

УДК 553.98.061.4:551.762/.763(571.1)

ЕМКОСТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ГЫДАНСКОЙ И ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ

© 2017 г. | А.П. Афанасенков, Н.Д. Сулова, Л.В. Левчук, А.А. Киселев, Е.А. Копилевич

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия

afanasenkov@vnigni.ru; surova_n@mail.ru; liudmila-levchuk@mail.ru; a.kiselev11@mail.ru; kopilevich@vnigni.ru

CAPACITIVE CHARACTERISTICS OF RESERVOIRS OF JURASSIC – CRETACEOUS DEPOSITS OF THE GIDAN AND WESTERN PART OF THE YENISEI-KHATANGA OIL AND GAS BEARING AREAS

© 2017 | A.P. Afanasenkov, N.D. Surova, L.V. Levchuk, A.A. Kiselev, E.A. Kopilevich

FGBU "All-Russian Research Geological Oil Institute", Moscow, Russia,

afanasenkov@vnigni.ru; surova_n@mail.ru; liudmila-levchuk@mail.ru; a.kiselev11@mail.ru; kopilevich@vnigni.ru

Поступила 15.05.2017 г.

Принята к печати 17.07.2017 г.

Ключевые слова: *Енисей-Хатангский региональный прогиб; Гыданская НГО; Енисей-Хатангская НГО; Западно-Сибирский НГБ; геологическая модель; емкостная характеристика; коллектор; эффективная толщина; сейсмика; динамическая интерпретация.*

Емкостная характеристика коллекторов территории Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области рассмотрена на примере прогнозных карт эффективных толщин и удельной емкости, построенных с использованием инновационной технологии комплексного спектрально-скоростного прогноза. На прогнозных картах выделены зоны повышенных значений емкостных параметров, дана оценка их площади. Приведено сопоставление зон повышенных значений емкостных параметров для резервуаров юры и мела с выделением и рассмотрением областей их перекрытия. Дана тектоническая приуроченность зон повышенных значений емкостных параметров коллекторов и сделаны основные выводы о закономерностях их размещения.

Received 15.05.2017

Accepted for publishing 17.07.2017

Key words: *Yenisei-Khatanga regional deep; Gydansk oil and gas bearing area; Yenisei-Khatanga oil and gas bearing area; West Siberian oil and gas basin; geological model; storage characteristic; reservoir; effective thickness; seismic; dynamic interpretation.*

In the article the capacitive characteristics of the Jurassic and Cretaceous oil and gas prospective reservoirs in the Gydanskaya oil and gas bearing area and western part of the Yenisei-Khatangskaya oil and gas bearing area are considered. Those characteristics were gained with the use of innovative technology based on an integral spectrum-velocity forecast with results presented in the form of maps of predicted effective thicknesses and specific capacity. Analysis of predicted values of reservoir capacity parameters has permitted to reveal regularities in their distribution and to identify zones of elevated values of reservoir capacity parameters for each considered reservoir. The results of analysis of distribution of the predicted values of reservoir capacity parameters obtained for four Cretaceous reservoirs and three Jurassic reservoirs were compared, which permitted to identify cases of overlapping of the zones of elevated values of capacity parameters. Comparison zones of distribution of elevated values of reservoir storage parameter with the new tectonic zoning of the territory is also presented. For more complete consideration of the reservoir capacity characteristic we present additional data on stratigraphy of oil and gas saturated intervals for the oil and gas fields already discovered in the considered part of the Yenisei-Khatanga regional deep. General characteristic of the seven considered reservoirs and variations of the values of reservoir capacity parameters in the section of Jurassic and Cretaceous deposits are shown. On the basis of the obtained prediction maps and results of their comparison, the conclusions are made on existence of prospective zones from the point of view of the capacitive characteristic, and the area of the zones is approximately assessed. Prediction maps of storage parameters were used for updating the assessment of resource potential of the western part of the Yenisei-Khatanga regional deep.

Территория Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей (НГО) характеризуется неравномерной региональной изученностью и является высокоперспективной с точки зрения нефтегазоносности [1, 2]. Рассмотрим новую инфор-

мацию о емкостной характеристике коллекторов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО. Построения прогнозных карт емкостных свойств коллекторов юрско-меловых отложений на площади 433 200 км² выполнены с использованием новой ме-

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Рис. 1. Исследуемые интервалы разреза

Fig. 1. Considered section intervals

Система	Отдел	Ярус	Свита	Нефтегазоносный комплекс	Резервуар	
Меловая	Верхний	$K_{2,km}$	Салпадаяхинская			
		$K_{2,st}$	Насоновская	Турон-сантонский	Насоновский	
		$K_{2,k}$	Дорожковская			
		$K_{2,t}$	Долганская	Апт-альб-сеноманский	Долганско-верхнеяковлевский	
		$K_{2,s}$	Яковлевская			
		$K_{2,a1}$	Малохетская			
	Нижний	$K_{1,в1}$	Малохетская			Малохетско-верхнесуходудинский
		$K_{1,в2}$	Суходудинская			
		$K_{1,v}$	Суходудинская	Неокомский		
		$K_{1,b}$	Нижнехетская	Дерябинская		Нижнехетско-дерябинский
		J_3	Яновская	Верхнеюрский		
		J_3	Сиговская			Сиговский
Юрская	Верхний	J_3	Яновская	Верхнеюрский		
		J_3	Сиговская			
		J_3	Точинская			
	Средний	J_2	Мальшевская	Среднеюрский		Мальшевский
		J_2	Леонтьевская			
		J_2	Вымская			Вымский
		J_2	Лайдинская			

тодики комплексной, количественной интерпретации данных сейсморазведки МОГТ 2D, 3D и бурения, представляющей собой адаптацию инновационной технологии комплексного спектрально-скоростного прогноза (КССП) [3, 4] к конкретным сейсмогеологическим условиям изучаемой территории.

