

УДК 551.7:551.24

Уточнение местоположения стратиграфических границ Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения

© 2018 г. | А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, О.Г. Михалкина, Н.Ю. Канунникова, А.С. Земченков

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru; a_krikunov@vniigaz.gazprom.ru; o_mikhalkina@vniigaz.gazprom.ru; n_kanunnikova@vniigaz.gazprom.ru; alexander.zemchenkov@gmail.com

Поступила 10.08.2017 г.

Принята к печати 08.02.2018 г.

Ключевые слова: *Тас-Юряхское нефтегазоконденсатное месторождение; литология; глинистые минералы; рентгеновская дифракция; седиментация; размыв; горизонт.*

Наличие гелия в природном газе Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения, которое расположено на юго-западной периферии Республики Саха (Якутия), и необходимость создания подземного хранилища для этого всепроникающего химического элемента, вызвало большой интерес к изучению внутреннего строения данного месторождения и созданию его адекватной геологической модели. На основе составления корреляционных схем и использования результатов рентгенофазового анализа образцов керн ряда скважин приводятся доказательства регионального распространения ботубинского и хамакинского продуктивных горизонтов по площади исследуемой территории. Проведенные исследования позволяют унифицировать стратиграфические колонки для разрезов скважин на Чаяндинском, Среднеботубинском и Тас-Юряхском месторождениях.

Для цитирования: Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Михалкина О.Г., Канунникова Н.Ю., Земченков А.С. Уточнение местоположения стратиграфических границ Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 51–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-51-59.

Updating the position of stratigraphic boundaries in the Tas-Yuriakhsky oil and gas condensate field

© 2018 | А.Е. Ryzhov, A.I. Krikunov, O.G. Mihalkina, N.Yu. Kanunnikova, A.S. Zemchenkov

Gazprom VNIIGAZ, Moscow Oblast, Russia; a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru; a_krikunov@vniigaz.gazprom.ru; o_mikhalkina@vniigaz.gazprom.ru; n_kanunnikova@vniigaz.gazprom.ru; alexander.zemchenkov@gmail.com

Received 10.08.2017

Accepted for publication 08.02.2018

Key words: *Tas-Yuriakhsky oil and gas condensate field; lithology; clay minerals; X-ray diffraction; sedimentation; erosion; horizon.*

Helium presence in natural gas of the Tas-Yuriakhsky oil and gas condensate field situated in the south-western periphery of the Sakha (Yakutia) Republic as well as need to construct a subsurface storage for this all-permeating gas aroused an interest to studies of internal structure of this field and building of its relevant model. The paper proposes to consider the Botuobinsky pay horizon as the upper regressive part of the large sedimentary cycle. This is based on the fact that erosion surface is lacking below the Botuobinsky sandstone, and underlying claystone gradually replaces them with no hiatus. It is the authors' opinion that the lower boundary of the Botuobinsky horizon should be drawn individually along the bottom of the lowest reservoir interbed in each well instead of searching for the persistent lithological and well logging markers to match the neighbouring wells. Basing on creation of correlation charts and the results of X-ray diffraction analysis of core taken from a number of wells, the evidences of regional distribution of HM 1 layer of the Khamakinsky pay horizon are presented. This layer was identified in the Chayandinsky oil and gas condensate field, and can be delineated in the well columns of the Tas-Yuriakhsky field. The conducted studies allow unifying stratigraphic charts for well logs in the Chayandinsky, Srednebotuobinsky, and Tas-Yuriakhsky fields by adjusting their number and refusing, in particular, from such names as Kursovsky Fm and Ulakhansky Horizon.

