



ГЕОЛОГИЯ И МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫЕ РЕСУРСЫ СИБИРИ

ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

№ 11 с ♦ 2022

Главный редактор –

Акад. РАН М. И. Эпов (Новосибирск)

Редакционная коллегия

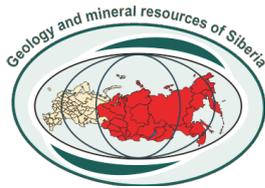
Свинын В. Ф., отв. редактор, зам.
гл. редактора (Новосибирск)
Афанасенков А. П., д.г.-м.н. (Москва)
Брехунцов А. М., д.г.-м.н. (Тюмень)
Варламов А. И., д.г.-м.н. (Москва)
Герт А. А., д.э.н. (Новосибирск)
Жаркова В., д.ф.-м.н., проф. (Ньюкасл,
Великобритания)
Зайнидинов Х., д.т.н. (Ташкент, Узбе-
кистан)
Конторович А. Э., акад. РАН (Ново-
сибирск)
Крюков В. А., акад. РАН (Новосибирск)
Мельников Н. В., д.г.-м.н. (Новоси-
бирск)
Похиленко Н. П., акад. РАН (Новоси-
бирск)
Птицын А. Б., д.г.-м.н. (Чита)
Сейфуль-Мулюков Р. Б., д.г.-м.н., проф.
(Москва)
Собисевич А. Л. чл.-кор. РАН (Москва)
Тригубович Г. М., д.т.н., проф., зам. гл.
редактора (Новосибирск)
Шапорина М. Н., к.г.-м.н., ответствен-
ный секретарь (Новосибирск)
Шацкий В. С., акад. РАН (Новосибирск)
Шин Е. Ч., проф. (Инчхон, Республика
Корея)

Редакционный совет
Алексеев Г. Ф., к.т.н. (Кемерово)
Бакиев С., д.г.-м.н., проф. (Ташкент,
Узбекистан)
Васильев В. И., к.г.-м.н. (Иркутск)
Гармаев Е. Ж., чл.-кор. РАН (Улан-Удэ)
Глинских В. Н., чл.-кор. РАН (Новоси-
бирск)
Девятов В. П., д.г.-м.н. (Новосибирск)
Ефимов А. С. (Новосибирск)
Жуков К. А., к.э.н. (Новосибирск)
Клишин В. И., чл.-кор. РАН (Кемерово)
Конторович В. А., чл.-кор. РАН (Ново-
сибирск)
Ларичев А. И., к.г.-м.н. (Санкт-
Петербург)
Мигурский А. В., д.г.-м.н. (Новоси-
бирск)
Поляков А. А. (Москва)
Сальников А. С., д.г.-м.н. (Новоси-
бирск)
Смирнов Е. В., к.г.-м.н. (Новосибирск)
Смирнов М. Ю., к.г.-м.н. (Москва)
Татьянин Г. М., к.г.-м.н. (Томск)
Филипцов Ю. А., д.г.-м.н. (Красноярск)
Черных А. И., к.г.-м.н. (Москва)
Шиганова О. В., к.г.-м.н. (Новосибирск)
Эдер Л. В., д.э.н. (Москва)

Редакция
Воронина Т. А.
Изотова Е. С.
Карпунин А. Г.

Содержание

| | |
|---|----|
| <i>М. И. Эпов.</i> Обращение к читателям..... | 3 |
| Палеонтология, стратиграфия и палеогеография | |
| <i>И. В. Коровников.</i> Комплексы трилобитов и ярусное расчленение кембрия Сибирской платформы | 4 |
| <i>Н. Г. Изох, С. А. Анастасиева, Е. С. Андреева.</i> Микрофауна подонинского горизонта верхнего фамена северо-восточной окраины Кузнецкого бассейна..... | 13 |
| <i>О. С. Урман, Б. Н. Шурыгин, О. С. Дзюба.</i> Стратиграфические диапазоны ретроцерамовых зон байоса–бата п-ова Юрюнг-Тумус (север Сибири)..... | 21 |
| <i>Е. Б. Пещевицкая, Б. Л. Никитенко, А. Ю. Попов.</i> Реконструкции палеообстановок в разрезе на р. Анабар (бат–бореальный берриас, север Сибири) по литологии, фораминиферам и палиноморфам | 29 |
| <i>Б. Л. Никитенко, К. П. А.-М. Кольпэр.</i> Палеобиогеографическое районирование морей Северного полушария в конце оксфорда и кимеридже по фораминиферам..... | 36 |
| Геология нефти и газа | |
| <i>А. М. Фомин, И. А. Губин, С. А. Моисеев, А. Э. Конторович.</i> Современное состояние региональной геолого-геофизической изученности центральных и южных районов Республики Саха (Якутия)..... | 43 |
| <i>Л. Н. Константинова, И. А. Губин, С. А. Моисеев, М. И. Абдулин.</i> Перспективы нефтегазоносности рифея Алдано-Майской нефтегазоносной области | 49 |
| <i>В. А. Казаненков.</i> Закономерности размещения залежей углеводородов в пластах мальшевского горизонта (средняя юра, Западная Сибирь)..... | 56 |
| Органическая геохимия | |
| <i>Т. М. Парфенова, Д. С. Мельник, И. В. Коровников.</i> Геохимические предпосылки нефтеносности пород индиканской свиты нижнего и среднего кембрия на юго-востоке Сибирской платформы | 64 |
| <i>Е. А. Фурсенко, А. И. Бурухина.</i> Геохимия нефтей Верх-Тарского и Восточно-Тарского месторождений (юг Западной Сибири)..... | 72 |
| Геофизика, интерпретация скважинной электротриеметрии | |
| <i>К. В. Сухорукова, Г. В. Нестерова, С. А. Примаков.</i> Выявление окаймляющей зоны при совместной инверсии сигналов гальванического и электромагнитного каротажного зондирования, измеренных одновременно и в разное время..... | 77 |
| <i>А. М. Петров, К. Н. Даниловский, О. О. Асанов, И. А. Москаев, С. А. Примаков.</i> Автоматизация процедуры расстановки границ пластов для решения задачи двумерной инверсии данных электрокаротажа нефтегазовых скважин..... | 87 |
| Наши авторы | 96 |



GEOLOGY AND MINERAL RESOURCES OF SIBERIA

QUARTERLY SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

NIIS ♦ 2022

Editor

Acad. RAS M.I. Eпов (Novosibirsk)

Editorial board:

Svinyin V.F., executive editor, associated editor, Novosibirsk

Afanasenkov A.P. (Moscow)

Brekhtunsov A.M., DSc (Tyumen)

Gert A.A., DSc (Novosibirsk)

Kontorovich A.E., acad. RAS (Novosibirsk)

Kryukov V. A., acad. RAS (Novosibirsk)

Melnikov N.V., DSc (Novosibirsk)

Pokhilenko N.P., acad. RAS (Novosibirsk)

Ptitsyn A.B., DSc (Chita)

Shaporina M. N., PhD, executive secretary (Novosibirsk)

Shatskiy V. S., acad. RAS (Novosibirsk)

Shin E.Ch., PhD, prof. (Incheon, Republic of Korea)

Seiful'-Mulyukov R.B., DSc, prof. (Moscow)

Sobisevich A. L., corr. memb. RAS (Moscow)

Trigubovich G.M., DSc, prof., associated editor (Novosibirsk)

Varlamov A.I., DSc (Moscow)

Zainidinov Kh., DSc (Tashkent, Uzbekistan)

Zharkova V., DSc, prof. (Newcastle, United Kingdom)

Editorial council:

Alekseev G.F., PhD (Kemerovo)

Bakiev S., DSc, prof. (Tashkent, Uzbekistan)

Chernykh A.I., PhD (Moscow)

Devyatov V.P., DSc (Novosibirsk)

Eder L. V., DSc (Moscow)

Efimov A.S. (Novosibirsk)

Filiptsov Yu.A., DSc (Krasnoyarsk)

Garmayev Ye.Zh., corr. memb. RAS (Ulan-Ude)

Glinskikh V.N., corr. memb. RAS (Novosibirsk)

Klishin V.I., corr. memb. RAS (Kemerovo)

Kontorovich V.A., corr. memb. RAS (Novosibirsk)

Larichev A.I., PhD (St. Petersburg)

Migurskiy A.V., DSc (Novosibirsk)

Polyakov A. A. (Moscow)

Salnikov A. S., DSc (Novosibirsk)

Shiganova O.V., PhD (Novosibirsk)

Smirnov E.V., PhD (Novosibirsk)

Smirnov M.Yu., PhD (Moscow)

Tatyanin G.M., PhD (Tomsk)

Vasilyev V.I., PhD (Irkutsk)

Zhukov K.A., PhD (Novosibirsk)

Editorial staff

Voronina T.A.

Izotova E.S.

Karpunin A.G.

Content

| | |
|--|----|
| <i>M. I. Eпов.</i> Appeal to readers | 3 |
| Paleontology, Stratigraphy, Paleogeography | |
| <i>I. V. Korovnikov.</i> Trilobite complexes and stage breakdown of the Cambrian of the Siberian Platform | 4 |
| <i>N. G. Izokh, S. A. Anastasieva, E. S. Andreeva.</i> Upper Famennian microfauna from Podonino Regional Stage on the northeastern margin of the Kuznetsk Basin | 13 |
| <i>O. S. Urman, B. N. Shurygin, O. S. Dzyuba.</i> Stratigraphic ranges of the Bajocian–Bathonian retroceramus zones on the Yuryung-Tumus Peninsula (north of Siberia) | 21 |
| <i>E. B. Pestchevitskaya, B. L. Nikitenko, A. Yu. Popov.</i> Reconstructions of paleoenvironments in the section on the Anabar River (the Bathonian—the Boreal Berriasian, north of Siberia) by lithology, foraminifera and palynomorphs | 29 |
| <i>B. L. Nikitenko, C. P. A-M. Colpaert.</i> Paleobiogeographic zoning of the Northern Hemisphere seas at the end of the Oxfordian and Kimmeridgian by foraminifera | 36 |
| Oil and Gas Geology | |
| <i>A. M. Fomin, I. A. Gubin, S. A. Moiseev, A. E. Kontorovich.</i> Current state of the regional geological and geophysical exploration maturity of the central and southern districts of the Republic of Sakha (Yakutia) | 43 |
| <i>L. N. Konstantinova, I. A. Gubin, S. A. Moiseev, M. I. Abdulin.</i> The Riphean hydrocarbon prospects of the Aldan-Maya Petroleum Region | 49 |
| <i>V. A. Kazanenkov.</i> Regularities of the location of hydrocarbon accumulations in beds of the Malyshev Horizon (Middle Jurassic, Western Siberia) | 56 |
| Organic Geochemistry | |
| <i>T. M. Parfenova, D. S. Melnik, I. V. Korovnikov.</i> Geochemical prerequisites for oil content of the Lower and Middle Cambrian Inikan Formation rocks in the southeast of the Siberian Platform | 64 |
| <i>E. A. Fursenko, A. I. Burukhina.</i> Oil geochemistry of the Verkh-Tarskoye and Vostochno-Tarskoye oil fields (south of Western Siberia) | 72 |
| Geophysics, Interpretation of Borehole Electrical Logging | |
| <i>K. V. Sukhorukova, G. V. Nesterova, S. A. Primakov.</i> Identification of the resistivity annulus during the joint inversion of galvanic and electromagnetic log sounding signals measured simultaneously and at different times | 77 |
| <i>A. M. Petrov, K. N. Danilovskiy, O. O. Asanov, I. A. Moskaev, S. A. Primakov.</i> Automating the bed boundaries detection procedure for 2D inversion of oil and gas well resistivity logs | 87 |
| Our authors | 98 |



ОБРАЩЕНИЕ К ЧИТАТЕЛЯМ (APPEAL TO READERS)

Уважаемые читатели! Вы открыли очередной, но не совсем традиционный выпуск нашего журнала. Его особенность состоит в том, что он состоит из 12 статей, содержащих итоги широкого спектра научных исследований в одной из крупнейших геологических организаций России – Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Приведенные в шести статьях результаты также частично получены в НГУ, а в одной из статей – в СНИИГГиМС.

В силу большого тематического разнообразия все статьи размещены в четырех разделах: «Палеонтология, стратиграфия и палеогеография», «Геология нефти и газа», «Органическая геохимия», «Геофизика, интерпретация скважинной электрометрии». Вместе с тем весь корпус статей объединяет в одно целое основная задача – изучение в различных аспектах геологии нефти и газа в ее широком понимании.

В качестве интересного результата в трех «палеонтолого-стратиграфических» статьях первого раздела выделим иной вариант ярусного расчленения кембрийских отложений начиная с атдабанского века. Две «палеогеографические» работы показывают один из вариантов палеобиогеографического районирования морей Северного полушария по фораминиферам, а также детальное биостратиграфическое расчленение разреза в районе р. Анабар.

Во втором разделе три статьи посвящены геологии нефти и газа. Среди основных, на мой взгляд, результатов следует отметить составленную по большому массиву геолого-геофизических материалов карту изученности сейсморазведкой центра и юга Республики Саха (Якутия), а также выделение в рифее Алдано-Майской НГО шести продуктивных горизонтов с обоснованием основных критериев их формирования. В статье В. А. Казаненкова обоснован прогноз новых скоплений углеводородов в пластах малышевского горизонта (средняя юра, Западная Сибирь).

В третьем «геохимическом» разделе привлекает внимание обоснование обогащенных органическим веществом отложений иниканской свиты кембрия как нетрадиционного источника сланцевой нефти. Весьма интересны результаты исследования нефтей Верх-Тарского и Восточно-Тарского месторождений, показавшие, что нефть из палеозойской залежи образована аквагенным органическим веществом палеозоя и обогащена террагенными компонентами органического вещества нижней юры.

Четвертый «каротажный» раздел включает две статьи, в первой из которых теоретически и экспериментально показано, при каких условиях окаймляющая зона, являющаяся прямым признаком нефтенасыщения, может быть достоверно идентифицирована по комплексу традиционных данных БКЗ и ВЭМКЗ, измеренных в разное время после вскрытия пласта. Во второй статье группой молодых научных сотрудников предложен алгоритм решения нетривиальной практической задачи – автоматической расстановке границ пластов по данным электрокаротажа.

Резюмируя приведенные результаты, можно надеяться, что они по достоинству будут оценены специалистами в области нефтегазовой геологии, геохимии и геофизики и в дальнейшем приведут к появлению аналогичных выпусков с результатами исследований в других крупных академических организациях Сибири и Дальнего Востока.

С уважением,
главный редактор, академик РАН М. И. Элов
Новосибирск, 23.09.2022

УДК 551.732:565.393: 571.5

КОМПЛЕКСЫ ТРИЛОБИТОВ И ЯРУСНОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ КЕМБРИЯ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

И. В. Коровников^{1,2}¹Новосибирский государственный университет; ²Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Анализ основных монографических работ, посвященных описанию кембрийских трилобитов Сибирской платформы, позволил выявить 969 видов трилобитов из многочисленных разрезов. На основе стратиграфического распространения этих видов установлено девять этапов развития трилобитовых комплексов сибирского палеобассейна. Выделенные этапы немного расходятся с современной шкалой ярусного расчленения кембрия. Учитывая выявленные особенности развития трилобитов в кембрии Сибирской платформы, можно предложить иной вариант ярусного расчленения кембрийских отложений начиная с атдабанского века.

Ключевые слова: кембрий, Сибирская платформа, трилобиты, ярусное расчленение.

TRILOBITE COMPLEXES AND STAGE BREAKDOWN OF THE CAMBRIAN OF THE SIBERIAN PLATFORM

I. V. Korovnikov^{1,2}¹Novosibirsk State University; ²A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

The analysis of the main monographic works devoted to the description of Cambrian trilobites of the Siberian Platform allowed scientists to reveal 969 species of trilobites, which are described from numerous sections. Based on the stratigraphic distribution of these species, 9 developmental stages of trilobite complexes of the Siberian paleobasin have been established. Distinguished stages slightly discord with the modern scale of the Cambrian stage breakdown. Taking into account the revealed features of the trilobite development in the Cambrian of the Siberian Platform, it is possible to propose an other version of the stage breakdown of Cambrian sediments, starting from the Atdabanian.

Keywords: Cambrian, Siberian Platform, trilobites, stage breakdown.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11с-3-12

В настоящее время кембрийская система в Общей стратиграфической шкале России (ОСШ) подразделяется на три отдела (нижний, средний и верхний). Ярусы, установленные для ниже- и среднекембрийских отложений Сибирской платформы, являются стратотипами ярусов ОСШ [6, 10 и др.]. Для верхнего кембрия ОСШ с 1982 г. используются ярусы, выделенные в горах Малого Каратау (Казахстан). До недавнего времени ярусное расчленение кембрия Сибирской платформы имело следующий вид (рис. 1): нижний кембрий подразделялся на четыре яруса (томмотский, атдабанский, ботомский, тойонский); средний – на два (амгинский, майский); верхний до 1997 г. – на три (аюсокканский, сакский, аксайский), после добавлен четвертый (батырбайский) [7].

Относительно недавно ярусное расчленение Сибирской платформы претерпело изменения [8]. В настоящее время аюсокканский ярус, который ранее был первым ярусом верхнего кембрия, отнесен к среднему кембрию. Нижняя граница майского яруса среднего кембрия опущена на одну зону ниже. Терминальная зона амгинского яруса *Tomagnostus fissus* – *Acadroparadoxides sacheri* стала первой зоной майского. Изменилось и зональное расчленение ярусов кембрия Сибирской платформы, особенно верхнего кембрия.

При выделении ярусов для ОСШ принят критерий этапности органического мира, что отраже-

но во всех изданиях Стратиграфического кодекса, в том числе в его последней версии: «Статья III.7. Ярус – основная таксономическая единица Общей стратиграфической шкалы, подчиненная отделу. Устанавливается по биостратиграфическим данным, отражающим эволюционные изменения и (или) этапность развития органического мира, и представляет собой совокупность хронозон, объединяемых по какому-либо определенному признаку» [9]. Для кембрийских отложений Сибирской платформы начиная с атдабанского яруса руководящей группой фауны являются трилобиты, а этапы в развитии этой группы следует рассматривать как потенциальные интервалы для установления ярусов ОСШ.

В предлагаемой статье установлены и описаны этапы развития трилобитов. Показано соотношение этапов с современными ярусами ОСШ и Международной стратиграфической шкалы (МСШ). Предложен возможный вариант схемы ярусного расчленения кембрия Сибирской платформы, основанный на установленной этапности в развитии трилобитовых комплексов.

Материал

Были проанализированы основные работы, посвященные монографическому описанию кембрийских трилобитов Сибирской платформы. Выявлено 969 видов трилобитов, которые указаны в многочисленных публикациях Е. В. Лермонтовой,



| ISC [13] | | | ОСШ [8] | | ОСШ [6,7] | | | Возможный вариант ярусного расчленения | | | | |
|---|---------------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|---------------------|--|--------------------------|----------------------|------------------|--------|
| System | Series | Stage | Отдел | Ярус | Отдел | Ярус | Зона/горизонт | Отдел | Ярус | | | |
| CAMBRIAN | Furongian | Stage 10 | Верхний | Батырбайский | Верхний | Батырбайский | Лопарский горизонт | Верхний | Ярус 9 | | | |
| | | | | | | | Мансийский горизонт | | | | | |
| | | Jangshanian | | Сакский | | Сакский | Верхний | | Сакский | Parabolinites rectus | Верхний | Ярус 8 |
| | | | | | | | | | | Plicatolina perlata | | |
| | | | | | | | | | | Cedarellus felix | | |
| | | Paibian | | Сакский | | Сакский | Верхний | | Сакский | Irvingella | Верхний | Ярус 8 |
| | Glyptagnostus reticulatus | | | | | | | | | | | |
| | Glyptagnostus stolidotus | | | | | | | | | | | |
| | Miaolingian | Средний | Гуцзянский | Средний | Аюсокканский | Средний | Аюсокканский | Agnostus pisiformis | Средний | Ярус 7 | | |
| | | | | | | | | Lejopyge laevigata | | | | |
| | | | | | | | | Anomocarioides limbataeformis | | | | |
| | Drumian | Средний | Майский | Средний | Майский | Средний | Майский | Cor. perforatus – Anop. henrici | Средний | Ярус 6 Майский | | |
| | | | | | | | | Tom. fissus – Acad. sacheri | | | | |
| | Wuliuan | Средний | Амгинский | Средний | Амгинский | Средний | Амгинский | Triplagnostus gibbus | Средний | Ярус 5 Амгинский | | |
| | Kounamkites | | | | | | | | | | | |
| | Series 2 | Stage 4 | Нижний | Нижний | Тойонский | Нижний | Тойонский | Anabaraspis splendens | Нижний | Ярус 4 Тойонский | | |
| | | | | | | | | Lermontovia grandis | | | | |
| | | | | | | | | Bergeroniellus ketemensis | | | | |
| | | | | | | | | Bergeroniellus ornata | | | | |
| | | Stage 3 | Нижний | Атдабанский | Нижний | Атдабанский | Нижний | Атдабанский | Bergeroniellus asiaticus | Нижний | Ярус 3 Ботомский | |
| Bergeroniellus gurarii | | | | | | | | | | | | |
| Bergeroniellus micmaciformis – Erbiella | | | | | | | | | | | | |
| Judomia – Uktaspis (Prouktaspis) | | | | | | | | | | | | |
| Stage 2 | | Нижний | Атдабанский | Нижний | Атдабанский | Нижний | Атдабанский | Pagetiellus anabarus – Nevadella | Нижний | Ярус 2 Атдабанский 2 | | |
| | | | | | | | | Fallotaspis | | | | |
| Terreneuvian | Нижний | Томмотский | Нижний | Томмотский | Нижний | Томмотский | Profallotaspis | Нижний | Ярус 1 Атдабанский 1 | | | |
| | | | | | | | Fortunian | | | Томмотский | | |

Рис. 1. Схема сопоставления возможного варианта ярусного расчленения кембрия Сибирской платформы с Международной стратиграфической шкалой и Общей стратиграфической шкалой России

Н. Е. Чернышевой, Н. П. Суворовой, И. А. Соловьева, Л. Н. Репиной, А. В. Розовой, Л. В. Огиенко, Н. П. Лазаренко, Л. И. Егоровой, Т. В. Пегель, Ю. Я. Шабанова, А. И. Варламова, С. Ю. Гаринной и др. Практически вся территория Сибирской платформы охарактеризована находками трилобитов, описанными в этих публикациях.

За основу распределения родов по семействам принята систематика, описанная в работе [14], за исключением лишь семейства Protolenidae, пред-

ставители которого в указанной публикации были включены в состав семейства Ellipsocephalidae.

Зональное расчленение кембрийских отложений Сибирской платформы принято по региональной стратиграфической схеме, утвержденной Межведомственным стратиграфическим комитетом (МСК) в 1982 г. [6] (см. рис. 1).

В графических построениях данной работы нами сделано следующее допущение: появление всех таксонов, впервые встреченных в какой-либо

зоне, показано от ее подошвы. В действительности далеко не все таксоны встречаются впервые начиная с самых низов зоны. Поэтому реальные границы смены комплексов трилобитов должны быть «размазаны» в интервале зоны. Тем не менее при таком допущении общая картина обновления комплексов искажается несущественно и основные тенденции развития сообществ трилобитов в кембрии Сибирской платформы вполне распознаваемы.

Этапы таксономического развития трилобитов кембрия Сибирской платформы

Анализ стратиграфического распространения трилобитов в кембрийских отложениях Сибирской платформы позволяет выделить три группы семейств.

Первая группа включает 39 семейств (рис. 2), которые появляются в раннем кембрии, причем большая часть – в агдабанском и ботомском веках

(31 семейство). Начиная с тойонского века количество семейств сокращается и до позднего кембрия доживают представители лишь четырех.

Вторая группа включает 21 семейство (рис. 3). Восемь из них появляются в начале амгинского века. Число семейств увеличивается в конце амгинского века и в майском, в конце которого исчезают 12 семейств. Остальные существуют и в позднем кембрии, а до его конца доживают три.

Третья группа состоит из 26 семейств (см. рис. 3). Восемь появляется в конце майского века (время *Lejopyge laevigata*), тогда же исчезают несколько среднекембрийских семейств. В начале аюсокканского века возникают четыре семейства, в начале сакского века шесть.

Эти три группы некоторым образом характеризуют три отдела кембрия Сибирской платформы. Появление семейств первой группы приурочено к ран-

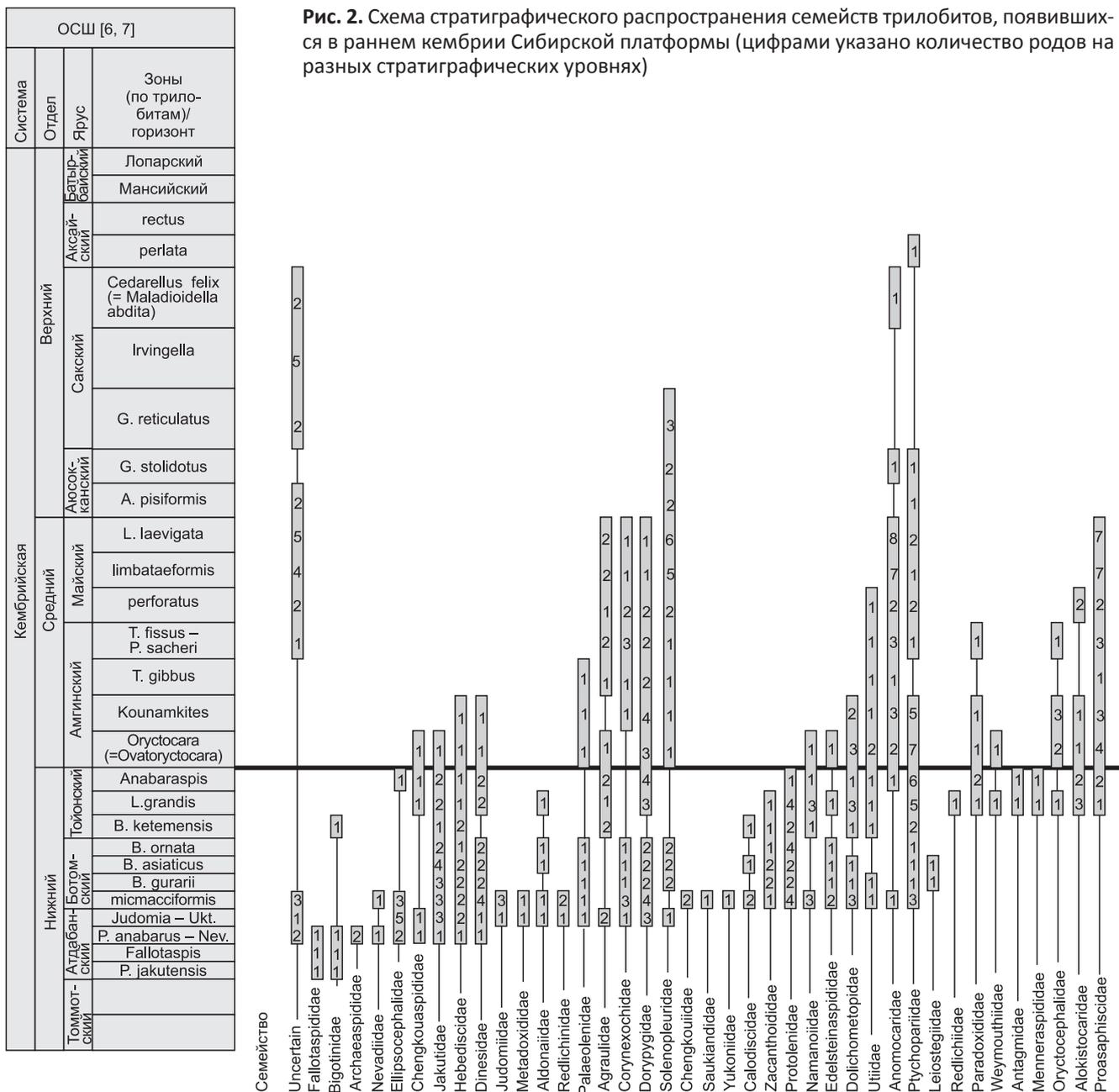
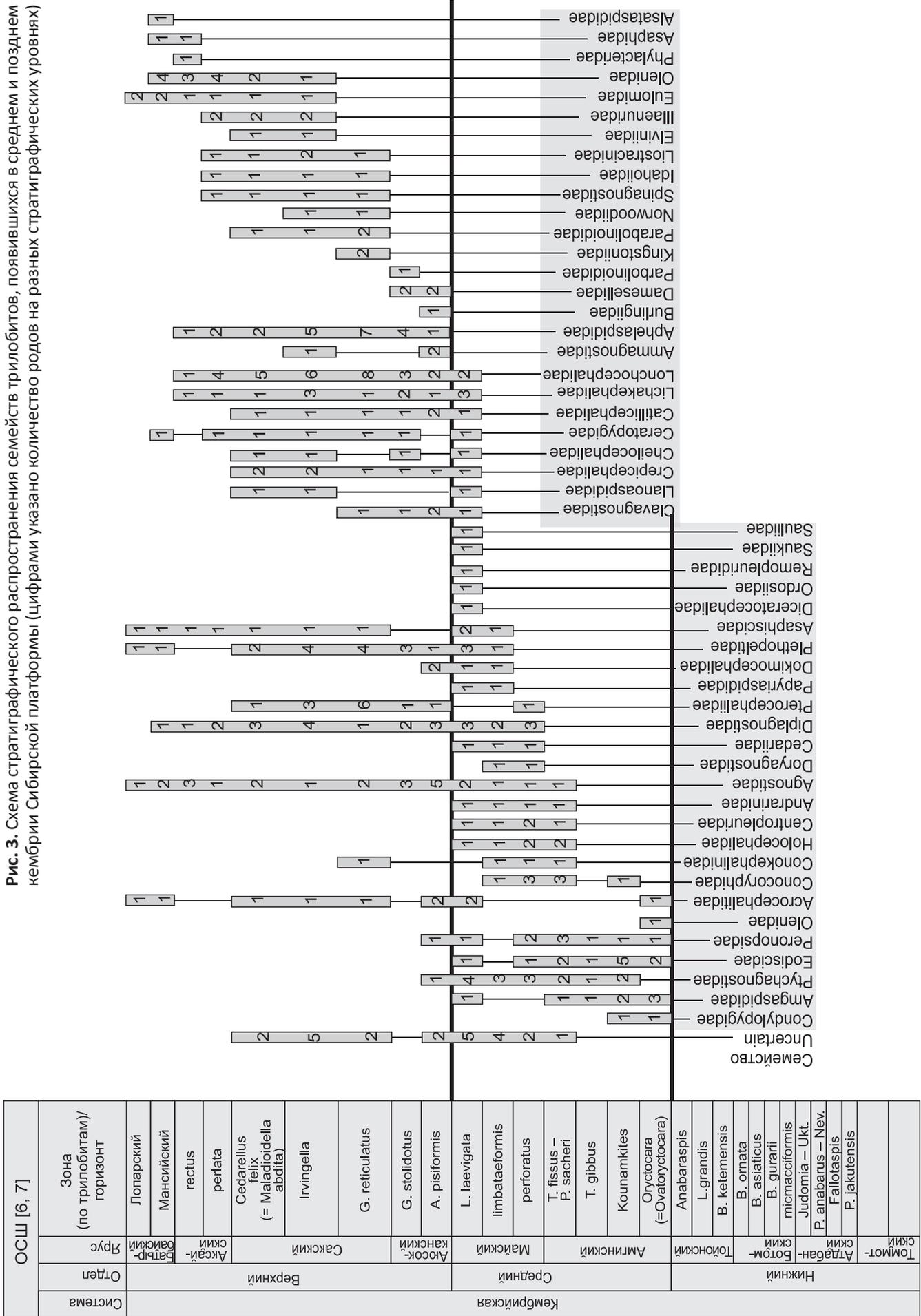


Рис. 2. Схема стратиграфического распространения семейств трилобитов, появившихся в раннем кембрии Сибирской платформы (цифрами указано количество родов на разных стратиграфических уровнях)

Рис. 3. Схема стратиграфического распространения семейств трилобитов, появившихся в среднем и позднем кембрии Сибирской платформы (цифрами указано количество родов на разных стратиграфических уровнях)



нему кембрию, семейства второй группы почти все появляются в среднем кембрии в амгинском и майском веках, а многие из них существовали и в позднем кембрии. Семейства третьей группы в основном были распространены в позднем кембрии, но, как уже указывалось, восемь возникли еще в конце среднего. Таким образом, реальная граница между средним и верхним отделами, основанная на эволюции развития трилобитов на Сибирской платформе, возможно, должна быть установлена в верхах майского яруса. Следует ли включать переходную зону *Lejopyge laevigata* в верхний кембрий или оставить ее в майском ярусе среднего кембрия – вопрос дискуссионный и требующий дальнейшего рассмотрения.

Первый кембрийский ярус ОСШ (томмотский) не охарактеризован трилобитами и отражает этап становления и массового распространения таких групп скелетной фауны, как археоциаты, древнейшие брахиоподы и различные группы мелкораконной фауны. Все вышележащие ярусы кембрия Сибирской платформы охарактеризованы трилобитами и в какой-то мере отражают этапы эволюционного развития этой группы. Рассмотрим основные этапы развития и рубежи, на которых происходят существенные биотические изменения в комплексах трилобитов, т. е. рубежи значительных исчезновений и появлений новых таксонов на уровне семейств и родов (рис. 4).

1-й этап. Трилобиты появляются в начале атдабанского века и бурно развиваются со второй половины. Смена комплексов трилобитов в течение первой половины этого века позволила установить две зоны по трилобитам. В Анабаро-Синском фациальном регионе (внешний шельф) установлены зоны *Profallotaspis* и *Fallotaspis* [6], представленные самыми древними трилобитами на Сибирской платформе – единичными видами родов *Profallotaspis* и *Repinaella* (семейство *Fallotaspidae*). Их находки отмечены в нескольких разрезах: на р. Лена (среднее течение, нижнее течение, Хараулахские горы), на Оленекском поднятии, в западном Прианабаре, на юге платформы на рр. Джанда и Сэлиндэ [1, 4, 5, 11, 12].

2-й этап. Характеризуется увеличением таксономического разнообразия трилобитов. На этом уровне полностью исчезают все виды, существовавшие в начале века. Появляется восемь новых семейств (*Archaeaspididae*, *Nevadiidae*, *Ellipsoscephalidae* и др.), а также отмечены первые представители отряда *Agnostida*. В середине атдабанского века число родов достигает 13, видов – 17, а к концу века – 19 и 54 соответственно. С этого рубежа трилобиты расселяются по всей Сибирской платформе и их находки отмечены повсеместно. На основании смены комплексов трилобитов во второй половине атдабанского яруса выделяются две зоны: *Pagetiellus anabarus*–*Nevadella* и *Judomia*–*Uktaspis* (*Prouktaspis*) [6].

3-й этап. Начинается с возникновения протоленидных трилобитов, которые становятся типичными представителями комплексов. Наиболее многочисленны и разнообразны *Protolenus*, *Bergeroniellus*, *Bergeroniaspis*. Одновременно с ними появляются 12 новых семейств (*Saukiandidae*, *Calodiscidae*, *Zacanthoididae*, *Dolichometopidae*, *Utiidae* и др.), а также широко распространенные *Calodiscus*, *Serrodiscus*, представители рода *Hebediscus*, которые имеют большое значение для межрегиональной корреляции. При этом в самом начале ботомского века продолжают существовать представители семейств, которые обитали в Сибирском палеобассейне в конце атдабанского века. Но вскоре представители «бесшовных» трилобитов (семейства *Judomiidae*, *Nevadiidae*) вымирают, а остальные продолжают существовать до конца амгинского века.

4-й этап. Начало этапа приходится на время *Lermontovia grandis* тойонского века, когда происходит обновление доминирующих таксонов трилобитов: исчезают представители родов *Bergeroniellus*, *Bergeroniaspis*, появляются роды *Lermontovia*, *Paramicmacca*, а кроме того, восемь новых семейств (*Redlichiiidae*, *Paradoxidae*, *Weymouthiidae*, *Oryctocephalidae*, *Alokistocaridae* и др.). Исчезают представители только двух семейств – *Bigotinidae*, *Calodiscidae*, остальные продолжают существовать, но в их составе появляются новые роды и виды.

5-й этап. Начало совпадает с началом среднего кембрия по ОСШ. В пределах первой зоны амгинского яруса (зона *Ovatoryctocara*) отмечаются находки представителей новых шести семейств (*Condylopygidae*, *Amgaspididae*, *Eodiscidae*, *Peronopsidae*, *Olenidae*, *Acrocephalitidae*). Полностью исчезают протоленидные трилобиты, которые доминировали в комплексах в течение всей второй половины раннего кембрия. Впервые появляются представители рода *Paradoxides*. Наступает расцвет ориктоцефалидных трилобитов, которые возникли ранее, но с этого рубежа получили широкое распространение.

6-й этап. Его начало определить несколько проблематично. Со времени *Tomagnostus fissus*–*Paradoxides sacheri* и до конца времени *Anomocarioides limbataeformis* происходит постепенное появление новых семейств. Так, во время *Tomagnostus fissus*–*Paradoxides sacheri* появляются *Conocephalinidae*, *Holocephalidae*, *Centropleuridae*, *Andrarinidae*, *Agnostidae*; во время *Corynexochus perforates* – *Anopolenus henrici*–*Doryagnostidae*, *Cedariidae*, *Diplagnostidae*, *Pteroccephaliidae*, *Papyriaspidae*; во время *Anomocarioides limbataeformis* – еще четыре новых семейства. Возникшие во время *Tomagnostus fissus*–*Paradoxides sacheri* представители новых семейств не стали доминирующими в комплексах трилобитов, по-прежнему преобладали существовавшие ранее виды. Поэтому породы, характеризующие этот временной интервал, ранее относились к последней зоне амгинского яруса среднего кембрия (зона *Tomagnostus fissus*–*Paradoxides sacheri*)

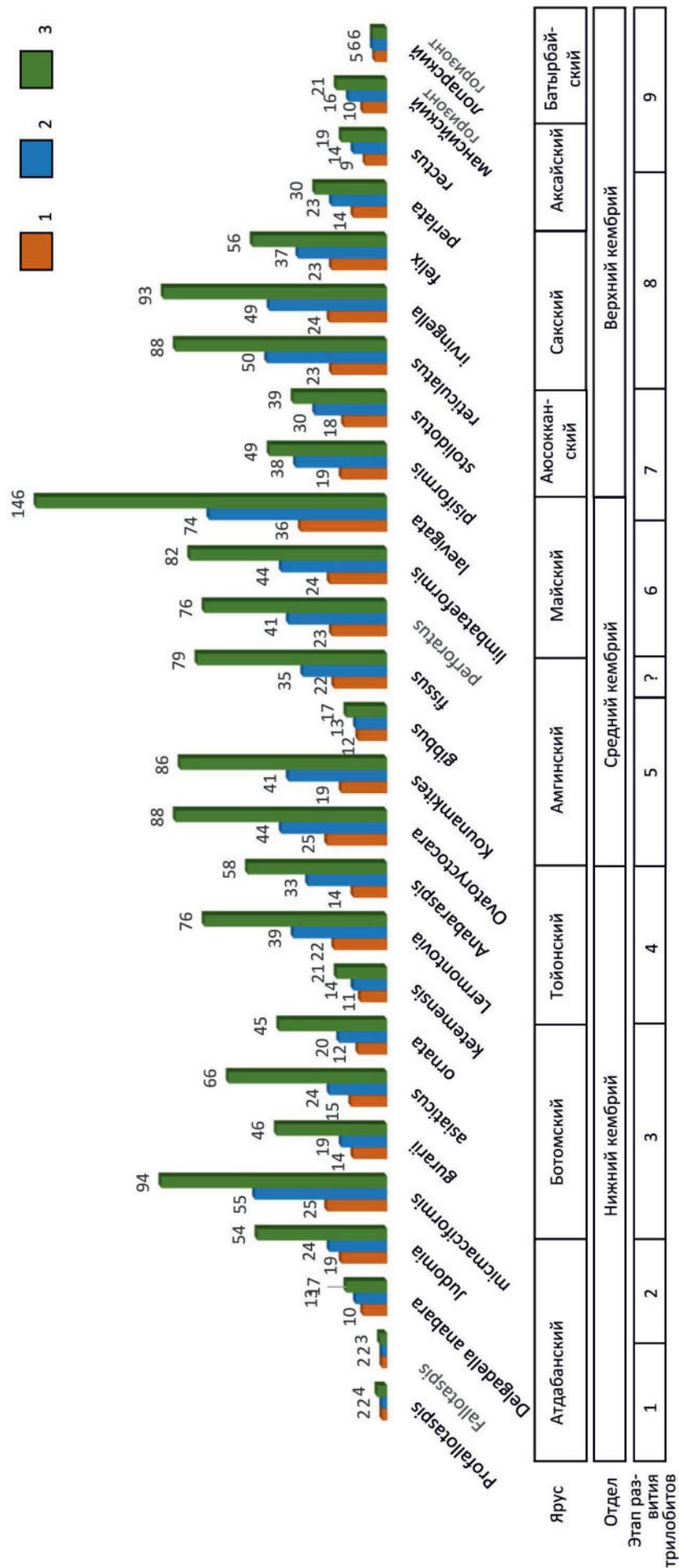


Рис. 4. Схема, показывающая количество семейств, родов и видов трилобитов по зонам в кембрии Сибирской платформы (цифрами указано количество семейств, родов, видов)

1 – семейства; 2 – роды; 3 – виды

[6]. Во время *Corynexochus perforates*–*Anopolenus henrici* доминирующими стали новые таксоны (роды, виды) семейств, которые появились ранее (семейства *Anomocaridae*, *Proasaphiscidae*, *Agnostidae*, *Conocoryphoidea* и др.). Они определили облик трех трилобитовых зон, характеризовавших майский ярус среднего кембрия.

7-й этап. Характеризуется появлением в конце майского века 12 новых семейств, а также исчезновением 11. Пять новых семейств просуществовали только до конца майского века. Как и на предыдущем этапе, здесь наиболее распространены представители семейств *Agnostidae*, *Anomocaridae*, *Solenopleuridae*, *Proasaphiscidae*, а из новых – представители *Lichakephalidae*, *Lonchocerphalidae*. Таксоны, появившиеся во время *Lejopyge laevigata*–*Aldanaspis truncata*, но не имевшие сначала широкого развития, становятся многочисленными в комплексах в аюсокканском веке (*Catillicerphalidae*, *Lonchocerphalidae*). Также возникли новые семейства, роды и виды которых становятся распространенными (*Aphelaspididae*, *Ammagnostidae*). Представители этих семейств определяют облик комплексов данного этапа, но его начало было заложено в конце майского века во время *Lejopyge laevigata*–*Aldanaspis truncata*.

8-й этап. Начало этапа приурочено ко времени *Gliptagnostus reticulatus* сакского века, когда появилось шесть новых семейств (*Kingstoniidae*, *Parabolinoidea*, *Norwoodiidae*, *Spinagnostidae*, *Idahoidea*, *Liostracinidae*). Из существовавших ранее семейств исчезли только два, остальные продолжали существовать, но их таксономическое разнообразие уменьшилось. Позднее (во время *Irvingella*) возникли еще четыре новых семейства, которые, вместе с появившимися ранее, доминировали до конца времени *Plicatolina perlata* аксайского века. Наиболее распространены были представители родов *Gliptagnostus*, *Aspidagnostus*, *Eugonocare*, *Parakoldinia*, *Kuraspis*, *Irvingella*, *Parabolina* и др.

9-й этап. Характеризуется существенным уменьшением таксономического состава трилобитов. Начало приурочено ко времени *Parabolinites rectus*–*Acerocare tullbergi* аксайского века. К концу времени *Plicatolina perlata* аксайского века исчезли представители восьми семейств, возникших на Сибирской платформе во время предыдущего этапа. К этому уровню исчезли представители шести семейств, которые появились на ранних этапах. В дальнейшем до конца позднего кембрия прекратилось существование еще девяти семейств. На Сибирской платформе впервые появились и исчезли в течение этого этапа три семейства – *Phylacteridae*, *Asaphidae*, *Alsataspididae*. До конца кембрия дожили представители четырех семейств, пять родов которых характеризуют комплекс трилобитов лопарского горизонта.

Таким образом, в развитии трилобитов кембрия Сибирской платформы выделяется девять этапов. Первый характеризуется появлением и на-

чалом развития этой группы фауны в атдабанском веке раннего кембрия, остальные, кроме последнего, характеризуются существенными обновлениями таксономического состава на уровне семейств, а последний этап – время исчезновения большого количества семейств. Появившиеся новые три семейства также исчезают на этом этапе.

Предлагаемое ярусное расчленение кембрия Сибирской платформы и корреляция с МСШ

Описанные этапы развития комплексов трилобитов в разной степени отражены в шкале ярусного расчленения кембрийских отложений Сибирской платформы начиная с атдабанского яруса. Некоторые рубежи точно совпадают с границами, некоторые – нет. Если следовать принципу выделения ярусов по их соответствию эволюционным изменениям и (или) этапности развития органического мира, в данном случае – этапности руководящей группы (трилобитов), то для кембрия Сибирской платформы можно предложить следующий вариант ярусного расчленения кембрийских отложений (см. рис. 1).

Ярус 1 (атдабанский ярус, первая половина). Современный объем атдабанского яруса отвечает двум существенным этапам в развитии трилобитов. Следовательно, вполне допустимо установление двух ярусов, отвечающих требованиям Стратиграфического кодекса в данном стратиграфическом интервале нижнего кембрия Сибирской платформы. В начале атдабанского века появились и распространились на территории Сибирского палеобассейна представители семейства *Fallotaspididae* (роды *Profallotaspis* и *Repinaella*). Этот интервал разреза соответствует первому этапу развития трилобитовых сообществ. Нижняя граница атдабанского яруса ОСШ в настоящее время установлена в разрезе «Журинский мыс» в среднем течении р. Лена в пестроцветной свите по подошве слоя 4, в 2,6 м от которого сделаны первые находки древнейших на Сибирской платформе трилобитов *Profallotaspis* sp. [2]. При сопоставлении этого уровня с МСШ можно отметить, что он примерно соответствует нижней границе разрабатываемого в настоящее время третьего яруса МСШ (Stage 3).

Ярус 2 (атдабанский ярус, вторая половина). Соответствует 2-му этапу развития трилобитов на платформе. Появилось восемь новых семейств, выросло таксономическое разнообразие трилобитов. Кроме существенных изменений в комплексах трилобитов, на этом уровне отмечены изменения в составе комплексов других групп фауны (археоциаты, брахиоподы, мелкораконная фауна). Этот ярус можно сопоставить со второй половиной разрабатываемого в настоящее время третьего яруса МСШ (Stage 3).

Ярус 3 (ботомский ярус). Начало ботомского яруса связано с новым этапом (этап 3) в развитии трилобитовых сообществ на Сибирской платформе. В начале ботомского века появились протоленидные трилобиты, доминирование ко-



торых продолжалось и в начале тойонского века (во время *Bergeroniellus ketemensis*). Большинство представителей зоны *Bergeroniellus ketemensis* (11 видов из 17) встречаются в верхах ботомского яруса. Среди них многочисленные представители родов *Bergeroniellus* и *Bergeroniaspis*. Это позволяет говорить о том, что целесообразно рассматривать зону *Bergeroniellus ketemensis* в составе зоны *Bergeroniaspis ornata*, т. е. включить этот интервал разреза в верхнюю часть ботомского яруса [3]. Также к началу ботомского века приурочен первый рубеж максимума таксономического разнообразия трилобитов (см. рис. 4). При сопоставлении ботомского яруса ОСШ с МСШ можно говорить о том, что его нижняя граница потенциально сопоставляется с нижней границей четвертого яруса МСШ.

Ярус 4 (тойонский ярус). Существенные изменения в комплексах происходят начиная с зоны *Lermontovia grandis* тойонского яруса (4-й этап). Полностью обновился состав протоленидных трилобитов. Появились роды *Lermontovia*, *Paramictacca*, а также восемь новых семейств. После минимума численности таксонов в зоне *Bergeroniellus ketemensis* значительно увеличивается число видов, родов и семейств. Эта ситуация характерна и для зоны *Anabaraspis splendens* тойонского яруса. Таким образом, интервал разреза, отвечающий двум зонам тойонского яруса (зоны *Lermontovia grandis* и *Anabaraspis splendens*), представляет собой определенный этап развития трилобитов на Сибирской платформе. Ярус 4 (тойонский ярус) Сибирской платформы сопоставляется с верхами еще официально не принятого четвертого яруса МСШ (см. рис. 1).

Ярус 5 (амгинский ярус). Нижняя граница амгинского яруса среднего кембрия устанавливается по подошве зоны *Ovatoryctocara* и совпадает с началом нового этапа в развитии трилобитов на Сибирской платформе (5-й этап). В начале амгинского века появились представители шести новых семейств (*Condylopygidae*, *Amgaspididae*, *Eodiscidae*, *Peronopsidae*, *Olenidae*, *Acrocephalitidae*), полностью исчезли протоленидные трилобиты. Здесь же в зоне *Ovatoryctocara* встречены первые представители рода *Paradoxides*. Наступил расцвет ориктоцефалидных трилобитов. Также выросла численность таксонов разного ранга. В зоне *Ovatoryctocara* число семейств достигло 25, родов – 44, видов – 88. Во второй зоне амгинского яруса численность встреченных таксонов осталась примерно на том же уровне (19 семейств, 41 род, 86 видов). В первых двух зонах имеет место второй максимум таксономического разнообразия трилобитов в кембрии Сибирской платформы. Но уже в следующей, третьей зоне *Triplagnostus gibbus* таксономическое разнообразие резко сократилось: количество семейств до 12, родов – до 13, видов – до 17. В последней четвертой зоне яруса (зона *Tomagnostus fissus* – *Acadoparadoxides sacheri*) численность находок таксонов всех рангов вновь выросла почти до прежнего

уровня. Нижняя граница амгинского яруса сопоставляется с верхами официально не принятого четвертого яруса МСШ (см. рис. 1). Нижнюю границу вулюйского яруса (5-й ярус МСШ) в настоящее время сопоставляют с подошвой второй зоны амгинского яруса *Kounamkites*.

Ярус 6 (майский ярус). Нижняя граница майского яруса в настоящее время устанавливается по подошве зоны *Tomagnostus fissus* – *Acadoparadoxides sacheri* [8, 10]. Проведение нижней границы майского яруса на основе начала нового этапа в развитии трилобитов несколько проблематично. Как было указано, существенное обновление таксономического состава комплексов трилобитов происходит постепенно начиная со времени *Tomagnostus fissus* – *Acadoparadoxides sacheri* и до конца времени *Anomocarioides limbataeformis*. Однако во время *Tomagnostus fissus* – *Acadoparadoxides sacheri* доминировали таксоны, характерные для более низких горизонтов амгинского яруса. Поэтому нижнюю границу майского яруса целесообразно установить по подошве зоны *Corynexochus perforates* – *Anopolenus henrici*. В МСШ ярус 6 соответствует друмскому ярусу.

Ярус 7 (без названия). Соответствует этапу в развитии трилобитов Сибирской платформы, который характеризуется массовым появлением в конце майского века новых семейств. Появляются 12 новых семейств, 11 исчезают. Интервал разреза, включающий новые комплексы трилобитов, соответствует верхней зоне майского яруса ОСШ *Lejopyge laevigata* – *Aldanaspis truncata* и всему аюсокканскому ярусу. Со временем *Lejopyge laevigata* – *Aldanaspis truncata* связан самый большой пик таксономического разнообразия трилобитов на Сибирской платформе (146 видов, 74 рода, 36 семейств), далее их численность резко уменьшилась (до 39 видов, 30 родов, 18 семейств во время *Glyptagnostus stolidotus*). Ярус 7 соответствует гужанскому ярусу МСШ.

Ярус 8 (без названия). Соответствует 8-му этапу, начало которого приурочено ко времени *Glyptagnostus reticulatus* сакского века, когда появилось шесть новых семейств. Ярус соответствует сакскому ярусу и первой зоне *Plicatolina perlata* аксайского яруса верхнего кембрия ОСШ. Численность таксонов возросла к середине яруса (в зоне *Irvingella* встречаются 93 вида, 49 родов, 24 семейства). Далее число таксонов вновь уменьшилось. В МСШ он сопоставляется с паибским ярусом и нижней частью цзяншаньского.

Ярус 9 (без названия). Соответствует 9-му этапу, который характеризуется существенным уменьшением таксономического состава трилобитов. Начало приурочено ко времени *Parabolinites rectus* – *Acerocare tullbergi* аксайского века. На протяжении этапа исчезли девять семейств. На Сибирской платформе впервые появились и исчезли в течение этого этапа три семейства. До конца кембрия дожили только представители четырех семейств, пять родов которых характеризуют комплекс трилобитов



лопарского горизонта. Ярус соответствует второй половине аксайского яруса и батырбайскому ярусу верхнего кембрия ОСШ. В МСШ он сопоставляется с верхней частью цзяншаньского яруса и с разрабатываемым в настоящее время десятым ярусом МСШ (Cambrian Stage 10).

Результаты

В ходе проведенного анализа стратиграфического распространения трилобитов (969 видов) из кембрийских отложений Сибирской платформы установлено следующее.

1. В кембрийских отложениях Сибирской платформы выделяются три группы семейств трилобитов.

Первая группа включает 39 семейств (см. рис. 2). Большая часть семейств возникла в атдабанском и ботомском веках (31 семейство). Начиная с тойонского века, количество семейств сократилось, и до позднего кембрия дожили представители только четырех.

Вторая группа включает 21 семейство, восемь из них появилось в начале амгинского века среднего кембрия. Далее число семейств увеличилось в конце амгинского века и в майском. В дальнейшем в течение майского века исчезли представители 12 семейств. Остальные продолжали существовать в позднем кембрии.

Третья группа состоит из 26 семейств. Некоторые из них появились в конце майского века во время *Lejoruge laevigata*, которое является переходным интервалом между генерациями семейств второй и третьей группы.

2. Начиная с атдабанского века раннего кембрия выявлено девять этапов в развитии трилобитов кембрия Сибирской платформы. Первый этап характеризуется появлением и началом их развития. Все остальные, кроме последнего, характеризуются существенными изменениями состава комплексов на уровне семейств, а последний этап – это время исчезновения большого количества семейств. Появившиеся новые три семейства также исчезли на этом этапе.

3. Для кембрия Сибирской платформы выявленные этапы развития комплексов трилобитов могут стать основой для уточненной и детализированной ярусной шкалы. В работе предложен вариант, который предполагает наличие девяти ярусов кембрия начиная с атдабанского. Это предложение носит рекомендательный характер для дальнейших исследований по разработке и детализации ярусного расчленения кембрия Сибирской платформы.

Исследование было проведено в рамках проекта Государственного задания Российской академии наук (FWZZ-2022-0003)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Биостратиграфия** и фауна нижнего кембрия Хараулаха (хр. Туора-Сис) / Л. Н. Репина, Н. П. Лазаренко, Н. П. Мешкова и др. – М.: Наука, 1974. – 299 с.
2. **Кембрий** Сибирской платформы. Кн. 1. Алдано-Ленский регион / А. И. Варламов, А. Ю. Розанов, В. В. Хоментовский и др. – М.; Новосибирск: ПИН РАН, 2008. – 297 с.
3. **Коровников И. В.** О нижней границе тойонского яруса кембрия Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 7. – С. 916–924.
4. **Репина Л. Н., Лучинина В. А.** К биостратиграфии нижнего кембрия северо-западного Прианабарья (р. Фомич) // Пограничные отложения докембрия и кембрия Сибирской платформы. – Новосибирск: Наука, 1981. – С. 3–19.
5. **Репина Л. Н., Бородаевская З. В., Ермак В. В.** Опорный разрез по р. Сэлиндэ (юго-восточная окраина Алданского щита) // Кембрий Сибири и Средней Азии. – М.: Наука, 1988. – С. 3–31.
6. **Решения** Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Ч. 1. Верхний протерозой и нижний палеозой. – Новосибирск, 1983. – 215 с.
7. **Постановления** Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 29. – СПб.: ВСЕГЕИ, 1997. – 37 с.
8. **Постановления** Межведомственного стратиграфического комитета России и его постоянных комиссий. Вып. 44. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2016. – 68 с.
9. **Стратиграфический** кодекс России. Изд. третье, испр. и доп. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2019. – 96 с.
10. **Стратиграфия** нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы / С. С. Сухов, Ю. А. Шабанов, Т. В. Пегель и др. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – 497 с.
11. **Хоментовский В. В., Репина Л. Н.** Нижний кембрий стратотипического разреза Сибири. – М.: Наука, 1965. – 199 с.
12. **Bushuev E., Goryaeva I., Pereladov V.** New discoveries of the oldest trilobites *Profallotaspis* and *Nevadella* in the northeastern Siberian Platform, Russia // Bulletin of Geosciences. – Prague. – 2014. – Vol. 89, no. 2. – P. 347–364.
13. **Cohen K.M., Harper D.A.T., Gibbard P.L.** International Chronostratigraphic Chart 2022/02 // ICS International Commission on Stratigraphy, IUGS. – 2022. – URL: https://stratigraphy.org/ICSchart/Permissions_ICS_2017_v2.pdf.
14. **Jell P. A., Aldrain J. M.** Available generic names for trilobites // Memoirs of the Queensland Museum. – 2006. – Vol. 48, no. 2. – P. 331–553.

© И. В. Коровников, 2022



МИКРОФАУНА ПОДОНИНСКОГО ГОРИЗОНТА ВЕРХНЕГО ФАМЕНА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ОКРАИНЫ КУЗНЕЦКОГО БАССЕЙНА

Н. Г. Изох¹, С. А. Анастасиева¹, Е. С. Андреева²

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; ²Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Изучены конодонты и остракоды из верхней части подонинского горизонта Яя-Барзасского структурно-фациального подрайона северо-восточной окраины Кузнецкого бассейна. Остракоды в указанном горизонте установлены впервые. Комплекс микрофауны характеризует зону *Siphonodella* (*Eosiphonodella*) *praesulcata* верхнего фамена.

Ключевые слова: конодонты, остракоды, подонинский горизонт, фаменский ярус, верхний девон, р. Яя, Кузнецкий бассейн.

UPPER FAMENNIAN MICROFAUNA FROM PODONINO REGIONAL STAGE ON THE NORTHEASTERN MARGIN OF THE KUZNETSK BASIN

N. G. Izokh¹, S. A. Anastasieva¹, E. S. Andreeva²

¹A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS; ²Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

Conodonts and ostracods from the upper part of the Podonino Regional Stage of the Yaya-Barzas structural-facies subdistrict of the Kuznetsk Basin northeastern margin were studied. Ostracods from the Podonino Regional Stage were identified for the first time. The microfauna complex characterizes the *Siphonodella* (*Eosiphonodella*) *praesulcata* Zone of the Upper Famennian.

Keywords: conodonts, ostracods, Podonino Regional Stage, Famennian Stage, Upper Devonian, Yaya River, Kuznetsk Basin.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-13-20

Фаменские отложения на северо-восточной окраине Кузнецкого бассейна в Яя-Барзасском структурно-фациальном подрайоне представлены пестроцветной толщей пещеркинского горизонта и преимущественно красноцветной толщей с прослоями зеленых и зеленовато-серых песчаников и сланцев подонинского горизонта [10]. Стратотипическим разрезом подонинского горизонта являются выходы красноцветных известковистых песчаников, алевролитов, конгломератов, чередующихся с зеленовато-серыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями кварцевых «жерновых» песчаников на правом берегу р. Томь в районе с. Подонино. В типовых выходах эти отложения фаунистически не охарактеризованы.

