

УДК 550.8.053

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ ГЫДАНСКОЙ И ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ

© 2017 г. | Е.А. Копилевич, Н.Д. Сурова, Л.В. Левчук

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; kopilevich@vngni.ru; surova_n@mail.ru; liudmila-levchuk@mail.ru

QUANTITATIVE FORECAST OF RESERVOIR PROPERTIES OF THE GYDANSKAYA AND WESTERN PART OF YENISEI-KHATANGA OIL AND GAS BEARING AREAS

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

FGBU "All-Russian Research Geological Oil Institute", Moscow, Russia; kopilevich@vngni.ru; surova_n@mail.ru; liudmila-levchuk@mail.ru

Поступила 20.03.2017 г.

Принята к печати 16.10.2017 г.

Ключевые слова: *Енисей-Хатангский региональный прогиб; Гыданская, Енисей-Хатангская нефтегазоносные области; Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн; геологическая модель; емкостная характеристика; коллектор; эффективная толщина; сейсмика; динамическая интерпретация.*

Статья посвящена практическому применению технологии комплексного спектрально-скоростного прогноза, который позволил количественно оценить эффективные толщины и удельную емкость юрско-меловых коллекторов по данным сейсморазведки 2D и бурения в сложных сейсмогеологических условиях Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей. Емкостные свойства коллекторов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей получены в виде прогнозных карт и кубов эффективных толщин и удельной емкости коллекторов. Фактические результаты приведены в виде сечений прогнозного куба эффективных толщин. Дано сопоставление сечений куба с прогнозными картами эффективных толщин соответствующих интервалов разреза. Рассматриваемая в статье методика представляет собой адаптацию инновационной технологии комплексного спектрально-скоростного прогноза к сложным сейсмогеологическим условиям изучаемых отложений.

Received 20.03.2017

Accepted for publishing 16.10.2017

Key words: *Yenisei-Khatanga regional deep; Gydanskaya and Yenisei-Khatanga oil-and-gas areas; West Siberian oil and gas basin; geological model; permeability properties; reservoir rock; effective thickness; seismic; dynamic interpretation.*

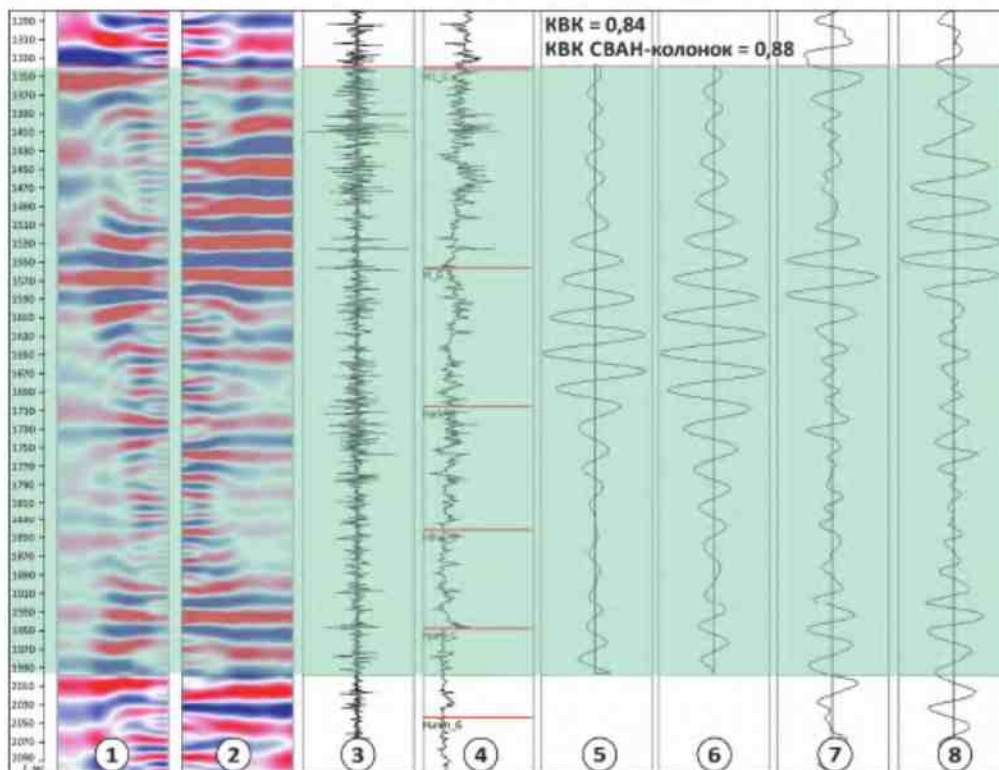
Quantitative prediction of storage properties of Jurassic and Cretaceous reservoir rocks of the Gydanskaya and western part of the Yenisei-Khatanga oil-and-gas areas obtained by using the technology of combined spectrum-velocity prediction is presented in the article. The physical basis of this technology, its description and the process chart are also presented. Within the scope of this article the use of the technology of combined spectral and velocity prediction for seven reservoirs in the Jurassic – Cretaceous section of the study area is considered. Permeability properties of reservoir rocks of the Gydanskaya and western part of the Yenisei-Khatanga oil-and-gas areas are obtained in the form of prediction maps and cubes of effective thicknesses and specific permeability properties of reservoir rocks. Comparison between the cube sections and prediction maps of effective thickness of respective section intervals is also shown. The obtained cube of effective thicknesses can be used in the 3D statistical model for basin modeling and resources calculation by volumetric method. Based on all the maps obtained the quantitative assessment of hydrocarbon potential has been updated for the western part of the Yenisei-Khatanga regional deep. The obtained prediction maps and cubes of permeability properties allowed for essentially updating of the prediction parameter (H_{eff}) for determination of the analogy factor between the specified calculated and reference blocks when assessing resources potential by the internal geological analogy method.