Исходный временной сейсмический куб построен по данным сейсморазведки МОГТ 2D с использованием новой инновационной технологии «Регион Сейс 3D» [5].

Точность выполненных построений емкостных параметров определена с использованием статистических алгоритмов — *валидации* и *скользящего экзамена* — с расчетом среднеквадратического отклонения (σ) $h_{эф}$ и q от эталонных скважинных значений, а сечение карт составило $1,5\sigma$, что означает их достаточную для использования доверительную вероятность (P), равную 0,86.

Емкостная характеристика коллекторов юрско-меловых отложений Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО приведена в виде прогнозных карт эффективных толщин ($h_{эф}$) и удельной емкости ($q = h_{эф} \cdot K_n$). Исследуемый интервал разреза включает: насоновский резервуар ($K_{2,t-st}$) верхнего мела, долганско-верхнеяковлевский (K_{1,a_2-K_2s}), малохетско-верхнесуходудинский (K_{1,v_2-a_1}) и нижнехетско-дерябинский (K_{1,b_2-v_1}) резервуары нижнего мела, сиговский ($J_3k_1-K_1b_1$) резервуар верхней юры, а также мальшевский ($J_2bt-J_2k_1$) и вымский ($J_2a_2-b_1$) резервуары средней юры (рис. 1).

Для построения прогнозных карт для каждого резервуара были использованы средневзвешенные значения емкостных параметров в скважинах. Диапазон изменения средневзвешенных значений емкостных параметров коллекторов в скважинах приведен в табл. 1.

Табл. 1. Диапазон изменения средневзвешенных значений емкостных параметров ($h_{эф}$, K_n , q) по рассматриваемым резервуарам разреза
Table 1. Range of changes in the average values of the capacitive parameters ($h_{эф}$, K_n , q) for the reservoirs under consideration

Резервуар	$h_{эф}$, м	K_n , %	q , м
Насоновский ($K_{2,t-st}$)	4,2–118,3	14,9–29,6	1,4–34,5
Долгановско-верхнеяковлевский (K_{1,a_2-K_2s})	1,4–505,7	14,4–31,6	0,2–136,0
Малохетско-верхнесуходудинский (K_{1,v_2-a_1})	190,0–593,8	16,1–21,9	35,1–123,9
Нижнехетско-дерябинский (K_{1,b_2-v_1})	2,0–426,8	13,8–21,5	0,3–79,4
Сиговский ($J_3k_1-K_1b_1$)	0,2–45,4	11,6–19,6	0,0–8,6
Мальшевский ($J_2bt-J_2k_1$)	2,4–151,0	8,8–18,8	0,3–24,4
Вымский ($J_2a_2-b_1$)	1,8–56,6	11,9–16,7	0,1–8,8

Насоновский резервуар выделяется в верхнемеловых отложениях турон-сантонского нефтегазоносного комплекса (НГК). Резервуар сложен ритмично чередующимися пачками глин, алевроитов и песчаников. Проницаемые песчаные пласты толщиной от 5 до 40 м обладают средними фильтрационно-емкостными свойствами. Насоновский резервуар перекрыт глинами салпадинского флюидоупора (кампан) толщиной около 150 м, породы которого характеризуются средними изолирующими свойствами.

Долганско-верхнеяковлевский резервуар. В составе апт-альб-сеноманского НГК выделяются два резервуара: яковлевский и долганский. Нефтегазоносность яковлевского резервуара связана с промышленными пластами яковлевской свиты, сложенными мелко- и среднезернистыми песчаниками со средними и высокими фильтрационно-емкостными характеристиками. Характерной чертой является резкая литологическая изменчивость. Песчаность яковлевской толщи не превышает 50 %. Субрегиональными, зональными покрывками служат глинистые пачки апт-нижнеальбского возраста яковлевской свиты, неравномерно рассеянные по разрезу и имеющие средние изолирующие свойства.

Долганский резервуар сложен средне-мелкозернистыми песчаниками и песками с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Отдельные разности характеризуются открытой пористостью более 30 % и проницаемостью свыше $1000 \cdot 10^{-5}$ мкм². Песчаность этого резервуара составляет более 85 %. Флюидоупором долганского резервуара является регионально выдержанная глинистая пачка дорожковской свиты мощностью от 60 до 120 м. Встречаемые внутри проницаемых песчаников долганского резервуара единичные глинисто-алевритовые прослойки мощностью до 10 м с низкими изолирующими свойствами не могут служить экранами.

Малохетско-верхнесуходудинский резервуар входит в состав неокомского НГК и является его шельфовым подкомплексом. Неокомский шельфовый НГК служит основным объектом поисков и разведки залежей нефти, газа и конденсата и характеризуется многопластовостью с не выдержанными по проницаемости петрофизическими свойствами пластов песчаников и алевролитов. Малохетско-верхнесуходудинский резервуар представлен песчаниками отложениями малохетской свиты и верхней надпелятчинской частью суходудинской свиты. Проницаемые породы в основном сложены мелкозернистыми песчаниками с изменчивыми, но в целом высокими фильтрационно-емкостными характеристиками. К основному флюидоупору относится субрегиональная углито-глинистая пачка в подошве вышележающей яковлевской свиты. Изолирующие свойства отдельных глинистых прослоев внутри резервуара

низкие. Средними изолирующими свойствами обладает носковская пачка в кровле суходудинской свиты.