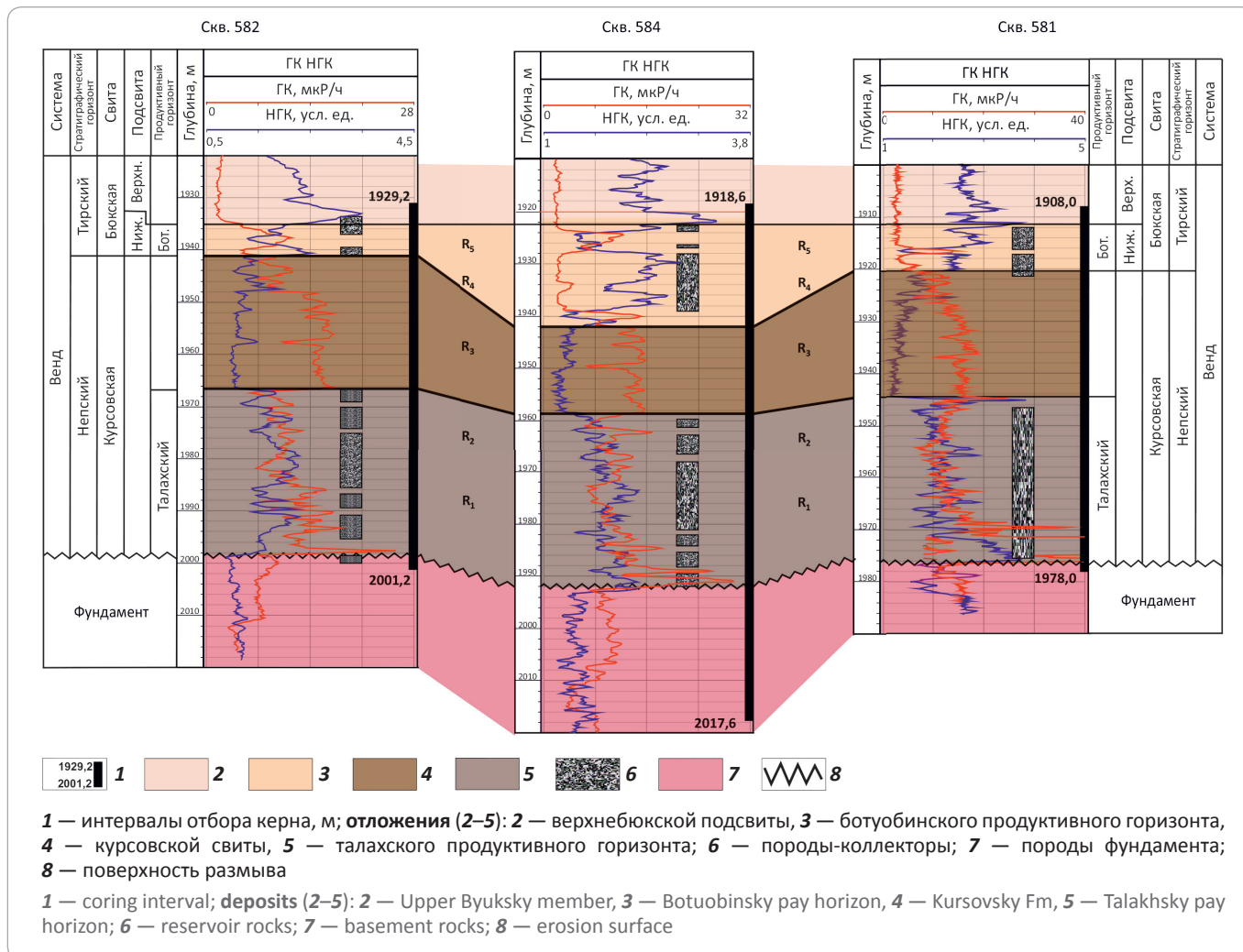
For citation: Ryzhov A.E., Krikunov A.I., Mihalkina O.G., Kanunnikova N.Yu., Zemchenkov A.S. Updating the position of stratigraphic boundaries in the Tas-Yuriakhsky oil and gas condensate field. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(2):51–59. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-51-59.

Большой интерес к изучению внутреннего строения Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на юго-западной периферии Республики Саха (Якутия), вызвало наличие гелия в природном газе данного месторождения и необходимость обустройства подземного храни-

лища для этого всепроникающего химического элемента. Предполагается, что подземное хранилище для концентрата гелия будет создано в отложениях талахского продуктивного горизонта в границах II тектонического блока, где в последнее время было пробурено три скважины — 582, 584 и 581 в общем

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 1. Схема корреляции по линии скважин 582 — 584 — 581 Тас-Юряхского месторождения
Fig. 1. Correlation chart along the wells 582 — 584 — 581, Tas-Yuriakhsky field



направлении с юго-запада на северо-восток. В скважинах были выделены основные продуктивные горизонты (ботубобинский и талахский) и определено местоположение границ стратиграфических подразделений. Следуя этим стратиграфическим отбивкам, используемым на сегодняшний день, авторы статьи составили корреляционную схему, проходящую через эти скважины (рис. 1).

Отмечается некоторое несоответствие между пространственным положением границ ботубобинского горизонта и расположением пород-коллекторов, которые должны быть к нему приурочены. В скв. 582 породы-коллекторы выявлены несколько выше кровли продуктивного ботубобинского горизонта, в скв. 584 они находятся на уровне его верхней границы, а в скв. 581 — немного ниже данного уровня. То же самое наблюдается и в подошве ботубобинского горизонта. В скв. 582 подошва пород-коллекторов совпадает с подошвой горизонта, в скв. 584 породы-коллекторы до этого уровня не доходят, а в

скв. 581 они выходят за пределы данной границы. В ранее опубликованных авторами статьи работах уже неоднократно доказывалось, что отложения ботубобинского продуктивного горизонта являются верхней регрессивной частью крупного седиментационного цикла, основание которого представлено поверхностью регионального размыва [1–3]. Поэтому верхней границей этого горизонта должна служить поверхность размыва между карбонатными образованиями бюксовской свиты и терригенными отложениями подстилающей свиты [4]. Нижняя граница ботубобинского горизонта, по представлению авторов статьи, может проводиться в каждой скважине индивидуально и без ссылки на присутствие какой-либо поверхности размыва в основании этого стратиграфического подразделения. Граница проходит там, где залегает подошва пород-коллекторов, поэтому данную границу нет смысла коррелировать между отдельными скважинами, подбирая для этого на каротажных диаграммах ярко выраженный промышленно-геофизический репер, так как в каждой сква-

Таблица 1. Общий минеральный состав пород скв. 584 Тас-Юряхского НГКМ по данным рентгенофазового анализа
Table 1. Summary of mineral composition of the rocks in the well 584 in the Tas-Yuriakhsky oil and gas condensate field on the results of X-ray diffraction analysis

Номер образца	Глубина отбора образца, м (после увязки)	Литологическое описание	Содержание минералов в породе, %									Примечание
			Кварц	Калиевые полевые шпаты	Сидерит	Пирит	Анагаз	Глинистые				
								Каолинит	Хлорит	Иллиты*	Смешано-слоистые	
1	1959,20	Аргиллит	20,3	6,8	3,2	2,9	–	–	20,8	33,3	12,7	КПШ** : микроклин
2	1965,80	“	16,3	18,4	–	–	1,2	10,1	8,4	33,0	12,6	КПШ: ортоклаз, микроклин

*Иллиты — суммарное содержание истинных слюд и слюд с дефицитом межслоевых катионов.