Впервые о находках позднефаменской фауны (брахиопод *Cyrtospirifer* ex gr. *verneuili* (Murchison), *Athyris* sp.) в верхней красноцветной толще Барзасского района говорил А. В. Тыжнов [11]. Она была изучена по канавам в районе бывшего пос. Невский и в устье р. Барыня (левый приток р. Яя). В стратиграфической схеме палеозоя Сибири эта толща была соотнесена с подонинским горизонтом фаменского яруса верхнего девона [9, 10]. В настоящее время один из ее разрезов можно наблюдать вдоль железнодорожного полотна в левобережье р. Яя, выше устья р. Барзас, в районе бывшего пос. Невский (рис. 1). В последние годы появились новые данные о находках в разрезе «Невский» позднедевонской макро- и микрофауны – брахио-

под, конодонтов и остатков ихтиофауны, характеризующих подзону *Lower praesulcata* верхнего фамена [5, 13 и др.].

Материал

Верхняя красноцветная толща (по А. В. Тыжнову [11]) вскрыта железнодорожными выемками вдоль трассы Кемерово – Анжеро-Судженск у бывшего пос. Невский, в левом борту р. Яя (см. рис. 1). В 2009 г. сотрудниками ИНГГ СО РАН этот разрез был переизучен с целью уточнения палеонтологической характеристики верхнефаменских отложений окраин Кузнецкого бассейна. На микрофауну опробованы прослои карбонатных пород. После химического растворения в слабом (5–7 %) растворе уксусной кислоты в 12 образцах найдены остатки фауны хорошей сохранности – конодонтов, гастропод, остракод, двустворчатых моллюсков и ихтиофауны. Фотографирование конодонтов и остракод было проведено в Аналитическом центре коллективного пользования ИГМ СО РАН на сканирующем электронном микроскопе TESCAN MIRA3. Коллекции микрофауны № 096-1 (конодонты) и № 096-2 (остракоды) хранятся в лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя и лаборатории микропалеонтологии, а также в Центре коллективного пользования (ЦКП) «Коллекция ГЕОХРОН» Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН в Новосибирске.

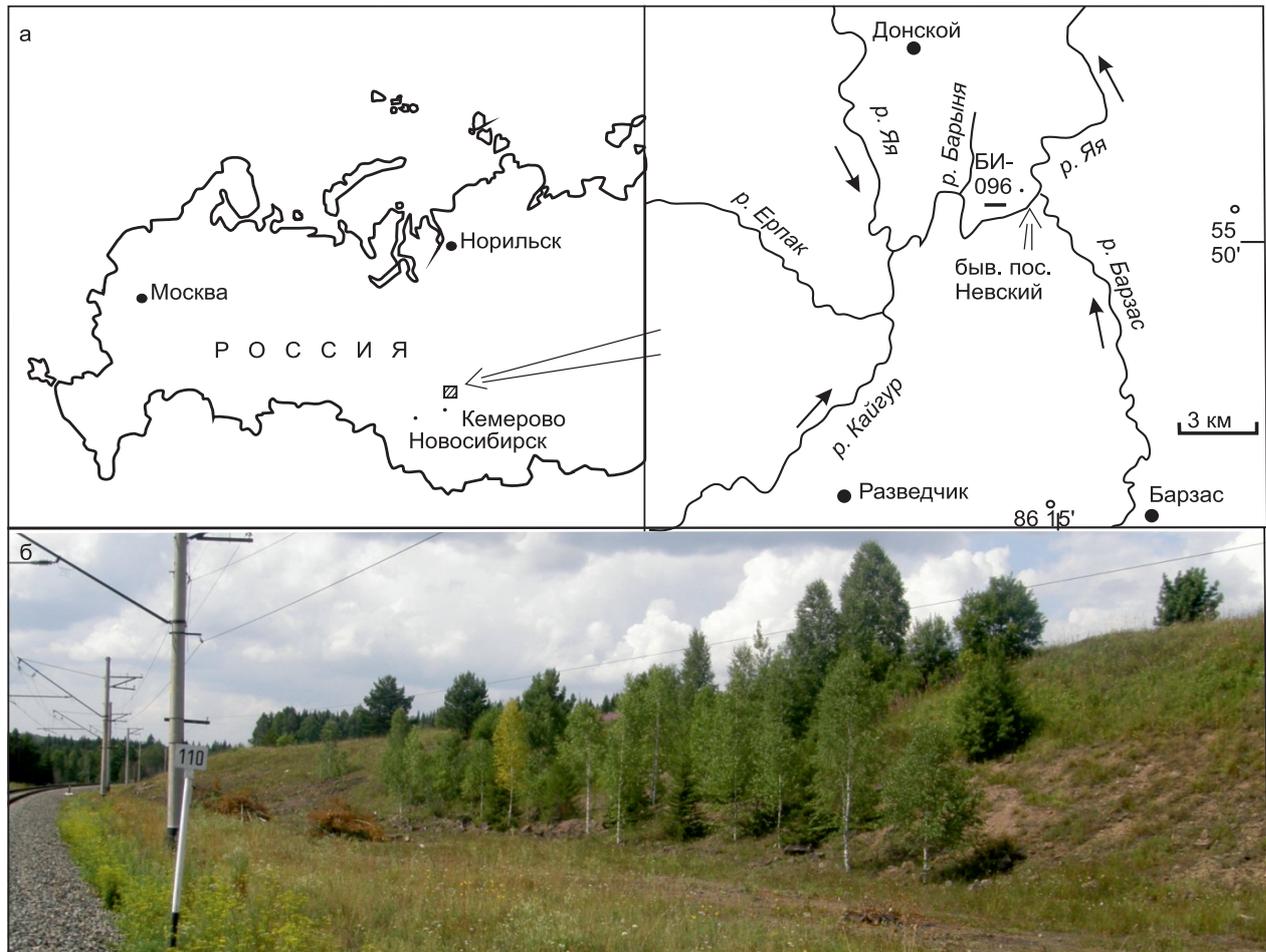


Рис. 1. Местонахождение изученного разреза БИ-096 вдоль железной дороги Кемерово – Анжеро-Судженск, левобережье р. Яя, выше устья р. Барзас, в районе бывшего пос. Невский (а) и фотопанорама средней части разреза БИ-096 подонинского горизонта, вскрытого вдоль железной дороги Кемерово – Анжеро-Судженск (б)

Описание разреза

Разрез «Невский» (БИ-096) находится в левом борту р. Яя ниже устья р. Барзас, вдоль выемки железной дороги Кемерово – Анжеро-Судженск, на 110-м км (см. рис. 1). Описание разреза и отбор проб на микрофоссилии выполнено Н. К. Бахаревым и Н. Г. Изох в 2009 г. Описание разреза представлено снизу вверх (рис. 2):

1. Песчаники зеленые, табачного цвета с прослоями брахиоподовых ракушнякав. На 10 м по ширине выхода замерены элементы залегания: азимут падения 320° , угол падения $15\text{--}18^\circ$. Видимая мощность 25 м

2. Песчаники и алевролиты красноватые с единичными тонкими прослоями известняков с многочисленными видимыми остракодами 8 м

3. Песчаники розовые известковистые, с редкими линзами бежевых известняков. В кровле слоя появляются тонкоплитчатые песчаники и прослой брахиоподового известняка (0,3 м) 15 м

4. Песчаники розовато-коричневые, мелкозернистые, сливные, иногда грубо- или кослоистые 23 м

5. Известняки красные, мелкозернистые с частыми брахиоподами, средне-толстослоистые, ме-

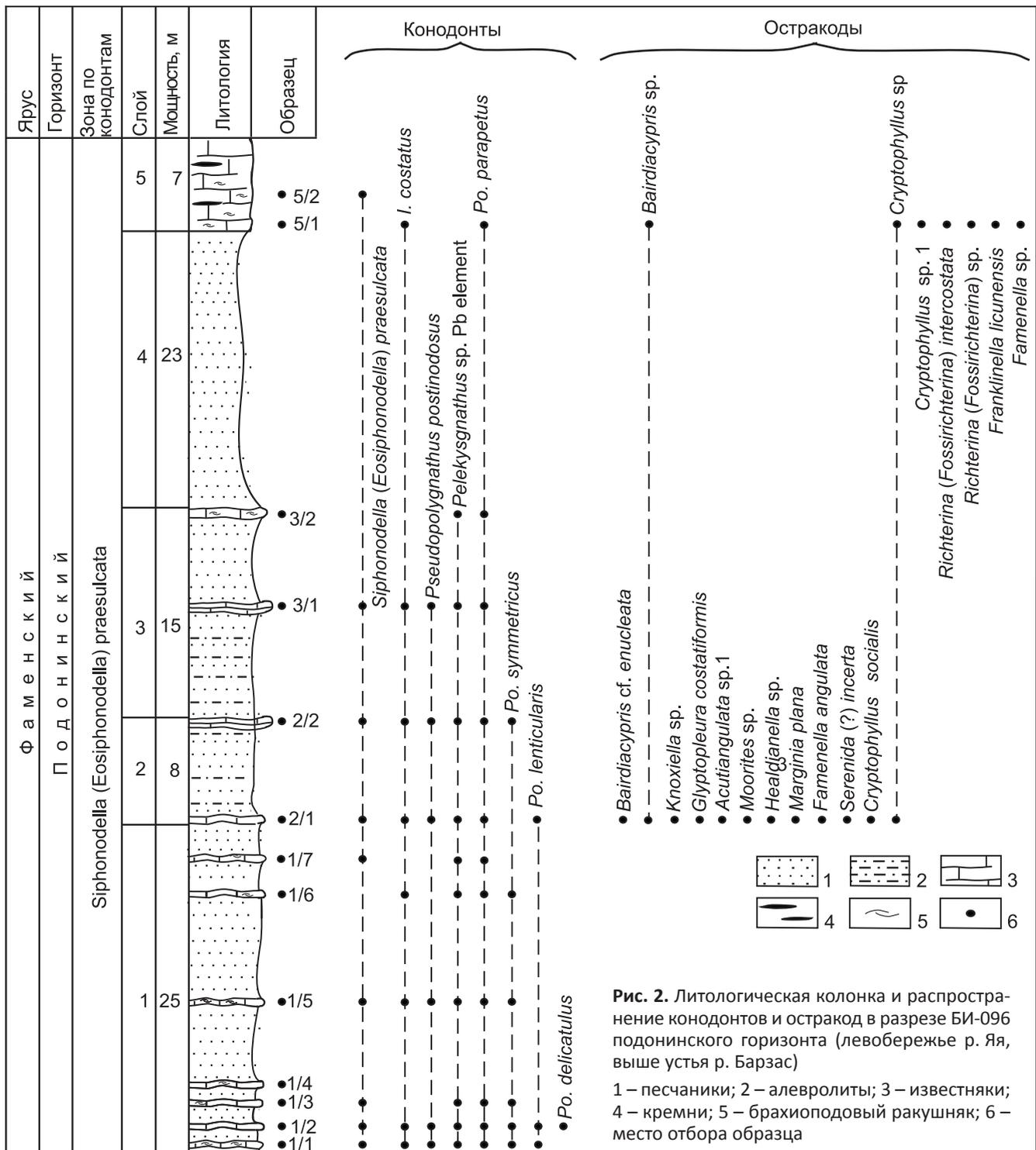
стами с включениями черных кремней. Видимая мощность 7 м

Биостратиграфический анализ

Полученные новые данные о распространении микрофауны (конодонтов и остракод) в разрезе «Невский» дополняют палеонтологическую характеристику верхней красноцветной толщи по А. В. Тыжнову, сопоставляемой с подонинским горизонтом верхнего фамена [9, 10]. Нижняя часть изученного разреза представлена зеленоцветными песчаниками с карбонатными прослоями с брахиоподами, в которых также обнаружены позднефаменские конодонты зоны *Siphonodella* (*Eosiphonodella*) *praesulcata*.

Конодонты. Встречены по всему разрезу, среди них определены таксоны родов *Icriodus*, *Pelekysgnathus* (Pb элемент), *Polygnathus*, *Pseudopolygnathus* и *Siphonodella* (*Eosiphonodella*) (см. рис. 2, табл. I). Коллекция представлена 551 конодонтовым элементом, элементы серо-коричневого цвета, полупрозрачные, с блестящей поверхностью, хорошей сохранности.

Ассоциация конодонтов включает космополитные виды – *Icriodus costatus* Thomas, *Polygnathus delicatulus* Ulrich et Bassler, *Po. lenticularis* Gagiev,



Po. parapetus Druce, *Po. symmetricus* E. R. Branson, *Pseudopolygnathus postinodosus* Rhodes, *Pelekysgnathus* sp. (Pb элемент), а также зональный вид-индекс пограничного интервала девона и карбона *Siphonodella (Eosiphonodella) praesulcata* (Sandberg).

Siphonodella (Eo.) praesulcata встречается от зоны praesulcata верхнего девона до низов зоны sulcata нижнего карбона и характеризует относительно мелководные обстановки по сравнению с другими таксонами рода *Siphonodella* [14, 18].

Вид *Icriodus costatus* встречается в интервале зон Middle expansa–Lower praesulcata [18]. Это один

из последних представителей рода *Icriodus*, которые выше подзоны Lower praesulcata не встречаются.

Polygnathus delicatulus известен в интервале зон expansa–praesulcata Омолонского массива [4].

Polygnathus lenticularis описан из элергетхынской свиты Омолонского массива и диксундинской свиты Приколымского поднятия Северо-Востока России в интервале зон praesulcata – Middle sulcata [4].

Polygnathus parapetus известен от зоны praesulcata фаменского яруса до зоны sandbergi турнейского яруса [4, 7, 18].

Вид *Polygnathus symmetricus* характерен для интервала зон praesulcata–anchoralis [7, 18 и др.].

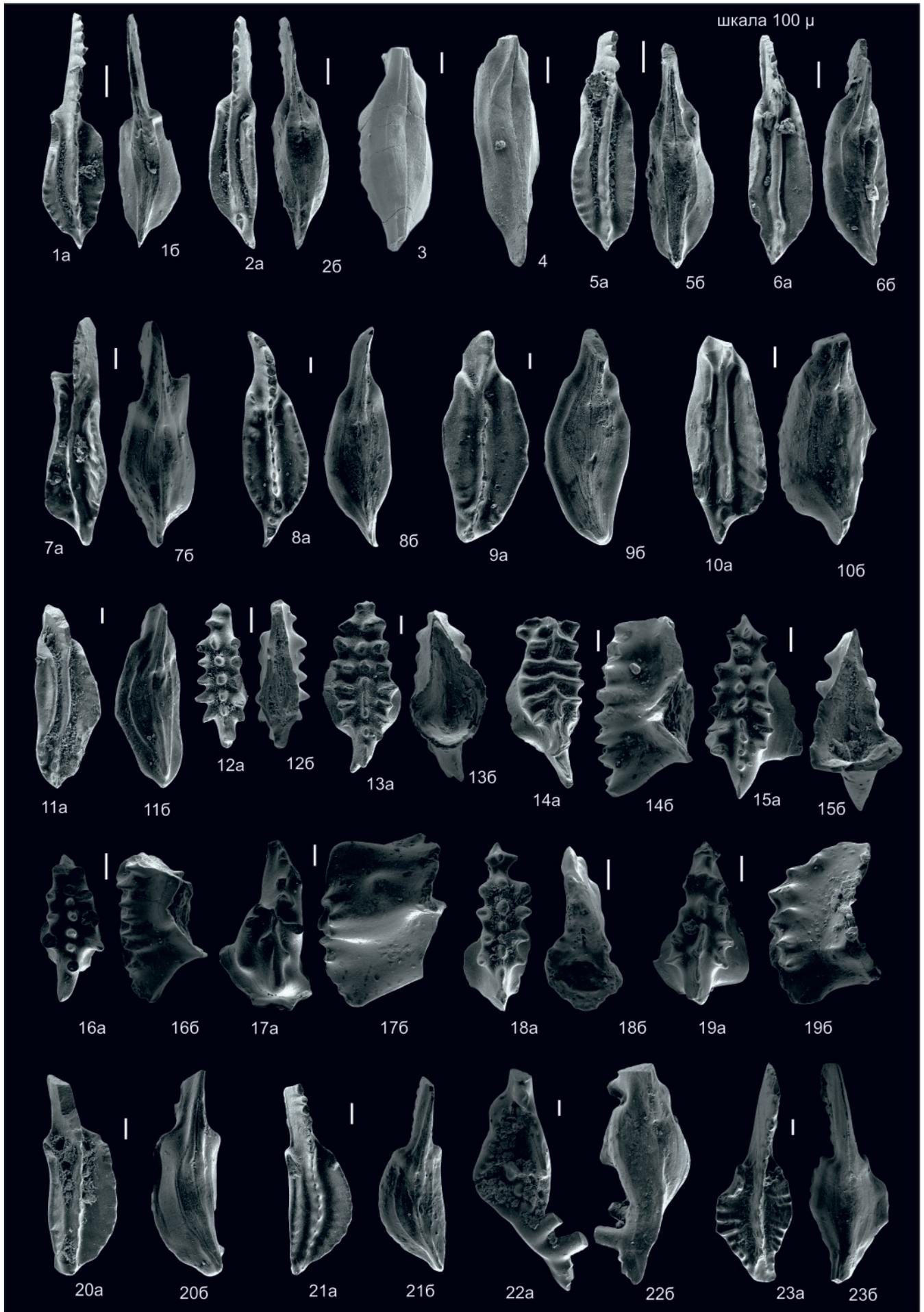




Таблица I

Конодонты подонинского горизонта местонахождения БИ-096 (коллекция № 096-1). Все экземпляры конодонтовых элементов из разреза «Невский», нижняя часть зоны *Siphonodella* (*Eosiphonodella*) *praesulcata*, верхний девон

Фиг. 1–6. *Siphonodella* (*Eosiphonodella*) *praesulcata* Sandberg, 1972: 1 – экз. № 096-1/1, Ра элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-1/1; 2 – экз. № 096-1/2, Ра элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-1/1; 3 – экз. № 096-1/3, Ра элемент, вид снизу, обр. БИ-096-1/1; 4 – экз. № 096-1/4, Ра элемент, вид снизу, обр. БИ-096-1/1; 5 – экз. № 096-1/5, Ра элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-1/5; 6 – экз. № 096-1/6, Ра элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-2/2

Фиг. 7–11. *Polygnathus parapetus* Druce, 1969: 7 – экз. № 096-1/7, Ра элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-1/1; 8 – экз. № 096-1/8, Ра элемент, а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-2/2; 9 – экз. № 096-1/9, Ра элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-1/1; 10 – экз. № 096-1/10, Ра элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-1/1; 11 – экз. № 096-1/11, Ра элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-1/1

Фиг. 12–19. *Icriodus costatus* Thomas, 1949: 12 – экз. № 096-1/12, I элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-1/1; 13 – экз. № 096-1/13, I элемент, вид: а – сверху, б – сбоку, обр. БИ-096-1/1; 14 – экз. № 096-1/14, I элемент, вид: а – сверху, б – сбоку, обр. БИ-096-1/1; 15 – экз. № 096-1/15, I элемент, вид сверху, обр. БИ-096-1/1; 16 – экз. № 096-1/16, I элемент, вид: а – сверху, б – сбоку, обр. БИ-096-1/1; 17 – экз. № 096-1/17, I элемент, вид: а – сверху, б – сбоку, обр. БИ-096-1/2; 18 – экз. № 096-1/18, I элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-1/6; 19 – экз. № 096-1/19, I элемент, вид: а – сверху, б – сбоку, обр. БИ-096-3/1

Фиг. 20. *Polygnathus lenticularis* Gagiev, 1979: экз. № 096-1/20, Ра элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-1/2

Фиг. 21. *Polygnathus symmetricus* Branson, 1934: экз. № 096-1/21, Ра элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-1/1

Фиг. 22. *Pseudopolygnathus postinodosus* Rhodes, 1969: экз. № 096-1/22, Ра элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-1/2

Фиг. 23. *Polygnathus delicatulus* Ulrich et Bassler, 1926: экз. № 096-1/23, Ра элемент, вид: а – сверху, б – снизу, обр. БИ-096-1/2

Обобщая полученные данные по биостратиграфическому анализу конодонтов, можно сделать вывод, что установленная их ассоциация в изученном разрезе характеризует только нижнюю часть зоны *Siphonodella* (*Eosiphonodella*) *praesulcata* верхней части фаменского яруса.

Остракоды. Обнаружены всего в двух образцах из двенадцати, в среднезернистых красноватых известняках без окремнения, взятых в нижней и верхней частях разреза (см рис. 2, табл. II). Остракоды представлены достаточно однообразным комплексом, несмотря на присутствие представителей семи отрядов: *Beurichicopida*, *Entomozocopida*, *Eridocopida*, *Kloedenellocopida*, *Leperditellocopida*, *Metacopida*, *Podocopida*.

Наиболее распространены роды клоедеделокопид и энтомозоид. Эридокопиды представлены большим количеством форм всего одного рода *Cryptophyllus*, а остальные отряды – небольшим количеством форм типично морских стенобионтных видов, географически широко развитых в позднем палеозое [8]. По таксономическому составу выделяются два комплекса остракод, характеризующих относительно разнофациальные нижнюю и верхнюю части разреза.

В первом комплексе (обр. Б-096-2, слой 2) встречены *Bairdiacypris* cf. *enucleata* Buschmina, *Bairdiacypris* sp., *Knoxiiella* sp., *Glyptopleura costatiformis* Buschmina, *Acutiangulata* sp. 1, *Armenites* sp., *Moorites* sp., *Healdianella* sp., *Marginia plana* Janbulatova, *Famenella angulata* Rozhdestvenskaya, *Cryptophyllus socialis* (Eichwald), *Cryptophyllus* sp., *Serenida* (?) *incerta* Buschmina.

Вид *Bairdiacypris* cf. *enucleata* Buschm. типичен для верхнего девона и широко распространен в раз-

резах северо-востока России (бассейн руч. Дождливый) [1]. Раковины *Knoxiiella* sp. не всегда хорошей сохранности, но имеют отдельные характеристики видов позднедевонского облика. Вид *Marginia plana* Janbulatova появляется в пачке II (обр. 25) разреза Буртыбай в Мугоджарских горах (конодонтовая зона *P. marginifera* среднего фамена), встречается и выше по разрезу [12].

Стратиграфическое распространение *Cryptophyllus socialis* (Eichwald) повсеместно отвечает зоне этрен [2]. Крптофиллусы известны в курганджарских слоях кушелгинского горизонта верхнего фамена (разрез Буртыбай, слой 7, обр. 5-80) Мугоджарских гор, южного окончания Уральских гор (Казахстан); в озеро-хованских отложениях верхнего девона Русской платформы [7]; в абышевском горизонте Колывань-Томской складчатой зоны на р. Мозжуха [2]. Вид *Serenida* (?) *incerta* Buschmina описан из абышевского горизонта (бассейн рр. Бол. Мозжуха, Тыхта и Камышная) [2].

Комплекс остракод состоит как из местных видов, так и из представителей родов, достаточно широко представленных на Русской платформе, северо-востоке России, в Казахстане и т. д. Морской характер этого комплекса не вызывает сомнений, однако присутствие в нем большого количества однотипных толстых раковин *Cryptophyllus* скорее свидетельствует о мелководности бассейна. Возраст отложений нижней части разреза по остракодам отвечает верхней части фаменского века позднего девона.

Во втором комплексе (обр. Б-096-5, слой 5) определены: *Cryptophyllus* sp., *Cryptophyllus* sp. 1, *Richterina* (*Fossirichterina*) *intercostata* Matern, *Franklinella licunensis* (Wang), *Bairdiacypris* sp., *Famenella* sp., *Richterina* (*Fossirichterina*) sp.

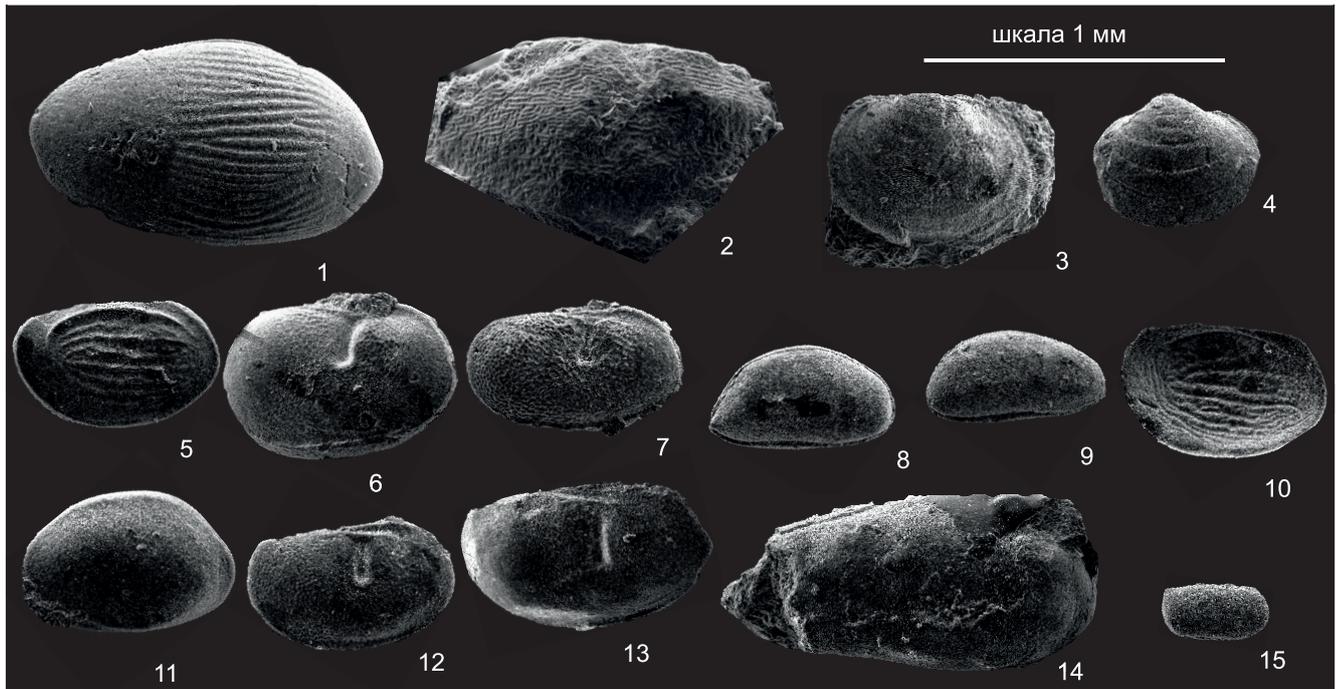


Таблица II

Остракоды подонинского горизонта местонахождения БИ-096 (коллекция № 096-2). Экземпляры, изображенные на фиг. 1 и 2, встречены в обр. Б-096-5 (слой 5), остальные – в обр. Б-096-2 (слой 2)

Фиг. 1. *Richterina (Fossirichterina) intercostata* Matern, 1929; экз. № 096-2/1

Фиг. 2. *Franklinella licunensis* (Wang, 1984); экз. № 096-2/2

Фиг. 3, 4. *Cryptophyllus socialis* (Eichwald, 1860); 3 – экз. № 096-2/3; 4 – экз. № 096-2/4

Фиг. 5. *Glyptopleura costatiformis* Buschmina, 1965; экз. № 096-2/5

Фиг. 6. *Famenella angulata* Rozhdestvenskaja, 1972; экз. № 096-2/6

Фиг. 7. *Marginia plana* Janbulatova, 1987; экз. № 096-2/7

Фиг. 8. *Acutiangulata* sp.1; экз. № 096-2/8

Фиг. 9. *Healdianella* sp.; экз. № 096-2/9

Фиг. 10. *Glyptopleura costatiformis* Buschmina, 1965; экз. № 096-2/10

Фиг. 11. *Serenida* (?) *incerta* Buschmina, 1965; экз. № 096-2/11

Фиг. 12. *Knoxia* sp. A; экз. № 096-2/12

Фиг. 13. *Knoxia* sp.; экз. № 096-2/13

Фиг. 14. *Bairdiacypris* cf. *enucleata* Buschmina, 1979; экз. № 096-2/14

Фиг. 15. *Moorites* sp.1; экз. № 096-2/15

Род *Cryptophyllus* распространен в широком интервале от ордовика до карбона повсеместно [2], но, возможно, его развитие следует сузить в рамках позднего палеозоя. Представители рода внешне весьма схожи с формами ордовикских *Eridococoncha*, но отличаются хорошо развитой срединной перегородкой на макушке [6]. При наличии большого количества экземпляров такая статистика очевидна, при находках единичных раковин степень сохранности не всегда позволяет разглядеть перегородку. В большинстве форм данной коллекции, присутствуют следы окатывания, что не позволяет формально провести определение до вида. С вероятностью 80 % это *Cryptophyllus socialis* (Eichwald), как и в обр. Б-096-2. Вид, определенный как *Cryptophyllus* sp. 1, имеет сходство с позднедевонскими формами из Vopararte Gulf Basin северо-запада Австралии [15].

Многочисленные раковины энтомозоид имеют различную сохранность, преимущественно это

хрупкие створки. Стратиграфическое распространение выделенных трех родов не выходит за пределы фаменского яруса. Наиболее полное сравнительное описание и распространение энтомозоид из верхнего девона дано в третьем томе монографии по палеозойским энтомозоидам и лепердитокопидам Китая («Fossil Ostracoda of China») на китайском языке, что несколько затрудняет сравнительную характеристику видов с таковыми других регионов [17]. Таксон *Richterina (Fossirichterina) intercostata* Matern в Китае встречен в верхнем девоне в остракодовой зоне *eocostata* – *Lower hemisphaerica* – *dichotoma*, аналоге интервала конодонтовых зон *trachytera* – *Lower praesulcata*. По опубликованным данным известно, что все виды рода *Richterina (Fossirichterina)* повсеместно по миру не выходят за пределы фаменского яруса [8].

Вид *Franklinella licunensis* (Wang) распространен в Китае в зоне энтомозоид *latior*, аналоге ко-



нодонтовой зоны *sulcata/Prothognathodus kuehni* нижнего карбона [17].

Комплекс морских остракод в разрезе характеризуется достаточно небольшим видовым разнообразием, но обилием типичных экземпляров. Практически все виды были широко развиты в позднем фамене, лишь один вид энтомозоид *Franklinella licunensis* (Wang) – в раннем карбоне (по данным из таблиц распространения в монографии [17]).

Остракоды – фациально приуроченная группа микрофауны. По комплексу встреченных видов можно сделать выводы о развитии преимущественно нормального открытого морского бассейна в позднем девоне на северо-восточной окраине Кузбасса в современных координатах. Наличие большого количества криптофиллусов, часто со следами захоронения окатанных форм, – показатель среды. Толстые раковины данного рода часто отмечаются в условиях повышенной гидродинамики или посмертного переноса материала в аллохтонное захоронение. В литологическом описании разреза отмечено ритмичное переслаивание розоватых известняков с остракодами с тонкими брахиоподовыми ракушками. Нормально морские таксоны *Bairdia*, *Moorites*, *Haldianella*, *Acutiangulata* и др. являются стенобионтными морскими формами и в комплексе представлены малым количеством форм и видов. Большое количество форм эвригалинных *Glyptopleura* и окатанных *Cryptophyllus* может служить показателем частых колебаний уровня моря в данном временном промежутке. Энтомозоиды приурочены к более глубоководным фациям, тогда как подокопиды наиболее свойственны морским мелководьям. Совместное нахождение этих таксонов характеризует преимущественно склоновые или относительно глубоководные части моря. Также это может быть связано с кратковременными ритмичными колебаниями уровня моря, небольшой трансгрессией (к уровню 5 слоя в разрезе у бывшего пос. Невский) в конце фаменского века в Кузнецком бассейне.

Обсуждение

Изученный разрез «Невский» представлен зеленоцветными породами в нижней части и красноцветными – в верхней. Породы содержат разнообразный комплекс фауны (брахиоподы, остракоды, конодонты и ихнофоссилии) [5]. В целом эти отложения сопоставлены с подонинским горизонтом, в составе которого, кроме типичных красноцветных пород, ранее рассматривались также прослои зеленоцветных песчаников, алевролитов и аргиллитов [10, с. 116]. Комплекс конодонтов прослежен по всему разрезу, достаточно однообразен и представлен космополитными таксонами, характеризующими узкий стратиграфический интервал верхнего фамена – нижнюю часть конодонтовой зоны *Siphonodella* (*Eosiphonodella*) *praesulcata*.

В изученном разрезе остракоды установлены впервые. По таксономическому составу в нижней

и верхней частях разреза выделяются два комплекса остракод, которые типичны для верхнего фамена, как и конодонты.

Для Алтае-Саянской складчатой области (АССО) разрез «Невский» имеет важное значение в связи с тем, что здесь впервые обнаружены позднефаменские конодонты подрода *Siphonodella* (*Eosiphonodella*), таксоны которого являются видами-индексами пограничного интервала девона и карбона [16 и др.]. Совместное нахождение космополитных таксонов микрофауны (конодонтов, остракод и ихтиофауны) и брахиопод свидетельствует о существовании здесь открытого морского бассейна в период кратковременной трансгрессии в конце фаменского века.

Близкие комплексы конодонтов и остракод, характеризующие верхнефаменский интервал, нижнюю часть зоны *Siphonodella* (*Eosiphonodella*) *praesulcata*, известны и в абышевском горизонте по рр. Бол. Мозжуха, Койниха и др. [3]. В настоящее время вопрос о его взаимоотношениях с подонинским горизонтом остается открытым. Для уточнения стратиграфической схемы девонских отложений западной части АССО требуется дополнительное изучение типового разреза горизонта в районе с. Абышево.

В результате анализа полученных палеонтологических данных можно надеяться, что дальнейшие биостратиграфические исследования в Кузнецком бассейне помогут найти палеонтологически обоснованный пограничный интервал девона и карбона для АССО и уточнить положение нижней границы карбона в региональной стратиграфической схеме.

Выводы

Дополнена палеонтологическая характеристика подонинского горизонта по конодонтам и остракодам в разрезе «Невский» на северо-восточной окраине Кузнецкого бассейна. Выявленные таксоны конодонтов и остракод являются космополитными, что подтверждает существование открытого морского бассейна в позднем фамене на северо-восточной окраине Кузнецкого бассейна. Ассоциации конодонтов и остракод характеризуют нижнюю часть зоны *Siphonodella* (*Eosiphonodella*) *praesulcata* (Lower *praesulcata*) верхней части фаменского яруса. Конодонты родов *Icriodus* и *Pseudopolygnathus*, а также остракоды в подонинском горизонте установлены впервые.

Авторы выражают благодарность за консультации по конодонтам проф. Томасу Р. Беккеру, (Германия), доктору Карло Коррадини (Италия) и к. г.-м. н. Ю. А. Гатовскому.

Работа выполнена в рамках научных тем FWZZ-2022-0003 и FWZZ-2022-0005 Государственной программы ФНИ, а также по проекту РНФ 22-27-00703. Авторы координируют свои исследования с программами работ по проекту 652 IGCP.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Бушмина Л. С.** Верхнедевонские остракоды Центрального Приколымья // XIV Тихоокеанский научный конгресс. Путеводитель научной экскурсии по туру IX. Прил. 5. – Магадан, 1979. – С. 5–70.

2. **Бушмина Л. С.** Остракоды абышевского горизонта (нижний карбон) Кузбасса // Стратиграфия и палеонтология палеозоя азиатской части СССР. – М.: Наука, 1965. – С. 64–98.

3. **Бушмина Л. С., Кононова Л. И.** Микрофауна и биостратиграфия пограничных слоев девона и карбона. – Л.; М.: Наука, 1981. – 124 с.

4. **Гагиев М. Х.** Конодонты и стратиграфия среднего палеозоя северо-востока Азии: автореф. дис. ... д. г.-м. н. – Новосибирск, 1992. – 39 с.

5. **Гутак Я. М., Родыгин С. А., Родина О. А.** Палеонтологическая характеристика подонинского горизонта (фаменский ярус, девон) Алтае-Саянской складчатой области // Эволюция жизни на Земле: матер. II Междунар. симп. «Эволюция жизни на Земле», 12–15 ноября 2001 г., Томск / отв. ред. В. М. Подобина. – Томск: НТЛ, 2001. – С. 170–171.

6. **Егоров В. Г.** Систематическое положение группы *Astarte socialis* Eichwald из девонских отложений Русской платформы // Палеонтологический сборник. Вып. 1. – М.; Л.: Гостоптехиздат, 1954. – С. 5–22.

7. **Определитель** конодонтов девона и нижнего карбона / И. С. Барсков, Т. Н. Воронцова, Л. И. Кононова, А. В. Кузьмин. – М.: МГУ, 1991. – 184 с.

8. **Практическое** руководство по микрофауне СССР. Т. 4. Остракоды палеозоя / Мингео СССР, ВСЕГЕИ. – Л.: Недра, 1990. – 356 с.

9. **Решения** Всесоюзного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем докембрия, палеозоя и четвертичной системы Средней Сибири Ч. II (средний и верхний палеозой). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – 130 с.

10. **Ржонницкая М. А.** Биостратиграфия девона окраин Кузнецкого бассейна. Т. I. Стратиграфия. – Л.: Недра, 1968. – 287 с.

11. **Тыжнов А. В.** Геологический очерк Барзаского района Кузнецкого бассейна // Материалы по геологии Западной Сибири. № 3 (45). – Томск: Изд-во ЗСГУ, 1938. – 155 с.

12. **Фауна** и биостратиграфия пограничных отложений девона и карбона Берчогура (Мугоджары). – М.: Наука, 1987. – 121 с.

13. **Izokh N. G., Andreeva E. S.** Upper Famennian Conodonts from Kuznetsk Basin (south of West Siberia) // International Field Symposium “The Devonian and Lower Carboniferous of northern Gondwana”. Abstract book. A. El Hassani, R. T. Bekker, A. Tahiri, eds. Documents de L’Institut Scientifique. In the memory of Dr. Volker Ebbighausen 22nd to 29th March. – 2013. – No. 29. – P. 65.

14. **Ji Q.** Study on the phylogeny, taxonomy, zonation and biofacies of *Siphonodella* (Conodonts) // Bulletin of the Institute of Geology. Chinese Academy of Geological Sciences. – 1985. – Vol. 11. – P. 51–75, 3 pls. (in Chinese with extended English summary).

15. **Jones P. J.** Upper Devonian Ostracoda and Eridostraca from the Bonaparte Gulf Basin, Northwestern Australia // Bureau of Min. resour., Geol. & Geophys. – Australia. – 1968. – Bull. 99. – P. 1–93.

16. **The Devonian Period** / R. T. Becker, J. E. A. Marshall, A.-C. da Silva, et al. // The Geological Time Scale 2020, Vol. 2 / F. Gradstein, J. G. Ogg, M. D. Schmitz, G. M. Ogg, eds. – Amsterdam: Elsevier, 2020. – P. 733–810.

17. **Wang Shang-qi.** Palaeozoic Entomozoacea and Leperditicopida (Ostracoda) of China // Fossil Ostracoda of China. – 2009. – Vol. 3. – 251 p., 66 pls.

18. **Ziegler W.,** ed. Catalogue of Conodonts. Vol. 2. – Stuttgart: E. Schweizerbart’sche Verlagsbuchhandlung, 1975. – 404 p.

© Н. Г. Изох, С. А. Анастасиева, Е. С. Андреева, 2022



СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ ДИАПАЗОНЫ РЕТРОЦЕРАМОВЫХ ЗОН БАЙОСА–БАТА П-ОВА ЮРЮНГ-ТУМУС (СЕВЕР СИБИРИ)

О. С. Урман, Б. Н. Шурыгин, О. С. Дзюба

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Разрез Юрюнг-Тумус (север Сибири) является одним из опорных для разработки биостратиграфической шкалы по двустворчатым моллюскам для бореального зонального стандарта средней юры. На основании изучения байос–батских коллекций двустворчатых моллюсков рода *Retroceramus*, собранных в разные годы, скорректированы последовательный ряд и возрастная интерпретация ретроцерамовых зон в этом разрезе с учетом современных представлений о корреляции аммонитовых зон байос–батского интервала бореального стандарта с подразделениями первичного (международного) северо-западного европейского зонального стандарта.

Ключевые слова: двустворчатые моллюски, *Retroceramus*, средняя юра, биостратиграфия, Арктика.

STRATIGRAPHIC RANGES OF THE BAJOCIAN–BATHONIAN RETROCERAMUS ZONES ON THE YURYUNG-TUMUS PENINSULA (NORTH OF SIBERIA)

O. S. Urman, B. N. Shurygin, O. S. Dzyuba

A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

The Yuryung-Tumus section (north of Siberia) is one of the reference sections for the development of biostratigraphic scale for bivalves for the boreal zonal standard of the Middle Jurassic. Based on the study of the Bajocian–Bathonian collections of bivalves of the *Retroceramus* genus collected in different years, the sequential series and age interpretation of Retroceramus zones in this section have been adjusted, taking into account modern ideas about the correlation of ammonite zones of the Bajocian–Bathonian interval of the boreal standard with subdivisions of the primary (international) Northwestern European zonal standard.

Keywords: bivalves, *Retroceramus*, Middle Jurassic, biostratigraphy, Arctic.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-21-28

Зональная шкала байоса и бата севера Сибири по представителям рода *Retroceramus* (семейство Retroceramidae) изначально разрабатывалась как автономная [13], наряду с автономными шкалами, предложенными по другим группам фоссилий, постепенно вовлекалась в комплексное решение биостратиграфических задач [7, 12 и др.] и вскоре была включена в «пакет» зональных шкал бореального зонального стандарта [1]. По мере исследований происходило развитие представлений о расчленении байос–батских отложений севера Сибири по двустворчатым моллюскам при том, что все биостратоны по ретроцерамам, используемые ныне, были выделены уже к 1991 г. (рис. 1). Адаптация этой шкалы для территории севера Сибири опиралась на изучение последовательности комплексов двустворчатых моллюсков в разрезах средней юры на обширной площади от Восточного Таймыра до Оленекского района, а также с охватом Приверхо-янского краевого прогиба и Вилюйской синеклизы. В большей части байос–батского интервала здесь совместно с многочисленными представителями ретроцерамов нередко встречаются аммониты из подсемейств Arctoceratitinae и Cadoceratitinae и остатки других групп морской палеобиоты. В качестве одного из опорных использовался разрез, вскрывающийся в серии обнажений на п-ове Юрюнг-Тумус, хорошо известный еще с начала прошлого века [2 и мн. др.].

За последние десятилетия схема сопоставления аммонитовых зон байос–батского интервала бореального стандарта, выделенных по представителям Arctoceratitinae, с подразделениями первичного (международного) северо-западно-европейского зонального стандарта существенно пересмотрена [6, 9, 15]. Недавно уточнены представления о систематическом составе и биостратиграфическом расчленении разреза байоса – бата на п-ове Юрюнг-Тумус по белемнитам [16, 18]. Соответственно, возникла необходимость пересмотра стратиграфического положения привязанных к находкам головоногих зон по двустворчатым моллюскам (b-зон), а именно по ретроцерамам.

Материал и местонахождение

На п-ове Юрюнг-Тумус юрские отложения выходят на поверхность в береговых обрывах, размываемых морем, и наиболее хорошо представлены на южной и восточной частях полуострова. Обнажения юры – это ограниченные разломами блоки осадочных горных пород разной протяженности (от нескольких метров до нескольких сотен метров) [7]. Хорошо опознаваемые маркирующие горизонты с характерными литологическими, тафономическими и палеонтологическими признаками позволяют достаточно уверенно сопоставлять обнажения отдельных блоков и определять их место в сводном разрезе.

| Ярус | Подъярус | [13] | [7] | [12] | [3, 11] | [15] | [9] | Настоящая работа |
|--------------|----------|---|--|----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Бат | Верхний | Слои с <i>Mytiloceras vagt</i> | Слои с <i>Mytiloceras vagt</i> | <i>Mytiloceras vagt</i> | <i>Præbuchia anabarensis</i> | не рассматривается | <i>Præbuchia anabarensis</i> | <i>Præbuchia anabarensis</i> |
| | Средний | <i>Mytiloceras retrorsus</i> | | | | | | |
| Байос | Верхний | <i>Mytiloceras clinatus</i> <i>S. strigata</i> | <i>Mytiloceras retrorsus</i> | <i>Mytiloceras polaris</i> | <i>Retroceramus polaris</i> | <i>Retroceramus bulunensis</i> | <i>Retroceramus bulunensis</i> | <i>Retroceramus bulunensis</i> |
| | Средний | | | | | | | |
| Нижний | Верхний | <i>M. lucifer</i> | <i>Mytiloceras clinatus</i> <i>S. strigata</i> <i>M. lucifer</i> | не рассматривается | <i>Retroceramus porrectus</i> | <i>Retroceramus clinatus</i> | <i>Retroceramus porrectus</i> | <i>Retroceramus porrectus</i> |
| | Средний | | | | | | | |
| Верхи аалена | Верхний | <i>Mytiloceras jurensis</i> | <i>Mytiloceras jurensis</i> | не рассматривается | <i>Retroceramus jurensis</i> | <i>Retroceramus jurensis</i> | <i>Retroceramus jurensis</i> | <i>Retroceramus jurensis</i> |
| | Средний | | | | | | | |

Рис. 1. Развитие представлений о расчленении байоса–бата севера Сибири по двустворчатым моллюскам

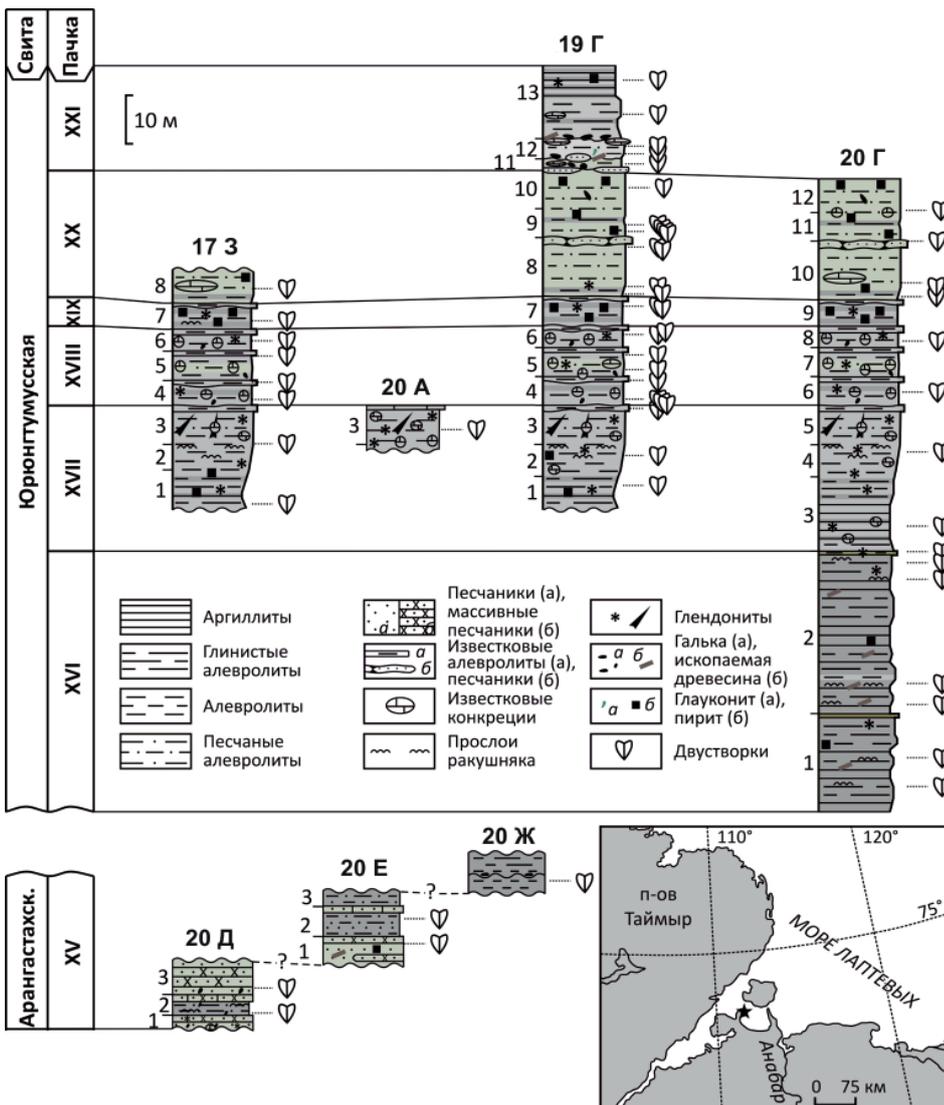


Рис. 2. Корреляция и местонахождение (звездочка на карте) изученных разрезов байоса и бата п-ова Юрюнг-Тумус (по [7] с изменениями) с уровнями сбора коллекций двустворок



Материалом для исследования послужили коллекции ретроцерамид (свыше 150 экз.), собранные в 1984 г. С. В. Мелединой, Б. Н. Шурыгиным и в 2009 г. О. С. Дзюба, О. С. Урман из разных блоков этого разреза на восточном берегу полуострова (рис. 2). Детальное описание разреза с выделением в нем пачек сводного разреза, сопоставлением отдельных блоков и взаимоувязанных зон по аммонитам, белемнитам и двустворчатым опубликовано С. В. Мелединой и др. [7]. Помимо уточнения возрастной трактовки выделенных стратиграфических подразделений, наиболее существенные изменения в последующем были связаны с ревизией аммонитовой шкалы, разработкой шкал по фораминиферам и остракодам, что обобщено в работе Б. Л. Никитен-

ко с соавторами [11], а также с упомянутой ревизией представлений о белемнитах [16, 18].

Байос-батская часть разреза представлена пачками XV–XXI арангастахской и юронтгумусской свит. Байосская часть арангастахской свиты вскрывается в изученном разрезе в неполном объеме, так как в нем отсутствуют верхи b-зоны *Retroceramus jugensis* (пачка XV, обн. 20: блоки «Д», «Е», низы блока «Ж»). Юронтгумусская свита (самая верхняя часть пачки XV и пачек XVI–XXI) представлена в блоках обнажений 17, 19, 20 (см. рис. 2), хорошо сопоставляемых между собой [7]. Значительная часть нижнебайосской толщи этой свиты (верхи b-зоны *R. lucifer* и низы b-зоны *R. clinatus*) в блоках обнажений не представлены [13]. Именно в этих обнаже-

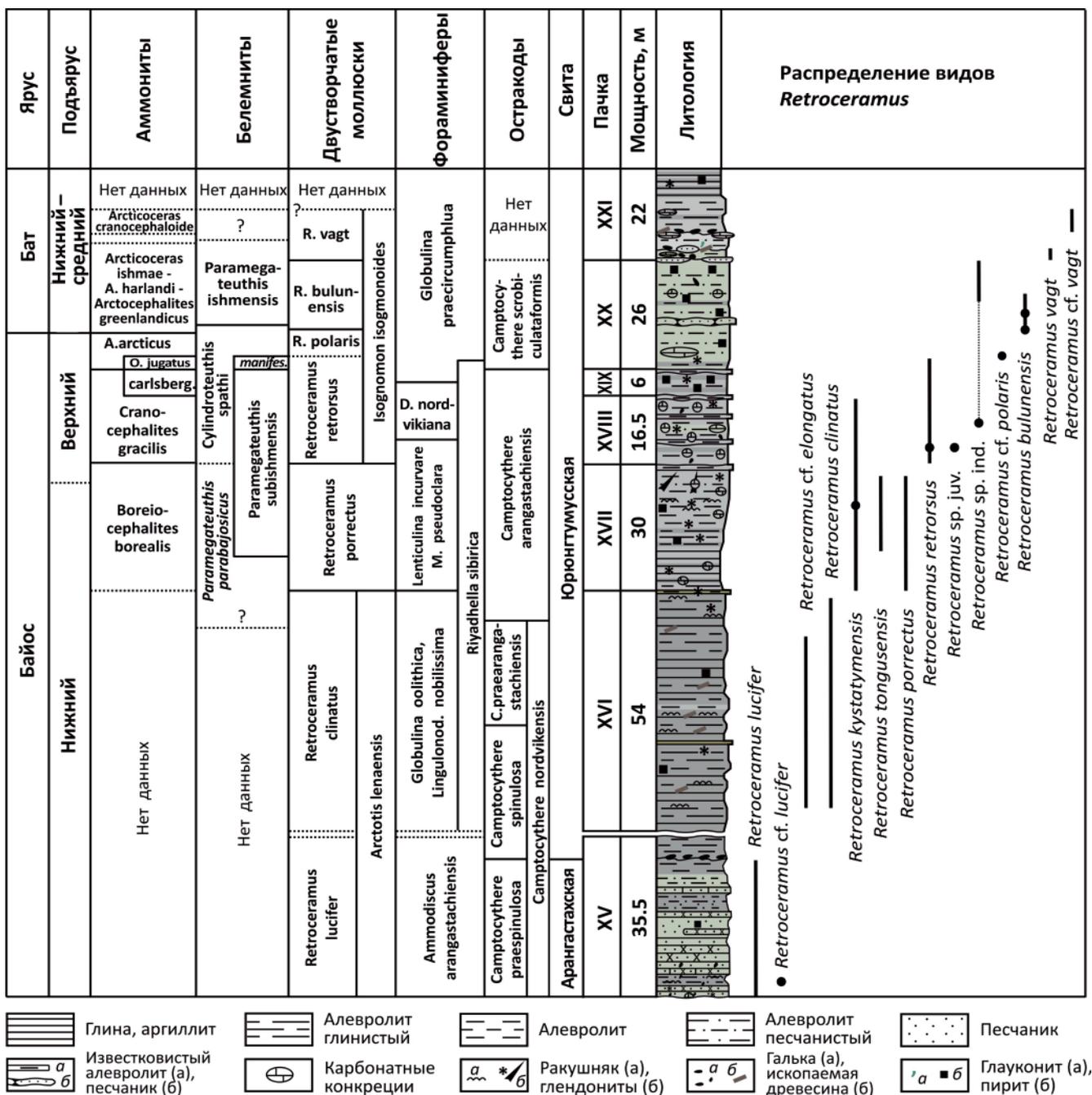


Рис. 3. Распределение ретроцерамов в разрезе байоса–бата п-ова Юронтгумус; биостратиграфическое расчленение разреза по [11, 18], с изменениями

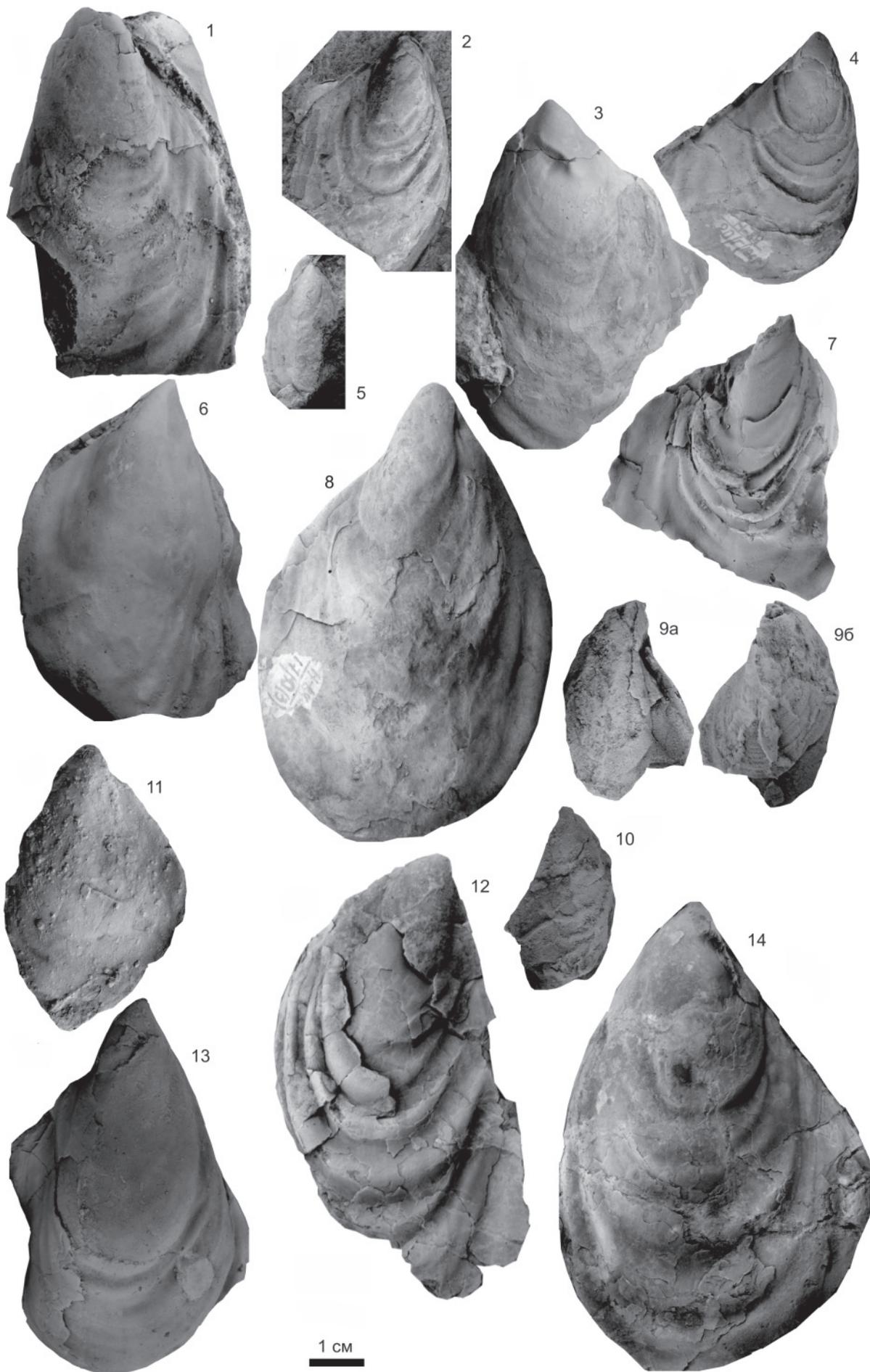


Таблица I

Все изображения в нат. вел. На табл. I и II все экземпляры происходят из байоса – бата п-ова Юрюнг-Тумус, хранятся в монографическом отделе ЦКП «Коллекция ГЕОХРОН» ИНГГ СО РАН, коллекция № 2113.

Фиг. 1, 13. *Retroceramus lucifer* (Eichwald, 1871): 1 – экз. 2113/1, левая створка; 13 – экз. 2113/2, правая створка; обн. 20 Д, кровля сл. 2, средняя часть пачки XV (сборы 1984 г.)

Фиг. 2, 5–6, 8. *Retroceramus retrorsus* (Keyserling, 1848): 2 – экз. 2113/3, правая створка, обн. 20 Г, сл. 6, низы пачки XVIII; 5 – экз. 2113/4, правая створка, обн. 17 Д, сл. 4, низы пачки XVIII; 6 – экз. 2113/5, правая створка, обн. 17 З, сл. 5, средняя часть пачки XVIII; 8 – экз. 2113/6, правая створка, обн. 17 Д, сл. 3, средняя часть пачки XVIII (сборы 1984 г.)

Фиг. 3, 4, 7. *Retroceramus bulunensis* Koschelkina, 1961: 3 – экз. 2113/7, левая створка, 4 – экз. 2113/8, правая створка; обн. 20 Г, середина сл. 10, нижняя часть пачки XX; 7 – экз. 2113/9, правая створка, обн. 19, середина сл. 10, верхи пачки XX (сборы 1984 г.)

Фиг. 9, 10. *Retroceramus* cf. *kystatymensis* Koschelkina, 1960: 9 – экз. 2113/10: вид со стороны створки: а – левой, б – правой; 10 – экз. 2113/11, правая створка; обн. 17 З, сл. 2–3, верхняя часть пачки XVII (сборы 2009 г.)

Фиг. 11. *Retroceramus* cf. *polaris* Koschelkina, 1962: экз. 2113/12, левая створка, обн. 20 Г, сл. 10, 2,0 м выше подошвы слоя, подошва пачки XX (сборы 2009 г.)

