

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГЕОСИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ»
(СГУГиТ)

XI Международные научный конгресс и выставка

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2015

Международная научная конференция

**НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО.
НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА,
РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОЭКОЛОГИЯ**

Т. 1

Сборник материалов

Новосибирск
СГУГиТ
2015

Ответственные за выпуск:

Доктор технических наук, академик РАН,
директор Института нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
М. И. Эпов

Доктор геолого-минералогических наук, академик РАН,
председатель Президиума Кемеровского научного центра СО РАН, Кемерово
А. Э. Конторович

Академик РАН, Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, Новосибирск
М. В. Курленя

Кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск
А. С. Ефимов

Руководитель Регионального агентства по недропользованию
по Сибирскому федеральному округу, Новосибирск
А. И. Неволько

Профессор, проректор по научной и инновационной
деятельности СГУГиТ, Новосибирск
В. А. Середович

Кандидат геолого-минералогических наук,
учёный секретарь ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск
С. П. Зайцев

С26 Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015. XI Междунар. науч. конгр., 13–25 апреля 2015 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 3 т. Т. 1. – Новосибирск : СГУГиТ, 2015. – 238 с.

ISBN 978-5-87693-797-1 (т. 1)

ISBN 978-5-87693-796-4

ISBN 978-5-87693-795-7

В сборнике опубликованы материалы XI Международного научного конгресса «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015», представленные на Международной научной конференции «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология».

Печатается по решению редакционно-издательского совета СГУГиТ
Материалы публикуются в авторской редакции

УДК 622

ISBN 978-5-87693-797-1 (т. 1)

ISBN 978-5-87693-796-4

ISBN 978-5-87693-795-7

© СГУГиТ, 2015

Сборник включен в систему РИНЦ.

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЗАПАДНОГО (III) БЛОКА ТАС-ЮРЯХСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Андрей Юрьевич Белоносов

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, тел. (3452)368-87-92, e-mail: belonosov74313@mail.ru

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Андрей Михайлович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Антон Евгеньевич Кудрявцев

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, младший научный сотрудник, тел. (3452)368-87-92, e-mail: KudryavcevAE@ipgg.sbras.ru

Подготовлена геолого-геохимическая модель западного блока Тас-Юряхского месторождения. Сделано предположение о низких перспективах осинского горизонта. Построена альтернативная модель строения залежей ботубинского горизонта. Показано, что талахский горизонт до конца не изучен.

Ключевые слова: Якутия, нефть, месторождение, венд, Непско-Ботубинская антеклиз, ботубинский горизонт.

THE GEOLOGICAL-GEOCHEMICAL MODEL OF THE WESTERN BLOCK OF THE (III) TAS-JURYAKH OIL-GAS-CONDENSATE FIELD

Andrey Yu. Belonosov

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, 74 Taymyrskaya St., Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (3452)368-87-92, e-mail: belonosov74313@mail.ru

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Head of the Laboratory of Petroleum Geology of the Siberian platform, tel. (383)333-29-00, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)333-29-00, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Anton E. Kudryavcev

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, 74 Taymyrskaya St., Research Scientist, tel. (3452)368-87-92, e-mail: KudryavcevAE@ipgg.sbras.ru

Geological-geochemical model of the Western block of the Tas-Yuryakhskoye field has been constructed. Lower petroleum potential has been assumed for the Osa horizon. An alternative model of the structure of the Botuoba horizon accumulations has been constructed. It has been shown that the Talakh horizon is underexplored.

Key words: Yakutia, oil, field, Vendian, Nepa-Botuoba antecline, Botuoba horizon.

Тас-Юряхское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1981 г. в 75 км от г. Мирного и в 30 км к северо-востоку от Среднеботуобинского месторождения. Геофизические работы на месторождении выполнял Якутский геофизический трест, а глубокое бурение (1973–1993 гг.) проводилось Среднеленской нефтегазоразведочной экспедицией объединения «Лена-нефтегазгеология». Всего было пробурено 44 скважины. На месторождении выявлено три залежи в пластах Б₁ (осинский), В₅ (ботуобинский) и В₁₃ (талахский).

В 2014 г. на западном борту месторождения была проведена геохимическая съёмка на площади 500 км². При интерпретации материала, полученного в ходе этих работ, одной из ключевой стала задача по уточнению геологической модели месторождения. Основные положения этой модели могут быть сведены к следующему.

Анализ карты толщин под трапповыми отложениями привел нас к выводу об отсутствии перспектив нефтегазоносности осинского горизонта в Западном блоке месторождения. Гидротермальные расчёты показывают, что траппы «сжигают» залежи УВ, находящиеся к ним ближе, чем три собственных мощности. Большая же часть территории распространения осинского горизонта попадет в эту критическую зону (рис. 1).

Мы предлагаем нижнюю часть тирского и верхнюю часть непского региональных горизонтов в Ботуобинской структурно-фациальной зоне, в пределах которой расположено Тас-Юряхское НГКМ, объединить в чаяндинскую свиту, отказавшись при этом от выделения предтирского перерыва в осадконакоплении.

В официальной модели месторождения Западный блок разделен в свою очередь на 4 самостоятельных блока, при этом разломы № 2 и № 3 выделяются условно. В данной работе в центральной части Западного блока в качестве альтернативы был предложен вариант распространения разломов, имеющих преимущественно субширотное простирание. Основанием является предположение о наличии в нижних частях разреза депрессионной зоны, разделяющей на два локальных поднятия Западный блок. Основываясь на результатах детальной корреляции, было доказано, что «центральный» разлом имеет сбросовый характер (рис. 2).

Анализ результатов испытания показал, что ГНК в блоке № 1 в целом совпадает с официальной моделью. Условный ВНК проводится на отметке -1599,7 м, а предполагаемый ВНК на отметке -1600,4 м. ГНК в блоке № 2 был проведен на

отметке -1597 м. Условный ВНК принимается нами по последнему интервалу испытания скважины 576 на отметке -1598,7 м, предполагаемый ВНК – -1601,0 м. ГНК в третьем блоке проведен на отметке -1593 м. Условный ВНК принимается нами по последнему интервалу испытания скважины 572 на отметке -1593,1 м. Предполагаемый ВНК проводится на отметке -1607 м. ГНК в четвертом блоке был проведен на отметке -1600 м. Условный ВНК принимается нами на отметке -1601,3 м. Предполагаемый ВНК проводится на отметке -1606,5 м. Пятый блок имеет наибольшую степень изученности. ГНК был проведен на отметке -1604,5 м. ВНК был обоснован по результатам испытания скважины 14102 и принят на отметке 1608,5 м.

Перспективы талахского горизонта в настоящее время не изучены. Выделенные поля газоносности горизонта расположены в пределах первого, второго и третьего блоков. Площади газоносности талахского горизонта в целом соответствуют площадям, принятым в официальной схеме месторождения. В скважинах, пробуренных в пятом блоке, талахский горизонт не испытан.

Обработка результатов геохимической съемки, проведенной вдоль сейсмопрофилей, осуществлялась по специальной методике, включающей предварительную обработку полевых данных, нормализацию данных, статистический анализ данных, расчет газовых показателей, выделение участков фоновых и аномальных концентраций газовых параметров. Для более надёжной геологической интерпретации УВ-данных проводилось комплексирование геохимических распределений с геолого-геофизическими материалами, полученными в предыдущие годы на территории исследования.

Интерпретация результатов съёмки на основе «эталонных» скважин началась с выбора скважины, которая затем считалась эталонной для всей площади работ. В самом начале за «эталон» была выбрана скв. 575, в которой при испытании ботубинского горизонта было получено 26,5 м³/сут. воды. Вокруг этой скважины было исследовано 50 пикетов со значениями в них концентраций от этана до гексана. Проведены параметрические геохимические наблюдения вокруг продуктивных и непродуктивных поисковых и разведочных скважин.

Для дальнейшего количественного площадного анализа «методом окна» по каждому УВ-компоненту из выборки в 50 пикетов было произведено осреднение и рассчитан коэффициент корреляции между всеми углеводородными компонентами. Далее с шагом между пикетами, равным 300 м, покомпонентно сравнивались коэффициенты корреляции значений в пикете наблюдения и «эталонным окном».

Описанный выше приём был использован для прогнозирования территории на «нефтегазоносность». Для этого в качестве «эталонных» были выбраны скважины №№ 141-01, 141-09 и 578.

В дальнейшем при сравнительном и корреляционном анализе различной «насыщенности земель» в пределах территории исследований было установлено, что применение «эталонных» скважин не позволяет надёжно идентифицировать «нефтегазоносные» и «водоносные» участки. Однако «водоносные» и «газоносные» территории разделяются достаточно уверенно, что позволяет использовать предложенный подход в дальнейших геолого-геохимических работах.

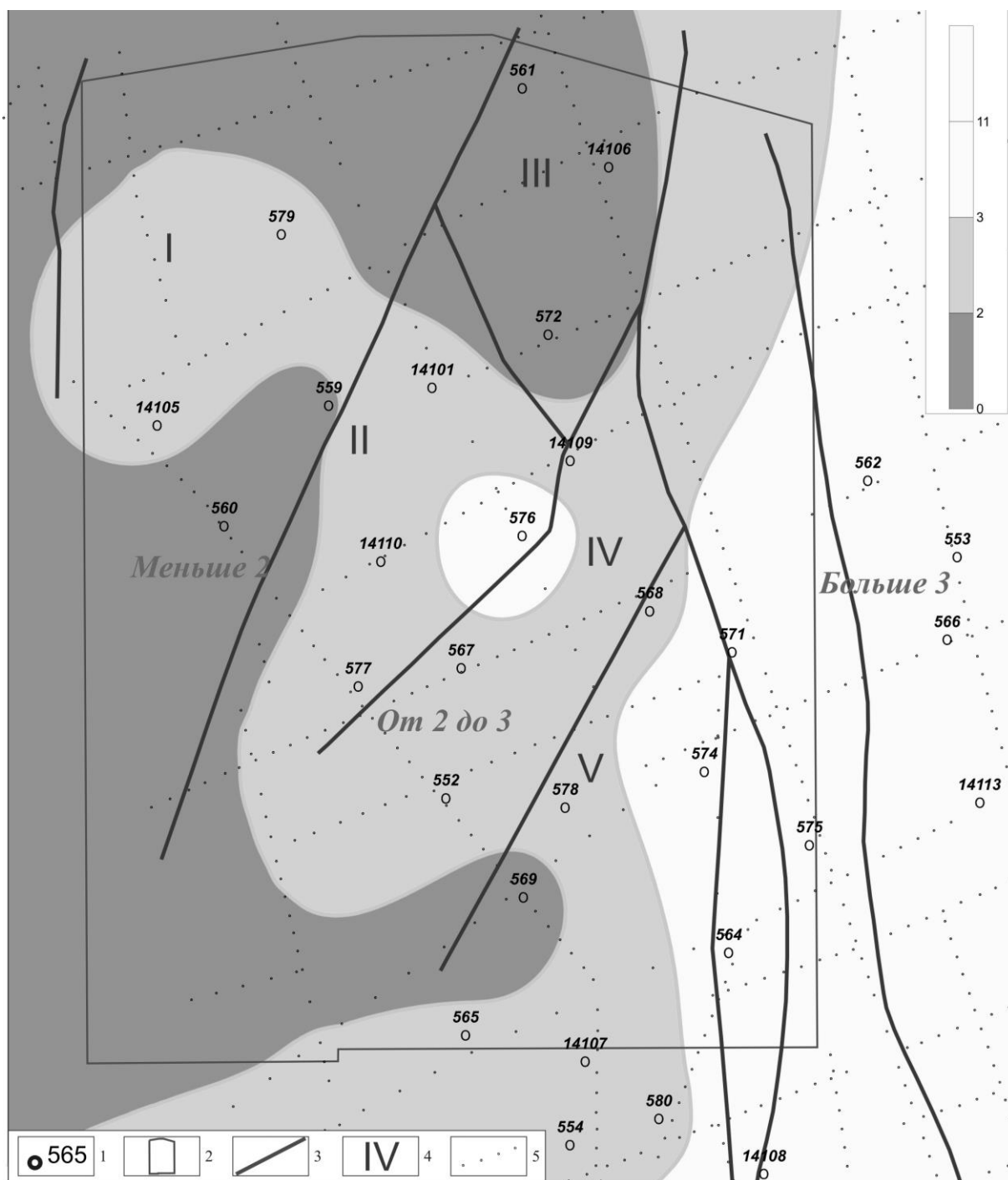


Рис. 1. Схема соотношения толщины от подошвы траппов до кровли осинского горизонта к общей толщине траппов, залегающих в юрегинской свите:

- 1 – глубокие скважины, 2 – контур проведения геохимической съемки, 3 – разломы, 4 – номера блоков, 5 – линии сейсмических профилей

Из сопоставления и сравнительного анализа результатов геохимической и гелиевой съемок предварительно можно сделать заключение, что различными методами четко отбивается система мелких геотектонических блоков, которая образуется вследствие тектонической жизни флюидопроводящих разломов, которые совпадают с выделенной системой геодинамически напряженных зон.

Сопряженная система геодинамически напряженных зон подтверждена результатами гелиевой, газогеохимической и углеводородной съемок и хорошо коррелируется с результатами испытания скважин. Это позволило уточнить положение ВНК и ГНК по каждому блоку.

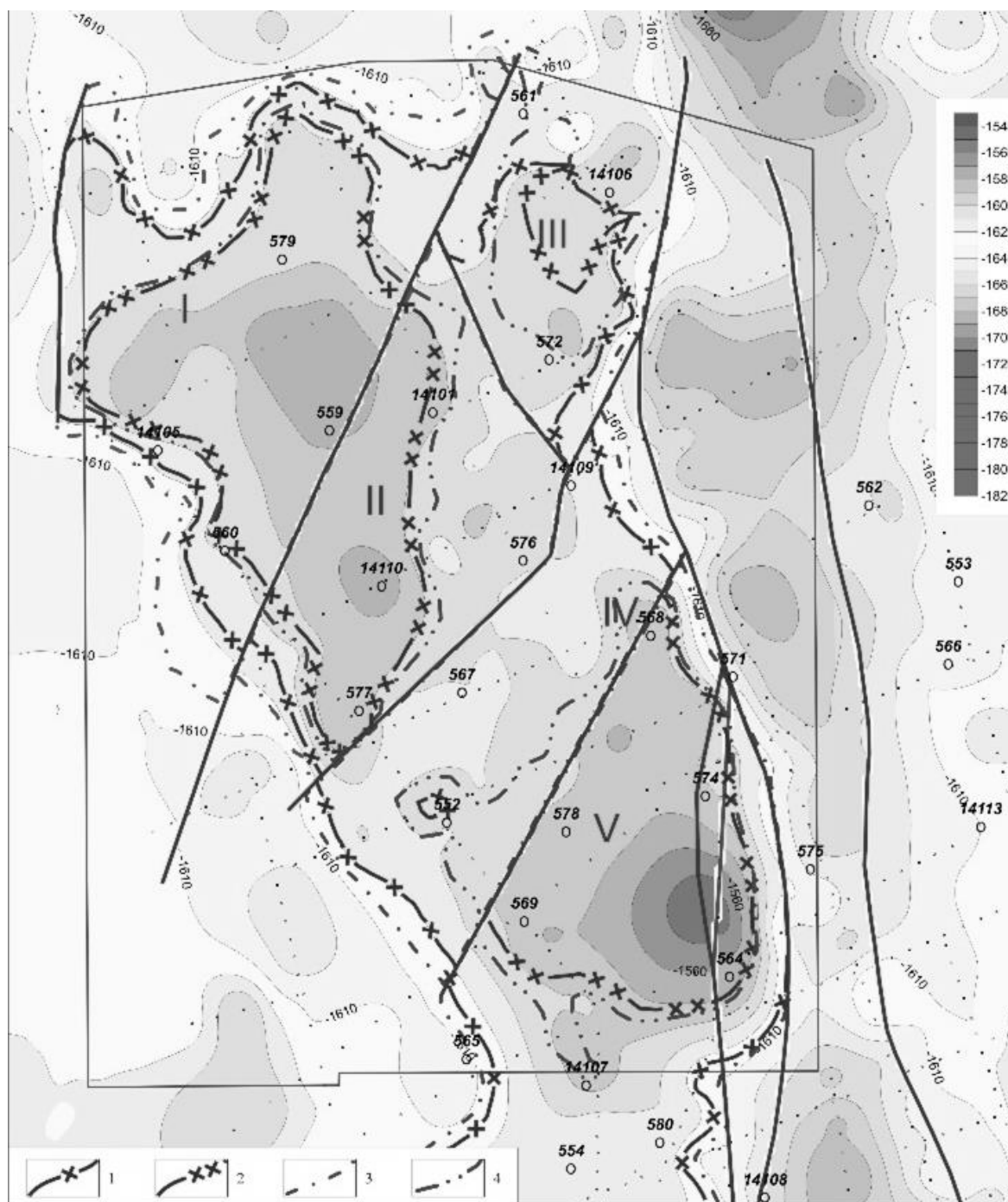


Рис. 2. Карта нефтегазоносности ботубобинского горизонта Тас-Юряхского НГКМ. Масштаб 1 : 100 000

1 – внешний ГНК, 2 – внутренний ГНК, 3 – внешний ВНК, 4 – внутренний ВНК

Остальные условные обозначения см. на рис. 1.

© А. Ю. Белоносов, С. А. Моисеев, А. М. Фомин, А. Е. Кудрявцев, 2015

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АСФАЛЬТЕНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ СРЕДНЕЮРСКИХ НЕФТЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Любовь Сергеевна Борисова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)330-26-76, e-mail: BorisovaLS@ipgg.sbras.ru

На выборке из 150 проб нефтей из среднеюрских отложений на схематических картах показано, что от Среднего Приобья в северо-восточном направлении уменьшается содержание асфальтенов. В этом же направлении меняется состав и структура самих асфальтенов. Если в центральных и южных частях бассейна гетероатомные компоненты нефтей характеризуются высокой сернистостью и наличием ванадиловых порфиринов, то на севере Западной Сибири неуглеводородные компоненты содержат мало серы, в них отсутствуют ванадилпорфириновые комплексы. Различаются нефти северных и центральных районов и по структуре углеводородной части молекул асфальтенов.

Ключевые слова: Западная Сибирь, среднеюрские отложения, нефти, асфальтены.

GEOCHEMICAL PECULIARITIES OF DISTRIBUTION OF ASPHALTENES IN THE MIDDLE JURASSIC OILS OF WEST SIBERIA

Lyubov S. Borisova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)330-26-76, e-mail: BorisovaLS@ipgg.sbras.ru

It has been shown in a sample of 150 oil samples from Middle Jurassic deposits that the content of asphaltene decreases from the Middle Ob region in the northeastern direction. The composition and structure of asphaltene themselves change in the same direction. While in the central and southern parts of the basin the heteroatomic components of oils are characterized by high sulfur content and the presence of vanadyl porphyrins, in the north of West Siberia, heteroatomic components contain little sulfur and lack vanadyl porphyrins in their structure. Oils of the northern and central regions are also different in the structure of the hydrocarbon portion of asphaltene molecules.

Key words: West Siberia, Middle Jurassic deposits, oil, asphaltene.

Очевидно, что в ближайшие годы прирост запасов нефти и газа в Западной Сибири может быть увеличен за счет открытия месторождений, приуроченных главным образом к отложениям средней и, может быть, нижней юры. При этом центр нефтедобычи в Западной Сибири смещается из районов Среднего Приобья на север, где нефти характеризуются совершенно иными физико-химическими свойствами и в первую очередь иным содержанием, составом и строением гетероатомных компонентов. Цель работы – изучить региональные закономерности изменения содержания и строения асфальтенов среднеюрских нефтей Западной Сибири.

В работе представлены схематические карты, построенные в ИНГГ СО РАН с использованием новейших компьютерных технологий для всех основных региональных резервуаров Западной Сибири с учетом последних данных по тектоническому строению юрских отложений [4]. В настоящей работе обсуждается лишь распределение гетероатомных компонентов среднеюрских нефтей.

Зоны распространения высокосмолистых нефтей ($>15,0\%$) с высоким содержанием асфальтенов ($>5,0\%$): северо-запад Сургутского и юг Вартовского районов Среднеобской нефтегазоносной области (НГО), Юганский район, северная часть Демьянского, северо-запад Каймысовского районов Каймысовской НГО (рис. 1).

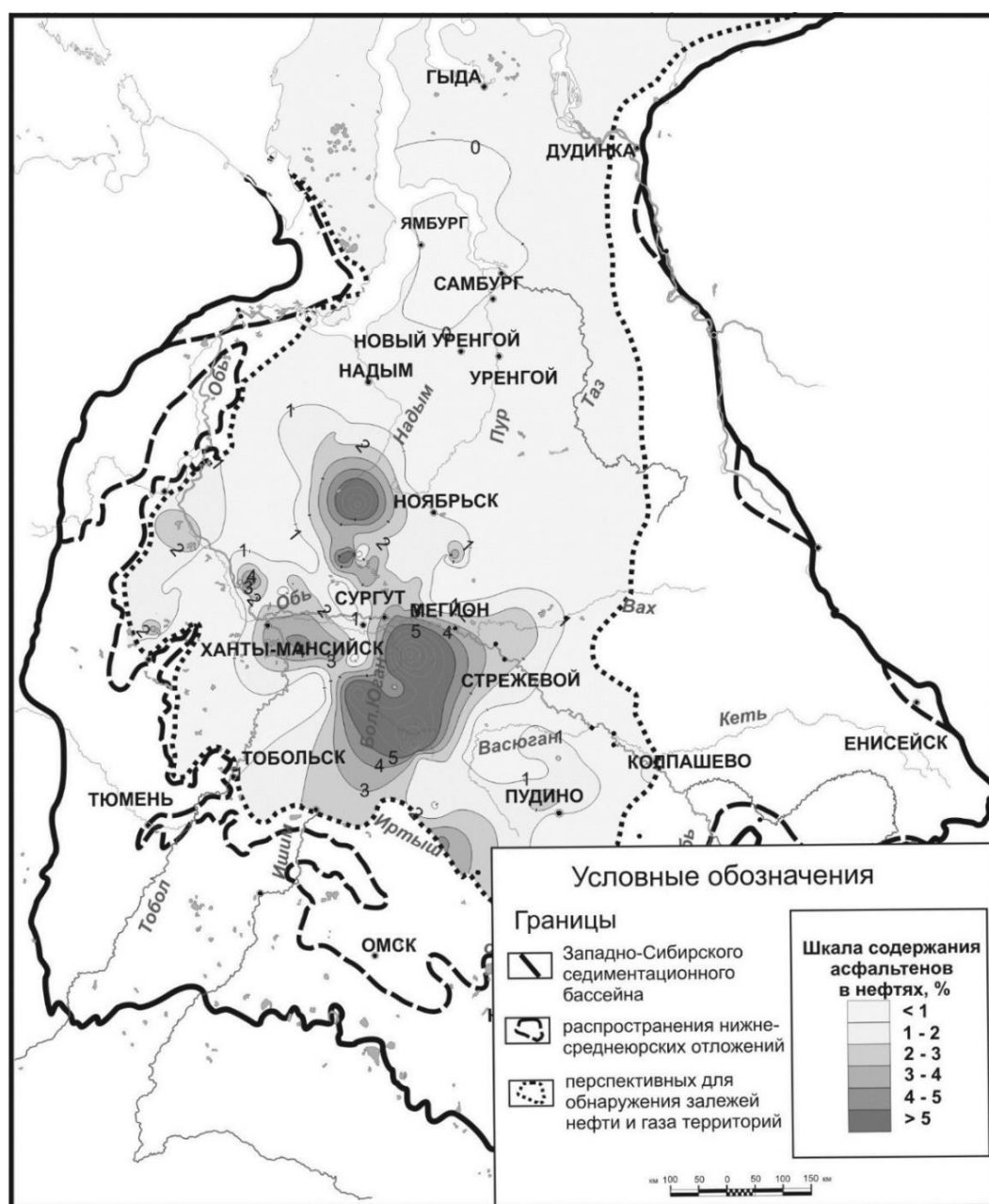


Рис. 1. Схематическая карта распределения асфальтенов в нефтях из среднеюрских отложений Западной Сибири

Здесь локализуются самые тяжелые нефти (с плотностью $> 0,89 \text{ г/см}^3$). Единичные пробы нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол встречаются на юге Каймысовской НГО. Пробы нефтей с содержанием асфальтенов до 2 % и смол до 8 % локализуются в Сергинском районе Приуральской НГО, в Пудинском и Александровском районах Васюганской НГО, в Ляминском районе Фроловской НГО. На остальной территории Западной Сибири нефти из среднеюрских залежей характеризуются содержанием асфальтенов не выше 1 %. На севере Надым-Пурской и на юге Гыданской НГО встречаются практически безасфальтенистые нефти с содержанием смол не более 3 %.

Детальное изучение гетероциклических компонентов комплексом методов показало, что их состав тесно связан с физико-химическими характеристиками западносибирских нефтей [1, 2]. Так, незначительная концентрация серы в асфальтенах и в смолах нефтей северных территорий находится в соответствии с низкой сернистостью (рис. 2) и плотностью нефтей этого типа.

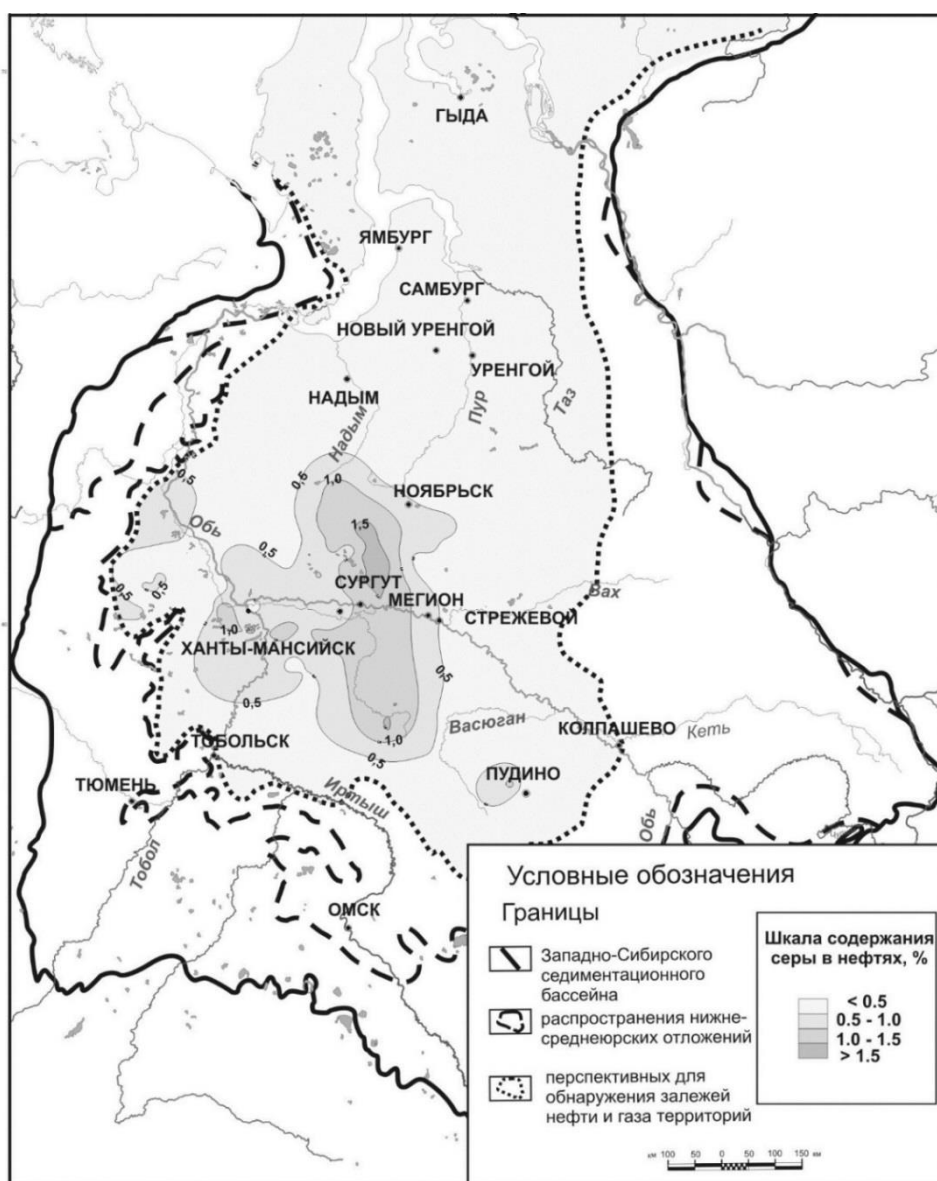


Рис. 2. Схематическая карта распределения серы в нефтях из среднеюрских отложений Западной Сибири

В центральных районах Западной Сибири в асфальтенах и смолах концентрация серы значительно выше. Прослеживается и четкая корреляционная связь между содержаниями в неуглеводородных компонентах четырехвалентного ванадия порфириновой природы и серы в нефтях. При изучении порфиринов в нефтях в нижнесреднеюрской толще можно выделить два типа нефтей по содержанию ванадия: малосернистые нефти Красноленинского свода и северных районов Западной Сибири, имеющие низкие значения порфиринов и V^{4+} , и высокосернистые нефти центральных районов Западной Сибири, богатые ванадил-порфиринами.

Найдено различие нефтей морского и континентального генезиса и по структуре асфальтенов. При близких значениях ароматического углерода в асфальтенах нефтей континентального генезиса значительна роль длинных неразветвленных алифатических цепей, морского типа – повышена роль изоалифатических цепей. Проведенные исследования позволили выявить закономерности географического размещения нефтей, имеющих асфальтены различного строения и структуры (рис. 3).

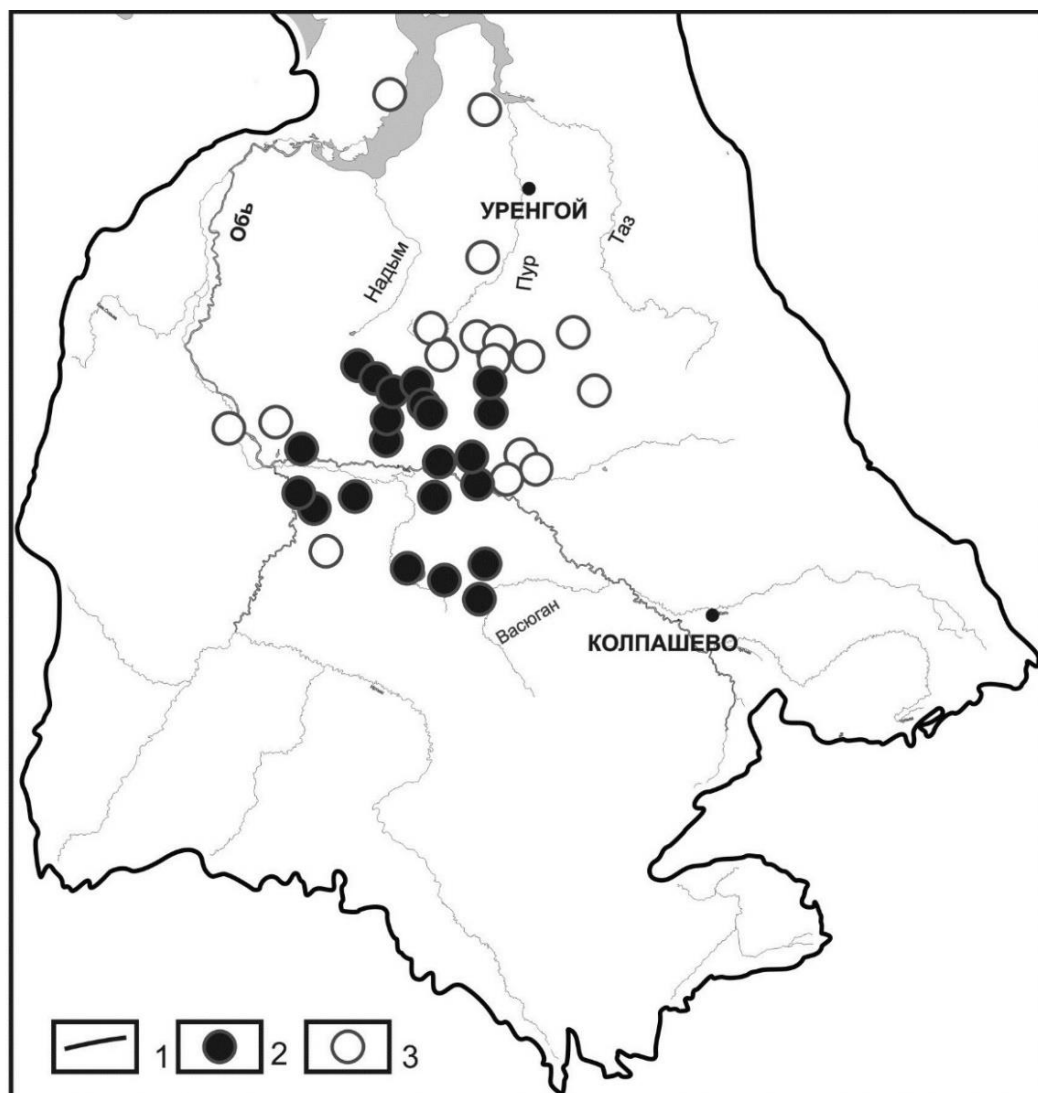


Рис. 3. Схематическая карта точек отбора проб нефтей различных генетических типов, в которых изучены асфальтены

Условные обозначения: 1 - граница Западной Сибири; 2 - нефти морского генезиса; 3 - нефти континентального генезиса.

Аналогично установленной А.Э. Конторовичем и О.Ф. Стасовой [3, 5] (при изучении углеводородной части) постепенной смены нефтей морского типа на нефти континентального генезиса через переходные подтипы от центральных районов к северу, в настоящей работе выявлено изменение состава и структуры асфальтенов от нефтей Среднего Приобья в северо-восточном направлении (см. рис. 3) [1]. Таким образом, проведенные исследования по изучению асфальтеновых компонентов также позволили проследить локализацию нефтей различного генезиса на территории Западной Сибири.

Построенные карты-схемы будут полезны при прогнозе товарных качеств нефтей, для оценки перспектив нефтегазоносности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Борисова Л. С. Геохимия асфальтенов нефтей Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 76–80.
2. Борисова Л. С. Геохимические особенности состава и структуры смолистых компонентов нефтей Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 118–126.
3. Конторович А. Э. Очерки теории нафтидогенеза. – Новосибирск: СО РАН, 2004. – 548 с.
4. Конторович А. Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.
5. Конторович А. Э., Стасова О. Ф. Типы нефтей в осадочной оболочке Земли // Геология и геофизика. – 1978. – № 8. – С. 3–13.

© Л. С. Борисова, 2015

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ГОЛЬЧИХИНСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

Евгений Владиславович Борисов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий инженер, тел. (383)363-91-99, e-mail: BorisovEV@ipgg.sbras.ru

Гольчихинская свита распространена в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и представляет собой мощную единую глинистую толщу, которая является надежным флюидоупором для нижележащих коллекторов. Накопленный за последние тридцать лет объем геологического и геофизического материала позволяет надежно провести расчленение данной толщи на две подсвиты.

Ключевые слова: Гольчихинская свита, Енисей-Хатангский региональный прогиб, верхняя юра.

GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE GOLCHIKHA FORMATION IN THE WESTERN YENISEI-KHATANGA REGIONAL TROUGH

Eugene V. Borisov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Leading Engineer, tel. (383)363-91-99, e-mail: BorisovEV@ipgg.sbras.ru

The Golchikha Formation, which is widespread in the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough, is a thick uniform clayey stratum and is a reliable seal for the underlying reservoir rocks. The volume of geological and geophysical material that was accumulated during the last thirty years allows a subdivision of this stratum into two subformations.

Key words: Golchikha Formation, Yenisei-Khatanga regional trough, Upper Jurassic.

Под гольчихинской свитой в настоящее время понимается мощная, до 800 м, глинистая толща преимущественно верхнеюрского возраста, распространенная в Енисей-Хатангском региональном прогибе (ЕХРП) в пределах Гыданского и Хатангского структурно-фациальных районов [1].

Впервые термин «гольчихинская свита» был предложен Кислухиным В.И. и Кукушкиной И.И. (ЗапСибНИГНИ) в 1983 г. Вскрытую на Озерной и Дерябинской площадях однородную глинистую толщу с редкими прослоями аргиллитов авторами было предложено выделить в отдельную единую гольчихинскую свиту (название дано по пос. Гольчиха, расположенному в устье р. Енисей), распространенную на востоке Гыданского полуострова и западной части ЕХРП [2].

Позже, в 1986 г., В.И. Кислухиным была дана более подробная характеристика отложений, выделяемых им в качестве гольчихинской свиты, определен возраст этих отложений как келловей-волжский (возможно, раннеберриасский) и предложен стратотип свиты в скважине № 5 на Дерябинской площади в интервале 2937–3312 м. [3] (рис. 1).

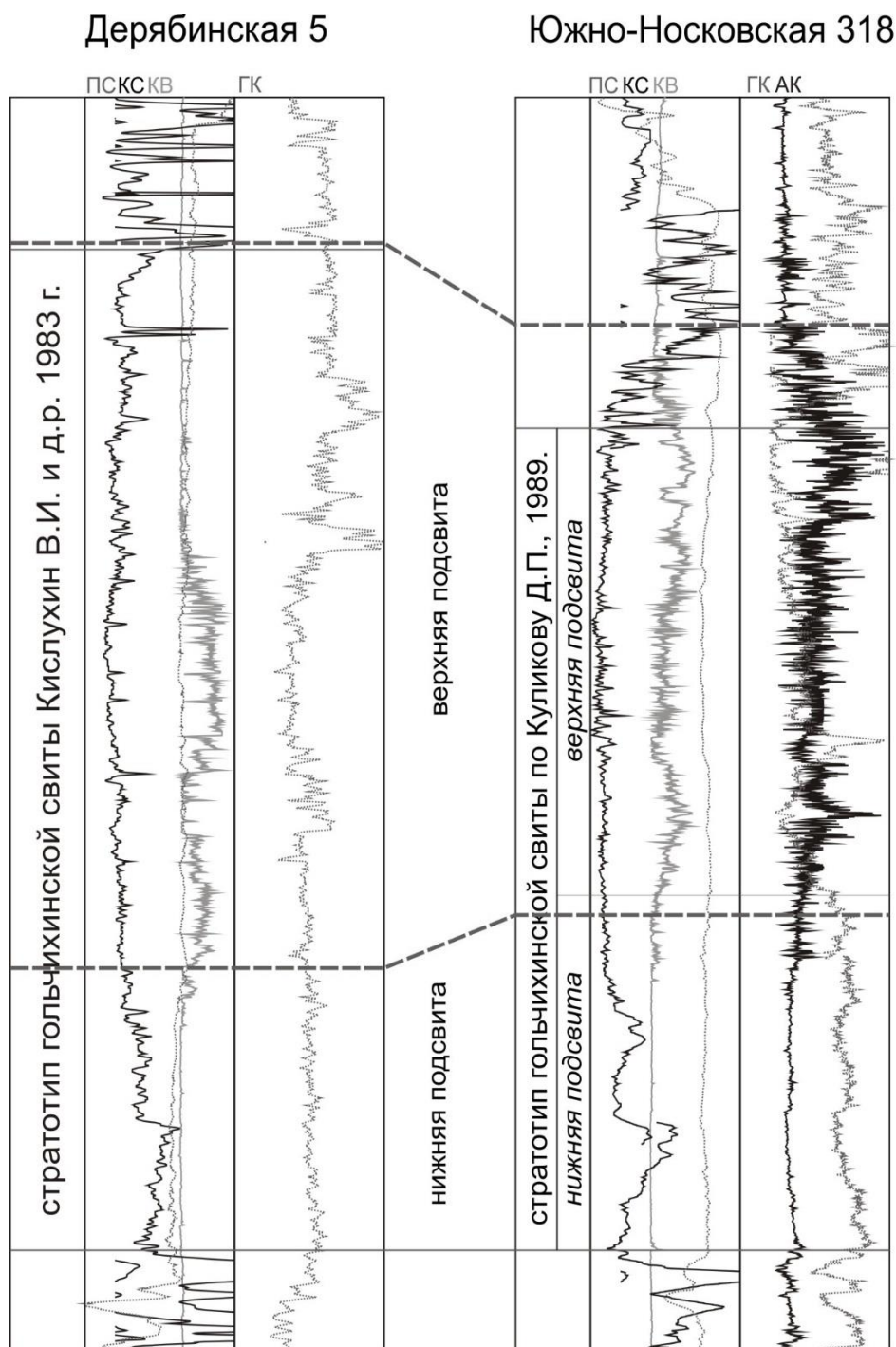


Рис. 1. Сопоставление разрезов голычихинской свиты в скважинах Дерябинской 5 и Южно-Носковская 318

В 1991 г. по итогам решений 5-ого межведомственного регионального стратиграфического совещания голычихинская свита была принята в качестве нового местного стратиграфического подразделения в объемах, предложенных автором, и возрастным интервалом келловей-низы берриаса [4].

Необходимо отметить, что практически одновременно, в 1983 г., Г.Н. Карцевой, Л.Л. Кузнецовым и др. для этой же территории в качестве стратотипа позднеюрско-раннеберриасовых отложений была предложена дерябинская сви-

та со стратотипом в той же скважине (Дерябинская 5), но в более широком интервале: 2510–3313 м [5]. Это породило ряд вопросов, так как некоторая часть исследователей полагала, что термин «гольчихинская свита» был включен в стратиграфические схемы с номенклатурным нарушением и право приоритета принадлежало Г.Н. Карцевой и ее коллективу. Данный вопрос был рассмотрен Б.Н. Шурыгиным с коллегами в работе по стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Западной Сибири [6].

Вопрос о правомерности выделения одной или другой свиты в 1989 г. был рассмотрен Д.П. Куликовым. По его мнению, выделение дерябинской свиты Г.Н. Карцевой в предложенных объемах было не совсем удачным, так как выделяемая в таком объеме толща состоит из двух литологически и генетически разнородных частей, а верхняя граница свиты является нечеткой и трудно проводимой на практике [7]. Впоследствии новые полученные материалы только подтвердили выводы Куликова Д.П.

Кроме того, что более важно, в своей работе Д.П. Куликов предложил разделить гольчихинскую свиту на две подсвиты и в качестве стратотипа предложил скважину Южно-Носковскую № 318, в которой в интервалах 3895–4028 и 3720–3895 м были выделены нижняя и верхняя подсвиты гольчихинской свиты (рис. 1). Тем не менее в 1991 г. в стратиграфический кодекс гольчихинская свита была принята в качестве единой толщи и в таком же виде и объемах выделяется по настоящее время.

Обобщение накопленного за несколько десятилетий геолого-геофизического, палеонтологического и литологического материала с учетом результатов интерпретации региональных сейсмических исследований 2D, выполненных в последние годы, позволяют более детально изучить строение разреза гольчихинской свиты западной части ЕХРП.

В процессе исследования геологического строения верхнеюрских отложений ЕХРП автором были изучены все имеющиеся в наличии материалы ГИС по скважинам, вскрывшим верхнеюрские отложения, с привлечением результатов палеонтологических и литологических исследований керна скважин, а также учтен ряд сейсмических профилей, проходящих по территории западной части ЕХРП. Всего было обработано 26 (100 %) скважин, вскрывших гольчихинскую свиту в западной части ЕХРП, большая часть которых (18) вскрыла свиту целиком. Кроме того, автором были изучены разрезы скважин со стратиграфическими аналогами гольчихинской свиты на смежных территориях: Верхнекубинская, Малохетская, Соленинские, Месояхские и др. площади и разрезы скважин за пределами ЕХРП – Тотаяхинская, Геофизическая, Сузунская, Хальмерпаютиская и др. площади.

В пределах рассматриваемого района гольчихинская свита распространена в центральной части прогиба и в пределах Предъенисейской мегамоноклизы. направлении Месояхской наклонной гряды на юг и юго-восток гольчихинская свита замещается ее стратиграфическими аналогами – точинской, сиговской и яновстанской свитами (Тазо-Хетский структурно фациальный район). В за-

падном и юго-западном направлениях – на баженовскую и абалакскую свиты (Фроловско-Тамбейский район).

Гольчихинская свита (верхи верхнего бата – низы берриаса) представлена аргиллитами с прослоями мелкозернистых глинистых алевролитов, соответствующих фациям мелководного шельфа. Вскрытая толщина гольчихинской свиты на данной территории изменяется в широких пределах: от 100 м в районе Аномальной площади до 675 м на Пайяхской. В наиболее погруженных осевых частях прогиба толщина свиты прогнозируются до 800 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС было установлено, что гольчихинская свита обладает четко выраженным двухчленным строением. Нижняя часть разреза (назовем ее условно нижней подсвитой) характеризуется более высокими значениями кажущегося сопротивления (КС). Граница нижней и верхней подсвит отчетливо выделяется по изменению характера записи кривых индукционного каротажа и кавернометрии, а также кривой акустического каротажа. Внутри подсвиты четко выделяется от двух до трех пачек, которые характеризуются повышенными значениями КС (рис. 1).

Нижняя подсвита отчетливо выделяется и на сейсмопрофилях. Более того, по своему строению нижняя подсвита заметно отличается от верхней более выдержанным характером слагающих ее пачек. Несмотря на значительные колебания общей толщины свиты, толщина нижней подсвиты свиты остается в среднем относительно неизменной, колеблясь (за редким исключением) незначительно, тогда как толщина верхней подсвиты может изменяться от нескольких десятков метров на Средне-Яровской площади до нескольких сотен метров на Пайяхской.

Согласно данным описания керна скважин, в нижней подсвите гольчихинской свиты возрастает количество алевроитового материала по сравнению с верхней подсвитой. Результаты палеонтологических исследований, проведенных в ИНГГ СО РАН, позволяют определить возраст нижней подсвиты как верхи позднего бата – средний (?) оксфорд.

Верхняя часть гольчихинской свиты (условно верхняя подсвита) характеризуется меньшими значениями КС и менее расчлененным характером кривой. Кроме того, верхняя подсвита отличается более высокими значениями индукционного каротажа и характерной сильно расчлененной кривой кавернометрии. В верхней части подсвиты прослеживается пачка, характеризующаяся повышенными значениями радиоактивности.

Приведенные факты свидетельствуют о существенном различии в геологическом строении нижней и верхней частей гольчихинской свиты, а также о различных условиях их осадконакопления. Все это дает основание расчленить гольчихинскую свиту на две подсвиты.

Таким образом, автор считает, что предложенное в 1989 г. Д.П. Куликовым двухчленное строение свиты имеет под собой достаточно убедительные основания. Более того, во всех скважинах западной части ЕХРП, полностью вскрывших гольчихинскую свиту, уверенно выделяются обе подсвиты с про-

слеживанием границы между ними, что подтверждает региональное двухчленное строение свиты.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. (объяснительная записка). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
2. Кукушкина Т. С., Кислухин В. И. Районирование верхнеюрских осадочных образований по типам разрезов (Заполярные районы Западной-Сибири) // Творческое участие молодежи в ускоренном достижении на промыслах Тюменской области суточной добычи 1 млн. тонн нефти и 1 млрд. куб. м. газа: Тезисы докладов VI науч.-техн. конф. молодых ученых и специалистов ЗапСибНИГНИ (23–24 марта 1983 г.). – Тюмень, 1983. – С. 20–21.
3. Кислухин В. И. Литолого-фациальное районирование юрских и нижнемеловых отложений севера Западной Сибири // Нефтегазоносность отложений Северных районов Западной Сибири: сб. науч. трудов. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1986. – С. 13–31.
4. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (Тюмень, 1990 г.). – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – С. 28.
5. Карцева Г. Н., Кузнецов Л. Л., Образкова В. П. Новые данные по стратиграфии юрских и меловых отложений в западной части Енисей-Хатангского прогиба // Реперные горизонты палеозоя и мезозоя севера европейской части СССР и Сибири: сб. науч. трудов. – Л.: ВНИГРИ, 1983. – С. 96–100.
6. Шурыгин. Б. Н. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. – С. 252.
7. Куликов Д. П. Стратиграфическое расчленение и структурно-фациальное районирование верхнеюрских отложений Енисей-Хатангского прогиба // Геология и геофизика. – 1989. – № 10. – С. 10–18.

© Е. В. Борисов, 2015

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВЕНДА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Ирина Валерьевна Вараксина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: varaksinaiv@ipgg.sbras.ru

Евгений Максимович Хабаров

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-37-14, e-mail: khabarovem@ipgg.sbras.ru

На основании детальных петрографических и электронно-микроскопических исследований изучена структура порового пространства продуктивных карбонатных горизонтов венда центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы. Установлена связь пористости с типами отложений. Выяснено, что решающую роль в формировании коллекторских свойств сыграли постседиментационные процессы.

Ключевые слова: Сибирская платформа, венд, карбонатные продуктивные горизонты, поровое пространство.

THE SPECIFICITY OF FORMATION OF PORE SPACE IN THE VENDIAN CARBONATE DEPOSITS, THE CENTRAL PART OF THE NEPA-BOTUOBA ANTECLISE

Irina V. Varaksina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: varaksinaiv@ipgg.sbras.ru

Evgeniy M. Khabarov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Associate Professor, Head of the Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-37-14, e-mail: khabarovem@ipgg.sbras.ru

The pore space of the Vendian carbonate productive horizons in the central part of the Nepa-Botuoba antecline was studied on the basis of detailed petrographic examinations and electron microscopy. The connection between porosity and types of deposits was installed. It was found that postsedimentary processes played a decisive role in the formation of reservoir properties.

Key words: Siberian platform, Vendian, parfenovskiy horizon.

В работе приведены результаты литологического изучения ербогаченского, преображенского и усть-кутского карбонатных продуктивных горизонтов

венд-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса, вскрытых на северо-западном склоне Непского свода НБА. Проведенные исследования показали, что первичные структурно-минералогические особенности пород и неодинаковое воздействие вторичных процессов обусловили сложное и неоднородное строение пустотного пространства. Решающее влияние оказали постседиментационные процессы, особенно развитие ангидрита и галита, которые сильно ухудшили качество изучаемых коллекторов.

Детальное исследование кернового материала позволило оценить влияние седиментационных и постседиментационных факторов на формирование пористости и показало, что каждому типу пород свойственна своя структура пустотного пространства.

В составе рассматриваемых продуктивных горизонтов преобладают раннедиагенетические (практически синседиментационные) доломиты, среди которых выделены: 1) строматолитовые; 2) зернистые и микритово-зернистые, подразделяющиеся на более дробные типы в зависимости от состава и размера зерен; 3) микритовые (микрит-силтитовые) и глинистые. Выяснилось, что в изученных породах присутствуют поры нескольких типов: 1) остаточные седиментационные, 2) перекристаллизации и 3) растворения.

К первому типу относятся остаточные межзерновые поры, сохранившиеся между форменными элементами (интракластами, оолитами, пизолитами и комками) после уплотнения осадка и образования в раннем диагенезе крустификационных оторочек вокруг зерен. Размер их обычно не превышает 0,5 мм, в основном 0,05–0,2 мм, а форма обусловлена размерами и взаимным расположением слагающих породу зерен. Связь осуществляется с помощью межзерновых каналов, длина которых равна размеру пор или меньше их. В большинстве случаев остаточные межзерновые пустоты частично или полностью выполнены битуминозным веществом. Иногда в наиболее крупных порах фиксируется галит или ангидрит. В целом содержание пустот данного типа не превышает 5 %.

Пустоты второго типа тоже мелкие (0,02–0,2 мм) и приурочены к участкам перекристаллизации цемента. Контуры пор, как правило, четкие за счет обрамления кристаллографическими гранями доломита. Соединение пустот между собой осуществляется по тонким ($\leq 0,01$ мм) извилистым межкристаллическим каналам. Битуминозное вещество выполняет поры в виде микроскопических сгустков и распространяется в виде пленок вдоль граней кристаллов, в результате чего создается эффект равномерной «пропитки» битумом перекристаллизованных участков. Необходимо отметить, что в интенсивно перекристаллизованных породах наблюдается пятнистое распределение участков, сложенных относительно чистым мелкокристаллическим доломитом, и участков тонкокристаллического строения, «пропитанных» битуминозным веществом. Судя по формам более «чистых» пятен, они представляют собой перекристаллизованные крупные (1...5 мм) зерна типа пизолитов и оолитов (иногда фиксируются реликты концентрического строения), а битуминозное вещество развивается по межкристаллическим порам перекристаллизованного цемента. Несмотря на широкое распространение пустот второго типа, их вклад в общую пористость

относительно невелик из-за неравномерного распределения и малых размеров. В целом они занимают не более 2–3 %, редко 5 % от объема пород.

Основная масса пор и каверн в рассматриваемых породах образовалась в результате растворения. Наиболее часто наблюдается растворение остаточных межзерновых пустот. Вновь образованные поры и каверны имеют в основном округлые и удлиненные формы, размеры от 0,2 до 10 мм и соединяются широкими (0,05–0,5 мм) каналами. Изредка совместно с ними фиксируются поры внутризернового растворения, которые приурочены к центральным частям оолитов, имеют округлые формы и размеры 0,2–0,8 мм. Кроме того, часто наблюдаются поры, образованные при выщелачивании пустот перекристаллизации, как правило, округлые, иногда вытянутые, размером 0,2–5 мм в длину. В строматолитовых доломитах эти пустоты располагаются по слоистости и достигают 1–2 см. В перекристаллизованных пятнистых породах усть-кутского горизонта размер каверн достигает 5 см. Содержание пустот растворения – 10–20 %. Однако повсеместно наблюдается выполнение вновь образованного пустотного пространства галитом и ангидритом. Причем крупные поры и каверны запечатываются, а мелкие пустоты ($\leq 0,5$ мм) часто остаются открытыми. В ряде случаев кристаллы галита инкрустируют только стенки пор, при этом открытые центральные части пустот становятся изолированными.

Помимо перечисленных выше типов пор, существенный вклад в пустотное пространство вносят микротрещины. Отличительной особенностью отложений рассматриваемых продуктивных горизонтов является повышенная микротрещиноватость, связанная с многочисленными субгоризонтальными «зарождающимися» слабобугорчатыми микростилолитами. Микростилолиты (средняя раскрытость 0,05–0,08 мм) выполнены битуминозно-нефтяным веществом, которое часто пропитывает близлежащие участки пород.

Наиболее широко представлены в изученных продуктивных горизонтах зернистые породы. Среди них преобладают оолито-пизолитовые разновидности, которые отличаются невысоким содержанием нерастворимого осадка ($< 5\%$) и достаточно хорошей сортировкой форменных компонентов. Этот литотип, накопление которого проходило в условиях активной гидродинамики, характеризуется хорошими первичными фильтрационно-емкостными свойствами. Поровое пространство, заложенное в седиментогенезе, частично сохранилось в виде остаточных межзерновых пустот, а также способствовало развитию вторичных пор растворения. Хорошая проницаемость данных пород способствовала их интенсивной перекристаллизации. Пустоты перекристаллизации становились основой для растворения. Таким образом, в зернистых доломитах присутствуют все виды пустот, из которых около 70 % занимают поры и каверны растворения. Пористость в этом типе пород достигает 20–30 %, однако большая часть её утрачена из-за новообразования в поровом пространстве галита и ангидрита, а значения открытой пористости, как правило, не превышают 10–15 %. Тем не менее в большинстве случаев это нефтенасыщенные породы, что связано также и с их интенсивной микростилолитизацией.

Микритово-зернистые (сгустково-комковатые) породы, отлагавшиеся в условиях переменной гидродинамики, отличаются неоднородным строением и обладают пористостью, связанной с процессами перекристаллизации и последующего растворения. Большую роль в них играют мелкие ($\leq 0,2$ мм) поры перекристаллизации, участками встречаются более крупные поры до 1–3 мм, редко 5 мм в длину, образованные за счет растворения наиболее перекристаллизованных зон. Галит в поровом пространстве данного литотипа встречается редко, что связано с преобладанием пор маленького радиуса. Содержание открытых пор в этих породах не превышает 5 %.

Широкое развитие пор и каверн наблюдается в строматолитовых породах. В основном это вторичные пустоты, приуроченные к строматолитовой слоистости. Такая связь объясняется тем, что разложение органического вещества, характерное для водорослевых матов, приводило к образованию уже на ранней стадии диагенеза фенестральных структур (практически синседиментационных), которые в дальнейшем становились основой для интенсивного растворения и формирования каверн. Межстолбиковое пространство заполнено зернистым и микритовым материалом. В случае, когда между строматолитовыми столбиками находится большое количество зерен, фиксируются поры унаследованного выщелачивания, развивающиеся по межзерновому пространству. Однако чаще в заполнителе преобладает микрит, который в целом ухудшает фильтрационные свойства строматолитовых пород. Пористость варьирует от 5 до 10 %, так как пустоты часто заполнены солью или ангидритом, что существенно снижает её значения. Дополнительную емкость создают многочисленные микростилолиты, развивающиеся по строматолитовой слоистости.

Зернистые и строматолитовые доломиты в разной степени ангидритизированы. В одном из разрезов в ербогаченском горизонте наблюдается наиболее интенсивная ангидритизация, которая проходила в несколько стадий. На этом уровне также фиксируется замещение доломита раннедиагенетическим магнетитом, который никак не повлиял на пустотное пространство. Анализ распространения ангидрита по разрезу показал, что чем интенсивнее сульфатизированы породы, тем менее они нефтенасыщены.

Микритовые (микрит-силтитовые), часто глинистые, доломиты характеризуются очень низкой первичной пористостью, которую в процессе катагенетических преобразований они практически утратили. Это плотные, однородные породы, в которых отсутствуют все виды пустот.

В результате седиментологических исследований было установлено, что в разрезах, вскрывших рассматриваемые горизонты, четко выделяются разномасштабные циклы с резкой нижней границей, нижний элемент которых представлен глинисто-карбонатными (или карбонатно-глинисто-ангидритовыми) породами, а верхний сложен микритово-зернистыми, зернистыми или строматолитовыми доломитами [2]. Данные циклы обмеления отражают выдвигание барово-отмельных систем на тонкослоистые отложения мелководных депрессий и приливно-отливных илистых отмелей в разной степени изолированного

шельфа. В пределах отдельных баровых систем в одних случаях доминировали строматолитовые породы, в других – зернистые.

Анализ распределения основных видов пустот (пор, каверн и микростилолитов) по разрезу показал, что нижние части выделенных седиментационных циклов практически непроницаемы. Вверх по разрезу, по мере постепенного возрастания роли зернистых и/или строматолитовых пород, содержание пустот увеличивается. Максимальные значения пористости фиксируются в средних и верхних частях циклов, накопление которых проходило в пределах оолито-пизолитовых отмелей или строматолитовых банок.

Определяющую роль в формировании коллекторов сыграли постседиментационные процессы, проявление которых было неравномерным. В ербогаченском горизонте в одной из скважин в результате интенсивной ангидритизации открытое поровое пространство было практически полностью уничтожено. В соседнем разрезе на этом уровне отмечается лишь незначительное засоление, широкое развитие открытых пустот и наличие мощных нефтенасыщенных интервалов. В преображенском горизонте развитие ангидрита и галита в наиболее крупных пустотах также привело к существенному сокращению открытой пористости. Ёмкость в нефтенасыщенных доломитах связана с остаточной пористостью и интенсивной микростилолитизацией. В усть-кутском горизонте основную отрицательную роль сыграл процесс заполнения пор галитом и в меньшей степени ангидритом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Вараксина И. В., Хабаров Е. М. Седиментогенез и постседиментационные изменения карбонатных продуктивных отложений венда центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. VII Всерос. литологич. совещ.: сб. материалов в 2 т. (Новосибирск, 28–31 октября 2013). – Новосибирск, 2013. – Т. 1. – С. 134–138.

2. Вараксина И. В., Хабаров Е. М. Литологические типы и обстановки формирования нефтегазоносных карбонатных отложений венда центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013. IX Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 3 т. (Новосибирск, 15–26 апреля 2013 г.). – Новосибирск: СГГА, 2013. Т. 1. – С. 134–138.

© И. В. Вараксина, Е. М. Хабаров, 2015

НИЖНЕЮРСКИЕ РЕЗЕРВУАРЫ ЯМАЛЬСКОЙ НГО (СТРОЕНИЕ, КАЧЕСТВО, ПЕРСПЕКТИВЫ)

Егор Андреевич Гладышев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий инженер лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)333-21-09, e-mail: egorgladyshev2306@yandex.ru

В статье на основе анализа каротажных диаграмм, сейсмических и палеонтологических данных уточнены стратиграфические границы нижнеюрских региональных резервуаров и их составных частей. Построены карты их толщин и качества. Учитывая известные масштабы генерации углеводородов и степень катагенетической преобразованности пород, дана качественная оценка их перспектив.

Ключевые слова: перспективы нефтегазоносности, Западная Сибирь, нижняя юра.

LOWER JURASSIC RESERVOIR OF YAMAL OGA (STRUCTURE, QUALITY, PROSPECTS)

Egor A. Gladyshev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Leading Engineer of the Laboratory of Petroleum geology of arctic regions of Siberia, tel. (383)333-21-09, e-mail: egorgladyshev2306@yandex.ru

Stratigraphic boundaries of the Lower Jurassic regional reservoirs and their components was refined on the basis of the analysis of well logs, seismic, and paleontological data. The maps of their thickness and quality was composed. A qualitative assessment of their prospects was given by the considering the well-known scale of hydrocarbon generation and the degree of rocks catagenetic transformation.

Key words: petroleum potential, West Siberia, Lower Jurassic.

В работе дана качественная оценка перспектив нефтегазоносности нижнеюрских региональных резервуаров Ямальской НГО (геттанг-синемюрский, плинсбахский, тоарский) [1, 2, 3]. Для этого были построены карты качества и толщин на основе составленной базы стратиграфических разбивок, корреляционных профилей (два субширотного, один субмеридионального простирания). Также учитывались сейсмические профили, тектоническая карта юрского тектонического яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [4], карта масштабов генерации углеводородов нижнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП [5] и карта катагенеза органического вещества в базальных горизонтах нижней-средней юры... [6].

Геттанг-синемюрский резервуар представлен отложениями нижней части нижней юры (нижняя часть плинсбахского яруса, синемюрский ярус, геттангский ярус, левинский и зимний горизонты) [1, 2, 3]. Сложен он песчано-алевритово-глинистыми породами левинской и зимней свит. Толщина резервуара

на исследуемой территории изменяется от 0 до 240 м. Наибольшие ее значения отмечаются в северо-восточной части исследуемого района. Литологический состав геттанг-синемюрского резервуара изменчив по площади. Содержание песчаников в его разрезе изменяется от 6 до 42%. Средняя пористость песчаников – 9,9 %. Глубина залегания кровли резервуара изменяется от 2500 м (Новопортовская пл.) до 4500 м на северо-востоке. Разрез резервуара сложен переслаиванием пластов песчаников и алевролитов, пачек и прослоев глинисто-алевролитовых пород, аргиллитов (тонкослоистых, массивных). Резервуар в изученном регионе характеризуется пониженным качеством из-за пониженного качества проницаемого комплекса (на глубинах более 4500 м значительно ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов).

На большей части распространения резервуара преобладают земли 3-й и 4-й категории (по степени катагенеза органического вещества) [6], поэтому исключается возможность сохранения жидких УВ. Земли 2-й категории присутствуют только в зоне выклинивания резервуара.

Плинсбахский резервуар представлен отложениями верхней части нижней юры (нижняя часть тоарского яруса, верхняя часть плинсбахского яруса, китербютский и шараповский горизонты) [1, 2, 3]. Сложен песчано-алеврито-глинистыми породами китербютской и шараповской свит. Отложения резервуара отсутствуют в западной и юго-западной частях исследуемого района. Толщина резервуара на исследуемой территории изменяется от 0 м вдоль линии выклинивания до 240 м в северо-восточной части. Литологический состав резервуара по площади очень изменчив. Доля песчаников в разрезе колеблется от 10 до 45 %. Средняя пористость песчаников – 9,5 %. Глубина залегания подошвы резервуара изменяется от минус 2490 до 4500 м с запада на восток, а с юга на север – от 2490 до 3763 м. Резервуар сложен переслаивающимися пластами песчаников и алевролитов, с пачками и прослоями глинисто-алевролитовых пород и аргиллитов, как тонкослоистых, так и массивных.

С учетом данных степени катагенеза органического вещества для плинсбахского резервуара характерно развитие земель 1-й категории, которые распространены в южной, западной и северо-западной частях изученной территории [6]. Именно здесь возможно сохранение залежей нефти. В центральной части региона отмечаются земли 3-й категории, где отложения находятся в зоне активной газогенерации. На севере и северо-востоке преобладают земли 4-й категории, там органическое вещество находится на этапах апокатагенеза. На Новопортовской площади из палеозойских отложений были получены притоки газа и газоконденсата, что указывает на возможные источники УВ в палеозое.

Плинсбахский резервуар в целом на исследуемой территории характеризуется преимущественно высоким качеством. Участки со средним, пониженным и низким качеством встречаются только в западной и южной частях, улучшение качества резервуара также идет с юго-запада на северо-восток.

Тоарский резервуар представлен отложениями нижней части средней юры (ааленский ярус, лайдинский горизонт) и верхней частью нижней юры (верхняя часть тоарского яруса, надояхский горизонт) [1, 2, 3]. Сложен песчано-

алевритово-глинистыми породами лайдинской и надояхской свит. Толщина резервуара на исследуемой территории изменяется в значительных пределах – от первых метров до 300 м. Наибольшие ее значения в пределах исследуемого района отмечаются в восточной и северо-восточной частях. Литологический состав резервуара в целом, как и его составных элементов, изменчив по площади района. Содержание песчаников в его разрезе колеблется от 10 до 40 %. Средняя пористость песчаников – 10,7 %. Глубина залегания подошвы резервуара изменяется от -3100 до 4000 м с запада на восток, а с юга на север – от 2400 м до 3950 м.

С учетом данных степени катагенеза органического вещества в тоарском резервуаре на изученной территории преобладают земли 1-й категории, в пределах которых возможно сохранение залежей нефти [6]. В центральной части развиты земли 3-й категории, в которых тоарские отложения находятся в зоне активной газогенерации. На севере и северо-востоке преобладают земли 4-й категории, где отложения находятся на этапе апокатагенеза, поэтому по палеогеотермическим условиям возможно сохранение только сухого метанового газа. Учитывая данные по содержанию Сорг в глинистых толщах нижней юры (левинская, китербютская, лайдинская свиты), можно предположить, что именно они являются источниками УВ.

Тоарский резервуар в целом на исследуемой территории характеризуется преимущественно высоким качеством на севере, северо-востоке и юго-востоке, средним и пониженным качеством в центральной и западной частях. Качество резервуара также улучшается в северо-восточном направлении.

В результате детального изучения строения нижнеюрских резервуаров, качества слагающих их флюидоупоров и проницаемых комплексов было выяснено, что наиболее перспективным для формирования залежей углеводородов является тоарский региональный резервуар. Это подтверждается тем, что на Бованенковской площади из песчаников тоарского резервуара были получены притоки газоконденсата (Бованенковская скв. 144). Перспективы плинсбахского регионального резервуара на рассматриваемой территории также достаточно высоки, что доказано притоками газа на Новопортовской площади. Геттанг-синемюрский региональный резервуар, наименее изученный и наиболее погруженный (более 4500 м), на рассматриваемой территории обладает пониженными перспективами.

Учитывая карты качества региональных резервуаров, расположение тектонических структур, структурные карты по кровле резервуара, а также карты масштабов генерации углеводородов и катагенеза органического вещества, можно выделить наиболее перспективные зоны на газообразные углеводороды.

Для плинсбахского регионального резервуара выделяются 7 перспективных зон (Малыгинская, Северо-Тамбейская, Южно-Тамбейская, Харасавэйская, Бованенковская, Нейтинская, Новопортовская) (рис. 1), а для тоарского регионального резервуара – 6 (Малыгинская, Северо-Тамбейская, Южно-Тамбейская, Харасавэйская, Бованенковская, Новопортовская).

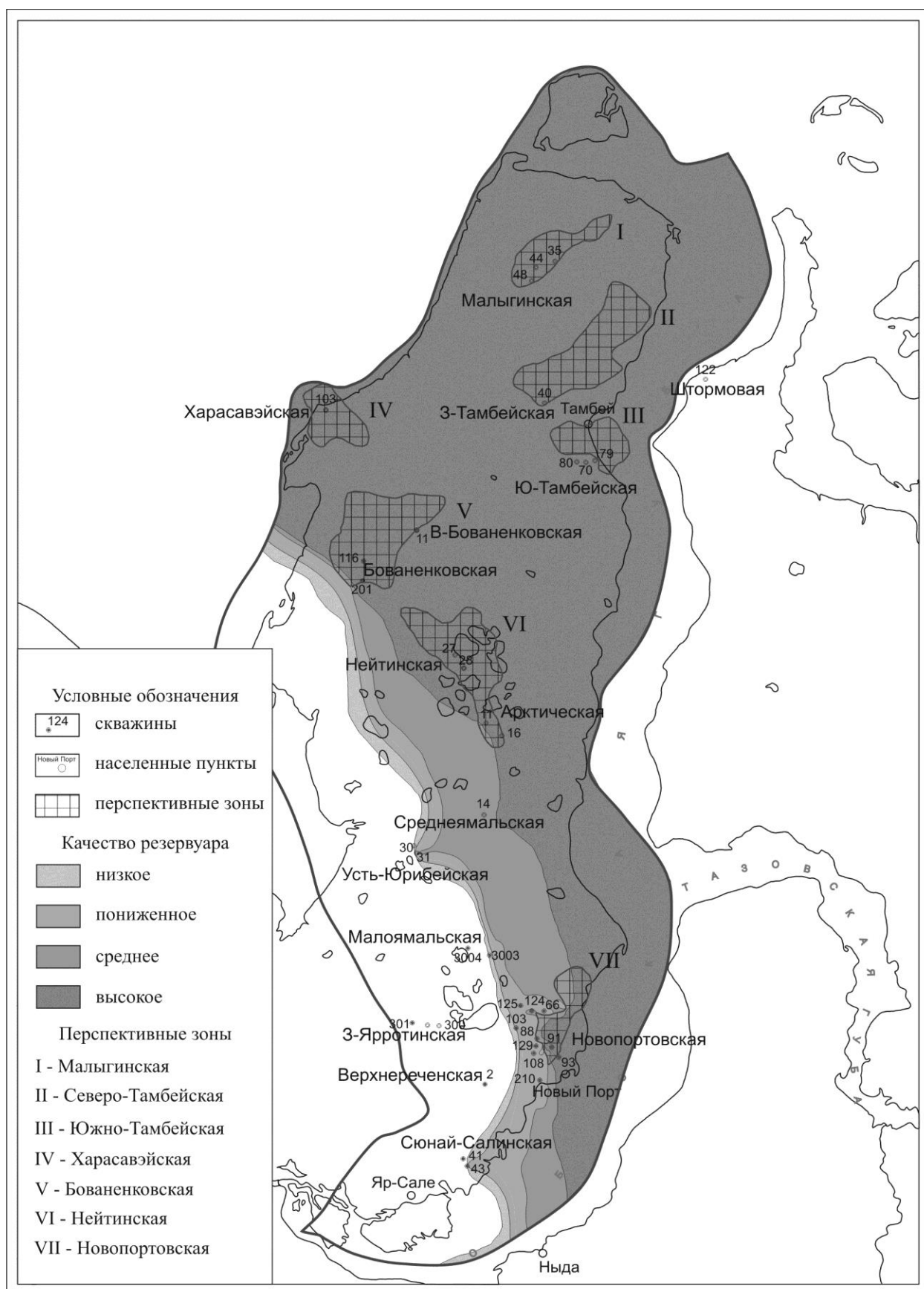


Рис. 1. Карта перспективных зон плинсбахского резервуара

Для геттанг-синемюрского регионального резервуара характерно пониженное качество практически на всей территории распространения, обусловленное глубоким залеганием отложений проницаемого комплекса (более 4500 м). Вследствие этого невозможно выделение перспективных зон.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нехаев А. Ю., Шемин Г. Г. Модели строения и количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нижней юры Надым-Тазовского междуречья // Международная академическая конференция «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». – Тюмень, 2009. – С. 211–219.
2. Никитенко Б. Л., Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды) / Б. Л. Никитенко; науч. ред. чл.-кор. РАН Б.Н. Шурьгин; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск: Параллель, 2009. – 680 с.
3. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003. – Новосибирск, 2004. – 113 с.
4. Конторович В. А., Беляев С. Ю., Конторович А. Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.
5. Нехаев А. Ю., Москвин В. И. Оценка масштабов генерации УВ нижнеюрских отложений севера Западной Сибири // ГЕО-Сибирь-2010. VI Междунар. науч. конгр. : сб. материалов в 6 т. (Новосибирск, 19–29 апреля 2010 г.). – Новосибирск: СГГА, 2010. Т. 2, ч. 2. – С. 52–56.
6. Конторович А. Э., Фомин А. Н., Красавчиков В. О., Истомин А. В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 11. – С. 1191–1200.

© Е. А. Гладышев, 2015

**ФОРАМИНИФЕРОВАЯ ЗОНА TROCHAMMINA AFF. PRAESQUAMATA
(СРЕДНЯЯ ЮРА) КАК МЕЖРЕГИОНАЛЬНЫЙ КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ РЕПЕР
(СИБИРЬ – РУССКАЯ ПЛАТФОРМА)***

Лариса Александровна Глинских

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории микропалеонтологии, тел. (383)335-64-28, e-mail: GlinskihLA@ipgg.sbras.ru

Борис Леонидович Никитенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией микропалеонтологии, тел. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru

Представлены результаты изучения байос-батских комплексов фораминифер севера Сибири, Печорского Севера, Русской платформы. Фораминиферовая зона *Trochammina* aff. *praesquamata* рассматривается как межрегиональный корреляционный репер.

Ключевые слова: фораминиферы, средняя юра, байос, бат, север Сибири, Печорский Север.

**FORAMINIFERAL ZONE TROCHAMMINA AFF. PRAESQUAMATA
(MIDDLE JURASSIC) AS INTERREGIONAL CORRELATION LEVEL
(SIBERIA – RUSSIAN PLATFORM)**

Larisa A. Glinskikh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Micropaleontology, tel. (383)335-64-28, e-mail: GlinskihLA@ipgg.sbras.ru

Boris L. Nikitenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Doctor of Science, Head of the Laboratory of Micropaleontology, tel. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru

The results of the study of Bajocian-Bathonian foraminifers from North of Siberia, Pechora North, Russian platform are presented. Foraminiferal zone *Trochammina* aff. *praesquamata* is considered as interregional correlation level.

Key words: foraminifers, Middle Jurassic, Bajocian, Bathonian, North of Siberia. Pechora North.

В середине прошлого века считалось, что из-за фациальной зависимости и возможного эндемизма микробентоса прямые межрегиональные корреляции

* Исследования выполнены при поддержке РФФИ (грант № 13-05-00423), Российского научного фонда (грант №14-37-00030), программ Президиума РАН № 23 и 28.

в средней юре как внутри бореального бассейна, так и с разрезами стандартов ярусов по микрофауне затруднены. Однако к настоящему времени установлены реперные уровни зональных шкал по разным группам фоссилий, в том числе и по фораминиферам, которые хорошо опознаются в разрезах севера европейской части России, Баренцевоморского шельфа, Арктической Канады, Северной Аляски и др. А часть биостратонов по микрофауне, выделенных в юре на севере Сибири, хорошо прослеживается в юрских разрезах этих регионов [7].

В результате исследований последних лет выяснилось, что к таким реперным уровням относится и зона *Trochammina aff. praesquamata*. Типовой разрез биостратона, выделенного в ранге слоев с *Trochammina aff. Praesquamata*, был предложен на р. Анабар (север Восточной Сибири). Разрез (мощностью порядка 16 м) сложен алевротитистыми глинами юр-юнгтумусской свиты, сформировавшимися в мелководных и прибрежно-мелководных морских обстановках. Характерный комплекс фораминифер содержит как агглютинирующие, так и известковые виды: *Ammodiscus arangastachiensis* Nikitenko, *Saccammina compacta* Gerke, *Trochammina aff. praesquamata* Mjatluk, *Globulina praecircumphlua* Gerke, *Guttulina tatarensis* Mjatluk и др. [7]. Исходя из того, что этот биостратон имеет характерный комплекс фораминифер, нижнюю и верхнюю границы, широкое латеральное распространение, его следует рассматривать в ранге фораминиферовой зоны *Trochammina aff. praesquamata*.

Типичный для вышеуказанного биостратона комплекс фораминифер, представленный видами *Ammodiscus arangastachiensis* Nikitenko, *Saccammina compacta* Gerke, *Kutsevilla memorabilis* (Scharovskaja), *Trochammina aff. praesquamata* Mjatluk, *Globulina praecircumphlua* Gerke и др., был установлен в глинистых алевролитах малышевской свиты, сформировавшихся в мелководных и прибрежно-мелководных морских обстановках, на севере Западной Сибири (Ямал, Новопортовская и Бованенковская пл.) [4, 7].

Комплекс фораминифер, близкий по таксономическому составу с таковым из северосибирской зоны, ранее был известен и из средней юры Печорского Севера [11, 1, 7]. Особенностью этого комплекса является совместное нахождение как типично арктических видов, так и форм, известных из байоса-бата центральных и южных районов Русской платформы. Однако в публикациях не представлен фактический материал по распределению фораминифер в конкретных разрезах этого региона.

В результате полевых исследований в бассейне р. Ижма (2012–2013 гг.) был получен новый материал, который позволил уточнить вертикальное и латеральное распределение среднеюрских комплексов фораминифер в южной части Печорского бассейна. На микрофаунистический анализ были опробованы верхи сысольской (пачки I–III) и предположительно низы чуркинской (пачка IV) свит, сформировавшихся в прибрежных, прибрежно-морских и мелководно-морских обстановках. Сводный разрез с подробным литологическим описанием пачек, а также данными о распространении макрофоссилий по разрезу был опубликован ранее [6].

Пачка I содержит моновидовые ассоциации с *Ammodiscus arangastachiensis* Nikitenko. В преимущественно песчанистой пачке II фораминиферы не выявлены. Из пачки III микрофауна обнаружена в жилой камере аммонита рода *Arcticoceras* (зоны *Ishmae*). Комплекс представлен известковыми фораминиферами: *Dentalina* ex gr. *plebeja* Terquem, *Nodosaria* ex gr. *sowerbyi* Schwager, *Anmarginulina* sp. и раковиной остракоды *Procythoridea* sp. Несмотря на сохранность раковин, комплекс микрофауны можно условно отнести к фораминиферовой зоне *Trochammina* aff. *praesquamata*.

Из глин основания пачки IV на правом берегу р. Дрещанка (правый приток р. Ижма) выявлен богатый и таксономически разнообразный комплекс фораминифер: *Ammodiscus arangastachiensis* Nikitenko, *Saccammina compacta* Gerke, *Kutsevelia memorabilis* (Scharovskaja), *Recurvoides ventosus* Chabarova, *Trochammina* aff. *praesquamata* Mjatluk, *Trochammina* sp., *Reophax* sp., *Guttulina tatarensis* Mjatluk, *Dentalina plebeja* Terquem, *Dentalina vasta* Mjatluk, *Pseudonodosaria* sp., *Globulina praecircumphlua* Gerke, *Astacolus* ex gr. *protracta* (Borneman), *Lingulonodosaria* sp., *Lenticulina* sp., *Planularia* sp. Немного выше, в песчано-алевритовых глинах, таксономическое разнообразие резко сокращается, полностью исчезают известковистые формы, здесь установлены только *Ammodiscus arangastachiensis* Nikitenko, *Saccammina compacta* Gerke и *Trochammina* aff. *praesquamata* Mjatluk. Выше по разрезу, в более глинистых породах, вновь появляются *Trochammina* sp., *Recurvoides ventosus* Chabarova, *Kutsevelia memorabilis* (Scharovskaja). В алевритах кровли пачки IV найдены только *Ammodiscus arangastachiensis* Nikitenko.

В разрезе на левом берегу р. Ижма, чуть ниже порога Грива, в глинах видимого основания пачки IV установлен таксономически разнообразный комплекс фораминифер, аналогичный описанному из глин разреза на р. Дрещанка. Необходимо отметить, что фораминиферовый комплекс из обнажения на р. Ижма, имея практически идентичный таксономический состав, обеднен в количественном отношении по сравнению с таковым из обнажения на р. Дрещанка. В верхней части разреза на р. Ижма в алевритистых глинах установлен моновидовой комплекс с *Ammodiscus arangastachiensis* Nikitenko.

Комплекс фораминифер пачки IV сходен по таксономическому составу с таковым из северосибирской зоны *Trochammina* aff. *praesquamata* JF22 [7, 9]. Учитывая отсутствие в комплексах представителей *Riyadhella sibirica* (Mjatluk) и ряда других характерных видов, эта часть разреза соответствует только верхней половине JF22 [7]. Совместно с фораминиферами в низах пачки IV был встречен комплекс остракод, характерный для остракодовой зоны *Camptocythere scrobiculataformis* JO14 арктических районов Восточной Сибири. В глинах, содержащих описанный выше микрофаунистический комплекс, аммонитов не обнаружено. Однако на севере Сибири (р. Анабар, п-в Юрюнг-Тумус) эта часть биостратона JF22 охарактеризована весьма близким комплексом микрофауны, который встречен с аммонитами *Arctocephalites* spp., *Arcticoceras* spp. [7]. Соответственно, глинисто-алевритовая пачка IV разрезов pp. Дрещанка и Ижма может соответствовать зонам *Ishmae* – *Cranocephaloide*.

В центральных и северных частях Печорского бассейна, представленных более глубоководными отложениями, зона *Trochammina aff. praesquamata* вскрыта в полном стратиграфическом объеме [11, 7].

На юго-востоке Русской платформы, в карьере Сокурский, в верхах верхнего байоса – нижнем бате (верхи Michalskii-Ishmae) также установлен комплекс фораминифер зоны *Trochammina aff. praesquamata* [5, 12]. Следует отметить, что комплекс фораминифер, содержащий арктические виды, встречен не только в вышеуказанном разрезе, а имеет довольно широкое распространение. Сведения о присутствии его как комплекса с «нехарактерными фораминиферами» в среднеюрских отложениях Саратовской области, а также других областей восточной части Русской платформы в публикациях известны с 1948 г. [2, 3, 10]. Однако объяснения находкам «нехарактерных фораминифер» в этих работах не приводилось. Позднее В.Б. Сельцером было сделано предположение об ингрессии вод бореального бассейна в Среднерусское море и, соответственно, миграции арктических видов фораминифер, что нашло отражение в образовании комплексов с «нехарактерными фораминиферами» [8].

Исследования фактического материала из разрезов севера Сибири, Печорского Севера, Русской платформы свидетельствуют о широком распространении арктических видов фораминифер в байосе-бате центральных и южных районов Русской платформы, что подтверждает инвазии из бореальных и арктических бассейнов в Среднерусское море в это время.

Таким образом, зона *Trochammina aff. praesquamata* является межрегиональным корреляционным репером и позволяет осуществлять прямые корреляции севера Сибири, Печорского Севера, юго-востока Русской платформы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Биостратиграфия верхнеюрских отложений СССР по фораминиферам. – Вильнюс: Мокслас, 1982. – 172 с.
2. Даин Л. Г. Материалы к стратиграфии юрских отложений Саратовской области // Микрофауна. – Нов. сер. Тр. ВНИГРИ. – 1948. – Т. 2, вып. 31. – С. 49–82.
3. Даин Л. Г. Значение фораминифер для стратиграфии восточной полосы Русской платформы // Всесоюзное совещание по уточнению унифицированной схемы стратиграфии мезозойских отложений Русской платформы. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – Т. 3. – С. 168–176.
4. Глинских Л. А. Биостратиграфия и микрофауна нижней-средней юры Новопортовской площади (север Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 10. – С. 25–30.
5. Глинских Л. А., Костылева В. В. Микропалеонтологические и седиментологические свидетельства бореальной трангрессии в байосе-бате окрестностей Саратова // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. V Всерос. совещ.: сборник науч. трудов (Тюмень, 23–27 сентября 2013 г.). – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2013. – С. 44–46.
6. Митта В. В., Костылева В. В., Глинских Л. А. О байосе и бате (средняя юра) бассейна р. Ижма // Проблемы геологии Европейской России: сборник науч. трудов всерос. науч. конф., посвященной 130-летию со дня рождения проф. Б. А. Можаровского. – Саратов: СГТУ, 2013. – С. 93–103.
7. Никитенко Б. Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды). – Новосибирск: Параллель, 2009. – 680 с.

