

УДК 550.8.053

DOI 10.31087/0016-7894-2020-3-61-69

Точность инновационного прогноза емкостных свойств юрско-меловых коллекторов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей по данным сейсморазведки и бурения

© 2020 г. | Л.В. Левчук¹, А.П. Афанасенков^{2,3}, Н.Д. Сулова¹, Е.А. Копилевич¹

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; liudmila-levchuk@mail.ru; surova_n@vnigni.ru; kopilevich@vnigni.ru;

²АО «Росгеология», Москва, Россия; APAfanasenkov@rusgeology.ru;

³ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова», Москва, Россия

Поступила 10.10.2019 г.

Доработана 13.12.2019 г.

Принята к печати 16.03.2020 г.

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

Аннотация: В статье приведены новые данные о емкостной характеристике юрско-меловых отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и сопредельной территории северо-востока Западно-Сибирской плиты, полученные по материалам сейсморазведки и бурения с применением инновационной технологии комплексного спектрально-скоростного прогноза. Емкостная характеристика юрско-меловых отложений определена путем компиляции опубликованных литературных материалов и на основе результатов, полученных авторами при построении новых прогнозных карт емкостных параметров коллекторов по шести юрско-меловым резервуарам. Это позволило закартировать наиболее высокеемкие зоны по каждому исследуемому резервуару, выявить общие закономерности для граничащих резервуаров, а также принципиальные различия между меловыми и юрскими резервуарами. Достоверность новых прогнозных карт оценена путем прямого сопоставления прогнозируемых значений емкостных параметров с неиспользованными при построении новыми скважинными данными. Средние ошибки построений составили 6,65 и 5,19 % для эффективной толщины и удельной емкости соответственно, что является допустимым и удовлетворительным результатом при региональном прогнозе.

Для цитирования: Левчук Л.В., Афанасенков А.П., Сулова Н.Д., Копилевич Е.А. Точность инновационного прогноза емкостных свойств юрско-меловых коллекторов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей по данным сейсморазведки и бурения // Геология нефти и газа. – 2020. – № 3. – С. 61–69. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-61-69.

Jurassic-Cretaceous formations of Gydan and Yenisei-Khatanga petroleum areas: accuracy of innovative reservoir properties prediction using seismic and drilling data

© 2020 | L.V. Levchuk¹, A.P. Afanasenkov^{2,3}, N.D. Surova¹, E.A. Kopilevich¹

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia, levchuk@mail.ru; surova_n@vnigni.ru; kopilevich@vnigni.ru;

²Rosgeologiya, Moscow, Russia; APAfanasenkov@rusgeology.ru;

³Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

Received 10.10.2019

Revised 13.12.2019

Accepted for publication 16.03.2020

Key words: *Yenisei-Khatanga regional trough; Gydan, Yenisei-Khatanga oil and gas bearing areas; West Siberian Petroleum Basin; geological model; reservoir properties; reservoir; net thickness; seismic exploration; amplitude interpretation; accuracy estimation; reliability.*

Abstract: The paper is devoted to new data on reservoir properties behaviour in the Jurassic-Cretaceous formations of the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough and the neighbouring territory of the West Siberian Plate's north-east. To obtain the results, innovative technology of integrated spectral and velocity prediction was applied with the use of seismic and drilling data. The behaviour of reservoir properties of the formations is presented in the form of predicted weighted parameters (average net thickness and specific reservoir storage capacity) for six Jurassic-Cretaceous oil and gas bearing reservoirs. The data obtained allowed revealing the high-capacity zones within each of the studied reservoir, unravelling common factors of occurrence of higher reservoir property values for the neighbouring reservoirs, and also identifying the fundamental difference

GEOPHYSICAL SURVEYS

between Cretaceous and Jurassic regional reservoir properties. Reliability of the obtained results and accuracy of mapping are evaluated by means of direct matching the predicted values of reservoir properties and new well data unused in building these maps. The mean errors of mapping was 6.65 and 5.19 % for net thickness and specific storage capacity, respectively, these results are acceptable and satisfactory in regional predictions. Confidence level of prediction of net thickness and specific storage capacity of the Jurassic-Cretaceous reservoirs that is based on drilling data is 0.86; it is quite sufficient to use the obtained new information in planning further exploration and prospecting activities.

For citation: Levchuk L.V., Afanassenkov A.P., Surova N.D., Kopilevich E.A. Jurassic-Cretaceous formations of Gydan and Yenisei-Khatanga petroleum areas: accuracy of innovative reservoir properties prediction using seismic and drilling data. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(3):61–69. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-3-61-69. In Russ.

Введение

Гыданская и Енисей-Хатангская нефтегазоносные области (НГО) являются важными газодобывающими районами Красноярского края. В пределах этого региона в юрско-меловых отложениях открыто 35 месторождений УВ.

В терригенном юрско-меловом разрезе пород Гыданской и Енисей-Хатангской НГО ритмично чередуются отложения преимущественно алевритопесчаного и алевритоглинистого состава. Алевритопесчаные породы с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств являются коллекторами, а алевритоглинистые — покрышками. Сочетание коллекторов с перекрывающими непроницаемыми отложениями (покрышками) формирует природный резервуар, способный сохранять залежи нефти и/или газа при благоприятных геологических условиях.