Фиг. 12. *Retroceramus porrectus* (Eichwald, 1871): экз. 2113/13, левая створка, обн. 17 Д, сл. 1, верхняя часть пачки XVII (сборы 1984 г.)

Фиг. 14. *Retroceramus tongusensis* (Lahusen, 1886): экз. 2113/14, левая створка, обн. 20 Г, кровля сл. 5, верхи пачки XVII (сборы 1984 г.)

ниях ранее была определена последовательность b-зон по представителям семейства *Retroceramidae*, которая начиналась с b-зоны *R. lucifer* и венчалась b-зоной *R. vagt* [7, 13].

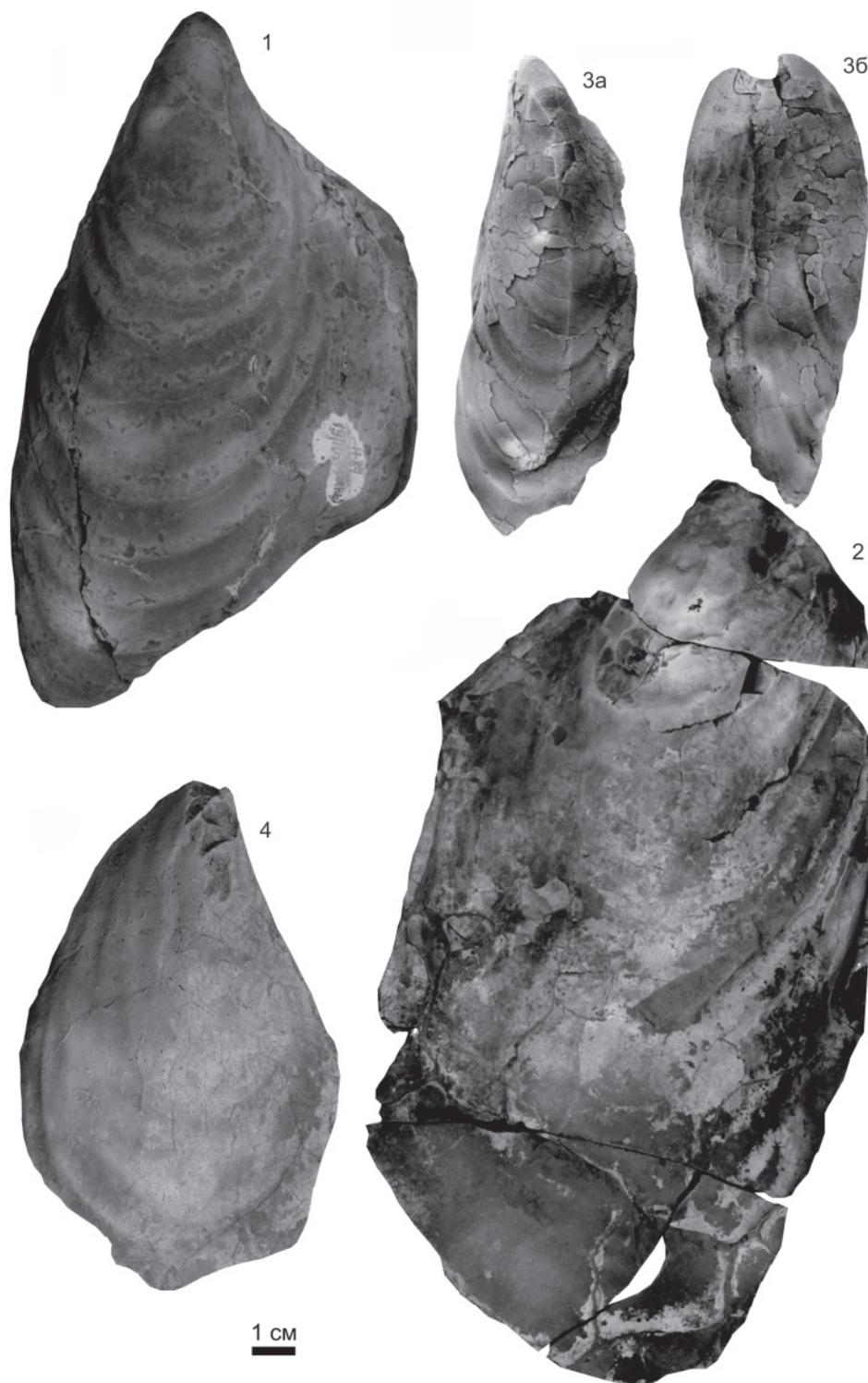
Результаты исследований

Анализ стратиграфического положения видов рода *Retroceramus* в разрезе Юрюнг-Тумус с учетом новых находок представителей ретроцерамид и пересмотра сопоставления байос-батского интервала бореального стандарта с подразделениями первичного (международного) северо-западноевропейского зонального стандарта показал, что биостратоны по ретроцерамам, выделенные в этом разрезе ранее и привязанные к находкам головоногих, должны быть существенно удревнены (см. рис. 1). Относительно стабильное положение остается только у реперной для бореальных разрезов b-зоны *R. lucifer*, соответствие которой хронозоне *Propinquans* не вызывает споров среди специалистов (см. обобщение в [17, с. 915]) и доказано для типового местонахождения вида-индекса *R. lucifer* [14]. В изученном разрезе вид-индекс обнаружен в пачке XV (табл. I, фиг. 1, 13; табл. II, фиг. 3), в которой остатки головоногих не найдены (рис. 3). Это единственный из байос-батских видов ретроцерамов, прежде изображенный в литературе с п-ова Юрюнг-Тумус [10, табл. XXXII, фиг. 3].

Судя по отсутствию в разрезе Юрюнг-Тумус слоев с *Solemya strigata*, b-зона *R. clinatus* здесь представлена не в полном объеме (пачка XVI) (см. рис. 3). Остатки головоногих практически отсутствуют и в этой пачке. Еще до недавнего времени b-зона *R. clinatus* традиционно венчала нижний байос на севере Сибири наряду со слоями с *Chondroceras marshalli*, которые были помещены в зональную аммонитовую шкалу байоса Сибири, будучи установленными только на северо-востоке России. В связи с удревнением вышележащих от-

ложений ныне кровля рассматриваемой b-зоны располагается ниже кровли нижнего байоса.

Залегающая выше пачка XVII содержит комплекс ретроцерамов с *R. porrectus* (см. рис. 3, табл. I, фиг. 12) и *R. tongusensis* (см. рис. 3, табл. I, фиг. 14), характерный для b-зоны *R. porrectus* бореального стандарта. Слои с *R. tongusensis*, ранее выделенные в разрезах на востоке Сибирской платформы (Келимьяр-Оленекский район и Приверхоянье), рассматривались как аналог b-зоны *R. porrectus* бореального стандарта [3, 13], соответствующей аммонитовой зоне *Boreiocephalites borealis*. Слои, содержащие *R. porrectus*, недавно детально описаны из типового для вида местонахождения (Fitz Creek Siltstone, Fossil Point, Tuxedni Bay, южная Аляска) [14]. Они установлены в пределах подзоны *Zemistephanus richardsoni* региональной аммонитовой зоны *Stephanoceras kirschneri* (нижняя часть хронозоны *Humphriesianum*, по [19] и др.). Среди изображенных под названием *R. porrectus* двустворок местонахождения Fossil Point встречаются экземпляры, которые, судя по морфологии раковин, отличаются от типичных представителей этого вида и могут быть отнесены к виду *R. tongusensis* [14, с. E-91, E-95]. В разрезе средней юры в районе Боулдер-Крик гор Талкитна (южная Аляска) *R. tongusensis* встречены в слоях, отвечающих верхней части b-зоны *R. porrectus*, в которых найдены аммониты рода *Megasphaeroceras*, а немного выше – первые “*Cranocephalites*” *costidensus* [8]. Именно представителей позднебайосского (как принято считать) рода *Megasphaeroceras* С. В. Мелледина [5] ранее считала наиболее близкими к роду *Boreiocephalites*, а позднее [6] отнесла зону *Boreiocephalites borealis* к нижнему байосу, что подтверждено данными по белемнитам, учитывая первое появление в этой зоне на п-ове Юрюнг-Тумус вида *Paramegateuthis subishmensis*, известного в хронозоне *Humphriesianum* Болгарии [18], а также

**Таблица II**

Все изображения в 0,8 нат. вел.

Фиг. 1. *Retroceramus bulunensis* Koschelkina, 1961: экз. 2113/15, левая створка, обн. 19, сл. 10, верхи пачки XX (сборы 1984 г.)

Фиг. 2. *Retroceramus vagt* Koschelkina, 1962: экз. 2113/16, правая створка, обн. 19 Г, кровля сл. 10, граница пачек XX–XXI (сборы 1984 г.)

Фиг. 3. *Retroceramus lucifer* (Eichwald, 1871): экз. 2113/17: вид со стороны: а – левой створки, б – переднего края; обн. 20 Д, подошва сл. 2, нижняя часть пачки XV (сборы 2009 г.)

Фиг. 4. *Retroceramus kystatymensis* Koschelkina, 1960: экз. 2113/18, левая створка, обн. 19 Г, кровля сл. 4, из конкреций, пачка XVIII (сборы 2009 г.)

недавно полученные нами данными хеостратиграфического анализа по белемнитам из средней части пачки XVII (неопубл.). Однако стратиграфическое положение верхов b-зоны *R. porrectus* и, соответственно, верхов зоны *Boreiocephalites borealis* по-прежнему дискуссионно, и пока, по всей видимости, этот интервал следует относить к низам верхнего байоса (см. рис. 1, 3).

Переизучение коллекций ретроцерамов, собранных в 1984 г. на п-ове Юрюнг-Тумус [7], и исследование дополнительных коллекций макрофауны, собранных в том же разрезе авторами статьи в 2009 г., позволили критически пересмотреть расчленение и стратиграфическое положение интервала b-зон *R. retrorsus*–*R. vagt* в пачках XVIII–XXI.

В пачках XVIII, XIX и низах пачки XX часто встречаются представители вида-индекса b-зоны бореального стандарта *R. retrorsus* (см. рис. 3, табл. I, фиг. 2, 5, 6, 8), сопоставляемой с аммонитовой зоной *Cranoccephalites gracilis* и низами зоны *Arctoccephalites arcticus*. До сих пор нет ясности с корреляцией зоны *C. gracilis* с международным стандартом: ее помещают то в верхнюю часть верхнего байоса [3, 11 и др.], то в верхнюю часть нижнего байоса [6, 9, 18]. Если судить по данным хеостратиграфических исследований, проведенных нами на типовых разрезах «бореального байоса–бата» (неопубл.), то, вероятнее, зону *C. gracilis* в бореальных разрезах следует рассматривать в качестве биостратиграфического подразделения верхнего байоса (см. рис. 3).

Аналоги вышележащих b-зон бореального стандарта *R. polaris* и *R. bulunensis* в разрезе Юрюнг-Тумус ранее не фиксировались, и над b-зоной *R. retrorsus* здесь выделялась b-зона *R. vagt* [7]. При исследованиях разреза в 2009 г. в 2 м выше подошвы пачки XX были обнаружены раковины, весьма сходные с видом *R. polaris*. Сохранность раковин неудовлетворительна для придания им названия в бинарной номенклатуре, поэтому они были определены как *R. cf. polaris* (см. табл. I, фиг. 11). Выше в этой же пачке обнаружены *R. bulunensis* (см. рис. 3, табл. I, фиг. 3, 4, 7, табл. II, фиг. 1). Следовательно, можно полагать, что и в этом разрезе присутствует последовательность b-зон *R. polaris*–*R. bulunensis*, соответствующая в бореальном стандарте интервалу от верхней части аммонитовой зоны *Arctoccephalites arcticus* до нижней части аммонитовой зоны *Arcticoceras ishmae*, нижнебатское положение которой можно считать доказанным [4, 15]. Соотношение b-зон *R. polaris* и *R. bulunensis* с аммонитовыми зонами бореального стандарта достоверно установлено на чекуровском разрезе байос-батских отложений (низовье р. Лена) [12]. Аналогичным оно представляется и на п-ове Юрюнг-Тумус (см. рис. 3).

Кроме того, установлено, что несомненные *R. vagt* (вид-индекс самой верхней ретроцерамовой

b-зоны бореального стандарта) появляются в разрезе с основания пачки XXI (см. рис. 3, табл. II, фиг. 2). Находка ретроцеерама в верхней части пачки XX, ранее отнесенного к *R. cf. vagt* [7], переопределена как *Retroceramus* sp. ind. Если учитывать находку в верхней части b-зоны *R. vagt* аммонита (?) *Arcticoceras* sp. juv. (cf. *A. cranoccephaloide*), весьма сходного со среднебатскими аммонитами [18, табл. I, фиг. 6–8], то можно полагать, что верхняя часть b-зоны *R. vagt* в этом разрезе уже среднебатская.

Выводы

Результаты проведенных исследований позволяют прийти к двум основным выводам:

1) биостратоны по ретроцеерамам, выделенные ранее в разрезе Юрюнг-Тумус, должны быть существенно удревнены;

2) в изученном разрезе присутствует полная последовательность ретроцеерамовых зон бореального (сибирского) стандарта байоса–бата, за исключением b-зоны *Retroceramus jurensis*.

Вместе с тем следует иметь в виду, что b-зоны *R. lucifer* и *R. clinatus* представлены здесь не в полном объеме.

Таким образом, в современном понимании к нижнебайосским отложениям в изученном разрезе относятся b-зоны *R. lucifer*, *R. clinatus* и большая часть b-зоны *R. porrectus*. Верхи b-зоны *R. porrectus*, b-зона *R. retrorsus* и большая часть b-зоны *R. polaris* принимаются нами как верхнебайосские отложения. Самые верхи b-зоны *R. polaris*, а также b-зона *R. bulunensis* являются батскими, как и вышележащая b-зона *R. vagt*. Наиболее вероятен среднебатский возраст самых верхних слоев с ретроцеерамами в изученном разрезе. Учитывая широкое географическое распространение видов-индексов зон по ретроцеерамам, находки которых известны в байосе–бате северной части Евразии и северной части Северной Америки, полученные в настоящей работе результаты важны для корректного проведения межрегиональных корреляций среднеюрских отложений.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-17-00228 (<https://rscf.ru/project/22-17-00228>). Предварительные результаты (данные первичного анализа местонахождения и находок ретроцеерамовой фауны) получены при поддержке РФФИ (проект № 19-05-00130) и Минобрнауки России (проект № FWZZ-2022-0004).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Бореальный** зональный стандарт и биостратиграфия мезозоя Сибири / В. А. Захаров, Ю. И. Богомолов, В. И. Ильина и др. // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38, № 5. – С. 927–956.
2. **Емельянец Т. М.** Геологические исследования в районе Нордвика и острова Бегичева в 1933 году // Геологические исследования Нордвик-Хатангского района и Таймырского полуострова



по работам 1933–1936 годов: сб. статей. – Л.: Изд-во Главсевморпути, 1939. – С. 5–40.

3. **Комплексные** зональные шкалы юры Сибири и их значение для циркумарктических корреляций / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, С. В. Меледина и др. // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 8. – С. 1051–1074.

4. **Магнито-** и углеродно-изотопная стратиграфия нижнего – среднего бата разреза Сокурский тракт (Центральная Россия): значение для глобальной корреляции / О. С. Дзюба, А. Ю. Гужиков, А. Г. Маникин и др. // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 2. – С. 250–272.

5. **Меледина С. В.** Аммониты и зональная стратиграфия байоса – бата Сибири. – Новосибирск: Наука, 1973. – 152 с.

6. **Меледина С. В.** О корреляции зон байоса и бата Сибири в свете новых палеонтологических данных // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2014. – Т. 22, № 6. – С. 45–56.

7. **Меледина С. В., Нальняева Т. И., Шурыгин Б. Н.** Юра Енисей-Хатангского прогиба. Нордвикская зона, типовой разрез. – Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1987. – 128 с.

8. **Моллюски** средней юры проблематичного местонахождения фоссилий в районе Боулдер-Крик гор Талкитна (южная Аляска) / Б. Н. Шурыгин, О. С. Дзюба, С. Д. Шраер, Д. Дж. Шраер // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: матер. VIII Всерос. совещ. с междунар. участием. Онлайн-конференция, 7–10 сентября 2020 г. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2020. – С. 251–254.

9. **Проблемы** и перспективы бореально-тетической корреляции морских среднеюрских отложений Сибири / О. С. Дзюба, Б. Н. Шурыгин, В. В. Митта и др. // Интерэкспо ГЕО-Сибирь: XV Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: сб. матер. в 9 т. (Новосибирск, 24–26 апреля 2019 г.). Т. 2, № 1. – Новосибирск: СГУГиТ, 2019. – С. 49–57.

10. **Стратиграфия** юрской системы севера СССР / отв. ред. В. Н. Сакс. – М.: Наука, 1976. – 436 с.

11. **Стратиграфия** юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт / Б. Л. Никитенко, Б. Н. Шурыгин, В. Г. Князев и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1047–1082.

12. **Чекуровская** свита (бат – келловей) в стратотипе / С. В. Меледина, Б. Н. Шурыгин, О. Н. Злобина и др. // Детальная стратиграфия и палеонтология юры и мела Сибири. – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 78–106.

13. **Шурыгин Б. Н.** Зональная шкала нижней и средней юры Севера Сибири по двустворкам. – Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 1986. – 33 с.

14. **An inventory** of Middle Jurassic fossils and their stratigraphic setting at Fossil Point, Tuxedni Bay, Lake Clark National Park & Preserve, Alaska / R. B. Blodgett, C. P. Hults, L. Stromquist, et al. // Natural Resource Report, NPS/LACL/NRR–2015/932. – Fort Collins, Colorado: National Park Service, 2015. – 26 p., apps A–E.

15. **Biostratigraphy** and sedimentary settings of the Upper Bajocian–Lower Bathonian of the vicinity of Saratov (Central Russia) / V. Mitta, V. Kostyleva, O. Dzyuba, et al. // N. Jb. Geol. Paläont. Abh. – 2014. – Vol. 271, no. 1. – P. 95–121.

16. **Dzyuba O. S., de Lagausie B.** New belemnites (Megateuthidae, Cylirotheuthidae) from the Bajocian and Bathonian of the Yuryung-Tumus Peninsula, northern Siberia, Russia and their palaeobiogeographic implications // Paläont. Z. – 2018. – Vol. 92. – P. 87–105.

17. **Early** Bajocian belemnites of Southcentral Alaska: new data and new perspectives on mid-Middle Jurassic Megateuthidae and Belemnopseidae biogeography / O. S. Dzyuba, C. D. Schraer, C. P. Hults, et al. // J. Syst. Palaeontol. – 2019. – Vol. 17, no. 11. – P. 911–935.

18. **Lagausie B. de, Dzyuba O. S.** Biostratigraphy of the Bajocian–Bathonian boundary interval in northern Siberia: new data on belemnites from the Yuryung-Tumus peninsula // Bull. Soc. géol. France. – 2017. – Vol. 188, no. 1–2. – P. –9.

19. **Western** Canada and United States / T. P. Poulton, R. L. Detterman, R. L. Hall, et al.; G. E. G. Westermann, ed. // The Jurassic of the Circum-Pacific. – Cambridge: Cambridge University Press, 1992. – P. 29–92.

© О. С. Урман, Б. Н. Шурыгин, О. С. Дзюба, 2022



РЕКОНСТРУКЦИИ ПАЛЕООБСТАНОВОК В РАЗРЕЗЕ НА Р. АНАБАР (БАТ–БОРЕАЛЬНЫЙ БЕРРИАС, СЕВЕР СИБИРИ) ПО ЛИТОЛОГИИ, ФОРАМИНИФЕРАМ И ПАЛИНОМОРФАМ

Е. Б. Пещевицкая¹, Б. Л. Никитенко^{1,2}, А. Ю. Попов^{1,2}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; ²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Представлены результаты комплексных палеофациальных исследований в разрезе бата – бореального берриаса на правом берегу р. Анабар (север Сибири), основанные на анализе литологических, литогеохимических и палеонтологических (фораминиферы, морские и наземные палиноморфы) данных. Детальное биостратиграфическое расчленение разреза позволило проследить в Анабарском районе динамику развития морского палеобассейна и особенности палеообстановок на прилегающих областях суши для узких временных интервалов.

Ключевые слова: бат – бореальный берриас, север Сибири, палеофации, литология, фораминиферы, палиноморфы.

RECONSTRUCTIONS OF PALEOENVIRONMENTS IN THE SECTION ON THE ANABAR RIVER (THE BATHONIAN–THE BOREAL BERRIASIAN, NORTH OF SIBERIA) BY LITHOLOGY, FORAMINIFERA AND PALYNOFORMS

E. B. Pestchevitskaya¹, B. L. Nikitenko^{1,2}, A. Yu. Popov^{1,2}

¹A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS; ²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

The article presents the results of comprehensive paleofacial studies in the Bathonian–Boreal Berriasian section on the right bank of the Anabar River (north of Siberia), based on the analysis of lithological, lithogeochemical and paleontological (foraminifera, marine and terrestrial palynomorphs) data. The detailed biostratigraphic subdivision of the section made it possible to trace dynamics of the marine paleobasin in the Anabar Region and paleoenvironmental features on adjacent land areas for narrow time intervals.

Keywords: Bathonian–Boreal Berriasian, north of Siberia, paleofacies, lithology, foraminifera, palynomorphs.

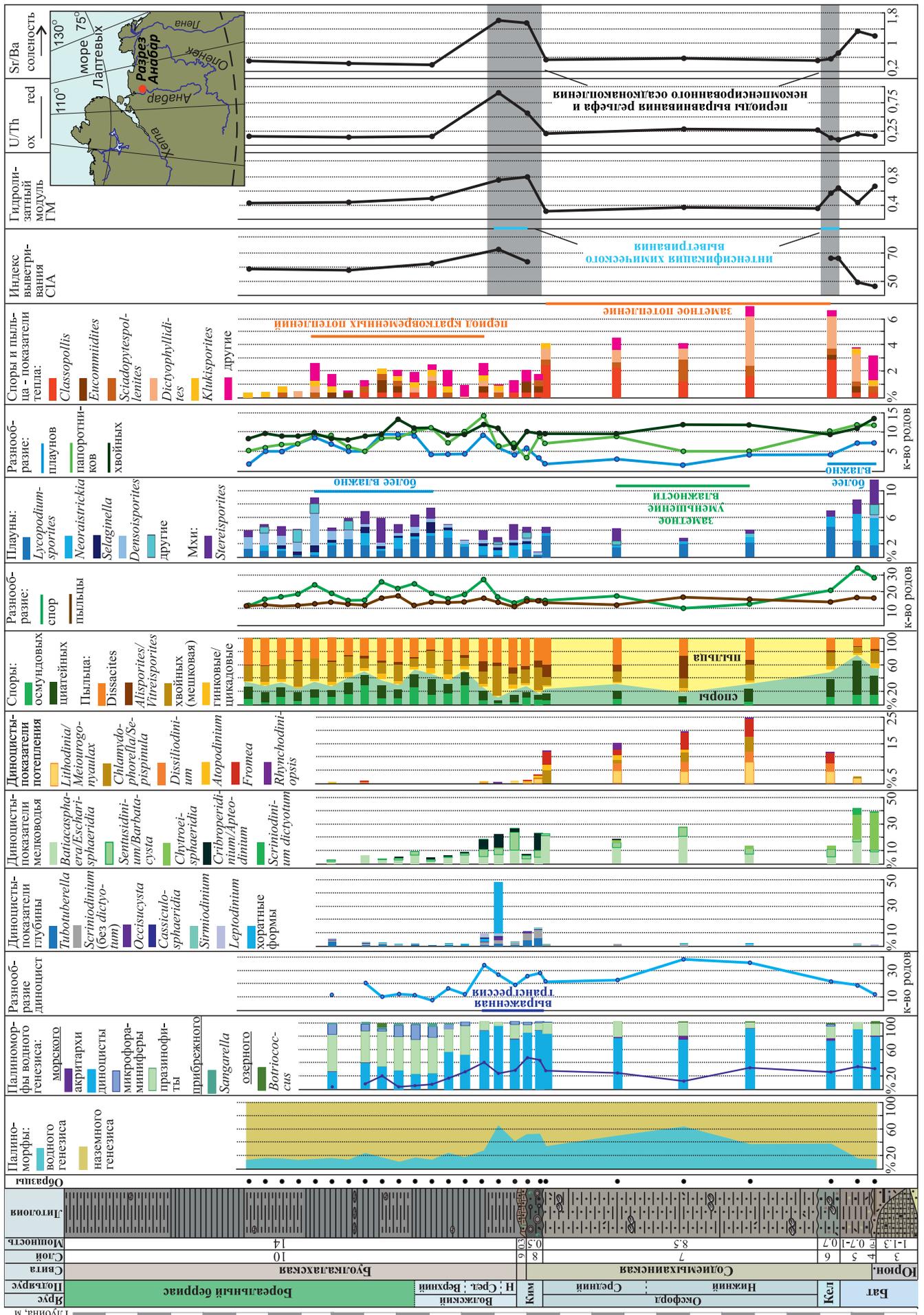
DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-29-35

Разрезы, сформировавшиеся в условия мелководья, представляют интерес для реконструкции последовательной смены палеообстановок во времени, поскольку отличаются динамичным чередованием осадков разнообразного генезиса – от прибрежных до мелководных, удаленных от палеоберега. Примером такого разреза является разрез батско-берриасских толщ, обнажающийся на правом берегу р. Анабар в междуречье Средней и Содиемыхи (см. рисунок). В последние годы было предпринято комплексное изучение этого разреза с использованием разнообразных методов литологического и литогеохимического анализа, а также нескольких групп биофоссилий [10], что позволило уточнить лито- и биостратиграфическое расчленение разреза и обосновать его стратиграфическую полноту. Все это создает надежную основу для палеофациальных реконструкций, которые проведены авторами на основе анализа структурно-текстурных особенностей пород, их литогеохимических показателей и биофациального изучения сообществ фораминифер, а также ассоциаций микрофитопланктона и наземных палиноморф.

Микрофауна

Распределение микрофауны в ассоциациях бата–бореального берриаса крайне неравномер-

но как в количественном отношении, так и в таксономическом разнообразии, что связано с частой сменой обстановок. В конце бата формировались пляжевые и прибрежно-морские пески юронтгумусской свиты с редкими грубозернистыми *Ammodiscus*, *Saccamina* и единичными *Recurvoides* и *Trochammina* обычно плохой сохранности. Подобные ассоциации характерны для крайне мелководной, опресненной зоны палеобассейна. С началом крупной позднебатской и раннекелловейской трансгрессии (основание содиемыхинской свиты) таксономическое разнообразие микрофауны несколько возрастает. В состав ассоциаций фораминифер с преобладанием *Trochammina* и *Recurvoides* входят таксоны, толерантные к изменениям широкого спектра абиотических параметров и встречающиеся обычно в мелководных обстановках. По мере развития трансгрессии в келловее ассоциации фораминифер сменяются немногочисленными, но таксономически разнообразными известковистыми формами *Conorboides*, *Geinitzinita*, *Lenticulina*, *Astacolus*, *Lagena*, обитавшими в обстановках с нормальной соленостью. Эпизодически отмечаются ассоциации с доминированием агглютинирующих форм *Glomospirella*, *Ammodiscus*, *Trochammina*, *Hyperammina*, *Reophax*. Совместно с ассоциациями фораминифер встречены стенога- линные остатки макрофауны.





Разрез бата – бореального берриаса на р. Анабар, схема его расположения, палинологические и литогеохимические показатели палеофацций

1 – глина; 2 – алевроит глинистый; 3 – алевроит; 4 – алевроит песчаный; 5 – алевролит песчаный и песчаник алевролитисто-известковистый; 6 – известковистые и сидеритовые конкреции (а), брекчированные внедрения (б), двустворки (в); 7 – глауконит (а), пирит (б), прослои и линзы угля (в), фосфоритовые конкреции и стяжения (г)

В оксфорде сообщества фораминифер отличаются значительными изменениями в количественных показателях и таксономическом разнообразии. Преобладают реофильные формы (*Glomospirella*, *Glomospira*, *Ammodiscus*), переносящие опреснение. Вместе с тем в ряде прослоев выявлены стеногалинные и теплолюбивые *Eomarsonella*, *Epistomina*. Оксфордская толща также характеризуется линзовидным распределением стеногалинных моллюсков.

В конце оксфорда и в кимеридже на фоне развития общебореальной трансгрессии в разрезе выявлены таксономически разнообразные ассоциации фораминифер, предпочитающих нормально соленые и теплые воды (*Recurvoides*, *Trochammina*, *Haplophragmoides*, *Pseudolamarckina*, *Ammodiscus*, *Evolutinella*, *Epistomina*). В базальной толще буолкалахской свиты также характерны обильные находки белемнитов, остатков рыб. По мере развития трансгрессии в ранне- и средневожское время таксономическое разнообразие фораминифер последовательно нарастает, преобладают формы, обитавшие на мелководье, удаленном от берега, с нормально солеными водами. В толще типичны находки остатков аммонитов, белемнитов и рыб.

В конце вожского времени и начале бореального берриаса в ассоциациях фораминифер преобладает один таксон (*Evolutinella*), что свидетельствует о неблагоприятных обстановках. В середине и конце бореального берриаса стабильно встречаются известковистые фораминиферы *Lenticulina*, *Marginulina*, но количественно доминируют агглютинирующие формы: *Evolutinella*, *Ammodiscus*, *Cribrostomoides*, *Recurvoides*, *Ammobaculites*, *Gaudryina*, *Hyperammina*, *Trochammina*, *Kutsevela*, *Saccammina*. Подобные ассоциации типичны для фораминиферной зоны *Gaudryina gerkei*. Высокое таксономическое разнообразие свидетельствует, что эта мелководно-морская часть бассейна имела стабильную нормально-морскую соленость.

Палинология

Ассоциации спор и пыльцы наземных растений (СПА) в изученном разрезе отличаются обилием и большим таксономическим богатством [10]. Практически во всех образцах доминирует пыльца голосеменных (см. рисунок). Резко преобладает мешковая пыльца, которую в основном продуцировали древние хвойные, видимо, составлявшие основное ядро древесных сообществ. Незначительное содержание пыльцы хейролепидиевых, таксодиевых и сциадопитисовых отражает особенности древесной флоры Сибирско-Канадской палеобиогеогра-

фической области с влажным и теплоумеренным климатом [1, 6 и др.]. Характерной особенностью сибирских палинофлор является также обилие спорциатейных/диптерисовых и осмундовых папоротников. На основе увеличения количества теплолюбивых компонентов в СПА реконструируется незначительное потепление в келловее и оксфорде (см. рисунок). Небольшие количественные пики указанных компонентов наблюдаются также в конце вожского века и начале бореального берриаса. Это согласуется с анализом латерального распространения спор и пыльцы в Северной Евразии: в поздневожское время небольшие квазисинхронные климатические максимумы и минимумы прослеживаются в Сибири, европейской части России, на севере Урала и Западной Европы [6]. Данный анализ также показал, что климатическое похолодание началось с середины вожского века, хотя оно и не было устойчивым и происходило скачкообразно, периодически сменяясь кратковременными потеплениями. Однако в разрезе на р. Анабар минимумы наблюдаются в кимеридже и первой половине вожского века. Это требует дополнительного объяснения, которое будет приведено далее при обсуждении комплексных результатов исследования.

Увеличение доли влаголюбивых компонентов СПА в бата – келловее и конце вожского века – начале бореального берриаса указывает на более влажный климат в эти периоды (см. рисунок). Это подтверждается повышенным содержанием спор плаунов и мхов, наиболее требовательных к влаге среди споровых растений. В эти периоды, видимо, была более развита речная и озерная сеть, что косвенно подтверждается увеличением роли осмундовых, которые здесь иногда преобладают среди папоротников. В ассоциациях микрофитопланктона постоянно присутствуют пресноводные зеленые водоросли речного/дельтового (*Ovoidites*, *Schizosporis*) и озерного (*Botriococcus*) генезиса.

Микрофитопланктон в разрезе на р. Анабар представлен диноцистами, прازیнофитами, акри-тархами и зелеными водорослями [10]. С бата до середины вожского века доминируют диноцисты, выше – прازیнофиты. Постоянное присутствие диноцист, которые часто достигают значительного количества и разнообразия, свидетельствует о нормально-морских условиях (см. рисунок). Это гони-аулакоидные диноцисты семейств *Cladopyxiaceae*, *Pareodiniaceae*, *Gonyaulacaceae*, *Areoligeraceae*. В конце вожского века и бореальном берриасе обильны прازیнофиты *Leiosphaeridia* (до 65 %). Среди диноцист по всему разрезу доминируют проксиматные формы (без радиальных выростов) пло-

хой сохранности, что характерно для бореальных областей и свидетельствует об относительно прохладных палеообстановках [2, 16 и др.]. Отдельно стоит отметить группы *Escharisphaeridia*–*Batiacasperia* и *Sentusidinium*–*Barbatocysta*. Они наиболее многочисленны и разнообразны практически по всему разрезу, что типично для нестабильных экологических обстановок и/или мелководья [16 и др.]. Незначительные глубины палеобассейна также подтверждаются обилием наземных палиноморф (см. рисунок). Их соотношение с морскими формами показывает, что наиболее мелководные обстановки существовали в бате и конце волжского века–бореальном берриасе. Здесь также значительно сокращается разнообразие диноцист. Отметим, однако, что в бате доминируют диноцисты с многочисленными *Chytroeisphaeridia* (18–28 %), а в волжско-берриасском интервале – празиофиты *Leiosphaeridia*. Принимая во внимание имеющиеся данные [17 и др.], можно полагать, что последнее, вероятно, связано с похолоданием и/или с опреснением. Небольшие глубины подтверждаются возрастанием роли *Cribroperidinium* и *Apteodinium* во время наиболее выраженного трансгрессивного тренда в кимеридже и первой половине волжского века. Эти роды считаются показателями неглубоких областей неритовой зоны и иногда нестабильных условий [16, 17 и др.]. Во время трансгрессии также увеличивается количество хоратных форм (с длинными радиальными выростами) и каватных диноцист подсемейства *Leptodiniidae* (*Scriniodinium*, *Sirmiodinium*) и *Gonyaulacoideae* (*Tubotubercella*), что на севере Сибири отмечается как признак, свойственный относительно глубоководным условиям. Это зафиксировано в кимеридже и первой половине волжского века в разрезах Нордвик и Оленек [2, 16]. Однако там акме этих форм более яркое, что согласуется с более глубоководными обстановками, которые восстанавливаются как по палинологическим данным, так и по фораминиферам. Во время потепления в келловее и оксфорде в ассоциациях диноцист наблюдается небольшое увеличение количества определенных родов (см. рисунок). Вероятно, их можно рассматривать на севере Сибири как показатели более тепловодных условий.

Литология и литогеохимия

Анализ вещественно-текстурных характеристик содиемыхаинской и буолкалахской свит позволил восстановить обстановки формирования отдельных слоев и пачек [7, 10]. Основание содиемыхаинской свиты (верхи бата) маркируют гравийные линзы и скопления небольшой гальки, выше залегают алевроиты послойно глинистые с обильным растительным детритом. Особенности состава, структуры и текстур осадка позволяют предположить, что они формировались в морских обстановках, близких к базису действия нормальных волн с активным поступлением кластического материала. Келловей представлен

плохо сортированными алевроито-песчаными глинистыми породами с гравийной и мелкогалечной примесью, бобовинами шамозита, растительным детритом. Такого типа осадки часто маркируют начало трансгрессивных событий. Они формируются в мелководных обстановках с активным действием волн при крайне низком поступлении кластического материала с последующим увеличением глубин и некомпенсированным осадконакоплением.

Алевроито-песчаные послойно глинистые осадки оксфорда со слабой косою слоистостью содержат примесь мелкой гальки, растительного детрита и нарушены горизонтальными следами илоедов. Они формировались в условиях умеренной гидродинамики при активном поступлении кластического материала, что характерно для обстановок выше базиса действия нормальных волн вблизи дельтовой системы. Базальный пласт буолкалахской свиты (кимеридж) сложен глауконитовым алевроитовым песком с карбонатно-фосфатными конкрециями. Выше отмечаются некоторое снижение доли кластического материала, активная биотурбация осадка и интенсивное его замещение дигенетическим кальцитом. Формирование осадка происходило изначально в прибрежной зоне морского палеобассейна с периодами колебания глубин и последующей трансгрессией с длительным крайне некомпенсированным осадконакоплением. Нижне-средневожские аргиллитоподобные глины (тонкоотмученные с биотурбацией и пиритовыми конкрециями) отвечают нормально-морским обстановкам ниже базиса действия штормовых волн и маркируют этап наиболее глубоководных условий седиментации. Выше залегают глинисто-алевроитовые осадки, свойственные переходной зоне между базисами действия штормовых и нормальных волн.

Особенности основных материнских толщ в источниках сноса восстанавливались на основе литохимических и геохимических показателей [8]. Активное химическое выветривание материнских пород при жарком гумидном климате отражается в высоких значениях индекса химического выветривания CIA (>70) [15]. В изученном разрезе минимальные значения CIA (46,4–48,9) характерны для батских осадков (см. рисунок). В отложениях келловей значения CIA резко возрастают (66,5–66,8), что свидетельствует об осадконакоплении в умеренно теплом и влажном климате. В вышележащей алевроито-песчаной пачке CIA не оценивался вследствие некорректности его применения для псаммитовых осадков. Для базального глауконитового пласта буолкалахской свиты (кимеридж) CIA составляет 63,5. Особенности условий его осадконакопления характеризует также сам процесс глауконитообразования, который связывают с относительно теплым климатом при умеренной гумидности [5]. Максимальный CIA (72,9) определен в тонкоотмученных глинах нижне-средневожского подъяруса. В вышележащей части буолкалахской свиты значения по-



степенно снижаются до 62,1 и далее до 57,5–58,3, что может быть связано с похолоданием и/или значительным поступлением обломочных полевых шпатов, снижающих значения индекса [8].

Динамика CIA хорошо коррелируется с изменениями гидролизатного петрохимического модуля ГМ, предложенного Я. Э. Юдовичем и М. П. Кетрис [12]. Относительно высокие показатели ГМ (0,67) матрикса базального конгломерата содиемыхаинской свиты (см. рисунок), вероятно, связаны с присутствием продуктов разрушения измененной подстилающей толщи. Значение ГМ (0,32–0,44) залегающих выше батских глинистых алевроитов и оксфордских алевроито-песчаных осадков позволяет отнести их к сиаллитам нормально-гидролизатного класса, отвечающим умеренному выветриванию материнских толщ. На их фоне выделяется келловейский пласт с ГМ 0,53–0,64, что позволяет отнести породы к гипогидролизатам. Максимальные значения ГМ (0,74–0,83) характерны для базального пласта буолкалахской свиты и перекрывающих его глини и фиксируют период интенсивного химического выветривания. ГМ вышележащих отложений снижается (0,48–0,44), что свидетельствует об общем снижении интенсивности выветривания.

Окислительно-восстановительные условия придонных вод восстанавливаются по соотношению U/Th (бескислородные >1,25; окислительные <0,75) [14]. Окислительные условия характерны для большей части разреза (см. рисунок). Минимальные значения в келловее связаны с формированием основных обломочных компонентов в мелководных прибрежных условиях и незначительным поступлением кластического материала в период трансгрессивного этапа существования пласта. Наименее окислительные придонные условия фиксируются для базальной части буолкалахской свиты (см. рисунок).

Нормальная соленость вод палеобассейна для этого пласта установлена по индексу Sr/Ba, предложенному в ряде работ [13 и др.]. Уменьшение Sr/Ba в келловейских осадках фиксирует существенное опреснение и отражает мелководный близбереговой характер формирования их основной части. Низкие значения Sr/Ba в алевроито-песчаной пачке оксфорда согласуются с вещественно-текстурными характеристиками, показывающими близость дельтовой системы. Повышение Sr/Ba характерно для кимериджа и нижней части волжского яруса (см. рисунок), что отвечает нормально-морским условиям палеобассейна. Отметим, что значения, полученные для кимериджского пласта, большей частью характеризуют условия формирования слагающих его глауконитовых глобул. Снижение Sr/Ba в верхней части разреза может указывать на существенное опреснение морских вод.

Комплексные результаты исследования и выводы

Комплексный анализ микропалеонтологических, палинологических, литологических, геохимических

данных и детальная биостратиграфическая основа позволили проследить в Анабарском районе как динамику развития морского палеобассейна, так и особенности палеообстановок на прилегающих областях суши для узких временных интервалов.

Спорово-пыльцевые данные в целом свидетельствуют о достаточно влажном и умеренно теплом климате, характерном для Сибирско-Канадской палеобиогеографической области. Наиболее прохладные условия восстанавливаются для бата и бореального берриаса, что согласуется с литохимическими показателями.

Микропалеонтологические, палинологические и литологические данные свидетельствуют о мелководных условиях накопления содиемыхаинской и буолкалахской свит в Анабарском районе. Значительное разнообразие и обилие фораминифер и микрофитопланктона наряду с низкими значениями U/Th свидетельствуют о хорошо аэрируемых обстановках как в придонном слое, так и в толще воды. Наименьший окислительный потенциал придонных вод типичен для кимериджского и нижне-средневожского времени (см. рисунок).

Наиболее мелководные обстановки характерны для конца бата, поздневожского времени и начала бореального берриаса, но имеются и отличия. Повышенные значения Sr/Ba и обилие диноцист в бате свидетельствуют о морских условиях с нормальной соленостью. В волжско-берриасском интервале наблюдаются показатели опреснения: низкие значения Sr/Ba, доминирование празиофитов в ассоциациях микрофитопланктона. Вероятно, это связано с увеличением стока пресных вод с континента, что может быть обусловлено как активизацией речной сети в результате общего режима тектонического воздымания в регионе [3, 11 и др.], так и увеличением влажности, которое восстанавливается на основе спорово-пыльцевых данных. Возможно, опреснение захватывало только поверхностные слои, поскольку сообщества фораминифер свойственны нормально-морским условиям.

Келловейский пласт имеет специфические литологические характеристики базального трансгрессивного горизонта. Его основная часть формировалась в мелководных условиях при низком поступлении обломочного материала. В дальнейшем произошло увеличение глубин при сохранившемся некомпенсированном осадконакоплении. Это хорошо согласуется с имеющимися представлениями [4] с учетом современного взгляда на границы келловейского яруса. Усиление химического выветривания (индексы CIA, ГМ) предполагает теплые и влажные условия, что подтверждается спорово-пыльцевыми данными. Невысокие значения Sr/Ba свидетельствуют о существенном поступлении пресных вод с континента. Однако это не привело к широкому развитию празиофитов, как в бореальном берриасе, возможно, из-за тепловодных обстановок, неблагоприятных для указанных микроорганиз-

мов. Тепловодные условия также подтверждаются микропалеонтологическими данными.

Уменьшение химического выветривания в оксфорде, вероятно, связано с сокращением влажности (спорово-пыльцевые данные). Литологические характеристики осадков свидетельствуют об активном поступлении кластического материала с континента. Это согласуется с общей активизацией тектонического режима [3, 11 и др.]. Понижение солености (Sr/Ba) может быть связано с более мелководными условиями, что восстанавливается по сообществам фораминифер.

Максимальные глубины палеобассейна наблюдаются в кимеридже и первой половине волжского века. Литологическая специфика кимериджского пласта объясняется его формированием при неоднократной миграции береговой линии с последующим преобразованием осадка в более глубоководных областях при длительном крайне некомпенсированном осадконакоплении. Комплексы фораминифер и литохимические характеристики осадка свидетельствуют о продолжении периода относительного потепления. Однако количество теплолюбивых компонентов в спорово-пыльцевых ассоциациях низкое. Вероятным объяснением этого несоответствия может служить изменение направления течений и, соответственно, источников сноса. Вдольбереговые течения с юго-западных меняются на северные в результате трансгрессии и попадания района в зону влияния течений вдоль перегиба подводного рельефа от мелководья к более глубоководной области. Следовательно, спорово-пыльцевые ассоциации отражают растительность северных территорий. Существование возможных источников сноса на севере в позднеюрский период предполагалось ранее на основе анализа минералогического состава обломочного вещества [4, 9 и др.]. Аналогичные минералогические особенности (ультраосновные породы) зафиксированы нами на основе геохимических характеристик осадка [8].

Выраженный регрессивный тренд наблюдается в конце волжского века и бореальном берриасе. Особенности состава спор и пыльцы свидетельствуют о постепенном похолодании климата, которое носило скачкообразный характер. Возможно, с этим следует связывать снижение интенсивности химического выветривания (ГМ, CIA), поскольку климатические условия оставались влажными (спорово-пыльцевые данные). В то же время ассоциации фораминифер показывают, что прибрежные мелководные участки могли временами хорошо прогреваться.

Исследования выполнены при поддержке проектов РНФ 22-17-00054 и РФФИ 20-05-00076, при научно-методической поддержке ФНИ (FWZZ-2022-0005, FWZZ-2022-0004).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вахрамеев В. А. Юрские и меловые флоры и климаты Земли. – М.: Наука, 1988. – 215 с.
2. Верхняя юра побережья моря Лаптевых: межрегиональные корреляции и палеообстановки / Б. Л. Никитенко, В. Г. Князев, Е. Б. Пещевицкая, Л. А. Глинских // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56, № 8. – С. 1496–1519.
3. Девятов В. П., Никитенко Б. Л., Шурыгин Б. Н. Палеогеография Сибири в юрском периоде на этапах основных перестроек // Новости палеонтологии и стратиграфии. – 2011. – Вып. 16–17. – С. 87–101. – (Прил. к журн. «Геология и геофизика»; т. 52).
4. Каплан М. Е., Меледина С. В., Шурыгин Б. Н. Келловейские моря Северной Сибири (условия осадконакопления и существования фаций). – Новосибирск: Наука, 1979. – 79 с.
5. Николаева И. В. Минералы группы глауконита в осадочных формациях. – Новосибирск: Наука, 1977. – 322 с.
6. Пещевицкая Е. Б., Лидская А. В., Ростовцева Ю. И. Кимеридж-волжские палинологические комплексы разреза Еганово (Московская область) и возможности их использования для биостратиграфии, корреляции и фациального анализа // Стратиграфия и геологическая корреляция. – 2022. – Т. 30, № 2. – С. 71–100.
7. Попов А. Ю., Никитенко Б. Л. Особенности состава, строения и условий формирования верхов средней–верхней юры нижнего течения р. Анабар // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: матер. IX Всерос. науч.-практ. конф. В 2 т. Т. 2. – Якутск: СВФУ, 2019. – С. 106–109.
8. Попов А. Ю., Вакуленко Л. Г., Никитенко Б. Л. Петрографические и литогеохимические особенности верхов средней юры – низов нижнего мела нижнего течения реки Анабар (Восточная Сибирь, Арктика) // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63, № 9. – С. 1233–1252.
9. Ронкина З. З. Вещественный состав и условия формирования юрских и меловых отложений севера Центральной Сибири. – Л.: Недра, 1965. – 164 с.
10. Стратиграфия, литология и геохимия прибрежных и мелководно-морских разрезов верхов средней юры – низов мела р. Анабар (Арктическая Сибирь) / Б. Л. Никитенко, В. П. Девятов, Е. Б. Пещевицкая и др. // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63, № 5. – С. 673–708.
11. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена / А. П. Афанасенков, А. М. Никишин, А. В. Унгер и др. // Геотектоника. – 2016. – № 2. – С. 23–42.
12. Юдович Я. Э., Кетрис М. П. Основы литохимии. – СПб.: Наука, 2000. – 479 с.
13. Яночкина З. А. Статистические методы изучения пестроцветов. – М.: Недра, 1966. – 142 с.
14. Jones B., Manning D. A. C. Comparison of geochemical indices used for the interpretation of pa-



laeredox conditions in ancient mudstones // *Chem. Geol.* – 1994. – Vol. 111. – P. 111–129.

16. **Nikitenko B. L., Pestchevitskaya E. B., Khafaeva S. N.** High-resolution stratigraphy and palaeoenvironments of the Volgian-Valanginian in the Olenek key section (Anabar-Lena region, Arctic Eastern Siberia) // *Rev. Micropalaeontol.* – 2018. – Vol. 61. – P. 271–312.

15. **Nesbitt H. W., Young G. M.** Early Proterozoic climates and plate motions inferred from major element chemistry of lutites // *Nature.* – 1982. – Vol. 299. – P. 715–717.

17. **Palynology: Principles and applications** / Eds. J. Jansonius, D. C. McGregor. – Salt Lake City: Publishers Press, 1996. – Vol. 1. – 462 p.; Vol. 3. – 1330 p.

© Е. Б. Пещевицкая, Б. Л. Никитенко, А. Ю. Попов, 2022



ПАЛЕОБИОГЕОГРАФИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ МОРЕЙ СЕВЕРНОГО ПОЛУШАРИЯ В КОНЦЕ ОКСФОРДА И КИМЕРИДЖЕ ПО ФОРАМИНИФЕРАМ

Б. Л. Никитенко^{1,2}, К. П. А.-М. Кольпэр¹

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; ²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Проведено биогеографическое районирование морей северного полушария конца оксфорда и киммериджа Северного полушария. Это позволило обособить ряд биогеографических единиц в ранге областей и провинций по фораминиферам. Экотонные районы между областями на разных этапах меняли положение и могли входить то в Арктическую область, то в Бореально-Атлантическую биогеографическую область. Установлены пути миграций фораминифер между разными бассейнами в Северном полушарии. Широкому развитию ряда общих видов и родов в ассоциациях фораминифер разных биогеографических единиц способствовали общебореальная трансгрессия и повышение температуры, что привело к установлению хороших биогеографических связей между субсредиземноморскими, суббореальными, бореальными и арктическими регионами. Эти таксоны фораминифер являются маркерами для изохронных межрегиональных корреляций разных климатических зон.

Ключевые слова: палеобиогеография, поздняя юра, северное полушарие, арктические бассейны, фораминиферы.

PALEOBIOGEOGRAPHIC ZONING OF THE NORTHERN HEMISPHERE SEAS AT THE END OF THE OXFORDIAN AND KIMMERIDGIAN BY FORAMINIFERA

B. L. Nikitenko^{1,2}, C. P. A.-M. Colpaert¹

¹A. A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS; ²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

Biogeographic zoning of the Northern Hemisphere seas at the end of the Oxfordian and the Kimmeridgian of the Northern Hemisphere was carried out. This process enabled researchers to isolate a number of biogeographic units in the rank of regions and provinces by foraminifera. Ecotone districts between regions changed their location at different stages and could enter either the Arctic Region or the Boreal–Atlantic Biogeographic Region. Migration routes of foraminifera between various basins in the Northern Hemisphere were established. The widespread development of a number of common species and genera in associations of foraminifera of different biogeographic units was facilitated by the general Boreal transgression and temperature rise, which led to the establishment of good biogeographic links between the sub-Mediterranean, sub-Boreal, Boreal and Arctic Regions. These taxa of foraminifera are markers for isochronous interregional correlations of different climatic zones.

Keywords: paleobiogeography, Late Jurassic, Northern Hemisphere, Arctic Basins, foraminifera.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-36-42

Несмотря на то что фораминиферы наиболее широко распространены среди фоссилий верхней юры и их остатки встречены в широком спектре фаций (от неполносоленых до типично морских и океанических), эта группа достаточно редко используется при палеобиогеографическом анализе. Ранее по фораминиферам обычно выделялись биогеографические группировки очень крупного ранга, характеризующие всю юру [1, 2 и др.]. В то же время биогеографический и биофациальный анализ позволяет установить связи и пути сообщения между удаленными бассейнами, степень их фаунистического сходства или различия, реконструировать направления палеотечений, оконтурить палеогеографические объекты, оценить степень палеоокеанографических изменений, реконструировать палеообстановки в конкретных бассейнах. Комплексный анализ биотических и абиотических событий, хорошая биостратиграфическая основа (возможность оценить изохронность или анизохронность событий)

создает предпосылки для построения надежных палеобиогеографических схем.

В составе арктических микробиот преобладали панбореальные (космополитные) таксоны, но периодически в них проникали и таксоны-мигранты из южных акваторий. В свою очередь, некоторые типично арктические формы встречались и в бореальных бассейнах. Мелководные моря на западе и востоке могли служить путями миграций фауны, но вряд ли их влияние было достаточным для постоянного поддержания стабильных условий среды в крупных арктических эпиконтинентальных бассейнах в течение длительного времени. Для этого был необходим большой объем воды с устойчивыми во времени факторами, которые мог обеспечить лишь океан [3].

Арктический бассейн существовал как гигантский залив Тихого океана без крупных изменений с девона до конца юры (см. рисунок, а). Такое заключение основано на палинспастических реконструкциях ряда исследователей [17, 19 и др.].



В триасе и юре этот залив, проходивший вдоль северо-восточных окраин Палеоазии и северо-запада Палеоамерики, получил название Южно-Анюйского океана [8 и др.]. Редкая встречаемость в арктической биоте эндемиков высокого ранга указывает на отсутствие сколько-нибудь длительной изоляции Арктического бассейна от мирового океана [5].

Процесс редуцирования в протяженности и последующего закрытия Южно-Анюйского океана значительно ускорился в поздней юре в связи с начавшимся в средней юре континентальным рифтингом на месте Канадской котловины [15]. В эпиконтинентальных морях на западе Арктики в это время усилилась связь с морями на севере Атлантики.

Палеобиогеография

Основными причинами, влиявшими на своеобразие арктической микробиоты в поздней юре, были климатическая зональность, особенности распределения и конфигурации крупных массивов суши и морей, физические характеристики бассейнов (соленость, глубина, температура, насыщенность кислородом и др.) [7].

В конце оксфорда и кимеридже в северном полушарии обособился пояс с прохладным климатом, включающий арктические моря, северо-восточную часть океана Панталасса и северную часть Палеоазии. В умеренно-теплый климатический пояс входили европейские моря, пролив Викингов, Русское море, южная часть Западно-Сибирского моря, прибрежные бассейны океана Панталасса и крупные массивы суши Палеоамерики и Палеоазии. Аридный пояс состоял из относительно узкой полосы, включающей южноевропейские, североафриканские и азиатские бассейны и южные части Палеоамерики и Палеоазии. Тропический пояс близ 30-й параллели отвечал северному обрамлению океана Тетис (см. рисунок, а). Выделение этих климатических поясов обосновывается палеотемпературным анализом, минеральными индикаторами и анализом наземной и морской биоты [18].

В течение поздней юры продолжалось расширение бассейнов морской седиментации в западном секторе Арктики и постепенное сокращение их в восточном секторе. Начиная с конца оксфорда, но главным образом в кимеридже и волжское время на большей части территории Арктических бассейнов формировались высокоуглеродистые осадки. На отдельных стратиграфических уровнях эти толщи прослеживаются в разрезах на Русской платформе и на северо-западе Западной Европы. В восточной части Арктики в поздней юре формировались глинистые, алевролитистые и реже песчаные толщи.

В конце позднего оксфорда – начале раннего кимериджа здесь зафиксирована обширная трансгрессия [6, 7, 9 и др.], на фоне которой продолжался начавшийся в келловее постепенный рост палеотемператур, климат становился более гумидным [16, 17]. В морях Арктики происходила таксономическая

и структурная перестройка сообществ микрофауны, изменились доминирующие таксоны. Ассоциации обогатились видами-мигрантами из бореальных, суббореальных и субсредиземноморских морей [5, 6, 23, 24]. Подобные перестройки микрофауны для бассейна на этом стратиграфическом уровне отмечаются и в Русском море.

Широкое развитие морской трансгрессии, носившей общепалеоарктический характер, и относительно высокие температуры способствовали открытию хороших океанических связей между субсредиземноморскими, суббореальными, бореальными и арктическими регионами, что привело к возможности значительных миграций микрофоссилий.

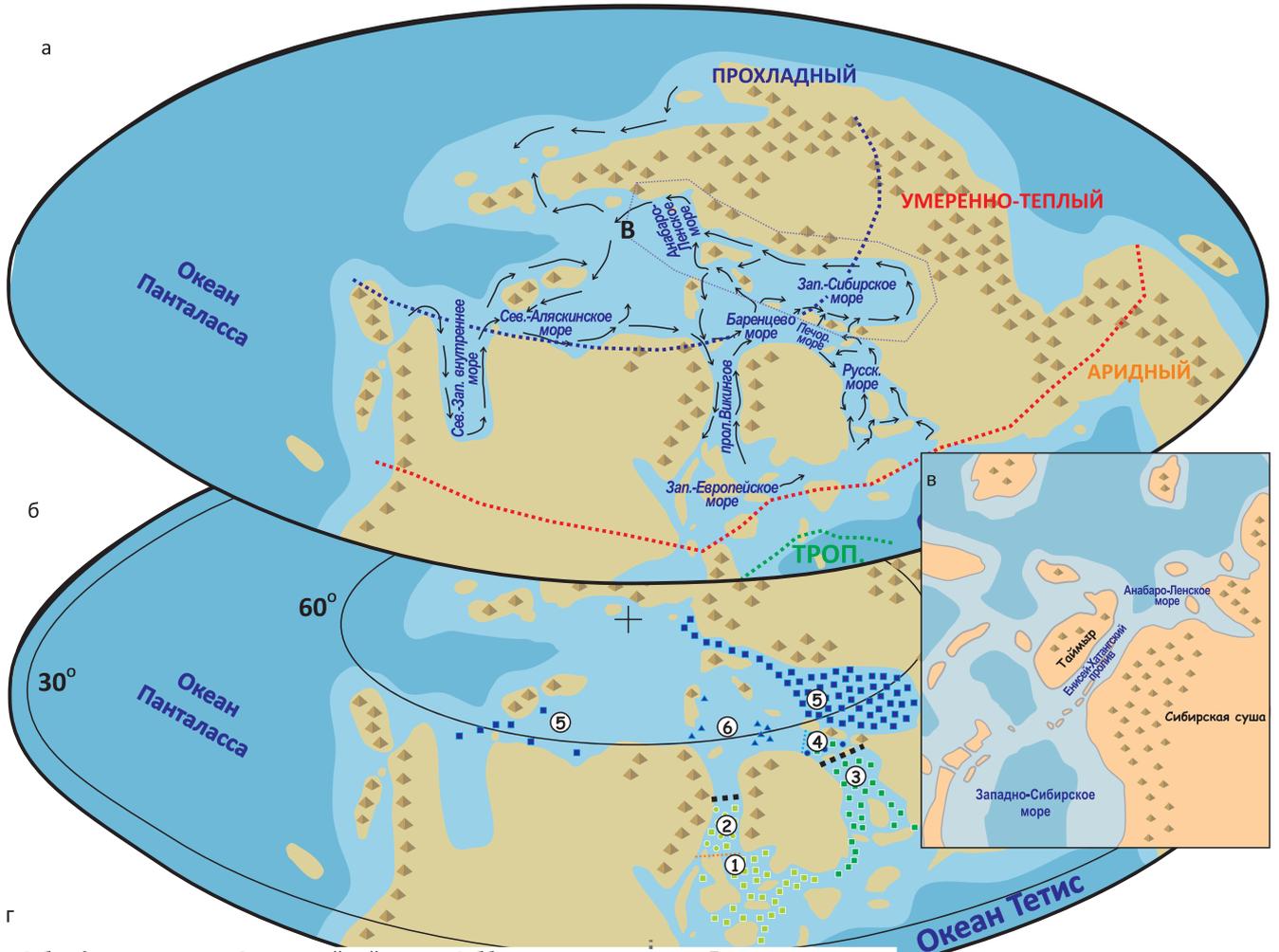
Проведенное ранее биогеографическое районирование юры бореальных бассейнов по фораминиферам [6] основано на применении статистических (кластеризационных) методов анализа как опубликованных, так и авторских микропалеонтологических данных. Поскольку понимание объемов видов, их номенклатура у разных авторов может существенно различаться, то при анализе данных в качестве операционной таксономической единицы использовался род. Родовые единицы большинством исследователей понимаются однозначно. Кластеризация проводилась по групповому среднему и базировалась на коэффициенте Жаккарта. Эти исследования показали, что фораминиферовые ассоциации севера Бореально-Атлантической и Арктической областей демонстрируют самый высокий уровень общего сходства для юры в конце раннего и позднем кимеридже (см. рисунок, б).