**КПШ — калиевые полевые шпаты.

жине породы-коллекторы могут формироваться на разных гипсометрических уровнях в зависимости от палеоморфологических и фациальных условий осадконакопления. Ботубинские продуктивные песчаники на Тас-Юряхском и соседних Среднеботубинском и Чаяндинском нефтегазоконденсатных месторождениях последовательно и без перерыва в седиментации залегают на более древних отложениях.

Кровля талахского продуктивного горизонта на Тас-Юряхском месторождении традиционно проводится по отчетливо видимой на диаграммах радиоактивного каротажа границе последовательного замещения аргиллитов верхней части курсовской свиты на низезалегающие менее заглинизированные породы. Так, в скважинах 582, 584 и 581 кровля талахского горизонта отбивается на глубине 1966,5; 1958,3 и 1944,3 м соответственно (см. рис. 1).

Однако лабораторное изучение керна показало, что в скв. 581 под выделяемой кровлей талахского горизонта до глубины 1946,2 м залегает почти 2-метровый пропласток гравийного и крупнозернистого песчаника, присутствие которого свидетельствует о возможном наличии перерыва в осадконакоплении. В слоях аргиллита внутри этого песчаника нет каолинита, хотя в отложениях, относящихся бесспорно к талахскому продуктивному горизонту, доля каолинита может достигать 87 %. Примерно до той же глубины глинистый цемент в верхней части курсовской свиты иллитовый, а ниже он становится хлоритовым. Кроме того, рассматриваемый песчаник имеет цвет от светло-серого до темно-серого, аргиллит — темно-серый (почти черный). Песчаник в собственно талахском продуктивном горизонте, как правило, имеет бежевый оттенок с прослоями глин голубовато-зеленоватого отлива.

В скв. 584 в интервале глубин от 1957,9 до 1960,1 м был встречен крупнообломочный материал в виде разного типа интракластов, свидетельствующий о

возможном наличии поверхности размыва. Здесь, как и в скв. 581, ниже кровли талахского горизонта наблюдается примерно 2-метровое тонкое переслаивание светлого доломита и темно-серых аргиллитов, мало похожих на голубовато-зеленоватые аргиллиты основной части талахского горизонта. С глубины 1959,2 и 1965,8 м были отобраны образцы для рентгенофазового анализа из темного и зеленовато-голубоватого аргиллита, который заведомо относится к талахскому продуктивному горизонту.

Определение общего минерального состава образцов и исследование структурных особенностей глинистых минералов методом рентгеновской дифракции проводилось на дифрактометре ARL X'TRA, (CuK α -излучение, полупроводниковый Si(Li)-детектор). Идентификация минералов осуществлялась в программном комплексе Crystallographica Search-Match с использованием базы дифракционных стандартов ICDD PDF-2 Release 2014. Содержание минералов рассчитывалось в программном комплексе Siroquant version 3 по методу Ритвельда. Глинистые минералы изучались на ориентированных препаратах глинистых минералов с размером частиц менее 0,01 мм согласно ГОСТу (ГОСТ 21216-2014, 2015; Чижов П. и др., 2011) [5].

В результате исследования методом рентгеновской дифракции аргиллитов скв. 584 Тас-Юряхского месторождения, залегающих на глубине 1959,2 и 1965,8 м, фиксируется четкое различие как минерального состава, так и состава глинистых минералов. Образец 1 по минеральному составу явно отличается от образца 2. В составе образца 2 отмечается увеличение содержания калиевых полевых шпатов более чем в 2 раза по отношению к образцу 1 (табл. 1). Кроме того, в составе глинистых минералов образца 2 отчетливо диагностируется каолинит, который полностью отсутствует в образце 1 (табл. 2, см. табл. 1). Таким образом, примерно 2-метровый пласт, расположенный



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Таблица 2. Соотношение глинистых минералов в образцах (фракция с размером частиц менее 0,01 мм) по данным рентгенофазового анализа скв. 584 Тас-Юряхского месторождения

Table 2. Percentage of clay minerals in the samples (fraction with particle size less than 0.01 mm) from the well 584 in the Tas-Yuriakhsky field on the results of X-ray diffraction analysis

Номер образца	Глубина отбора образца, м (после увязки)	Литологическое описание	Соотношение глинистых минералов, %					Прочие минералы
			Каолинит	Хлорит	Иллиты	Смешано-слоистые	Смектиты	
1	1959,20	Аргиллит	-	35	47	18	-	Кварц, следы КПШ (< 5 %), пирита, сидерита
2	1965,80	"	17	14	50	19	-	Кварц, следы КПШ (< 5 %)

Примечание см. в табл. 1.