Технология комплексного спектрально-скоростного прогноза (КССП) [2] разработана на базе спектрально-временного анализа (СВАН) [4] и псевдоакустического (ПАК) преобразования [1] сейсмической записи с целью прогнозирования типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств

коллекторов (коэффициентов пористости и проницаемости эффективных толщин, удельной емкости и гидропроводности) с построением карт и кубов. Физическая основа технологии КССП заключается в том, что в соответствии с классической теорией распространения упругих колебаний при изменении

Рис. 1. Геофизическое СВАН-моделирование по данным ГИС (АК) и сейсморазведки в интервале меловых отложений по скв. Семаковская-54

Fig. 1. Geophysical time-frequency signal analysis modeling using well logging (sonic log) and seismic data for the Cretaceous deposits interval in Well Semakovskaya-54



СВАН-колодка по трассе (1, 2): 1 — сейсмической, 2 — синтетической; 3 — трасса коэффициентов отражения (АК); 4 — акустический каротаж (АК) в скважине; **КВК (5, 6):** 5 — трасс, 6 — СВАН-колонок; **трасса (7, 8):** 7 — реальная, 8 — синтетическая (АК)

TFSA-column from trace (1, 2): 1 — seismic, 2 — synthetic; 3 — reflection factors trace (SL); 4 — SL in the well; **cross-correlation coefficient for (5, 6):** 5 — traces, 6 — TFSA-columns; **trace (7, 8):** 7 — actual, 8 — synthetic (SL)

упругих свойств среды, обусловленном непостоянством литофациальной и гранулометрической характеристик разреза, фильтрационно-емкостных параметров и наличием флюида, изменяются форма импульса волны и скорость его распространения [7]. Наиболее полное отображение изменения формы импульса достигается при его двухмерном спектральном разложении по оси частот и времен [8].

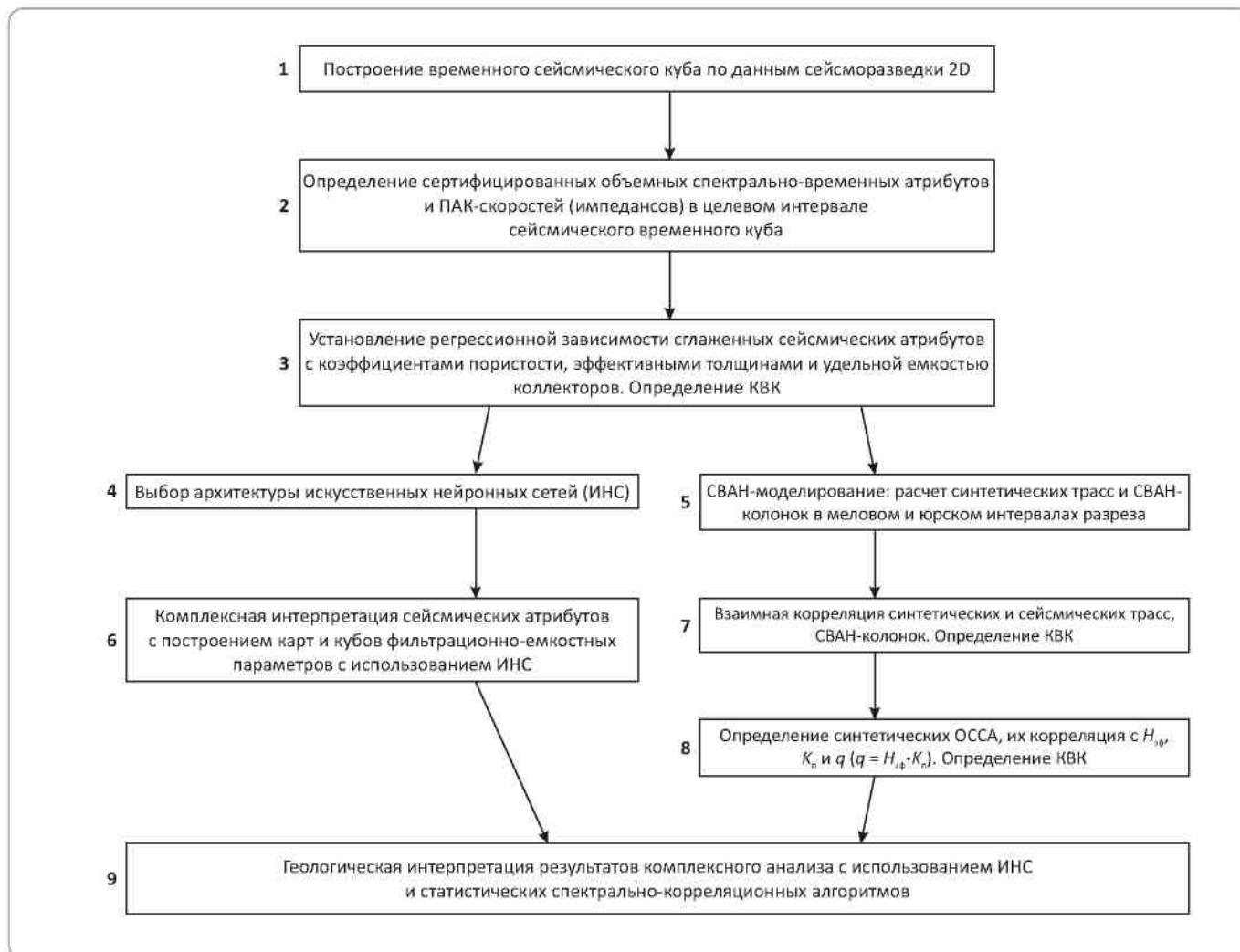
Энергетические спектры СВАН-колодки (рис. 1) характеризуются количественными спектрально-временными атрибутами (СВА), представляющими собой отношение энергии высоких частот и больших времен к энергии низких частот и малых времен, а также произведение удельной спектральной плотности на средневзвешенные и максимальные частоты и времена. Изменение скорости распространения импульса в среде определяется значениями ПАК-скорости на основе ПАК-преобразований сейсмической записи [3].