Конец оксфорда – начало кимериджа

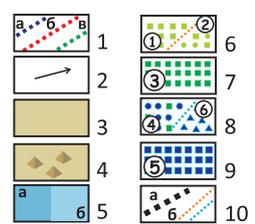
Бореально-Атлантическая область. В Русском море и на севере Восточно-Европейского в конце оксфорда и кимеридже преобладали представители *Ceratobuliminidae* (*Epistomina*, *Mironovella*), *Vaginulinidae* (*Lenticulina*, *Planularia*, *Astacolus*, *Marginulina*, *Marginulinita*, *Citharina*, *Saracenaria*, *Citharinella*), *Nodosariidae* (*Nodosaria*, *Tristix*, *Grigelis*, *Dentalina*), *Nubecullaria* и др., формируя Восточно-Европейскую провинцию (см. рисунок, б). Следует отметить многочисленные находки планктонных фораминифер *Globuligerina*, содержание которых резко сокращается в начале кимериджа [3, 13, 14, 23, 24].

Ближние ассоциации, к которым добавляются *Trochammina*, *Haplophragmoides*, *Ammobaculites*, *Paalzovella*, *Textularia*, *Lingulina*, *Haplophragmium*, *Spirillina*, установлены в южной части Западно-Европейского моря (Северо-Западноевропейская провинция) (см. рисунок, б).

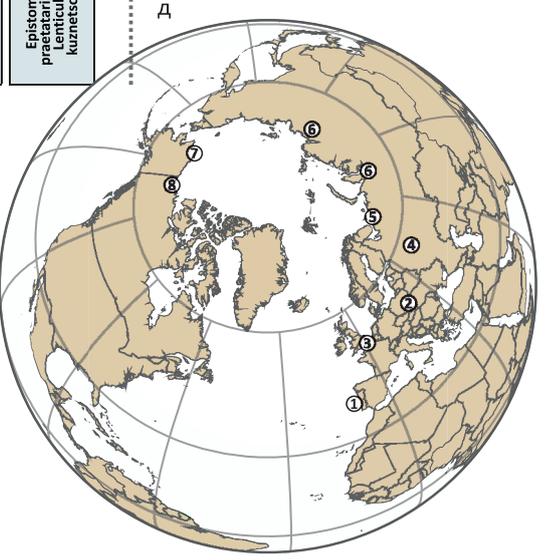
На севере Западно-Европейского моря и в южной части пролива Викингов отмечаются находки многочисленных представителей *Haplophragmoides*, *Reophax*, *Trochammina*, *Recurvoides*, *Gaudryina*, *Spiroplectarrimina*, *Verneuilinoides*, в меньшем количестве характерны известковистые формы (*Lenticulina*,



| Субсредиземноморье Португалия [21, 22] | | Экотонный район Польша [4] | | Суббореальные Англия и Франция [4, 24] | | Бореальные Европейская часть России [11, 14] | |
|---|--------------------|-------------------------------------|--------------------------------|---|---|---|---|
| Ярус | П/Ярус | Аммонитовые зоны [Ogg et al., 2016] | Аммонитовые зоны [Zeiss, 2003] | Аммонитовые зоны [Ogg et al., 2016] | Аммонитовые зоны | Аммонитовые зоны | Аммонитовые зоны |
| Кимеридж | Верхний | Hyboniticeras beckeri | autissiodorensis | autissiodorensis | autissiodorensis | autissiodorensis | autissiodorensis |
| | Нижний | Aspidoceras acanthicum | eudoxus | Aulacostephanus eudoxus | Aulacostephanus eudoxus | eudoxus | eudoxus |
| Кимеридж | Верхний | Crossoliceras divisum | acanthicum | Aulacostephanus mutabilis | Aulacostephanus mutabilis | mutabilis | mutabilis |
| | | Ataxioceras hypselocyclum | divisum | Pseudolamarckina pseudorjasanensis | Pseudolamarckina pseudorjasanensis | Pseudolamarckina pseudorjasanensis | Pseudolamarckina pseudorjasanensis |
| | Sutneria platynota | hypselocyclum | Rasenia cymodoce | Astaculus major, Epistomina praetariensis | Epistomina praetariensis, Lenticulina kuznetsovae | Epistomina praetariensis, Lenticulina kuznetsovae | Epistomina praetariensis, Lenticulina kuznetsovae |
| | Idoceras planula | mutabilis | Pictonia baylei | Pictonia baylei | baylei | baylei | |
| Кимеридж | Нижний | Epipeltocheras bimammatum | planula | | | | |
| | | | bimammatum | | | | |



| Экотонный район басс. р.Печора [11] | | Арктика | | Сибирь [10] | | Северная Аляска [8] | | Канадская Арктика [8] | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Аммонитовые зоны |
| autissiodorensis |
| eudoxus |
| Aulacostephanus (Aulacostephanoides) sp. |
| Rasenia evoluta |
| Amoeboceras kitchini |
| Epistomina praetariensis, Lenticulina kuznetsovae, Spirorastemma ex gr. tobolskensis, Epistomina ulingi | Epistomina praetariensis, Lenticulina kuznetsovae, Spirorastemma ex gr. tobolskensis, Epistomina ulingi | Epistomina praetariensis, Lenticulina kuznetsovae, Spirorastemma ex gr. tobolskensis, Epistomina ulingi | Epistomina praetariensis, Lenticulina kuznetsovae, Spirorastemma ex gr. tobolskensis, Epistomina ulingi | Epistomina praetariensis, Lenticulina kuznetsovae, Spirorastemma ex gr. tobolskensis, Epistomina ulingi | Epistomina praetariensis, Lenticulina kuznetsovae, Spirorastemma ex gr. tobolskensis, Epistomina ulingi | Epistomina praetariensis, Lenticulina kuznetsovae, Spirorastemma ex gr. tobolskensis, Epistomina ulingi | Epistomina praetariensis, Lenticulina kuznetsovae, Spirorastemma ex gr. tobolskensis, Epistomina ulingi | Epistomina praetariensis, Lenticulina kuznetsovae, Spirorastemma ex gr. tobolskensis, Epistomina ulingi | Epistomina praetariensis, Lenticulina kuznetsovae, Spirorastemma ex gr. tobolskensis, Epistomina ulingi |
| | | | | | | | | | |





Палеогеография (а) [13, 16 с уточнениями и изменениями] и палеобиогеография по фораминиферам (б) северного полушария в конце оксфорда и кимеридже; палеогеография сибирских акваторий (в); биостратиграфическое расчленение кимериджа (г) разных регионов Северного полушария (д)

1 – границы между климатическими поясами: а – прохладным и умеренно-теплым, б – умеренно-теплым и аридным, в – аридным и тропическим; 2 – направление палеотечений; 3 – палеосуша; 4 – горы; 5 – море: а – глубокое, б – мелкое; 6–9 – биогеографические подразделения по фораминиферам: 6–7 – Бореально-Атлантическая область, провинции (б): 6 – Северо-Западноевропейская (1) и Шотландско-Гренландская (эктонная зона) (2); 7 – Восточно-Европейская (3); 8–9 – Арктическая область, провинции: 8 – Печорская (эктонная зона) (4) и Баренцевская (6); 9 – Сибирско-Североаляскинская (5); 10 – границы: а – между Бореально-Атлантической и Арктической областями, б – экотон

Epistomina, Planularia, Citharina, Marginulina, Nodosaria, Pseudonodosaria, Conorboides, Planularia, Cyclogyra); в конце оксфорда также отмечаются находки планктонных фораминифер *Globuligerina*. Ассоциации этой части Западно-Европейского бассейна близки к таковым Арктической области, но в то же время содержат и значительное количество форм Бореально-Атлантической области, формируя эктонную зону – Шотландско-Гренландскую провинцию (см. рисунок, б).

Арктическая область. В Печорском море в конце оксфорда – раннем кимеридже ассоциации фораминифер содержат как сибирские, так и восточноевропейские элементы (*Astacolus, Lenticulina, Planularia, Geinitzinita, Recurvoides, Pseudonodosaria, Epistomina, Vaginulina, Marginulinita, Spiroplectamina, Kutsevella* и др.). Под воздействием общепечорской кимериджской трансгрессии открылись проливы через Уральскую сушу и появились возможности взаимных миграций микробентоса. Таким образом, район Печорского моря является эктонным и выделяется в отдельную Печорскую провинцию в составе Арктической области (см. рисунок, б).

Баренцевоморские ассоциации (Баренцевская провинция) фораминифер существенно обеднены по сравнению с сибирскими и представлены главным образом *Trochammina, Verneuilinoides, Ammodiscus, Haplophragmoides, Ammobaculites, Recurvoides, Bulbobaculites, Spiroplectamina, Conorboides, Evolutinella, Cancrisiella* и др. (см. рисунок, б).

Фораминиферы морей Сибири, северной Аляски и Арктической Канады характеризуются высоким разнообразием, очень близким таксономическим составом, в котором преобладали *Trochammina, Verneuilinoides, Haplophragmoides, Lenticulina, Recurvoides*, были многочисленны *Citharina, Citharinella, Marginulinopsis, Saracenaria, Eomaronella, Bulbobaculites, Tristix, Textularia, Spiroplectamina, Kutsevella, Gaudryina, Conorboides, Cancrisiella* и др., и, соответственно, эти районы обособляются в единую Сибирско-Североаляскинскую провинцию (см. рисунок, б).

Фораминиферовые ассоциации севера Бореально-Атлантической и Арктической областей конца оксфорда и первой половины кимериджа имеют значительный уровень сходства [6].

Конец раннего – поздний кимеридж

Трансгрессия, начавшаяся в самом конце оксфорда, продолжается в течение всего кимериджа.

Степень родового сходства в конце раннего – позднем кимеридже между фораминиферами севера Бореально-Атлантической и Арктической областей максимальна для юры и составляет 37 % [6].

Бореально-Атлантическая область. В Русском море и на севере Восточно-Европейского (Восточно-Европейская провинция) (см. рисунок, б) доминировали *Pseudolamarckina, Epistomina, Lenticulina, Marginulina*, характерны *Spirillina, Astacolus, Nubecularia, Kutsevella, Pseudonodosaria, Dentalina, Haplophragmoides, Citharina, Citharinella, Geinitzinita, Saracenaria, Planularia, Globulina* и мн. др. Подобные ассоциации близки к таковым Западно-Европейских морей [24].

На севере Западно-Европейского моря и южной части пролива Викингов по-прежнему преобладают агглютинирующие формы *Haplophragmoides, Verneuilinoides, Gaudryina, Trochammina, Recurvoides*, характерные для Арктической области. В ряде частей бассейна известковистые формы практически отсутствуют. В других же значительно снижено таксономическое разнообразие в ассоциациях и наряду с агглютинирующими фораминиферами встречаются и теплолюбивые известковистые формы: *Spirillina, Conicospirillina, Lenticulina*. Это позволяет обособить здесь эктонную Шотландско-Гренландскую провинцию (см. рисунок, б).

Арктическая область. Печорское море (Печорская провинция) по-прежнему является эктонной зоной. Здесь отмечаются фораминиферы, обитавшие как в Русском море, так и в Арктических бассейнах. Миграции между фораминиферами Печорского и Западно-Сибирского бассейнов осуществлялись через проливы между островами Уральского архипелага, что подтверждается очень близким составом приуральских и печорских ассоциаций (см. рисунок, б).

Ассоциации фораминифер Баренцевского бассейна таксономически существенно обеднены. Эти особенности позволяют обособить Баренцевскую провинцию.

В арктических морях впервые периодически начинают доминировать представители родов *Pseudolamarckina, Citharinella, Tristix* и др., характерных для Бореально-Атлантических бассейнов. Продолжается рост таксономического разнообразия фораминифер, наибольшего для юры. Ассоциации микробентоса Сибири, северной Аляски и Арктической Канады по-прежнему очень близки между собой (Сибирско-Североаляскинская провинция)

(см. рисунок, б). Здесь наиболее характерны представители *Pseudolamarckina*, *Lenticulina*, *Astacolus*, *Trochammina*, *Glomospirella*, *Haplophragmoides*, *Recurvoides*, *Planularia*, *Marginulina*, *Epistomina*, *Marginulinopsis*, *Ceratolamarckina*, *Grigelis*, *Pseudonodosaria*, *Citharinella*, *Saracenaria*, *Tristix*, *Marginulinella* и мн. др.

Кимериджские представители фораминифер рода *Pseudolamarckina* были широко распространены по всему Северному полушарию, от Португалии до Сибири, арктической Аляски и Канады [13] (см. рисунок, г, д) и часто являются ядрами в ассоциациях фораминифер. Ареал распространения ассоциаций псевдоламаркин в кимеридже ограничивался на юге границей между аридным и умеренно-теплым климатическими поясами, а на севере – южной половиной прохладного климатического пояса. Фораминиферовые ассоциации с преобладанием *Pseudolamarckina* наиболее характерны для бореальных морей (Русское море), тогда как к северу, в арктических и субарктических бассейнах, они распределены более неравномерно. Для этих бассейнов типичны вариации количественного и таксономического состава ассоциаций. Часто отмечается чередование ассоциаций, обогащенных аллютинирующими формами, и ассоциациями с доминированием известковистых фораминифер. Представители *Pseudolamarckina* реже отмечаются в известковых отложениях суббореальной и субсредиземноморской областей. Наибольшее количество представителей рода *Pseudolamarckina* выявлено в Русском море и постепенно уменьшается в северном и южном направлении.

Сообщества микробентоса в юрских морях на севере Сибири

Распределение фораминифер и остракод в юрских арктических морях в конце оксфорда и начале кимериджа было неравномерным и определялось их дифференциацией по биономическим зонам. Морской микробентос (фораминиферы и остракоды) – хороший индикатор среды обитания. По материалам изучения современных и ископаемых фораминифер и остракод установлено, что их расселение контролируется глубиной, соленостью, типом субстрата, газовым режимом, гидродинамикой и температурой. Комплексный анализ биотических и абиотических данных позволяет обособить в юрских сибирских морях до трех крупными седиментационно-биономических зон, приблизительно соответствующих нижней, средней и верхней сублиторали [7].

В конце позднего оксфорда – начале раннего кимериджа в арктические бассейны проникает значительное количество таксонов-мигрантов, главным образом из южных морей, которые на фоне этих факторов внедряются в арктические сообщества микробентоса, периодически становятся доминирующими и дают здесь потомство.

В Анабаро-Ленском море (см. рисунок, в) на начальном этапе трансгрессии в зонах мелководья, удаленных от берега, и умеренно глубоководных зонах, приближенных к берегу, нет явно выраженных доминантов. Наиболее характерны *Lenticulina*, *Pseudonodosaria*, *Astacolus*, *Haplophragmoides*, *Recurvoides*, *Trochammina*, *Nodosaria* и др. В умеренно глубоководных районах, удаленных от берега, в сообществах начинают резко преобладать представители *Lenticulina*, *Conorboides*, периодически многочисленны *Trochammina*, *Saracenaria*, *Astacolus* и др. Возможно, в обстановках верхней части нижней сублиторали существовали обедненные ассоциации фораминифер с *Grigelis*, *Marginulina*. В позднем кимеридже происходит смена доминантов в сообществах умеренно глубоководной, удаленной от берега зоны и, возможно, в относительно глубоководной, приближенной к берегу. Здесь начинают доминировать представители *Lenticulina*, *Marginulina*, становятся характерными *Pseudolamarckina*, *Astacolus*, *Marginulinopsis*, *Conorboides* и др. Прибрежные и мелководно-морские хорошо прогреваемые участки бассейна с нормальной соленостью содержат ассоциации фораминифер, практически полностью состоящие из известковистых форм.

На севере Западно-Сибирского моря (см. рисунок, в) в течение кимериджа наряду с трансгрессией, возможно, происходило тектоническое погружение бассейна, которое в итоге в волжское время привело к формированию высокоуглеродистых толщ. На начальном этапе трансгрессии характерны алевролитисто-песчано-глинистые осадки, обогащенные глауконитом (барабинская пачка георгиевской свиты и схожие по составу толщи, синхронные в других регионах).

В прибрежно-мелководных зонах особенно многочисленны представители *Glomospirella*, *Trochammina* и периодически *Ammodiscus*. На удаленных участках мелководья доминировали *Haplophragmoides*, многочисленны *Trochammina* и эпизодически *Recurvoides*. В этих ассоциациях также встречались редкие *Pseudonodosaria*, *Astacolus*, *Planularia*, *Lenticulina*, *Nodosaria* и др.

Наиболее таксономически разнообразные сообщества фораминифер типичны для средней сублиторали. Здесь периодически доминировали *Lenticulina*, *Verneuilinoides* и разные таксоны цератоламаркин. В удаленных от берега зонах и, возможно, в верхней части нижней сублиторали в позднем кимеридже и ранней волге многочисленны *Pseudolamarckina*, часто они преобладали. Характерными элементами этих сообществ были также *Evolutinella*, *Textularia*, *Epistomina*, *Ceratolamarckina*, *Trochammina*. По обрамлению Западно-Сибирского моря (см. рисунок, в) в хорошо прогреваемые зоны мелководья и умеренного глубоководья, приближенного к берегу, с нормальной соленостью и стабильным гидродинамическим режимом проникали таксоны, типичные



для морей Паратетиса: *Trocholina*, *Trochospirillina*, *Conicospirillina*, *Turrspirillina*, *Spirillina*, *Paalzovella* и др. [12]. Миграции микробентоса в Западно-Сибирский бассейн, вероятно, происходили из Русского моря через проливы в Уральском архипелаге. На севере центральной части бассейна распределение сообществ микробентоса носит пятнистый характер. В раннем кимеридже обычно доминировали *Trochammina*, субдоминантами были *Recurvoides*. В некоторых случаях субдоминанты представлены *Lenticulina*, многочисленны *Haplophragmoides* и *Evolutinella*. Более редко встречались *Saccamina*, *Glomospira*, *Astacolus*, *Ceratolamarckina*, *Glomospirella*, *Bulbobaculites*, *Verneuilinoides*, *Evolutinella*. Отмечаются также ассоциации с преобладанием (качественным и количественным) известковистых фораминифер.

На севере центральной части Западно-Сибирского моря (см. рисунок, в) плотность поселений фораминифер невысока. Доминирующие *Lenticulina* представлены первыми десятками экземпляров. Субдоминантами были *Ammobaculites*, присутствовали *Spiroplectammina*, изредка встречались *Haplophragmoides*, *Recurvoides*, *Planularia* и *Pseudolamarckina*. В середине позднего кимериджа таксономическое разнообразие снизилось, ярко выраженных доминирующих таксонов нет. Наиболее характерны в сообществах представители *Verneuilinoides*, редки *Ammobaculites*, *Evolutinella*, *Lenticulina*. В конце позднего кимериджа начали преобладать *Verneuilinoides* и *Recurvoides*. Субдоминанты представлены *Lenticulina*, редки *Saccamina*, *Ammobaculites*, *Spiroplectammina*, *Ceratolamarckina* и *Pseudolamarckina*.

В морях Свердрупского бассейна (см. рисунок, в) среди фораминифер встречены *Reophax*, *Haplophragmoides*, *Recurvoides*, *Ammobaculites*, *Ammodiscus*, с редкими *Verneuilinoides*, *Trochammina* [25], наиболее типичные для верхней сублиторали, где, по-видимому, продолжает существовать широкий и пологий склон. Более дифференцированные и разнообразные ассоциации кимериджских фораминифер установлены в Канадской Арктике в бассейне р. Маккензи. В конце позднего оксфорда и кимериджа здесь, вероятно, существовал достаточно крутой склон, на котором были установлены сообщества фораминифер нижней части верхней и средней сублиторали, весьма сходные с западносибирскими. В мелководных удаленных от берега частях бассейна многочисленными были *Haplophragmoides*, *Recurvoides*, иногда *Trochammina*. В обстановках средней сублиторали преобладали *Verneuilinoides*, *Cancriella*, *Pseudolamarckina*, характерными элементами были *Lenticulina*, *Citharina*, *Geinitzinita*, *Saracenaria*, *Evolutinella* и др. Достаточно крутой склон дна бассейна был, вероятно, и со стороны Северо-Аляскинского моря (см. рисунок, в). Здесь также уверенно выявляются ассоциации фораминифер нижней части верхней и, вероятно,

нижней сублиторали, весьма близкие по таксономическому составу к таковым Западно-Сибирского и Анабаро-Ленского морей (см. рисунок, а).

Выводы

Выделен ряд биогеографических единиц в ранге областей и провинций по фораминиферам. Положение границ биогеографических провинций и областей изменяется в приграничных регионах в течение времени. Экотонные районы между биогеографическими областями на разных этапах развития меняли положение и могли входить то в Арктическую область, то в Бореально-Атлантическую. Установлены пути миграций фораминифер между разными бассейнами в северном полушарии.

Проведенный независимый биогеографический анализ ассоциаций фораминифер конца оксфорда и кимериджа и палеоклиматических данных [16–18] свидетельствует о корректности палеоклиматических реконструкций в Северном полушарии.

Широкому развитию ряда общих видов и родов в ассоциациях фораминифер разных биогеографических единиц способствовали общебореальная трансгрессия и повышение температуры, что привело к установлению хороших биогеографических связей между субсредиземноморскими, суббореальными, бореальными и арктическими регионами. Эти формы фораминифер являются маркерами для изохронных межрегиональных корреляций разных климатических зон.

Исследования выполнены при поддержке проекта РНФ, № 22–17–00054 и научно-методической поддержке ФНИ (FWZZ-2022–0005).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басов В. А. О некоторых особенностях географического распределения фораминифер в юрском периоде // Палеобиогеография севера Евразии в мезозое. – Новосибирск: Наука, 1974. – С. 63–76.
2. Басов В. А. Палеоэкологические и палеобиогеографические построения // Практическое руководство по микрофауне СССР. Фораминиферы мезозоя. – Л.: Недра, 1991. – С. 210–222.
3. Кольпэр К., Никитенко Б. Л., Хафаева С. Н. Стратиграфия и особенности экостратиграфического распределения морфогрупп фораминифер верхней юры разреза Макарьев (р. Унжа, бассейн Волги) // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 1. – С. 86–104.
4. Кузнецова К. И. Стратиграфия и палеобиогеография поздней юры бореального пояса по фораминиферам. – М.: Наука, 1979. – 124 с.
5. Мезозойский океан в Арктике: палеонтологические свидетельства / В. А. Захаров, Б. Н. Шурыгин, Н. И. Курушин и др. // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43, № 2. – С. 155–181.
6. Никитенко Б. Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофауна юры Сибири по микрофауне

(фораминиферы и остракоды) // Новосибирск: Параллель, 2009. – 680 с.

7. **Палеогеография** севера СССР в юрском периоде / В. А. Басов, Т. А. Веренинова, В. А. Захаров и др. – Новосибирск: Наука, 1983. – 188 с.

8. **Парфенов Л. М.** Континентальные окраины и островные дуги мезозойд северо-востока Азии. – Новосибирск: Наука, 1985. – 190 с.

9. **Стратиграфия** нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Б. Н. Шурыгин, Б. Л. Никитенко, В. П. Девятков и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 480 с.

10. **Стратиграфия** юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт / Б. Л. Никитенко, Б. Н. Шурыгин, В. Г. Князев и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1047–1082.

11. **Унифицированная** региональная стратиграфическая схема юрских отложений Восточно-Европейской платформы: объяснительная записка / В. В. Митта, В. Я. Вукс, Л. А. Глинских и др. – М.: ВНИГНИ, 2012. – 64 с.

12. **Фораминиферы** верхнеюрских отложений Западной Сибири / под ред. Л. Г. Дайн – Л.: Недра, 1972. – 270 с.

13. **Colpaert C. P. A.-M., Nikitenko B. L.** *Pseudolamarckina pseudorjasanensis* Dain, 1967 (Foraminifera) as a Kimmeridgian marker species and its significance for biostratigraphy, palaeoecology and palaeobiogeography // Polar Research. – 2019. – Vol. 38. – URL: <http://dx.doi.org/10.33265/polar.v38.3461>.

14. **Colpaert C. P. A.-M., Pestchevitskaya E. B., Nikitenko B. L.** Upper Jurassic foraminifera, dinoflagellates and terrestrial sporomorphs from the Gorodishche Section (Ul'yanovsk Region, East European Platform, Russia): Biostratigraphic, palaeoenvironmental and palaeobiogeographical implications // *Révue de Micropaléontologie*. – 2017. – Vol. 60, no. 4. – P. 549–572.

15. **Embry A.F., Dixon J.** The age of the Amerasia Basin // 1992 Proceeding International Conference on Arctic Margins, Anchorage Alaska. – U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Alaska Outer Continental Shelf Region, Anchorage, USA, 1994. – P. 289–300.

16. **Évolution** de la paleotempérature des eaux de la plate-forme Russe au cours du Jurassique supérieur = Sea-surface paleotemperature evolution of the Russian platform during the Upper Jurassic / A. Riboulleau, F. Baudin, V. Daux, et al. // *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, Série II, Fascicule A – Sci-*

ences de la Terre et des Planètes. – 1998. – Vol. 326. – P. 239–246.

17. **Isotopic** signals from Callovian–Kimmeridgian (Middle–Upper Jurassic) belemnites and bulk organic carbon, Staffin Bay, Isle of Skye, Scotland / E. V. Nunn, G. D. Price, M. B. Hart, et al. // *Journal of the Geological Society of London*. – 2009. – No. 66. – P. 633–641. – URL: <http://dx.doi.org/10.1144/0016-76492008-067>.

18. **Phanerozoic** paleotemperatures: The earth's changing climate during the last 540 million years / C. R. Scotese, H. Song, B. J. W. Mills, D. G. van der Meer // *Earth-Science Reviews*. – 2021. – Vol. 215. – 103503.

19. **Scotese C. R., Boucot A. J., Chen Xu.** Atlas of Jurassic Paleogeographic Maps, // PALEOMAP Atlas for ArcGIS, vol. 4, The Jurassic and Triassic, Maps 32–42, Mollweide Projection. PALEOMAP Project. – Evanston, IL, 2014.

20. **Scotese C. R., Boucot A. J., Chen Xu.** Atlas of Phanerozoic Climatic Zones (Mollweide Projection). Vol. 1–6 // PALEOMAP Project PaleoAtlas for ArcGIS: PALEOMAP Project. – Evanston, IL, 2014.

21. **Stam B.** Quantitative analysis of Middle and Late Jurassic Foraminifera from Portugal and its implications for the grand banks of Newfoundland. *Micropaleontological Bulletins*. – Utrecht, Netherlands, 1986. – 134 p.

22. **The age** of the Tojeira Formation (Late Jurassic, Early Kimmeridgian), of Montejunto, west-central Portugal / H. E. Turner, F. E. Gradstein, A. S. Gale, D. K. Watkins // *Swiss Journal of Palaeontology*. – 2017. – Vol. 136 (2). – P. 287–299.

23. **The evolution** of Late Callovian to Early Kimmeridgian foraminiferal associations from the central part of the Russian Sea (Makar'yev section, Volga River Basin, Russia) / C. Colpaert, B. Nikitenko, S. Khafaeva, A. F. Wall // *Palaeogeography. Palaeoclimatology. Palaeoecology*. – 2016. – Vol. 451. – P. 97–109.

24. **Upper** Kimmeridgian to Lower Tithonian foraminifers and ostracods of the Boulonnais region, Northern France. Stratigraphic and palaeoenvironmental implications and inter-regional correlations with the Siberian arctic / C. P. A.-M. Colpaert, B. Nikitenko, T. Danelian et al. // *Marine Micropaleontology*. – 2021. – Vol. 164. – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377839821000177?via%3Dihub>.

25. **Wall J. H.** Jurassic and Cretaceous foraminiferal biostratigraphy in the Eastern Sverdrup Basin, Canadian Arctic Archipelago // *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*. – 1983. – Vol. 31 (4). – P. 246–281.

© Б. Л. Никитенко, К. П. А.-М. Кольпэр, 2022



СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ЮЖНЫХ РАЙОНОВ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

А. М. Фомин¹, И. А. Губин¹, С. А. Моисеев^{1,2}, А. Э. Конторович¹

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; ²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Рассмотрено состояние изученности региональными сейсморазведочными работами и параметрическим бурением центральных и южных районов Республики Саха (Якутия). Работы проводились за счет федерального бюджета РФ в 2000–2020 гг. в девяти нефтегазоносных областях. Проанализирован объем геолого-разведочных работ, выполнявшихся недропользователями, по нефтегазоносным областям. Составлена карта изученности сейсморазведочными работами территории исследования.

Ключевые слова: Лено-Тунгусская НГП, Лено-Вилуйская НГП, Республика Саха (Якутия), сейсморазведка, параметрическое бурение.

CURRENT STATE OF THE REGIONAL GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL EXPLORATION MATURITY OF THE CENTRAL AND SOUTHERN DISTRICTS OF THE REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA)

A. M. Fomin¹, I. A. Gubin¹, S. A. Moiseev^{1,2}, A. E. Kontorovich¹

¹A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS; ²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

The article examines the state of exploration maturity of central and southern regions of the Republic of Sakha (Yakutia) by regional seismic exploration and parametric drilling. The works were carried out at the expense of the Federal Budget of the Russian Federation in 2000–2020 on the territories of nine petroleum regions. The volume of geological exploration carried out by subsurface users by petroleum regions was analyzed. The exploration maturity map of the territory studied by seismic surveys was compiled.

Keywords: Lena-Tunguska PP, Lena-Vilyuy PP, the Republic of Sakha (Yakutia), seismic survey, parametric drilling.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-43-48

Сейсморазведочные работы на территории центральных районов Республики Саха (Якутия) проводятся с начала 1950-х гг. За это время неоднократно менялось многое: технология выполнения полевых работ, регистрирующая аппаратура, способы возбуждения сейсмических волн, алгоритмы обработки, подходы к интерпретации полученной сейсмической информации и т. д.

До середины 1970-х гг. сейсморазведочные работы выполнялись преимущественно методом отраженных волн (МОВ). При технологиях того времени в разрезе удавалось выделить только наиболее сильные отражения, прослеживаемость которых на многих территориях, особенно за пределами Вилуйской гемисинеклизы, не превышала 50 %.

В результате в Вилуйской нефтегазоносной области (НГО) были прослежены отражающие сейсмические горизонты в кровле перми, триасе и нижней юре. Начатые на 7–8 лет позже сейсмические работы на западе региона (в Непско-Ботуобинской НГО) позволили проследить отражающие горизонты KB (кровля терригенных отложений венда), Б (кровля тэтэрской свиты), А (кровля осинского горизонта нижнего кембрия). По ним были построены структурные карты, выделены основные тектонические элементы в осадочном чехле.

С середины 1970-х до конца 1980-х гг. при сейсморазведочных работах в Якутии применялся метод общей глубинной точки (МОГТ). Системы наблюдений были, как правило, невысокой кратности – 6–12-кратные, фланговые и центральные. Возбуждение упругих колебаний проводилось взрывами в скважинах глубиной до 15–20 м. Регистрация колебаний осуществлялась аналоговыми, а в конце периода – цифровыми сейсмостанциями «Поиск-1-48-МОВ-ОВ» и т. д.

В середине 1980-х гг. появились первые цифровые сейсмостанции типа «Прогресс», кратность ОГТ возросла до 24–48. При возбуждении упругих колебаний наряду со взрывными началось применение вибрационных, а позже импульсных источников. В начале 1990-х гг. были созданы многоканальные средства регистрации, что существенно расширило возможности сейсморазведки.

Начиная с 1995–1997 гг. в регионе проводятся сейсморазведочные работы в модификации 3D.

Сохранившиеся результаты ранних работ, по крайней мере в аналоговой форме записи, требуют оцифровки и переобработки, однако практически не представляют интереса с точки зрения информационного обеспечения современных структурных построений.

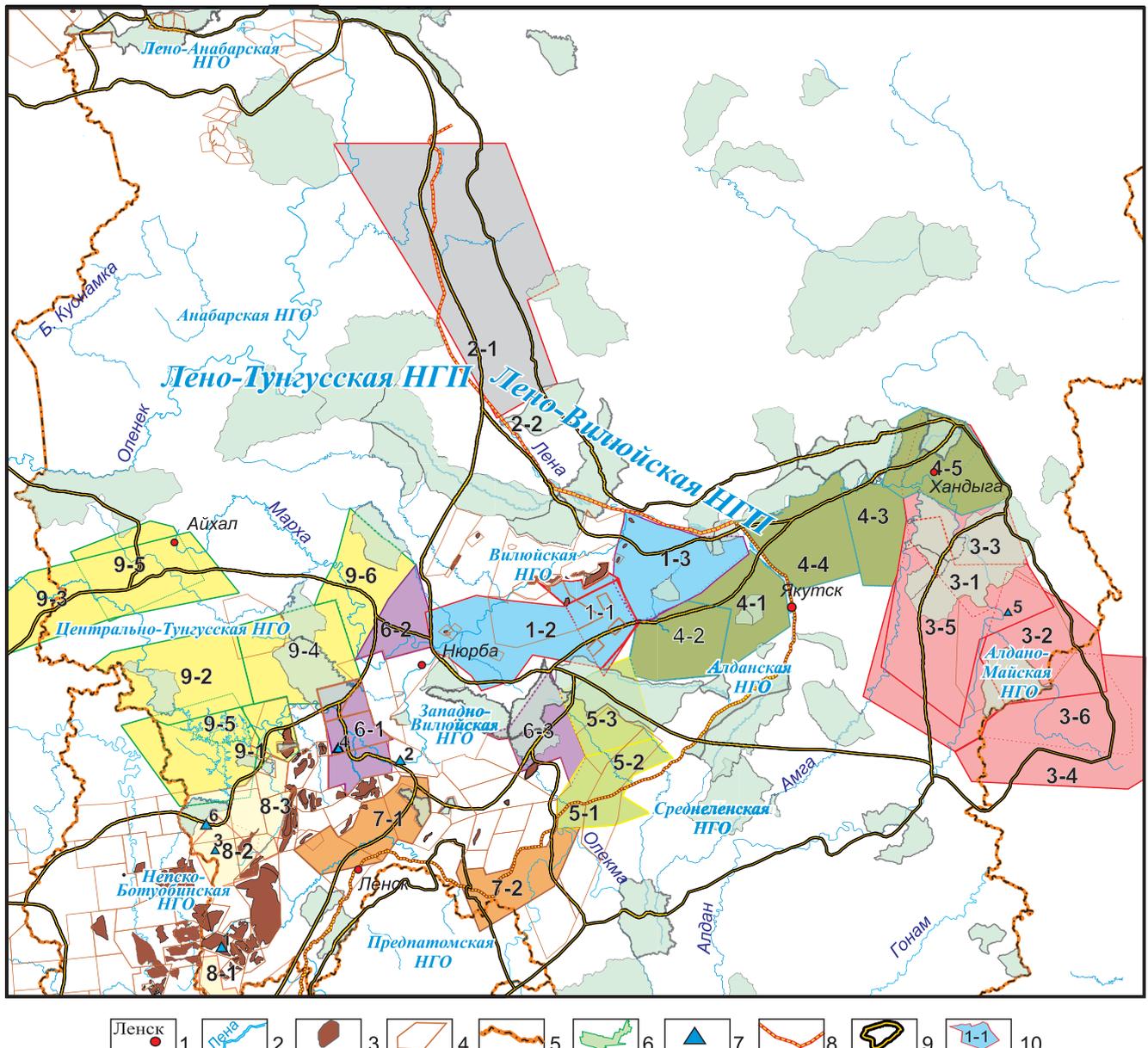


Рис. 1. Карта размещения проектов региональных сейсморазведочных работ на территории Республики Саха (Якутия)
 1 – населенные пункты; 2 – реки; 3 – месторождения нефти и газа; 4 – участки распределенного фонда недр; 5 – административные границы; 6 – особо охраняемые природные территории; 7 – параметрические скважины, пробуренные после 2000 г. (1 – Западно-Талаканская 3600, 2 – Южно-Сунтарская 3610, 3 – Западно-Ботуобинская 3620, 4 – Кугасская 3640, 5 – Усть-Майская 3660, 6 – Нижнечонская 252); 8 – региональные сейсмoproфили; 9 – границы НГО; 10 – проекты сейсморазведочных работ (первая цифра и цвет – принадлежность к НГО, вторая – номер проекта): Вилюйская НГО: 1-1 – Южно-Вилюйский, 1-2 – Западно-Вилюйский, 1-3 – Намский; Предверхоанская НГО: 2-1 – Предверхоанский, 2-2 – сейсмoproфиль по р. Лена; Алдано-Майская НГО: 3-1 – Алдано-Майский, 3-2 – Восточно-Алданский, 3-3 – Хандыгский, 3-4 – Юдомо-Майский, 3-5 – Алдано-Амгинский, 3-6 – Юдомский; Алданская НГО: 4-1 – Якутский, 4.2 – Синский, 4-3 – Усть-Амгинский, 4-4 – Нижнеалданский, 4-5 – Северо-Хандыгский; Среднеленская НГО: 5-1 – Лено-Алданский, 5-2 – Среднеленский, 5-3 – Мархачанский; Западно-Вилюйская НГО: 6-1 – Вилюйско-Мархинский, 6-2 – Ыгыаттинский, 6-3 – Наманинский; Предпатомская НГО: 7-1 – Северо-Патомский, 7-2 – Чаро-Токкинский; Непско-Ботуобинская НГО: 8-1 – Мулиминский, 8-2 – Верхнеботуобинский, 8-3 – Западно-Ботуобинский; Центрально-Тунгусская НГО: 9-1 – Вилюйский, 9-2 – Верхневилюйский, 9-3 – Вилюйско-Мархинский, 9-4 – Олгуйдахский, 9-5 – Танхайский и Северо-Мирнинский, 9-6 – Накынский

После открытия первых месторождений в Вилюйской гемисинеклизе был выявлен Хапчагайский мегавал, и первоначально сейсморазведочные работы были направлены на детализацию его строения и подготовку ловушек к глубокому бурению. Уже на первых этапах была принята стратегия подготовки запасов в количествах, достаточных для вы-

хода Советского Союза на Азиатско-Тихоокеанский энергетический рынок (1 трлн м³), и концентрация усилий на ее решении отодвинула задачу регионального изучения территории на второй план. Позднее в Вилюйской НГО была выявлена и изучена еще одна крупная зона газонакопления на северо-западном склоне гемисинеклизы – Логлорский вал.



Таблица 1
Изученность региональными сейсморазведочными работами центральных и южных районов РС(Я) по НГО

| НГО | Площадь, км ² | | Изученность региональными сейсморазведочными работами, % |
|----------------------------|--------------------------|--------------------------------------|--|
| | НГО | региональных сейсморазведочных работ | |
| <i>Лено-Вилуйская НГП</i> | | | |
| Вилуйская | 120208 | 60800 | 51 |
| Предверхоаянская | 110554 | 54396 | 49 |
| <i>Лено-Тунгусская НГП</i> | | | |
| Алдано-Майская | 102780 | 95005 | 92 |
| Алданская | 193582 | 112895 | 58 |
| Среднеленская | 143660 | 34323 | 24 |
| Западно-Вилуйская | 68209 | 18431 | 27 |
| Предлатомская | 69100 | 21934 | 32 |
| Непско-Ботуобинская | 96284 | 43540 | 45 |
| Центрально-Тунгусская | 129064 | 100574 | 78 |
| Анабарская | 514566 | 54191 | 11 |

Процесс совершенствования полевых методик наблюдений, обработки полученных новых и переработки сохранившихся выполненных ранее цифровых сейсмических данных продолжается и в настоящее время.

Большинство сейсморазведочных работ в последние годы проводится за счет средств недропользователей, а информация по их результатам носит конфиденциальный характер и на длительное время остается закрытой. Информация о региональных работах, проводимых за счет средств федерального бюджета, становится доступной со значительным (иногда до 3 лет) отставанием от времени их выполнения.

Как выдающееся достижение геолого-разведочных работ постсоветского периода следует отметить последовательное выполнение огромного объема региональных сейсморазведочных работ в течение 2000–2020 гг. (рис. 1, табл. 1). Сводные данные об объемах сейсморазведки МОВ и МОГТ 2D и глубокого бурения показаны на рис. 2–4.

Региональные работы были проведены в Лено-Вилуйской НГП на юге Вилуйской НГО (три проекта), в северной ветви (один проект), центральной части (один проект) и юго-восточной ветви (три проекта) Предверхоаянской НГО. В Лено-Тунгусской НГП главным объектом региональных сейсморазведочных работ стала южная часть региона, где ранее [1] была выделена Северо-Алданская НГО. На востоке этой территории было выполнено девять проектов, из которых шесть – в Алдано-Майском районе (проекты сейсморазведочных работ 3-1–3-6), два – на границе между Северо-Алданской и Предверхоаянской НГО (4-3, 4-5) и семь – к югу от Вилуйской НГО (4-1, 4-2, 4-4, 5-1, 5-2, 5-3, 6-3) (см. рис. 1).

Вблизи границ Западно-Вилуйской НГО выполнены три региональных проекта (6.1–6.3), как

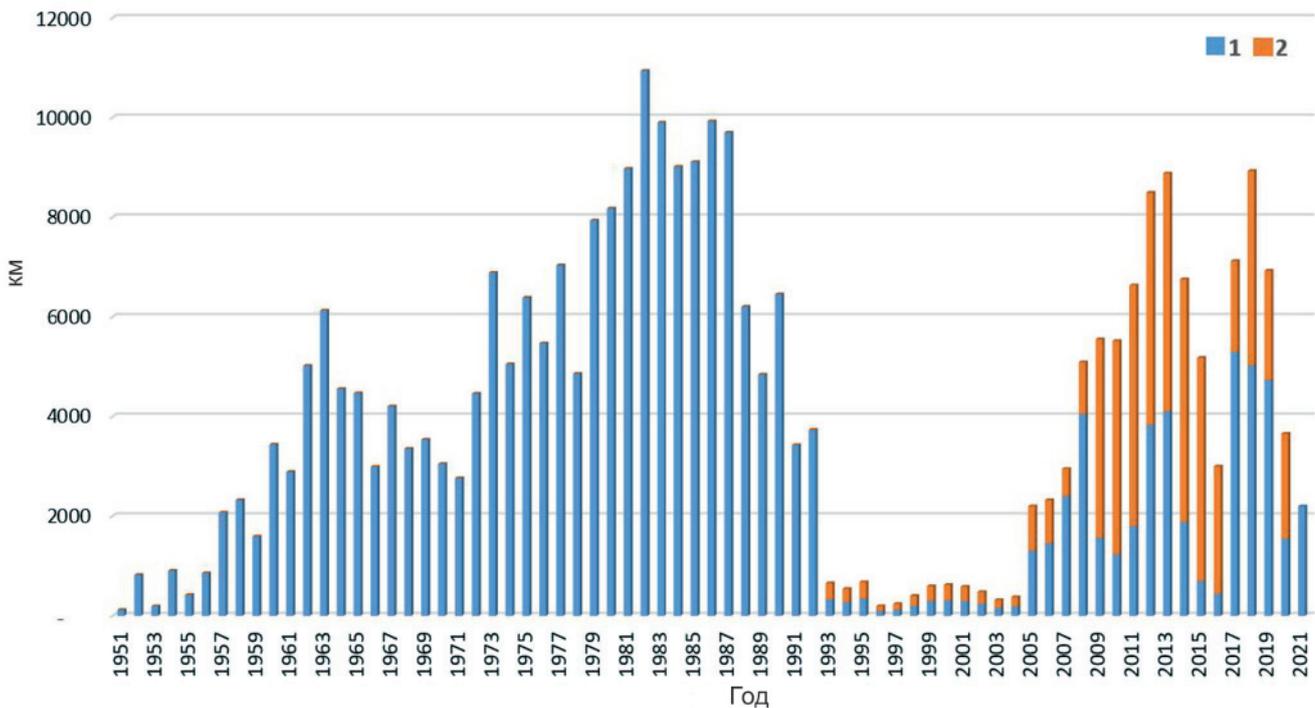


Рис. 2. Динамика проведения сейсморазведочных работ на территории центральных и южных районов Республики Саха (Якутия)

Сейсморазведочные работы, выполненные за счет средств: 1 – государственного бюджета СССР и федерального бюджета РФ, 2 – недропользователей

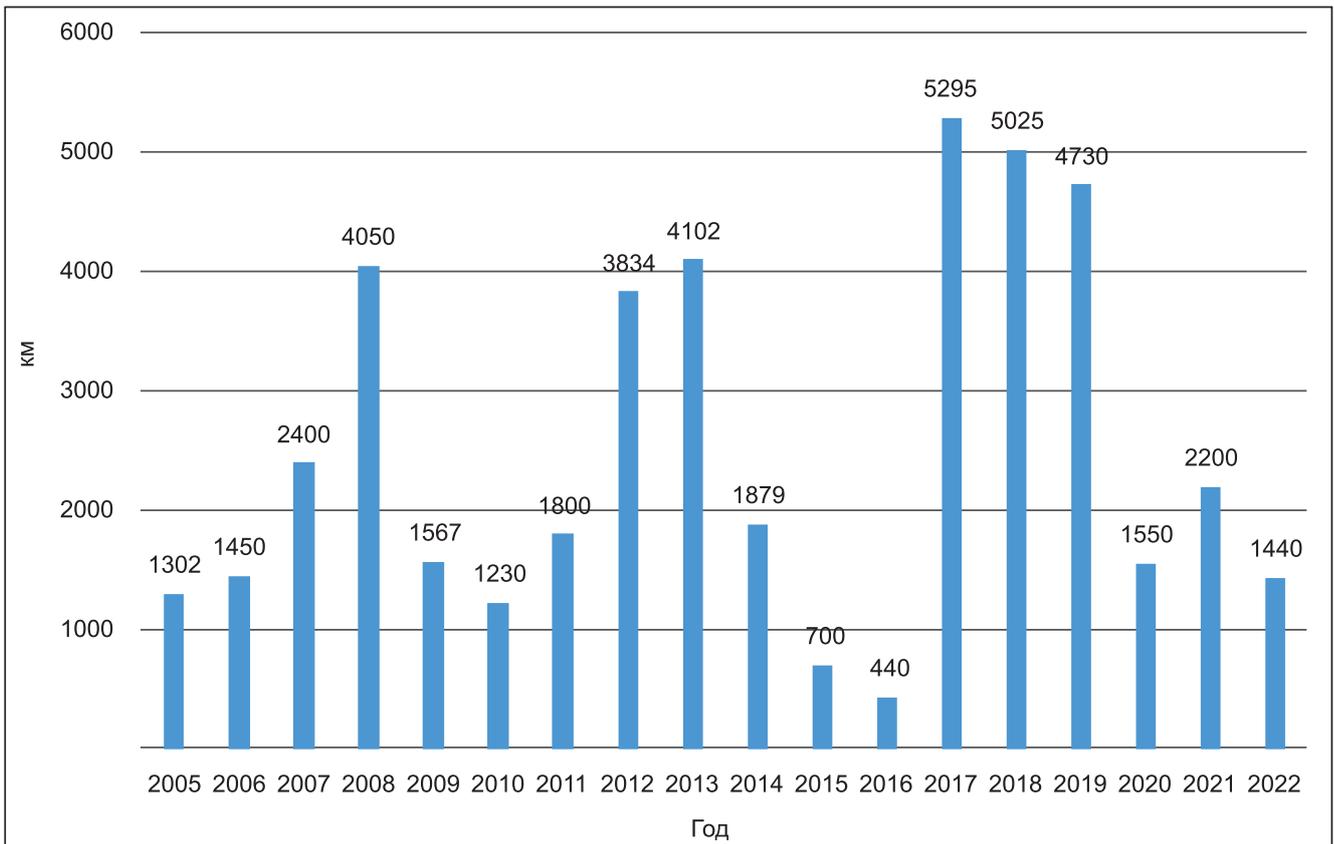


Рис. 3. Динамика проведения региональных сейсморазведочных работ за счет средств федерального бюджета РФ на территории центральных и южных районов Республики Саха (Якутия)

и внутри Непско-Ботубобинской НГО (8.1–8.3). В этот же период было начато изучение региональными сейсмическими работами выделенной А. Э. Контрорвичем, С. А. Моисеевым Центрально-Тунгусской НГО (проекты 9.1–9.6) (см. рис. 1).

В рамках этих проектов было отработано 45684 км сейсмических профилей на площади 703218 км²; плотность их сети составила 0,07 км/км². Как видно из рис. 3, максимальные объемы сейсморазведочных работ (5295 км в год) были выполнены в 2017 г.

Степень изученности территории региональными сейсморазведочными работами меняется от 92 % (Алдано-Майская НГО) до 11 % (Алданская НГО).

Региональные сейсморазведочные работы проводили ОАО «Якутскгеофизика» (16 проектов), АО «Росгео» (13 проектов), по одному – ЗАО «Континентальная геофизическая компания», ОАО «Сибнефтегеофизика», ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», СНИИГГиМС, ВНИГРИ. Геологическое обобщение этих работ проводилось в различных научных и производственных организациях [2, 3].

Никогда ранее в таких объемах региональные сейсморазведочные работы на территории Республики Саха (Якутия) не проводились.

По каждому объекту региональных сейсморазведочных работ проведены обработка и интерпретация полученных материалов, корреляция отражающих горизонтов, построены структурные карты,

намечены обособленные по этажам нефтегазоносности перспективные объекты, даны рекомендации по проведению дальнейших геолого-разведочных работ. Обработка сейсмического материала выполнялась в ОАО «Якутскгеофизика», ОАО «Сибнефтегеофизика», ЗАО «Континентальная геофизическая компания», ООО «Западно-Якутская геофизическая экспедиция», НПФ «Сибэксервис», ЗАО КГЦ «Росгеофизика», АО «Иркутскгеофизика», ЗАО «ИЭРП», АО «ЦГЭ», ОАО «Сибнефтегеофизика». Следует заметить, что для некоторых проектов проектирование и полевые исследования проводили одни организации, а обработку и интерпретацию полученных результатов – другие.

При огромной информационной ценности выполненных региональных сейсморазведочных работ они обладают определенными недостатками. К ним следует отнести отсутствие единой программы и согласованной методики проектирования и проведения исследований, отсутствие единой согласованной и утвержденной схемы региональных сейсморазведочных работ, большое количество исполнителей работ и неидентичные подходы к обработке и интерпретации их результатов, слабое обоснование выявленных перспективных объектов.

Параметрическое бурение в центральных и южных районах Республики Саха (Якутия) с 2000 по 2016 гг. проводилось в существенно меньших объемах: пробурено всего шесть параметрических

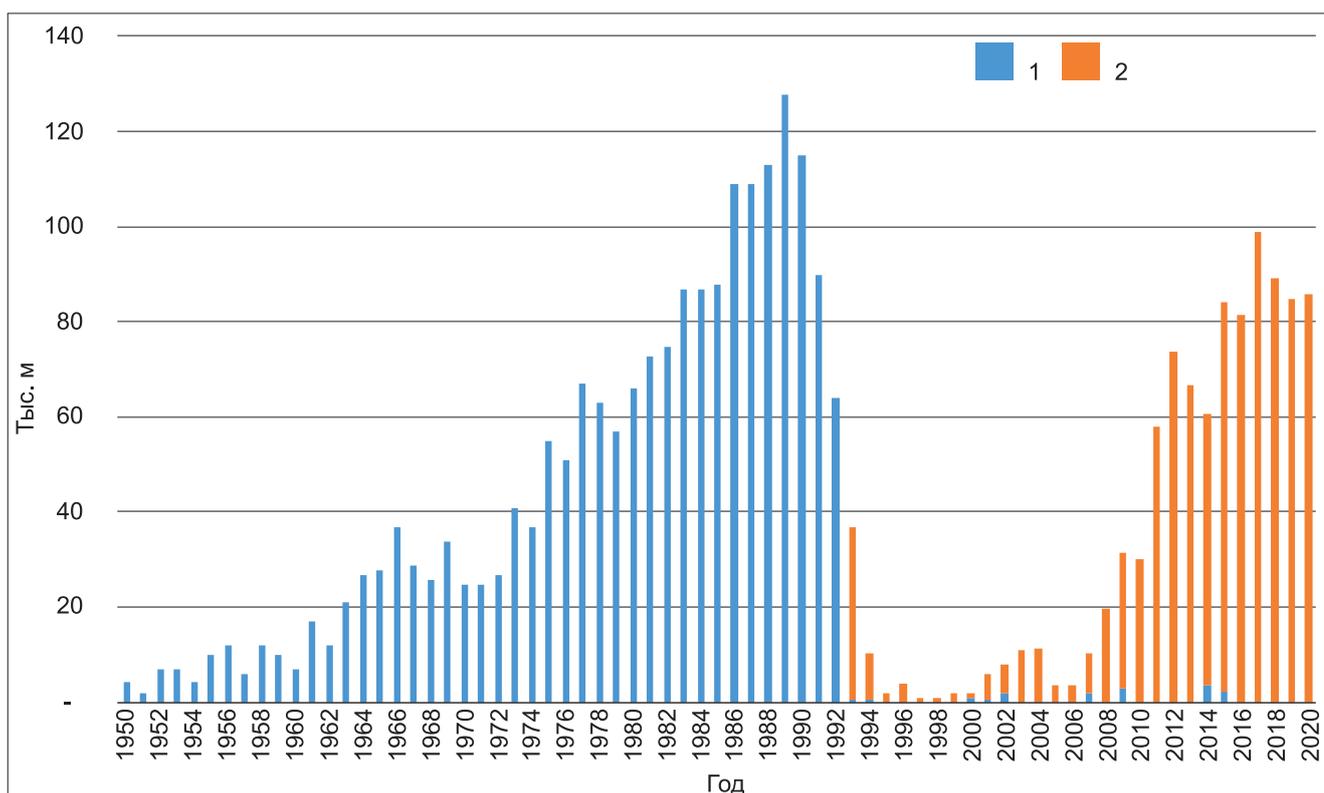


Рис. 4. Динамика бурения скважин в центральных и южных районах Республики Саха (Якутия)

Бурение, выполненное за счет средств: 1 – государственного бюджета СССР и федерального бюджета РФ, 2 – недропользователей

скважин (Западно-Талаканская 3600, Южно-Сунтарская 3610, Усть-Майская 3660, Западно-Ботуобинская 3620, Кугасская 3640 и Нижнечонская 252) с общим объемом бурения 14521 м (табл. 2).

Одновременно с региональными работами на нераспределенном фонде недр, проведенными за счет средств федерального бюджета РФ, большой объем исследований на распределенном фонде недр выполнили недропользователи. С 2004 до 2021 гг. за счет средств недропользователей в центральных и южных районах Республики Саха (Якутия) было отработано 48266 км профилей сейсморазведки МОГТ 2D и 21130 км² сейсморазведочных работ 3D, пробурено 458 поисково-оценочных скважин. Общий объем глубокого поисково-разведочного бурения составил 884,8 тыс. м.

Заметим, что годовые объемы глубокого бурения были в последние четверть века в 3,0–3,5 меньше, чем в 1970–1980-е гг. Всего в центральных и южных районах Республики Саха (Якутия) было отработано около 254 тыс. км сейсморазведочных профилей МОВ, в том числе около 150 тыс. км профилей МОГТ. Максимальный объем сейсморазведки 2D (10940 км) был выполнен в 1985 г., а в XXI в. – в 2012, 2013 и 2017 гг. (8500, 8880 и 8900 км соответственно).

Начиная с 1950 г. на территории центральных и южных районов Республики Саха (Якутия) пробурено 2944 тыс. м, из них 2071 тыс. м за счет средств государственного бюджета СССР и федерального бюджета РФ и 873,5 тыс. м за счет средств недропользователей (см. рис. 4). Максимальный объем

Таблица 2

Характеристика пробуренных параметрических скважин

| НГО | Площадь | Скважина | Начало бурения | Окончание бурения | Забой скважины, м | Отложения на забое |
|---------------------|----------------------|----------|----------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| Непско-Ботуобинская | Западно-Талаканская | 360-0 | 31.03.2000 | 27.09.2001 | 1635 | AR-PR |
| Западно-Вилуйская | Южно-Сунтарская | 361-0 | 03.04.2002 | 12.10.2002 | 1911 | AR-PR |
| Непско-Ботуобинская | Западно-Ботуобинская | 362-0 | 18.04.2007 | 21.09.2007 | 2065 | AR-PR |
| Непско-Ботуобинская | Кугасская | 364-0 | 31.12.2008 | 31.08.2009 | 2925 | RF |
| Алдано-Майская | Усть-Майская | 366-0 | 04.06.2013 | 02.10.2014 | 3715 | RF |
| Непско-Ботуобинская | Нижнечонская | 252 | 21.04.2015 | 27.09.2015 | 2270 | AR-PR |
| ВСЕГО | | | | | 14521 | |



Таблица 3

Объемы ГРП, прироста запасов и добычи углеводородов в центральных и южных районах Республики Саха (Якутия) в 1993–2021 гг.

| Вид ГРП | НРФН | РФН | Всего |
|--|-------|---------|---------|
| Сейсморазведка | | | |
| 2D, км | 46834 | 51793 | 98627 |
| 3D, км ² | – | 21130 | 21130 |
| Глубокое параметрическое и поисково-разведочное бурение, м | 15500 | 964800 | 980300 |
| Прирост запасов нефти, т | | | |
| извлекаемых геологических | – | 381691 | 381691 |
| | – | 2176809 | 2176809 |
| Прирост запасов газа, млрд м ³ | – | 1598356 | 1598356 |
| Добыча | | | |
| нефти, т | – | 94163 | 94163 |
| газа, млрд м ³ | – | 55567 | 5567 |

Примечание. Фонд недр: НРФН – нераспределенный, РФН – распределенный.

бурения (123 тыс. м) был достигнут в 1989 г., после 1993 г. – в 2017 г. (99,3 тыс. м) (табл. 3).

Выполненные региональные сейсморазведочные работы позволили уточнить региональные стратиграфические схемы геологических объектов в центральных и южных районах Республики Саха (Якутия), схемы фациально-стратиграфического и тектонического районирования осадочного чехла, построить принципиально новые модели геологического строения изученных регионов, пересмотреть схемы нефтегазогеологического районирования из-

ученных территорий, качественные и количественные оценки перспектив их нефтегазоносности.

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008 «Цифровые геолого-геофизические модели Лено-Тунгусской и Лено-Виллюйской нефтегазоносных провинций, анализ закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений, оценка перспектив нефтегазоносности в основных продуктивных комплексах верхнего протерозоя и фанерозоя, включая карбонатные горизонты венда и кембрия с трудноизвлекаемыми ресурсами, изучение влияния интрузий траппов на нефтегазоносность».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Конторович А. Э., Мельников Н. В., Старосельцев В. С.** Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1975. – С. 4–21.

2. **Основные** результаты региональных сейсморазведочных работ в южной части Виллюйской синеклизы, Республика Саха (Якутия) / В. А. Трофимов, Ф. Ф. Закиров, Л. Ю. Колесниченко и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16, № 3. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2021/21_2021.html.

3. **Результаты** геологоразведочных работ за счет средств недропользователей и федерального бюджета на территориях Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) / Л. Н. Константинова, А. О. Гордеева, Е. Н. Кузнецова и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14, № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2019/21_2019.html.

© А. М. Фомин, И. А. Губин,
С. А. Моисеев, А. Э. Конторович, 2022



ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РИФЕЯ АЛДАНО-МАЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Л. Н. Константинова¹, И. А. Губин¹, С. А. Моисеев^{1,2}, М. И. Абдулин¹¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, ²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

По материалам бурения глубоких скважин Мокуйская 1 и Усть-Майская 366 в Алдано-Майской НГО в разрезе рифея выделено шесть продуктивных горизонтов. Установлено, что продуктивные и потенциально продуктивные горизонты приурочены к песчаным пластам кандыкской свиты, а также к карбонатным горизонтам игниканской, нельканской, мильконской, малгинской свит. Представлены результаты переинтерпретации сейсмических данных, полученных на территории НГО с 2005 г., в частности, прослежены отражающие горизонты в рифейском интервале разреза, выполнена их стратификация по скважинам. Составлена карта выходов свит рифея, а также выделенных продуктивных горизонтов на предвендскую поверхность размыва и рассмотрены основные критерии формирования ловушек углеводородов.