Таблица 3. Общий минеральный состав пород по данным рентгенофазового анализа

Table 3. Summary of mineral composition of the rocks on the results of X-ray diffraction analysis

Номер образца	Глубина отбора образца, м (после увязки)	Литологическое описание	Содержание минералов в породе, %										Примечание
			Кварц	КПШ	Карбонаты			Ангидрит	Пирит	Глинистые			
					Доломит	Магнезит	Сидерит			Хлорит	Иллиты	Смешано-слоистые	
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 581													
1	1928,47	Аргиллит	33,2	16,2	-	11,7	-	-	5,0	4,5	23,9	5,5	КПШ: микроклин
2	1935,50	"	24,8	12,1	-	-	-	-	4,9	7,5	42,3	8,4	То же
3	1937,35	"	25,2	12,5	-	3,2	-	-	5,6	6,9	41,3	5,3	"
4	1940,35	"	18,7	8,2	-	-	3,6	-	3,2	17,4	38,4	10,5	"
5	1942,35	"	13,9	6,2	-	-	5,2	-	2,1	24,0	32,9	15,7	"
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 582													
1	1953,32	Алевролит	39,1	22,0	-	4,3	-	-	5,9	3,5	19,1	6,1	КПШ: ортоклаз, микроклин
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 583													
1	1941,10	"	37,9	19,1	-	-	-	-	5,3	5,3	28,3	4,1	КПШ: микроклин
2	1947,10	Аргиллит	32,5	16,1	-	3,4	1,0	-	4,8	5,0	30,8	6,4	То же
3	1949,30	"	25,1	12,8	-	3,9	-	1,4	7,1	8,5	34,3	6,9	"
4	1950,00	"	21,2	8,7	-	1,4	-	-	8,8	10,0	40,8	9,1	"
5	1951,70	"	13,9	9,0	-	-	-	-	7,5	22,2	30,2	17,2	"
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 584													
1	1959,20	"	20,3	6,8	-	-	3,2	-	2,9	20,8	33,3	12,7	"
Чаяндинское НГКМ, скв. 321-86													
1	1784,90	"	26,2	6,5	1,5	-	-	-	0,8	3,6	53,5	7,9	"
2	1785,75	"	20,4	5,4	-	-	-	-	3,9	6,1	50,5	13,7	"
3	1793,60	"	15,5	3,8	-	-	-	-	4,4	7,0	50,0	19,3	"
4	1796,50	"	12,8	6,2	-	-	-	-	7,1	18,6	32,5	22,8	"

Примечание см. в табл. 1.

Таблица 4. Соотношение глинистых минералов в породе (фракция с размером частиц менее 0,01 мм) по данным рентгенофазового анализа

Table 4. Percentage of clay minerals in the rock (fraction with particle size less than 0.01 mm) on the results of X-ray diffraction analysis

Номер образца	Глубина отбора образца, м (после увязки)	Литологическое описание	Соотношение глинистых минералов, %					Прочие минералы	Полуширина рефлекса (H), °2θ
			Каолинит	Хлорит	Иллиты	Смешано-слоистые	Смектиты		
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 581									
1	1928,47	Аргиллит	–	14	70	16	–	Кв, КПШ, сл. пр, мг	Ил ₀₀₁ = 0,125
2	1935,50	"	–	15	71	14	–	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,102
3	1937,35	"	–	12	78	10	–	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,127
4	1940,35	"	–	30	55	15	–	Кв, сл. КПШ	Ил ₀₀₁ = 0,307; Хл ₀₀₂ = 0,268
5	1942,35	"	–	35	44	21	–	Кв, сл. КПШ	Ил ₀₀₁ = 0,838; Хл ₀₀₂ = 0,390
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 582									
1	1953,32	Алевролит	–	13	66	21	–	Кв, сл. КПШ, мг, пр	Ил ₀₀₁ = 0,112
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 583									
1	1941,10	"	–	13	76	11	–	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,166
2	1947,10	Аргиллит	–	13	72	15	–	Кв, сл. КПШ, пр, мг	Ил ₀₀₁ = 0,121
3	1949,30	"	–	17	69	14	–	Кв, сл. КПШ, пр, мг	Ил ₀₀₁ = 0,145
4	1950,00	"	–	18	67	15	–	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,172
5	1951,70	"	–	34	42	24	–	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,384; Хл ₀₀₂ = 0,299
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 584									
1	1959,20	"	–	35	47	18	–	Кв, сл. КПШ, пр, сд	Ил ₀₀₁ = 0,407; Хл ₀₀₂ = 0,233
Чаяндинское НГКМ, скв. 321-86									
1	1784,90	"	–	7	81	12	–	Кв, сл. КПШ	Ил ₀₀₁ = 0,205
2	1785,75	"	–	11	70	19	–	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,180
3	1793,60	"	–	10	65	25	–	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,474
4	1796,50	"	–	32	40	28	–	Кв, сл. КПШ, пр	Ил ₀₀₁ = 0,368; Хл ₀₀₂ = 0,255

Примечание. Кв — кварц, мг — магнезит, сд — сидерит, пр — пирит, сл. — следы (менее 5 %); Ил — иллиты, Хл — хлориты.

Примечание см. также в табл. 1.

выше предполагаемой авторами статьи поверхности размыва на глубине 1960,1 м, по своим свойствам никак не может относиться к талахскому продуктивному горизонту.

Образец 1 из скв. 584 по минеральному составу и особенностям кристаллической структуры глинистых минералов тождественен образцам, которые были отобраны в скважинах 581 и 583 не из талахского продуктивного горизонта, а из той части курсовской свиты, которая располагается над ним (табл. 3, 4).