Число и мощность глинистых перемычек малохетского резервуара увеличивается в северном направлении, выделяются даже локальные флюидоупоры. В целом отсутствие надежных флюидоупоров в малохетской свите и верхах суходудинской является основным фактором, препятствующим образованию залежей УВ в малохетско-верхнесуходудинском резервуаре.

Нижнехетско-дерябинский резервуар входит в состав неокомского НГК и относится к ачимовскому подкомплексу. Песчаные пласты ачимовского типа в фондоформных частях клиноформ толщиной от 3 до 40 м сложены мелкозернистыми песчаниками со средними фильтрационно-емкостными характеристиками. В отдельных случаях коллекторские свойства песчаников достаточно высоки (открытая пористость — до 20–24 %). Нижнехетско-дерябинский резервуар вместе с отложениями склона включает песчаные пласты в верхней части ортоклиноформ, развитых вблизи кромки шельфа клиноформных тел. Покрывками служат субрегиональные и зональные глинистые пачки трансгрессивных циклов развития неокомских клиноформ мощностью от 10 до 100–150 м с высокими изолирующими свойствами.

Сиговский резервуар входит в состав верхнеюрского нефтегазоносного комплекса и занимает западную и центральную части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Сиговский резервуар представлен алевролитами и аргиллитами с маломощными прослоями песчаников и обладает высокими фильтрационно-емкостными характеристиками на всей площади распространения. По данным бурения, толщина сиговского резервуара с запада на восток изменяется от 10 до 120 м. Сиговский резервуар в разных частях исследуемой территории перекрыт аргиллитами и аргиллитоподобными глинами яновстанского или верхней частью гольчихинского флюидоупоров, обладающих средними и хорошими изолирующими характеристиками.

Мальшевский субрегиональный резервуар входит в состав среднеюрского НГК. Мальшевский резервуар распространен на значительной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и отличается высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Общая толщина резервуара изменяется с запада на восток от 145 до 410 м. Мальшевский резервуар сложен песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов, аргиллитов и углей. Перекрывается плохо отсортированными алевролитами и аргиллитоподобными глинами точинского флюидоупора толщиной до 60 м, породы которого характеризуются средними изолирующими свойствами.

Вымский субрегиональный резервуар входит в состав среднеюрского НГК. Распространен на значительной части Енисей-Хатангского регионально-прогиба и отличается средними фильтрационно-емкостными свойствами (на всей площади распространения). Общая мощность резервуара, сложенного чередованием пачек песчаников, алевролитов и глинистых пород, увеличивается с запада на восток от 80 до 320 м. Вымский резервуар перекрывается аргиллитами, аргиллитоподобными глинами, алевролитами и песчаниками леонтьевского флюидоупора мощностью от 50 до 230 м, породы которого характеризуются низкими изолирующими свойствами.

Приведенные данные свидетельствуют о широком распространении коллекторов и покрышек по всему рассматриваемому стратиграфическому диапазону отложений. На основании полученной информации о распределении емкостных параметров выделены зоны их повышенных значений, анализ которых был использован для построения геологической модели и оценки ресурсов.

На построенных кубах и картах уверенно прогнозируются зоны повышенных значений эффективных толщин ($h_{эф}$) и удельной емкости ($q = h_{эф} \cdot K_{п}$), которые выделены по критерию 65–75 % эталонного максимума прогнозного параметра по скважинным данным.

Рассмотрение полученных карт емкостных параметров по четырем меловым и трем юрским резервуарам свидетельствует о том, что расположение зон их повышенных значений не является конформным (рис. 2, 3). В связи с этим наиболее показательным результатом применения технологии КССП являются карты совмещенных зон повышенных значений емкостных параметров (рис. 4, 5).

На рис. 4 представлено совмещение зон повышенных значений эффективных толщин коллекторов четырех резервуаров верхнего и нижнего мела. Значимость повышенных зон эффективных толщин коллекторов (как и других прогнозных емкостных параметров, выявленных в самом верхнем насоновском резервуаре) не столь велика, как для последующих резервуаров. Это обусловлено, по-видимому, влиянием верхней части разреза на качество сейсморазведки 2D, а также значениями емкостных параметров в скважинах. В ряде интерпретируемых скважин коллекторы не выявлены, в связи с чем можно говорить о невысокой нефтегазоперспективности насоновского резервуара по сравнению с другими меловыми резервуарами. На общей схеме совмещения наблюдаются незначительные области перекрытия повышенных значений эффективных толщин с нижележащим долганско-верхнеяковлевским резервуаром в районе скважин Средне-Пясинская-1, Джангодская-2 и Яровская-2, площадь каждой области перекрытия не превышает 246 и 1441 км².

Самая большая по площади (около 27 000 км²) единая зона повышенных значений эффективных толщин наблюдается в центре исследуемой территории у долганско-верхнеяковлевского резервуара. Нижележащий малохетско-верхнесуходудинский резервуар имеет крупную область перекрытия зон повышенных значений эффективных толщин в центре площадью 14 338 км². Помимо указанной крупной области, восточнее наблюдается еще одна зона повышенных значений эффективных толщин коллекторов насоновского резервуара в районе скв. Джангодская-2.

По малохетско-верхнесуходудинскому резервуару отмечено совпадение зон повышенных значений эффективных толщин с насоновским резервуаром в районе скв. Носковская-35 небольшой площадью 836 км². Немаловажно, что для нижележащего нижнехетско-дерябинского резервуара зоны максимумов рассеяны по всей исследуемой территории и единственное достаточно крупное перекрытие наблюдается с зонами повышенных значений эффективных толщин долганско-верхнеяковлевского резервуара в районе скв. Нанадянская-310 площадью 1646 км².