Ключевые слова: Алдано-Майская НГО, рифей, венд, отражающий горизонт.

THE RIPHEAN HYDROCARBON PROSPECTS OF THE ALDAN-MAYA PETROLEUM REGION

L. N. Konstantinova¹, I. A. Gubin¹, S. A. Moiseev^{1,2}, M. I. Abdulin¹¹A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, ²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

Based on the drilling of deep Mokuyskaya 1 and Ust-Mayskaya 366 wells, six producing horizons were identified in the Riphean section on the territory of the Aldan-Maya region. It was determined that producing and potentially productive horizons are confined to sand layers of the Kandyk Formation, as well as to carbonate horizons of the Ignikan, Nelkan, Milkon, Malga Formations. The paper also presents the results of reinterpretation of seismic data obtained on the territory of the Aldan-Maya Petroleum Region since 2005, in particular, the reflecting horizons in the Riphean interval were tracked, and their stratification by wells were performed. The map of the Riphean formation outcrops as well as producing horizons on the pre-Vendian erosion surface identified in the work were compiled, and the main criteria for the formation of hydrocarbon traps were considered.

Keywords: Aldan-Maya Petroleum Region, Riphean, Vendian, reflecting horizon.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-49-55

Алдано-Майская НГО была выделена из Северо-Алданской НГО специалистами ИТИГ ДВО РАН [4], которые на основании обобщения геолого-геофизических материалов по территории НГО в целом определили ее как область преимущественно рифейского нефтегазообразования и нефтегазонакопления и уточнили ее границы с учетом новейших материалов. Алдано-Майская НГО (АМ НГО) административно относится к Республике Саха (Якутия) и Хабаровскому краю. По нефтегазогеологическому районированию ее границы в целом соответствуют АМ впадине, включая также на севере Хочомскую моноклинали. Впадина осложнена Майским поднятием, где пробурена Лахандинская скв. 1, Майским перикратонным прогибом, где пробурена Усть-Майская скв. 366, на западе – Алданской моноклиналию, в центральной части – Майской рифтовой системой [15].

В нефтегазогеологическом отношении рифейский нефтегазоносный комплекс (НГК) Алдано-Майской НГО является важным объектом изучения. Перспективы рифейского резервуара доказаны в юго-западной части Сибирской платформы в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления (ЮТЗ) [5]: он располагает уникальными запасами нефти, газа

и газоконденсата (Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское месторождения). В настоящее время установлено принципиальное сходство фациальных и геодинамических условий осадконакопления и литологического состава рифейских разрезов ЮТЗ и АМ НГО, сформированных в условиях авлакогенной стадии становления чехла Сибирской платформы с высокой вероятностью выявления в АМ НГО промышленных залежей нефти и газа [8]. Эрозионное срезание свит рифея под горизонтально залегающими отложениями венда в НГО предполагает развитие структурно-стратиграфических ловушек на восточной периферии Сибирской платформы, как и на западе – в ЮТЗ.

В настоящее время территория полностью закрыта сетью региональных сейсмических профилей (0,08 км/км²). Полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2D проводились с 2005 по 2020 гг. силами ОАО «Якутскгеофизика». В 2011–2012 гг. был отработан северо-западный участок опорного профиля 3-ДВ (генеральный подрядчик работ – СНИИГГиМС). Глубоким бурением территория исследования изучена слабо (0,13 м/км²). Отложения рифея вскрыты тремя скважинами: Мокуйской 1, Лахандинской 1, Усть-Майской 366 (рис. 1). Полный объем геолого-

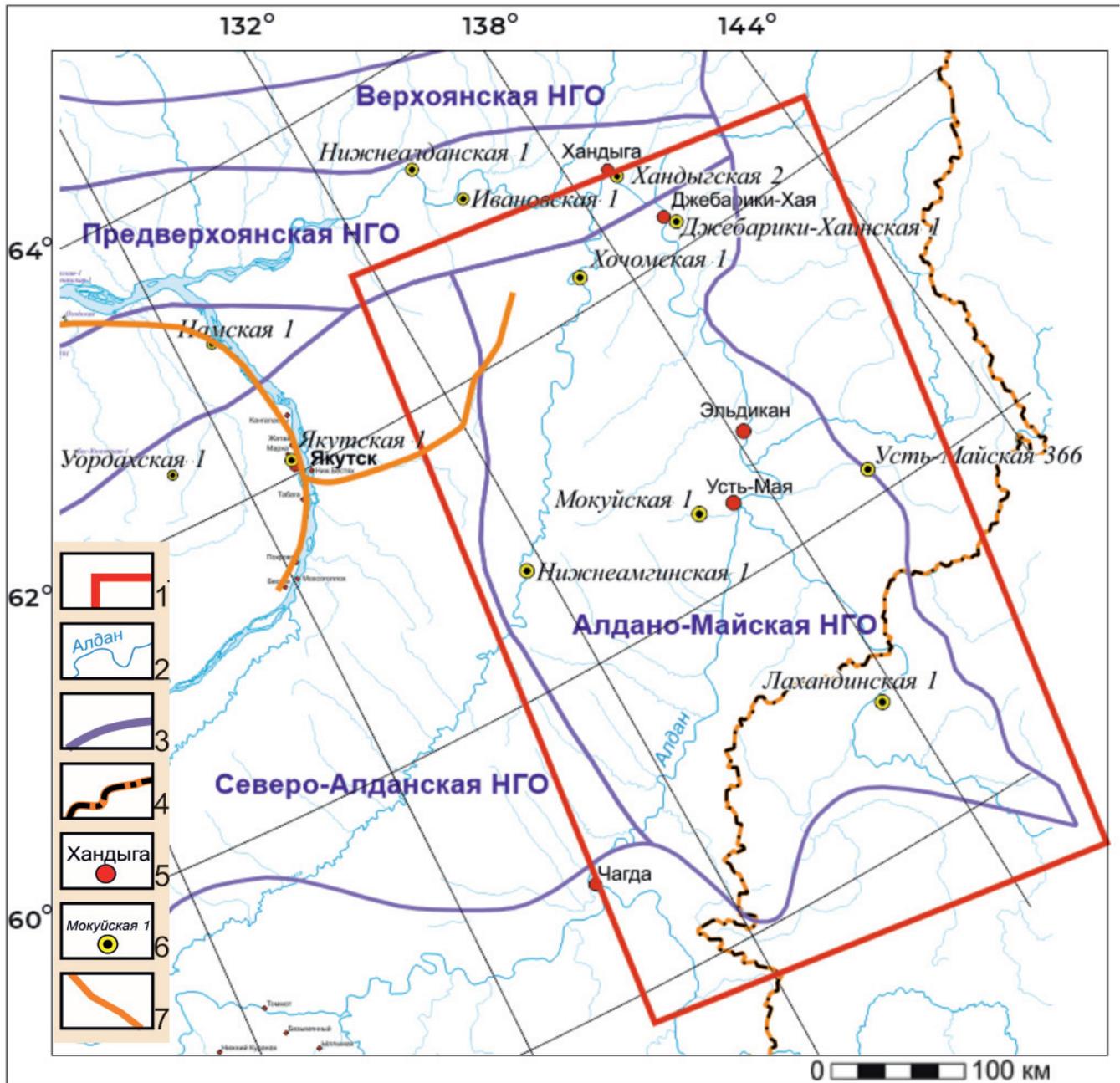


Рис. 1. Обзорная карта Алдано-Майской НГО и прилегающих территорий

1 – границы изучаемой территории; 2 – гидросеть; 3 – границы НГО; 4 – административные границы; 5 – населенные пункты; 6 – скважины; 7 – нефтегазопроводы

геофизического изучения, включающего каротаж, описание керна, а также петрофизические, геохимические параметры, проведен только в Усть-Майской скв. 366 и частично в Мокуйской скв. 1. В целом по ним можно составить сводный геолого-геофизический разрез рифея.

Литолого-стратиграфическое изучение рифея было начато в 1960-х гг. Описание свит проводилось геологами в основном по естественным обнажениям; точки наблюдения имеют достаточно плотную сеть, что позволило уже в 1970-е гг. составить карты латерального изменения литологического состава свит рифея АМ впадины [13]. В ряде работ уже приведены карты выходов рифейских образований на предвендскую поверхность, оценены масштабы

эмиграции УВ [1, 8, 9, 11]. Но вместе с тем остается открытым вопрос прогноза ловушек УВ. По аналогии с ЮТЗ они ожидаются на срезе проницаемых толщ рифея горизонтально перекрывающимися их вендскими отложениями, преимущественно карбонатными. Длительный предвендский перерыв создавал благоприятные условия для развития палеокарста в верхней части рифейских пород, с которыми, по мнению авторов данной статьи, связаны основные перспективные участки на поиски залежей УВ. Далее при прогнозе литолого-стратиграфических ловушек следует учитывать латеральную фациальную изменчивость перекрывающих свит венда: если это непроницаемые породы, они будут являться флюидоупором, а если проницаемые, то



будут составлять единый резервуар с рифейским коллектором, где флюидоупором уже будут служить непроницаемые региональные свиты венда и нижнего кембрия, залегающие выше.

Вопросы стратиграфии ранее рассматривались как в монографиях [13, 14], так и на стратиграфических совещаниях [12]. Наиболее обобщенным является проект региональной стратиграфической схемы рифейских отложений 2012 г., предложенный на рабочем стратиграфическом совещании в Новосибирске (СНИИГГиМС). По этой схеме стратиграфические аналоги свит рифея в АМ НГО следующие: в учурской серии нижнего рифея (снизу вверх) – гонамская, омахтинская, эннинская свиты; в среднем рифее – аймчанская (талынская, светлинская свиты) и керпыльская (тоттинская, малгинская и ципандинская свиты) серии; в верхнем рифее – лахандинская (кумахинская, мильконская, нельканская, игниканская свиты) и уйская (кандыкская, джабатымская, усть-кирбинская свиты) серии [7]. По литолого-фациальному районированию выделены три зоны – Учурская, Майская, Юдомо-Майская [14]. Позднее было проведено структурно-фациальное районирование, где границы указанных зон были уточнены в соответствии со структурными элементами [2, 3].

Хотя на изучаемой территории пока не выявлены промышленные скопления УВ, но в разных частях бассейна закартированы многочисленные зоны битумопроявлений, а также проявления газа и жидкой нефти. Пиролитический анализ малгинской свиты показал, что $C_{орг}$ в породе изменяется от 0,04 (карбонатные породы) до 13,59 % (высокоуглеродистые глинистые сланцы), а содержание керогеновой составляющей фиксируется в интервале 0,12–72,51 мгУВ/г [10]. По результатам исследований авторами сделан вывод о высоком генерационном и эмиграционном потенциале пород малгинской свиты в Алдано-Майском осадочном бассейне, однако сланцы свиты низкосортные. Редкое повышение содержаний $C_{орг}$ (более 15 %), частое чередование их тонких прослоев с толстоплитчатыми известняками и доломитами, латеральная неоднородность отложений в ближайшее время не делают породы малгинской свиты первоочередным объектом для разведки и добычи горючих сланцев как нетрадиционного углеводородного сырья. Т. К. Баженова и Л. С. Маргулис считают, что генерационные параметры малгинской и доманикоидных слоев игниканской свит имеют остаточный ресурс не более 300 млн т нефти [1]. Газ в недрах бассейна, по их мнению, может сохраниться только в растворенном виде, а плотность ресурсов углеводородов для АМ ОБ составляет 5 тыс. т/км².

П. Н. Соболев и др. в 2017 г. по геохимическому составу и потенциалу нефтематеринских толщ по материалам бурения глубокой Усть-Майской скв. 366 выделили дополнительные источники нефтяных, в частности мильконскую свиту (верхнюю часть нерюенской свиты лахандинской серии), сло-

женную черными аргиллитами ($C_{орг}$ 0,30–1,66 %). РОВ этих пород достигало уровня катагенетического преобразования МК₂₋₃ по Н. Б. Вассоевичу, а вот нефтегазогенерационный потенциал малгинской свиты они считают малоперспективным.

Миграция УВ осуществлялась не только из очагов нефтегазогенерации, связанных с нефтематеринскими свитами рифея, но и при формировании в юрское время Кыллахской зоны складчато-надвиговых дислокаций, где проходили процессы стимуляции перетока УВ в западном направлении. В зоне шарьяжных дислокаций перспективы сохранности нефтяных залежей резко уменьшились в связи с увеличением уровня катагенетического преобразования РОВ до стадий МК₄–АК (по шкале Н. Б. Вассоевича) и их миграцией уже в газообразном состоянии в западном направлении.

В 1970-е г. по результатам изучения литологического состава в естественных обнажениях были выделены карбонатные трещинно-кавернозные коллекторы в составе ципандинской, мильконской, игниканской свит и терригенные гранулярные – в учурской и кандыкской, а также в базальных песчаниках венда. Позднее материалы Мокуйской скв. 1 показали полное отсутствие коллекторов в учурской серии нижнего рифея, а Усть-Майской скв. 366 – подтвердили наличие коллекторов в кандыкской свите верхнего рифея. Однако в настоящее время также нет единого мнения в выделении проницаемых горизонтов: И. Ф. Нафиков в 2015 г. выделил пласт-коллектор в нижней части тоттинской свиты, связанный с песчаным прослоем [15]; В. Г. Варнавский в 2011 г. увеличил толщину ципандинского коллектора за счет малгинской свиты, кандыкского – за счет джабатымской [4]. П. Н. Соболев и др. считают также, что терригенные коллекторы связаны с песчаниками кандыкской свиты, а карбонатные – с ципандинской, нерюенской и игниканской свитами [9].

Вместе с тем остается неизученным выделение пластов-коллекторов с использованием комплексного подхода, с учетом изменения по разрезу скважины петрофизических параметров, каротажных характеристик, литологии, результатов испытаний. Поэтому одной из основных задач при прогнозе перспектив нефтегазоносности является обоснование местоположения и толщин пластов-коллекторов в разрезе соответствующей свиты. По результатам интерпретации геофизических исследований скважин, а также данных глубокого бурения в рифейском разрезе АМ НГО было выделено шесть проницаемых горизонтов.

Горизонт R-1 (верхний рифей, уйская серия, кандыкская свита) состоит из трех песчаных прослоев с толщинами около 20 м (рис. 2), разобращенными глинисто-алевритовыми породами, пористость по ГИС 10–12 %, по керну не превышает 8 %.

Горизонт R-2 (верхний рифей, уйская серия, кандыкская свита) представлен массивным белым

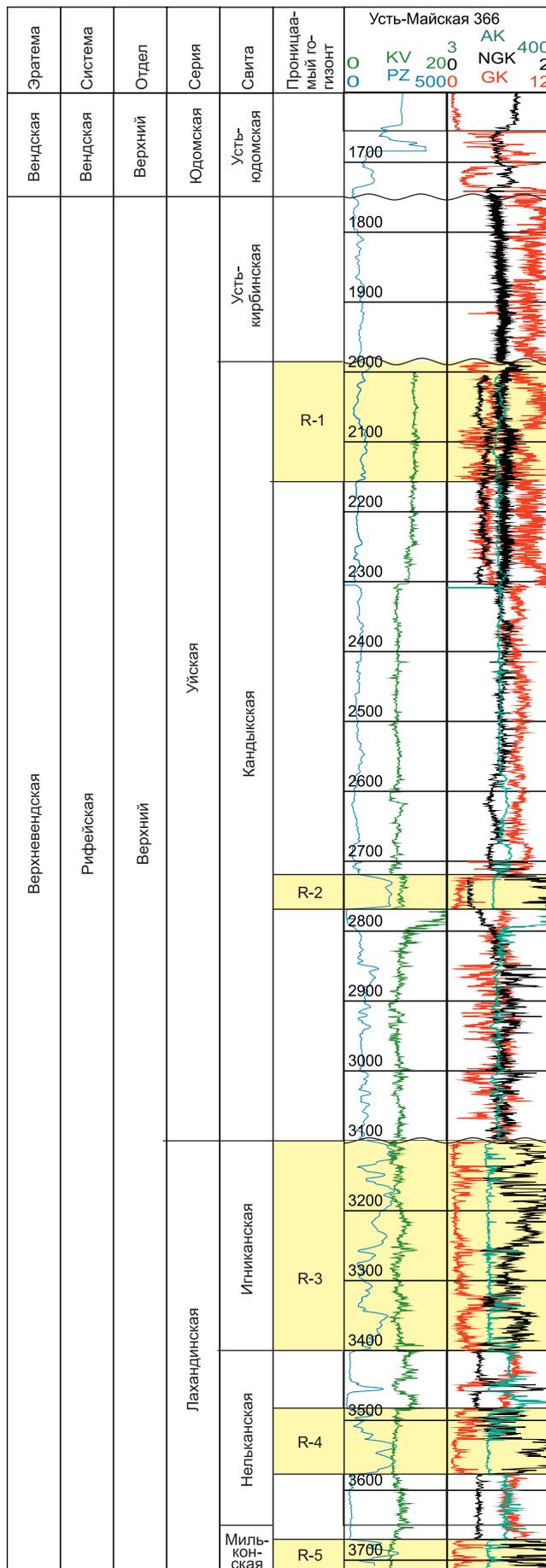


Рис. 2. Проницаемые горизонты в разрезе Усть-Майской скв. 366

кварцевым средне-крупнозернистым песчаником толщиной 50 м с проницаемостью 90–350 мД.

Горизонт R-3 связан с серыми массивными доломитами игниканской свиты (лахандинская серия, верхний рифей), в Усть-Майской скв. 366 эти отложения насыщены газом с низкими фильтрационно-емкостными свойствами: пористость по керну 2–4 %, по ГИС в основном 3–6 %, редко до 9 %.

Горизонт R-4 представлен также карбонатным коллектором и залегает в средней части нельканской свиты (лахандинская серия, верхний рифей). Это доломиты серые до светло-серых строматолитовые, крупнообломочные, сцементированные глинистым серым веществом, пористость по ГИС 3–6 %, газопроницаемость 25–70 мД.

Горизонт R-5 залегает в кровле мильконской свиты (лахандинская серия, верхний рифей) и представлен доломитами светло-серыми с многочисленными трещинами и линзочками, заполненными белым кальцитом. По всему интервалу в керне отмечаются многочисленные субвертикальные стилолитовые швы. Пористость по ГИС не превышает 5 %.

Горизонт R-6 связан с ципандинской, малгинской свитами керпильской серии среднего рифея. В них установлены микрокавернозные разности карбонатных пород, емкость каверн превышает 20 % объема пород, причем наибольшей пористостью обладают битуминозные породы в верхней части малгинской свиты (средняя 8,9 %, максимальная 14,3 %). Породы обладают повышенной трещиноватостью, встречаются редкие каверны. Таким образом, проницаемые горизонты приурочены к песчаным пластам кандыкской свиты, а также к карбонатным горизонтам игниканской, нельканской, мильконской, малгинской свит. Эти горизонты прослежены на временном сейсмогеологическом разрезе по региональному композитному профилю Reg 1 (рис. 3); затем с учетом составленной ранее карты выходов рифейских образований на предвендскую и дневную поверхности размыва [5] были закартированы выходы этих проницаемых горизонтов (рис. 4).

На исследуемой территории можно выделить три типа ловушек УВ: 1) литологические, 2) структурно-литологические, 3) связанные со стратиграфическими несогласиями. Экранирование может быть литологическое, стратиграфическое, тектоническое, их различные комбинированные варианты.

Первый тип ловушек связан (по аналогии с ЮТЗ) с выходом различных толщ рифея под вендские отложения со стратиграфическим угловым несогласием, как это видно на временном сейсмогеологическом разрезе по региональному композитному профилю Reg 1 (см. рис. 3). Скорее всего, наиболее проницаемые коллекторы будут приурочены к разломным зонам деструкции, к трещиноватым породам. В отличие от ЮТЗ перекрывающая рифейские породы устьюдомская свита венда обладает менее выраженными флюидоупорными ха-

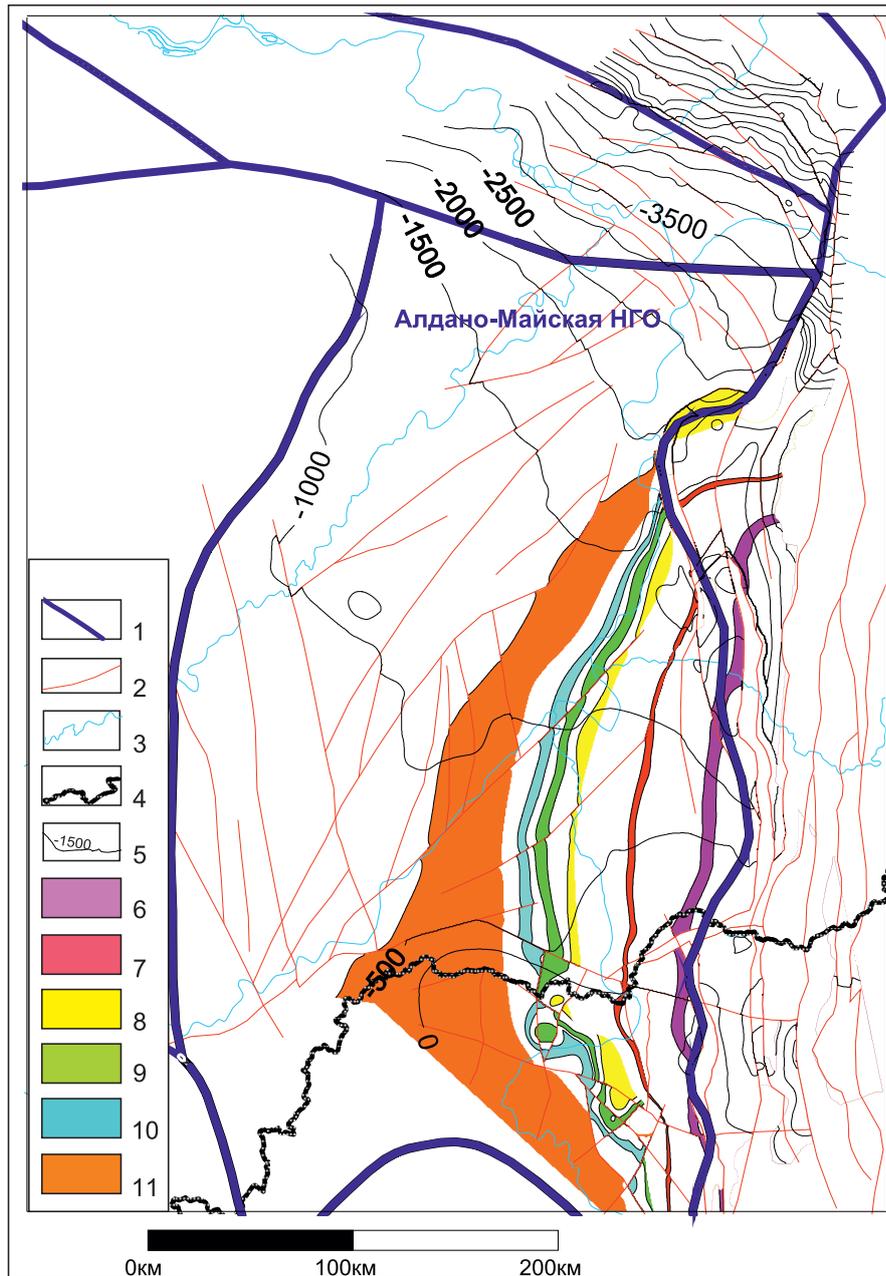


Рис. 4. Карта выходов рифейских проницаемых горизонтов на предвендскую поверхность размыта
 1 – границы НГО; 2 – разломы; 3 – гидросеть; 4 – административные границы; 5 – изогипсы по кровле рифея; проницаемые горизонты: 6 – R-1, 7 – R-2, 8 – R-3, 9 – R-4, 10 – R-5, 11 – R-6

рактеристиками, так как нижняя ее глинисто-карбонатная подсвита в основании часто опесчанивается, тем самым сокращая толщину непроницаемой ее части. При этом стоит заметить, что наличие песчаных толщ в нижней части свиты может указывать на возможность существования единых венд-рифейских коллекторов, если допускать наличие перекрывающего хорошего флюидоупора. Рифейские отложения имеют блоковое строение, разломы в рифее субвертикальные и пересекают наклонно залегающие толщи, выходящие на предвендскую поверхность. Поэтому наибольшими перспективами будут обладать относительно приподнятые блоки рифейских пород.

Второй тип связан с тектоническим экранированием пластовых залежей вверх по восстанию пласта. Такой тип экранирования ненадежен, так как в отличие от ЮТЗ все разломы в АМ НГО могут быть

сквозными или проводящими при отсутствии здесь высокоминерализованных хлоридно-натриевых рассолов, благодаря которым в постседиментационное время трещинное пространство в нарушенных зонах значительно сокращается вследствие процессов ангидритизации, галитизации, сульфатизации. Как показали гидрогеологические исследования, выполненные сотрудниками СНИИГГиМС в Усть-Майской скв. 366, в результате отсутствия в породном составе вскрытого разреза скважины солей предполагается опресненный гидрогеохимический разрез данной территории.

Третий тип ловушек может быть связан с внутририфейскими стратиграфическими несогласиями, обусловленными выклиниванием либо карбонатных (нерюенская свита), либо песчаных (кандыкская свита) пластов-коллекторов в результате несогласного прилегания к подстилающей свите. Эти пласты-



коллекторы сверху экранируются выдержанными по простираанию и по толщине глинистыми пачками, что, в свою очередь, обуславливает формирование залежей в зонах выклинивания вверх по восстанию пласта-коллектора, и поэтому картирование таких ловушек существенно увеличивает перспективы нефтегазоносности АМ НГО.

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008 «Цифровые геолого-геофизические модели Лено-Тунгусской и Лено-Виллюйской нефтегазоносных провинций, анализ закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений, оценка перспектив нефтегазоносности в основных продуктивных комплексах верхнего протерозоя и фанерозоя, включая карбонатные горизонты венда и кембрия с трудноизвлекаемыми ресурсами, изучение влияния интрузий траппов на нефтегазоносность».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Баженова Т. К., Маргулис Л. С.** Нефтегазообразование в Алдано-Майском бассейне Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9, № 4. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/44_2014.pdf.
- Варнавский В. Г.** Алдано-Майский осадочный бассейн (юго-восток Северо-Азиатского кратона): литостратиграфия докембрия, кембрия // Тихоокеанская геология. – 2015. – Т. 34, № 2. – С. 82–102.
- Варнавский В. Г.** Седиментационный аспект эволюции, нефтегазоносности Алдано-Майского осадочного бассейна (юго-востока Северо-Азиатского кратона) // Тихоокеанская геология. – 2018. – Т. 37, № 3. – С. 82–97.
- Варнавский В. Г., Кузнецов В. Е.** Область рифей-венд-кембрийского седиментогенеза юго-восточной окраины Северо-Азиатского кратона: геолого-структурное положение, районирование // Тихоокеанская геология. – 2011. – Т. 30, № 5. – С. 67–79.
- Геологическое** строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции в верхнем протерозое Сибирской платформы / А. Э. Конторович, А. Н. Изосимова, А. А. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37, № 8. – С. 166–195.
- Губин И. А., Константинова Л. Н.** Строение разреза рифейских отложений Алдано-Майской НГО по сейсмическим данным // Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа – XXI век: матер. Всерос. науч. конф. с участием иностранных ученых, посвящ. 150-летию
- акад. АН СССР И. М. Губкина и 110-летию акад. АН СССР и РАН А. А. Трофимука (Новосибирск, 14–15 сентября 2021 г.) – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2021. – С. 244–247
- Краевский Б. Г., Якшин М. С., Наговицин К. Е.** Региональная стратиграфическая схема рифейских отложений западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 7с. – С. 4–14.
- Кузнецов В. Е., Варнавский В. Г.** Венд-рифейские комплексы Алдано-Майского осадочного бассейна и Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции (юго-восток и юго-запад Северо-Азиатского кратона): сравнительный анализ, нефтегазоносность // Тихоокеанская геология. – 2018. – Т. 37, № 1. – С. 22–36.
- Новые** данные о перспективах нефтегазоносности Алдано-Майской впадины / П. Н. Соколов, О. В. Шиганова, С. В. Дыхан, А. Р. Ахмедова // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 643–656.
- Органическая** геохимия малгинской свиты среднего рифея (юго-восток Сибирской платформы) / Т. М. Парфенова, Е. А. Сулова, В. Н. Мелневский и др. // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири (Матер. Всерос. науч. конф. молодых ученых и студентов, посвящ. 80-летию акад. А. Э. Конторовича). – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2014. – С. 125–127.
- Прогноз** потенциально-нефтегазоносных зон рифея по сейсмическим данным в Председателевском прогибе / Г. А. Берилко, А. Н. Страхов, Б. Б. Шишкин, П. Н. Соколов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 1 (9). – С. 79–85.
- Решения** Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Ч. 1. Верхний протерозой и нижний палеозой. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1983. – 216 с.
- Семихатов М. А., Серебряков С. Н.** Сибирский гипостратотип рифея. – М.: Наука, 1983. – 223 с.
- Стратиграфия** нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н. В. Мельников, М. С. Якшин, Б. Б. Шишкин и др. – Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2005. – 428 с.
- Строение** юго-восточного перикратонного погружения Сибирской платформы / Л. С. Маргулис, Б. Д. Ковнир, С. В. Серезенков, И. Ф. Нафиков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10, № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/11_2015.pdf.

© Л. Н. Константинова, И. А. Губин,
С. А. Моисеев, М. И. Абдуллин, 2022



УДК 553.98:551.762.2(571.1)

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЛАСТАХ МАЛЫШЕВСКОГО ГОРИЗОНТА (СРЕДНЯЯ ЮРА, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

В. А. Казаненков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А. А. Трофимука, Новосибирск, Россия

Рассмотрены региональные закономерности размещения залежей углеводородов в верхней части среднеюрского нефтегазоносного комплекса на всей территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На основе новейших результатов региональных исследований установлен структурный и фациальный контроль распространения залежей, их распределение по типам ловушек, приуроченность к определенным интервалам разреза батского резервуара в различных районах провинции, изменение в них фазового состояния углеводородов и термобарических условий, а также физико-химических свойств флюидов. Выявленные особенности размещения залежей углеводородов позволяют выполнять обоснованный прогноз новых скоплений углеводородов в продуктивных горизонтах Ю₄, Ю₃ и Ю₂ в пределах перспективных зон нефте- и газонакопления. При восполнении ресурсной базы это имеет большое значение для рационального выбора комплекса геолого-геофизических методов поиска и разведки новых залежей.

Ключевые слова: Западная Сибирь, средняя юра, малышевская свита, тюменская свита, батский резервуар, пласты Ю₂–Ю₄, залежи углеводородов.

REGULARITIES OF THE LOCATION OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS IN BEDS OF THE MALYSHEV HORIZON (MIDDLE JURASSIC, WESTERN SIBERIA)

V. A. Kazanenkov

A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

The paper considers regional regularities of the hydrocarbon accumulations location in the upper part of the Middle Jurassic petroleum play throughout the territory of the West Siberian Petroleum Province. The structural and facies control for distribution of accumulations, their allocation by types of traps, confinedness to certain intervals of the Bathonian reservoir section in various regions of the province, changes in the phase state of hydrocarbons and pressure-and-temperature conditions, as well as physico-chemical properties of fluids have been established on the basis of the latest results of regional studies. The revealed features of the hydrocarbon accumulations location make it possible to fulfill a reasonable forecast of new accumulations of hydrocarbons in the productive horizons of J₄, J₃ and J₂ within promising zones of oil and gas accumulation. When replacing the resource base, it is of great importance for the rational choice of a complex of geological and geophysical methods for prospecting and exploration of new accumulations.

Keywords: Western Siberia, Middle Jurassic, Malyshev Formation, Tyumen Formation, Bathonian reservoir, J₂–J₄ beds, hydrocarbon accumulation.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-56-63

Анализу закономерностей размещения залежей нефти и газа в юрско-меловом осадочном чехле на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) или ее крупных регионов посвящено большое количество публикаций В. Н. Бородкина, В. С. Бочкарева, А. М. Брехунцова, Ф. Г. Гурари, С. В. Ершова, А. Е. Еханина, Ю. Н. Каргодина, А. Э. Конторовича, А. Р. Курчикова, В. Д. Наливкина, А. А. Нежданова, И. И. Нестерова, Л. В. Ровнина, Н. Н. Ростовцева, М. Я. Рудкевича, Ф. К. Салманова, В. А. Скоробогатова, В. С. Старосельцева, Л. В. Строганова, В. С. Суркова, А. А. Трофимука, В. И. Шпильмана.

В работах рассмотрены природа и особенности латеральной и вертикальной локализации залежей углеводородов (УВ) в мезозойских нефтегазоносных комплексах Западно-Сибирской НГП, изменение в них фазового состояния углеводородов и термобарических условий, физико-химические и геохимические свойства флюидов, приуроченность наиболее

крупных скоплений УВ в различных районах бассейна к определенным стратиграфическим уровням, влияние тектонических и литолого-фациальных факторов на размещение залежей.

За последние 20 лет у недропользователей резко увеличился интерес к регионально нефтегазоносному батскому резервуару. Это произошло в связи с ухудшением структуры остаточных запасов крупных залежей в отложениях нижнего мела и верхней юры вследствие их длительной эксплуатации в давно разрабатываемых районах. Актуальность изучения этого объекта подтверждается выявлением в пластах Ю₂–Ю₄ большого количества новых залежей, причем как в границах старых месторождений, так и на новых площадях. Надо отметить, что большинство открываемых залежей нефти по запасам относятся к категориям мелких или очень мелких. Это обусловлено небольшими объемами ловушек, которые вводились в поисковое бурение.



О повышении внимания к рассматриваемому объекту также свидетельствует рост добычи нефти, который наблюдается с начала XXI века в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) и в Тюменской области (без округов). В ХМАО добыча нефти из залежей батского резервуара увеличилась более чем в 11 раз (с 2,6 млн т в 2000 г. до 29,7 млн т в 2020 г.); в Тюменской области из залежей в пластах Ю₂–Ю₄ добыча нефти в 2008 г. составила 8 тыс. т, а в 2020 г. – 6,1 млн т. При этом в последнее время в Тюменской области ежегодные объемы добычи нефти из залежей в отложениях средней юры превышают объемы суммарной добычи из залежей в породах верхней юры и нижнего мела.

На территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) батский резервуар также является одним из важных объектов для наращивания ресурсной базы УВ. С начала текущего века залежи нефти в округе открыты на 19 месторождениях, а конденсатного газа – на 20. Все запасы нефти и большая часть запасов конденсатного газа (76 %) находятся в залежах на территории распространения верхнетюменской подсвиты. На полуостровах Ямал и Гыданский в новых залежах, выявленных в пластах малышевской свиты, прирост запасов газоконденсата составил 24 % от общей суммы.

В северных районах провинции залежи в пластах Ю₂–Ю₄ в настоящее время введены в разработку на ограниченном количестве месторождений, что обусловлено приоритетным освоением запасов УВ в меловых комплексах пород.

Все изложенное свидетельствует о высокой перспективности батского резервуара. В связи с этим представляется актуальным отдельно рассмотреть закономерности размещения залежей углеводородов в пластах Ю₂–Ю₄ на основе новейших данных.

Фактический материал и методы исследования

В исследованиях использовался комплексный анализ серии современных карт и схем, характеристика которых приведена в работах [5, 6, 8–11, 13, 16, 18]. Они включают структурную карту по кровле малышевского горизонта с объединенными контурами залежей в пластах Ю₂–Ю₄; схему строения и распространения флюидоупора батского резервуара; схемы изменения физико-химических параметров жидких углеводородов (плотность, содержание серы, смол и асфальтенов, парафинов); карты изменения термобарических условий в продуктивных пластах; палеогеографические карты, отображающие развитие зон распространения коллекторов в континентальных, прибрежно-континентальных, прибрежно-морских и мелководно-морских фациях.

Закономерности размещения залежей углеводородов в пластах Ю₂–Ю₄

В настоящее время по результатам поисковых и разведочных работ в Западно-Сибирской НГП

в пластах Ю₂–Ю₄ батского резервуара выявлено около 800 залежей углеводородов на 358 месторождениях. Согласно карте нефтегазогеологического районирования, они расположены в 13 из 18 НГО. Территория с доказанной промышленной нефтегазоносностью батского резервуара простирается от месторождений Победа и им. маршала Жукова в Предновоземельской НГО на севере до Прирахтовского месторождения в Каймысовской НГО на юге, от Иусского месторождения в Приуральской НГО на западе до Термокарстового месторождения в Пур-Тазовской НГО и Зимнего и Хабейского месторождений в Енисей-Хатангской НГО на востоке. Фактически в пределах Западно-Сибирской НГП нет больше ни одного резервуара с такой обширной площадью нефтегазоносности, которая составляет около 1,6 млн км². В значительной степени это обусловлено распространением регионального флюидоупора, стратиграфический объем которого в разных районах провинции изменяется от верхов верхнего бата по готерив–баррем включительно.

Строение флюидоупора, контролирующего залежи. На большей части Западно-Сибирской НГП, включая центральную часть акватории южной части Карского моря, региональным флюидоупором для залежей углеводородов в пластах Ю₂–Ю₄ служит глинистая толща абалакской свиты (верхи бата–нижний титон). В южной части п-ова Ямал покрывка представлена глинами нижней части нурминской свиты, которая является стратиграфическим аналогом абалакской свиты.

В центральных районах и на юго-востоке провинции залежи экранируются глинами нижнеवासюганской подсвиты (верхи бата–низы нижнего оксфорда). На юго-западе в Шаимском НГР, а также в приновоземельской части Карского моря, где открыты месторождения Победа и им. маршала Жукова, флюидоупором для залежей батского резервуара служат глины даниловской свиты (верхи бата–нижний берриас). На северо-востоке, в Тазовско-Енисейском междуречье, флюидоупор представлен точинской свитой (верхи бата–низы верхнего келловей), а на большей части Гыданского п-ова, в Енисей-Хатангском прогибе и в восточной части Карского моря – гольчихинской свитой (верхи бата–нижний берриас).

На юго-востоке провинции в зоне регионального опесчанивания нижнеवासюганского флюидоупора покрывками для единичных залежей УВ, выявленных в Васюганской и Пайдугинской НГО, служат зонально и локально развитые глинистые и углистоглинистые пачки нижней части наунакской свиты. Согласно палеогеографическим реконструкциям, на этой территории, относящейся к Сильгинскому фациальному району (ФР), отложения верхнего бата–келловей накапливались в прибрежно-континентальных условиях. Восточнее, на территории Ажарминского ФР залежи углеводородов в пластах

батского резервуара не обнаружены. Одна из причин этого – отсутствие надежного флюидоупора, что обусловлено накоплением осадков наунакской свиты преимущественно в континентальных обстановках озерно-аллювиальной равнины [14].

Для флюидоупора с разным стратиграфическим объемом (из-за диахронности верхней границы) общим элементом в его разрезе является глинистая толща нижней части позднебатско-келловейского возраста, осадконакопление которой происходило в морском бассейне [14]. По существу, эта толща служит основным экраном для залежей в пластах Ю₂. Суммарная площадь его распространения составляет более 2 млн км² [19]. Толщина изменяется от 15–20 до 930–950 м. Минимальными толщинами флюидоупор характеризуется в зонах развития васюганской и точинской свит, а максимальными – на территории совместного распространения абалакской, тутлеймской, фроловской свит в западной части провинции и гольчихинской свиты в северо-восточной.

Из совместного анализа пространственно-го размещения залежей УВ в батском резервуаре и строения флюидоупора установлено, что наибольшее их количество и наиболее крупные по запасам скопления УВ открыты на территориях распространения абалакской свиты и западной части васюганской свиты, где нижневасюганская подсвита имеет большую толщину (50–60 м) по сравнению с восточной частью (10–15 м). Крупные скопления УВ также сформировались на территории нурминской свиты (Бованенковское, Новопортовское месторождения).

Типы залежей. От общего количества месторождений с залежами в пластах Ю₂–Ю₄ нефтяные выявлены на 302 (84,4 %), газоконденсатные на 36 (10,0 %), нефтегазоконденсатные на 12 (3,3 %), газовые на 5 (1,4 %) и газонефтяные на 3 (<1 %).

Большое значение имеет анализ доминирующих типов ловушек, к которым приурочены залежи в батском резервуаре. Специально этот вопрос в публикациях не рассматривался.

Для выяснения закономерностей приуроченности залежей нефти и газа в пластах Ю₂–Ю₄ к тому или иному типу ловушек были собраны и систематизированы материалы с описанием месторождений. В составленном каталоге учтены данные по залежам 276 месторождений, что составляет 77 % от их общего количества. В работе использовалась классификация, представленная в монографии [15].

В результате анализа собранных данных установлено, что в батском резервуаре наиболее распространены пластовые, сводовые залежи, большая часть которых литологически, тектонически или литологически и тектонически экранирована. Согласно составленной выборке этот тип залежей выявлен на 145 месторождениях (52 %).

Примером служат залежи нефти Тайлаковского, Галяновского, Ловинского, Шушминского и других месторождений. Залежи конденсатного газа,

сформировавшиеся в сводовых частях локальных поднятий и ограниченные литологическими и тектоническими экранами, выявлены на Геофизическом, Северо-Губкинском, Тамбейском и других месторождениях.

Более простым строением характеризуются залежи, которые относятся к пластовым, сводовым – 89 месторождений (32 %). Как правило, такие залежи сформировались в контуре небольшой по площади малоамплитудной антиклинальной ловушки, вследствие чего они обычно отличаются незначительными запасами. Примером пластовых, сводовых служат залежи нефти Встречного, Бинштоковского, Верхнехарловского, Пальниковского, Западно-Медвежьего месторождений, залежи газа – Восточно-Тугровского и Супринского, конденсатного газа – Малыгинского, Харасавейского, Ютырмальского.

Меньшее количество залежей установлено в структурно-литологических и литологических ловушках: на 44 (16 %) месторождениях. К структурно-литологическим относятся залежи нефти на Ай-Куруском, Вачимском, Конитлорском, Тепловском, Хохряковском, Рогожниковском, Лензитском месторождениях; конденсатного газа, сформировавшиеся в структурно-литологических ловушках, открыты на Останинском, Западно-Юрхаровском, Песцовом.

К литологическому типу относятся залежи нефти Красноленинского (Каменная и Ем-Еговская площади), Нижнесортымского, Ларкинского, Равенского, Тевлино-Русскинского, Северо-Юрьевского месторождений.

На юго-западе (в Шаимском НГР) и на юге (в Демьянском НГР) провинции, где до конца малышевского времени существовали выступы фундамента, служившие локальными источниками обломочного материала, залежи приурочены к пластовым ловушкам литолого-стратиграфического типа с характерным выклиниванием коллекторов делювиально-пролювиального генезиса вверх по восстанию пластов (Трехозерное, Мортымья-Тетеревское, Тальниковое, Усть-Тегусское и другие месторождения). Для них характерны сложные контуры прилегания к выступам фундамента. В изученной выборке их доля невелика – 12 месторождений (4 %).

Наименее распространены в батском резервуаре массивные залежи, локализованные в мощном песчаном пласте или в группе песчаных гидродинамически связанных пластов. По имеющимся материалам с такими ловушками связаны залежи на девяти месторождениях (3 %). Массивный тип залежей выявлен на Северо-Казымском (газ), Северо-Няртольском (нефть), Малоямальском (конденсатный газ) месторождениях.

Из приведенных данных следует, что поисково-разведочные работы на нефть и газ с целью выявления залежей углеводородов в батском резервуаре на всей территории Западно-Сибирской провинции проводились и продолжают прово-



даться в основном на локальных поднятиях. Это обусловлено хорошо отработанной в Западной Сибири методикой и технологией сейсморазведки картирования ловушек в пределах антиклинальных структур.

Структурный контроль распространения залежей. По результатам анализа структурной карты по кровле резервуара в региональном плане отмечается несколько закономерностей размещения залежей углеводородов в пластах Ю₂–Ю₄ (см. рисунок).

Глубина залегания залежей закономерно увеличивается от бортовых частей бассейна к его центральным районам. Кроме этого, закономерное увеличение глубин отмечается в соответствии с региональным уклоном кровли батского резервуара с юга на север, в направлении синеклиз Ямало-Карской региональной депрессии, причем перепад глубин залегания выявленных залежей составляет 2830 м (от –1428 до –4200 м).

Во внутренних районах Западно-Сибирской геосинеклизы выделяются две группы антиклинальных структур I и II порядка, резко различающихся размерами залежей и, соответственно, количеством запасов в них.

К первой группе относятся структуры с крупными скоплениями нефти и конденсатного газа, которые приурочены к их сводам и склонам. В южных и центральных районах провинции к ним относятся Шаимский мегавыступ, Красноленинский свод, Сургутский свод, Верхнедемьянский мегавал. Во многих работах указано, что для этих структур, имеющих в основании эрозионно-тектонические выступы фундамента, характерна тенденция устойчивого роста на протяжении всего юрского периода и берриаса – раннего апта с некоторым затуханием восходящих движений в апте – туроне [1, 3, 4, 18].

В северных районах, расположенных к югу от Мессояхской наклонной гряды, крупные скопления углеводородов в пластах Ю₂–Ю₄ сформировались в пределах положительных структур II порядка (Уренгойское, Песцовое, Ямбургское, Ярудейское и другие месторождения). При этом надо отметить, что согласно результатам палеотектонических реконструкций [2, 17] эти структуры в юрский период и берриас-аптский века практически не формировались. Их активный рост проходил после туронского века.

На п-ове Ямал крупные залежи УВ на Новопортовском, Бованенковском, Малыгинском, Тамбейском месторождениях также расположены в контурах поднятий II порядка. Особенностью этих поднятий (в отличие от структур Надым-Пурского междуречья) является их приуроченность к эрозионно-тектоническим выступам доюрского основания и длительная история тектонического развития, которая продолжалась на протяжении всего мезозоя и кайнозоя [6].

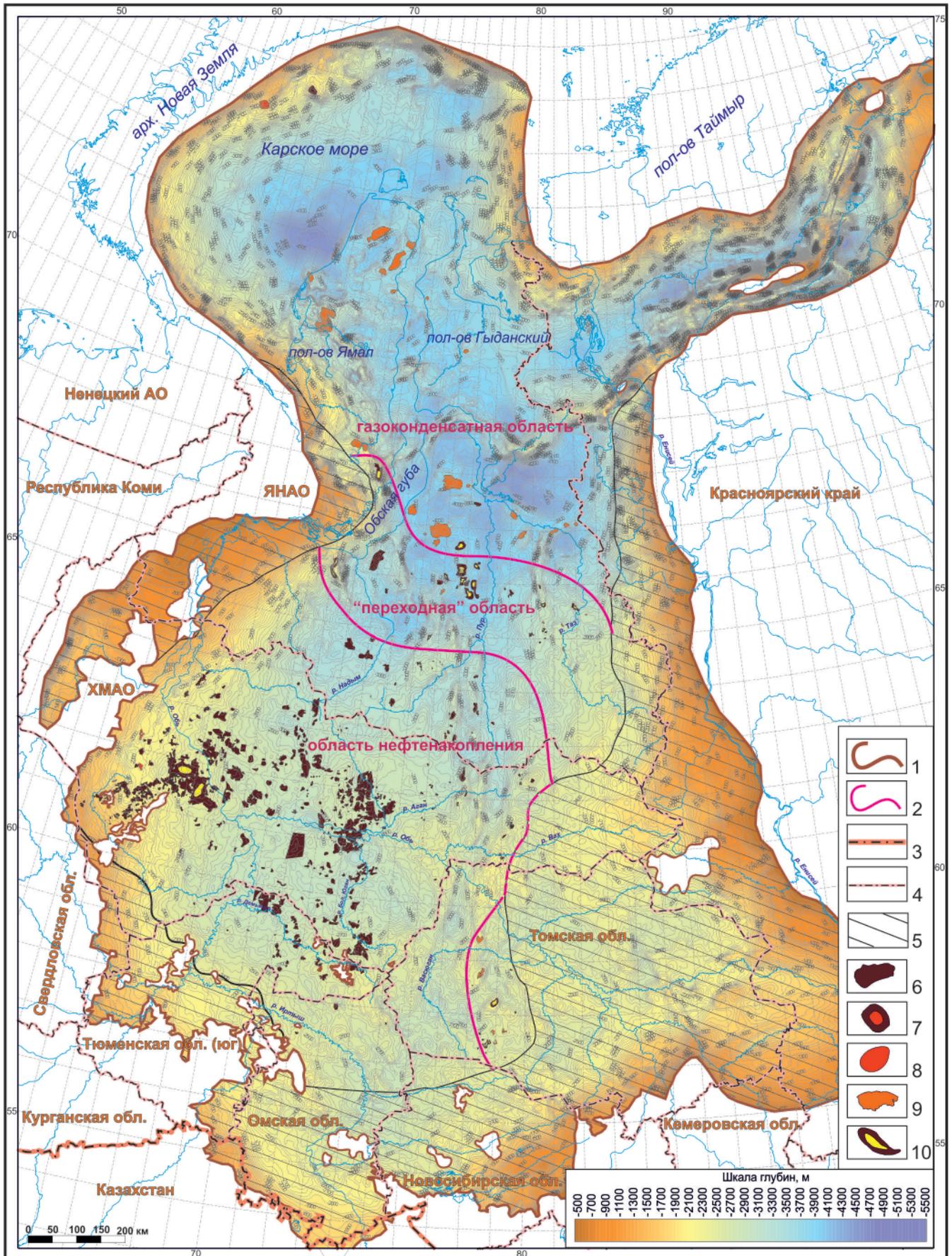
В границах положительных структур I порядка высоты залежей достигают 150–200 м, например на Красноленинском и Сургутском сводах. В северной части провинции в пределах положительных структур II порядка высоты крупных залежей газоконденсата достигают 300 м и более (Ямбургское, Бованенковское, Русское, Уренгойское месторождения).

Вторая группа объединяет положительные структуры I и II порядков, в границах которых в настоящее время выявлены единичные, преимущественно мелкие по запасам залежи УВ: Нижневартовский, Александровский, Северный своды и линейно вытянутые в меридиональном направлении Варьеганский, Вынгапуровский, Етыпуровский, Часельский мегавалы. Примечательно расположение всех этих структур вдоль бортов Колтогорско-Уренгойского мегажелоба. Основной этап формирования перечисленных мегавалов связан с коньякским, сантонским, кампанским, маастрихтским веками позднемеловой эпохи и кайнозойской эрой. Это было обусловлено активизацией тектонических процессов, приведших к существенному расширению Колтогорско-Уренгойского регионального мегажелоба. В коньяк-кайнозойский этап также завершилось развитие Северного, Нижневартовского и Александровского сводов [12, 17].

Большинство мелких и средних по запасам залежей в батском резервуаре расположено в пределах крупных отрицательных структур – Мансийской и Большехетской синеклиз, Надымской мегавпадины, где они приурочены к поднятиям IV и III порядка. При этом наибольшим количеством скоплений УВ в настоящее время резко выделяется Мансийская синеклиза. В меньшем количестве мелкие и средние по запасам залежи нефти и газа сформировались на локальных поднятиях, которые осложняют моноклинальные склоны Внешнего пояса.

Особенности локализации залежей в разрезе батского резервуара. В Западно-Сибирской НГП промышленная нефтегазоносность продуктивных горизонтов батского резервуара непостоянна. Большинство залежей углеводородов открыто в его верхней части.

В центральной части Западно-Сибирской провинции (Сургутский, Приобский, Ноябрьский и южная часть Ярудейского НГР) в батском резервуаре залежи нефти содержатся преимущественно в пластах горизонта Ю₂. В западных, юго-западных и южных районах провинции этаж нефтеносности резервуара увеличивается до трех продуктивных горизонтов – Ю₂, Ю₃ и Ю₄ (Красноленинская НГО, западная и южная части Фроловской НГО, северо-восточная часть Каймысовской НГО и Шаимский НГР в Приуральской НГО). Увеличение этажа нефтегазоносности также наблюдается на положительных структурах, расположенных вдоль западного борта Колтогорско-Уренгойского мегажелоба. К востоку от него нефтегазоносность батского резервуара связана, как правило, с пластами горизонта Ю₂.



Структурная карта по кровле малышевского горизонта Западно-Сибирской плиты и Енисей-Хатангского прогиба
 Границы: 1 – распространения проницаемого комплекса батского резервуара, 2 – «переходной» зоны с различным фазовым состоянием залежей УВ, 3 – государственная, 4 – административные; 5 – бесперспективные территории; залежи в пластах Ю₂-Ю₄: 6 – нефтяные, 7 – газонефтяные, 8 – газовые, 9 – газоконденсатные, 10 – нефтегазоконденсатные



В северной части Ямало-Карского региона, где проницаемый комплекс батского резервуара представлен малышевской свитой, в пластах продуктивных горизонтов Ю₂, Ю₃ и Ю₄ большее количество залежей выявлено в Ямальской НГО. В Гыданской НГО открыты всего три залежи в пласте Ю₂ – на Салмановском, Геофизическом и Северо-Парусовом месторождениях.

Термобарические условия размещения залежей. Залежи углеводородов в батском резервуаре открыты в широком диапазоне пластовых температур и давлений. Современные температуры в залежах изменяются от 45–49 °С в пределах структур Внешнего пояса до 110–120 °С в зонах геотемпературных аномалий в южной части бассейна (Красноленинская, Салымская) и до 120–140 °С (и выше) в наиболее крупных депрессиях его северной части (Надымская, Большехетская, Антипаютинская) [10].

По результатам совместного анализа карты современных температур и серии карт физико-химических свойств нефтей отмечается повышение их качества с увеличением пластовой температуры. Так, в пределах низкотемпературной зоны, которая охватывает Сургутский свод, Юганскую мегавпадину и Верхнедемьянский мегавал, залежи в пластах Ю₂–Ю₄ содержат наиболее тяжелые, сернистые, смолистые и высокосмолистые нефти с низким газосодержанием (<50 м³/т). С увеличением пластовой температуры качество нефти повышается. Например, на Красноленинском месторождении при пластовых температурах 105–120 °С нефти характеризуются повышенной газонасыщенностью (150–200 м³/т), низкой плотностью (≈0,813 г/см³), средним содержанием парафинов, низким содержанием серы и смолистых веществ [11].

В северном направлении от Широкого Приобья на фоне увеличения средних значений пластовых температур до 100–110 °С отчетливо проявляется зональность в размещении залежей углеводородов с различным фазовым состоянием: от нефтяных на юге до газоконденсатных на севере. При этом плотность нефтей и конденсатов не превышает 0,830 г/см³. Содержание серы изменяется от следовых количеств до 0,5 %, смол и асфальтенов – до 5 %. По содержанию твердых парафинов нефти и конденсаты относятся к парафинистым (2,6–5,5 %) и высокопарафинистым (≥6 %). В большинстве нефтяных залежей значение газового фактора изменяется от 200 до 500 м³/т [11].

Одна из специфических особенностей нефтегазовой системы батского резервуара в северных и арктических районах провинции – наличие обширной области аномально высоких пластовых давлений (АВПД) с $K_{\text{нн}}$ до 2,22 [5]. На карте современных температур пород в кровле малышевского горизонта граница этой области близка к изотерме +100 °С. В центральных, западных и южных районах провинции залежи в пластах Ю₂–Ю₄ характеризуются значениями пластовых давлений, близкими или

равными гидростатическим. В пределах области, характеризующейся жесткими термобарическими условиями, большее количество открытых залежей содержит конденсатный газ. В меньшем количестве в этой области выявлены нефтегазоконденсатные залежи.

Закономерности изменения фазового состояния УВ в залежах. Отдельно для батского резервуара отмечается смена фазового состояния углеводородов в залежах по направлению от южных нефтегазоносных областей (НГО) к северным. Выделяются три зоны.

Первая зона нефтенакпления охватывает территорию Каймысовской и Среднеобской НГО, южные НГР Надым-Пурской НГО, северные – Васюганской, Фроловской, Красноленинской и Приуральской. В этой зоне открыты нефтяные залежи, в единичных случаях с газовыми шапками, за исключением западных приграничных районов двух последних НГО, где наряду с нефтяными выявлены мелкие залежи газа (Северо-Казымское, Сотэ-Юганское, Восточно-Турговское и Супринское месторождения). Следует отметить, что в настоящее время аналогичная зона намечается в Предновоземельской НГО (Карское море). Об этом свидетельствует открытие нефтяной залежи на месторождении Победа и газовой залежи на месторождении им. Жукова, которые приурочены к поднятиям Внешнего пояса.

Вторая зона («переходная») характеризуется смешанным фазовым состоянием углеводородов в залежах. Здесь выявлены нефтяные, газонефтяные, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи. С юга и севера она ограничена параллелями 64°40' и 66°30' с. ш. соответственно. Согласно нефтегазогеологическому районированию в данную зону входят северная часть Губкинского НГР, южные части Надымского и Уренгойского НГР, а восточнее – вся центральная часть Пур-Тазовской НГО. Аналог второй зоны выделяется и на юго-востоке Западной Сибири, в южных районах Васюганской НГО.

В третьей зоне (газонакпления) все залежи в пластах Ю₂–Ю₄ содержат конденсатный газ. Зона включает северные части Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО, а также Ямальскую и Гыданскую НГО.

Фациальный контроль нефтегазоносности батского резервуара. Согласно результатам палеогеографических реконструкций отчетливо отмечается фациальный контроль нефтегазоносности батского резервуара.

В Широком Приобье залежи нефти в группе пластов Ю₂, в том числе с крупными запасами на Сургутском своде, сформировались в отложениях прибрежно-континентального и прибрежно-морского комплексов. В плане нефтеносности отложения дельтового и аллювиального комплексов имеют второстепенное значение. Данный вывод сделан на основе комплексного анализа результатов детальных литолого-седиментологических исследований ядра, палеогеографических реконструкций, петро-



физических свойств пород [16], испытаний скважин в интервале батского резервуара и структурного плана кровли малышевского горизонта.

В районе Верхнедемьянского мегавала и прилегающих территорий большая часть запасов содержится в залежах горизонтов Ю₄ и Ю₃ и нижней части горизонта Ю₂, песчаные отложения которых накапливались в обстановках аллювиального комплекса (русловые и связанные с ними фации). Подчиненное значение в этом районе имеют нефтенасыщенные коллекторы дельтового и прибрежно-морского комплексов в верхней части горизонта Ю₂ [7, 13].

По результатам региональных палеогеографических реконструкций [8] предполагается, что в северных районах залежи УВ содержатся в песчано-алевритовых отложениях, сформировавшихся в полифациальных условиях от континентальных до мелководно-морских. В отложениях аллювиального комплекса песчаные тела имеют вытянутую, в разной степени извилистую, «шнурковую» форму. Отложения коллекторов, сформировавшиеся в дельтовом комплексе, распространены в виде линз достаточно сложной формы в плане. Сочетание коллекторов аллювиального и дельтового комплексов характерно для горизонта Ю₃. Песчаные отложения прибрежно-континентального и прибрежно-морского комплексов образуют покровные тела, распространение которых в плане контролировалось палеорельефом. Коллекторы, представленные этими отложениями, являются основными резервуарами нефти и газа в горизонте Ю₂.