8. Сельцер В. Б. Бореальное событие в раннебатском бассейне юго-востока Русской плиты // Палеонтология и совершенствование стратиграфической основы геологического картографирования: материалы LV сессии Палеонтологического общества при РАН. – СПб., 2009. – С. 131–132.
9. Унифицированная региональная стратиграфическая схема юрских отложений Восточно-Европейской платформы. Объяснительная записка. – М.: ПИН РАН–ВНИГНИ, 2012. – 64 с.
10. Хабарова Т. Н. О микрофауне юрских отложений Саратовской области // Всесоюзное совещание по уточнению унифицированной схемы стратиграфии мезозойских отложений Русской платформы. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – Т. 3. – С. 177–184.
11. Чирва С. А., Яковлева С. П. Строение и биостратиграфия пограничных слоев континентальной и морской юры Тимано-Печорской области // Стратиграфия триасовых и юрских отложений нефтегазоносных бассейнов СССР. – Л.: ВНИГРИ, 1982. – С. 57–65.
12. Mitta V., Kostyleva V., Dzyuba O., Glinskikh L., Shurygin B., Seltzer V., Ivanov A., Urman O. Biostratigraphy and sedimentary settings of the Upper Bajocian-Lower Bathonian in the vicinity of Saratov (Central Russia) // Neues Jahrbuch fur Geologie und Palaontologie. – 2014. Abh.271/1. – P. 95–121.

© Л. А. Глинских, Б. Л. Никитенко, 2015

ВЛИЯНИЕ ЛИТОЛОГИИ И ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ НА АКУСТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА АПТ-СЕНОМАНСКИХ ПЛАСТОВ НА ПРИМЕРЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Игорь Алексеевич Губин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)330-13-62, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Рассмотрены зависимости скоростей распространения продольных волн в апт-альб-сеноманских пластах от коэффициента песчанистости и характера насыщения пород. Выявлено три типа зависимостей «скорость – коэффициент песчанистости»: прямой, обратный и инверсионный. Показано, что эффективный прогноз распространения коллекторов по сейсмическим данным возможен при прямом типе, а прогноз газонасыщения песчаников – при обратном.

Ключевые слова: мел, сеноман, газ, песчаник, пласт, акустический каротаж, альфа ПС.

THE INFLUENCE OF LITHOLOGY AND SATURATION ON ACOUSTIC PROPERTIES OF THE APTIAN-CENOMANIAN SEDIMENTS BY THE EXAMPLE OF GEOPHYSICAL OIL FIELD

Igor A. Gubin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Seismogeologic Modeling of Natural Petroleum Systems, tel. (383)330-13-62, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Diagrams of the dependence p-wave velocity from the net-to-gross sand ratio and from the saturation for the Aptian-Albian-Cenomanian sediments are analyzed. Three types of dependencies «p-wave velocity – net-to-gross sand ratio» are revealed: direct, reverse and inversion dependence. Effective prediction of the reservoir development zones based on seismic data is possible for sediments with direct type dependence and prediction of the gas saturation zones is more effective for the sediments with reverse type dependence.

Key words: Cretaceous, Cenomanian stage, gas, sand, reservoir, acoustic log, SP logging.

Геофизическое нефтегазоконденсатное месторождение было открыто 1 августа 1975 года скважиной номер 41. Оно расположено на западном побережье Гыданского полуострова и приурочено к одноименной антиклинальной структуре, которая через перемычку протягивается в акваторию Обской губы, переходя в Западно-Геофизическую структуру. Структура осложнена разрывными нарушениями, которые нередко секут весь мезозойско-кайнозойский чехол. Месторождение многопластовое, этаж нефтегазоносности значительный – от сеномана до средней юры (возможно, и ниже). Глубины залегания вскрытых перспективных объектов составляют 960-3630 м.

В работе проанализированы литолого-акустические свойства апт-альб-сеноманских пластов группы ПК, ХМ и ТП выше нейтинской пачки (марреса-

линская, яронгская и верхняя часть танопчинской свиты). Марресалинская свита перекрывается кузнецовской, которая представляет собой мегарегиональный туронский флюидоупор.

Пласты группы ХМ не испытывались, насыщение остальных анализируемых пластов газовое, газоводяное либо водяное. По всем 15 скважинам месторождения был рассчитан параметр α_{PS} , характеризующий соотношение глинистой и песчаной фракций, а в скважинах, обеспеченных акустическим каротажем, – интервальная скорость (V_{AK}). В скважинах, где акустический каротаж отсутствовал, данные по скоростям были получены с использованием нейтронного гамма каротажа на основе зависимости между α_{NGK} и V_{AK} .

Газонасыщение оказывает значительное влияние на скорости распространения продольных волн. При одних и тех же значениях α_{PS} скорости в чистом газоносном песчанике могут быть меньше на 30 %, чем в водоносном (рис. 1). Значения параметров для водоносных и газоносных песчаников разделяются граничной линией, имеющей уравнение $\alpha_{PS} = 5,25E-4 * V_{AK} - 0.96$. Газоводяносные пласты обладают широким разбросом скоростей и параметра α_{PS} в зависимости от соотношения газовой и водяной фазы, а также соотношения глинистой и песчаной фракций.

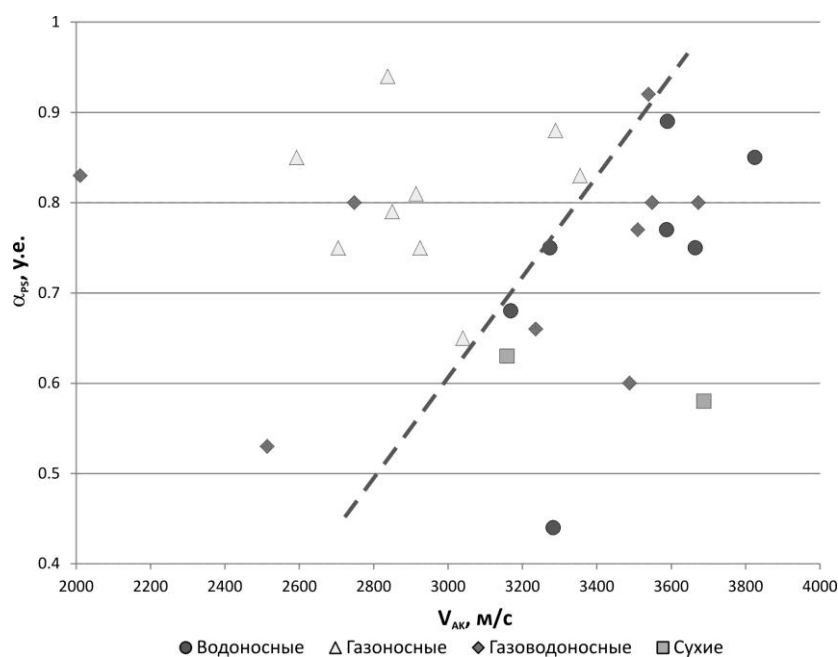


Рис. 1. Зависимость между V_{AK} и α_{PS} для испытанных апт-сеноманских пластов

Лабораторные исследования кернового материала и анализ данных ГИС, выполненные сотрудниками ИНГГ СО РАН, показали, что пласты характеризуются полифациальным генезисом. Так, например, пласты ТП₄₋₁₄ имеют преимущественно континентальный генезис и представлены русловыми и пойменными фациями аллювиального комплекса, а пласты яронгской свиты (ТП₀, ХМ₆₋₁₀, ПК₉) имеют морской генезис. Сеноманские пласты аллювиального гене-

зиса ПК₃₋₈ формировались в трансгрессивный цикл осадконакопления, а выше-лежащие ПК₁₋₂ – уже в мелководно-морских обстановках.

Пестрота фациальных обстановок сказывается на волновой картине: морские фации характеризуются, как правило, высокоамплитудными, выдержанными отражающими горизонтами (нейтинская пачка, кровля яронгской свиты, кровля сеномана). Аллювиальные отложения обладают прерывистыми, переменными амплитудными отражениями, иногда с сейсмофациями заполнения. Площадное картирование отражающих горизонтов в таких условиях, как правило, невозможно.

По условиям осадконакопления и в зависимости от чередования регрессивно-трансгрессивных фаз исследуемый интервал разреза делится на 19 сиквенсов. Для каждого сиквенса с целью оценки влияния коэффициента глинистости и характера насыщения на акустические свойства терригенных пород были составлены и проанализированы зависимости между параметрами α_{PS} и V_{AK} .

По параметру α_{PS} все типы пород были условно разделены на три литотипа: глины (аргиллиты) ($\alpha_{PS} \leq 0,2$), алевролиты ($0,2 < \alpha_{PS} \leq 0,5$) и песчаники ($\alpha_{PS} > 0,5$). В соответствии с принятыми граничными значениями параметра α_{PS} были отбиты кровля и подошва литотипов по всем скважинам, в пределах которых определялось среднее значение V_{AK} . Таким образом, была сформирована исходная выборка значений V_{AK} - α_{PS} , сгруппированных по сиквенсам. Анализ построенных диаграмм для каждой группы позволил выделить 3 типа зависимостей « V_{AK} - α_{PS} »: прямой, обратный и инверсионный.

Прямой тип зависимости между параметрами V_{AK} и α_{PS} означает, что интервальные скорости увеличиваются прямо пропорционально с увеличением параметра α_{PS} (рис. 2А) либо по степенному закону (рис. 2Б). Такой тип зависимости отмечается у сиквенсов № 5 (пласт ПК₆), № 6 (пласты ПК₇₋₈), № 7–11 (пласты ПК₉, ХМ, ТП₁₋₃), № 14-16 (пласты ТП₆–ТП₁₀₋₁₁), № 18–19 (пласты П₁₂₋₂–ТП₁₄₋₁). Эти пласты сформированы как в континентальных, так и морских обстановках.

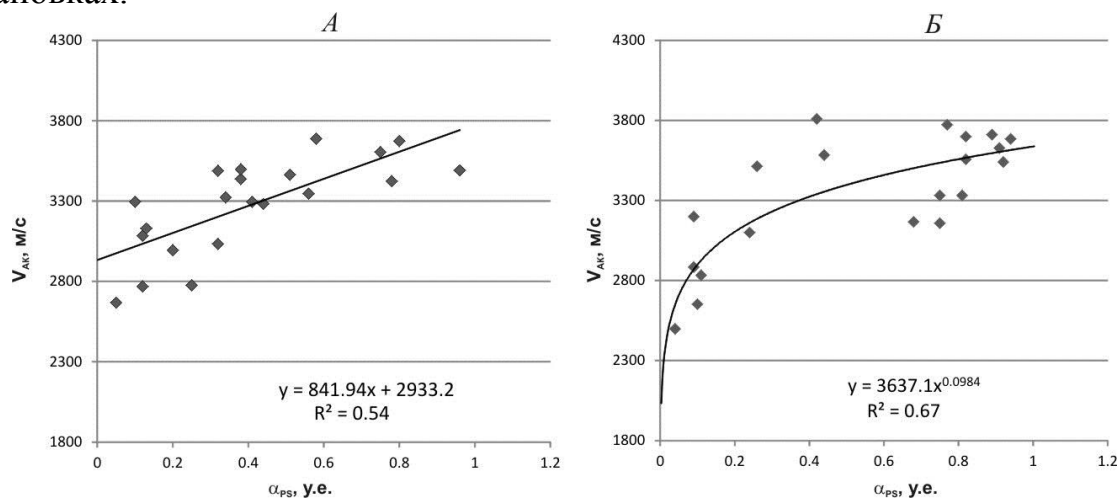


Рис. 2. Примеры прямого типа зависимостей « V_{AK} - α_{PS} » для сиквенса № 11 (А) и № 18 (Б)

Параметр α_{PS} на представленных диаграммах изменяется практически от 0 до 1, что свидетельствует о том, что в выборке присутствуют все три выделенных литотипа пород. Испытанные пласты имеют преимущественно водяное и газоводяное насыщение. Прямой характер зависимости обусловлен тем, что на скорости продольных волн существенное влияние оказывает литологический состав пород, т.к. с увеличением глинистости падают скорости продольных волн. Влияние газа на скорость в пласте, который большей частью находится в водорастворенном состоянии, практически отсутствует.

В чистых глинах на скорости распространения продольных волн начинает оказывать большое влияние связанная вода, которая заполняет все поровое пространство глин. Она характеризуется скоростями порядка 1500 м/с. Поэтому такие глины будут обладать аномально низкими акустическими свойствами, и, соответственно, левая ветвь графика будет уходить резко вниз (рис. 2Б).

Пример обратного типа зависимости « $V_{AK}-\alpha_{PS}$ » представлен на рис. 3А. Он характерен только для пластов группы ПК (начиная с ПК₈ и выше по разрезу) и представлен в сиквенсах № 1–2 (пласты ПК₁₋₂), № 3–4 (пласты ПК₃₋₅). Эти пласты сложены, судя по аномалиям α_{PS} , хорошо отсортированными средне-крупнозернистыми песчаниками, сформированными преимущественно в мелководно-морских (ПК₁₋₂) и дельтовых (ПК₃₋₅) условиях. Аргиллиты в них, как правило, отсутствуют.

Газонасыщенность верхних сеноманских пластов, несмотря на отсутствие их испытаний, сомнений не вызывает, т.к. на временных разрезах четко фиксируется субгоризонтальный отражающий горизонт, приуроченный к газоводяному контакту в сеноманской части разреза. Предполагаемые газонасыщенные пласты обведены овалом на рис. 3А.

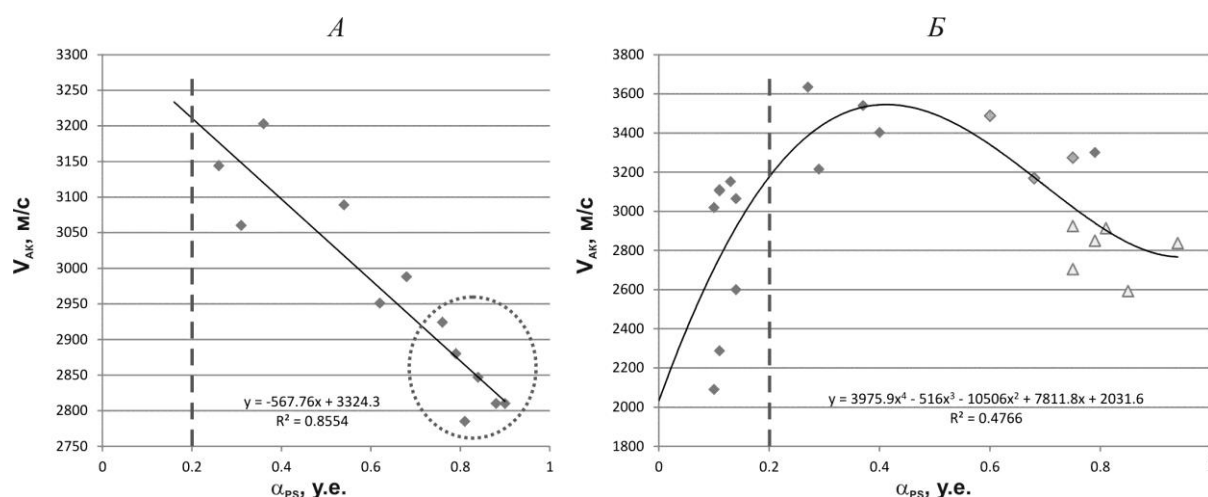


Рис. 3. Примеры зависимостей « $V_{AK}-\alpha_{PS}$ » обратного типа для сиквенса № 3–4 (А) и инверсионного типа для сиквенса № 12 (Б)

Здесь, в отличие от пластов, относящихся к прямому типу зависимости « $V_{AK}-\alpha_{PS}$ », газонасыщение оказывает значительное влияние на скорость распро-

странения продольных волн. В газоносных пластах группы ПК₁₋₅ скорость значительно снижается, доходя до уровня «чистых глин» (2780–2940 м/с). Этим обстоятельством объясняется существенное падение энергетического уровня отражающего горизонта, приуроченного к кровле сеномана в пределах газовой залежи, т.к. сверху она перекрыта глинами кузнецовской свиты, которые по своим акустическим характеристикам становятся близки к газонасыщенным песчаникам.

Инверсионный тип зависимости « $V_{AK}-\alpha_{PS}$ » характеризуется тем, что для значений $\alpha_{PS} < 0.4-0.5$ имеет место прямо пропорциональная зависимость между α_{PS} и V_{AK} , а при значениях $\alpha_{PS} > 0.4-0.5$ она сменяется на обратно пропорциональную (рис. 3Б). Такой тип зависимости отмечается в сиквенсах № 12 (пласт ТП₄), № 13 (пласт ТП₅) и № 17 (пласт ТП₁₂₋₁), имеющих континентальный генезис.

В отличие от предыдущего типа, где аргиллиты полностью отсутствуют, здесь они развиты широко (левая ветвь графика). График, представленный на рис. 3Б, наглядно демонстрирует, что скорости песчаников, в которых при испытании был получен газ (отмечены треугольниками), не превышают 3000 м/с и лежат в скоростном интервале, характерном для аргиллитов (точки с $\alpha_{PS} < 0.2$). Наибольшими скоростями обладают алевролиты и водонасыщенные песчаники.

Таким образом, газонасыщенные песчаники существенно искажают нормальный, прямо пропорциональный, тип зависимости « $V_{AK}-\alpha_{PS}$ ». Это приводит к тому, что с ростом песчанистости, т.е. доли порового пространства, заполненного газом, скорость распространения продольных волн падает. При этом по своим акустическим свойствам газонасыщенные песчаники становятся близки к аргиллитам, что может приводить к тому, что граница «газоносный песчаник-аргиллит» практически не будет оказывать влияние на формирование волнового поля. В водо- и газоводонасыщенных песчаниках, наоборот, с увеличением доли песчаной фракции скорости продольных волн будут увеличиваться.

Выявленные закономерности можно использовать для прогноза газоносности сеноманских песчаников группы ПК₁₋₅ либо выявления зон глинизации и распространения коллекторов в пластах ПК₆₋₉, ХМ, ТП₁₋₃ и ТП₆₋₁₁ по сейсмическим данным. Для остальных апт-сеноманских пластов такой прогноз будет затруднен в связи с наличием в них как глин, так и газоносных песчаников, обладающих сходными акустическими свойствами.

© И. А. Губин, 2015

ВЕРХНЕЮРСКИЕ КОМПЛЕКСЫ ФОРАМИНИФЕР ЮГА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (СИЛЬГИНСКИЙ СТРУКТУРНО-ФАЦИАЛЬНЫЙ РАЙОН)

Екатерина Владимировна Зайчикова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории микроропалеонтологии, тел. (383)333-29-01, e-mail: ZaychikovaEV@ipgg.sbras.ru

В статье представлены результаты биостратиграфического анализа верхнеюрских комплексов фораминифер из скважин Верх-Тарская 20 и Восточно-Межовская 13 Сильгинского структурно-фациального района (юг Западной Сибири). Таксономический состав оксфорд-волжских ассоциаций фораминифер и их количественные характеристики позволили выявить 5 фораминиферовых биостратонов в ранге зон и слоев.

Ключевые слова: фораминиферы, биостратиграфия, юра, оксфорд, кимеридж, волжский ярус, Западная Сибирь.

UPPER JURASSIC FORAMINIFERAL ASSEMBLAGES IN THE SOUTH WEST SIBERIA (SILGINSKY REGION)

Ekaterina V. Zaychikova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Junior Research Scientist of the Laboratory of Micropaleontology, tel. (383)333-29-01, e-mail: ZaychikovaEV@ipgg.sbras.ru

This paper represents the results of biostratigraphic study of the Upper Jurassic foraminiferal assemblages from the boreholes Verh-Tarskaya-20 and Vostochno-Mezhovskaya-13 from the Silginskiy region (the South West Siberia). Quantitative and qualitative analysis of Oxfordian-Volgian foraminiferal assemblages permitted to recognise 5 zones and layers.

Key words: foraminifers, biostatigraphy, Jurassic, Oxfordian, Kimmeridgian, Volgian, West Siberia.

Изучение таксономического состава и структуры сообществ фораминифер позволяет зачастую уловить диапазон изменчивости разновозрастных комплексов и сопоставить пространственно разобщенные ассоциации. Перед автором стояла задача провести сравнение и выявить сходство и различия комплексов фораминифер из отложений скважин, расположенных в южной части Западной Сибири (Сильгинском районе) (рис. 1).

В скважине Верх-Тарская 20 было отобрано 26 образцов, в 18 из которых были найдены раковины фораминифер. Количество фораминифер варьирует от 1 до 220 раковин в образце. В скважине Восточно-Межовская 13 отобрано 24 образца, 11 из которых содержат раковины фораминифер. Количество фораминифер варьирует от 11 до 115 раковин в образце.

Были выделены комплексы, которые соответствуют пяти биостратиграфическим подразделениям верхней юры. Это фораминиферовая зона *Recurvoides disputabilis* JF37, которая характеризует нижнюю часть верхнего оксфорда [3]. Этот комплекс встречен в Сильгинском районе в скв. Верх-Тарская 20 в интервале 2521,4–2519,9 м, сложенном алевролитами (рис. 2). Он самый древний из изученных в данном материале и в целом состоит из 5 видов. В нижней части комплекс очень бедный, насчитывается всего два-три вида в образце. Агглютинирующие таксоны представлены следующими видами: самый многочисленный из них – *Recurvoides disputabilis*, он составляет 97 % от комплекса, в незначительных количествах встречаются *Haplophragmoides incognitus* (менее 2 %), в единичных экземплярах присутствуют *Ammobaculites* ex gr. *pungaensis*, *Bulbobaculites* *pokrovkaensis* (<1 %). Из известковистых был встречен только один вид *Lenticulina* sp. (около 1 %). На протяжении всего интервала таксономический состав комплекса меняется незначительно и не позволяет однозначно определить его возрастную принадлежность. В данном исследовании он рассматривается как нерасчлененный *Recurvoides disputabilis* JF37 – *Trochammina omskensis*, *Verneuilinoides graciosus* JF38.

Выше, в самых верхах верхнего оксфорда – нижнем кимеридже, прослежена фораминиферовая зона *Haplophragmoides? canuiformis* JF40 [4]. Она установлена в скважине Верх-Тарская 20 (интервал 2500–2495,5 м) в тёмно-серых, среднеоскольчатых алевролитах. Обнаруженный комплекс фораминифер достаточно разнообразен и в целом состоит из 25 видов. Большинство образцов насчитывает до 65 экземпляров раковин песчаных фораминифер – *Recurvoides sublustris* (до 86 %), *Haplophragmoides? canuiformis* (2 %), *Glomospirella galinae*, *G. porcellanea* (1 %) и др. Известковистые формы более разнообразны таксономически: *Lenticulina initabilis*, *L. sp. ind.* (5 %), *Saracenaria subsuta*, *S. varusiensis* (2 %), *Astacolus inflatiformis* и др. В нижней части разреза известковистых видов значительно больше, чем в верхней. Отмечается увеличение числа *Lenticulina initabilis* и *Saracenaria subsuta* – до 10 экземпляров в образце.

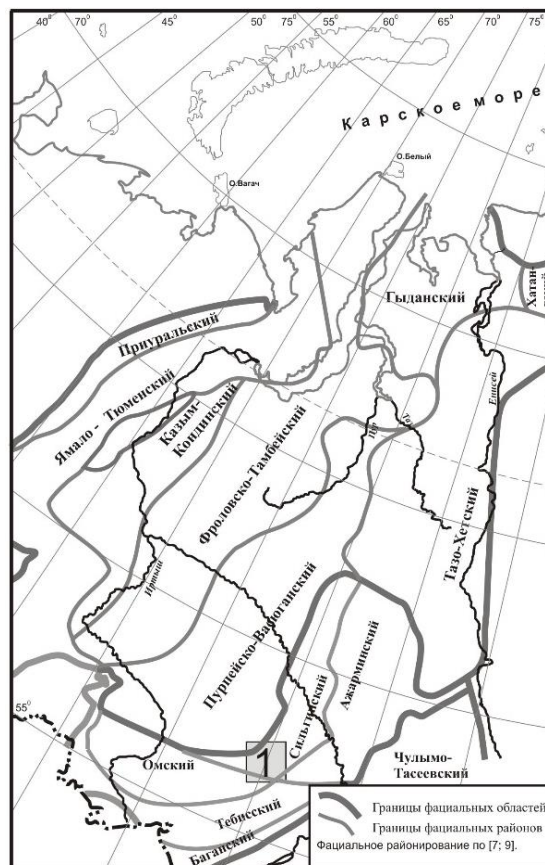


Рис. 1. Расположение изученных разрезов верхней юры Западно-Сибирской низменности:
1 – Сильгинский структурно-фациальный район

Остальные известковистые фораминиферы представлены единичными экземплярами.

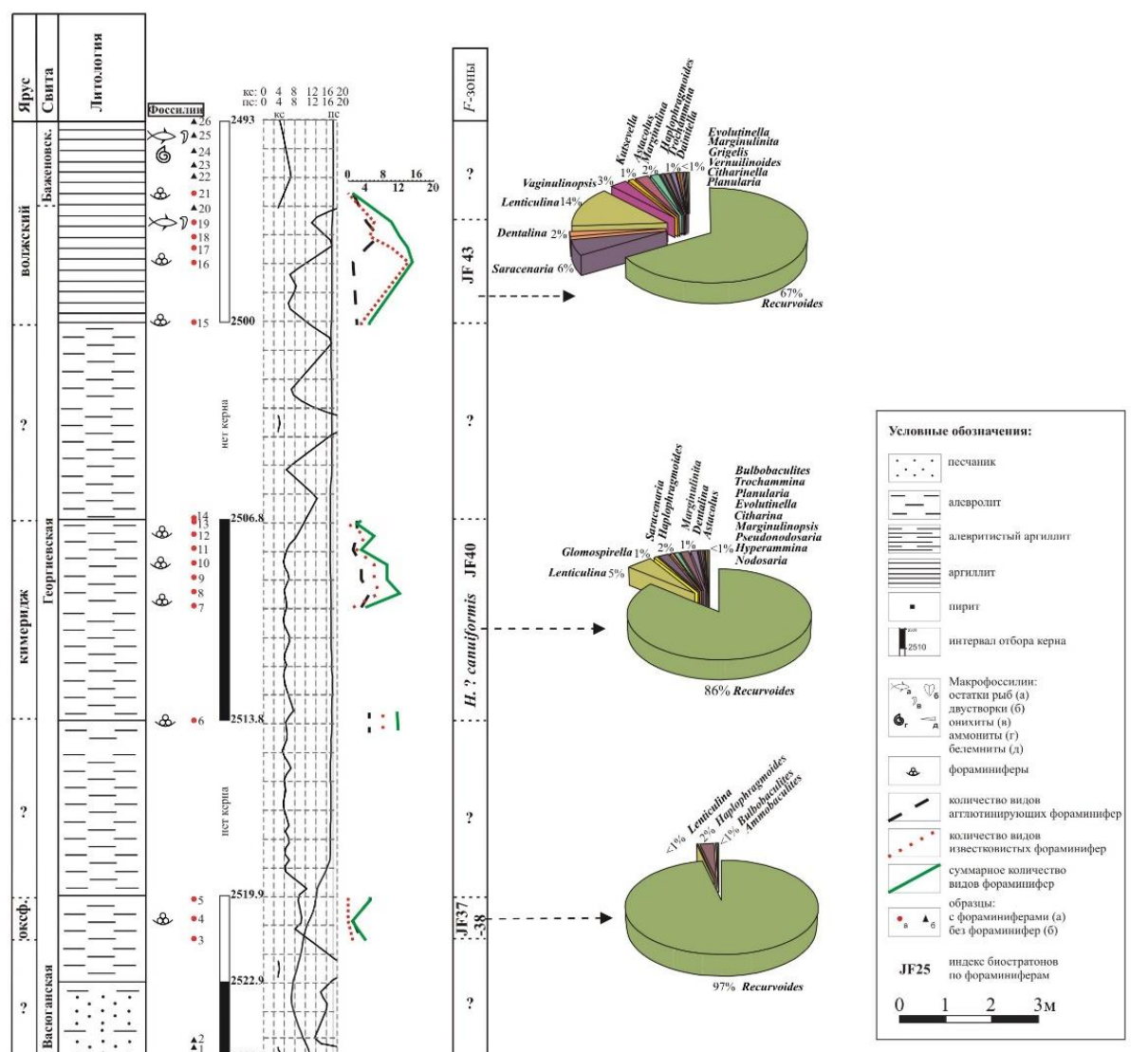


Рис. 2. Микрофаунистическая характеристика и расчленение верхнеюрских отложений скважины Верх-Тарская 20

Выше, в верхах нижнего – верхнем кимеридже, установлена фораминиферная зона *Pseudolamarckina lopsiensis* JF41. Она обнаружена в скважине Восточно-Межовская 13 в интервале 2306,3–2303,8 м, сложенном аргиллитами тёмно-серыми плитчатыми (рис.3). Комплекс фораминифер в целом состоит из 22 видов агглютинирующих и известковистых фораминифер. На протяжении всего интервала агглютинирующие формы в комплексе достаточно таксономически разнообразны и многочисленны. Преобладают *Recurviroides sublustris* (79 %), встречаются *Dorothia tortuosa*, *Trochammina elevate*, *Haplophragmoides ex gr. incognitus* (1 %), в незначительных количествах присутствует *Evolutinella sp.* (<1 %). Известковистые формы более разнообразны: преобладают *Lenticulina lauta*, *L. ocunjoensis*, *L. spectata*, *L. sp.* (6 %), *Dentalina pseudocommunis*, *D. sp.* (5 %), *Pseudolamarckina lopsiensis*, *Saracenaria varusiensis*, *S. eloguica*, *Margin-*

ulina sp., *Astacolus* sp. (1 %). Зональный вид-индекс *Pseudolamarckina lopsiensis* представлен единичными экземплярами.

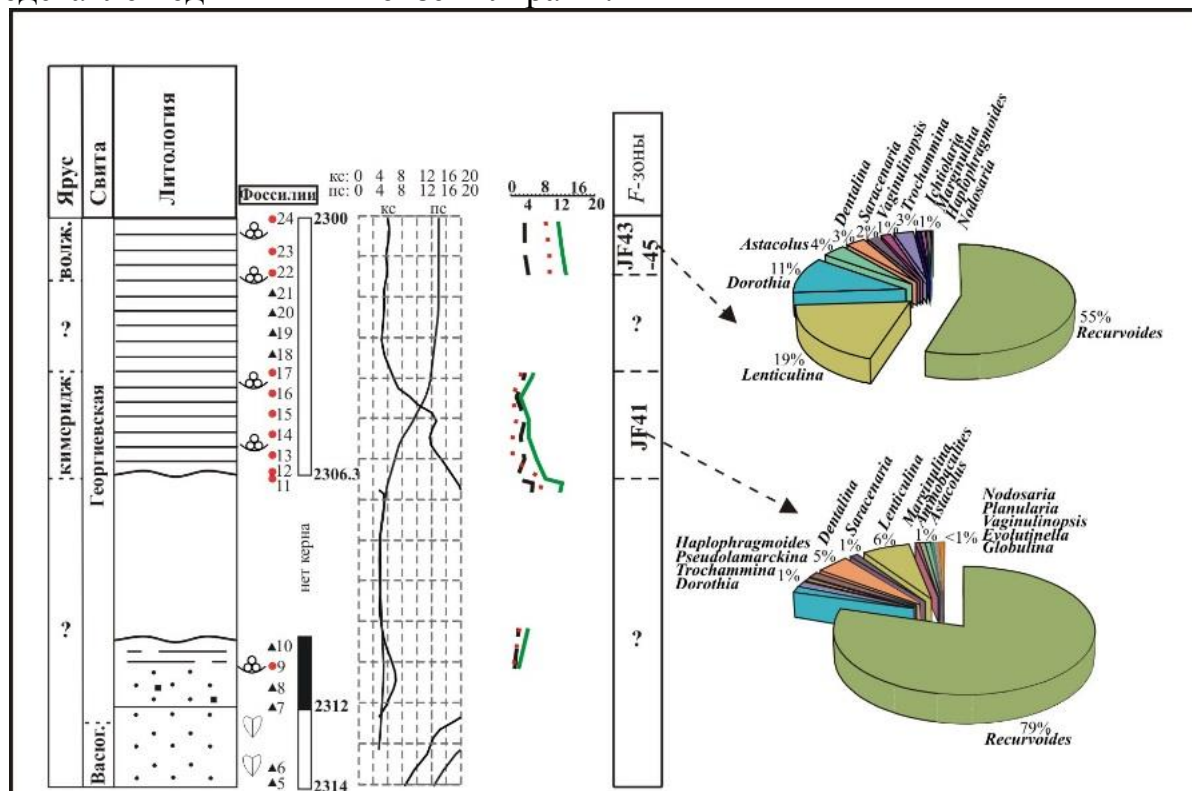


Рис. 3. Микрофаунистическая характеристика и расчленение верхнеюрских отложений скважины Восточно-Межовская 13. Условные обозначения см. рис. 2

Завершает изученную последовательность фораминиферовых биостратонов зона JF43 *Kutsevelia haplophragmoides*. Это самый молодой из биостратонов в этом районе, стратиграфическое положение этих слоёв – нижневолжский подъярус. В скважине Верх-Тарская 20, в интервале 2500–2496,3 м, сложенном аргиллитами тёмно-серыми плитчатыми, комплекс, соответствующий слоям с *Kutsevelia haplophragmoides* JF43, в целом состоит из 26 видов фораминифер (см. рис. 2). Агглютинирующие формы достаточно многочисленны и разнообразны таксономически: преобладают *Recurvoides stchekuriensis* (66 %), часто встречаются *Kutsevelia haplophragmoides*, *Trochammina kumaensis*, *T. taboryensis*, *Haplophragmoides* cf. *volgensis* (1 %), в незначительных количествах присутствуют *Verneuilioides graciosus*, *Evolutinella* sp. (<1 %). Известковистые формы значительно более разнообразны: преобладают *Lenticulina pungensis*, *L. ex gr. dofleini*, *L. sp.* (14 %), *Saracenaria eloguica*, *Saracenaria* sp. (5 %), *Vaginulinopsis dorsoconvexus*, встречаются в небольших количествах *V. ex gr. oblongiovalis*, *V. sp.* (в сумме 2 %) и др. В целом в комплексе раковины *Recurvoides stchekuriensis* достаточно многочисленны на протяжении всего интервала (до ста экземпляров в образце), остальные агглютинирующие фораминиферы единичны.

В скважине Восточно-Межовская 13 комплекс слоев с *Kutsevelia haplophragmoides* JF43 таксономически менее разнообразен, чем аналогичный

в скважине Верх-Тарская 20, и состоит из 19 видов фораминифер. Здесь агглютинирующие представлены всего 4 видами: преобладают *Recurvoides stschekuriensis* (55 %) и *Dorothia tortuosa* (11 %), которые достаточно многочисленны (до 20 и 50 экземпляров соответственно), *Trochammina kumaensis* (3 %) и *Haplophragmoides* sp. (<1 %) присутствуют в небольшом количестве. Известковистые фораминиферы таксономически значительно более разнообразны: преобладают *Lenticulina mikhailovi*, *L. turaensis*, *L. ermakovensis*, *L. sp.* (в сумме 19 %), в значительном количестве присутствуют *Astacolus pungaticus*, *Astacolus* sp. (4 %), *Dentalina chochiai*, *D. sp.* (3 %), *Saracenaria eloguica*, *S. subsuta* (2 %) и др. В целом численность известковистых видов не превышает 10 экземпляров. Комплекс менее представительен, чем описанный выше, и его таксономический состав не позволяет однозначно определить его возрастную принадлежность. Отложения, его содержащие, рассматриваются как нерасчлененные нижне-средне волжские с объединенными комплексами фораминиферовых зон JF43 *Kutsevelia haplophragmoides* – JF45 *Spiroplectammina vicinalis*, *Dorothia tortuosa*.

Подобные же комплексы, но гораздо менее представительные таксономически отмечены и в скважинах Казанского месторождения, расположенного поблизости от изученных разрезов в Сильгинском структурно-фациальном районе [1, 2].

В результате проведенных микропалеонтологических исследований верхнеоксфордских-средневолжских отложений из скважин Сильгинского структурно-фациального района прослежена последовательность из 5 биостратонов по фораминиферам. Приведены качественные и количественные характеристики фораминиферовых комплексов. Систематический состав фораминифер свидетельствует о том, что в течение позднего оксфорда, кимериджа и ранне-средневолжского времени на территории южной части Западносибирской низменности существовал относительно мелководный бассейн.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Полковникова Е. В., Кравченко Г. Г., Татьянин Г. М., Костеша О. Н., Лялюк К. Н., Коновалова В. А., Чеканцев В. А. Биостратиграфия и условия осадконакопления келловей-верхнеюрских отложений Сильгинского структурно-фациального района Западной Сибири // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. V Всерос. совещ.: научные материалы. – Екатеринбург: ООО «Издательский дом ИздатНаукаСервис», 2013. – С. 172–177.
2. Полковникова Е. В., Татьянин Г. М. Биостратиграфия верхнеюрских отложений Казанской площади (Западная Сибирь) по фораминиферам // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. IV Всерос. совещ.: науч. материалы. – СПб.: ООО «Изд-во ЛЕМА», 2011. – С. 174–176.
3. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.). – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 2004. – 114 с.
4. Шурыгин Б. Н., Никитенко Б. Л., Девятков В. П., Ильина В. И., Меледина С. В., Гайдебурова Е. А., Дзюба О. С., Казаков А. М., Могучева Н. К. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 476 с.

© Е. В. Зайчикова, 2015

РЕАБИЛИТАЦИОННЫЕ ЦИКЛЫ – ОСНОВА ЭФФЕКТИВНОГО НЕФТЯНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Николай Петрович Запивалов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина, 30, профессор, тел. (383)333-28-95, (903)935-87-25, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

Показана необходимость реабилитационных циклов при разработке нефтяных объектов, включая при необходимости периодическую «консервацию» целых зон и месторождений. Реабилитационные циклы обеспечат не только релаксацию фильтрационно-емкостных свойств, но и восстановление энергетического потенциала флюидонасыщенных систем.

Ключевые слова: недропользование, нефтяные месторождения, реабилитационные циклы.

REHABILITATION CYCLES AS THE BASIS OF EFFICIENT USE OF THE OIL RESOURCES

Nikolay P. Zapivalov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Doctor of Science, Professor, Chief Scientist, National Research Tomsk Polytechnic University, 634050, Russia, Tomsk, 3 Lenina Prospect, Professor, tel. (383)333-28-95, (903)935-87-25, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

It is shown that in the process of oilfield development, rehabilitation cycles are needed including temporary shutdown of separate zones or oilfields. Using rehabilitation cycles will not only allow relaxation of the porosity and permeability properties of the reservoir but also restore the energy potential of the fluid-saturated systems.

Key words: usage of subsurface resources, oilfields, rehabilitation cycles.

1. Природа и теория

Цикличность, осложненная фрактальными явлениями (флуктуации, бифуркации), а также природными и техногенными катастрофами, является фундаментальным принципом развития и функционирования природных систем. Именно это обеспечивает периодическое угасание и восстановление многих жизненных процессов.

Примером может служить даже земледелие. С древнейших времен известна методика восстановления и повышения плодородия почвы с помощью так называемой «паровой системы»: отдельные поля оставлять незасеянными (на «отдых») для восстановления плодородия. Так, еще Тацит (I в. н. э.) писал, что германцы для посева растений каждый год меняют поля. В Илиаде (9–8 вв. до н. э.) неоднократно встречаются упоминания о земле, оставленной под паром.

Сходные механизмы проявляются во всех природных системах, включая человеческий организм (циклы жизни).

Аналогичные принципы применимы к восстановлению и обновлению выработанных месторождений нефти и газа.

2. Факты и концепции

Есть много фактов, которые не вписываются в классические нефтегеологические концепции.

- Интересные данные были получены в блоке 330 на полигоне у побережья Луизианы, где расположено гигантское месторождение Мексиканского залива Юджин Айленд [1]. В результате сейсморазведки, выполненной дважды (1985 г. и 1988 г.), установлена очаговая изменчивость параметров нефтенасыщенности и движения флюидов. Изменение амплитуд за этот отрезок времени соответствует степени дренирования коллектора и позволяет наметить зоны возможных целиков нефти для последующей программы буровых работ на месторождении. Этими же исследователями установлено, что даже за короткий период наблюдений отмечено увеличение углеводородных масс за счет активных современных процессов их образования. Отмечено увеличение легких фракций в нефтях.

- В США одно из небольших детально разведанных месторождений на шельфе Карибского моря вдруг дало в три раза больше нефти, чем его ловушка была способна вместить. А нефть всё не кончалась!

В России наблюдались аналогичные явления.

- В пределах огромного Ромашкинского месторождения в Татарстане, уже обводнённого на 86 %, 140 расконсервированных скважин вновь дали нефть [2].

И многие из них опять фонтанируют!

- В Чеченской Республике многие высокообводненные скважины, на которых перед началом войны осуществлялся форсированный отбор и добыча падала, начали давать нефть – т. е. в течение 4 лет простоя произошло переформирование залежей. Уникальное явление наблюдается в последние годы в районах Старогрозненского и Октябрьского промыслов: первые мелкие скважины глубиной до сотен метров (песчаники неогена) стали высачивать нефть на дневную поверхность (через затрубное пространство). Остаточная нефть всплывает в кровлю пласта и начинается формирование вторичных залежей нефти.

- На Шебелинском газовом месторождении на Украине подсчитанные запасы давно отобрааны, но до сих пор добывают газ. Отбор компенсируется адекватным притоком глубинного газа [3].

- На ряде месторождений Западной Сибири также зафиксирован пульсирующий режим нефтедобычи в скважинах [2].

- Известны случаи рекордно длительной эксплуатации нефтяных скважин. На двух месторождениях, расположенных на границе Грузии и Абхазии, эксплуатируются месторождения с конца XIX века и до сих пор дают приток нефти.

- Месторождение «Дигбой» в Индии (штат Ассам) также разрабатывается уже более 100 лет.

Согласно новой гипотезе А. Баренбаума, крупные залежи углеводородов могут возникать не за миллионы лет, как ранее считалось, а даже за десятилетия. Им разработана новая концепция происхождения нефти. Процессы современного нефтегазообразования отмечаются во многих регионах: Татария и Чечня в России, Украина, Азербайджан, штаты Техас и Оклахома в США и Мексика. Быстрое и необратимое истощение месторождений возможно лишь там, где разработка месторождений осуществляется на сверхкритическом режиме.

Очаговые процессы миграции и формирования (или переформирования) залежей, по мнению современных исследователей [1, 5–6], происходят достаточно быстро, даже в течение нескольких лет.

Поскольку доказана геологическая молодость месторождений и непрерывная восполнимость их запасов нефтью и газом, напрашивается вывод, что считающиеся выработанными месторождения со временем могут вновь становиться объектами нефтедобычи.

Этим исследованиям много работ посвятил К.Б. Аширов¹.

По мнению К.Б. Аширова [7], выводы о геологически молодом возрасте залежей нефти и газа имеют и большое практическое значение. На примере многих месторождений Самарской области им было установлено, что при их разработке запасы нефти в них восстанавливались в объемах, даже превосходящих первоначальные. Поэтому приходилось их переутверждать в сторону увеличения, иногда даже трижды.

Итак, любая залежь углеводородов – живая открытая система, способная к самовосстановлению в относительно короткое время.

Этот вывод особенно важен для Западной Сибири, где разработка нефтяных месторождений продолжается уже 50 лет.

3. Нефтяное недропользование: каким ему быть?

Человеческие потребности так необъятны и так стремительно увеличиваются, что природа с трудом выдерживает нагрузки. Пожалуй, яркой иллюстрацией является то, как неудержимо увеличивается добыча углеводородов на суше и на море в разных регионах. По существу, планета Земля стала огромным нефтяным полигоном.

Сверхинтенсивная выработка легкодоступных запасов нефти способствует быстрому истощению месторождений. Но природная флюидонасыщенная система (залежь нефти) способна восполнять объемы запасов в процессе «отдыха» и реабилитационного периода (часто вынужденного).

Задача состоит в разумном, научно обоснованном использовании реабилитационных циклов. Необходимость проведения очередного реабилитационного

¹ К.Б. Аширов (1912–2001) – выдающийся ученый, известный нефтяник, почетный академик РАЕН, доктор геолого-минералогических наук, заслуженный деятель науки и техники РФ, лауреат Ленинской премии. С первых дней Великой Отечественной войны он был в рядах действующей армии Южного фронта, накануне защитив кандидатскую диссертацию по нефтегазоносности «Второго Баку» (так называли тогда Урало-Поволжье). Организовал в начале 60-х годов создание новой блоковой системы разработки, резко повышающей нефтеотдачу пластов. Светлой памяти Кеамиля Бекировича Аширова посвящается эта статья.

цикла можно определить по величине депрессии в процессе разработки месторождения. Если депрессия на пласт ($\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$) превышает 5–8 МПа, это значит, что динамическая пластовая флюидонасыщенная система достигла критического порога. Следовательно, этой системе необходим отдых – реабилитационный цикл. Возможно, этот цикл может быть «очаговым». Критическое состояние системы можно определять и по другим параметрам. В какой-то степени это сравнимо с работой человеческого сердца и жизненными циклами организма.

Следует заметить, что реабилитационный цикл – это не просто отдых, остановка системы. Необходимо предусмотреть методы и технологии активной реабилитации. Чтобы достичь эффективного и быстрого результата (восполнения активных запасов хотя бы в призабойной зоне и увеличения продуктивности скважины), нужны инновационные методы и технологии (как в медицине).

В документах лицензирования, проектах разработки и в долгосрочных программах недропользования должна быть обязательно предусмотрена необходимость реабилитационных циклов. Эти аспекты нефтяного недропользования обязательно должны быть закреплены законодательно. Должен быть введен порядок, учитывающий законы природы.

4. Выводы

1. Для условий Западной Сибири уже сейчас необходимо осуществить выборочную ревизию простаивающих малodeбитных и неработающих скважин, включая и нагнетательные, с обязательным повтором исследования пластов, получением КВД и ИД. На основе флюидодинамического анализа решать вопросы о дальнейшей судьбе каждой отдельной скважины.

2. Предусматривать периодические “консервации” объектов, включая при необходимости целые зоны и месторождения. Считать научно обоснованным, что период активной реабилитации обеспечивает не только релаксацию фильтрационно-емкостных свойств, но и восстановление энергетического потенциала флюидонасыщенных систем. Это необходимо предусматривать в процессе лицензирования. Под активной реабилитацией подразумевается не простой «покой», а допустимое воздействие (лечение) на систему.

3. Для разработки научно обоснованных методов эксплуатации нефтяных месторождений с использованием реабилитационных циклов необходим нефтяной научно-исследовательский и научно-образовательный Полигон федерального или международного уровня. Его можно создать на базе Новосибирских нефтегазовых месторождений в Северном районе.

4. Разработка месторождения на сбалансированном равновесии в течение более длительного срока, чем принято по сегодняшним стандартам, даст больший суммарный эффект, чем форсированное кратковременное освоение объекта. В итоге это приведет к существенной экономии труда и капитала.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Запивалов Н. П., Попов И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Гео, 2003. – 198 с.

2. Муслимов Р. Х., Глумов И. Ф., Нургалиев Д. К. и др. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // Геология нефти и газа. – № 1. – 2004. – С. 43–49.
3. Закиров С. Новая жизнь скважин-ветеранов: расконсервация старых месторождений может стать новым источником нефти // Российская газета. – 2013. – 19 февр.
4. Гаврилов В. П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях // Геология нефти и газа. – № 1. – 2008. – С. 57–65.
5. Запивалов Н. П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 206–211.
6. Запивалов Н. П. Нефтегазовая геология: Парадигмы XXI века // Проблемы геологии и освоения недр: сб. науч. трудов XI международного симпозиума им. Академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Изд-во Томский политехнический университет, 2007. – С. 766.
7. Аширов К. Б., Боргест Т. М., Карев А. Л. Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области // Известия Самарского научного центра РАН. – 2000. – № 1. – С. 166–143.

© Н. П. Запивалов, 2015

ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГОЛЬЧИХИНСКОЙ СВИТЫ В РАЗРЕЗЕ СКВАЖИНЫ ПАЙЯХСКАЯ 4 (ГЫДАНСКИЙ ФАЦИАЛЬНЫЙ РАЙОН, СЕВЕР СРЕДНЕЙ СИБИРИ)

Ольга Николаевна Злобина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: Zlobina@ngs.ru

Александра Петровна Родченко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, тел. (383)333-11-24, e-mail: RodchenkoAP@ipgg.sbras.ru

В поздней юре в Гыданском фациальном районе формировался разрез гольчихинской свиты, верхняя часть которого соответствует отложениям баженовского горизонта соседних районов – яновстанской и баженовской свитам. Нефтеносность баженовской свиты делает актуальным литолого-геохимическое изучение её стратиграфических аналогов. Основанием для расчленения разреза гольчихинской свиты, вскрытого скважиной Пайяхская 4, послужили соотношения аутигенно-минералогических форм железа в алеврито-глинистых осадках и последовательная смена геохимических фаций. Зафиксированные на разных уровнях колебательные и однонаправленные устойчивые изменения уровня моря способствовали накоплению отложений двух основных литологических типов и их переходных разностей. Установлено, что содержание органического вещества в породах свиты изменяется от 0,6 до 5,0 %, составляя в среднем 1,8 %, по данным пиролитического показателя T_{max} , его преобразованность отвечает главной зоне нефтеобразования.

Ключевые слова: Север Средней Сибири, Гыданский фациальный район, келловей-верхнеюрские отложения, строение и состав гольчихинской свиты, геохимические фации.

LITHOLOGICAL-GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE GOLCHIHINSKAYA FORMATION IN THE SECTION OF THE PAYACHSKY HOLE 4 (GYDANSKY FACIAL AREA, NORTHERN MIDDLE SIBERIA)

Olga N. Zlobina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Researcher of the Laboratory of Sedimentology, Ph. D., tel. (383)333-23-03, e-mail: Zlobina@ngs.ru

Alexandra P. Rodchenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Junior Researcher of the Laboratory of Geochemistry of oil and gas, tel. (383)333-11-24, e-mail: RodchenkoAP@ipgg.sbras.ru

The section of the Golchihinskaya formation formed in the late Jurassic in Gydansky facial area. The upper part of this section matches to the sediments of the Bazhenov horizon to the neighboring districts – Yanovstanskaya and Bazhenovskaya formations. The oil-bearing of the Bazhenovskaya formation makes the actual lithological-geochemical study of its stratigraphic equivalents. The ratio authigenic-mineralogical forms of iron in siltstone-clay sediments and consistent of

the geochemical facies are basis for the divide of the section Golchihinskaya formation based on Payachsky hole 4. Recorded at different levels of oscillatory and stable unidirectional changes in sea level contributed to the accumulation of two main lithological types and their transition differences. It is established that the content of organic matter in the rocks varies from 0,6 to 5,0 %, averaging 1,8 %, according to the pyrolytic indicator T_{max} substance transformation meets the main zone of oil generation.

Key words: Northerh Middle Siberia, Gydansky facial area, callovian-upper Jurassic deposits, structure and composition of the Golchihinskaya formation, geochemical facies.

На схеме структурно-фациального районирования келловей и верхней юры Западной Сибири в её северо-восточной части выделяется Гыданский фациальный район (ФР), восточная окраина которого протягивается на правобережье р. Енисей, в Енисей-Хатангское междуречье [1]. В его пределах в поздней юре формировался разрез гольчихинской свиты, верхняя часть которого соответствует стратиграфическим аналогам баженовского горизонта соседних районов – яновстанской и баженовской свитам. Пайяхская площадь располагается на правобережье Усть-Енисейского залива. В структурно-тектоническом плане пробуренные на ней скважины вскрыли разрезы западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Принимая во внимание установленную к настоящему времени нефтеносность баженовской свиты, литолого-геохимическое изучение её стратиграфических аналогов представляется весьма актуальным. Работы проводились в лабораториях седиментологии, геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН под руководством академика А.Э. Конторовича. Авторы статьи глубоко признательны руководителю и сотрудникам института А.Г. Замирайловой, В.Г. Эдер, Н.С. Ким, С.В. Рыжковой, Е.В. Борисову за оказанную в работе помощь и предоставленный материал. Разрез, вскрытый скважиной Пайяхская №4, хорошо охарактеризован керновым материалом, в нём, по данным комплексного анализа каротажа, свита выделяется в интервале глубин 3481–3910 м, керном охарактеризована в интервалах 3478–3566,50 м, 3627–3730 м, 3800–3815 м и 3890–3900 м со средним выносом 85,8 %. Для определения строения, состава и условий формирования келловей-верхнеюрских отложений использовались результаты петрографического, рентгеноструктурного, атомно-абсорбционного, рентгенофлуоресцентного анализов алевритоглинистых пород, а также данные пиролиза сконцентрированного в них органического вещества. Исследовалось содержание в осадках CO_2 , серы общей, сульфидной и сульфатной, оксидов железа в 2 % вытяжке HCl , количество органического углерода (Сорг.). Для определения типа геохимических фаций по методике А.Э. Конторовича была построена схема соотношений аутигенно-минералогических форм железа [2].

Макроскопическое описание керна не позволило авторам уверенно расчленить разрез на пачки, существенно отличающиеся друг от друга по составу, хотя, по данным гамма каротажа (ГК), в свите выделяется верхняя часть в интервале глубин 3481–3550 м с повышенными значениями радиоактивности (10–18 мкР/час). В целом разрез представлен аргиллитами темно-серыми, участками

чёрными, часто алевритистыми, иногда алевритовыми до алевролитов (в интервале 3627–3642 м), с конкреционными прослоями серых известняков. Черные более углеродистые глинистые прослои имеют толщину от 0,05 до 0,4 м, известняки – от 0,02 до 0,48 м. Для пород характерны включения пирита, отпечатки раковин двустворок, аммонитов и крючков онихитесов (в верхней части разреза). Слоистость тонкая неравномерная горизонтальная, образованная намывами на плоскостях наслоения более светлого алевритового материала, содержащего редкий углефицированный детрит, часто нарушенная биотурбацией. Петрографическое изучение шлифов, выполненных из образцов гольчихинской свиты, позволило уточнить их состав и выявить микроскопические включения (микролиты барита, гипса и др. и органические остатки – раковинки агомет и/или кальцисфер и др.), однако основанием для расчленения разреза послужили соотношения аутигенно-минералогических форм железа и последовательная смена геохимических фаций. Таким образом, в гольчихинской свите, вскрытой Пайяхской скважиной №4, выделяется три пачки: первая залегает в интервале глубин 3685–3894 м, вторая – 3542–3685 м и третья – 3481–3542 м. На раннем этапе седиментации первой пачки в иловых водах преобладала существенно сидеритовая геохимическая фация (осадки из интервала 3725–3894 м) характерная для прибрежно-морских обстановок. Далее в разрезе появляются слои, сформировавшиеся в относительно более глубоководных условиях пирито-сидеритовой фации. Эти слои равномерно чередуются с породами существенно сидеритовой фации (в интервале 3685–3752 м), что указывает на неустойчивое во времени, неоднократное, небольшое увеличение глубины данной части бассейна. Разрез второй пачки, залегающей выше, полностью сложен глинисто-алевритовыми осадками существенно-сидеритовой и сидеритовой геохимических фаций. Это свидетельствует о стабильном прибрежно-морском режиме седиментации и мало меняющихся климатических условиях. В основании третьей пачки вновь наблюдается чередование осадков сидеритовой, пирито-сидеритовой или сидерито-пиритовой фаций, вплоть до уровня 3524 м (интервал 3524–3542 м). Выше залегают породы, сформировавшиеся в условиях пирито-сидеритовой фации устойчивого трансгрессивного цикла (интервал 3481–3524 м). Предполагается, что глубина бассейна при максимуме трансгрессии

в данном районе не превышала 200 м. Постепенные колебательные или однонаправленные изменения уровня моря способствовали накоплению осадков двух основных литологических типов и их переходных разностей. Самые мелководные осадки представлены алевролитами разномышными полевошпатово-кварцевыми с карбонатно-глинистым плёночно-поровым цементом с включениями интракластического материала. Интракластические фрагменты монтмориллонит-сметитового состава (диаметром до 0,4 мм) распределены неравномерно, сильно деформированы. Микротекстуры нечётко слоистые, деформативные за счёт интенсивной биотурбации. Преобладают следы жизнедеятельности типа Chondrites – деформированные линзочки, часто с нечёткими контурами выполненные алеврито-глинистым материалом с примесью углеро-

дистого органического вещества и пирита. Обломочная часть в алевролитах составляет 65–70 %, цемент 30–35 %. В минеральном составе наблюдаются: кварц – 45–50%, полевые шпаты (КПШ, плагиоклазы) – 20–25%, глинистые и сильно изменённые (плохо диагностируемые) зёрна до 20%, слюдистые пластинки (хлорит, биотит?, мусковит) – 5–10%. Обломки субизометричной, вытянутой или причудливой формы от неокатанных до полуокатанных со следами коррозии краевых частей. Присутствуют частицы пирокластического генезиса (3–5%): кварц серповидной, веретенообразной формы и плагиоклазы вытянутого трапециевидного габитуса с двойниками поперечными удлинению. Калиевые полевые шпаты интенсивно пелитизированы, плагиоклазы серицитизированы и хлоритизированы. Глинистые минералы представлены гидрослюдой мусковитового типа (40–50%), смешанослойными минералами типа иллит-сметита (15–25%), хлоритом (25–35%). Стяжения пирита различной формы и размеров неравномерно распределены в породе, иногда образуют сетчатые агрегаты причудливой формы (длиной до 0,6 мм) из округлых тонких глобул (диаметром до 0,015 мм). Кроме пирита среди аутигенных компонентов отмечаются кальцит, сидерит, глауконит, ангидрит и лейкоксен. Пелитоморфные кальцит и сидерит формируют сгустки (диаметром до 0,07 мм). Выделения глауконита (до 3 %) двух типов: первый – в виде тонкочешуйчатых агрегатов слагает округлые комки диаметром до 0,07 мм, второй – замещает обломочные угловатые зёрна диаметром не более 0,1 мм.

В наиболее глубоководных участках формировались аргиллиты алевроитистые хлорит-гидрослюдистые прослоями углеродистые с включениями пирита (5–15%). Микротекстуры неясно слойчатые. Выделяются линзочки (длиной до 0,3 мм, толщиной до 0,1 мм) выполненные плохо раскристаллизованным кремнистым веществом с примесью гидрослюдистого материала и округлые кремнистые стяжения диаметром до 0,25 мм, иногда с пиритом в центральных частях. Источником кремнистого материала, возможно, являлись раковинки радиолярий или скелетные остатки диатомовых водорослей. В единичных количествах зафиксированы линзочки (длиной до 0,75 мм, толщиной до 0,1 мм), выполненные баритом. Глинистые минералы с нечётко выраженным агрегатным угасанием представлены гидрослюдой мусковитового типа (50–60%), смешанослойными минералами типа иллит-сметита (15–25%), хлоритом (15–25%). Стяжения пирита различной формы и размеров неравномерно распределены в породе, иногда образуют линзовидные прослои (толщиной до 0,5 мм) и причудливые пятна диаметром до 1 мм. Обломочный материал мелкоалевритовой размерности представлен кварцем, слюдой, редко полевыми шпатами. Обломки кварца и полевых шпатов субизометричной формы, часто угловатые, со следами коррозии краевых частей. Кроме пирита среди аутигенных компонентов отмечаются доломит, сидерит, барит и ангидрит. Доломит в виде одиночных ромбовидных кристаллов (диаметром до 0,07 мм), пелитоморфный сидерит – сгустков (диаметром до 0,06 мм). Агрегаты чешуйчатого ангидрита различной формы расположены хаотично. Зафиксированы кремнистые или окремнённые раковинки многокамерных фораминифер с пиритизированными внутренними

ядрами и известковый раковинчатый детрит (фрагменты остракод длиной более 1 мм).

Содержание органического вещества по свите изменяется от 0,6 до 5,0 %, в среднем 1,8 % на породу. Максимально обогащена органическим углеродом ($C_{орг.}$) третья пачка, в которой зафиксировано наибольшее количество образцов с концентрациями 1,5–2,5 % и пять высокоуглеродистых проб ($C_{орг.} > 3,0$ % на породу). Для второй пачки среднее значение составляет 1,2 %, для 7 образцов содержание органического вещества ниже кларка (0,9 % на породу для аргиллитов по классификации Н.Б. Вассоевича) [3]. Относительно высокие концентрации $C_{орг.}$ (2,6 и 3,1 %) отмечены в средней части второй пачки (интервал 3635–3637 м). Среднее содержание $C_{орг.}$ в пробах из первой пачки составляет 1,6 %, при разбросе от 0,8 до 2,8 %. Характеристики органического вещества (ОВ) по данным пиролиза определяются величинами пиков S_1 и S_2 , водородным индексом HI и значением температуры максимального выхода углеводородов T_{max} [4, 5]. Нефтегазонасыщенному коллектору соответствуют высокие значения S_1 , а нефтегазопроизводящим породам – высокие значения S_2 . Значения S_1 второй и первой пачек изменяются от 0,04 до 0,4 мг УВ/г породы (среднее 0,14), для третьей пачки они немного выше и варьируют от 0,12 до 1,1 мг УВ/г породы (среднее 0,5). В целом отмечается уменьшение этих показателей с глубиной. Степень выработанности керогена отражается индексом продуктивности $PI = S_1 / (S_1 + S_2)$. Значения PI , равные 0,1–0,4, отвечают условиям главной зоны нефтеобразования (при отсутствии миграции) и, следовательно, могут служить относительной мерой катагенеза [4]. Значения $PI > 0,5$ присущи интервалам развития коллекторов. Значения коэффициента продуктивности для свиты растут по мере увеличения степени зрелости ОВ и изменяются от 0,05 до 0,2. Водородный индекс (HI) является отношением количества органических соединений, образующихся при деструкции керогена (S_2), на содержание органического углерода в образце [4]. Третья пачка характеризуется повышенными значениями этого показателя 100–320 мг УВ/кг $C_{орг.}$, что может быть связано с вкладом в исходное ОВ аквагенной составляющей. Вторая пачка характеризуется значительными вариациями значения водородного индекса от 30 до 203 мг УВ/кг $C_{орг.}$ (среднее 74 мг УВ/кг $C_{орг.}$). Первая пачка представлена пробами с низкими значениями HI , варьирующими от 48 до 110 мг УВ/кг $C_{орг.}$ (среднее 74 мг УВ/кг $C_{орг.}$), что, вероятно, обусловлено террагенным типом ОВ. По данным пиролитического показателя T_{max} , преобразованность ОВ свиты отвечает главной зоне нефтеобразования (439–465 °С), значения T_{max} постепенно увеличиваются с глубиной, что является отражением глубинной концепции катагенеза. В целом полученные данные соответствуют результатам петрографического изучения ОВ – значения отражательной способности витринита находятся в интервале 0,8–1,1 (градации катагенеза $МК_1^2$ – $МК_2$) [6].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
2. Конторович А. Э. Очерки теории нефтидогенеза: Избранные статьи. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 545 с.
3. Вассоевич Н. В. Исходное вещество для нефти и газа // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. – М.: Недра, 1972. – С. 39–70.
4. Меленевский В. Н. Методические рекомендации по применению пиролитического метода в органической геохимии. – Новосибирск, 1985. – 41 с.
5. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The biomarker guide. 2nd ed. New York. Cambridge University Press, 2005. – V. 2. – 1155 p.
6. Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. – 250 с.

© О. Н. Злобина, А. П. Родченко, 2015

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ЮГЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Ольга Валентиновна Золотова

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (3452)68-87-92, доп. 3040, e-mail: ZolotovaOV@ipgg.sbras.ru

С привлечением новых материалов поисковых и разведочных скважин, пробуренных за последние 10 лет на территории юга Тюменской области, уточнены основные типы разрезов верхнеюрских отложений. Приведена схема распространения баженовской и васюганской свит и их аналогов, а также зоны переходного типа разрезов.

Ключевые слова: отложения верхней юры, аргиллиты, песчаники, битуминозные глины, обстановки осадконакопления.

LITHOFACIES MODELING OF THE UPPER JURASSIC DEPOSITS IN THE SOUTH OF THE TYUMEN REGION

Olga V. Zolotova

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, 74 Taymyrskaya St., Ph. D., Senior Researcher, tel. (3452)68-87-92, add. 3040, e-mail: ZolotovaOV@ipgg.sbras.ru

With attraction of new materials of the search and prospecting wells drilled over the last 10 years in the territory of the South of the Tyumen region the main types of cuts the Upper Jurassic of deposits are specified. The scheme of distribution of bazhenovsky and vasyugansky suites and their analogs, and also zones of transitional type of cuts is provided.

Key words: upper Jurassic deposits, siltstones, sandstones, bituminous clay, depositional environment.

Детальное изучение баженовской свиты и ее аналогов на территории Западной Сибири началось в 70-х гг. прошлого столетия. Наиболее полно стратиграфия, палеогеография, палеонтология и нефтегазоносность баженовского горизонта описаны в [1]. На тот момент разбуренность Западной Сибири и тем более юга Тюменской области была достаточно низкой. По прошествии почти 30 лет количество поисковых и разведочных скважин увеличилось в десятки раз. С появлением большого количества нового материала появилась возможность уточнить границы развития различных типов отложений баженовского горизонта.

Территория исследования расположена в юго-западной части Западно-Сибирской низменности. В верхнеюрское-нижнемеловое время осадконакопление в пределах этой территории происходило в режиме расширяющейся трансгрессии [1]. Различные типы разрезов юры наглядно показывают, что здесь существовали разные обстановки седиментации. Внешняя область Западно-Сибирского осадочного бассейна, к которой относится южная часть района ис-

следования, в верхнеюрское время была отделена палеобарьером, приуроченным к северной части Тобольского межавыступа. В целом вся эта территория была приподнята, что привело к формированию низкобитуминозных отложений даниловской свиты, и это значительно затрудняет выделение и прослеживание возрастной границы между юрой и мелом (рис. 1 А, Б; рис. 2). В нефтегазоносном отношении на этой территории интерес представляет вогулкинская толща (нижнеданиловская подсвита), сложенная песчаниками, гравелитами и органогенно-обломочными известняками (рис. 1 А). На западе южной части района исследования и частично на востоке в наиболее погруженных местах отложения даниловской свиты полностью заглинизированы и представлены темно-зелеными и зеленоватыми аргиллитами (рис. 1 Б). Здесь же на некоторых площадях появляются отложения средней юры.

Севернее, на южном склоне Краснотенинской мегамоноклизы, расположена область, где распространен переходный тип разреза от даниловской свиты в тутлеймскую. Нижнеданиловская подсвита полностью замещается более глубоководными глинами абалакской свиты. В кровле верхнеданиловской подсвиты начинают появляться слабобитуминозные прослои, которые на каротажных диаграммах определяются повышенными значениями кривых КС и ГК (рис. 1 В).

Всю центральную и северную часть юга Тюменской области занимают отложения тутлеймской и абалакской свит. Тутлеймскую свиту можно поделить на три типа по количеству битуминозных прослоев и мощности отложений. В первом типе разреза тутлеймская свита представлена слабобитуминозными глинами. В основании и кровле свиты выделяются маломощные прослои с повышенной битуминозностью (рис. 1 Г). Мощность отложений – 25–50 м. Абалакская свита представлена однородными темно-серыми глинами. Во втором типе разреза выделяются три пачки с повышенной битуминозностью (рис. 1 Д). Их границы четко отбиваются повышенными значениями кривых КС и ГК. Мощность тутлеймской свиты в этом типе разреза достигает 70 м. На отдельных площадях в верхней части разреза свиты появляются песчаные прослои, являющиеся потенциальными коллекторами. Абалакская свита представлена темными до светлых серыми глинами, в центральной части на некоторых площадях появляются маломощные прослои алевролитов или глинистых песчаников. Третий тип разреза занимает северную часть юга Тюменской области (рис. 2), представлен двумя пачками битуминозных глин (рис. 1 Е). Мощность тутлеймской свиты в этом типе разреза – 20–40 м. Демьянская и Северо-Демьянская площади характеризуются так называемым «аномальным» типом разреза с мощными песчаными нефтеносными пластами. Абалакская свита сложена, как правило, серыми глинами.

Восточнее выделяется область с переходным типом отложений верхней юры от тутлеймской свиты в баженовскую. Разрез представлен в верхней части битуминозными кремнисто-глинисто-карбонатными отложениями, характерными для баженовской свиты, в нижней – зеленовато-серыми глинами мощностью до 25 м (рис. 1 Ж). В кровле абалакской свиты появляются песчаные или алевролитовые пласты, аналоги Ю₁ васюганской свиты.

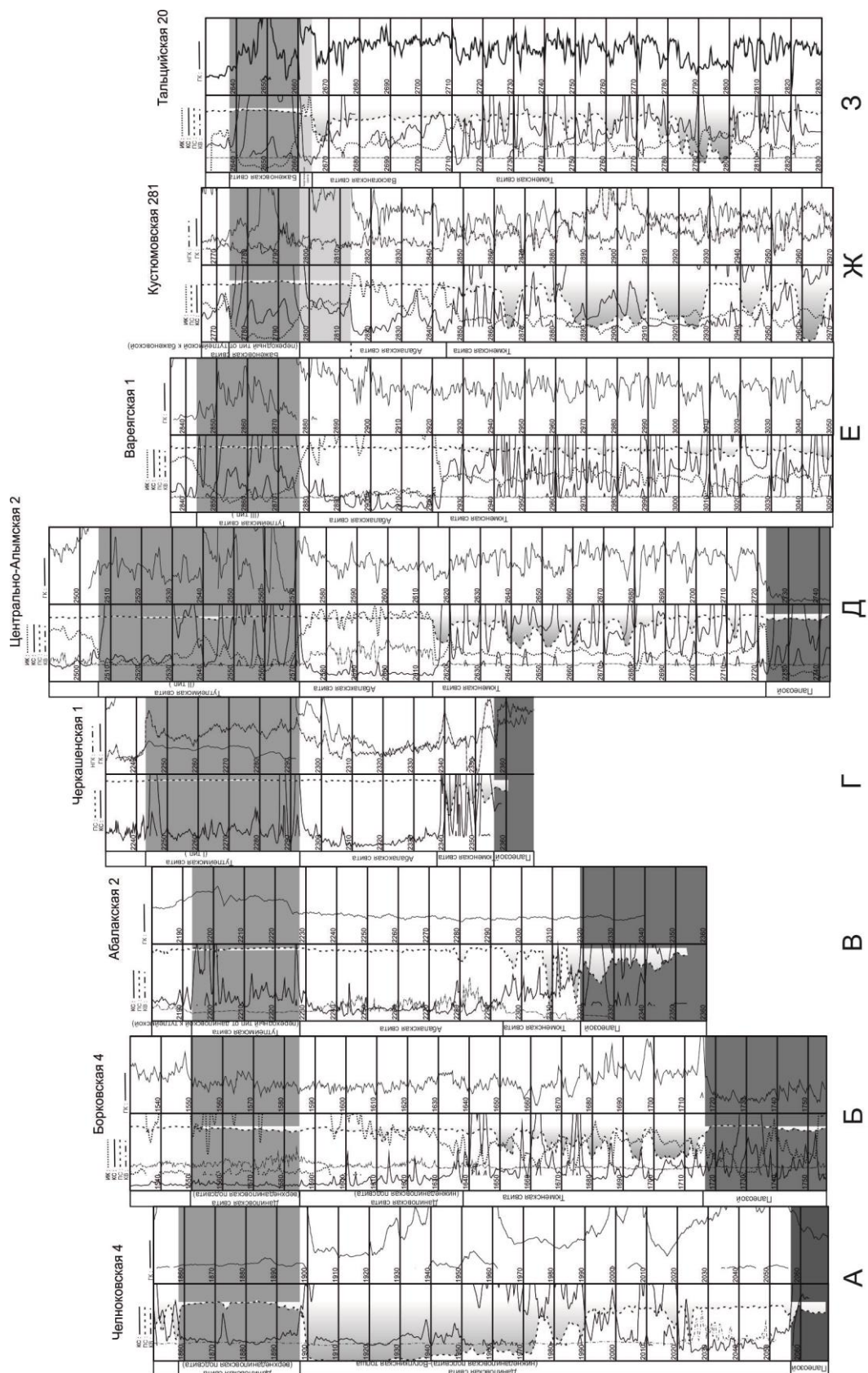


Рис. 1. Типовые разрезы верхнеюрских отложений южных районов Тюменской области

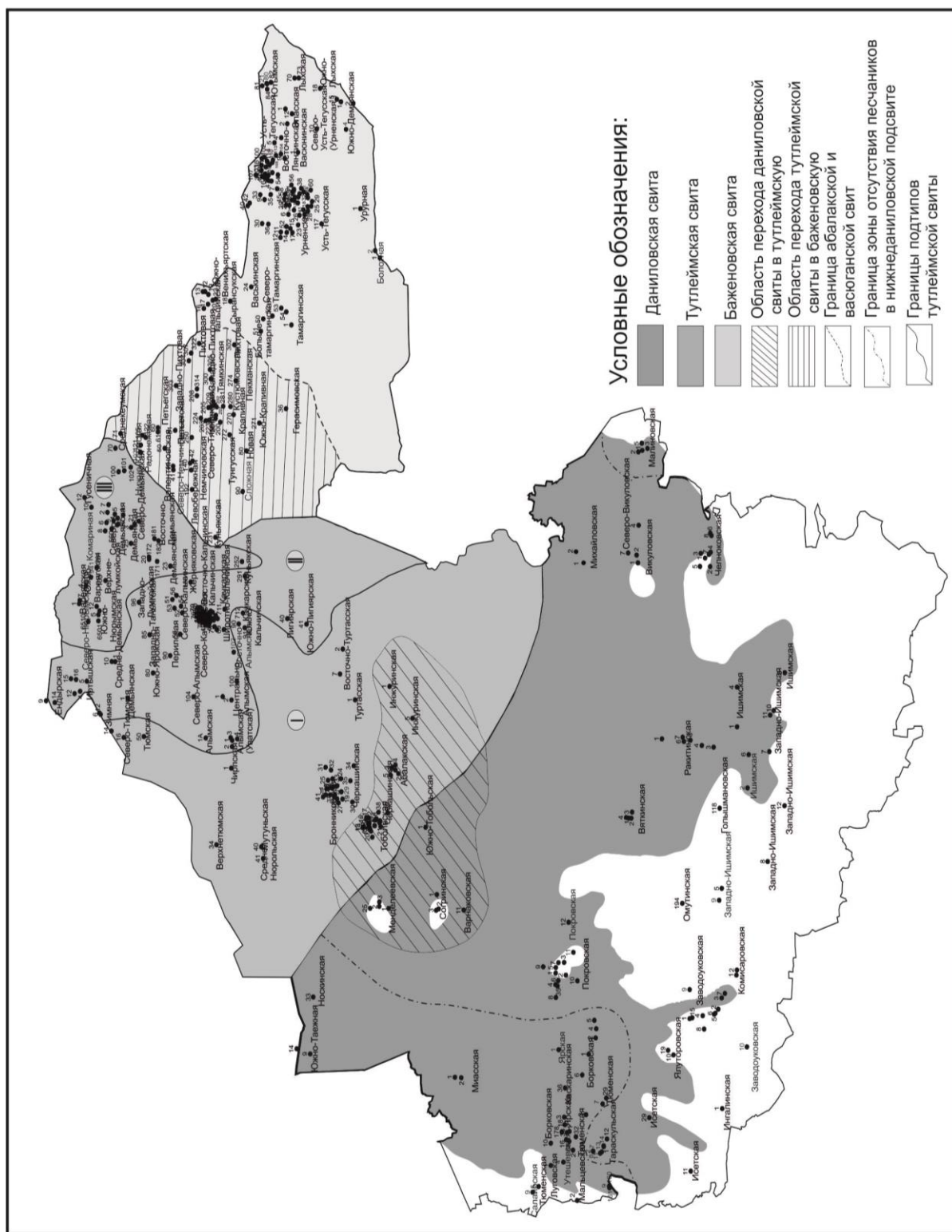


Рис. 2. Схема распространения типовых разрезов верхнеюрских отложений на юге Тюменской области

В восточной части района исследования (рис. 2) верхнеюрские отложения представлены баженовской, георгиевской и васюганской свитами (рис. 1 3). Баженовская свита сложена битуминозными кремнисто-глинисто-карбонатными

отложениями с включениями пирита в нижней части разреза. Георгиевская свита представлена зеленовато-серыми глинами с включениями сидерита и глауконита, мощность свиты – 2–7 м. Васюганская свита на рассматриваемой территории имеет сокращенный разрез по сравнению с западными районами Томской области. Здесь в кровле пласта присутствует песчаный пласт Ю₁, иногда состоящий из двух пропластков, разделенных глинистой или углисто-глинистой перемычкой. На сводах локальных структур глинистые отложения нижневасюганской подсвиты либо отсутствуют, либо их мощность не превышает 15 м. На крыльях структур и в более погруженных частях мощность нижневасюганской подсвиты, сложенной темно-серыми алевролитами с примесью углистого материала и многочисленными остатками растительного материала, достигает 30–50 м.

Районирование верхнеюрских отложений на территории юга Тюменской области проведено с привлечением новых материалов поисковых и разведочных скважин, пробуренных за последние 10 лет. Литологическое описание изучаемых интервалов отложений взято из дел скважин, а также из материалов по петрографическому анализу. Выделение границ свит проведено с учетом палеонтологических данных [1, 2, 3]. Приведённая схема распространения баженовской и васюганской свит и их аналогов, а также зоны переходного типа разрезов могут быть использованы для прогнозирования поисково-разведочных работ на участках с низкой плотностью бурения на территории юга Тюменской области.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Брадучан Ю. В., Гурари Ф. Г., Захаров В. А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.
2. Атлас моллюсков и фораминифер морских отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской нефтегазоносной области / Н. П. Вячкилева, И. Г. Климова, А. С. Турбина и др. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
3. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. (объяснительная записка). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

© О. В. Золотова, 2015

ПЕРВЫЕ НАХОДКИ РАННЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ КОНОДОНТОВ В ГОРЛОВСКОМ БАСЕЙНЕ (НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ)*

Надежда Георгиевна Изох

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

Александр Юрьевич Язиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-11-26, e-mail: YazikovAY@ipgg.sbras.ru

В известняках стратотипических выходов беловской свиты Горловского бассейна выявлены раннекаменноугольные конодонты вида *Lochriea commutata* (Branson et Mehl) и новый вид рода *Gnathodus*. Полученные данные существенно корректируют существующие возрастные интерпретации верхних стратиграфических уровней беловской свиты.

Ключевые слова: биостратиграфия, конодонты, нижний карбон, Западная Сибирь, Горловский бассейн.

THE FIRST FINDINGS OF THE EARLY CARBONIFEROUS CONODONTS IN GORLOVO BASIN (NOVOSIBIRSK REGION)

Nadezhda G. Izokh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

Aleksandr Yu. Yazikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-11-26, e-mail: YazikovAY@ipgg.sbras.ru

Early Carboniferous conodonts *Lochriea commutata* (Branson et Mehl) and new species of genus *Gnathodus* were identified from the limestones of stratotype section of the Belovo Formation, Gorlovo Basin. New data substantially change the age estimation for the upper beds of the Belovo Formation.

Key words: biostratigraphy, conodonts, Lower Carboniferous, Western Siberia, Gorlovo Basin.

В экспедиционный сезон 2014 г. авторы провели рекогносцировочные полевые работы в поле стратотипических выходов беловской свиты бассейна

* Исследования выполнены при поддержке Программы Президиума РАН № 28, и Интеграционного проекта СО РАН - УрО РАН. Авторы координируют свои исследования также с программами работ по проекту IGCP 596.

р. Выдриха (левый приток р. Бердь) Искитимского района Новосибирской области. Первоначально стратотип свиты был изучен и назначен А.И. Казенновым [1] по береговым обнажениям р. Выдрихи на отрезке 1,0–3,2 км ниже с. Белово [2]. Однако в ходе полевых исследований в обозначенном интервале был обнаружен небольшой карьер, эксплуатируемый по добыче известняка для технических нужд разреза Горловский. Карьер расположен на первой надпойменной террасе правого берега р. Выдриха, в 1,8 км на ССВ от северных окраин пос. Белово, в 1,6 км восточнее контура карьера разреза Горловский месторождения цементного сырья (рис. 1). Здесь выработками вскрыта пачка известняков видимой мощностью около 150 м верхней части китернинской (?), беловской свит и в юго-восточной части карьера контакт темно- и коричневато-серых глинистых беловских известняков с терригенными породами выдрихинской свиты. В северной, центральной и западной частях карьера проведение биостратиграфо-съемочных работ оказалось крайне затруднено вследствие интенсивной эксплуатации карьерной техники, поэтому первичное рекогносцировочное опробование пород на микрофаунистический анализ было проведено в южной части карьера, на верхних стратиграфических уровнях беловской свиты.

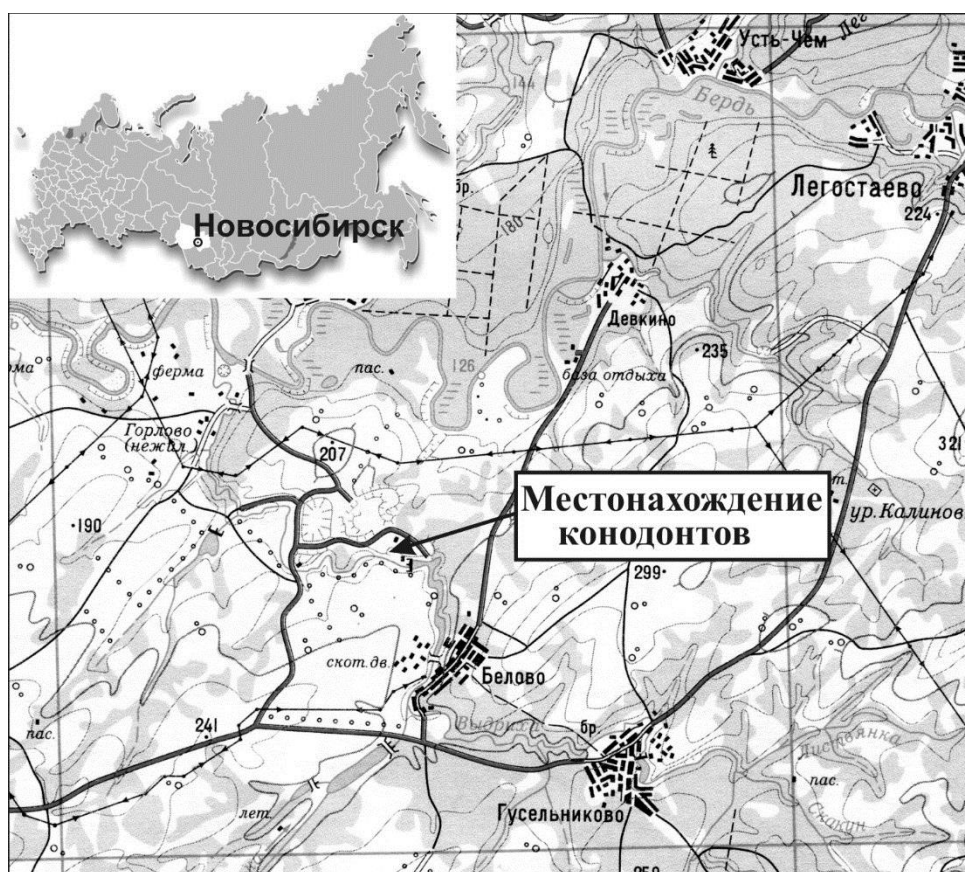


Рис. 1. Схема расположения участка опробования на микрофауну известняков беловской свиты в карьере правого берега р. Выдриха

При лабораторной обработке собранных материалов, в одной пробе известняков верхней части беловской свиты были получены конодонты вида *Lochriea commutata* (Branson et Mehl, 1941) и новый вид рода *Gnathodus*, родственный *G. girtyi* Hass, 1953 (рис. 2). Это первая находка конодонтов в палеозойских отложениях Горловского прогиба. Появление *Lochriea commutata* планетарно фиксируется с низов зоны *bilineatus* (верхняя зона нижнего визе) в конодонтовом биозональном стандарте [3]. Вид проживает верхний визе и исчезает в верхах серпухова [4, 5].