В данной статье приведены новые данные о региональном прогнозе коллекторских свойств, рассмотрена характеристика природных резервуаров с позиции их аккумулятивных свойств, а также оценена точность выполненных построений прогнозных карт.

Прогноз емкостных свойств юрско-меловых коллекторов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской НГО выполнен с использованием инновационной технологии комплексного спектрально-скоростного прогноза (КССП) [1], адаптированной к сложным сейсмогеологическим условиям исследуемой территории [2] общей площадью около 400 тыс. км². Принципиальные особенности технологии КССП заключаются в использовании теоретически обоснованного спектрально-временного описания сейсмического импульса, форма которого меняется при изменении упругих свойств среды из-за непостоянства емкостных свойств [3]. Инновационность технологии КССП определяется новыми методами геофизической разведки, на которые получены патенты на изобретения Российской Федерации¹ [1].

Адаптация технологии КССП к сложным сейсмогеологическим условиям юрско-меловых коллекторов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской

НГО подробно описана в работе [2]. Геологическое истолкование полученных пространственных распределений емкостных параметров юрско-меловых коллекторов изучаемого региона приведено в работе [4].

Прогноз осуществлен путем построения прогнозных карт эффективных толщин ($H_{эф}$) и удельной емкости ($q = H_{эф} \cdot K_n$) коллекторов по резервуарам, охватывающим стратиграфический интервал от верхнего мела до средней юры [4]. Для иллюстрации полученных результатов в статье приведены такие карты малохетско-суходудинского ($K_1v_2-a_1$) (рис. 1) и мальшевского (J_2bt-k_1) (рис. 2) резервуаров.

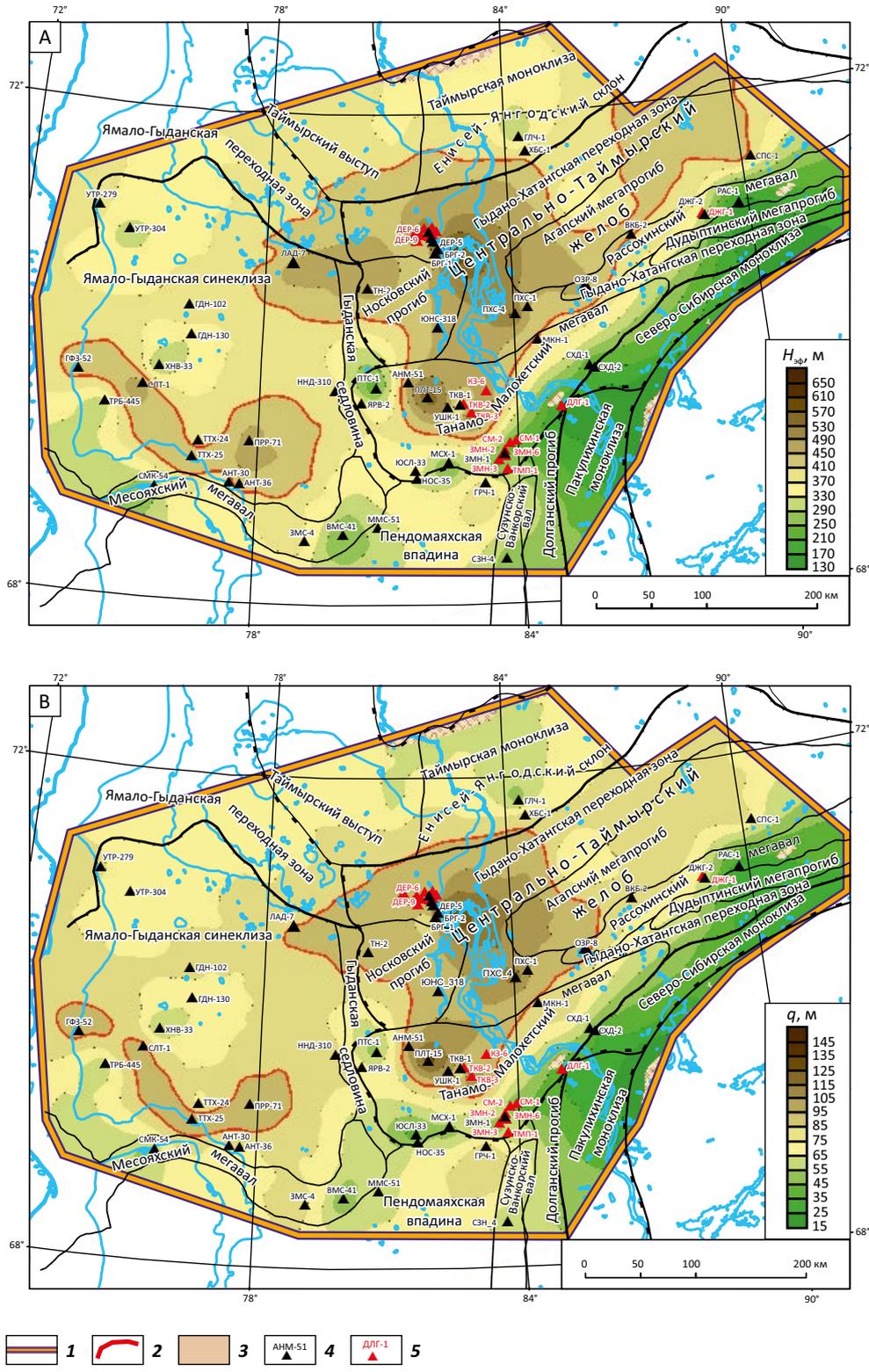
Малохетско-суходудинский субрегиональный резервуар выделяется в составе неокомского шельфового нефтегазоносного комплекса, который характеризуется многопластовостью и площадной изменчивостью петрофизических свойств.