Выводы

Выявленные закономерности размещения залежей углеводородов позволяют в пределах перспективных площадей выполнять обоснованный прогноз фазового состояния, физико-химических свойств жидких УВ, термобарических условий и размеров новых скоплений в продуктивных горизонтах Ю₄, Ю₃ и Ю₂, приуроченных к определенному фациальному типу коллекторов. Это имеет большое практическое значение и применение для восполнения ресурсной базы, а также рационального выбора комплекса геолого-геофизических методов поиска и разведки залежей. В развитие дальнейших исследований представляется важным и необходимым выполнить обобщение результатов палеотектонических реконструкций в комплексе с результатами бассейнового моделирования, характеризующих нефтегазовую систему нижнесреднеюрских отложений для всей Западно-Сибирской НГП. Главная цель этих исследований – восстановление истории формирования залежей углеводородов в батском резервуаре.

Работа выполнена в рамках научной темы FWZZ-2022-0007 «Цифровая модель Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, седиментогенез и литостратиграфия, закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений, детализированная количественная оценка ресур-

сов углеводородов в традиционных и нетрадиционных скоплениях, как основа прогноза развития нефтегазового комплекса» Государственной программы ФНИ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Бочкарев В. С.** Краткая характеристика геологического строения северной части Западно-Сибирской равнины // Горные ведомости. – 2005. – № 7. – С. 4–19.
2. **Бочкарев В. С., Федоров Ю. Н.** Главные этапы формирования сводов и мегавалов чехла Западно-Сибирской молодой платформы // Геология и геофизика. – 1983. – № 7. – С. 136–140.
3. **Брехунцов А. М., Монастырев Б. В., Нестеров И. И. (мл.)** Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2011. – № 8. – С. 1001–1012.
4. **Волков В. А., Гончарова В. Н.** Об истории тектонического развития центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Матер. XV науч.-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Т. 1. – Ханты-Мансийск, 2012. – С. 213–224.
5. **Загоровский Ю. А.** Связь флюидодинамических процессов с нефтегазоносностью глубоких горизонтов на севере Западной Сибири // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2016. – № 6. – С. 48–51.
6. **История** тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / В. А. Конторович, Д. В. Аюнова, И. А. Губин и др. // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 423–444.
7. **Казаненков В. А.** Аллювиальные палеосистемы малышевского горизонта южных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна – определяющий фактор распространения коллекторов с залежами нефти «шнуркового» типа // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 4. – С. 59–66.
8. **Казаненков В. А.** Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в позднем байосе–бате // Геология и геофизика. – 2021 – Т. 62, № 8. – С. 1172–1187.
9. **Казаненков В. А.** Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналогов в Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2016. – № 3. – С. 3–11.
10. **Геотермические** условия и нефтегазоносность тюменской и малышевской свит Западно-Сибирского бассейна / В. А. Казаненков, А. Р. Курчиков, А. Г. Плавник, М. Н. Шапорина // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60, № 2. – С. 209–216.
11. **Казаненков В. А., Фурсенко Е. А., Шапорина М. Н.** Закономерности изменения физико-химических свойств нефтей и конденсатов из залежей тюменской и малышевской свит Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геоло-



гия. Теория и практика. – 2018. – Т. 13, № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/12_2018.pdf.

12. **Конторович В. А.** Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 4. – С. 461–474.

13. **Палеогеографический** контроль нефтеносности мальшевского горизонта группы Тайлаковских месторождений (Западная Сибирь) / В. А. Казаненков, П. А. Ян, Л. Г. Вакуленко, А. Ю. Попов // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 115–126.

14. **Палеогеография** Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.

15. **Северное Приобье** Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литологический подход) / Ю. Н. Карогодин, В. А. Казаненков, С. А. Рыльков, С. В. Ершов // Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 200 с.

16. **Седиментогенез** коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтеносность в Широком Приобье / А. Э. Конторович, Л. Г. Вакуленко, В. А. Казаненков и др. // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51, № 2. – С. 187–200.

17. **Сейсмостратиграфия**, история формирования и газоносность структур Надым-Пурского междуречья (Западная Сибирь) / В. А. Конторович, Д. В. Аюнова, И. А. Губин и др. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57, № 8. – С. 1583–1595.

18. **Тектоническое** строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.

19. **Фациально-стратиграфическое** районирование келловей-кимериджских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна / С. В. Рыжкова, Л. Г. Вакуленко, В. А. Казаненков и др. // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61, № 3. – С. 409–421.

© В. А. Казаненков, 2022

УДК 552.578

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕНОСНОСТИ ПОРОД ИНИКАНСКОЙ СВИТЫ НИЖНЕГО И СРЕДНЕГО КЕМБРИЯ НА ЮГО-ВОСТОКЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Т. М. Парфенова^{1,2}, Д. С. Мельник^{1,2}, И. В. Коровников^{1,2}¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; ²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Современное исследование кембрийских отложений показало, что вблизи г. Покровска на территории Лено-Амгинского междуречья скважинами вскрыт мощный разрез обогащенных органическим веществом пород иниканской свиты. Установлено, что породы являются потенциально нефтепроизводившими, обладают высоким и умеренным остаточным генерационным потенциалом, катагенез органического вещества соответствует начальной стадии мезокатагенеза. В иниканской свите выявлены автохтонные, паравтохтонные и аллохтонные битумоиды. Последние сосредоточены в породах ее нижней части. Это позволяет рассматривать иниканскую свиту на юго-востоке Сибирской платформы в качестве нетрадиционного источника углеводородного сырья – сланцевой нефти. Формирование мигрировавших битумоидов связано с генерацией нефтей двумя генетическими источниками: первый – породы иниканской свиты, второй – породы докембрия. Углеводороды паравтохтонных и аллохтонных битумоидов биодegradированы.

Ключевые слова: нефтепроизводившие породы, битумоиды, катагенез ОВ, нефтеносность, кембрий, Сибирская платформа.

GEOCHEMICAL PREREQUISITES FOR OIL CONTENT OF THE LOWER AND MIDDLE CAMBRIAN INIKAN FORMATION ROCKS IN THE SOUTHEAST OF THE SIBERIAN PLATFORM

Т. М. Parfenova^{1,2}, D. S. Melnik^{1,2}, I. V. Korovnikov^{1,2}¹A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS; ²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

Modern study of Cambrian deposits on the territory of the Lena-Amga interfluvium near Pokrovsk shown that wells penetrated a thick section of the Inikan Formation rocks enriched with organic matter (OM). It was established that rocks were potentially oil-generating, with high and moderate remaining generative potential, the OM catagenesis corresponds to the initial stage of mesocatagenesis. Autochthonous, parautochthonous and allochthonous bitumens were identified in the Inikan Formation. Allochthonous bitumens are concentrated in the rocks of its lower part. This makes it possible to consider the Inikan Formation in the southeast of the Siberian Platform as an unconventional source of hydrocarbon raw materials – shale oil. The origin of migrated bitumens is associated with the generation of oils by two genetic sources: the first one is the rocks of the Inikan Formation, the second one is the Precambrian rocks. Hydrocarbons of parautochthonous and allochthonous bitumen are biodegraded.

Keywords: source rocks, bitumens, organic matter catagenesis, oil content, Cambrian, Siberian Platform.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11с-64-71

Поиск новых месторождений углеводородов в слабоизученных районах нефтегазоносных областей (НГО) Сибирской платформы является актуальной задачей. Открытие залежей нефти и газа на юго-востоке региона связывают с современным геологическим, геофизическим и геохимическим исследованием докембрийских и кембрийских отложений. Известно, что на востоке изучаемой территории распространен черносланцевый куонамский комплекс нижнего и среднего кембрия, породы которого рассматривают в качестве потенциально нефтегазопроизводящих, нефтеносных и как ресурс альтернативного углеводородного (УВ) сырья [2, 3, 6–9, 13, 14].

В основном коллекции пород куонамской, иниканской свит и их фациальных аналогов (сэктэнской и синской свит) изучают по материалам из обнажений. В XXI в. начали анализировать керн скважин на современном уровне [1, 3, 4, 13, 14]. Настоящая

работа направлена на исследование особенностей геохимии пород и их битумоидов, уточнение стратиграфии куонамского комплекса северного склона Алданской антеклизы на территории Лено-Амгинского междуречья.

Материалы и методы

Материалом для исследования является керн гидрогеологической скв. Красный ручей 5 на правом берегу р. Лена напротив г. Покровска. Палеонтологическое и биостратиграфическое изучение выполнено на основе анализа образцов из интервалов от 393 до 180 м. Для геохимического исследования собрана коллекция пород из интервалов отбора 354–228 м (рис. 1). В керне встречены макроскопические битумопроявления. Перед дроблением для последующего анализа пород выполнена холодная экстракция этих битумов из камней (результаты их изучения будут представлены в следующих публикациях).

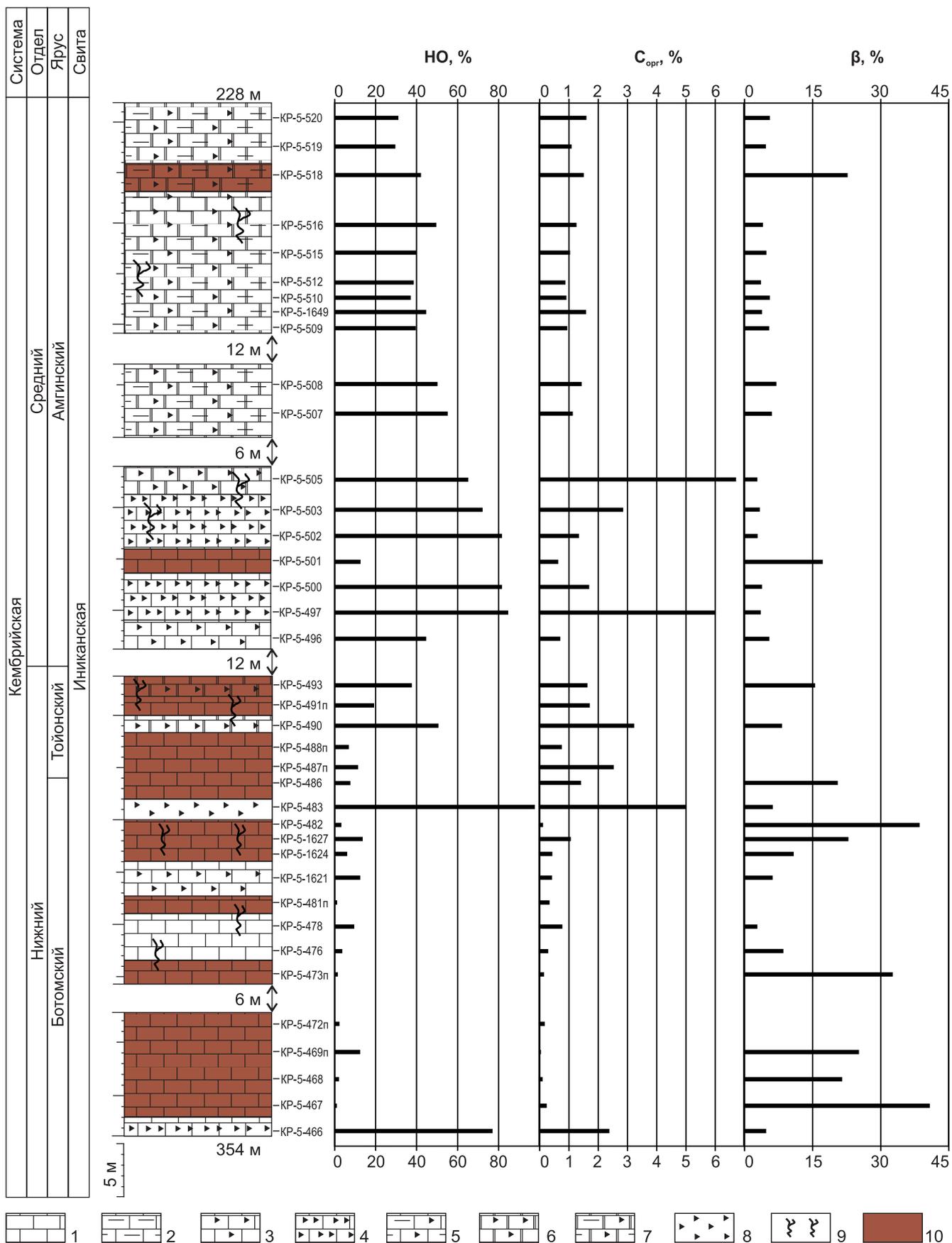


Рис. 1. Изменение содержаний нерастворимого остатка, органического углерода и битумоидного коэффициента в породах иниканской свиты по разрезу в скв. Красный Ручей 5

1 – известняк; 2 – известняк глинистый; 3 – кремнисто-известковая порода, известковый силицит; 4 – известково-кремнистая порода; 5 – кремнисто-глинисто-известковая порода; 6 – кремнистый доломит; 7 – глинисто-кремнистый доломит; 8 – силицит; 9 – вертикальные трещины; 10 – битуминозные породы

Исследование пород и ОВ проводилось по методике, принятой в ИНГГ СО РАН. Породы дробили до 0,25 мм. Навески порошков обрабатывали 10%-ной соляной кислотой для получения нерастворимых остатков (НО). На приборе АН-7529 путем сжигания проб НО в токе кислорода определяли содержание органического углерода ($C_{\text{орг}}$) на НО и на породу в массовых процентах. Пиролиз порошков пород и НО выполняли на приборе SR-Analyzer-POPI (Pyrolytic Oil Productivity Index) в режимах определения TPH/TOC (Total Petroleum Hydrocarbons/Total Organic Carbon).

Битумоиды экстрагировали хлороформом при комнатной температуре из порошков пород с использованием центрифуги (ЦДС-2). Экстракты очищались ртутью от элементарной серы. Петролейным эфиром из битумоидов выделяли асфальтеновые компоненты. Оставшиеся мальтены делили на фракции методом хроматографии на стеклянной колонке. Таким образом определяли групповой состав битумоидов.

Фракции насыщенных УВ анализировали методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС). ГЖХ проводили на приборе Agilent 7820A, оснащенный кварцевой капиллярной колонкой длиной 30 м и внутренним диаметром 0,25 мм с толщиной нанесения фазы HP-5 0,25 мкм. Газ-носитель – гелий. Начальная температура 100 °С, последующий нагрев 4 °С/мин, конечная температура 290 °С. Для ХМС использовали установку, состоящую из хроматографа Agilent 6890 и спектрометра с масс-селективным детектором Agilent 5973N. Хроматограф оборудован кварцевой капиллярной неполярной колонкой HP-5 (длина 30 м, внутренний диаметр 0,25 мм, толщина нанесения неподвижной фазы 0,25 мкм). Газ-носитель – гелий. Запись ионного тока проходила в полном сканирующем режиме (m/z 50–550) и по заданным ионам. Энергия и температура ионизации 70 eV и 290 °С соответственно. Идентификацию индивидуальных соединений проводили путем сравнения масс-спектров с опубликованными материалами и библиотекой масс-спектров NIST04.

Результаты и их обсуждение

Исследование палеонтологии и стратиграфии показало, что в скв. Красный ручей 5 можно выделить нижнюю часть чайской свиты, а также иниканскую и верхи пестроцветной. Комплексы трилобитов, которые датируют вмещающие их породы, обнаружены только в чайской свите. В инт. 185–192 м встречены трилобиты *Hypagnostus* sp., *Liostracus* cf. *latigeninus*, характерные для зоны *Corynexochus perforatus*–*Aporolenus henrici* майского яруса среднего кембрия. Ниже по разрезу в инт. 192–222 м найдены трилобиты *Ptychagnostus atavus*, *Eodiscus punctatus*, *Solenopleura* sp., *Triplagnostus gibbus*, типичные для региональной зоны *Tomagnostus fissus*–*Paradoxides sacheri* майского яруса среднего

кембрия. Нижележащие обогащенные ОВ породы, изученные из инт. 228–354 м (мощностью не меньше 126 м), ранее относили к синско-куторгиновой толще, так как в разрезах из обнажений на р. Лена суммарная мощность синской и каторгиновой свит более 150 м. В этих породах не удалось обнаружить палеонтологических остатков. Комплекс трилобитов из углеродистых пород изучен по материалам расположенной рядом скв. Хоточу 7. Первые результаты представлены в работе [10]. Выполненная корреляция разрезов скважин Красный ручей 5 и Хоточу 7 позволила определить возраст и отнести обогащенные ОВ породы к иниканской свите.

Установлено, что в породах иниканской свиты содержание $C_{\text{орг}}$ обычно больше 0,5 %, среднее 1,47 %, причем по разрезу они меняются: растут с увеличением содержания НО. Исследование подтверждает зависимость содержания $C_{\text{орг}}$ от состава пород, полученную ранее [3, 7, 9, 11 и др.]. Наиболее обогащены $C_{\text{орг}}$ породы с преимущественно глинистой и кремнистой составляющей – глинистые, карбонатно-кремнисто-глинистые, карбонатно-кремнистые породы. Аномально высокие значения отмечены в образцах из средней части разреза (обр. КР-5-505 – 6,70 %, КР-5-497 – 6,00 %, КР-5-483 – 5,01 %) (см. рис. 1). Обеднены $C_{\text{орг}}$ (до 0,04 %) известняки. Большую часть коллекции пород составляют образцы с содержанием $C_{\text{орг}}$ до 1,5 %.

По содержанию $C_{\text{орг}}$ в породах, по литологии, пиролитическим и битуминологическим характеристикам, значению битумоидного коэффициента (β), особенностям состава алканов коллекция пород разделена на две группы (см. таблицу).

Выделены углеродистые и низкоуглеродистые породы, содержащие преимущественно автохтонный битумоид. Битуминозность меньше 10 % (см. таблицу). Среди этих пород обособляются породы смешанного карбонатно-глинисто-кремнистого состава и силициты с содержанием НО 30–98 %, $C_{\text{орг}}$ 0,7–6,7 % и слабообогатенные ОВ известняки с содержанием НО до 13 % и $C_{\text{орг}}$ меньше 1 %.

Ко второй группе отнесены низкоуглеродистые породы карбонатного или смешанного глинисто-кремнисто-карбонатного состава, содержащие преимущественно мигрировавший битумоид. Для ОВ этих пород характерна повышенная битуминозность ($\beta > 10$ %). Особенности состава и распределения алканов позволили выделить две подгруппы пород: к одной отнесены породы, обогащенные паравтохтонным битумоидом, к другой – содержащие мигрировавшие из нижележащих отложений нефти, среди УВ которых обнаружены 12- и 13-монометилалканы. Битумоиды последних, вероятно, представляют собой смесь паравтохтонного и аллохтонного битумоидов.

Для пород, первично обогащенных ОВ, программы имеют типичный вид, характерный для нефтематеринских пород – низкий пик «битумоидной» S_1 и высокий «керогеновой» S_2 составляющих.



Характеристика пород и ОВ иниканской свиты

| Геохимический показатель | | Группа пород | | | |
|--------------------------------------|---------------------------------|---|-------------------------------|--|---|
| | | Углеродистые и низкоуглеродистые с преимущественно автохтонным битумоидом | | Низкоуглеродистые с преимущественно мигрировавшим битумоидом | |
| | | Карбонатные, смешанного состава, кремни | Карбонатные | Карбонатные, смешанного состава с паравтохтонным битумоидом | Карбонатные, реже смешанного состава с аллохтонным битумоидом |
| НО, % | | <u>30–98</u> 56 | <u>4–13</u> 9 | <u>14–38</u> 26 | <u>1–13(42)*</u> 6 |
| C _{орг} , % | | <u>0,7–6,7</u> 2,2 | <u>0,3–0,8</u> 0,5 | <u>1,1–1,6</u> 1,3 | <u>0,04–1,4</u> 0,4 |
| Пиролиз | S ₁ , мг УВ/г породы | <u>0,10–1,01</u> 0,33 | <u>0,11–0,11</u> 0,11 | <u>0,27–0,35</u> 0,31 | <u>0,05–0,40**</u> 0,23 |
| | S ₂ , мг УВ/г породы | <u>2,73–31,20</u> 7,97 | <u>1,08–1,72</u> 1,40 | <u>2,98–6,37</u> 4,68 | <u>1,10–8,05**</u> 4,58 |
| | PI | <u>0,03–0,06</u> 0,04 | <u>0,06–0,9</u> 0,08 | <u>0,05–0,08</u> 0,07 | <u>0,04–0,22***</u> 0,14 |
| | HI, мг УВ/г C _{орг} | <u>339–578</u> 444 | <u>223–257</u> 240 | <u>284–393</u> 338 | <u>157–537***</u> 345 |
| | T _{max} , °C | <u>434–441</u> 438 | <u>435–437</u> 436 | <u>436–437</u> 436 | <u>423–443***</u> 434 |
| b _{хл} , % | | <u>0,041–0,408</u> 0,133 | <u>0,028–0,034</u> 0,032 | <u>0,319–0,333</u> 0,326 | <u>0,013–0,452</u> 0,233 |
| β, % | | <u>2,8–8,2</u> 4,8 | <u>2,8–8,5</u> 5,8 | <u>15,5–22,8</u> 19,1 | <u>10,7–40,8</u> 25,9 |
| Групповой состав битумоидов | Насыщенные | <u>5,2–24,3</u> 15,1 | <u>8,7–9,2</u> 9,0 | <u>6,0–9,6</u> 7,8 | <u>7,3–15,0</u> 11,4 |
| | Ароматические | <u>16,0–33,3</u> 23,7 | <u>18,9–19,7</u> 19,2 | <u>16,7–18,9</u> 17,8 | <u>11,1–23,8</u> 16,5 |
| | Сумма УВ | <u>25,4–48,5</u> 38,9 | <u>27,6–28,6</u> 28,2 | <u>24,9–26,3</u> 25,6 | <u>19,5–36,1</u> 28,0 |
| | Смолы | <u>32,9–55,6</u> 44,8 | <u>42,2–46,5</u> 44,7 | <u>49,5–49,9</u> 49,7 | <u>34–52,8</u> 41,7 |
| | Асфальтеновые компоненты | <u>7,8–34,6</u> 16,0 | <u>26,0–29,2</u> 27,1 | <u>23,7–25,6</u> 24,7 | <u>21,1–44,2</u> 30,4 |
| Pr/Ph | | <u>0,41–1,15</u> 0,76 | <u>0,30–0,92</u> 0,58 | <u>0,71–0,84</u> 0,78 | <u>0,37–0,77</u> 0,60 |
| Pr/n-C ₁₇ | | <u>0,32–2,85</u> 1,05 | <u>0,37–1,00</u> 0,64 | <u>0,45–0,60</u> 0,53 | <u>0,41–1,34</u> 0,65 |
| Ph/n-C ₁₈ | | <u>0,41–1,88</u> 1,03 | <u>0,61–1,00</u> 0,77 | <u>0,51–0,75</u> 0,63 | <u>0,52–1,38</u> 0,80 |
| n-C ₂₇ /n-C ₁₇ | | <u>0,10–1,49</u> 0,63 | <u>0,51–0,72(2,8)</u> 0,62 | <u>0,38–1,74</u> 1,06 | <u>0,39–1,93(4)</u> 1,05 |
| Σn-Ci/Σizo-Ci | | <u>1,41–9,79</u> 5,05 | <u>4,21–10,89</u> 7,83 | <u>7,04–12,46</u> 9,75 | <u>5,95–16,67</u> 8,47 |
| CPI | | <u>0,91–1,27</u> 1,07 | <u>0,98–1,06</u> 1,02 | <u>0,88–1,07</u> 0,97 | <u>0,91–1,04</u> 0,96 |

Примечания. В числителе – разброс значений, в знаменателе – среднее. * – аномальные значения (не учитывались при расчете средних); ** – по двум образцам пород; *** – по двум образцам пород и семи образцам НО.

Для всей коллекции образцов отмечена прямая зависимость S₁ и S₂ от содержания C_{орг}. Нефтегенерационный потенциал пород (S₁ + S₂) меняется в интервале 1–32 мг УВ/г породы. По классификации [15] породы иниканской свиты в основном можно отнести к обладающим высоким и умеренным генерационным потенциалом.

Прослежена связь между значениями индекса продуктивности (PI) и содержаниями C_{орг}. Для пород, обогащенных ОВ, характерны низкие значения PI (до 0,06); для карбонатных пород с аллохтонным битумоидом – высокие (см. таблицу). Нередко на пирограммах для последних пород фиксируется раздвоенный пик S₂, что свидетельствует о вкладе

мигрировавшего битумоида. Значения водородного индекса (HI), как правило, выше 200 мг УВ/г $C_{орг}$, что свидетельствует о соответствии пород иниканской свиты ОВ типу II – аквагенному морскому. Значения T_{max} лежат в интервале 434–441 °С для образцов с автохтонным битумоидом и 423–443 °С – с мигрировавшим. Изменение PI, HI, T_{max} показывает, что иниканские отложения достигли начальной стадии мезокатагенеза ОВ, т. е. главной зоны нефтеобразования [9, 15]. Пиролиз пород скв. Красный ручей 5 подтверждает и дополняет результаты и закономерности, полученные ранее [3, 5, 6, 11, 14]. Анализ опубликованных материалов по изменению T_{max} и HI ОВ пород из обнажений рек Юдома и Мая, указывает, что катагенез ОВ и реализация генерационного потенциала пород иниканской свиты восточнее Лено-Амгинского междуречья были выше.

Ранее было показано, что для пород иниканской свиты характерны следующие содержания битумоидов: 0,30–1,15 % [3], 0,064–0,294 % [11], 0,063–0,224 % [14].

Для кремней и карбонатно-кремнистых пород выходы автохтонного битумоида ($b_{хл}$) максимальны и достигают 0,408 % (см. таблицу), β не превышает 8,2 %, содержание УВ в битумоидах пород составляет 25,4–48,5 %, на долю насыщенных в среднем приходится 15,1 %, ароматических – 23,7 %. Это максимальные концентрации УВ по сравнению с другими породами. Содержания смол и асфальтеновых компонентов в среднем 44,8 % и 16,0 % соответственно. Для известняков с автохтонным ОВ характерны пониженные выходы битумоидов. Они обеднены ОВ. Значения β в среднем 5,8 %. Для битумоидов этих пород типичны меньшие содержания УВ, но большие – асфальтенов (см. таблицу). Установлена прямая связь между содержаниями $C_{орг}$ и $b_{хл}$. Эта закономерность была показана ранее сибирскими исследователями [3, 9, 14].

Кремнисто-карбонатным породам с преимущественно паравтохтонным битумоидом при тех же содержаниях $C_{орг}$ свойственны повышенные значения $b_{хл}$ (до 0,333 %), β = 15,5–22,8 % (см. таблицу). Это указывает на миграционную природу битумоида, который накапливался в трещиноватых и кавернозных породах преимущественно карбонатного состава. Суммарное содержание УВ пониженное по сравнению с другими битумоидами. Концентрации смол и асфальтенов в среднем 49,7 и 24,7 % соответственно.

Для низкоуглеродистых, как правило карбонатных, пород, обогащенных аллохтонным битумоидом, наблюдаются повышенные значения $b_{хл}$ (до 0,452 %, в среднем 0,233 %) (см. таблицу), β = 10,7–40,8 %. Следует обратить внимание, что большинство образцов этих пород приурочено к нижней части разреза, к инт. 321–354 м (см. рис. 1). В групповом составе битумоидов содержание УВ в среднем 28 %, смол 41,7 %, асфальтеновых компонентов 30,4 % (см. таблицу).

Несмотря на представленные различия автохтонных и мигрировавших битумоидов по групповому составу, содержания их фракций часто имеют близкие значения (см. таблицу). Это свидетельствует о генетическом родстве битумоидов. Известно [9], что, как правило, автохтонные битумоиды беднее углеводородами и богаче смолисто-асфальтеновыми компонентами. Особенности группового состава битумоидов пород из керна скв. Красный Ручей 5 показывают обратную картину.

На ГЖ-хроматограммах метаноафтеновых фракций автохтонных битумоидов видно, что для них типично низкое содержание высокомолекулярных *n*-алканов (рис. 2, а). Как правило, наблюдается два типа распределения УВ. Для первого характерен пик, приходящийся на *n*- C_{19} – C_{21} , содержания пристана и фитана ниже *n*- C_{17} и *n*- C_{18} соответственно (см. рис. 2, а). Для второго типа максимум распределения алканов отмечается на *n*- C_{17-19} , содержания Pr и Ph выше *n*- C_{17} и *n*- C_{18} . Для углеродистых и низкоуглеродистых силицитов и карбонатно-кремнистых пород отношения Pr/Ph, как правило, варьируют в пределах 0,41–1,15, в среднем 0,76 (см. таблицу). Это свидетельствует о восстановительных условиях при формировании осадка. Средние значения отношений пристана к нормальному алкану C_{17} и фитана к *n*- C_{18} – 1,05 и 1,03 соответственно. В сравнении со значениями, свойственным другим битумоидам иниканской свиты, они повышены. Значения $\Sigma n-C_i / \Sigma iso-C_i$ в среднем составляют 5,05, отношения *n*- C_{27} к *n*- C_{17} в среднем 0,63. Значения меньше 1 характерны для аквагенного морского ОВ. Индекс CPI (коэффициента нечетности) в среднем равен 1,07 (см. таблицу).

Хроматограммы фракций насыщенных УВ автохтонных битумоидов из известняков в целом очень похожи на уже рассмотренные. Отличие заключается в смещенном максимуме в область высокомолекулярных нормальных алканов (см. рис. 2, б). Для УВ битумоидов известняков отмечены пониженные отношения Pr/Ph (0,30–0,92). Средние значения Pr/*n*- C_{17} и Ph/*n*- C_{18} составляют 0,64 и 0,77 соответственно, $\Sigma n-C_i / \Sigma iso-C_i$ – 7,83, *n*- C_{27}/n - C_{17} – в среднем 0,62. Значения коэффициента нечетности лежат в пределах 0,98–1,06 (см. таблицу).

На ГЖ-хроматограммах насыщенных УВ паравтохтонных битумоидов максимумы распределения часто фиксируются на алканах *n*- C_{21} – C_{25} , *n*- C_{30} – C_{35} . Содержание низкомолекулярных *n*-алканов понижены. Наблюдаются «нафтеносные горбы» [12]. Выделяются пики терпановых УВ, что подтверждено исследованием методом ХМС (см. рис. 2, в). В целом разброс значений Pr/Ph и CPI схож с этими параметрами для автохтонных битумоидов (см. таблицу), что указывает на генетическую связь между автохтонными и паравтохтонными битумоидами. Пониженные средние значения Pr/*n*- C_{17} и Ph/*n*- C_{18} на уровне 0,5 и 0,6 соответственно, а также повышенные $\Sigma n-C_i / \Sigma iso-C_i$ (9,75) и *n*- C_{27}/n - C_{17} (1,06)

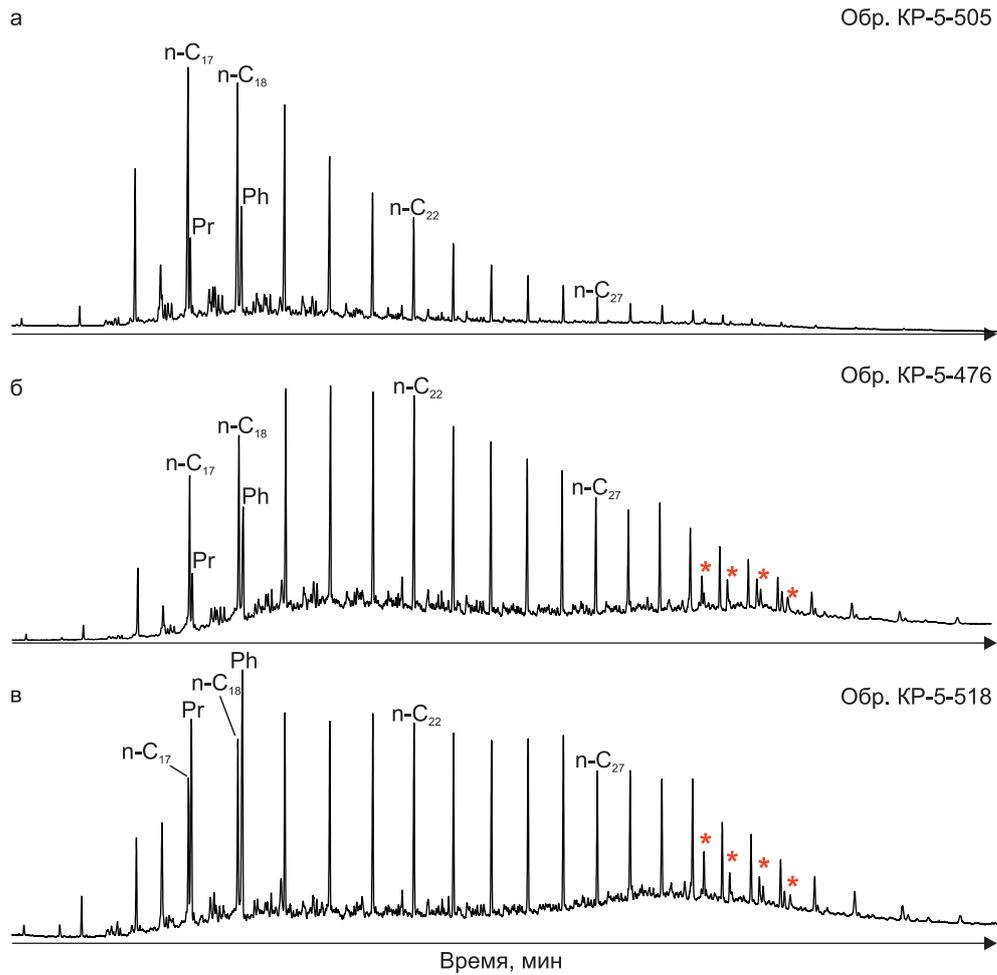


Рис. 2. Типовые газожидкостные хроматограммы насыщенных фракций автохтонных (а, б) и паравтохтонных (в) битумоидов из пород иниканской свиты
 Pr – пристан, Ph – фитан, n-C_i – нормальные алканы, где i – количество атомов углерода в молекуле; звездочкой обозначены терпаны

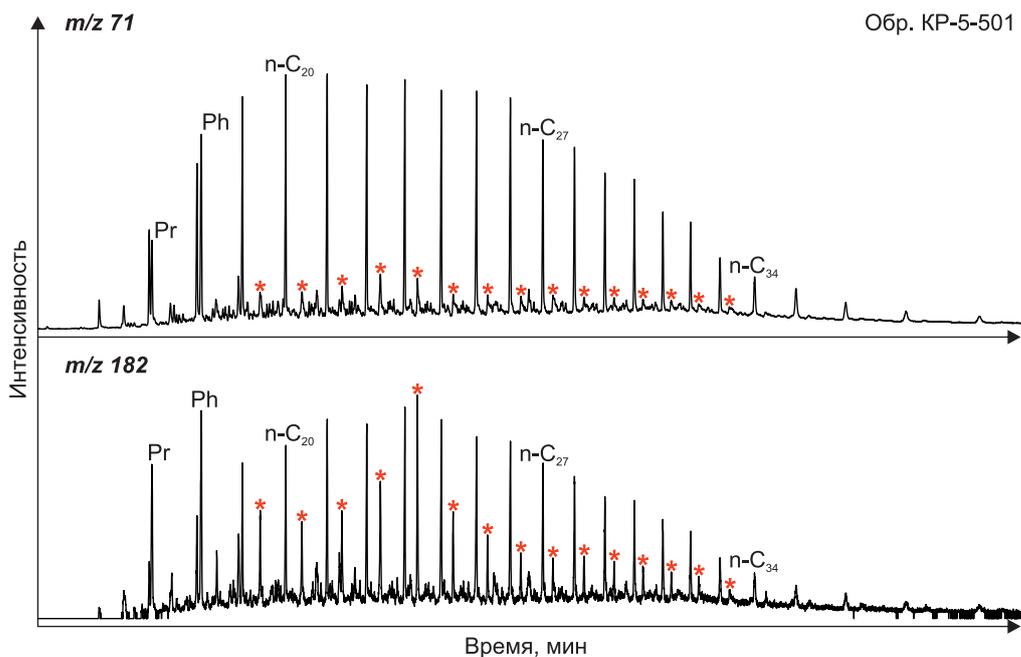


Рис. 3. Масс-хроматограммы по m/z 71 и 182 насыщенной фракции преимущественно аллохтонных битумоидов из породы иниканской свиты
 Pr – пристан, Ph – фитан, n-C_i – нормальные алканы, где i – количество атомов углерода в молекуле; звездочкой обозначены сдвоенные пики 12- и 13-монометилалканов

интерпретированы нами как результат биодегградации низкомолекулярных алканов нормального строения.

На ГЖ-хроматограммах насыщенных фракций аллохтонных битумоидов фиксируются широкие области повышенных содержаний $n\text{-C}_{20}\text{--C}_{26}$ и «нафтеновых горбов», отмечаются повышенные пики терпанов. Обычно значения Pr/Ph и CPI близки к этим отношениям автохтонных и паравтохтонных битумоидов (см. таблицу), что указывает на родство битумоидов. Средние значения $\text{Pr}/n\text{-C}_{17}$ и $\text{Ph}/n\text{-C}_{18}$ составляют 0,65 и 0,80 соответственно, $n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17}$ – на уровне 1; отношения $\Sigma n\text{-C}_i/\Sigma i\text{-C}_i$ повышены до 16,68. Алканы аллохтонных битумоидов биодегградированы, так же как паравтохтонных. Вывод о начальной стадии биодегградации нафтенов кембрия, генерированных ОБ иницианской свиты, на территории Лено-Амгинской междуречья впервые сделан В. А. Каширцевым с коллегами [4]. На ГЖ-хроматограммах идентифицированы 12- и 13-монотетраалканы. Изучение насыщенных фракций битумоидов с применением ХМС позволило это подтвердить. На масс-хроматограммах по m/z 71 и 182 идентифицированы 12- и 13-монотетраалканы (рис. 3), которые являются редкими биомаркерами, впервые обнаруженными в древних нефтях докембрия и кембрия на Сибирской платформе [12].

Присутствие 12- и 13-монотетраалканов в битумоидах иницианских пород свидетельствует, что эти преимущественно мигрировавшие битумоиды представляют собой смесь аллохтонного и паравтохтонного битумоидов. Их источником было ОБ докембрийских отложений и иницианской свиты. Известно, что в осадочных комплексах на северном склоне Алданской антеклизы установлены разрывные нарушения [2]. В керне скв. Красный Ручей 5 отмечены многочисленные субвертикальные трещины (см. рис. 1). Это позволяет предполагать, что в карбонатные породы мигрировали нафтиды из нижележащих отложений. Исследование нефтенасыщенного керна усть-юдомской свиты венда и тумулдурской свиты нижнего кембрия из колонковой скв. 37, пробуренной на р. Амга в 20 км выше пос. Верхняя Амга (Лено-Амгинское междуречье), позволило обнаружить в них в аномальных концентрациях 12- и 13-монотетраалканы [4], характерные для древних нефтей Непско-Ботубинской и Юрубчено-Тохомской НГО. Вероятно, названные нами преимущественно аллохтонными битумоиды скв. Красный Ручей 5 являются результатом вертикальной миграции (перетока) нефтей по трещинам в породы иницианской свиты.

Выводы

В результате нового геохимического исследования иницианской свиты выявлено, что породы неравномерно обогащены ОБ. Значения HI , отношения Pr/Ph на уровне 1, максимум распределения нормальных алканов автохтонных битумои-

дов, приходящийся на $n\text{-C}_{17-19}$, позволили отнести ОБ к типу II (аквагенному морскому). Породы обладают высоким генерационным потенциалом на северном склоне Алданской антеклизы. Органическое вещество зрелое, его катагенез соответствует MK_1^1 (по шкале [9]). Высокие значения β (до 40,8 %) и PI (до 0,22) свидетельствуют о присутствии мигрировавших битумоидов в иницианской свите. Это позволяет рассматривать иницианскую свиту в качестве нетрадиционного источника углеводородного сырья. Особенности состава алканов изученных битумоидов показывают, что нефтеносность иницианской свиты может быть связана с двумя генетическими источниками: 1) вмещающими обогащенные ОБ породами нижнего и среднего кембрия, 2) докембрийскими нефтепроизводившими породами. Вероятно, причиной повышенных содержаний асфальтеновых компонентов и пониженных концентраций УВ в групповом составе мигрировавших битумоидов является установленная биодегградация нормальных алканов.

Работа выполнена по проектам № FWZZ-2022-0011, FWZZ-2022-0012 государственной программы фундаментальных научных исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Биомаркеры-фенантрены** в органическом веществе разновозрастных отложений и в нефтях Сибирской платформы / В. А. Каширцев, Т. М. Парфенова, А. К. Головкин и др. // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59, № 10. – С. 1720–1729.
- Геология** нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
- Геохимические** предпосылки нефтеносности кембрийских отложений Лено-Амгинского междуречья (юго-восток Сибирской платформы) / Т. М. Парфенова, И. В. Коровников, В. Н. Меленевский, В. Г. Эдер // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 87–91.
- Геохимия** венд-кембрийских нефтепроявлений Лено-Амгинского междуречья (Сибирская платформа) / В. А. Каширцев, К. И. Микуленко, А. Ф. Сафронов и др. // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы. – Якутск: ЯФ СО РАН, 2004. – С. 156–168.
- Дахнова М. В., Жеглова Т. П., Можегова С. В.** Генерационные характеристики ОБ и распределение биомаркеров в битумоидах нефтематеринских пород рифея, венда и кембрия Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 953–961.
- Каширцев В. А.** Органическая геохимия нафтенов восточной Сибирской платформы. – Якутск: ЯФ СО РАН, 2003. – 160 с.
- Кембрий** Сибирской платформы (Юдомско-Оленекский тип разреза. Куонамский комплекс отложений) / В. Е. Савицкий, В. М. Евтушенко, Л. И. Егорова и др. – М.: Недра, 1972. – 200 с.



8. **Кембрийские** отложения доманикового типа востока Алданского щита / Б. С. Неволин, С. В. Потапов, В. Т. Гудзенко, Ф. В. Каминский // Сов. геология. – 1974. – № 3. – С. 83–94.

9. **Конторович А. Э.** Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. – 250 с. – (Тр. СНИИГГиМС, вып. 229).

10. **Коровников И. В.** Трилобиты иниканской свиты среднего кембрия северо-запада Алданской антеклизы (скв. Хоточу-7 и Красный Ручей-5) // Палеонтология и стратиграфия: современное состояние и пути развития: матер. LXVIII сес. Палеонт. об-ва при РАН, посвящ. 100-летию со дня рождения А. И. Жамойды. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2022. – С. 70–71.

11. **Нефтематеринские** формации, нефти и газы докембрия и нижнего–среднего кембрия Сибирской платформы / Т. К. Баженова, М. В. Дахнова, Т. П. Жеглова и др. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 128 с.

12. **Петров Ал. А.** Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 263 с.

13. **Соболев П. Н.** О перспективах добычи сланцевой нефти в куонамской битуминозной формации в Восточной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 4. – С. 14–19.

14. **Соболев П. Н., Попова М. В., Прокудин С. Г.** Доманикоидные отложения иниканской свиты нижнего – среднего кембрия в скважине Усть-Майская 366 (юго-восток Сибирской платформы) // Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья: матер. Всерос. науч.-практ. конф., 23–25 июля 2015 г. – Якутск: Асхаан, 2015. – С. 81–84.

15. **Тиссо Б., Вельте Д.** Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 502 с.

© Т. М. Парфенова, Д. С. Мельник,
И. В. Коровников, 2022



УДК 552.578.2

ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ ВЕРХ-ТАРСКОГО И ВОСТОЧНО-ТАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЮГ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Е. А. Фурсенко^{1,2}, А. И. Бурухина^{1,2}¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; ²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Исследованы нефти Верх-Тарского (одна проба – нефтегазоносный горизонт зоны контакта мезозоя и палеозоя, PZ; две пробы – васюганская свита, J₃₀) и Восточно-Тарского (одна проба – васюганская свита) месторождений. Биомаркерные геохимические показатели (пристан/фитан, пристан/H-C₁₇, фитан/H-C₁₈, стераны C₂₉/C₂₇, I_{TC}, гопаны C₃₅/C₃₄, стераны/терпаны, три- и моноароматические стероиды, фенантрены/дибензтиофены, CPI, Ts/Tm, изомерные соотношения стеранов C₂₉ и гомогопанов C₃₁ и C₃₂, коэффициенты зрелости по составу аренов) и изотопный состав углерода «васюганских» проб указывает на их аквагенный генотип и зрелость, соответствующую главной зоне нефтеобразования. Вероятным источником этих нефтей является зрелое аквагенное органическое вещество баженовской свиты. Нефть из палеозойской залежи в соответствии с перечисленными параметрами можно классифицировать как смешанную, т. е. образованную за счет нескольких источников – аквагенного органического вещества палеозоя и обогащенного террагенными компонентами органического вещества нижней юры.

Ключевые слова: Западная Сибирь, органическая геохимия, нефть, углеводороды-биомаркеры, газожидкостная хроматография, хромато-масс-спектрометрия.

OIL GEOCHEMISTRY OF THE VERKH-TARSKOYE AND VOSTOCHNO-TARSKOYE OIL FIELDS (SOUTH OF WESTERN SIBERIA)

E. A. Fursenko^{1,2}, A. I. Burukhina^{1,2}¹A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS; ²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

We studied the oils of the Verkh-Tarskoye field (1 sample from the oil-and-gas-bearing horizon of the Mesozoic–Paleozoic contact zone, OGBHCZ, Pz; 2 samples from the Vasyugan Formation, J₃₀) and Vostochno-Tarskoye field (Vasyugan Formation, 1 sample). The biomarker geochemical parameters (pryane/phytane, pryane/n-C₁₇, phytane/n-C₁₈, steranes C₂₉/C₂₇, I_{TC}, hopanes C₃₅/C₃₄, steranes/terpanes, tri-/monoaromatic steroids, phenanthrenes/dibenzothiophenes, CPI, Ts/ Tm, isomeric ratios of the C₂₉ steranes and C₃₁–C₃₂ homohopanes, maturity parameters based on the arenes composition) and the carbon isotope composition of the Vasyugan samples indicate their aquatic genotype and maturity corresponding to the main zone of oil formation. A potential source of these oils is the mature aquatic organic matter of the Bazhenov Formation. The Paleozoic oil sample, in accordance with the parameters listed above, can be classified as having mixed genotype, i. e. formed due to several sources: Paleozoic aquatic organic matter and Lower Jurassic organic matter enriched with terrestrial components.

Keywords: Western Siberia, organic geochemistry, oil, biomarker hydrocarbons, gas liquid chromatography, gas chromatography/mass-spectrometry.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-72-76

Верх-Тарское и Восточно-Тарское нефтяные месторождения приурочены к одноименным локальным структурам в пределах юго-восточного борта Нюрольской впадины (юг Каймысовской нефтегазоносной области). Нефтяные залежи обнаружены в верхнеюрских отложениях (J₃₀, пласт Ю₁ васюганской свиты) и в нефтегазоносном горизонте зоны контакта мезозоя и палеозоя (НГГЗК). Интерес к геохимическим особенностям этих нефтей обусловлен их локализацией на периферии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и нефтеносностью интервала НГГЗК.

Цель работы – проведение геохимической типизации исследованных нефтей и определение их возможных источников, опираясь на особенности состава.

Материалы и методы

Объекты исследования – три нефти Верх-Тарского (одна проба – зона НГГЗК, PZ; две – васюганская свита, J₃₀) и Восточно-Тарского (васюганская

свита, J₃₀) месторождений. Пробы отбирались на устьях поисковых и разведочных скважин, глубины отбора – от 2430 до 2704 м. Аналитическое изучение нефтей выполнено в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН.

Физико-химические свойства (плотность, вязкость, фракционный состав) нефтей изучены при помощи соответствующих стандартизированных методов (ГОСТ). Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) нефтей определялся на масс-спектрометре DELTA V Advantage (Thermo Fisher Scientific), результаты анализа приведены к международному стандарту VPDB. Информация по распределению в нефтях углеводородов-биомаркеров получена методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС) насыщенной и ароматической фракций. Углеводородные (УВ) фракции (насыщенная – Me-Nn, ароматическая – Nn-Ar) выделены из дистиллятов исследованных проб с температурой начала кипения выше 200 °С методом жидкостной (элюентной) адсорбционной хроматографии [10].



Алканы нормального и изопреноидного строения в насыщенных фракциях анализировались на газовом хроматографе «Маэстро» (Agilent Technologies 7820A GC System) с пламенно-ионизационным детектором, кварцевой капиллярной колонкой HP5 в режиме линейного программирования температуры, с гелием в качестве газа-носителя. Идентификация индивидуальных УВ осуществлялась по временам удерживания в программном обеспечении GC ChemStation. Высокомолекулярные полициклические УВ-биомаркеры в насыщенной и ароматические соединения в ароматической фракциях изучены методом ХМС в системе, включающей газовый хроматограф «Hewlett Packard 5890» с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent MSD 5972A и компьютерную систему регистрации и обработки информации HPG 1034. Идентификация индивидуальных соединений проводилась при помощи программного обеспечения GC ChemStation по временам удерживания и подтверждалась сравнением масс-спектров пиков на полученных масс-фрагментограммах с имеющимися спектрами из библиотеки Национального института стандартов NIST-05, а также с опубликованными данными [7, 17, 18]. Для насыщенной фракции по масс-фрагментограммам m/z 217, 218 идентифицированы стераны, а по m/z 191 – трицикланы (хейлантаны), тетрацикланы, гопаны и моретаны. ХМС-анализ ароматической фракции проводился в режиме записи характерных осколочных ионов m/z 178, 192 (фенантрен и его монометилзамещенные), m/z 184, 198 (дибензотиофен и его монометилзамещенные), m/z 253, 231 (моно- и триароматические стероиды). Относительные содержания индивидуальных соединений определялись через отношение площади соответствующего пика к сумме площадей всех идентифицированных соединений данного типа, отдельно для насыщенной и ароматической фракций.

Результаты и их обсуждение

Исследованные нефти согласно [6] являются средними по плотности – она изменяется от 828,3 до 847,4 кг/м³ (в среднем 835,0 кг/м³). Температуры начала кипения составляют 80–88 °С, а содержание бензиновых фракций (выкипающих до 200 °С) изменяется от 22 до 48 % на нефть (в среднем 35 %). В их составе преобладают УВ, причем содержание УВ в пробе из палеозойской залежи немного больше (93,41 %), а смолисто-асфальтеновых компонентов (6,59 %) меньше, чем в нефтях из васюганской свиты (УВ 85,40–89,28 %; смолы и асфальтены 10,72–14,60 %). Среди УВ во всех пробах коллекции насыщенные преобладают над ароматическими, однако в нефтях из васюганской свиты насыщенных структур в 1,5 раза больше, чем ароматических, а в «палеозойской» пробе отношение Me-Nn УВ/Nn-Ag УВ составляет 5,3. Отношение смолы/асфальтены, наоборот, ниже в «палеозойской» пробе (9,6), чем

в «васюганских» (>15). Содержание серы и изотопный состав углерода измерен для двух проб Верх-Тарского месторождения из палеозойской и верхнеюрской залежей. Эти пробы характеризуются легким изотопным составом ($\delta^{13}\text{C}$ –29,3 и –29,0 ‰ соответственно) и низким содержанием серы (0,28 % и 0,32 % соответственно).

В насыщенных фракциях исследованных нефтей методом ГЖХ идентифицированы *H*-алканы C_{13–37} и ациклические изопренаны C_{13–25}. Максимум концентрации *H*-алканов приходится на УВ со средней длиной цепи C_{15–C₁₇}, что типично для нефтей. Отношение *H*-C₂₇/*H*-C₁₇ не превышает 0,3 (рис. 1). Индекс нечетности CPI близок 1, что указывает на зрелость исследованных нефтей, соответствующую главной зоне нефтеобразования [12, 14, 17]. Среди ациклических изопренанов преобладает пристан, далее в порядке убывания концентрации следуют фитан и норпристан (изо-C₁₈). Отношение пристан/фитан «палеозойской» нефти составляет 1,88, а в пробах из васюганской свиты изменяется от 1,58 до 2,44. На диаграмме Кеннона – Кессоу (рис. 2) исследованные пробы попадают в область, которая характеризует слабо- и умеренно-восстановительные обстановки захоронения и диагенеза исходного нефтематеринского ОВ [15, 16], что согласуется со значениями отношения пристан/фитан. «Палеозойская» нефть на диаграмме обособляется от проб из васюганской свиты и попадает в область, характеризующую более зрелое ОВ и нафтиды. Соответственно, $K_{\text{изо}}$ (см. рис. 2), рассчитанный для этой пробы, меньше (0,21), чем для «васюганских» нефтей (0,62–0,81). Более высоким уровнем зрелости «палеозойской» нефти можно объяснить повышенное в сравнении с «васюганскими» нефтями значение параметра *H*-алканы/ациклические изопренаны (12,3 против 4,7, 5,0 и 6,0; см. рис. 1) [8, 17].

Среди стеранов, идентифицированных в насыщенных фракциях методом ХМС, в пробе из палеозойской залежи существенно больше стеранов C₂₉ (50,35 % на сумму стеранов) по сравнению со стеранами C₂₇ (27,00 %) и C₂₈ (20,25 %), а минимум концентрации – стеранов C₃₀ (2,40 %). В нефтях из васюганской свиты максимум концентрации приходится на стераны C₂₇ (36,78–38,75 %); стеранов C₂₉ (27,12–30,79 %) немного больше, чем C₂₈ (26,90–28,16 %), относительные концентрации стеранов C₃₀ (5,22–7,24 %) в 2 раза больше, чем в «палеозойской» нефти. Соответственно, отношение стераны C₂₉/C₂₇ в этой нефти намного выше (1,86) по сравнению с «васюганской» (0,70–0,84) (см. рис. 1). Нефти из палеозойской и верхнеюрской залежей различаются также по соотношению диастераны/регулярные стераны (0,46 и 0,73–0,87 соответственно), что можно объяснить как более глинистым составом нефтематеринских толщ, генерировавших нефти из васюганской свиты, так и более высокой термokatалитической зрелостью «палеозойской» нефти [8, 17]. Диапазон изомерных соотношений стеранов C₂₉ (коэффициенты зрелости

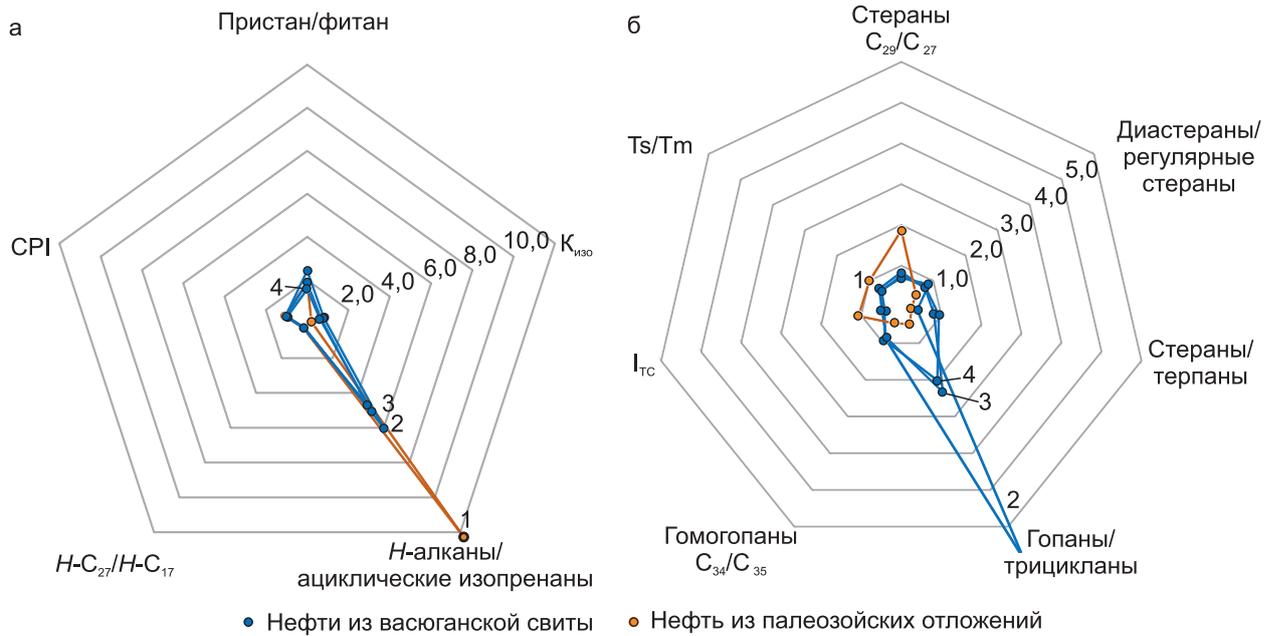


Рис. 1. Геохимические параметры по составу H -алканов и ациклических изопренов (а), стеранов и терпанов (б), идентифицированных в насыщенных фракциях исследованных нефтей. Нефти Верх-Тарского месторождения из палеозойской (1) и верхнеюрских залежей (2, 3), нефть Восточно-Тарского месторождения из верхнеюрской залежи (4); I_{TC} (трициклановый индекс) = $(2 \times \sum C_{19-20} / \sum C_{23-26})$ по [9]; $CPI = 0,5 \times [(C_{25} + \dots + C_{33}) / (C_{26} + \dots + C_{34}) + (C_{25} + \dots + C_{33}) / (C_{24} + \dots + C_{32})]$; $K_{izo} = (\text{пристан} + \text{фитан}) / (H-C_{17} + H-C_{18})$

$\beta\beta$ ($20S+20R$)/ α 20R и α 20S/ α 20R) (см. рис. 1) исследованных проб соответствует зрелости ОВ и нафтидов на уровне главной зоны нефтеобразования (2,3–3,8 и 0,9–1,2 соответственно) [8].

Согласно результатам ХМС-анализа в нефти из палеозойской залежи среди терпанов преобладают трицикланы C_{19} – C_{31} (хейлантаны) (51,53 % на сумму терпанов), немного ниже содержания гопанов и гомогопанов (40,46 %), а тетрацикланов (4,98 %) и моретанов (3,03 %) на порядок меньше. В нефтях из васюганской свиты максимумом кон-

центрации характеризуются гопаны и гомогопаны (76,45–81,62 %), существенно меньше хейлантанов (11,85–18,62 %), моретанов (4,98–5,53 %) и тетрацикланов (1,00–1,84 %). Отношение стераны/терпаны для «васюганских» нефтей (0,40–0,94) выше по сравнению с «палеозойской» (0,25), что, видимо, связано с более существенным вкладом продуктов преобразования бактериальной органики в составе последней [8, 12, 17]. Исследованные нефти разделяются по соотношению гопаны C_{35}/C_{34} (0,85–0,92 для «васюганских» нефтей и 0,45 для «палеозойских») (см. рис. 1), что, вероятнее всего, обусловлено различиями обстановок fossilization нефтематеринского ОВ [8, 17]. Кроме того, нефть из палеозойской залежи по сравнению с «васюганскими» пробами характеризуется повышенным значением (1,07 против 0,14–0,48) соотношения между трицикланами-хейлантанами разного молекулярного веса (I_{TC} ; см. рис. 2, б), что, как и отношение стераны C_{29}/C_{27} , скорее всего, обусловлено различиями в составе нефтематеринского ОВ [8, 9, 17].