Таким образом, количественная спектрально-временная и псевдоакустическая параметризации

волнового поля на временных разрезах и кубах позволяют получить семь соответствующих атрибутов: шесть спектрально-временных (три по оси частот и такие же три по оси времен) и один псевдоакустический (скорость). Эти сейсмические атрибуты сертифицируются по максимальному значению коэффициента взаимной корреляции (КВК) с типами геологического разреза и фильтрационно-емкостными параметрами коллекторов в эталонных скважинах. Сертифицированные атрибуты определяются по всем сейсмическим трассам с построением карт и кубов атрибутов, которые комплексно интерпретируются с использованием современных математических средств — искусственных нейронных сетей, статистических и спектрально-корреляционных алгоритмов.

Результаты применения технологии КССП (рис. 2) представляют собой карты и кубы типов геологического разреза, коэффициентов пористости и проницаемости, эффективных толщин, удельной емкости и гидропроводности коллекторов, имею-

Рис. 2. Блок-схема методики прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с использованием технологии КССП
Fig. 2. Process chart of prediction procedure of reservoir rocks porosity–permeability properties using the comprehensive spectral time prediction technology



щих как пористую, так и трещинную и трещинно-кавернозную структуры.

Технология КССП основана на новых способах геофизической разведки, по которым получено шесть патентов на изобретение РФ, и предложена к применению «Методическими рекомендациями по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) при подсчете запасов нефти и газа» (Левянт В.Б., Ампилов Ю.П., Глоговский В.М. и др., 2006, с. 23).

В настоящей статье технология КССП применена для прогнозирования эффективных толщин коллекторов ($H_{эф}$) и удельной емкости ($q = K_p \cdot H_{эф}$) насоновского резервуара ($K_2t - st$) верхнего мела, долганско-верхнеяковлевского ($K_1a_2 - K_2s$), малохетско-верхнесуходудинского ($K_1v_2 - a_1$) и нижнехетско-дерябинского ($K_1b_2 - v_1$) резервуаров нижнего мела, сиговского ($J_3k_1 - K_1b_1$) резервуара верхней юры, мальшевского ($J_2bt - J_2k_1$) и вымского ($J_2a_2 - b_1$) резер-

вуаров средней юры Гыдано-Усть-Енисейского куба, расположенного на территории Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО [1].

Гыдано-Усть-Енисейский временной сейсмический куб построен по данным сейсморазведки МОГТ 2D с использованием новой технологии построения объемных седиментационно-емкостных моделей осадочных бассейнов [6]. Это стало первым этапом реализации новой методики определения емкостных свойств коллекторов в межскважинном пространстве при региональном сейсмическом прогнозе 2D, 3D [5].

Адаптация технологии КССП к сейсмогеологическим условиям Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО заключалась в СВАН-моделировании, выборе параметров определения объемных спектральных сейсмических атрибутов (ОССА), т.е. временного интервала СВАН, ширины фильтра, числа фильтров, начальной и конечной частот

и времен энергетических спектров СВАН-колонок, уровня отсечки неустойчивой части спектров. Временной интервал СВАН соответствует заданным интервалам абсолютных глубин для семи прогнозных интервалов разреза: насоновского, долганско-верхнеяковлевского, малохетско-верхнесуходудинского, нижнехетско-дерябинского, сиговского, малышевского и вымского.