Этот резервуар представлен преимущественно песчаными отложениями малохетской (пласты группы Мх) и суходудинской (песчаные пласты СД-I–СД-ХIII) свит, развитыми в ундаформных (шельфовых) частях неокомских клиноформ. На территории Гыданской НГО резервуар приурочен к продуктивным пластам танопчинской свиты (K_1tnp). Клиноформный комплекс нижнего отдела меловой системы Притаймырского подрайона Енисей-Хатангского регионального прогиба включает байкаловскую (K_1bkl) и шуратовскую (K_1shr) свиты.

Проницаемые породы, слагающие малохетско-суходудинский резервуар, представлены преимущественно мелкозернистыми песчаниками с высокими фильтрационно-емкостными характеристиками. Суммарная мощность эффективных толщин по резервуару изменяется от 34 до 594 м (скв. Береговая-2). Пористость в интервале коллекторов варьирует от 10 до 24 % (при среднем значении 18 %). Коэффициент песчаности составляет от 0,32 (скв. Пайяхская-4) до 0,96 (скв. Озерная-10) [5]. В северо-западном направлении, в сторону к погруженной зоне прогиба, наблюдается постепенное литологическое замещение проницаемых песчаных пластов плотными песчано-алевритовыми разностями с повышенной карбонатностью, в связи с чем уменьшается песчаность резервуара от 50–60 % на Танамской структурной террасе до 15–30 % в погруженных зонах Енисей-Хатангского регионального прогиба.

¹ *Копилевич Е.А., Мушин И.А., Давыдова Е.А. и др.* Способ геофизической разведки для определения фильтрационно-емкостных свойств нефтегазопродуктивных отложений в межскважинном пространстве: Патент на изобретение РФ №2210094, 2003.

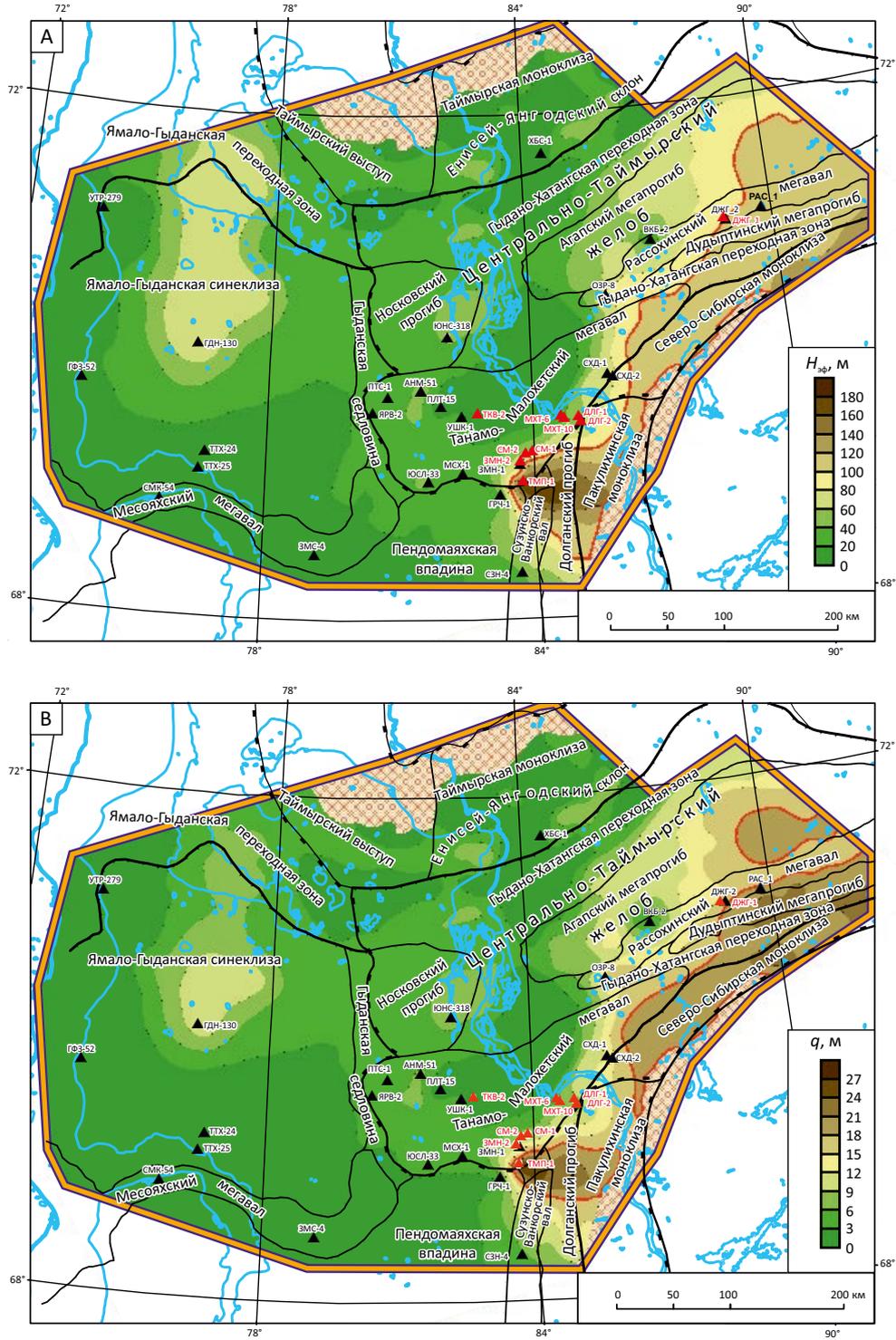
Рис. 1. Прогнозные карты эффективных толщин (А) и удельной емкости (В) коллекторов малохетско-суходудинского ($K_1v_2-a_1$) резервуара
Fig. 1. Maps of predicted net thickness (A) and specific storage capacity (B) for the Malokhetskoy-Sukhodudinsky reservoir ($K_1v_2-a_1$)