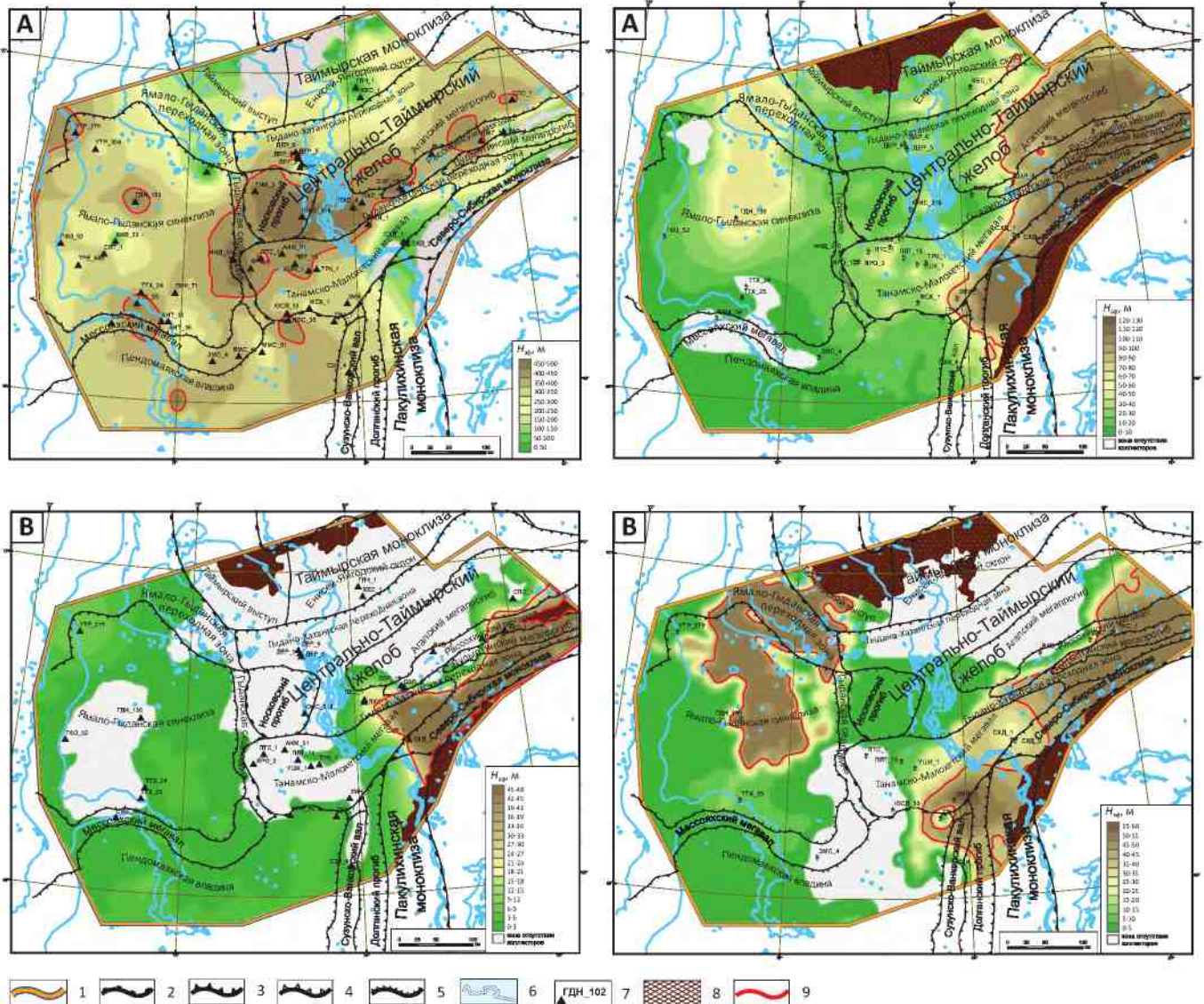
Для удельной емкости, аналогично эффективным толщинам коллекторов, проведено сопоставление зон распространения повышенных значений для четырех меловых резервуаров (см. рис. 4). Расположение зон повышенных значений удельной емкости коллекторов в пределах исследуемой территории имеет гораздо более разобщенный характер по сравнению с зонами эффективных толщин. Перекрытие зон повышенных значений удельной емкости встречается наиболее часто при небольшой площади. Наиболее крупные зоны пересечения повышенных значений удельной емкости наблюдаются между насоновским и долганско-верхнеяковлевским резервуарами, в центральной части рассматриваемой территории в районе скв. Нанадянская-310 (площадь 400 км²), Ушаковская-1 (площадь 1000 км²), Джангодская-2 (площадь 950 км²), Средне-Пясинская-1 (площадь 1500 км²).

По нижележащим долганско-верхнеяковлевскому и малохетско-верхнесуходудинскому резервуарам наблюдается только одно совпадение зон повышенных значений удельной емкости коллекторов к северо-востоку от скв. Суходудинская-1 (площадь 190 км²).