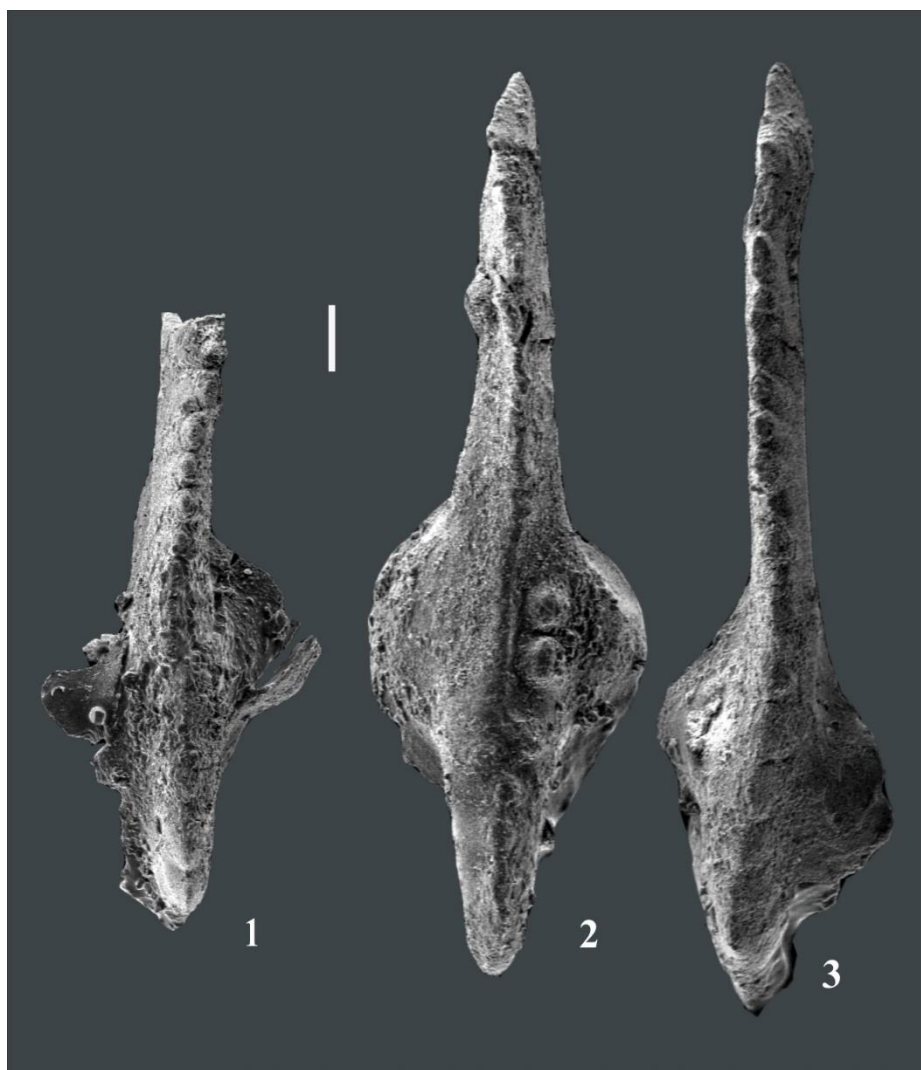


Рис. 2. Конодонты *Lochriea commutata* (Branson et Mehl, 1941) (фиг. 3) и *Gnathodus* aff. *girtyi* Hass, 1953 (фиг. 1, 2; масштабная линейка – 100 мкм) из известняков верхней части беловской свиты.

В соответствии с Решениями Всесоюзного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем докембрия, палеозоя и четвертичной системы Средней Сибири 1982 г. беловская свита в региональной стратиграфической схеме нижнекаменноугольных отложений западной части Алтае-Саянской области помещена в нижнюю половину визейского яруса [6] на осно-

ве данных по фораминиферам и брахиоподам. В зональной шкале по фораминиферам верхняя граница свиты проводится внутри зоны *Endothyranopsis compressa* – *Archaediscus krestovnikovi*, т.е. существенно статиграфически ниже первого появления найденного вида конодонтов.

Возникшее противоречие, по мнению авторов, можно объяснить тем, что ассоциация фораминифер беловской свиты включает много таксонов в открытой номенклатуре и требует современной ревизии. Коренной ревизии требуют и западно-сибирские зональные последовательности по брахиоподам, разработанные еще в 50–60-е годы прошлого столетия и практически не прошедшие «калибровку» по современным стандартным зональным последовательностям фораминифер, конодонтов и аммоноидей.

По-видимому, преждевременно делать окончательные выводы в возрастных интерпретациях известняков беловской свиты, но, безусловно, вскрытый разрез визейских отложений правого берега р. Выдриха заслуживает дальнейших биостратиграфических исследований в соответствии с современными стандартами изучения палеозойских отложений: детальным описанием литологии, комплексным отбором проб на макро- и микрофауну, их точной фото- и географической фиксацией в стратиграфическом разрезе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Стратиграфический словарь СССР. Новые стратиграфические подразделения палеозоя СССР. – Л.: Недра, 1991. – 555 с.
2. Геологическое строение и полезные ископаемые Западной Сибири. Т. I. геологическое строение / В. Г. Свиридов, В. И. Краснов, В. С. Сурков, Ю. А. Калинин, А. В. Каныгин, В. П. Коробейников, В. А. Мартынов, Г. В. Нестеренко, С. Р. Осинцев, Л. Г. Перегоедов, Н. А. Росляков, З. Я. Сердюк, Л. В. Смирнов, В. Л. Хомичев. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1999. – 228 с.
3. Davydov V. I., Korn D., Schmitz M.D. The Carboniferous Period // The Geologic Time Scale 2012. 2-volume set. Elsevier Science Ltd. – 2012. – P. 602–651.
4. Nemyrovska T. I. with an appendix by Samankassou, E. Late Viséan/early Serpukhovian conodont succession from the Triollo section, Palencia (Cantabrian Mountains, Spain) // Scripta Geologica. – 2005. – V. 129. – P. 13–89.
5. Nemyrovska T. I., Wagner R. H., Winkler Prins C. F. & Montañez I. Conodont faunas across the mid-Carboniferous boundary from the Barcaliente Formation at La Lastra (Palentian Zone, Cantabrian Mountains, northwest Spain); geological setting, sedimentological characters and faunal descriptions // Scripta Geologica. – 2011. – V. 143. – P. 127–183.
6. Решения Всесоюзного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем докембрия, палеозоя и четвертичной системы Средней Сибири. – Новосибирск, 1979; Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – Ч. II: Средний и верхний палеозой. – 129 с.

© Н. Г. Изох, А. Ю. Языков, 2015

НОВЫЕ ДАННЫЕ О ВОЗРАСТЕ ИЗВЕСТНЯКОВ ШИПУНОВСКОГО МРАМОРНОГО КАРЬЕРА (ОКРЕСТНОСТИ Г. ИСКИТИМА НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ)*

Надежда Георгиевна Изох

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

Александр Юрьевич Язиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-11-26, e-mail: YazikovAY@ipgg.sbras.ru

Микропалеонтологический анализ серии проб из известняков Шипуновского мраморного карьера выявил ассоциацию конодонтов зоны hassi среднего франа верхнего девона. Полученные данные уточняют ранние интерпретации возраста искитимских известняков и детализируют корреляции верхнедевонских отложений внутри Колывань-Томской складчатой зоны.

Ключевые слова: биостратиграфия, конодонты, верхний девон, Колывань-Томская складчатая зона.

NEW DATA ON THE AGE OF LIMESTONES FROM THE SHIPUNOVO MARBLE QUARRY (VICINITY OF ISKITIM TOWN, NOVOSIBIRSK REGION)

Nadezhda G. Izokh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

Aleksandr Yu. Yazikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-11-26, e-mail: YazikovAY@ipgg.sbras.ru

Microfossils analysis of limestones samples from the Shipunovo marble quarry revealed middle Frasnian (Upper Devonian) hassi Zone conodont association. These data specify the interpretation of the Iskitim limestones age obtained earlier and correlation of the Upper Devonian sediments in the Kolyvan'-Tom' folded zone.

Key words: biostratigraphy, conodonts, Upper Devonian, the Kolyvan'-Tom' folded zone.

* Исследования выполнены при поддержке Программы Президиума РАН № 28, и Интеграционного проекта СО РАН - УрО РАН. Авторы координируют свои исследования также с программами работ по проекту IGCP 596.

Рифогенные известняки, обнажающиеся по р. Бердь в районе г. Искитима и добываемые в серии карьеров в качестве сырья для производства цемента, включаются в состав пачинской свиты Колывань-Томской складчатой зоны. В соответствии с Унифицированной стратиграфической схемой палеозоя Средней Сибири стратиграфический объем свиты охватывает в полной мере франский и нижнюю часть фаменского ярусов [1].

Впервые возраст рифогенных искитимских известняков установил Л.Л. Халфин в 1932 г., проведя детальный анализ переданной ему коллекции брахиопод Б.Ф. Сперанского «из обнажения в правом берегу р. Берди (приток р. Оби) выше д. Кокуй и против д. Искитим – примерно, в 8 км по прямой линии к востоку от разъезда Искитим, Алтайской ж. дор.» [2, с. 29]. В этой коллекции им были определены: «*Productella subaculeata* Murch.; *Productella spinulicosta* Hall; *Productella* cf. *shumardiana* Hall; *Productella iskitimi* n. sp.; *Strophomenidae*, gen. et sp. undet; *Schizophoria* cf. *striatula* Schloth.; *Spirifer tenticulum* Vern.; *Spirifer Archiaci* Mursh.; *Spirifer* ex gr. *Sp. ziczac* Roem; *Cyrtina* sp.; *Athyris angelica* Hall; *Athyris concentrica* Buch., var; *Athyris cora* Hall; *Anathyris phalaena* Phill.; *Anathyris fimbriata mihi*; *Anathyris Peetzi* n. sp.; *Atrypa reticularis* L.; *Atrypa aspera* Schloth.; *Atrypa desquamata* Sow.» [2, с. 29], что позволило Л.Л. Халфину убедительно обосновать раннефранский возраст искитимских известняков.

Позднее, уже в процессе эксплуатации карьера цементного завода на правом берегу р. Берди, у восточной окраины г. Искитима и в 1,7 км выше устья р. Чесноковки из пачки известняков (около 150 м мощностью) была обнаружена фауна кораллов и брахиопод: *Megaphyllum bulvankeri* Soshk., *Hexagonaria berdiensis* sp. nov., *Hexagonaria berdiensis varminima* var. nov., *Hexagonaria isylica* Bulv., *Anathyris* cf. *peetzi* Khalf., *Adolfia multifida* (Scupin), *Thecostegites tchernyschevi* Mironova, sp. nov., *Alveolites* sp. indet, *Alveolites suborbicularis* Lam., *Stropheodonta cayuta* Hall, *Lamellispirifer ales* Khalf. и др. (определения Н.В. Мироновой, Р.Т. Грациановой, В.К. Халфиной) [3], также свидетельствующая об их раннефранском возрасте.

Следует отметить, что франский ярус девонской системы до 90-х годов прошлого столетия сибирскими биостратиграфами понимался в двухчленном выражении и включал «фаленовые» слои (слои с *Anathyris supraphalaena* Khalf.) в нижней части и «монстровые» слои (слои с *Anathyrella monstrum* (Khalf.) или близкородственными *An. ussovi* (Khalf.), *An. tyznovi* (Khalf.)). С переходом в 90-е годы прошлого столетия на обоснование по конодонтам всех границ ярусов девонской системы франский ярус в конечном итоге получил трехчленное строение [4]. Разделена на две части, судя по всему, оказалась ранее понимаемая как раннефранская («фаленовая») фаза франского века.

В ходе экспедиционных работ 2014 года авторы провели рекогносцировочный выезд в полосу выходов известняков восточных и юго-восточных окраин г. Искитима. Первичное обследование карбонатных отложений было проведено в заброшенном (неэксплуатируемом) Шипуновском мраморном карьере левого берега р. Бердь, восточнее южных окраин г. Искитима, между микро-районом Шипуновский и с. Старый Искитим, в 250 м северо-восточнее контура

эксплуатируемого карьера Чернореченского месторождения цементного сырья (рис. 1). Здесь выработками вскрыта пачка серых, коричневато- и розовато-серых, темно-серых, органогенно-обломочных, мелкокристаллических, мраморизованных, грубо- и среднеслоистых, местами трещиноватых известняков видимой мощностью около 150 м. В верхней части этой пачки был произведен выборочный отбор серии проб на микрофауну, химическая обработка которых в лабораторных условиях выявила ассоциацию конодонтов зоны *hassi* среднего франа (рис. 2). Комплекс конодонтов включает: *Ancyrodella nodosa* Ulrich et Bassler, *Icriodus symmetricus* Branson et Mehl, *Belodella resima* (Philip) и *Palmatolepis hassi* Muller et Muller.



Рис. 1. Схема расположения участка опробования на микрофауну известняков Шипуновского мраморного карьера.

Полученная по конодонтам возрастная датировка позволяет провести обоснованное сопоставление искимитских известняков с целой серией выходов франских отложений Колывань-Томской складчатой зоны. В близком фациальном выражении среднефранский стратиграфический уровень представлен васинскими слоями в стратотипических выходах по р. Изылы (Тогучинский район Новосибирской области) [5, 6], глубокинскими известняками Соломинского месторождения (в 5 км северо-западнее г. Топки Кемеровской области), карьера п. Известковый и разреза «Риф» (Б-8152) правого берега р. Томи [7]. В терригенно-карбонатных фациях аналогами искимитских известняков следует считать отложения пожарищевских слоев левобережья р. Томь (разрез Б-8153)

и верхнюю часть выходов Яя-петропавловской – сергиевскую свиту разреза по р. Яя (Я-9013) [7–9]. Во всех упомянутых районах наступление среднефранского времени связано с продолжением трансгрессии и наступлением фазы интенсивного карбонатакопления, обусловленной становлением рифовой системы первого порядка (карбонатной платформы). Протяженность этого сложно построенного средне- (и, возможно, частично верхне-) франского рифогенного сооружения по палеонтологически обоснованным обнажениям составляет около 300 км, а по некоторым оценкам [10] может превышать 1000 км, создавая рифогенный пояс вдоль берегов Сибирского палеоконтинента, сопоставимый по размерам с современным Большим Барьерным рифом.



Рис. 2. Конодонты *Ancyrodella nodosa* Ulrich et Bassler (фиг. 1), *Icriodus symmetricus* Branson et Mehl (фиг. 2, 3; масштабная линейка – 100 мкм) из известняков Шипуновского мраморного карьера.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решения Всесоюзного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем докембрия, палеозоя и четвертичной системы Средней Сибири. Новосибирск, 1979 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – Ч. II: Средний и верхний палеозой. – 129 с.
2. Халфин Л. Л. Нижнефранские брахиоподы окраин Кузнецкого каменноугольного бассейна и Горловского угленосного района // Изв. Зап.-Сиб. геологоразв. треста. – 1932. – Т. XII, вып. 3. – С. 1–48.
3. Домникова Е. И., Большаков Э. И. Геологическая карта СССР масштаба 1 : 200 000. Серия Кузбасская. Лист №-44-XVIII: Объясн. зап. – М.: Недра, 1968. – 75 с.
4. Becker R. T., Gradstein F.M., Hammer O. The Devonian Period // The Geologic Time Scale 2012. 2-volume set. Elsevier Science Ltd. – 2012. – P. 559–601.
5. Био- и литостратиграфическая характеристика изылинского горизонта (девон, западная окраина Кузнецкого бассейна) / А. Ю. Языков, Н. К. Бахарев, Н. Г. Изох, С. В. Сараев,

О. А. Родина, Т. А. Щербаненко // Региональная стратиграфия позднего докембрия и палеозоя Сибири: сб. науч. трудов под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2013. – С. 146–155.

6. Брахиоподы, остракоды и конодонты изылинского горизонта (верхний девон окраин Кузнецкого бассейна) / А. Ю. Язиков, Н. К. Бахареv, Н. Г. Изох, Т. А. Щербаненко // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012. VIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых» : сб. материалов в 2 т. (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.). – Новосибирск: СГГА, 2012. Т. 2. – С. 47–50.

7. Middle–Upper Devonian and Lower Carboniferous Biostratigraphy of Kuznetsk Basin. Field Excursion Guidebook. International Conference «Biostratigraphy, paleogeography and events in Devonian and Lower Carboniferous» (SDS / IGCP 596 joint field meeting) / N. K. Bakharev, N. G. Izokh, A. Yu. Yazikov, T. A. Shcherbanenko, S. A. Anastasieva, O. T. Obut, S. V. Saraev, L. G. Peregoedov, V. G. Khromykh, O. A. Rodina, I. G. Timokhina, T. P. Kipriyanova. Novosibirsk, July 20–August 10, 2011. – Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2011. – 98 p.

8. Devonian sea-level fluctuations on the south–western margin of the Siberian continent / E. A. Yolkin, R. T. Gratsianova, N. K. Bakharev, N. G. Izokh, A. Yu. Yazikov // Cour. Forsch.-Ins. Senckenberg. – 1997. – N 199. – P. 83–98.

9. Yazikov A.Yu., Shcherbanenko T. A. Brachiopods from Upper Devonian sections along the Yaya River (North–East margin of the Kuznetsk Basin, Barzas region) // Biostratigraphy, paleogeography and events in Devonian and Lower Carboniferous (SDS / IGCP 596 joint field meeting): Contributions of International Conference in memory of E.A. Yolkin. Ufa, Novosibirsk, July 20–August 10, 2011. – Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2011. – P. 173–179.

10. Степанов С. А. Закономерности в распределении литофаций карбонатного девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты по данным глубокого бурения // Палеоэкологический и литолого-фациальный анализы для обоснования детальности региональных стратиграфических схем: сб. науч. трудов. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1986. – С. 83–90.

© Н. Г. Изох, А. Ю. Язиков, 2015

СТРОЕНИЕ ВЕНДСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА НА ЮГО-ЗАПАДЕ КАМОВСКОГО СВОДА

Лариса Николаевна Константинова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Для дальнейшего прогноза ловушек углеводородов необходимо спрогнозировать зоны развития продуктивных горизонтов венда и оценить качество перекрывающих их флюидоупоров. Учитывая значительную латеральную литологическую неоднородность катангской и оскобинской свит на юго-западном склоне Камовского свода, по результатам корреляции разрезов скважин выделены фациальные подзоны с разным строением вендского нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Камовский свод, венд, продуктивные горизонты.

STRUCTURE OF THE VENDIAN OIL AND GAS COMPLEX IN THE SOUTHWEST OF THE KAMO ARCH

Larisa N. Konstantinova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Head of the Laboratory of Geology oil and gas of the Siberian platform, tel. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

For the further prediction of hydrocarbon traps it is necessary to predict the development zones of Vendian productive horizons and assess the quality of seals overlying them. Taking account of the significant lateral lithological heterogeneity of the Katanga and Oskoba Formations on the southwestern slope of the Kamo arch from the results of correlation of well sections, the facies subzones, having different structures of the Vendian oil and gas complex, have been identified.

Key words: Siberian platform, Kamo arch, Vendian, productive horizons.

Изучение строения вендского нефтегазового комплекса (НГК) Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ), включающей уникальные и крупные по запасам месторождения – Юрубчено-Тохомское и Курумбинское

в рифейском НГК, актуально в связи с поиском новых месторождений-спутников в Оморинской и Вайвидинской зонах нефтегазоаккумуляции (ЗНГА) [1]. Вендские отложения в западной части Камовского свода обладают высокими перспективами нефтегазоносности, что подтверждено открытием залежей нефти и газа в продуктивных пластах катангской и оскобинской свит на Оморинском, Камовском, Борщёвском месторождениях. Открытые залежи связаны со структурно-литологическими ловушками углеводородов (УВ), приуроченных к моноклинальному склону свода. Учитывая значительную латеральную литологическую неоднородность катангской и оскобинской свит в изучаемом районе, для дальнейшего прогноза ловушек УВ необходимо спрогнозировать зоны развития резервуаров, т.е. выделить зоны развития продуктивных горизонтов венда и оценить качество перекрывающих их флюидоупоров.

Применение методики детальной корреляции продуктивных горизонтов в разрезах скважин позволило определить границы их фациальной изменчивости и выклинивания на изучаемой территории.

Согласно структурно-фациальному районированию, западный склон Байкитской антеклизы включает следующие зоны (с северо-запада на юго-восток) – оленчминскую, тохомскую, оморинскую, юрубченскую и тайгинскую [2]. Полученные новые данные бурения скважин на Платоновской, Камовской, Оморинской, Терской, Юрубченской площадях позволили детализировать границы распространения продуктивных пластов. На основе детальной корреляции разрезов скважин по реперным горизонтам и пачкам свит Н.В. Мельниковым были установлены перерывы в осадконакоплении. Перспективная в нефтегазоносном отношении оскобинская свита со стратиграфическим несогласием перекрывает разные толщи рифея, в результате происходит выклинивание карбонатного пласта Б-IX. Кроме этого, в предкатангское время происходит размыв ее верхней части, и, соответственно, выклинивается песчаный пласт Б-VIII [3]. С точки зрения перспектив нефтегазоносности терригенного венда Оленчминская и Тохомская фациальные зоны характеризуются отсутствием надежных флюидоупоров, где разрезы немчанской, ванаварской, оморинской свит представлены в основном песчано-алевролитовыми породами.

В Оморинской фациальной зоне (рис. 1) представлены наиболее полные разрезы нижнего венда, где присутствуют все продуктивные горизонты. В ванаварской свите отсутствуют хорошие флюидоупоры, что способствовало вертикальной миграции УВ в вышезалегающие проницаемые горизонты оморинской свиты. Продуктивными пластами в этой зоне являются Б-VII и Б-VIII на Оморинском месторождении.

В Юрубченской фациальной зоне по результатам корреляции разрезов скважин были выделены фациальные подзоны с разным строением вендского НГК.

Для Енгидинской фациальной подзоны характерно наличие всех продуктивных горизонтов в оскобинской свите и низах катангской, а также наличие ванаварской свиты. Типовой разрез этой подзоны представлен скв. Енгидинская 154 (рис. 2), где, по данным бурения и сейсморазведки, выявлено отсутствие

рифейских отложений, в результате чего ванаварская свита залегает на кристаллическом фундаменте.

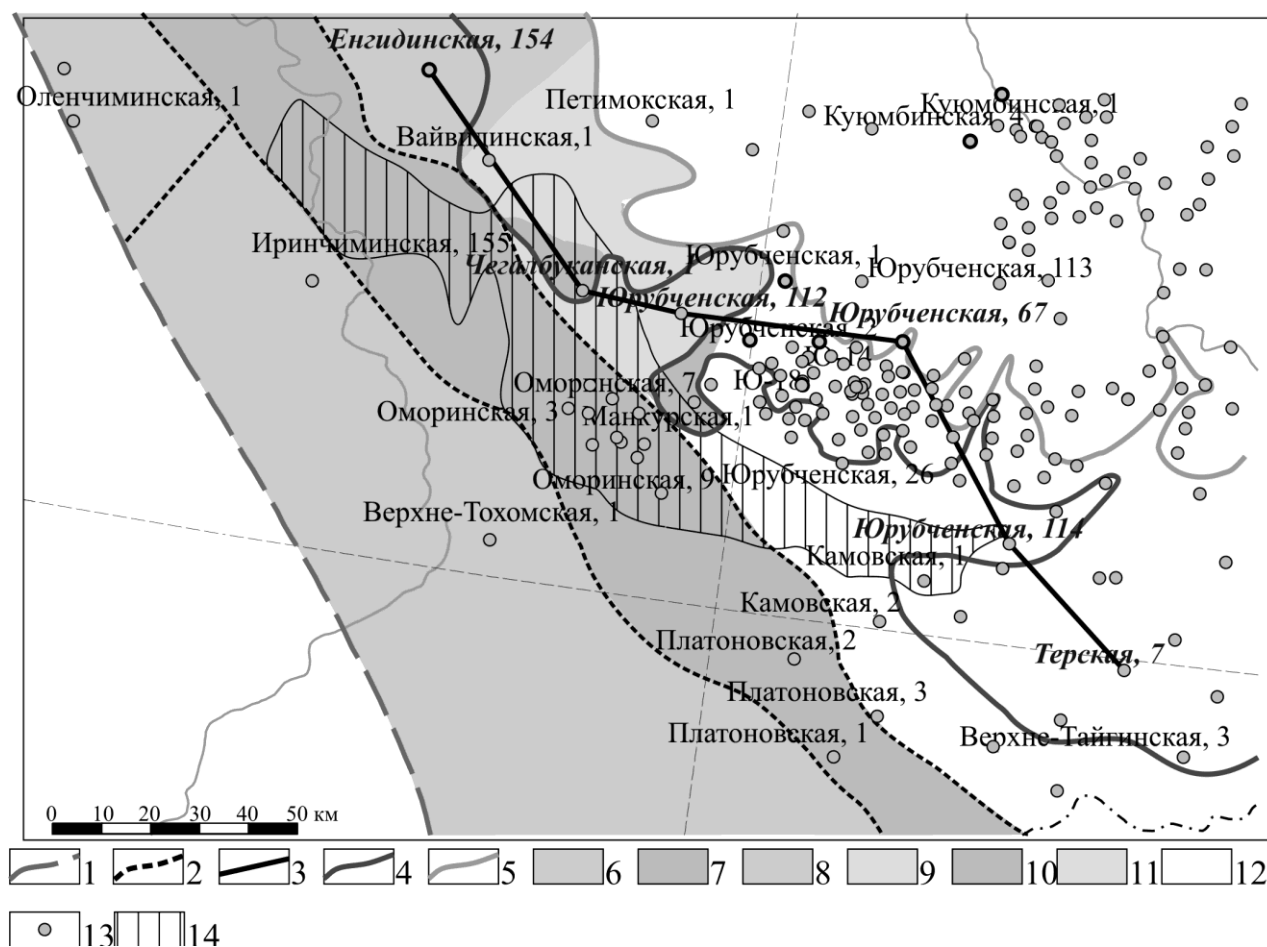


Рис. 1. Карта распространения продуктивных пластов в вендском нефтегазоносном комплексе на юго-западе Камовского свода:

1 – граница Лено-Тунгусской НПП, 2 – границы фациальных зон, 3 – линия схемы корреляции разрезов скважин; границы распространения свит: 4 – ванаварской, 5 – оскобинской; ациальные зоны: 6 – Оленчиминская и Тохомская, 7 – Оморинская; фациальные подзоны: 8 – Енгидинская, 9 – Вайвидинская, 10 – Чегалбуканская, 11 – Юрубченская с наиболее полным типом разреза, 12 – Камовская, 13 – скважины, 14 – зона бортового выступа (ступени) Вельминского перикратонного регионального прогиба в предвендское время [4]

В Вайвидинской подзоне отсутствует ванаварская свита, и, соответственно, оскобинская залегает непосредственно на породах рифея, которая представлена всеми продуктивными пластами в оскобинской свите. На рифее залегает карбонатный пласт Б-IX. Линия выклинивания этого пласта образует стратиграфическую ловушку, в пределах которой получен промышленный приток газа в скв. Вайвидинская 1 на Борщевском месторождении. На рисунке 1 границы этой подзоны показаны между линиями выклинивания ванаварской и оскобинской свит, южнее Енгидинской площади.

Чегалбуканская подзона включает два отдельных участка – Чегалбуканский и Мадринский, которые характеризуются принципиально иным строением. Эти участки на момент формирования вендских отложений в палеоплане представляли более жесткие блоки рифея, на которых не происходило формирование раннеоскобинских пород, поэтому здесь отсутствует карбонатный пласт Б-IX. Типовой разрез подзоны представлен скв. Чегалбуканская 1 (рис. 2).

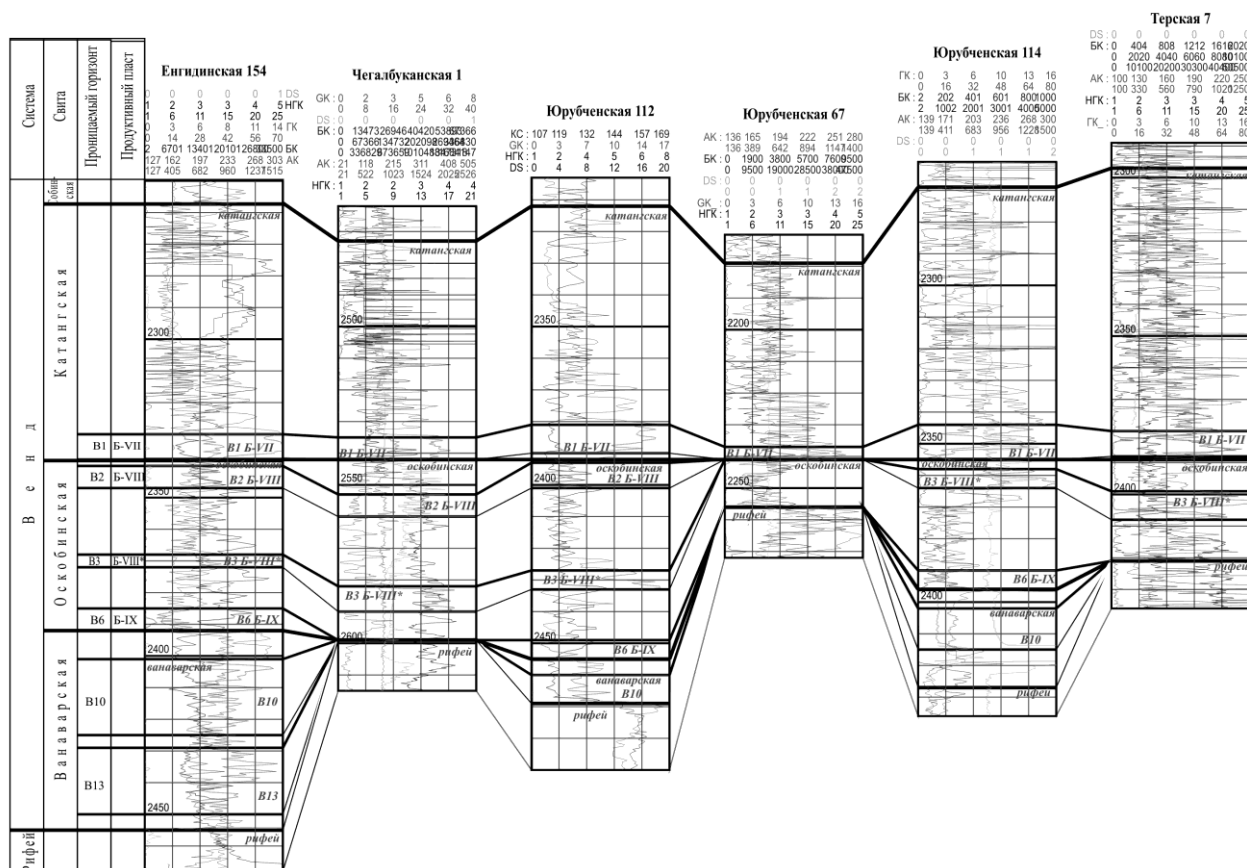


Рис. 2. Схема корреляции разрезов скважин по линии Енгидинская 154 – Терская 7 в западной части Камовского свода

Юрубченская подзона характеризует русловые фации в нижнем венде [5]. В типовой скв. Юрубченская 112 представлены все продуктивные пласты, и на рифейской поверхности залегает ванаварская свита.

В юго-восточной части изучаемой территории можно выделить Камовскую фациальную подзону. Для нее характерен размыв позднеоскобинских пород и, соответственно, отсутствие в разрезах скважин пласта Б-VIII, продуктивным является пласт Б-VIII* или Камовский (КМ) на Камовском месторождении. Другие фациальные изменения в нижней части разрезов скважин этой подзоны обусловлены перерывами в осадконакоплении и палеорельефом на момент формирования ванаварской и оскобинской свит. Вблизи линии выклинивания оскобинской свиты, как правило, отсутствуют все пронизываемые горизонты Пласт Б-VIII* либо глинизируется и сокращается в толщине до первых метров,

либо тоже выклинивается, оставляя на поверхности рифея непроницаемую перемычку между пластами Б-IX и Б-VIII* – Юрубченская скв. 67 (см. рис. 2). Наиболее полный разрез представлен в скв. Юрубченская 114, на Терском блоке происходит выклинивание ванаварской и нижней части оскобинской свит – скв. Терская 7.

Длительная латеральная и вертикальная миграция углеводородов в рифейское время происходила по восстанию западного борта рифта [4]. Все промышленные притоки УВ в венде получены на месторождениях, расположенных в зоне бортового выступа (ступени) Вельминского перикратонного регионально-го прогиба в предвендское время, где, по-видимому, происходила уже вертикальная миграция в проницаемые горизонты нижневендского НГК (см. рис. 1).

Результаты проведенных исследований могут быть использованы для планирования детальных сейсморазведочных работ и поискового бурения на территориях, смежных с открытыми месторождениями.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефте-ности Лено-Тунгусской провинции / Н. В. Мельников, А. А. Вымятнин, П. Н. Мельников, Е. В. Смирнов // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 701–720.
2. Мельников Н. В., Константинова Л. Н. Литолого-фациальное районирование нижне-го венда Байкитской НГО // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых место-рождений. – 2006. – № 7. – С. 25–34.
3. Мельников Н. В. Детальная корреляция разрезов скважин – основа определения ам-плитуд размывов во время перерывов в осадконакоплении и прогноза распространения нефтегазоносных пластов (на примере скважин Камовского свода) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – № 1(13). – С. 10–21.
4. Харахинов В. В., Шленкин С. И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточ-ной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. – М.: Научный мир, 2011. – 420 с.
5. Мельников Н. В. Венд и кембрий центральной части Камовского свода: толщины свит, перерывы, структурные планы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 1(5). – С. 17–32.

© Л. Н. Константинова, С. А. Моисеев, 2015

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕОПРОТЕРОЗОЙСКО-ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПОБЕРЕЖЬЯ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ (РЕСПУБЛИКА САХА, ЯКУТИЯ)

Владимир Алексеевич Конторович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, чл.-корр. РАН, заведующий лабораторией сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)330-89-24, e-mail: KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

Игорь Алексеевич Губин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)330-13-62, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Максим Владимирович Соловьев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)330-13-62, e-mail: SolovnevMV@ipgg.sbras.ru

Владимир Валентинович Лапковский

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией математического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)373-21-66, e-mail: LapkovskiiVV@ipgg.sbras.ru

В ИНГГ СО РАН им. А. А. Трофимука проводится региональное комплексное обобщение геолого-геофизических материалов по арктическим регионам Сибири и шельфам северных морей. Настоящая работа посвящена построению сейсмо-геологической модели и оценке перспектив нефтегазоносности неопротерозойско-мезозойских отложений в северных районах республики Саха (Якутия), выделенных в составе Анабаро-Оленекской зоны.

Ключевые слова: сейсмогеологическая модель, нефтегазоперспективный объект, разрывное нарушение, рифей, венд, палеозой, Анабаро-Оленекская зона.

SEISMIC-GEOLOGICAL CHARACTERISTICS AND PROSPECTS OF HYDROCARBON POTENTIAL OF THE NEOPROTEROZOIC-PALEOZOIC SEDIMENTS WITHIN THE LAPTEV SEA COAST (REPUBLIC OF SAKHA, YAKUTIA)

Vladimir A. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Doctor of Science, Corresponding Member of RAS, Head of the Laboratory of Seismogeologic Modeling of Natural Petroleum Systems, tel. (383)330-89-24, e-mail: KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

Igor A. Gubin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Seismogeologic Modeling of Natural Petroleum Systems, tel. (383)330-13-62, e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

Maxim V. Solovyev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Seismogeologic Modeling of Natural Petroleum Systems, tel. (383)330-13-62, e-mail: SolovevMV@ipgg.sbras.ru

Vladimir V. Lapkovsky

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Head of the Laboratory of Mathematic Modeling of Natural Petroleum Systems, tel. (383)373-21-66, e-mail: LapkovskiiVV@ipgg.sbras.ru

Nowadays, the regional complex generalization of geologic-geophysical materials on the Arctic regions of Siberia and the northern seas is carried out in the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS. The present research deals with the seismic-geological model construction and the hydrocarbon potential evaluation of the Neoproterozoic-Mesozoic sediments allocated within the Anabaro-Olenek zone in the northern regions of the Republic of Sakha (Yakutia).

Key words: seismic-geological model, prospect, fault, Riphean, Vendian, Paleozoic, Anabar-Olenek zone.

Сейсмогеологическая характеристика

В разрезе неопротерозойско-мезозойских платформенных отложений Анабарско-Оленекской зоны выделяется серия устойчивых реперных отражающих горизонтов, позволяющих выделить мезозойский, пермский, нижнепалеозойский (кембрийско-силурийский), вендский и рифейский сейсмогеологические комплексы (рис. 1).

Мезозойский сейсмогеологический комплекс на временных разрезах контролируется в подошве отражающим горизонтом T_0 , который обладает невысоким энергетическим уровнем. В Анабаро-Оленекской зоне мощность мезозойского комплекса регионально увеличивается в северном направлении, на юге рассматриваемой территории комплекс полностью отсутствует. Мощность мезозоя лежит в диапазоне 0–1645 м. Резкое сокращение мезозоя происходит над Прончищевской, Аллахской и Усть-Оленекской структурами, расположенными на побережье моря Лаптевых.

Пермский сейсмогеологический комплекс на временных разрезах контролируется отражающими горизонтами T_0 в кровле и P_0 в подошве.

Отражающий горизонт P_0 получил развитие практически на всей исследуемой территории. Исключение составляет самая южная часть Анабаро-Оленекской зоны, где этот горизонт приближается поверхности. Отражающий горизонт P_0 , контролирующий подошву пермского комплекса, одновременно приурочен к крупному предпермскому (раннепермскому) перерыву в осадконакоплении. Мощность пермского комплекса, которая в среднем составляет 800–900 м, резко увеличивается на северо-востоке исследуемой территории в районе Усть-Оленекского поднятия.

Палеозойский сейсмогеологический комплекс в кровле контролируется отражающим горизонтом P_0 , к подошве комплекса приурочен отражающий горизонт PZ_0 в зоне развития венда и RR в зонах его отсутствия.

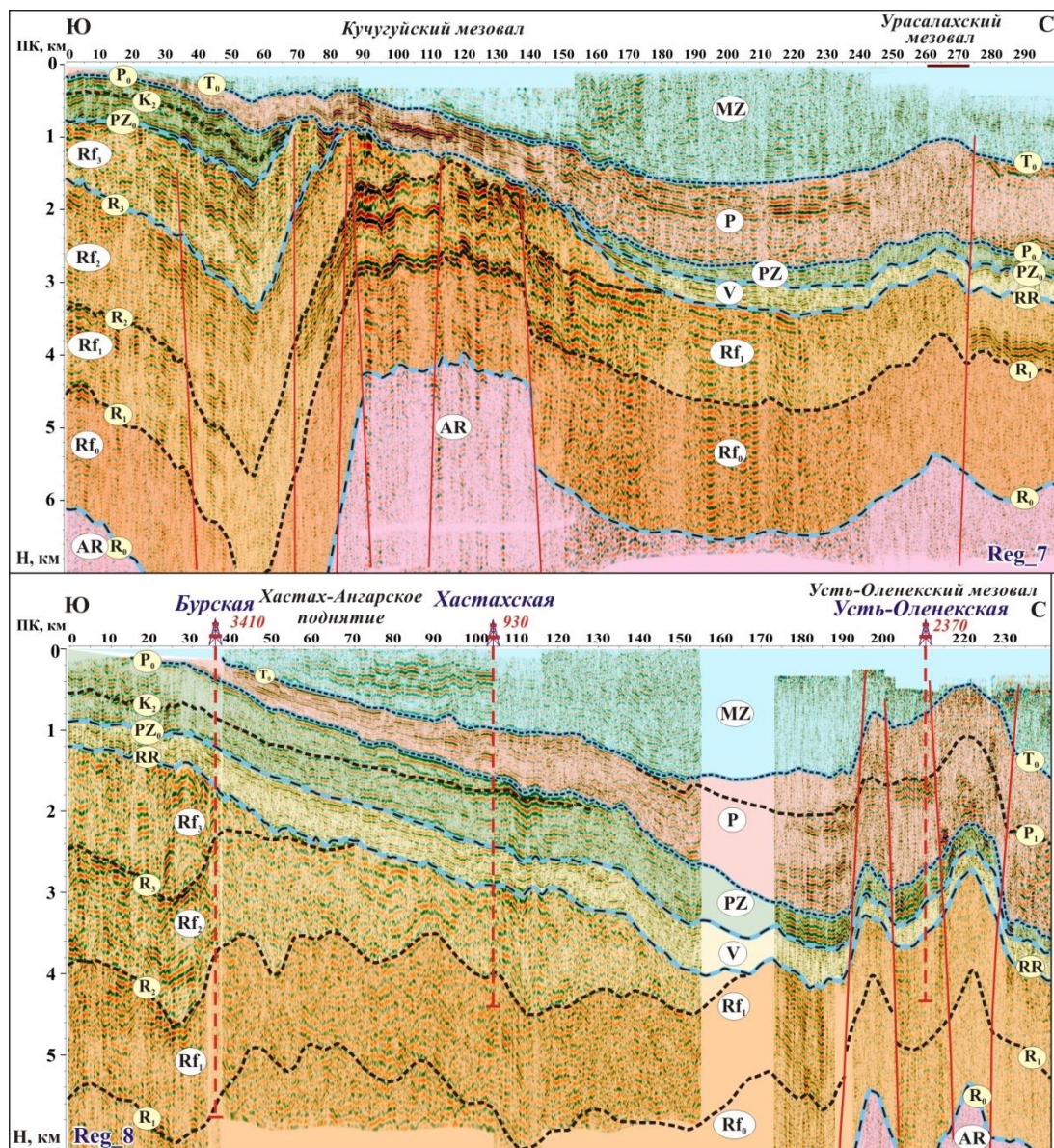


Рис. 1. Сейсмогеологические глубинные разрезы по профилям Reg_7 и Reg_8

Отражающие горизонты PZ_0 и RR , приуроченные, соответственно, к кровле венда и рифея, развиты не повсеместно и характеризуются достаточно высоким энергетическим уровнем. В различных частях Анабаро-Оленекской зоны палеозой представлен различными как по составу, так и по возрасту породами. На юго-востоке получил развитие кембрий, на севере – ордовик-силур.

Кембрийский комплекс развит только в юго-восточной части Анабаро-Оленекской зоны в районе Бурской, Хастахской и Чарчикской площадей. В этой зоне мощность кембрийских отложений составляет порядка 1000 м.

Для кембрийского комплекса характерно формирование переменнo-амплитудной субпараллельной и косослоистой сейсмофаций. В юго-западной части Анабарo-Оленекской зоны мощность кембрийского комплекса сначала существенно сокращается, а затем кембрийский комплекс пород срезается горизонтом P_0 , приуроченным к подошве перми (см. рис. 1). В северном направлении мощность кембрийских отложений сокращается. При этом на временных разрезах четко фиксируется косослоистый (клиноформный) рисунок сейсмической записи.

Ордовик-силурийский комплекс, вскрытый скважиной Усть-Оленекская 2370 [2] и получивший развитие в северной части Анабарo-Оленекской зоны, отображается на временных разрезах цугом высокоамплитудных высокочастотных субпараллельных отражений. Мощность ордовик-силурийского комплекса достаточно стабильна и составляет 300–450 м.

Вендский сейсмогеологический комплекс на временных разрезах в кровле контролируется отражающим горизонтом PZ_0 , в подошве – отражающим горизонтом RR , являющимся одновременно кровлей рифейского комплекса. Мощность вендского комплекса также регионально уменьшается в северном направлении и увеличивается в восточном направлении – в направлении Тюмятинской площади и северного склона Оленекского свода. В районе Бурской, Хастахской и Чарчыкской площадей мощность венда составляет 850–950 м.

Вендский комплекс практически нигде не срезается эрозионной поверхностью, и в западном направлении комплекс выклинивается на приподнятые участки рифея.

Рифейский сейсмогеологический мегакомплекс в подошве контролируется отражающим горизонтом R_0 . К кровле мегакомплекса приурочен горизонт RR в зонах развития венда и P_0 – на участках, где рифей выходит под эрозионную поверхность.

Отражающий горизонт R_0 обладает высоким энергетическим уровнем и отделяет высокоамплитудные рифейские волновые поля от хаотического рисунка сейсмической записи, характерного для фундамента.

В наиболее полных разрезах рифея, получивших развитие на юго-востоке рассматриваемой территории, выделяется 5 сейсмогеологических комплексов, к кровлям которых приурочены отражающие горизонты R_1 – R_4 . В этой зоне мощность рифейских платформенных отложений достигает 8 км. В западном и северном направлениях рифейские отражающие горизонты регионально поднимаются и последовательно срезаются отражающим горизонтом P_0 . Таким образом, в северо-западном направлении возраст рифейских отложений, залегающих в верхней части мегакомплекса, все более возрастает, а его мощность уменьшается до 3–4 км.

Перспективы нефтегазоносности, нефтегазоперспективные объекты

Интерес в отношении нефтегазоносности в Анабарo-Оленекском районе представляют отложения кембрия, венда и рифея [1, 3].

Кембрий и венд перспективны в юго-восточной части рассматриваемой территории. Залежи в венде могут контролироваться структурно-литологи-

ческими ловушками (рис. 2); нефтегазоперспективные объекты в кембрии как со структурно-литологическими, так и со структурно-стратиграфическими ловушками (см. рис. 2). Учитывая клиноформный характер строения кембрийских отложений, можно рассчитывать и на литологически-экранированные объекты.

Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности на исследуемой территории вызывает рифей. В юго-восточной части Анабаро-Оленекской зоны получил развитие мощный рифейский осадочный бассейн; на юго-западе выделены крупные положительные структуры, связанные с выступами рифейских пород, на которых можно ожидать развитие коллекторов, связанных с зонами дезинтеграции карбонатов. В тектоническом плане эта территория идентична зоне сочленения Курейской синеклизы и Байкитской антеклизы, к которой приурочена Юрубчено-Тохомская зона нефтенакопления.

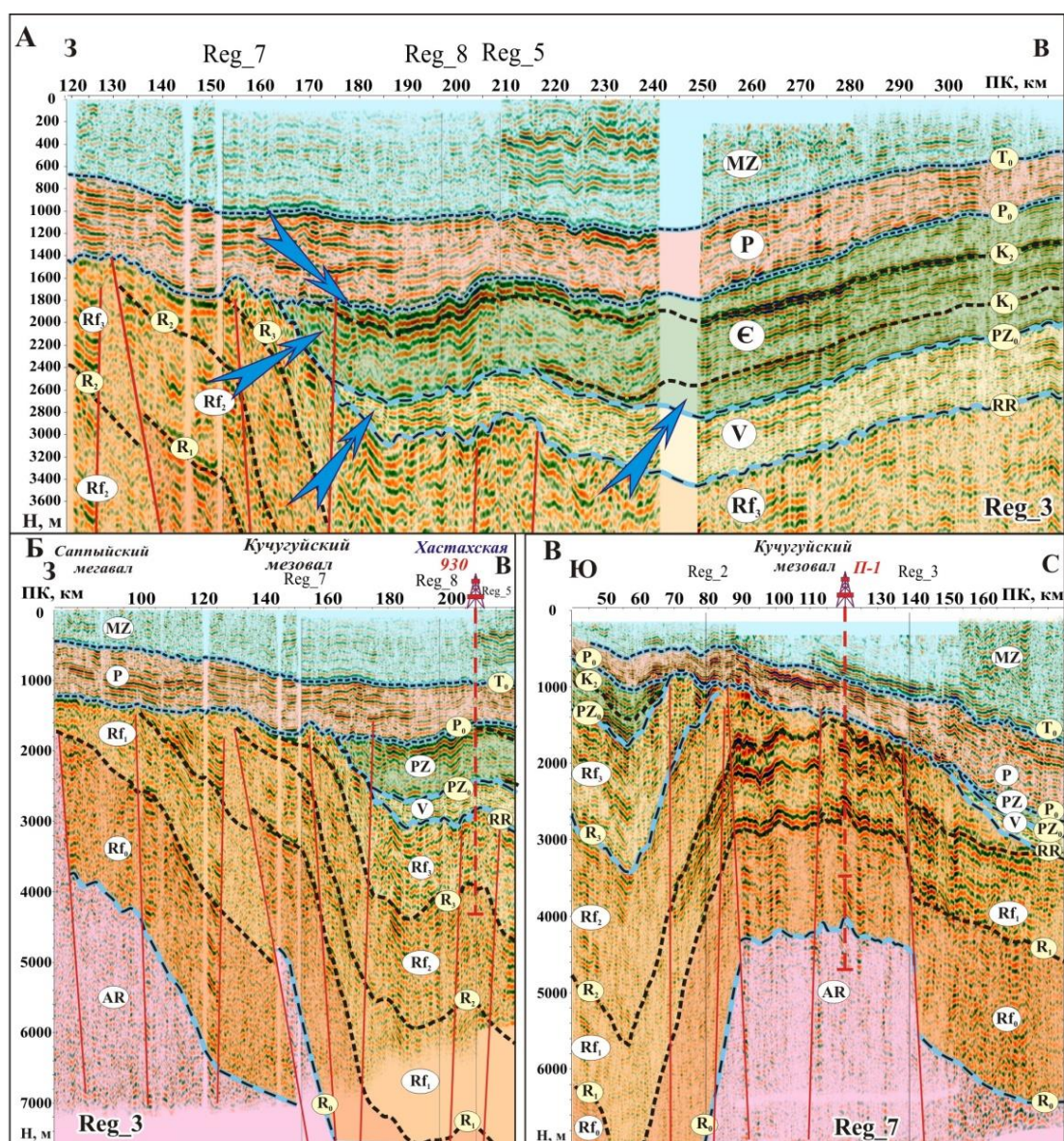


Рис. 2. Нефтегазоперспективные объекты венда и кембрия (А) и рифея (Б, В)

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
2. Граусман В. В. Геологический разрез Усть-Оленекской скв. 2370 (инт. 3605-2700) // Тихоокеанская геология. – 1995. – Т. 14, № 4. – С. 137–140.
3. Нефтегазовая геология и перспективы развития нефтегазового комплекса Якутии / В. П. Ларионов, А. Ф. Сафронов, В. А. Каширцев, К. И. Микуленко, В. С. Ситников // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 1. – С. 121–126.

© В. А. Конторович, И. А. Губин, М. В. Соловьев, В. В. Лапковский, 2015

ПАЛЕОЗОЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: РЕГИОНАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Владимир Алексеевич Конторович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, заведующий лабораторией сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)330-89-24, e-mail: KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

Людмила Михайловна Калинина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)330-89-24, e-mail: KalininaLM@ipgg.sbras.ru

Дарья Владимировна Аюнова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)333-21-56, e-mail: KontorovichDV@ipgg.sbras.ru

Александр Юрьевич Калинин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)333-21-56, e-mail: KalininAY@ipgg.sbras.ru

Михаил Сергеевич Канаков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)333-21-56, e-mail: KanakovMS@ipgg.sbras.ru

Ксения Игоревна Канакова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)333-21-56, e-mail: KanakovaKI@ipgg.sbras.ru

Екатерина Сергеевна Сурикова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, тел. (383)333-21-56, e-mail: SurikovaES@ipgg.sbras.ru

Рассмотрена региональная модель геологического строения палеозоя Западной Сибири; выделены нефтегазоперспективные макроблоки, расположенные в Приуральской и Предъенисейской зонах и во Внутренней области плиты. Рассмотрено строение и типы нефтегазоперспективных объектов Пудинско-Александровского макроблока, сформулированы критерии нефтегазоперспективных объектов по сейсмическим данным.

Ключевые слова: сейсмогеологический мегакомплекс, палеозой, разрывное нарушение, залежь, тектоника.

PALEOZOIC OF THE WESTERN SIBERIA: REGIONAL MODEL OF GEOLOGICAL STRUCTURE AND PETROLEUM POTENTIAL

Vladimir A. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Doctor of Science, Corresponding Member of RAS, Head of the Laboratory of Seismogeological Modelling of Natural Petroleum Systems, tel. (383)330-89-24, e-mail: KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

Ludmila M. Kalinina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Seismogeological Modelling of Natural Petroleum Systems, tel. (383)330-89-24, e-mail: KalininaLM@ipgg.sbras.ru

Darya V. Ayunova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Junior Researcher of the Laboratory of Seismogeological Modelling of Natural Petroleum Systems, tel. (383)333-21-56, e-mail: KontorovichDV@ipgg.sbras.ru

Alexander Yu. Kalinin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Junior Researcher of the Laboratory of Seismogeological Modelling of Natural Petroleum Systems, tel. (383)333-21-56, e-mail: KalininAY@ipgg.sbras.ru

Mikhail S. Kanakov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Junior Researcher of the Laboratory of Seismogeological Modelling of Natural Petroleum Systems, tel. (383)333-21-56, e-mail: KanakovMS@ipgg.sbras.ru

Ksenia I. Kanakova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Junior Researcher of the Laboratory of Seismogeological Modelling of Natural Petroleum Systems, tel. (383)333-21-56, e-mail: KanakovaKI@ipgg.sbras.ru

Ekaterina S. Surikova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Junior Researcher of the Laboratory of Seismogeological Modelling of Natural Petroleum Systems, tel. (383)333-21-56, e-mail: SurikovaES@ipgg.sbras.ru

Regional model of the geological structure of the Paleozoic Western Siberia was considered; oil-and-gas macroblocks located in the Ural and Pre-Yenisei areas and in the inner region of the plate were allocated. The structure and types of oil-and-gas objects of Pudino-Alexandrov macroblock were considered. Criteria of oil-and-gas objects from the seismic data were formulated.

Key words: seismogeological megacomplex, Paleozoic, fault, reservoir, tectonics.

В настоящее время на территории Западно-Сибирской провинции в палеозойских отложениях открыто более 50 месторождений нефти и газа, непро-

мышленные притоки нефти и нефтепроявления зафиксированы более чем на 100 площадях. География палеозойских открытий охватывает практически весь Западно-Сибирский бассейн – от Малоичского месторождения на юге до Новопортовского на севере, от Шаимско-Березовской зоны на западе до Верхнекомбарского, Сатпаевского месторождений на востоке (рис. 1).

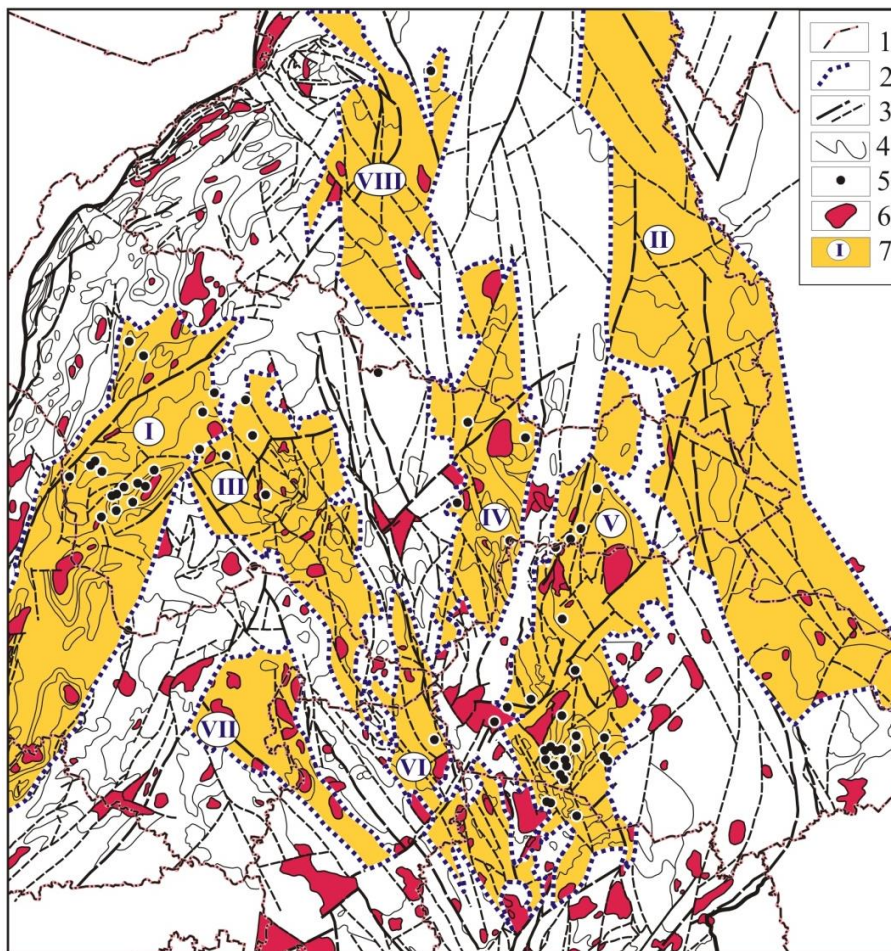


Рис. 1. Генерализованная схема нефтегазоперспективных блоков палеозоя (Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн):

1 – административные границы, 2 – палеозойские макроблоки, 3 – разрывные нарушения, 4 – геологические границы, 5 – палеозойские месторождения нефти и газа, 6 – кислые эффузивы, 7 – палеозойские макроблоки: I – Приуральский, II – Предъенисейский, III – Ханты-Мансийский, IV – Нижневартовский, V – Пудинско-Александровский, VI – Ягыл-Яхский, VII – Верхнедемьянский, VIII – Ярудейский

На территории Западной Сибири палеозойские отложения слагают разные тектонические зоны [1], представляющие интерес в отношении нефтегазоносности.

В западной части провинции получил развитие Приуральский блок, характерной особенностью которого являются небольшие глубины залегания палеозоя и приуроченность залежей к корам выветривания, сформированным на выступах фундамента, сложенных гранитами и кислыми эффузивами (см. рис. 1). В пределах Приуральского блока в палеозое открыто 21 месторождение.

В восточной части Западной Сибири получило развитие широкое поле рифей-кембрийских платформенных отложений, представляющее собой погруженную под мезойско-кайнозойский чехол Западной Сибири часть Сибирской платформы, выделенную в составе Предъенисейской потенциально нефтегазональной субпровинции [2].

В настоящее время в пределах этой территории пробурена серия параметрических скважин, вскрывших разрез венд-кембрийских платформенных отложений, содержащий резервуары, флюидоупоры и нефтематеринские породы. В частности в отложениях нижнего кембрия вскрыта черносланцевая, обогащенная органическим веществом пайдугинская свита, являющаяся генетическим и возрастным аналогом куанамской формации – основной кембрийской нефтепроизводящей толщи на Сибирской платформе. Высокий потенциал верхнепротерозойско-палеозойских отложений Предъенисейской субпровинции подтверждается и результатами бурения скважины Лемок-1, в которой установлены прямые признаки нефти, источником которой являются рифейские нефтепроизводящие толщи.

Внутренние области. Наибольший интерес в отношении нефтегазональности палеозоя в центральной части бассейна представляют органогенные известняки и доломиты коренного палеозоя (горизонт M_1) и глинисто-кремнистые породы коры выветривания (горизонт M) [3]. Перспективными в отношении нефтегазональности являются также коры выветривания, развитые по гранитам и кислым эффузивам.

Во внутренней области бассейна получило развитие 6 макроблоков, сложенных преимущественно карбонатными и глинисто-кремнистыми породами – Ханты-Мансийский, Ярудейский, Нижневартовский, Ягыл-Яхский, Верхнедемьянский и Пудинско-Александровский макроблоки (см. рис.1). В пределах Ханты-Мансийского блока в палеозое открыто 5 нефтяных месторождений; в пределах Ярудейского блока – Новопортовское месторождение. На Нижневартовском блоке притоки углеводородов из палеозойских отложений получены на 4 площадях – Западно-Котухтинской, Северо-Варьеганской, Советской и Урьевской, на Ягыл-Яхском блоке – на Восточно-Тайлоковской и Ягыл-Яхской площадях, на Пудинско-Александровском блоке промышленные залежи углеводородов открыты на 29 площадях.

Пудинско-Александровский блок в тектоническом плане охватывает (с юга на север) Межовский выступ, Чузикско-Чижапскую мезоседловину, Лавровский мезовал, Пудинский и Средневасюганский мегавалы и Александровский свод. Из 29 залежей, открытых в пределах блока, 26 связаны с органогенными известняками, доломитами и глинисто-кремнистыми породами;

на 3 площадях промышленные притоки нефти получены из коры выветривания, развитой по гранитам и кислым эффузивам.

Нефтепроизводящие породы. Анализ углеводородов-биомаркеров показал, что источником углеводородов для формирования залежей в палеозойском комплексе пород служили как континентальные отложения базальных горизонтов юры, в первую очередь отложения тогурской свиты, так и внутripалеозойские морские нефтематеринские толщи [4].

Резервуары нефти и газа. Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности коренного палеозоя являются органогенные известняки и доломиты, в которых формировались кавернозно-трещиноватые коллектора. С блоками органогенных известняков и доломитов связаны Арчинское, Урманское, Северо-Останинское и др. месторождения [3].

Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности коры выветривания представляют контрастные эрозионно-тектонические выступы, сложенные кремнистыми известняками и кремнеаргиллитами, на которых формировались мощные коры выветривания глинисто-кремнистого состава. Примерами месторождений этого типа являются Калиновое, Останинское и др. [3].

Зоны, перспективные для формирования коллекторов в органогенных известняках и доломитах, характеризуются повышенными значениями амплитуд отраженных волн, для кремнистых эрозионно-тектонических выступов характерно резкое понижение амплитудно-энергетических характеристик сейсмической записи (рис. 2). Аналогичное падение амплитуд волновых полей фиксируется в пределах нефтегазоперспективных блоков доюрского основания, сложенных гранитами и кислыми эффузивами.

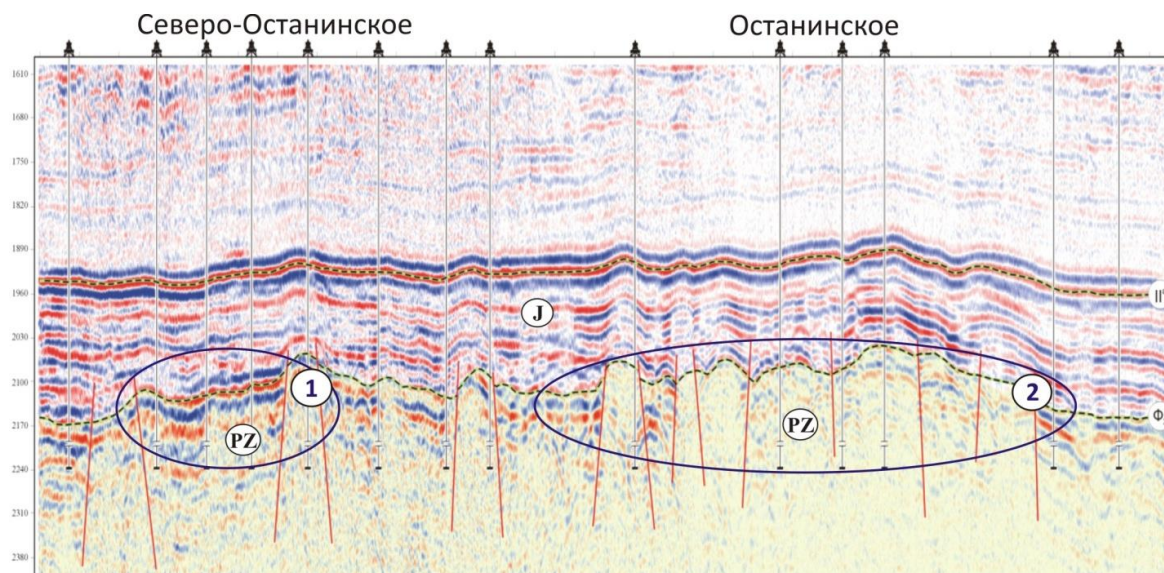


Рис. 2. Сейсмогеологическая характеристика палеозойских месторождений

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. - М.: Недра, 1981. - 143 с.
2. Конторович А.Э., Ефимов А.С., Кринин В.А. и др. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности кембрия и верхнего протерозоя западной окраины Сибирской платформы (левобережье Енисея) // Геология и геофизика. - 2000а. - Т. 41, № 12. - С. 1615–1636.
3. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижайской зоны нефтегазонакопления) // Геология и геофизика. - 2007. - Т. 48, № 5. - С. 538–547.
4. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири // Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "Гео", 2005. - 183 с.

© В. А. Конторович, Л. М. Калинина, Д. В. Аюнова, А. Ю. Калинин,
М. С. Канаков, К. И. Канакова, Е. С. Сурикова, 2015

НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫЕ ЛОВУШКИ В РИФЕЙ-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ ПРИСАЯНО-ЕНИСЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ И АНГАРО-ЛЕНСКОЙ СТУПЕНИ (ЖЕЛДОНСКАЯ ЗОНА)

Елена Николаевна Кузнецова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383)363-91-88, email: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

Моноклиальный склон зоны сочленения Присаяно-Енисейской синеклизы и Ангаро-Ленской ступени является перспективной территорией для обнаружения залежей УВ. Здесь, по материалам современных региональных сейсмических работ (профиль «Кежма-Предпатомский прогиб») и глубокого бурения, прогнозируется развитие неструктурных ловушек, преимущественно стратиграфических. Их формирование связано с выклиниванием рифейских и вендских базальных отложений.

Ключевые слова: зона выклинивания, неструктурная ловушка, рифей, терригенный венд, базальные отложения, нефтегазоносный горизонт.

NON-ANTICLINAL TRAPS IN THE RIPHEAN-VENDIAN SEDIMENTS OF THE JUNCTION OF THE PRISAYAN-YENISEI SYNCLINE AND ANGARA-LENA BENCH (ZHELDONSKAYA AREA)

Elena N. Kuznetsova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Research Scientist of the Laboratory Oil and Gas Geology of the Siberian Platform, tel. (383)363-91-88, e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

Monoclinical slope of the junction of the Prisayan-Yenisei syncline and Angara-Lena bench is prolific region to search for hydrocarbon reservoirs. Here, based on the modern regional seismic studies (Kezhma-PrePatom trough profile) and deep drilling, forecasting of non-structural (stratigraphic) traps development is made. Their formation is related to the thinning of the Riphean and Vendian basal sediments.

Key words: thinning zone, non-structural trap, Riphean, terrigenous Vendian, basal sediments, petroleum horizon.

Интерес к зоне сочленения Присаяно-Енисейской синеклизы и Ангаро-Ленской ступени продиктован в первую очередь особенностью строения рифейского и базального вендского интервала разреза. Составляющие его отложения выклиниваются вдоль границы двух структур, создавая благоприятные условия для формирования неантиклинальных ловушек УВ. Перспективы подобных объектов обоснованы и изучены на соседней территории Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз. Многие исследователи не раз отмечали эту территорию как приоритетную для проведения геолого-разведочных работ при поисках нефти и газа.

В представленной работе автор на базе опубликованной литературы по геологическому строению территории и выполненных самостоятельно структурных и параметрических построений дал прогноз участков нефтегазонакопления в рифей-вендских отложениях в пределах Желдонской зоны.

В структурном отношении по кровле рифейских отложений рассматриваемая территория является моноклиналим склоном, воздымающемся с запада на восток. В юго-западной части территории выделяется структура первого порядка Братский выступ. По кровле чорской свиты (терригенный венд) основные закономерности структурного плана сохраняются. На карте толщин чорской свиты наблюдается соответствующее уменьшение мощности отложений вверх по склону от 600 до 100 м. Происходит это по двум причинам. С запада на восток сокращается стратиграфический объем верхнечорской подсвиты за счет предданиловского перерыва, а в нижнечорской подсвите происходит выклинивание базальных отложений.

В скважине Ковинская-1, расположенной в наиболее погруженной части склона, в нижнечорской подсвите по материалам ГИС выделяется три песчаных интервала. В соответствии с принятой индексацией продуктивных горизонтов на территории Ангара-Ленской ступени они имеют следующие названия сверху вниз: шамановский, боханский и безымянный. Пласты изолированы глинистыми интервалами. Согласно выполненным структурным построениям, шамановский и боханский пласты присутствуют на всей рассматриваемой территории. Нефтегазонакопительность их доказана на соседних площадях, но в пределах зоны из них получена только пластовая вода, причем в скважинах, расположенных в верхней части склона (Усть-Илимская 113 и Верхнекатангская 160). Учитывая эти обстоятельства, реальными перспективами обладает безымянный пласт. Он состоит из переслаивания алевролитов и полевошпат-кварцевых песчаников различной зернистости, текстура пород – горизонтально-волнистослоистая. По мнению исследователей, его формирование также происходило в условиях мелководного шельфа [1]. Пласт залегает в подошве базальной пачки, которая имеет ограниченное распространение по площади из-за прилегания отложений вдоль воздымающегося склона, что создает благоприятные условия формирования стратиграфической ловушки. Основные ее контуры намечены на основе анализа карты толщин базальной пачки, с учетом особенностей ее строения. Для этого были построены две зависимости изменения толщин отдельно песчаного пласта и отдельно перекрывающего его аргиллитового интервала от мощности базальной пачки. Распределение толщин всей пачки соответствует общим закономерностям, характерным для терригенного венда. В результате сделаны выводы о том, что при мощности базальной пачки менее 70 м песчаный пласт полностью выклинится из разреза. Следует учесть, что с увеличением толщины пачки будет происходить литологическое замещение песчаников на глинистые разности, так как при удалении вглубь бассейна количество песчаной фракции в осадках сокращается. Исходя из фактических данных глубокого бурения (скв. Ковинская 1), замещение можно ожидать западнее изопохиты 110 м. Выбранным критериям удовлетворяет два участка в южной части территории

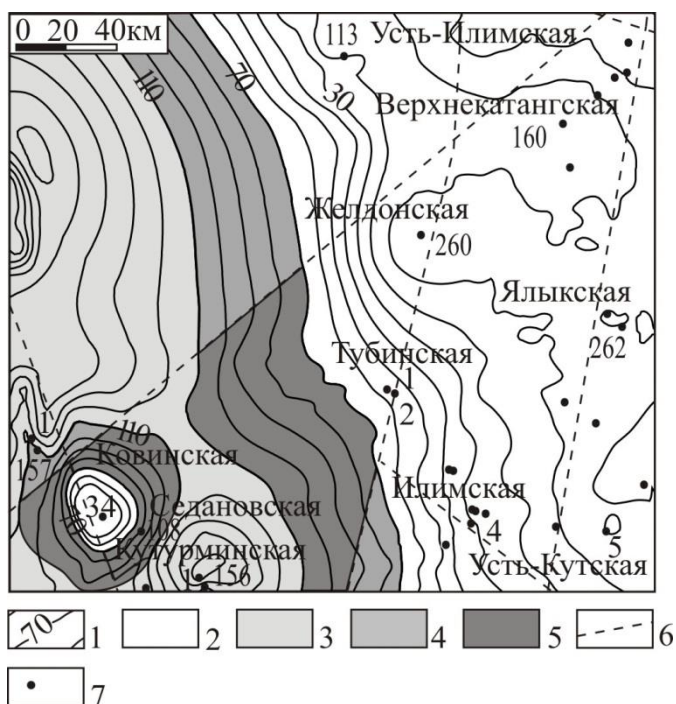


Рис. 1. Прогнозная залежь в безымянном пласте (терригенный венд).

Безымянный пласт: 1 – изопакиты, 2 – зона отсутствия отложений, 3 – зона глинизации, 4 – зона развития коллектора, 5 – залежь УВ, 6 – разломы, 7 – глубокие скважины

(рис. 1). Это ловушка, расположенная на склоне южнее Тубинской площади. С востока и запада она имеет стратиграфический и литологический контроль соответственно. На юге и севере экраном могут служить тектонические нарушения. Вторая ловушка связана с Седановским локальным выступом и в большей степени контролируется структурой, но с элементами стратиграфического и литологического ограничения.

Рифейский комплекс пород на рассматриваемой территории изучен очень слабо. Сведения о его строении и распространении основываются на факте вскрытия тремя скважинами: Седановской 34, Ковинской 1 и Желдонской 260 карбонатных пород ниже чорской свиты и предположительно рифейского возраста терригенных

пород в 113 Усть-Илимской скважине. Исходя из этого, и с учетом материалов сейсмических работ по профилю «Кежма-Предпато-мский прогиб» следует, что граница распространения рифейских пород проходит в юго-западном направлении западнее Тубинской площади (рис. 2) [2]. Рифейские отложения отсутствуют на Братском выступе. Согласно районированию рифейского яруса, территория располагается на восточном борту Иркиннеево-Ванаварской ячеи Ангаро-Котуйского прогиба. Прогиб имеет ассиметричное строение. Восточный борт характеризуется относительно пологим залеганием отложений и слабой дислоцированностью пород. Известно, что перспективы рифейского комплекса связаны с органогенными карбонатными породами, подвергшимися выветриванию во время предвендского перерыва, но не только. Наличие коллекторов доказано притоками пластовой воды из карбонатных и терригенных пород, залегающих вне зоны выветривания.

Низкая изученность рифейского комплекса в пределах рассматриваемой площади не позволяет с уверенностью сказать, породы каких свит здесь выходят на предвендскую поверхность. Можно лишь предполагать, как вариант, что геологическая карта рифейской поверхности вдоль восточного борта будет мало отличаться от соседней территории Катангской седловины, имеющей похожее строение рифея по данным сейсмического профиля «Батолит». Если продлить принятые на сегодняшний день границы выхода рифейских толщ с севера

от Катангской седловины на юг, то на большей части территории они совпадут со структурным планом предвендской эрозионной поверхности. В районе Братского выступа наблюдается воздымание предвендской поверхности и изогипсы пересекают границы распространения рифейских пород. Возможно, юго-восточная часть участка в позднерифейское время испытала подъем, и часть более древних рифейских толщ было размыто. Используя полученные построения и принимая во внимание глубину залегания рифейских пород, был намечен участок технически доступный и наиболее вероятный для скопления УВ. В качестве перспективного объекта выбрана территория выхода на предвендскую поверхность двух рифейских толщ – джелиндуконской и аявинской. Пласты-коллекторы в джелиндуконской свите выделены в скважине Аявинская 109 (Катангская седловина), из которых получен приток пластовой воды. Песчаники по составу кварцевые средне-крупно-зернистые, трещиноватые. Среднее значение открытой пористости изменяется от 4,06 до 12,12 %. Аявинская толща имеет карбонатный состав. В верхней ее части преобладают доломиты пластово-стромато-литовые, неравномерно мелко-пористо-каверно-зные (отдельные каверны до 5 мм) и трещиноватые [3]. Покрышкой в обоих случаях будут служить аргиллиты базальной пачки чорской свиты, а нижележащие песчаники безымянного пласта здесь повсеместно уже отсутствуют. С востока и юга залежь контролируется стратиграфически границей выклинивания отложений. На севере возможен тектонический контроль – зоной Ангара-Виллюй-ского разлома.

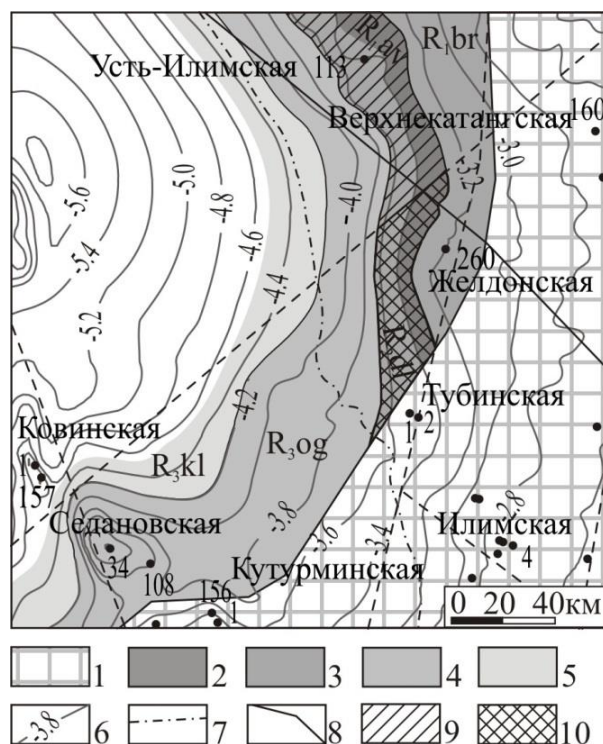


Рис. 2. Прогнозная залежь в рифейских отложениях:

- 1 – выход фундамента на предвендскую поверхность; литологический состав свит: 2 – карбонатные, 3 – карбонатно-терригенные, 4 – терригенно-карбонатные, 5 – терригенные; 6 – изогипсы предвендской поверхности, в км; 7 – граница выклинивания безымянного пласта; 8 – линия сеймопрофиля «Кежма-Предпатомский прогиб»; 9 – зона распространения коллекторов рифейских отложений; 10 – залежь УВ в рифейских отложениях; свиты рифея: R_{1br} – бурусская, R_{1av} – аявинская, R_{2dl} – джелиндуконская, R_{3og} – огневская, R_{3kl} – кулиндинская

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Литологические особенности рифейских и вендских отложений Ковинской св. 1 / К. С. Кодрина, И. Г. Косухина, М. М. Потлова и др. // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. – Новосибирск: СНИИГиМС, 1982. – С. 8–15.
2. Евграфов А. А., Бобров Н. И., Вальчак В. И. Строение рифейского и венд-палеозойского комплексов пород юга Сибирской платформы вдоль маршрутов «Карабула-Восточный Саян» и «Кежма – Предпатомский пргиб» // Перспективы развития нефтедобывающего комплекса Красноярского края: сб. материалов науч. конф. – Красноярск: КНИИ-ГиМС, 2007. – С. 17–21.
3. Гутина О. В. Комплексное обоснование стратиграфической схемы рифейских отложений юго-западной части Сибирской платформы (Байкитская, Катангская НГО, Енисейский кряж, Чадобецкое поднятие): монография. – Новосибирск: СО РАН, 2007. – 180 с.

© Е. Н. Кузнецова, 2015

ПРЕДЛОЖЕНИЯ К НАПРАВЛЕНИЯМ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ПРЕДЕЛАХ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ УРЕНГОЙСКОГО МЕГАВАЛА

Аркадий Романович Курчиков

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, доктор геолого-минералогических наук, чл.-корр. РАН, директор, тел. (3452)46-58-27, e-mail: ARKurchikov@tmnsc.ru

Владимир Николаевич Бородин

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник, тел. (3452) 46-58-27, e-mail: komgort@mail.ru

Антон Сергеевич Недосекин

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», 625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 211, кандидат геолого-минералогических наук, первый заместитель генерального директора, тел. (3452)21-52-95, e-mail: info@ingeos.info

Венера Ильдаровна Самитова

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, ведущий инженер, тел. (3452)46-58-84, e-mail: Samitova_vi@mail.ru

На основании комплексного анализа всей геолого-геофизической информации в пределах района исследований выделен базисный горизонт постановки поисково-оценочных работ, которым принята ачимовская толща. В составе толщи откартирована серия перспективных объектов, на которые намечен оптимальный объем поисково-оценочных скважин. Скважины попутно будут производить оценку литологических объектов в пластах БУ₁₆, БУ₁₇₋₁₉ и БУ₂₀.

Ключевые слова: Западная Сибирь, клиноформа, ловушка, ачимовская толща, перспективные объекты.

OFFERS ABOUT ORGANIZATION OF EXPLORATION WORKS IN THE LIMIT OF SOUTH-EASTERN PART OF URENGOISKIY MEGALITHIC BANK

Arkadiy R. Kurchikov

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, 74 Taymyrskaya St., Doctor of Science, Corresponding Member of RAS, Director, tel. (3452)46-58-27, e-mail: arkurchikov@tmnsc.ru

Vladimir N. Borodkin

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, 74 Taymyrskaya St., Doctor of Science, Professor, Chief Research Scientist, tel. (3452)46-58-27, e-mail: komgort@mail.ru

Anton S. Nedosekin

«INGEOSERVICE», 625019, Russia, Tyumen, 211 Respublikiy St., Ph. D., First Deputy General Director, tel. (3452)21-52-95, e-mail: info@ingeos.info

Venera I. Samitova

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, 74 Taymyrskaya St., Lead Engineer, tel. (3452)46-58-84, e-mail: samitova_vi@mail.ru

Base horizon (Achimovsky deposits) of organization of exploration activities is allocated on the basis of complex analysis of all geologic-geophysical information in the limit of region of research. Optimum number of prospecting and appraisal wells is planned for series of prospective targets, which are mapped within Achimovsky deposits. Wells concurrently will estimate lithological objects in following formations: BU16, BU17-19 and BU20.

Key words: West Siberia, clinoform, trap, Achimovsky deposits, prospective targets.

В границах Уренгойского мегавала промышленная нефтегазоносность установлена в среднеюрских (пласты Ю₂₋₄), ачимовских (по Госбалансу запасов углеводородов (УВ) пласты Ач₆, Ач⁰₆, Ач₅, Ач₃₋₄, Ач₁₋₂, по субрегиональной индексации соответственно – БТ₁₂₋₁₃Ач₁₈, БТ₁₁Ач₁₇, БУ₂₀Ач₁₆, БУ₁₇₋₁₉Ач₁₅ и БУ₁₆Ач₁₃₋₁₄ [1]), неокомских (пласты БУ₂₀-БУ₀, АУ₁₀, АУ₉) и верхнемеловых (пласты ПК₂₁, ПК₁₈, ПК₁₋₆) отложениях [2].

В промышленном освоении в настоящее время находятся верхнемеловые (пласты ПК₁₋₆), неокомские (пласты БУ) и ачимовские (пласты Ач) [3] образования.

Несмотря на промышленное освоение основных стратиграфических горизонтов в пределах мегавала, отдельные его территории до сих пор еще недостаточно опоискованы.

Таковой является юго-восточная часть мегавала, в пределах которой выявлено одно Усть-Ямсовейское месторождение. В составе месторождения промышленная нефтегазоносность установлена в пластах БУ₂₀, БУ₁₈, БУ₁₇ и БУ₁₆.

Район исследований находится в непосредственной близости от Берегового, Пырейного и Южно-Пырейного месторождений, на западе ограничен Северо-Пырейной площадью, Ново-Уренгойским, Уренгойским и Ево-Яхинским месторождениями (рис.1).

В пределах данной территории слабые притоки газоконденсата из кровли тюменской свиты (пласт Ю₂) получены в скважинах 375, 377 Северо-Пырейной площади, насыщенный углеводородами керн поднят в скважине 11 Усть-Ямсовейского месторождения.

Признаки нефтегазоносности в ачимовской толще, являющейся одним из основных поисковых объектов [4] (см. рис.1.), отмечались в скважинах 452, 453, 454 и 457 Ново-Уренгойской, 375, 377 Северо-Пырейной и 358 Ево-Яхинской площадей. В неокомских отложениях промышленные притоки газоконденсата установлены в литологической ловушке пласта БУ₁₇ в пределах Ново-Уренгойского и Ево-Яхинского месторождений.