Границы (1, 2): 1 — исследуемой территории, 2 — высокоемких зон (>0,7 от max); 3 — зоны отсутствия отложений; **скважины (4, 5):** 4 — эталонные, 5 — проверочные
Boundaries (1, 2): 1 — study area, 2 — high-capacity zones (>0,7 of max); 3 — zones where deposits are absent; **wells (4, 5):** 4 — reference, 5 — control

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 2. Прогнозные карты эффективных толщин (А) и удельной емкости (В) коллекторов малышевского (J_2bt-k_1) резервуара
Fig. 2. Maps of predicted net thickness (A) and specific storage capacity (B) for the Malyshevsky reservoir (J_2bt-k_1)



Усл. обозначения см. на рис. 1
 For other Legend items see Fig. 1

Основным флюидоупором является субрегиональная латерально невыдержанная углисто-глинистая пачка в подошве вышезалегающей яковлевской

свиты мощностью 20–30 м. В составе малохетской свиты выделяются отдельные маломощные глинистые прослои, которые утолщаются и формируют

локальные флюидоупоры в осевой части Енисей-Хатангского регионального прогиба, однако в целом характеризуются низкими изолирующими свойствами. В кровле суходудинской свиты прослеживается выдержанная пеляткинская пачка глин общей мощностью до 80 м. Невыдержанность мощности и литологическая изменчивость глинистых прослоев являются основными препятствиями для образования залежей УВ в малохетско-суходудинском резервуаре.

Залежи УВ обнаружены преимущественно в верхней части малохетской свиты, где имеется надежная крышка яковлевского резервуара, и в низах, в верхнесуходудинской подсвите, где флюидоупором служит носковская пачка.

Нефтегазоносность малохетско-суходудинского резервуара установлена на Утреннем, Гыданском, Ладертойском, Байкаловском, Казанцевском, Пеляткинском, Ушаковском, Яровском, Северо-Соленинском, Южно-Соленинском, Нанадянском, Джангодском, Горчинском, а также Западно-Мессояхском и других месторождениях. Основные типы залежей: массивно-пластовая и пластово-сводовая. Ловушками являются главным образом антиклинальные поднятия. Залежи в верхних пластах суходудинской свиты имеют более сложное строение и часто связаны с литологическими экранами.

На полученных прогнозных картах емкостных параметров малохетско-суходудинского резервуара (см. рис. 1), построенных по технологии КССП, выделены зоны повышенных значений эффективной толщины и удельной емкости по критерию $> 0,7$ от максимума, т. е. на уровне 3 дБ, как это принято при проведении спектрального анализа, а в нашем случае — спектрально-временных атрибутов КССП [3]. Полученные данные иллюстрируют приуроченность повышенных значений эффективных толщин и удельной емкости к центральной части исследуемой территории, что в тектоническом отношении соответствует западной части Центрально-Таймырского желоба и юго-западной части Ямало-Гыданской синеклизы. Расположение зон повышенных значений контролируется скважинами Пайяхские-1, 4, Пеляткинская-15, Верхнекубинская-2 и Средне-Пясинская-1, а также Приречная-71 и Солетская-1.

Малышевский субрегиональный резервуар выделяется в составе среднеюрского нефтегазоносного комплекса и распространен на значительной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, за исключением приподнятых участков Малохетского, Рассохинского и Балахинского мегавалов, где комплекс присутствует частично или отсутствует. Общая толщина резервуара непостоянна и изменяется с запада на восток от 145 до 480 м.

Коллектором является малышевская субрегиональная свита, представленная переслаиванием песчаных и алевролито-глинистых отложений и характе-

ризующаяся высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В разрезе коллекторской толщи выделяется четыре проницаемых песчаных пласта (МЛ-I, МЛ-II, МЛ-III, МЛ-IV), разделенных пластами алевролитов и глин. Эффективная толщина малышевской свиты изменяется от 40 м (скв. Дерябинская-9) до 167 м (скв. Тампейская-1), песчаность — от 0,27 (скважины Дерябинская-9 и Джангодская-2) до 0,88 (скв. Малохетская-6), коэффициент пористости — от 10 до 20 % [5]. Флюидоупором являются вышележащие отложения точинской свиты, представленные плохо сортированными алевролитами и аргиллитоподобными глинами. Породы точинской свиты (мощность 13–175 м) локально опесчанены и, в связи с этим, характеризуются средними и пониженными изолирующими свойствами.