Идентифицированные в составе насыщенных фракций гомогопаны C_{31} – C_{35} в конфигурации S преобладают над R-формами, а соотношения $C_{31}(S/R)$ и $C_{32}(S/R)$, подобно изомерным соотношениям стеранов, соответствуют главной зоне нефтеобразования. Вместе с тем повышенное значение показателя Ts/Tm для «палеозойской» пробы (1,0) по сравнению с «васюганскими» (0,62–0,69), равно как и с соотношениями между H -алканами и ациклическими изопренами и показателями зрелости по составу ароматических соединений (см. далее), судя по всему, обусловлено меньшей зрелостью послед-

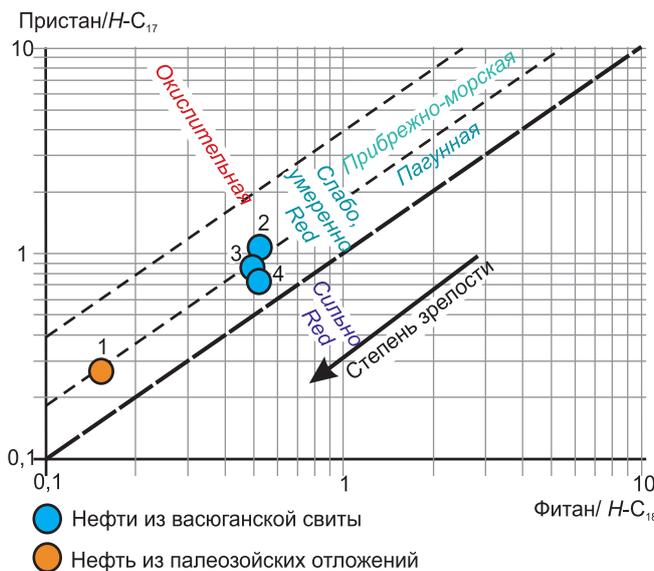


Рис. 2. Диаграмма Кеннона–Кессоу для исследованных нефтей. Нумерацию проб см. в примечании к рис. 1; интерпретация геохимической информации соответствует работе [15]; Red – восстановительные обстановки



Распределение ароматических соединений в ароматических фракциях нефтей и геохимические показатели, рассчитанные по их составу

| Проба | % на сумму ароматических соединений | | | | ТАС/МАС | Ф/ДБТ | МФИ-1 | R° | 4мДБТ/1мДБТ |
|-------|-------------------------------------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|------|-------------|
| | Ф | ДБТ | МАС | ТАС | | | | | |
| 1 | 68,79 | 9,06 | 4,69 | 17,46 | 3,72 | 7,59 | 0,69 | 0,81 | 3,92 |
| 2 | 62,01 | 4,29 | 10,84 | 22,86 | 2,11 | 14,44 | 0,37 | 0,62 | 1,72 |
| 3 | 65,29 | 11,02 | 7,24 | 16,45 | 2,27 | 5,92 | 0,44 | 0,66 | 1,91 |
| 4 | 59,66 | 15,94 | 6,98 | 17,42 | 2,50 | 3,74 | 0,57 | 0,74 | 1,72 |

Примечания. Нумерацию проб см. в прим. к рис. 1; Ф – фенантроны; ДБТ – дибензтиофены; МАС – моноароматические стероиды; ТАС – триароматические стероиды; 4мДБТ – 4-метилдибензтиофен; 1мДБТ – 1-метилдибензтиофен; МФИ-1 = $1,5 \times (\text{ЗметилФ} + 2\text{метилФ}) / (\text{Ф} + 9\text{метилФ} + 1\text{метилФ})$; R° (%) = $0,6 \times \text{МФИ}1 + 0,4$ (параметры рассчитаны согласно работам [17, 20, 21]).

них. Следовательно, значительное различие соотношения гопаны/трицикланы для «васюганских» (2,02–6,89) и «палеозойской» (0,48) проб (см. рис. 1) может быть связано не с генотипом нефтематеринского ОВ, а с различиями в уровне зрелости. Кроме того, на этот параметр и другие соотношения между УВ разного молекулярного веса может влиять молекулярно-массовая дифференциация углеводородов при миграции [8, 11].

Среди соединений, идентифицированных методом ХМС в ароматических фракциях исследованных нефтей, преобладают фенантроны (см. таблицу).

Далее в порядке убывания концентрации следуют три- и моноароматические стероиды, а также дибензтиофены. Согласно [13] в составе мезозойских отложений Западной Сибири подобное распределение аренов характерно для битумоидов баженовской свиты. Соотношения три и моноароматических стероидов и фенантронов/дибензтиофенов в общем случае свидетельствуют о восстановительных условиях при накоплении нефтематеринского ОВ [3, 8, 12, 17]. Показатели зрелости, рассчитанные по составу идентифицированных ароматических УВ (МФИ-1, R°(МФИ-1)) и дибензтиофенов (4мДБТ/1мДБТ) (см. таблицу), соответствуют их образованию в условиях главной зоны нефтеобразования [8, 17, 19, 20, 21]. Вместе с тем относительно повышенные значения этих соотношений для «палеозойской» пробы подтверждают ее более высокую термодинамическую преобразованность по сравнению с нефтями из васюганской свиты.

Выводы

Полученные значения генетических показателей (пристан/ фитан, пристан/ $H-C_{17}$, фитан/ $H-C_{18}$, стераны C_{29}/C_{27} , I_{TC} , гопаны C_{35}/C_{34} , стераны/терпаны, три- и моноароматические стероиды; фенантроны/дибензтиофены) по составу насыщенных УВ и аренов, параметры зрелости (CPI, Ts/Tm, изомерные соотношения стеранов C_{29} ($\beta\beta(20S+20R)/\alpha 20R$ и $\alpha 20S/\alpha 20R$) и терпанов ($C_{31}(S/R)$ и $C_{32}(S/R)$), коэффициенты зрелости по составу аренов) показывают, что нефти из васюганской свиты и нефть из палеозойской залежи имеют разные источники. Согласно перечисленным показателям и изотопно-

му составу углерода исследованные «васюганские» пробы следует отнести к зрелым нефтям аквагенного генотипа. Их источником, скорее всего, было аквагенное ОВ баженовской свиты [1, 3, 4]. На более окисленное в диагенезе нефтематеринское ОВ нефти из НГГЗК указывают относительно пониженные значения отношений диастераны/регулярные стераны, стераны/терпаны, гопаны C_{35}/C_{34} . Изотопный состав углерода «палеозойской» нефти соответствует аквагенному генотипу, однако на существенную примесь в ее состав компонентов, генерированных террагенным ОВ, указывают высокие значения генетических показателей стераны C_{29}/C_{27} и I_{TC} . Повышенные значения показателей Ts/Tm, H -алканы/ациклические изопренананы, $K_{изол}$, МФИ-1, R (МФИ-1) и 4мДБТ/1мДБТ «палеозойской» пробы, очевидно, обусловлены более высоким уровнем ее катагенетической зрелости по сравнению с нефтями из васюганской свиты. Таким образом, нефть из залежи в НГГЗК можно классифицировать как смешанную, т. е. образованную за счет нескольких источников. Этими источниками могли быть аквагенное ОВ палеозоя и обогащенное террагенными компонентами ОВ нижней юры [2, 4, 5].

Работа выполнена при финансовой поддержке научной темы № FWZZ-2022-0011 государственной программы ФНИ (установление генетических связей ОВ–нефти и конденсаты) и проекта РНФ № 22-17-00054 (реконструкция фацциально-генетических условий фоссилизации нефтематеринского ОВ).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Генерационный** потенциал органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И. В. Гончаров, С. В. Фадеева, В. В. Самойленко и др. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 12–16.
- 2. Генетические** типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири / И. В. Гончаров, Н. В. Обласов, А. В. Сметанин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 8–13.
- 3. Геохимия** битумоидов баженовской свиты / А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, С. В. Родя-

кин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 79–88.

4. **Костырева Е. А.** Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 183 с.

5. **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. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf.

6. **Методические** рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. – М.: Минприроды, 2016. – 32 с.

7. **Петров А. А.** Масс-спектры нефтяных углеводородов. Справочник (Атлас). – М.: Недра, 1986. – 310 с.

8. **Петров А. А.** Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.

9. **Разновозрастные** очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А. Э. Конторович, С. Ф. Бахтуров, А. К. Башарин и др. // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, № 11. – С. 1676–1693.

10. **Современные** методы исследования нефтей (Справочно-методическое пособие) / под ред. А. И. Богомолова, М. Б. Темянко, Л. И. Хотынцевой. – Л.: Недра, 1984. – 431 с.

11. **Справочник** по геохимии нефти и газа / под ред. С. Г. Неручева. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.

12. **Тиссо Б., Вельте Д.** Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 502 с.

13. **Фенантрены**, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А. Э. Конто-

рович, В. Н. Меленевский, Е. Н. Иванова, А. Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 7. – С. 873–883.

14. **Bray E. E., Evans E. D.** Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds // *Geochim. et Cosmochim. Acta.* – 1961. – Vol. 22, no. 1. – P. 2–15.

15. **Connan J., Cassou A.** Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation level // *Geochim. et Cosmochim. Acta.* – 1980. – Vol. 44, no. 1. – P. 1023.

16. **Moldowan J. M., Seifert W. K., Gallegos E. J.** Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks // *AAPG Bulletin.* – 1985. – Vol. 69, no. 8. – P. 1255–1268.

17. **Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M.** The biomarker guide. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. – 704 p.

18. **Philp R. P.** Fossil fuel biomarkers. Applications and spectra // *Methods in geochemistry and geophysics.* Vol. 23. – Amsterdam: Elsevier, 1985. – 294 p.

19. **Polynuclear** aromatic hydrocarbons (PAH) as indicators of the source and maturity of marine crude oils / A. G. Requejo, R. Sassen, T. McDonald, G. Denoux // *Organic Geochemistry.* – 1996. – Vol. 24. – P. 1017–1033.

20. **Radke M., Willsch H.** Extractable alkyldibenzothiophenes in Posidonia Shale (Toarcian) source rocks: relationship of yields to petroleum formation and expulsion // *Geochim. et Cosmochim. Acta.* – 1994. – Vol. 58, no. 23. – P. 5223–5244.

21. **Radke M., Welte D. H., Willisch H.** Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // *Organic Geochemistry.* – 1986. – Vol. 10, no. 1–3. – P. 51–63.

© Е. А. Фурсенко, А. И. Бурухина, 2022



ВЫЯВЛЕНИЕ ОКАЙМЛЯЮЩЕЙ ЗОНЫ ПРИ СОВМЕСТНОЙ ИНВЕРСИИ СИГНАЛОВ ГАЛЬВАНИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ, ИЗМЕРЕННЫХ ОДНОВРЕМЕННО И В РАЗНОЕ ВРЕМЯ

К. В. Сухорукова¹, Г. В. Нестерова¹, С. А. Примаков^{1,2}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А. А. Трофимука, ²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Исследована возможность выявления окаймляющей зоны по сигналам бокового каротажного зондирования и электромагнитного каротажного зондирования при их совместной численной инверсии. Радиальный профиль удельного электрического сопротивления (УЭС) рассчитывается для разного времени после бурения в программе моделирования процесса фильтрации бурового раствора в пористый проницаемый пласт. Для этого непрерывного профиля рассчитываются сигналы электрокаротажа в пласте неограниченной мощности. Изменение во времени радиального распределения УЭС в проницаемом пласте приводит к соответствующему изменению кривых зондирования, что может ограничивать достоверность определения параметров геоэлектрической модели коллектора при совместной численной инверсии данных электрического и электромагнитного каротажа, измеренных в разное время. Рассчитанные при моделировании процесса фильтрации бурового раствора радиальные профили УЭС подтверждаются практическими данными на интервале меловых коллекторов БС₁₀ и БС₁₁ Сургутского свода.

Ключевые слова: боковое каротажное зондирование, высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование, удельное электрическое сопротивление, радиальное распределение, совместная численная инверсия, геоэлектрическая модель.

IDENTIFICATION OF THE RESISTIVITY ANNULUS DURING THE JOINT INVERSION OF GALVANIC AND ELECTROMAGNETIC LOG SOUNDING SIGNALS MEASURED SIMULTANEOUSLY AND AT DIFFERENT TIMES

K. V. Sukhorukova¹, G. V. Nesterova¹, S. A. Primakov^{1,2}

¹A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, ²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

The possibility of identifying the resistivity annulus by signals of lateral log sounding and electromagnetic log sounding with their joint numerical inversion is investigated. The radial profile of electrical resistivity (ER) is calculated for different times after drilling in the simulation program for the drilling mud filtration into a porous permeable reservoir. For this continuous profile, signals of electric logging in reservoir of unlimited thickness are calculated. Temporal variation of the ER radial distribution in a permeable reservoir leads to a corresponding change in sounding curves, which may limit the reliability of determining the parameters of the geoelectric reservoir model with a joint numerical inversion of electrical and electromagnetic logging data measured at various times. Radial profiles of ER calculated during the drilling mud filtration process modeling are confirmed by practical data in the interval of Cretaceous reservoirs BS₁₀ and BS₁₁ of the Surgut arch.

Keywords: lateral log sounding, high-frequency electromagnetic log sounding, electrical resistivity, radial distribution, joint numerical inversion, geoelectric model.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-77-86

Определение содержания нефти в коллекторе основано на пересчете удельного электрического сопротивления (УЭС) пласта в долю занятого нефтью порового пространства. При бурении насыщение в прискважинной зоне оказывается измененным фильтрацией бурового раствора, что приводит к изменению УЭС в данной зоне и, как следствие, – к изменению сигналов зондов электрокаротажа. Для того чтобы учитывать такое изменение и точнее оценивать УЭС неизменной части коллектора, применяются методы зондирования, такие как боковое каротажное зондирование (БКЗ) и высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование (ВЭМКЗ, ВИКИЗ).

Согласно традиционным методикам количественной интерпретации радиальное изменение УЭС в коллекторе описывается ступенчатой функцией. Если свободный флюид в коллекторе пред-

ставлен одной фазой (нефть или пластовая вода), между стенкой скважины и неизменной частью пласта вводится одна зона – зона проникновения (ЗП) [2, 10, 14]. Если насыщение коллектора смешанное, т.е. в нем имеется и свободная нефть, и свободная пластовая вода, то для метода ВЭМКЗ часто добавляется окаймляющая зона (ОЗ), или зона скопления свободной пластовой минерализованной воды. Ввиду отсутствия у сигналов зондов постоянного тока чувствительности к этой зоне, более проводящей, чем ЗП и неизменный пласт, ОЗ вводится в геоэлектрическую модель только при комплексировании с высокоразрешающими сигналами электромагнитного каротажа.

Ступенчатая модель – это приближение радиального изменения УЭС, которое является непрерывным и формируется в коллекторе при бурении в результате фильтрации через глинистую

корку бурового раствора из скважины. Значения УЭС и положение особенностей профиля зависят от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и глинистой корки (пористости, проницаемости), от технологических параметров бурения и свойств флюидов и фильтрата бурового раствора, насыщающих пласт [11, 12, 16–18]. Непрерывное изменение УЭС от стенки скважины в глубь пласта может быть рассчитано, например, с помощью специальной программы GENM2D [4, 15] или в программном комплексе АТЛАС МФМ (ИНГГ СО РАН, [13]), базирующемся на результатах расчета в этой программе.

Поскольку традиционные методики оценки нефтесодержания основаны на кусочно-однородном представлении радиального распределения УЭС, то, кроме задачи определения по данным электрокаротажа радиального профиля УЭС, есть еще проблема соответствия кусочно-постоянного его представления непрерывному. С другой стороны, даже по ступенчатому радиальному распределению УЭС можно оценить ФЕС и содержание нефти в коллекторе, численно моделируя процесс фильтрации [3].

Наилучшим образом кусочно-однородный радиальный профиль определяется по данным методов БКЗ и ВЭМКЗ. Достоверность результата выше при совместной инверсии [7–9] одновременно измеренных современными каротажными комплексами [1] сигналов этих методов, но чаще всего сигналы БКЗ и ВЭМКЗ измеряются на разных каротажных спусках с временным интервалом в несколько часов. Для массового бурения эксплуатационных скважин характерно время около суток между вскрытием коллектора и первым спуском каротажных приборов и не более 12–16 ч между первым и вторым каротажными.

Для оценки возможности восстановления радиального профиля УЭС по данным БКЗ и ВИКИЗ, в том числе разновременным, представилось интересным провести следующий численный эксперимент:

- рассчитать проникновение фильтрата бурового раствора в типичных для меловых отложений Широкого Приобья моделях коллекторов (БС₁₀ и БС₁₁) для времен каротажа и параметров, характерных для технологий бурения эксплуатационных скважин на глинистом растворе;

- по модифицированной формуле Арчи–Дахнова содержание и минерализацию электропроводящего флюида пересчитать в зависимость УЭС от радиального расстояния от стенки скважины;

- для непрерывного радиального профиля УЭС рассчитать сигналы БКЗ и ВИКИЗ;

- по комбинациям сигналов БКЗ и ВИКИЗ для одинакового и разного времени после бурения построить кусочно-постоянные цилиндрически-слоистые модели пласта с традиционно минимальным разбиением на зону проникновения, окаймляющую зону и неизменный пласт.

Особый акцент в исследовании делался на возможности выявления и оценки параметров окаймляющей зоны как удобного признака наличия подвижной нефти, а следовательно, и продуктивности коллектора.

Расчеты проводились с применением созданного в ИНГГ СО РАН программного обеспечения (ПО): распределения содержания воды и ее минерализации – ПО GENM2D [13, 15], сигналов БКЗ и ВИКИЗ – ПО AlondraWL [5]. Совместная инверсия сигналов осуществлялась в программном комплексе EMF PRO, который разработан и используется для обработки данных БКЗ и ВИКИЗ в классе одномерной модели (исследовательская программа AlondraWL привела к аналогичным результатам).

Расчетные радиальные профили УЭС и сигналы

Для расчета радиального профиля УЭС взяты средние параметры меловых коллекторов БС₁₀ и БС₁₁, продуктивных на нескольких месторождениях Западной Сибири, например на Федоровском и Когалымском, где они залегают примерно на одной глубине около 2400 м. Параметры моделей для численного моделирования процесса фильтрации при вскрытии коллектора на глинистом растворе приведены в таблице. Толщина коллектора считалась неограниченной. Насыщение варьировалось от 30 до 80 %.

Времена после бурения выбраны кратными 6 ч в диапазоне от 6 до 48 ч. Минимальное время 6 ч в некоторых разрезах может соответствовать времени измерения приборами каротажа в процессе бурения, максимальное выбрано на основе анализа времени проведения каротажа. По данным компаний «Лукойл» и «Сургутнефтегаз», обычный

Основные параметры модели коллектора и вмещающих пород для расчета радиального распределения УЭС (для меловых коллекторов БС₁₀ и БС₁₁)

| Параметр | Значение в модели пласта | |
|---|--------------------------|------------------|
| | БС ₁₀ | БС ₁₁ |
| Плотность, кг/м ³ вмещающих пород бурового раствора | 2400 | 2400 |
| | 1160 | 1160 |
| Вязкость (пластовые условия), Па·с пластовой воды пластовой нефти | 0,0006 | 0,0006 |
| | 0,00294 | 0,002 |
| Проницаемость пласта, мД глинистой корки, мкД | 50 | 50 |
| | 5 | 5 |
| Пористость пласта глинистой корки | 0,17 | 0,20 |
| | 0,6 | 0,6 |
| Соленость, г/л пластовой воды бурового раствора | 15 | 20 |
| | 1 | 1 |
| Содержание глинистых частиц в буровом растворе | 0,045 | 0,045 |
| Содержание остаточной нефти, % | 0 | 25 |



интервал времени проведения каротажа составляет примерно от 24 до 48 ч после бурения очередного интервала эксплуатационной скважины.

Для пласта БС₁₀ Федоровского месторождения была выбрана модель, в которой предполагалось наличие небольшого количества остаточной воды (10 %, пластовая вода, прочно удерживаемая в тонких капиллярах и на границе пор), но вся нефть считалась подвижной. Параметры второй модели взяты из статьи [11] – это пласт БС_{11/26} Когалымского месторождения, в котором дополнительно предполагалось наличие остаточной нефти (25 %). Радиус скважины составляет 0,108 м, УЭС пресного глинистого бурового раствора 2,5 Ом·м, что соответствует УЭС раствора минерализацией 1 г/л при 70 °С.

В модели коллектора БС₁₀ при нефтесодержании 80 % на радиальном профиле УЭС выделяются три зоны: 1) ЗП, в которой максимальное значение УЭС возрастает от 21 Ом·м на радиальном расстоянии $r = 0,32$ м для 6 ч после бурения до 25 Ом·м на расстоянии $r = 0,55$ м для 48 ч после бурения, 2) ОЗ с одинаковым для всех расчетов УЭС $\approx 11,7$ Ом·м; 3) неизменный пласт с УЭС 25 Ом·м (рис. 1). Для случая 48 ч после бурения толщина ЗП увеличилась на 26 см по сравнению с измерением для 6 ч (толщина ЗП – расстояние между стенкой скважины и точкой перегиба на радиальном профиле). Ширина ОЗ (расстояние между точками перегиба) увеличилась примерно на 6 см (13 см для 6 ч и 19 см для 48 ч). Через 24 ч после бурения фильтрат бурового раствора проникает все медленнее, а в диапазоне 30–48 ч экстремумы профиля УЭС сдвигаются примерно на 2 см за каждые 6 ч. Значение УЭС на стенке скважины 6 Ом·м. Выход на УЭС пласта про-

исходит на расстоянии $r \approx 0,57$ м для 6 ч, $r \approx 0,78$ м для 24 ч и $r \approx 0,91$ м для 48 ч.

При уменьшении содержания нефти до 70 % положение экстремумов профиля УЭС в измененной зоне пласта практически такое же, что и при 80 %. Значение УЭС на стенке скважины 6 Ом·м, немного понижается в экстремумах: примерно на 0,5 Ом·м в максимуме и на 1 Ом·м в минимуме. УЭС неизменной части 13,3 Ом·м, профиль выходит на это значение на радиальном расстоянии, на 2–3 см меньше, чем в предыдущем случае.

Дальнейшее снижение нефтесодержания до 50 % приводит к уменьшению УЭС неизменного пласта до 5,6 Ом·м и исчезновению окаймляющей зоны. При том же, что и для 70 и 80%-ного насыщения, значения УЭС на стенке скважины максимальные значения в ЗП становятся ниже на несколько Ом·м, повышаясь с 17 ($r = 0,51$ м, 48 ч после бурения) до 19,9 Ом·м ($r = 0,51$ м, 48 ч после бурения), выход на УЭС пласта происходит на расстоянии $r \approx 0,46$ м для 6 ч, $r \approx 0,58$ м для 24 ч и $r \approx 0,70$ м для 48 ч.

Сигналы, рассчитанные для этих распределений УЭС, для удобства сравнения представлены в трансформации в кажущееся сопротивление (см. рис. 1). Кривые зондирования БКЗ и ВИКИЗ нанесены на один график.

При содержании нефти 80 % кривые зондирования соответствуют виду кривых при понижающей ЗП и высокой нефтенасыщенности, на уровень УЭС неизменного пласта не выходят; ОЗ не проявлена даже в сигналах ВИКИЗ. Изменение сигналов обоих методов во времени приводит к снижению значений (за исключением зонда А8.0М1.0N), что объясняется влиянием расширения как окаймля-

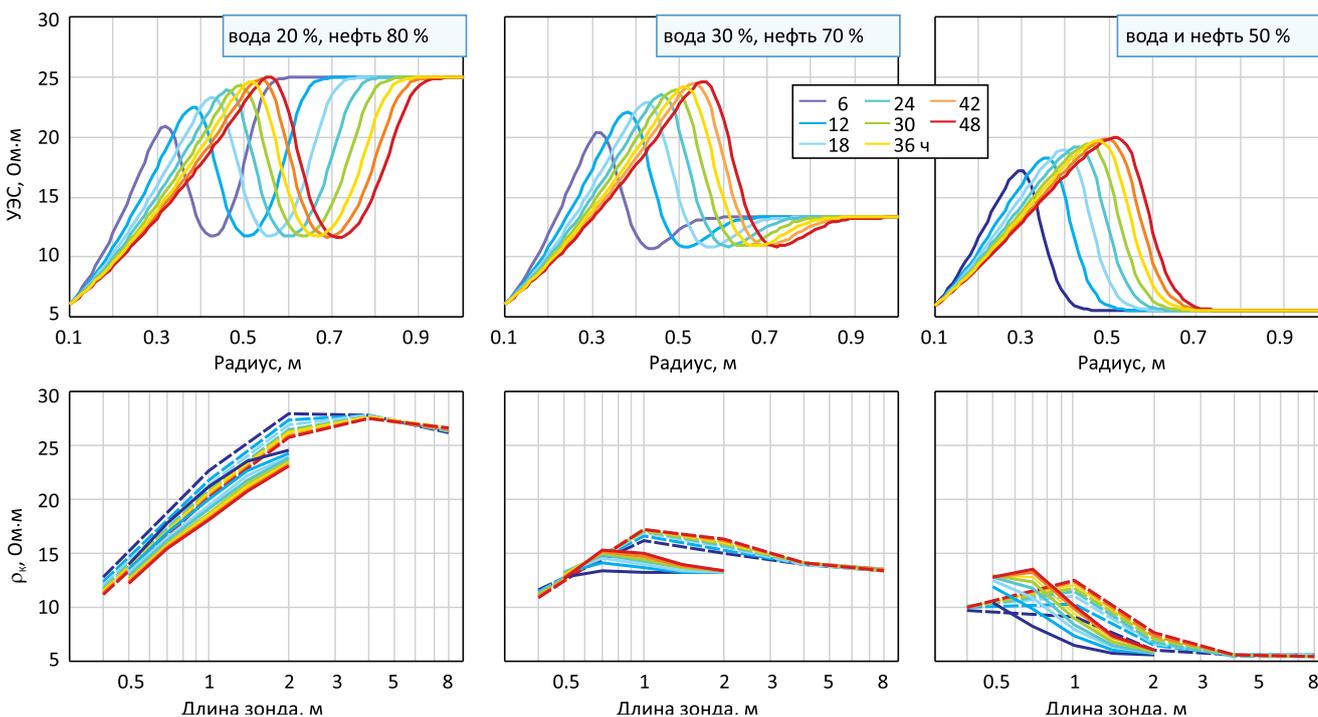


Рис. 1. Радиальный профиль УЭС и кривые зондирования БКЗ (пунктир) и ВИКИЗ (сплошные линии) для водонасыщенности 20, 30, 50 % для разного времени после бурения (шифр кривых), модель пласта БС₁₀

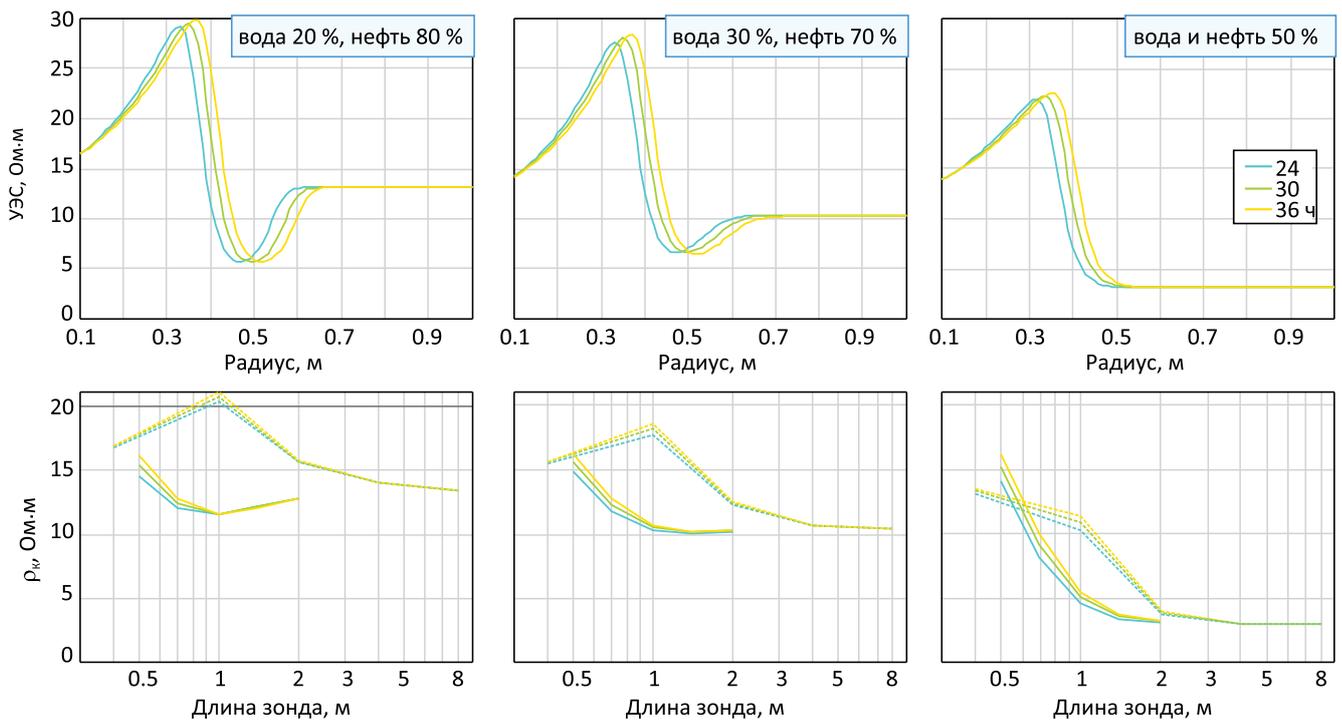


Рис. 2. Радиальный профиль УЭС и кривые зондирования БКЗ (пунктир) и ВИКИЗ (сплошные линии) для водонасыщенности 20, 30, 50 % для разного времени после бурения (шифр кривых), модель пласта БС₁₁

щей зоны, так и зоны низких УЭС рядом со стенкой скважины. При увеличении времени с 6 до 48 ч кажущееся сопротивление уменьшается на 1,8 Ом·м для зонда А0.4М0.1N, на 2,5 Ом·м для А1.0М0.1N, на 2,3 Ом·м для А2.0М0.5N, на 0,5 Ом·м для А4.0М0.5N, на 1,9 Ом·м для DF05, на 2,5 Ом·м для DF07, на 3,1 Ом·м для DF10, на 3,0 Ом·м для DF14, на 1 Ом·м для DF20, но увеличивается на 0,5 Ом·м для зонда А8.0М1.0N.

При содержании нефти 70 % кривые зондирования соответствуют виду кривых при повышающей ЗП, длинные зонды выходят на уровень УЭС неизмененного пласта, ОЗ не проявлена в сигналах ВИКИЗ. Изменение сигналов средних зондов БКЗ во времени оказывается обратным случаю с 80 % нефти: значения со временем возрастают вследствие расширения ЗП на фоне низких УЭС других частей профиля. При увеличении времени с 6 до 48 ч кажущееся сопротивление заметно увеличивается для зондов А1.0М0.1N на 1,1 Ом·м, А2.0М0.5N – на 1,2 Ом·м, А4.0М0.5N – на 0,2 Ом·м, DF07 – на 1,9 Ом·м, DF10 – на 1,8 Ом·м, DF14 – на 0,8 Ом·м, DF20 – на 0,3 Ом·м, уменьшается на 0,7 Ом·м для зондов А0.4М0.1N и DF05 и не изменяется для зонда А8.0М1.0N.

Изменения сигналов во времени больше при насыщении 50 %, что отражает расширение зоны проникновения фильтрата бурового раствора, контрастной по УЭС с неизменной частью пласта. За время после бурения от 6 до 48 ч кажущееся сопротивление увеличивается на 3,4 Ом·м для зонда А1.0М0.1N, на 1,7 Ом·м для А2.0М0.5N, на 2,5 Ом·м для зонда DF05, на 5,2 Ом·м для DF07, на 3,5 Ом·м для DF10, на 1,5 Ом·м для DF14, на 0,5 Ом·м для

DF20; мало изменяется для зондов А0.4М0.1N (начиная с 12 ч). Сигналы зондов А4.0М0.5N и А8.0М0.5N выходят на УЭС пласта для всех времен.

Необходимо отметить, что для модели пласта БС₁₀ кривые зондирования и БКЗ, и ВИКИЗ оказываются восходящими, т.е. наличие ОЗ не проявляется ожидаемой корытообразной формой кривой ВИКИЗ. Это связано с влиянием зоны низкого УЭС рядом со скважиной, сравнимой по толщине с ОЗ и снижающей кажущееся УЭС для коротких и среднего зондов ВИКИЗ.

Расчеты для разного времени после бурения показывают изменения радиального профиля во времени, аналогичные модели пласта БС₁₀, поэтому далее рассматриваются практически важные случаи 24, 30 и 36 ч после бурения.

В модели коллектора БС₁₁ пористость пласта и минерализация пластовой воды больше, поэтому при той же доле нефти значение УЭС его неизменной части ниже (13 Ом·м при 80 % нефти), чем в пласте БС₁₀. УЭС ОЗ около 5,5 Ом·м, УЭС ЗП около 30 Ом·м (рис. 2). Отметим, что в этой модели значение УЭС на границе скважины значительно выше (17, 15 и 14 Ом·м) по сравнению с моделью пласта БС₁₀. Экстремальные значения УЭС расположены на радиальном расстоянии примерно в 1,5 раза меньшем, чем в модели БС₁₀.

Сигналы БКЗ и ВИКИЗ, рассчитанные для моделей на этих временах, или практически не меняются, или возрастают со временем. Приращение сигналов за 12 ч не более чем на 0,5–1,5 Ом·м происходит для зондов длиной не более 1 м. Если для модели пласта БС₁₀ кривые зондирования ВИКИЗ не отражают влияния ОЗ, то для БС₁₁ влияние этой

зоны приводит к явно выраженной корытообразной форме кривой (при максимальном нефтенасыщении) или к форме, соответствующей модели с очень узкой повышающей зоной проникновения.

Восстановление параметров модели по одновременным и разновременным сигналам

Совместная численная инверсия проводилась при следующих предположениях. Стартовые модели для всех комбинаций сигналов БКЗ и ВИКИЗ выбирались одинаково: в системе EMF Pro [6] в пласте задавались одна, две или три измененные зоны в соответствии с алгоритмами этой системы. При инверсии варьировались значения УЭС зон и радиуса их цилиндрических границ. Подбор запускался несколько раз до достижения устойчивого результата. Невязка в системе рассчитывается с нормировкой на ошибки измерения, индивидуальные для каждого зонда; для задания абсолютной и относительной частей ошибок использовались системные установки по умолчанию. Значение суммарной для БКЗ и ВИКИЗ невязки менее единицы, т. е. менее погрешности измерения, для практических данных считается достаточным, чтобы признать модель подобранной. При исследовании на синтетических данных невязку целесообразно минимизировать.

На рис. 3–5 в виде ступенчатой функции (УЭС от радиуса) приведены параметры полученных моделей при разном числе цилиндрических слоев; для каждой модели значения невязки обозначены цветом. Для сравнения здесь же нанесены непрерывные радиальные профили УЭС теми же цветами, что и на рис. 1–2.

Модель с параметрами пласта БС₁₀

В пласте БС₁₀ при инверсии сигналов, рассчитанных для одного и того же радиального профиля, выбор числа цилиндрических слоев в модели и начальной их толщины (положения радиальных границ) оказывается определяющим для выявления пластов с разным насыщением (см. рис. 3). При доле пластовой воды 20 % и небольшом времени после бурения до каротажа (12 ч) окаймляющая зона не проявляется в сигналах ВИКИЗ в достаточной степени, чтобы при совместной инверсии восстанавливалась зависимость, похожая на непрерывный профиль, даже при положении радиальных границ близком к точкам перегиба непрерывного профиля. Существенной разницы точности подбора сигналов для моделей с одним, двумя и тремя слоями (измененными зонами) не наблюдается: для значений невязки 0,23, 0,18 и 0,14 любая модель может быть принята за истинную. При больших временах (24–48 ч) слой с пониженным УЭС попадает в область чувствительности зондов ВИКИЗ, УЭС в этом слое модели становится ниже, чем во втором слое и в пласте. Однако невязка для более простых моделей тоже мала, и при инверсии практических данных любой интерпретатор вряд ли выберет модель более сложную, чем «ЗП – пласт», к тому же вполне соответствующую традиционному представлению об особенностях проникновения фильтрата бурового раствора в нефтенасыщенный пласт. Для времени 24 ч показаны два варианта модели с трехслойной измененной зоной с целью иллюстрации наличия эквивалентности значений параметров ОЗ. Если оценивать результаты инверсии только значением

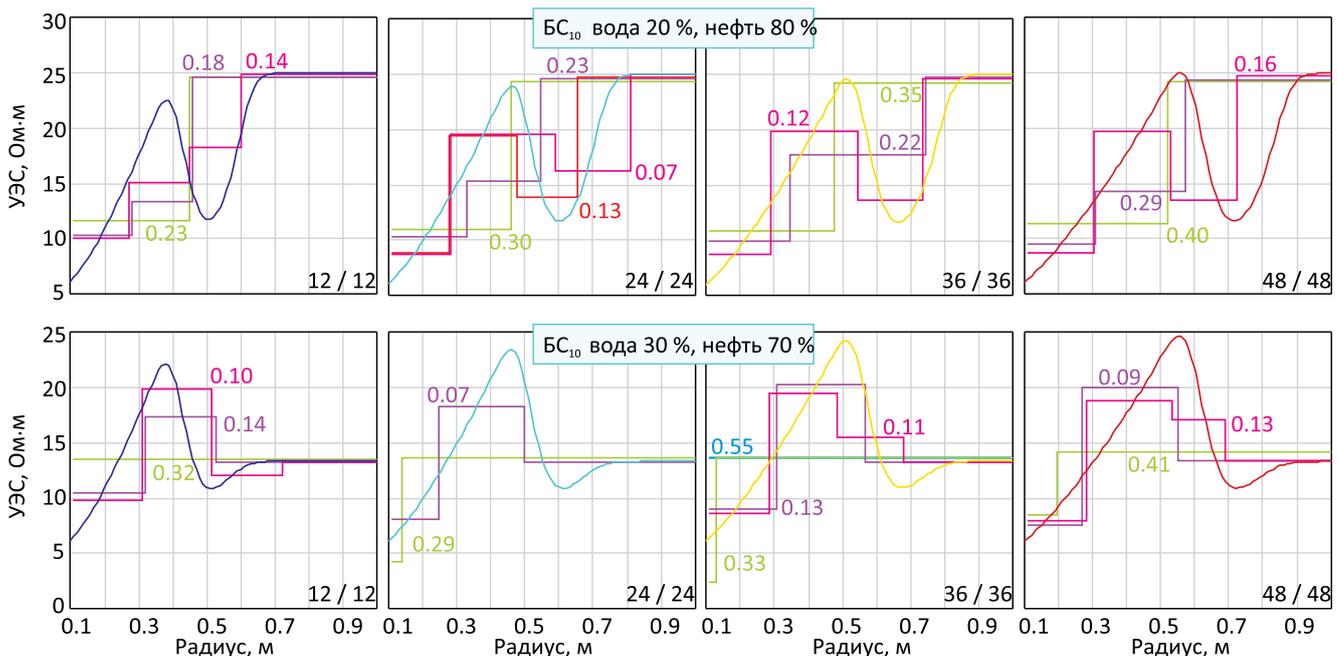


Рис. 3. Варианты геоэлектрических моделей, полученных при совместной инверсии сигналов БКЗ и ВИКИЗ, рассчитанных для одинакового времени измерения после бурения пласта с параметрами коллектора БС₁₀ (приведено в виде «аа / bb» – время для БКЗ / время для ВИКИЗ, ч). Количество цилиндрических зон в модели пласта и невязка сигналов: синий – 1, зеленый – 2, розовый – 3, красный – 4

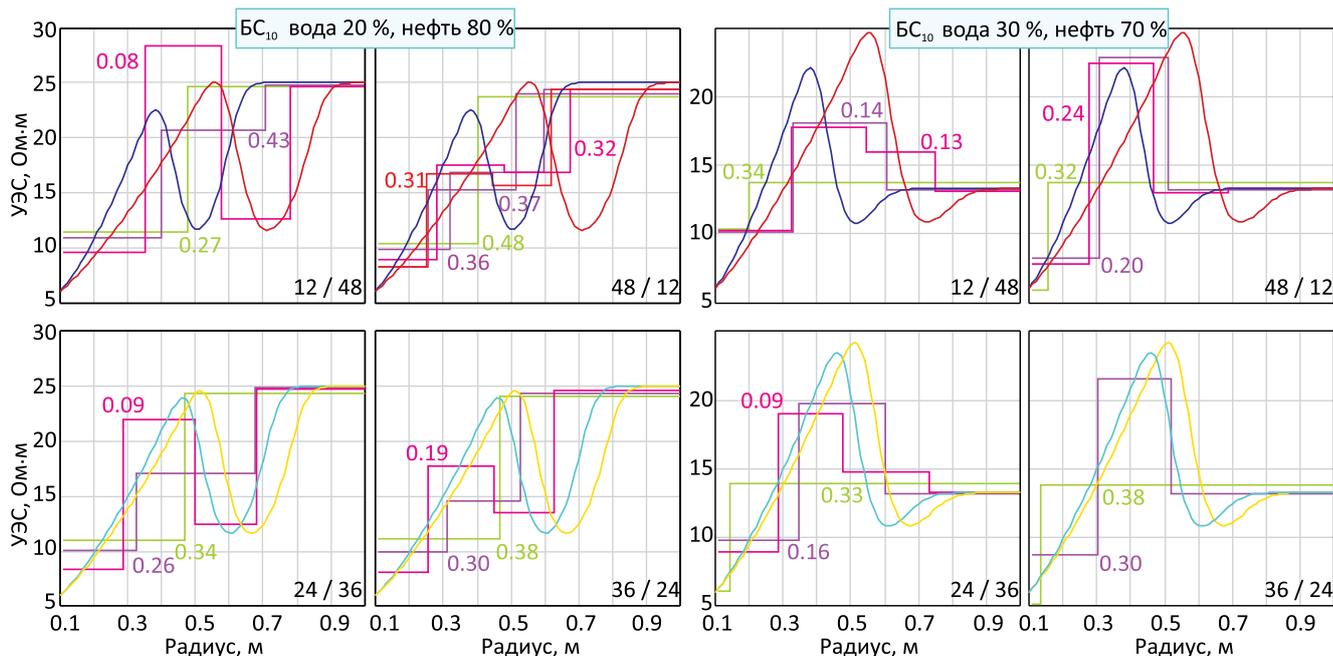


Рис. 4. Варианты геоэлектрических моделей, полученных при совместной инверсии сигналов БКЗ и ВИКИЗ, рассчитанных для разного времени измерения после бурения пласта с параметрами коллектора BC_{10} (приведено в виде «aa/bb» – время для БКЗ / время для ВИКИЗ, ч). Количество цилиндрических зон в модели пласта и невязка сигналов: зеленый – 2, розовый и темно-розовый – 3, красный и темно-красный – 4

невязки, то все представленные варианты моделей соответствуют очень хорошему подбору сигналов.

При содержании воды 30 % ситуация с возможностью выявления ОЗ оказывается обратной: какая-то чувствительность существует при небольших временах (12 ч), но пропадает при более поздних, потому что большее влияние оказывает расширяющаяся прискважинная зона с меньшим УЭС (см. рис. 3). Разницы в качестве подбора сигналов для всех моделей практически нет.

При содержании воды 50 % на непрерывных радиальных профилях УЭС нет ОЗ, сигналы хорошо подбираются в модели с повышающей зоной проникновения из одного или двух цилиндрических слоев, поэтому анализ этого варианта здесь не проводится.

При инверсии сигналов БКЗ и ВИКИЗ, рассчитанных для разных времен (см. рис. 4), возможность выявить ОЗ определяется временем между бурением и ВИКИЗ: для содержания воды 20 % в пласте для комплексов БКЗ 12 ч и ВИКИЗ 48 ч (обозначим далее как 12/48), 24/36 и 36/24 определяются ширина и УЭС ОЗ, близкие к форме непрерывного профиля, а комплекс 48/12 слабо чувствителен к этим параметрам. Средний выигрыш в невязке при увеличении количества слоев в модели не более чем в 5 раз, невязка во всех случаях не превышает 1. Для содержания воды 30 % влияние ОЗ не определяется при всех сочетаниях сигналов.

Во всех рассмотренных случаях УЭС неизменной части пласта BC_{10} , равное 25 Ом·м, определяется с погрешностью не более 1,5 Ом·м (48/12), для остальных моделей – не более 1 Ом·м; макси-

мальная ошибка характерна для моделей с одной прискважинной зоной. При совместной инверсии в системе EMF Pro УЭС окаймляющей зоны получается выше, чем минимум в непрерывном профиле, ширина довольно близка к расстоянию между точками перегиба непрерывного профиля; сама зона может быть смещена как к скважине, так и от нее, что отражает слабую чувствительность сигналов к параметрам ОЗ, но может приводить к неверной оценке радиального расстояния до неизменной части пласта.

Для УЭС пласта 13,3 Ом·м возможно завышение примерно на 0,7 Ом·м при инверсии одно-временных и разновременных сигналов в параметры двухслойной модели. В моделях с большим количеством слоев УЭС пласта восстанавливается с ошибкой не более 1 %. Выявление окаймляющей зоны при всего 30 % содержания воды оказывается практически невозможным во всех случаях и возможным при времени ВИКИЗ 12 ч.

Модель с параметрами пласта BC_{11}

При комплексировании сигналов, рассчитанных для модели пласта BC_{11} при средних временах каротажей после бурения 24 и 36 ч, более высокое, чем для пласта BC_{10} , УЭС в области стенки скважины и более низкое УЭС ОЗ определяют большую чувствительность сигнала ВИКИЗ к параметрам ОЗ (см. рис. 5). По этой причине ОЗ выявляется в модели для содержания пластовой воды и 20, и 30 %. Кроме того, для таких радиальных распределений УЭС достаточно двух цилиндрических слоев в измененной зоне пласта для хорошего подбора сигналов при инверсии.

Определяемое УЭС второго цилиндрического слоя завышено и примерно равно среднему между УЭС в минимуме непрерывного профиля и УЭС неизмененного пласта, а его ширина в 1,5–2,0 раза больше, чем расстояние между точками перегиба. Более простая модель с одной повышающей зоной проникновения тоже подходит по значению суммарной невязки, но в этом случае сигналы средних зондов ВИКИЗ оказываются подобранными хуже, чем на погрешность измерения, что может быть замечено опытным интерпретатором.

Ширина первого слоя (ЗП) ввиду сильного контраста УЭС в максимуме и минимуме профиля и короткого перехода между ними определяется вдвое меньшей в двуслойной модели при насыщении 80 % и близкой к точке перегиба на непрерывном профиле в остальных случаях. Ее УЭС меньше, чем в максимуме профиля, но больше, чем в неизменной части пласта (в среднем около половины между этими значениями).

Разница во времени 12 ч между рассчитанными сигналами БКЗ и ВИКИЗ принципиального различия в моделях не вызывает. Сигналы при равном содержании нефти и пластовой воды подбираются классической моделью с повышающей зоной про-

никновения с невязкой 0,05–0,15 (нижние графики на рис. 5).

Во всех рассмотренных случаях УЭС неизменной части пласта BC_{11} , равное 13 Ом·м, определяется с ошибкой не более 2 %. УЭС ОЗ больше, чем минимум в непрерывном профиле, а ее ширина больше, чем видимая ширина зоны низкого сопротивления на профиле, что отражает эквивалентность параметров ОЗ, но может приводить к завышению радиального расстояния до неизменной части пласта.

Пример инверсии по сигналам электрокаротажа на рис. 6 иллюстрирует разное радиальное строение пластов мелового коллектора.

Верхние пласты (××43,2–××48,9 м), наименее глинистые, соответствуют по данным совместной инверсии сигналов БКЗ и ВИКИЗ модели коллектора без остаточной нефти, т. е. рядом со скважиной формируется область с пониженным УЭС (5–6 Ом·м), затем следует ЗП (около 40 Ом·м), затем ОЗ, УЭС которой снижается с 12,9 Ом·м в верхнем пласте до 7,6 Ом·м в нижнем, УЭС неизменной части двух пластов около 21 Ом·м, нижнего – около 18 Ом·м. Внешний радиус измененной области уменьшается с глубиной от 0,60

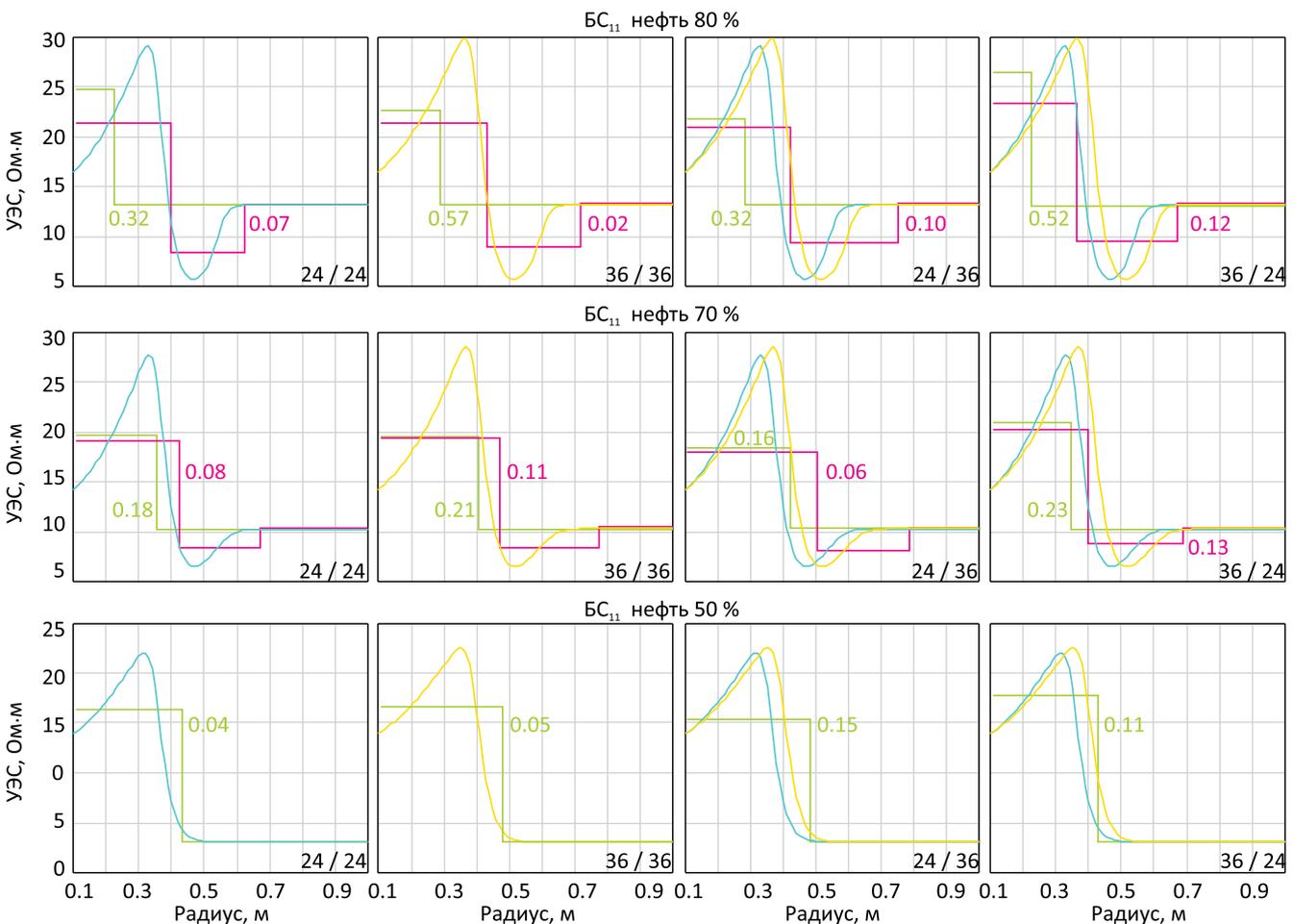


Рис. 5. Варианты геоэлектрических моделей, полученных при совместной инверсии сигналов БКЗ и ВИКИЗ, рассчитанных для времени измерения 24 и 36 ч после бурения пласта с параметрами коллектора BC_{11} (приведено в виде «аа / bb» – время для БКЗ / время для ВИКИЗ, ч). Количество цилиндрических зон в модели пласта и невязка сигналов: зеленый – 2, розовый – 3

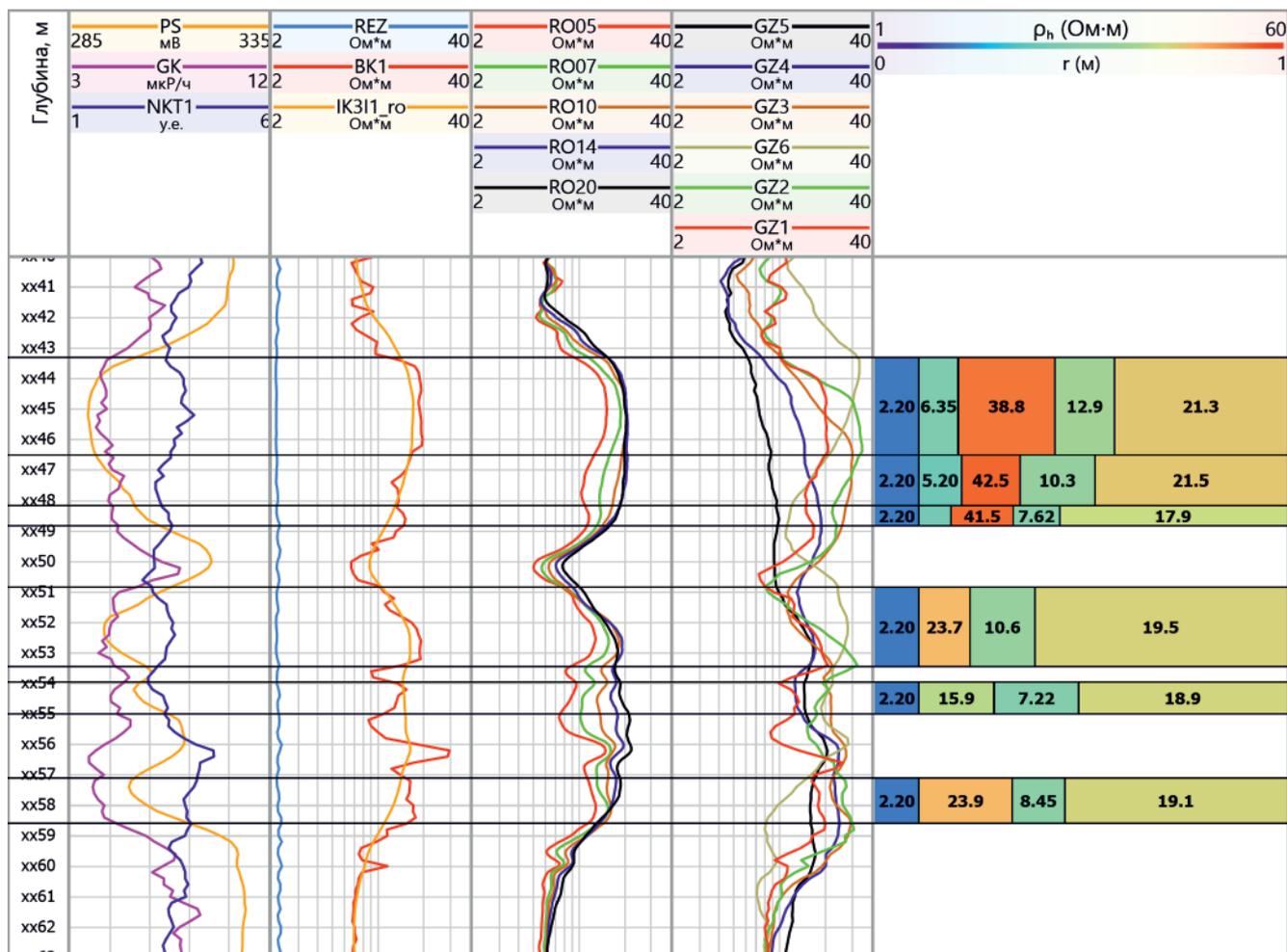


Рис. 6. Геоэлектрические модели пластов мелового коллектора (Сургутский свод). Слева направо: на первом треке диаграммы потенциала самополяризации (PS), гамма-каротажа (GK) и нейтрон-нейтронного каротажа (NKT1); на втором – диаграммы резистивиметрии (REZ), бокового (BK1) и индукционного (IK3I1_ro) каротажа; на третьем – диаграммы ВИКИЗ (RO05–RO20); на четвертом – BK3 (GZ1–GZ6); пятый трек – цветовое изображение геоэлектрической модели пластов, на однородных блоках подписаны значения УЭС, крайние левые блоки – скважина с раствором

до 0,45 м. В нижней части коллектора (xx50,9–xx58,6 м) в радиальном строении уже не выявляется прискважинная зона с низким УЭС, строение соответствует обычно рассматриваемому: ЗП, ОЗ и неизменная часть, т. е. типу коллектора с остаточной нефтью. Глубина изменения соответствует небольшому времени между бурением и каротажем, ВИКИЗ измерен после БКЗ, время между измерениями не превышает 6 ч.

Результаты исследований

Для проницаемых отложений с параметрами, типичными для меловых коллекторов месторождений Среднего Приобья со смешанным насыщением в программном комплексе АТЛАС МФМ рассчитаны непрерывные радиальные распределения УЭС, формирующиеся при разном времени после вскрытия коллекторов на пресном глинистом растворе. Для геоэлектрических моделей с непрерывными распределениями с применением программы AlondraWL рассчитаны сигналы бокового каротажа и высокочастотного электромагнитного каротажа.

Проведена численная инверсия в системе EMF Pro комбинаций сигналов для одинаковых и разных значений времени после бурения, получены геоэлектрические модели с одним, двумя и тремя цилиндрическими слоями в измененной бурением зоне коллектора.

В результате исследования влияния временных изменений в прискважинной зоне нефтеводонасыщенного коллектора на сигналы электрокаротажа и кусочно-постоянные геоэлектрические модели, полученные при их численной инверсии, установлено следующее.

Для пласта с остаточной нефтью влияние ОЗ достаточно для ее выявления, при этом ширина зоны при инверсии кривых зондирования может завышаться, а УЭС не достигать минимального значения непрерывного профиля УЭС. Положение границы между ЗП и ОЗ устанавливается не далее, чем 0,1 м от точки перегиба непрерывного профиля, которому соответствует сигнал ВИКИЗ.

Значения УЭС неизменной части пластов определяются при инверсии с ошибкой не больше



6 % даже при 36-часовой разнице между временами сигналов в выбранном для анализа временном диапазоне.

Таким образом, для рассмотренных моделей время в диапазоне 12–48 ч между бурением и каротажными и между каротажными методами БКЗ и ВИКИЗ не ограничивает возможность подбора единой модели коллектора. Это обеспечивает оценку УЭС пласта при условии отсутствия между каротажными технологическими операциями, усиливающих фильтрацию бурового раствора.

Для интерпретатора модели с разным количеством цилиндрических слоев одинаковы, потому что во всех случаях кривые зондирования подбываются с ошибкой менее погрешности измерения. Поэтому при интерпретации практических данных выбор базовой геоэлектрической модели, скорее всего, будет сделан в пользу модели с одной зоной проникновения, как наиболее простой и объясняющей измеренные сигналы. Тогда при численной инверсии комплекса практических данных БКЗ и ВИКИЗ может получиться модель с понижающей зоной проникновения, соответствующая насыщению нефтью, но приток из пласта окажется смешанным. При выборе более сложного строения модели коллектора определенные при инверсии параметры ступенчатого радиального профиля УЭС повысят точность оценки насыщения и могут быть исходной информацией для оценки фильтрационно-емкостных свойств.