Критерий выбора параметров ОССА и самих ОССА — максимальный КВК сейсмических атрибутов с эталонными (скважинными) значениями петрофизических параметров. СВАН-моделирование проведено для выяснения степени соответствия сейсмических трасс реальным упругим параметрам геологической среды и корреляции СВА и ПАК-атрибутов с эффективными толщинами и удельной емкостью юрско-меловых коллекторов с использованием акустического каротажа в скважинах, расположенных по всей территории исследований. В результате СВАН-моделирования рассчитаны синтетические трассы и СВАН-колонок, а также ОССА по ним, которые сопоставлены с сейсмическими трассами и СВАН-колонками (см. рис. 1). Значение КВК синтетических и сейсмических трасс во всех случаях превышает 0,71 (0,71–0,86), а КВК СВАН-колонок, как и должно быть [4], выше — 0,75–0,93. Таким образом, можно считать, что трассы исходного временного куба вполне пригодны для дальнейшей интерпретационной обработки, поскольку при минимальном временном интервале 30 с и шаге дискретизации 2 мс взаимно коррелируют минимум 15 отсчетов, что означает доверительную вероятность 0,70–0,95, т.е. высокое или допустимое качество соответствия сейсмических трасс реальным жесткостным моделям (Левянт Л.Б., Билибин С.И., Шурыгин А.М., 2002).

Значение КВК синтетических ОССА более 0,7 (0,72–0,81) с эффективными толщинами и удельной емкостью коллекторов свидетельствует о возможности использования сейсмических трасс, подобных синтетическим с КВК=0,72–0,86, для количественного прогноза емкостных параметров коллекторов.

Для прогноза кубов эффективных толщин коллекторов в межскважинном пространстве в соответствии с блок-схемой (см. рис. 2) были сертифицированы ОССА с различными параметрами расчета F -полос пропускания примененных фильтров для получения СВАН-колонок и L -уровней отсечки спектров. В качестве эталонной использовалась информация по 50 скважинам, расположенным в пределах куба, а также кривые изменения $H_{эф}$ с глубиной и суммарные значения эффективных толщин коллекторов в пределах исследуемых интервалов.

Для успешного проведения последующей комплексной интерпретации сертифицированных атрибутов с применением искусственных нейронных

сетей значения КВК должны превышать 0,5 (Вентцель Е.С., 1964; Волчихин В.И., Иванов А.И., 2003).

По 50 скважинам сертифицированные ОССА взаимно коррелируют с петрофизическими параметрами КВК > 0,5, что вполне достаточно для их комплексной интерпретации с применением ИНС и достижения КВК $\geq 0,75$ между комплексным атрибутом и петрофизическими параметрами, что является естественным основанием для проведения подобных исследований по сейсмическим трассам. Архитектура ИНС — число слоев и нейронов — выбиралась минимальной для уменьшения погрешности прогноза вне эталонных точек (Авербух А.Г., Пустарникова Ю.А., Ахметова Э.Р., 2002). Архитектура ИНС составила 1–3 слоя и 7–21 нейронов.

Результаты сертификации ОССА приведены на рис. 3 и в таблице для долганско-верхнеяковлевского ($K_{1a_2} - K_{2s}$) и малышевского ($J_{2bt} - J_{2k_1}$) интервалов разреза.