Следовательно, на этом основании можно сделать вывод, что образец 1 из скв. 584, а также интервал пород, из которого он был отобран, нельзя относить к талахскому продуктивному горизонту, как это принято. По результатам рентгенофазового анализа и образец, и интервал пород генетически связаны с верхней заглинизированной частью курсовской свиты.

Результаты исследования керна и данные ГИС скважин 581–584 Тас-Юряхского месторождения

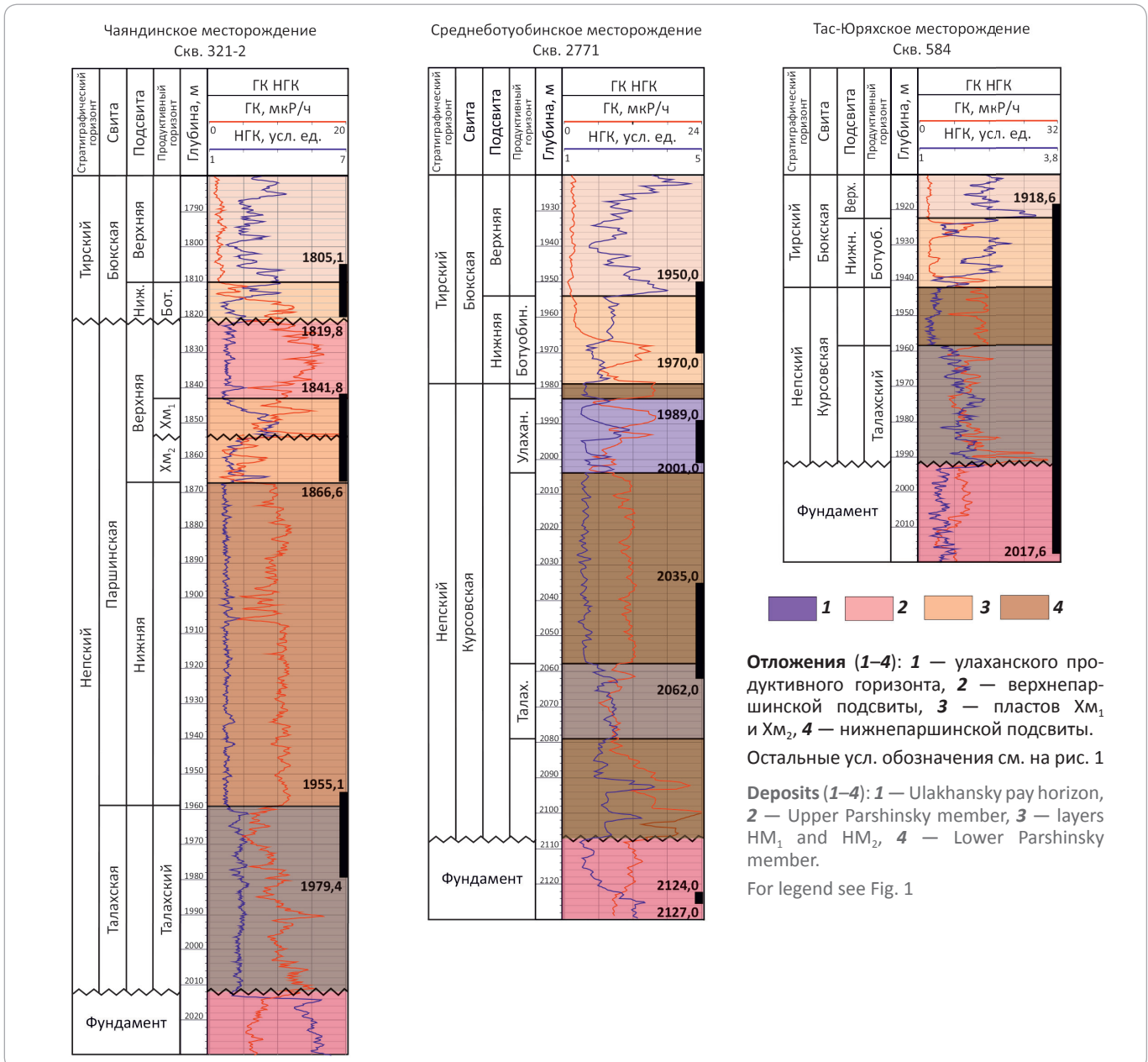
свидетельствуют о том, что верхняя часть курсовской свиты сложена однородными аргиллитами и глинистыми алевролитами, которые переслаиваются с единичными пропластками песчаников и карбонатных пород (доломиты, магнезиты). По результатам рентгенофазового анализа образцов, отобранных из верхней части курсовской свиты выше перечисленных скважин, можно заключить, что по минеральному составу, составу глинистого цемента и особенностям кристаллической структуры глинистых минералов эти образцы практически идентичны (см. табл. 3, 4).

При исследовании методом рентгеновской дифракции образцов из отложений верхней подсвиты паршинской свиты, залегающей над пластом Хм₁ (скв. 321–86 Чаяндинского месторождения), выявлено определенное сходство минерального состава отложений верхней подсвиты паршинской свиты и образцов из верхней части курсовской свиты Тас-Юряхского месторождения (см. табл. 3, 4). В аргиллитах верхнепаршинской подсвиты, как и в аргиллитах верхней части курсовской свиты, вверх по разрезу

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 2. Принятое расчленение разрезов скважин 321-2, 2771, 584 Чаяндинского, Среднеботуобинского, Тас-Юряхского месторождений

Fig. 2. Conventional stratification of 321-2, 2771, 584 well logs in Chayandinsky, Srednebotuobinsky, and Tas-Yuriakhsy fields



наблюдается постепенное уменьшение содержания хлорита и увеличение содержания иллитов.