Исследования выполнены в рамках проектов ФНИ FWZZ-2022-0025 (расчеты непрерывных радиальных распределений УЭС) и FWZZ-2022-0026 (расчет сигналов электрокаротажа, их инверсия и анализ).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Аппаратурный** комплекс СКЛ для каротажа в нефтегазовых скважинах и его интерпретационная база / К. Н. Каюров, В. Н. Еремин, А. Н. Петров и др. // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 38–43.
- 2. Геоэлектрические** модели меловых коллекторов Западной Сибири и сигналы электрокаротажа / К. В. Сухорукова, А. М. Петров, И. А. Москаев и др. // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2019. XIV Междунар. науч. конгр., 24–26 апреля 2019 г., Новосибирск. Сб. матер. в 9 т. Т. 2. – Новосибирск: СГУГиТ, 2019. – С. 79–86.
- 3. Ельцов И. Н., Эпов М. И., Кашеваров А. А.** Новый системный подход к интерпретации данных ГИС и ГТИ на основе комплексных геофизических и гидродинамических моделей // Технологии ТЭК. – 2005. – № 2 (21). – С. 12–18.
- 4. Моделирование** гидродинамических процессов в напряженно-деформированной при-скважинной зоне и геофизические приложения / Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов, В. А. Киндюк и др. // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы – 2014. Сб. статей. – М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. – С. 327–344.
- 5. Нечаев О. В., Глинских В. Н.** Быстрый прямой метод решения обратной задачи электрического каротажа в нефтегазовых скважинах // Вестн. НГУ. Серия: Информационные технологии. – 2017. – № 15. – С. 53–63.
- 6. Новый** аппаратурный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF PRO / М. И. Эпов, К. Н. Каюров, И. Н. Ельцов и др. // Бурение и нефть. – 2010. – № 2 – С. 16–19.
- 7. Петров А. М., Нечаев О. В., Сухорукова К. В.** Двумерная инверсия сигналов российского электрокаротажа, измеренных на интервалах сложнопостроенных отложений // Геомодель-2019: 21-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа (Геленджик, 9–13 сентября 2019 г.): тез. докл. – 2019. – 4 с. – URL: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201950044>; <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/science/publications/publ-dvumernaya-inversiya-signalov-rossiyskogo-elektrokarotazha-14-2019>.
- 8. Петров А. М., Сухорукова К. В., Нечаев О. В.** Совместная двумерная инверсия данных электрического и электромагнитного каротажных зондирований в анизотропных моделях песчано-глинистых отложений // Каротажник. – 2019. – № 3 (297). – С. 85–103.
- 9. Совместная** численная инверсия данных индукционных и гальванических каротажных зондирований в моделях геологических сред с осевой симметрией / И. В. Михайлов, В. Н. Глинских, М. Н. Никитенко, И. В. Суродина // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 6. – С. 935–947.
- 10. Технология** исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: методическое руководство / ред. М. И. Эпов, Ю. Н. Антонов. – Новосибирск: СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 2000. – 121 с.
- 11. Эволюция** зоны проникновения по данным электромагнитного каротажа и гидродинамического моделирования / М. И. Эпов, И. Н. Ельцов, А. А. Кашеваров и др. // Геология и геофизика. – 2004. – № 8. – С. 1033–1044.
- 12. Allen D., et al.** Invasion Revisited // Oilfield Review. – Jul. 1991. – P. 10–23.
- 13. ATLAS_MPhMR:** Свидетельство о государственной регистрации базы данных / Г. В. Нестерова, И. Н. Ельцов, Л. А. Назаров и др. № 2021621410, заявка № 2021621283 от 22.06.2021, зарегистрировано 29.06.2021, RU.
- 14. Comparison** of the Russian and Western Resistivity Logs in Typical Western Siberian Reservoir Environments: A Numerical Study / М. И. Эпов, К. В. Сухорукова, О. В. Нечаев, et al. // Petrophysics. – 2020. – Vol. 61(1). – P. 38–71.
- 15. GENM2D:** Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ / Л. А. Назаров, Л. А. Назарова, И. Н. Ельцов, Г. В. Нестерова.



№ 2018613634, заявка № 2017663592 от 26.12.2017, зарегистрировано 21.03.2018, RU.

16. **Invasion** effects on time-lapsed array induction logs / D. Navarro, S. Li, R. C. Liu, et al., // SPWLA 48th Annual Logging Symposium. – Paper KKK. 2007. – URL: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA07/All-SPWLA07/SPWLA-2007-KKK/27771>.

17. **Time** evolution of the near borehole zone in sandstone reservoir from the data of repeated high-frequency electromagnetic logging / M. Eпов, I. Yeltsov, A. Kashevarov, et al. // SPWLA 43rd Annual Logging Symposium. June 2–5, 2002. – 2002. – Paper ZZ. – 10 p.

18. **The Annulus** Effect: The Technical Review / ed. S. Broussard // Oilfield Review. – 1989. – Vol. 37, no. 1. – P. 41–47.

© К. В. Сухорукова, Г. Г. Нестерова, С. А. Примаков, 2022



АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕДУРЫ РАССТАНОВКИ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ДВУМЕРНОЙ ИНВЕРСИИ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОКАРОТАЖА НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А. М. Петров, К. Н. Даниловский, О. О. Асанов, И. А. Москаев, С. А. Примаков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Инверсия данных электрокаротажа на базе двумерных осесимметричных моделей среды является надежным способом определения удельного электрического сопротивления пластов-коллекторов – характеристики, тесно связанной с их флюидонасыщением. Возможности широкого применения такого подхода сегодня ограничены прежде всего трудоемкостью создания начального приближения геоэлектрической модели среды, ключевой этап построения которого – расчленение исследуемого разреза на относительно однородные по вертикали пласты. Представлен новый алгоритм расстановки границ пластов, ориентированный на решение задачи создания стартовой модели среды для двумерной инверсии данных электрокаротажа. Алгоритм представляет собой вариацию градиентного подхода и характеризуется производительностью, достаточной для обработки протяженных интервалов каротажа в интерактивном режиме. Возможности алгоритма демонстрируются путем сравнения с результатами применения алгоритмов, реализованных в распространенных пакетах обработки и интерпретации данных ГИС, а также на результатах двумерной инверсии практических данных с количественными оценками точности определения положения границ.

Ключевые слова: геофизические исследования в скважинах, автоматизированная обработка данных, расстановка границ пластов, пластовая разбивка, двумерная инверсия данных электрокаротажа, терригенные отложения, баженовская свита.

AUTOMATING THE BED BOUNDARIES DETECTION PROCEDURE FOR 2D INVERSION OF OIL AND GAS WELL RESISTIVITY LOGS

A. M. Petrov, K. N. Danilovskiy, O. O. Asanov, I. A. Moskaev, S. A. Primakov

A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

Inversion of resistivity logs based on two-dimensional axisymmetric models of the medium is a reliable way to determine the electrical resistivity of reservoir beds – a characteristic closely related to their fluid saturation. Possibilities of wide application of such approach are limited today, first of all, by the laboriousness of creating an initial approximation of the geoelectric model of the medium, the key stage in the construction of which is the splitting of the studied section into relatively vertically homogeneous beds. The paper presents a new algorithm for bed boundaries detection, which is focused on solving the problem of creating an initial geoelectric model of the medium for two-dimensional inversion of resistivity logging data. The developed algorithm is a variation of the gradient approach and, its software implementation is characterized by performance sufficient to process extended logging intervals in an interactive mode. Capabilities of the algorithm are demonstrated by comparing with the results obtained by algorithms implemented in common well log data processing and interpretation packages, as well as on the results of two-dimensional inversion of practical data with quantitative estimates of the bed boundaries positioning accuracy.

Keywords: geophysical well logging, automated data processing, bed boundaries detection, sectional layering, two-dimensional inversion of resistivity logs, terrigenous deposits, Bazhenov Formation.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-87-95

Инверсия данных электрокаротажа на базе двумерных осесимметричных моделей околоскважинного пространства (далее – двумерная инверсия) – надежный способ оценки удельного электрического сопротивления (УЭС) не измененных фильтрацией бурового раствора частей пластов-коллекторов, вскрытых субвертикальными скважинами [7]. Оценка УЭС важна, поскольку эта характеристика напрямую связана с нефтенасыщением породы и является неотъемлемым этапом интерпретации данных геофизических исследований в скважинах (ГИС). Однако широкое применение двумерной инверсии ограничивается ее высокой ресурсоемкостью, сложностью автоматизации некоторых этапов, а также необходимостью тщательного контроля за

результатом. На Западе для подобных способов интерпретации данных электрокаротажа применяют термин «продвинутая обработка» (англ. advanced processing) [10], подчеркивающий их отличие от традиционных упрощенных и менее эффективных подходов.

Ресурсоемкость решения обратных задач в первую очередь связана с производительностью алгоритмов моделирования каротажных сигналов. Для повышения производительности в двумерной постановке применяют параллельные вычисления [12], в том числе с использованием графических ускорителей [2]. В последние годы широкое распространение получают приближенные алгоритмы моделирования, основанные на применении методов

машинного обучения [5]. Такие алгоритмы характеризуются многократным ускорением по сравнению с численными аналогами при незначительной потере в точности вычислений.

Появление эффективных способов расчета сигналов в детальных двумерных моделях среды способствует распространению двумерной инверсии как инструмента решения практических задач. Нерешенной остается проблема автоматизации этапа подготовки набора данных, необходимого для выполнения численной инверсии. Этот этап прежде всего включает создание стартовой модели околоскважинного пространства, качество которой напрямую влияет как на скорость инверсии, так и на точность оценки электрофизических характеристик изучаемого разреза.

Ключевой этап построения стартовой модели – так называемая пластовая разбивка, т. е. расчленение исследуемого разреза на относительно однородные по вертикали пласты. Задача автоматизации данного процесса не нова, однако известные решения большей частью ориентированы на расчленение разреза по комплексу методов в рамках традиционного попластового подхода к интерпретации данных ГИС. При этом следует различать задачи литологического расчленения разреза по группе методов и выделение в разрезе пластов с условно однородными по вертикали свойствами.

Поскольку двумерный подход к интерпретации данных электрокаротажа не предполагает снятия пластовых отсчетов и введения коррекций за неоднородность выделенных пластов, для выполнения инверсии критически важно расчленение разреза на пласты, условно однородные именно по электрофизическим свойствам. Избыточная детальность расчленения приводит к неоправданному возрастанию числа параметров геоэлектрической модели и, как следствие, к расширению области эквивалентности, а недостаточная детальность, с другой стороны, – к невозможности подбора практических данных. Пропуск отдельных пластов, оказывающих явное влияние на участвующие в инверсии данные, может привести к недостоверной оценке свойств среды на целом интервале глубин выше и ниже неучтенного пласта.

Традиционные подходы к автоматической расстановке границ – дисперсионный и градиентный. Дисперсионный подход основывается на вычислении дисперсий сигнала в окрестности каждой точки измерения по глубине. Считается, что вероятность существования границы тем выше, чем сильнее отличается общая дисперсия в окрестности рассматриваемой точки от дисперсий на полуинтервалах относительно нее. Градиентный подход основывается на анализе производной каротажного сигнала по глубине. Положения границ пластов относят к экстремумам производной, т. е. к областям, характеризующимся наибольшей скоростью изменения сигналов. При этом среди найденных экстремумов

обычно отбирают наибольшие по амплитуде, исходя из предположения, что они соответствуют наиболее значимым в контексте интерпретации границам [8]. Однако на практике это не всегда верно. Кроме того, использование порогового отсека может приводить к пропуску границ при плавном изменении свойств с глубиной. Оба подхода подразумевают симметричность исследуемых каротажных сигналов, но могут применяться и для слабо асимметричных сигналов, например, данных несимметричных зондов индукционного или электромагнитного каротажей [1].

Для сильно асимметричных сигналов известны подходы, базирующиеся на применении искусственных нейронных сетей [4]. Отдельно следует выделить алгоритмы расчленения разреза, основанные на анализе не самих измеряемых каротажных сигналов, а результатов их трансформаций на основе, например, вейвлет-преобразования [9] или преобразования Уолша [11]. Такие алгоритмы эффективны для решения задачи литологического расчленения разреза, но не для создания стартового приближения геоэлектрической модели, так как ограничены в возможностях учета особенностей каротажных методов.

Общая черта большинства алгоритмов, реализованных в распространенных пакетах обработки и интерпретации данных ГИС, – определение значимости границ пластов через амплитуду экстремумов производной сигнала или некоторой индикаторной функции, что часто приводит к пропуску границ на интервалах плавного изменения свойств с глубиной. Также часть алгоритмов не позволяет выделять тонкие, но контрастные по свойствам пропластки без значительного увеличения общей детальности разбивки исследуемого интервала.

В работе представлен новый алгоритм расстановки границ пластов, отличительной особенностью которого является ориентированность на решение задачи создания стартовой модели среды для двумерной инверсии данных электрокаротажа. Разработанный алгоритм представляет собой вариацию градиентного подхода и характеризуется высоким быстродействием, обеспечивающим возможность его использования в интерактивном режиме.

Алгоритм расстановки границ пластов

Алгоритм принимает на вход каротажные данные на интервале скважины, который требуется расчленить на пласты. Поскольку он является вариацией градиентного подхода, для корректной работы в качестве входных данных могут использоваться только сигналы методов, характеризующиеся симметричными или слабо асимметричными формами при пересечении пластов в однородной вмещающей среде. Это, например, фокусированный боковой (БК) и низкочастотный индукционный (ИК) каротаж. Помимо загрузки данных, интерпретатор задает значения трех настроечных параметров

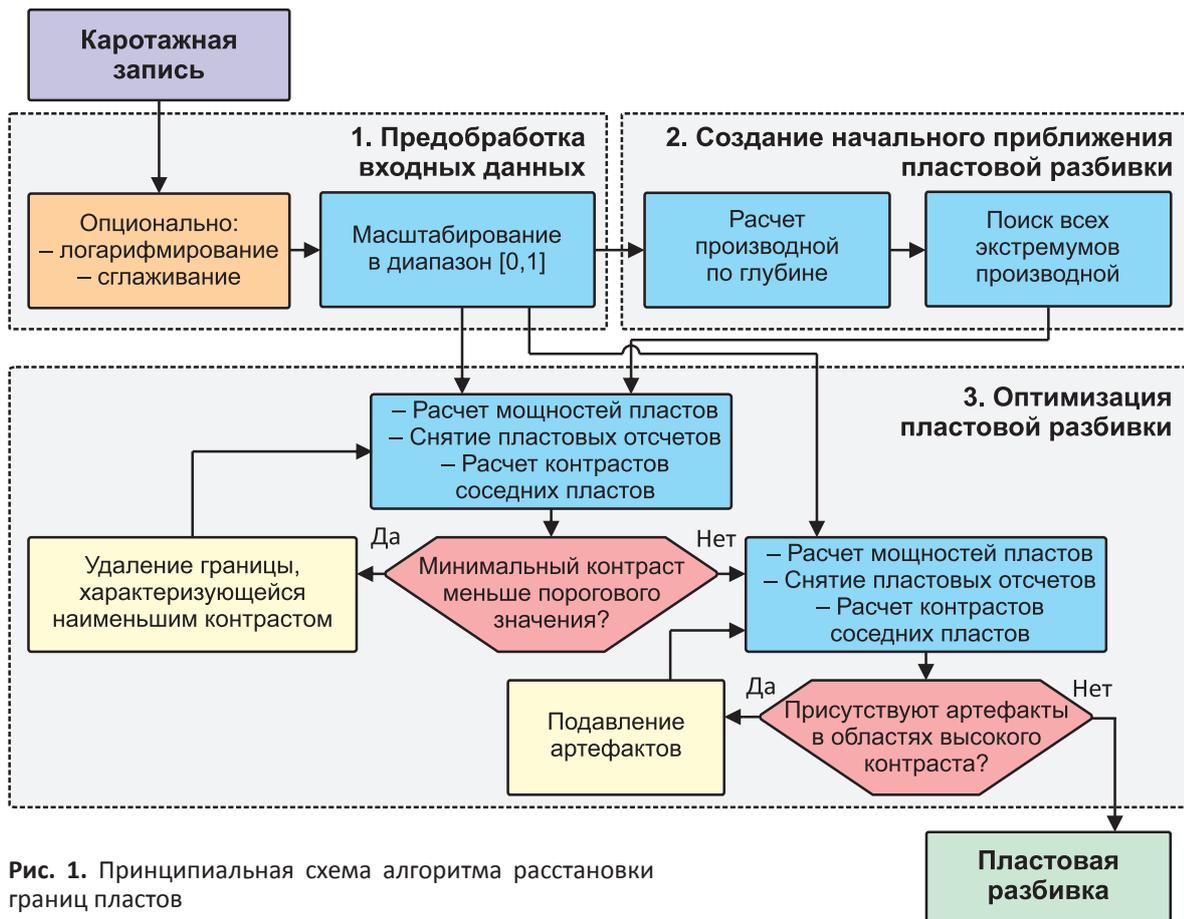


Рис. 1. Принципиальная схема алгоритма расстановки границ пластов

($contrast_threshold$, h_{min} и $resolution_penalty$), которые позволяют получать пластовые разбивки различной детальности с учетом специфики решаемой интерпретационной задачи, особенностей используемых электрокаротажных методов и геоэлектрических условий на исследуемом интервале.

Рассмотрим алгоритм на примере применения к единичной каротажной диаграмме. Концептуально процесс создания пластовой разбивки разделяется на три этапа. На первом этапе выполняется предобработка входных данных для учета особенностей сигналов и обеспечения единообразного влияния настроечных параметров при работе с данными различных методов каротажа. На втором этапе создается начальное приближение пластовой разбивки с выделением границ для каждой точки экстремума производной сигнала по глубине. На заключительном третьем этапе излишне детальное начальное приближение пластовой разбивки оптимизируется путем объединения наименее контрастных пластов, а также удаления пластов-артефактов в окрестностях границ наиболее контрастных пластов (рис. 1).

Предобработка данных проводится следующим образом. При использовании в качестве входных данных каротажных сигналов в виде кажущихся УЭС выполняется их логарифмирование. Шаг необходим, поскольку диапазон изменения УЭС горных пород очень широк, при этом часто более важной информацией является относительное изменение

УЭС, а не его абсолютное значение: мануальное выделение границ интерпретаторами также производится при отображении данных в логарифмическом масштабе. Опциональный шаг – сглаживание данных, позволяющее ускорить работу алгоритма при работе с зашумленными входными каротажными сигналами за счет устранения избыточной детальности начального приближения пластовой разбивки. Далее каротажные данные приводятся к диапазону значений от 0 до 1, за счет чего достигается единообразие влияния настроечных параметров алгоритма при работе с данными различных геофизических методов.

Для создания начального приближения пластовой разбивки на втором этапе работы алгоритма рассчитывается производная анализируемого сигнала с применением классической пятиточечной аппроксимационной схемы:

$$\frac{ds(z_0)}{dz} \approx \frac{s(z_0 - 2\Delta) - 8s(z_0 - \Delta) - s(z_0 + 2\Delta)}{12\Delta},$$

где s – предобработанный каротажный сигнал; z – глубина по стволу скважины; z_0 – глубина, на которой рассчитывается производная; Δ – шаг дискретизации каротажных данных.

Далее выполняется поиск всех экстремумов производной каротажного сигнала. Их положения соответствуют точкам перегиба каротажной кривой (в логарифмическом масштабе, если сигнал представлен в виде кажущегося УЭС), что для сигналов

симметричных зондов традиционно считается свидетельством наличия границы на данной глубине или в ее ближайшей окрестности [3]. В действительности на интервалах переслаивания пластов малой мощности положения границ даже при обработке симметричных и локальных каротажных сигналов могут отличаться от положений экстремумов производной. Однако это различие обычно невелико и положения границ быстро уточняются в процессе инверсии. При этом смещение границ от положений экстремумов производной индивидуально для различных каротажных зондов и существенно зависит от геоэлектрических условий измерений. Таким образом, целесообразным решением представляется создание универсального алгоритма, не учитывающего такие смещения, но имеющего более широкую область применимости.

Полученная в результате анализа производной каротажного сигнала пластовая разбивка обычно является чрезмерно детальной: количество точек перегиба на каротажных диаграммах чаще всего значительно превышает число пластов, требуемое для построения качественной стартовой модели для инверсии. Традиционный градиентный подход к выделению границ подразумевает введение отсечки по пороговому значению амплитуды найденных экстремумов. Однако на практике величина производной не всегда отражает значимость геоэлектрической границы: на интервалах с плавным изменением свойств разреза по глубине границы характеризуются низкими значениями экстремумов производной сигнала и могут быть пропущены. Поэтому предлагаемым алгоритмом выделяются границы, соответствующие всем экстремумам вне зависимости от их амплитуды, а проблема чрезмерной детальности решается дальнейшей оптимизацией полученной разбивки для лучшего соответствия требованиям конкретной решаемой задачи.

В рамках разработанного алгоритма наиболее комплексная процедура – оптимизация начального приближения пластовой разбивки. При оптимизации целесообразно работать не только с самими границами пластов, но также и с величинами, характеризующими значимость этих границ в контексте интерпретации. Наиболее естественной характеристикой является контраст значений физических параметров на границах пластов. Для оценки таких контрастов реализован вспомогательный алгоритм снятия пластовых значений, учитывающий толщину рассматриваемого пласта, количество экстремумов каротажного сигнала на интервале пласта, их положение относительно границ пласта и др. В зависимости от значений анализируемых характеристик такой алгоритм возвращает в качестве пластового значения в экстремальной точке, среднее значение либо их линейную комбинацию (рис. 2).

Для границ, разделяющих мощные пласты, величина контрастности $contrast$ определяется как

$$contrast = \left| reading_{top} - reading_{bot} \right|,$$

где $reading_{top}$ и $reading_{bot}$ – пластовые значения измеряемой характеристики в выше- и нижележащем пластах соответственно.

В случае, если толщина прилегающего к границе пласта меньше значения h_{min} , в значение контрастности границы дополнительно вносится штраф $contrast_penalty$ в виде мультипликативного коэффициента, возрастающего с уменьшением толщины пласта. Если под этот критерий попадают оба пласта вокруг границы, то штраф вводится дважды:

$$contrast_penalty = \frac{h_{top} h_{bot}}{h_{min}^2},$$

где h_{top} и h_{bot} – толщины выше- и нижележащего пласта соответственно.

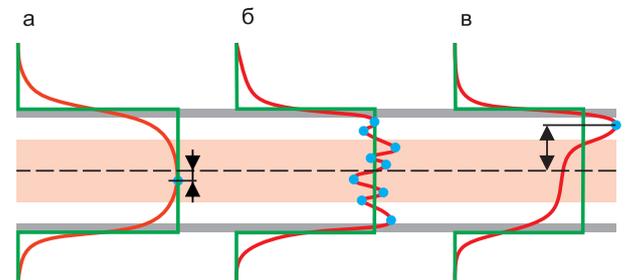


Рис. 2. Принцип снятия пластовых значений в различных случаях: а – экстремальное значение сигнала, когда на интервале пласта только один экстремум, находящийся вблизи его центра (область выделена розовым цветом); б – среднее значение сигнала при наличии на интервале пласта двух и более экстремумов; в – линейная комбинация экстремального и среднего значений сигнала, когда на интервале пласта только один экстремум, при этом находящийся далеко от центра; серым цветом отмечены области перехода на границах пласта, исключаемые из анализа

Значения контрастности рассчитываются для всех границ начального приближения пластовой разбивки. Затем граница, характеризующаяся наименьшим значением $contrast$, удаляется из разбивки, после чего снимается пластовое значение измеряемой характеристики в пределах нового слоя, образовавшегося при слиянии двух пластов выше и ниже удаленной границы. Также обновляются значения контрастов границ, прилегающих к новому слою. Процесс повторяется итерационно, пока минимальный контраст границ в разбивке не станет выше порогового значения $contrast_threshold$. Таким образом, алгоритм позволяет управлять детальностью создаваемой разбивки без жесткого ограничения минимальной толщины выделяемых пластов. Тем самым обеспечивается как корректность выделения в разрезе контрастных пропластков малой толщины, так и возможность адаптации результата под конкретную интерпретационную задачу путем варьирования значений двух настроечных параметров.

Заключительным шагом оптимизации пластовой разбивки является удаление пластов-артефактов, образующихся в областях переходных зон между контрастными пластами. Рассмотрим пример расстановки границ по данным метода потенциала самополяризации (ПС). В области плавного изменения сигнала ПС на интервале $\times \times 12,5 - \times \times 13,5$ м наблюдается несколько экстремумов его производной, связанных с геологическим или технологическим шумом. Вследствие этого начальное приближение разбивки содержит лишние границы (рис. 3). Процедура слияния пластов по признаку наименьшего контраста не позволяет полностью избавиться от таких артефактов, так как снимаемые пластовые отсчеты искажаются вследствие низкой разрешенности сигнала ПС по глубине.

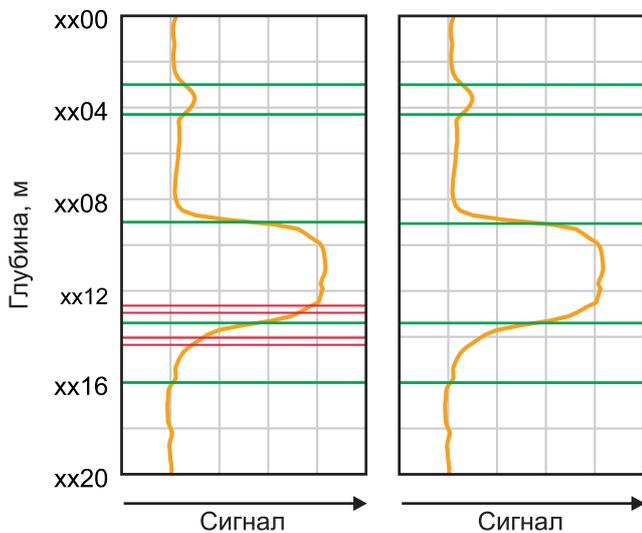


Рис. 3. Результат применения процедуры удаления пластов-артефактов в областях переходных зон между контрастными пластами; красными линиями показаны границы, исключенные из итоговой пластовой разбивки

Однако подобного рода артефакты также имеют характерные признаки, на основании анализа которых могут быть идентифицированы в автоматическом режиме. В случае если на интервале пласта каротажный сигнал монотонен, анализируется отношение величины изменения сигнала в пределах пласта к его толщине:

$$\frac{s_{\max} - s_{\min}}{h} \geq \text{resolution_penalty},$$

где s_{\max} и s_{\min} – наибольшее и наименьшее значения каротажного сигнала в пределах рассматриваемого пласта; h – толщина пласта.

При соблюдении данного условия границы, являющиеся кровлей и подошвой пласта-артефакта, заменяются на одну, при этом ее положение определяется отношением амплитуд производной на глубинах удаленных границ. Как и в предыдущем случае, в слоях, измененных оптимизацией разбивки, заново снимаются пластовые значения, обновляются значения контрастности прилегающих

границ. Процесс повторяется до тех пор, пока в итоговой разбивке не останется пластов-артефактов.

Аналогичным образом автоматизируется процедура выделения пластов по двум и более каротажным диаграммам. Для применения алгоритма к группе диаграмм достаточно объединить наборы границ, выделенные на этапе создания начального приближения пластовой разбивки по каждой из них, на этапе оптимизации разбивки рассчитывать значения контрастности границ на основе взвешенной суммы пластовых отсчетов и рассматривать как потенциальные артефакты только те пласты, на интервалах которых монотонны все каротажные сигналы.

Результаты и обсуждение

Качественно оценить корректность работы разработанного алгоритма можно экспертно путем сравнения результатов его применения с результатами применения других аналогичных алгоритмов на типовых данных.

Рассмотрим пример расстановки границ разработанным алгоритмом и двумя алгоритмами-аналогами, реализованными в широко распространенных пакетах обработки и интерпретации данных ГИС (далее – алгоритмы «Х» и «У»). Тестирование проводится на данных БК, измеренных на интервале терригенных юрских отложений Широтного Приобья. На рис. 4 представлены два типа пластовых разбивок: детальные (слева) для построения высоко разрешенных геоэлектрических моделей целевых интервалов и более грубые (справа) для решения задачи оценки интегральных свойств пачек пластов и построения моделей отложений, перекрывающих и подстилающих целевые интервалы. Разбивки содержат по 35 и 16 границ соответственно; их фиксированное количество позволяет напрямую сравнить результаты, полученные различными алгоритмами. При запуске всех алгоритмов подбирались такие значения настроечных параметров, которые позволяли для заданного количества границ получить результат, наиболее близкий к оптимальному, по мнению интерпретатора.

Анализ данных на рис. 4 показывает, что в случае детальной разбивки результат работы разработанного алгоритма достаточно близок к пластовой разбивке, полученной алгоритмом Х. Однако данный алгоритм не выявляет границ в окрестностях глубин $\times \times 57,3$ и $\times \times 86,8$ м, где наблюдается значительная неоднородность отложений. Выделение этих границ необходимо для построения корректной геоэлектрической модели. Снижение детальности разбивки приводит к пропуску алгоритмом Х одной из наиболее контрастных границ в верхней части интервала в окрестностях глубины $\times \times 61$ м при излишней детальности расчленения на интервале $\times \times 82 - \times \times 83$ м.

Применение алгоритма У в обоих случаях приводит к не вполне корректной расстановке границ,

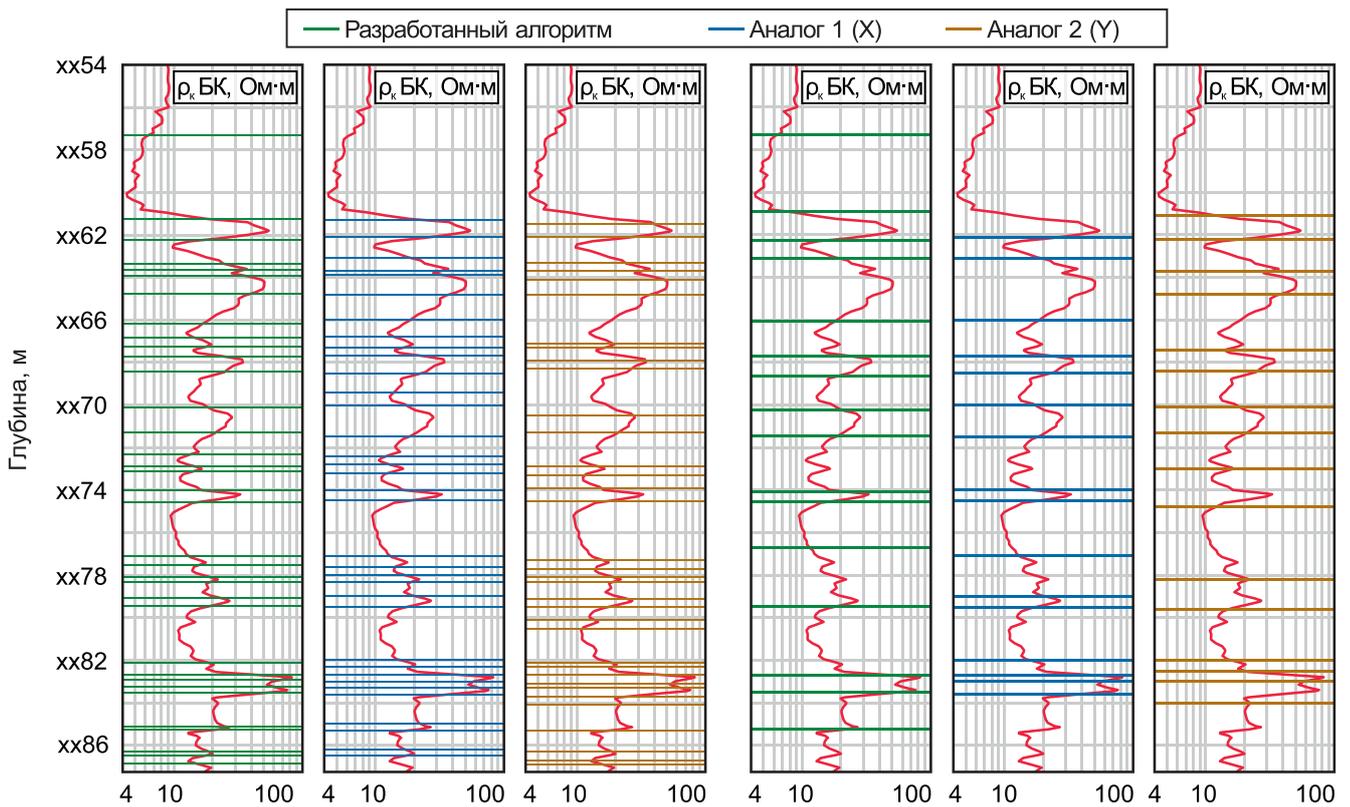


Рис. 4. Примеры расстановки границ пластов по данным БК на интервале юрских отложений с применением разработанного алгоритма и реализованных в популярных программных пакетах алгоритмов-аналогов

в том числе к появлению границ в точках экстремумов сигнала и выделению менее значимых границ при пропуске более значимых, соответствующих большему изменению сигнала и большей толщине пластов.

Несмотря на небольшое смещение части границ относительно положений, оптимальных, по мнению специалиста-интерпретатора, пластовые разбивки, полученные разработанным алгоритмом, представляются наиболее подходящими для решения означенных задач. Алгоритм позволяет оценить положения всех наиболее значимых границ, корректно ранжируя их по важности в зависимости от детальности разбиения. Уточнение положений выделенных границ целесообразно проводить уже в процессе численной инверсии данных с учетом всех особенностей анализируемых каротажных данных.

Количественно оценить точность расстановки границ можно средствами двумерной инверсии. Будем считать детальность разбивки оптимальной, если созданная на ее основе геоэлектрическая модель характеризуется минимальным количеством пластов, достаточным для объяснения измеренных сигналов электрокаротажа с заданной точностью. Выполнив инверсию данных сначала с фиксированными положениями границ, а затем добавив их в список подбираемых параметров модели, можно оценить точность позиционирования каждой границы относительно оптимального в терминах наименьшей невязки практических и рассчитанных в итоговой модели данных.

Рассмотрим пример инверсии измеренных на интервале терригенных меловых отложений данных высокочастотного индукционного каротажного изо-параметрического зондирования (ВИКИЗ) (рис. 5), выполненной с применением программного комплекса AlondraWL [6]. Пластовая разбивка, сгенерированная разработанным алгоритмом по данным зонда DF07, используется при создании стартовой геоэлектрической модели среды. В интервалах распространения проницаемых пород, выделенных по данным гамма-каротажа (ГК), ПС, а также по расхождению уровней сигналов зондов ВИКИЗ, в каждый выделенный алгоритмом пласт добавлена вертикальная граница, разделяющая пласт на зону проникновения фильтрата бурового раствора (ЗП) и неизменную часть. Значения УЭС всех блоков среды, за исключением скважины, в стартовой модели заданы равными 10 Ом·м, относительной диэлектрической проницаемости (ДП) для всех блоков модели – равными 10. Радиус скважины 0,108 м, ее УЭС – 2 Ом·м.

Инверсия данных ВИКИЗ осуществлялась в два этапа. На первом этапе подбирались значения УЭС блоков среды, ДП непроницаемых пластов и ширины ЗП. На втором этапе в список варьируемых параметров добавлялись положения горизонтальных границ. ДП пластов-коллекторов и параметры скважины были фиксированы на обоих этапах. Таким образом, были получены две геоэлектрические модели исследуемого интервала. Первая модель (модель 1) соответствует наименьшей достигнутой

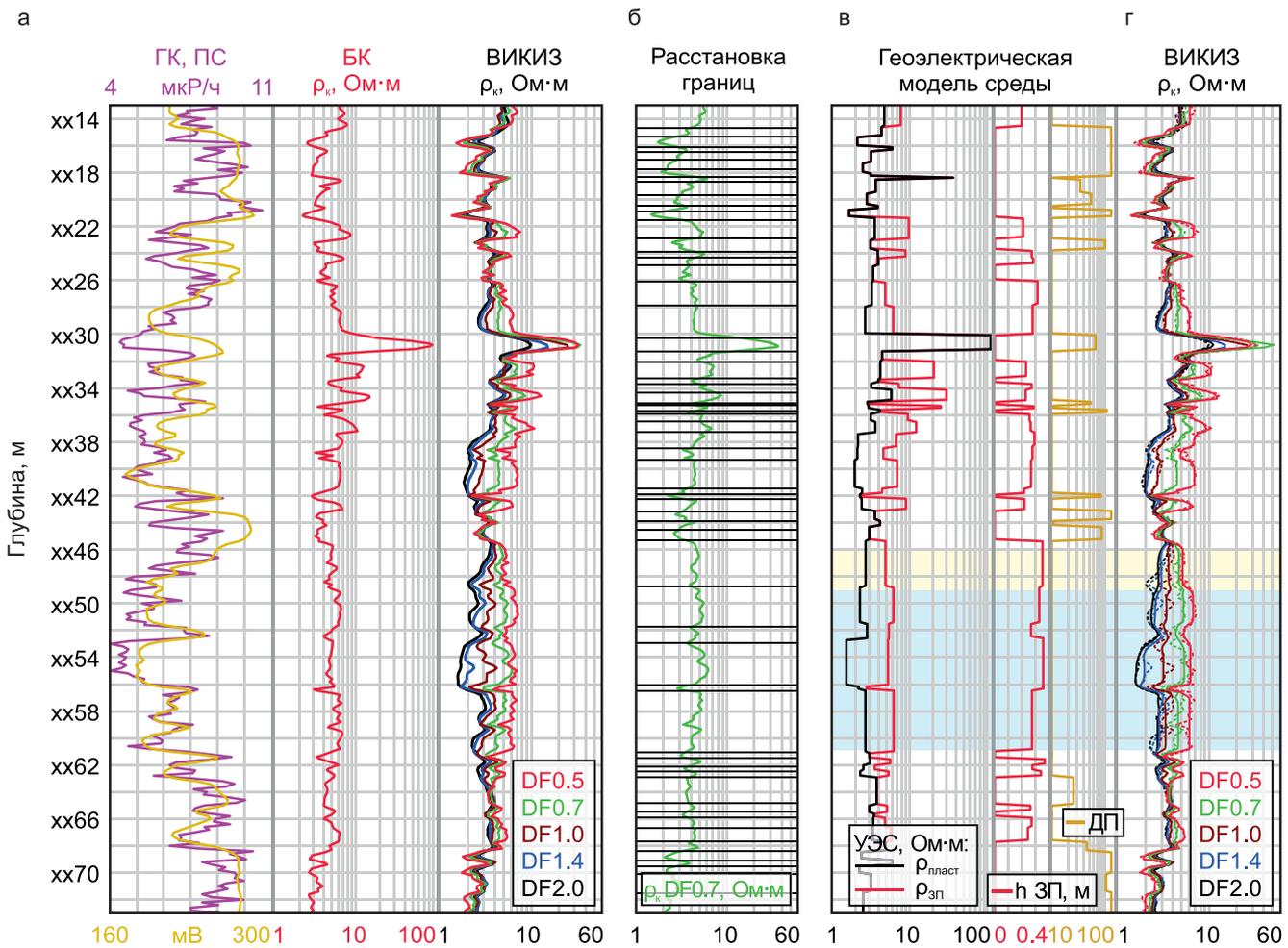


Рис. 5. Пример двумерной инверсии данных ВИКИЗ на интервале терригенных меловых отложений: а – практические данные ГК, ПС, БК и ВИКИЗ; б – границы, полученные разработанным алгоритмом по данным зонда DF07 ВИКИЗ; в – итоговая геоэлектрическая модель, полученная инверсией с уточнением положений горизонтальных границ; г – измеренные (пунктир) и рассчитанные в модели (сплошные линии) сигналы ВИКИЗ

невязке практических и синтетических данных при зафиксированных положениях горизонтальных границ, определенных разработанным алгоритмом; вторая – наименьшей достигнутой невязке при уточненных положениях границ (модель 2, см. рис. 5).

В целом, наблюдается хорошее совпадение измеренных и рассчитанных в модели данных ВИКИЗ. Отдельного внимания заслуживает интервал xx46–xx61 м, сложенный переслаиванием маломощных проницаемых отложений (на рис. 5 выделен голубым и желтым). Сложность его строения приводит к необходимости оценки интегральных свойств пачек пластов, при этом алгоритму удается корректно выделить границы пачек: свойства выделенных пластов, определенные при инверсии, являются корректным осреднением свойств отложений, лишь на глубинах xx46–xx49 м (на рис. 5 выделены желтым) наблюдается значимое отклонение рассчитанных сигналов низкочастотных зондов ВИКИЗ от практических, что является свидетельством недостаточной детальности разбивки. За исключением указанных глубин детальность разбивки на всем исследуемом интервале близка к оптимальной.

На рис. 6, а приведены гистограммы средних невязок практических и синтетических данных (в значениях измеряемых сигналов ВИКИЗ – разностей фаз), рассчитанных в полученных инверсией моделях. Значение средней абсолютной невязки сигналов для модели 1 на всем интервале составляет $0,89^\circ$, что с практической точки зрения уже является достаточным результатом. Тем не менее уточнение положения границ позволяет снизить это значение до $0,63^\circ$.

Гистограмма смещений положений границ в модели 2 относительно модели 1 приведена на рис. 6, б. Следует отметить асимметричность гистограммы смещений. Разработанный алгоритм в среднем позиционирует границы на $0,07$ м ниже оптимальных положений, определенных при инверсии. Это объясняется конструктивными особенностями трехкатушечных зондов ВИКИЗ: формы сигналов зондов метода несимметричны при пересечении пласта в симметричных вмещающих породах, а положения точек максимальной производной не всегда соответствуют положениям границ (см. рис. 5, в). Тем не менее даже при этом с применением разработанного алгоритма в большин-

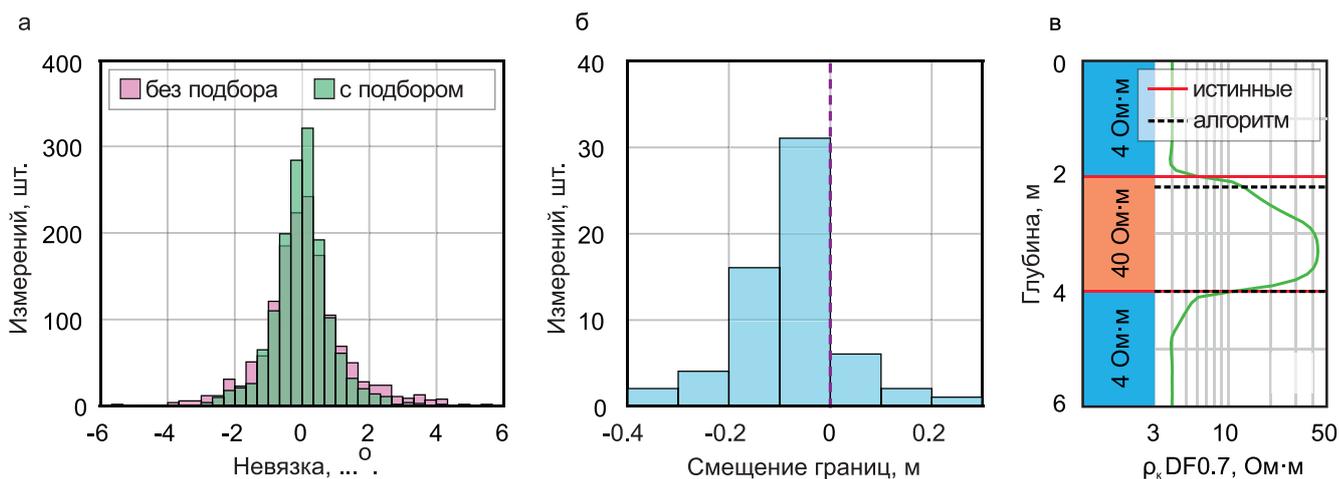


Рис. 6. Анализ точности расстановки границ средствами двумерной инверсии: а – гистограммы невязок измеренных и синтетических сигналов, рассчитанных в моделях 1 и 2; б – гистограмма смещений положений границ в модели 2 относительно модели 1; в – сигнал зонда ВИКИЗ DF0.7 в трехслойной модели и результат расстановки границ

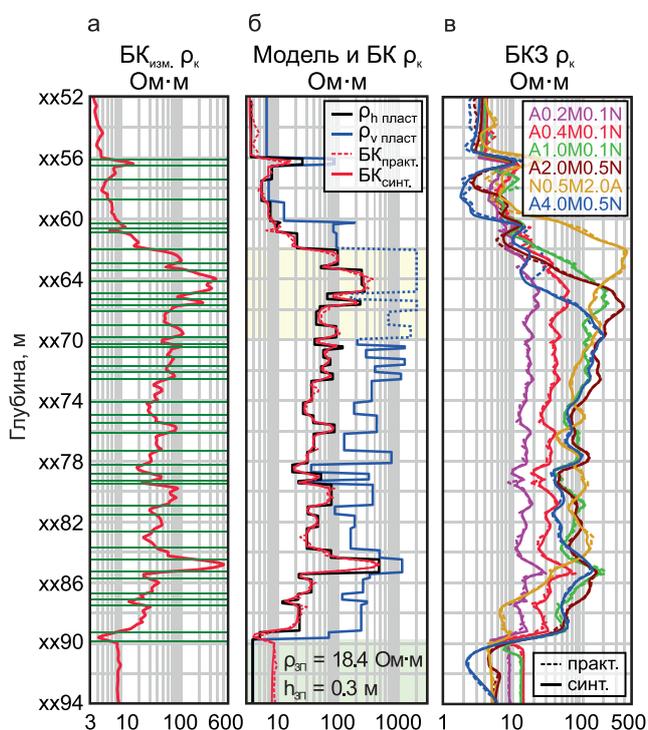


Рис. 7. Пример совместной двумерной инверсии данных БК и БКЗ на интервале баженовской свиты: а – практические данные БК и расставленные алгоритмом границы; б – данные БК и геоэлектрическая модель, полученная инверсией (зеленым цветом выделен пласт-коллектор, желтым – интервал, на котором чувствительности сигналов недостаточно для получения достоверной оценки вертикального УЭС); в – практические и рассчитанные в модели данные БКЗ

стве случаев удастся найти хорошие приближения их положений: из 59 границ в модели смещение 50 не превышает 0,15 м, а максимальное составляет 0,32 м.

Рассмотрим также пример (рис. 7) применения алгоритма при совместной инверсии данных БК и бокового каротажного зондирования (БКЗ) в скважине на месторождении Широного Приобья в интервале баженовской свиты – главной нефтематеринской толщи Западной Сибири.

Практические данные электрокаротажа измерены аппаратурой СКЛ-76. Пластовая разбивка, сгенерированная разработанным алгоритмом по данным БК, используется при создании стартовой модели среды. Баженовские отложения на рассматриваемой площади являются непроницаемыми. При этом известно, что для них характерна выраженная анизотропия электрофизических свойств [13]. В качестве стартовых значений горизонтального и вертикального УЭС во всех пластах задается 10 Ом·м. В подстилающем песчаном коллекторе по аналогии с предыдущим примером добавлена вертикальная граница, разделяющая ЗП и неизменную часть пласта.

Как и в предыдущем примере, инверсия осуществлялась в два этапа: с фиксированными и подбираемыми положениями горизонтальных границ. Сигналы трехэлектродного зонда БК симметричны, а положения их точек перегиба близки к положениям границ. Поэтому границы пластов позиционируются алгоритмом без систематического смещения и с высокой точностью: среднее смещение границ по результатам второго этапа инверсии составляет 0,07 м. При этом уточнение положений границ приводит лишь к незначительному улучшению невязок (см. таблицу).

Средние невязки практических и синтетических данных электрокаротажа и паспортные погрешности измерений

| Каротажный метод | Средняя невязка, % | | Погрешность измерения, % |
|------------------|--------------------|----------|--------------------------|
| | Модель 1 | Модель 2 | |
| БК | 9,9 | 9,6 | ± 8,0 |
| БКЗ | 7,6 | 7,0 | ± 7,0* |

*Среднее значение для измерений на исследуемом интервале.

Таким образом, с применением разработанного алгоритма и инструментария численной инверсии удастся в автоматическом режиме получить



детальную модель баженовской свиты, объясняющую измеренные сигналы с высокой точностью, что открывает новые возможности для исследования ее электрофизических свойств.

Выводы

Разработан алгоритм автоматической расстановки границ пластов по данным каротажа, ориентированный на создание стартовой модели для двумерной инверсии сигналов электрометрических методов. Алгоритм представляет собой вариацию градиентного подхода и характеризуется высоким быстродействием, обеспечивающим возможность обрабатывать протяженные интервалы каротажа в интерактивном режиме с визуализацией пластовой разбивки на каротажном планшете.

Управление алгоритмом осуществляется путем изменения трех настроечных параметров, позволяющих получать пластовую разбивку исследуемого интервала с требуемой для решения конкретных интерпретационных задач детальностью, учетом особенностей используемых геофизических методов и исследуемого геологического разреза.

Применение алгоритма позволяет как значительно упростить процесс подготовки стартовой модели в рамках интерпретации данных электрокаротажа на базе двумерных геоэлектрических моделей среды, так и решать другие задачи, требующие расчленения разреза: выделение коллекторов, межскважинная корреляция и др.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта ФНИ № FWZZ20220026 «Инновационные аспекты электродинамики в задачах разведочной и промысловой геофизики».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Бердов В. А., Власов А. А., Лапковский В. В.** Выделение пластов межскважинного пространства по данным каротажа в программном комплексе Petrel // VIII Междунар. науч. конгр. «ГЕОСибирь-2012». Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.: сб. матер. Т. 2. – Новосибирск, 2012. – С. 76–80.
- Глинских В. Н., Дудаев А. Р., Нечаев О. В.** Высокопроизводительные гетерогенные вычисления CPU-GPU в задаче электрического каротажа нефтяных скважин // Вычислительные технологии. – 2017. – Т. 22, № 3. – С. 16–31.
- Латышова М. Г., Мартынов В. Г., Соколова Т. Ф.** Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. – 327 с.

- Логинов Г. Н., Петров А. М.** Автоматическое выделение геоэлектрических границ по данным бокового каротажного зондирования с помощью глубокой сверточной нейронной сети // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60, № 11. – С. 1650–1657.

- Нейросетевой** подход к экспресс-моделированию сигналов электрокаротажа в реалистичных моделях сложнопостроенных терригенных отложений / А. М. Петров, К. Н. Даниловский, К. В. Сухорукова и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2021. – № 4 (48). – С. 70–78.

- Современное** программно-методическое обеспечение интерпретации комплекса данных скважинной электрометрии / М. И. Эпов, В. Н. Глинских, М. Н. Никитенко и др. // Геодинамика и тектонофизика: электронный журнал. – 2021. – Т. 12, № 3S. – С. 35–38. – URL: <https://www.gt-crust.ru/jour/article/view/1254>.

- Сухорукова К. В., Петров А. М., Нечаев О. В.** Геоэлектрические модели меловых коллекторов Западной Сибири по результатам комплексной интерпретации данных электрокаротажа // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 3 (41). – С. 77–86.

- Эпов М. И., Ельцов И. Н., Соболев А. Ю.** Выделение пластов в терригенном разрезе по данным ВИКИЗ // Каротажник. – 1999. – № 57. – С. 58–69.

- Cooper G. R. J., Cowan D.** Blocking geophysical borehole log data using the continuous wavelet transform // Exploration Geophysics – 2009. – Vol. 40, no. 2. – P. 233–236.

- Comparison** of the Russian and Western Resistivity Logs in Typical Western Siberian Reservoir Environments: A Numerical Study / М. И. Эпов, К. В. Сухорукова, О. В. Нечаев, et al. // Petrophysics. – 2020. – Vol. 61, no. 1. – P. 38–71.

- Maiti S., Tiwari R. K.** Automatic detection of lithologic boundaries using the Wash transform. A case study from the KTB borehole // Computers Geosciences. – 2005. – Vol. 31, no. 8. – P. 949–955.

- 2D Modeling** and 2D Inversion for Induction Logging Data Processing / P. Domnikov, Y. Koshkina, M. Persova, Y. Soloveichik // EAGE Fifth Science and Applied Research Workshop «Far East Hydrocarbons 2019»: conference proceedings. Yuzhno-Sakhalinsk, 2019. – P. 1–3.

- Petrov A.** Determining the resistivity anisotropy of high-resistivity sediments, based on lateral logging sounding data from vertical wells // SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2017: conference proceedings. – San Antonio, USA, 2017. – P. 1–7.

© А. М. Петров, К. Н. Даниловский, О. О. Асанов, И. А. Москаев, С. А. Примаков, 2022



НАШИ АВТОРЫ

- АБДУЛИН Михаил Игоревич**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, инженер. *E-mail: abdulini@ipgg.sbras.ru*
- АНАСТАСИЕВА Светлана Алексеевна**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, вед. инженер. *E-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru*
- АНДРЕЕВА Екатерина Сергеевна**, Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), геолог 1-й кат., Новосибирск, Россия. *E-mail: journal@sniiggims.ru*
- АСАНОВ Олег Олегович**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия, аспирант, вед. программист. *E-mail: AsanovOO@ipgg.sbras.ru*
- БУРУХИНА Александра Ильинична**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, мл. науч. сотр.; Новосибирский государственный университет (НГУ), Новосибирск, Россия, ассистент кафедры. *E-mail: BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru*
- ГУБИН Игорь Алексеевич**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, зав. лабораторией, к. г.-м. н. *E-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru*
- ДАНИЛОВСКИЙ Кирилл Николаевич**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, ст. науч. сотр., Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), инженер 1-й кат. Новосибирск, Россия, к. т. н. *E-mail: DanilovskiiKN@ipgg.sbras.ru*
- ДЗЮБА Оксана Сергеевна**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, зав. лабораторией, д. г.-м. н. *E-mail: dzyubaos@ipgg.sbras.ru*
- ИЗОХ Надежда Георгиевна**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, ст. науч. сотр., к. г.-м. н. *E-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru*
- КАЗАНЕНКОВ Валерий Александрович**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, вед. науч. сотр., к. г.-м. н. *E-mail: Kazanenkova@ipgg.sbras.ru*
- КОЛЬПЭР Клементин Пэгги Анн-Мари**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, науч. сотр.; к. г.-м. н. *E-mail: ColpaertC@ipgg.sbras.ru*
- КОНСТАНТИНОВА Лариса Николаевна**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, ст. науч. сотр., к. г.-м. н. *E-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru*
- КОНТОРОВИЧ Алексей Эмильевич**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, советник РАН, д. г.-м. н., акад. РАН. *E-mail: KontorovichAE@ipgg.sbras.ru*
- КОРОВНИКОВ Игорь Валентинович**, Новосибирский государственный университет (НГУ), проф.; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, вед. науч. сотр., д. г.-м. н. *E-mail: Korovnikoviv@ipgg.sbras.ru*
- МЕЛЬНИК Дмитрий Сергеевич**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, науч. сотр.; Новосибирский государственный университет (НГУ), Новосибирск, Россия, инженер. *E-mail: melnikds@ipgg.sbras.ru*
- МОИСЕЕВ Сергей Александрович**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, вед. науч. сотр.; Новосибирский государственный университет (НГУ), доцент, Новосибирск, Россия, к. г.-м. н. *E-mail: moiseevsa@ipgg.sbras.ru*
- МОСКАЕВ Илья Алексеевич**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия, мл. науч. сотр. *E-mail: MoskaevIA@ipgg.sbras.ru*
- НЕСТЕРОВА Галина Владимировна**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) СО РАН им. А. А. Трофимука, Новосибирск, Россия, ст. науч. сотр., к. т. н. *E-mail: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru*
- НИКИТЕНКО Борис Леонидович**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, гл. науч. сотр, зам. директора; Новосибирский государственный университет (НГУ), Новосибирск, Россия, д. г.-м. н., чл.-кор. РАН. *E-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru*
- ПАРФЕНОВА Татьяна Михайловна**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, вед. науч. сотр.; Новосибирский государственный университет (НГУ), старший преподаватель, Новосибирск, Россия, к.-г.-м. н. *E-mail: parfenovatm@ipgg.sbras.ru*
- ПЕТРОВ Алексей Михайлович**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А. А. Трофимука СО РАН, ст. науч. сотр., Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), геолог 1-й кат., Новосибирск, Россия, к. т. н. *E-mail: PetrovAM@ipgg.sbras.ru*
- ПЕШЕВИЦКАЯ Екатерина Борисовна**, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, ст. науч. сотр., к. г.-м. н. *E-mail: PeschevickayaEB@ipgg.sbras.ru*



ПОПОВ Алексей Юрьевич, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, ст. науч. сотр, к. г.-м. н. *E-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru*

ПРИМАКОВ Сергей Алексеевич, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) СО РАН им. А. А. Трофимука, инженер; Новосибирский государственный университет (НГУ), магистрант; Новосибирск, Россия. *E-mail: PrimakovSA@ipgg.sbras.ru*

СУХОРУКОВА Карина Владимировна, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) СО РАН им. А. А. Трофимука, гл. науч. сотр., Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), вед. эксперт, Новосибирск, Россия, д. т. н. *E-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru*

УРМАН Ольга Сергеевна, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, науч. сотр. *E-mail: urmanos@ipgg.sbras.ru*

ФОМИН Андрей Михайлович, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, ст. науч. сотр., к. г.-м. н. *E-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru*

ФУРСЕНКО Елена Анатольевна, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, ст. науч. сотр.; Новосибирский государственный университет (НГУ), Новосибирск, Россия, доцент; к. г.-м. н. *E-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru*

ШУРЫГИН Борис Николаевич, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука (ИНГГ) СО РАН, Новосибирск, Россия, гл. науч. сотр., д. г.-м. н. *E-mail: shuryginbn@ipgg.sbras.ru*



OUR AUTHORS

- ABDULIN Mikhail**, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: abdulnmi@ipgg.sbras.ru*
- ANASTASIEVA Svetlana**, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru*
- ANDREEVA Ekaterina**, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: journal@sniiggims.ru*
- ASANOV Oleg**, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: AsanovOO@ipgg.sbras.ru*
- BURUKHINA Aleksandra**, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS; Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia. *E-mail: BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru*
- COLPAERT Clementine Paggy Anne-Marie**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS; Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia. *E-mail: ColpaertC@ipgg.sbras.ru*
- DANILOVSKIY Kirill**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: DanilovskiiKN@ipgg.sbras.ru*
- DZYUBA Oksana**, DSc, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: dzyubaos@ipgg.sbras.ru*
- FOMIN Andrey**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru*
- FURSENKO Elena**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS; Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia. *E-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru*
- GUBIN Igor**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru*
- IZOKH Nadezhda**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru*
- KAZANENKOV Valery**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru*
- KONSTANTINOVA Larisa**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru*
- KONTOROVICH Aleksey**, DSc, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: KontorovichAE@ipgg.sbras.ru*
- KOROVNIKOV Igor**, DSc, prof., Novosibirsk State University (NSU); A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: Korovnikoviv@ipgg.sbras.ru*
- MELNIK Dmitry**, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS; Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia. *E-mail: melnikds@ipgg.sbras.ru*
- MOISEEV Sergey**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia. *E-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru*
- MOSKALEV Ilya**, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: MoskaevIA@ipgg.sbras.ru*
- NESTEROVA Galina**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru*
- NIKITENKO Boris**, DSc, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS; Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia. *E-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru*
- PARFENOVA Tatyana**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS; Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia. *E-mail: parfenovtm@ipgg.sbras.ru*
- PESTCHEVITSKAYA Ekaterina**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: PeschevickayaEB@ipgg.sbras.ru*
- PETROV Aleksey**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: PetrovAM@ipgg.sbras.ru*
- POPOV Aleksey**, PhD, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS; Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia. *E-mail: PopovAY@ipgg.sbras.ru*
- PRIMAKOV Sergey**, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia. *E-mail: Sergey.Primackov@gmail.com*
- PRIMAKOV Sergey**, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: PrimakovSA@ipgg.sbras.ru*
- SHURYGIN Boris**, DSc, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: shuryginbn@ipgg.sbras.ru*



SUKHORUKOVA Karina, DSc, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru*

URMAN Olga, A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS, Novosibirsk, Russia. *E-mail: urmanos@ipgg.sbras.ru*

Подписано в печать 11.11.22. Дата выхода в свет 30.11.22. Отпускная цена 1653 р.
Формат 60×84/8. Бумага офсетная 80 г/м². Печать цифровая.
Тираж 100 экз. Гарнитура Calibri. Объем 11,55 усл. печ. л. Заказ №
Отпечатано в соответствии с предоставленными материалами в ПАО «Т8 Издательские Технологии»
109316, Москва, Волгоградский проспект, д. 42, корпус 5.
Тел: 8 (495) 322 38 30
www.t8print.ru