По двум нижележащим резервуарам (малохетско-верхнесуходудинскому и нижнехетско-дерябинскому) исходное положение зон повышенных значений удельной емкости имеет существенное отличие. Для малохетско-верхнесуходудинского резервуара зоны сконцентрированы на юге и частично в центральной части территории, для нижнехетско-дерябинского —

Рис. 2. Прогнозная карта эффективных толщин коллекторов долганско-верхнеяковлевского (А) и сиговского (В) резервуаров
Fig. 2. Map of predicted effective thicknesses of reservoirs of Dolgansk-Verkhneyakovlevsk (A) and Sigovsk (B) horizons

Рис. 3. Прогнозная карта эффективных толщин коллекторов малышевского (А) и вымского (В) резервуаров
Fig. 3. Map of predicted effective thicknesses of reservoirs of Malyshev (A) and Vymsk (B) horizons



Условные обозначения к рис. 2, 3

Границы (1–5): 1 — Гыдано-Усть-Енисейского сейсмического куба; 2–5 — тектонических элементов: 2 — надпорядковых, 3 — суперпорядковых, 4 — I порядка, 5 — II порядка; 6 — береговая линия; 7 — скважины; 8 — зона отсутствия наложений; 9 — зона повышенных значений

Legend to Fig. 2, 3

Borders (1–5): 1 — Gydano-Ust-Eniseyskiy seismic cube; 2–5 — tectonic elements: 2 — superorder, 3 — hyperorder, 4 — I-order, 5 — II-order; 6 — shoreline; 7 — wells; 8 — overprint absence zone; 9 — increased value zone

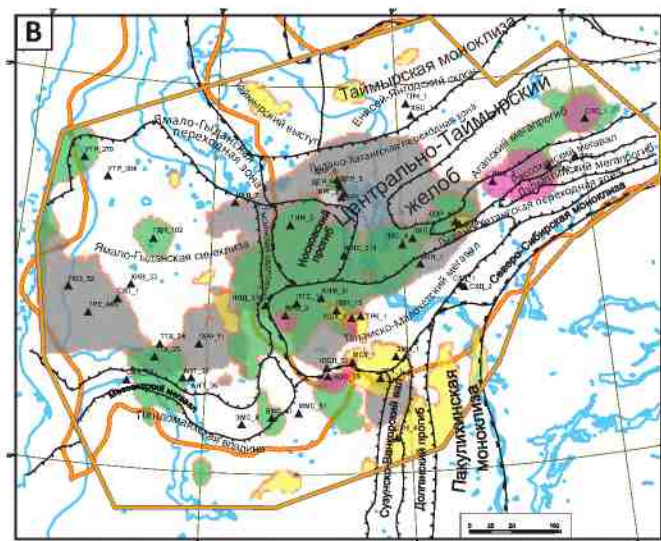
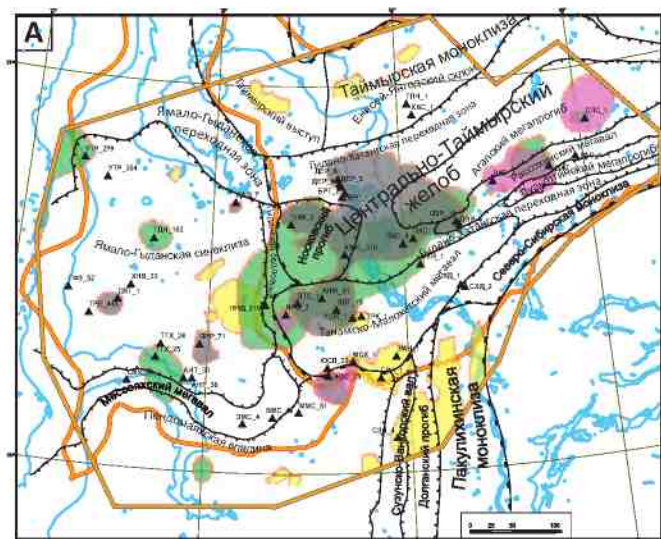
западная граница площади исследований и локальные зоны разобщены в пределах рассматриваемых НГО. Несмотря на значительные площади зон максимумов этих резервуаров (отдельно — около 17 500 км² для малохетско-верхнесуходудинского и 9600 км² для нижнехетско-дерябинского), общей зоны перекрытия не отмечено.

В результате проведенных сопоставлений по каждому из прогнозных емкостных параметров установлены различные закономерности расположения повышенных зон и областей их перекрытия. Для эффективных толщин все зоны различных комбинаций из четырех меловых резервуаров сконцентрированы преимущественно в центральной части рассматри-

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Рис. 4. Совмещение зон повышенных значений эффективных толщин и удельной емкости коллекторов резервуаров нижнего (А) и верхнего (В) мела

Fig. 4. Overlapping of the zones with elevated values of reservoir effective thickness and specific capacity for the Lower (A) and Upper Cretaceous horizons



1 — граница НГО; 2 — нижнететско-дерябинского, 3 — малохетско-верхнесуходудинского, 4 — долганско-верхнеяковлевского, 5 — насоновского, 6 — вымского резервуара, 7 — малышевского резервуара, 8 — сиговско-гольчихинского резервуара. Остальные усл. обозначения см. на рис. 2, 3