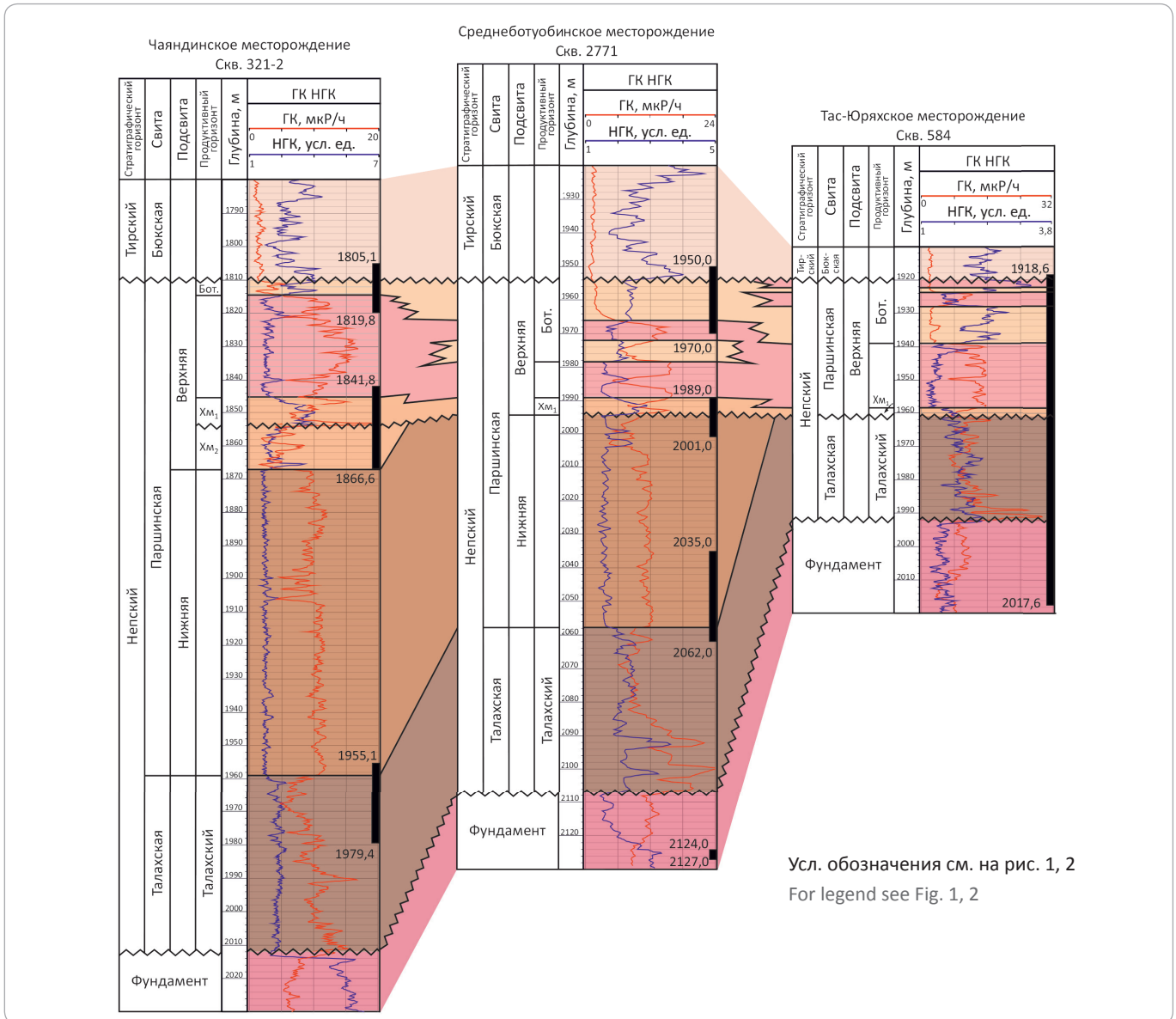
По структурным особенностям хлориты и иллиты, выявленные в верхней части курсовской свиты, которая расположена выше продуктивного талахского горизонта в скважинах 581–584 Тас-Юряхского месторождения, аналогичны хлоритам и иллитам из верхнепаршинской подсвиты скв. 321–86 Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), которые залегают выше продуктивного пласта Х_{м1} хамакинского продуктивного горизонта.

Состав глинистых минералов характеризует условия формирования пород, так как они испытывают

стадийные преобразования структуры и химического состава в зависимости от изменений физико-химических условий среды седиментации и являются минералами-индикаторами пластовых условий. Согласно данным рентгенофазового анализа, сходство минерального состава и кристаллической структуры глинистых минералов из верхней части курсовской свиты Тас-Юряхского месторождения и аргиллитов из верхнепаршинской подсвиты Чаяндинского месторождения свидетельствует о схожем привносимом терригенном материале в область осадконакопления и одинаковых условиях седиментогенеза, литогенеза и диагенеза пород.

