом гидратной оболочки частиц «микронефти» на нефть и временно диссоциированную воду с образованием избытка свободных ионов водорода pH уменьшается до 4–5. Гидроксильная группа, в свою очередь, идет на образование гидроксида железа, и с присутствием сероводорода пиритизация будет проходить одностадийно, совместно с каолинитизацией породы [22–24].

Рассмотрим процесс каолинитизации. В результате поступления глубинных флюидов с растворенной углекислотой углекислотный метасоматоз может протекать следующим образом [25]:



В кислых средах (pH = 4–5) происходит каолинитизация как полевого шпата, так и глинистых минералов. Причем в результате повышенной кислотности растворяется не только заполняющий поры цемент, но и матричный алюмосиликат. Емкость коллектора повышается на 2–3 %, а проницаемость — в несколько раз. И самое важное — образующиеся катионы железа и калия будут дифундировать к отрицательно заряженной глинистой поверхности, тем самым увеличивая плотность зарядов проводимых поверхностных слоев.

Наибольшей площадью сорбционной поверхности и емкостью катионного обмена обладает группа глинистых минералов (смектитов), образующихся в слабощелочной среде в процессе гидролиза, в результате последующего ощелачивания глубинных кислых гидротерм [25]. И наоборот, в кислых средах при гидрослюдизации монтмориллонита в воде появляются свободные катионы, повышающие плотность зарядов.

Интенсивности наложенно-эпигенетических процессов сильно зависят от проницаемости (трещиноватости) гетерогенной среды [23]. Также плотность сквозного электрического тока прямо пропорциональна подвижности зарядов, т. е. связана с трещиноватостью породы (Кобранова В.Н., 1986). С увеличением трещиноватости среды увеличивается средняя длина свободного пробега зарядов, что в конечном итоге приводит к увеличению электрической проводимости.

Рис. 1. Сопоставление интенсивностей вторичных процессов пиритизации с каолинитизацией в нефтенасыщенных интервалах месторождения Самотлор

Fig. 1. Comparison of secondary pyritization and kaolinisation processes in oil saturated intervals of Samotlor field

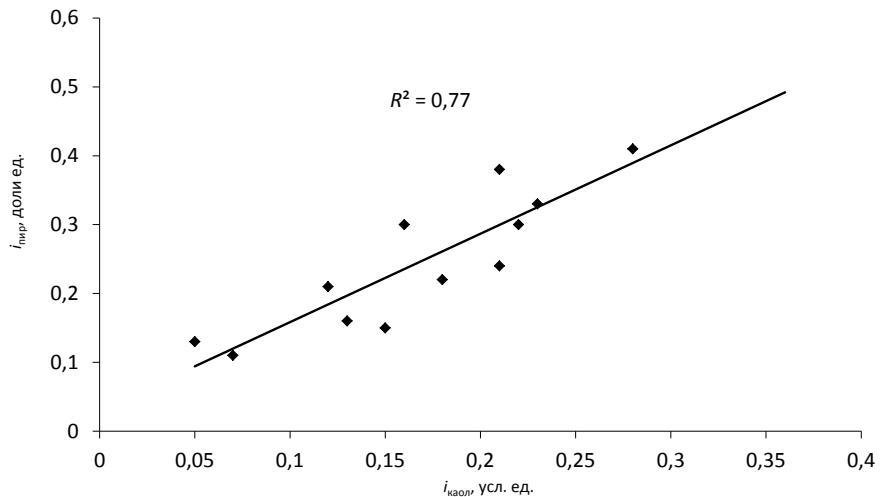
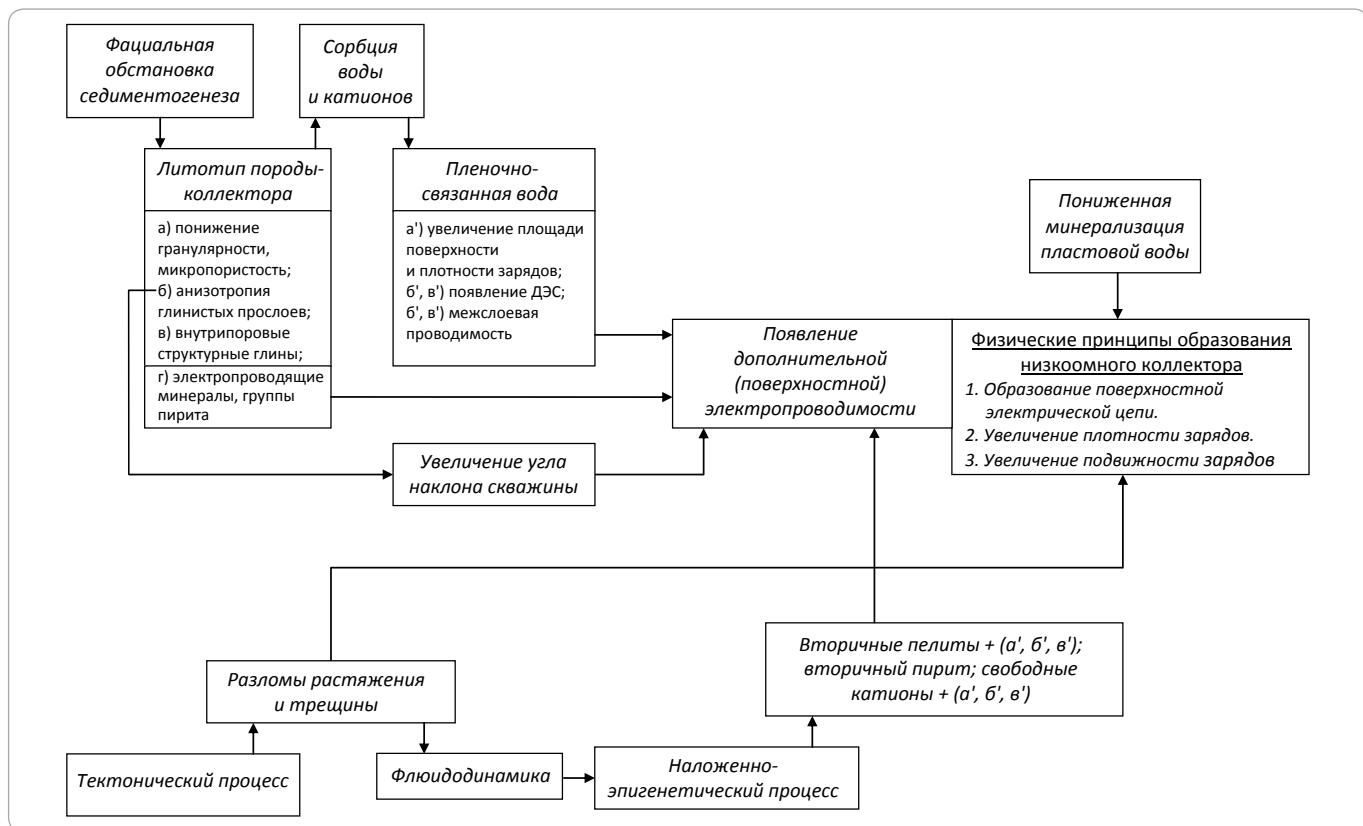


Рис. 2. Блок-схема систематизации наиболее вероятных причин образования нефтегазонасыщенных низкоомных коллекторов

Fig. 2. Schematic systematisation diagram of most probable reasons for formation of low-resistivity oil and gas saturated reservoirs



Поэтому в зонах с повышенной проницаемостью необходимо проводить корректировку ее опосредованного и непосредственного влияния на УЭС породы.

Обобщая сказанное, отметим, что проявление низкоомных коллекторов приводит к образованию двух комплексов причинно-следственных связей с

различными первопричинами (рис. 2). В одном случае — это *фациальная обстановка* процесса осадконакопления, во втором — *тектонический процесс*, в результате которого образуются каналы флюидомиграций. Геологический процесс служит причиной образования веществ, пустот и форм их распределений

в пространстве, которые, в свою очередь, изменяют первичные условия существования породы. Эти вещественно-структурные изменения порождают последующие петрофизические или геохимические процессы преобразования материи. Поэтому в общем случае *вторичной* геологической причиной всегда будет либо литотип пород (четыре типа проводников), определяющий присутствие пленочно-связанной воды и электропроводящих минералов, либо наличие разломов растяжения и трещин, на основе которых будет развиваться наложенно-эпигенетический процесс с появлением дополнительной поверхностной проводимости.

Вторичная пелитизация одновременно связана с сорбционным процессом при образовании ДЭС и межслоевой проводимости глинистой фракции (см. рис. 2). Свободные катионы, присутствующие как в поровом растворе, так и в связанном состоянии глинистых минералов (в процессе наложенного эпигенеза), также увеличивают плотность зарядов поверхностного слоя.

Сформированная поверхностная электропроводимость может стать причиной понижения УЭС породы в случае соответствующего повышения ее вклада в общую электропроводимость относительно проводимости свободной воды. Данное условие отражено в блок-схеме как «пониженная минерализация пластовой воды». К сожалению, это не всегда учитывается при анализе причин появления низкоомных коллекторов. Например, поверхностную проводимость часто связывают с сидеритом (карбонатом железа) [2]. Однако известно, что УЭС сидерита достаточно высокое (около $10-10^3$ Ом · м); это намного выше УЭС пластовой воды, которая при температуре $40-50^{\circ}\text{C}$ и минерализации ~ 30 г/л составляет 0,2 Ом · м. В этом случае при сидеритизации песчаника УЭС породы будет повышаться.

Выводы

Анализ и обобщение причин образования низкоомных нефтегазонасыщенных коллекторов позволили выделить два комплекса геологических

причинно-следственных связей, обусловливающих существование петрофизических и физических причин низкоомности пород: *фациальная обстановка* процесса осадконакопления и *тектонический процесс*, образующий каналы флюидомиграций.

Оба геологических процесса приводят к появлению дополнительной (поверхностной) электропроводимости, определяющейся следующими факторами:

- увеличением внутренней площади поровой и трещинной поверхности пленочно-связанной воды в породе и соответствующей плотности зарядов;
- ДЭС глинистой фракции;
- межслоевой проводимостью электрических зарядов в трехслойных глинистых минералах;
- образованием в породе коллектора электропроводящих минералов группы пирита.

В случае анизотропии глинистых электропроводящих прослоев пласта увеличение угла наклона скважин приводит к понижению УЭС породы. Повышение трещинноватости породы может привести к повышению ее электропроводности.