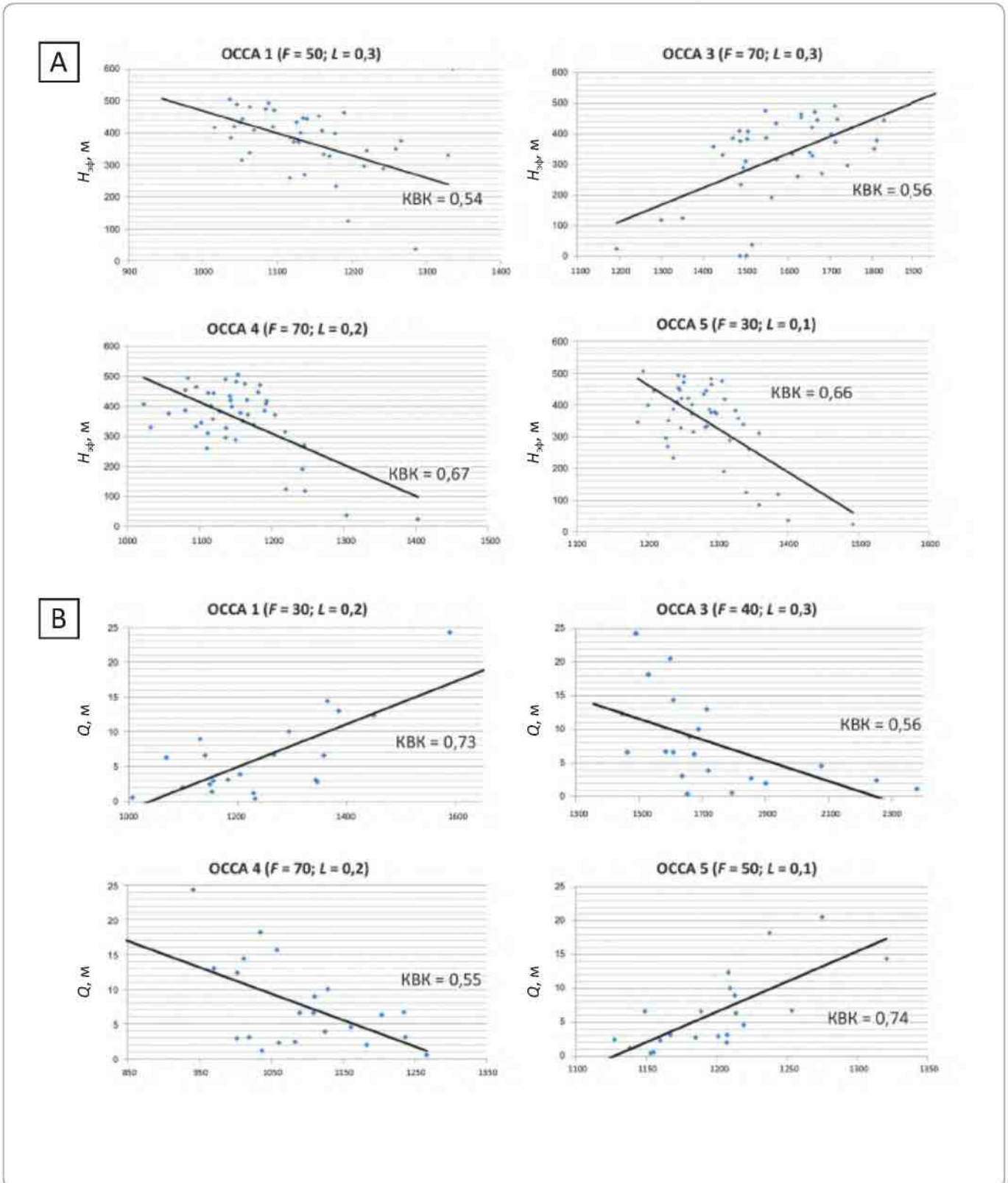
Значение КВК псевдоакустических скоростей с емкостными параметрами не превышало 0,4, поэтому он не был использован. В результате проведенных исследований построены кубы и карты эффективных толщин и удельной емкости коллекторов семи наиболее нефтегазоперспективных юрских и меловых интервалов геологического разреза на площади 433 200 км².

В качестве примера приведем вертикальное сечение куба эффективных толщин для сиговского ($J_{3k_1} - K_{1b_1}$), малышевского ($J_{2bt} - J_{2k_1}$) и вымского ($J_{2a_2} - b_1$) резервуаров в юрских отложениях и горизонтальное сечение куба эффективных толщин коллекторов нижнего мела (рис. 4, 5).

Прогнозные кубы удельной емкости и эффективных толщин могут быть использованы в объемно-статистической модели бассейнового моделирования и для подсчета ресурсов объемным методом. Все построенные карты были использованы для уточнения количественной оценки ресурсного потенциала УВ западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и позволили существенно уточнить прогностический параметр ($H_{эф}$) для определения коэффициента аналогии между выделенными расчетными и эталонными участками при оценке ресурсного потенциала методом внутренних геологических аналогий.

В результате проведенной работы получена принципиально новая геолого-петрофизическая информация, свидетельствующая об эффективности разработанной методики, которую рекомендуется внедрить при проведении региональных, поисковых и детальных сейсморазведочных работ. Результаты получили практическое применение при оценке ресурсов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО.

Рис. 3. Зависимость эффективных толщин (А) от сертифицированных OCCA для долганско-верхнеяковлевского резервуара ($K_{1a} - K_{2s}$) и удельной емкости (В) от сертифицированных OCCA для малышевского резервуара ($J_2bt - J_2k_1$)
Fig. 3. Crossplots of effective thickness (A) vs certified volume spectral seismic attributes for the Dolgansko-Verkhneyakovlevskiy reservoir ($K_{1a} - K_{2s}$) and specific permeability (B) vs certified VSTA for the Malyshevskiy reservoir ($J_2bt - J_2k_1$)



GEOPHYSICAL SURVEYS

Таблица. Сертификация объемных спектрально-временных атрибутов для прогноза эффективных толщин и удельной емкости коллекторов долганско-верхнеяковлевского и малышевского резервуаров

Table. Certification of volume spectral-time attributes for prediction of effective thickness and specific permeability of the Dolgansko-Verkhneyakovlevskiy and Malyshevskiy reservoir rocks