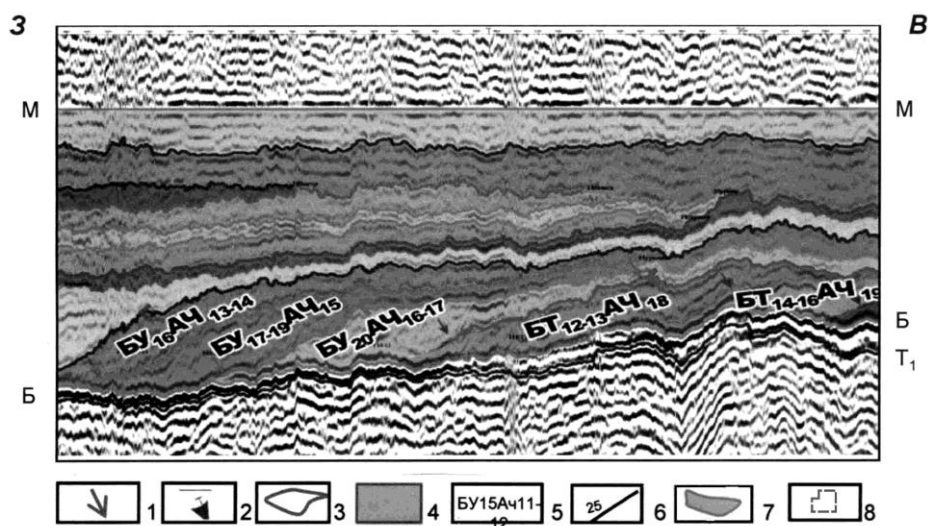
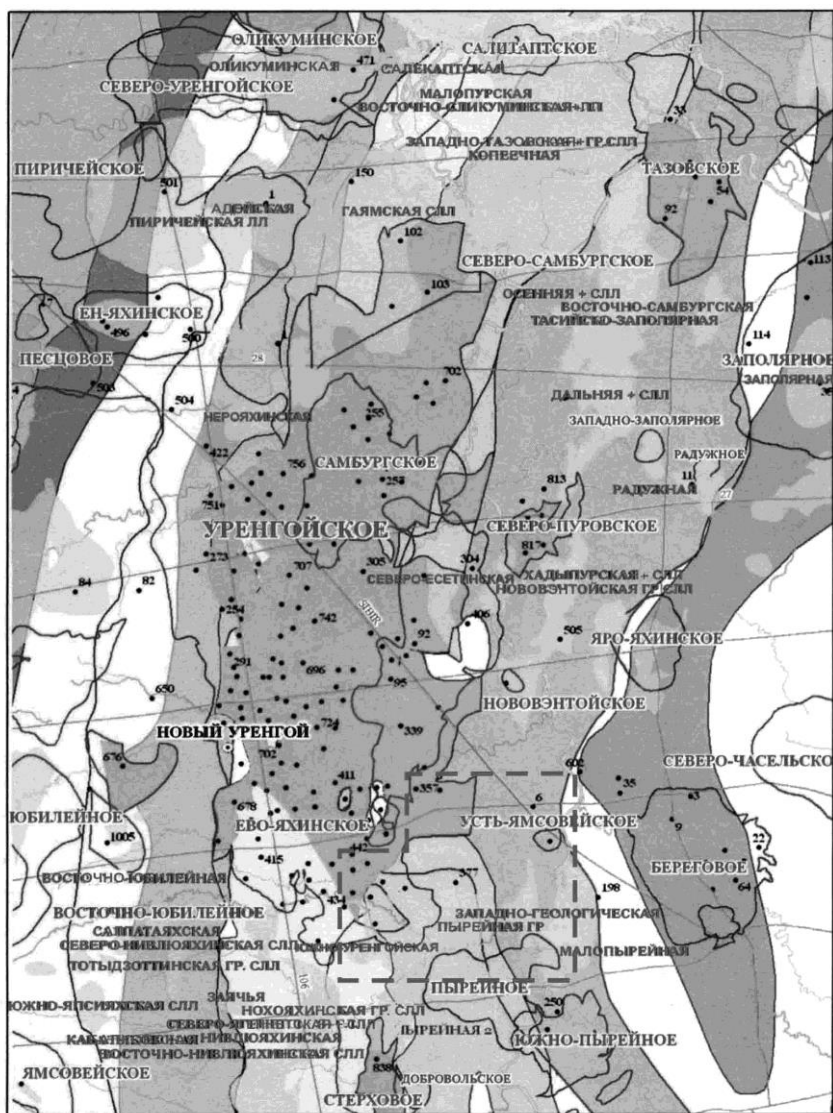


Рис. 1. Схема перспектив нефтегазоносности клиноформных образований ачимовской толщи Уренгойского и прилегающих районов Западной Сибири:

1 – западная граница клиноформы; 2 – восточная граница клиноформы; 3 – контуры сеноманских газовых залежей; 4 – залежи УВ; 5 – индекс клиноформы; 6 – региональный профиль; 7 – перспективные объекты; 8 – район исследований

Территория проводимых исследований расположена в зоне с развитой инфраструктурой: с юга на север ее пересекает железная дорога «Тюмень – Н. Уренгой», в коридоре с которой проходит ЛЭП, по юго-западной части района проложены два магистральных газопровода ($D = 1\,420$ мм) и два продуктопровода ($D = 720$ мм).

В случае открытия в пределах рассматриваемой территории новых залежей УВ это позволит подключать их к промышленному освоению.

Пласты БУ₁₇, БУ₁₈ БУ₂₀, продуктивность которых установлена на соседних территориях (Пырейной, Южно-Пырейной, Восточно-Уренгойской, Есетинской и т.д.), в пределах района исследований находятся в зоне перехода прибрежно-мелководных образований в склоновые отложения.

На сейсмических разрезах, в зоне склоновых образований (сигмовидные отражения) они, как правило, отображаются динамически выраженными отражениями (рис. 2.) и достаточно уверенно картируются в плане (рис. 3).

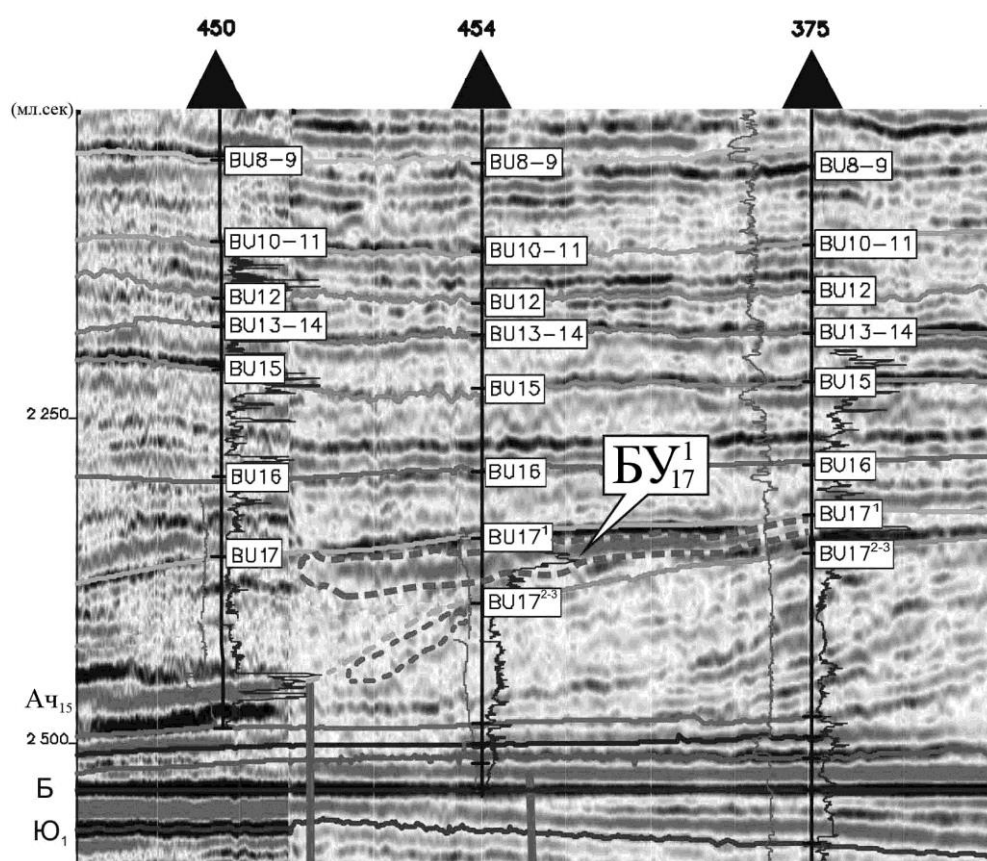


Рис. 2. Композитный сейсмический профиль по линии скв. 450 Нов. Уренгойско-375 С-Пырейский

Для разведки литологической залежи пласта БУ₁₇ рекомендуется бурение трех скважин (№ 376, 378, 379) (рис. 3), очередность бурения скважин намечена в соответствии с их порядковыми номерами.

Опоискование пластов БУ₂₀, БУ₁₈₋₁₉, БУ₁₇, БУ₁₆ будет производится попутно скважинами на отложения ачимовской толщи.

Основные перспективы нефтегазоносности связаны с отложениями ачимовской толщи.

На основании выполненной сейсмогеологической корреляции в границах площадного распространения клиноформных образований ачимовской толщи (см. рис.1) откартированы структурно-литологические ловушки в пластах БТ₁₃Ач₁₈², БТ₁₂Ач₁₈¹, БТ₁₁Ач₁₇, БУ₂₀²Ач₁₆² и БУ₂₀¹Ач₁₆¹ (рис. 4). Нарисункецветами закрашены гипсометрически наиболее приподнятые участки ловушек, т.е. наиболее вероятные зоны нефтегазонакопления.

Поисковая скважина 390 с проектным забоем 3750 м рекомендуется бурением на пласты БУ₂₀²Ач₁₆² и БУ₂₀¹Ач₁₆¹ в гипсометрически оптимальных условиях (рис. 4). Скважина 391 с проектным забоем 3700 м запланирована на ловушки в клиноформах БТ₁₁Ач₁₇ и БТ₁₂Ач₁₈¹ в центральной гипсометрически приподнятой части линзы БТ₁₁Ач₁₇ (рис. 4), по линии субширотного профиля, относительно предыдущей скважины, что облегчит процесс геологического моделирования отложений ачимовской толщи. Третья скважина 392 с проектным забоем 3650 м рекомендуется на пласты БТ₁₃Ач₁₈² и БТ₁₂Ач₁₈¹ в зоне их взаимного перекрытия, также в гипсометрически приподнятом структурном положении. Все скважины рекомендуется бурить со вскрытием кровли тюменской свиты (пласт Ю₂).

Намечен оптимальный объем бурения, в дальнейшем, по результатам проведенных работ, будет планироваться дополнительное бурение поисково-разведочных скважин.

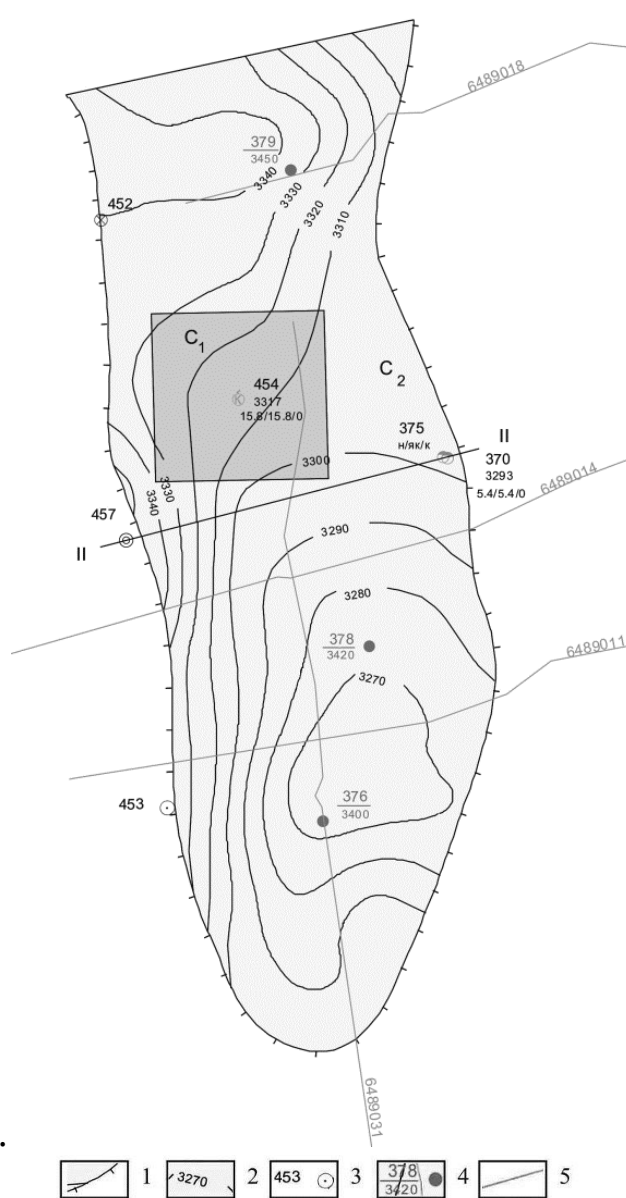


Рис. 3. Подсчетный план литологической газоконденсатной залежи пласта БУ₁₇ (склоновая фация):

- 1 – зона фациального замещения пласта БУ₁₇;
- 2 – изогипсы по кровле пласта; 3 – пробуренные скважины; 4 – проектные скважины;
- 5 – сейсмические профили

Открытие новых залежей УВ в пределах исследованной территории и подключение их к промышленному освоению на сегодняшний день являются весьма актуальным.



Рис. 4. Схема совмещенных контуров ловушек в ачимовской толще исследованной территории:

- 1 – сейсмические профили; 2 – изогипсы;
3 – пробуренные скважины; 4 – проектная скважина

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бородкин В. Н., Курчиков А. Р., Кислухин И. В. Альбом залежей углеводородов ачимовского нефтегазоносного комплекса севера Западной Сибири в соответствии с упорядочением индексации пластов в государственном балансе запасов углеводородов. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2011. – 72 с.
2. К 40 летию открытия уникального Уренгойского нефтеконденсатного месторождения / А. М. Брехунцов, В. Н. Бородкин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 3–4. – С. 74–87.
3. Курчиков А. Р., Бородкин В. Н., Попов Ю. Л. Характеристика геологической модели и нефтегазоносности основных клиноформ ачимовской толщи севера Западной Сибири // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса. – М.: Недра, 2013. – 411 с.
4. Обоснование направлений поисково-оценочных работ в пределах Уренгойского и сопредельных районов севера Западной Сибири / А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин, А. С. Нодосекин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 8. – С. 4–14.

© А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин, А. С. Нодосекин, В. И. Самитова, 2015

ВИХРЕВЫЕ ДВИЖЕНИЯ В ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРОЦЕССОВ РЕЛЬЕФООБРАЗОВАНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Павел Степанович Лапин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат географических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-85-73, e-mail: LapinPS@ipgg.sbras.ru

Рассмотрен пример проявления вихревых движений в мезо-кайнозойском чехле Западной Сибири, определённых по результатам анализа рельефообразующих процессов. Выявлена горизонтальная составляющая в проявлении неоген-четвертичных движений. Интенсивность горизонтальной составляющей рельефообразующих процессов изменяется в северном направлении и согласуется с представлениями о теории тектоники плит.

Ключевые слова: рельефообразующие процессы, горизонтальные движения, вихревая геодинамика.

VORTEX MOTION IN THE ACTIVITIES OF THE PROCESSES OF RELIEF FORMATION IN WESTERN SIBERIA

Pavel. S. Lapin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., tel. (383)330-85-73, e-mail: LapinPS@ipgg.sbras.ru

We present example of the manifestations of vortex motions in the Mesozoic-Cenozoic cover of Western Siberia on the analysis of certain relief-forming processes. We identified the horizontal component in the manifestation of Neogene-Quaternary movements. The intensity of the horizontal component of the relief-forming processes is changed to the north, and is consistent with the concepts of the theory of plate tectonics.

Key words: relief-forming processes, the horizontal motion, the vortex geodynamics.

Процессам рельефообразования, направленным на формирование мезо-кайнозойского чехла в пределах Западной Сибири, уделялось достаточно большое внимание. В первую очередь интерес был вызван необходимостью выяснения их унаследованного развития и возможностью использования полученных результатов при прогнозе перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирского нефтегазового бассейна.

Цель исследования состояла в выяснении неравномерности проявления рельефообразующих процессов за неоген-четвертичный этап и её возможного влияния на формирование структурных особенностей мезо-кайнозойского чехла. Для достижения поставленной цели решалось несколько задач: установить проявление рельефообразующих процессов за весь неоген-четвертичный период и на современном этапе; выяснить сходства и различия в проявлении рельефообразующих процессов и использовать полученные результаты при выявлении структурных особенностей чехла. Объектом исследования является объем

материала мезо-кайнозойского чехла, сформировавшийся за неоген-четвертичный период.

Ранее [1], на основе разработанных нами методов, осуществлена оценка горизонтальной составляющей рельефообразующих процессов за неоген-четвертичный этап в целом. Для этого на основе «Карты новейшей тектоники нефтегазоносных областей Сибири» (под редакцией Н.А. Флоренсова и И.П. Варламова) построена производная схема. Она характеризует значения модуля амплитуд неотектонических движений, отнесенных к площади нефтегазоносных областей. Таким образом, построена схема проявления рельефообразующих

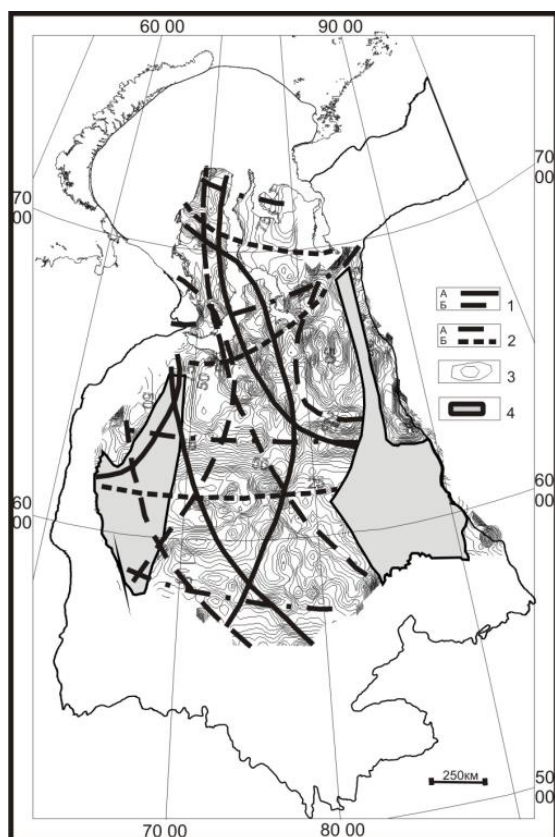


Рис. 1. Проявление интенсивности рельефообразующих процессов за неоген-четвертичный период в виде меридиональных и широтных волн.

Условные обозначения:

Волны: 1 – субмеридионального (А – максимум, Б – минимум) и 2 – субширотного (А – максимум, Б – минимум) направления; 3 – значения показателя интенсивности рельефообразующих процессов за неоген-четвертичный период; 4 – области значений показателя, характеризующие соотношение в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы сибирид и казахстанид

щих процессов за неоген четвертичный период в целом. По аналогии с выявлением орографических волн в рельефе Западной Сибири, выполненных Ю.А. Мещеряковым, нами выявлены волны в проявлении рельефообразующих процессов (рис. 1).

Выделяются широтные и долготные волны. Долготные волны проявляются в направлении как с запада на восток, так и с востока на запад. Долготные волны, распространяясь навстречу друг другу, образуют область интерференции.

Для оценки неравномерности в проявлении современных процессов рельефообразования была установлена природа процессов, фиксирующихся на земной поверхности и имеющих глубинную природу. С этой целью вычислялся общий показатель эрозионно-денудационного расчленения рельефа земной поверхности, и его значения относились к площадям нефтегазоносных областей, которые в последнее время рассматриваются как флюидодинамические системы. Выявлена горизонтальная составляющая деятельности современных рельефообразующих процессов, и установлен волновой характер их проявления (рис. 2).

Установление глубинного характера рельефообразующих процессов, определенного из соотношения областей с максимальными значениями ис-

следуемых показателей и фациальными зонами [2], имеет важнейшее значение для оценки их влияния на развитие мезо-кайнозойского чехла.

Для современных рельефообразующих процессов также выделяются широтные и долготные волны. Однако отмечаются как сходства, так и различия в деятельности рельефообразующих процессов. Для каждого временного среза в соответствии с принципом суперпозиции долготные волны, распространяясь навстречу друг другу, образуют интерференционную картину и создают интерференционный максимум, где происходит увеличение амплитуды двух волн. Именно эти области имеют первостепенное значение при оценке влияния новейших рельефообразующих процессов на неоднородности мезо-кайнозойского чехла, поскольку характеризуются максимальными значениями амплитуд. Однако эти интерференционные максимумы пространственно не совпадают между собой. Так, максимум амплитуд современных рельефообразующих процессов

смещен на север и северо-восток относительно выделенных на основе анализа рельефообразующих процессов за весь неоген-четвертичный период в целом.

Можно предположить, что несовпадение интерференционных максимумов возможно за счет действия вихревых движений, которые отражаются в неравномерном проявлении рельефообразующих процессов. Вихревые движения могут быть связаны с вращением Сибирской и Восточно-Европейской платформ, поскольку, по данным палеотектонических реконструкций, эти две древние платформы продолжали вращение как во время накопления отложений мезо-кайнозойского чехла, так и после.

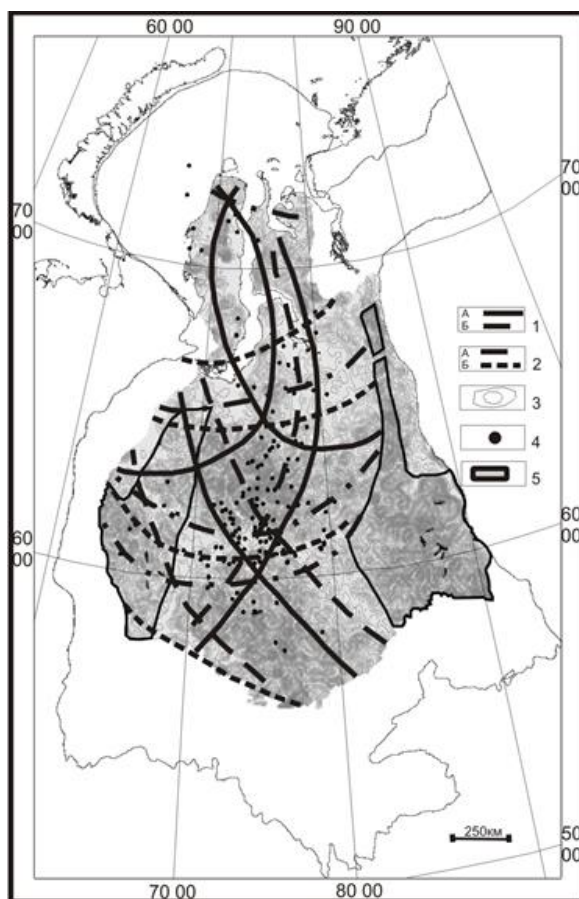


Рис. 2. Система меридиональных и широтных волн современных рельефообразующих процессов глубинного характера

Условные обозначения:

Волны: 1 – субмеридионального (А – максимум, Б – минимум) и 2 – субширотного (А – максимум, Б – минимум) направления; 3 – значения показателя общего эрозионно-денудационного расчленения земной поверхности, нормированные по площади нефтегазоносных областей; 4 – местоположение крупных месторождений нефти и газа; 5 – области значений показателя, характеризующие соотношение в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы сибирид и казахстанид

Интерференционные максимумы рельефообразующих процессов могут совпадать и не совпадать со структурными формами рельефа. Так, картографируя альпинотипные формы рельефа на Памире или Западном Саяне, мы не вправе предполагать, что в их пределах происходят интенсивные современные рельефообразующие процессы. Эти области могут являться областями устойчивого равновесия. Наибольшая интенсивность рельефообразования происходит при совпадении интенсивности рельефообразующих процессов со структурным планом. Интерференционные максимумы рельефообразующих процессов, выявленные нами за неоген-четвертичный этап, не оказывают непосредственное влияние на изменения структурного плана по горизонту Б (рис. 1–3) и, скорее всего, влияют на физико-механические свойства пород.

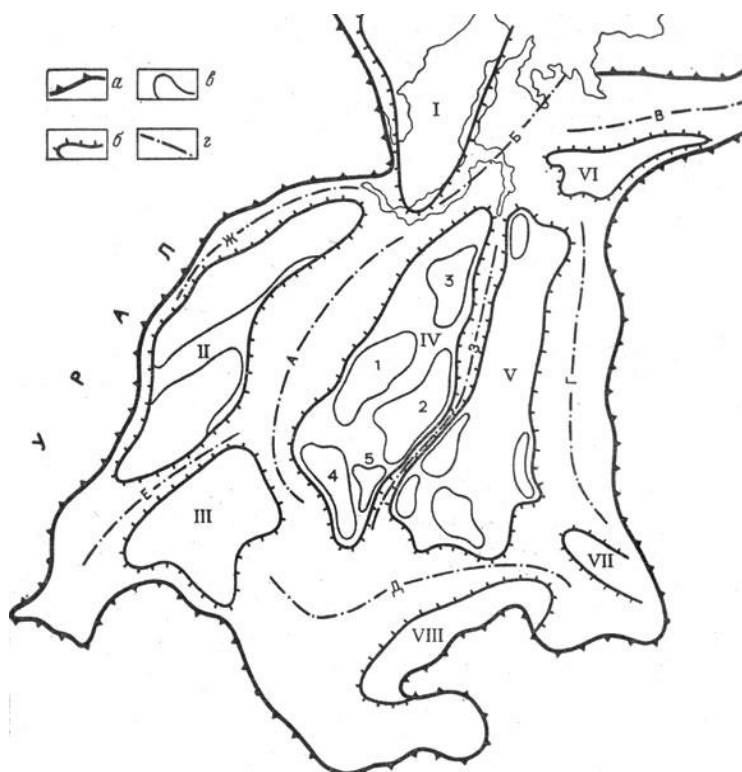


Рис. 3. Схема региональной тектоники Западно-Сибирской плиты (по [3]).

Границы: а – плиты, б – антеклиз и зон поднятий (антеклизы: I – Ямальская, II – Сосьвинская, III – Тобольская, IV – Среднеобская, V – Колпашевская; зоны поднятий: VI – Малохетско-Хетская, VII – Казачинская, VIII – Приколыванская), в – сводов (1 – Сургутский, 2 – Нижневартовский, 3 – Пурпейский, 4 – Демьяновский, 5 – Каймысовский); г – оси синеклиз и мегапрогибов (синеклизы: А – Ханты-Мансийская, Б – Гыданская, В – Усть-Енисейская, Г – Приенисейская, Д – Иртыш-Кулундинская; мегапрогибы: Е – Тюменский, Ж – Ляпинский, З – Колтогоро-Уренгойский)

Напротив, морфология Среднеобской антеклизы соответствует интерференционным максимумам, выделенным за неоген-четвертичный период (рис. 3). Можно предположить, что в процессе интенсивного формирования антеклизы в её пределах существовал аналогичный интерференционный максимум. Действительно, интенсивность процессов рельефообразования была значитель-

на, поскольку «развитие Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна связаны с рифтогенной деструкцией гетерогенной, разного времени акреции и консолидации архей-протерозой-палеозойской земной коры в позднепермско-триасовое время и последующим формированием надрифтовой депрессии, которое продолжается и в настоящее время» [5], что привело к формированию антеклизы. В дальнейшем интенсивность рельефообразующих процессов снизилась, о чем свидетельствует отсутствие структурных соответствий рассматриваемой антиклизы в отражающем горизонте Г. Скорее всего интерференционный максимум начал перемещаться в север северо-восточном направлении и достиг выявленного за неоген-четвертичный период.

Таким образом, выявлены интерференционные максимумы и установлены их смещения для современных рельефообразующих процессов относительно процессов за весь неоген-четвертичный период. Для периода интенсивного формирования Среднеобской антеклизы предполагается наличие интерференционного максимума, который в последующем сместился в север, северо-восточном направлении и совпал с таковыми, выделенными за неоген-четвертичный период. В пределах мезо-кайнозойского чехла дрейф интерференционного максимума рельефообразующих процессов может быть связан с вихревыми движениями, который определяются вращением Сибирской и Восточно-Европейской платформ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лапин П. С. Особенности и размещение месторождений нефти развития современных флювиальных процессов в Западной Сибири и газа // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): сб. материалов Междунар. науч. конф. в 2 т. – Иркутск: Изд-во Института географии СО РАН, 2006. – Т. 1. – С. 197–199.
2. Ёлкин Е. А., Конторович А. Э., Конторович В. А. и др. Соотношение в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы структур Сибирского и Казахстанского континентов с коллажем островодужных систем восточного склона Урала // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): сб. материалов Междунар. науч. конф. в 2 т. – Иркутск: Изд-во Института географии СО РАН, 2004. – Т. 1. – С. 129–132.
3. Гаврилов В. П. Как устроены и чем богаты наши недра. – М.: Недра, 1981. – 192 с.
4. Астафьев Д. А., Скоробогатов В. А., Радчикова А. М. Грабен-рифтовая система и размещение зон нефтегазонакопления на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 3–8.

© П. С. Лапин, 2015

**МИКРОПАЛЕОНТОЛОГИЧЕСКАЯ И ЛИТОФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (СКВ. ВОСТОК 1, 3)**

Людмила Константиновна Левчук

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории микрорепалеонтологий, тел. (383)333-29-01, e-mail: LevchukLK@ipgg.sbras.ru

Людмила Галериевна Вакуленко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: VakulenkoLG@ipgg.sbras.ru

Альбина Григорьевна Замирайлова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: ZamirailovaAG@ipgg.sbras.ru

Изложены результаты детального изучения комплексов фораминифер из верхнеюрских отложений юго-восточной части Западной Сибири (скв. Восток 1, 3). Установлена практически непрерывная последовательность фораминиферовых зон и слоев от верхнего оксфорда до средней Волги включительно. Приведена литофацальная характеристика отложений.

Ключевые слова: верхняя юра, Западная Сибирь, литофацальная характеристика, фораминиферы.

**MICROPALAEONTOLOGICAL AND LITHOFACIES CHARACTERISTICS
OF UPPER JURASSIC DEPOSITS OF THE SOUTH-EASTERN PART
OF WESTERN SIBERIA (BORE VOSTOK 1, 3)**

Ljudmila K. Levchuk

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Laboratory of the Micropaleontology, tel. (383)333-29-01, e-mail: LevchukLK@ipgg.sbras.ru

Luidmila G. Vakulenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Associate Professor, Leading Researcher, tel. (383)333-23-03, e-mail: VakulenkoLG @ipgg.sbras.ru

Albina G. Zamirailova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Leading Researcher, tel. (383)333-23-03, e-mail: ZamirailovaAG @ipgg.sbras.ru

The results of a detailed study of assemblages foraminifers from Upper Jurassic deposits of the south – eastern part of Western Siberia (Bore Vostok 1, 3). Installed almost continuous sequence of foraminiferal zones and layers from the Upper Oxfordian to the Middle Volga inclusive. Refer lithofacies characteristics of sediments.

Key words: Upper Jurassic, Western Siberia, lithofacies characteristics, foraminifera.

В начале 2000-х годов в южной части Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции Западной Сибири в пределах Ажарминского структурно-фациального района были пробурены параметрические скважины Восток 1, 3, 4 и проведены комплексные исследования керна, в которых принимали участие сотрудники ИНГГ СО РАН. Результаты исследований юрской части разреза опубликованы, однако палеонтологическая характеристика приведена лишь частично [1, 2]. Одним из палеонтологических методов, применяемых при комплексном подходе, является микрофаунистический анализ, который и был использован при изучении образцов керна из скважин Вст-1 и Вст-3.

Поскольку палеонтологические находки приурочены в основном, а в скв. 1, 3 исключительно, к верхнеюрским отложениям, представленным наунакской и марьяновской свитами, приведем их краткую литофациальную характеристику (рис. 1). Наунакская свита (78 м) в скв. Вст-3 характеризуется наличием 30-метрового песчаного пласта в нижней половине и двух алевроито-песчаных пластов (7 и 12 м) – в верхней. Керновый интервал приурочен к верхней части верхнего пласта и представлен чередованием МЗ песчаников, алевропесчаников и алевролитов с постепенными нечеткими границами и взаимопереходами и трендом на уменьшение зернистости. Слоистость волнистая, реже горизонтальная, часто нарушена биотурбацией, участками до деформативной мелкокомковатой текстуры. Характерна кальцитизация и пиритизация пород, обильные остатки двустворок, скафопод, реже белемнитов. В маломощных прослоях аргиллитов найдены аммониты, фосфатный детрит рыб. Формирование отложений происходило в прибрежно-морских условиях в обстановке подводного вала предфронтальной зоны пляжа. В скв. Вст-1 свита (97 м) представлена чередованием песчано-алевритовых и алевроито-глинистых пород с 20-метровым песчаным пластом в верхней половине и многочисленными прослоями углей и углистых пород. Пласт имеет резкую эрозионную подошву, градационную кровлю и тренд на уменьшение зернистости. Формирование его происходило в русле реки, фиксируется 2 цикла врезания русла. Перекрывающие отложения формировались во время трансгрессии моря в междурусловом пространстве дельтового комплекса, а затем в прибрежных лагунных обстановках. Для лагунных отложений характерно большое количество текстурных нарушений, ризоиды, ихнофоссилии различной морфологии, обильные конкреции пирита, появление остатков двустворок в верхней части свиты. В наунакской свите на микрофаунистический анализ был обработан целый ряд образцов, но фораминиферы в них не установлены. Марьяновская свита (94 и 90 м) в скв. Вст-1 имеет существенно глинистый состав с прослоями алевролитов в нижней части и глауконититами в подошве. Аргиллиты темно-серые, до черных, массивной текстуры с остатками двустворок, аммонитов, белемнитов, *Onychites*, фосфатным детритом рыб, реликтами радиолярий, ходами инфауны, выполненными пиритом. В скв. Вст-3 свита представлена чередованием аргиллитов и глинистых алевролитов, внизу иногда с высоким содержанием глауконита. Отмечаются прослои ракушняков, обогащенных остатками двустворок, в меньшей степени скафопод. Отложения формировались в мелководных и умеренно-глубоководных услови-

ях морского бассейна нормальной солености, с некоторым опреснением в районе скв. Вст-3. Марьяновская свита практически непрерывно охарактеризована комплексами фораминифер от верхнего оксфорда до средней волги включительно. Наиболее полная последовательность, состоящая из шести фораминиферовых зон и слоев, установлена в скв. Вст-1 [3, 4] (рис. 1).

Зона *Trochammina omskensis*, *Verneulinoides graciosus* JF38 (верхи верхнего оксфорда–низы кимериджа) установлены в инт. 2288,83–2280,3 м. Характерными видами в комплексах фораминифер являются *Verneulinoides graciosus*, *Trochammina omskensis*, *Spiroplectammina suprajurassica*, *Tolypammina confusa*, *Bulbobaculites elongatum*, *Ammobaculites verus*, *Saracenaria subsuta*, *Lenticulina gerkei* и некоторые другие. Слои с *Haplophragmoides? canuiformis* JF39 (средняя часть нижнего кимериджа) изучены в инт. 2279,2–2278,8 м. В комплексах фораминифер преобладают *Haplophragmoide? canuiformis*, *Recurvoides sublustris*, характерными являются *Trochammina taboryensis*, *Cancrisella ambitiosa* и некоторые другие. Выше (2277,86–2267,6 м) установлена зона *Pseudolamarckina lopsiensis* JF41 (самые верхи нижнего и верхний кимеридж). Состав зонального комплекса фораминифер богатый и разнообразный. В нем преобладают известковистые формы, как по числу видов, так и по количеству экземпляров на образце. В большом количестве присутствует зональный вид *Pseudolamarckina lopsiensis*. Особенно разнообразны представители отряда *Nodosariidae*. Среди них значительное место занимают лентиккулины: *Lenticulina mikhailovi*, *L. undosa*, *L. ancestralis* и др. Широко представлены астаколюсы (*Astacolus inflatiformis*, *A. identatus*, *A. adaptatus*), маргинулины (*Marginulina robusta*), вагинулинописы (*Vaginulinopsis flacidiformis*, *V. rjavkinoensis*), планулярии (*Planularia pressula*), сараценарии (*Saracenaria subsuta*, *S. eloguica*, *S. varusiensis*, *S. pravoslavlevi*) и ряд других видов. Агглютинирующие формы занимают подчиненное положение, наиболее многочисленны *Recurvoides sublustris*, *Trochammina taboryensis*. Слои с *Kutsevilla haplophragmoides* JF43 (нижний подъярус волжского яруса) установлены в инт. 2267,1–2262,9 м. Комплекс фораминифер содержит следующие характерные виды: *Kutsevilla haplophragmoides*, *Recurvoides stschenkuriensis*, *Recurviodes ex gr. praeobskiensis*, *Tolypammina virgula*, *Trochammina ex gr. kumaensis* и другие. Выше (2261,5–2258 м) установлена фораминиферовая зона *Spiroplectammina vicinalis*, *Dorothia tortuosa* JF45 (верхняя часть нижнего и средний, без самого верха, подъярусы волжского яруса). Эта зона уверенно определяется по присутствию в комплексе видов-индексов, а также характерного набора видов: *Recurvoides stschenkuriensis*, *Recurvoides ex gr. praeobskiensis*, *Cribristomoides ex gr. Infracretaceus* *Haplophragmoides ex gr. volgensis inviolatus*, *Marginulina formosa*, *Vaginulinopsis flacidiformis*, *Marginulinopsis subrusticus*, *Geinitzinita nodulosa* и ряда других форм. Завершает последовательность (2257,15–2253,6 м) комплекс фораминифер зоны *Dorothia tortuosa* JF51, для которого характерно присутствие вида-индекса, многочисленных *Ammodiscus zaspelovae*, а также обычных для средневожских отложений *Kutsevilla ex gr. labythangyensis*, *Trochammina septentrionalis*.

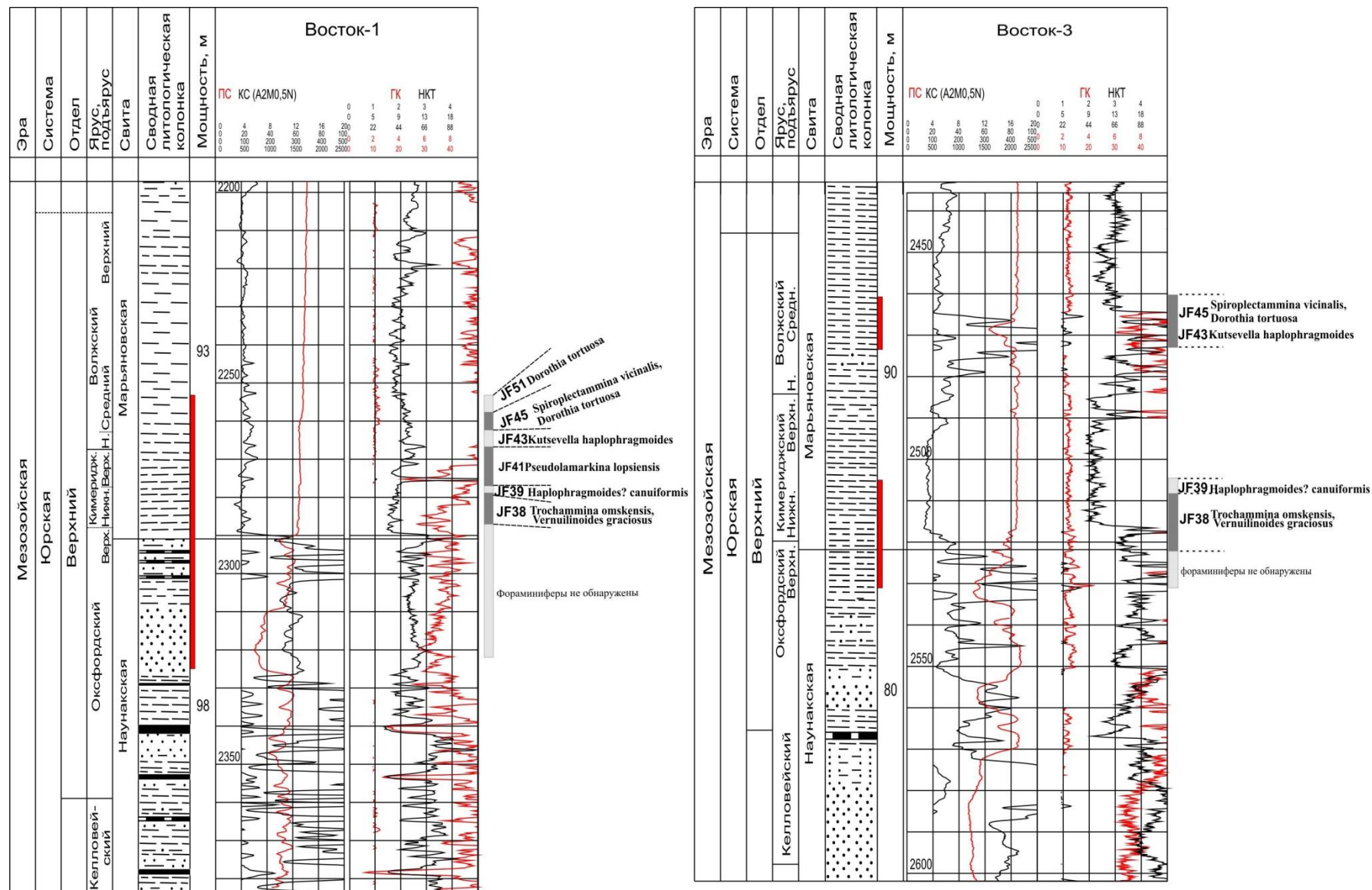


Рис. 1. Микропалеонтологическая и литофациальная характеристики верхнеюрских отложений, вскрытых скв. Восток 1, 3, в южной части Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции Западной Сибири.

В скв. Вст-3 (рис. 1) установлено четыре фораминиферовых зоны. Комплексы фораминифер здесь гораздо менее представительны по числу видов и по количеству экземпляров. Так в инт. 2524–2510 м выделен комплекс фораминифер, характерный для f-зоны *Trochammina omskensis*, *Verneuilioides graciosus* JF38 (верхи верхнего оксфорда–низы кимериджа), который хорошо сопоставляется с таковым из скв. Вст-1. Далее следует (2509,3–2506,0 м), несколько обедненный комплекс, характерный для зоны *Haplophragmoides canuiformis* JF39 (нижний кимеридж). Из верхней части (2461,2–2473,6 м) получены комплексы фораминифер, характерные для нерасчлененных отложений слоев с *Kutsevilla haplophragmoides* JF43 (нижневолжский подъярус) и f-зоны *Dorothia tortuosa*, *Spiroplectammina vicinalis* JF45 (верхи нижневолжского–средний подъярус волжского яруса). Этот уровень уверенно определяется по присутствию в комплексе видов-индексов, но четко разграничить их, как в скв. Вст-1, не представляется возможным.

В результате проведенных микропалеонтологических исследований было установлено присутствие в марьяновской свите оксфордского, кимериджского и волжского ярусов. Прослежена непрерывная последовательность зон и слоев с характерными ассоциациями фораминифер, которая достаточно полно повторяет подразделения современной унифицированной фораминиферовой шкалы [3, 4]. Граница между наунакской и марьяновской свитами проводится в основании фораминиферовой зоны *Trochammina omskensis*, *Verneuilioides graciosus* JF38.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Литолого-фациальная характеристика юрских отложений южной части Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции Западной Сибири / Л. Г. Вакуленко, Т. П. Аксенова, И. С. Ельцов, А. Г. Замирайлова, П. А. Ян // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51., № 4. – С. 425–436.
2. Замирайлова А. Г., Занин Ю. Н., Ян П. А. Состав и условия формирования марьяновской свиты верхней юры – нижнего мела (юго-восточная часть Западно-Сибирского морского бассейна) // Литология и полезные ископаемые. – 2011. – № 1. – С. 47–66.
3. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт / Б. Л. Никитенко, Б. Н. Шурыгин, В. Г. Князев, С. В. Меледина, О. С. Дзюба, Н. К. Лебедева, Е. Б. Пещевикская, Л. А. Глинских, А. А. Горячева, С. Н. Хафаева // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1047–1082.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

© Л. К. Левчук, Л. Г. Вакуленко, А. Г. Замирайлова, 2015

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА ВЕНДА И НИЖНЕГО КЕМБРИЯ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Елена Николаевна Кузнецова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

Валентина Алексеевна Топешко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: TopeshkoVA@ipgg.sbras.ru

В Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области в отложениях венда и нижнего кембрия открыты 33 залежи нефти в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. Рассмотрены условия формирования залежей нефти. Описаны закономерности распространения карбонатных коллекторов, литологический состав, фильтрационно-емкостные свойства. Приведены карты распределения начальных геологических ресурсов нефти в тирском и даниловском нефтегазоносных комплексах.

Ключевые слова: Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область, венд, кембрий, трудноизвлекаемые запасы, нефть.

HARD-TO- RECOVER RESERVES OF THE VENDIAN AND LOWER CAMBRIAN CARBONATE COMPLEX OF THE NEPA-BOTUOBIYA ANTECLISE

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Koptuyug Prospect, Ph. D., Head of the Laboratory of Geology oil and gas of the Siberian platform, tel. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Elena N. Kuznetsova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Research Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

Valentina A. Topeshko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: TopeshkoVA@ipgg.sbras.ru

In the Nepa-Botuobiya oil-and-gas bearing area, in Vendian and Lower Cambrian sediments, 33 oil pools were discovered in carbonate reservoirs with hard-to-recover reserves. The conditions of formation of oil pools were considered. The distribution patterns of carbonate reservoirs, lithology, and reservoir properties were described. The maps of the distribution of the initial geological oil resources in the Tira and Danilovo oil and gas complexes are presented.

Key words: Nepa-Botuobiya oil-and-gas bearing area, Vendian, Cambrian, hard-to-recover reserves, oil.

В Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) в отложениях венда и нижнего кембрия открыто 49 месторождений нефти и газа. Из них 22, помимо залежей в терригенном комплексе, содержат 33 залежи в карбонатных коллекторах (рис. 1). Основные запасы нефти относятся к трудноизвлекаемым запасам. Ухудшенные геолого-промысловые характеристики снижают их коэффициент извлечения.

Нефтегазоносные горизонты	Санарское	Ербогачёвское	Им. Лисовского	Им. В.Б. Мазура	Савостьяновское	Им. Б. Синявского	Верхнечонское	Северо-Даниловское	Северо-Вакунайское	Даниловское	Игнялинское	Северо-Марковское	Вакунайское	Марковское	Тымпучинское	Пилудинское	Северо-Талаканское	Талаканское	Южно-Талаканское	Иктехское	Верхневилючанское	Вилуйско-Джербинское	Количество крупных залежей	средних	мелких	всего
Б ₁ (осинский)						Г+Н				Н	Н	Г	Н	Н	Н	Н	Г+Н	Н					2	4	3	9
Б ₃₋₄₋₅ (усть-кутский)	Н	Н	Н		Н		Н	Н	Н	Н				Н	Н			Н	Г+Н	Г+Н	Г		3	2	8	13
Б ₁₂ (преображенский)		Г+Н	Г+Н	Н		Н		Н	Г	Г+Н		Г+Н											2	3	3	8
Б ₁₃ (ербогачёвский)	Н			Н	Н																		0	1	2	3
Сумма																							7	10	16	33
Залежи:	Н	нефтяные					Г	газовые					Г+Н	газонефтяные и нефтегазовые												

Рис. 1. Распределение залежей УВ в карбонатном комплексе венда и нижнего кембрия

Вследствие истощения запасов нефти и газа наметилось повсеместное устойчивое падение нефтедобычи. Один из основных путей стабилизации объемов добычи УВ – активное вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов. В разрезе вендско-нижнекембрийского карбонатного комплекса Непско-Ботуобинской НГО выделены осинский (Б₁₋₂), усть-кутский (Б₃₋₄₋₅), преображенский (Б₁₂), ербогачёвский (Б₁₃) нефтегазоносные горизонты.

Осинский горизонт (Б₁₋₂) (среднеусольская подсвита нижнего кембрия) сложен доломитами и известняками трещиноватыми и кавернозными толщиной от 40 до 70 м. Формирование осинского горизонта проходило в условиях активного гидродинамического режима. Типы коллекторов: поровые, каверново-поровые, трещинно-каверново-поровые. Пористость 7–15 %, проницаемость – $(3-15) \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Промышленная продуктивность осинского горизонта доказана на Марковском, Верхнечонском, Талаканском, Вакунайском, Игнялинском, Пилудинском и др. месторождениях (см. рис. 1).

Усть-кутский горизонт (Б₃₋₅) (тэтэрская свита вендско-кембрийского возраста) сложен микрофитолитовыми, органогенно-обломочными и хемогенными доломитами с прослоями ангидрита-доломитов толщиной 55–60 м. Неблагоприятные условия седиментации и значительная галитизация пород усть-кутского горизонта негативно сказались на качестве коллекторов. Тип коллекторов в основном поровый, реже каверново-трещинно-поровый и порово-трещин-

ный. Пористость 5–10 %, проницаемость – $(1-10) \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Залежи УВ в усть-кутском горизонте открыты на месторождении им. Лисовского, Санарском и др.

Преображенский горизонт (Б₁₂) (катангская свита венда) сложен преимущественно доломитами с прослоями и линзочками ангидритов, ангидрито-доломитов, глинистых доломитов и мергелей толщиной от 15 до 18 м. Типы коллекторов: поровый, порово-трещинный, редко каверново-поровый, трещинно-каверново-поровый и стилолитово-трещинный типы. Пористость 6–12 %, проницаемость – от 0,1 до $50 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

В центральной части Непско-Ботуобинской НГО горизонт формировался, предположительно, в условиях мелководного шельфа. Низкое качество и небольшие толщины подстилающего флюидоупора (тирской свиты) или его локальное отсутствие обусловили благоприятные условия для перетока углеводородов и элизионных вод из подстилающих терригенных резервуаров в преображенский горизонт через гидродинамическое «окно» [1]. К зоне его распространения в центральной и северо-западной частях Непско-Ботуобинской НГО приурочены залежи УВ в преображенском горизонте: Верхнечонское, Даниловское и др. Наряду с этой теорией существует мнение о преобладающей роли в формировании коллектора седиментационного фактора [2]. Для получения притоков УВ, как правило, требуется применение методов интенсификации притоков. Обычно проводится соляно-кислотная обработка ствола скважины 15 % соляной кислотой (рис. 2).

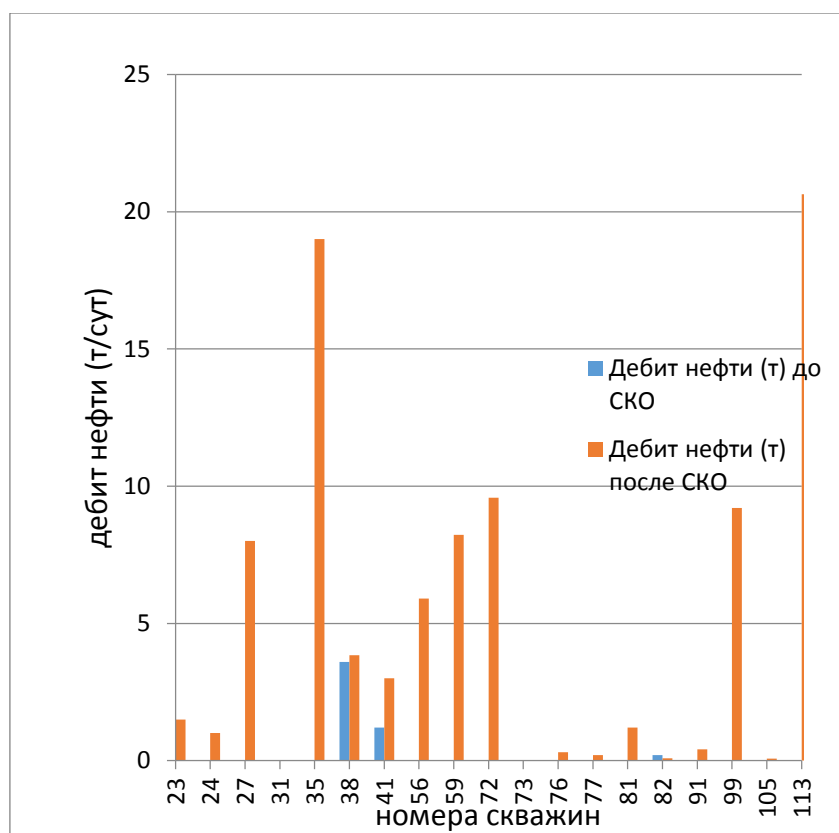


Рис. 2. Сопоставление результатов испытания преображенского горизонта в скважинах Верхнечонского месторождения до и после соляно-кислотной обработки ствола

Ербогачёвский горизонт залегает в нижней части тирской свиты. Представлен преимущественно доломитами микро-тонкозернистыми до разномзернистыми, реже мелкозернистыми толщиной от 13 до 22 м. Тип коллекторов: мелко-поровый, трещинно-поровый и редко каверно-поровый. Проницаемость изменяется от $0,5 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ до $40,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Несмотря на то, что ербогачёвский горизонт распространён локально и слабо изучен, на северо-западе НБА открыты три нефтяные залежи: средняя по запасам на месторождении им. Савостьянова и две мелкие – на месторождениях им. Синявского и Ербогачёвском.

Вновь открытые залежи расположены, главным образом, в центральной части Непско-Ботубинской НГО, в непосредственной близости от Верхнечонского (Игнялинское, им. Лисовского, им. Мазура) или же к северу и к западу от него (им. Савостьянова, им. Синявского, Санарское, Ербогачёвское). Анализ геологической ситуации и характеристики карбонатных коллекторов позволяют предположить «непрерывно-прерывистое» развитие коллекторов и высокие перспективы нефтегазоносности в этом районе.

На рис. 3, 4 приведены фрагменты карт распределения начальных геологических ресурсов нефти в Лено-Тунгусской НГП, из которых видно, что в тирском и ниже-среднеданиловском комплексах максимальная плотность ресурсов (от 10 до 250 тыс. т/км²) приходится на центральные районы Непско-Ботубинской НГО, а в верхнеданиловском комплексе плотность от 10 до 100 тыс. т/км² прогнозируется в центральных и северо-восточных районах НГО.

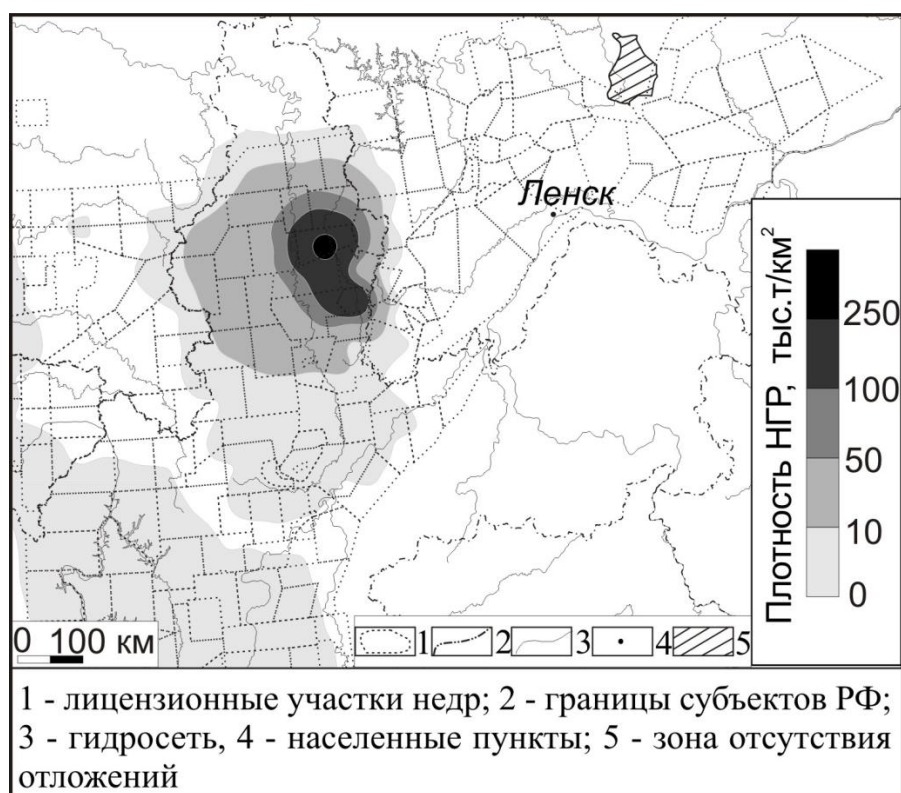


Рис. 3. Карта распределения начальных геологических ресурсов нефти в тирском и ниже-среднеданиловском нефтегазоносном комплексе

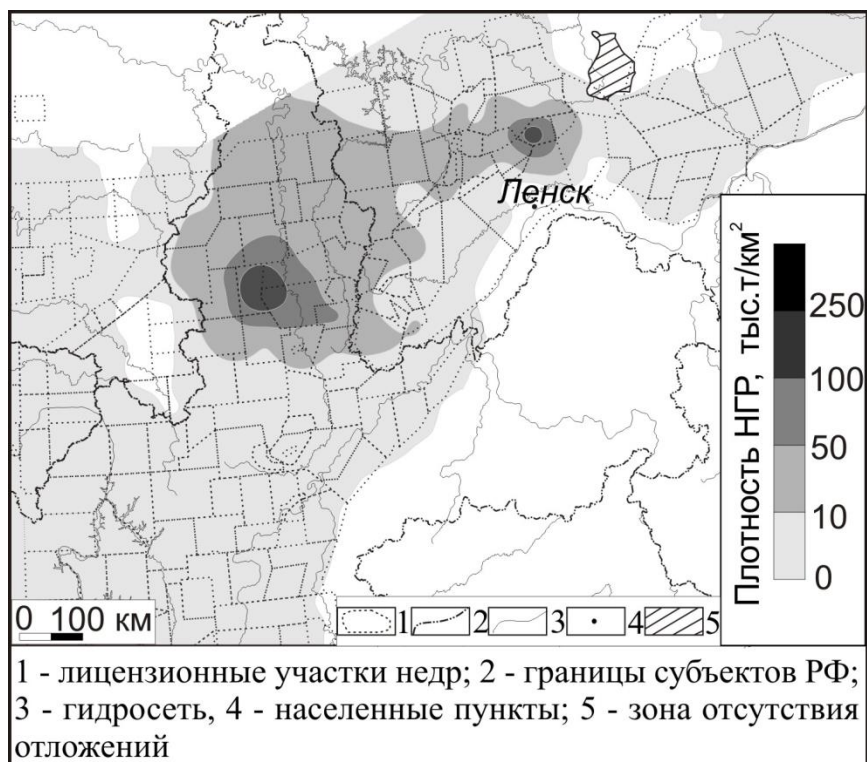


Рис. 4. Карта распределения начальных геологических ресурсов нефти в верхнеданиловском нефтегазоносном комплексе

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Воробьев В. Н., Рыбьяков Б. Л. О генезисе подсолевых карбонатных коллекторов в центральных районах Лено-Тунгусской провинции // Советская геология. – 1986. – № 3. – С. 10–17.
2. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы / Т. И. Гурова, Л. С. Чернова, М. М. Потлова и др. – М.: Недра, 1988. – 254 с.

© С. А. Моисеев, Е. Н. Кузнецова, В. А. Топеико, 2015

РАНЖИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ ПО ТИПАМ ФЛЮИДА И ПЛОТНОСТЯМ РЕСУРСОВ УВ

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геологии нефти и газа Сибирской платформы, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Алевтина Олеговна Гордеева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: GordeevaAO@ipgg.sbras.ru

Лариса Николаевна Константинова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Елена Николаевна Кузнецова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

Максим Юрьевич Скузоватов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: SkuzovатовMJ@ipgg.sbras.ru

Валентина Алексеевна Топешко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: TopeshkoVA@ipgg.sbras.ru

Андрей Михайлович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Накопленная добыча, запасы и перспективные ресурсы приняты по Государственным балансам запасов (на 01.01.2009 г.). Прогнозные ресурсы экспертно скорректированы. Эти оценки положены в основу районирования территории по типам углеводородных флюидов и плотности ресурсов для рифейского, непского, тирско-нижне-среднеданиловского, верхнеданиловского и нижнекембрийского комплексов.

Ключевые слова: Сибирская платформа, ранжирование, венд, нижний кембрий.

RANKING OF THE AREA OF THE LENA-TUNGUSKA PETROLEUM PROVINCE BY FLUID TYPES AND DENSITY OF THE RESOURCES

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect, 3, Ph. D., Head of the Laboratory of Geology oil and gas of the Siberian platform, tel. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Alevtina J. Gordeeva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Ph. D., Research Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: GordeevaAO@ipgg.sbras.ru

Larisa N. Konstantinova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: KonstantinovaLN@ipgg.sbras.ru

Elena N. Kuznetsova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Research Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

Maksim Yu. Skuzovatov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospe, Junior Research Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: SkuzovatovMJ@ipgg.sbras.ru

Valentina A. Topeshko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: TopeshkoVA@ipgg.sbras.ru

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Ph.D., Senior Research Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Cumulative production, reserves prospective resources are obtained from the Government's balance sheet of reserves as of 01.01.2009, and inferred resources are corrected by expertise by the value of change in balance reserves and prospective resources. These estimates form the basis of zoning of the territory by types of hydrocarbon fluids and density resources for Riphean, Nepa, Tira, Lower-Middle Danilovo, Upper Danilovo and Lower Cambrian complexes.

Key words: Siberian platform, ranking, Vendian, Lower Cambrian.

С начала 2000-х гг. на территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (ЛТ НГП) значительно активизировались геологоразведочные работы. За последние 10–12 лет было открыто 42 месторождения. Эти работы привели к существенному изменению в состоянии ресурсной базы. Задачей настоящей работы является проведение оперативного анализа изменения ресурсной базы углеводородов (УВ) ЛТ НГП, что имеет важное значение при планировании геологоразведочных работ. Схемы начальных геологических ресурсов УВ были построены на основании анализа изменения ресурсной базы УВ на 01.01.2009 г. Были пересмотрены ресурсы УВ по всем лицензионным участкам и участкам нераспределённого фонда недр. В разрезе осадочного чехла ЛТ НГП выделяются рифейский, непский, тирско-нижне-среднеданиловский, верхнеданиловский и среднеусольский нефтегазоперспективные комплексы. Наибольшим изменениям по состоянию ресурсов нефти и газа подвергся верхнеданиловский ком-

плекс в связи с открытиями месторождений нефти и газа в усть-кутском поисковом горизонте.

Рифейский комплекс. На территории Сибирской платформы отложения рифея отсутствуют на большей части территории Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) и Ангара-Ленской ступени (АЛС). Нефтегазоносность рифейских отложений доказана в центральной части Байкитской антеклизы. Зоны стратиграфического выклинивания рифейских отложений, имеющие значительные перспективы нефтегазоносности, выявлены на северном склоне Байкитской антеклизы и сочленения Присяно-Енисейской синеклизы и АЛС. Выполненные построения показывают, что на Байкитской антеклизе доля газа значительно ниже доли нефти от начальных геологических ресурсов УУВ, на остальных выделенных объектах ресурсы газа превышают ресурсы нефти.

Непский комплекс распространен на большей части территории центральных и южных районов Сибирской платформы за исключением центральной части НБА и характеризуется преимущественно терригенным составом. Продуктивные горизонты этого комплекса отложений формировались в различных палеогеографических условиях, что нашло отражение в распределении плотностей ресурсов УВ. Выделяются три зоны с повышенными плотностями ресурсов: сводовая часть Мирнинского выступа, Непский свод и Байкитская антеклиза. Распределение плотности газа в целом соответствует распределению плотности нефти. На территории НБА ресурсы нефти превышают ресурсы газа, в то время как на АЛС и Присяно-Енисейской синеклизе ресурсы нефти ничтожно малы по сравнению с ресурсами газа.

Тирский и ниже-среднеданиловский комплексы развиты на всей рассматриваемой территории. На АЛС и западном склоне Байкитской антеклизы тирский горизонт представлен терригенными, а на остальной территории сульфатно-карбонатными и карбонатными породами. Ниже-среднеданиловский комплекс имеет преимущественно карбонатный состав. Выполненные построения показали, что распределение УВ по плотностям и особенно по их составу имеют весьма пестрый характер. Если на западе платформы можно ожидать распространение преимущественно газовых залежей, то в центральной части ресурсы нефти будут превалировать над ресурсами газа.

Верхнеданиловский комплекс также имеет повсеместное распространение. На большей части платформы в верхнеданиловское время происходило накопление карбонатов, в южной части – с примесью сульфатов и галита. Принимая во внимание отсутствие критериев прогноза нефтегазоносности проницаемых горизонтов, карта распространения начальных геологических ресурсов нефти и газа строилась для большей части территории на основании экспертных оценок, только в центральной части НБА – на фактических данных. Для центральной части платформы ресурсы нефти преобладают над ресурсами газа. Для западных районов ресурсы газа выше.

Среднеусольский резервуар стратиграфически соответствует осинскому горизонту, представленному преимущественно карбонатами. Локально распространённые зоны больших толщин осинского горизонта, его органогенный со-

став позволяют отнести его к рифоподобным структурам. Экран резервуара представлен переслаиванием пластов каменной соли и карбонатных пород верхнеусольской подсвиты. Наибольшие плотности ресурсов приурочены к Непскому своду. Остальная территория оценивается относительно невысокими плотностями УВ. В целом по территории провинции плотности газа выше, чем плотности нефти.

По совокупности резервуаров в распределении начальных ресурсов нефти отчётливо выделяется три зоны с повышенными плотностями ресурсов: сводовая часть Мирнинского выступа, Непский свод и Байкитская антеклиз. На юге платформы вероятность обнаружения залежей нефти относительно невелика (рис. 1).

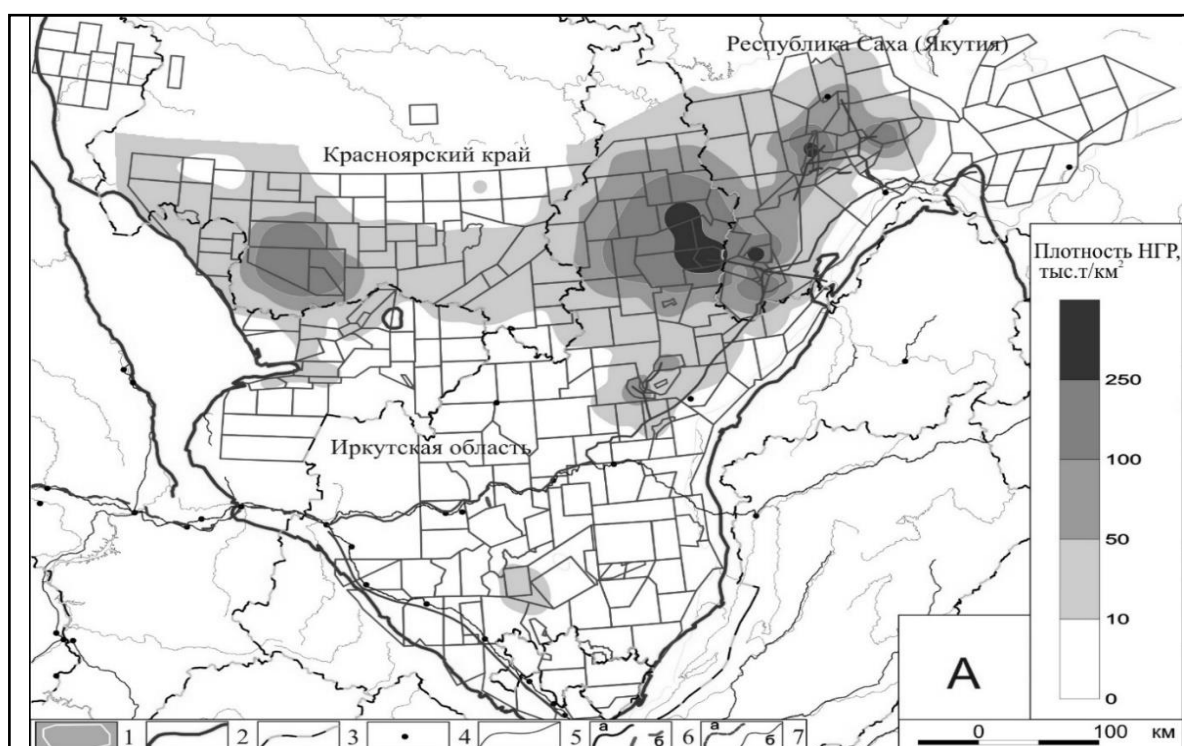


Рис. 1. Карта распределения начальных геологических ресурсов нефти на территории центральных и южных районов Лено-Тунгусской НГП:

1 – лицензионные участки недр; 2 – граница Сибирской платформы; 3 – границы субъектов РФ; 4 – населенные пункты; 5 – гидросеть; 6 – нефтепроводы: а – действующие, б – строящиеся; 7 – дороги: а – ЖД, б – автомобильные

Для ресурсов газа характерно иное распределение плотности по территории Лено-Тунгусской НГП (рис. 2). Наибольшие плотности отмечены на западе Сибирской платформы, на АЛС и на юго-восточном склоне НБА.

По суммарным ресурсам УВ отчётливо выделяются четыре участка с плотностью геологических ресурсов 100 и более тыс. т/км² УУВ: Ковыктинский, Юрубченский, Непский и Мирнинский (рис. 3).

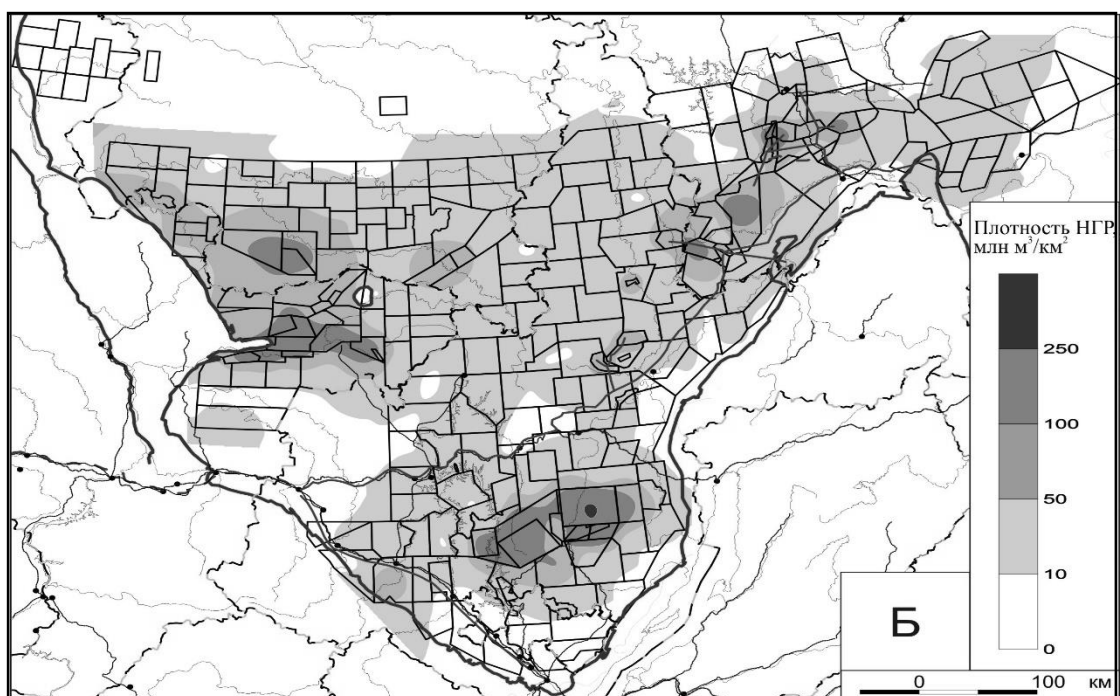


Рис. 2. Карта распределения начальных геологических ресурсов газа на территории центральных и южных районов Лено-Тунгусской НГП.
Условные обозначения см. на рис. 1

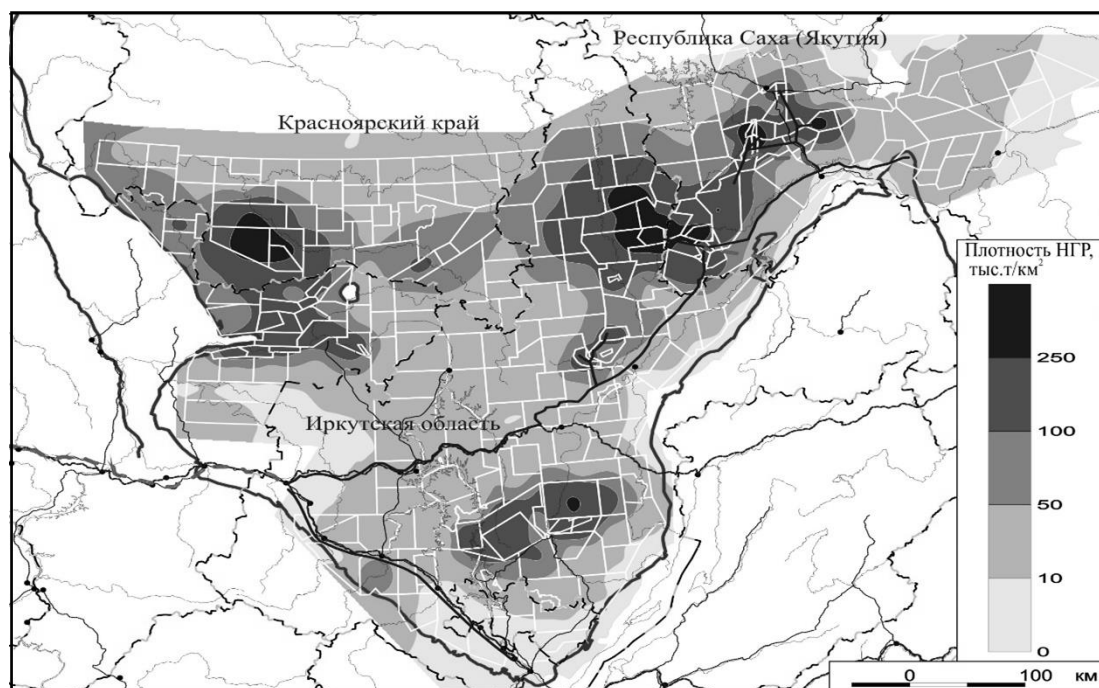


Рис. 3. Карта распределения начальных геологических ресурсов УУВ на территории центральных и южных районов Лено-Тунгусской НГП.
Условные обозначения см. на рис. 1

© С. А. Моисеев, А. О. Гордеева, Л. Н. Константинова, Е. Н. Кузнецова,
М. Ю. Скузоватов, В. А. Топешко, А. М. Фомин, 2015

НОВЫЙ РАЗРЕЗ БАЛАГАЧАНСКОЙ СВИТЫ (НИЖНИЙ МЕЛ) НОРДВИКСКОЙ ЗОНЫ

Александр Юрьевич Нехаев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)333-21-09, e-mail: nehaev@mail.ru

Владимир Аркадьевич Маринов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)333-23-06, e-mail: marinovva@ipgg.sbras.ru

Александр Евгеньевич Игольников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)333-23-06, e-mail: igolnikovae@ipgg.sbras.ru

В статье на основе полевых материалов описан новый разрез балагачанской свиты (нижний мел) на западном берегу полуострова Юрюнг-Тумус (Нордвикская зона). Приведено литологическое описание разреза и даны определения возраста по аммонитам и фораминиферам. Построена сводная стратиграфическая колонка.

Ключевые слова: балагачанская свита, стратиграфия, Нордвикская зона, нижняя мел.

A NEW SECTION OF THE BALAGACHAN FORMATION (LOWER CRETACEOUS) NORDVIK AREA

Aleksandr Y. Nekhaev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Petroleum Geology of Arctic regions of Siberia, tel. (383)333-21-09, e-mail: nehaev@mail.ru

Vladimir A. Marinov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Mesozoic and Cenozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-23-06, e-mail: marinovva@ipgg.sbras.ru

Aleksandr E. Igolnikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Research Scientist of the Laboratory of Mesozoic and Cenozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-23-06, e-mail: igolnikovae@ipgg.sbras.ru

Paper presents the results of new outcrop of the balagachan formation (Lower Cretaceous) investigation in the West side Urung-Tumus peninsula (Nordvik area). Outcrop description and age definitions are clarified. Unite stratigraphic column is created.

Key words: balagachan suite, stratigraphy, Nordvik area, Lower Cretaceous.

Впервые на западном берегу полуострова Юрюнг-Тумус нижнемеловые отложения были установлены Т.М. Емельянцевым [2] и А.И. Берзиным [1]. Однако послойное описание разреза не проводилось. Во время полевого сезона 2014 года авторами было сделано подробное описание разреза и отобраны образцы фауны. Разрез общей мощностью более 260 м представляет собой выход антиклинальной складки в береговом обрыве. Сложен он переслаиванием аргиллитов, глинистых алевролитов, алевролитов и песчаников с прослоями известковых конкреций и стяжений. Протяженность выходов нижнего мела – больше четырех километров. Высота обнажений достигает 10–15 м. Углы падения слоев пологие, от 5 до 20°. Разрез имеет блоковое строение, среди дизъюнктивных нарушений преобладают сбросы с опущенным южным крылом. Всего выделено и подробно описано 50 блоков, разрез которых частично дублирует друг друга. Анализ литологических (характерная слоистость, прослои карбонатных конкреций, особенности текстуры и структуры) и палеонтологических признаков позволил провести корреляцию отдельных блоков и построить сводную стратиграфическую колонку изученного разреза (рис.1). По литологическим и палеонтологическим характеристикам отложения отнесены к паксинской, балагачанской и тигянской свитам. Выделено 11 литологических пачек.

Паксинская свита. (Пачка I, II). Валанжинский ярус. Мощность 40 м.

Нижняя пачка I представлена алевролитами темно-серыми, плотными, листоватыми, тонкоплитчатыми с прослоями темно-серых глинистых алевролитов и алевролитистых аргиллитов. В верхней части пачки – слой известняков конкреционных серых, светло-серых плитчатых с горизонтальной слоистостью, с обломками раковин и следами жизнедеятельности на плоскости напластования. Толщина слоя – 1,5 м.

Палеонтологическая характеристика. Комплекс фораминифер с *Epistomina podvica*, обилие ихнофоссилий фауны *Crusiana*.

Пачка II сложена алевролитами темно-серыми глинистыми с раковистым изломом, переходящие в алевролитистые слабосцементированные аргиллиты. На поверхности напластования видны отпечатки водорослей хорошей сохранности. Вверх по разрезу увеличивается содержание алевролитового материала, появляются прослои серых, темно-серых тонкоплитчатых, листоватых алевролитов. Характерными признаками пачки являются слои четковидных кремневых на выветрелой поверхности карбонатно-кремнистых конкреций. В верхних 5 м пачки доля алевролитов возрастает, появляются тонкие вытянутые линзочки и прослои алевропесчаников.

Палеонтологическая характеристика. Единичные раковины и скопления мелких раковин аммонитов *Polyptychidae*, *Bochianites*, двустворчатых моллюсков *Buchia* cf. *keyserlingi*, *Pinna* sp., *Homomya* sp., *Oxytoma* sp., *Astarte* sp. (все – редко); брахиоподы *Terebratulida*, серпулиды (?*Dentalium*) (часто); ихнофоссилии – прямые, редкие, горизонтальные. В осыпи обломки ростров белемнитов хорошей сохранности. В самых низах пачки встречены только мелкие раковины аммонитов, двустворчатых моллюсков *Buchia*, отпечатки водорослей хорошей сохранности.

Балагачанская свита. (Пачки III-X). Валанжинский ярус. Мощность более 190 м.

Представлена чередованием темно-серых глинистых алевролитов, более светлых крупнозернистых алевролитов и светло-серых, с зеленоватым оттенком, песчаников и песков. В песках слоистость однородная, только в ряде случаев наблюдается неотчетливая линзовидная слоистость. Толщина линз песчаников может достигать 5 см, и тогда в них отмечается линзовидная слоистость, подчеркнутая тончайшими черными углисто-глинистыми материала. Линзы углистого материала наблюдаются и в темно-серых глинистых алевролитах. В разрезе свиты часто отмечаются многочисленные разнообразные как шаровидные (различных размеров), так и караваеобразные карбонатные конкреции (0,10–0,80 м х 0,5–8 м), иногда составляющие непрерывные конкреционные горизонты известняков серых, темно-серых, массивных плитчатых. Мощность слоев известняков изменчивая: то увеличивается до 1,5 м, то уменьшается до 0,5 м. Нижняя часть свиты (пачка III, V) сложена преимущественно песчаниками и алевролитами с прослоями известняков и карбонатных конкреций. В средней части (VI, VII, VIII) преобладают глинистые алевролиты и аргиллиты с редкими прослоями алевролитов и конкреционных горизонтов. Вверх по разрезу постепенно увеличивается доля алевролитов и мелкозернистых песчаников, и в пачках IX и X они составляют 20–30 %.

Палеонтологическая характеристика свиты. Снизу вверх по разрезу в отложениях и конкрециях обнаружены раковины аммонитов *Polyptychitidae*, двустворчатых моллюсков *Buchia* cf. *keyserlingi*, *B. sublaevis*, *Pinna* sp., *Nucula* sp., *Oxytoma* sp., *Entolium* sp., (все – редко в прижизненном положении); иглы морских ежей, рассеянные по поверхности слоя, ихнофоссилии – горизонтальные, прямые, редкие, тонкие. Отмечаются ихнофоссилии изогнутые горизонтальные, мелкие сегментированные (обилие), *Scolithos* (редко), *Arctichnus* (очень редко). В пачке V обнаружены линзовидные скопления мелких раковин аммонитов *Polyptychitidae* плохой сохранности, двустворчатых моллюсков (обломки раковин, отдельные створки и целые раковины) *Arctica* sp. ind. (часто), *Mclearnia* (очень редко), *Buchia keyserlingi*, *Tancredia* sp., *Homomya* sp., *Pleuromya* sp. (редко). Ихнофоссилии – *Arctichnus* (много) и *Crusiana* (редко). В породе равномерно рассеяны обломки углефицированной древесины и глендониты. В пачках VI и VII найдены раковины двустворчатых моллюсков *Pleuromya* sp. (в прижизненном положении), *Buchia* sp., *Entolium* sp., *Inoceramidae*, *Palaeotaxodonta*, *Buchia* sp. и мелких гастропод. В гнездообразных скоплениях в конкреционном горизонте вместе с углефицированной древесиной обнаружены раковины и обломки раковин аммонитов *Polyptychidae* (очень мелкие) и двустворчатых моллюсков *Pleuromya* sp. Ихнофоссилии *Arctichnus*, *Scolithos* (много), многочисленные глендониты. В пачке VIII обнаружены раковины двустворчатых моллюсков *Buchia sublaevis*, *B. keyserlingi*, *Protocardia*, *Pinna*, *Modiolus* sp., *Arctica* sp., *Entolium* sp. (все – редко). Раковины образуют линзовидные скопления. В осыпи найдены раковины аммонитов *Polyptychitidae*, двустворчатых моллюсков *Tancredia*, *Buchia* cf. *sublaevis* (редко), *Palaeotaxodonta*, *Pleurom-*

ya sp., *Homomya* sp., *Pinna*, *Astarte* sp. В пачке IX найдены гнездообразные скопления раковин аммонитов сем. *Polyptychidae*, двустворчатых моллюсков *Buchia sublaevis*, *B. crassicolis*, *Inoceramidae* (редко), *Homomya* sp., *Modiolus* sp., *Arctica* sp., *Entolium* sp., *Phalodomya* sp., ростры белемнитов. Редкие ихнофоссилии *Arctichnus*.

Тигянская свита. (Пачка XI). Нижнеготеривский подъярус. Мощность более 21,5 м.