Перечисленные петрофизические причины образования пород с повышенной электропроводимостью (неучтенный при интерпретации данных ГИС) обусловлены следующими физическими принципами:

- образованием поверхностной электрической цепи;
- повышением плотности зарядов;
- повышением подвижности зарядов.

Таким образом, перечисленные геологические процессы могут определять присутствие низкоомных коллекторов (с относительно низкой минерализацией пластовой воды). А классификация наиболее часто встречающихся причин проявления пластов с пониженным УЭС позволяет построить реалистичную модель низкоомности уже на стадии разведки УВ-залежей.

Литература

1. Зарипов О.Г., Сонич В.П. Влияние литологии пород-коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 18–21.
2. Зубков М.Ю. Кристаллографическое и литолого-петрографическое обоснование электрических свойств минералов железа, глин и терригенных коллекторов (на примере пластов БВ₈ и ЮВ₁ Повховского месторождения). Ч. 1; 2 // Горные ведомости. – 2008. – № 11; 12. – С. 20–32; 30–53.
3. Ежова А.В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия ТПУ. – 2006. – Т. 309. – № 6. – С. 23–26.
4. Леонтьев Е.И., Малыхин А.Я. и др. Аномальная электропроводность связанной воды и ее влияние на геофизические параметры // Особенности геологического строения и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов Западно-Сибирской низменности : Тр. Тюменского индустриального института. – Тюмень : Изд-во ТИИ, 1974. – Вып. 26. – С. 173–179.
5. Чикишев А.Ю., Чикишев Ю.А., Ковалева Н.П. и др. Причина наличия низкоомных коллекторов юрских отложений Каймысовского свода (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 42–45.
6. Чикишев Ю.А., Ковалева Н.П., Резниченко В.А., Шишкин Р.А. Проблема выделения низкоомных коллекторов сложного строения юрских отложений Каймысовского свода // НТВ ОАО «НК «Роснефть». – 2008. – № 1. – С. 17–21.

7. Теплоухов В.М., Наконечный А.В., Теплоухов А.В. Выделение низкоомной фации и ее влияние на геологическую модель пласта Ю₁₋₁ Шингинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 6. – С. 85–87.
8. Гусев С.И. Анализ причин, приводящих к снижению удельного электрического сопротивления продуктивных коллекторов // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 36–40.
9. Гильманова Р.Х., Егоров А.Ф., Кротов С.А., Зиятдинов Р.Р. Влияние литологии на сопротивление нефтенасыщенных карбонатных коллекторов в переходной зоне и их разработка // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 84–89.
10. Буллер Д. Выделение продуктивных песчаников в тонкослоистых низкоомных русловых отложениях в скважинах старого фонда // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1993. – № 1. – С. 26–32.
11. Виноградов В.Г. Влияние минерального состава цемента полимиктовых песчаников и алевролитов на их удельное сопротивление // Особенности геологического строения и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов Западно-Сибирской низменности : Тр. Тюменского индустриального института. – Тюмень : Изд-во ТИИ, 1974. – Вып. 26. – С. 185–189.
12. Кузьмичев О.Б. Методика оценки характера насыщения сложно построенных, в том числе низкоомных, нефтенасыщенных коллекторов на месторождениях ООО «Лукойл-Западная Сибирь» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 26–32.
13. Комова А.Д., Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г., Бата Л.К., Калугин А.А., Терентьев В.Ю. Особенности строения и оценки нефтенасыщенности верхнеюрских низкоомных коллекторов на примере Ватьеганского месторождения Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – Т. 53. – № 7. – С. 17–21.
14. Матвеев В.С., Рыжов А.А. Геофизическое обеспечение региональных гидрогеологических, инженерно-геологических, геокриологических и геоэкологических исследований // Разведка и охрана недр. – 2006. – № 2. – С. 50–57.
15. Грим Р.Э. Минералогия и практическое использование глин / Под ред. В.П. Петрова. – М. : Мир, 1967. – 510 с.
16. Cai Jun, Wu Hongshen, Guo Shusheng. Low Resistivity Pay Evaluation Using Triaxial Induction in Offshore South China // International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. – SPE, 2010.
17. Бужук Л.А., Поливцев А.В., Архипова Л.Д. Влияние вторичных преобразований пород-коллекторов на электрофизические свойства по результатам электронномикроскопических исследований // Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей. Шестые научные чтения Ю.П. Булашевича : сб. мат-лов конференции. – Екатеринбург: УРО РАН, 2011. – С. 52–55.
18. Мельник И.А. Выделение нефтенасыщенных интервалов на основе переинтерпретации ГИС в низкоомных коллекторах-песчаниках // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 34–36.
19. Мельник И.А., Ерофеев Л.Я. Физико-геохимическая модель низкоомного коллектора и ее практическое применение // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 46–50.
20. Мельник И.А. Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах // Геофизические исследования. – 2014. – Т. 15. – № 4. – С. 44–53.
21. Шевченко С.М., Шевченко В.Н., Губарев О.В., Бушковский А.П. Гипотеза причины образования низкоомного коллектора на Катыльгинском месторождении // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2008. – № 6. – С. 13–15.
22. Козеренко С.В., Храмов Д.А., Фадеев В.В. и др. Исследование механизма образования пирита в водных растворах при низких температурах и давлениях // Геохимия. – 1995. – № 9. – С. 1553–1565.
23. Мельник И.А. Интенсивность пиритизации как индикатор характера насыщения юрских пластов Томской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 3. – С. 41–49.
24. Тараненко Е.И., Безбородов Р.С., Хакимов М.Ю. Преобразование коллекторов в нефтяных залежах // Геология нефти и газа. – 2001. – № 2. – С. 18–22.
25. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л. : Недра, 1992. – 239 с.

References

1. Zaripov O.G., Sonich V.P. Influence of reservoir rock lithology on beds' resistivity. *Neftyanoe khozyaystvo*. 2001;(9):18–21.
2. Zubkov M. Yu. Crystallographic and litho-petrographic substantiation of electric behaviour of iron minerals, clay and terrigenous reservoirs (by the example of BV₈ and JV₁ beds in the Povkrovsky field). *Gornye vedomosti*. 2008;(11;12):20–32;30–53.
3. Ezhova A.V. Methodology for oil saturation evaluation in low-resistivity reservoirs of the Jurassic formations, south-eastern part of the West Siberian Plate. *Izvestiya TPU*. 2006;309(6):23–26.
4. Leont'ev E.I., Malykhin A.Ya. et al. Abnormal electric conductivity of bound water and its influence on geophysical parameters. *Osobennosti geologicheskogo stroenija i neftenasnyshchennosti produktivnykh gorizontov Zapadno-Sibirskoi nizmennosti : Tr. Tyumenskogo industrial'nogo instituta*. – Tyumen' : Izd-vo TII, 1974. Issue 26. pp. 173–179.
5. Chikishev A.Yu., Chikishev Yu.A., Kovaleva N.P. et al. The reason of presence of low-resistance reservoirs of Kaymysovskiy arch Jurassic deposits. *Neftyanoe khozyaystvo*. 2006;(8):42–45.
6. Chikishev Yu.A., Kovaleva N.P., Reznichenko V.A., Shishkin R.A. Problem of delineation of structurally complex low-resistivity Jurassic reservoirs in the Kaimysovsky Arch. *NTV OAO «NK «Rosneft»*. 2008;(1):17–21.
7. Teploukhov V.M., Nakonechnyi A.V., Teploukhov A.V. Separation of a low-resistance facies and its impact on the geological model of the Yu₁₋₁ layer of Shinginskoye field. *Neftyanoe khozyaystvo*. 2013;(6):85–87.
8. Gusev S.I. Analysis of the reasons for low resistivity of productive pays. *Neftepromyslovoe delo*. 2016;(5):36–40.
9. Gil'manova R.Kh., Egorov A.F., Krotov S.A., Ziyatdinov R.R. Oil and gas fields of Orenburg region illustrate application of methods specifying initial data to develop geological models. *Neftepromyslovoe delo*. 2012;(1):84–59.
10. Buller D. Old wells: delineation of pay sands in thin-bedded low-resistivity channel deposits. *Neft', gaz i neftekhimiya za rubezhom*. 1993;(1):26–32.
11. Vinogradov V.G. Cement composition in polymictic sandstone and siltstone: influence on resistivity. *Osobennosti geologicheskogo stroenija i neftenasnyshchennosti produktivnykh gorizontov Zapadno-Sibirskoi nizmennosti : Tr. Tyumenskogo industrial'nogo instituta*. Tyumen' : Izd-vo TII, 1974. Issue 26. pp. 185–189.

OIL AND GAS RESERVOIRS

12. Kuz'michev O.B. A method of the nature assessment of complicatedly-built oil-saturated reservoirs, including low-resistant ones, in the fields of LLC "LUKOIL-Western Siberia". *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2016;(11):26–32.
13. Komova A.D., D'yakonova T.F., Isakova T.G., Bata L.K., Kalugin A.A., Terent'ev V.Yu. Features of the structure and evaluation of oil saturation factor of low-resistivity upper Jurassic reservoirs on example of the Vat'egan field of Western Siberia. *Ekspozitsiya Nefti Gaz*. 2016;53(7):17–21.
14. Matveev B.C., Ryzhov A.A. Geophysical support of regional hydrogeological, geotechnical, geocriological, and geoecological investigations. *Razvedka i okhrana nedr*. 2006;(2):50–57.
15. Grim R.E. Mineralogy and practical use of clay. In: V.P. Petrov ed. Moscow: Mir; 1967. – 510 p.
16. Cai Jun, Wu Hongshen, Guo Shusheng. Low Resistivity Pay Evaluation Using Triaxial Induction in Offshore South China. In: International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. SPE, 2010.
17. Buzhuk L.A., Polivtsev A.V., Arkhipova L.D. Influence of reservoir rocks secondary transformations on electrophysical properties: the results of electron microscopy studies. *Glubinnoe stroenie, geodinamika, teplovoe pole Zemli, interpretatsiya geofizicheskikh polei. Shestyie nauchnye chteniya Yu.P. Bulashevicha : sb. mat-lov konferentsii*. – Ekaterinburg: URO RAN; 2011. pp. 52–55.
18. Melnik I.A. Oil-saturated intervals separation on the basis of reinterpretation of wells geophysical study results in low resistance reservoirs. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2008;(4):34–36.
19. Mel'nik I.A., Erofeev L.Ya. Physical-geochemical model of low-resistance collector and its practical application. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2014;(3):46–50.
20. Mel'nik I.A. Cause of low electrical resistance in the low-resistance reservoirs. *Geofizicheskie issledovaniya*. 2014;15(4):44–53.
21. Shevchenko S.M., Shevchenko V.N., Gubarev O.V., Bushkovskii A.P. Hypothesis of low-resistivity reservoir formation in the Katyl'ginsky field. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2008;(6):13–15.
22. Kozerenko S.V., Khramov D.A., Fadeev V.V. et al. Studies of pyrite formation mechanism in aqueous solutions at low temperature and pressure. *Geokhimiya*. 1995;(9):1553–1565.
23. Mel'nik I.A. Pyritization intensity as an indicator of the nature of the Jurassic formations saturation in Tomsk region. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2016;(3):41–49.
24. Taranenko E.I., Bezborodov R.S., Khakimov M.Yu. Transformations of reservoirs in oil pools. *Geologiya nefti i gaza*. 2001;(2)18–22.
25. Lebedev B.A. Sedimentary basins: geochemistry of epigenetic processes. Leningrad: Nedra; 1992. 239 p.