В малышевском резервуаре обнаружены: газовые залежи — на Зимнем и Хабейском, газопроявления — на Мессояхском и Озерном, газоконденсатные залежи — на Геофизическом, Северо-Парусовом и Южно-Соленинском, нефтепроявления — на Северо-Соленинском и Южно-Соленинском месторождениях.

На прогнозных картах емкостных параметров малышевского резервуара (см. рис. 2), построенных с использованием технологии КССП, наблюдается приуроченность повышенных значений емкостных параметров ($> 0,7$ от max) к южной прибортовой зоне Енисей-Хатангского регионального прогиба. Выделенная зона расположена восточнее известных месторождений, имеющих нефте- или газопроявления в данном интервале (месторождения Озерное, Зимнее, Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинские). Полученные результаты существенно повышают перспективы малышевского резервуара, менее освещенного скважинными данными ввиду глубокого залегания, но являющегося перспективным на возможное присутствие природных резервуаров благодаря высоким значениям емкостных параметров и наличию перекрывающих низкопроницаемых отложений точинской свиты.

Точность выполненных построений емкостных параметров определена с использованием вероятностно-статистических алгоритмов — валидации и скользящего экзамена с расчетом среднеквадратичного отклонения (σ) эффективных толщин и удельной емкости от эталонных скважинных значений, а сечение карт (Δ) составило $\sim 1,5 \sigma$, что означает их достаточную для дальнейшего использования достоверную вероятность ($P = 0,86$). В данной статье эффективность инновационного прогноза емкостных параметров коллекторов оценена наиболее достоверным способом — по прямому сопоставлению прогнозных значений эффективных толщин и удельной емкости с данными результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) новых (проверочных) скважин (табл. 1, 2).



GEOPHYSICAL SURVEYS

Табл. 1. Погрешность определения емкостных параметров коллекторов малохетско-суходудинского резервуара

Tab. 1. Error of reservoir properties determination for the Malokhetsky-Sukhodudinsky reservoirs

Скважина	Скважинные данные		Прогнозная оценка		Погрешность				
	$H_{эф}$	q	$H_{эф}$	q	$\Delta H_{эф}$	%	Δq	%	
ДЕР-1	481,27	96,26	468,14	90,31	13,13	2,73	5,95	6,18	
ДЕР-2	452,44	86,9	507,95	99,81	55,51	12,27	12,91	14,85	
ДЕР-3	453,81	95,6	482,9	93,77	29,09	6,41	1,84	1,92	
ДЕР-4	462,62	89,47	515,68	102,64	53,06	11,47	13,17	14,71	
ДЕР-7	529,51	105,75	507,54	100,55	21,97	4,15	5,19	4,91	
ДЕР-8	490,48	95,6	527,64	106,7	37,17	7,58	11,1	11,61	
ДЕР-10	445,16	88,18	477,32	92,37	32,16	7,22	4,19	4,75	
ДЕР-13	527,79	103,35	527,61	106,45	0,18	0,03	3,1	3	
ДЕР-14	506,83	100,81	491,59	96,13	15,25	3,01	4,68	4,64	
ДЕР-15	470,72	95,13	489,94	96,44	19,22	4,08	1,31	1,38	
ДЛГ-1	166,42	34,96	152,5	30,28	13,92	8,37	4,68	13,38	
ДЖГ-1	325,69	61,74	310,9	66,25	14,79	4,54	4,5	7,29	
КЗ-6	466,47	93,03	435,78	95,15	30,69	6,58	2,12	2,28	
СМ-1	218,86	42,64	279,19	61,23	60,33	27,57	18,59	43,61	
СМ-2	253,41	53,92	271,97	57,05	18,56	7,33	3,13	5,81	
ТКВ-2	423,72	93,19	413,38	88,9	10,33	2,44	4,3	4,61	
ТКВ-3	512,89	107,4	514,04	112,79	1,15	0,22	5,39	5,02	
ТМП-1	286,81	60,89	320,65	65,87	33,84	11,80	4,99	8,19	
ЗМН-2	278,21	59,39	256,92	56,72	21,3	7,66	2,67	4,5	
ЗМН-3	238,39	51,47	219,88	48,43	18,52	7,77	3,03	5,9	
ЗМН-6	268,96	59,04	262,67	57,92	6,29	2,34	1,13	1,91	
Всего скважин: 21					Среднее	Среднее	Среднее	Среднее	
					$P = 1$	24,12	6,93	5,62	8,12
(-4 скважины)					$P = 0,86$	17,67	5,1	4,04	4,94

Табл. 2. Погрешность определения емкостных параметров коллекторов малышевского резервуара

Tab. 2. Error of reservoir properties determination for the Malyshevsky reservoirs