Фильтрационно-емкостные свойства	Сертифицированный атрибут	КВК	КВК среднее	Число использованных скважин	Общее число скважин	Доверительная P	Средняя P	Средняя P по обоим параметрам
Долганско-верхнеяковлевский резервуар	$H_{эф}$	OCCA 1 50 03	0,54	0,61	40	50	0,80	0,82
		OCCA 3 70 03	0,56		40	50	0,80	
		OCCA 4 70 02	0,67		40	50	0,80	
		OCCA 5 30 01	0,66		40	50	0,80	
	q	OCCA 1 40 02	0,56	0,59	42	50	0,84	
		OCCA 3 70 03	0,69		40	50	0,80	
		OCCA 4 30 03	0,58		42	50	0,84	
		OCCA 5 40 03	0,57		42	50	0,84	
Малышевский резервуар	$H_{эф}$	OCCA 1 30 03	0,68	0,57	24	30	0,80	0,87
		OCCA 3 40 03	0,51		24	30	0,80	
		OCCA 4 60 03	0,58		30	30	1,00	
		OCCA 6 50 01	0,51		30	30	1,00	
	q	OCCA 1 30 02	0,73	0,65	24	30	0,80	
		OCCA 3 40 03	0,56		24	30	0,80	
		OCCA 4 70 02	0,55		24	30	0,80	
		OCCA 5 50 01	0,74		24	30	0,80	

Рис. 4. Вертикальное сечение куба эффективных толщин коллекторов сиговского ($J_3k_1-K_1b_1$), малышевского ($J_2bt-J_2k_1$) и вымского ($J_2a_2-b_1$) резервуаров (B), график изменения суммарных значений эффективных толщин малышевского резервуара по Crossline 2129 (A) и прогнозная карта эффективных толщин малышевского резервуара (C)

Fig. 4. Vertical section of effective thicknesses cube of the Sigovskiy ($J_3k_1-K_1b_1$), Malyshevskiy ($J_2bt-J_2k_1$) and Vymskiy ($J_2a_2-b_1$) reservoir rocks (B), variations of aggregate values of the Malyshevskiy reservoir effective thicknesses along Crossline 2129 (A) and prediction map of the Malyshevskiy reservoir effective thicknesses (C)