УДК 550.8 (569.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-6-137-147

Диагенетические глинистые минералы в песчаных резервуарах верхнетриасовых отложений грабена Евфрат (Сирия)

© 2018 г. | И. Юсеф¹, В.П. Морозов¹, М. Эль-Кади²¹Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет, Казань, Россия; ibrahem.youseef@mail.ru; vladimir.morozov@kpfu.ru;²Дамасский университет, Дамаск, Сирия; elkadimohamed@yahoo.fr

Поступила 27.02.2018 г.

Принята к печати 13.08.2018 г.

Ключевые слова: *диагенетические, глинистые минералы; песчаник; верхнетриасовые отложения; грабен Евфрат; Сирия.*

Песчаники нефтяного резервуара верхнего триаса (пласт Мулусса Ф) являются одним из основных объектов нефтедобычи. В тектоническом отношении они приурочены к грабену Евфрат. Проведен литофациальный анализ, изучена морфология глинистых минералов в составе песчаников. При их изучении использованы рентгенографический анализ, сканирующая электронная микроскопия, включая микроанализ. Показана различная роль минералов в выполнении порового пространства в песчаниках. Среди глинистых минералов преобладают каолинит, иллит, хлорит и смешанослойный минерал состава иллит-смектит. Каолинит является основной фазой глинистых минералов, составляющей до 81 % общего объема глинистой массы. Морфологически он образует гексагональные и псевдогексагональные пластинки, а также агрегаты, состоящие из кристаллов размером от 10 до 15 мкм. Последние образуют веерообразные сростки размером от 20 до 60 мкм, которые частично или полностью заполняют поровое пространство. Хлориты обычно встречаются в виде зернистых наростов на обломочных зернах и на их долю приходится почти 13 % объема глинистой массы песчаников.

Для цитирования: Юсеф И., Морозов В.П., Эль-Кади М. Диагенетические глинистые минералы в песчаных резервуарах верхнетриасовых отложений грабена Евфрат (Сирия) // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 137–147. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-137-147.

Diagenetic clay minerals in Upper Triassic sand reservoirs of the Euphrates Graben (Syria)

© 2018 | I. Yousef¹, V.P. Morozov¹, M. El-Kadi²¹Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University, Kazan, Russia; ibrahem.youseef@mail.ru; vladimir.morozov@kpfu.ru;²University of Damascus, Damascus, Syria; elkadimohamed@yahoo.fr

Received 27.02.2018

Accepted for publication 13.08.2018

Key words: *diagenetic, clay minerals; sandstone; Upper Triassic formations; Euphrates Graben; Syria.*

Sandstone of the Upper Triassic oil reservoir (Mulussa F bed) is one of the main oil production targets. Tectonically, it is confined to the Euphrates Graben. Lithofacies analysis is carried out, and morphology of clay minerals making a part of the sandstone is investigated. We used radiography analysis, scanning electron microscopy, including microanalysis. The different roles of minerals in filling a sandstone pore space are shown. Among clay minerals, the following are predominating: kaolinite, illite, chlorite and mixed-layered clay mineral having illite-smectite composition. Kaolinite is a basic phase of clay minerals; it makes up to 81 % of total volume of clay mass. Morphologically, kaolinite forms hexagonal and pseudo-hexagonal blades and aggregates composed of crystals ranging in size from 10 to 15 μ m. The latter form fan-like intergrowths 20 to 69 μ m in size, which completely or partially fill pore space. Chlorites are usually found as granular overgrowths on the clastic grains; they make almost 13 % of clay mass in sandstone.

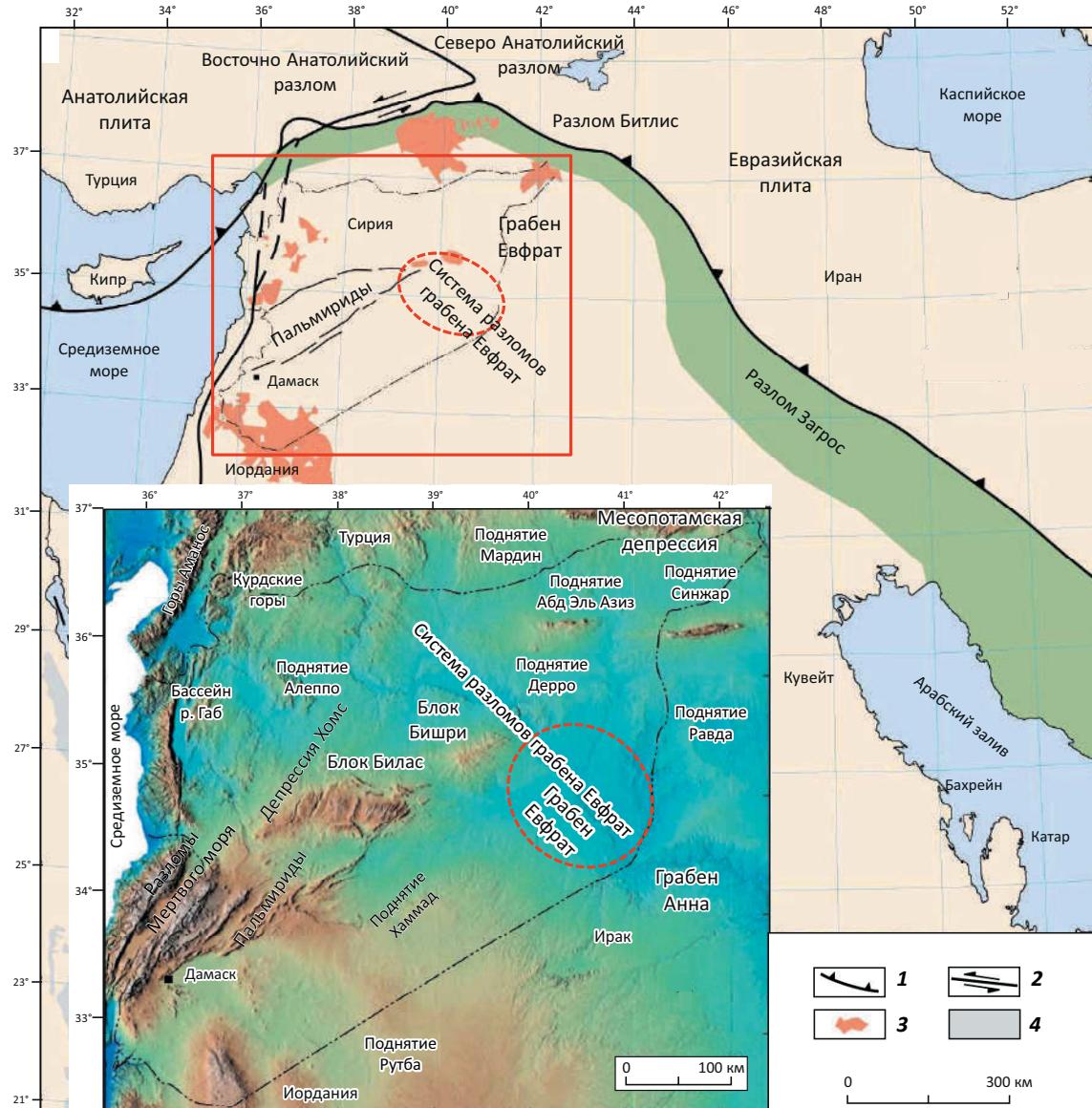
For citation: Yousef I., Morozov V.P., El-Kadi M. Diagenetic clay minerals in Upper Triassic sand reservoirs of the Euphrates Graben (Syria). *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology.* 2018;(6):137–147. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-137-147.

Сирия расположена на северном склоне Арабской тектонической плиты, которая граничит с Евразийской плитой вдоль разломов Загрос и Битлис на юге Турции [1, 2] (рис. 1 А). В Сирии выделяются четыре относительно стабильных поднятия фундамента: Рутба, Равда, Алеппо и Мардин, разделенные внутрикратонными рифтовыми зонами. Кроме того,

существует четыре основные тектонические зоны: складчатый пояс Пальмирид, грабен Евфрат и поднятия Абд-Эль-Азиз и Синжар [3] (см. рис. 1 В). Грабен Евфрат — наиболее крупный нефтегазоносный бассейн Сирии. Он является частью рифтовой структуры позднего мела, развитой в юго-восточной части Сирии [4]. Эта структура представляет собой

OIL AND GAS RESERVOIRS

Рис. 1. Тектоническая схема Аравийской плиты и прилегающих районов
 Fig. 1. Tectonic scheme of the Arabian Plate and neighbouring regions



Разломы (1, 2): 1 — взбросы, 2 — сдвиги; 3 — кайнозойские лавы, 4 — докембрийский фундамент
 Faults (1, 2): 1 — reverse faults, 2 — strike-slip faults; 3 — Cenozoic lava, 4 — Precambrian basement