Усл. обозначения к рис. 4, 5

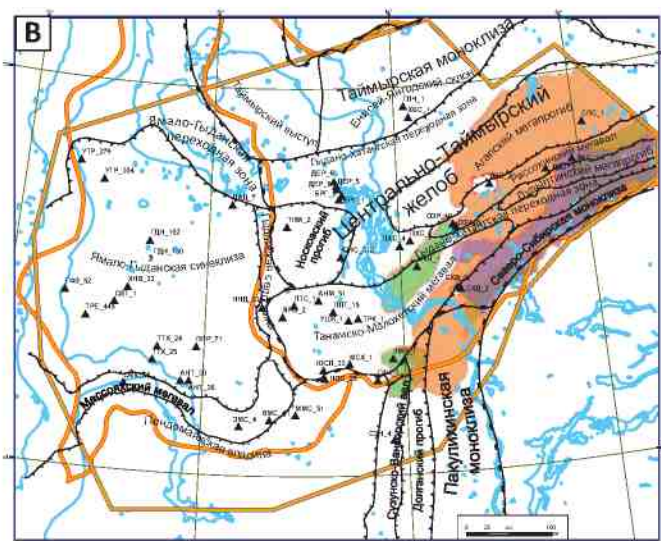
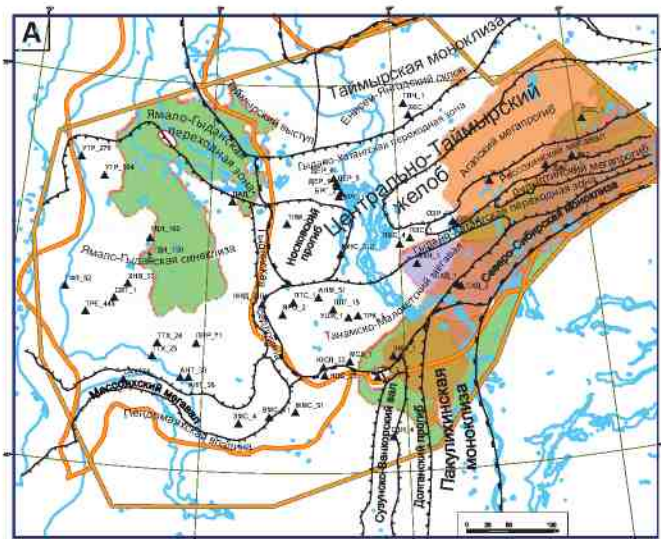
1 — граница НГО; зоны повышенных значений резервуаров (2–8): 2 — нижнететско-дерябинского, 3 — малохетско-верхнесуходудинского, 4 — долганско-верхнеяковлевского, 5 — насоновского, 6 — вымского резервуара, 7 — малышевского резервуара, 8 — сиговско-гольчихинского резервуара. Остальные усл. обозначения см. на рис. 2, 3

Legend to Fig. 4, 5

1 — borders of oil and gas bearing areas; reservoir increased value zone (2–8): 2 — nizhnekhetzkoderyabinskiy, 3 — malokhetko-verkhneshukhodudinskiy, 4 — dolgansko-verkhneyakovlevskiy, 5 — nasonovskiy, 6 — vymskiy, 7 — malyshevskiy, 8 — sigovsko-golchikhinskiy. For other Legend items see Fig. 2, 3

Рис. 5. Совмещение зон повышенных значений эффективных толщин и удельной емкости коллекторов резервуаров средней (А) и верхней (В) юры

Fig. 5. Overlapping of the zones with elevated values of reservoir effective thickness and specific capacity for the Middle (A) and Upper (B) Jurassic horizons



ваемой территории, на границе Гыданской и Енисей-Хатангской НГО.

Совмещение зон повышенных значений удельной емкости насоновского, долганско-верхнеяковлевского, малохетско-верхнесуходудинского и нижнехетско-дерябинского резервуаров нижнего мела отражено на рис. 4. Распределение зон указанного прогнозного параметра приобретает свою динамическую выраженность, отличную от отдельных рассмотренных выше статичных параметров. Все перекрытия зон повышенных значений удельной емкости сконцентрированы в центральной части территории, аналогично рассмотренным зонам эффективных толщин коллекторов, но имеют большую площадь на всей исследуемой территории. Самое крупное перекрытие зон повышенных значений удельной емкости долганско-верхнеяковлевского и малохетско-верхнесуходудинского резервуаров занимает площадь около 25 000 км².

Для всех меловых резервуаров отмечается наличие многочисленных областей перекрытия повышенных значений удельной емкости в целом. Кроме того, выявлены зоны перекрытия совместно трех и даже четырех резервуаров.

В районе скв. Озерная-8 выделена область перекрытия долганско-верхнеяковлевского, малохетско-верхнесуходудинского и нижнехетско-дерябинского резервуаров площадью 260 км². Область общей площадью около 280 км² в районе скв. Яровская-2 представляет собой перекрытие насоновского, долганско-верхнеяковлевского и малохетско-верхнесуходудинского резервуаров. Зона совпадения повышенных значений параметра удельной емкости коллекторов для всех четырех меловых резервуаров расположена в районе скв. Ушаковская-1 и имеет незначительную площадь около 150 км².

Совмещение зон повышенных значений прогнозных параметров резервуаров средней и верхней юры проведено по обоим емкостным параметрам — зонам повышенных значений эффективных толщин коллекторов и удельной емкости (см. рис. 5). На всех прогнозных картах емкостных параметров юрских резервуаров отмечается приуроченность зон повышенных значений к востоку рассматриваемой части Енисей-Хатангской НГО.

Совмещение зон повышенных значений эффективных толщин коллекторов сиговского, малышевского и вымского резервуаров отражено на рис. 5. Зоны повышенных значений эффективных толщин коллекторов юрских резервуаров имеют выраженную северо-восточную ориентацию. Повышенные значения сиговского резервуара наблюдаются в восточной части исследуемой территории и имеют более ограниченную, по сравнению с другими рассматриваемыми резервуарами, область распространения (около 22 000 км²). Зона совпадения повышенных

значений с нижележащим малышевским резервуаром средней юры составляет около 19 100 км².

Повышенные значения эффективных толщин и удельной емкости малышевского резервуара имеют наибольшую по сравнению с другими юрскими резервуарами площадь распространения (около 55 000 км²) (см. рис. 3–5). Отмечается обширная область перекрытия повышенных значений эффективных толщин коллекторов малышевского резервуара как с вышележащим сиговским резервуаром верхней юры, так и нижележащим вымским резервуаром средней юры.