Свита представлена чередованием слоев песков (преобладают), алевроитов и глин. В песках и алевроитах наблюдается тонкая (1–2 мм) горизонтальная пологоволнистая, косая линзовидная, реже диагональная, слоистость. Участками наблюдается слоистость оползневого типа (смятые в мелкую складку слойки и "колобковые" текстуры) и тонкая (1–3 мм) параллельная слоистость, обусловленная чередованием слойков, насыщенных растительным детритом черного цвета и прослоев песка серого цвета. В отдельных слоях песка отмечаются карманы и гнезда, заполненные темно-серой глинисто-алевритовой породой. В кровле пачки – слой песчаников известковистых мелкозернистых светло-серых, светло-коричневых тонкоплитчатых, листоватых. На поверхности напластования отмечаются скопления углефицированного растительного детрита и мелкие гальки глинистых алевролитов. Слоистость тонкая горизонтальная, слабоволнистая и очень пологая линзовидная.

Таким образом, в береговых обрывах западного берега полуострова Юрюнг-Тумус описан наиболее полный для Нордвической зоны разрез балаганской свиты, существенно уточнена её литологическая и палеонтологическая характеристика.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Берзин А. И. Геологические исследования нефтяного месторождения Нордвик в 1934-1935 годах // Геологические исследования Нордвик-Хатангского района и Таймырского полуострова. – Л.: Главсевморпуть, 1939. – С. 41–74.
2. Емельянец Т. М. Геологические исследования в районе Нордвика и острова Бегичева в 1933 году // Геологические исследования Нордвик-Хатангского района и Таймырского полуострова. – Л.: Главсевморпуть, 1939. – С. 5–40.

© А. Ю. Нехаев, В. А. Маринов, А. Е. Игольников, 2015

РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНЫХ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ ПОБЕРЕЖЬЯ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ*

Борис Леонидович Никитенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией микропалеонтологии, тел. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru

Валерий Георгиевич Князев

Институт геологии алмаза и благородных металлов, 677980, Россия, г. Якутск, пр. Ленина, 39, доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)335-64-24, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru

Екатерина Борисовна Пещевицкая

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)335-64-24, e-mail: PeschevickayaEB@ipgg.sbras.ru

Лариса Александровна Глинских

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)335-64-28, e-mail: GlinskihLA@ipgg.sbras.ru

Александр Сергеевич Алифиров

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)333-23-06, e-mail: AlifirovAS@ipgg.sbras.ru

Проведен комплексный стратиграфический анализ верхней части урдюкхаинской свиты (верхний оксфорд – нижняя часть волжского яруса) эталонного разреза п-ова Нордвик на западном берегу Анабарского залива моря Лаптевых. В береговых обрывах вскрыт непрерывный разрез верхнего оксфорда – нижнего валанжина, представленный преимущественно глинисто-алевритистыми осадками, содержащими обильные макро- и микрофоссилии. Проведенные комплексные полевые исследования (биостратиграфия, литостратиграфия, седиментология) позволили уточнить геологическое строение района. Анализ систематического состава аммонитов верхнего оксфорда и кимериджа позволил предложить детальное расчленение разреза по этой группе. Прослежены зональные биостратоны фораминиферовой шкалы верхнего оксфорда и низов волжского яруса, часть из которых установлена здесь впервые. Впервые проанализировано распределение остракод в этом разрезе. Проведено детальное расчленение разреза по палинологическим данным и установлены две последовательности палиностратонов по диноцистам и наземным палиноморфам. Комплексными стратиграфическими исследованиями с высокой точностью определены ярусные и подъярусные границы. Анализ микропалеонтологических и палинологических комплексов позволил обосновать непрерывность этого разреза.

Ключевые слова: оксфорд, кимеридж, волжский ярус, аммониты, фораминиферы, палиноморфы, стратиграфия, море Лаптевых.

* Исследования выполнены при поддержке Российского научного фонда, проект № 14-37-00030.

RESULTS OF COMPREHENSIVE STRATIGRAPHIC STUDIES OF THE UPPER JURASSIC OF THE LAPTEV SEA COAST

Boris L. Nikitenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Doctor of Science, Head of the Laboratory of Micropalaeontology, tel. (383)335-64-28, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru

Valeriy G. Knyazev

Diamond and Precious Metal Geology Institute, 677980, Russia, Yakutsk, 39 Lenina Prospect, Doctor of Science, Lead Researcher, tel. (383)335-64-24, e-mail: NikitenkoBL@ipgg.sbras.ru

Ekaterina B. Pestchevitskaya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)335-64-24, e-mail: PeschevickayaEB@ipgg.sbras.ru

Larisa A. Glinskih

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)335-64-28, e-mail: GlinskihLA@ipgg.sbras.ru

Aleksandr S. Alifirov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)333-23-06, e-mail: AlifirovAS@ipgg.sbras.ru

The comprehensive analysis of the upper part of the Urdyuk Khaya Formation (the Upper Oxfordian – lower part of the Volgian) is carried out based on the material from the reference section, which is situated on the Nordvik Peninsula (western coast of the Anabar Bay, Laptev Sea). Continuous section of the Upper Oxfordian – Lower Valanginian is exposed in the coastal outcrops. It is represented by predominantly clayey and silty sediments with abundant macro- and microfossils. Comprehensive field studies (biostratigraphy, lithostratigraphy, sedimentology) allow more accurate definition of geological structure of the region. The analysis of systematic composition of Upper Oxfordian and Kimmeridgian ammonites gives the detailed subdivision of the section. Foraminiferal zones of the Upper Oxfordian – lowermost Volgian are recognised, with some of them being defined here for the first time. Stratigraphical distribution of the ostracodes is studied in the section for the first time. Palynological data allow the detailed subdivision of the section and the definition of two successions of palynostratigraphic units based on dinocysts and terrestrial palynomorphs. Comprehensive stratigraphic investigations result in accurate determination of the boundaries of the Stages and Substages. Micropalaeontological and palynological successions evidence that this section is continuous.

Key words: The Oxfordian, the Kimmeridgian, the Volgian, ammonites, foraminifers, palynomorphs, stratigraphy, Laptev Sea.

Юрские толщи очень широко распространены в Арктической Сибири и содержат месторождения нефти и газа. Однако в большинстве случаев гигантские территории являются геологически “закрытыми”, и изучение стратиграфии юры и реконструкция геологической истории возможны только на основе исследования керна скважин. В связи с этим становятся актуальными де-

тальные исследования микрофауны (фораминиферы, остракоды) и палиноморф (диноцисты, споры и пыльца).

Эталонный разрез верхней юры и нижнего мела расположен на левом берегу Анабарского залива моря Лаптевых, на п-ове Нордвик, в районе мыса Урдюк-Хая. Здесь, в береговых обрывах, вскрыта непрерывная последовательность верхнеоксфордских-нижневаланжинских отложений, представленных преимущественно глинисто-алевритистыми осадками, сформировавшимися в удаленных от палеоберега и относительно глубоководных фациях, содержащие обильные макро- и микрофоссилии. Разрез многократно изучался специалистами-геологами разного профиля. Подробный обзор предыдущих стратиграфических исследований этого разреза был опубликован ранее [1].

В 2011 г. авторами были проведены комплексные исследования естественных выходов юры и мела, вскрытых на п-ове Нордвик. Темно-серые, часто глауконитовые глины урдюкхайнской свиты (верхний оксфорд – средневолжский подъярус) и буроватые глины нижней подсвиты паксинской свиты (верхневолжский подъярус – нижняя половина бореального берриаса) обнажены в ядре небольшой Урдюк-Хайнской брахиантиклинальной складки [2]. На крыльях складки вскрываются глинистые алевриты верхней подсвиты паксинской свиты (верхи бореального берриаса – валанжин).

В ходе полевых работ по единой методике был выполнен весь комплекс биостратиграфических (макро-, микрофоссилии, палиноморфы), литостратиграфических и седиментологических исследований. Анализ полевых материалов позволил уточнить геологическое строение района и усовершенствовать геологическую карту. Анализ систематического состава аммонитов верхнего оксфорда и кимериджа позволил предложить детальное расчленение разреза по этой группе. Прослежены зональные биостратоны фораминиферовой шкалы верхнего оксфорда и низов волжского яруса, часть из которых установлена здесь впервые. Впервые проанализировано распределение остракод в этом разрезе. Проведено детальное расчленение разреза по палинологическим данным, и установлены две последовательности палиностратонов по диноцистам и наземным палиноморфам.

Нижняя часть разреза (слои 1–7), обнажающегося близ мыса Урдюк-Хая, состоит преимущественно из глин, в разной степени алевритистых, и реже глинистых алевритов с пластами и конкрециями известковистых аргиллитов, слагающих верхнюю часть урдюкхайнской свиты [3]. Изученная часть свиты соответствует стратиграфическому интервалу верхов верхнего оксфорда – нижней части (?) средневолжского подъяруса, что подтверждается комплексным биостратиграфическим анализом по аммонитам, фораминиферам, остракодам, диноцистам и наземным палиноморфам.

Особый интерес представляют глауконитовые песчано-глинистые алевриты с зернами гравия и галькой слоя 2. Согласно палеонтологическим данным, слой, вероятно, соответствует средней части зоны *Amoeboceras serratum*, основанию и низам фораминиферовой зоны *Haplophragmoides ? canuiformis* JF40. Подобные трансгрессивные образования типичны для базальных пластов геор-

гиевской свиты и верхней подсвиты сиговской свиты (барабинская пачка) Западной Сибири, где занимают точно такое же стратиграфическое положение [3, 4]. Более того, этот трансгрессивный уровень следует в разрезах верхов оксфорда на Баренцевоморском шельфе и в Арктической Аляске и характеризуется теми же комплексами микрофауны и аммонитов [3]. Это седиментологическое трансгрессивное событие является прекрасным межрегиональным реперным уровнем в Арктических и Бореальных бассейнах.

В изученном разрезе прослежена практически полная последовательность кардиоцератидовых зон верхнего оксфорда и кимериджа. Анализ этой последовательности и оценка корреляционных возможностей позволяют решить многие спорные вопросы стратиграфии или же поставить новые. Благодаря совместным находкам аммонитов терминальной зоны оксфорда (*Amoeboceras rosenkranzi*) и основания кимериджа (*Amoeboceras kitchini*) удалось очень точно определить в этом разрезе положение границы этих ярусов. Комплексный анализ границ аммонитовых и фораминиферовых биостратонов позволяет точно определить границу верхнего и нижнего кимериджа в интервале 3–4 м от основания слоя 7. Граница кимериджа и волжского яруса, судя по последовательности комплексов фораминифер, отмечается в интервале 11–11.5 м. Всеми биостратиграфическими данными (аммониты, фораминиферы, остракоды, диноцисты, наземные палиноморфы) доказано стратиграфическое положение основания разреза (слой 1) к верхней части верхнего оксфорда.

Детальный анализ стратиграфических диапазонов комплексов фораминифер привел к более дробному, чем это предлагалось ранее [3], расчленению разреза по этой группе фоссилий. Впервые в этом разрезе прослежены зоны JF37, JF38, JF39 и JF43. Эти биостратоны обладают разным корреляционным потенциалом: от регионального (слои JF43) и циркумарктического (зоны JF37, JF38) до циркумбореального (зона JF41) [3, 5]. Стратиграфический анализ распределения диноцист и наземных палиноморф позволил провести детальное расчленение разреза по палинологическим данным и установить две последовательности палиностратонов. Следует отметить, что в качестве палинологических признаков границ диноцистовых биостратонов выбраны появление либо исчезновение стратиграфически важных таксонов, которые позволяют проводить корреляцию с одновозрастными альгологическими последовательностями Западной Европы и Канады. Установленные на эталонном разрезе верхней юры и нижнего мела Анабарского залива моря Лаптевых последовательности по аммонитам, фораминиферам, остракодам, морским и наземным палиноморфам будут служить основой для стратиграфического расчленения юры на шельфе моря Лаптевых.

Анализ последовательной смены комплексов микрофауны и палиноморф свидетельствует о приемственном характере последовательности и отсутствии перерывов, которые ранее предполагались для этой толщи [6, 7]. Стратиграфическое положение фораминиферовых зон и слоев подтверждено в разных регионах Арктики различными группами фоссилий (аммониты, двустворки, остракоды, диноцисты, наземные палиноморфы), в том числе и в разрезе верхнего

оксфорда и кимериджа мыса Урдюк-Хая. Все известные стратиграфические данные свидетельствует об изохронности этих фораминиферовых зон [3; 8]. Поэтому вряд ли можно считать удачным предложения о передатировки нижней части зоны JF40 [9].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Никитенко Б. Л., Князев В. Г., Лебедева Н. К., Пещевицкая Е. Б., Кутыгин Р. В. Проблемы стратиграфии оксфорда и кимериджа на севере Средней Сибири (разрез полуострова Нордвик) // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52 (9). – С. 1222–1241.
2. Видмин-Лобзин Г. К., Лазуркин Д. В. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1 : 200 000. Серия Оленекская. Лист S-49-XXIII, XXIV. Объяснительная записка. – Л.: ВСЕГЕИ, 1977. – 76 с.
3. Никитенко Б. Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды). – Новосибирск: Параллель, 2009. – 680 с.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.) / под ред. Ф. Г. Гурари. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
5. Кузнецова К. И. Стратиграфия и палеобиогеография поздней юры бореального пояса по фораминиферам. – М.: Наука, 1979. – 124 с.
6. Стратиграфия юрской системы Севера СССР / под ред. В. Н. Сакс. – М.: Наука, 1976. – 436 с.
7. Захаров В. А., Рогов М. А. Стратиграфические и палеогеографические предпосылки поисков нефти и газа в верхнеюрских-нижнемеловых осадочных толщах морского генезиса обрамления моря Лаптевых // Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 4 (16). – С. 38–47.
8. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и Бореальный зональный стандарт / Б. Л. Никитенко, Б. Н. Шурыгин, В. Г. Князев, С. В. Меледина, О. С. Дзюба, Н. К. Лебедева, Е. Б. Пещевицкая, Л. А. Глинских, А. А. Горячева, С. Н. Хафаева // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54 (8). – С. 1047–1082.
9. Вержбовский А., Рогов М. А. Биостратиграфия и аммониты среднегооксфорда – нижней части кимериджа Средней Сибири // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54 (8). – С. 1381–1403.

© Б. Л. Никитенко, В. Г. Князев, Е. Б. Пещевицкая,
Л. А. Глинских, А. С. Алифиров, 2015

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ГИДРОГЕОХИМИИ АРКТИКИ*

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Детальный анализ гидрогеохимических материалов по осадочным бассейнам Арктики выявил четкую смену геохимических и генетических типов подземных вод и рассолов. На самой начальной стадии метаморфизации находятся воды пестрого химического состава зоны активного газоводообмена. Затем следуют подземные воды осадочных бассейнов с отсутствием в разрезе солей, которые, в свою очередь, сменяются рассолами осадочных бассейнов с галогенными формациями. Заключительным звеном в этой цепи с максимальной степенью метаморфизации состава являются рассолы кристаллических щитов архей-протерозойского возраста. Инфильтрационные рассолы выщелачивания в пределах солянокупольных структур в генетическом плане представляют единую группу в пределах бассейна Свердруп, Анабаро-Хатангского и других.

Ключевые слова: гидрогеохимия, вертикальная гидрогеохимическая зональность, подземные воды и рассолы, Арктика, осадочный бассейн.

KEY FEATURES OF THE ARCTIC HYDROGEOCHEMISTRY

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Head of the Laboratory of Hydrogeology of sedimentary basins of Siberia, tel. (383)363-80-36, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Detailed analysis of hydrogeochemical data on Arctic sedimentary basins has revealed a clear change in geochemical and genetic groundwater and brine types. Waters of diverse chemical composition of the supergene zone are at the beginning of evolution followed by the sedimentary basin groundwaters with salt-free section, which, in turn, are replaced by brines of sedimentary basins with salt structures. Archean-Proterozoic brines of the crystalline shields are the most evolved. Leached infiltration brines within the salt plugs are genetically similar in the Sverdrup, Anabar-Khatanga and other basins.

Key words: hydrogeochemistry, vertical hydrogeochemical zoning, groundwaters and brines, Arctic, sedimentary basin.

Осадочные бассейны Арктики представляют огромный интерес как регион с огромными потенциальными ресурсами углеводородов. В настоящее время промышленные скопления нефти и газа выявлены во многих из них: Атабаска, Бофорт-Маккензи, Западно-Сибирский, Свердруп и другие. Их уникальность заключается в том, что этаж промышленной нефтегазоносности по изученным бассейнам охватывает отложения от древних (докембрийских) до современных (четвертичных). С проведением геологоразведочных работ в Арктике связано

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 14-05-00868 А).

накопление огромного фактического материала, отражающего сведения об условиях залегания, химическом и газовом составе подземных вод, структуре гидродинамического поля и геотермическом режиме недр. При этом изученные бассейны характеризуются высокой степенью неоднородности гидрогеологической изученности. Следует отметить, что в рамках настоящей работы впервые сделана попытка обобщения всех гидрогеохимических материалов по осадочным бассейнам Арктики.

Гидрогеологическим исследованиям осадочных бассейнов Сибири посвящены многочисленные работы А.С. Анциферова, М.Б. Букаты, В.И. Вожова, Г.Д. Гинсбурга, Ю.Г. Зимина, Г.А. Ивановой, М.К. Калинин, А.А. Карцева, А.Э. Конторовича, Н.М. Кругликова, А.Р. Курчикова, В.М. Матусевича, Д.А. Новикова, Б.П. Ставицкого, О.Н. Яковлева и других. Особенности гидрогеологического строения Северо-Аляскинского, Бофорт-Маккензи, Свердрупского, Западно-Гренландского, Восточно-Канадского и других бассейнов рассмотрены в работах Н. Baadsgaard, S. Bachu, Z. Chen, C.A. Connolly, K. Dewing, M. Gascoyne, S.E. Grasby, J.S. Hanor, B. Hitchon, Y. Lee, F.J. Longstaffe, J.A. Nunn, C.M. Sauveplane, R.L. Stotler, J.R. Underschultz, L.M. Walter и других.

При сравнительном анализе подземных вод и рассолов осадочных бассейнов Арктики выделяется несколько гидрогеохимических групп (рис. 1). Первая представлена солоноватыми и солеными водами пестрого состава с величиной общей минерализации до 15 г/дм^3 . Эти воды повсеместно распространены в водоносных горизонтах зоны активного газоводообмена (гипергенеза) или выявлены в приконтурных зонах углеводородных залежей (конденсатогенные воды). Помимо пестрого химического состава и невысокой минерализации конденсатогенные воды также характеризуются высокой газонасыщенностью – до 2 л/л и более. Вторая, наиболее многочисленная группа, представлена подземными водами и рассолами хлоридного натриевого, хлоридно-гидрокарбонатного натриевого состава с величиной общей минерализации от 15 до 350 г/дм^3 . Соленые подземные воды с величиной общей минерализации до 70 г/дм^3 , как показывает детальный анализ результатов гидрогеохимического опробования и палеогидрогеологических реконструкций, не связаны с галогенными формациями и относятся по генезису к седиментогенным водам, в различной мере смешанным с литогенными (элизионными), высвобождающимися из уплотняющихся глинистых осадков, сопровождая процесс их термодегидратации при минералогической перестройке. Группа проб с величиной общей минерализации $250\text{--}350 \text{ г/дм}^3$ характеризует генетический тип рассолов выщелачивания каменной соли. Такими же геохимическими параметрами характеризуются рассолы районов со схожими геологическими условиями проявления соляного тектогенеза в осадочных бассейнах Аликанте (Испания), Заргос (Иран), Северного моря, Свердруп (арктические районы Канады), Северной Германии и многих других. Третья группа точек представлена хлоридными кальциевыми рассолами с величиной общей минерализации более 200 г/дм^3 . Такие рассолы выявлены в водоносных горизонтах древней Сибирской платформы, Лено-Анабарского и Лаптевского бассейнов и кристаллических щитов: Анабарского и Канадского (см. рис. 1).

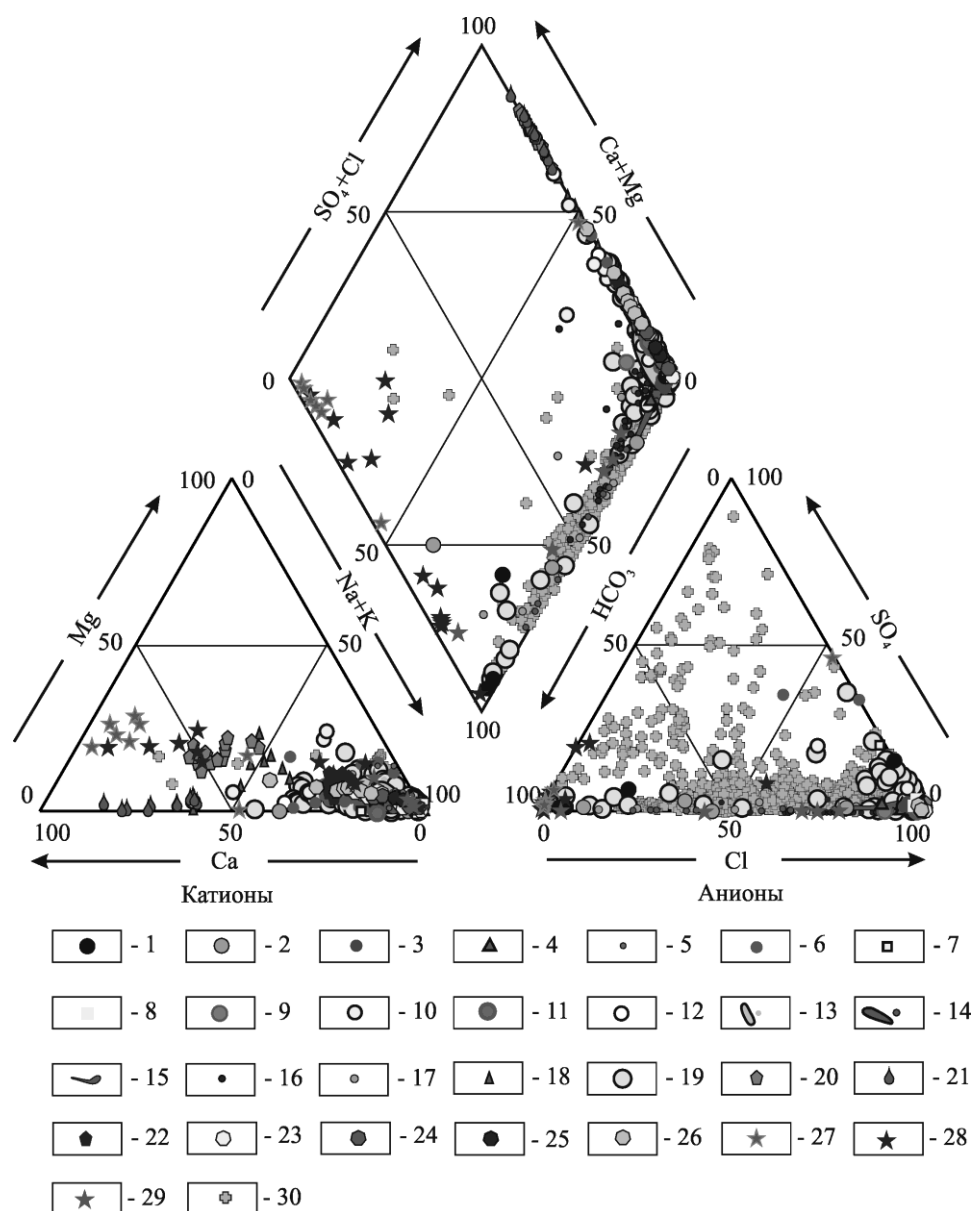


Рис. 1. Диаграмма Пайпера по составу подземных вод осадочных бассейнов Арктики:

Анабаро-Хатангский бассейн (гидрогеологические комплексы): 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – ниже-среднеюрский, 5 – триасовых образований, 6 – пермский, 7 – каменноугольных отложений, 8 – девонский, 9 – ордовикский, 10 – венд-кембрийский, 11 – рифейский, 12 – кристаллических пород нижнего протерозоя и архея; Арктические районы Западно-Сибирского бассейна (гидрогеологические комплексы): 13 – апт-альб-сеноманский, 14 – неокомский, 15 – верхнеюрский, 16 – ниже-среднеюрский, 17 – палеозойский; 18 – кембрийские рассолы Сибирской платформы; 19 – рассолы триасового комплекса бассейна Свердруп; 20 – рассолы кембрийских отложений Анабарского щита (южный склон); 21 – рассолы архей-протерозойских отложений Канадского щита; 22 – рассолы верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений Тимано-Печерского бассейна; бассейн Альберта (гидрогеологические комплексы): 23 – меловой, 24 – юрский, 25 – каменноугольных отложений, 26 – девонский; бассейн Атабаска: (гидрогеологические комплексы): 27 – четвертичных отложений, 28 – верхнемеловой горизонт с нефтенасыщенными песками, 29 – верхнемеловой базальный горизонт; 30 – подземные воды и рассолы кайнозойских гидрогеологических комплексов бассейна Бофорт-Маккензи

Установлено, что с ростом степени метаморфизации рассолов значительно меняется их состав. Так, в изучаемом регионе наиболее метаморфизованные рассолы с повышенным содержанием кальция (отношение Ca/Cl составляет более 0,33) выявлены в водоносных горизонтах кембрия, венда и рифея Сибирской платформы (рис. 2). Подземные воды и рассолы Западной Сибири и других осадочных бассейнов с отсутствием галогенных формаций находятся на самой начальной стадии метаморфизации состава, у которых отношение Ca/Cl обычно не превышает 0,20, а более высокие значения в их пределах соотносятся с водами активного газовообмена. Инфильтрогенные рассолы выщелачивания в пределах солянокупольных структур Анабаро-Хатангского бассейна в генетическом плане схожи с современными рассолами выщелачивания солянокупольных структур Ирано-Пакистанского бассейна (Конарсия, Гавбаст) и других.

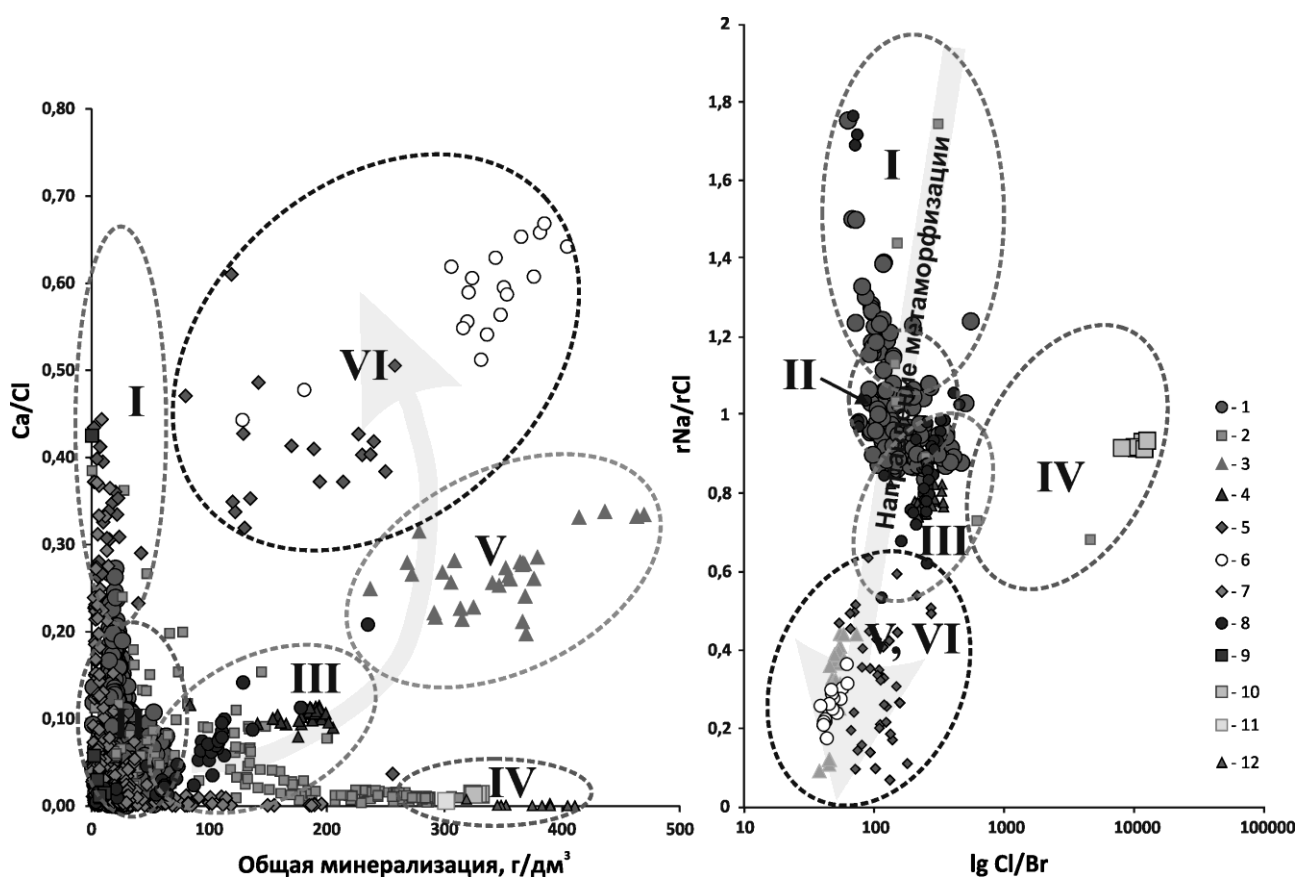


Рис. 2. Зависимость коэффициента метаморфизации Ca/Cl от величины общей минерализации подземных вод (а) и генетического коэффициента $r\text{Na}/r\text{Cl}$ от Cl/Br в подземных водах осадочных бассейнов Арктики:

Западно-Сибирского (1), Анабаро-Хатангского (2), Восточно-Сибирского (3), Тимано-Печерского (4), Канадского щита (5), Анабарского щита (6), Бофорт-Маккензи (7), Альберта (8), Атабаска (9) и соляных диапиров: Конарсия (10), Пиносо Аликанте (11) и Горлебен (12).

Генетические группы подземных вод и рассолов: I – зоны активного газовообмена, II – осадочных бассейнов с отсутствием соленосных отложений, III – осадочных бассейнов с галогенными формациями, IV – районов распространения солянокупольных структур, V – древних осадочных бассейнов с галогенными формациями, VI – кристаллических щитов

Среди всех изученных подземных вод и рассолов Арктики, как показал детальный анализ гидрогеохимических материалов, наиболее метаморфизованными являются рассолы, распространенные в пределах Анабарского и Канадского кристаллических щитов. Они характеризуются хлоридным кальциевым составом и величиной общей минерализации более 200 г/дм³. Анализ распределения основных генетических коэффициентов подтверждает это. Величина rNa/rCl составляет 0,1–0,6, Cl/Br колеблется в интервале 50–150, а отношение Ca/Cl превышает 0,3 (см. рис. 2). Таким образом, выстраивается четкая схема геохимических типов и генетических групп подземных вод и рассолов осадочных бассейнов Арктики. На самой начальной стадии метаморфизации находятся воды пестрого химического состава зоны активного газоводообмена. Затем идут подземные воды осадочных бассейнов с отсутствием соленосных отложений, которые, в свою очередь, сменяются рассолами осадочных бассейнов с галогенными формациями. Заключительным звеном в этой цепи с максимальной степенью метаморфизации выступают рассолы кристаллических щитов архей-протерозойского возраста.

Детальный анализ гидрогеологических материалов позволяет сделать следующие выводы: 1) Эволюция структуры гидродинамического поля проходила в тесной связи с гидрогеологической цикличностью развития осадочных бассейнов. В настоящее время в исследуемом регионе имеется два типа природных водонапорных систем: элизионная, характерная для внутренних областей бассейнов, и инфильтрационная – для внешних прибортовых; 2) В осадочных бассейнах доминируют подземные воды и рассолы с величиной общей минерализации от 0,2 до 350 г/дм³ хлоридного-гидрокарбонатного натриевого, хлоридного натриевого и хлоридного кальциевого типов; 3) Гидрогеохимические материалы указывают на то, что подземные воды мезозойских отложений Западно-Сибирского, Енисей-Хатангского, Анабаро-Хатангского бассейнов, а также Бофорт-Маккензи и Атабаска, находятся на начальной стадии метаморфизации химического состава. Наиболее измененными за счет процессов взаимодействия с вмещающими горными породами и рассеянным органическим веществом являются рассолы Анабарского и Канадского кристаллических щитов; 4) Современный химизм подземных вод и рассолов является продуктом длительной геологической эволюции, на которую оказали влияние множество геологических и гидрогеологических факторов, в первую очередь постседиментационные процессы, происходящие в системе вода–порода–газы–ОВ, и формирования, и разрушения залежей УВ. Главным же фактором, определяющим современную гидрогеохимию осадочных бассейнов Арктики, является время их взаимодействия с вмещающими горными породами, начиная с момента их попадания в осадочных бассейнах.

© Д. А. Новиков, 2015

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ АНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРОДУКТИВНОМ ПЛАСТЕ Ю₂ БОВАНЕНКОВСКОГО, НОВОПОРТОВСКОГО И УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Наталья Владимировна Первухина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383)335-64-20, e-mail: PervuhinaNV@ipgg.sbras.ru

Палеотектонический анализ Бованенковского, Новопортовского и Уренгойского месторождений Ямальской НГО и смежных с ней территорий уточняет имеющиеся представления об истории формирования крупных антиклинальных ловушек севера Западно-Сибирской НГП и приуроченных к ним залежей углеводородов. В работе рассмотрены история формирования Бованенковского куполовидного поднятия, Новопортовского и Уренгойского валов, а также история образования залежей нефти и газа в продуктивном пласте Ю₂.

Ключевые слова: антиклинальная ловушка, залежь нефти и газа, палеотектонические реконструкции.

THE HISTORY OF THE FORMATION OF ANTICLINAL TRAPS AND OIL AND GAS IN THE RESERVOIR J₂ BOVANENKOVSKOYE, NOVOPORTOVSKOYE AND URENGOY FIELDS

Natalia V. Pervukhina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Junior Researcher, tel. (383)335-64-20, e-mail PervuhinaNV@ipgg.sbras.ru

Paleotectonic analysis of the Bovanenkovo, Novoportovskoye and Urengoy fields of Yamal and adjacent territories clarifies existing ideas about the history of the formation of large anticlinal traps north of the West Siberian oil and hydrocarbons province. The paper discusses the history of the formation of the Bovanenkovo uplift, Novoportovskoye and Urengoy equipment shafts, and the history of education of oil and gas in the reservoir J₂.

Key words: anticlinal trap, pool of oil and gas, paleotectonic reconstruction.

История тектонического развития плекативных структур мезо-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты в целом и Ямальской НГО в частности по современным представлениям существенно различается. Выполненные палеотектонические реконструкции уточняют имеющиеся представления.

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к одноименному поднятию в центральной части Нурминского мезовала, осложняющего Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал. В качестве стратиграфических уровней палеотектонических реконструкций в его пределах использованы кровля китербютской, лайдинской, малышевской, танопчинской и кузнецовской свит.

Бованенковское поднятие по кровле китербютской свиты представляет собой изометричную положительную структуру амплитудой 260 м, расположен-

ную в южной половине района исследований. Выше по разрезу, по кровле лайдинской свиты, площадь его увеличивается, а амплитуда возрастает до 350 м. В северной половине района исследований по кровле лайдинской свиты также прослеживается малоамплитудное поднятие. На структурной карте по кровле малышевской свиты эти поднятия объединяются в единую структуру амплитудой 550 м, к этому стратиграфическому уровню приурочена газовая залежь. По кровле танопчинской свиты поднятие увеличивается по площади и становится более пологим. Амплитуда его уменьшается до 500 м. На структурной карте по самому верхнему стратиграфическому уровню (кровля кузнецовской свиты) амплитуда поднятия уменьшается до 300 м, а сама структура смещается в западную половину района исследований.

История формирования Бованенковского куполовидного поднятия представляется следующей. В лайдинское время (конец аалена, 170 млн лет) в южной и северной частях рассматриваемого участка начали формироваться малоамплитудные структуры. Основная, южная, структура имела изометричную форму и амплитуду 25 м, северная – 10 м. К концу малышевского времени (средняя часть позднего бата, 161 млн лет) эти структуры практически не изменились: амплитуды южного и северного поднятий составляли по 20 м. В танопчинское время (конец апта, 108 млн лет) южное поднятие увеличилось в амплитуде до 110 м, а северное сместилось восточнее. К концу кузнецовского времени (середина раннего коньяка, 87,5 млн лет) Бованенковское поднятие по-прежнему отличалось от современного по амплитуде, которая составляла всего 190 м.

Следовательно, Бованенковское поднятие является типичной конседиментационной структурой. Формирование его началось в лайдинское время (конец аалена, 170 млн лет), а к концу рассматриваемого периода (позднекузнецовское время, середина раннего коньяка, 87,5 млн лет) поднятие все еще не было полностью сформировано (рис.1). Его амплитуда на этот момент составила лишь 73 % от современной. Полностью поднятие было образовано в более поздний период. Полученные результаты не противоречат выводам других исследователей [1].

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к одноименному валу в юго-восточной части Южно-Ямальского мезовала, выделенного на юго-востоке Пайхойско-Новоземельской мегамоноклизы. В качестве стратиграфических уровней для палеотектонических реконструкций использованы кровли китербютской, лайдинской, малышевской, танопчинской и кузнецовской свит.

По кровле китербютской свиты Новопортовский вал представляет собой вытянутую в северо-западном направлении структуру длиной 65 км и шириной 25 км с двумя вершинами, амплитуда его составляет 350 м. К этому уровню приурочена газовая залежь. Выше по разрезу (кровля лайдинской свиты) форма, размеры и амплитуда вала существенно не меняются. Северная вершина более приподнята, амплитуда по ней равна 350 м. По кровле малышевской свиты амплитуда составляет 430 м.

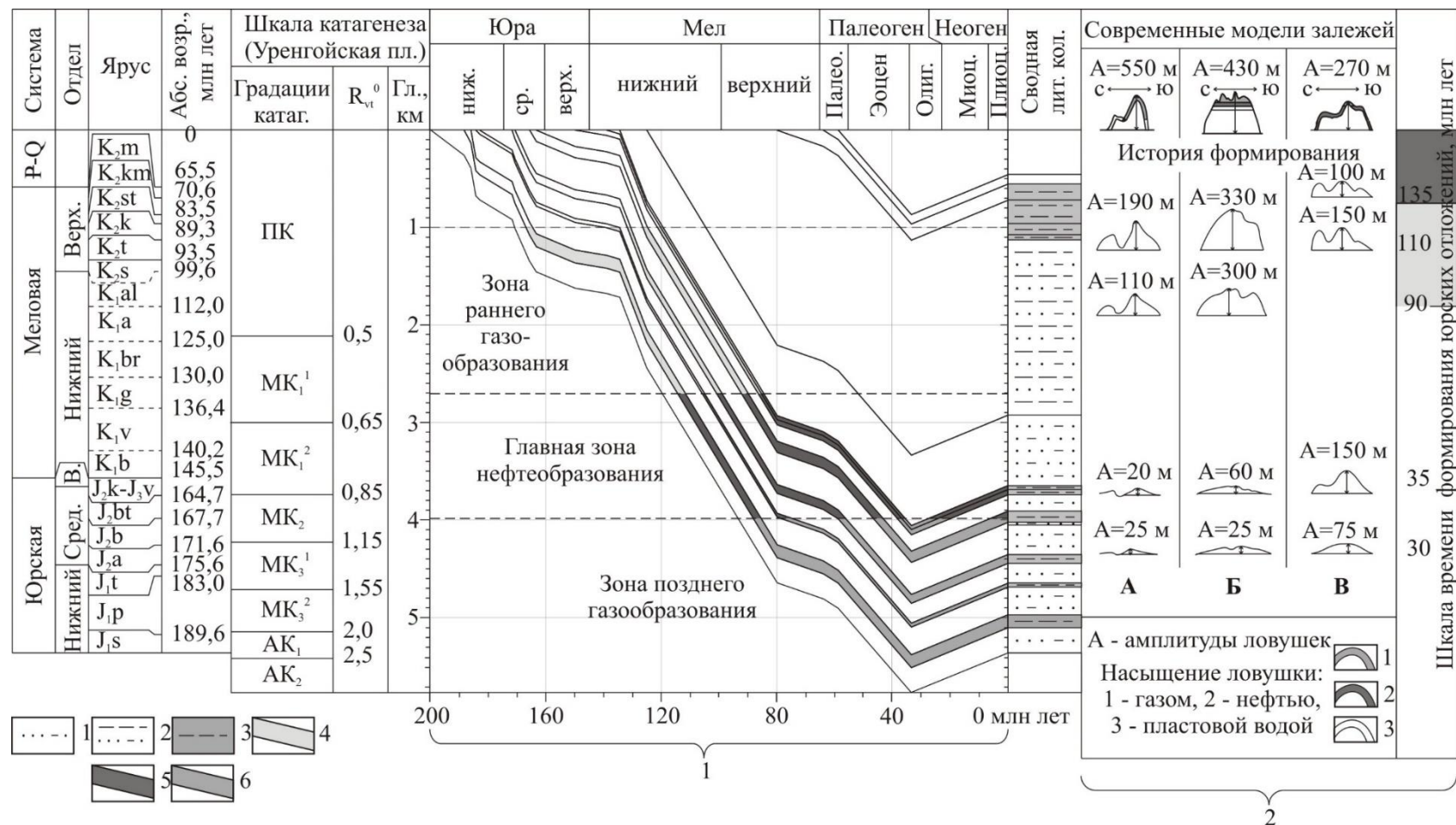


Рис. 1. Принципиальная схема нефтегазообразования (1) и история формирования антиклинальных ловушек и залежей нефти и газа (2) в продуктивном пласте Ю₂ Бованенковского (А), Новопортовского (Б) и Уренгойского (В) месторождений:

Условные обозначения: 1 – преимущественно песчаные породы, 2 – переслаивание глинисто-алевролитово-песчаных и аргиллитово-глинистых пород, 3 – преимущественно глинистые породы (нефтематеринские), 4 – зона раннего газообразования, 5 – главная зона нефтеобразования, 6 – зона позднего газообразования.

На этом уровне также выявлена нефтегазовая залежь. По кровле танопчинской свиты амплитуда вала уменьшается до 200 м, увеличивается как длина, так и ширина вала. На структурной карте по самому верхнему стратиграфическому уровню (кровля кузнецовской свиты) амплитуда вала не меняется и по-прежнему составляет 200 м.

История формирования Новопортовского вала представляется следующей. В лайдинское время (конец аалена, 170 млн лет) в юго-западной части района исследований начало формироваться небольшое поднятие амплитудой 25 м (см. рис.). К концу малышевского времени (средняя часть позднего бата, 161 млн лет) небольшое воздымание территории началось и на севере, однако амплитуда валов по-прежнему была невелика и составила 60 м. В танопчинское время (конец апта, 108 млн лет) структура начала приобретать свои современные очертания. Южное и северное локальные поднятия объединились в одну крупную положительную структуру с амплитудой 300 м. На конец кузнецовского времени (середина раннего коньяка, 87,5 млн лет) Новопортовский вал уже почти полностью соответствовал современному виду как по своей форме, так и по амплитуде, которая составила 330 м.

Полученные данные свидетельствуют о том, что Новопортовский вал является типичной конседиментационной структурой, началом формирования которой является лайдинское время (конец аалена, 170 млн лет). К концу рассматриваемого периода (позднекузнецовское время, середина раннего коньяка, 87,5 млн лет) вал был практически сформирован. В то время его амплитуда составила 94 % от современной. Окончательное формирование Новопортовского вала относится к концу позднемеловой эпохи. Следовательно, полученные данные не придают такого большого значения новейшему этапу тектогенеза, как это наблюдается у других авторов [1].

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к одноименному валу, осложняющему южную часть Центрально-Уренгойского мезовала. В качестве стратиграфических уровней для палеотектонических реконструкций в его пределах были использованы кровли китербютской, лайдинской, тюменской, кузнецовской и ганькинской свит.

В соответствие со структурными построениями по кровле китербютской свиты Уренгойский вал не выражен. По кровле лайдинской свиты он представляет собой замкнутую структуру субмеридионального простирания с амплитудой 75 м, крутонаклонным южным склоном и пологим северным. По кровле тюменской свиты амплитуда вала возрастает до 270 м. Форма его меняется: выражены одинаковые по амплитуде вершины в центральной, южной и северной частях. По кровле кузнецовской свиты амплитуда вала уменьшается до 220 м, южная часть структуры выполаживается. По кровле ганькинской свиты амплитуда уменьшается до 75 м.

История формирования Уренгойского вала представляется следующей. В лайдинское время (конец аалена, 170 млн лет) в центральной части района исследований сформировалась практически изометрическая структура амплитудой около 75 м (см. рис.1). К концу малышевского времени (средняя часть

позднего бата, 161 млн лет) амплитуда ее возросла до 100 м, в северной части также сформировалось небольшое поднятие, которые объединились в единый вытянутый в субмеридиональном направлении вал амплитудой 150 м. В кузнецовское время (середина раннего коньяка, 87,5 млн лет) форма и амплитуда вала существенно не изменились.

Следовательно, Уренгойский вал, начавший формироваться в среднеюрскую эпоху, является конседиментационной структурой. К концу мелового периода его палеоамплитуда составила 56 % от современной. Окончательное формирование вала произошло в кайнозойскую эру.

Таким образом, Бованенковское поднятие, Новопортовский и Уренгойский валы, начавшие формироваться в среднеюрскую эпоху, являются конседиментационными структурами, а истории их палеотектонического развития различны. Начало их формирования связано с лайдинским временем (конец аалена, 170 млн лет). К концу мелового периода палеоамплитуды структур составили 73, 94 и 56 % от их современных амплитуд соответственно. Окончательное формирование рассмотренных структур произошло в кайнозойскую эру.

История нефтегазообразования в пределах рассмотренных структур представляется следующей. В зону раннего газообразования юрские отложения вошли через 90 млн лет от начала накопления, когда рассмотренные антиклинальные ловушки были сформированы на 42, 86 и 50 % от своих современных амплитуд соответственно. В это время возникли благоприятные условия для формирования залежей газа в продуктивном пласте Ю₂ Ямальской НГО. В главную зону нефтеобразования юрские отложения вошли через 135 млн лет, когда ловушки были сформированы на 73, 94 и 56 % от своих современных амплитуд. Следовательно, в это время возникли благоприятные условия для формирования залежей нефти в продуктивном пласте Ю₂.

Таким образом, залежи газа в продуктивном пласте Ю₂ Ямальской НГО начали формироваться не ранее второй половины нижнемеловой, а нефти – не ранее конца верхнемеловой эпох. Процесс формирования залежей, вероятнее всего, имел длительную историю, охватывая мел, – палеоген-четвертичный периоды, а не только неоген-четвертичный, как принято считать.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Черданцев С. Г., Огнев Д. А., Кириченко Н. В. Неотектоника севера Западно-Сибирского региона // Горные ведомости. – 2013. – № 9. – С 64–73.

© Н. В. Первухина, 2015

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ПОСТРОЕНИЯ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЙ КАРТЫ В ПРЕДЕЛАХ ЮГО-ВОСТОЧНОГО СКЛОНА СРЕДНЕМЕССОЯХСКОГО ВАЛА С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗА ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ

Елена Александровна Потапова

Общество с ограниченной ответственностью «Тюменский нефтяной научный центр», 625048, Россия, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42, главный специалист департамента ГРП – Север Западной Сибири, тел. (3452)55-00-55, доб. 7926, e-mail: eapotapova@rosneft.ru

В материалах приведен пример решения проблемы, связанной с необходимостью анализа информации по скважинам, полученной из различных источников в пределах одной площади работ, с целью построения литолого-фациальной карты. Предложена шкала фациальных зон, уточняющая значения тех или иных терминов в различных классификациях, приведена литолого-фациальная карта пласта, построенная на основе составленного фациального ряда.

Ключевые слова: седиментологический анализ, классификация, шкала терминологии, фациальный ряд, литолого-фациальная карта.

BUILDING OF LITHOLOGICAL AND FACIES MAP OF THE SOUTH-EAST SLOPE OF SREDNE-MESSOYAKHSKIY SWELL IN ORDER TO PREDICT PROSPECTIVE TARGETS

Elena A. Potapova

Limited Liability Company Tyumen Petroleum Research Center; 625048, Russia, Tyumen, 42 Maksima Gorkogo St., Chief Specialist of the Department of PGR – North West Siberia, tel. (3452)55-00-55, ext. 7926, e-mail: eapotapova@rosneft.ru

The materials present a case study related to a necessity of analysis of well data obtained from different sources within one field to build a lithofacies map. A scale of facies zones was proposed, which specifies the meaning of the terms in various classifications. A lithofacies map of the formation is represented, which is generated on the basis of the composed facies series.

Key words: sedimentological analysis, tidal flat, classification, terminology scale, facies series.

В настоящее время определение обстановок осадконакопления является неотъемлемой частью процесса поисково-разведочных работ, направленных на выявление неантиклинальных объектов. Информация о генезисе пласта позволяет прогнозировать зоны развития коллекторов и глинистых экранов. Седиментологический анализ керна является основным средством для выявления особенностей формирования отложений.

Основным результатом седиментологического анализа керна являются литолого-фациальные колонки, которые составляются по каждой скважине специалистами седиментологами.

На следующем этапе литолого-фациальные колонки увязываются с данными ГИС, и, как правило, геологами выполняется интерпретация электромет-

рических моделей в скважинах с отсутствием керна. За основу для разделения на фациальные зоны принимаются электрометрические образы, которые можно связать с определенными обстановками осадконакопления и отличить друг от друга по материалам ГИС [1].

При всей «прозрачности» методики интерпретаторы, работающие с готовыми литолого-фациальными колонками как с исходным материалом, часто сталкиваются с проблемой терминологии, используемой при их составлении.

Такая проблема чаще всего возникает тогда, когда составлением литолого-фациальных колонок занимается несколько подрядных организаций, использующих различные литературные источники.

Как пример, в статье рассматривается группа пластов шельфового генезиса, сформированных в пределах юго-восточного склона Среднемессояхского вала. Литолого-фациальное изучение керна по группе пластов ведется с 2011 года, а работы по составлению литолого-фациальных колонок выполнялись двумя подрядными организациями. При этом некоторые интервалы интерпретировались повторно в более поздних отчетах.

В 2011 году было изучено 335,3 метров керна по 10 скважинам в рамках отчета «Литолого-фациальный анализ по основным резервуарам юры и мела...» (ООО «Газпром нефть НТЦ»). В 2012 году было проанализировано 395,29 метров керна по 9 скважинам в рамках отчета «Литолого-фациальная модель пластов БУ16-21...» (Halliburton Consulting & Project Management). В том числе проанализировано 170,42 метра керна, уже изученного в 2011 году. В 2013 году было проанализировано 78,73 метров керна по 2 скважинам в изучаемом интервале в рамках дополнения к отчету «Литолого-фациальный анализ по основным резервуарам юры и мела...» (ООО «Газпром нефть НТЦ»). Итогом трехлетней работы стали литолого-фациальные колонки по 17 скважинам, которые проанализированы на предмет выделения литотипов и литофаций, и составлены таблицы их соответствия.

В рамках отчета «Литолого-фациальная модель пластов БУ16-21...» выделено 14 типов отложений («литофации» в авторской терминологии): пелагиаль, межрусловые пелагические отложения, песчаные турбидиты, обломочный поток, склон, внешний шельф, внутренний шельф, переходная зона пляжа, нижняя предфронтальная зона пляжа, средняя предфронтальная зона пляжа, верхняя предфронтальная зона пляжа, дистрибутивное русло, устьевой бар, приливная равнина. В каждой литофации определены характеризующие ее литотипы.

В рамках отчета «Литолого-фациальный анализ по основным резервуарам юры и мела...», который выполнен в 2011 году, разделение на литотипы отсутствует, авторы приводят только уже определенные литофации (в авторской интерпретации): верхняя, средняя и нижняя части ближнего подводного берегового склона; верхняя и нижняя части дальнего подводного берегового склона; шельф; дно бассейна. Стоит отметить, что обозначенные авторами «литофации» являются скорее обстановками осадконакопления.

В данном случае результаты отчета 2012 года более подробные, так как выбор литофаций основан на установлении закономерностей сонахождения определенных литотипов, поэтому в тех интервалах, которые дублируют интервалы, изученные в 2011 году, была принята интерпретация 2012 года.

В результате ревизии литолого-фациальных колонок для пластов группы БУ установлены несколько типов обстановок осадконакопления: обстановки дельтового комплекса, приливно-отливной равнины, шельфовой части, а также склоновых и глубоководных частей морского бассейна. Помимо этого выявлены несоответствия терминологии в двух разных отчетах.

Ранее автором были опубликованы материалы по поводу решения проблемы различных терминологий при построении литолого-фациальных карт для пласта дельтового генезиса [2], поэтому в данном случае внимание будет сосредоточено на отложениях мелководно-морского и глубоководного генезиса.

Для дальнейшего построения литолого-фациальной карты по скважинам имеет смысл выделять не сами фации, а зоны фациальных ассоциаций для каждого пласта, отождествляемые с серией гидродинамических зон, вытянутых вдоль берега, которые позволяют составить фациальный ряд, подчиняющийся закону Вальтера-Головкинского [3], либо зоны со значительными различиями в обстановках осадконакопления (в случае с глубоководными отложениями). За основу принята классификация побережий с терригенной седиментацией Т. Эллиотта, описанная в главе 7 [4], и классификация глубоководных морских обстановок Д. Стоу, описанная в главе 12 [5].

Для анализа литофаций, выделенных разными авторами, все данные были сведены в единую таблицу и сопоставлены с терминологией, описанной в двухтомнике «Обстановки осадконакопления и фации» под редакцией Рединга Х.Г. [4, 5].

Фациальные ассоциации, расположенные в «географической» последовательности, образуют фациальный ряд. С помощью фациального ряда был реализован переход от керновых данных к данным ГИС в скважинах отдельно для каждого пласта [3].

С учетом фациального ряда были построены литолого-фациальные карты с выделением зон фациальных ассоциаций, используя закон Вальтера-Головкинского о последовательной смене фаций для каждого пласта (пример приведен на рис. 1).

При этом если какая либо зона не вскрыта скважинами, а две другие зоны, расположенные рядом с ней в одном фациальном ряду, подтверждены, есть все основания полагать ее наличие в пределах изучаемого резервуара.

Далее литолого-фациальная карта используется для прогноза литологических ловушек на основе сейсмических данных. В пределах выделенных зон картируются седиментационные тела, характерные для определенной зоны, на основе атрибутного и сейсмофациального анализов.

Таблица 1

Анализ данных лито-фациальных колонок

Литофация по результатам 2012 г.	Литофация по результатам 2011 г.	Гидродинамическая зона по Эллиотту Т.	Зоны обстановок осадконакопления по Стоу Д.	Фациальная ассоциация
Приливная равнина		Верхний/нижний пляж		Верхний/нижний пляж
ВПРФ	Верхняя часть ближнего подводного берегового склона	Предфронтальная зона пляжа		Предфронтальная зона пляжа
СПРФ	Средняя часть ближнего подводного берегового склона	Предфронтальная зона пляжа		
НПРФ	Нижняя часть ближнего подводного берегового склона	Предфронтальная зона пляжа		
Переходная зона пляжа	Верхняя и нижняя часть дальнего подводного берегового склона	Переходная зона		Переходная зона
Внутренний шельф	Шельф	Внешняя (дальняя) зона		Внешняя (дальняя) зона
Внешний шельф	Шельф	Внешняя (дальняя) зона		
Склон			Склоновые шлейфы	Склоновые шлейфы
Обломочный поток			Склоновые шлейфы	
Песчаные турбидиты			Подводные конусы выноса	Подводные конусы выноса
Межрусловые пелагические отложения			Дно бассейна	Дно бассейна
Пелагиаль	Дно бассейна		Дно бассейна	

Выводы:

1. При анализе данных выявлены разные подходы при идентификации обстановок осадконакопления (различная терминология). В соответствии с выбранной классификацией были определены фациальные ассоциации. Это позволило структурировать информацию для дальнейшего изучения отложений.
2. На основе единой терминологии составлен фациальный ряд.
3. Применение фациального ряда позволило выделить фациальные ассоциации по данным ГИС и построить литолого-фациальную карту с целью прогноза перспективных объектов.

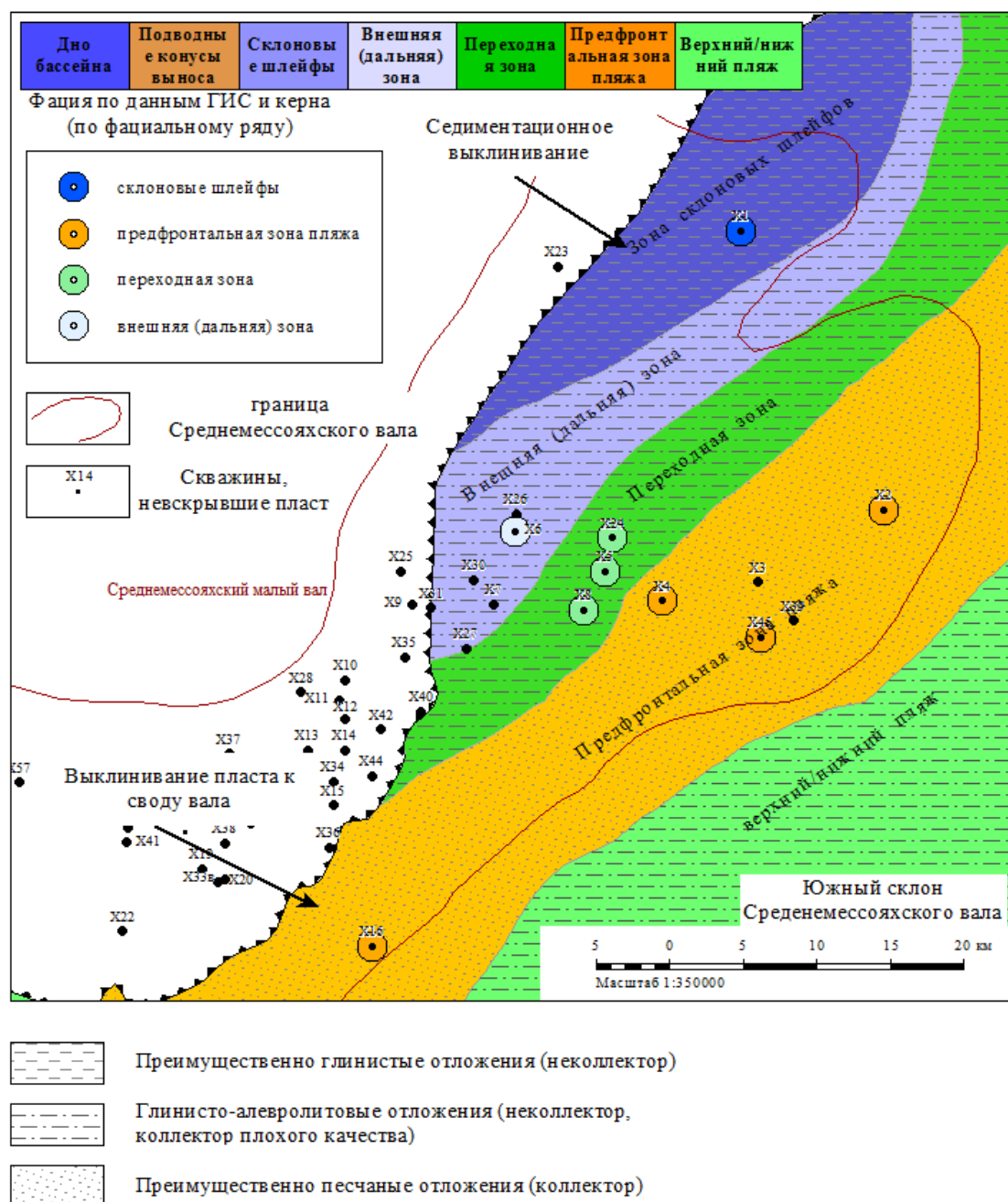


Рис. 1. Литолого-фациальная карта на конец формирования пласта БУ18 в районе Среднемессыяхского вала

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Изд-во «Недра», 1984. – 256 с.
2. Потапова Е. А. Анализ и принципы унификации терминологии при построении литолого-фациальной карты пласта дельтового генезиса // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 100–104.
3. Лебедев М. В. Фациальные серии в осадочных бассейнах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 3. – С. 8–16.
4. Обстановки осадконакопления и фации. Т. 1. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
5. Обстановки осадконакопления и фации. Т. 2. – М.: Мир, 1990. – 384 с.

© Е. А. Потапова, 2015

ГИДРОГЕОЛОГИЯ ПОЛУОСТРОВА ГЫДАН

Яна Владиславовна Садыкова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-44, e-mail: SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

На основе комплексной интерпретации материалов ГИС глубоких скважин, результатов описания керна, гидрогеохимии, данных по стратиграфии, литологии, седиментологии полуострова Гыдан была построена схема детальной гидрогеологической стратификации. Выделены водоносные этажи, комплексы, водоносные и водоупорные горизонты. Охарактеризованы гидрогеологические и геохимические особенности выделенных комплексов.

Ключевые слова: гидрогеологическая стратификация, водоносные и водоупорные горизонты, гидрогеохимия, северо-восточные районы Западно-Сибирского бассейна, полуостров Гыдан.

HYDROGEOLOGICAL STRUCTURE OF GYDAN PENINSULA

Yana V. Sadykova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Hydrogeology of Siberian sedimentary basins, tel. (383)363-80-44, e-mail: SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

A scheme of detailed hydrogeological stratification of Gydan peninsula was constructed on the basis of complex interpretation of well logging data, results of core description and hydrogeochemical analysis of ground waters and the data of stratigraphy, lithology, sedimentology, geology and hydrogeology. The waterbearing stages, complexes, aquifers and seals were allocated. The typical ground water composition of main aquifers is presented.

Key words: hydrogeological stratification, aquifers and seals, hydrogeochemistry, North-Eastern part of West Siberian basin, Gydan peninsula.

В настоящее время возрастает интерес к изучению арктического шельфа России с целью прироста запасов углеводородов, в связи с этим увеличивается объем геологоразведочных работ на полуострове Гыдан. Обобщение имеющегося фактического материала по особенностям геологического строения и гидрогеохимии Гыданского полуострова позволило провести детальную гидрогеологическую стратификацию разреза и уточнить состав подземных вод основных водоносных комплексов.

Гидрогеохимическим исследованиям северных районов Западно-Сибирского мегабассейна посвящены многочисленные работы Г.Д. Гинсбурга, Ю.Г. Зимина, Г.А. Ивановой, А.А. Карцева, А.Э. Конторовича, Н.М. Кругликова, А.Р. Курчикова, В.М. Матусевича, Д.А. Новикова, Б.П. Ставицкого, О.Н. Яковлева и других.

Гыданский полуостров находится на севере Западно-Сибирской геосинеклизы. В тектоническом плане охватывает большую часть отрицательного надпорядкового элемента – Антипоютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и структур ее обрамления. Административно район исследования приурочен к северо-восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа и северо-западной части Красноярского края.

Исследуемый регион с точки зрения нефтегазogeологического районирования отождествляется с Гыданской нефтегазоносной областью и включает четыре нефтегазоносных района: Гыданский, Мессовский, Напалковский и Северо-Гыданский. В их пределах открыто 18 месторождений углеводородов, крупнейшими являются Антипоютинское, Геофизическое, Гыданское, Парусовое, Утреннее, Западно-Мессояхское и Восточно-Мессояхское. По числу и совокупным запасам среди залежей углеводородов преобладают газовые и газоконденсатные, большинство из них приурочено к пластам апта и готерива. В юре открыта только одна залежь – на Геофизическом месторождении [1, 3].

Разрез осадочного чехла представлен триасовыми, юрскими, меловыми, неогеновыми и четвертичными породами, при этом характерно снижение степени изученности глубоким бурением сверху вниз по разрезу. Наиболее хорошо изучены меловые отложения, значительно хуже – юрские. Наличие триасовых осадков предполагается по сейсмическим данным, но они не вскрыты глубоким бурением.

В гидрогеологической стратификации при расчленении разрезов выделяются следующие основные подразделения: водоносный и водоупорный горизонты, водоносные комплексы и этажи [5]. На территории исследования водоносные этажи и комплексы были выделены согласно общепринятой гидрогеологической стратификации Западно-Сибирского мегабассейна [2, 4]. Названия водоносных и водоупорных горизонтов давались в соответствии с наименованиями стратиграфических ярусов, утвержденных Межведомственным стратиграфическим комитетом (МСК). Выделение водоносных горизонтов базировалось на определении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и состава слагающих их пород по результатам интерпретации диаграмм каротажа скважин, описания и результатов лабораторного анализа ФЕС керна. В пределах триас-палеозойского комплекса ввиду недостаточной изученности выделение водоносных горизонтов не производилось.

В пределах палеозойского фундамента и осадочного чехла выделяются два водноносных этажа: верхний, который является зоной аэрации, и нижний – затрудненного или застойного водообмена. Между собой водоносные этажи разделены мощной региональной водоупорной толщей турон-маастрихтского возраста, представленной совокупностью глинистых кузнецовской, березовской и ганькинской свит, достигающих суммарной мощности 700 м. Верхний этаж представлен неоген-четверичным водоносным комплексом, сложенным множеством маломощных относительно водоупорных глинистых и относительно водоносных песчанистых несцементированных полифациальных горизонтов (табл. 1).

Таблица 1

Схема гидрогеологической стратификации полуострова Гыдан

Водоносный этаж	Индекс	Водносный комплекс	Индекс	Горизонт	Индекс
верхний	1(N-Q)	неоген-четвертичный	8(N-Q)	полигенетический водоносный горизонт	
нижний	9(PZ-MZ)	верхнее-меловой	8(K ₂)	турон-маастрихтский водоупорный	4(K ₂ t ₃ -K ₂ m ₂)
				сеноман-туронский водоносный	5(K ₂ sm-K ₂ t ₂)
		нижне-меловой	8(K ₁)	альбский водоупорный	4(K ₁ al)
				верхнеготерив-нижнеальбский водоносный	5(K ₁ g ₂ -K ₁ al ₁)
				нижнеготеривский относительно водоупорный	6(K ₁ g ₁)
				нижнеготеривский водоносный	5(K ₁ g ₁)
				нижневаланжин-нижнеготеривский водоупорный	4(K ₁ v ₁ -K ₁ g ₁)
				нижневаланжинский водоносный	5(K ₁ v ₁)
				бат-нижневаланжинский водоупорный	4(J ₂ bt ₂ -K ₁ v ₁)
		юрский	8(J)	верхнебайос-батский водоносный	5(J ₂ b ₂ - J ₂ bt ₂)
				байосский водоупорный	4(J ₂ b)
				верхнеаален-нижнебайосский водоносный	5(J ₂ a ₂ - J ₂ b ₁)
				ааленский водоупорный	4(J ₂ a)
				нижнетоар-нижне-ааленский водоносный	5(J ₁ t ₁ - J ₂ a ₁)
				нижнетоарский водоупорный	4(J ₁ t ₁)
				верхнеплинсбахский водоносный	5(J ₁ p ₂)
				плинсбахский водоупорный	4(J ₁ p)
				гетанг-нижнеплинсбахский водоносный	5(J ₁ h-J ₁ p ₁)
		триас-палеозойский	8(T-PZ)		

Нижний водоносный этаж разделяется на четыре комплекса (сверху вниз): верхнемеловой, нижнемеловой, юрский и нерасчлененный триас-палеозойский. В юрском комплексе обособляются пять водоносных горизонтов – гетанг-нижнеплинсбахский, верхнеплинсбахский, нижнетоар-нижнеааленский, верхнеаален-нижнебайосский, верхнебайос-батский. Все они сложены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с доминирующей долей песчаного материала в составе. Водоносные горизонты юрского комплекса отделены друг от друга плинсбахским, нижнетоарским, ааленским, и байосским глинистыми водоупорами, представленными аргиллитами с маломощными пропластками и линзами алевролитов. Юрский комплекс изолирован от вышележащего

нижнемелового мощным бат-нижневаланжинским водоупорным горизонтом, сложенным битуминозными аргиллитами гольчихинской и низов ахской свит, суммарная мощность которых превышает 1000 м.

В пределах нижнемелового комплекса выделяются: нижневаланжинский, нижнеготеривский и верхнеготерив-нижнеальбский водоносные горизонты, которые разделены нижневаланжин-нижнеготеривским и нижнеготеривским водоупорными горизонтами. Верхнемеловой комплекс отделен от нижнего альбским водоупорным горизонтом, представленным мощными толщами глин (до 650 м) яронгской (на западе), средней подсвиты покурской свиты (на юге) и яковлевской (на востоке) свит. В его пределах выделяется сеноман-туронский водоносный горизонт.

Были проанализированы результаты анализа химического состава подземных вод верхнемелового, нижнемелового и юрского комплексов (84 объекта) по 5 месторождениям Гыданской нефтегазоносной области, которые расположены преимущественно вдоль западного побережья полуострова.

Наибольшей изученностью характеризуется нижнемеловой комплекс (70 проб), верхнемеловой исследован слабее (10 проб), гидрогеохимическое опробование юрского комплекса проведено на Геофизическом месторождении. Химический состав подземных вод триас-палеозойского комплекса не изучен.

По разрезу распространены подземные воды от солоноватых до соленых с минерализацией от 1,3 до 22 г/дм³. Концентрации основных солеобразующих элементов напрямую зависят от величины общей минерализации. Преимущественным распространением пользуются хлоридные, хлоридно-гидрокарбонатные и гидрокарбонатно-хлоридные натриевые воды (по С.А. Щукареву). Для большей части региона характерна инверсионная гидрогеохимическая зональность, которая выражается в уменьшении общей минерализации и содержания макро- и микрокомпонентов с глубиной. Анализ генетических коэффициентов и гидрогеологической истории показал наличие седиментогенных, инфильтрационных, литогенных и конденсатогенных вод, что и является основной причиной возникновения аномалий минерализации в юрском и нижнемеловом комплексах.

Изученные воды юрского комплекса являются солоноватыми с минерализацией 1,4 г/дм³. Содержания (мг/дм³) суммы натрия и калия достигают 441, кальция – 8, магния – 4, хлора – 411, гидрокарбонат-иона – 500, сульфат-иона – 4 (табл. 2).

Нижнемеловой комплекс характеризуется распространением солоноватых и соленых вод с минерализацией от 1,8 до 16 г/дм³ (среднее значение – 6,6 г/дм³) преимущественно хлоридно-гидрокарбонатного и гидрокарбонатно-хлоридного натриевого состава. Содержания (мг/дм³) $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ изменяются от 300 до 7325 (среднее 2007), Ca^{2+} – от 2 до 750 (60,4), Mg^{2+} – от 1 до 30 (9,3), Cl^- – от 426 до 8865 (2312), HCO_3^- – от 82 до 4490 (1670), SO_4^{2-} – от 3 до 86 (27,5).

Для верхнемелового комплекса характерно преобладание соленых хлоридных натриевых вод с минерализацией от 7 до 21 г/дм³ (среднее – 13,5). Содержания (мг/дм³) $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ колеблются от 1138 до 7718 (среднее 4715), Ca^{2+} – от 64 до 304 (174), Mg^{2+} – от 5 до 89 (47,5), Cl^- – от 3972 до 12411 (9056), HCO_3^- – от 61 до 1366 (461), SO_4^{2-} – от 1 до 6 (4).

Таблица 2

Типовой состав подземных вод Гыданского полуострова

Водоносный комплекс	М, г/дм ³	Элементы, мг/дм ³						rNa /rCl
		Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	
Антипаютинское								
верхнемеловой	15,8	232	62	5810	9361	329	н/о	0,96
	17,8	144	89	6073	9078	1366	6	1,02
	20,1	304	79	7718	12411	451	н/о	0,96
нижнемеловой	5,5	14	9	1925	1703	1800	н/о	1,74
Геофизическое								
нижнемеловой	2,3	36	55	613	468	781	275	2,03
	6,7	28	9	2267	2340	2074	12	1,49
	10,1	56	32	3878	5815	525	39	1,02
юрский	1,4	8	4	441	411	500	4	1,65
Утреннее								
верхнемеловой	7,0	64	24	2576	3972	317	н/о	1,00
нижнемеловой	2,8	6	6	878	511	1244	н/о	2,7
	6,2	12	9	2180	2482	1366	12	1,08
	10,5	54	19	3895	5532	964	8	1,4

Примечание: М – общая минерализация, н/о – содержание не определялось.

Таким образом, на Гыданском полуострове в разрезе распространены воды от солоноватых до соленых, с минерализацией, в среднем составляющей 8,3 г/дм³, и преобладанием хлоридного натриевого типа. Для большей части территории характерна инверсионная гидрогеохимическая зональность, возникновение которой связано с широким распространением литогенных (термодегидратационных) и конденсатогенных вод в нижнемеловом и юрском комплексах. Наличие мощного альбского водоупорного горизонта стало причиной более стабильных гидрогеохимических условий в верхнемеловом комплексе, где более преобладают седиментогенные и древние инфильтрационные воды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири / О. М. Ермилов, Ю. Н. Карогодин, А. Э. Конторович и др. – Новосибирск: изд-во СО РАН, 2004. – 141 с.
2. Кругликов Н. М., Нелюбии В. В., Яковлев О. Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
3. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Гыданского полуострова севера Западной Сибири / А. Р. Курчиков, В. Н. Бородин, А. С. Недосекин, С. М. Зарипов // Наука и ТЭК. – 2012. – № 3. – С. 10–14.
4. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского бассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
5. Методические рекомендации по составлению карт гидрогеологического районирования масштаба 1 : 2 500 000, схем гидрогеологической стратификации и классификаторов объектов гидрогеологического районирования и стратификацию. – М.: МПР России, 2004. – 29 с.

© Я. В. Садыкова, 2015

ДОЮРСКИЕ МАГМАТИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Станислав Викторович Сараев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-13-62, e-mail: SaraevSV@ipgg.sbras.ru

Юрий Федорович Филиппов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)330-13-62, e-mail: PhilippovYF@ipgg.sbras.ru

На основе анализа состава и распространения магматических комплексов в вендско-палеозойском Предъенисейском осадочном бассейне и на прилегающих территориях, их абсолютной датировки выделены основные этапы развития вулканизма, которые охватывают период с кембрия по триас. Сделан вывод о приуроченности магматических очагов к юго-западной границе бассейна, проведена типизация и корреляция комплексов, выполнена реконструкция обстановок формирования.

Ключевые слова: Предъенисейский осадочный бассейн, Западная Сибирь, магматические комплексы.

PRE-JURASSIC MAGMATIC COMPLEXES OF THE PRE-YENISEY SEDIMENTARY BASIN IN THE SOUTH-EAST OF WESTERN SIBERIA

Stanislav V. Saraev

Trofimuk institute of petroleum geology and geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug prospect, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)330-13-62, e-mail: SaraevSV@ipgg.sbras.ru

Yuri F. Filippov

Trofimuk institute of petroleum geology and geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug prospect, Ph. D., Senior Researcher, tel. (383)330-13-62, e-mail: PhilippovYF@ipgg.sbras.ru

Based on the analysis of the composition and distribution of magmatic complexes in the Vendian-Paleozoic Pre-Yenisey sedimentary basin and adjacent areas, absolute dating, the main stages of volcanism, which cover the period from Cambrian to Triassic, was determined. The conclusion is made about the distribution of magmatic foci to the south-west boundary of the basin, carried out the classification and correlation of the complexes, reconstruction of the conditions of formation.

Key words: Pre-Yenisey sedimentary basin, West Siberia, magmatic complexes.

На территории южной части Предъенисейского бассейна магматические комплексы, представленные как вулканогенными, так и интрузивными образованиями, вскрываются в разрезах скважин на Вездеходной, Няргинской, Корбыльской, Западной, Еланской площадях и скважине Восток-3 (северо-восток Томской области), а также на Тыньярской и Лекосской площадях (восток ХМАО). Кроме того, аналогичные комплексы вскрыты на прилегающих с юга территориях Алтае-Саянской складчатой области (Ярская, Чачанская, Карбин-

1 – интрузии кислого состава; 2 – интрузии основного состава; 3 – эффузивы основного состава; 4 – дизъюнктивы; 5 – скважины, 6 – территория Западно-Сибирской геосинеклизы; 7 – граница Предъенисейского осадочного бассейна. Интрузивные комплексы и дизъюнктивы под мезо-кайнозойским чехлом выделены по геофизическим данным

Косвенные свидетельства о наличии магматических тел в пределах Предъенисейского осадочного бассейна связаны с анализом потенциальных полей. По предварительным результатам интерпретации материалов гравиметрических

и магнитных съёмок на территории Предъенисейского бассейна и прилегающих районов устанавливаются контуры участков возможного развития магматических комплексов основного и кислого состава. Вместе с тем следует отметить, что геофизические материалы не дают возможности надёжно расчленить их по возрасту и обстановкам формирования.

Анализ приведенных выше материалов, полученных при изучении вещественного состава магматических комплексов в разрезах скважин, результатов их датирования, а также установление стратиграфических уровней и состава примесной пирокластики в карбонатных и терригенно-карбонатных (в целом амагматичных) разрезах севера и востока Предъенисейского бассейна, позволил установить определённые закономерности. Они сводятся к следующему.

1. В южной части Предъенисейского бассейна выделяется раннекембрийский этап развития базальтоидного вулканизма. Он проявлен в разрезах скважин Вездеходная-4 (лисицинская толща) и, вероятно, в скважине Ярская-1. При этом достаточно надёжные абсолютные $40\text{Ar}/39\text{Ar}$ датировки получены только по базальтоидам и гранодиоритам скв. Вездеходная-4 (соответственно 520 ± 10 и $542 \pm 2,7$ млн. лет). Судя по ассоциации дистальных вулканогенно-терригенных турбидитов, силицитов и спилитов без признаков взрывных эксплозивных процессов, слабой пузыристости базальтовой лавы (разрезы скважин Вездеходная-4 и Ярская-1), подводные излияния этого этапа проходили в сравнительно глубоководной обстановке. Район скважины Вездеходная-4 в это время принадлежал к активной окраине Сибирского континента и располагался в пределах задугового окраинного бассейна [2]. Микроэлементный состав базальтов и долеритов, слагающих стратифицированную последовательность покровов и потоков, соответствует в разных частях разреза составу базальтов как срединноокеанических хребтов, так и островных дуг. Гранодиориты с ксенолитами базальтов, как и залегающие на них гравелитопесчаники, представляют, по-видимому, фрагмент разреза наиболее раннего периода существования дуги до ее «расщепления» и образования зоны растяжения. Задуговый окраинный бассейн на востоке в тыльной, неактивной своей части переходил в эпиконтинентальный эвапоритовый бассейн с корой континентального типа, который был отделен от активной части системой барьерных рифов.

2. Более поздний этап кембрийского вулканизма характеризуется пёстрым составом вулканитов. Он проявился появлением вулканитов в составе вездеходной карбонатной толщи (скв. Вездеходная-3 и 4). Наряду с базальтами среди вулканитов появляются андезиты и ещё более кислые и щелочные разновидности (дациты, альбитофиры, кератофиры, трахитоиды, кислые туфы). Этот тип вулканизма наложился на терригенно-карбонатную седиментацию, господствующую на большей части бассейна. Проявление вулканических процессов было более дискретно, чем в ранний, существенно базальтоидный этап. Сравнитель-

но редкие излияния базальтов проходили в более мелководной обстановке на фоне карбонатной седиментации с появлением пузыристых лав на мелководье (разрез скважины Вездеходная-3).

3. Как указывалось ранее, на территории Предъенисейского бассейна в абсолютном большинстве пройденных по раннепалеозойским отложениям скважин (Восток-1 и 4, Западная-1, Ванжильская-1 и 2, Северо-Лымбельская-1 и 2, Лемок-1, Тыйская-1, Аверинская-150) вулканогенный материал устанавливается только в виде примеси дистальной пирокластики. Благодаря детальному палеонтологическому и седиментологическому изучению разрезов скважин Восток-1, 3, 4 удалось достаточно надёжно датировать и сопоставить между собой выделенные лито-стратиграфические подразделения [5].

Первый резкий всплеск вулканических событий зафиксирован только во второй половине раннего кембрия и в амгинском веке, тогда как подстилающие отложения венда полностью лишены примеси пирокластики. Так, в аверинской свите (ботом) появляются мелкие прослои с примесью кислой ультракалийевой пирокластики. Содержание K_2O в них приближается к 14 %. Тонкие прослои пирокластики кислого состава, отвечающие единичным пеплопадам, зафиксированы среди вышезалегающих доманиковых отложений пайдугинской свиты (тойонский-раннеамгинский ярусы), обладающих замедленным темпом седиментации.

Выше в пуджелгинской свите амгинского яруса в составе примесной пирокластики и вулканокластики также преобладают обломки кислых эффузивов, их туфов и кварца, но уже появляются и обломки базальтоидов.

Время формирования поделгинской свиты (майский век) ознаменовалось сменой характера вулканизма. В нижней подсвите среди пирокластики и вулканокластики резко преобладают обломки риолитов, кислых туфов, трахитоидов, кварца и полевых шпатов различного состава, в то время как в верхней подсвите этот материал сменяется обломками базальтов и плагиоклазами. Таким образом, это событие приурочено к границе подсвит.

В вышезалегающей кондесской свите (позднемайский и раннеаюссоканский века) состав пиро- и вулканокластики становится смешанным (кислые вулканиды и базальтоиды). И, наконец, в шеделгинской свите (позднеаюссоканский-сакский века) вновь начинают резко преобладать обломки базальтов и плагиоклазов.

4. Менее уверенно выделяется ордовикский магматический этап. Близкие по составу лисицинской толще вулканиды вскрыты на расположенных вблизи южных и западных границ бассейна площадях (Корбыльская, Няргинская, Чачанская). К-Ar методами они датируются поздним ордовиком [4]. При этом надо иметь в виду, что кембрийские вулканиды в скважине Вездеходная-4 подвергались процессам более поздних вторичных преобразований [2 и др.], и в данных скважинах не исключен вариант датировки следов этих процессов, а не собственно фаз магматической активности. Аналогичная ситуация наблюдается и для вулканидов на Чкаловской площади, расположенной западнее (неопубликованные данные В.А. Симонова (ИГМ СО РАН)).

По нашему мнению, эти комплексы являются фрагментами единой вулканической зоны раннего палеозоя (кембрий-ордовик), протягивающейся с юга (районы Золотокитатского вулканического района Кузнецко-Алатаусской зоны) на север, примерно до 60° с.ш.

5. На территории Предъенисейского бассейна проявление пермско-триасового траппового магматизма нашло отражение в разрезах скважины Восток-3 на юге и скважин на Тыньярской и Лекосской площадях на севере, территориально соответствующей южной части Худосейского рифта [4]. Этот этап магматизма связывается с формированием в пределах Восточной и Западной Сибири Сибирского суперплума [1]. Для трапповой формации Предъенисейского бассейна характерны все те же специфические черты, что установлены для сибирских траппов в целом.

Наиболее масштабное проявление трапповой формации зафиксировано в разрезе скважины Лекосская-27, субщелочные базальты которой, судя по возрасту вмещающих аргиллитов, относятся к нижнему и среднему триасу.

Долериты из силла мощностью 14 м в разрезе скважины Восток-3 по составу относятся к щелочным базальтам и трахибазальтам, а по данным 40Ar/39Ar -датирования имеют среднепермский возраст ($267,8 \pm 2,9$ млн. лет).