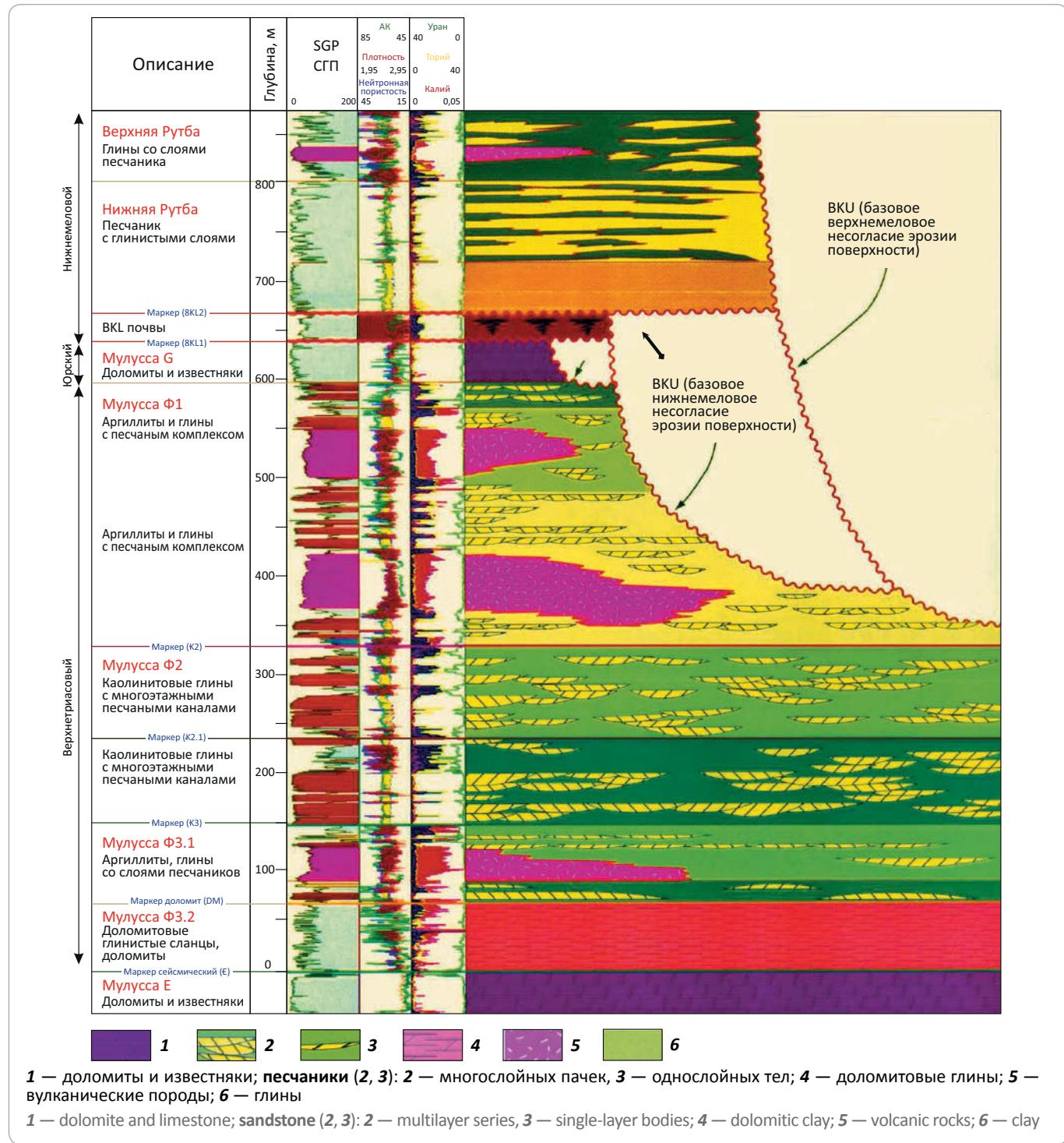
прерывистый континентальный рифт. Система грабена Евфрат длиной 160 км образует прерывистую межконтинентальную систему разломов, имеющую северо-западное направление и сформированную в позднем мелу [5]. Песчаники нефтяного резервуара верхнего триаса, приуроченного к грабену Евфрат (пласт Мулусса Φ), относятся к основным объектам нефтедобычи в Сирии. Обнаруженные газонефтяные поля в грабене Евфрат представляют существенно важный источник углеводородов [6, 7].

Среди глинистых минералов в составе песчаников преобладают каолинит, иллит, хлорит и смешанослойный минерал состава иллит-смектит.

Методы исследования

Образцы керна, отобранные из 14 скважин, которые вскрыли верхнетриасовые отложения грабена Евфрат в диапазоне глубин от 1,6 до 4 км, исследованы с помощью сканирующей электронной микроскопии (СЭМ), рентгеноструктурного (ХРД) и энергодисперсионного спектрометрического (ЭДС) анализов. Рентгенографический анализ применялся для определения качественного и количественного минерального состава образцов. Сканирующая электронная микроскопия в совокупности с микрозондовым анализом позволила получить информацию о структуре, морфологии, химическом составе зерен, оце-

Рис. 2. Верхнетриас-нижнемеловые отложения грабена Евфрат
 Fig. 2. Upper Triassic – Lower Cretaceous formations of the Euphrates Graben



нить пространственное распределение зерен в породе и охарактеризовать парагенезис аутигенных минералов [8, 9].

Литологический состав верхнетриасовых отложений

Отложения верхнего триаса распространены вдоль грабена Евфрат, их толщина составляет около

480 м (рис. 2), достигая иногда 550 м. Верхнетриасовые отложения представлены в основном пойменными глинами, переслаивающимися со средне-мелкозернистыми речными песчаниками. Кроме того, в нижних частях встречаются глинистые доломиты и собственно доломиты. Верхнетриасовые отложения на основе результатов спектрального гамма-каротажа (СГК) и изучения литологического состава отложе-

ний снизу вверх подразделяются на три зоны: нижнюю (*Мулусса Ф3*), среднюю (*Мулусса Ф2*) и верхнюю (*Мулусса Ф1*) (см. рис. 2).

Нижняя зона (*Мулусса Ф3*). В отложениях снизу вверх выделяются две подзоны: *Мулусса Ф3.2* и *Мулусса Ф3.1*. Они разграничены стратиграфическим маркером, который называют доломитовым (DM) (см. рис. 2).

Подзона *Мулусса Ф3.2* включает тонкослоистые темно-серые доломитовые глины, переслаивающиеся с доломитами и алевролитами. По результатам спектрального гамма-каротажа породы подзоны *Мулусса Ф3.2* имеют низкие содержания тория и урана, низкие и средние — калия, увеличивающиеся в направлении верхней части подзоны (см. рис. 2).

Подзона *Мулусса Ф3.1* сложена в основном аргиллитами со слоями песчаников в ее верхней части. Толщина песчаников от 0,6 до 11 м. По результатам спектрального гамма-каротажа породы подзоны *Мулусса Ф3.1* имеют относительно высокие содержания тория и калия и значительные — урана (см. рис. 2).

Средняя зона (*Мулусса Ф2*) представлена в основном песчаниками, переслаивающимися с глинами. Слои песчаника толщиной от 1 до 60 м образуют одно- или многослойные нефтяные залежи. По результатам спектрального гамма-каротажа глины *Мулусса Ф2* характеризуются относительно высокими содержаниями тория, очень низкими — калия и варьирующими — урана (см. рис. 2).

Верхняя зона (*Мулусса Ф1*). Отложения этой зоны представлены песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с глинами. Мощность слоев песчаников варьирует от 1 до 20 м. По результатам спектрального гамма-каротажа для глин *Мулусса Ф1* характерны относительно высокие содержания тория, переменные, часто высокие — калия и переменные — урана (см. рис. 2).

Аутигенные глинистые минералы

Аутигенный каолинит

Экспериментально установлено, что каолинит является основной аутигенной фазой глинистых минералов верхнетриасового коллектора. По результатам рентгенографического анализа XRD (глинистая фракция < 2 мкм) содержание каолинита достигает 81% общего объема глинистой массы (рис. 3 А, В; см. рис. 2; таблица). С помощью сканирующей электронной микроскопии СЭМ установлены морфологические разновидности каолинита.

Псевдогексагональные пластинки каолинита заполняют поровое пространство и представлены частицами с преобладанием мелких кристаллов над более крупными веерообразными агрегатами. Размеры последних варьируют от 20 до 30 мкм. Кристаллы каолинита имеют различные размеры и морфологию: от хорошо кристаллизованных эвгедральных до

субгедральных и ангедральных пластинок с оборванными краями, не имеющих определенной пространственной ориентировки. Их ширина — от 5 до 15 мкм, длина — от 10 до 25 мкм и толщина — от 2 до 5 мкм (см. рис. 3).

Считается, что псевдогексагональные пластинки каолинита формируются на стадии диагенеза песчаников, а более поздние генерации образуют веерообразные агрегаты на стадии катагенеза [10]. В тех участках песчаников, где размер веерообразных агрегатов составляет 10 мкм, они обладают низкой микропористостью и предполагается, что они подвергаются незначительному уплотнению. А там, где подобные агрегаты сильно уплотнены и имеют размер менее 5 мкм, микропоры существенно меньшего диаметра.

Эффекты уплотнения пород, вероятно, связаны с процессами катагенеза, в том числе под действием мигрирующих растворов. При этом образование аутигенного каолинита сопровождается также формированием аутигенного кварца. В этом случае также обнаруживаются признаки умеренной деформации и частичной фрагментации или раскола веерообразных агрегатов каолинита, что способствует заполнению межбломочного пустотного пространства их фрагментами. Фрагменты каолинита впоследствии могут испытывать ремобилизацию и вновь становиться эвгедральными по морфологии (см. рис. 3 С).

Веерообразные сростки каолинита сложены ограниченными эвгедральными и субэвгедральными кристаллами и обломками зерен размером от 20 до 40 мкм. Они частично или полностью заполняют первичное и вторичное поровое пространство (рис. 4 А). С увеличением глубины залегания происходит постепенное укрупнение сростков каолинита. На глубине от 1600 до 2500 м агрегаты каолинита в основном формируют удлиненные веерообразные (чертевобразные) столбчатые агрегаты. На еще большей глубине агрегаты каолинитов приобретают более уплощенную форму. Такие агрегаты с изометричными формами встречаются вместе с уплощенными (см. рис. 4 В). На глубине 3500 м преобладают более крупнозернистые агрегаты каолинита (см. рис. 4 С). Агрегаты аутигенного каолинита нередко заполняют пространство между зернами кварца, препятствуя тем самым его регенерации (см. рис. 4 Д).