Рис. 3. Предлагаемое расчленение разрезов скважин 321-2, 2771, 584 Чайандинского, Среднеботубинского и Тас-Юряхского месторождений

Fig. 3. Proposed stratification of 321-2, 2771, 584 well logs in Chayandinsky, Srednebotuobinsky, and Tas-Yuriakhsky fields



Все вышеизложенное в определенной степени является подтверждением высказанного авторами статьи предположения, подкрепленного графическими построениями, о том, что пласт Хм₁ хамакинского продуктивного горизонта на Чайандинском месторождении является аналогом улаханского продуктивного горизонта, который выделяется на Среднеботубинском месторождении. Более того, этот пласт идентичен примерно 2-метровому песчаному пропластку, который с размывом залегает на отложениях талахского продуктивного горизонта в пределах Тас-Юряхского месторождения [6]. То есть поверхность размыва, которая на Чайандинском месторождении отделяет пласт Хм₁ от нижезалегающих пород, прослеживается как на Среднеботубинском, так и Тас-Юряхском месторождениях. Эта поверх-

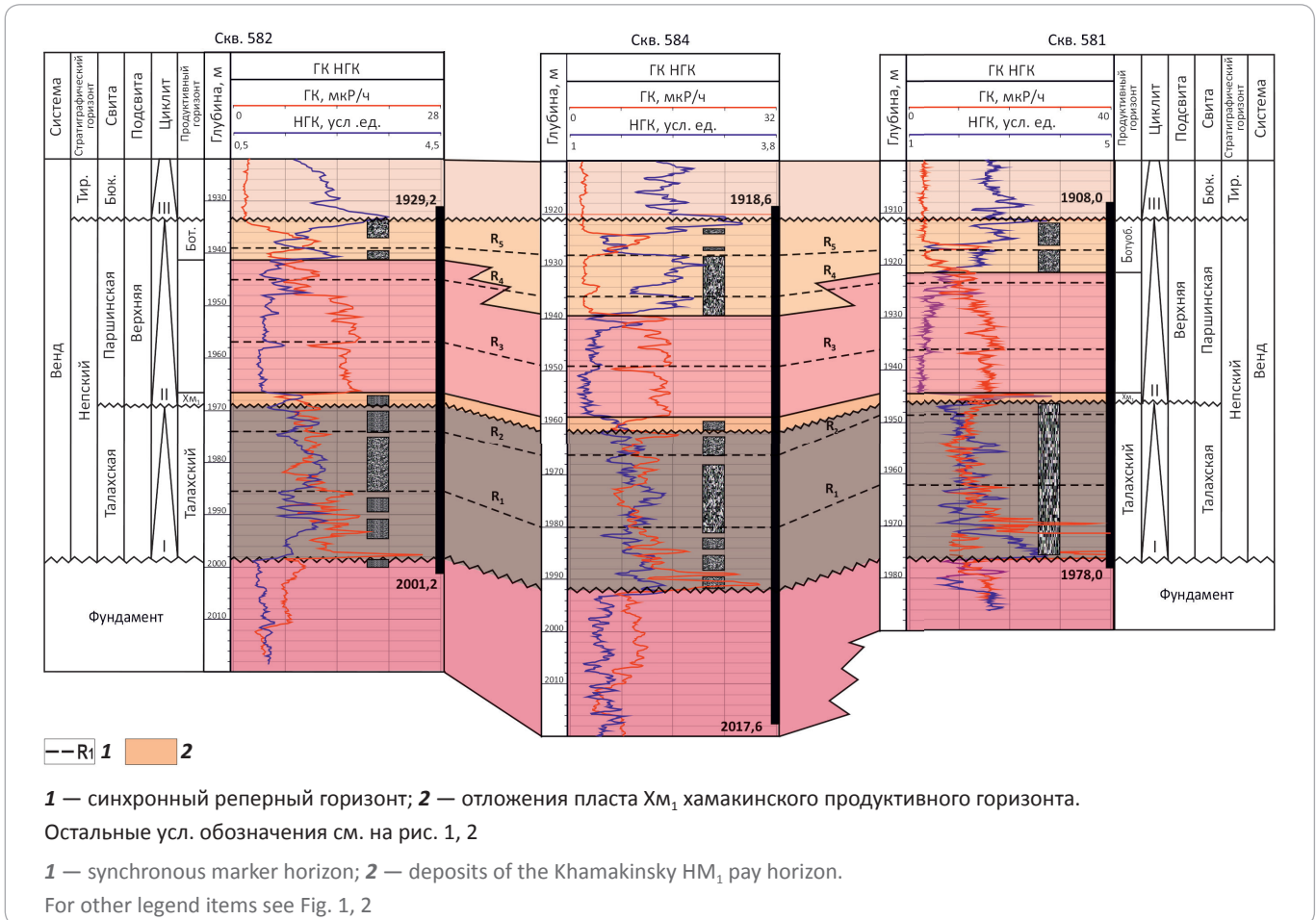
ность представляет собой основание крупного седиментационного цикла непского возраста, который включает в себя самые верхние части паршинской и курсовской свит, а также ботубинский продуктивный горизонт.

Данное предположение может иметь практическое применение для унификации стратиграфической колонки разрезов скважин, пробуренных в северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы и построения адекватных геологических моделей. В качестве примера можно рассмотреть разрезы скважин с трех разных месторождений: Чайандинского, Среднеботубинского и Тас-Юряхского.