Вулканиды скважины Тыньярская-100 относятся к дацитам и трахидацитам, а комагматичные им граниты – к щелочным типам. Вулканиды и субинтрузивные образования из разреза этой скважины датируются прецизионными методами ранней пермью [3]. По-видимому, они так же, как и их аналоги в западных разрезах ЗСГ, связаны с трапповой формацией.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Добрецов Н. Л. Пермотриасовый магматизм и осадконакопление в Евразии как отражение суперплума // Докл. РАН. – 1997. – Т. 354, № 2. – С. 220–223.
2. Новый терригенно-вулканогенный разрез кембрия и положение Западной границы Сибирской платформы (по материалам параметрического бурения на Вездеходной площади, Томская область) / А. Э. Конторович, С. В. Сараев, А. Ю. Казанский, В. А. Каштанов, В. А. Конторович, В. А. Пономарчук, В. М. Тищенко, Ю. Ф. Филиппов // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, № 7. – С. 1022–1031.
3. Первые сведения о раннепротерозойском сиалическом фундаменте на востоке Западно-Сибирской платформы (результаты исследования Тыньярского риолит-гранитного массива) / К. С. Иванов, Ю. В. Ерохин, Ю. Л. Ронкин, В. В. Хиллер, Н. В. Родионов, О. П. Лепихина // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53, № 10. – С. 1304–1321.
4. Сурков В. С., Жеро О. Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
5. Филиппов Ю. Ф., Сараев С. В., Коровников И. В. Стратиграфия и корреляция кембрийских отложений Предъенисейского осадочного бассейна Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 891–905.

© С. В. Сараев, Ю. Ф. Филиппов, 2015

НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО СТРАТИГРАФИЧЕСКОМУ РАСЧЛЕНЕНИЮ ОРДОВИКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЫВЫ*

Николай Валерианович Сенников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, профессор, тел. (383)330-88-47, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

Ольга Тимофеевна Обут

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, старший преподаватель, тел. (383)333-24-31, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Надежда Георгиевна Изох

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

В статье приводятся современные данные по стратиграфическому расчленению ордовика Тывы. Предложены новые региональные стратиграфические подразделения (горизонты): дагыршемийский, нижнетарлыкский, нижнекаргинский, верхнекаргинский.

Ключевые слова: стратиграфия, региональные стратоны (горизонты), ордовик, Тыва.

NEW DATA ON ORDOVICIAN STRATIGRAPHIC UNITS OF TUVA

Nikolay V. Sennikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Doctor of Science, Head of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., Professor, tel. (383)333-24-31, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

Olga T. Obut

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., lecturer, tel. (383)333-24-31, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Nadezhda G. Izokh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

* Работа выполнена при поддержке Программы Президиума РАН "Биосфера" и Интеграционного проекта СО РАН - УрО РАН.

Modern data on Ordovician stratigraphic units of Tuva are presented. New regional stratigraphic units (horizons) were defined: Dagyrshemi, Lower Tarlyk, Lower Kargy, Upper Kargy.

Key words: stratigraphy, regional stages (horizons), Ordovician, Tuva.

Изучение ордовикских разрезов Тывы с детальным послойным описанием разрезов, находками новых местонахождений с фауной позволило на основе обобщений комплексов фауны из различных свит в Каргинской, Алашской, Хемчикской, Уюкской и Систигхемской структурно-фациальных зон (СФЗ) Тывы создать актуализированный вариант сопоставлений тувинских ордовикских осадочных последовательностей и предложить новые горизонты для стратиграфической схемы ордовика Тывы. В схеме ордовика Тывы 1979 г., являющейся до настоящего времени официальной схемой [1], по материалам Алашской и Хемчикской СФЗ был выделен только один горизонт – хонделенский, отвечающей самым верхам разреза (ашгиллу по старой британской ярусной терминологии).

В новой рассматриваемой региональной стратиграфической шкале ордовика Тывы по материалам из серий разрезов в различных структурно-фациальных зонах дополнительно выделено четыре новых горизонта – дагыршемийский, нижнетарлыкский, нижнекаргинский и верхнекаргинский.

Дагыршемийский горизонт предложен впервые. За стратотип горизонта принят стратотипический разрез дагыршемийской свиты у пос. Чиргаки в Хемчикской СФЗ [2, 3; полевые материалы авторов настоящей статьи]. Стратотип представлен сероцветными и красноцветными песчаниками и алевролитами с остатками гастропод и ихнофоссилий. Для дагыршемийского горизонта характерны брахиоподы *Ectonoglossa* cf. *derupta* Yadren.; гастроподы *Scenella* sp., *Ceratopea keithi* Ulr., *Proplina* sp. и ихнофоссилии *Rusophycus* sp., *Cruziana* sp., *Dimorphichnus* sp. [1–6].

Возрастной диапазон дагыршемийского горизонта на основе комплекса геологических и стратиграфо-палеонтологических данных соотнесен с флоским и дапинским веками. К дагыршемийскому горизонту в Каргинской СФЗ условно относится палеонтологически не охарактеризованная нижняя подсвита мугураксинской свиты. В Уюкской СФЗ рассматриваемому горизонту соответствует борлугская свита с брахиоподами [1–5], а в Систигхемской СФЗ – условно валидная «узинская свита» систигхемской серии. В Алашской СФЗ на этот стратиграфический интервал приходится перерыв в осадконакоплении.

Нижнетарлыкский горизонт выделен впервые. За стратотип горизонта выбран стратотипический разрез нижней подсвиты тарлыкской свиты в левобережье р. Уюк у бывшего пос. Малиновки в Уюкской СФЗ [2, 3, 7; полевые материалы авторов настоящей статьи]. Стратотип нижнетарлыкского горизонта сложен ритмичным переслаиванием сероцветных песчаников и известняков, с редкими прослоями аргиллитов. В известняках и аргиллитах содержатся брахиоподы, трилобиты, криноидеи, мшанки, водоросли, спиккулы карбонатных губок, граптолиты, конодонты [1–3, 7–10]. Для нижнетарлыкского горизонта

характерны: трилобиты *Carolinites spinosus* And., *C. marophtalma* (Harr. et Leanz), *Apatokephalus striatus* Max., *Cybelurus planifrons* (Web.), *C. altaicus* Lev., *Ampyx malinoviensis* Petrun., *Ampixella clavata* And., *Robergia deckeri* Coop., *R. tuvunica* Petrun., *Lonchodomas eximius* And., *Malinaspis tuvaensis* And. и др.; брахиоподы *Orthambonites tuvensis* And., *Paurorthis altaica* And., *Glyptambonites glyptus* Coop., *Malinella tavelensis* And., *Tuvina radiata* And., *Oxiplecia ujukensis* And., *Isophragma orientale* And., *Is. extensum* Coop., *Ingria malinoviensis* And., *Ujukites tarlykensis* And., *Punctolira cardiata* (Ross), *Hesperorthis markovae* Rozm. и др.; криноидеи *Pentagonocyclicus subrugosus* Yelt., *Plussacrinus* cf. *flabellum* Yelt.; гастроподы *Maclurites* cf. *magnus* Le Sneur, *Halophialia* sp., *Scenella* sp., *Ceratopea* sp.; мшанки *Stigmatella* cf. *clavifrons* Ulrich, *Eridotrypa* cf. *acdilios* Eichw., *Hallopora* sp., *Eridotrypa* sp.; граптолиты *Paraglossograptus* cf. *latus* Hsu.; конодонты *Drepanoistodus basiovalis* (Serg.), *Drep. suberectus* (Br. et M.), *Drepanodus* sp., *Semiacontiodus asymmetricus* (B. et Popl.), *Semiacontiodus* aff. *potrerillensis* Alb. и др. [1–4, 7, 11].

Возрастной диапазон нижнетарлыкского горизонта на основе комплекса геологических и стратиграфо-палеонтологических данных сопоставлен с ранней половиной дарривильского века. В Каргинской СФЗ к нижнетарлыкскому горизонту относится верхняя подсвита мугураксинской свиты с радиоляриями. В Систигхемской СФЗ с нижнетарлыкским горизонтом скоррелирована условно валидная «усть-хамсаринская свита» систигхемской серии с брахиоподами, трилобитами и криноидеями. В Хемчикской СФЗ нижнетарлыкскому горизонту отвечает нижняя часть аянгатинской свиты шемушдагской серии, а в Алашской СФЗ этому стратиграфическому интервалу отвечает перерыв в осадконакоплении.

Нижекаргинский горизонт выделен впервые. В качестве стратотипического разреза горизонты выбран стратотип нижней подсвиты каргинской свиты в правобережье р. Карги ниже пос. Мугур-Аксы в Каргинской СФЗ [12; полевые материалы авторов настоящей статьи]. В составе стратотипа нижекаргинского горизонта представлены сероцветные и красноцветные песчаники и алевролиты, содержащие мшанки. Для нижекаргинского горизонта характерны мшанки *Cyphotrypa wilmingtonensis* Ulr. et Bassl., *Trematopora* (?) sp., *Batostoma varians* (James), *Batostoma* aff. *lenaense* Modz., *B. pseudomickwitzii* Modz., *B. implicatum divisum* Modz., *Amplexopora bona* Modz., *Hemiphragma subnonnulum* Modz., *Nicholsonella pseudopulchra* Modz., *N. vaupeliformis* Modz., *Homotrypella* aff. *instabilis* (Ulr.), *Stellipora mantschurekensis* Modz., *Dekayia primaria* Modz., *Homotrypa* aff. *exilis* Ulr.; кораллы *Proheliolites* sp. криноидеи *Trigonocyclicus vaigatschensis* Yelt. et Stuk., *Chirocrinus* sp., *Pentagonocyclicus vormsiensis* Yelt., *Pent. vormsiensis* ex gr. *tridens* Yelt., *Pentagonopentagonalis* ex gr. *wesenbergensis* Yelt., *P. proximus* Yelt et Stuk., *Dworcocrinus quadrihamatus* Yelt.; брахиоподы *Camarotoechis* sp., *Opikina* sp., *Orthidae*, *Dalmanilidae*, *Strophomenidae*; трилобиты *Asaphus* aff. *broggeri* Schm., *Isotellus* (?) *stacuy* Schm.; наутилоидеи *Michellinoceras* sp., *Sactoceras* sp., *Ormoceras* sp., *Orthoceras* sp., *Endoceras* sp., *Leurorthoceras* sp.; гастроподы *Pararaphistoma* sp., *Ceratopea* cf. *capiliformis* Oder. [1, 12, 13].

Возрастной диапазон нижнекаргинского горизонта на основе комплекса геологических и стратиграфо-палеонтологических данных охватывает диапазон сандбийского века. В Хемчикской СФЗ на уровень нижнекаргинского горизонта помещается нижняя подсвита адырташской свиты с трилобитами, наутилоидеями, двустворками, криноидеями, гастроподами. В Уюкской СФЗ нижнекаргинскому горизонту отвечает нижняя треть тамзыринской свиты, в Хемчикской СФЗ – нижняя подсвита адырташской свиты шемушдагской серии, а в Систигхемской СФЗ – низы средней части условно валидной «кугарской свиты» систигхемской серии. В Алашской СФЗ этому стратиграфическому интервалу отвечает перерыв в осадконакоплении.

Верхнекаргинский горизонт предлагается впервые. За стратотип верхнекаргинского горизонта выбран стратотипический разрез верхней подсвиты каргинской свиты в правобережье р. Каргы ниже пос. Мугур-Аксы в Каргинской СФЗ [12; полевые материалы авторов настоящей статьи]. Стратотип верхнекаргинского горизонта сложен чередованием сероцветных известняков и алевролитов со строматопороидеями, кораллами, мшанками, трилобитами, наутилоидеями, криноидеями, граптолитами, конодонтами [1, 12, 14]. Для верхнекаргинского горизонта характерны: строматопороидеи *Cystostroma ordovikense* Yavor. кораллы *Eofletcheria* sp., *Kiaerophyllum* ex gr. *kiaeri* Wdkd.; мшанки *Cyphotrypa wilmingttonensis* Ullr. et Bassl., *Batostoma pseudomickwitzi* Modz., *Nicholsonella adumbrate* Modz., *Eridotrypa tenuis* Modz., *Er. aedilis minor* Ullr., *Diplotrypa catenulata kargynica* Modz., *Homotrypella flexuosa* Modz., *Homotrypa tumulosa mugurica* Modz., *Monotrypa kargensis* Modz., *Hallopora subnodosa* Ullr., *Monticulipora allecta* Modz., *Stigmatella convestens* Astr., *Favositelia discoidaliformis* Modz., *Stellipora vesiculosa tuvaelica* Modz., *Diplotrypa enucleata* Modz., *Dip. admota* Modz.; трилобиты *Triplesia mongolica* Tchern., *Stenoporeia bowmanni* (Salt.), *Stenoporeia* aff. *avus* Holm., *Iliaenus* aff. *angustifrons* Holm., *Ceraurus* aff. *icarus* Bill., *Lichas* sp., *Calypso* cf. *ottawensis* Okul., *Encrinurus* *tuvensis* Z. Maxim., *Isotelus* sp., *Bumastus* sp., *Otarionellina* Kor. и др.; наутилоидеи *Tasmanoceras* cf. *zeehanense* Teich. et Glen., *Beloitoceras* sp., *Spiroceras* cf. *microbineatus* Forst.; криноидеи *Pentagonocyclicus vormsiensis* Yelt.; граптолиты *Ptilograptus pennatus* Obut et Rytzk; хитинозои *Conochitina microcantha* Eis., *Con. robusta* Eis., *Desmochitina minor ovulum* Eis.; конодонты *Amorphognathus suberbus* Rhod., *Amorphognathus* cf. *ordovicianus* Br. et M., *Panderodus gracilis* (Br. et M.), *Panderodus serratus* Rexr., *Panderodus unicostatus* (Br. et M.), *Belodina compressa* Br. et M., *Protopanderodus* sp., *Aphelognathus* aff. *pyramidalis* Br., M. et Br. [1, 12–16].

Возрастной диапазон верхнекаргинского горизонта на основе комплекса геологических и стратиграфо-палеонтологических данных следует соотносить с ранней половиной катийского века. В Уюкской СФЗ с верхнекаргинским горизонтом сопоставлена средняя часть тамзыринской свиты, в Хемчикской СФЗ – верхняя подсвита адырташской свиты шемушдагской серии, а в Систигхемской СФЗ – верхи средней части условно валидной «кугарской свиты» систиг-

хемской серии. В Алашской СФЗ на этом стратиграфическом интервале фиксируется перерыв в осадконакоплении.

Хонделенский горизонт был выделен коллективом авторов по материалам Алашской СФЗ [1, 17] на основе ранее предложенных хонделенских слоев [18]. В качестве стратотипа хонделенского горизонта принят разрез на р. Хонделен [1, 17]. В стратотипе хонделенский горизонт сложен зелено- и сероцветными алевролитами и песчаниками с прослоями органогенных известняков, содержащих строматопороидеи, кораллы, брахиоподы, мшанки, криноидеи, наутилоидеи, конодонты [12, 18]. Для хонделенского горизонта характерны строматопороидеи *Labechia huronensis* Bill., *Cyrtophyllum* sp.; ругозы *Grewingia contexta* Neum.; кораллы *Cyrtophyllum lambeiformis* Sok., *Plasmoporella convexotabulata* Kiaer., *Pl. vesiculosa* Kiaer., *Proheliolites* sp.; брахиоподы *Rhipidomella asiatica* Nikif., *Eonaliivkina tuvinica* Vlad., *Eon. hondelensis* Vlad., *Hesperorthis checkovichae* Vlad., *Severginella* (?) *tuvinica* Vlad., *Tetraphalerella* sp., *Pholidostrophia* cf. *ellisae* Hurst, *Diceromyonia alashensis* Vlad., *Dic. asiatica* Vlad., *Triplesia mongolica* Tchern., *Eostrophonella* (?) *inventata* Kulkov, *Eospirigerina gaspeensis* (Cooper), *Mendacella chadanica* Vlad. и др.; мшанки *Bastoma variableformis* Modz., *Hallopora subnodosa* Ulr.; криноидеи *Dworcowicrinus quadrichamatus* (Yelt.); наутилоидеи *Endoceras* sp., конодонты *Icriodella superba* Rhodes, *Phragmodus* cf. *undatus* Br. et M., *Belodina compressa* (Br. et M.), *Distacodus* sp., *Panderodus gracilis* (Br. et M.) [1, 12, 17–20].

Возрастной диапазон хонделенского горизонта, как это уже предлагалось ранее [1, 17] и подтверждено находками конодонтов, соответствует интервалу второй половины катийского века и хирнантскому веку (объему ашгилла в терминологии британской ярусной последовательности). Хонделенскому горизонту в Каргинской СФЗ соответствует перерыв в седиментации, хотя следует допускать, самые верхние пачки верхней подсвиты каргинской свиты могут относиться к самым низам хонделенского горизонта. В Хемчикской СФЗ к нему относится нижняя подсвита алавелькской свиты. Для Уюкской СФЗ предполагается на стратиграфическом уровне хонделенского горизонта помещать верхнюю треть тамзыринской свиты с хиолитами, а в Систигхемской СФЗ – верхнюю часть условно валидной «кугарской свиты» систигхемской серии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири, Новосибирск, 1979 г. Часть I: Верхний протерозой и нижний палеозой. – Новосибирск, 1983. – 215 с.
2. Владимирская Е. В. Ордовикские отложения Центральной и Западной Тувы // Записки Ленинград. горн. ин-та. – 1960. – Т. 37, вып. 2. – С. 21–48.
3. Сенников В. М. История развития структур южной части Алтае-Саянской складчатой области в ордовике. – Барнаул: Алтайское книжное изд-во, 1977. – 135 с.
4. Стратиграфический словарь СССР. Кембрий, ордовик, силур, девон. – Л.: Изд-во Недра, 1975. – 622 с.

5. Сенников Н. В., Коровников И. В., Изох Н. Г. Первая палеонтологическая характеристика борлугской свиты малиновской серии ордовика Тувы. Эволюция жизни на Земле. – Томск: Изд-во научно-технической литературы, 2001. – С. 225–227.
6. Сенников Н. В. Ихнофаии и ихнофоссилии в нижнем палеозое Тувы // Эволюция жизни на Земле: сб. материалов III Междунар. симпозиума. – Томск: Изд-во Томского гос-университета, 2005. – С. 158–160.
7. Новые биостратиграфические и палеомагнитные данные по Малиновской серии (нижний-средний ордовик, Тува) / Н. В. Сенников, Н. Г. Изох, А. Ю. Казанский, З. Е. Петрунина, Л. В. Кунгурцев, Т. В. Хлебникова, Н. Э. Михальцов, В. Р. Савицкий // Новости палеонтологии и стратиграфии. Вып. 8. Приложение к журналу «Геология и геофизика». – 2006. – Т. 47. – С. 27–41.
8. Задорожная Н. М. Стратиграфия ордовикских отложений юго-западной оконечности Картушубинского хребта // Материалы по региональной геологии Алтае-Саянской складчатой области. Нов. Сер. – Ленинград: Изд-во ВСЕГЕИ, 1961. – Т. 58. – С. 43–48.
9. Андреева О. Н. Среднеордовикские брахиоподы Тувы и Алтая // Палеонтологический журнал. – 1982. – № 2. – С. 52–61.
10. Андреева О. Н. Среднеордовикские брахиоподы и трилобиты Тувы и Алтая // Палеонтологический журнал. – 1985. – № 2. – С. 38–47.
11. Находка рода *Paraglossograptus* (граптолиты) в тарлыкской свите среднего ордовика Тувы (юг Западной Сибири) / Н. В. Сенников, Т. В. Хлебникова, А. А. Алексеенко, Н. Г. Изох, А. Г. Клец // Новости палеонтологии и стратиграфии. Приложение к журналу «Геология и геофизика». – 2000. – Т. 41. – Вып. 2–3. – С. 182–187.
12. Владимирская Е. В., Чехович В. Д., Кривободрова А. В. Пограничные отложения ордовикской и силурийской систем Алтае-Саянской складчатой области // Записки Ленинград. горн. ин-та. – 1972. – Т. 63, вып. 2. – С. 8–20.
13. Модзалевская Е. А. Мшанки среднего и позднего ордовика юго-западной Тувы // Ежегодник Всесоюзного палеонтологического общества. – Ленинград: Изд-во Наука, 1977. – Т. XX. – С. 49–88.
14. Изох Н. Г., Обут О. Т., Суслова Е. А. Новые находки конодонтов в верхнем ордовике Алтае-Саянской складчатой области // Верхний палеозой России: региональная стратиграфия, палеонтология, гео- и биособытия: сб. материалов III Всерос. совещ. (24–28 сентября 2012 г.). – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2012. – С. 104–105.
15. Модзалевская Е. А. Ордовикские церамопориды Тувы. Новые виды древних растений и беспозвоночных СССР. – М.: Изд-во Наука, 1972. – С. 162–163.
16. Сенников Н. В. Граптолитовые комплексы в верхнем ордовике и нижнем силуре Восточной Сибири. Проблемы стратиграфии и тектоники Сибири // Труды Ин-та геологии, геофизики СО АН СССР. – Новосибирск, 1979. – С. 46–56.
17. Стратиграфический словарь СССР. Новые стратиграфические подразделения палеозоя СССР. – Л.: Изд-во Недра, 1991. – 555 с.
18. Владимирская Е. В. Биостратиграфия чергакского надгоризонта Тувы // Записки Ленинград. горн. ин-та. – 1978. – Т. 73, вып. 2. – С. 10–22.
19. Кульков Н. П., Владимирская Е. В., Рыбкина Н. Л. Брахиоподы и биостратиграфия верхнего ордовика и силура Тувы. – М.: Изд-во Наука, 1985. – 208 с.
20. Москаленко Т. А. Конодонты. Анализ фауны и корреляция разрезов. Отложения верхнего ордовика Монголии. Биостратиграфия ордовика Монголии. Атлас фауны ордовика Монголии. – М.: Наука, 1981. – С. 63.

© Н. В. Сенников, О. Т. Обут, Н. Г. Изох, 2015

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЭТАПОВ ФОРМИРОВАНИЯ ПОЗДНЕОРДОВИКСКИХ, СИЛУРИЙСКИХ И ДЕВОНСКИХ РИФОГЕННЫХ СООРУЖЕНИЙ В АЛТАЕ-САЛАИРСКИХ ПАЛЕОБАССЕЙНАХ*

Николай Валерианович Сенников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, профессор, тел. (383)330-88-47, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

Александр Юрьевич Язиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: YazikovAY@ipgg.sbras.ru

Ольга Тимофеевна Обут

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, старший преподаватель, тел. (383)333-24-31, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Надежда Георгиевна Изох

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

Ралия Ахатовна Хабибулина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, аспирант, младший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: KhabibulinaRA@ipgg.sbras.ru

Татьяна Александровна Щербаненко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: ShcherbanenkoTA@ipgg.sbras.ru

Евгения Львовна Попова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, аспирант, инженер лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: PopovaEL@ipgg.sbras.ru

* Работа выполнена при поддержке Программы Президиума РАН "Биосфера" и Интеграционного проекта СО РАН - УрО РАН.

Приводятся новые данные по строению, разнообразию и продолжительности существования позднеордовикских, силурийских и девонских рифогенных построек в Горном Алтае, на Салаире и в Рудном Алтае.

Ключевые слова: стратиграфия, рифы, ордовик, силур, девон, Алтай-Саянская складчатая область.

PECULIARITIES AND STAGES IN FORMATION OF REEFS IN ORDOVICIAN, SILURIAN AND DEVONIAN ALTAI-SALAIR PALEOBASINS

Nikolay V. Sennikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Doctor of Science, Head of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., Professor, tel. (383)333-24-31, e-mail: SennikovNV@ipgg.sbras.ru

Aleksander Yu. Yazikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Researcher of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: YazikovAY@ipgg.sbras.ru

Olga T. Obut

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogova St., lecturer, tel. (383) 333-24-31, e-mail: ObutOT@ipgg.sbras.ru

Nadezhda G. Izokh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

Ralia A. Khabibulina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D. student, Junior Researcher of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: KhabibulinaRA@ipgg.sbras.ru

Tatyana A. Shcherbanenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Junior Researcher of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: ShcherbanenkoTA@ipgg.sbras.ru

Evgeniya L. Popova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D. student, Engineer of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: PopovaEL@ipgg.sbras.ru

New data on the structure, diversity and longevity of Late Ordovician, Silurian and Devonian reef structures in the Gorny Altai, Salair and Rudny Altai are presented.

Key words: stratigraphy, reefs, Ordovician, Silurian, Devonian, Altai-Sayan Folded Area.

Многолетнее изучение органогенных построек в ордовикско-силурийских и девонских рифовых комплексах западной части Алтае-Саянской складчатой области позволило провести их классификацию и установить возраст, и предложить ранжирование. На основе послойной корреляции разрезов и построения реальных геологических профилей, а также с использованием данных геологического картирования площадей рифогенной седиментации и прослеживания латерального распространения объектов рифогенного генезиса зафиксирована разноранговость рифовых объектов с определенной масштабной (включая морфологическую) иерархией. Эта соподчиненность (крупные объекты состоят из средних, а средние из более мелких и т.д.) может как выдерживаться в соседствующих по грациям группах объектов, так и не соблюдаться. Последнее связано с тем, что само обособление отдельных рифогенных объектов друг от друга проходило в геологическом прошлом при сложном взаимоотношении биогенных компонентов (флористические и фаунистические сообщества, их структура, экологические взаимоотношения и др.) с различными абиотическими факторами (соленость, наличие терригенных компонентов, глубина проникновения света, волновое воздействие, углы наклона дна и др.).

В общем виде иерархия объектов рифогенного генезиса может быть представлена следующим образом – «размерно-генетическим рядом»: 1) строматолитовая постройка (кустовая, пластовая и др.); 2) калиптра (водорослевая); 3) биостром; 4) биогерм (бугор – мини-холм) (бактериальный, цианобактериальный, водорослевый, водорослево-коралловый) (мелкий 1–3 м, средний 3–10 м и крупный (более 10–20 м)); 5) серия отдельных биогермов; 6) биогермный массив, состоящий из пакета отдельных, как правило, одноразмерных биогермов; 7) коралловые луга (как правило, пионерная стадия образования многих рифов); 8) риф (с внутренним атоллом или без атолла) (каркасный или бескаркасный = иловый холм) (0,5–1 км в диаметре и мощностью до 200–400 м); 9) группа разобщенных рифов (до 10 км в диаметре); 10) рифовый массив, сложенный из непосредственно соседствующих друг с другом разновозрастных рифов и их предрифовых, и зарифовых фаций (до 3–5 км в диаметре и мощностью до 500 м); 11) протяженное рифовое сооружение, сформированное из разновозрастных рифовых массивов общей длиной до 5–50 км и шириной 1–3 км); 12) карбонатная платформа, состоящая из различных, в том числе из близких по возрасту, рифовых сооружений при общей длине платформы до 100–500 км и ширине до и более 5–10 км.

Алтае-Салаирские палеозойские рифогенные сооружения можно охарактеризовать в своем хронологическом развитии следующим образом.

Поздний ордовик. Рифогенные объекты от калиптр до протяженных рифовых сооружений. Рифы каркасные, с атоллами и без атоллов, разобщенные и сближенные в группировки. Мощность рифогенной седиментации в позднем ордовике (хирнанте) на Горном Алтае (верхняя терминальная часть тектенской свиты, сопоставляемая с первой половиной хирнанта) достигает от 50 до 250 м. С учетом продолжительности раннего хирнанта около 1 млн. лет (здесь и далее продолжительность веков по Gradstein, 2012) максимальная скорость рифогенной седиментации могла составлять 25 см/1000 лет.

Ранний силур. Рифогенные объекты от строматолитовых построек до протяженных рифовых сооружений. Рифы каркасные, с атоллами и без атоллов, разобщенные и сближенные в группировки, как правило, сопровождающиеся многокомпонентными зарифовыми терригенно-карбонатными комплексами. Мощность рифогенной седиментации в лландоверийском отделе силура на Горном Алтае (полатинская свита, сопоставляемая с заключительной частью телича) достигает от 150–200 м до 400 м. С учетом продолжительности заключительной части телича около 1,5 млн. лет максимальная скорость рифогенной седиментации могла составлять 27 см/1000 лет. Мощность рифогенной седиментации в венлокском отделе силура на Горном Алтае (чагырская свита, сопоставляемая с шейнвудом) достигает от 100 до 250 м. С учетом продолжительности раннего шейнвуда около 3 млн. лет максимальная скорость рифогенной седиментации могла составлять 8,4 см/1000 лет.

Ранний девон. Рифогенные объекты от калиптр до протяженных рифовых сооружений и карбонатных платформ. Рифы каркасные, обычно сближенные в группировки, соседствующие и замещающиеся многокомпонентными зарифовыми терригенно-карбонатными комплексами. Мощность рифогенной седиментации в лохковский век на Салаире (томскозаводские и петцевские слои) достигает 330–470 м на восточном склоне и оценивается в 520–620 м на западном. С учетом продолжительности раннелохковского интервала зоны *eurekaensis* (= верхняя часть зоны *Caudicriodus postwoschmidtii*) около 1,5 млн. лет скорость рифогенной седиментации могла составлять 22–31 см/1000 лет на восточном склоне Салаира и достигать значений 34–41,3 см/1000 лет на западном склоне. Мощность рифогенной седиментации в раннепражское время Салаира (малобачатские слои) достигает 180 м на восточном склоне и оценивается в 300 м на западном. С учетом продолжительности раннепражского интервала приблизительно 1,8 млн. лет максимальная скорость рифогенной седиментации могла составлять 10 см/1000 лет на восточном склоне Салаира и достигать значений 16,7 см/1000 лет на западном склоне. Мощность рифогенной седиментации в позднепражско-раннеэмское время на Салаире (нижне- и средне-салаиркинские слои) достигает 70 м на восточном склоне и оценивается в 145 м на западном склоне. С учетом продолжительности позднепражско-раннеэмского интервала зон *pireneae-kitabicus* около 2 млн. лет максимальная скорость рифогенной седиментации могла составлять 3,5 см/1000 лет на восточном склоне Салаира и достигать значений 7,2 см/1000 лет на западном склоне. Мощность рифогенной седиментации в позднеэмское время на Салаире (средне- и верхнешандинские слои) достигает 185 м на восточном склоне и оценивается в 300 м на западном склоне. С учетом продолжительности позднеэмского интервала зоны *serotinus* около 2,7 млн. лет максимальная скорость рифогенной седиментации могла составлять 6,9 см/1000 лет на восточном склоне Салаира и 11,1 см/1000 лет на западном его склоне.

Средний девон. Рифогенные объекты от калиптр до протяженных рифовых сооружений. Рифы каркасные, обычно сближенные в группировки и соседствующие с многокомпонентными зарифовыми терригенно-карбонатными

комплексами. Мощность рифогенной седиментации в эйфельский век на Салаире (верхняя часть малосалаиркинских слоев и пестеревские слои) достигает 490 м на восточном склоне и условно оценивается в 480 м на западном склоне. С учетом продолжительности эйфельского интервала зоны *costatus* – нижняя часть зоны *kockelianus* около 2,6 млн. лет максимальная скорость рифогенной седиментации могла составлять 18,8–18,5 см/1000 лет. Мощность рифогенной седиментации в живетский век на восточном склоне Салаира (верхняя часть сафоновских слоев и керлегешские слои) достигает 100 м. На западном склоне Салаира рифогенные тела этого возраста не обнаружены. С учетом продолжительности живетского интервала средней и верхней частей зоны *varcus* около 1,3 млн. лет максимальная скорость рифогенной седиментации на восточном склоне Салаира могла составлять 7,7 см/1000 лет.

Поздний девон. Рифогенные объекты от калиптр до протяженных рифовых сооружений. Рифы безкаркасные, без атоллов, как правило, одиночные, соседствующие с терригенно-карбонатными зарифовыми комплексами. Мощность рифогенной седиментации во франском веке на северной и северо-западной окраине Кузнецкого бассейна, в Колывань-Томской складчатой зоне (вассинские и возможно нижние уровни соломинских слоев) оценивается в 80–150 м. С учетом продолжительности франского интервала зоны *hassi* (нижняя часть зоны *ghenapa* около 3 млн. лет) скорость рифогенной седиментации могла составлять 2,7–5,0 см/1000 лет.

Продолжительность формирования рифогенных сооружений в Алтае-Салаирских позднеордовикско-девонских бассейнах варьирует в интервале от 1 до 3 млн. лет. Эти рифогенные этапы интенсивного карбонатакопления ритмично сменялись более продолжительными периодами обширного поступления в палеобассейн терригенного материала, обуславливающих накопление мощных толщ терригенных пород. В условиях доминирования терригенной седиментации процессы рифообразования в палеобассейне практически прекращались. Синхронно сокращались и площади развития смешанной терригенно-карбонатной седиментации. Продолжительность таких «безрифовых» интервалов в Алтае-Салаирских позднеордовикско-девонских бассейнах можно оценить: 1) между катианским и позднехирнантским рифогенными этапами – около 12 млн. лет; 2) между позднехирнантским и позднебеличским рифогенными этапами – около 8 млн. лет; 3) между позднебеличским и шейнвудским рифогенными этапами – около 2 млн. лет; 4) между шейнвудским и лохковским рифогенными этапами – около 15 млн. лет; 5) между лохковским и раннепражским рифогенными этапами – около 4,0 млн. лет; 6) между раннепражским и раннеэмским рифогенными этапами – около 1,0 млн. лет; 7) между раннеэмским и позднеэмским рифогенными этапами – около 8,5 млн. лет; 8) между позднеэмским и среднеэйфельским рифогенными этапами – около 3,3 млн. лет; 9) между среднеэйфельским и среднеживетским рифогенными этапами – около 2,5 млн. лет; 10) между среднеживетским и франским рифогенными этапами – около 6,0 млн. лет.

Ранее для мелкомасштабных палеогеографических схем [1, 2] высказывались предположения о возможном непрерывном распространении полосы рифогенной седиментации позднеордовикских, силурийских и девонских и отложений по всей территории западной части Алтае-Саянской складчатой области – от Кузбасса на северо-востоке до Рудного Алтая на западе. Считалось, что эти «Алтае-Салаирские» рифогенные сооружения формировались на бровке внешнего шельфа и были преимущественно «барьерного» типа. Однако оказалось, что в палеозойских Алтае-Салаирских бассейнах существовали рифовые сооружения иного типа. Установлено, что и на юго-западном (в современных координатах) «площадном распространении» «барьерных» «Алтае-Салаирских» рифовых систем имеется син-седиментационное ограничение. Это доказывается полученными данными по вулканогенно-осадочному средне-верхнедевонскому комплексу отложений островодужной природы на северо-западе Рудного Алтая. Установленные там рифогенные постройки выделены как локальные изолированные образования, приуроченным к положительным палеовулканическим структурам [3], возвышающимся над дном в преддуговом бассейне. Такие «Рудно-алтайские» рифогенные постройки принципиально отличаются от одновозрастных Алтае-Салаирских «барьерных» рифовых сооружений [1, 2]. В обнажённой, оставшейся после отработки «цементно-известковых» карьеров (извлечение чистых массивных известняков центральных частей рифовых построек), изученной «Рудно-Алтайской» рифовой системы преобладают склоновые фации, часто имеющие грубообломочный характер. Сильно расчленённый палеорельеф средне-верхнедевонского «Рудно-алтайского» бассейна способствовал как широкому распространению среди отложений гравититов (олисто Stromы, турбидиты), так и пёстрому составу олистолитов вследствие близко-одновременного существования различных по составу источников внутрибассейновых обломков. Обломки рифогенных построек и фрагменты слоев силицитов и кислых вулканитов слагают олистостромовые брекчии [3].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Елкин Е.А., Сенников Н.В., Буслов М.М., Язиков А.Ю., Грацианова Р.Т., Бахарев Н.К. Палеогеографические реконструкции западной части Алтае-Саянской области в ордовике, силуре и девоне и их геодинамическая интерпретация // Геология и геофизика. - 1994. - № 7–8. - С. 118–143.
2. Елкин Е.А., Сенников Н.В., Бахарев Н.К., Изох Н.Г., Язиков А.Ю. Периодичность осадконакопления в силуре и соотношения глобальных геологических событий в среднем палеозое на юго-западной окраине Сибирского континента. // Геология и геофизика. - 1997. - Т. 38, № 3. - С. 596–607.
3. Сараев С.В., Батурина Т.П., Бахарев Н.К., Изох Н.Г., Сенников Н.В. Среднепозднедевонские островодужные вулканогенно-осадочные комплексы северо-западной части Рудного Алтая // Геология и геофизика. - 2012. - Т. 53, № 10. - С. 1285–1303.
4. Gradstein F.M., Ogg J.G., Smith A.G., and Ogg G.M. The Geologic Time Scale 2012. - 2012. - V. 1. - 1144 p.

© Н. В. Сенников, А. Ю. Язиков, О. Т. Обут, Н. Г. Изох,
Р. А. Хабибулина, Т. А. Щербаненко, Е. Л. Попова, 2015

СТРУКТУРА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ПОЛЯ БОВАНЕНКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ксения Валерьевна Сесь

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-37, e-mail: SesKV@ipgg.sbras.ru

Рассмотрен гидрогеологический разрез Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения. Рассчитаны коэффициенты аномальности пластовых давлений, гидропроводности и продуктивности пласта. Выявлены гидрогеологические комплексы, обладающие наибольшей гидропроводностью и пористостью. Установлена четкая гидродинамическая зональность, заключающаяся в смене гидродинамических зон с глубиной.

Ключевые слова: гидродинамика, подземные воды, аномально высокие пластовые давления, фильтрационно-емкостные свойства.

STRUCTURE OF HYDRODYNAMIC REGIME OF THE BOVANENKOVO OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Kseniya V. Ses

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Junior Researcher of the Laboratory of Hydrogeology of sedimentary basins of Siberia, tel. (383)363-80-37, e-mail: SesKV@ipgg.sbras.ru

Hydrogeological section of the Bovanenkovo oil and gas condensate field was considered. Coefficients of formation pressure, hydraulic conductivity and formation productivity were calculated. Hydrogeological units with high permeability and porosity were revealed. A clear hydrodynamic zoning (the change in hydrodynamic zones with depth) was identified.

Key words: hydrodynamics, groundwaters, abnormally high formation pressure, porosity-permeability.

В последние годы ОАО «Газпром» приступил к промышленному освоению Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения. В связи с началом промышленной эксплуатации и созданием гидродинамических моделей залежей необходима комплексная интерпретация данных геолого-разведочных работ, в первую очередь – результатов испытания скважин.

Бованенковское месторождение является уникальным по своим запасам нефти и газа. Оно расположено в пределах Харасавейско-Бованенковской перспективной зоны преимущественно газонакопления, выделенной в Нурминском нефтегазоносном районе (НГР) в центральной части Ямальской нефтегазоносной области (НГО). Этаж промышленной нефтегазоносности охватывает отложения от юрских до верхнемеловых.

Согласно принятой гидрогеологической стратификации Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) [1, 2], на исследуемой территории в пределах нижнего гидрогеологического этажа выделяются четыре гидрогеологических комплекса (сверху вниз): апт-альб-сеноманский; неокомский; поскольку верхнеюр-

ский заглинизирован на всей территории Ямала, выделяется юрский комплекс, объединяющий нижне-среднеюрские отложения; триас-палеозойский (нерасчлененный). Все выделенные мезозойские комплексы сложены преимущественно песчано-алевролитовыми породами, которые разделяются аргиллитоглинистыми водоупорами.

В настоящей работе рассмотрены гидродинамические особенности разреза Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения. Фактическим материалом послужили результаты испытания 127 объектов 27 скважин. Было проанализировано около 45 замеров пластовых давлений, материалы интерпретации ГИС и лабораторных исследований керна (всего 545 определений).

Расчеты сведены в таблицу 1. Градации по коэффициенту аномальности пластовых давлений приведены в соответствии с классификацией М.Б. Букаты [3]: пониженные (0,8–0,95); нормальные (0,95–1,05); повышенные (1,05–1,15); аномально высокие (более 1,15) пластовые давления.

Одной из основных гидродинамических характеристик является гидропроводность пласта – способность коллектора пропускать через себя флюид, насыщающий его поры. Коэффициент гидропроводности (ε) был рассчитан по следующей формуле [4]:

$$\varepsilon = \frac{Kh}{\mu},$$

где μ – вязкость, МПа·с; K – коэффициент проницаемости пласта, мкм²; h – м.

Коэффициент продуктивности (K_{np}) рассчитывали следующим образом:

$$K_{np} = \frac{0,236 \cdot \varepsilon}{b \cdot \lg \frac{R_k}{r_{np}}},$$

где ε – коэффициент гидропроводности пласта, мкм²·м/МПа·с; R_k – радиус контура питания, м; r_{np} – радиус скважины по долоту, м; b – объёмный коэффициент нефти.

Таблица 1

Гидродинамическая характеристика Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения

Название Комплекса	$P_{пл.}$, МПа	K_a , ед.	T , °С	ε , (мкм ² ·м/МПа·с)	K_{np} , (м ³ /сут· МПа)	K_p , %
Апт-альб-сеноманский	<u>14,25-15,09</u> 14,72 (4)	<u>1-1,15*</u> 1,06 (4)	<u>39-46</u> 42,5 (4)	<u>3,13-25150</u> 15327,78 (4)	0,42	<u>14,40-35,40</u> 24,40 (52)
Неокомский	<u>12,11-27,93</u> 21,65 (17)	<u>0,64-1,32</u> 1,06 (17)	<u>62-77</u> 70,50 (20)	<u>0,82-167310</u> 12383,69 (19)	<u>0,00-1,69</u> 0,61 (8)	<u>11,60-27,00</u> 19,01 (36)
Юрский	<u>43,05-49,76</u> 43,97 (18)	<u>1,29-1,77</u> 1,61 (18)	<u>94-120</u> 106,10 (39)	<u>5,43-3640</u> 768,88 (16)	<u>6,33-235,64</u> 120,99 (2)	<u>11,00-20,80</u> 15,12 (12)
Триас–палеозойский	—	—	<u>120-125</u> 121,25 (4)	—	—	—

* в числителе: минимальные – максимальные значения; в знаменателе: средние значения (количество замеров).

Отложения триас-палеозойского гидрогеологического комплекса вскрыты на глубине 3210–3455 м (скв. 97, 116). В литологическом плане комплекс представлен мелко-среднезернистым туфоалевролитом, сложенным неокатанными обломками кварца и полевого шпата. В результате испытания пластов в большинстве случаев притока не получено, только в скв. 97 получен газ с дебитом 0,5 тыс.м³/сут. Замеренная пластовая температура составляет 120 °С. Вследствие слабой изученности комплекса оценить его гидродинамические характеристики не представляется возможным.

Отложения юрского гидрогеологического комплекса на исследуемой территории представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с доминирующей долей песчаного материала в составе. Для него характерны аномально высокие пластовые давления (АВПД) 40–50 МПа (рис. 1, а). Коэффициент аномальности изменяется от 1,29 до 1,77 (рис. 1, б). Коэффициент гидропроводности варьирует в широких пределах от 5,43 до 3640 мкм²·м/МПа·с (рис. 2). Наибольшей проводимостью обладают отложения малышевского и вымского резервуаров (скв. 98, 127). Среднее значение коэффициента пористости составляет 15 %.

Неокомский гидрогеологический комплекс представлен переслаиванием песчаных и глинистых пород. Для него характерны нормальные и повышенные пластовые давления. На этом фоне выделяются резервуары таноппинской и ахской свит (скв. 98, 119, 132), где выявлены АВПД с коэффициентом аномальности, достигающим 1,32. В целом по комплексу параметр изменяется от 0,64 до 1,17. Коэффициент гидропроводности варьируется в широких пределах от 0,82 до 167310 мкм²·м/МПа·с. Коэффициент пористости в среднем составляет 19 %.

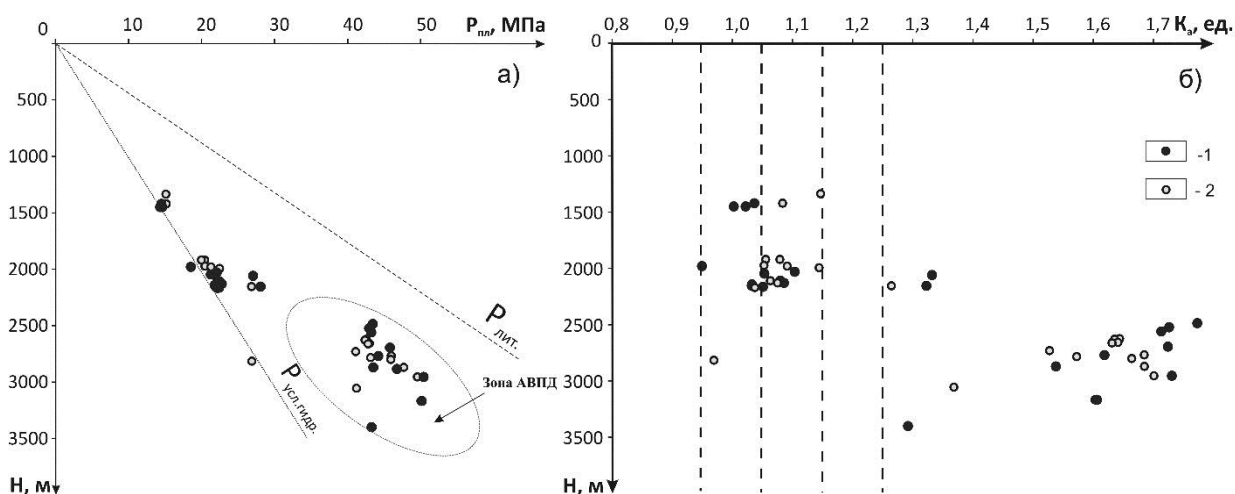


Рис. 1. Изменение пластовых давлений (а) и коэффициента аномальности (б) с глубиной: 1 – расчетных и 2 – замеренных пластовых давлений.

Отложения апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса представлены переслаиванием песчаных и глинистых пород покурской, таноппинской и ханты-мансийской свит. Для комплекса характерны нормальные и по-

вышенные пластовые давления. Коэффициент аномальности в среднем составляет 1,06. В скважинах 127, 204 зафиксированы наибольшие значения коэффициента гидропроводности, превышающие $25000 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{МПа} \cdot \text{с}$. Коэффициент пористости изменяется от 14 до 35 %, составляя в среднем 24 %.

При анализе пластовых давлений с глубиной установлено, что нормальные и повышенные давления развиты до 2500 м, ниже установлены аномально высокие пластовые давления преимущественно в малышевском резервуаре юрского комплекса. Такая же закономерность установлена для величины коэффициента аномальности, в основном преобладают аномально высокие пластовые давления (рис. 1).

Установлено, что наибольшей гидропроводностью обладают коллекторы апт-альб-сеноманского и неокомского комплексов, что является закономерным ввиду более высокой пористости (рис. 2).

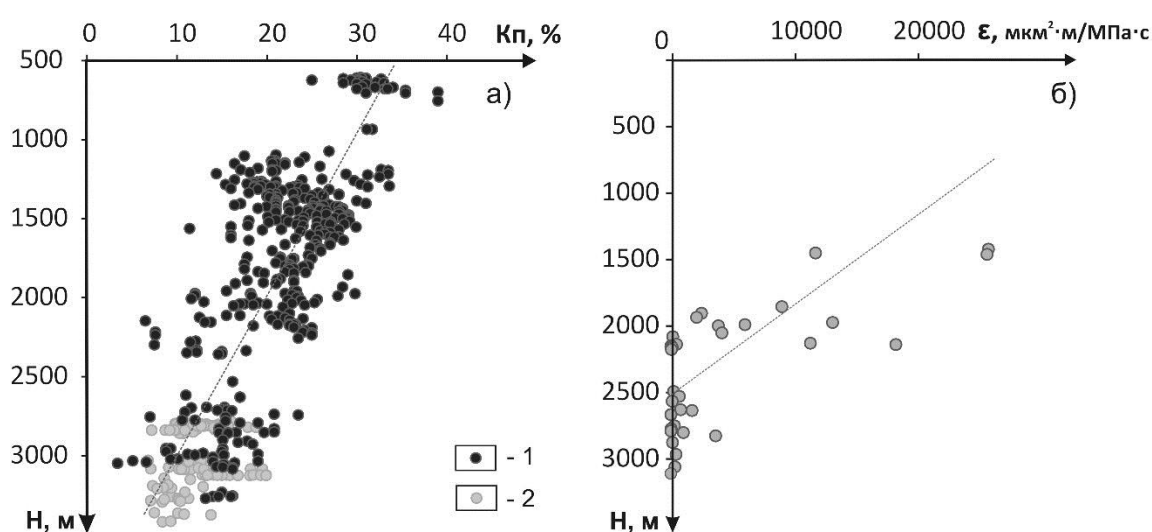


Рис. 2. Изменение коэффициента пористости (а) и гидропроводности (б) с глубиной. Коэффициент пористости: 1 – по данным ГИС, 2 – по керну.

Таким образом, в гидрогеологическом разрезе Бованенковского нефтегазо-конденсатного месторождения проявляется четкая гидродинамическая зональность, выраженная в смене гидродинамических зон с глубиной. В меловых комплексах до глубины 2500 м доминируют нормальные и повышенные пластовые давления, ниже распространены аномально высокие пластовые давления.

Закономерное уменьшение пористости коллекторов с глубиной хорошо согласуется с выявленной зависимостью по уменьшению гидропроводности по мере погружения гидрогеологических комплексов Бованенковского месторождения.

Структура гидродинамического поля весьма сложна, что связано с большой анизотропией фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов и высокой газонасыщенностью приконтурных вод залежей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гидрогеология СССР. Т. XVI: Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). - М.: Недра, 1970. - 368 с.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов [и др.]. - М.: Недра, 1975. - 680 с.
3. Букаты М.Б., Зуев В.А. Обработка и интерпретация данных в нефтегазопроисковой гидрогеологии: учебное пособие. - Томск: ТПИ, 1990 - 96 с.
4. Васильевский В.Н., Петров А.И. Исследование нефтяных пластов и скважин. - М.: Недра, 1973. - 344 с.

© К. В. Сесь, 2015

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ ГАЗОНОСНОСТИ ВЕНДСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ГОРИЗОНТОВ АНГАРО-ЛЕНСКОЙ СТУПЕНИ*

Максим Юрьевич Скузоватов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: skuzovatovmj@ipgg.sbras.ru

В статье проанализированы особенности геологического строения вендского терригенного комплекса центральной части Ангаро-Ленской ступени (Иркутская область). Сделан вывод о том, что эффективность прогноза коллекторов на основе сейсмических методов обеспечена взаимосвязью петрофизических и акустических свойств отложений, что наиболее характерно для парфеновского горизонта Ковыктинского месторождения. Для боханского и базального горизонтов поиск такой зависимости затруднен вследствие слабой охарактеризованности петрофизическими данными. На основе полученных результатов выявлены наиболее перспективные зоны для проведения дальнейших поисково-разведочных работ.

Ключевые слова: парфеновский горизонт, Ковыктинское месторождение, Ангаро-Ленское месторождение, амплитуды отраженных волн, пористость, перспективы газоносности.

METHODOLOGICAL APPROCHS FOR GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA COMPLEX INTERPRETATION IN EVALUATION OF PETROLEUM POTENTIAL OF ANGARA-LENA STEP VENDIAN TERRIGENOUS HORIZONS

Maxim Yu. Skuzovatov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Junior Research Scientist, tel. (383) 306-63-70, e-mail: skuzovatovmj@ipgg.sbras.ru

In this article the geological structure features of Vendian terrigenous complex of Angara-Lena step central part (Irkutsk region) was analized. It was concluded that effectiveness of reservoir quality prognosation based on seismic methods is due to strong relationship between petrophysical and acoustic properties that is more typical for Parfenovo horizon on Kovykta gas field. For Bokhan and Bazalny horizons such relationship is hard to dedect because of its poor petrophysical data characterization. Based on the work results the main prospective zones was delineated for further research and exploration.

Key words: Parfenovo horizon, Kovykta field, Angara-Lena field, seismic reflection amplitudes, porosity, gas prospects.

Южные районы Иркутской области являются одними из старейших регионов Восточной Сибири с точки зрения истории нефтегазопроисловых работ. В тектоническом отношении территория представляет собой моноклиальный

* Работа выполнена в рамках фундаментальных исследований по программам РАН и при поддержке гранта НШ-402.2014.5.

склон и выделена в качестве крупной структуры, названной Ангари-Ленской моноклиналией (ступенью). Высокий нефтегазоносный потенциал этой территории связан с древнейшими вендскими толщами, в нижней части которых по результатам проведенных геологоразведочных работ выделен ряд регионально выдержанных терригенных горизонтов. Открытие ряда крупных месторождений, в особенности уникального Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ) с залежью в парфеновском горизонте, значительно повысило перспективы поисков других скоплений УВ на этой территории.

Большая часть открытых на территории Ангари-Ленской ступени месторождений УВ приурочены к ловушкам неантиклинального типа, поэтому основная задача поисково-разведочных работ сводится к выявлению и картированию зон улучшенных коллекторов. В связи с этим актуальной задачей является разработка критериев качества коллекторов на основе комплексирования данных глубокого бурения, ГИС и дистанционных методов, среди которых наиболее часто используется сейсморазведка. В ряде работ [1, 2] показано, что при наличии тесной связи петрофизических и акустических свойств коллектора эффективным критерием могут являться амплитудные характеристики отраженных волн, формирующихся на его границах, что, в частности, установлено и на Ковыктинском месторождении. Однако результаты геологоразведочных работ на близко расположенных Левобережном и Ангари-Ленском месторождениях позволили сделать вывод о том, что использование аналогичных критериев качества коллекторов не всегда эффективно.

Залежь Ковыктинского месторождения приурочена к парфеновскому горизонту вендского терригенного комплекса, в котором выделены пласты P_1 и P_2 (сверху вниз). Газонасыщенный коллектор пласта P_2 имеет площадной характер распространения, с чем связана практически повсеместная его продуктивность. На сегодняшний день многие специалисты связывают эту особенность с условиями накопления отложений пласта P_2 в виде обширного дельтового комплекса [3]. Помимо достаточно высоких значений толщин пласта (30–45 м при общей толщине горизонта 60–90 м) он характеризуется повышенной пористостью, среднее значение которой по сравнению с вышележащим пластом P_1 увеличивается в 2–5 раз и достигает 13–14%. Как было показано в ряде работ [1, 4], увеличение емкостных характеристик пласта сопровождается уменьшением скоростей сейсмических продольных волн. Перепад скоростей на границе пласта P_2 достигает 1000 м/с. На основе полученных материалов был сделан вывод о том, что наличие тесной связи емкостных параметров коллектора и его акустических характеристик в интервале продуктивных горизонтов является необходимым условием эффективного прогноза коллекторов на основе сейсмических данных.

В результате выполненных исследований было установлено, что в разрезах, смежных с Ковыктинским ГКМ территорий, зачастую наряду с существенным уменьшением толщин парфеновского горизонта (до 20–30 м на Левобережном месторождении) акустическая дифференциация песчаных и алевроитов-аргиллитовых пород практически исчезает. Пласты относительно низкоско-

ростных песчаников с повышенными емкостными свойствами выделены в единичных скважинах. Связано это главным образом с формированием песчаников в пределах Левобережного и Ангари-Ленского месторождений преимущественно в условиях аллювиальной равнины, часто подверженной влиянию приливно-отливных процессов [5].

Моделирование волновых полей позволило выявить увеличение длительности временного интервала между отражающими горизонтами М-Мп, формирующимися на кровле и подошве парфеновского горизонта, в восточном и северо-восточном направлениях по мере увеличения общих толщин горизонта. Примечательно также то, что лишь в скважинах, где в разрезе парфеновского горизонта присутствуют пласты с повышенной пористостью и пониженными скоростями сейсмических продольных волн, отмечено увеличение амплитуд в интервале отражающих горизонтов М-Мп. В связи с вышеизложенным в качестве прогнозного критерия предлагается использование комплексного параметра НКп (произведения общей толщины горизонта и его средней пористости в процентах), который достаточно тесно связан с произведением длительности временного интервала между горизонтами М и Мп и суммарных амплитуд отраженных волн в этом интервале [6] (рис. 1).

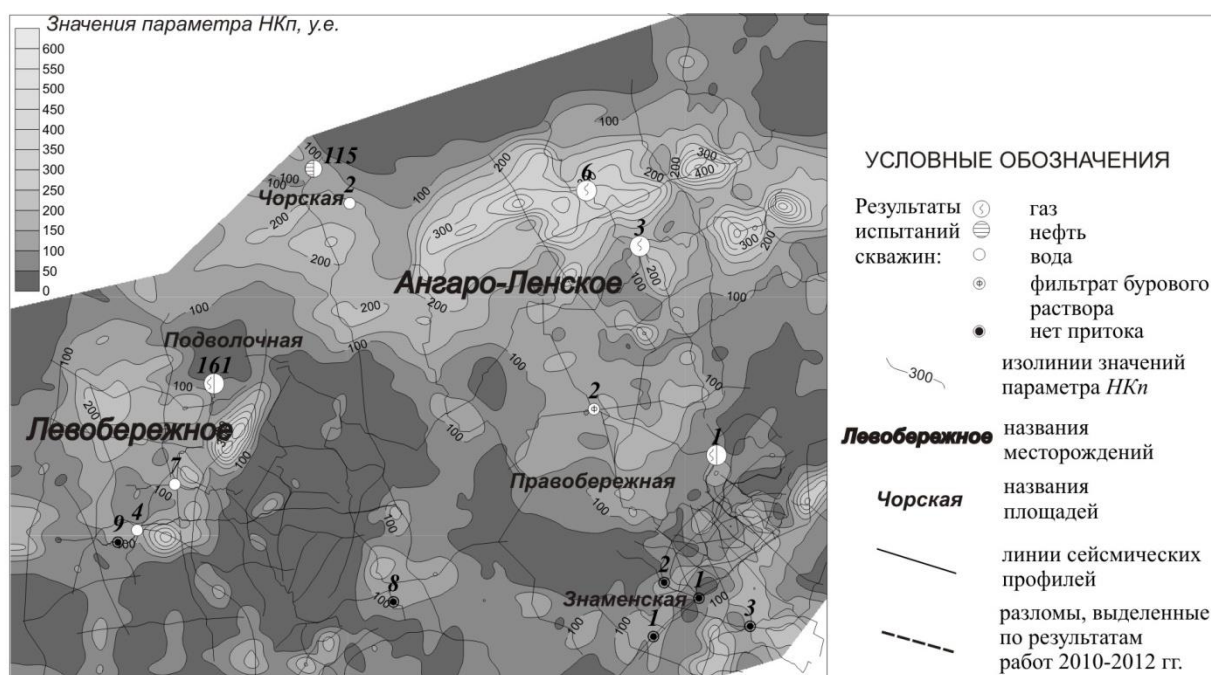


Рис. 1. Карта комплексного параметра НКп (территория Левобережного и Ангари-Ленского месторождений)

В случае нижележащих боханского и базального горизонтов был выполнен анализ материалов петрофизических исследований, данных ГИС и сейсморазведки по аналогичной методике. В результате было установлено, что для боханских и базальных песчаников значимая связь емкостных и акустических свойств отсутствует. Лишь в единичных скважинах района (главным образом

в южной части территории) в песчаных пластах, четко выделяемых по данным ГИС, наблюдается относительное понижение скоростей распространения сейсмических продольных волн. Перепад скоростей в песчаных пластах боханского горизонта относительно алевроито-аргиллитовых разностей не превышает 600 м/с. При такой акустической характеристике разреза, как показали результаты моделирования, отдельные пласты песчаников с пониженными скоростями в волновом поле практически не обособлены.

Литолого-текстурные особенности пород боханского горизонта указывают на их формирование преимущественно в условиях баров, которые часто сменялись фациями мелкого, реже – среднего шельфов. При имеющейся степени изученности территории глубоким бурением прослеживание относительно протяженных геологических границ в интервале боханского горизонта, соответствующих отдельным баровым телам, является весьма сложной задачей. Возможно, с точки зрения автора, является лишь обозначение условной зоны распространения прибрежно-морских фаций, протягивающейся от Чорской до Знаменской и Чиканской площадей, где, вероятно, могло иметь место накопление осадков с улучшенной сортировкой и емкостными свойствами. Анализ структурных карт и карт толщин горизонта позволяет предполагать, что в пределах изученного района наиболее перспективной является южная его часть, находящаяся на более высоком гипсометрическом уровне и характеризующаяся повышенными толщинами горизонта. На этой территории уже были получены полупромышленные и промышленные притоки газа на Знаменской и Чиканской площадях, что увеличивает вероятность обнаружения других скоплений углеводородов.

Базальный горизонт среди всех изученных продуктивных горизонтов имеет наиболее сложное строение. В пределах исследованного района горизонт характеризуется толщинами от 0 до 30 м. В разрезе единичных скважин (Левобережное месторождение) в нем отмечаются пласты песчаников с повышенной пористостью и проницаемостью, для которых также характерно относительное уменьшение скоростей продольных волн, однако толщины таких прослоев суммарно составляют не более 5 м. При такой слабой акустической дифференциации разреза основной вклад в амплитуду отраженных волн в его интервале вносит отражение, формирующееся на границе терригенных пород базального горизонта и пород кристаллического фундамента либо рифейской толщи (горизонт R₀), где происходит увеличение сейсмических скоростей в среднем на 1000–1500 м/с.

Все вышеозвученные выводы не позволяют по имеющимся на сегодняшний день материалам оценить емкостные характеристики боханских и базальных песчаников на основе динамического анализа. Для оценки перспектив их газоносности применены структурные и сейсмостратиграфические критерии. В частности, в процессе интерпретации сейсморазведочных материалов на ряде временных разрезов выделены участки (северо-западнее Знаменской площади), характеризующиеся увеличением градиента наклона отражающих горизонтов на временных разрезах и появлением дополнительных осей синфазности в

направлении погружения. Воздымание кровли базального горизонта в этой зоне совпадает с направлением уменьшения толщин базальных отложений, что благоприятно для формирования залежей стратиграфического типа. Оценить достоверность такой сейсмогеологической модели и выявить закономерности распределения фильтрационно-емкостных свойств отложений будет возможно только после бурения 1–2 скважин, поскольку зона предполагаемого палеосклона, находящаяся между скважинами Знаменской и Правобережной площадей, в настоящий момент глубоким бурением не изучена.

По результатам выполненных исследований намечен ряд первоочередных зон для проведения детальных геологоразведочных работ. Успех дальнейших поисков залежей УВ в пределах изученного района зависит от их полноты и качества, что особенно относится к малоизученным горизонтам. В связи с этим в процессе глубокого бурения рекомендовано проводить полный отбор керн продуктивных горизонтов, а также комплекс литолого-седиментологических и петрофизических исследований. Основными направлениями в повышении качества сейсморазведочных материалов должны стать увеличение плотности данных (вплоть до проведения работ в модификации 3D), повышение вертикальной разрешенности временных разрезов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барышев Л. А. Физико-геологическая модель подсолевого комплекса осадочного чехла и прогноз продуктивности терригенных коллекторов на Ковыктинском месторождении // Технологии сейсморазведки. – 2003. – № 2. – С. 38–43.
2. Барышев Л. А., Барышев А. С. Многопараметровая физико-геологическая модель Верхнечонского газоконденсатнонефтяного месторождения // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 46–54.
3. Дробот Д. И., Пак В. А., Деятелилов Н. М., Хохлов Г. А., Карпышев А. В., Бердников И. Н. Нефтегазоносность докембрийских отложений Сибирской платформы, перспективы подготовки и освоения их углеводородного потенциала // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 1. – С. 110–120.
4. Скузоватов М. Ю. Комплексирование данных ГИС, сейсморазведки и петрофизических исследований при прогнозе фильтрационно-емкостных свойств парфеновского горизонта Ковыктинского месторождения // Трофимуковские чтения: труды всерос. мол. науч. конф. с участием иностр. ученых, посвященной 100-летию со дня рождения акад. А. А. Трофимука. – Новосибирск, 2011. – С. 285–286.
5. Вараксина И. В., Хабаров Е. М., Пушкарева М. М. Обстановки осадконакопления парфеновского горизонта венда Ангаро-Ленской ступени // Ленинградская школа литологии: материалы всерос. литологич. сов., посвященного 100-летию со дня рождения Л. Б. Рухина. – СПб: СПбГУ, 2012. – Т. 1. – С. 164–166.
6. Скузоватов М. Ю. Критерии оценки перспектив газоносности парфеновского горизонта центральных районов Ангаро-Ленской ступени // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 101–109.

© М. Ю. Скузоватов, 2015

СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ КРИОПЭГОВ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ СИБИРИ*

Анна Федоровна Сухорукова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, тел. (383)363-80-36, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

Рассмотрены основные достижения в изучении уникальных природных объектов – криопэггов (высокоминерализованных с отрицательными температурами подземных вод криолитозоны) начиная с 40-х годов XX века до наших дней. Представлены теоретические основы процесса криогенной метаморфизации вод, условия формирования криопэггов на некоторых месторождениях углеводородов арктической зоны Сибири, вопросы их генезиса.

Ключевые слова: криолитозона, криопэги, арктическая зона, криогенный метаморфизм вод.

CRYPEGS IN SIBERIAN ARCTIC-STATE OF KNOWLEDGE

Anna F. Sukhorukova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Research Associate of the Laboratory of Hydrogeology of Sedimentary basins of Siberia, tel. (383)363-80-36, e-mail: SukhorukovaAF@ipgg.sbras.ru

From the 40-ies of XX century to the present day, the main achievements in studying unique natural objects – cryopegs (highly mineralized groundwaters of permafrost zone with negative temperature) have been considered. The theoretical basis of the permafrost evolution of waters, conditions of cryopeg formation on some large hydrocarbon deposits of Siberian Arctic and their genesis issues are presented.

Key words: permafrost zone, cryopeg, Arctic zone, cryogenic water evolution.

Целью данной работы является рассмотрение основных результатов в изучении уникальных природных объектов – криопэггов (высокоминерализованных вод с отрицательными температурами), которые были получены в процессе гидрогеокриологических исследований Западной и Восточной Сибири. При освоении месторождений углеводородов Арктических районов возникает целый комплекс проблем, обуславленных сплошным распространением криогенной толщи (мощностью до 700–800 м), которая представляет собой региональный флюидоупор и предопределяет большую группу инженерно-геологических, геокриологических и экологических проблем, возникающих при освоении

и эксплуатации месторождений в результате техногенной деградации мерзлоты и непосредственного влияния отрицательных температур, рассолов с отрицательными температурами на разведочные и эксплуатационные скважины.

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 14-05-00868).

Соленые воды с отрицательной температурой назывались разными авторами по-разному: «криогалинными водами» по Романовскому Н. [1], «криопэгами» по Н.И. Толстихину [2]. Впервые термин «пэги» был предложен О.К. Ланге в 1933 г., позже Н.И. Толстихин [2] ввел термин «криопэги» («криос» – холод, лед; «пэги» – холодные воды, источники), который и получил широкое признание во всем мире.

Огромный вклад в углубление знаний по гидрогеологии мерзлой зоны литосферы внесли работы Н.И. Толстихина, О.Н. Толстихина, Н.А. Романовского, А.В. Иванова, Р.С. Кононовой, А.Я. Стремякова, Я.В. Неизвестнова, С.М. Фотиева, П.Ф. Швецова, С.Л. Шварцева, А.П. Анисимовой и многих других исследователей.

Особенно плодотворными были исследования Н.И. Толстихина. В 1931 г. он предложил классификацию подземных вод по отношению к мерзлым породам, а в дальнейшем дал их достаточно полную характеристику. В 1941 г. им было опубликовано первое учебное пособие по новой отрасли знаний – книга «Подземные воды мерзлой зоны литосферы».

Толчком к изучению условий формирования высокоминерализованных подземных вод арктической зоны послужили исследования, проведенные в 1950-60-е гг.: на Чукотке П.Ф. Швецовым [3], В.М. Пономаревым [4], в районе Амдермы, бух. Кожевникова, на п-ове Нордвик, на о. Вайгач и в других районах – П.Д. Сиденко [5] и Н.И. Обидиным [6]. Особое место занимают исследования мерзлотно-гидрогеологических условий Восточной Сибири, проведенные Н.В. Губкиным, А.И. Калабиным, В.В. Баулиным, И.Д. Даниловым, Э.Д. Ершовым, В.А. Кудрявцевым, П.И. Мельниковым. Вышеперечисленные исследователи, а это далеко не полный список, представляли в своих работах достоверный и качественный фактический материал, позволяющий на его основе в дальнейшем проводить анализ и обобщение, моделирование процессов взаимодействия рассолов с мерзлыми породами.

Следующим этапом в изучении высокоминерализованных рассолов стали поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений на Западно-Сибирской плите, Сибирской платформе. Было получено большое количество материалов по условиям залегания и закономерностям формирования криолитозоны, химическому составу подземных вод, что позволило подойти к теоретическим исследованиям проблемы криогенного преобразования гидросферы, сформулировать главные положения криогенной метаморфизации химического состава природных вод. Установлено, что подземные воды гидрогеологических структур, в различной степени замороженных, обладают весьма разнообразными условиями формирования, питания и стока. Следствием этого является большое разнообразие состава и минерализации этих вод, меняющейся от первых десятков миллиграмм на литр до 300 г/л и более. Интерес гидрогеологов к проблеме криогенной метаморфизации состава подземных вод возник еще более 20–30 лет назад. Благодаря трудам российских ученых это научное направление получило широкое развитие.

Процессы криогенной метаморфизации подземных вод исследовались целым рядом гидрогеологов: П.И. Мельниковым [7], Н.П. Анисимовой [8], А.В. Ивановым [9], Р.С. Кононовой [10], Я.В. Неизвестным [11], Н.Н. Романовским [1], С.М. Фотиевым [12], С.Л. Шварцевым [13] и др. Это относительно новое направление изучает физико-химические процессы, вызванные промерзанием природных вод, при котором происходит глубокое преобразование химического состава и минерализации подземных вод и вмещающих их пород.

Кристаллизация льда из гравитационных подземных вод в зависимости от степени их минерализации и химического состава происходит в широком диапазоне температур от 0 до -30°C и ниже [10]. При 0° замерзают лишь гравитационная, капиллярная и слабосвязанная пресная вода. Морская вода с минерализацией 30–35 г/л начинает замерзать при $-1,8^{\circ}\text{C}$ и ниже. Рассолы хлоридного кальциевого состава (с минерализацией более 300 г/л) сохраняются в жидком состоянии до -55°C . Температуры криопэгов по данным, имеющимся в настоящее время для территории России, изменяются от 0 до -12°C [10].

Особенности криогенной метаморфизации природных вод: при кристаллизации воды и таянии льда часть солей выпадает в осадок, другая захватывается льдом, а третья отжимается в нижележащие слои. Происходит криогенное концентрирование остаточного раствора, минерализация воды увеличивается. При таянии льда не все соли, выпавшие в осадок, переходят в жидкую фазу, происходит криогенное опреснение талой воды. Меняется ионно-солевой состав воды. При криогенном концентрировании в воде накапливаются наиболее растворимые и подвижные хлориды кальция, магния и натрия. При криогенном концентрировании карбонатные и сульфатные соли не переходят в жидкую фазу, состав талой воды отличается от исходного состава воды в стадии концентрирования. По Н.Н. Романовскому [1] и С.М. Фотиеву [12] выделяют три стадии криогенного метаморфизма: I – охлаждение; II – концентрирование; III – десульфатизация.

Значительные различия химического состава и минерализации пресных и соленых вод определяют особенности их криогенного метаморфизма. Согласно современным представлениям о криогенном метаморфизме соленых вод и рассолов (криопэгов), минерализация которых изменяется от 10 до 300 г/л и более, эти воды имеют преимущественно хлоридный натриевый или кальциевый состав. Криогенный метаморфизм соленых вод протекает в широком диапазоне температур примерно от -1 до $36\text{--}55^{\circ}\text{C}$. Температуры начала замерзания вод и их криогенной метаморфизации определяются в первую очередь исходной минерализацией подземных вод.

Наиболее изучен криогенный метаморфизм соленых вод морского происхождения, представляющих собой раствор хлоридных, сульфатных и карбонатных солей. Преобладающими в ней являются хлориды натрия. Различные температуры кристаллизации солей, содержащихся в морской воде, обуславливают определенные закономерности изменения ее химического состава в процессе вымораживания. Замерзание воды нормальной солености (30–35 г/л) начинается при температуре $-1,8^{\circ}\text{C}$. При -5° в жидком состоянии остается 40 % раство-

ра, минерализация которого возрастет до 80 г/л. При замерзании концентрация остаточного рассола увеличивается за счет легкорастворимых солей хлоридов и сульфатов натрия и кальция. Полная кристаллизация морской воды происходит при температуре -36°C , когда ее минерализация увеличивается до 250 г/л. Химический состав морской воды при ее замерзании изменяется в результате последовательного выпадения из раствора солей.

Криогенная метаморфизация соленых вод выщелачивания, состав которых обусловлен растворением галита, происходит в две стадии:

1) криогенного концентрирования (от 0 до $-22,6^{\circ}\text{C}$) – без изменения химического состава раствора, с увеличением минерализации до 175 г/л;

2) криогенного опреснения (от $-22,6$ до -36°C) – повышение плотности остаточного раствора, выпадение в осадок бигидрата хлористого натрия, уменьшение концентрации раствора до 30–35 г/л.

Из этой схемы следует, что природные рассолы галита с минерализацией выше 175 г/л не могут образовываться в процессе криогенного концентрирования, так как указанная предельная минерализация достигается при температуре $-22,6^{\circ}\text{C}$, а при дальнейшем понижении температуры выпадает гидрогалит. Например, можно утверждать, что воды месторождений галита в районе бух. Кожевникова с минерализацией выше 200 г/л не подвергались криометаморфизму.

В последнее десятилетие появилось не так много работ, посвященных вопросам изучения криопэгов Арктических районов Сибири. Необходимо отметить выход монографии «Криосфера нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал» в 2006 г. [14], в которой приводятся данные об отрицательно температурных подземных водах высокой минерализации Харасавейского, Бованенского месторождений. По составу это сульфатные натриево-магниевые воды с минерализацией 93 г/л, обладающие сульфатной и магниевой агрессивностью по отношению к бетонам. Неглубоко залегающие криопэги, распространенные на полуострове, имеют, как правило, хлоридно-натриево-магниевый состав с минерализацией более 110 г/л и низкую температуру раствора – до $-8,5^{\circ}\text{C}$. В целом для криопэгов нефтегазовых месторождений полуострова Ямал характерны температуры от -1 до -8°C и минерализация до 150 г/л. Наличие криопэгов в толще мерзлых пород создают трудности при проходке скважин, их цементации и эксплуатации.

Освоение Арктических районов Сибири обуславливает необходимость всестороннего изучения взаимодействия отрицательно-температурных рассолов и мерзлых пород. Решение этой задачи представляет собой как научный, так и практический интерес.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Романовский Н. Н. Подземные воды криолитозоны. – М.: Изд-во МГУ, 1983. – 232 с.
2. Толстихин Н. И. Гидрогеология Земли и криосферы // Подземные воды Сибири и Дальнего Востока. – М.: Наука, 1971. – С. 28–33.

3. Швецов П. Ф. Подземные воды Верхояно-Колымской горно-складчатой области и особенности их проявления, связанные с низкотемпературной вечной мерзлотой. – М.: Изд-во АН СССР, 1951. – 279 с.
4. Пономарев В. М. Подземные воды с мощной толщей многолетнемерзлых горных пород. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – 200 с.
5. Сиденко П. Д. Мерзлота и подземные воды Хатангского района // Инф. Бюл. НИИ-ИГА. – 1958. – Вып. 8. – С. 38–43.
6. Обидин Н. И. Вечная мерзлота и подземные воды Западно-Сибирского мезозойского прогиба и Сибирской платформы к северу от Полярного круга // Тр. НИИГА. – 1959. – Т. 65, вып. 13. – С. 159–173.
7. Мельников П. И., Романовский Н. Н., Фотиев С. М. Новые направления в изучении подземных вод криогенной области // Проблемы геокриологии. – М.: Наука, 1983. – С. 7–21.
8. Анисимова Н. П. Криогидрогеохимические особенности мерзлой зоны. – Новосибирск: Наука, СО РАН, 1981. – 152 с.
9. Иванов А. В. Криогенная метаморфизация природных химического состава природных льдов, замерзающих и талых вод. – Хабаровск: Дальнаука, 1988. – 163 с.
10. Кононова Р. С., Неизвестнов Я. В., Толстихин Н. И., Толстихин О. Н. Криопэги-отрицательно-температурные воды Земли // Мерзлотные исследования. – М.: Изд-во МГУ, 1971. – Вып. 11. – С. 75–88.
11. Неизвестнов Я. В., Толстихин Н. И. Влияние криогенеза на формирование подземных вод артезианских бассейнов Арктики // Всесоюзная конф. по мерзлотоведению: тез. докладов. – М.: Изд-во МГУ, 1970. – С. 75–78.
12. Фотиев С. М. Криогенная метаморфизация химического состава и подземных вод // Известия вузов. Геология и разведка. – 2002. – № 1. – С. 113–122.
13. Шварцев С. Л. Геохимическая деятельность мерзлоты // Природа. – 1975. – № 7. – С. 67–73.
14. Криосфера нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал: в 3 т./ Под общей ред. Ю. К. Васильчука, Г. В. Крылова, Е. Е. Подборного. – Тюмень: ООО «Тюмень-НИИгипрогаз»; СПб.: Недра, 2006.

© А. Ф. Сухорукова, 2015

НОВАЯ ХАРАМПУРСКАЯ СВИТА ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Антон Александрович Сюрин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)333-21-09, e-mail: SurinAA@ipgg.sbras.ru

Александр Леович Бейзель

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)333-23-06, e-mail: beiselal@ipgg.sbras.ru

Георгий Георгиевич Шемин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)335-64-20, e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

В работе авторами обосновано выделение новой харампурской свиты в одноименном фациальном районе (север Западно-Сибирской НГП). В качестве стратотипа выбран и детально описан разрез Харампурской скважины 310, наиболее полно охарактеризованный керном, биостратиграфическими определениями возраста и данными ГИС.

Ключевые слова: Западная Сибирь, верхняя юра, харампурская свита, стратотип, биостратиграфическое определение возраста.

NEW KHARAMPURSKAYA SUITE OF THE UPPER JURASSIC IN THE NORTH OF WEST SIBERIA

Anton A. Syurin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Junior Researcher of the Laboratory of Petroleum Geology of the Arctic Regions of Siberia, tel. (383)333-21-09, e-mail: SurinAA@ipgg.sbras.ru

Alexander L. Beisel

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Mesozoic and Cenozoic Stratigraphy, tel. (383)333-23-06, e-mail: BeiselAL@ipgg.sbras.ru

Georgiy G. Shemin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Doctor of Science, Chief Researcher of the Laboratory of Petroleum Geology of the Arctic Regions of Siberia, tel. (383)335-64-20, e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

In the article the new Kharampurskaya Suite detection is founded in the similar facial region (north of West-Siberian oil-and-gas bearing province). As stratotype the Kharampur well № 310 was selected and detail described, because it is more complete characterized by core, biostratigraphic dating and log data.

Key words: West Siberia, Upper Jurassic, Kharampurskaya Suite, stratotype, biostratigraphic dating.

Согласно стратиграфической схеме юры 1991 года, на севере Западной Сибири выделялся Харампурский структурно-фациальный район, в котором разрез георгиевского и баженовского горизонтов представлен преимущественно глинистой марьяновской свитой [1]. Однако в принятой стратиграфической схеме это подразделение и этот район были упразднены [2]. В связи с этим возникла необходимость выделения новой свиты для разреза, который резко отличается по своему составу и строению от баженовской и георгиевской свит в Пурпейско-Васюганском районе и яновстанской свиты и верхнесиговской подсвиты – в Тазо-Хетском. Использование марьяновской свиты для указанного района не представляется возможным [2]. Поэтому было предложено назвать новую свиту харампурской, по названию реки Харампур и одноименному крупному месторождению, расположенному в этом районе.

По результатам обработки фактического материала для выделения стратотипа новой свиты по требованиям стратиграфического кодекса была выбрана скважина Харампурская 310, расположенная на севере одноименной площади в Пуровском районе Ямало-Ненецкого АО [3, 4]. Скважина полностью вскрывает разрез харампурской свиты в интервале 2864–2922 м (рис. 1). Он охарактеризован керном в нижней его части (56 % от общего объема), данными ГИС и биостратиграфическими определениями возраста. Свита подстилается верхневасюганской подсвитой и перекрывается мегийонской свитой.

Подшва харампурской свиты хорошо определяется как по керну, так и по резкому изменению характера каротажных диаграмм (см. рис. 1). Ниже харампурской свиты залегает песчаник светло-серый, мелкозернистый, плотный, местами алевритистый. В основании свиты залегает тонкий прослой (0,5 м) песчаника глауконитового, мелкозернистого от светло- до темно-зеленого с глинистым цементом и органическими остатками. Указанный прослой представляет собой пласт $Ю_1^0$ (барабинская пачка). Над ним залегает аргиллит (10 м) от темно-серого до черного, местами алевритистый, слюдистый. Местами отмечается тонкая горизонтальная слоистость. В породе присутствует в большом количестве углефицированный растительный детрит, а также отдельные отпечатки и раковины аммонитов ($J_3 km_1$) и ростры белемнитов. Выше залегает алевролит (11,5 м) темно-серый мелкозернистый, глинистый, однородный. В породе отмечаются редкие включения кусочков древесины и слюды. Выше залегает аргиллит (21 м) темно-серый, алевритистый. В породах отмечается растительный детрит и редкие включения раковин аммонитов ($J_3 km_1$). Верхние 3 м слоя керном не охарактеризованы. Выше залегает слой глинистого алевролита (2 м), характеризующегося низкими значениями ГК и повышенными значениями КС и НГК. Слой керном не охарактеризован. Верхние 12 м харампурской свиты, не вскрытые керном, представлены аргиллитом. Интервал характеризуются аномально высокими значениями ГК, пониженными значениями НГК и невысокими значениями КС.

Кровля выделенной свиты проводится по смене высокорadioактивных аргиллитов переслаиванием алевролитов и аргиллитов и на каротажной кривой отражается сменой интервала аномально высоких значений ГК на умеренно высокие и средние (см. рис. 1). Перекрывают харампурскую свиту аргиллиты и глинистые алевролиты мегионской свиты.

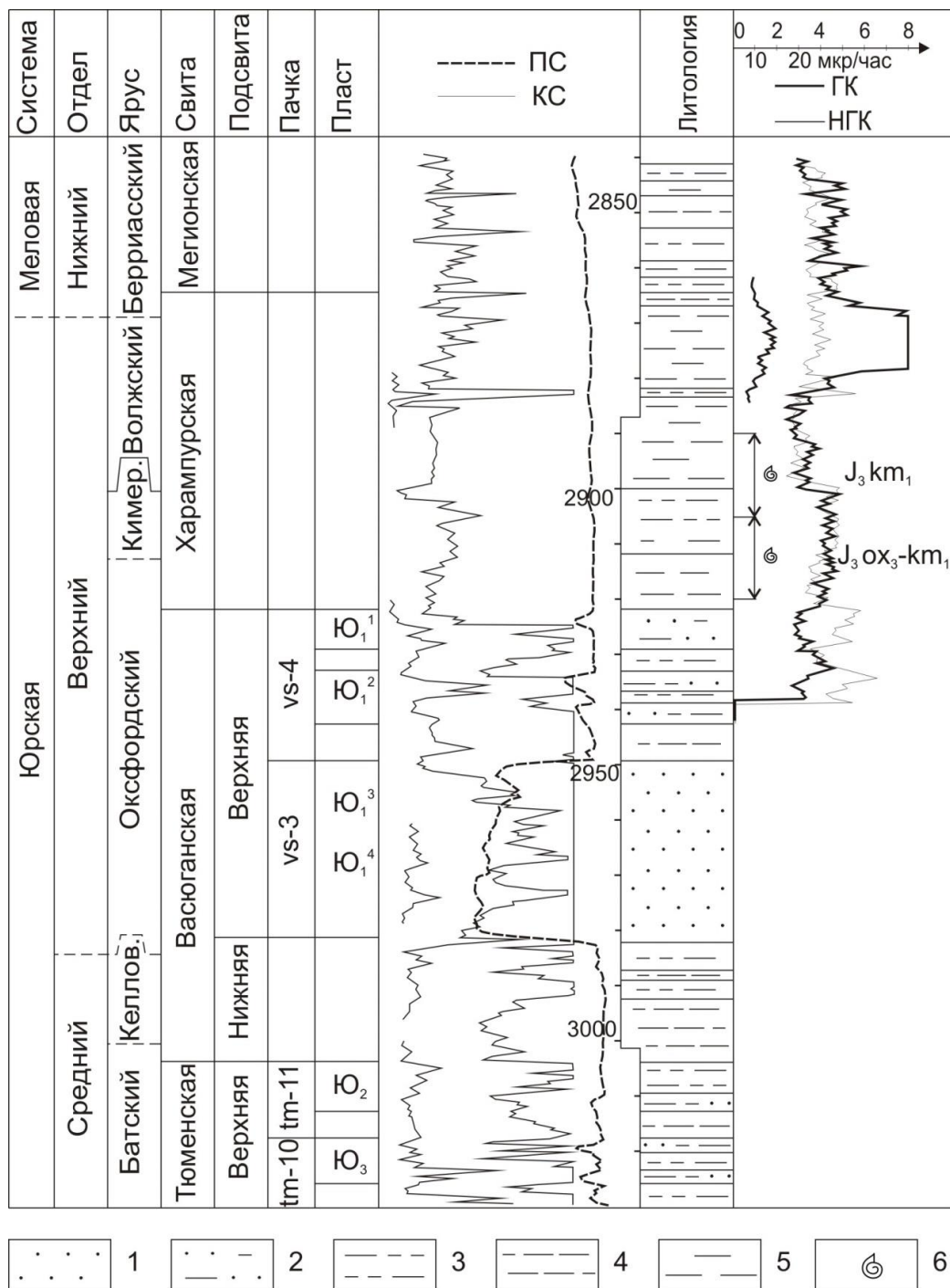


Рис. 1. Стратотипический разрез харампурской свиты по скв. 310 Харампурской площади

1 - песчаник, 2 - песчаник глинистый и алевролитистый, 3 - алевролит глинистый, 4 - глина алевролитистая и алевролитовая, 5 - глина (аргиллит), 6 - биостратиграфические определения возраста по аммонитам.