Пластинчатые агрегаты каолинита плотные. Иногда на них наблюдается частичное образование наростов кварца (см. рис. 4 Е). Каолинит иногда срастается с небольшими кристаллами хлорита с рваными краями (см. рис. 4 F), оба хорошо кристаллизованы в виде пластинок диаметром до 10 мкм. Их различают по морфологии и с помощью метода энергодисперсионной рентгеновской спектроскопии. Этот метод позволяет судить о высоком содержании железа в хлорите. Многие

Рис. 3. Результаты рентгенографического анализа XRD и ЭДС (глинистая фракция < 2 мкм) (А, В, Д) и электронно-микроскопические фотографии диагенетического каолинита (С, Е, F)

Fig. 3. The results of radiography analysis (XRD) and energy dispersive spectrometry (EDS) (clay fraction < 2 μ m) (A, B, D) and electron microscopic images of diagenetic kaolinite (C, E, F)

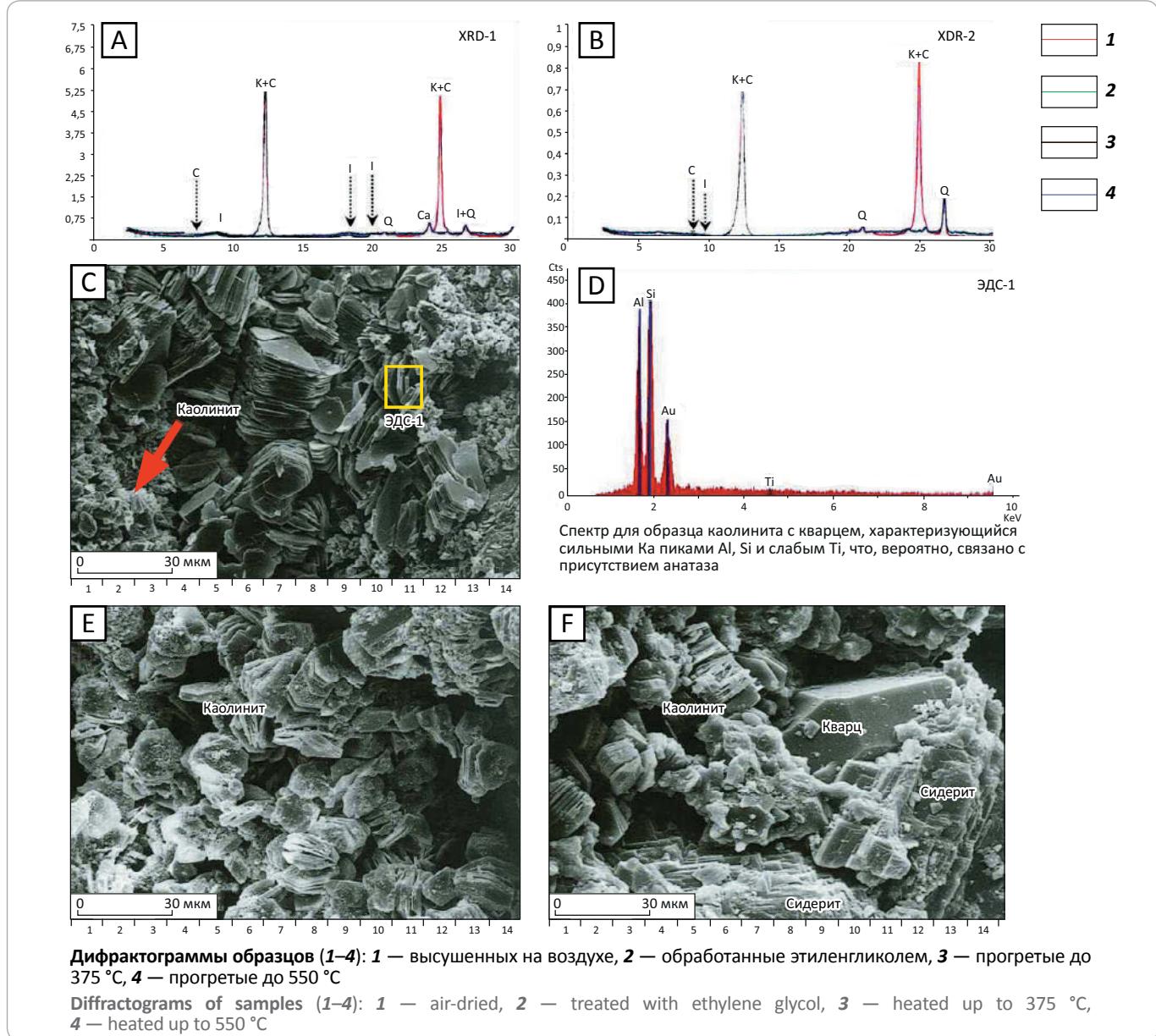
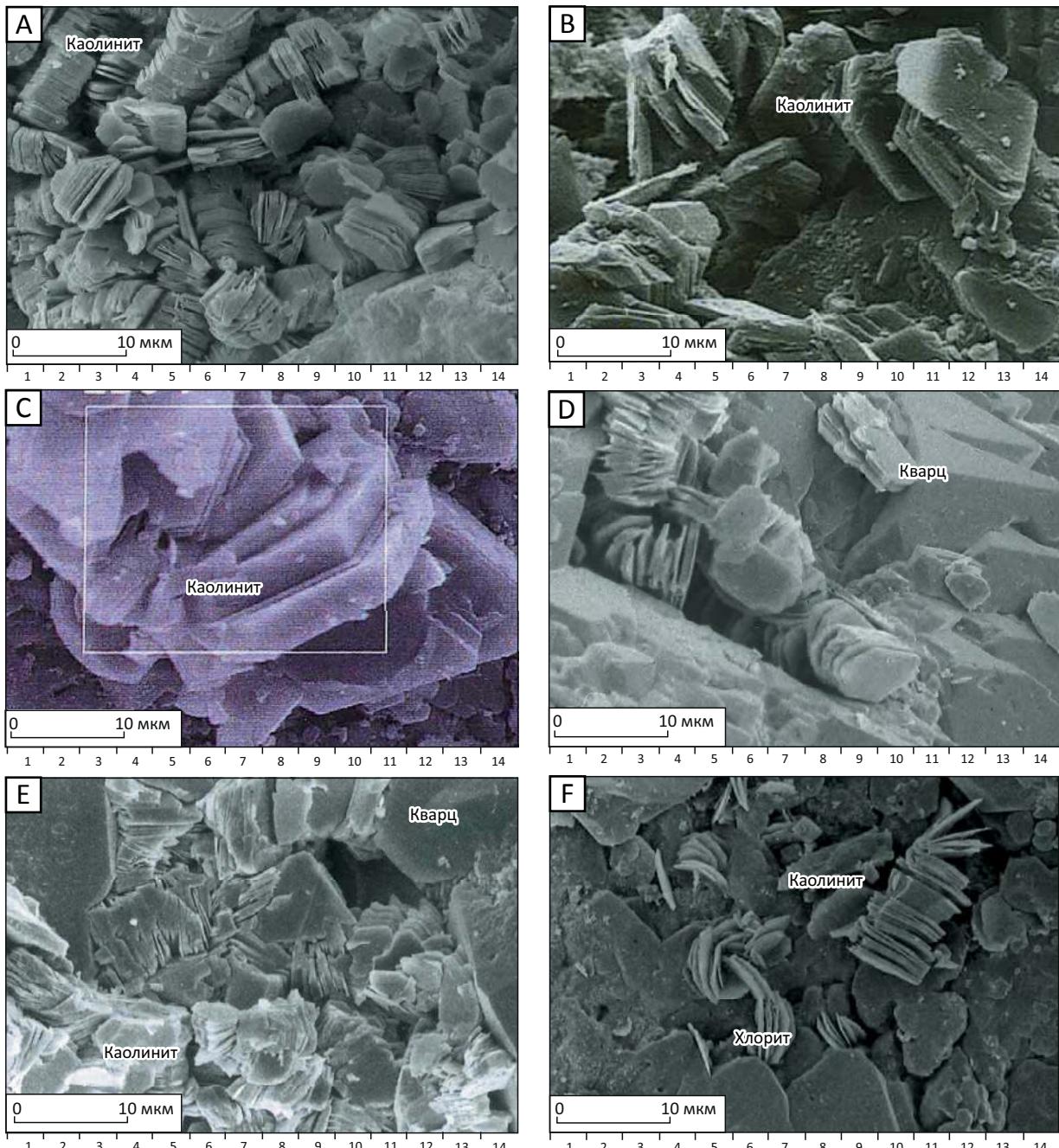


Таблица. Результаты рентгенографического анализа XRD (глинистая фракция < 2 мкм) образцов из верхнетриасового резервуара

Table. The results of radiography analysis (clay fraction < 2 μ m) of samples taken from the Upper Triassic reservoir

Номер образца	Хлорит	Каолинит	Иллит	Иллит-смектит	Калиевый полевой шпат	Плагиоклаз
XRD-1	77,65	76,12	14,21	0	0	1,5
XRD-2	7,02	81,31	7,19	0	4,12	0
XRD-3	13,23	57,45	15,66	0	0	0
XRD-4	12,42	59,47	18,11	0	4,74	0
XRD-5	9,56	58,23	22,76	7,16	0	0
XRD-6	13,16	62,24	18,26	0	4,14	0
XRD-7	10,16	57,19	13,23	5,65	3,52	0
XRD-8	3,5	57,86	19,29	6,55	4,14	0

Рис. 4. Электронно-микроскопические фотографии аутогенных каолинитов
Fig. 4. Electron microscopic images of authigenous kaolinite



А — агрегаты, заполняющие поровое пространство червеобразной формы, В — псевдогексагональные сростки каолинита, С — вытянутые веерообразные агрегаты каолинита, Д — агрегаты аутогенного каолинита, заполняющие трещины в кварцевых зернах, Е — агрегаты каолинита с наростами кварца, F — пластинки каолинита, сросшиеся с хлоритом

A — aggregates filling a vermicular pore space, B — pseudohexagonal intergrowths of kaolinite, C — elongated fan-like aggregates of kaolinite, D — aggregates of authigenous kaolinite filling cracks in quartz grains, E — aggregates of kaolinite with quartz overgrowths, F — kaolinite blades grown together with chlorite