Скважина	Скважинные данные		Прогнозная оценка		Погрешность				
	$H_{эф}$	q	$H_{эф}$	q	$\Delta H_{эф}$	%	Δq	%	
ДЛГ-1	58,61	8,5	58,77	8,53	0,16	0,27	0,03	0,35	
ДЛГ-2	40,35	6,72	41,2	6,8	0,85	2,1	0,08	1,22	
ДЖГ-1	94,82	16,12	107,37	18,31	12,55	13,23	2,19	13,61	
МХТ-10	67,34	9,09	65,93	9,04	1,41	2,09	0,05	0,6	
МХТ-6	41,54	7,6	42,44	7,63	0,9	2,17	0,03	0,41	
СМ-1	84,38	10,43	85,48	10,47	1,09	1,3	0,04	0,38	
СМ-2	75,8	10,45	85,86	10,46	10,05	13,26	0,01	0,11	
ТМП-1	171,32	26,32	170,59	26,2	0,73	0,43	0,12	0,44	
ЗМН-2	117,83	16,17	87,38	13,63	30,45	25,84	2,54	15,69	
Всего скважин: 9					Среднее	Среднее	Среднее	Среднее	
					$P = 1$	6,47	6,74	0,57	3,65
(-1 скважина)					$P = 0,9$	3,47	4,36	0,32	2,14

Графики погрешности определения эффективной толщины и удельной емкости в межскважинном пространстве свидетельствуют об устойчивости сделанного прогноза при приемлемых среднеквадратичных оценках разброса значений (R^2) погрешностей определения $H_{эф}$ и q (рис. 3, 4).

Для малохетско-суходудинского резервуара погрешности определения значений эффективных толщин составили 6,93 % с доверительной вероятностью $P = 1$ и 5,1 % с $P = 0,86$. Погрешности определения значений удельной емкости оценены в 8,12 % с доверительной вероятностью $P = 1$ и 4,94 % с $P = 0,86$.

Для малышевского резервуара погрешности определения значений эффективных толщин составили 6,74 % с доверительной вероятностью $P = 1$ и 4,36 % с $P = 0,9$. Погрешности определения значений удельной емкости — 3,65 % с доверительной вероятностью $P = 1$ и 2,14 % с $P = 0,9$.

Средние значения погрешности по шести резервуарам юрско-мелового комплекса составили для $H_{эф}$ 6,65 %, а для q — 5,19 % с доверительной вероятностью $P = 0,85$, что является приемлемым результатом для регионального прогноза. Полученные данные о большей точности определения удельной емкости по сравнению с эффективной толщиной и коэффициентом

том пористости соответствуют имеющимся теоретическим и практическим представлениям² [1].

Заключение

Применение технологии КССП позволило построить региональные прогнозные карты емкостных параметров юрско-меловых коллекторов Гыданской и Енисей-Хатангской НГО с удовлетворительной точностью. При построении прогнозных карт емкостных параметров погрешность, определенная вероятностно-статистическим способом валидации, составила 10–20 %, сечение этих карт равно 1,5 σ .

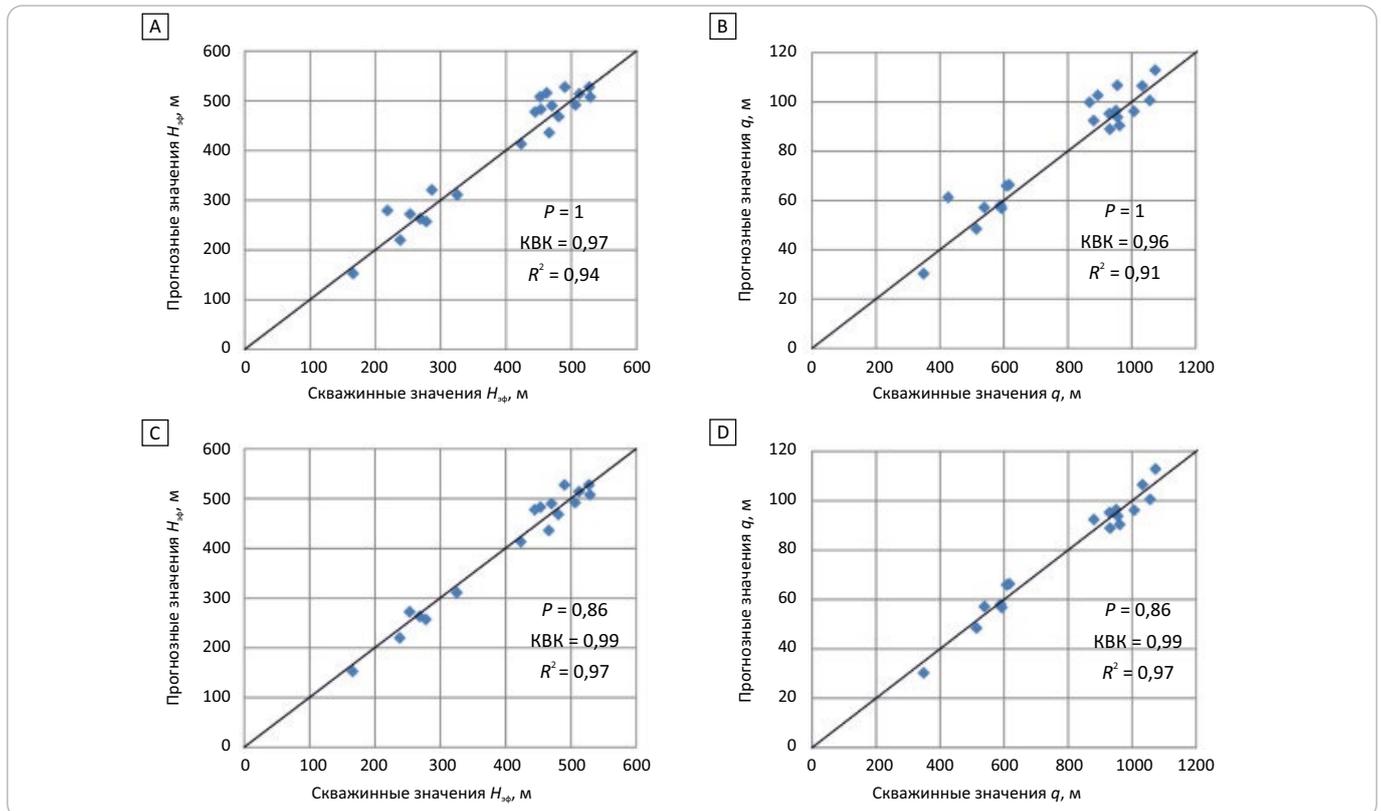
Построенные прогнозные карты легли в основу уточнения количественной оценки ресурсов УВ данной территории методом внутренних аналогий. Точность выполненных построений также оценена прямым сопоставлением прогнозных и фактических значений емкостных параметров по данным новых скважин, не учитываемых при построении карт, и позволяет получать удовлетворительные результаты для регионального прогноза.