Повышенные значения эффективных толщин вымского резервуара (см. рис. 5) имеют более разрозненное по территории расположение. Выделяется протяженная и относительно узкая область повышенных значений на территории западной части Енисей-Хатангской НГО, расположенная на востоке рассматриваемой территории (около 30 000 км²), и более мелкая зона — ближе к центральной части (около 8 000 км²).

Наибольшая область пересечения зон повышенных значений эффективных толщин коллекторов вымского резервуара наблюдается с вышележащим малышевским резервуаром. Протяженная область повышенных значений вдоль восточной территории исследования, отмеченная ранее, почти полностью перекрывается повышенными значениями малышевского резервуара. Выделенная область перекрытия составляет около 27 000 км². Помимо этой восточной области, выделяются еще две небольшие по площади зоны совпадения указанных резервуаров в районе скв. Озерная-8 и северо-восточнее скв. Сузунская-4, равные 680 и 200 км² соответственно.

На построенной карте совмещений зон повышенных значений эффективных толщин коллекторов получено сквозное перекрытие всех трех юрских резервуаров вдоль восточной границы сейсмического куба, протяженное в северо-восточном направлении общей площадью около 14 500 км² (см. рис. 5). Таким образом, помимо образования областей перекрытия повышенных значений эффективных толщин коллекторов от соседних резервуаров, наблюдаются две зоны совпадения стратиграфически не граничащих вымского и сиговского резервуаров. Наибольшая из них расположена на восточной части рассматриваемой территории и протягивается в юго-западном направлении от скв. Рассохинская-1 до скв. Суходудинская-2, в 6 км от нее. Вторая зона перекрытия находится западнее первой, рассмотренной в межскважинном пространстве скважин Пайяхская-1, Суходудинская-1 и Озерная-8. Площади приведенных зон не превышают 15 000 и 1300 км² соответственно.

Карта совмещения зон повышенных значений удельной емкости коллекторов сиговского, малышевского и вымского резервуаров приведена на рис. 5.

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Табл. 2. Распределение нефтегазоносных интервалов месторождений Гыданской и западной части Енисей-Хатангского НГО по исследуемым резервуарам

Table 2. Distribution of oil and gas bearing intervals of the Gydanskaya and western Yenisei-Khatanga oil and gas bearing areas deposits in the investigated reservoirs

	Месторождения	Резервуар					
		Долганско-верхне-яковлевский	Малохетско-верхне-суходудинский	Нижнехетско-дерябинский	Сиговский	Малышевский	Вымский
Енисей-Хатангская НГО (западная часть)	Нанадянское						
	Пеляткинское						
	Северо-Саленинское						
	Южно-Саленинское						
	Новосаленинское						
	Мессояхское						
	Горчинское						
	Зимнее						
	Ушаковское						
	Казанцевское						
	Дерябинское						
	Хабейское						
	Байкаловское						
	Пайяхское						
	Северо-Пайяхское						
Озерное							
Гыданская НГО	Геофизическое						
	Ладертойское						
	Гыданское						
	Салетское + Ханавейское						
	Восточно-Бугорное						
	Трехбугорное						
	Чугорьяхинское						
	Обское						
	Парусовое						
	Северо-Парусовое						
	Семаковское						
	Минховское						
	Тота-Яхинское						
	Антипаютинское						
	Восточно-Мессояхское						
	Восточно-Минховское						
Западно-Мессояхское							

Наиболее крупная по площади зона повышенных значений выявлена для малышевского резервуара, ее площадь составляет около 48 000 км². Затем, в соответствии с критерием уменьшения общей площади зоны повышенных значений удельной емкости коллекторов, следуют вымский (площадь около 16 000 км²) и сиговский (площадь около 15 000 км²) резервуары. Конфигурация общей границы перекрытия всех зон повышенных значений удельной емкости для трех юрских резервуаров обусловлена границей самого узкого и протяженного — вымского.

На востоке попарные площади совпадения зон повышенных значений удельной емкости коллекторов для сиговского и малышевского резервуаров — 13 500 км², для малышевского и вымского резервуаров — 8200 км², для сиговского и вымского — 8400 км². Сквозная область перекрытия повышенных значений удельной емкости коллекторов для трех юрских резервуаров составляет 6000 км². От восточной области перекрытия зон повышенных значений удельной емкости коллекторов территориально отделяется область перекрытия для малышевского и вымского резервуаров к востоку от скв. Зимняя-1. Область занимает площадь, не превышающую 2200 км².

Приведенные карты совмещения зон повышенных значений емкостных параметров для меловых и юрских резервуаров (см. рис. 4, 5) наглядно демонстрируют прогнозы, полученные по каждому из резервуаров в отдельности (см. рис. 2, 3). По меловым резервуарам выявлена тенденция концентрации зон повышенных значений всех прогнозных емкостных параметров в центральной части исследуемой территории, наиболее отчетливо проявляющаяся для долганско-верхнеяковлевского и малохетско-верхнесуходудинского резервуаров.

Отметим, что по результатам отдельных прогнозных карт емкостных параметров для юрского интервала разреза в пределах каждого исследуемого интервала выделены обширные протяженные зоны отсутствия коллекторов в соответствии с эталонной скважинной информацией.

Для сиговского, малышевского и вымского резервуаров они имеют различную площадь распространения и территориальное размещение в пределах исследуемой территории. Тем не менее для

юрских резервуаров выявлен тренд размещения повышенных значений прогнозных емкостных параметров, смещенный к восточной границе изучаемой части Енисей-Хатангской НГО.

В соответствии с новым тектоническим районированием [6] выявлена приуроченность наиболее перспективных зон повышенных значений емкостных параметров, полученных с использованием технологии КССП, к крупным положительным и отрицательным структурно-тектоническим элементам.