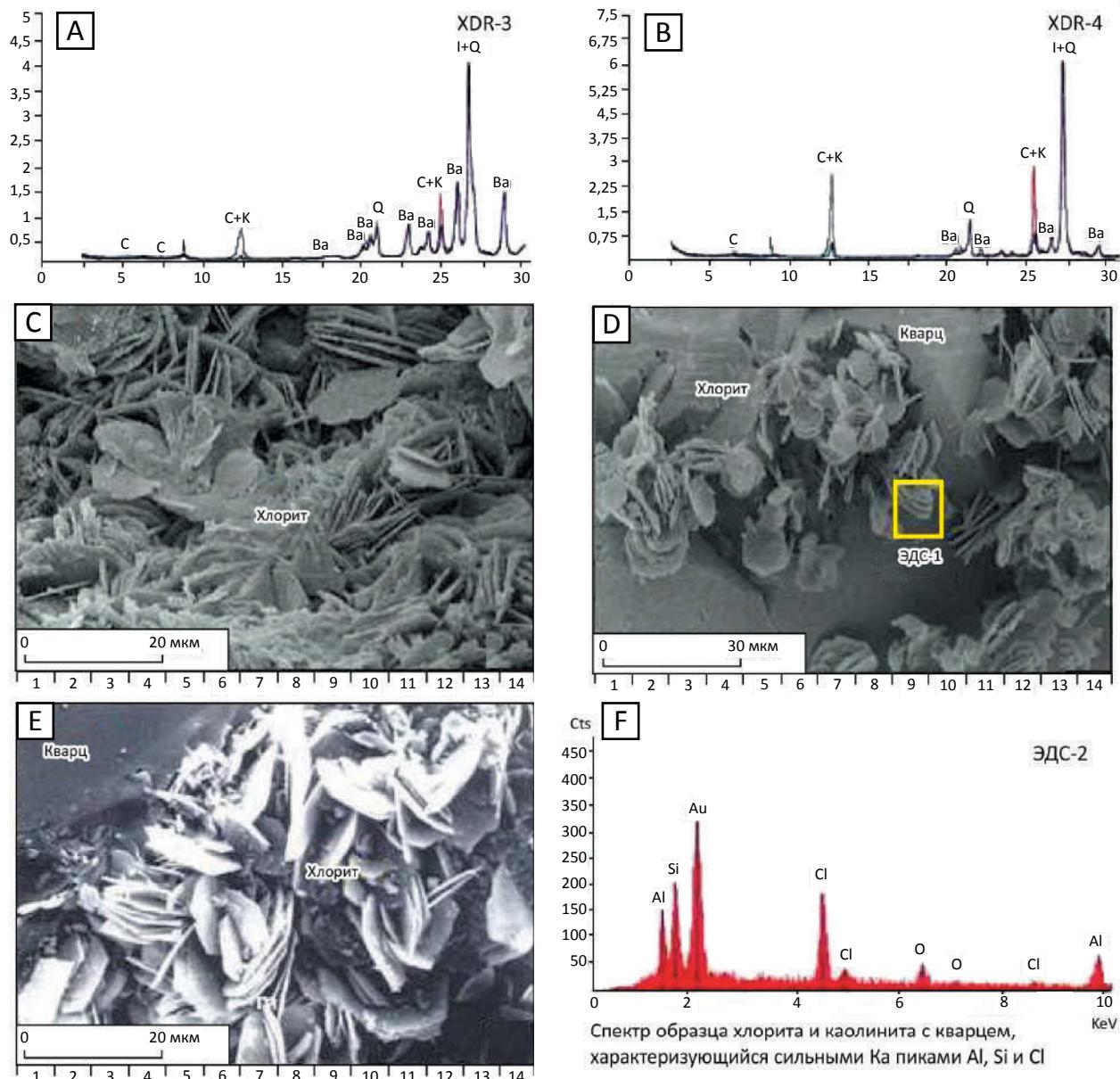
хлоритовые пластинки весьма слабо связаны с поверхностью обломочных зерен, что свидетельствует о том, что они могут представлять собой более позднюю фазу, заполняющую поры [11].

Аутогенный хлорит

В результате исследований СЭМ и XRD (глинистая фракция < 2 мкм) были определены незначительные количества хлорита, составляющие до 13%

Рис. 5. Результаты рентгенографического анализа XRD (глинистая фракция < 2 мкм) (А, В, F) и электронно-микроскопические фотографии аутигенного хлорита (С, D, E)

Fig. 5. The results of radiography analysis (XRD) clay fraction < 2 μm) (A, B, F) and electron microscopic images of authigenous chlorite (C, D, E)



С — хлоритовые кристаллы, наросшие на кварц, D — аутигенный хлорит, обрастающий обломочные зерна и заполняющий поровое пространство, E — хлоритовые агрегаты на поверхности кварца. Усл. обозначения см. на рис. 3

C — chlorite crystals grown on quartz, D — authigenous chlorite overgrowing clastic grains and filling pore space, E — chlorite aggregates on the surface of quartz. For Legend see Fig. 3

общего объема глинистой массы (рис. 5 А, В; см. таблицу). Большая часть хлоритов ассоциирует со смешанослойными минералами или каолинитом. Считается, что хлорит может образовываться при растворении карбонатного цемента и других нестабильных зерен в результате вулканической и гидротермальной активности [10].

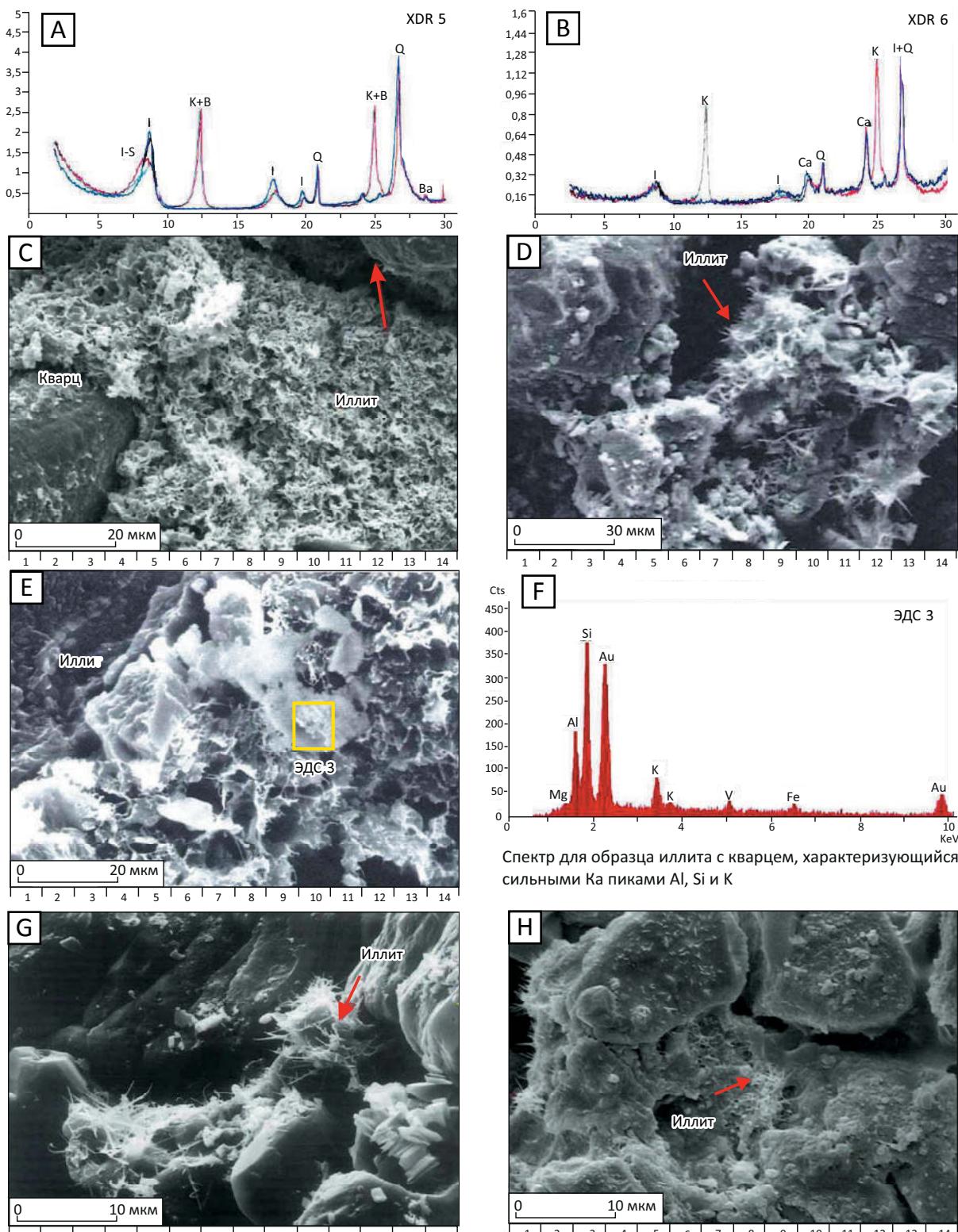
Хлориты встречаются в виде пленок, морфологически представлены отдельными пластинками

размером от 5 до 10 мкм и агрегатами в форме розеток (см. рис. 5 С, D). Хлориты встречаются в виде минеральной фазы, заполняющей и выстилающей поры, которая представлена пластинками со средней и четко выраженной кристаллизованностью. Края пластинок «рваные», их диаметр изменяется от 5 до 10 мкм. Этот минерал образовался до значительно-го уплотнения, о чем свидетельствует рыхлость его агрегатов. Как правило, розетковидные хлориты на-

OIL AND GAS RESERVOIRS

Рис. 6. Результаты рентгенографического анализа XRD (глинистая фракция < 2 мкм) (А, В, F) и электронно-микроскопические фотографии аутигенного иллита (С, D, E, G, H)

Fig. 6. The results of radiography analysis (XRD) clay fraction < 2 μm) (A, B, F) and electron microscopic images of authigenous illite (C, D, E, G, H)



С — иллит на поверхности кварца, D — иллит в поровом пространстве, E — агрегаты аутигенного иллита, заполняющие поры, G — иллитовые волокна в ассоциации с каолинитом, H — обломочные зерна, частично замещенные тонкими игольчатыми кристаллами аутигенного иллита (< 5 μm). Усл. обозначения см. на рис. 3

C — illite on the surface of quartz, D — illite in pore space, E — aggregates of authigenous illite filling pores, G — illite fibers in association with kaolinite, H — clastic grains partially substituted by thin acicular crystals of authigenous illite (< 5 μm). For legend see Fig. 3

растают на пленочные хлориты, что свидетельствует о последовательности их образования [12].

Аутигенный иллит

Результаты анализов СЭМ и XRD (глинистая фракция < 2 мкм) показали, что на иллит приходится до 22 % общего объема глинистой массы (рис. 6 А, В; см. таблицу). В результате исследования сканирующей электронной микроскопией СЭМ было выявлено две разновидности иллита.

Пленочный иллит встречается реже и считается самым ранним аутигенным минералом. Он разрастается вокруг обломочных зерен кварца, образуя на них пленку (частично или полностью), и имеет сильное двуплучепреломление. Считается, что пленочный иллит образуется после формирования вторичного крастификационного кварца [13]. Электронно-микроскопические наблюдения показывают: тонкие пленки иллита на зернах обломочного кварца являются прерывистыми, тогда как более толстые оторочки покрывают обломочные зерна целиком, предотвращая тем самым рост зерен вторичного кварца.

Зерна пленочного иллита развиты в поровом пространстве (см. рис. 6 С), нередко образуя «налет» на обломочных зернах (см. рис. 6 С).