В результате исследования скважин Харампурского фациального района составлена обобщенная характеристика выделенной свиты. Она повсеместно распространена на территории района, её толщины варьируют от 55 до 170 м. Состав и строение харампурской свиты резко отличается от одновозрастных отложений, расположенных к западу (Пурпейско-Васюганский район) и к востоку (Тазо-Хетский район) от рассматриваемой территории (рис. 2). Она представлена аргиллитами и алевролитами, часто слюдистыми, с включениями углефицированного детрита и остатков фауны.

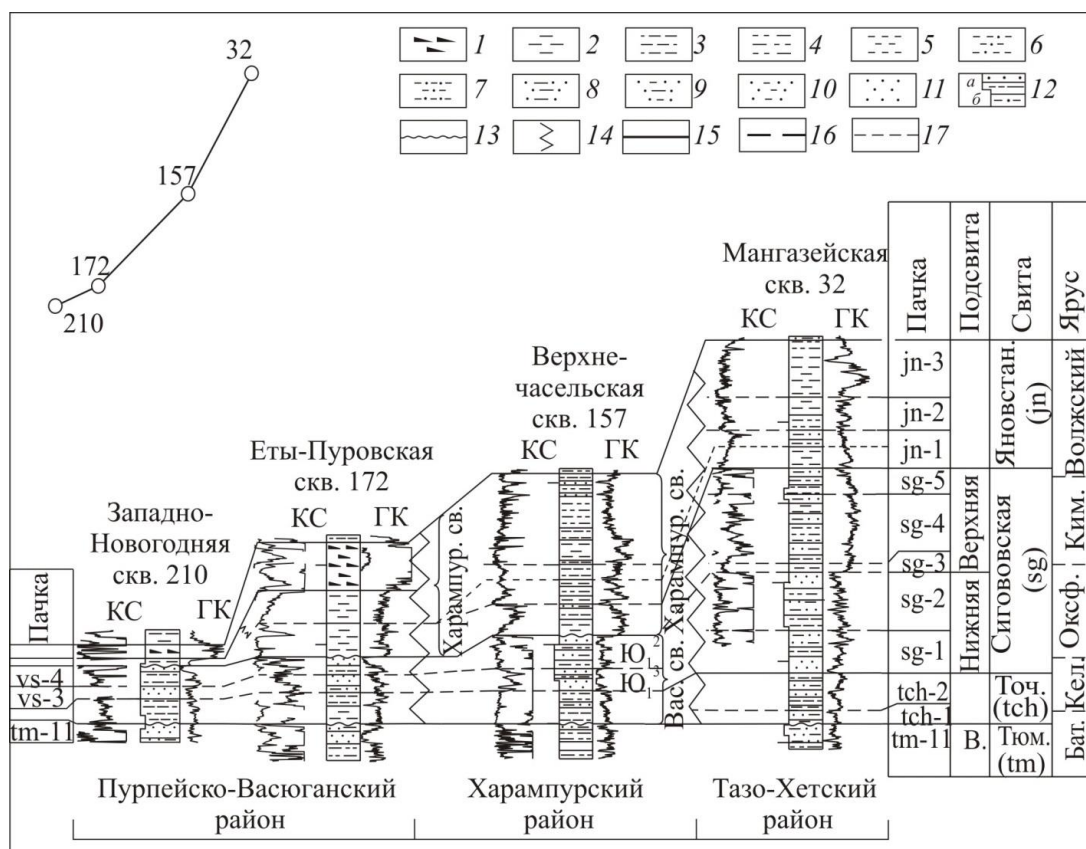


Рис. 2. Схема корреляции келловей-верхнеюрских отложений Тазо-Хетского, Харампурского и Пурпейско-Васюганского фациальных районов севера Западно-Сибирской НГП по профилю Мангазейская—Западно-Новогодняя площади.

Составили: Г. Г. Шемин, А. Л. Бейзель, А. А. Сюрин

1—11 — породы: 1 — аргиллит битуминозный (баженовит), 2 — глина (аргиллит), 3 — глина алевролитовая и алевролитовая, 4 — алевролит глинистый, 5 — алевролит, 6 — алевролит песчаный и песчаный, 7 — алевролитопесчаный, 8 — песчаный глинистый, 9 — песчаный алевролитовый и глинистый, 10 — песчаный алевролитовый и алевролитовый, 11 — песчаный; 12 — фрагмент литологической колонки: а — интервалы разреза, построенные по керновому материалу и ГИС, б — интервалы разреза, построенные по материалам ГИС; 13 — перерывы; 14—17 — границы: 14 — типов разрезных, 15 — свит, 16 — подсвит, 17 — пачек циклического строения.

Отложения харампурской свиты охарактеризованы фауной, в том числе аммонитами [1, 5]. Они распределены по свите неравномерно – наибольшее их количество сосредоточено в нижней ее части, вблизи пласта Ю₁ васюганской

свиты, и характеризует нижний кимеридж. Тем не менее аммонитами охарактеризованы почти все подъярусы новой свиты, до верхневолжского подъяруса включительно. Достоверно берриасские формы, характерные для верхов баженновского горизонта, не найдены.

В подстилающих слоях васюганской свиты (пласт Ю11) найдены аммониты верхнего оксфорда: *Amoeboceras* cf. *rozenkrantzi* Spath, *Amoeboceras* (*Amoeboceras*) cf. *alternoides* (Nikitin), *Amoeboceras* sp. ex gr. *A. glosense* (Bigot et Brasil), *Amoeboceras* sp. cf. *A. serratum* (J. Sowerby), *Amoeboceras* sp. ex gr. *regulare* Spath, *Amoeboceras* cf. *damoni* Spath. Нижний кимеридж харампурской свиты охарактеризован аммонитами: *A. (A.)* cf. *kitchini* (Salfeld) emend. Spath. Нижний и низы верхнего кимериджа характеризуют *Amoeboceras* (*Amoebites*) sp. ind. Кимеридж в целом характеризуют *Rasenia* (? *Zonovia*) sp. В верхневолжском подъярусе найдены *Craspedites* sp. ind. (Харампурская скв. 1, инт. 2950–2954 м).

Белемниты встречены только в базальных слоях свиты: *Cylindroteuthis* (*Cylindroteuthis*) *oweni cuspidata* Sachs et Naln., *Cylindroteuthis* sp. Двустворки в харампурской свите представлены находками *Buchia* ex gr. *fischeriana* (d'Orb.), характеризующими верхневолжский подъярус, и *Inoceramus* cf. *carinatus* Zakh.

В харампурской свите установлены комплексы фораминифер: со *Spiroplectammina vicinalis*-*Dorothia tortuosa*, *Tolypammina virgula*-*Planularia pressula*, с *Pseudolamarckina lopsiensis*, с *Haplophragmoides canuiformis*-*Lenticulina mikhailovi*-*Saracenaria subsuta*, *Recurvoides disputabilis*-*Spiroplectammina tobolskiensis*. Они характеризуют стратиграфический интервал от верхнего оксфорда до средневолжского подъяруса включительно.

Проведенные исследования показывают, что разрез георгиевского и баженновского горизонтов на рассматриваемой территории невозможно отнести ни к баженовской и георгиевской свитам, ни к яновстанской свите и верхнесиговской подсвите. Поэтому авторами предлагается восстановить в стратиграфической схеме Харампурской структурно-фациальный район в пределах прежних границ с уточнениями и в этом районе выделять харампурскую свиту в объеме баженновского и георгиевского горизонтов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решения 5-го межведомственного стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины / под ред. И. И. Нестерова. – Тюмень: ЗапСибНИИГНИ, 1991. – 54 с.
2. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточнённых стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири / под ред. Ф. Г. Гурари. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
3. Либрович Л. С., Овечкин Н. К. Задачи и правила изучения и описания стратотипов и опорных стратиграфических разрезов. – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – 28 с.
4. Стратиграфический кодекс / под ред. А. И. Жамойда. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. – 96 с.
5. Шурыгин Б. Н., Никитенко Б. Л., Девятов В. П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000. – 480 с.

© А. А. Сюрин, А. Л. Бейзель, Г. Г. Шемин, 2015

ВЫДЕЛЕНИЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКИ АКТИВНЫХ ЗОН ПУТЕМ ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДНЕВНОЙ ПОВЕРХНОСТИ И ОЦЕНКА ИХ ФЛЮИДОПРОВОДИМОСТИ ПО ГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Рустам Ильясович Тимшанов

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, инженер, тел. (3452)688-792, e-mail: TimshanovRI@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Шешуков

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, инженер, тел. (3452)688-792, e-mail: serg_sh@niigig.ikz.ru

Олег Серафимович Мартынов

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 625026, Россия, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74, ведущий инженер, тел. (3452)688-792, e-mail: serg_sh@niigig.ikz.ru

На примере площадей в Западной и Восточной Сибири демонстрируется комплексный подход в применении методов дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) и наземных геохимических съемок. Показана связь региональных геодинамически активных зон (ГДНЗ), выделенных по материалам ДЗЗ с распределениями концентраций углеводородов и неуглеводородных газов, сорбированных приповерхностными отложениями. Выделены флюидопроводящие участки ГДНЗ.

Ключевые слова: дистанционные исследования Земли, морфометрический и линейно-ментный анализ, геохимическая съемка, углеводородные показатели, гелиевая съемка, прогноз нефтегазоносности.

IDENTIFICATION OF GEODYNAMIC ACTIVE ZONES BY GEOMORPHOLOGICAL ANALYSIS OF THE EARTH'S SURFACE AND EVALUATION OF THEIR CONDUCTIVITY BASED ON GEOCHEMICAL DATA

Rustam I. Timshanov

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, 74 Taymyrskaya St., Engineer, tel. (3452)688-792, e-mail: TimshanovRI@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Sheshukov

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, 74 Taymyrskaya St., Engineer, tel. (3452)688-792, e-mail: serg_sh@niigig.ikz.ru

Oleg S. Martynov

West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 625000, Russia, Tyumen, 74 Taymyrskaya St., Chief Engineer, tel. (3452)688-792, e-mail: serg_sh@niigig.ikz.ru

On the example of areas in West and East Siberia demonstrates an integrated approach in the application of remote sensing (RS) and surface geochemical surveys. The connection between regional geodynamic active zones (GDAZ) allocated by remote sensing and the concentration distribution of hydrocarbons and non-hydrocarbon gases adsorbed in surface sediments. Fluid-conductive sites of GDAZ are allocated.

Key words: remote sensing, morphometric and lineament analysis, geochemical survey, hydrocarbon indicators, helium survey, forecast of oil and gas prospects.

Выделение разломов в ходе обработки сейсмических материалов не всегда дает однозначные результаты, особенно в регионах со сложным геологическим строением, таких как Сибирская платформа. Более того, сейсморазведка не решает вопросов по флюидопроводимости выявленных разломных зон. Применение различных методик дешифрирования материалов дистанционного зондирования земли (ДЗЗ) позволяет выделить геодинамически активные зоны (ГДНЗ) на земной поверхности, которые в большинстве случаев являются проекцией глубинных разломов на дневную поверхность. На основе материалов геохимических съемок выявляются зоны активной субвертикальной миграции глубинных флюидов, и, таким образом, оценивается флюидопроводимость выделенных ГДНЗ. Выделяются активные (флюидопроводящие) открытые разломы и закрытые – тектонические экраны.

География выполненных исследований довольно обширна и включает территории южного обрамления Западной Сибири и Сибирской платформы.

При подготовке к проведению геохимических работ на основе материалов ДЗЗ проводится морфометрический и линеаментный анализы. В качестве основы используются фрагменты глобальной мозаики космических снимков, снятые сканером ЕТМ+ спутника LandSat 7 с пространственным разрешением до 30 м, и цифровая модель рельефа соответствующего масштаба. В ходе дешифрирования материалов ДЗЗ выделяется региональная (планетарная) система трещиноватости, фиксируемая в геоморфологии современных ландшафтов линеаментами северо-западного и северо-восточного простирания. Эта система линеаментов развита повсеместно по всей поверхности Земли и обусловлена тектоническими напряжениями, возникающими в процессе вращения планеты вокруг своей оси. При генерализации систем линеаментов картируются геодинамически напряжённые (активные) зоны – ГДНЗ. В дальнейшем, при сопоставлении материалов геофизических исследований с зонами ГДНЗ, последним придается ранг разломов, формирующих блоковое строение территории. Данные построения носят условно качественный характер. Количественную оценку флюидопроводимости ГДНЗ даёт поверхностная геохимическая съемка.

Геохимическая съемка, как правило, включает в себя анализ содержания углеводородов (УВ) C_1 - C_8 разных гомологических рядов в приповерхностных глинистых отложениях, а также не углеводородных (N_2 , O_2 , CO_2 , H_2 , He) газов. Анализ УВ осуществляется методом равновесной паровой фазы на хроматографе Кристалл-5000 (пламенно-ионизационный детектор), не углеводородных газов на хроматографе Газохром-2000 (детектор по теплопроводности). Кроме

этого, проводится измерение физико-химических свойств водных вытяжек отобранных грунтов (минерализация, pH, Eh).

По результатам аналитических работ производится построение карт полей концентраций углеводородов и неуглеводородных газов, а также распределений параметров, вычисленных на их основе – показателя эпигенетичности (отношение суммы предельных и непредельных газовых УВ), отношения B/T^* [1]. Интерпретация геохимических распределений проводится на основе системы ГДНЗ.

В данной работе рассмотрены в качестве примеров результаты дистанционных и наземных геохимических исследований, выполненных в Восточной Сибири и южных районах Западной Сибири. Особенность южного обрамления Западной Сибири заключается в снижении толщины осадочных отложений за счёт выпадения нижних стратиграфических ярусов разреза. Близость кристаллического фундамента оказывает значительное влияние на развитие структур и связанных с ними залежей углеводородов в осадочном комплексе. Разломы фундамента и осадочного чехла в зависимости от геодинамической обстановки могут являться как тектоническими экранами, так и каналами миграции углеводородных флюидов.

Так, например, при проведении геохимических исследований в южных районах Тюменской области по результатам дистанционных исследований была построена система региональных ГДНЗ. Зона повышенной минерализации водных вытяжек грунтов (рис. 1, а) приурочена к «ломаному» участку реки. Фоновое значение минерализации составляет 20 мг/л, увеличение минерализации фиксируется вплоть до 600 мг/л. Здесь же по данным дистанционных исследований отмечается наибольшая плотность линеаментов, уменьшение площади геоблоков, наблюдается смещение ГДНЗ, что свидетельствует о геодинамической активности этого участка. Повышение минерализации сопровождается увеличением концентраций бензола (рис. 1, б) и показателя B/T^* , что интерпретируется как проявление зоны разгрузки подземных вод.

В 2012 г. аналогичный комплекс дистанционных исследований и наземной геохимической съемки был выполнен в северной части Непско-Ботуобинской НГО Сибирской платформы. Месторождения нефти и газа Непско-Ботуобинской НГО в большинстве случаев имеют сложное блоковое строение. В связи с этим актуальной задачей является картирование зон активных открытых и закрытых разломов на основе оценки их флюидопроводимости, что не всегда однозначно решается геофизическими исследованиями.

В результате дешифрирования материалов ДЗЗ была построена система региональных ГДНЗ и выделено крупное кольцевое образование [2]. На рис. 2 показаны графики распределений геохимических показателей вдоль профилей в широтном и субмеридиональном направлениях. Можно отметить, что ГДНЗ и узлы их пересечения характеризуются увеличением содержания гелия, предельных УВ, суммарного содержания бензола и толуола, снижением их отношения B/T^* и увеличением показателя эпигенетичности. Такой набор независимых геохимических показателей убедительно доказывает наличие каналов миграции глубинных газов и флюидов, приуроченных к выявленным ГДНЗ.

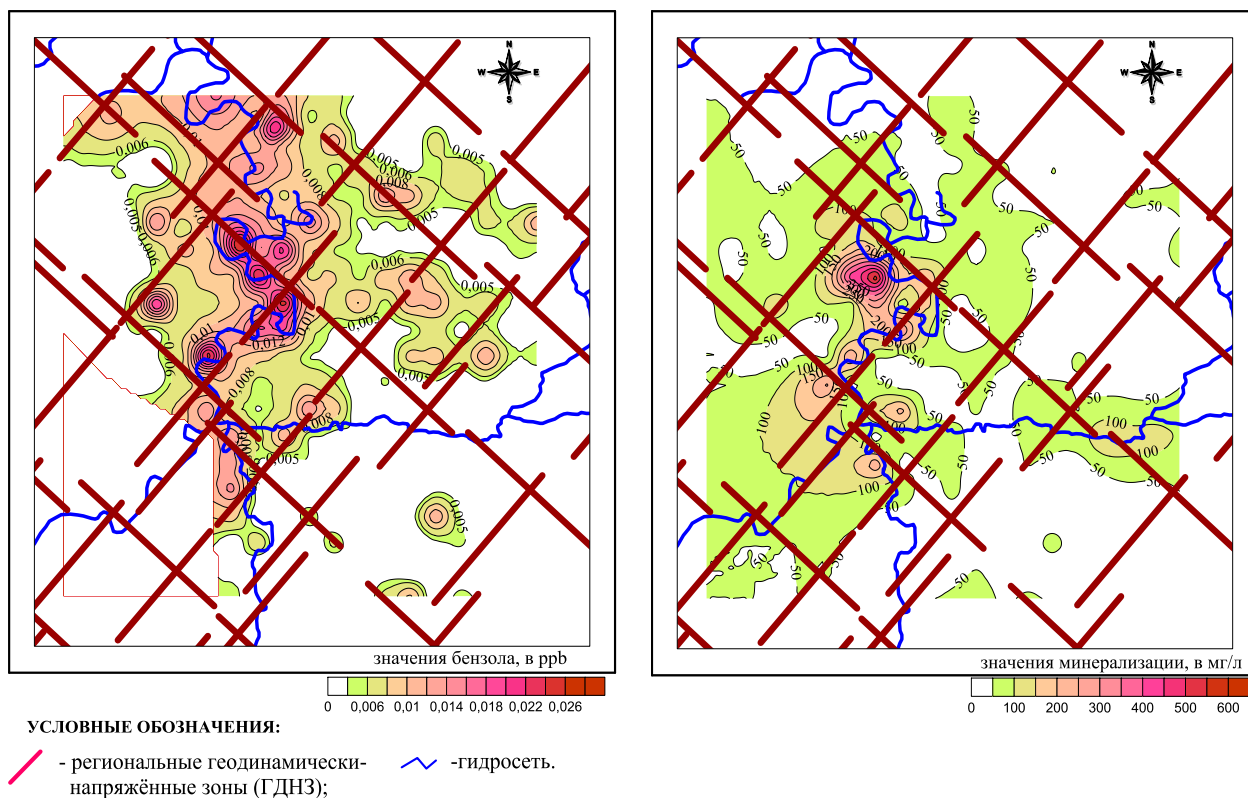


Рис. 1. Карты распределения а) бензола и б) минерализации, совмещённые с системой ГДНЗ

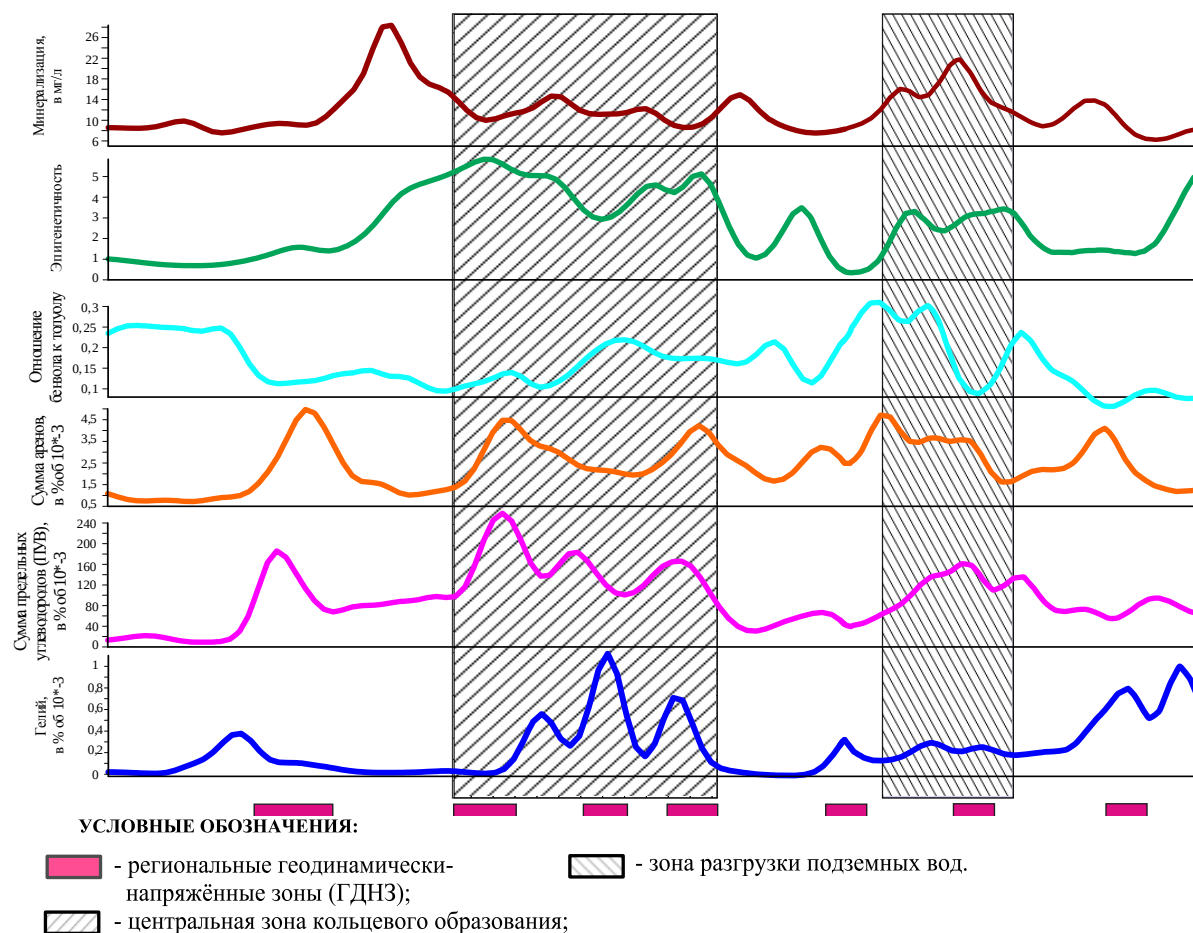


Рис. 2. Распределение геохимических параметров вдоль профиля

Наибольшие эффекты отмечаются в центральной части кольцевого образования, где помимо всего отмечается повышение минерализации водных вытяжек грунтов. По комплексу гидрохимических показателей (минерализация, содержание хлорид-ионов и т.п.) была выделена зона разгрузки подземных вод, которая проявляется в увеличении содержания предельных УВ, а в распределении ароматических УВ характерным увеличением доли бензола по сравнению с толуолом (увеличение Б/Т^{*}).

На приведенных примерах показан эффективный способ картирования геодинамически активных зон на основе дешифрирования материалов ДЗЗ. Флюидопроводимость этих зон достоверно оценивается по результатам заверочных геохимических исследований. Выделенные каналы субвертикальной миграции глубинных флюидов, в том числе и углеводородных, используются при оценке нефтегазоносности территории и локализации предполагаемых залежей УВ. Информация о составе мигрирующих компонент позволяет проводить оценку дальности, условий миграции, состояния и состава залежи углеводородов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тимшанов Р. И. Особенности миграции ароматических углеводородов из залежи к дневной поверхности и уточнение геохимических критериев нефтеносности / Р. И. Тимшанов // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 8–18 апреля 2014 г.). – Новосибирск: СГГА, 2014. Т. 1. – С. 166–170.
2. Кольцевые структуры и оценка их нефтегазоперспективности на севере Иркутской области / С. А. Шешуков, Р. И. Тимшанов, А. Ю. Белоносов и др. // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 8–18 апреля 2014 г.). – Новосибирск: СГГА, 2014. Т. 3. – С. 165–170.

© Р. И. Тимшанов, С. А. Шешуков, О. С. Мартынов, 2015

ГЛУБИННАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ КАТАГЕНЕЗА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА ЗАПАДЕ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

Александр Николаевич Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геохимии нефти и газа, тел. (383)330-93-26, e-mail: FominAN@ipgg.sbras.ru

Кирилл Васильевич Долженко

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент геолого-геофизического факультета, тел. (913)012-70-96, e-mail: kirka.nsk@gmail.com

По отражательной способности витринита (R_{vt}^0) построены три профиля глубинной зональности катагенеза органического вещества (ОВ) в юрско-меловых отложениях на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба. Показано, что с глубиной происходит нарастание уровня зрелости ОВ, но с разной интенсивностью по районам. До глубин порядка 4,0–4,3 км эти толщи еще не вышли из главной зоны нефтеобразования (градация МК₂) и могут представлять интерес для поисков нефтяных и газовых залежей. Ниже, в глубинной зоне газообразования, могли сохраниться лишь скопления легких нефтей и газов.

Ключевые слова: отражательная способность витринита, катагенез органического вещества, Енисей-Хатангский региональный прогиб, перспективы нефтегазоносности.

DEPTH ZONING OF ORGANIC MATTER MATURITY IN JURASSIC-CRETACEOUS SEDIMENTS IN THE WEST OF THE YENISEI-KHATANGA REGIONAL TROUGH

Alexander N. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Doctor of Science, Head of the Laboratory of oil and gas geochemistry, tel. (383)330-93-26, e-mail: FominAN@ipgg.sbras.ru

Kirill V. Dolzhenko

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2 Pirogov St., geological-geophysical faculty, Chair of geology of oil and gas fields, tel. (913)012-70-96, e-mail: kirka.nsk@gmail.com

According to vitrinite reflectance (R_{vt}^0) three profiles of depth zoning of organic matter (OM) maturity have been constructed in the Jurassic-Cretaceous sediments in the west of the Yenisei-Khatanga regional trough. It is shown that there is an increase in OB maturity level with depth, but with different intensity by regions. To depths of about 4.0–4.3 km, these strata have not yet passed out the main zone of oil generation (gradation MC₂) and may be of interest for searching for oil and gas accumulations. Below, in the deep zone of gas formation, only accumulations of light oil and gas could be preserved.

Key words: vitrinite reflectance, organic matter maturity, Yenisei-Khatanga regional trough, petroleum potential.

Сравнительно хорошая изученность верхней части мезозойско-кайнозойского осадочного чехла на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба ставит весьма актуальной задачу поиска залежей углеводородов (УВ) в его глубоких горизонтах. Однако перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных толщ этого района до сих пор остаются дискуссионными, что в определенной мере связано с относительно слабой их изученностью. Для прогноза нефтегазоносности этих отложений важное значение имеет оценка уровня зрелости органического вещества (ОВ). Подобные работы проводились и раньше [1, 2], но появившийся новый фактический материал позволил существенно дополнить выполненные уже исследования. Авторами во многих параметрических скважинах определена отражательная способность витринита (R_{vt}^0) в интервале глубин ~1.5–4.5 км. В прикладном отношении данные о глубинной зональности катагенеза ОВ в отложениях осадочного чехла крайне важны, поскольку позволяют существенно уточнить прогноз нефтегазоносности мезозойских толщ, в частности, определить глубинную границу вероятной нефте- и газоносности.

По материалам исследования параметрических скважин построено три профиля глубинной зональности катагенеза на западе Енисей-Хатангского



Рис. 1. Схема расположения профилей глубинной зональности катагенеза на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба

регионального прогиба, направление которых показано на схеме катагенеза ОВ в кровле юрских отложений (рис. 1). На субмеридиональном профиле, протягивающемся от Дерябинской площади на северо-западе Таймырского района до Медвежьей на юге (рис. 2), заметно увеличение уровня зрелости органического вещества с глубиной. Нижняя граница градации ПК₃ (изореспленда $R_{vt}^0 - 0.5\%$) наблюдается на глубинах от 2 до 2.4 км. Градация МК₁¹ достигает глубин до 3.5 км (средняя мощность – 0.7–0.8 км), градация МК₁² – нижняя граница от 3.5 до 4 км (средняя мощность – 0.5–0.6 км), для градации МК₂ нижняя граница фиксируется на двух площадях (Южно-Носковская, Сузунская) на глубине 4 км (известная мощность не превышает 0.4 км), нижняя граница градации МК₃¹ не зафиксирована и судить о её мощности не представляется возможным. Вниз по разрезу мощность зон градаций катагенеза убывает.

На субширотном профиле, протягивающемся от Нанадянской площади на западе Таймырского района до Озёрной, заметно увеличение уровня зрелости органического вещества с глубиной (рис. 3). Нижняя граница градации ПК₃ (изореспленда $R_{vt}^0 - 0.5\%$) наблюдается на глубинах от 1.8 до 2.4 км. Градация МК₁¹ достигает глубин 2.7–3.3 км (средняя мощность – 0.6–0.9 км), градация МК₁² – нижняя граница от 3.5 до 4 км (средняя мощность – 0.6–0.8 км), для градации МК₂ нижняя граница фиксируется от 3.6 до 4.1 км (средняя мощность – 0.1–0.2 км), нижняя граница градации МК₃¹ не зафиксирована. Вниз по разрезу мощность зон градаций мезокатагенеза убывает, за исключением градаций МК₁¹ и МК₁², мощности которых примерно равны.

На субширотном профиле, протягивающемся от Хальмерпаутинской площади на востоке ЯНАО у границы с Туруханским районом Красноярского края до Сузунской, расположенной на юго-западе Таймырского района, также отмечается увеличение уровня зрелости ОВ с глубиной (рис. 4). Нижняя граница градации ПК₃ (изореспленда $R_{vt}^0 - 0.5\%$) наблюдается на глубинах от 2.0 до 3.2 км. Градация МК₁¹

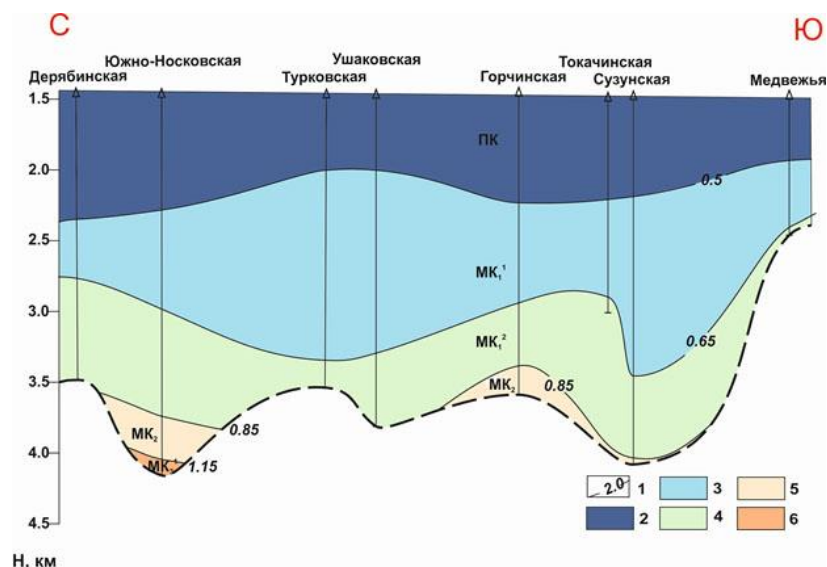


Рис. 2. Глубинная зональность катагенеза ОВ в юрско-меловых отложениях на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба между площадями Дерябинская - Медвежья. Условные обозначения: 1 – изореспленды витринита (R_{vt}^0). 2-6 градации катагенеза: 2 – ПК; 3 – МК₁¹; 4 – МК₁²; 5 – МК₂; 6 – МК₃¹

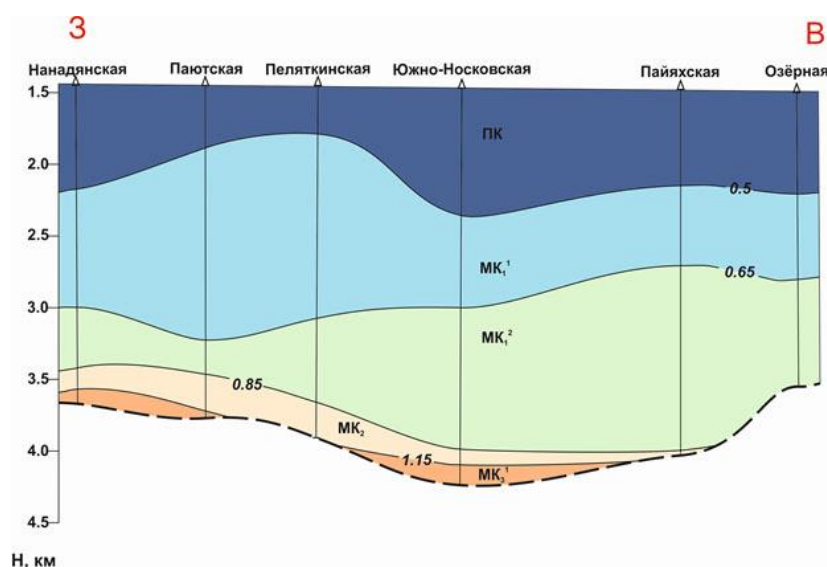


Рис. 3. Глубинная зональность катагенеза ОВ в юрско-меловых отложениях на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба между площадями Нанадянская - Озёрная

также отмечается увеличение уровня зрелости ОВ с глубиной (рис. 4). Нижняя граница градации ПК₃ (изореспленда $R_{vt}^0 - 0.5\%$) наблюдается на глубинах от 2.0 до 3.2 км. Градация МК₁¹

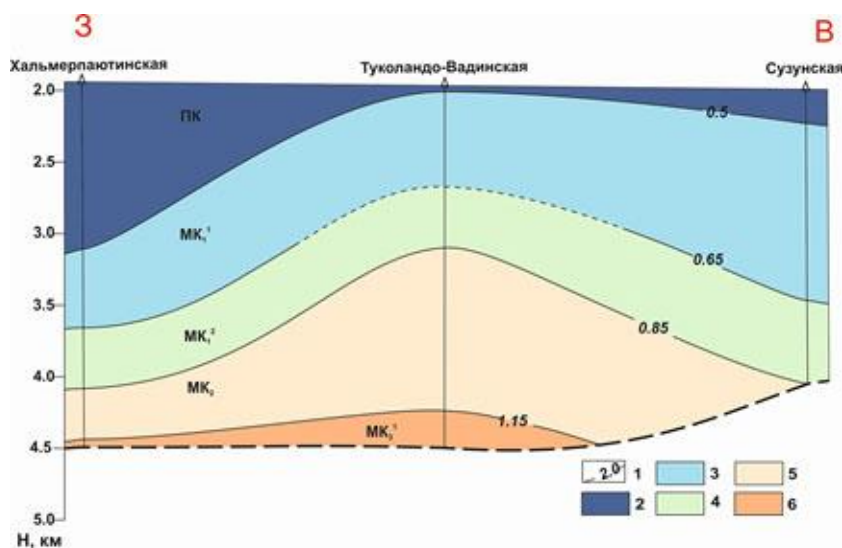


Рис. 4. Глубинная зональность катагенеза ОВ в юрско-меловых отложениях на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба между площадями Хальмерпаютинская - Сузунская

достигает глубин от 2.7 до 3.7 км (средняя мощность – 0.7–0.8 км), градация $МК_1^2$ – нижняя граница от 3.3 до 4.1 км (средняя мощность – 0.35–0.5 км), для градации $МК_2$ нижняя граница фиксируется на глубинах от 4.3 до 4.4 км (средняя мощность – 0.8–0.9 км), нижняя граница градации $МК_3^1$ не зафиксирована. Вниз по разрезу мощность зон градаций мезокатагенеза убывает, за

исключением градаций $МК_1^1$ и $МК_2$, мощности которых примерно равны. Наблюдается также увеличение мощностей зон катагенеза с запада на восток.

Изложенные материалы свидетельствуют, что, судя по распределению зон разной преобразованности ОВ на рассматриваемой территории, в юрских и меловых отложениях проявился региональный катагенез. На окраинах региона органическое вещество слабо преобразовано (градация $ПК_3$). По направлению к центральным, наиболее погруженным районам, катагенез постепенно нарастает (градации $МК_1^1$ – $МК_3^1$) – рис. 1. Уровень зрелости ОВ в юрско-меловых толщах определяется глубинами их погружения и, соответственно, максимальными температурами, которым они подвергались. Сопоставляя зоны глубинной зональности катагенеза, можно проследить, что они секут стратиграфические границы и обычно согласуются с максимальной палеоглубиной и, соответственно, с максимальной палеотемпературой. Несмотря на различия в современных глубинах залегания одноименных зон катагенеза, преобразованность разновозрастных отложений на западе Енисей-Хатангского прогиба и северо-востоке Западно-Сибирского мегабассейна примерно одинаковая [3]. Следовательно, максимальные палеоглубины и палеотемпературы в этих районах были довольно близкими.

Имеющиеся данные по уровню зрелости ОВ юрско-меловых комплексов позволяют дать прогноз перспектив их нефтегазоносности и фазового состояния залежей УВ. Учитывая, что подавляющее большинство мировых запасов углеводородов находится в толщах с катагенезом ОВ градаций $МК_1^1$ – $МК_1^2$ ($R_{\text{вт}}^0$ – 0.50–0.85 %), следует полагать, что наиболее благоприятными для сохранения залежей нефти и газа на рассматриваемой территории могут быть отложения с подобным уровнем зрелости ОВ (преимущественно толщи юрско-неокомского клиноформного комплекса). Установление глубинной зональности

катагенеза ОВ по разрезу многих параметрических скважин позволяет определить нижнюю границу главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Судя по имеющимся данным, отложения юры до глубин ~4.0 км еще не вышли из ГЗН и могут представлять интерес для поисков нефтяных залежей. Геохимические исследования ОВ по разрезу скважин, полностью или на значительную глубину вскрывших юрские толщи в смежных районах севера Западной Сибири (5.0 км и более), свидетельствуют, что генерация жидких УВ и возможность их сохранения от термодеструкции полностью прекращается на глубинах ниже 4.5 км (градации $МК_3^{1-2}$, $R_{vt}^0 - 1.15-2.00 \%$), а генерация УВ газов глубже 5.0 км (градации АК). Этот теоретический вывод подтверждается результатами нефтепоисковых работ. Так, все промышленные залежи нефти в северных районах Западной Сибири находятся преимущественно на глубинах до 4.0 км.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Болдушевская Л.Н., Фомин А.Н., Филиппов Ю.А. Зональность катагенеза органического вещества мезозойских отложений Енисей-Хатангской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей по данным пиролиза и отражательной способности витринита // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ / Под ред. М.Б. Келлера и А.В. Липилина. - Пермь: КамНИИКИГС, 2001. - Книга 2. - С. 99–105.
2. Фомин А.Н., Ромахина Г.А. Катагенез рассеянного органического вещества юрско-меловых отложений западной части Енисей-Хатангского прогиба // Геология и геофизика. - 1989. - № 11. - С. 96–100.
3. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011 - 331 с.

© А. Н. Фомин, К. В. Долженко, 2015

ОЧАГИ ВОЗМОЖНОЙ ГЕНЕРАЦИИ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ ОЛЕНЕКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Михаил Александрович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией, тел. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Андрей Михайлович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

На основе данных глубокого бурения, материалов по геохимии, стратиграфии и литологии на качественном и количественном уровне выполнена оценка нефтепроизводящей способности вендских и пермских толщ восточной части Лено-Анабарского прогиба. Установлено, что в пределах рассматриваемого региона органическое вещество этих отложений не могло генерировать достаточное количество жидких углеводородов для образования крупных битумных скоплений.

Ключевые слова: Лено-Анабарский прогиб, моделирование, углеводороды, Оленекское месторождение битумов, нефтегазоносность.

POSSIBLE GENERATION CENTERS OF THE OLENEK BITUMEN FIELD

Mikhail A. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Research Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: FominMA@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Head of the Laboratory of Geology oil and gas of the Siberian platform, tel. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)333-29-00, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Based on deep drilling data, geochemical, stratigraphic and lithological materials the quantitative and qualitative assessment of the source capacity of the eastern part Lena-Anabar trough Permian and Vendian strata was accomplished. It was established, that in study area the organic material of this deposits wasn't generating enough liquid hydrocarbons for large bitumen field formation.

Key words: Lena-Anabar trough, simulation, hydrocarbons, Olenek bitumen field, oil-and-gas content.

Скопления природных битумов на реке Оленек известны уже более века. Тем не менее сегодня остается немало дискуссионных вопросов как по геологическому строению Оленекского месторождения, так и по генетической принадлежности битумных полей. Во-первых, представляется актуальным определить, какие толщи осадочного чехла могли генерировать жидкие углеводороды, которые впоследствии стали битумами. Во-вторых, важно знать, где происходила эта генерация – на месте современного Оленекского месторождения или на смежных территориях. В качестве предполагаемого очага генерации жидких углеводородов в настоящей статье рассматривается восточная часть Лено-Анабарского прогиба, где выявлены крупные скопления природных битумов (рис. 1).



Рис. 1. Обзорная карта района исследования.

1 – глубокие скважины; 2 – границы крупных тектонических элементов;
3 – битумопоявления: а) в осадочном чехле, б) на поверхности

Н.А. Гедройц, В.Я. Кабаньков, М.К. Калинко, Д.С. Сороков, А.И. Данюшевская, А.Г. Войцеховская, Т.Н. Копылова, В.Л. Иванов и другие исследователи полагают, что источниками нефти, давшей начало Оленекским битумам, послужило рассеянное органическое вещество (ОВ) пермских отложений. Другая группа специалистов в составе А.И. Гусева, К.К. Демокидова, В.А. Первунинского, Т.М. Емельянцева, А.И. Кравцовой, П.С. Пука и других считает, что нефтематеринскими толщами для оленекских битумов являются кембрийские, вендские и даже рифейские образования. Это доказывается повышением битумонасыщенности пермских песчаников в приразломных зонах.

В качестве основных нефтегазопроизводящих толщ (НГПТ) выбраны пермские и вендские отложения. Представляется актуальным определить (смоделировать) время достижения перечисленными породами главной зоны нефте-

газообразования (ГЗН) и выполнить качественную оценку возможного относительного вклада органического вещества этих отложений в формирование жидких углеводородов в восточной части Лено-Анабарского прогиба.

Для одномерного моделирования выбраны два разреза перми в обнажениях вблизи скважины Дьяппальская-1 (рис. 1). Эти разрезы были «нарощены» сверху и снизу мезозойскими, палеозойскими и рифей-вендскими толщами, мощность которых была восстановлена по расположенным поблизости обнажениям и соседним скважинам. Синтезированный разрез, в котором общая мощность отложений пермского возраста в обнажении составила 500 метров, получил название скважина Виртуальная-1, а разрез, с толщиной пермских пород 1500 м – скважина Виртуальная-2. Мощность генерирующего подкомплекса в первой скважине составила 150 метров, во второй – 700 м. В качестве очага генерации для последующих расчетов выбрана прилегающая к скважинам территория общей площадью 10 000 км² (оконтурено прямоугольником на рис. 1).

В позднемеловое время произошло образование Верхоянской складчатой области. Следствием этого стал размыв верхнемеловых (и частично нижнемеловых) пород на изучаемой территории. Высокая преобразованность органического вещества в пермских отложениях указывает на их нахождение на 2000–2500 м глубже своего современного гипсометрического положения. Моделирование выполнено на дополнительное время, когда на месте современной Верхоянской складчатой области существовал континентальный склон с платформенным режимом осадконакопления.

В скважине Виртуальная-1 (рис. 1) ОВ вендской НГПТ находится на пике генерации УВ, а в Виртуальной-2 эти отложения уже достигли фазы генерации жирного газа. В скважине Виртуальная-2 практически весь разрез перми находится в ГЗН, в то время как в Виртуальной-1 эти толщи только входят в главную зону нефтеобразования. Опираясь на эти наблюдения, можно утверждать, что в восточной части Лено-Анабарского прогиба существуют необходимые термобарические условия для образования нефтяных флюидов из пермских и вендских отложений.

Объемы генерации жидких углеводородов из вендской НГПТ составили 2,5–3 мг УВ / г сухой породы (рис. 2). Наибольший объем углеводородов был сгенерирован органическим веществом пермских отложений в районе скважины Виртуальная-2 и составил почти 9 мг УВ / г сухой породы. Путем математических расчетов установлено, что в рассматриваемом очаге генерации органическое вещество вендской и пермской НГПТ на площади в 10 000 км² (рис. 1) в общей сложности могло сформировать порядка 10 млрд т. жидких углеводородов. Учитывая потери на путях миграции, а также отток легких фракций УВ из уже сформировавшихся залежей, можно сделать вывод, что общего нефтегенерационного потенциала пермских и вендских отложений в этом регионе недостаточно для образования выявленных крупных битумных полей. Причиной этому может служить низкое содержание $C_{орг}$ в древних НГПТ, смешанный (озерный и террагенный) тип органического вещества в пермских материнских отложениях, а также сравнительно небольшие мощности генерирующих подкомплексов.

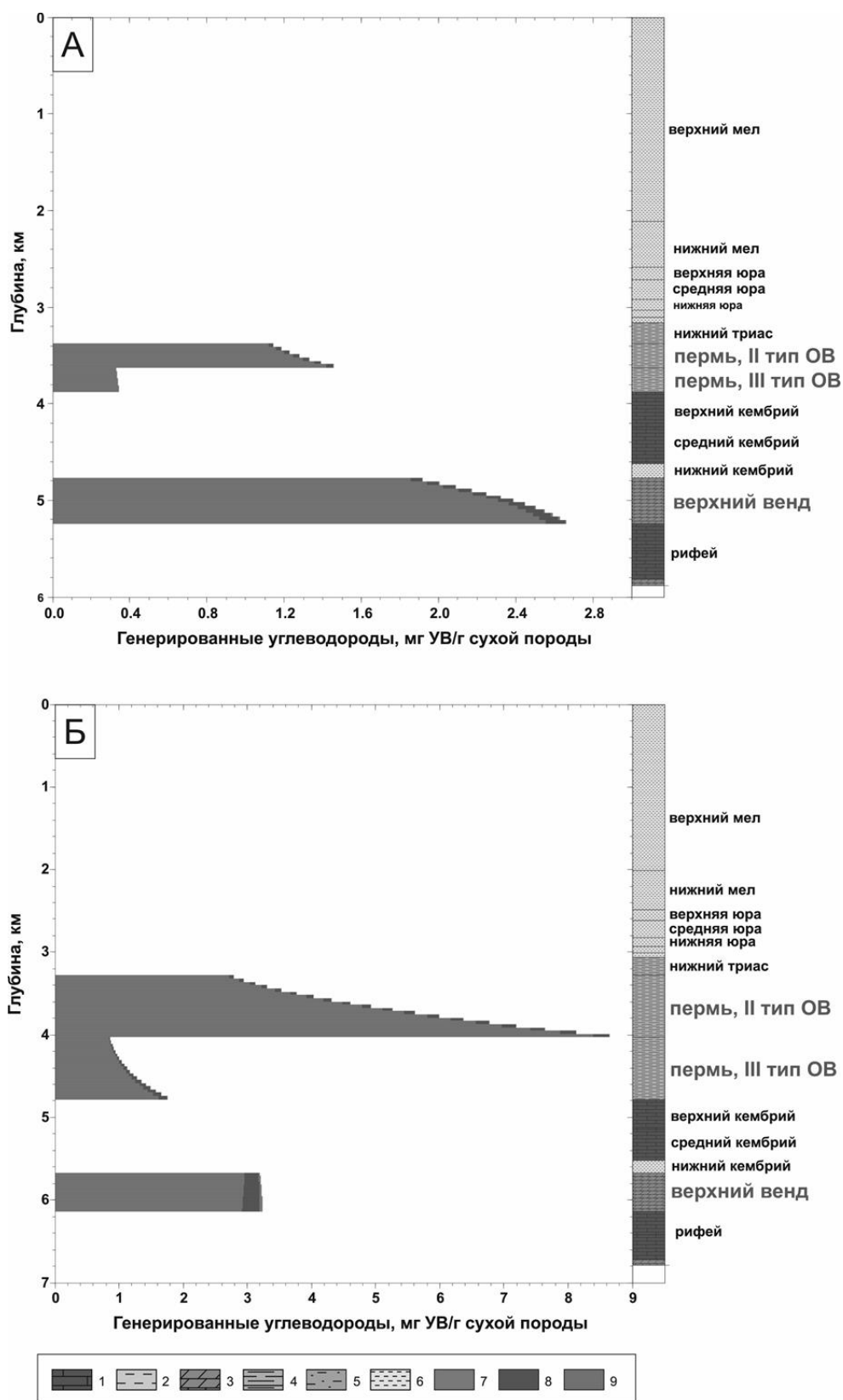


Рис. 2. Удельное количество углеводородов, генерированных НГПТ разного возраста в районе скважин А – Виртуальная-1, Б – Виртуальная-2
 1 – преимущественно известняки; 2 – преимущественно мергели; 3 – преимущественно известняки и доломиты; 4 – преимущественно аргиллиты; 5 – преимущественно песчано-алевритистые отложения; 6 – преимущественно песчаники; 7 – углеродистый остаток; 8 – газообразные УВ; 9 – жидкие УВ

Возможно, нефти, давшие начало оленекским битумам, латерально мигрировали с востока, из области пассивной континентальной окраины, где на додатское время пермские и венд-кембрийские отложения имели гораздо большие мощности, чем в восточной части Лено-Анабарского прогиба. Анализ имеющихся геолого-геофизических материалов по восточной части Лено-Анабарского прогиба позволяет предположить, что и на месте современной Верхоянской складчатой области в позднемеловую доколлизийную эпоху могли существовать необходимые термобарические условия для генерации жидких углеводородов.

© М. А. Фомин, С. А. Мусеев, А. М. Фомин, 2015

ПАЛИНОЛОГИЧЕСКАЯ И МИКРОПАЛЕОНТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ, ВСКРЫТЫХ СКВ. 1 В УЙМОНСКОЙ КОТЛОВИНЕ ГОРНОГО АЛТАЯ

Ирина Владимировна Хазина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)335-64-24, e-mail: KhazinaIV@ipgg.sbras.ru

Геннадий Григорьевич Русанов

Открытое акционерное общество «Горно-Алтайская экспедиция», 659370, Россия, Алтайский край, Бийский район, с. Малоенисейское, ул. Советская, 15, кандидат географических наук, ведущий геолог; Алтайская государственная академия образования им. В. М. Шукшина, 659333, Россия, Алтайский край, г. Бийск, ул. Короленко, 53, доцент, тел. (3854)77-41-09, e-mail: rusgennadij@mail.ru

Леонид Борисович Хазин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории микропалеонтологии, тел. (383)333-29-01, e-mail: HazinLB@ipgg.sbras.ru

Ольга Борисовна Кузьмина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя и кайнозоя, тел. (383)335-64-24, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Палинологическим и микрофаунистическим методами впервые изучены кайнозойские отложения, вскрытые скв. 1, пробуренной в Уймонской котловине Горного Алтая. Установлено время формирования глинистых отложений в интервале 377,5–398 м – поздний миоцен – ранний плиоцен. Определен лесной-лесостепной тип растительности для этого интервала.

Ключевые слова: остракоды, палинология, миоцен, плиоцен, Горный Алтай.

PALYNOLOGICAL AND MICROPALAEONTOLOGICAL CHARACTERISTIC OF CENOZOIC DEPOSITS OF BOREHOLE 1 FROM UIMON BASIN OF ALTAY MOUNTAINS

Irina V. Khazina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Paleontology and Stratigraphy of Mesozoic and Cenozoic, tel. (383)335-64-24, e-mail: KhazinaIV@ipgg.sbras.ru

Gennady G. Rusanov

Gorno-Altaiian expedition, 659370, Russia, Altay Territory, Bijsk Region, Maloeniseiskoe Village, 15 Sovetskaya St., Ph. D., Senior Geologist; V. M. Shukshin Altai State Academy of Education, 659333, Russia, Altay Territory, Bijsk, 53 Korolenko St., Assistant Professor, tel. (3854)77-41-09, e-mail: rusgennadij@mail.ru

Leonid B. Khazin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Micropaleontology, tel. (383) 333-29-01, e-mail: HazinLB@ipgg.sbras.ru

Olga B. Kuzmina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Paleontology and Stratigraphy of Mesozoic and Cenozoic, tel. (383)335-64-24, e-mail: KuzminaOB@ipgg.sbras.ru

Cenozoic sediments of Borehole 1 from Uimon Basin of Altay Mountains were studied by pollen and microfauna methods. The forrest – forrest-steppe type of vegetation was determined for clay deposits (interval 377,5–398 m). These sediments formed during Late Miocene – Early Pliocene.

Key words: ostracodes, palynology, Miocene, Pliocene, Gorny Altai.

Уймонская межгорная котловина относится к крупнейшим котловинам Горного Алтая. Она расположена в центральной части горной системы, с севера ограничена Теректинским хребтом, а с юга – Катунским, находится на высоте 900-1200 м над уровнем моря, имеет ширину до 10 км и вытянута более чем на 30 км. Днище котловины, выполненное рыхлыми полифациальными отложениями, среди которых протекает р. Катунь, слабо наклонено к востоку.

В 2013 г. в центре Уймонской котловины (5 км юго-западнее с. Теректа и 5 км северо-западнее с. Горбуново; 50°16'04.1" с. ш. и 85°48'06.2" в. д.) геологами ОАО «Горно-Алтайская Экспедиция» была пробурена скв. № 1 глубиной 400 м. Абсолютная отметка устья скважины – 970 м над уровнем моря.

Согласно данным предварительного расчленения разреза, отложения скв. 1 можно отнести к следующим подразделениям (разбивка и краткое описание приводятся по данным Г.Г. Русанова):

0,0–207,5 м. Средне-верхнечетвертичная толща. Аллювиальные, флювиогляциальные и озерно-ледниковые отложения нерасчлененные. Переслаивание песков, алевроитов, гравийников, галечных гравийников, галечников, валунных крупных галечников. Отложения серого цвета. Размеры валунов до 15–20 см по оси зерна. Мощность слоев варьирует в широких пределах от 0,3 до 47 м.

207,5–287,4 м. Башкауская свита (нижний четвертичный). Валунные крупные галечники в буровато- и желтовато-сером глинисто-песчаном заполнителе, с прослоями желтовато-серых глинистых песков, галечников и гравийников. Мощность прослоев от 2,0 до 9,0 м.

287,4–319,5 м. Бекенская свита (четвертичный). Галечники с гравием в желтовато- и буровато-сером глинистом и песчано-глинистом заполнителе, с двумя прослоями серой и буровато-коричневой карбонатной глины мощностью 1,8 м и 3,8 м. Встречаются сильно выветрелые обломки.

319,5–375,9 м. Туерыкская свита (средний миоцен – средний плиоцен). Переслаивание глин, песков, алевроитов, песчанистых и алевроитистых глин, карбонатных серого, темно-, желтовато-, голубовато-, коричневатого-серого и красно-

вато-бурого цветов и галечников в желтоватом заполнителе. Мощность прослоев – от 0,3–0,5 до 9 м.

375,9–400 м. Кошагачская свита (олигоцен – нижний миоцен). Глины черные с обломками раковин моллюсков и растительными остатками, с прослоями бурых, серых, желтовато- и зеленовато-серых песчанистых глин и желтоватых глинистых песков. Мощность прослоев – от 1,1 до 7,3 м.

На микрофаунистический и палинологический анализы были отобраны образцы из нижней части разреза: верхний образец – 309,7 м, нижний – 400,0 м; всего было проанализировано 45 образцов.

Микрофауна. В результате проведенных работ остракоды были обнаружены лишь в одном из изученных образцов с глубины 377,5 м (С-1/8).

Остракоды представлены видами *Cyclocypris laevis* (Müller), *Cytherissa hyalina* Schweyer, *Eucypris foveatus* Popova, *Ilyocypris bradyi* Sars, *Limnocythere seducta* Mandelstam, *Limnocythere inderica* Scharapova, *Limnocythere luculenta* Livental.

Пять из семи обнаруженных видов имеют размытые стратиграфические границы. Так, вид *L. inderica* известен из новостаничного и битекейского комплексов остракод (верхний миоцен – средний плиоцен), *L. seducta* и *E. foveatus* присутствуют в отложениях, начиная с верхнего миоцена до эоплейстоцена включительно (кочковский комплекс), но выше уже не встречаются. *C. laevis* и *I. bradyi* в разрезах Западной Сибири широко представлены, начиная с верхнего миоцена поныне.

Виды *C. hyalina*, *L. luculenta* известны только в новостаничном комплексе остракод, который характеризует отложения, накапливавшиеся в позднем миоцене – раннем плиоцене, что в данном районе соответствует времени образования осадков туерьской свиты.

Согласно И.И. Тетериной [1], вид *Limnocythere inderica* на территории Горного Алтая встречается только в верхнетуерьском комплексе нижнего плиоцена.

Таким образом, установленная ассоциация остракод относится к нижнему плиоцену.

Палинология. Наиболее представительные спорово-пыльцевые спектры (СПС) удалось выделить в отложениях с глубин 377 м, 378,5 м, 396 м, 398 м. Также палиноморфы содержались и в других образцах, но в недостаточном количестве. Для удобства представления были составлены циклограммы распределения спор и пыльцы (рис. 1).

Состав палиноморф образцов № 10 (глуб. 377 м) и № 11 (глуб. 378,5 м) примерно одинаков. Распределение по группам растительности следующее: пыльца древесно-кустарниковых растений – 32,96 % и 38,78 % соответственно; пыльца травянисто-кустарничковой группы – 65,93 % и 58,33 %, споры единичны.

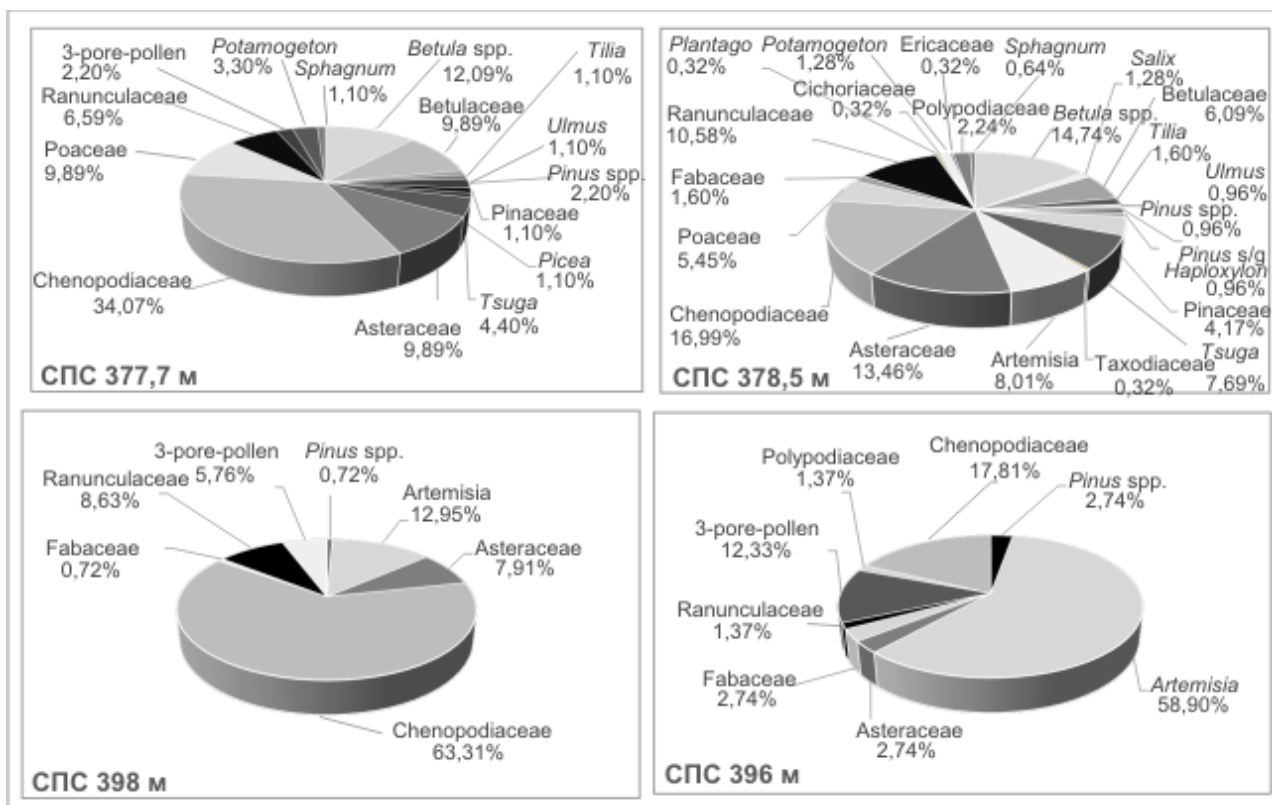


Рис. 1. Циклограммы распределения спор и пыльцы в палинологических спектрах изученных образцов

Группа древесно-кустарниковых представлена пыльцой *Betula* spp., *Betula* spp., *Tsuga*, *Pinaceae*, *Pinus* spp., *Salix*, *Picea*, *Tilia*, *Ulmus* (здесь и далее перечислено в порядке убывания количества пыльцевых зерен). Группа травянисто-кустарничковых сложена пыльцой *Chenopodiaceae*, *Artemisia*, *Asteraceae*, *Poaceae*, *Ranunculaceae*, *Fabaceae* и прочего разнотравья. Группа спор представлена сем. *Polypodiaceae* и единичными *Sphagnum*.

СПС образцов с глуб. 396 м, 396,5 м и 398 м отличаются доминированием пыльцы трав, в основном это *Chenopodiaceae*, *Asteraceae*, *Artemisia*, *Ranunculaceae* (рис. 1), и практически полным отсутствием пыльцы древесной растительности.

Для оценки и обоснования возраста изученных отложений ниже приведено сравнение полученных данных с известными спорово-пыльцевыми характеристиками кошагачской и туерыкской свит [2, 3]. Эти палеоботанические данные указывают на существование в кошагачское время хвойно-широколиственной растительности тургайского типа, но несколько обедненного варианта, с большим участием хвойных пород. Для нижней половины свиты типичны смешанные леса с преобладанием хвойных, среди которых ведущая роль принадлежит тсуге (20–30%), меньше ели (10–15%) и сосны (5%); таксодиевые встречаются единично, но постоянно, пыльцы березы в среднем 5–10%, широколиственных 5–8%. Средняя часть свиты (Чуйская котловина) выделяется резким увеличением пыльцы березы (до 40–70%), повышается также и содержание пыльцы ши-

роколиственных до 10–20%. Березовому максимуму соответствуют вспышки развития *Ericaceae* (40–80%). Самые верхи свиты (Самахинская котловина) отличаются резким сокращением пыльцы березы и верескоцветных, преобладанием пыльцы темнохвойных пород, среди которых выделяется ель (25–40%), а тсуга отступает на второй план (15–20%), увеличивается также содержание пыльцы сосны (20–50%) и отмечается дальнейшее сокращение широколиственных. Очевидно, что установленные нами палиноспектры из скв. 1 отличаются от вышеописанных.

Ниже приведен характерный спорово-пыльцевой комплекс туерыкской свиты (в работе Девяткина [2], по определениям Бессоненко) на р. Чаган-Узун: *Betula verrucosa* (23,2 %), *Pinus* sect. *Haploxydon* (11,5 %), *Pinus sibirica* (9,2 %), *Tsuga* cf. *diversifolia* (8,2 %), *Pinus silvestris* (5,9 %), *Abies sibirica* (4,7 %), *Picea* cf. *obovata* (4,9 %), *Picea* sect. *Excelsa* (3,5 %), *Tilia* cf. *cordata* (1,1 %), *Taxodiaceae* (1,1 %), *Ulmus* (0,9 %), *Juglans* (0,9 %), *Carya* (0,7 %), *Carpinus* (0,7 %), *Pterocarya* (0,4 %). Всего древесных – 49,9 %. Среди трав преобладают растения луговых и степных ассоциаций.

Выделенные СПС из глинистых отложений скв. 1 (интервал 377,5–398 м) характеризуют лесную-лесостепную растительность. Отсутствие пыльцы широколиственных пород и значительная доля участия пыльцы травянисто-кустарничковой группы позволяют отнести данные спорово-пыльцевые спектры к верхнемиоценовым – нижнеплиоценовым. Палинологические данные хорошо согласуются с микрофаунистическими, установленная ассоциация остракод также позволяет отнести эти отложения к нижнему плиоцену.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тетерина И.И. Остракоды неогена межгорных впадин юго-восточного Алтая: Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. - Томск, 2012. - 20 с.
2. Девяткин Е.В. Кайнозойские отложения и неотектоника Юго-Восточного Алтая. - М.: Наука, 1965. - 243 с.
3. Бессоненко Э.А. К вопросу о возрасте кошагачской и туерыкской свит Горного Алтая // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Алтайского края: сб. тезисов научн.-практ. конф. - Новосибирск, 1963. - С. 10–12.

© И. В. Хазина, Г. Г. Русанов, Л. Б. Хазин, О. Б. Кузьмина, 2015

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЮРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И АКВАТОРИИ КАРСКОГО МОРЯ

Георгий Георгиевич Шемин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, тел. (383)335-64-20, e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

Впервые приведены результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров: оксфордского, батского, аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского юрского нефтегазоносного мегакомплекса севера Западной Сибири и акватории Карского моря. Рассмотрено распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов по нефтегазоносным областям, фазовому составу и категориям ресурсов. Показано, что большая их часть относится к категории прогнозных. Выделены наиболее крупные объекты нефтегазопоисковых работ.

Ключевые слова: перспективы нефтегазоносности, углеводороды, нефть, газ, конденсат, ресурсы, запасы, нефтегазоносная область, резервуар.

PETROLEUM POTENTIAL OF THE REGIONAL RESERVOIRS OF JURASSIC OIL AND GAS COMPLEXES IN NORTHERN WESTERN SIBERIA AND THE KARA SEA WATER AREA

Georgiy G. Shemin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Doctor of Science, Chief Researcher of the Laboratory of Petroleum Geology of the Arctic Regions of Siberia, tel. (383)335-64-20, e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

For the first time the results of a quantitative assessment of petroleum potential of regional reservoirs have been presented. These are Oxfordian, Bathoian, Aalenian-Bajocian, Toarcian, Pliensbachian, and Hettangian-Sinemurian reservoirs of the Jurassic oil and gas megacomplex in northern Western Siberia and the Kara Sea water area. The distribution of initial total hydrocarbon resources is considered by oil- and gas-bearing areas, phase composition and resource categories. It is shown that most of them are attributed to the forecast category. The largest oil and gas exploration objects have been distinguished.

Key words: petroleum potential, hydrocarbons, oil, gas, condensate, resources, reserves, oil- and gas-bearing area, reservoir.

При проведении количественной оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений рассматриваемого региона использовалось последнее, утвержденное в 2000 г. «Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России» [1]. Степень изученности этих отложений сейсморазведкой и бурением, а также выявленные промышленные запасы нефти и газа позволяют количественно оценить их перспективы нефтегазоносности геологическим способом по удельным плотностям запасов углеводородов на единицу площади.

В соответствии с отмеченным «Методическим руководством...» были выделены и охарактеризованы 26 эталонных участков с подсчетом удельных плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов (НСРУ). Их количество было достаточным только для оценки перспектив нефтегазоносности наиболее изученных оксфордского и батского резервуаров. Для оценки перспектив нефтегазоносности аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров эталонных участков было явно недостаточно.

Тем не менее автором был найден способ оценки перспектив нефтегазоносности отмеченных резервуаров, базирующийся на выявленной закономерности уменьшения значений плотностей НСРУ сверху вниз по разрезу на отмеченных эталонных участках. В этом же направлении на их территориях сокращается по разрезу нефтяная составляющая углеводородов.

На основании указанной закономерности осуществлен прогноз плотностей НСРУ и их фазового состава аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров, который позволил впервые оценить их перспективы нефтегазоносности. Результаты этих исследований приведены ниже.

Оксфордский резервуар развит лишь в юго-восточной части рассматриваемого региона. Его начальные суммарные ресурсы условных углеводородов (УУВ) оцениваются в 9161 млн т УУВ (15,16 % от всех ресурсов УВ), из них нефти – 6971 млн т (76,1 %), газа – 1762 млрд м³ (19,2 %) и конденсата – 428 млн т (4,7 %).

Запасы и ресурсы УВ резервуара категорий C_1 , $C_1 + C_2$, C_3 , D_1 , D_2 и $D_1 + D_2$ составляют соответственно: 711 (7,76 %), 1181 (12,89 %), 1578 (17,23 %), 4830 (52,72 %), 1572 (17,16 %) и 6402 (69,88 %) млн т УУВ.

Перспективы нефтегазоносности оксфордского резервуара в пределах региона различные. На его территории выделяются шесть категорий земель: от перспективных I категории до низкоперспективных, причем наиболее перспективные из них расположены в юго-восточной части региона. Среди этих земель самые перспективные следующие: перспективные земли I категории (уд. пл. 50–100 тыс. т УУВ/км²) и перспективные земли II категории (уд. пл. 30–50 тыс. т УУВ/км²). Они выражены в виде полосовидной зоны шириной 100–150 км, простирающейся в северо-восточном направлении от Вэнгапуровского мезовала до Северо-Часельской седловины. В контурах этих земель выделена Вэнгапуровско-Часельская зона газонефтенакопления, в которой прогнозируется около 500 млн т извлекаемых ресурсов нефти.

Батский резервуар характеризуется наибольшими перспективами нефтегазоносности на территории региона. Его начальные суммарные ресурсы углеводородов оцениваются в 25605 млн т УУВ (42,4 % от всех ресурсов УВ юрских отложений), из них нефти – 7348 млн т (28,7 %), газа – 14935 млрд м³ (58,3 %) и конденсата – 3322 млн т (13,0 %).

Запасы и ресурсы УВ батского резервуара категорий C_1 , $C_1 + C_2$, C_3 , D_1 , D_2 и $D_1 + D_2$ соответственно равны: 579 (2,26 %), 2715 (10,60 %), 6824 (26,65 %), 9674 (37,78 %), 6392 (24,97 %) и 16066 (62,75 %) млн т УУВ.

Наиболее перспективные земли на нефть и газ – высокоперспективные (уд. пл. 100–150 тыс. т УУВ/км²), перспективные I категории (уд. пл. 50–100 тыс. т УУВ/км²), перспективные II категории (уд. пл. 30–50 тыс. т УУВ/км²) распространены преимущественно в центральной части рассматриваемой территории, включающей Ямальскую НГО, южную и северную части соответственно Гыданской и Пур-Тазовской НГО, а также северную половину Надым-Пурской НГО. В этом районе прогнозируются все выделенные крупнейшие и крупные объекты нефтепоисковых работ: Новопортовско-Нижнемессояхская, Харасавэйско-Нурминская, Песцово-Уренгойская зоны нефтегазонакопления и Южно-Тамбейский, Геофизический, Ямбургский и Юрхаровский перспективные участки. Несколько менее перспективные земли (перспективные земли I и II категорий) и среднеперспективные земли развиты во Фроловской и Карской НГО.

Наиболее перспективные земли на нефть (перспективные земли I и II категорий) распространены только в его южной половине, в южных частях Гыданской, Ямальской, Фроловской НГО и Уренгойском районе.

Наиболее перспективные земли на газ расположены в центральной и северной частях региона. Перспективные земли I и II категорий распространены на юге Гыданской, в центральной части Ямальской и на северных окраинных участках Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО.

Аален-байосский резервуар характеризуется меньшими перспективами нефтегазонаосности, чем вышеописанный. Начальные суммарные ресурсы УВ резервуара оцениваются в 12497 млн т УУВ (20,7 % от всех ресурсов УВ юрских отложений), из них нефти – 3768 млн т (30,2 %), газа – 7471 млрд м³ (59,8 %) и конденсата – 1258 млн т (10,0 %).

Запасы и ресурсы углеводородов резервуара категории C₁, C₁ + C₂, C₃, D₁, D₂ и D₁ + D₂ соответственно равны: 186 (1,49 %), 495 (3,96 %), 2030 (16,25 %), 2443 (19,55 %), 7528 (60,24 %) и 9971 (79,79 %) млн т УУВ. Соотношение промышленных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов составляет 4,0; 16,3 и 79,7 %.

Наибольшие объемы начальных суммарных ресурсов УВ резервуара прогнозируются в Южно-Карской НГО (3918 млн т УУВ; 31,38 %); несколько меньше – в Ямальской (2695 млн т УУВ; 21,56 %) и Гыданской (2061 млн т УУВ; 16,47 %) НГО.

Наиболее перспективные земли на нефть и газ резервуара (перспективные земли в основном II категории и локально I) преимущественно распространены на ранее выделенных объектах нефтепоисковых работ: Новопортовско-Нижнемессояхской, Харасавэйско-Нурминской, Песцово-Уренгойской зонах нефтегазонакопления и Ямбургском, Юрхаровском перспективных участках. Кроме того, они развиты почти на всей территории Припайхойского мегавыступа, Рагозинского мезовала и других участков на севере рассматриваемого региона, а также единичных участков в его юго-западной части.

Перспективы нефтеносности резервуара более низкие. На территории региона развиты земли средних, пониженных, низких перспектив и бесперспек-

тивные. Среднеперспективные земли I и II категорий резервуара развиты в пределах Новопортовско-Нижнемессояхской, Песцово-Уренгойской зон нефтегазонакопления, Ямбургского и Юрхаровского перспективных участков.

Наиболее перспективные на газ земли (перспективные земли II категории) имеют весьма ограниченное распространение в регионе. Они развиты только в его северной части, в пределах Харасавэйско-Нурминской зоны нефтегазонакопления, большей части площади Припайхойского выступа и Рагозинского мезовала. Среднеперспективные земли имеют широкое распространение в северной и центральной частях региона, а земли пониженных, низких перспектив и бесперспективные земли охватывают большую часть его юга.

Тоарский резервуар пользуется почти повсеместным распространением в пределах рассматриваемого региона. Его начальные суммарные ресурсы УВ оцениваются в 8513 млн т УУВ (14,1 % от всех ресурсов углеводородов юрских отложений), из них нефти – 1342 млн т (15,8 %), газа – 6114 млрд м³ (71,8 %) и конденсата – 1058 (12,4 %), т. е. в этом резервуаре прогнозируется преимущественно газ.

Запасы и ресурсы УВ резервуара категории C_1 , $C_1 + C_2$, C_3 , D_1 , D_2 и $D_1 + D_2$ составляют соответственно: 18 (0,21 %), 125 (1,46 %), 273 (3,21 %), 1426 (16,75 %), 6691 (78,58 %) и 8117 (95,33 %) млн т УУВ.

Наибольшие объемы суммарных ресурсов УВ резервуара прогнозируются в Южно-Карской НГО (2897 млн т УУВ; 34,02 %); меньше – в Гыданской (1689 млн т УУВ; 19,84 %), Ямальской (1587 млн т УУВ; 18,63 %) и Надым-Пурской (951 млн т УУВ; 11,17 %) НГО; еще меньше – во Фроловской (615 млн т УУВ; 7,23 %) и Пур-Тазовской (613 млн т УУВ; 7,20 %) НГО.

Ресурсы УВ резервуара распределены неравномерно. Наиболее перспективные земли (перспективные II категории, среднеперспективные I и II категорий) прогнозируются в северо-западной, центральной и юго-западной частях региона (северо-западная часть Южно-Карской, центральная и южная части Ямальской, южная часть Гыданской, северные части Надым-Пурской, Пур-Тазовской и Фроловской НГО).

Перспективы нефтеносности резервуара почти повсеместно низкие. Только в крайней юго-западной части региона (Фроловская НГО) прогнозируются участки земель пониженных и средних перспектив.

Перспективы газоносности резервуара следующие. В регионе выделяются земли от бесперспективных до перспективных II категории. Наиболее перспективные из них распространены лишь в окраинной северо-западной, частично в центральной и локально в юго-западной частях. Большая же часть территории региона – земли пониженных и низких перспектив, а также бесперспективные земли.

Плинсбахский резервуар пользуется распространением на большей части рассматриваемого региона. Начальные суммарные ресурсы УВ резервуара оцениваются в 3331 млн т УУВ (5,5 % от всех ресурсов углеводородов юрских отложений и 25,3 % от отложений нижней юры), из них нефти – 211 млн т

(6,3 %), газа – 2732 млрд м³ (82,0 %) и конденсата – 388 млн т (11,7 %), т. е. в этом резервуаре прогнозируется в основном газ.

Запасы и ресурсы УВ резервуара категорий С₁, С₁ + С₂, С₃, Д₁, Д₂ и Д₁ + Д₂ соответственно равны: 14,0 (0,41 %), 26 (0,13 %), 69 (2,08 %), 695 (20,86 %) 2541 (76,28 %) и 3236 (97,14 %) млн т УУВ.

Наибольшие объемы начальных суммарных ресурсов УВ прогнозируются в Южно-Карской (799 млн т УУВ; 24,00 %), Ямальской (733 млн т УУВ; 22,00 %), Гыданской (670 млн т УУВ; 20,12 %) и Надым-Пурской (481 млн т УУВ; 14,45 %) НГО; меньше – в Пур-Тазовской (287 млн т УУВ; 8,63 %) и Фроловской (283 млн т УУВ; 8,50 %) НГО.

Распределение начальных суммарных ресурсов УВ резервуара в целом подобно тоарскому. Наиболее перспективные земли (среднеперспективные земли II категории и земли пониженных перспектив) также прогнозируются в северо-западной, центральной и юго-западной частях региона (центральная часть Южно-Карской НГО, южные половины Ямальской и Гыданской НГО, северная часть Надым-Пурской НГО и южное окончание Фроловской НГО), а на остальной громадной территории – низкоперспективные и бесперспективные.

Перспективы нефтеносности плинсбахского резервуара весьма низкие: почти повсеместно в регионе прогнозируются бесперспективные земли, лишь на большом участке Фроловской НГО прогнозируются низкоперспективные.

Перспективы газоносности плинсбахского резервуара ниже, чем тоарского. Распределение по территории аналогично таковому суммарных ресурсов.

Геттанг-синемюрский резервуар пользуется наименее широким распространением в пределах рассматриваемого региона. Начальные суммарные ресурсы УВ его относятся к прогнозной категории Д₂ и оцениваются в 1334 млн т УУВ (2,2 % от всех ресурсов углеводородов юрских отложений), из них газ – 1131 млрд м³ (84,8 %) и конденсат – 203 млн т (15,2 %). Нефть в резервуаре не прогнозируется.

Наибольшие объемы начальных суммарных ресурсов УВ резервуара прогнозируются в Гыданской (379 млн т УУВ; 28,43 %), Южно-Карской (338 млн т УУВ; 25,36 %) и Ямальской (275 млн т УУВ; 20,62 %) НГО; меньше – в Надым-Пурской (178 млн т УУВ; 13,33 %) и Пур-Тазовской (146 млн т УУВ; 10,94 %) НГО.

Перспективы нефтегазоносности резервуара исследуемого региона самые низкие. На территории распространения резервуара выделяются земли трех категорий. Земли пониженных перспектив распространены лишь в пределах Мессояхской наклонной гряды, на остальной огромной территории региона – низкоперспективные и бесперспективные земли.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. - М.: ВНИГНИ, 2000. - 189 с.

© Г. Г. Шемин, 2015

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛИМОРФИНИД (FORAMINIFERA)
В НОРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ О. КОТЕЛЬНЫЙ
(АРХИПЕЛАГ НОВОСИБИРСКИЕ ОСТРОВА)***

Андрей Витальевич Ядренкин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3 кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории микропалеонтологии, тел. (383)333-29-01, e-mail: YadrenkinAV@ipgg.sbras.ru

При обосновании возраста, расчленении и корреляции терригенных отложений закрытых территорий, в частности шельфа арктических морей, приоритетной группой является микрофауна (фораминиферы), в комплексах которой часто встречаются полиморфиниды. Уточнен таксономический состав полиморфинид, проведен анализ их стратиграфического распределения в норийских отложениях о. Котельный. В результате предложено выделение двух биостратонов в ранге слоев: с *Paleopolymorphina* aff. *vagina* – *Sigmomorphina* *triassica* (верхи нижнего и низы среднего нория) и с *Pyrulina* ex gr. *liassica* – *Globulina* aff. *topagorukensis* (верхняя часть верхнего нория).

Ключевые слова: полиморфиниды, фораминиферы, биостратиграфия, норийский ярус, верхний триас, о. Котельный.

**REGULARITIES OF THE DISTRIBUTION OF POLYMORPHINIDS (FORAMINIFERA)
IN NORIAN DEPOSITS OF THE UPPER TRIASSIC OF KOTELNYI ISLAND
(NEW SIBERIAN ISLANDS)**

Andrey V. Yadrenkin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., tel. (383)333-29-01, e-mail: YadrenkinAV@ipgg.sbras.ru.

Microfauna (Foraminifers) is important group, which are use for biostratigraphy and correlation deposits, and that is urgent for study Arctic Shelf. It was studied the composition of the assemblages, the distribution of the polymorphinids in Norian deposits of the Upper Triassic of Kotelnai Island. It was established two biostratons: beds with *Paleopolymorphina* aff. *vagina* – *Sigmomorphina* *triassica* (upper part of Lower Norian and lower part of Middle Norian) and layers with *Pyrulina* ex gr. *liassica* – *Globulina* aff. *topagorukensis* (upper part of the Upper Norian).

Key words: polymorphinids, foraminifers, biostratigraphy, Norian, Upper Triassic, Kotelnai Island.

Изучение геологического строения шельфа арктических морей сегодня требует совершенствования современных биостратиграфических шкал по микрофауне как основы возрастного обоснования отложений, их расчленения, корреляции, а также интерпретации данных, полученных параметрическим бурением и геофизическими методами. В этом направлении весьма актуальны исследования по выявлению закономерностей стратиграфического распределения отдельных таксонов (родового, семейственного ранга), что способствует дета-

* Работа выполнена при поддержке Программы Президиума РАН № 28.

лизации расчленения и корреляции и служит дополнительным инструментом к уже имеющимся шкалам.

Триасовые отложения на о. Котельном имеют мощность более тысячи метров и представлены породами исключительно морского генезиса, в которых были установлены таксономически разнообразные и многочисленные комплексы фораминифер. Среди них полиморфиниды представляют своеобразное семейство фораминифер, включающее роды с большой изменчивостью морфологических признаков и объединяющие как свободноживущие многокамерные и однокамерные, так и прикрепленные формы. Наибольшую группу составляют формы со спирально-коническим характером навивания камер (п/сем. *Polymorphininae*). Главным образом это представители 7 родов (*Eoguttulina*, *Pyrulinoides*, *Pyrulina*, *Paleopolymorphina*, *Sagoplecta*, *Sigmomorphina*, *Globulina*).

Материалом для написания статьи послужила авторская коллекция полиморфинид (более 500 экз.) из образцов каменного материала триасовых отложений о. Котельный, любезно предоставленных А.Ю. Егоровым (ФГУ НПП «Аэрогеология», г. Москва) и А.Г. Константиновым (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск), а также из личных сборов автора, полученных в ходе полевых исследований 2009 г.

Несмотря на достаточно хорошую изученность мезо-кайнозойских представителей семейства в целом [1], триасовый этап их развития практически не изучен, монографическое описание нескольких видов приведено в единичных работах [2, 3]. Триасовый период является важным, по сути, начальным этапом в эволюции полиморфинид, требующим более детального изучения для понимания происхождения и филогении семейства. Анализ всех опубликованных данных по полиморфинидам триаса позволил уточнить таксономический состав, наметить некоторые закономерности их стратиграфического, биогеографического распространения, установить этапность развития в триасе [4]. Также было доказано, что возникновение основных морфологических типов полиморфинид родового ранга произошли уже в верхнем триасе, а не в нижней-средней юре, как считалось ранее [1].

Автором в результате монографического изучения коллекции из норийских отложений о. Котельного был описан комплекс, который по своему таксономическому разнообразию превосходит все ранее известные в триасе. Норийский век – время “расцвета” полиморфинид в бореальных регионах, когда они становятся постоянным элементом в фораминиферовых комплексах, что наблюдается на севере Аляски [3, 5] и особенно на севере Сибири, где они зачастую относительно многочисленны и таксономически разнообразны. В Сибири их массовое появление отмечается в конце раннего нория в фазу *P. verchajanicum*. Так, наряду с эогуттулинами впервые появляются представители билатерально-симметричных двухрядных форм (роды *Pyrulinoides*, *Paleopolymorphina*, *Sagoplecta*), спирально-конических с трехрядным (р. *Pyrulina*) и сигмоилиновым типом навивания камер (р. *Sigmomorphina*).

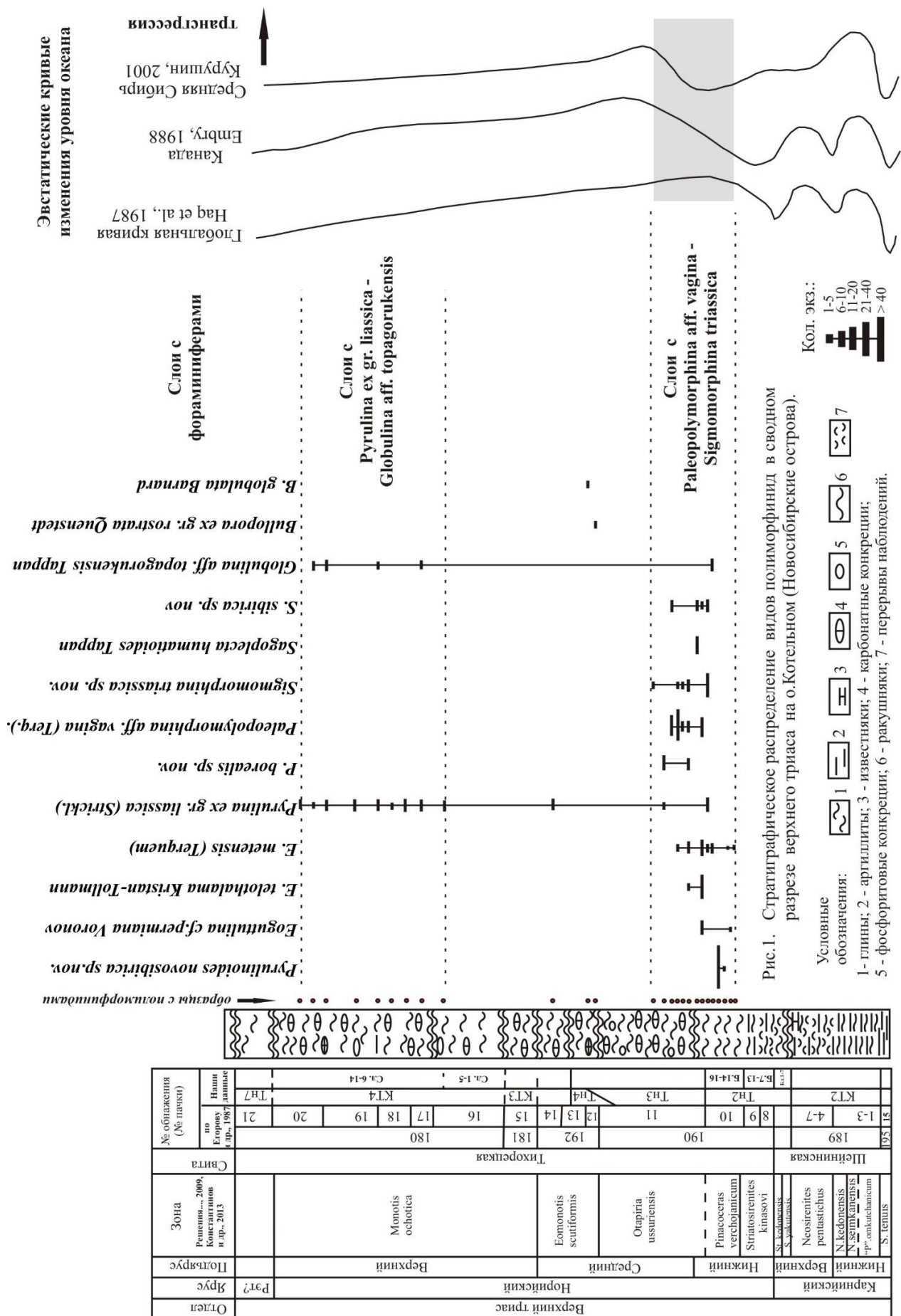
В результате детального анализа стратиграфического распределения полиморфинид в триасовом разрезе о. Котельного установлено, что находки относят-

ся к норийскому ярусу, причем наиболее массовые и таксономически разнообразные приурочены к верхам нижнего и самым низам среднего подъярусов, отвечающим частям зон *P. verchojanicum* и *O. ussuriensis* (рис. 1). Выше по разрезу полиморфиниды уже относительно стабильно присутствуют в комплексах фораминифер, однако таксономически представлены лишь пирулинами и глобулинами. Предложено выделение двух биостратонов в ранге слоев с фораминиферами.

Слои с *Paleopolymorphinidae* aff. *vagina* – *Sigmomorphina triassica*: выделяются в разрезе по р. Тихой в центральной части о. Котельный, обн. 190, пачка 10 и нижняя часть пачки 11 (по Егорову и др., 1987) и в нижней части (нижние 24 м от подошвы) разреза Тн.3. Пачка 10, обн. 190 соответствует аммоноидной зоне *P. verchojanicum* нижнего нория, а пачка 11, обн.190 и Тн.3 соответственно зоне по двустворкам – *O. ussuriensis* – терминальная часть нижнего и нижняя часть среднего нория. В целом предложенные слои отвечают фораминиферовым биостратам – самым верхам слоев с *Vaginulinopsis minusculus-Lenticulina triassica* и нижней части слоев с *Ichthyolaria asmaea-Vaginulinopsis efimovae* [6]. В составе комплекса встречены разнообразные полиморфиниды (11 видов из 7 родов). В количественном отношении они составляют от десятка экземпляров до нескольких десятков (более 40–60 экз.) в образце. Встречаемость таксонов довольно резко изменяется по разрезу, в одних образцах доминируют одни, в других другие. Наиболее часто встречаются палеополиморфины, сигмоморфины, эогуттулины, в нижней части слоев отмечены многочисленные пирулиноидесы, реже и единичны сагоплекты (рис. 1).

Выше по разрезу в верхней части среднего и низах верхнего нория находки полиморфинид редки и единичны. В таксономическом отношении представлены пирулинами и глобулинами, интересен факт первых находок в среднем нории бореальных бассейнов представителей прикрепленных форм рода *Bulloroga*, ранее известных из отамитанского яруса Новой Зеландии [7] и рэта тетических регионов [8]. В верхней части верхнего нория малочисленные полиморфиниды (по 5–10 экз. в обр.) родов *Pyulina* и *Globulina* стабильно встречаются в комплексах фораминифер, что позволило предложить выделение слоев с *Pyulina* ex gr. *liassica* – *Globulina* aff. *topagorukensis*. Эти слои прослеживаются в верхней части разрезов по р. Тихой обн. КТ4 слои 6-14, обн.180, пачки 19–20 и по р. Прямой обн.2020 пачки 8–9. Возраст биостратона отвечает верхам зоны по двустворкам *M. ochotica* и верхней части фораминиферовых слоев с *Frondicularia phillodeaeformis-Geinitzinita* aff. *tenera* [6, 9].

Таким образом, уточнено время появления и максимального расцвета представителей полиморфинид в триасе. Наиболее древние эогуттулины отмечены в начале средней перми на севере Сибири [10], и вплоть до позднего триаса они оставались единственными представителями полиморфинид в мировом океане. В позднем триасе в бореальных палеобассейнах происходит их относительно массовое появление и расцвет таксономического разнообразия. Наиболее ярко это наблюдается на севере Сибири (наши данные), в меньшей степени на севере Аляски – в верхней части формации Шублик [3, 5] отмечено появление родов *Pyulinoides*, *Sagoplecta*, *Globulina*.



Стратиграфическое положение аляскинских находок, вероятнее всего, отвечает норийскому ярусу. Интересно, что массовое развитие полиморфинид в триасовом палеобассейне на Севере Сибири, а это поздняя часть раннего и ранняя часть среднего нория, при сопоставлении с кривой эвстатического колебания уровня океана отвечает периоду норийской трансгрессии. Она началась в раннем нории [2], а своего максимума достигла в начале среднего нория, что на севере Сибири соответствует фазе *O. ussuriensis* [11]. Кроме того, распространение полиморфинид с присутствием общих видов (*Pygulina* ex gr. *liassica* (Strickland), *Sigmomorphina triassica* sp.nov.) в это время фиксируется и в нотальной области [7], причем на относительно изохронном с Сибирью уровне (отамитанский ярус = средний норий). Вышеперечисленные факты позволяют нам предположить, что данное биотическое событие, вероятно, является хорошим реперным уровнем для межрегиональной корреляции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кузина В.И. Фораминиферы семейства Polymorphynidae СССР / Тр. ВНИГРИ. - Л.: Недра, 1976. - Вып. 359. - С. 1–191.
2. Haq B.U., Hardenbol J., Vall P.R. Chronology of fluctuating sea level since the Triassic // Science. - 1987. - V. 235. - P. 1156–1165.
3. Tappan H. Foraminifera from the Arctic Slope of Alaska. Triassic Foraminifera // Geol. Surv. Prof. Paper. - Washington. - 1951. - V. 236-A. - P. 5–20.
4. Ядренкин А.В. Триасовый этап эволюции полиморфинид (Foraminifera) // Новости палеонтологии и стратиграфии / Прил. к журн. Геология и геофизика. - 2008. - Т. 49, Вып. 10–11. - С. 294–297.
5. Bergquist H.R. Micropaleontology of the Mesozoic Rocks of Northern Alaska // U.S. Geol. Surv. Prof. Paper. Washington. - 1966. - V. 302-D. - P. 1–227.
6. Константинов А.Г., Соболев Е.С., Ядренкин А.В. Стратиграфия триаса побережья моря Лаптевых и Новосибирских островов // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54, №8. - С. 1028–1046.
7. Strong C.P. Triassic Foraminifera from Southland Syncline, New Zealand // Bull. New Zealand Geol. Surv. - 1984. - V. 52. - P. 1–62.
8. Kristan-Tollmann E. Die Foraminiferen aus den rhatischen Zlambachmergeln der Fischerwiese bei Aussee im Salzkammergut // Jahrb. der Geol. Bundesanst. Sonderband. - 1964. - № 10. - P. 1–189.
9. Стратиграфия триасовых отложений острова Котельный (Новосибирские острова) / Егоров А.Ю., Богомолов Ю.А., Константинов А.Г., Курушин Н.И. // Бореальный триас. - Новосибирск: Наука, 1987. - Вып. 689. - С. 66–81.
10. Воронов П.С. О находке достоверных палеозойских представителей семейства Polymorphinidae // Тр. НИИ Геологии Арктики. - Л.: Гостехиздат. - 1953. - Т. 72. - С. 150–153.
11. Решения Третьего Межведомственного регионального совещания по докембрию, палеозою и мезозою Северо-Востока России (Санкт-Петербург, 2002). - СПб.: Изд.: ВСЕГЕИ, 2002. - С. 1–268.
12. Курушин Н.И. Триасовые трансгрессии и регрессии и морская биота севера Сибири // Стратиграфия. Геологическая корреляция. - 2001. - Т. 9, №1. - С. 28–38.

© А. В. Ядренкин, 2015

О ВОЗРАСТЕ БУГОТАКСКОЙ СВИТЫ КОЛЫВАНЬ-ТОМСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ ЗОНЫ ПО ПАЛЕОНТОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ*

Александр Юрьевич Язиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-11-26, e-mail: YazikovAY@ipgg.sbras.ru

Надежда Георгиевна Изох

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

Валентина Алексеевна Широких

Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, ведущий инженер лаборатории петрологии и рудоносности магматических формаций, тел. (383)333-21-06, e-mail: lab02@igm.ru

Владислав Алексеевич Кутолин

Институт геологии и минералогии им. В. С. Соболева СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории петрологии и рудоносности магматических формаций, тел. (383)333-21-06, e-mail: lab02@igm.ru

В типовых выходах нижней части буготакской свиты обнаружены конодонты вида *Icriodus expansus* Branson et Mehl, датирующие позднеживетско-среднефранское время формирования этих отложений. Полученные данные существенно уточняют понимание стратиграфического объема и положения в сводном девонском разрезе Колывань-Томской складчатой зоны осадочно-вулканогенных отложений буготакской свиты.

Ключевые слова: биостратиграфия, конодонты, буготакская свита, средний и верхний девон, Западная Сибирь.

ABOUT THE AGE BY PALEONTOLOGICAL DATA OF THE BUGOTAK FORMATION IN THE KOLYVAN'-TOM' FOLDED ZONE

Aleksandr Yu. Yazikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-11-26, e-mail: YazikovAY@ipgg.sbras.ru

Nadezhda G. Izokh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

* Исследования выполнены при поддержке Программы Президиума РАН № 28. Авторы координируют свои исследования также с программами работ по проекту IGCP 596.

Valentina A. Shirokikh

Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Leading Engineer of the Laboratory of Petrology and ore-bearing magmatic formations, tel. (383)333-21-06, e-mail: lab02@igm.ru

Vladislav A. Kutolin

Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptyug Prospect, Doctor of Science, Senior Research Scientist of the Laboratory of Petrology and ore-bearing magmatic formations, tel. (383)333-21-06, e-mail: lab02@igm.ru

Conodonts *Icriodus expansus* Branson et Mehl were found in the lower part of the Bugotak Formation type section. They date the age of deposition as Late Givetian – Middle Frasnian. Obtained data substantially clarify the volume and stratigraphic position of the Bugotak Formation sedimentary-volcanogenic deposits in the composite Devonian section of the Kolyvan'-Tom' folded zone.

Key words: biostratigraphy, conodonts, Bugotak Formation, Middle and Upper Devonian, West Siberia.

Буготакская свита объединяет сложный по строению комплекс вулканогенно-осадочных девонских отложений и приурочена к краевой части Колывань-Томской складчатой зоны (КТСЗ), слагаая Буготакскую горст-антиклиналь северо-восточного простирания. Наиболее представительные разрезы свиты вскрыты в бассейнах р. Буготак и Изылы, на Буготакских сопках Тогучинского района Новосибирской области, в среднем течении р. Тальменки (Черепановский район), верховьях р. Коев (Искитимский район) и др. Доля вулканогенного материала в свите по некоторым оценкам [1] превышает 75 %, а для пород свиты характерно расщепление и процессы зеленокаменного изменения, сопровождающиеся развитием хлорита, эпидота, тремолита, серицита, кальцита и рудной минерализации, что в значительной степени затрудняет проведение детальных биостратиграфических исследований и дешифровку стратиграфической последовательности отложений. Условно разрез буготакской свиты мощностью до 1800 м разделяется на три части, резко отличающиеся по вещественному составу [2].

В контексте настоящего сообщения особое внимание заслуживает нижняя часть свиты видимой мощностью до 400 м, вскрываемая по р. Буготак у с. Усть-Каменка. Преобладающие в составе этой части свиты миндалекаменные диабазовые порфириды, полевошпатовые порфириды, спилиты, их туфы и туфобрекчии интенсивно динамометаморфизованы. Обломочный материал в туфах и туфобрекчиях – эффузивы и известняки. Сильные зеленокаменные изменения привели к возникновению на их основе альбит-хлоритовых сланцев, они же проявляются и в осадочных породах. Последние образуют маломощные (10–30 м мощностью) пачки в этой части разреза. Осадочные породы содержат обломки диабазовых порфиритов [2] и являются, по-видимому, туфопесчаниками и туфоалевролитами, среди которых иногда встречаются прослои органично-обломочных (криноидных) известняков.

Именно в поле выходов рассматриваемых отложений правого берега р. Буготак, ниже моста в дер. Усть-Каменка (рис. 1), из блоков известняков на террасе реки сотрудами лаборатории петрологии и рудоносности магматических формаций ИГМ СО РАН был произведен отбор проб на микрофаунистический анализ. При химической обработке этих образцов в одной пробе (№ 13/2) были выявлены конодонты вида *Icriodus expansus* Branson et Mehl, 1938 (рис. 1), встречающегося планетарно в стратиграфическом интервале от верхней части живетского яруса по франский ярус (зоны *hermanni* (верхний живет) – нижняя часть зоны *punctata* (базальные уровни среднего франа) в конодонтовом биоэональном стандарте [3]).

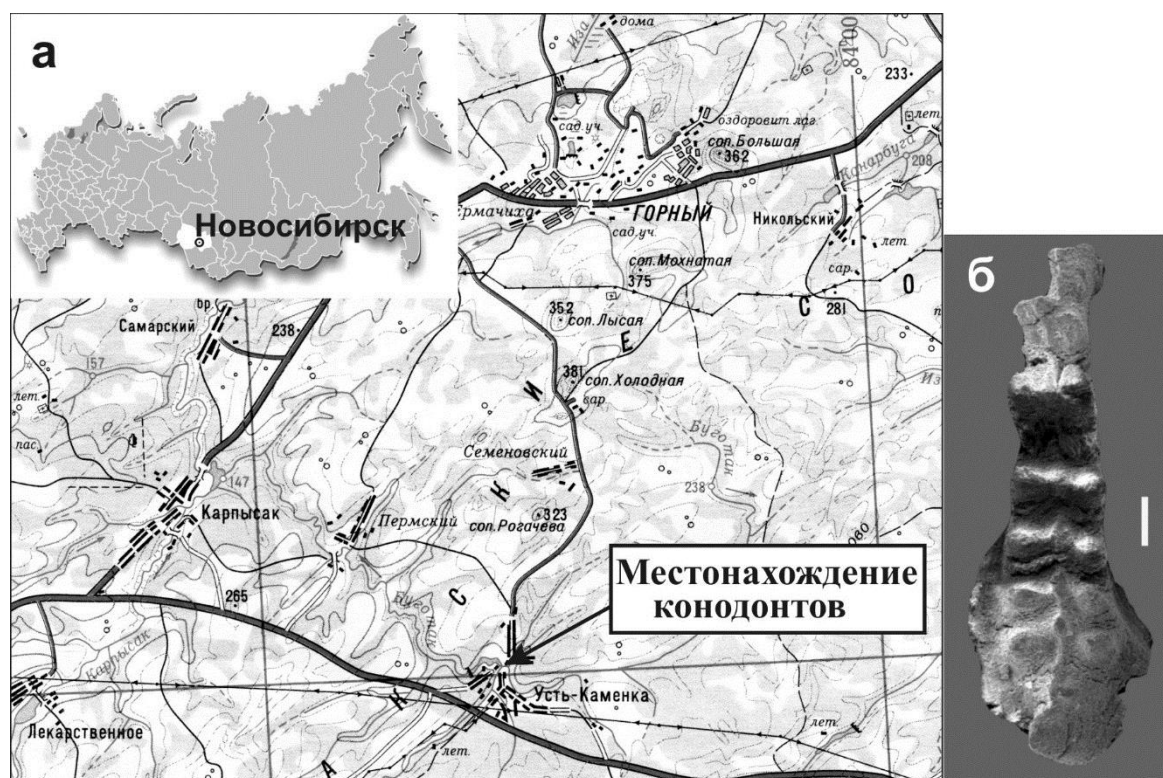


Рис. 1. Схема расположения известняков, опробованных на микрофауну (а) и *Icriodus expansus* Branson et Mehl, 1938 (б), масштабная линейка – 100 мкм

В унифицированной региональной стратиграфической схеме 1982 г., действующей до настоящего времени, отложения буготакской свиты КТСЗ были помещены в интервал девонского разреза, отвечающий интервалу верхнего эмса, эйфеля и живета Общей стратиграфической шкалы [4]. При этом в схеме отмечен условный характер сопоставления нижних стратиграфических уровней свиты. Полученные данные по конодонтам существенно уточняют временной диапазон формирования анализируемых отложений.

Поле распространения буготакской свиты с юго-востока и северо-запада ограничено крупными разрывными нарушениями, что затрудняет анализ контактов с нижележащими и перекрывающими отложениями. Тем не менее на ряде участков фиксируется трансгрессивное налегание на ее размытую поверх-

ность отложений нижнего франа. Это небольшой участок в 3,5 км от устья по р. Каменке (притоку р. Коев), где буготакскую свиту перекрывают отложения пачинской свиты, в нижней части разреза которой присутствует горизонт темно-серого рифогенного известняка мощностью 10 м, содержащего обломки и гальки известняков и альбитофиров, а также нижнефранские кораллы [2]. Близкие по облику взаимоотношения пачинской и буготакской свит зафиксированы во вскрытых канавах по р. Верх. Каракан в 3 км выше с. Урюпино [5]. Наиболее изученным тем не менее следует считать контакт буготакской свиты и перекрывающих ее терригенно-карбонатных отложений изылинских слоев по левому берегу р. Изылы выше с. Вассино Тогучинского района Новосибирской области. Здесь на нижних уровнях изылинских слоев обнаружен комплекс брахиопод зоны *Plicathyrus sibirica*. Несмотря на продолжающуюся дискуссию о возрасте изылинских слоев (ряд биостратиграфов считает, что они отвечают позднему живету [6, 7]), авторы настоящего сообщения при анализе изылинских ассоциаций брахиопод, остракод и конодонтов [8, 9] пришли к выводу об их раннефранском возрасте (поздняя половина раннего франа – начало среднего франа).

Таким образом, стратиграфический объем отложений буготакской свиты с учетом полученных данных по конодонтам нижней части свиты можно в значительной степени «сузить» до интервала верхний живет – нижний фран (ориентировочно зоны *hermanni* – *guanwushanensis* в конодонтовом биоэональном стандарте [10]). Следует отметить, что даже не располагая рассматриваемой датировкой по конодонтам, А.Ю. Язиков и Н.Г. Изох при разработке схемы расчленения девонских отложений Салаира и складчатого обрамления Кузбасса на основе иных критериев поместили буготакскую свиту в сводном разрезе девона практически на обозначенный стратиграфический уровень [11, 12]. Поразительно, но почти полвека назад А.Л. Матвеевская также пришла к выводу о том, что «эффузивная формация Буготакско-Митрофановской геоантиклинали имеет кратковременную историю формирования (по-видимому, неполный живетский ярус)» [13, с. 178]. Без сомнения, полученные выводы требуют дальнейших уточнений, а осадочные отложения буготакской свиты – продолжения биостратиграфических исследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сотников, В. И. Геодинамика, магматизм и металлогения Колывань–Томской складчатой зоны / В.И. Сотников, Г.С. Федосеев, Л.В. Кунгурцев и др.; науч. ред. д.г.-м.н. О.П. Иванов. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1999. - 227 с.
2. Васютинская Т.Ф., Михайловский Д.В. Геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Серия Кузбасская. Лист №-44-ХП: Объясн. зап. - М.: ГНТИ лит-ры по геологии и охране недр, 1963. - 116 с.
3. Narkiewicz, K., Bultynck, P. The Upper Givetian (Middle Devonian) *subterminus* conodont Zone in North America, Europe and North Africa // J. Paleontology, 84(4): 2010. - P. 588–625.

4. Решения Всесоюзного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем докембрия, палеозоя и четвертичной системы Средней Сибири. Новосибирск, 1979 г. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. - Ч. II: Средний и верхний палеозой. - 129 с.
5. Мисюк В.Д., Казеннов А.И. Геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Серия Кузбасская. Лист №-44-XVII: Объясн. зап. - М.: Недра, 1979. - 99 с.
6. Родыгин С.А. Конодонты пограничных образований среднего и верхнего девона Южной Сибири / С.А. Родыгин // Региональная стратиграфия позднего докембрия и палеозоя Сибири: сб. науч. тр. под ред. В.И. Краснова. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2013. - С. 136–140.
7. Перегоедов Л.Г. Брахиоподы изылинских и вассинских слоев среднего-верхнего девона стратотипического разреза по р. Изылы) / Л.Г. Перегоедов // Региональная стратиграфия позднего докембрия и палеозоя Сибири: сб. науч. тр. под ред. В.И. Краснова. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2013. - С. 156–167.
8. Брахиоподы, остракоды и конодонты изылинского горизонта (верхний девон окраин Кузнецкого бассейна) / А. Ю. Язиков, Н. К. Бахарев, Н. Г. Изох, Т. А. Щербаненко // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012. VIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых» : сб. материалов в 2 т. (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.). – Новосибирск: СГГА, 2012. Т. 2. – С. 47–50.
9. Язиков А.Ю. Био- и литостратиграфическая характеристика изылинского горизонта (девон, западная окраина Кузнецкого бассейна) / А.Ю. Язиков, Н.К. Бахарев, Н.Г. Изох, С.В. Сараев, О.А. Родина, Т.А. Щербаненко // Региональная стратиграфия позднего докембрия и палеозоя Сибири: сб. науч. тр. под ред. В.И. Краснова. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2013. - С. 146–155.
10. Becker R.T. The Devonian Period / R. T. Becker, F.M. Gradstein, O. Hammer // The Geologic Time Scale 2012. 2-volume set. Elsevier Science Ltd. - 2012. - P. 559–601.
11. Язиков А. Ю., Изох Н. Г. Кризисы экосистем в нижнем и среднем девоне Салаира // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 8–18 апреля 2014 г.). – Новосибирск: СГГА, 2014. Т. 1. – С. 241–244..
12. Язиков А.Ю. Биостратиграфия девона Салаира / А.Ю. Язиков, Н.Г. Изох // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири: матер. 1-й науч.-практ. конф Т. 1 - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2014. - С. 254–258.
13. Матвеевская А.Л. Герцинские прогибы Обь-Зайсанской геосинклинальной системы и ее обрамления / А.Л. Матвеевская. - М.: Наука, 1969. - 286 с.

© А. Ю. Язиков, Н. Г. Изох, В. А. Широких, В. А. Кутолин, 2015

БРАХИОПОДЫ, КОНОДОНТЫ И АММОНОИДЕИ В ЭМС-ЭЙФЕЛЬСКИХ СТРАТОТИПИЧЕСКИХ РАЗРЕЗАХ САЛАИРА*

Александр Юрьевич Язиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-11-26, e-mail: YazikovAY@ipgg.sbras.ru

Надежда Георгиевна Изох

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

Евгений Сергеевич Соболев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя, e-mail: SobolevES@ipgg.sbras.ru

В стратотипических разрезах эмских и эйфельских отложений Салаира выявлено 6 стратиграфических уровней с аммоноидеями, 8 зональных комплексов конодонтов и практически непрерывная последовательная смена ассоциаций брахиопод. Приводится стратиграфическое распространение наиболее важных зональных таксонов.

Ключевые слова: биостратиграфия, брахиоподы, конодонты, аммоноидеи, эмс, эйфель, девон, Салаир.

BRACHIOPODS, CONODONTS AND AMMONOIDS FROM THE EMSIAN-EIFELIAN STRATOTYPE SECTIONS OF SALAIR

Aleksandr Yu. Yazikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-11-26, e-mail: YazikovAY@ipgg.sbras.ru

Nadezhda G. Izokh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.sbras.ru

Evgeny S. Sobolev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptuyug Prospect, Ph. D., Senior Research Scientist of the Laboratory of Mesozoic Paleontology and Stratigraphy, e-mail: SobolevES@ipgg.sbras.ru

* Исследования выполнены при поддержке Программы Президиума РАН № 2. Авторы координируют свои исследования также с программами работ по проекту IGCP 596.

Six stratigraphic levels with ammonoids, eight zonal assemblages of conodonts and almost continuous succession of brachiopods associations were revealed from the Emsian-Eifelian strato-type sections of Salair. The stratigraphic ranges of the most important zonal taxa are presented.

Key words: biostratigraphy, brachiopods, conodonts, ammonoids, Emsian, Eifelian, Devonian, Salair.

Интенсивные литолого-биостратиграфические исследования девонских отложений восточного склона Салаира продолжаются уже более 100 лет. За это время в регионе были изучены практически все группы фауны, благодаря чему девонские разрезы Салаира полноправно обрели статус стратотипических для всей Средней Сибири, а разработанные на их основе схемы расчленения получили всеобщее признание не только в нашей стране [1], но и за рубежом [2]. Тем не менее уже в новейшее время авторами был получен целый ряд данных, существенно уточняющих, а на ряде уровней кардинально меняющих представления о стратиграфической последовательности девонских отложений восточного склона Салаира. Прежде всего это справедливо в отношении эмс-эйфельского интервала разреза.

Упразднение беловского горизонта [3, 4], пересмотр взаимоотношений акарачкинских, сафоновских и керлегешских слоев [5, 6], неоднозначность в понимании объемов ряда региональных стратиграфических подразделений разными авторами и трактовки позиции в разрезе отдельных местонахождений фауны [7] поставили задачу разработки новой стратиграфической основы для отложений эмса и эйфеля Салаира.

Каркас новой стратиграфической схемы, включающей рассматриваемый стратиграфический интервал, авторами был предложен в 2014 г. [6, 8, 9]. Безусловно, предлагаемый вариант расчленения эмс-эйфельских отложений Салаира является «рабочим» и выдвинут для всестороннего обсуждения и модернизации. Следует отметить, тем не менее, что в основе предложенной схемы лежит обширный, оригинальный фактический материал прежде всего по трем наиболее важным в биостратиграфическом отношении группам фауны: брахиоподам, конодонтам и аммоноидеям (рис. 1). Брахиоподы обеспечили идентификацию всех региональных стратиграфических подразделений, а конодонты и аммоноидеи позволили осуществить непосредственное сопоставление включающих их отложений с подразделениями Международной стратиграфической шкалы [10].

В сводном разрезе эмс-эйфельских отложений Салаира брахиоподы представлены практически непрерывной сменой разновозрастных и разнофациальных ассоциаций, суммарно включающих более чем 300 видов. Конодонтами охарактеризованы почти все карбонатные уровни анализируемого стратиграфического интервала, что дало возможность выявить 8 (из 11) зональных комплексов стандартной конодонтовой шкалы [10]. Аммоноидеи обнаружены на 6 стратиграфических уровнях эмс-эйфельского интервала разреза и принадлежат пяти «стандартным» зонам [11].

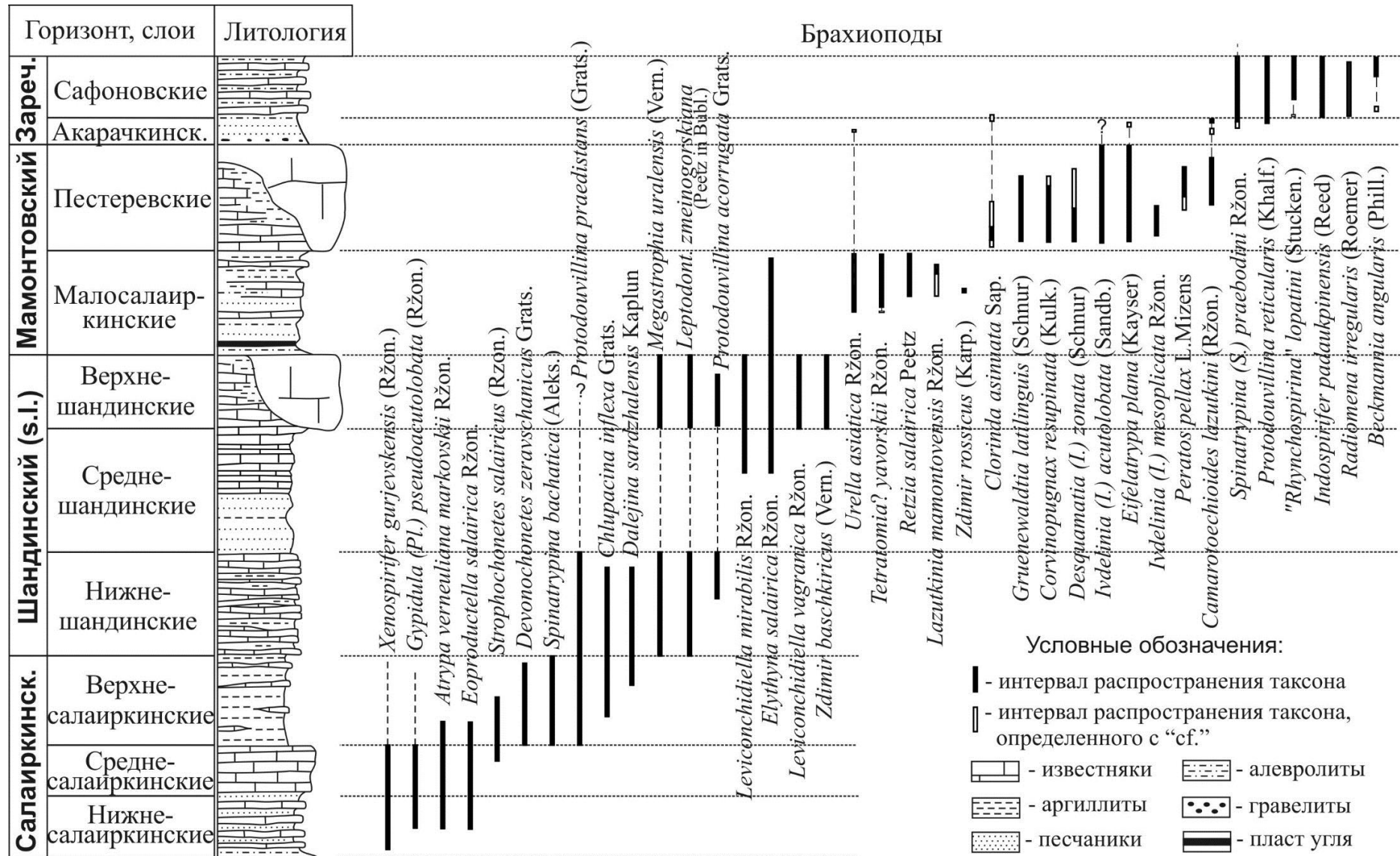


Рис. 1. Стратиграфическое распространение брахиопод, конодентов и аммоноидей в сводном разрезе эмс-эйфельских отложений восточного склона Салаира

Таким образом, по степени палеонтологической изученности рассматриваемые разрезы Салаира продолжают подтверждать статус «эталонных» для всей Средней Сибири. Данные по стратиграфическому распространению наиболее значимых таксонов брахиопод, конодонтов и аммоноидей (рис. 1) приводятся впервые.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решения Всесоюзного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем докембрия, палеозоя и четвертичной системы Средней Сибири. Новосибирск, 1979 г. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. - Ч. II: Средний и верхний палеозой. - 129 с.
2. Yolkin E.A. Devonian standard boundaries within the shelf belt of the Siberian Old Continent (South of the Western Siberia, Mongolia, Russian Far East) and in the South Tien Shan / E.A. Yolkin, R.T. Gratsianova, N.G. Izokh, A.Yu. Yazikov, N.K. Bakharev, R.E. Alekseeva, M.V. Erina, A.I. Kim, R.E. Shishkina // *Cour. Forsch.-Inst. Senckenberg, Frankfurt-am-Maine*. - 2000. - V. 225. - P. 303–318.
3. Изох Н.Г., Бахарев Н.К., Язиков А.Ю. Конодонты Беловского горизонта (нижний девон, Северо-Восточный Салаир) // *Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012. VIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых» : сб. материалов в 2 т. (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.)*. – Новосибирск: СГГА, 2012. Т. 1. – С. 124–126.
4. Изох Н.Г., Язиков А.Ю., Бахарев Н.К. Возраст беловского горизонта (девон) Северо-Восточного Салаира по конодонтам // *Палеонтология и стратиграфические границы: Материалы LVIII сессии Палеонтологического общества при РАН (2–6 апреля 2012 г., Санкт-Петербург)*. - СПб., 2012. - С. 58–59.
5. Язиков А.Ю., Изох Н.Г., Соболев Е.С. Взаимоотношения акарачкинского, сафоновского и керлегешского «горизонтов» среднего девона Салаира // *Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири: матер. 1-й науч.-практ. конф. Т. 1*. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2014б. - С. 250–254.
6. Язиков А.Ю. Брахиоподы и биостратиграфия среднего девона складчатого обрамления Кузнецкого бассейна: Автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук. - Новосибирск, 2014. - 19 с.
7. Язиков А.Ю., Бахарев Н.К. О смещении комплексов брахиопод шандинских и пестеревских известняков Салаира // *Материалы III Всероссийского совещания «Палеозой России: региональная стратиграфия, палеонтология, гео- и биособытия» (Санкт-Петербург, 24–28 сентября 2012 г.)*. - СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2012. - С. 276–277.
8. Язиков А.Ю. Биостратиграфия девона Салаира / А.Ю. Язиков, Н.Г. Изох // *Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири: матер. 1-й науч.-практ. конф. Т. 1*. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2014. - С. 254–258.
9. Язиков А.Ю. Кризисы экосистем в нижнем и среднем девоне Салаира / А.Ю. Язиков, Н.Г. Изох // *Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» : сб. материалов в 4 т. (Новосибирск, 8–18 апреля 2014 г.)*. – Новосибирск: СГГА, 2014. Т. 1. – С. 241–244.
10. Becker, R.T. The Devonian Period / R.T. Becker, F.M. Gradstein, O. Hammer // *The Geologic Time Scale 2012. 2-volume set*. Elsevier Science Ltd. - 2012. - P. 559–601.
11. Becker R.T. Devonian ammonoid zones and their correlation with established series and stage boundaries/ R.T. Becker, M.R. House // *Cour. Forsch.-Inst. Senckenb. Bd. 220*. - 2000. - P. 113–151.

© А. Ю. Язиков, Н. Г. Изох, Е. С. Соболев, 2015

НЕФТЕГАЗОВЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИЧЕСКОГО СЕКТОРА

Ирина Германовна Яценко

Институт химии нефти СО РАН, 634021, Россия, г. Томск, пр. Академический, 4, кандидат геолого-минералогических наук, заведующая лабораторией «Научно-исследовательский информационный центр с музеем нефтей», тел. (3822)49-18-11, e-mail: sric@ipc.tsc.ru

Галина Владимировна Нестерова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории электромагнитных полей, тел. (383)330-49-53, e-mail: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

Проведен сравнительный анализ физико-химических свойств нефтей Североамериканского, Скандинавского и Российского секторов Арктики. Анализ распределения запасов нефтей по арктической территории и акватории показал, что Российский сектор гораздо богаче нефтяными запасами, чем Североамериканский и Скандинавский. Проведен сравнительный анализ физико-химических свойств тяжелых и вязких нефтей России в Арктической зоне.

Ключевые слова: Арктика, нефтегазовые ресурсы, физико-химические свойства нефти, сера, парафины, смолы, асфальтены.

OIL-GAS RESOURCES OF ARCTIC SECTOR

Irina G. Yashchenko

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, 634021, Russia, Tomsk, 4 Akademichesky Prospect, Ph. D., Head of the Laboratory, tel. (3822)49-18-11, e-mail: sric@ipc.tsc.ru

Galina V. Nesterova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect, Ph. D., Senior Researcher of the Laboratory of Electromagnetic fields, tel. (383)330-49-53, email: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

The comparative analysis is of the physic-chemical properties of oil of the North American sector, Scandinavian sector and Russian sector of Arctic. Analysis of the distribution of oil reserves in the Arctic territories and shelf zone showed that the Russia zone is much richer than the oil reserves of the North American sector and Scandinavian sector. A comparative analysis of the physic-chemical properties of heavy and viscous oils Russia in Arctic territories.

Key words: Arctic, oil-gas resources, physic and chemical properties oil, sulfur, waxes, resins, asphaltenes.

Интерес, проявляемый сегодня арктическими (Россия, США, Канада, Норвегия и Дания от имени Гренландии) и неарктическими государствами к освоению природных ресурсов Арктики, огромен [1–4]. В минерально-сырьевой базе Арктики выделяют главную в ресурсно-экономическом отношении группу полезных ископаемых – углеводороды (УВ). Целью работы является сравнитель-

ный анализ физико-химических свойств нефтей Североамериканского, Скандинавского и Российского секторов Арктики. Территория Арктической зоны с границами секторов и с наложением карты нефтегазоносного районирования представлена на рис. 1. Россия занимает одно из ведущих мест в мире среди арктических стран по своим запасам нефтегазового сырья. В табл. 1 приведены данные о количестве месторождений и доли ресурсов в каждом из рассматриваемых секторов Арктики – Североамериканском, Скандинавском и Российском. Информация о количестве месторождений основана на сведениях из базы данных по химии нефти Института химии нефти СО РАН [5].



Рис. 1. Карта расположения углеводородных ресурсов в Арктике

Таблица 1

Распределение количества месторождений и ресурсов углеводородов по территории Арктической зоны

Арктическая зона	Нефтегазоносные бассейны	Количество месторождений УВ	Доля ресурсов УВ, %
Североамериканский сектор	Арктического склона Аляски, Бофорта, Западно-Канадский, Прибрадорский, Сведруп	165	18,50
Скандинавский сектор	Западно-Шотландский, Норвежско-морской, Хаттон, Центрально-Европейский, Шетландско-Фарерский	91	8,30
Российский сектор	Анадырско-Наваринский, Баренцево-Карский, Восточно-Арктический, Енисейско-Анабарский, Западно-Сибирский, Лено-Вилуйский, Лено-Тунгусский, Пенжинский, Притихоокеанский, Тимано-Печорский, Усть-Индибирский, Южно-Чукотский	731	73,20

Как видно из табл. 1, количество месторождений в Российском секторе превышает количества месторождений в Североамериканском и Скандинавском секторах в 4 и 8 раз соответственно. Доля российских ресурсов УВ также велика и составляет почти 3/4 мировых арктических ресурсов.

Данные об изменении показателей физико-химических свойств арктических нефтей территории того или иного сектора приведены в табл. 2, в которой в скобках приведены диапазоны изменения показателей. Статистический анализ данных табл. 2 показывает, что средние значения показателей отличаются и обнаруживают особенности изменения на территориях рассматриваемых секторов Арктической зоны, а именно: нефти, приуроченные к территории Североамериканского сектора, по сравнению с нефтями Скандинавского и Российского секторов являются самыми тяжелыми, содержат значительно больше серы, асфальтенов (на порядок и более) и меньше парафинов. Нефти Российского сектора отличаются тем, что в среднем относятся к классу легких, но в то же время характеризуются высокой вязкостью и высоким содержанием тяжелых металлов, особенно никеля. Нефти Скандинавского сектора являются наиболее качественными – средней плотности, маловязкие, с наименьшим содержанием серы, асфальтенов и металлов, но повышенным содержанием парафинов.

Таблица 2

Физико-химические свойства нефтей Арктической зоны

Показатель	Североамериканский сектор	Скандинавский сектор	Российский сектор
Плотность, г/см ³	0,8839 (0,7600÷0,9660)	0,8471 (0,5430÷1,0006)	0,8374 (0,5430÷1,0006)
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	31,93 (0,45÷129,00)	7,89 (0,75÷22,66)	397,48 (0,10÷55617,58)
Вязкость при 50 °С, мм ² /с	29,71 (1,26÷83,00)	5,54 (3,04÷10,90)	16,49 (0,30÷131,00)
Содержание серы, мас. %	0,89 (0,01÷2,60)	0,36 (0,02÷1,00)	0,62 (0,01÷9,16)
Содержание парафинов, мас. %	1,26 (0,10÷4,18)	5,82(1,60÷9,00)	4,94 (0,01÷43,60)
Содержание асфальтенов, мас. %	11,17 (0,40÷32,00)	0,48(0,19÷1,00)	1,56 (0,01÷31,68)
Газосодержание, м ³ /т	119,62 (30,30÷292,50)	187,45 (74,90÷300,00)	137,45 (1,25÷1670,00)
Содержание ванадия, мас. %	0,0039 (0,00003÷0,0061)	0,0002 (0,00001÷0,0008)	0,0039 (0,00003÷0,049)
Содержание никеля, мас. %	0,0014 (0,00005÷0,0022)	0,0001 (0,00007÷0,0008)	0,0066 (0,00001÷0,4454)

Российская Арктическая зона, в соответствии с нормативными документами, включает часть Республики Саха (Якутия), регионы Мурманской и Архангельской областей, архипелаг Новая Земля Архангельской области, территории Таймырского, Ненецкого, Ямало-Ненецкого и Чукотского АО, части Республики Карелии и Республики Коми, а также земли и острова и прилегающие к ним внутренние морские воды, территориальное море и континентальный шельф (рис. 1). Общая площадь этой зоны превышает 30 % территории России [3].

Российская Арктика является регионом особых геополитических, экономических, оборонных, научных и социально-экономических интересов Российской Федерации. Арктическая зона России – это последний (после новых районов и новых нефтегазовых комплексов Западной и Восточной Сибири) крупный

нефтегазовый резерв государства, требующий очень серьезной подготовки в ближайшие 10–15 лет. Оценка перспектив нефтегазоносности территорий и акваторий Российской Арктики приведена в табл. 3.

Как видно из табл. 3, роль ресурсов УВ Российской Арктики в общем балансе топливно-энергетических ресурсов страны столь велика, что в дальнейшем без их освоения страна не сможет успешно существовать и развиваться. В то же время нефти обширных северных и восточных территорий и акваторий северных морей, являясь территориями со сложными горно-геологическими условиями в районах распространения вечной мерзлоты, являются трудноизвлекаемыми.

Таблица 3

Ресурсы углеводородов территории и акватории Российской Арктики [2]

Территории и акватории	Начальные извлекаемые ресурсы нефти, конденсата, газа попутного и свободного				
	Нефть, млрд. т	Газ попутный, млрд. м ³	Газ свободный, трлн. м ³	Конденсат, млн. т	Всего УВ, млрд. т
Территории	51,2	2876,0	94,6	1378,0	150,1
Акватории	19,4	2553,8	107,6	6325,2	135,7
Всего	70,6	5429,8	202,2	7703,2	286,0

Особо следует сказать о больших запасах тяжелых и вязких нефтей Арктики. Эти нефти могут оказаться весьма эффективными для производства арктических масел и дорожных битумов [2]. Таковыми являются нефти уникальных и крупных по своим запасам месторождений: Русское, Северо-Комсомольское, Новопортовское, Комсомольское, Вынгапуровское, Западно-Мессояхское, Тазовское в Западно-Сибирском бассейне, Наульское, Ярегское, Медыньское-Море, Приразломное, Сюрхаратинское, Торавейское в Тимано-Печорском бассейне, Оленекское в Лено-Тунгусском бассейне и т. д. [5, 6]. Как видно из табл. 4, физико-химические свойства тяжелых нефтей в зависимости от вязкости имеют значимые отличия в содержании парафинов, асфальтенов и тяжелых металлов, но в то же время являются среднесернистыми, среднесмолистыми, обеднены содержанием нефтяного газа.

Оценка перспектив нефтегазоносности Российской Арктики требует значительных уточнений и корректировок, т.к. геолого-геофизическая изученность северных территорий и акваторий очень низкая. По мнению специалистов, оценка ресурсов нефти Российского сектора может быть гораздо выше и может быть сопоставима с ресурсами бассейнов Ближнего Востока [2]. Об этом может свидетельствовать открытие в Карском море компанией Роснефть уникального месторождения Победа. По результатам комплекса исследований проб пластовых флюидов, бурового шлама и образцов керна, выполненного ОАО «ТомскНИПИнефть», подтверждены прогнозные оценки качества нефти. Эта сверхлегкая нефть и превосходит эталонную нефть марки Brent. Установлено, что плотность нефти составляет 0,808–0,814 г/см³. При этом массовое содержание серы в нефти месторождения Победа составляет всего 0,02. Кроме того, эта нефть характеризуется высоким выходом светлых фракций – 60–70 % и низким содержанием смол – 1,5 %.

**Физико-химические свойства тяжелых нефтей
с различной вязкостью Российской Арктики**

Показатель	Тяжелые нефти (плотность более 0,88 г/см ³)	
	Вязкие (вязкость при 20 °С более 35 мм ² /с)	Мало- и средневязкие (вязкость при 20 °С менее 35 мм ² /с)
Плотность, г/см ³	0,9237	0,9080
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	939,19	19,63
Вязкость при 50 °С, мм ² /с	63,69	8,70
Содержание серы, мас. %	1,68	1,48
Содержание парафинов, мас. %	3,50	2,17
Содержание смол, мас. %	9,66	7,46
Содержание асфальтенов, мас. %	4,12	1,45
Газосодержание, м ³ /т	25,22	38,15
Содержание ванадия, мас. %	0,0033	0,0160
Содержание никеля, мас. %	0,0179	-

Таким образом, показано, что по объемам запасов нефти и газа Арктическая зона России гораздо богаче нефтегазоносных территорий других зон Арктики. Российская Арктика – регион особых интересов России, регион концентрации всех аспектов национальной безопасности, в том числе ресурсного, с главной составляющей – углеводородами, что и определяет особую актуальность и значимость исследований условий залегания углеводородного сырья, его физико-химических и геохимических свойств для разработки новых технологий добычи, транспортировки и переработки в экологически сложных районах территории и акватории Арктики.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Асхабов А.М., Бурцев И.Н., Кузнецов С.К., Тимонина Н.Н. Арктический вектор геологических исследований: нефтегазовые и минерально-сырьевые ресурсы // Вестник Института геологии Коми НЦ Уро РАН. - 2014. - № 9. - С. 3–10.
2. Конторович А.Э. Энергоресурсы Российского сектора Арктики, главные направления и методы их освоения // Научно-технические проблемы освоения Арктики. Научная сессия Общего собрания членов РАН 16 декабря 2014 г. / Российская академия наук. - М.: Наука, 2014. - С. 31–39.
3. Бортников Н.С. Стратегические минеральные ресурсы российской Арктики и проблемы их освоения // Научно-технические проблемы освоения Арктики. Научная сессия Общего собрания членов РАН 16 декабря 2014 г. / Российская академия наук. - М.: Наука, 2014. - С. 40–47.
4. Каминский В.Д., Супруненко О.И., Смирнов А.Н. Минерально-сырьевые ресурсы арктической континентальной окраины России и перспективы их освоения // Арктика. Экология и экономика. - 2014. - № 3. - С. 52–61.
5. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / Под ред. А.А. Новикова. - Томск: В-Спектр, 2014. - 154 с.
6. Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Heavy oils: Regularities of spatial distribution // Neftyanoe Khozyaistvo. Oil Industry. - 2006. - № 2. - P. 110–113.

© И. Г. Яценко, Г. В. Нестерова, 2015

ОБЗОР АТИРИДИД (БРАХИОПОД) ИЗ НИЖНЕЙ ЧАСТИ СТРАТОТИПИЧЕСКИХ ВЫХОДОВ ИЗЫЛИНСКИХ СЛОЕВ (ДЕВОН, ЗАПАДНАЯ ОКРАИНА КУЗНЕЦКОГО БАСЕЙНА)*

Татьяна Александровна Щербаненко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: ShcherbanenkoTA@ipgg.sbras.ru

Изучены брахиоподы отряда Athyridida из нижней части изылинских слоев. Определены 4 вида: *Athyris concentrica* Buch, *Plicathyris sibirica* (V. Khalf.), *Anathyris tschernyshewi* Khalfin, *Athyris isilensis* Rzon., nom.nud. Приведены краткие описания таксонов.

Ключевые слова: брахиоподы, атирииды, изылинские слои, девон, Кузнецкий бассейн.

REVIEW OF ATHYRIDIDA (BRACHIOPODS) FROM THE LOWER PART OF STRATOTYPE FOR IZLY BEDS (DEVONIAN, WEST MARGIN OF KUZNETSK BASIN)

Tatyana A. Shcherbanenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, 3 Koptug Prospect Junior Research Scientist of the Laboratory of Paleozoic Paleontology and Stratigraphy, tel. (383)333-24-31, e-mail: ShcherbanenkoTA@ipgg.sbras.ru

Brachiopods of order Athyridida from the lower part of stratotype section for the Izyly Beds were investigated. 4 species were identified: *Athyris concentrica* Buch, *Plicathyris sibirica* (V. Khalf.), *Anathyris tschernyshewi* Khalfin and *Athyris isilensis* Rzon., nom.nud. Short taxa descriptions have been done.

Key words: brachiopods, athyridids, Izyly Beds, Devonian, Kuznetsk Basin.

Атирииды играют определяющую роль в расчленении франских отложений складчатого обрамления Кузбасса. Они явились основой для составления зональной шкалы по брахиоподам. Нижнефранские отложения характеризует межрегиональная зона *Anathyris phalaena supraphalaena*, а верхнефранские – *Anathyrella monstrem* [1]. Для изылинских слоев характерным видом-индексом принят вид *Plicathyris sibirica* (V. Khalf.).

Стратиграфическое положение и статус изылинских слоев до сих пор остается дискуссионным. Ряд специалистов помещает их в верхнеживетскую часть девонского разреза Колывань-Томской складчатой зоны [2, 3]. Однако группа биостратиграфов ИНГГ СО РАН на основе анализа новейших данных пришла к выводу о раннефранском (поздняя фаза раннего франа) возрасте изылинских слоев [4, 5, 6].

* Работа выполнена при поддержке Программы Президиума РАН «Биосфера» и Интеграционного проекта СО РАН – УрО РАН. Автор координирует свои исследования с программами работ по проекту 596 IGCP.

Изучение брахиопод из разреза изылинских слоев (рис. 1) в последние 60 лет неоднократно производилось палеонтологами различных организаций [1, 2, 3, 7], в том числе и автором совместно с сотрудниками ИНГГ СО РАН [4, 5, 6].

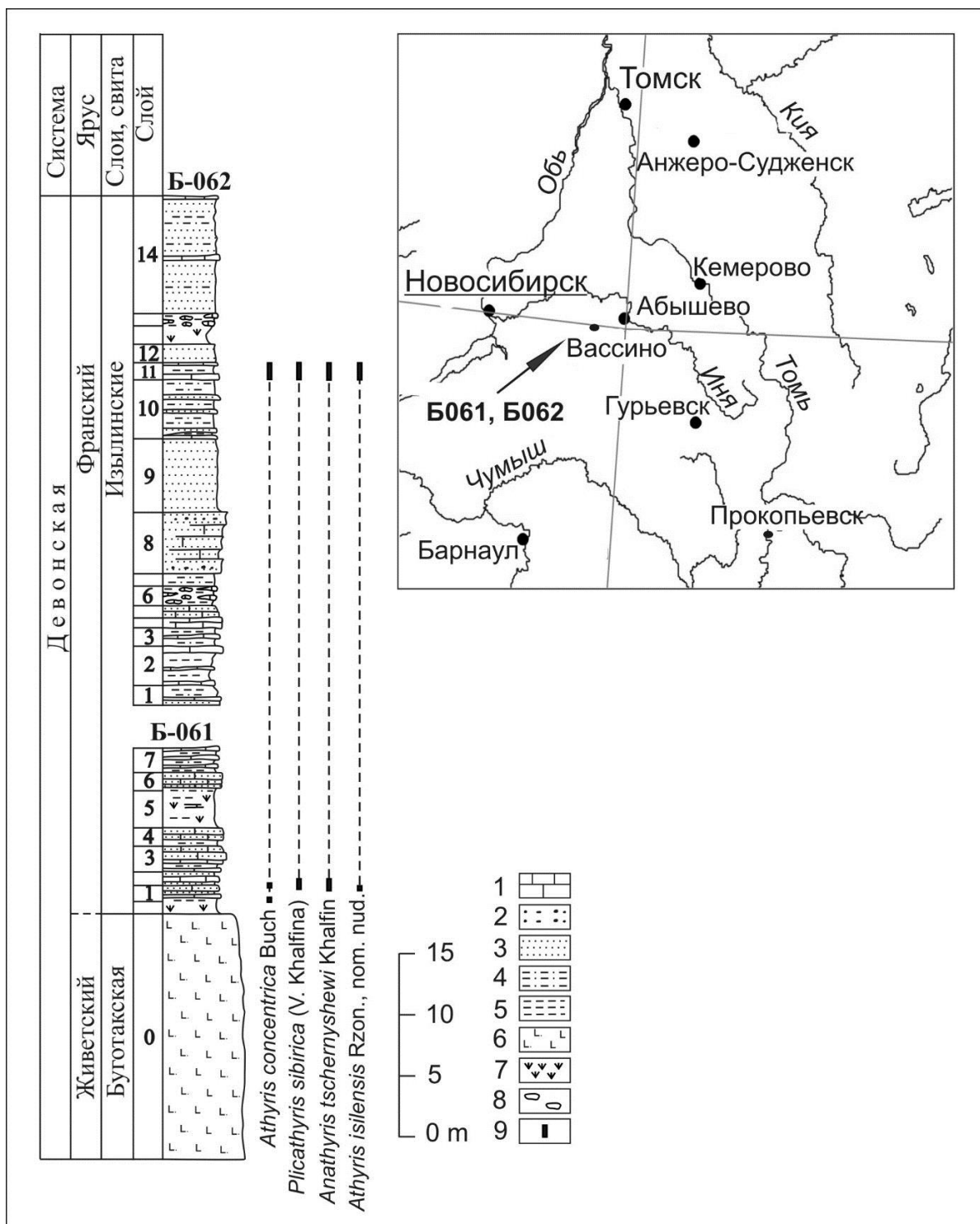


Рис. 1. Местонахождение анализируемых атиридид в сводном разрезе нижней части изылинских слоев

1 – известняки; 2 – гравелиты; 3 – песчаники; 4 – алевролиты; 5 – аргиллиты; 6 – андезибазальты, трахибазальты, базальты; 7 – задернованный интервал; 8 – линзы; 9 – интервал распространения таксона [7]

Тем не менее в целом ряде публикаций [3, 8] отмечалась необходимость ревизии верхнедевонских атиридид окраин Кузнецкого бассейна.

В работе использованы детальные описания серии разрезов левого берега р. Изылы, выполненные Н.К. Бахаревым в 2006 г. и С.В. Сараевым в 2009 г. Объектом исследования, рассматриваемым в настоящем сообщении, явились атиридиды из нижней части стратотипических выходов изылинских слоев – разрезов Б061, Б062 [6] по р. Изылы, в 1,5 км выше д. Вассино Новосибирской области. Брахиоподы из указанных выше разрезов собраны автором в полевые сезоны 2006 и 2009 гг., а также А.Ю. Языковым, Н.К. Бахаревым и Н.Г. Изох в 2011 г.

В анализируемой коллекции, состоящей из более чем 200 целых экземпляров, диагностированы представители родов *Athyris*, *Plicathyris* и *Anathyris*. В соответствии с новейшей систематикой брахиопод [9] они принадлежат двум подсемействам:

Order ATHYRIDIDA Boucot, Johnson, & Staton, 1964
Suborder ATHYRIDIDINA Boucot, Johnson, & Staton, 1964
Superfamily ATHYRIDOIDEA Davidson, 1881
Family ATHYRIDIDAE Davidson, 1881
Subfamily ATHYRIDINAE Davidson, 1881
Athyris M'Coy, 1844
Subfamily PLICATHYRIDINAE Alvarez, 1990
Plicathyris Khalfin, 1946
Anathyris Peetz, 1901

По морфологическим признакам ассоциацию изылинских атиридид можно четко разделить на четыре группы.

К первой группе относятся изометричные раковины от мелких до средних (макс. длина = 31 мм, макс. ширина = 31 мм), с коротким замочным краем, с синусом на брюшной створке, начинающимся от макушки в виде узкой борозды и значительно расширяющимся с середины длины створки к переднему краю, и выступом на спинной створке, начинающимся с середины длины раковины к переднему краю. Это представители космополитного вида *Athyris concentrica* Buch. В нашей коллекции представители этого вида насчитываются в количестве 80 экземпляров разных возрастных стадий.

Вторая группа – легко диагностируемый вид с характерным пальчатым очертанием раковины благодаря наличию 4 ребер на каждой створке. На брюшной створке синус, и по бокам синуса по одному ребру с каждой стороны. Согласно диагнозу *Plicathyris sibirica* (Khalfina), у брахиопод этого вида «Спинная створка выглядит совершенно так же, как брюшная, только вдавленность, соответствующая синусу, несколько мельче» [10, с. 485], однако в нашей коллекции на спинной створке присутствует седло с бороздой разной степени развития: от узкой до широкой, в последнем случае седло имеет вид синуса. Раковина от средней до большой, вытянутая до поперечной, замочная линия почти прямая, гораздо короче максимальной ширины, находящейся в 1/3 от переднего края. Макушка брюшной створки хорошо выражена. *Plicathyris sibirica*

(Khalfina) – зональный вид изылинских слоев. В коллекции присутствует 41 экземпляр различных стадий онтогенеза.

Третью группу на 90 % выборки составляют целые раковины *Anathyris tschernyshewi* Khalfin удовлетворительной сохранности, с фрагментарно представленным раковинным слоем, несущим концентрическую скульптуру. Часты раковины со следами постседиментационного повреждения, сдавливания. Сохранность материала не всегда позволяет определить важный диагностический признак – борозду на возвышении, а также степень угловатости складок, ограничивающих синус и седло.

Раковины средних (20–30 мм) до крупных размеров (макс. 35 мм в ширину), от изометричных до поперечновытянутых, овально-субпентагональной формы, двояковыпуклые, с округлыми ушками и парасулькатной комиссурой (лобный край раковины имеет выступ на спинной створке, и по бокам от него располагаются дополнительные складки, образующие изгибы в сторону брюшной створки). Замочный край от слабо изогнутого у молодых и взрослых особей до длинного, чуть меньше максимальной ширины, в геронтической стадии. Максимальная ширина – посредине длины раковины. На брюшной створке синус начинается от макушки, значительно расширяется к переднему краю, составляя от трети до половины его ширины. По дну синуса проходит узкая борозда, придающая синусу угловатый вид в поперечном профиле. Борозда заметна только на раковинах хорошей сохранности. На спинной створке синус всегда с бороздой, и это является видоспецифичным признаком, отличающий рассматриваемый таксон от *Anathyris helmerseni* Buch, который имеет синус на спинной створке. Внутри брюшной створки наблюдаются зубные пластины. Коллекция представителей этого вида насчитывает 35 экземпляров.

Четвертую группу составляют представители рода *Athyris* M'Coу. Раковины среднего размера, удлинённые, двояковыпуклые, с брюшной створкой более выпуклой, чем спинной. Макушка брюшной створки выдающаяся, нависает над замочным краем и над макушкой спинной створки. На брюшной створке – синус, начинающийся от макушки и постепенно расширяющийся к переднему краю, с бороздой на дне и угловатыми боковыми краями. Синус заканчивается язычком. На спинной створке – хорошо развитое с середины длины створки седло. Можно предположить, что это часто употребляемый [1, 2, 3] *poenopodium* – *Athyris isilensis* Rzon. Однако на данный момент в коллекции недостаточно материала (15 экз.) хорошей сохранности для полноценного описания автором рассматриваемого таксона.

Таким образом, анализ морфологически сходных атиридид изылинских слоев позволил идентифицировать представителей 4 видов: *Athyris concentrica* Buch, *Plicathyris sibirica* (V. Khalf.), *Anathyris tschernyshewi* Khalfin, *Athyris isilensis* Rzon., nom. nud.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ржонсницкая М.А. Биостратиграфия девона окраин Кузнецкого бассейна. Т. I. Стратиграфия. - Л.: Недра, 1968. - 287 с.

2. Типовые разрезы пограничных отложений среднего и верхнего девона, франского и фаменского ярусов окраин кузнецкого бассейна // V выездная сессия комиссии МСК по девонской системе: материалы / В.А. Краснов, М.А. Ржонсницкая, Я.М. Гутак. - Новосибирск: СНИИГиМС, 1992. - 136 с.
3. Перегоедов Л.Г. Брахиоподы изылинских и вассинских слоев среднего-верхнего девона стратотипического разреза по р. Изылы // Региональная стратиграфия докембрия и палеозоя Сибири: сб. науч. тр. / Под. ред. В.И. Краснова. - Новосибирск: СНИИГиМС, 2013. - С. 156–167.
4. Язиков А.Ю., Брахиоподы, остракоды и конодонты изылинского горизонта (верхний девон окраин Кузнецкого бассейна) / А.Ю. Язиков, Н.К. Бахарев, Н.Г. Изох, Т.А. Щербаненко // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012. VIII Междунар. науч. конгр.: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых»: сб. материалов в 2 т. (Новосибирск, 10–12 апреля 2012 г.). – Новосибирск: СГГА, 2012. – Т. 2. – С. 47–50.
5. Язиков А.Ю. Возраст изылинского горизонта (девон, окраины Кузнецкого бассейна) по палеонтологическим данным / А.Ю. Язиков, Н.К. Бахарев, Н.Г. Изох, Т.А. Щербаненко // Палеонтология и стратиграфические границы: матер. LVIII сес. палеонт. о-ва РАН. - СПб.: Петербург, 2012. - С. 158–159.
6. Язиков А.Ю., Бахарев Н.К., Изох Н.Г., Сараев С.В., Родина О.А., Щербаненко Т.А. Био- и литостратиграфическая характеристика изылинского горизонта (девон, западная окраина Кузнецкого бассейна). Региональная стратиграфия докембрия и палеозоя Сибири: сб. науч. тр. / Под. ред. В.И. Краснова. - Новосибирск: СНИИГиМС, 2013. - С. 146–155.
7. Modzalevskaya T.L., Alvarez F., Rzhonsnitskaya M.A. Evolution, migration and biogeography of the plicathyridine brachiopods with a revision of Devonian faunas from the Kuznetsk Basin, Russia // Memoirs of the Association of Australasian Palaeontologists. - 2013. - № 44. - P. 27–52.
8. Грацианова Р.Т., Дагис А.С. Морфология и вопросы систематики некоторых девонских атиридид Западной Сибири // Морфология и систематика беспозвоночных фанерозоя. - М.: Наука, 1983. - С. 15–27.
9. Alvarez F., Rong J.Y., Athyridida. Treatise on invertebrate paleontology. Part H. Brachiopoda. Vol. 4 (revised). /Eds. Kaesler, R.L. - Geological Society of America, Boulder and University of Kansas Press, Lawrence, 2002. - P. 1475–1601.
10. Халфина В.К. О верхнедевонской фауне с. Яя-Петропавловского (Кузбасс) // I конф. по изучению производительных сил Сибири: тр. - 1940. - Т. II. - С. 475–500.

© Т. А. Щербаненко, 2015

СОДЕРЖАНИЕ

1. <i>А. Ю. Белоносов, С. А. Моисеев, А. М. Фомин, А. Е. Кудрявцев.</i> Геолого-геохимическая модель западного (III) блока Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения	3
2. <i>Л. С. Борисова.</i> Геохимические особенности распределения асфальтовых компонентов среднеюрских нефтей Западной Сибири.....	8
3. <i>Е. В. Борисов.</i> Геологическое строение Гольчихинской свиты западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба.....	13
4. <i>И. В. Вараксина, Е. М. Хабаров.</i> Особенности формирования пустотного пространства в карбонатных отложениях венда центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы	18
5. <i>Е. А. Гладышев.</i> Нижнеюрские резервуары Ямальской НГО (строение, качество, перспективы).....	23
6. <i>Л. А. Глинских, Б. Л. Никитенко.</i> Фораминиферовая зона Trochammina aff. praesquamata (средняя юра) как межрегиональный корреляционный репер (Сибирь – Русская платформа)	28
7. <i>И. А. Губин.</i> Влияние литологии и характера насыщения на акустические свойства апт-сеноманских пластов на примере геофизического месторождения	33
8. <i>Е. В. Зайчикова.</i> Верхнеюрские комплексы фораминифер юга Западной Сибири (Сильгинский структурно-фациальный район)	38
9. <i>Н. П. Запивалов.</i> Реабилитационные циклы – основа эффективного нефтяного недропользования	43
10. <i>О. Н. Злобина, А. П. Родченко.</i> Литолого-геохимическая характеристика Гольчихинской свиты в разрезе скважины Пайяхская 4 (Гыданский фациальный район, север Средней Сибири).....	48
11. <i>О. В. Золотова.</i> Литолого-фациальное моделирование верхнеюрских отложений на юге Тюменской области.....	54
12. <i>Н. Г. Изох, А. Ю. Языков.</i> Первые находки раннекаменноугольных конодонтов в Горловском бассейне (Новосибирская область)	59
13. <i>Н. Г. Изох, А. Ю. Языков.</i> Новые данные о возрасте известняков Шипуновского мраморного карьера (окрестности г. Искитима Новосибирской области)	63
14. <i>Л. Н. Константинова, С. А. Моисеев.</i> Строение вендского нефтегазоносного комплекса на юго-западе Камовского свода	68
15. <i>В. А. Конторович, И. А. Губин, М. В. Соловьев, В. В. Лапковский.</i> Сейсмогеологическая характеристика и перспективы нефтегазоносности неопротерозойско-палеозойских отложений побережья моря Лаптевых (Республика Саха, Якутия)	73

16. В. А. Конторович, Л. М. Калинина, Д. В. Аюнова, А. Ю. Калинин, М. С. Канаков, К. И. Канакова, Е. С. Сурикова. Палеозой Западной Сибири: региональная модель геологического строения и нефтегазоносность.....	79
17. Е. Н. Кузнецова. Неантиклинальные ловушки в рифей-вендских отложениях зоны сочленения Присаяно-Енисейской синеклизы и Ангара-Ленской ступени (Желдонская зона).....	84
18. А. Р. Курчиков, В. Н. Бородкин, А. С. Недосекин, В. И. Самитова. Предложения к направлениям поисково-разведочных работ в пределах юго-восточной части Уренгойского мегавала	89
19. П. С. Лапин. Вихревые движения в деятельности процессов рельефообразования в Западной Сибири.....	95
20. Л. К. Левчук, Л. Г. Вакуленко, А. Г. Замирайлова. Микропалеонтологическая и литофациальная характеристика верхнеюрских отложений юго-восточной части Западной Сибири (скв. Восток 1, 3)	100
21. С. А. Моисеев, Е. Н. Кузнецова, В. А. Топешко. Трудноизвлекаемые запасы карбонатного комплекса венда и нижнего кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы.....	105
22. С. А. Моисеев, А. О. Гордеева, Л. Н. Константинова, Е. Н. Кузнецова, М. Ю. Скузоватов, В. А. Топешко, А. М. Фомин. Ранжирование территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции по типам флюида и плотностям ресурсов УВ.....	110
23. А. Ю. Нехаев, В. А. Маринов, А. Е. Игольников. Новый разрез Балагачанской свиты (нижний мел) Нордвикской зоны.....	115
24. Б. Л. Никитенко, В. Г. Князев, Е. Б. Пещевицкая, Л. А. Глинских, А. С. Алифиров. Результаты комплексных стратиграфических исследований верхней юры побережья моря Лаптевых	120
25. Д. А. Новиков. Основные черты гидрогеохимии Арктики.....	125
26. Н. В. Первухина. История формирования антиклинальных ловушек и залежей нефти и газа в продуктивном пласте Ю ₂ Бованенковского, Новопортовского и Уренгойского месторождений.....	130
27. Е. А. Потапова. Решение задачи построения литолого-фациальной карты в пределах юго-восточного склона Среднемессояхского вала с целью прогноза перспективных объектов	135
28. Я. В. Садыкова. Гидрогеология полуострова Гыдан.....	140
29. С. В. Сараев, Ю. Ф. Филиппов. Доюрские магматические комплексы Предъенисейского осадочного бассейна на юго-востоке Западной Сибири.....	145
30. Н. В. Сенников, О. Т. Обут, Н. Г. Изох. Новые данные по стратиграфическому расчленению ордовикских отложений Тывы	150
31. Н. В. Сенников, А. Ю. Язиков, О. Т. Обут, Н. Г. Изох, Р. А. Хабibuлина, Т. А. Щербаненко, Е. Л. Попова. Характерные особенности этапов формирования позднеордовикских, силурийских и девонских рифогенных сооружений в Алтае-Салаирских палеобассейнах	156

32. <i>К. В. Сесь.</i> Структура гидродинамического поля Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения	162
33. <i>М. Ю. Скузоватов.</i> Методические приемы комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при оценке перспектив газоносности вендских терригенных горизонтов Ангаро-Ленской ступени	167
34. <i>А. Ф. Сухорукова.</i> Состояние изученности криопэгов в арктической зоне Сибири	172
35. <i>А. А. Сюрин, А. Л. Бейзель, Г. Г. Шемин.</i> Новая харампурская свита верхнеюрских отложений севера Западной Сибири	177
36. <i>Р. И. Тимшанов, С. А. Шешуков, О. С. Мартынов.</i> Выделение геодинамически активных зон путем геоморфологического анализа дневной поверхности и оценка их флюидопроводимости по геохимическим данным	182
37. <i>А. Н. Фомин, К. В. Долженко.</i> Глубинная зональность катагенеза органического вещества в юрско-меловых отложениях на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба	187
38. <i>М. А. Фомин, С. А. Моисеев, А. М. Фомин.</i> Очаги возможной генерации природных битумов Оленекского месторождения	192
39. <i>И. В. Хазина, Г. Г. Русанов, Л. Б. Хазин, О. Б. Кузьмина.</i> Палинологическая и микропалеонтологическая характеристика кайнозойских отложений, вскрытых СКВ. 1 В Уймонской котловине Горного Алтая	197
40. <i>Г. Г. Шемин.</i> Перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров юрского нефтегазоносного комплекса севера Западной Сибири и акватории Карского моря	202
41. <i>А. В. Ядренкин.</i> Закономерности распределения полиморфинид (foraminifera) в норийских отложениях о. Котельный (архипелаг Новосибирские острова)	207
42. <i>А. Ю. Языков, Н. Г. Изох, В. А. Широких, В. А. Кутолин.</i> О возрасте Буготакской свиты Колывань-Томской складчатой зоны по палеонтологическим данным	212
43. <i>А. Ю. Языков, Н. Г. Изох, Е. С. Соболев.</i> Брахиоподы, конодонты и аммоноидеи в эмс-эйфельских стратотипических разрезах Салаира	217
44. <i>И. Г. Яценко, Г. В. Нестерова.</i> Нефтегазовые ресурсы Арктического сектора	222
45. <i>Т. А. Щербаненко.</i> Обзор атиридид (брахиопод) из нижней части стратотипических выходов Изылинских слоев (девон, западная окраина Кузнецкого бассейна)	227

CONTENTS

1. Yu. Belonosov, S. A. Moiseev, A. M. Fomin, A. E. Kudryavcev. The geological-geochemical model of the western block of the (III) Tas-Juryakh oil-gas-condensate field.....	3
2. L. S. Borisova Geochemical peculiarities of distribution of asphaltenes in the middle jurassic oils of West Siberia.....	8
3. E. V. Borisov. Geological structure of the Golchikha formation in the western Yenisei-Khatanga regional trough	13
4. V. Varaksina, E. M. Khabarov. The specificity of formation of pore space in the vendian carbonate deposits, the central part of the Nepa-Botuoba anteklise.....	18
5. E. A. Gladyshev. Lower jurassic reservoir of Yamal OGA (structure, quality, prospects)	23
6. L. A. Glinskikh, B. L. Nikitenko. Foraminiferal zone Trochammina aff. praesquamata (middle jurassic) as interregional correlation level (Siberia – Russian platform)	28
7. A. Gubin. The influence of lithology and saturation on acoustic properties of the Aptian-Cenomanian sediments by the example of geophysical oil field	33
8. E. V. Zaychikova. Upper jurassic foraminiferal assemblages in the south West Siberia (Silginsky region).....	38
9. N. P. Zapivalov. Rehabilitation cycles as the basis of efficient use of the oil resources.....	43
10. O. N. Zlobina, A. P. Rodchenko. Lithological-geochemical characteristics of the Golchihinskaya formation in the section of the Payachsky hole 4 (Gydansky facial area, northerh Middle Siberia).....	48
11. O. V. Zolotova. Lithofacies modeling of the upper jurassic deposits in the south of the Tyumen region.....	54
12. N. G. Izokh, A. Yu. Yazikov. The first findings of the early carboniferous conodonts in Gorlovo basin (Novosibirsk region).....	59
13. N. G. Izokh, A. Yu. Yazikov. New data on the age of limestones from the Shipunovo marble quarry (vicinity of Iskitim town, Novosibirsk region).....	63
14. L. N. Konstantinova, S. A. Moiseev. Structure of the vendian oil and gas complex in the southwest of the Kamo arch	68
15. V. A. Kontorovich, I. A. Gubin, M. V. Solovjev, V. V. Lapkovsky. Seismic-geological characteristics and prospects of hydrocarbon potential of the neoproterozoic-paleozoic sediments within the Laptev sea coast (Republic of Sakha, Yakutia).....	73

16. V. A. Kontorovich, L. M. Kalinina, D. V. Ayunova, A. Yu. Kalinin, M. S. Kanakov, K. I. Kanakova, E. S. Surikova. Paleozoic of the Western Siberia: regional model of geological structure and petroleum potential	79
17. E. N. Kuznetsova. Non-anticlinal traps in the riphean- Vendian sediments of the junction of the Prisayan-Yenisei syncline and Angara-Lena bench (Zheldonskaya area).....	84
18. A. R. Kurchikov, V. N. Borodkin, A. S. Nedosekin, V. I. Samitova. Offers about organization of exploration works in the limit of south-eastern part of Urengoiskiy megalithic bank	89
19. P. S. Lapin. Vortex motion in the activities of the processes of relief formation in Western Siberia	95
20. L. K. Levchuk, L. G. Vakulenko, A. G. Zamirailova. Micropaleontological and lithofacies characteristics of upper jurassic deposits of the south-eastern part of Western Siberia (bore Vostok 1, 3).....	100
21. S. A. Moiseev, E. N. Kuznetsova, V. A. Topeshko. Hard-to-recover reserves of the vendian and lower cambrian carbonate complex of the Nepa-Botuobiya antecline.....	105
22. S. A. Moiseev, A. J. Gordeeva, L. N. Konstantinova, E. N. Kuznetsova, M. Yu. Skuzovatov, V. A. Topeshko, A. M. Fomin. Ranking of the area of the Lena-Tuhguska petroleum province by fluid types and density of the resources	110
23. A. Yu. Nekhaev, V. A. Marinov, A. E. Igolnikov. A new section of the Balagachan formation (lower cretaceous) Nordvik area.....	115
24. A. L. Nikitenko, V. G. Knyazev, E. B. Pestchevitskaya, L. A. Glinskih, A. S. Alifirov. Results of comprehensive stratigraphic studies of the upper jurassic of the Laptev sea coast	120
25. A. A. Novikov. Key features of the Arctic hydrogeochemistry	125
26. N. V. Pervukhina The history of the formation of anticlinal traps and oil and gas in the reservoir J ₂ Bovanenkovskoye, Novoportovskoye and Urengoy fields	130
27. E. A. Potapova. Building of lithological and facies map of the south-east slope of Sredne-Messoyakhskiy swell in order to predict prospective targets	135
28. Y. V. Sadykova. Hydrogeological structure of Gydan peninsula	140
29. S. V. Saraev, Yu. F. Filippov. Pre-jurassic magmatic complexes of the Pre-Yenisey sedimentary basin in the south-east of Western Siberia	145
30. N. V. Sennikov, O. T. Obut, N. G. Izokh. New data on ordovician stratigraphic units of Tuva	150
31. N. V. Sennikov, A. Yu. Yazikov, O. T. Obut, N. G. Izokh, R. A. Khabibulina, T. A. Shcherbanenko, E. L. Popova. Peculiarities and stages in formation of reefs in ordovician, silurian and devonian Altai-Salair paleobasins	156

32. K. V. Ses. Structure of hydrodynamic regime of the Bovanenkovo oil and gas condensate field.....	162
33. M. Yu. Skuzovatov. Methodological approaches for geological and geophysical data complex interpretation in evaluation of petroleum potential of Angara-Lena step vendian terrigenous horizons	167
34. A. F. Sukhorukova. Crypegs in Siberian arctic-state of knowledge	172
35. A. Syurin, A. L. Beisel, G. G. Shemin. New kharampurskaya suite of the upper jurassic in the north of West Siberia	177
36. R. I. Timshanov, S. A. Sheshuko, O. S. Martynov. Identification of geodynamic active zones by geomorphological analysis of the earth's surface and evaluation of their conductivity based on geochemical data	182
37. A. N. Fomin, K. V. Dolzhenko. Depth zoning of organic matter maturity in jurassic-cretaceous sediments in the west of the Yenisei-Khatanga regional trough	187
38. M. A. Fomin, S. A. Moiseev, A. M. Fomin. Possible generation centers of the Olenek bitumen field	192
39. A. V. Khazina, G. G. Rusanov, L. B. Khazin, O. B. Kuzmina. Palynological and micropaleontological characteristic of cenozoic deposits of borehole 1 from Uimon basin of Altay Mountains	197
40. G. G. Shemin. Petroleum potential of the regional reservoirs of jurassic oil and gas complexes in northern Western Siberia and the Kara sea water area	202
41. A. V. Yadrenkin. Regularities of the distribution of polymorphinids (foraminifera) in norian deposits of the upper triassic of Kotelnii island (New Siberian islands).....	207
42. Yu. Yazikov, N. G. Izokh, V. A. Shirokikh, V. A. Kutolin. About the age by paleontological data of the Bugotak formation in the Kolyvan'-Tom' folded zone	212
43. Yu. Yazikov, N. G. Izokh, E. S. Sobolev. Brachiopods, conodonts and ammonoids from the emsian-eifelian stratotype sections of Salair.....	217
44. I. G. Yashchenko, G. V. Nesterova. Oil-gas resources of Arctic sector	222
45. T. A. Shcherbanenko. Review of athyridida (brachiopods) from the lower part of stratotype for Izyly beds (devonian, west margin of Kuznetsk basin).....	227

Научное издание

XI Международные научный конгресс и выставка

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2015

Международная научная конференция

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО. НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ГЕОЭКОЛОГИЯ

Т. 1

Сборник материалов

Материалы публикуются в авторской редакции

Компьютерная верстка *Л. Н. Шиловой*

Изд. лиц. ЛР № 020461 от 04.03.1997.

Подписано в печать 03.04.2015. Формат 60 × 84 1/16

Печать цифровая.

Усл. печ. л. 13,83. Тираж 100 экз. Заказ

Редакционно-издательский отдел СГУГиТ
630108, Новосибирск, 108, ул. Плеханова, 10.

Отпечатано в картопечатной лаборатории СГУГиТ
630108, Новосибирск, 108, ул. Плеханова, 8.