Для меловых отложений зоны повышенных значений емкостных параметров и их области совмещений располагаются преимущественно в пределах двух отрицательных элементов — Носковского и Агаповского мегапрогибов, а также положительного — периферийной части Танамо-Малохетского мегавала. Для юрских отложений зоны повышенных значений емкостных параметров и их областей совмещения сконцентрированы в восточной части НГО, что в тектоническом плане относится к Северо-Сибирской моноклизе, Дудыптинскому мегапрогибу и восточной периферийной части Танамо-Малохетского мегавала.

Промышленная нефтегазоносность юрско-меловых коллекторов в рассматриваемых интервалах геологического разреза доказана наличием месторождений УВ (табл. 2), в связи с чем выявленные зоны развития высокеемких коллекторов представляют большой интерес для открытия новых месторождений УВ. Таким образом, с использованием инновационной технологии КССП получена новая информация, количественно характеризующая изменение емкостных параметров юрско-меловых коллекторов на территории Гыданской и Енисей-Хатангской НГО.

Поскольку объектами регионального прогноза в разрезе осадочного чехла служат НГК, представляющие резервуар или группу сближенных резервуаров и контролируемых региональным флюидопором (покрышкой), полученные результаты при рассмотрении с другой существующей прогнозной геологической информацией были использованы для определения ресурсов УВ и выделения перспективных зон для дальнейшего проведения детальных геолого-разведочных работ.

Литература / References

Опубликованная / Published

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. — М.: Недра, 1981. — 532 с.
Oil and gas geology of the Siberian platform. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 532 p.
2. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. — 2011. — Т. 52. — № 8. — С. 1027–1050.
Kontorovich V.A. Tectonics and oil and gas potential of the western part of the Yenisei-Khatanga regional deep. Geologiya i geofizika. 2011;52(8):1027–1050.

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

3. *Копилевич Е.А., Мушин И.А., Давыдова Е.А., Афанасьев М.Л.* Комплексное спектрально-скоростное прогнозирование типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов // Сер. Библиотека нефтяного инжиниринга, ОАО «НК «Роснефть». – Ижевск: АНО «Ижевский институт компьютерных исследований», 2010. – С. 248.

Kopilevich E.A., Mushin I.A., Davydova E.A., Afanasyev M.L. Integral spectrum-velocity prediction of geological section types and reservoirs properties. *OAO "NK "Rosneft", Biblioteka neftyanogo inzhiniringa.* Izhevsk: ANO "Izhevsk Institute of Computer Researches"; 2010. pp. 248.

4. *Копилевич Е.А., Сурова Н.Д.* Методика регионального 3D-прогнозирования емкостных свойств коллекторов по данным сейсморазведки 2D // Геофизика. – 2015. – № 1. – С. 2–9.

Kopilevich E.A., Surova N.D. Technique for regional 3D predictions of reservoir capacity properties based on 2D seismic data. *Geofizika.* 2015;(1):2–9.

5. *Мушин И.А., Фортунатова Н.К., Белоусов Г.А.* Технология построения объемных седиментационно-емкостных моделей осадочных бассейнов // Технологии сейсморазведки. – 2012. – № 1. – С. 37–45.

Mushin I.A., Fortunatova N.K., Belousov G.A. Technology for creation of 3D sedimentation-capacity models of sedimentary basins. *Tekhnologii seismorazvedki.* 2012;(1):37–45.

Фондовая / Library holdings

6. *Оценка ресурсного потенциала слабоизученных территорий северного обрамления Сибирской платформы на основе проведения современных геолого-геофизических исследований, регионального объемного и бассейнового моделирования с выделением объектов для параметрического бурения: геологический отчет / ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт».* – М.: Изд-во ВНИГНИ, 2016 г. – 2581 с. – Исполн.: А.П. Афанасенков и др. – № ГР 643-14-466.

Estimation of the resource potential of poorly explored territories of the northern border of the Siberian Platform on the basis of modern geological and geophysical studies, regional volumetric and basin modeling with the separation of objects for parametric drilling: geological report. FGBU "All-Russian Research Geological Oil Institute". Moscow: VNIIGNI; 2016. – 2581 p. – Exec.: A.P. Afanasenkov et al. № ГР 643-14-466.

РЕКЛАМА

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOLOGISTS &
ENGINEERS

Зарегистрируйтесь
на одно-, двух- и
трехдневные курсы
ведущих зарубежных
специалистов. Тематика
курсов затрагивает как
теоретические, так и
практические аспекты
актуальных вопросов в
области геонаук.

EDUCATION
DAYS

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ МОСКВА 2017

13-17 НОЯБРЯ 2017 ГОДА

Программа курсов

13 ноября	Сейсмические атрибуты и их использование в сейсмической интерпретации <i>Бежзад Алаеи, Earth Science Analytics</i>
13-15 ноября	Моделирование пласта-коллектора на основе интегрирования данных <i>Михаэль Поппельрайтер, University Technology Petronas</i>
14-15 ноября	Использование геостатистики для интегрирования сейсмических данных в модели среды <i>Оливье Дюбрюль, Imperial College London</i>
16 ноября	Геологическая эволюция областей Тетиса и его обрамления с позднего Палеозоя <i>Эрик Барриер, NCOС</i>
16-17 ноября	Петрофизические свойства коллекторов, геомеханика и опасные природные процессы, связанные с наведенной сейсмичностью при применении гидроразрыва пласта <i>Сергей Шапиро, Freie Universitaet Berlin</i>
16-17 ноября	Глубоководные коллекторы: поисково-разведочные схемы <i>Доррик Стоу, Heriot-Watt University</i>

www.eage.ru/EDM
www.learninggeoscience.org