Иллит, заполняющий поры, обнаруживается в первичных и вторичных порах. Формирует агрегаты, заполняющие межбломочное пространство, довольно прочно контактируя с обломочными зернами. Такой иллит образует лейстовидные пластинки с плохой кристаллизованностью, а также коротковолокнистые агрегаты. Часто встречается в ассоциации с другими глинистыми минералами. Обычно агрегаты иллита по форме хлопьевидные, хотя края чешуек обычно гладкие и не имеют ни одного изгиба, либо лейстовидны по форме (см. рис. 6 Д). Такая форма выделения иллитов является одним из основных факторов, снижающих проницаемость песчаного коллектора верхнего триаса. Это приводит к ограничению проницаемости обломочных коллекторов вследствие закупоривания межпоровых каналов. Местами иллитовые волокна и пластинки связаны с каолинитом, что свидетельствует об иллитизации каолинита [14]. Исследования SEM показали, что иллит тесно связан с измененными зернами полевого шпата и каолинитом (см. рис. 6 Д). Это свидетельствует о частичном замещении обломочных зерен игольчатыми кристаллами (< 5 мкм) аутигенного иллита (см. рис. 6 Е).

Аутигенный смешанослойный минерал иллит-смектитового состава

Результаты анализа СЭМ и XRD (глинистая фракция < 2 мкм) показали, что смешанослойный минерал иллит-смектит составляет до 7 % общего объема глинистой массы (рис. 7 А, В; см. таблицу). Иллит-смектит может встречаться в виде пленочной фазы или в качестве фазы, заполняющей поры.

Иллит-смектит пленочной фазы является самым ранним аутигенным минералом. Он развит вокруг обломочных зерен в виде полного и частичного пленочного покрытия (см. рис. 7 С). Зерна смешанослойного минерала состава иллит-смектит характеризуются плоскими и тонкими краями. Такие чешуйчатые по морфологии зерна имеют размеры: длину — от 5 до 15 мкм, ширину — от 1 до 2 мкм.

Иллит-смектит, заполняющий поры, образовался на более поздней стадии. Растворение обломочных полевых шпатов и железомагнезиальных минералов было основным источником компонентов для аутигенеза иллит-смектита [15, 16]. Заполняющий поры иллит-смектит редко встречается в исследованных образцах. Обычно он заполняет поры совместно с каолинитом и, как правило, образует мостик между обломочными зернами. Размер таких зерен от 2 до 10 мкм (см. рис. 7 Д, Е). Этот минерал образует глинистый цемент, заполняющий поровое пространство, и, соответственно, закупоривает поры. На микрофотографиях (метод СЭМ) видно, что замещение полевого шпата смешанослойным минералом состава иллит-смектит происходит преимущественно вдоль спайности, что значительно снижает проницаемость, замедляя поток свободного флюида [17].

Выводы

Изучен качественный и количественный минеральный состав глинистых минералов песчаников верхнего триаса грабена Евфрат. В ходе выполнения аналитических работ установлена природа минералов, слагающих глинистые цементы, и их морфология.

Данные об аутигенных глинистых минералах нефтяного резервуара верхнетриасового песчаника грабена Евфрат были получены в результате петрографического исследования в сочетании со сканирующей электронной микроскопией СЭМ, включая микроанализ ЭДС, и рентгенографическим XRD-анализом (глинистая фракция < 2 мкм).

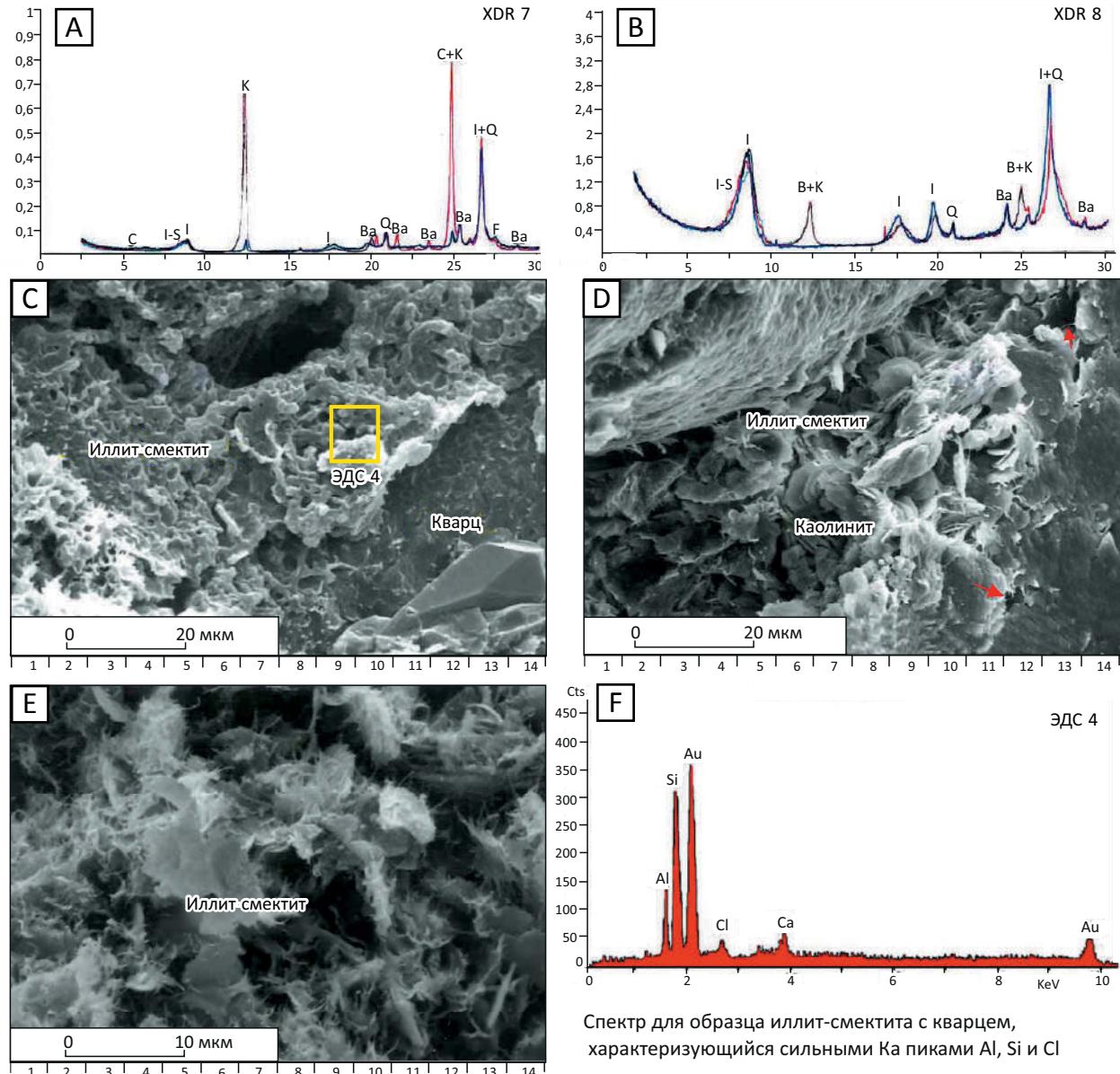
Глинистые минералы в песчаниках представлены каолинитом (81 %), хлоритом (13 %), иллитом (22 %) и иллит-смектитовым по составу смешанослойным минералом (7 %).

Каолинит является основной фазой среди глинистых минералов. Морфологически он имеет вид как гексагональных, так и псевдогексагональных пластинок или веерообразных сростков, состоящих из кристаллов размером от 10 до 15 мкм. Последние могут достигать размера 20–60 мкм и частично или полностью заполнять поровое пространство.

Хлориты представляют собой пленки на обломочных зернах либо выстилают поры. Чаще встречаются в виде зернистых наростов на обломочных зернах. Они состоят из хорошо кристаллизованных отдельных пластин размером от 2 до 10 мкм, образующих беспорядочно ориентированные агрегаты.

Рис. 7. Результаты рентгенографического анализа XRD (глинистая фракция < 2 мкм) (А, В, F) и электронно-микроскопические фотографии аутогенного иллит-смектита (С, D, E)

Fig. 7. The results of radiography analysis (XRD) clay fraction < 2 μm) (A, B, F) and electron microscopic images of authigenous illite-smectite (C, D, E)



С — иллит-смектитовая пленка толщиной 5 мкм; D — поры, заполненные иллит-смектитом и каолинитом; E — иллит-смектит, заменивший полевой шпат вдоль спайности. Усл. обозначения см. на рис. 3

C — illite-smectite film 5 μm thick; D — pores filled by illite-smectite and kaolinite; E — illite-smectite that substituted feldspar along cleavage. For Legend see Fig. 3

Иллит образует хорошо кристаллизованные пластинчатые зерна размером 10 мкм, а также нередко формирует коротковолокнистые агрегаты, частично заполняющие межзерновые поры. Формируется по зернам обломочных минералов.

Смешанослойный минерал иллит-смектит обнаруживается как пленочный цемент на обломочных зернах или заполняет поровое пространство. Состоит из хорошо развитых кристаллов, характеризующихся плоскими и тонкими краями размерами от 2 до 10 мкм.

Литература

1. Litak R.K., Barazangi M., Beauchamp W., Seber D., Sawaf T., Al-Youssef W. Mesozoic-Cenozoic evolution of the intraplate Euphrates fault system, Syria: Implications for regional tectonics // Journal of the Geological Society. — 1997. — № 3. — С. 653–666.
2. De Ruiter R.S.C., Lovelock P., Nabulsi N. The Euphrates graben of eastern Syria: A new petroleum province in the northern Middle East // Geo. — 1995. — Т. 1. — Р. 357–368.