Доверительная вероятность прогноза эффективных толщин и удельной емкости коллекторов юрско-меловых резервуаров по данным бурения со-

² Там же.

Рис. 3. Корреляция фактических скважинных и прогнозных значений емкостных параметров: эффективной толщины (А, С) и удельной емкости (В, D) малохетско-суходудинского резервуара

Fig. 3. Correlation of actual well-based and predicted values of reservoir properties: net thickness (A, C) and specific storage capacity (B, D) of the Malokhetsky-Sukhodudinsky reservoir

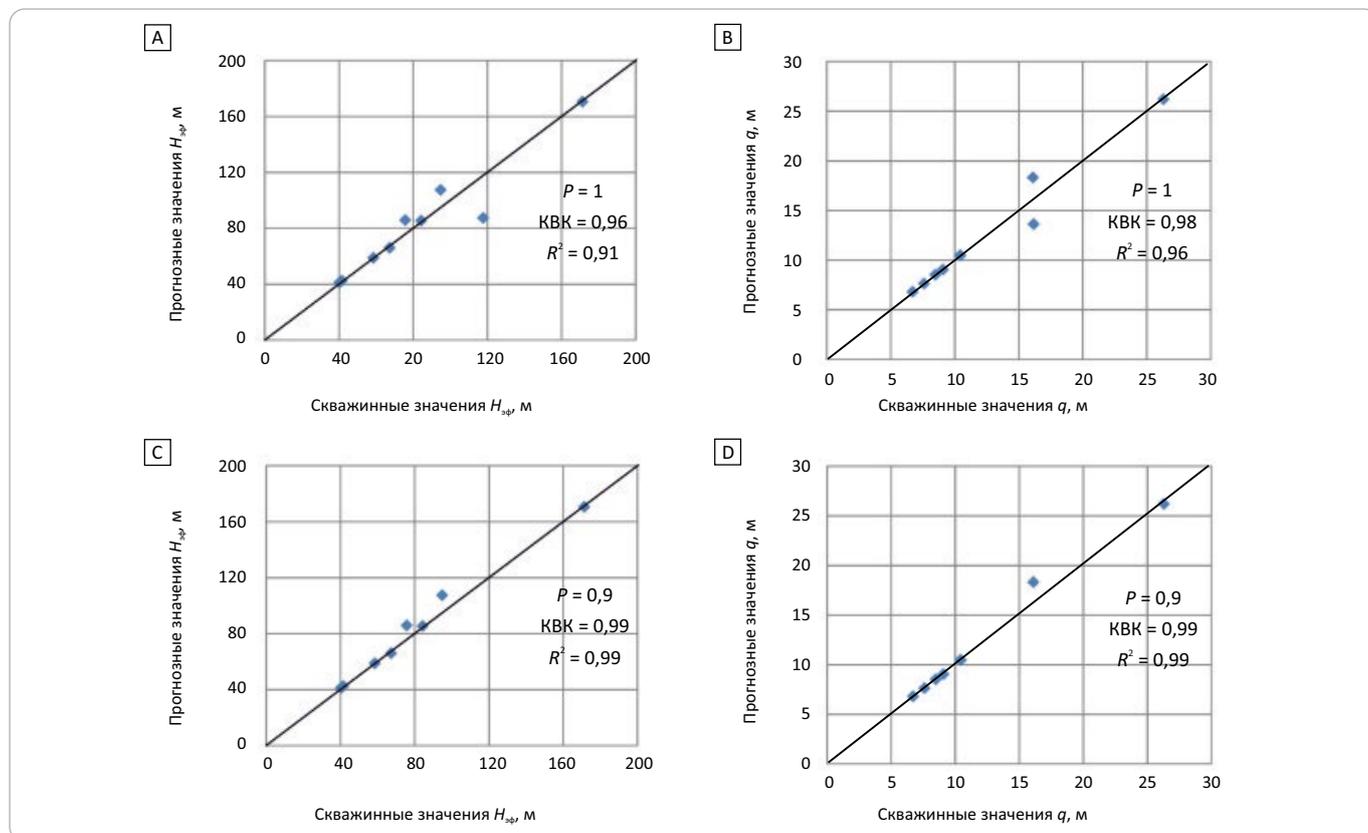




GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 4. Корреляция фактических скважинных и прогнозных значений емкостных параметров: эффективной толщины (А, С) и удельной емкости (В, D) малышевского резервуара

Fig. 4. Correlation of actual well-based and predicted values of reservoir properties: net thickness (A, C) and specific storage capacity (B, D) of the Malyshevsky reservoir



ставляет 0,86, этого вполне достаточно для использования данной новой информации при проектировании дальнейших геолого-разведочных работ. Однако на обширных областях северной и восточной частей исследуемой территории, где скважины отсутствуют или присутствуют в единичном числе, такая высокая эффективность прогноза емкостных свойств юрско-меловых коллекторов может быть недостижима. Погрешности определения емкостных свойств юрско-меловых коллекторов могут достигать 2–3 кратных больших указанных выше погрешностей, т. е. 13–19 % (в среднем для всей территории 16 %, что в целом соответствует погрешности, определенной способом валидации). Учитывая все изложенное, можно сделать вывод, что полученные ре-

зультаты, оцененные разными способами, являются надежными и вполне пригодны для регионального прогноза.

Следует также отметить, что прогнозируемые высокые зоны в меловых отложениях, расположенные в пределах Центрально-Таймырского жолоба и Ямало-Гыданской синеклизы, характеризуются хорошей региональной буровой изученностью. То же касается и юрских высокые зон на востоке изучаемой территории.

Таким образом, применение технологии КССП позволило повысить точность определения емкостных свойств коллекторов по сравнению с существующими представлениями.

Литература

1. 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 «Ижевский институт компьютерных исследований», 2010. – 248 с.
2. Копилевич Е.А., Сулова Н.Д., Левчук Л.В. Количественный прогноз емкостных свойств коллекторов Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. – 2017. – № 6. – С. 59–66.
3. Харкевич А.А. Спектры и анализ. – М. : Физматгиз, 1962. – 235 с.
4. 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.
5. Афанасенков А.П., Кирсанов А.М., Чикишев А.А. Литолого-емкостная характеристика юрско-меловых резервуаров Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 43–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-43-54.

References

1. *Kopilevich E.A., Mushin I.A., Davydova E.A., Afanasyev M.L.* Kompleksnoe spektral'no-skorostnoe prognozirovanie tipov geologicheskogo razreza i fil'tratsionno-emkostnykh svoystv kollektorov [Complex spectral-speed prediction of types of geological section and filtration-capacitive properties of collectors]. In: OAO «NK «Rosneft». Ser. Biblioteka neftyanogo inzhiniringa. Izhevsk: ANO "Izhevsk Institute of Computer Research"; 2010. 248 p. In Russ.
2. *Kopilevich E.A., Surova N.D., Levchuk L.V.* Quantative forecast of reservoir properties of the Gydanskaya and Yenisei-Khatangskaya western part oil and gas bearing areas. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(6):59–66. In Russ.
3. *Kharkevich A.A.* Spektry i analiz [Spectra and analysis]. Moscow: Fizmatgiz; 1962. 235 p. In Russ.
4. *Afanasenkov A.P., Surova N.D., Levchuk L.V., Kiselev A.A., Kopilevich E.A.* Capacitive characteristics of reservoirs of Jurassic – cretaceous deposits of the gidan and western part of the Yenisei-Khatanga oil and gas bearing areas. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(4):45–54. In Russ.
5. *Afanasenkov A.P., Kirsanov A.M., Chikishev A.A.* Lithology, porosity and permeability of Jurassic-Cretaceous reservoirs in Gydan and Yenisei-Khatanga petroleum provinces. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(1):43–54. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-43-54. In Russ.

Информация об авторах

Левчук Людмила Владимировна

Геолог 1-й категории
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: liudmila-levchuk@mail.ru

Афанасенков Александр Петрович

Доктор геолого-минералогических наук,
Заслуженный геолог Российской Федерации,
первый заместитель генерального директора —
руководитель производственного блока
АО «Росгеология»,
117246 Москва, ул. Херсонская, д. 43 корп. 3
e-mail: APAfanasenkov@rusgeology.ru

Наталья Дмитриевна Сурова

Кандидат геолого-минералогических наук, начальник сектора
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: surova_n@vnigni.ru

Копилевич Ефим Абрамович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
главный научный сотрудник
ФГБУ «ВНИГНИ»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: kopilevich@vnigni.ru

Information about authors

Ludmila V. Levchuk

1st Category Geologist
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: liudmila-levchuk@mail.ru

Alexander P. Afanasenkov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Honored Geologist of the Russian Federation,
First Deputy General Director —
Head of Production Unit
AO "Rosgeologiya",
43 Bldg. 3, ul. Khersonskaya, Moscow, 117246, Russia
e-mail: APAfanasenkov@rusgeology.ru

Natal'ya D. Surova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Head of Section
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: surova_n@vnigni.ru

Efim A. Kopilevich

Doctor of geological and mineralogical Sciences, Professor,
Chief researcher
All-Russian Research Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: kopilevich@vnigni.ru