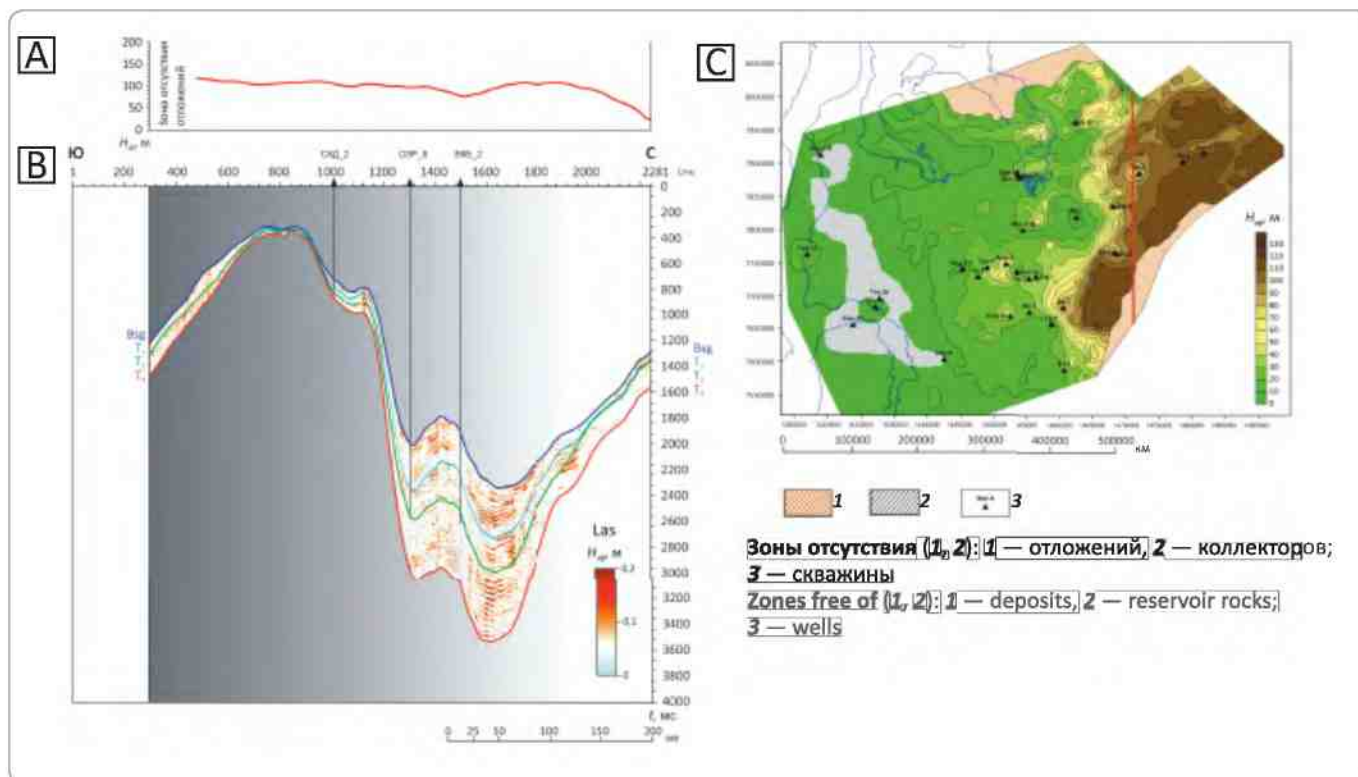
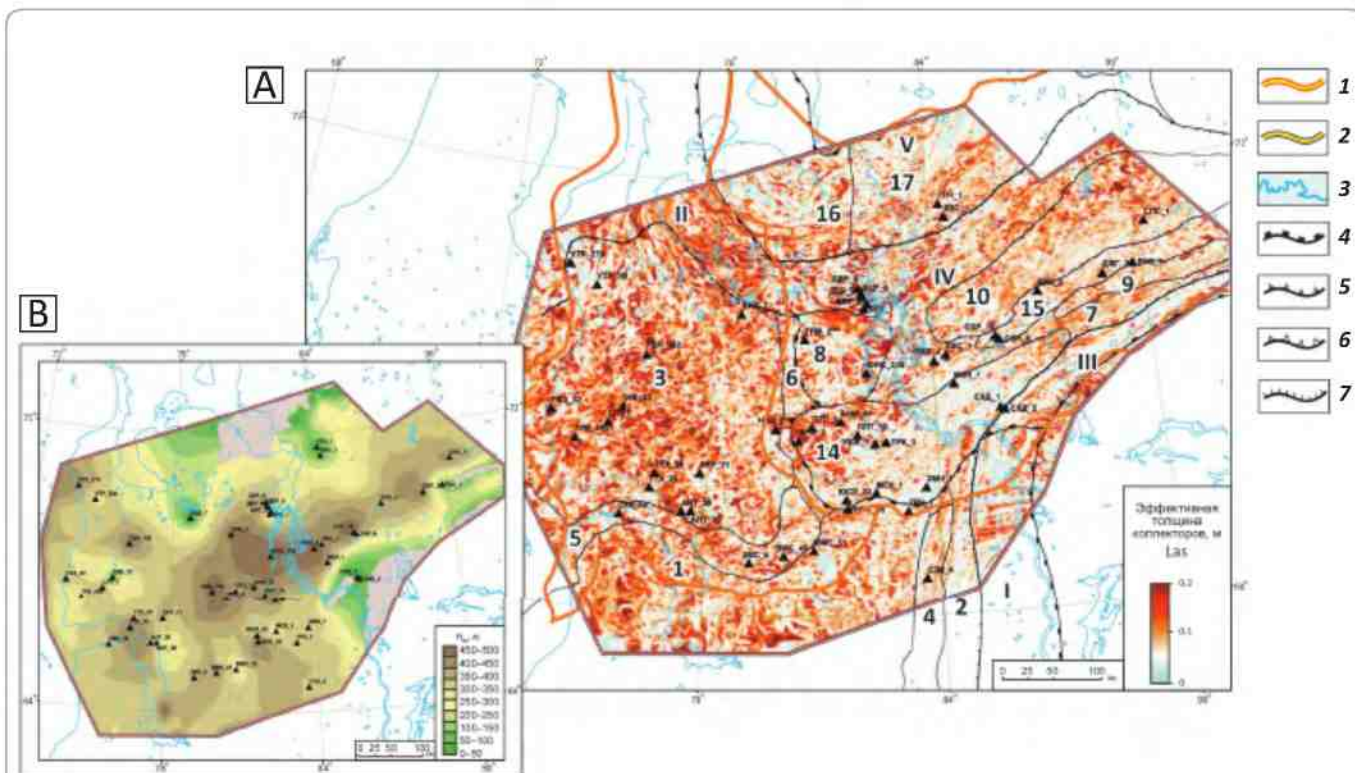


Рис. 5. Горизонтальное сечение куба эффективных толщин коллекторов нижнего мела Slice 1500 (А) и прогнозная карта эффективных толщин коллекторов долганско-верхнеяковлевского резервуара ($K_1a_2-K_2s$) (В)

Fig. 5. Horizontal section of effective thicknesses cube of the Lower Cretaceous reservoir rocks Slice 1500 (A) and prediction map of effective thicknesses of the Dolgansko-Verkhneyakovlevskiy reservoir rocks ($K_1a_2-K_2s$) (B)



Границы (1, 2): 1 — НГО, 2 — Гыдано-Усть-Енисейского сейсмического куба; 3 — береговая линия; границы тектонических элементов (4–7): 4 — надпорядковых, 5 — суперпорядковых, 6 — I порядка, 7 — II порядка.

Структурно-тектонические элементы Западно-Сибирской плиты:

суперпорядковые: I — Пакулихинская моноклиза, II — Ямало-Гыданская переходная зона; структурно-тектонические элементы I порядка: отрицательные (1–3): 1 — Пендомаяхская впадина, 2 — Долганский прогиб, 3 — Ямало-Гыданская седловина; положительные (4–6): 4 — Сузунско-Ванкорский вал, 5 — Мессояхский мегавал, 6 — Гыданская седловина.

Структурно-тектонические элементы Енисей-Хатангского регионального прогиба:

суперпорядковые: III — Северо-Сибирская моноклиза, IV — Центрально-Таймырский желоб, V — Таймырская моноклиза; структурно-тектонические элементы I и II порядков: отрицательные (7–10): 7 — Гыдано-Хатангская переходная зона, 8 — Носковский прогиб, 9 — Дудыптинский мегапрогиб, 10 — Агапский мегапрогиб; положительные (14–17): 14 — Танамско-Малохетский мегавал, 15 — Рассохинский мегавал, 16 — Таймырский выступ, 17 — Енисей-Янгодский склон

Borders (1, 2): 1 — oil and gas areas, 2 — Gydano-Ust-Eniseyskiy seismic cube; 3 — coastline; borders of tectonic elements of (4–7): 4 — major order, 5 — superorder, 6 — I order, 7 — II order.

Structural-tectonic elements of the West Siberian plate:

superorder: I — Pakulikhinskaya monocline, II — Yamalo-Gydanskaya transition zone; structural-tectonic elements of the I order: negative (1–3): 1 — Pendomayakhskaya depression, 2 — Dolganskiy deep, 3 — Yamalo-Gydanskaya saddle; positive (4–6): 4 — Suzunsko-Vankorskiy swell, 5 — Messoyakhskiy mega-swell, 6 — Gydanskaya saddle.

Structural-tectonic elements of the Yenisei-Khatanga regional deep:

superorder: III — North Siberian monocline, IV — Central Taimyr trough, V — Taimyr monocline; structural-tectonic elements of the I and II orders: negative (7–10): 7 — Gydan-Khatanga transition zone, 8 — Noskovskiy deep, 9 — Dudyptinskiy mega-deep, 10 — Agapskiy mega-deep; positive (14–17): 14 — Tanamsko-Malokhetskiy megaswell, 15 — Rassokhinskiy megaswell, 16 — Taimyr nose, 17 — Yenisei-Yangodskiy slope

Литература / References

1. Афанасенков А.П., Сулова Н.Д., Левчук Л.В., Киселев А.А., Копилевич Е.А. Емкостная характеристика коллекторов юрско-меловых отложений Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО // Геология нефти и газа. – 2017. – № 4. – С. 45–54.
Afanasenkov A.P., Surova N.D., Levchuk L.V., Kiselev A.A., Kopylevich E.A. Permeability properties of reservoir rocks of Jurassic – Cretaceous deposits of the Gydanskaya and western part of the Yenisei-Khatanga oil-and-gas areas. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(4):45–54.
2. Бродов Л.Ю., Мушин И.А. Спектрально-временной анализ сейсмических данных при структурно-формационной интерпретации // Геология и геофизика. – 1985. – № 9. – С. 114–126.
Brodov L.Yu., Mushin I.A. Time-spectral analysis of seismic data for the structural-formational interpretation. *Geologiya i geofizika*. 1985;(9):114–126.
3. Гогоненков Г.Н., Захаров Е.Т., Эльманович С.С. Прогноз детального скоростного разреза по сейсмическим данным // Прикладная геофизика. – 1982. – Вып. 97. – С. 58–72.
Gogonenkov G.N., Zakharov E.T., Elmanovich S.S. Detailed velocity section prediction using seismic data. *Prikladnaya geofizika*. 1982;97:58–72.
4. Копилевич Е.А., Мушин И.А., Давыдова Е.А., Афанасьев М.Л. Комплексное спектрально-скоростное прогнозирование типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов // ОАО «НК «Роснефть», сер. Библиотека нефтяного инжиниринга. – Ижевск : АНО «ИИКИ», 2010. – 248 с.
Kopylevich E.A., Mushin I.A., Davydova E.A., Afanasyev M.L. Combined spectral-velocity prediction of geological section types and porosity-permeability properties of reservoir rocks. *OAO «NK «Rosneft», ser. Biblioteka nefyanogo inzhiniringa*. Izhevsk: ANO «IIKI»; 2010. 248 p.
5. Копилевич Е.А., Сулова Н.Д. Методика регионального 3D-прогнозирования емкостных свойств коллекторов по данным сейсморазведки 2D // Геофизика. – 2015. – № 1. – С. 2–9.
Kopylevich E.A., Surova N.D. Method of regional 3D prediction of reservoir rock permeability properties using 2D seismic data. *Geofizika*. 2015;(1):2–9.
6. 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 obtaining 3D sedimentation-permeability models of sedimentary basins. *Tekhnologii seysmorazvedki*. 2012;(1):37–45.
7. Пузырев Н.Н. Интерпретация данных сейсморазведки методом отраженных волн. – М. : Гостоптехиздат, 1959. – 446 с.
Puzyrev N.N. Seismic data interpretation using reflection wave method. Moscow: Gostoptekhizdat; 1959. 446 p.
8. Харкевич А.А. Спектры и анализ. – М. : Физматгиз, 1962. – 236 с.
Harkevich A.A. Spectra and analysis. Moscow: Fizmatgiz; 1962. 236 p.