3. Barazangi M., Seber D., Chaimov J., Best J., Litak R., Al-Saad D., Sawaf T. Tectonic evolution of the northern Arabian plate in Western Syria / Под ред. E. Boschi, E. Mantovani, A. Morelli // Recent evolution and seismicity of the Mediterranean region. – Springer, 1993. – № 15. – С. 117–140.
4. Sawaf T., Zaza T., Syriyah O. The distribution and lithostratigraphic base for the sedimentary formations in the Syria Arab Republic, Special published report // Syria Petroleum Company Report. – Damascus, 1993. – № 13. – С. 173–190.
5. Sharland P.R., Archer R., Casey D.M., Davies S.H., Hall S.H., Heward A.P., Horbury A.D., Simmons M.D. Arabian plate sequence stratigraphy // GeoArabia Special publication. – 2001. – № 2. – С. 371–377.
6. Koopmans M.P., Van B. Regional Paleozoic correlation, central and east of Syria // Al Furat Petroleum Company AFPC. – 1992. – № 30. – С. 1089–1104.
7. The geological map of Syria / V.P. Ponikarov, V.G. Kazmin, I.A. Mikhailov, A.V. Razvaliyev, V.A. Krasheninnikov, V.V. Kozlov, E.D. Soulidi-Kondratiyew, V.A. Faradzhev // Syrian Arab Republic. Ministry of Industry, Map and Explanatory Notes. – 1 : 1 000 000. – 1966. – 111 c.
8. Шмырина В.А., Морозов В.П. Влияние вторичных изменений пород-коллекторов на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов БС 111 и ЮС 11 Кустового месторождения // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки. – 2013. – № 1. – С. 95–100.
9. Ferrell R.E., Hart G.F., Murthy B. X-ray mineralogical discrimination of depositional environments of the Krishna Delta // Journal of Sedimentary Research. – 1998. – № 68. – С. 148–154.
10. Gier S., Worden R.H., Johns W.D., Kurzweil H. Diagenesis and reservoir quality of Miocene sandstones in the Vienna Basin, Austria // Marine Petroleum Geology. – 2008. – № 25. – С. 675–690.
11. Ali S.A., Clark J.W., Moore R.W., Dribus R.J. Diagenesis and reservoir quality // Oilfield Review Summers. – 2010. – № 2. – С. 14–24.
12. Schmid S., Worden R.H., Fisher Q.J. Diagenesis and reservoir quality of the Sherwood Sandstone (Triassic), Corrib Field, Slyne Basin, west of Ireland // Marine Petroleum Geology. – 2004. – № 21. – С. 299–315.
13. Zhang J.L., Qin L.J., Zhang Z.J. Depositional facies, diagenesis and their impact on the reservoir quality of Silurian sandstones from Tazhong area in central Tarim Basin, western China // Journal Asian Earth Science. – 2008. – № 33. – С. 42–60.
14. Hakimi M.H., Shalaby M.R., Abdullah W.H. Diagenetic characteristics and reservoir quality of the Lower Cretaceous Biyadh sandstones at Kharir oilfield in the western central Masila Basin, Yemen // Journal Asian Earth Science. – 2012. – № 51. – С. 109–120.
15. Brigatti M.F., Galan E., Theng B.K.G. Structure and mineralogy of clay minerals. – Elsevier, 2006. – № 2. – P. 29–35.
16. Philip J.A., James L.B., Daniel R.P. Fluvial-Tidal Sedimentology // Developments in Sedimentology. – 2015. – № 68. – С. 620–634.
17. Worden R.H., Morad. S. Clay minerals in sandstones: A review of the detrital and diagenetic sources and evolution during burial // International Association of Sedimentologists, Special Publication. – 2003. – № 34. – С. 3–41.

References

1. Litak R.K., Barazangi M., Beauchamp W., Seber D., Sawaf T., Al-Youssef W. Mesozoic-Cenozoic evolution of the intraplate Euphrates fault system, Syria: Implications for regional tectonics. *Journal of the Geological Society*. 1997;(3):653–666.
2. De Ruiter R.S.C., Lovelock P., Nabulsi N. The Euphrates graben of eastern Syria: A new petroleum province in the northern Middle East. *Geo*. 1995;1(1):357–368.
3. Barazangi M., Seber D., Chaimov J., Best J., Litak R., Al-Saad D., Sawaf T. Tectonic evolution of the northern Arabian plate in Western Syria. In: E. Boschi, E. Mantovani, A. Morelli, eds. Recent evolution and seismicity of the Mediterranean region. Springer, 1993. N. 15. pp. 117–140.
4. Sawaf T., Zaza T., Syriyah O. The distribution and lithostratigraphic base for the sedimentary formations in the Syria Arab Republic, Special published report. Syria Petroleum Company Report. N. 13. Damascus, 1993. pp. 173–190.
5. Sharland P.R., Archer R., Casey D.M., Davies S.H., Hall S.H., Heward A.P., Horbury A.D., Simmons M.D. Arabian plate sequence stratigraphy. *GeoArabia Special publication*. 2001;(2):371–377.
6. Koopmans M.P., Van B. Regional Paleozoic correlation, central and east of Syria. *Al Furat Petroleum Company AFPC*. 1992;(30):1089–1104.
7. Ponikarov V.P., Kazmin V.G., Mikhailov I.A., Razvaliyev A.V., Krasheninnikov V.A., Kozlov V.V., Soulidi-Kondratiyew E.D., Faradzhev V.A. The geological map of Syria. Scale 1 : 1 000 000. Syrian Arab Republic. Ministry of Industry, Map and Explanatory Notes. 1966. 111 p.
8. Shmyrina V.A., Morozov V.P. Effects of Secondary Alterations of Reservoir Rocks on the Porosity and Permeability of Productive Formations Bs111 and Us11 at the Cluster Deposit. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki*. 2013;155(1):95–100.
9. Ferrell R.E., Hart G.F., Murthy B. X-ray mineralogical discrimination of depositional environments of the Krishna Delta. *Journal of Sedimentary Research*. 1998;(68):148–154.
10. Gier S., Worden R.H., Johns W.D., Kurzweil H. Diagenesis and reservoir quality of Miocene sandstones in the Vienna Basin, Austria. *Marine Petroleum Geology*. 2008;(25):675–690.
11. Ali S.A., Clark J.W., Moore R.W., Dribus R.J. Diagenesis and reservoir quality. *Oilfield Review Summers*. 2010;(2):14–24.
12. Schmid S., Worden R.H., Fisher Q.J. Diagenesis and reservoir quality of the Sherwood Sandstone (Triassic), Corrib Field, Slyne Basin, west of Ireland. *Marine Petroleum Geology*. 2004;(21):299–315.
13. Zhang J.L., Qin L.J., Zhang Z.J. Depositional facies, diagenesis and their impact on the reservoir quality of Silurian sandstones from Tazhong area in central Tarim Basin, western China. *Journal Asian Earth Science*. 2008;(33):42–60.
14. Hakimi M.H., Shalaby M.R., Abdullah W.H. Diagenetic characteristics and reservoir quality of the Lower Cretaceous Biyadh sandstones at Kharir oilfield in the western central Masila Basin, Yemen. *Journal Asian Earth Science*. 2012;(51):109–120.
15. Brigatti M.F., Galan E., Theng B.K.G. Structure and mineralogy of clay minerals. In: F. Bergaya, B.K.G. Theng, G. Lagaly, eds. *Handbook of Clay Science*. Vol. 1. Elsevier, 2006. pp. 29–35.
16. Philip J.A., James L.B., Daniel R.P. Fluvial-Tidal Sedimentology. *Developments in Sedimentology*. 2015;(68):620–634.
17. Worden R.H., Morad. S. Clay minerals in sandstones: A review of the detrital and diagenetic sources and evolution during burial. *International Association of Sedimentologists, Special Publication*. 2003;(34):3–41.

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

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

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

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

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

- рекомендуемое количество рисунков в статье – не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

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

5. Правила оформления текста:

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

6. Правила написания математических формул:

- В статье приводятся лишь самые главные, итоговые формулы.
- Математические формулы нужно набирать, точно размещая знаки, цифры, буквы.
- Все использованные в формуле символы следует расшифровывать.
- Математические обозначения, символы и простые формулы набираются основным шрифтом статьи, сложные формулы – в **MathType**. Нумеруются только те формулы, на которые есть ссылки в тексте. Русские и греческие буквы в формулах и тексте, а также химические элементы набираются прямым шрифтом, латинские буквы – курсивом.

7. Правила оформления рисунков и таблиц:

- Все рисунки и таблицы, взятые из уже опубликованных источников или электронных ресурсов (даже доработанные), в подписи обязательно должны иметь **ссылку** на страницу источника, название, автора и год издания. Если информация дополнена авторами, добавляется комментарий «с изменениями».
- Рисунки в тексте должны иметь только необходимые элементы; лишние, ненужные для данной статьи

элементы должны быть удалены. Все текстовые обозначения на рисунках даются только на русском языке.

• Допустимые растровые изображения: фотоснимки. Рекомендуемое разрешение не менее 300 dpi, формат TIF или PNG.

• Отсканированные карты, схемы и другие изображения должны быть высокого качества. Отсканированные таблицы, обозначаемые в тексте автором как рисунки, рекомендуется переформатировать в редактируемые таблицы (Microsoft Word или CorelDRAW).

• Графики и диаграммы принимаются только в редактируемом виде (рекомендуемые форматы Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

• Карты, схемы и другие векторные изображения рекомендуется предоставлять в форматах программ CorelDRAW и Adobe Illustrator.

• Фактический размер изображения не должен превышать формат А4 (книжная ориентация, 210×297 мм)

• Не рекомендуется предоставлять изображения в форматах PowerPoint, Microsoft Word.

• Оформление таблиц. Таблицы набираются в формате Word или CorelDRAW. Примечания внутри таблицы не даются, используются сноски ко всей таблице или отдельным её показателям. Все таблицы должны иметь названия и сквозную нумерацию. Сокращение слов не допускается.

• В тексте следует давать ссылки на все рисунки и таблицы. При первой ссылке – рис. 1, табл. 1; при повторных – см. рис.1, см. табл. 1.

8. Правила рецензирования и опубликования:

• Поступающие в редакцию статьи направляются на рецензию; рецензент оценивает соответствие статьи тематике журнала, актуальность темы и новизну изложенного в статье материала. В заключение он делает вывод о целесообразности опубликования статьи в журнале.

• Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

9. Не допускается дублирование статей, переданных для публикации (или уже опубликованных) в других изданиях или размещенных в Интернете.

10. Правила оформления списка литературы:

- Библиографический список дается в конце статьи.
- Ссылки на упомянутые и так или иначе использованные при написании статьи источники в тексте обязательны и даются в квадратных скобках.
- Ссылки на диссертации, отчеты и неопубликованные работы не допускаются.

• Список литературы должен включать минимум 10 источников (современных, давностью не более 10 лет). Также желательно наличие ссылок на актуальные зарубежные исследования по тематике.

• Список литературы составляется в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008.

• Нумерация источников дается в порядке упоминания.

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора
Виктор Иосифович *Петерсиле*
+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. Потатуев*

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
© А.И. Бусыгин
Красноярский край, Северо-Авамская площадь, 2017 г.

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

Address
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
© A.I. Busygin
Krasnoyarsk Krai, Severo-Avamsky block, 2017

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 OOO "Tipografiya Ofsetnoy Pechati"
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia