

УДК 553.981/982 (571.3)

DOI 10.41748/0016-7894-2023-6-41-65

Строение, состав, оценка качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности продуктивных карбонатных пластов венда и кембрия центральных и южных районов Сибирской платформы

© 2023 г. | Г.Г. Шемин¹, А.Г. Вахромеев², О.А. Смирнов³, А.С. Смирнов⁴, С.А. Моисеев¹, П.А. Глазырин^{1,5}, Е.В. Деев^{1,5}

¹ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; SheminGG@ipgg.sbras.ru; MoiseevSA@ipgg.sbras.ru;

²ФГБУН «Институт земной коры СО РАН», Иркутск, Россия; andrey_igp@mail.ru;

³ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия; smirnov.oa@gmail.com;

⁴ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия; SmirnovAS@vniigaz.gazprom.ru;

⁵ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», Новосибирск, Россия; glazyrinpa@ipgg.sbras.ru; deev@ngs.ru

Поступила 24.10.2023 г.

Доработана 30.10.2023 г.

Принята к печати 03.11.2023 г.

Ключевые слова: пласт; строение; состав; коллектор; пористость; проницаемость; залежь; месторождение; перспективы нефтегазоносности.

Аннотация: В статье впервые, применительно к центральному и южному районам Сибирской платформы, кратко изложены результаты комплексных исследований строения, состава, оценки качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности всех выделенных карбонатных пластов наиболее изученного подсолевого карбонатного (пласты B_{12} – B_{10} , B_5 , B_{4-3}) и менее изученного кембрийского галогенно-карбонатного (пласты B_1 , A_6 – A_1) комплексов. Показано, что, несмотря на сложность их строения, низкую эффективность выделения объектов поисково-разведочных работ, поскольку они в основном относятся к неантиклинальному типу, а также использования устаревших технологий при вскрытии и испытаний карбонатных пластов, они обладают достаточно высокими перспективами нефтегазоносности. Во всех пластах выявлена промышленная нефтегазоносность. В целом в этих отложениях обнаружено 90 залежей углеводородов, расположенных на 42 месторождениях. Спрогнозированы первоочередные объекты подготовки запасов нефти и газа. При современных методах проведения геолого-разведочных работ в рассматриваемых комплексах объем добычи углеводородного сырья может существенно вырасти до объемов терригенного комплекса венда рассматриваемого региона.

Для цитирования: Шемин Г.Г., Вахромеев А.Г., Смирнов О.А., Смирнов А.С., Моисеев С.А., Глазырин П.А., Деев Е.В. Строение, состав, оценка качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности продуктивных карбонатных пластов венда и кембрия центральных и южных районов Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 41–65. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-6-41-65.

Vendian and Cambrian carbonate pay intervals in central and southern regions of Siberian Platform: architecture, composition, assessment of reservoir quality and petroleum potential

© 2023 | G.G. Shemin¹, A.G. Vakhromeev², O.A. Smirnov³, A.S. Smirnov⁴, S.A. Moiseev¹, P.A. Glazyrin^{1,5}, E.V. Deev^{1,5}

¹The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; SheminGG@ipgg.sbras.ru; MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

²Institute of the Earth's Crust SB RAS, Irkutsk, Russia; andrey_igp@mail.ru;

³LLC "Ingeoservice", Tyumen, Russia; smirnov.oa@gmail.com;

⁴Gazprom VNIIGAZ, Tyumen, Russia; SmirnovAS@vniigaz.gazprom.ru

⁵Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; glazyrinpa@ipgg.sbras.ru; deev@ngs.ru

Received 24.10.2023

Revised 30.10.2023

Accepted for publication 03.11.2023

Key words: formation; structure; composition; reservoir; porosity; permeability; accumulation; pool; field; petroleum potential.

Abstract: With respect to the central and southern regions of the Siberian Platform, the authors for the first time briefly discuss the results of integrated studies of architecture, composition, assessment of reservoir quality and petroleum potential of all the carbonate formations identified within the best investigated subsalt carbonate (B_{12} – B_{10} , B_5 , B_{4-3} beds) and less investigated halogenic-carbonate (B_1 , A_6 – A_1 beds) sequences. The authors show that, despite their complicated structure, low efficiency of exploration target determination (since they are mainly of non-anticline type), as well as outdated technologies of carbonate formations drilling-in and testing, they have rather high petroleum potential. Commercial oil and

gas occurrence was revealed in all the formations. A total of 90 hydrocarbon accumulations have been discovered in these sediments situated in 42 fields. The priority targets for preparing oil and gas reserves were predicted. Using modern geological exploration techniques in the sequences under consideration can significantly increase the amount of hydrocarbon production up to the volumes typical of the terrigenous Vendian sequence within the region under consideration.

For citation: Shemin G.G., Vakhrameev A.G., Smirnov O.A., Smirnov A.S., Moiseev S.A., Glazyrin P.A., Deev E.V. Vendian and Cambrian carbonate pay intervals in central and southern regions of Siberian Platform: architecture, composition, assessment of reservoir quality and petroleum potential. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(6):41–65. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-6-41-65. In Russ.

Введение

В центральных и южных районах Сибирской платформы, включающих Непско-Ботуобинскую, Байкитскую антеклизы, Ангаро-Ленскую ступень, Предпатомский региональный прогиб и Кантагскую седловину, основным продуктивным комплексом по подготовке запасов и добычи УВ-сырья являются вендские терригенные отложения. Вышезалегающие венд-кембрийские карбонатные и галогенно-карбонатные образования также обладают высокими прогнозными ресурсами УВ, но их освоение сдерживается сложностью строения, низкой эффективностью выделения объектов поисково-разведочных работ, поскольку они в основном относятся к неантиклинальному типу, а также использованием устаревших технологий при вскрытии и испытании карбонатных пластов.

Тем не менее результаты выполненных нефтегазопроисловых работ подтверждают представление о высоких перспективах их нефтегазоносности на территории рассматриваемого региона. Во всех выделенных пластах подсолевого вендского карбонатного комплекса (B_{12} , B_{11} , B_{10} , B_5 , B_{3-4}) и 7 карбонатных пластах кембрийских галогенно-карбонатных отложений (B , A_6-A_1) подготовлены промышленные запасы нефти и газа и конденсата на 42 месторождениях, содержащих 90 залежей УВ (рис. 1, табл. 1). Только в наиболее изученном геолого-разведочными работами Непском своде, осложняющем Непско-Ботуобинскую антеклизу, суммарные запасы УВ по категориям $A + B + C_2$ этих отложений составляют 3400 млн т усл. УВ, а извлекаемые — 837 млн т усл. УВ.

Различные аспекты изучения коллекторов: состава, характеристик их фильтрационно-емкостных свойств, условий образований и оценки перспектив нефтегазоносности отмеченных отложений приведены в работах многих исследователей: В.Е. Бакина, Ю.И. Буддо, В.А. Ващенко, В.Н. Воробьева, Т.И. Гуровой, Н.Е. Гузиной, О.В. Донн, М.А. Жарикова, Н.Л. Иванова, В.Н. Карасева, В.С. Карпышева, К.С. Кондриной, И.Н. Комаровой, В.Н. Коркинской, В.Г. Кузнецова, Л.М. Курылева, Н.В. Мельникова, Т.В. Одинцовой, М.М. Потловой, Я.К. Писарчик, М.В. Степановой, Л.С. Черновой, Э.И. Чечеля, С.Г. Шашина, Г.Г. Шемина и многих других. В настоящей статье впервые для огромного региона Сибирской платформы кратко изложены результаты комплексных исследований строения, состава, оценки качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности всех выделенных продуктивных карбонатных пластов венда и кембрия.

Краткие сведения о методике и результатах детальной корреляции венд-кембрийских отложений. Стратиграфическое положение карбонатных пластов

При корреляции венд-кембрийских отложений рассматриваемого региона использовались ранее разработанные комплексы литолого-стратиграфических и циклостратиграфических методов [1, 2]. В этих образованиях уверенно опознаются в разрезе и прослеживаются по латерали сменяющие друг друга комплексы терригенных, карбонатных и галогенно-карбонатных пород, образующих регоциклиты, которые в общем виде соответствуют свитам и подсвитам. Регоциклиты в свою очередь подразделяются на циклиты более низкого порядка. Среди них наиболее четко выражены в разрезах и уверенно прослеживаются по площади циклически построенные пачки (зональные циклиты), которые использовались в качестве литостратонов при корреляции венд-кембрийских терригенных, карбонатных и галогенно-карбонатных отложений.

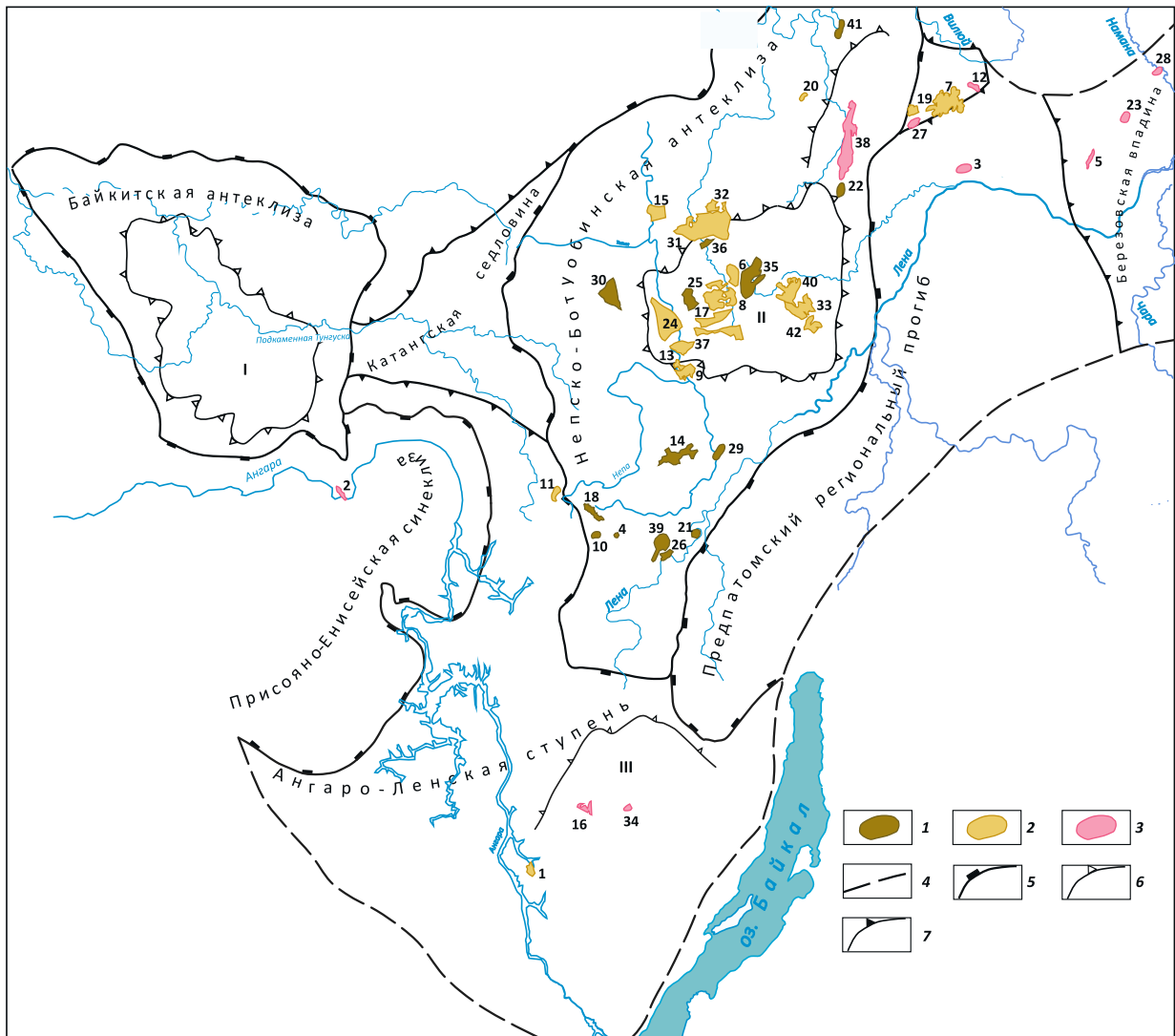
При расчленении и корреляции отложений использовался следующий фактический материал: комплекс каротажных диаграмм КС, ПС, ГК, НГК и описание кернa скважин. Корреляция отложений осуществлялась с использованием правил последовательности залегания пачек и прослеживания этой последовательности на разрезах, изменения их толщин в соответствии с изменением этого показателя местных стратиграфических подразделений (свит, подсвит, стратиграфических горизонтов).

В терригенных разрезах венда в качестве основного признака выделения циклитов выступает направленность изменения их гранулометрического состава — от аргиллитов до гравелитов, расположенных в упорядоченном ряду. Полный ряд терригенных пород применительно к исследуемым разрезам обычно состоит из 3–5 разностей пород: аргиллит, алевролит, песчаник; аргиллит, глинистый алевролит, алевролит, алевролит песчаный и песчаник.

В галогенно-карбонатных и сульфатно-карбонатных разрезах венда и кембрия в качестве основного признака выделения циклитов выступает последовательность отбора солей от менее растворимых (карбонатов) к более растворимым (хлоридам). Полный ряд галогенно-карбонатных пород применительно к рассматриваемым разрезам состоит из семи разностей: доломит, доломит ангидритистый, доломит ангидритовый, доломитоангидрит, ангидрит, галит и сильвин.

Рис. 1. Карта расположения месторождений венд-нижнекембрийских карбонатных и галогенно-карбонатных отложений центральных и южных районов Сибирской платформы

Fig. 1. Location map of the fields in Vendian-Lower Cambrian carbonate and halogenic-carbonate deposits of central and southern regions of Siberian Platform



Месторождения УВ (1–3): 1 — нефтяные, 2 — нефтегазовые и газонефтяные, 3 — газовые и газоконденсатные; **контуры (4–7):** 4 — Сибирской платформы, 5 — надпорядковых структур, 6 — структур I порядка, 7 — седловин.

Положительные структуры: I — Комовский свод, II — Непский свод, III — Ковыктинский выступ.

Месторождения: 1 — Атовское, 2 — Берябинское, 3 — Бетинчинское, 4 — Большетирское, 5 — Бисахтакское, 6 — Вакунайское, 7 — Верхневилучанское, 8 — Верхнечонское, 9 — Верхнеичерское, 10 — Верхнетирское, 11 — Верхненепское, 12 — Вилуйско-Джербинское, 13 — Даниловское, 14 — Дулисьминское, 15 — Ербогаченское, 16 — Знаменское, 17 — Игнялинское, 18 — Ичединское, 19 — Иктехское, 20 — Кубалахское, 21 — Криволукское, 22 — Курунское, 23 — Кэдэргинское, 24 — им. Н. Лисовского, 25 — им. В.Б. Мазура, 26 — Марковское, 27 — им. Меньшакова, 28 — Мухтинское, 29 — Пилюдинское, 30 — Санарское, 31 — им. Савостьянова, 32 — им. Б. Синявского, 33 — Талаканское, 34 — Тутурское, 35 — Тымпучиканское, 36 — Северо-Вакунайское, 37 — Северо-Даниловское, 38 — Среднеботуобинское, 39 — Северо-Марковское, 40 — Северо-Талаканское, 41 — Сьюльдюкарское, 42 — Южно-Талаканское

HC fields (1–3): 1 — oil, 2 — oil and gas, gas and oil, 3 — gas and gas condensate; **outlines (4–7):** 4 — Siberian Platform, 5 — super-order structures, 6 — I-st order structures, 7 — saddles.

Positive structures: I — Komovsky arch, II — Nepsky arch, III — Kovyktinsky uplift.

Fields: 1 — Atovsky, 2 — Beryaninsky, 3 — Betinchinsky, 4 — Bol'shetirsky, 5 — Bysakhtakhsy, 6 — Vakunaisky, 7 — Verkhnevilyuchansky, 8 — Verkhnechonsky, 9 — Verkhneichersky, 10 — Verkhnetirsky, 11 — Verkhnenepsky, 12 — Vilyuysko-Dzherbinsky, 13 — Danilovsky, 14 — Dulis'minsky, 15 — Erbogachensky, 16 — Znamensky, 17 — Ignyalinsky, 18 — Ichedinsky, 19 — Iktekhsy, 20 — Kubalakhsky, 21 — Krivoluksky, 22 — Kurunsky, 23 — Kederginsky, 24 — N. Lisovsky, 25 — V.B. Mazur, 26 — V.B. Mazur, 27 — Men'shakova, 28 — Mukhtinsky, 29 — Pelyudinsky, 30 — Sanarsky, 31 — Savostyanov, 32 — B. Sinyavsky, 33 — Talakansky, 34 — Tutursky, 35 — Tympuchikansky, 36 — North Vakunaisky, 37 — North Danilovsky, 38 — Srednebotuobinsky, 39 — North Markovsky, 40 — North Talakansky, 41 — Syul'dyukarsky, 42 — South Talakansky



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Табл. 1. Распределение залежей УВ и фазового состава по продуктивным карбонатным пластам месторождений венд-кембрийских отложений центральных и южных районов Сибирской платформы

Tab. 1. Occurrence of HC accumulations and phase composition of Vendian-Cambrian carbonate reservoir beds in the fields of central and southern regions of Siberian Platform

Порядковый номер	Месторождения	Продуктивные пласты									
		Б ₁₀₋₁₁	Б ₅	Б _{3,4}	Б ₁	А ₆	А ₅	А ₄	А ₃	А ₂	А ₁
1	Атовское				Н			Г, ГК			
2	Берябинское							Г, ГК			
3	Бетинчинское		Г, ГК								
4	Большетирское				Н						
5	Бысахтахское	Г, ГК	Г, ГК	Г, ГК							
6	Вакунайское	НГ, ГН	Н		Г, ГК						
7	Верхневилучанское		ГК	Н							
8	Верхнечонское	Н			НГ, ГН						
9	Верхнеичерское		НГ, ГН								
10	Верхнетирское				Н						
11	Верхненепское	Г, ГК	Н		Н						
12	Вилуюско-Джербинское		ГК								
13	Даниловское	НГ, ГН	Н	Н							
14	Дулисьминское		Н	Н							
15	Ербогаченское	НГ, ГН		Н							
16	Знаменское					Г, ГК					
17	Игналинское	НГ, ГН	Н		Н						
18	Ичединское				Н						
19	Иктехское			НГ, ГН							
20	Кубалахское	НГ, ГН	НГ, ГН		НГ, ГН						
21	Криволукское				Н						
22	Курунское		Н		Н						
23	Кэдэргинское		Г, ГК						Г, ГК		Г, ГК
24	Им. Н. Лисовского	НГ, ГН		Н							
25	Им. В.Б. Мазура	Н	Н	Н	Н						
26	Марковское				Н						
27	Им. Меньшакова		Г, ГК								
28	Мухтинское							Г, ГК		Г, ГК	
29	Пилюдинское		Н		Н						
30	Санарское		Н	Н							
31	Им. Савостьянова	Н	НГ	ГК							
32	Им. Б. Синявского	Н		Н	Г, ГК						
33	Талаканский				НГ, ГН						
34	Тутурское								Г, ГК		
35	Тымпучиканское	Н	Н								
36	Северо-Вакунайское	Н									
37	Северо-Даниловское	Г, ГК	Н	Н	Н						
38	Среднеботуобинское				Г, ГК						
39	Северо-Марковское				Н						
40	Северо-Талаканское		НГ	НГ	НГ, ГН						
41	Сюльдюкарское							Н			
42	Южно-Талаканское		Н		НГ, ГН						

Залежи УВ: Н — нефтяные; НГ, ГН — нефтегазовые и газонефтяные; Г, ГК — газовые и газоконденсатные.

HC accumulations: Н — oil; НГ, ГН — oil and gas, gas and oil; Г, ГК — gas and gas condensate.

В нижней и средней частях венд-нижнекембрийских отложений на всей территории рассматриваемого региона выделено и прослежено 44 пачки циклического строения, из них: 23 — в непском терригенном горизонте (np-1–np-23); 8 — в даниловском карбонатном горизонте (dn-1–dn-8); 7 — в усольском (us-1–us-7) и 6 — в толбанском (tbl-1–tbl-6) галогенно-карбонатных горизонтов (рис. 2).

Верхняя часть рассматриваемых образований (отложения урицкого, олекминского, чарского, нанманского и зелеевского горизонтов) участками значительно дислоцирована и подвержена процессу выщелачивания каменной соли, поскольку находится в зоне вымывания солей поверхностными водами. Поэтому корреляция этих отложений осуществлена на уровне свит и подсвит (рис. 3).

Результаты вышерассмотренной корреляции венд-кембрийских отложений позволили уточнить стратиграфическое положение и проследить территории распространения продуктивных карбонатных пластов: B_{12} – B_{10} , B_5 – B_3 , B_1 ; A_6 – A_3 , A_{2-4} – A_{2-1} и A_1 .

Продуктивный карбонатный пласт B_{12} (чайкинский) впервые вскрыт одноименной скв. 279, которая расположена в юго-восточной части Непского свода, осложняющего Непско-Ботуобинскую антеклизу, на границе ее с Предпатомским региональным прогибом. Согласно выполненной корреляции, он является возрастным аналогом песчаного пласта V_{11} , залегающего в верхней части вендских терригенных отложений. Авторы статьи прогнозируют распространение этого карбонатного пласта в пограничной зоне, не изученной бурением и включающей смежные участки Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского регионального прогиба.

Продуктивный карбонатный пласт B_{11} (ербогаченский) залегают в основании тирского горизонта и впервые вскрыт одноименной скв. 200, расположенной в северо-восточной части Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы.

Продуктивные карбонатные пласты B_{10} (преображенский), B_5 – B_3 (усть-кутские) вендского карбонатного комплекса, повсеместно распространенные в пределах рассматриваемого региона, приурочены соответственно к пачкам dn-1, dn-7, dn-8.

Продуктивные карбонатные пласты B_1 (осинский), A_6 (балыхтинский), A_5 (христофоровский), A_4 (атовский) нижнекембрийского галогенно-карбонатного комплекса развиты на всей территории региона, приурочены к пачкам us-2, us-7, tbl-1, tbl-4.

Продуктивные карбонатные пласты A_3 (балыхтинский), A_{2-4} , A_{2-3} , A_{2-2} , A_{2-1} (бильчирские), A_1 (келорский), имеющие региональное и зональное распространение на территории рассматриваемого региона, приурочены к верхней части кембрийского галогенно-карбонатного комплекса.

Краткая характеристика строения, состава коллекторов и оценка перспектив нефтегазоносности продуктивных карбонатных пластов подсолевого венд-нижнекембрийского комплекса

Как отмечалось выше, в отложениях венд-кембрийского подсолевого комплекса выделяется шесть карбонатных продуктивных пластов: чайкинский (B_{12}), ербогаченский (B_{11}), преображенский (B_{10}) и усть-кутские (B_5 , B_{3-4}). Ниже приведена их краткая комплексная характеристика.

Чайкинский продуктивный карбонатный пласт (B_{12})

Чайкинский продуктивный карбонатный пласт впервые вскрыт одноименной скв. 279, которая расположена в юго-восточной части Непского свода, осложняющего Непско-Ботуобинскую антеклизу, на границе ее с Предпатомским региональным прогибом. Он залегают в средней части паршинской свиты в интервале глубин 1614–1630 м, являясь возрастным аналогом песчаного пласта V_{11} терригенных отложений венда. Этот пласт четко выделяется по комплексу ГИС среди вмещающих глинистых пород (рис. 4). Сложен он доломитами преимущественно органогенными, характеризующимися повышенной субвертикальной открытой трещиноватостью, значительной битуминозностью и высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Открытая пористость его изменяется от 8 до 18 %, проницаемость составляет $(19–775) \cdot 10^{-5}$ мкм². Тип коллекторов порово-трещинно-каверновый. Из пласта получены притоки газа (дебит 165,4 тыс. м³/сут) и конденсата (дебит 4–6 м³/сут) [3]. Несколько позже на Чайкинской площади пробурена одноименная скв. 367, которая также вскрыла однообразной карбонатный пласт.

Следовательно, на Чайкинской площади среди терригенного разреза венда впервые вскрыт карбонатный пласт B_{12} , характеризующийся самыми высокими фильтрационно-емкостными свойствами среди карбонатных продуктивных пластов венда и кембрия исследуемого региона. Его распространение авторы статьи прогнозируют в пограничных участках Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского регионального прогиба. В этом пласте на отмеченной территории могут быть выявлены крупные залежи УВ.

В настоящее время недропользователем Чайкинского лицензионного участка является ПАО «Сургутнефтегаз», которое осуществляет на его территории поисково-оценочные работы.

Ербогаченский продуктивный карбонатный пласт (B_{11})

Ербогаченский продуктивный пласт залегают в основании сокращенного сверху стратиграфического объема тирского регионального горизонта, распространенного только в северо-западной части Непского свода, в сводовой части раннее существовавшей Катангской антеклизы [2]. Впервые он

Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

1 — структурно-тектонические элементы (**1** — Непско-Ботубобинская антеклиза, **2** — Байкитская антеклиза, **3** — Предпатомский прогиб, **4** — Ангаро-Ленская ступень); **породы (2–8): 2** — доломиты, **3** — каменная соль, **4** — мергели, **5** — ангидритистые и ангидритовые, **6** — глинистые, **7** — засоленные, **8** — карбонатно-галогенные; **границы (9–12): 9** — свит, **10** — подсвит, **11** — пачек, **12** — продуктивных пластов; **13** — перерывы

1 — structural and tectonic elements (**1** — Nepsky-Botubobinsky anteclise, **2** — Baikitsky anteclise, **3** — Pre-Patomsky trough, **4** — Angaro-Lensky flat); **rocks (2–8): 2** — dolomite, **3** — halite, **4** — marl, **5** — anhydritic, **6** — argillaceous, **7** — saline, **8** — carbonate-halogenic; **boundaries (9–12): 9** — formations, **10** — members, **11** — series, **12** — reservoir beds; **13** — hiatus

вскрыт одноименной скв. 200 (рис. 5). Степень изученности геолого-разведочными работами пласта низкая. На территории его распространения, кроме вышеупомянутой скважины, пробурено еще несколько скважин в пределах двух месторождений: им. Севостьянова и им. Б. Синявского (см. рис. 1).

Пласт сложен преимущественно доломитами, микро-тонкозернистыми, реже мелкозернистыми, послойно ангидритистыми и магнезитоносными, трещиноватыми с незначительной примесью глинистого материала. Наиболее распространены органогенно-обломочные, биохемогенные и хемогенные генетические типы пород. В нижней части пласта доминируют хемогенные и биохемогенные доломиты, обогащенные органическими остатками (до 25 % объема пород). Вверх по разрезу они замещаются доломитами со строматолитовой структурой, послойно обогащенными магнезитом. Верхняя половина разреза пласта сложена хемогенными доломитами, послойно микрофитолитовыми, иногда глинистыми. Толщина пласта обычно составляет 10–30 м.

Коллекторы ербогаченского горизонта характеризуются пониженными и средними значениями фильтрационно-емкостных свойств. Пористость их изменяется от 5–6 до 12 %, проницаемость — $(0,1–25) \cdot 10^{-3}$ мкм².

В процессе проведения нефтегазопроисковых работ в рассматриваемом пласте выявлено три залежи УВ в пределах нефтегазовых месторождений Ербогаченского, им. Севостьянова и им. Б. Синявского. Учитывая низкую изученность территории распространения рассматриваемого пласта нефтегазопроисковыми работами, в ее пределах может быть открыто еще несколько месторождений УВ-сырья.

Преображенский продуктивный карбонатный пласт (Б₁₀)

Преображенский карбонатный продуктивный пласт залегает в подошве венд-нижнекембрийского подсолевого карбонатного комплекса и почти повсеместно распространен на территории рассматриваемого региона. Лишь в центральной и восточной частях Байкитской антеклизы карбонатные отложения замещаются глинами тохомской свиты (рис. 6). Этот пласт однозначно прослеживается по материалам ГИС на площади его развития, являясь отражающим электрокаротажным репером М₂. Степень изученности его наиболее высокая среди

рассматриваемых карбонатных пластов. Результаты комплексных исследований этого пласта приведены в работах Т.И. Гуровой, М.В. Степановой., Л.С. Черновой [4]; С.Г. Шашина, И.Н. Комаровой, Т.В. Одинцовой, Л.М. Курылева [5]; Н.Е. Гущиной, М.М. Потловой, Л.С. Черновой [6]; Ю.Л. Брылкина, В.А. Ващенко, Н.Е. Гущиной [7]; Г.Г. Шемина [8, 9] и многих других ученых. Ниже кратко изложены результаты комплексных исследований преобразенского карбонатного пласта.

Литологический состав и строение преобразенского пласта

Согласно упомянутым публикациям, преобразенский пласт сложен преимущественно доломитами с прослоями ангидритов, ангидритодоломитов и глинистых доломитов. Среди них выделяется три основных типа: хемогенный, органогенный (микрофитолитовый) и органогенно-обломочный.

Хемогенный тип повсеместно распространен и представлен зернистыми хемогенными доломитами, на долю которых приходится в среднем 10–40 % толщины пласта. В этом типе отмечается постоянная примесь глинистого материала и ангидрита. Микрофитолитовый тип также распространен повсеместно и по процентному отношению в разрезе (50–70 %, редко 70–90 %) преобладает над хемогенным. Для этого типа доломитов характерно незначительное содержание глинистого материала и ангидрита (до 2 %). Органогенно-обломочный генетический тип представлен продуктами разрушения хемогенных и органогенных доломитов.

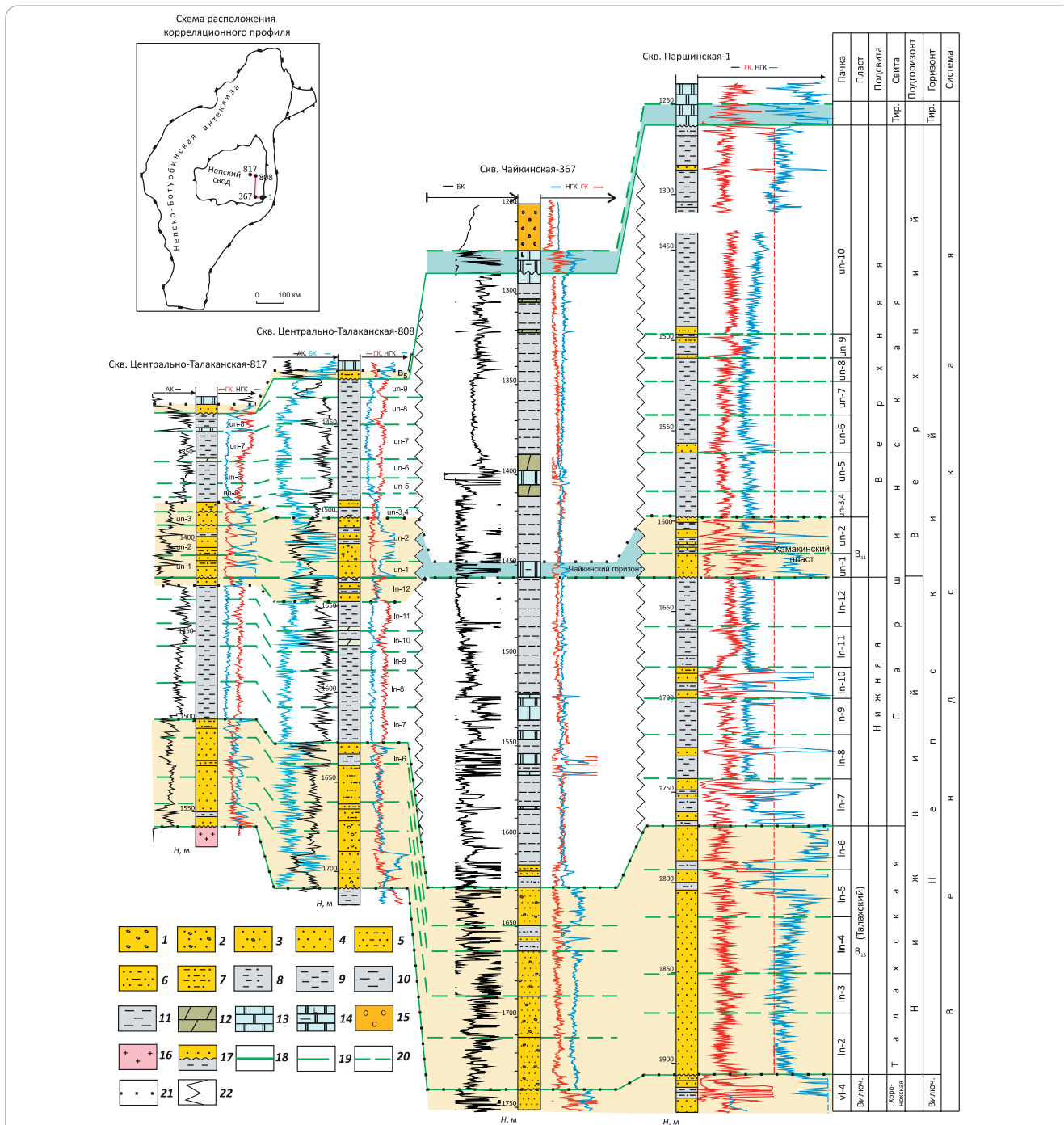
По отношению в разрезах отмеченных генетических типов доломитов, степени их глинизации и сульфатности они подразделяются на четыре типа.

Первый тип разреза в основном представлен микрофитолитовыми (> 70 %) и органогенно-обломочными (15–25 %) доломитами, содержащими небольшую примесь глинистого и сульфатного материала.

Второй тип разреза сложен преимущественно микрофитолитовыми (40–70 %) и органогенно-обломочными доломитами (10–20 %). Хемогенная составляющая в нем несколько увеличена (10–30 %). Этот тип разреза, в отличие от первого, характеризуется несколько большей долей глинистых и сульфатных разновидностей пород. Он развит преимущественно в центральной части Непско-Ботубобинской антеклизы.

Рис. 4. Детальная корреляция разрезов терригенного венда по профилю Паршинская — Центрально-Талаканская площади Непско-Ботубобинской антеклизы

Fig. 4. Terrigenous Vendian: correlation chart along the Parshinsky — Central Talakansky areas of Nepsky-Botuobinsky antecline



1 — гравелиты, конгломераты; 2 — песчаники гравелитистые и гравелитовые; 3 — песчаники с «плавающей» галькой; 4 — песчаники; 5 — песчаники алевритовые; 6 — песчаники глинистые и алевритистые; 7 — алевритопесчаники; 8 — алевролиты песчанистые; 9 — алевролиты; 10 — аргиллиты алевритистые; 11 — ариллиты; 12 — мергели; 13 — карбонатные породы; 14 — доломиты глинистые и ангидритовые; 15 — каменная соль; 16 — породы фундамента; 17 — перерывы; границы (18–21): 18 — свит, 19 — подсвит, 20 — пачек циклического строения, 21 — продуктивных пластов; 22 — фациальные замещения отложений.

Продуктивные пласты: В₅ — ботубобинский, В₁₁ — хамакинский

1 — gravelstone, conglomerate; 2 — semigravel sandstone; 3 — sandstone with “floating” pebble; 4 — sandstone; 5 — silty sandstone; 6 — argillaceous and silty sandstone; 7 — siltstone-sandstone; 8 — sandy siltstone; 9 — siltstone; 10 — silty claystone; 11 — claystone; 12 — marl; 13 — carbonate rock; 14 — argillaceous and anhydritic dolomite; 15 — halite; 16 — Basement rocks; 17 — hiatuses; boundaries (18–21): 18 — formations, 19 — members, 20 — cyclic series, 21 — pay beds; 22 — facies substitution of deposits.

Pay beds: В₅ — Botuobinsky, В₁₁ — Khamakinsky

Третий тип разреза сложен хемогенными (30–50 %) и микрофитолитовыми (20–40 %) доломитами с подчиненным количеством органогенно-обломочных разностей (10–20 %). Объем глинистых и сульфатных прослоев доломитов в нем составляет от 20 до 50 %. Этот тип разреза развит в северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы.

Четвертый наиболее глинистый и сульфатный тип разреза представлен преимущественно хемогенными доломитами (50–90 %). Микрофитолитовый и органогенно-обломочный типы доломитов в нем составляют 10–20 и 5–10 % соответственно. Он распространен в юго-западной части Непско-Ботубинской антеклизы.

Вышеотмеченный второй тип разреза преобразованного пласта, сложенный преимущественно органогенными и органогенно-обломочными доломитами, вскрыт разведочной скв. Верхнечонская-900, в которой осуществлен повышенный отбор кернового материала. Он являлся объектом детальных литолого-фациальных, петрофизических, геохимических, фильтрационно-емкостных и промыслово-геофизических исследований из единой коллекции проб.

В комплекс исследований кернового материала преобразованного пласта включалось детальное макроскопическое литологическое описание с отбором проб на различные виды анализа в количестве 38 образцов пород из расчета 3–4 образца с 1 м отбора керна. Ниже приведена краткая характеристика литологического состава и строения разреза преобразованного пласта, вскрытого скв. Верхнечонская-900, который является типовым для второго типа разреза рассматриваемого пласта. Полное их описание приведено в публикации [10].

Преобразованный пласт в разрезе скв. Верхнечонская-900 сложен преимущественно доломитами тонко-микрозернистыми до микро-тонкозернистыми, послойно слабоглинистыми, сульфатизированными с редкими тонкими прослоями ангидритодоломитов. Глинистость пород (до 20 %) повышена в нижней части разреза, на контакте с нижележащими глинистыми доломитами с высоким содержанием нерастворимого остатка до 30 %. Сульфатность доломитов возрастает в верхней половине разреза до 20–30 %. Пласт однороден по литологическому составу. Преобладающим компонентом пород является доломит (рис. 7).

Породы пласта горизонтально-линейно-, линзовидно-волнисто-, реже наклонно-косослоистые до массивных. Глинистый материал их преимущественно гидрослюдистого состава. Распределен он в основной массе в виде линз, микрослояков, тонких нитевидных прожилок.

Генетические типы пород представлены микрофитолитовыми (онколито-вермикулито-везикуляритовыми), послойно органогенно-обломочными и хемогенными разностями. В нижней части разреза преобразованного пласта преобладают вези-

кулярито-онколитовые генетические типы пород, в средней — везикуляритовые, в верхней — смешанного (онколито-вермикулито-везикуляритового) комплекса, в кровле — до хемогенного.

Изучение проб разреза преобразованного пласта рассматриваемой скважины под люминесцентной лампой позволило подразделить его на три части: нижнюю, среднюю и верхнюю, отличающиеся составом вытяжки, различной интенсивностью вытяжки, характером и типом нафтидонасыщенности пород (рис. 8).

Нижняя часть пласта (интервал 1610–1615,5 м) характеризуется интенсивной молочно-голубой до желтой, буряющей вытяжкой с максимальным остаточным нефтенасыщением. Нафтиды можно отнести к мальтам и асфальтам, реже нефтям. Они заполняют в основном поры коллектора, реже каверны и стилолитовые швы.

Средняя часть разреза (интервал 1603–1610 м) представляет собой переслаивающийся коллектор среднего и интенсивного нафтидонасыщения. Цвет вытяжки изменяется от молочно-голубого до желтого, ярко-желтого, редко буряющего.

Верхняя часть преобразованного пласта (интервал 1596–1603 м) характеризуется вытяжкой средней интенсивности с редкими прослоями толщиной до 0,5 м с отсутствием остаточных нефтей. Цвет вытяжки изменяется от молочно-голубого до желтого, часто цвет вытяжки буряет. Это свидетельствует о том, что рассеянные в породах-коллекторах нафтиды можно отнести к мальтам и асфальтам.

Содержание хлороформенного битумоида ($B_{хл}$) увеличивается сверху вниз по разрезу. В верхней части преобразованного пласта содержание $B_{хл}$ на породу составляет 0,1–0,15 %, в средней — 0,2 %, в нижней — 0,5 %.

Естественная гамма-активность пород преобразованного пласта изменяется от 2 до 10 мкР, наиболее часто — от 4 до 7 мкР. Распределение ее значений по разрезу отличается от рассмотренных выше параметров. Высокие ее значения фиксируются в средней части, а в подошве и кровле — максимальные. В целом естественная радиоактивность преобразованного пласта характеризуется меньшими значениями по отношению к перекрывающим и подстилающим отложениям.

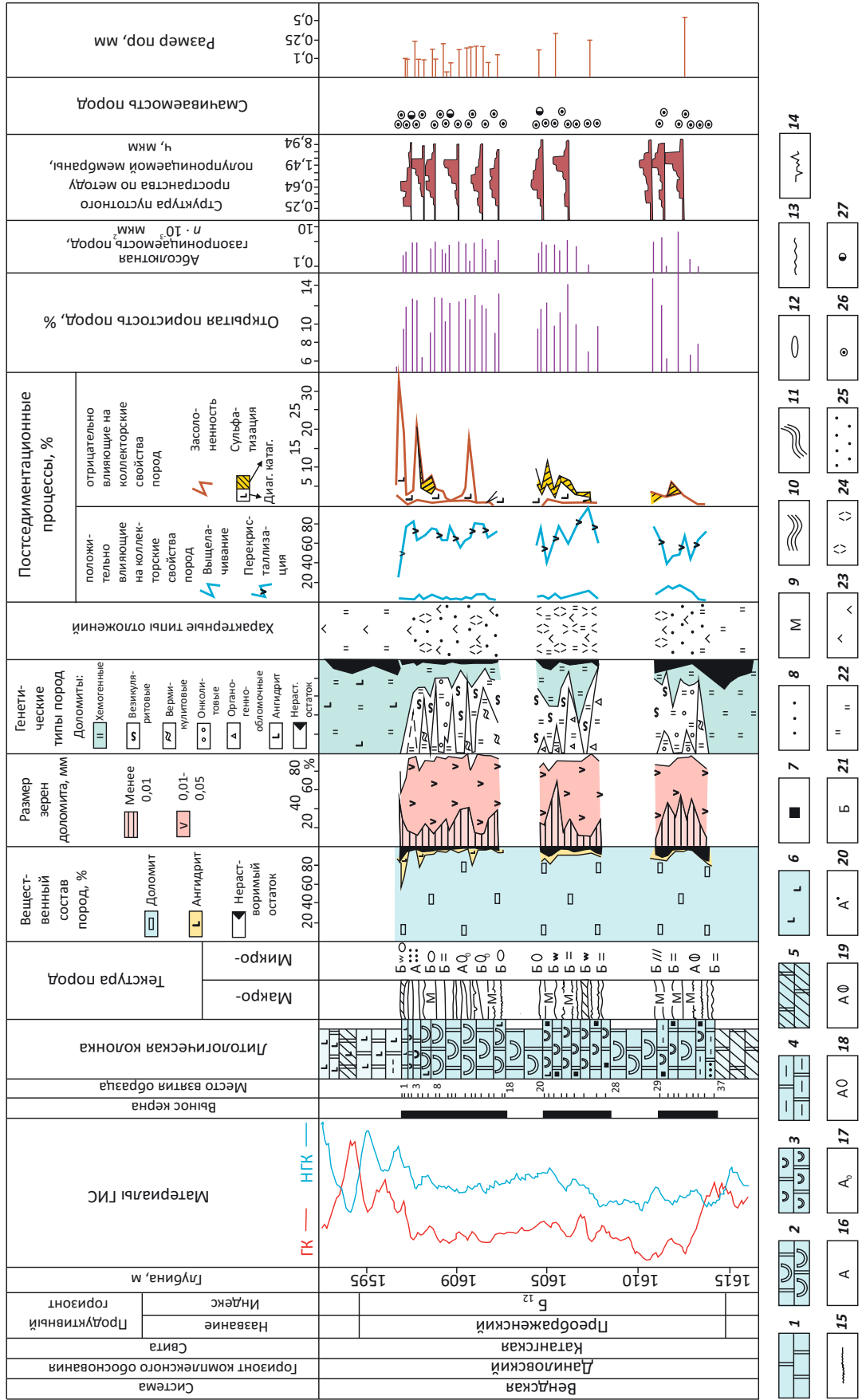
Условия формирования отложений преобразованного пласта

Литолого-палеогеографические исследования отложений преобразованного пласта, выполненные по методике В.Д. Ильина и Н.К. Фортунатовой [11] с учетом специфических условий формирования древних карбонатных формаций, позволяют следующим образом представить условия их формирования на территории Непско-Ботубинской антеклизы.

Как отмечалось выше, литолого-палеонтологические исследования доломитов преобразованного пласта позволили выделить среди них три основ-



Рис. 7. Детальная литолого-фациальная и фильтрационно-емкостная характеристики преобразенского пласта скв. Верхнечонская-900 (опорный разрез)
Fig. 7. Detailed lithologic and facies column and reservoir parameters of Preobrazhensky layer, Verkhnechonsky-900 well (key section)





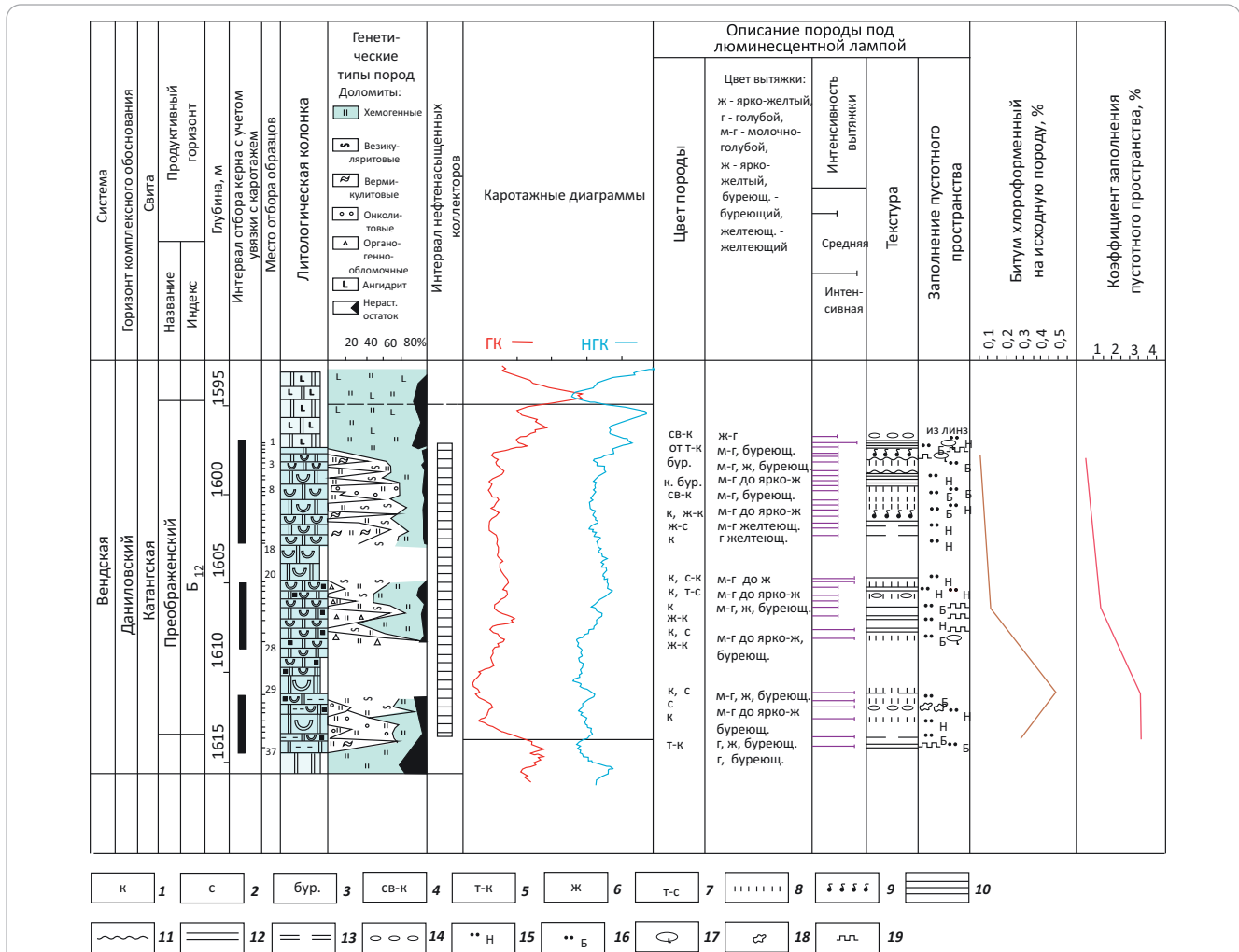
Усл. обозначения к рис. 7
Legend for Fig.7

1 — доломиты; доломиты микрофитолитовые с содержанием органических остатков (**2, 3**): **2** — > 50 %, **3** — < 25 %; **4** — доломиты глинистые; **5** — переслаивание доломитов, глинистых доломитов и мергелей; **6** — ангидрит; **7** — пирит; **8** — примесь песчано-алевритового материала; макротекстуры пород (**9–13**): **9** — массивная, **10** — горизонтально-слоистая, **11** — косослоистая, **12** — линзовидная, **13** — волнистая; **14** — стилолиты; **15** — сuture; микротекстуры (**16–21**): **16** — массивная, **17** — сгустковая, **18** — пятнистая, **19** — органогенная, **20** — зернистая, **21** — слоистая; характерные типы отложений (**22–25**): **22** — приливно-отливных равнин, **23** — прибрежных лагун, **24** — малоподвижных придонных вод, **25** — подвижных придонных вод; смачиваемость пород (**26, 27**): **26** — гидрофобная, **27** — гидрофильная

1 — dolomite; microphytolitic dolomite comprising organic remains (**2, 3**): **2** — > 50 %, **3** — < 25 %; **4** — argillaceous dolomite; **5** — interbedding of dolomite, argillaceous dolomite, and marl; **6** — anhydrite; **7** — pyrite; **8** — sandy-argillaceous admixture; rock macrotexture (**9–13**): **9** — massive, **10** — horizontally bedded, **11** — cross-bedded, **12** — lenticular, **13** — wavy; **14** — stylolites; **15** — sutures; microtexture (**16–21**): **16** — massive, **17** — clotted, **18** — spotted, **19** — organic, **20** — granular, **21** — bedded; typical deposits (**22–25**): **22** — tidal plains, **23** — coastal lagoons, **24** — slow-moving bottom waters, **25** — mobile bottom waters; rock wettability (**26, 27**): **26** — hydrophobic, **27** — hydrophilic

Рис. 8. Литолого-геохимическая характеристика преобразенского пласта скв. Верхнечонская-900

Fig. 8. Lithological and geochemical description of Preobrazhensky layer, Verkhnechonsky-900 well



Цвет породы (1–7): **1** — коричневый, **2** — серый, **3** — бурый, **4** — светло-коричневый, **5** — темно-коричневый, **6** — желтый, **7** — темно-синий; **текстуры породы (8–14):** **8** — массивная, **9** — пятнистая, **10** — слоистая, **11** — волнисто-слоистая, **12** — полосчатая, **13** — неясно полосчатая, **14** — линзовидная; **заполнение пустотного пространства (15–19):** **15** — нефть в порах, **16** — битум в порах, **17** — линзы сульфатов, **18** — каверны, **19** — стилолитовые швы, заполненные глинистым веществом.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

Rock colour (1–7): **1** — brown, **2** — grey, **3** — grayish brown, **4** — light brown, **5** — dark brown, **6** — yellow, **7** — dark blue; **rock texture (8–14):** **8** — massive, **9** — spotted, **10** — bedded, **11** — wavy-bedded, **12** — banding, **13** — indistinctly banding, **14** — lenticular; **void space filling (15–19):** **15** — oil in pores, **16** — bitumen in pores, **17** — sulfate lenses, **18** — vugs, **19** — stylolite seams filled with argillaceous matter.

For other Legend items see Fig. 2

ных генетических типа, которые достаточно четко выделяются по материалам ГИС: хемогенный, микрофитолитовый и органогенно-обломочный (рис. 9).

Органогенные (микрофитолитовые) доломиты, в которых в основном развиты коллекторы, характеризуются аномально пониженными и пониженными значениями естественной радиоактивности (от 1,24 до 3,4 мкР/ч при среднем значении 2,56 мкР/ч). Хемогенные же доломиты, обычно не содержащие промышленных коллекторов, имеют повышенные и высокие показатели естественной радиоактивности (от 3,05 до 6,1 мкР/ч при среднем значении 4,39 мкР/ч). Эти показатели гамма-каротажа позволяют практически однозначно выделить в разрезах основные генетические типы пород пласта. Что касается органогенно-обломочных доломитов, составляющих незначительную часть разреза, значения их естественной радиоактивности ближе к показателям микрофитолитовых доломитов. Полученные зависимости позволили выделить генетические типы пород преобразованного пласта в разрезах всех пробуренных скважин на рассматриваемой территории.

Результаты этих исследований с учетом степени глинизации и ангидритизации выделенных четырех типов разрезов преобразованного пласта позволили существенно уточнить условия формирования его отложений (рис. 10, 11).

Первый тип разреза преобразованного пласта, представленный в основном органогенными и органогенно-обломочными доломитами, содержащими небольшую примесь глинистого и сульфатного материала, сформировался, вероятнее всего, в наиболее насыщенных организмами участках (банках) внутри шельфовой отмели в условиях малоподвижных весьма мелководных (до 1–3 м) вод, близких к «болотным». Эти условия формирования отложений преобразованного пласта отмечались лишь на отдельных локальных участках (Преобразованская, Верхнечонская, Вакунайская площади) (см. рис. 11).

Разрез второго типа, сложенный преимущественно микрофитолитовыми и органогенно-обломочными доломитами и имеющий более глинистый и сульфатный состав пород, чем первый, сформировался внутри шельфовой отмели в условиях преимущественно малоподвижных мелководных вод, также близких к «болотным». Отмеченные условия седиментации отложений пласта имели более широкое распространение. Они существовали в центральной части Непско-Ботубинской антеклизы.

Третий тип разреза, представленный хемогенными и органогенными доломитами с прослоями ангидритов, ангидритодоломитов, глинистых доломитов, составляющих 20–50 % разреза горизонта, образован в условиях мелководного шельфа, которые в преобразованное время господствовали в центральной и северо-восточной частях Непско-Ботубинской антеклизы.

Четвертый, наиболее глинистый и сульфатный тип разреза преобразованного пласта, представлен преимущественно хемогенными доломитами. Он, наиболее вероятно, сформировался в обстановке приливно-отливной равнины, существовавшей в рассматриваемое время в юго-западной части Непско-Ботубинской антеклизы.

Прогноз толщин коллекторов, характеристика их фильтрационно-емкостных свойств и выявленная нефтегазоносность преобразованного пласта

Как отмечалось выше, наиболее изученной частью исследуемого региона является Непско-Ботубинская антеклиза. Для ее территории приведена характеристика коллекторов и результаты выполненных нефтегазопроисловых работ (табл. 2). Толщина пород-коллекторов преобразованного пласта на территории антеклизы изменяется от нескольких до 20 м. Наибольшие ее значения закартированы в наиболее приподнятой части структуры, в пределах Непского свода (см. рис. 11). Средние их значения (5–10 м) прогнозируются на зональных и локальных участках, расположенных в северо-восточной части антеклизы.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов пласта характеризуются следующими показателями: открытая пористость изменяется от 7 до 20 %, межзерновая проницаемость — от $0,25 \cdot 10^{-3}$ до $300 \cdot 10^{-3}$ мкм². Распределение открытой пористости и проницаемости по площади в целом сходное с таковым для коллекторов пласта. Характерной особенностью строения коллекторов является региональная выдержанность их толщин и фильтрационно-емкостных свойств по площади.

В результате проведения нефтегазопроисловых работ в преобразованном пласте выявлены залежи УВ на 15 месторождениях, расположенных в пределах наиболее изученной бурением части Непско-Ботубинской антеклизы — Непском своде (см. рис. 1).

На территории Ангаро-Ленской ступени, Канганской седловины и западной части Байкитской антеклизы преобразованный пласт имеет каротажную характеристику и толщины отложений, сходные с таковыми в Непско-Ботубинской антеклизе, однако они существенно меньше изучены. Должного внимания изучению этого пласта не уделяется и до настоящего времени. Поэтому оценка его перспектив в упомянутых структурах района не выполнена.

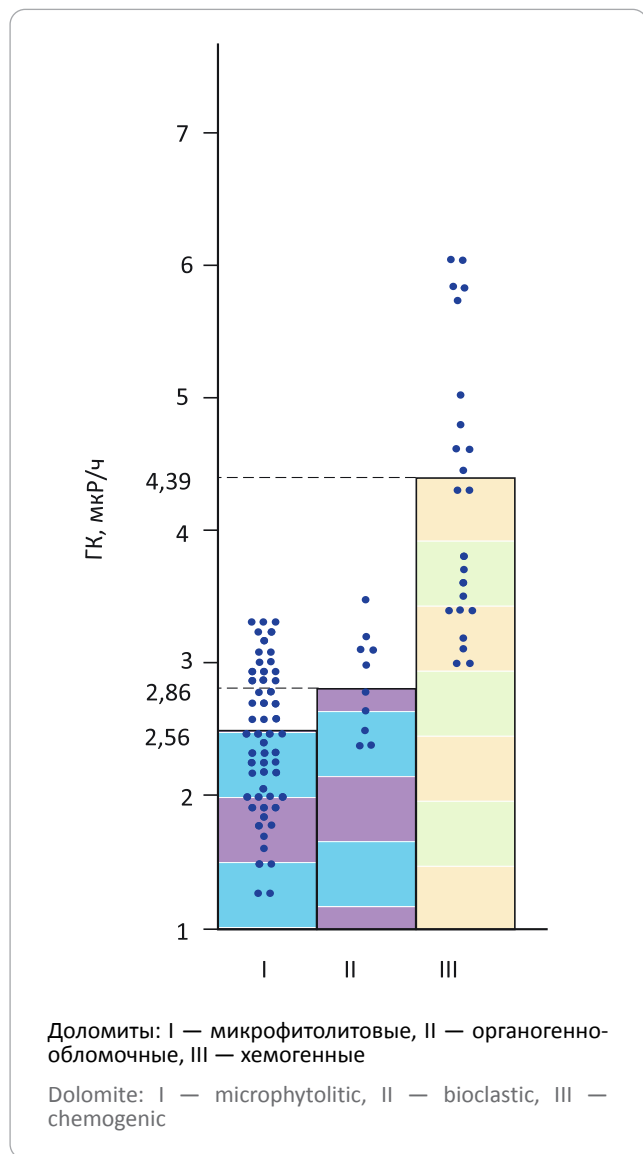
Нижний продуктивный карбонатный пласт усть-кутского карбонатного горизонта (Б₅)

Продуктивный пласт Б₅ включает нижнюю половину тэтэрской свиты и четко прослеживается по материалам ГИС на всей территории рассматриваемого региона. Его толщина изменяется от 8–12 до 20–25 м. Наибольшие значения (18–25 м) распространены в пределах Непско-Ботубинской антеклизы, западной части Байкитской антеклизы и



Рис. 9. Распределение значений естественной радиоактивности (ГК) в различных литологических типах доломитов преобразованного пласта, вскрытого скважинами на Верхнечонском месторождении

Fig. 9. Distribution of natural radioactivity (GR) in different dolomite lithotypes of Preobrazhensky layer encountered by wells in Verkhnechonsky field



соединяющей их Катангской седловины (см. рис. 2). Наиболее изучен он в пределах первой из отмеченных антеклиз, в которой выявлена региональная нефтегазоносность. Поэтому ниже приведена характеристика этого пласта в Непско-Ботуобинской структуре.

Этот пласт представлен доломитами (на 80–90 % его толщины). Среди них доминируют органогенные, реже зернистые и обломочные разновидности. По генетическим признакам и структурным особенностям ведущее место в разрезах пласта занимают водорослевые доломиты, а в виде прослоев — микрофитолитовые. Органогенные породы составляют 40–50 % толщины пласта.

Коллекторы пласта B_5 имеют обычно очаговое распространение и толщину от 1–2 до 15 м (преимущественно — от 2,3 до 7 м). Открытая пористость их изменяется от 7 до 20 % (преимущественно — от 7 до 14 %), проницаемость — от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $30 \cdot 10^{-3}$ мкм² (преимущественно $(0,5–5) \cdot 10^{-3}$ мкм²). Типы коллекторов: каверно-поровый и порово-трещинно-каверновый.

Промышленная нефтегазоносность пласта доказана на территории Непско-Ботуобинской антеклизы и северной части Предпатомского регионального прогиба, где залежи нефти и газа выявлены на 21 месторождении. Основная их часть открыта в пределах наиболее изученного геолого-разведочными работами Непского свода (см. рис. 1, см. табл. 1). Авторы статьи прогнозируют открытие новых месторождений в этом пласте на территории Катангской седловины и западной части Байкитской антеклизы.

Верхние продуктивные карбонатные пласты усть-кутского горизонта (B_{3-4})

Пласты B_{3-4} охватывают верхнюю половину тэтэрской свиты и, как вышеотмеченный, четко прослеживаются по материалам ГИС на всей территории рассматриваемого региона. Толщина пластов изменяется от 10 до 70 м. Наибольшие значения (45–70 м) наблюдаются в Ангаро-Ленской ступени, меньшие — на территории Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз (соответственно 15–30 и 10–25 м).

Представлены они микрофитолитами, органогенно-обломочными и хемогенными доломитами с прослоями онколито-оолитовых и водорослевых отложений небольшой толщины.

Коллекторы этих пластов обычно имеют очаговое распространение. Их толщина изменяется от 1–2 до 20 м, преимущественно от 2–3 до 10 м. Открытая пористость коллекторов варьирует от 7 до 20 %, проницаемость — от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $50 \cdot 10^{-3}$ мкм². Типы коллекторов: поровый, трещинно-поровый и трещинно-каверно-поровый.

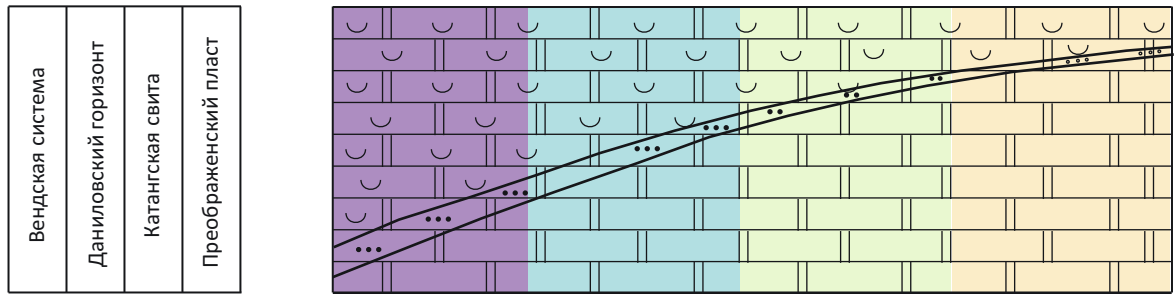
Промышленная нефтегазоносность пластов, как и вышеописанного, доказана в северной и центральной частях Непско-Ботуобинской антеклизы, где выявлены залежи нефти и газа в основном на том же 21 месторождении, что и нижезалегающего пласта (см. рис. 1, см. табл.1). Кроме отмеченного района авторы статьи прогнозируют перспективные на поиски залежей УВ земли на территории Ангаро-Ленской ступени, поскольку здесь прогнозируются наибольшие толщины этих пластов.

Краткая характеристика строения, состава коллекторов и оценка перспектив нефтегазоносности карбонатных пластов кембрийского галогенно-карбонатного комплекса

Как отмечалось выше, в кембрийском галогенно-карбонатном комплексе выделяются следующие продуктивные карбонатные пласты: осинский

Рис. 10. Седиментационная модель преобразенского пласта Непско-Ботубинской антеклизы
Fig. 10. Depositional model of Preobrazhensky layer, Nepsky-Botuobinsky anteclise

Формация	Карбонатная			
Подформация	Терригенно-сульфатно-карбонатная			
Фациальные зоны	Банки	Внутришельфовые отмели	Мелководный шельф	Приливно-отливная равнина
Типы разрезов	I	II	III	IV



Средняя толщина горизонта, м		8–18	8–18	8–18	15–22
Коэффициенты, %	Глинистость $H_f/H_{гор}$	< 10	10–20	10–20	20–50
	Сульфатность $H_a/H_{гор}$	< 10	10–20	10–30	10–40
	Отношение $H_{эф}/H_{гор}$	50–80	30–60	15–50	0–20
Содержание генетических типов пород в разрезах, %	Микрофитолитовый	> 70	40–70	20–40	< 20
	Органогенно-обломочный	20–30	10–20	10–20	5–10
	Хемогенный	< 10	10–30	30–50	50–90



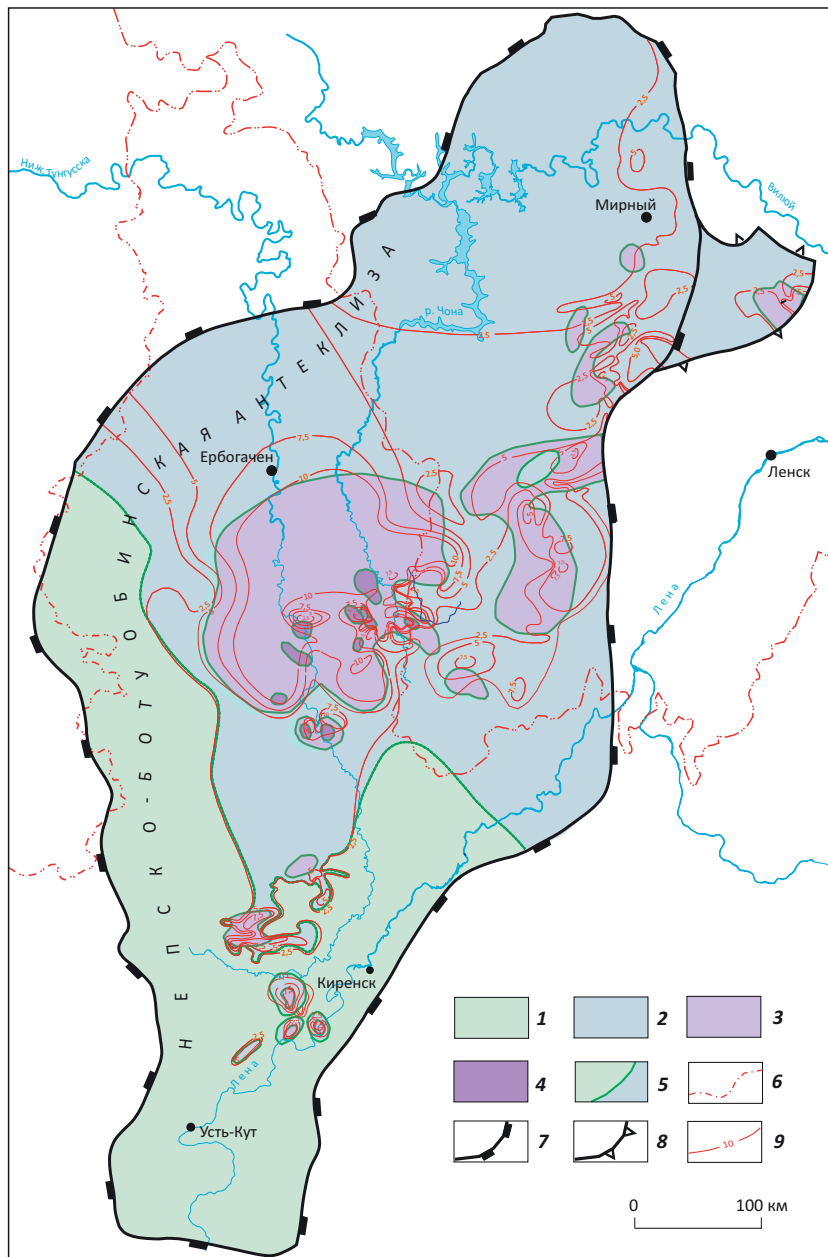
Доломиты (1–3): 1 — микрофитолитовые, 2 — органогенно-обломочные, 3 — хемогенные.

Толщины: H_f — глинистых доломитов, $H_{гор}$ — горизонта, H_a — ангидритистых доломитов, $H_{эф}$ — эффективных коллекторов

Dolomites (1–3): 1 — microphytolitic, 2 — bioclastic, 3 — chemogenic

Thickness of: H_f — argillaceous dolomite, $H_{гор}$ — horizon, H_a — anhydritic dolomite, $H_{эф}$ — net reservoir

Рис. 11. Карта фациальной зональности и эффективных толщин преобразенского пласта Непско-Ботубинской антеклизы
Fig. 11. Map of facies zonation and net thickness of Preobrazhensky layer, Nepsky-Botuobinsky Anteclyse



Области осадконакопления (1–4): 1 — приливно-отливные равнины (преимущественно хемогенные зоны), 2 — мелководный шельф (хемогенно-биогенные зоны), 3 — внутршельфовые отмели (преимущественно биогенные зоны), 4 — банки (биогенные зоны); **границы (5–8):** 5 — фациальных зон, 6 — административные, 7 — Непско-Ботубинской антеклизы, 8 — Вилючанской седловины; 9 — изопахиты коллекторов преобразенского горизонта, м

Areas of sedimentation (1–4): 1 — tidal plains (mainly chemogenic zones), 2 — shallow-water shelf (chemogenic-biogenic zones), 3 — intra-shelf mudflats (mainly biogenic zones), 4 — banks (biogenic zones); **boundaries (5–8):** 5 — facies zones, 6 — administrative, 7 — Nepsky-Botuobinsky Anteclyse; 8 — Vilyuchansky saddle; 9 — isopachs of reservoirs of Preobrazhensky Horizon, m

(Б₁), балыхтинский (А₆), христофоровский (А₅), атовский (А₄), биркинский (А₃), бильчирские (А₂₋₄, А₂₋₃, А₂₋₂, А₂₋₁) и келорский (А₁).

Осинский продуктивный карбонатный пласт (Б₁)

Пласт Б₁ выделяется в объеме среднеусольской подсистемы и повсеместно распространен на территории рассматриваемого региона. Он однозначно

выделяется в разрезах скважин, поскольку подстилается и перекрывается галогенно-карбонатными породами. Толщина его изменяется от 20–30 до 140 м, обычно от 40 до 80 м. Наибольшие и наименьшие толщины пласта отмечаются на локальных участках. Первые из них обычно соответствуют рифоподобным постройкам, а вторые — участкам некомпенсированного прогибания [2].

Табл. 2. Обобщенная характеристика типов коллекторов, их толщин и фильтрационно-емкостных свойств осинского (Б₁), усть-кутских (Б₂₋₃, Б₄) и преображенского (Б₁₀) продуктивных карбонатных пластов

Tab. 2. Generalized characterization of reservoir types, their thickness, reservoir properties for Osinsky (B₁), Ust'-Kutsky (B₂₋₃ and B₄), and Preobrazhensky (B₁₀) pay carbonate beds

Пласт	Тип коллектора	Толщина коллектора, м	Пористость коллектора, %	Проницаемость коллектора $n \cdot 10^{-3}$ мкм ²
Б ₁	Каверно-поровый, поровый, трещинно-каверно-поровый	От 1–2 до 30, преимущественно от 3–5 до 15	От 7 до 25, преимущественно от 8 до 13	От 5 до 160, преимущественно от 3 до 20
Б ₃₋₄	Поровый, трещинно-поровый, трещинно-каверно-поровый	От 1–2 до 20, преимущественно от 2–3 до 10	От 7 до 20, преимущественно от 8 до 11	От 0,5 до 50, преимущественно от 0,5 до 10
Б ₅	Каверно-поровый, порово-трещинно-каверновый	От 1–2 до 15, преимущественно от 2–3 до 7	От 7 до 20, преимущественно от 7 до 14	От 0,5 до 30, преимущественно от 0,5 до 5
Б ₁₀	Поровый, порово-трещинный	От 2 до 120, преимущественно от 5–7 до 20	От 7 до 20, преимущественно от 8 до 12	От 0,25 до 30, преимущественно от 0,25 до 5

Литологический состав и строение пласта Б₁ весьма разнообразны. Во многих разрезах в его составе велика роль известняков водорослевых с прослоями органогенно-обломочных, оолито-онколитовых и хемогенных разностей.

Коллекторы пласта имеют локальное и зональное распространение. Они обычно приурочены к областям развития органогенных и рифоподобных образований, которых в наиболее изученных бурением Непско-Ботуобинской, Байкитской антеклиз и Катангской седловины выделено три: Чамбинско-Алтыбско-Мирнинская, Верхнетохомско-Катско-Пилудинская и Вельминско-Муторайская (рис. 12). Их толщина изменяется от нескольких до 35 м, обычно она составляет 5–10 м. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов варьируют в широких пределах. Их открытая пористость колеблется от 7 до 25 %, проницаемость — от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $160 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Промышленная нефтегазоносность осинского пласта доказана в основном на наиболее изученной бурением Непско-Ботуобинской антеклизе, где на 21 месторождении выявлены залежи нефти и газа. В основном они приурочены к Чамбинско-Алтыбско-Мирнинской и восточной части Верхнетохомско-Катско-Пилудинской области развития органогенных и рифоподобных образований.

Авторы статьи прогнозируют их распространение на территории Ангаро-Ленской ступени, где уже выявлена залежь УВ в осинском пласте на Атовском месторождении и получены притоки нефти и газа на Осинской, Парфеновской, Радуйской, Кутулинской, Большеразводнинской, Балыхтинской и других площадях проведения буровых работ. Кроме того, их распространение прогнозируется на территории Вельминско-Муторайской области развития органогенных и рифоподобных образований, расположенной на территории Байкитской антеклизы. Следовательно, территории Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени являются перспективными на поиски залежей нефти и газа

в осинском продуктивном пласте. Однако их выявление весьма затруднительно даже современными методами, поскольку они обычно приурочены к неантиклинальным ловушкам, содержащим вторичные коллекторы.

Балыхтинский продуктивный карбонатный пласт (А₆)

Балыхтинский пласт А₆ залегает в кровле усольского горизонта и повсеместно распространен на территории рассматриваемого региона. На большей части территории пласт представлен переслаиванием пластов доломитов и каменной соли. Лишь в северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы он сложен только карбонатными породами (см. рис. 2). Толщина пласта изменяется от 30 до 70 м, на большей части территории рассматриваемого региона — от 40 до 60 м.

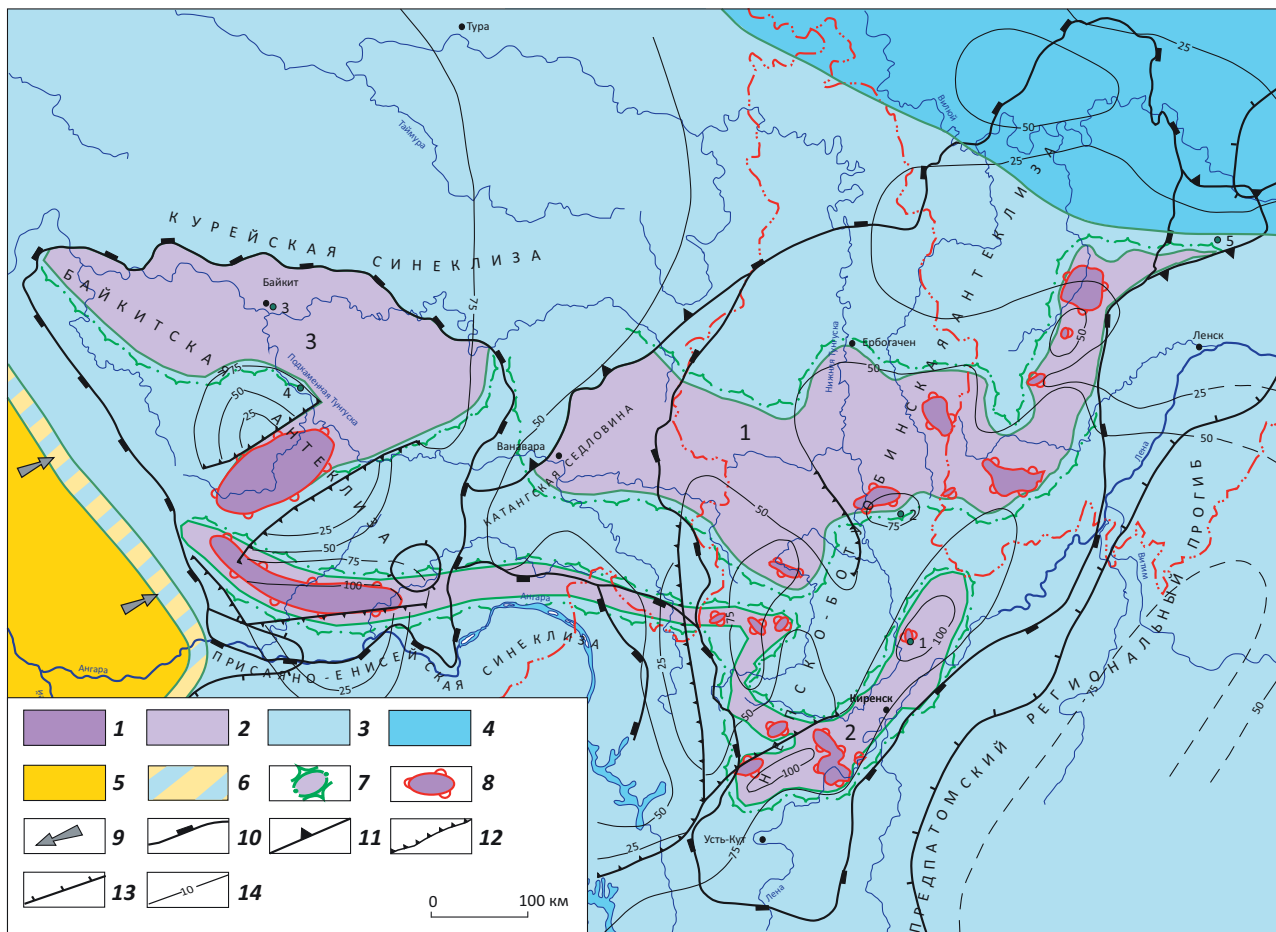
Промышленная продуктивность пласта выявлена лишь на Знаменском газовом месторождении, расположенном в центральной части Ангаро-Ленской ступени. Кроме того, в рассматриваемом пласте выявлены положительные признаки перспектив его нефтегазоносности при бурении скважин Кутулинская, Большеразводнинская, Тыптанская и Балыхтинская, расположенных в южной части Ангаро-Ленской ступени. В первой из них в рассматриваемом пласте выделен интервал поглощения бурового раствора, во второй — получен приток газа, в третьей — зафиксировано водопроявление, а в последней — получен приток газа и воды (рис. 13).

Христофоровский продуктивный карбонатный пласт (А₅)

Христофоровский пласт А₅, включающий низы бельской свиты и ее стратиграфические аналоги, также повсеместно распространен и однозначно выделяется на всей территории рассматриваемого региона. Представлен он известняками, доломитами и известняковыми доломитами. На некоторых участках Байкитской антеклизы в его составе присутствует пласт каменной соли толщиной 3–5 м.



Рис. 12. Литолого-палеогеографическая карта среднеусольского (осинского) времени северной части исследуемого региона
Fig. 12. Lithological and gross depositional environment map for Sredneusol'sky (Osinsky) time, the northern part of the study area



Море (1–4): 1 — очень мелкая часть шельфа (банки), 2 — очень мелкая часть шельфа (внутришельфовые отмели), 3 — мелкая часть шельфа, 4 — глубокая часть шельфа; 5 — суша с выровненным рельефом; 6 — прибрежные равнины, временно заливавшиеся морем; 7 — области развития рифоподобных образований; 8 — рифоподобные и органогенные постройки; 9 — направление сноса терригенного материала; **контуры пликативных структур (10–13):** 10 — надпорядковых (антеклиз, синеклиз), 11 — седловин, 12 — бортов некомпенсированных прогибов, 13 — современного сплошного распространения отложений; 14 — изопахиты, м.

Области развития органогенных и рифоподобных образований: 1 — Чамбинско-Алтыбско-Мирнинская, 2 — Верхнетохомско-Катско-Пилюдинская, 3 — Вельминско-Муторайская

Sea (1–4): 1 — shallowest part of shelf (bench lands), 2 — shallowest part of shelf (intra-shelf mudflats), 3 — shallow part of shelf, 4 — deep part of shelf; 5 — onshore part with flattened landforms; 6 — coastal plains temporarily flooded by sea; 7 — areas of reef-type structures development; 8 — reef-type and organic buildups; 9 — direction of terrigenous material transportation; **outlines of plicative structures (10–13):** 10 — super-order (anteclises, synclises), 11 — saddles, 12 — flanks of uncompensated troughs, 13 — modern continuous occurrence of sediments; 14 — isopachs, m.

Areas of organic and reef-type structures development: 1 — Chambinsky-Altybsky-Mirninsky, 2 — Verkhnetokhomy-Katsky-Pilyudinsky, 3 — Vel'minsky-Mutoraisky

Толщина христофоровского пласта изменяется от 60 до 100–110 м, на большей части территории региона — 80–100 м (см. рис. 2).

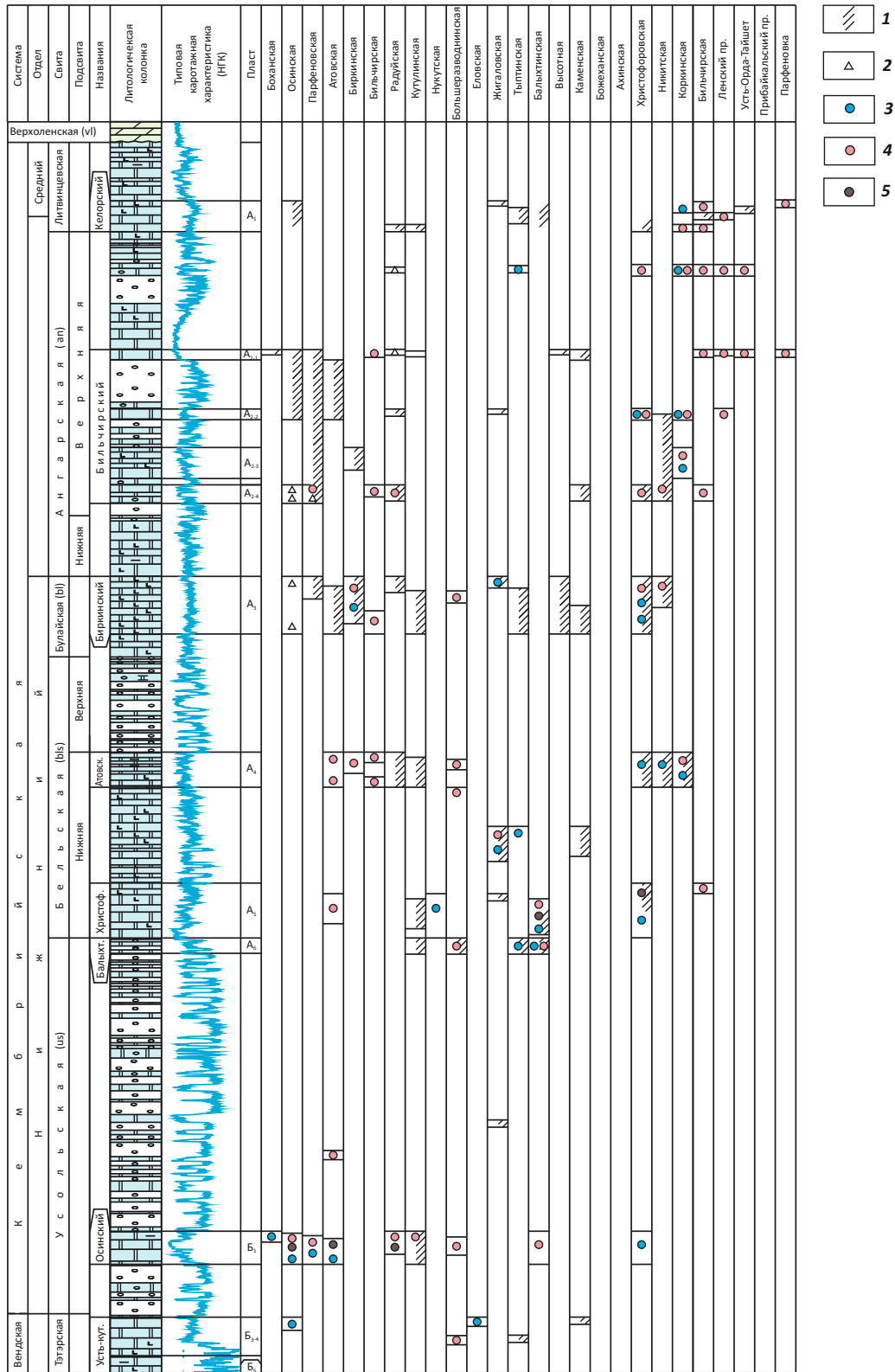
Промышленная продуктивность пласта, как и вышеописанного, выявлена только на Знаменском месторождении, где обнаружена также газовая залежь. Выполненные буровые работы свидетельствуют о том, что христофоровский пласт обладает определенными перспективами нефтегазоносности и на других участках исследуемого региона. Об этом свидетельствуют результаты бурения на Атов-

ской, Кутулинской, Нукутской, Жигаловской, Балыхтинской, Христофоровской и Бильчирской площадях, в пределах которых зафиксированы прямые признаки перспектив нефтегазоносности этого пласта (притоки нефти, газа и пластовой воды (см. рис. 13).

Атовский продуктивный пласт (A_4)

Атовский пласт A_4 включает верхнюю часть отложений нижнебельской подсвиты и ее возрастные аналоги, повсеместно распространенные на всей

Рис. 13. Схема распределений и испытаний продуктивных пластов венд-кембрийского галогенно-карбонатного комплекса
Fig. 13. Scheme of distribution and testing of pay beds of Vendian-Cambrianhalogenic-carbonate sequence



1 — интервалы поглощения бурового раствора; **2** — признаки запаха нефти; **3** — водопроявления; **приток (4, 5):** **4** — газа, **5** — нефти.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

1 — mud loss intervals; **2** — oil odor; **3** — water kicks; **inflow (4, 5):** **4** — gas inflow, **5** — oil inflow.

For other Legend items see Fig. 2

территории рассматриваемого региона. Сложен он известняками, известковыми доломитами, доломитами, в нижней части разреза местами глинистыми. В его кровле среди отмеченных разностей пород встречаются доломиты ангидритистые и доломитоангидриты. Толщина пласта изменяется от 70 до 90 м.

Промышленная нефтегазоносность пласта выявлена на крайнем востоке Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского регионального прогиба, а также в центральной части Ангаро-Ленской ступени и на севере Присаяно-Енисейской синеклизы, в пределах соответственно Сюльдюкарского нефтяного и Мухтинского, Атовского и Берябинского газовых месторождениях. Кроме того, при бурении скважин в южной части Ангаро-Ленской ступени получены притоки газа на Атовской, Биркинской, Бильчирской, Большеразводнинской, Коркинской, а пластовой воды — на Христофоровской, Никитской площадях.

Биркинский продуктивный пласт (A_3)

Биркинский пласт A_3 включает среднюю и верхнюю часть разреза булайской свиты и отложения биркинской свиты. Он повсеместно распространен на территории региона, его толщина изменяется от 40–50 до 100 м, на большей части территории региона — от 60 до 80 м. Сложен он в основном доломитами, участками органогенными и глинистыми, которые по разрезу постепенно замещаются известняками.

Промышленная нефтегазоносность пласта выявлена на крайнем северо-востоке Предпатомского регионального прогиба и в центральной части Ангаро-Ленской ступени, где обнаружены соответственно газовые залежи УВ на Кэдэргинском и Тутурском месторождениях. Косвенные признаки также указывают на то, что этот пласт обладает определенными перспективами нефтегазоносности. Об этом свидетельствуют притоки газа и воды из него при бурении скважин Биркинская, Бильчирская, Большеразводнинская, Христофоровская и Никитская, пробуренных в южной части Ангаро-Ленской ступени.

Бильчирский продуктивный горизонт (пласты: A_{2-4} , A_{2-3} , A_{2-2} , A_{2-1})

Бильчирский продуктивный горизонт в целом и содержащиеся в нем пласты прослеживаются только в галогенно-карбонатных разрезах ангарской и чарской свит. Этот тип разреза распространен только на территории Ангаро-Ленской ступени и отдельных наиболее погруженных участках Непско-Ботуобинской, Байкитской антеклиз и Предпатомского прогиба. На приподнятых участках отмеченных структур соли верхней части кембрийского галогенно-карбонатного комплекса выщелочены поверхностными водами [2] (см. рис. 3). Поэтому выделить вышеотмеченные пласты на их территориях не представляется возможным.

Пласт A_{2-4} залегает в подошве бильчирского горизонта, где четко прослеживается лишь в южной части Анагаро-Ленской ступени и в юго-западной и северо-восточной частях Непско-Ботуобинской антеклизы. Толщина его обычно составляет 20–30 м. Состав его карбонатный (см. рис. 2). Он, как и нижезалегавший биркинский пласт, обладает определенными перспективами нефтегазоносности. В процессе бурения скважин Парфеновская, Бильчирская, Христофоровская, Радуйская, Никитская и др. в Ангаро-Ленской ступени из него получены притоки газа.

Пласт A_{2-3} залегает несколько выше по разрезу относительно рассмотренного, отделяясь от него обычно пачкой галогенно-карбонатных пород толщиной от 20–30 до 50 м. Толщина его изменяется от 30–40 до 60 м. Сложен он карбонатными породами, участками засоленными и ангидритизированными. Он также обладает перспективами нефтегазоносности, поскольку из него получен приток газа при бурении скв. Коркинская.

Пласт A_{2-2} залегает в основании верхней половины бильчирского горизонта и простирается в вышеотмеченных участках рассматриваемого региона. Толщина его обычно изменяется от 30 до 40 м. Сложен он, как и вышеописанный, доломитами, участками засоленными и ангидритизированными. Тем не менее при бурении скважин Христофоровская, Коркинская и др. из него получены притоки газа.

Пласт A_{2-1} включает верхнюю часть разреза бильчирского горизонта и распространен в тех же участках региона, как и вышеописанные пласты. Толщина его также изменяется от 20 до 80 м. Представлен пласт доломитами участками засоленными и ангидритизированными. Из него также получены притоки газа при бурении глубокой скв. Бильчирская и нескольких колонковых.

Промышленная продуктивность бильчирского горизонта в целом выявлена только на Мухтинском газовом месторождении, расположенном в северо-восточной части Предпатомского регионального прогиба.

Келорский продуктивный пласт (A_1)

Келорский пласт A_1 залегает в основании литвинцевской, ичерской свит и распространен на территории Ангаро-Ленской ступени и большей части Непско-Ботуобинской антеклизы (см. рис. 2). Толщина его изменяется от 50–60 до 70 м, сложен он карбонатными породами, местами с прослоями каменной соли. Он обладает определенными перспективами нефтегазоносности, поскольку при проведении буровых работ в этом пласте выявлена газовая залежь на Кэдэргинском месторождении и в скважинах Коркинская, Бильчирская, Парфеновская и Прибайкальская из него получены притоки газа и пластовой воды.

Заключение

Итоги выполненной детальной корреляции на уровне пачек циклического строения с использованием литостратиграфического и циклостратиграфического методов свидетельствуют о том, что почти все продуктивные карбонатные пласты четко прослеживаются на территории исследуемого региона. Исключение составляют лишь пласты B_{12} , B_{11} и A_{2-4} – A_{2-1} . Первый из них (чайкинский) распространен в пограничных участках Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского регионального прогиба; второй (ербогаченский) — только в северной части Непского свода и остальные — на территории Ангаро-Ленской ступени и в наиболее погруженных участках Непско-Ботуобинской, Байкитской антеклиз и Предпатомского регионального прогиба.

Строение и состав карбонатных продуктивных пластов исследуемого региона весьма разнообразны, поскольку обусловлены не только условиями их образования, но и, в значительной мере, проявлениями последующих вторичных процессов перекристаллизации, выщелачивания, доломитизации и засоления. Породы пластов обычно субгоризонтально-линейно-линзовидно-волнистые, реже наклонно-косослоистые до массивных. Слоистость пород обусловлена их неоднородной перекристаллизацией и глинизацией, распределением ангидрита и битума, а также стилолитовыми и сутуровидными образованиями. Сложены пласты доломитами, ангидритами, известняками и их переходными разностями. В балыхтинском (A_6) и бильчирских пластах (A_{2-4} – A_{2-1}) среди доломитов присутствуют прослои каменной соли. Соотношение отмеченных разностей пород и их стратиграфическое положение в разрезах пластов разное. Среди отмеченных литотипов основными породообразующими являются доломиты, известняки. В их составе обычно выделяется три основных генетических типа: органогенные (микрофитолитовые), хемогенные и органогенно-обломочные, соотношение которых, как и литотипов, в разрезах карбонатных пластов разное. Наиболее широко развиты поровые и каверно-поровые коллекторы, обычно приуроченные к органогенным и органогенно-обломочным типам коллекторов.

Толщины продуктивных пластов в целом выдержаны на территории рассматриваемого региона. В зависимости от их значений выделяется три категории продуктивных пластов: I — с высокими (от 30–40 до 100–140 м), II — со средними (от 20–30 до 50–70 м) и III — низкими их значениями (от 8–10 до 20–30 м). К I категории относятся: осинский (B_1), христофоровский (A_5), атовский (A_4) и биркинский (A_3); ко II категории: усть-кутские (B_{3-4}), балыхтинский (A_6) и келорский (A_1); к III категории: чайкинский (B_{12}), ербогаченский (B_{11}), преображенский (B_{10}), усть-кутский (B_5) и пласты A_{2-4} , A_{2-3} , A_{2-2} , A_{2-1} .

В результате выполненных нефтегазопроисловых работ в венд-кембрийских карбонатных, кем-

брийских галогенно-карбонатных отложениях на территории рассматриваемого региона выявлено 90 залежей УВ на 42 месторождениях. Из них нефтяных — 41 (45,6 %), нефтегазовых и газонефтяных — 24 (26,6 %) и газовых и газоконденсатных — 25 (27,8 %). В подсолевом карбонатном комплексе (пласты B_{12-11} , B_{5-3}) выявлено 58 (64,4 %) залежей, а в вышележающем галогенно-карбонатном комплексе — 32 (35,6 %).

Вышерассмотренные залежи УВ по величине запасов подразделяются на крупные, средние и мелкие. Их число соответственно равно: 11 (12,2 %), 12 (13,3 %) и 67 (74,5 %). Крупные залежи выделены на следующих месторождениях: Верхнечонском, им. Савостьянова, им. Лисовского (пласт B_{10}); Верхневилючанском, Дулисьминском, Санарском, Северо-Даниловском, Верхнеичерском (пласты B_{3-5}); Верхнечонском, Талаканском, Северо-Талаканском и им. В.Б. Мазура (пласт B_1).

Результаты комплексных исследований карбонатных пластов венд-кембрийских отложений рассматриваемого региона позволили авторам статьи выделить следующие первоочередные объекты по подготовке запасов УВ-сырья на территории распространения наиболее перспективных карбонатных пластов B_{10} , B_{3-5} и B_1 .

Пласт B_{10} (преображенский) наиболее изучен бурением на территории Непско-Ботуобинской антеклизы. В приподнятой ее части, на Непском своде и смежных с ним участках, этот пласт характеризуется органогенным составом и достаточно выдержанными по площади наибольшими нефтенасыщенными толщинами коллекторов, обладающих высокими фильтрационно-емкостными свойствами. На этом объекте в не изученных бурением участках могут быть подготовлены значительные объемы УВ-сырья.

Пласты B_{3-5} наиболее изучены бурением на территории Непско-Ботуобинской антеклизы. В ее пределах выявлена их региональная нефтегазоносность. Наименее изученные участки антеклизы могут быть объектами проведения нефтегазопроисловых работ.

Для пласта B_1 (осинский) характерно локальное и зональное распространение коллекторов, которые обычно приурочены к областям развития органогенных и рифоподобных образований. Подобных областей на территории рассматриваемого региона выделено три: Чамбинско-Алтыбско-Мирнинская, Верхнетохомско-Катско-Пилюдинская и Вельминско-Муторайская. Они прогнозируются в качестве первоочередных объектов подготовки запасов нефти.

Литература

1. Шемин Г.Г. Циклостратиграфия венда и нижнего кембрия, центральных районов Лено-Тунгусской провинции // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1991. – С. 10–22.
2. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с.
3. Шемин Г.Г., Терлеев А.А., Постников А.А., Токарев Д.А., Кочнев Б.Б. Особенности строения разреза вендско-нижнекембрийских отложений Сибирской платформы, вскрытых Чайкинской параметрической скважиной // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 4. – С. 21–29.
4. Гурова Т.И., Степанова М.В., Чернова Л.С. Литолого-палеонтологическая характеристика кембрийских карбонатных толщ Непско-Ботуобинского района // Стратиграфия и фации осадочных бассейнов Сибири : сб. науч. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС. – С. 25–35.
5. Шашин С.Г., Комаров И.Н., Одинцова Т.В., Курьева Л.М. Породы-коллекторы подсолевых карбонатных отложений западной части Непско-Ботуобинской НГО и их битуминозность // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы : сб. науч. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1991. – С. 106–113.
6. Гушина Н.Е., Потлова М.М., Чернова Л.С. Литолого-палеонтологическая характеристика кембрийских карбонатных толщ Непско-Ботуобинского района // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы : сб. науч. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1991. – С. 99–106.
7. Брылкин Ю.Л., Ващенко В.А., Гушина Н.Е. Опорный разрез преобразованного горизонта // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы : сб. науч. тр. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1991. – С. 59–66.
8. Шемин Г.Г. Ереминско-Чонское скопление нефти в преобразованном резервуаре — крупнейший объект по подготовке запасов и добыче углеводородного сырья в Восточной Сибири. – Новосибирск : СО РАН, 2011. – 122 с.
9. Шемин Г.Г. Комплексное обоснование Ереминско-Чонского нефтегазоконденсатного месторождения — крупнейшего объекта по подготовке запасов и добыче нефти и газа в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 61–84. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-61-84.
10. Шемин Г.Г., Чернова Л.С., Потлова М.М., Ващенко В.А., Дорогиницкая Л.М., Ларичев А.И. Опорный разрез преобразованного продуктивного горизонта венд-нижнекембрийского карбонатного комплекса // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 2. – С. 226–236.
11. Ильин В.Д., Фортунова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. – М. : Недра, 1988. – 201 с.

References

1. Shemin G.G. Tsiklostratigrafiya vendi i nizhnego kembriya, tsentral'nykh raionov Leno-Tungusskoi provintsii [Cyclostratigraphy of Vendian and Cambrian series in central regions of Lena-Tungusky Petroleum Province]. In: Stroeniya i neftegazonosnost' karbonatnykh rezervuarov Sibirskoi platform. Novosibirsk: SNIIGGiMS; 1991. pp. 10–22. In Russ.
2. Shemin G.G. Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti vendi i nizhnego kembriya tsentral'nykh raionov Sibirskoi platformy (Nepsko-Botuobinskaya, Baikitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina) [Geology and petroleum potential of Vendian and Lower Cambrian of the central Siberian Platform regions (Nepsky-Botuobinsky, Baikitsky anteklises, and Katangsky saddle)]. Novosibirsk: SO RAN; 2007. 467 p. In Russ.
3. Shemin G.G., Terleev A.A., Postnikov A.A., Tokarev D.A., Kochnev B.B. Structure features of the vendian — lower cambrian section on the Siberian platform, intersected by Chaikinskaya 279 parametrical well. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*, 2011(4):21–29. In Russ.
4. Gurova T.I., Stepanova M.V., Chernova L.S. Litologo-paleontologicheskaya kharakteristika kembriiskikh karbonatnykh tolshch Nepsko-Botuobinskogo raiona [Lithological and paleontological description of Cambrian carbonate series in Nepsky-Botuobinsky region]. In: Stratigrafiya i fatsii osadochnykh basseinov Sibiri. Novosibirsk : SNIIGGiMS; pp. 25–35. In Russ.
5. Shashin S.G., Komarov I.N., Odintsova T.V., Kuryeva L.M. Porody-kollektory podsolevykh karbonatnykh otlozhenii zapadnoi chasti Nepsko-Botuobinskoi NGO i ikh bituminoznost' [Western part of Nepsky-Botuobinsky Petroleum Area: reservoir rocks of subsalt carbonate deposits and their bituminosity]. In: Stroeniya i neftegazonosnost' karbonatnykh rezervuarov Sibirskoi platform. Novosibirsk: SNIIGGiMS; 1991. pp. 106–113. In Russ.
6. Gushchina N.E., Potlova M.M., Chernova L.S. Litologo-paleontologicheskaya kharakteristika kembriiskikh karbonatnykh tolshch Nepsko-Botuobinskogo raiona [Lithological and paleontological description of Cambrian carbonate series in Nepsky-Botuobinsky region]. In: Stroeniya i neftegazonosnost' karbonatnykh rezervuarov Sibirskoi platform. Novosibirsk : SNIIGGiMS; 1991. pp. 99–106. In Russ.
7. Brylkin Yu.L., Vashchenko V.A., Gushchina N.E. Oporni razrez preobrazhenskogo gorizonta [Standard column of Preobrazhensky Horizon]. In: Stroeniya i neftegazonosnost' karbonatnykh rezervuarov Sibirskoi platform. Novosibirsk: SNIIGGiMS; 1991. pp. 59–66. In Russ.
8. Shemin G.G. Ereminsky-Chonskoe skoplenie nefte v preobrazhenskom rezervuare — krupneishii ob'ekt po podgotovke zapasov i dobyche uglevodorodnogo syr'ya v Vostochnoi Sibiri [Ereminsky-Chonsky oil accumulation in the Preobrazhensky reservoir: the largest East Siberian object for hydrocarbon reserves preparation and production]. Novosibirsk: SO RAN; 2011. 122 p. In Russ.
9. Shemin G.G. Integrated substantiation of Ereminsky-Chonsky oil and gas condensate field — largest object for oil and gas reserves preparation and production in Nepsky-Botuobinsky Petroleum Region (Eastern Siberia). *Geologiya nefte i gaza*. 2022;(1):61–84. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-61-84. In Russ.
10. Shemin G.G., Chernova L.S., Potlova M.M., Vashchenko V.A., Doroginskaya L.M., Larichev A.I. Key section of the preobrazhenka productive horizon in the Vendian-Lower Cambrian carbonate complex. *Russian Geology and Geophysics*. 2012;53(2):226–236. In Russ.
11. Il'in V.D., Fortunatova N.K. Metody prognozirovaniya i poiskov neftegazonosnykh rifovykh kompleksov [Oil and gas bearing reef sequences: methods of prediction and prospecting]. Moscow: Nedra; 1988. 201 p. In Russ.

Информация об авторах

Шемин Георгий Георгиевич

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Академика Коптюга, д. 3
e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0001-6579-3425

Вахромеев Андрей Гелиевич

Доктор геолого-минералогических наук,
заведующий лабораторией
ФГБУН «Институт земной коры СО РАН»,
664033 Иркутск, ул. Лермонтова, д. 128
e-mail: evakhromeevag@rn-burenie.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-0712-6568

Смирнов Олег Аркадьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
главный геолог
ООО «ИНГЕОСЕРВИС»,
625019 ул. Республики, 211, Тюмень, Россия
e-mail: smirnov.oa@gmail.com
Scopus: 56400448200

Смирнов Александр Сергеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник центра
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
625000 Тюмень, ул. Старый Тобольский тракт 5 км, д. 6
e-mail: smirnovas@vniigaz.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0001-6837-199X
Scopus: 56401458700

Моисеев Сергей Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,
Ведущий научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Академика Коптюга, д. 3
e-mail: moiseevsa@ipgg.sbras.ru
Scopus: 36922668300

Глазырин Павел Андреевич

Бакалавр
ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный
исследовательский государственный университет»,
630090 Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2
e-mail: glazyrinpa@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0001-8514-6516

Деев Евгений Викторович

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Академика Коптюга, д. 3
e-mail: deev@ngs.ru
ORCID ID: 0000-0002-8300-6736

Information about authors

Georgii G. Shemin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, pr. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0001-6579-3425

Andrey G. Vakhromeev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
Institute of the Earth's Crust SB RAS,
128, ul. Lermontova, Irkutsk, 664033, Russia
e-mail: evakhromeevag@rn-burenie.rosneft.ru
ORCID ID: 0000-0002-0712-6568

Oleg A. Smirnov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Geologist
LLC INGEOSERVICE
211 ul. Republic, Tyumen, 625019, Russia
e-mail: smirnov.oa@gmail.com
Scopus: 56400448200

Aleksandr S. Smirnov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of the center
LLC Gazprom VNIIGAZ,
6, ul. Staryi Tobol'skii trakt 5 km, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: smirnovas@vniigaz.gazprom.ru
ORCID ID: 0000-0001-6837-199X
Scopus: 56401458700

Sergei A. Moiseev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
3, pr. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: moiseevsa@ipgg.sbras.ru
Scopus: 36922668300

Pavel A. Glazyrin

Bachelor of Science
Novosibirsk
State University,
2, ul. Pirogova, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: glazyrinpa@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0001-8514-6516

Evgeny V. Deev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prosp. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: deev@ngs.ru
ORCID ID: 0000-0002-8300-6736