На рис. 2 показано принятое расчленение разрезов скважин, а на рис. 3 — предлагаемая авторами

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 4. Предлагаемая схема корреляции по линии скважин 582 — 584 — 581 Тас-Юряхского месторождения
 Fig. 4. Proposed correlation chart along the wells 582 — 584 — 581, Tas-Yuriakhsky field



статьи схема корреляции, составленная через те же скважины с учетом полученных результатов литологических и промыслово-геофизических исследований.

Принимая во внимание изложенную аргументацию, первоначальная корреляционная схема, составленная через скважины 582, 584 и 581 Тас-Юряхского месторождения, приведенная на рис. 1, после некоторых преобразований примет совершенно иной вид (рис. 4).

В заключение следует отметить, что проведенные исследования позволяют:

— унифицировать стратиграфические колонки на Чаяндинском, Среднеботуобинском, Тас-Юряхском НГКМ и создать адекватные геологические модели этих месторождений;

— упростить использование стратиграфической индексации, отказавшись от названий «курсовская свита» и «улаханский горизонт»;

— продлить в региональном плане и выделить на Среднеботуобинском и Тас-Юряхском месторождениях пласт Хм₁ хамакинского продуктивного горизонта, залегающий с размывом на более древних отложениях и первоначально выявленный на Чаяндинском месторождении;

— утверждать, что на всех трех рассмотренных месторождениях на выветренной поверхности фундамента с размывом залегают породы талахской свиты;

— констатировать, что нижняя граница ботуобинского продуктивного горизонта проходит в скважинах там, где заканчиваются породы-коллекторы, а сам горизонт представляет собой верхнюю регрессивную часть крупного литологического цикла.

Литература

1. Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю. Уточнение геологической модели Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. Ч. 1. — М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. — С. 132–145.
2. Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю. Уточнение пространственного положения нижней границы ботуобинского продуктивного горизонта на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении // Каротажник. — 2012. — Вып. № 2 (212). — С. 27–41.

3. Крикунов А.И., Рыжов А.Е., Филиппова (Рыжова) Л.А., Канунникова Н.Ю. Результаты циклостратиграфического анализа, проведенного с целью уточнить историю формирования отложений терригенного венда на южной периферии Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов : сб. науч. ст. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – С. 126–134.
4. Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю., Саприна О.А. Уточнение положения границы между нижнебюкской и верхнебюкской подсвитами Чаяндинского НГКМ с привлечением литологических, промыслово-геофизических и сейсмических критериев / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов : сб. науч. ст. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 161–173.
5. Guggenheim S., Adams J.M., Bain D.C., Bergaya F., Brigatti M.F., Drits V.A. et al. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association Internationale pour l'Etude des Argiles (AIPEA) Nomenclature Committee for 2006. *Clay Minerals*. 2006;41(4):863–877. DOI: 10.1180/0009855064140225.
6. Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Филиппова Л.А., Канунникова Н.Ю., Земченков А.С. Уточнение местоположения ряда стратиграфических границ на Чаяндинском, Среднеботуобинском и Тас-Юряхском нефтегазоконденсатных месторождениях / Под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 162–174.

References

1. Ryzhov A.E., Krikunov A.I., Ryzhova L.A., Kanunnikova N.Yu. Updating geological model of the Chayandinsky oil and gas condensate field. In: B.A. Grigoriev, ed. *Aktualnye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdenij uglevodorodov: sb. nauch. st. Vol. 1.* Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. P. 132–145.
2. Ryzhov A.E., Krikunov A.I., Ryzhova L.A., Kanunnikova N.Yu. Refining the space position of the lower boundary of botuobinsky productive horizon in chayandinskoe oil and gas condensate field. *Karotazhnik*. 2012;2(212):27–41.
3. Krikunov A.I., Ryzhov A.E., Filippova (Ryzhova) L.A., Kanunnikova N.Yu. The results of stratigraphic cycle analysis carried out to revise a formation history of terrigenous Vendian deposits at the southern periphery of the Chayandinsky oil and gas condensate field. In: B.A. Grigoriev, ed. *Aktualnye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdenij uglevodorodov: sb. nauch. st.* Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2015. P. 126–134.
4. Ryzhov A.E., Krikunov A.I., Ryzhova L.A., Kanunnikova N.Yu., Saprina O.A. Updating the position of boundary between the Upper Byuksky and Lower Byuksky members in the Chayandinsky oil and gas condensate field considering lithological, field geophysical and seismic criteria. In: B.A. Grigoriev, ed. *Aktualnye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdenij uglevodorodov: sb. nauch. st.* Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. P. 161–173.
5. Guggenheim S., Adams J.M., Bain D.C., Bergaya F., Brigatti M.F., Drits V.A. et al. Summary of recommendations of nomenclature committees relevant to clay mineralogy: report of the Association Internationale pour l'Etude des Argiles (AIPEA) Nomenclature Committee for 2006. *Clay Minerals*. 2006;41(4):863–877. DOI: 10.1180/0009855064140225.
6. Ryzhov A.E., Krikunov A.I., Filippova L.A., Kanunnikova N.Yu., Zemchenkov A.S. Updating the position of some stratigraphic interfaces in the Chayandinsky, Srednebotuobinsky, and Tas-Yuriakhsky oil and gas condensate fields. In: B.A. Grigoriev, ed. *Aktualnye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdenij uglevodorodov: sb. nauch. st.* Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017. P. 162–174.