



## ГЕОЛОГИЯ

УДК 550.832.5

### К ВОПРОСУ О ПЕТРОФИЗИЧЕСКОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА (в условиях юго-западной части прибортовой зоны Прикаспия)

Б. А. Головин, К. Б. Головин, М. В. Калининкова

Головин Борис Александрович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики, Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, bagolovin@yandex.ru

Головин Константин Борисович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики, Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, kosgol@yandex.ru

Калининкова Марина Викторовна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики, Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, kalinnikova1@rambler.ru

В статье изучается глинистость опорного пласта алексинских отложений Северо-Лиманской площади. На представительной коллекции каменного материала выполнено 14 анализов методом рентгеноструктурного анализа. Получено количественное соотношение глинистых и алевритистых составляющих в опорных глинистых пластах. Используя известные значения водородосодержания основных глинистых минералов, рассчитаны уточненные значения водородного индекса для исследуемого опорного пласта.

**Ключевые слова:** опорный пласт, рентгеноструктурный анализ, нейтронный гамма-каротаж, гамма-каротаж, водородосодержание, глинистость.

#### The Petrophysical Survey of Radioactive Logging for Interpretation (in South-West Part of Pribortovaya Zone Prikaspiy)

B. A. Golovin, K. B. Golovin, M. V. Kalinnikova

Boris A. Golovin, Saratov State University, 83, Astrakhanskaya Str., Saratov, 410012, Russia, bagolovin@yandex.ru

Konstantin B. Golovin, Saratov State University, 83, Astrakhanskaya Str., Saratov, 410012, Russia, kosgol@yandex.ru

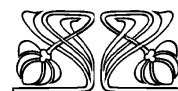
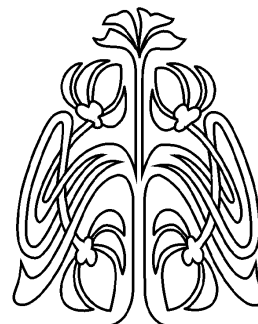
Marina V. Kalinnikova, ORCID 0000-0003-4077-0221, Saratov State University, 83, Astrakhanskaya Str., Saratov, 410012, Russia, kalinnikova1@rambler.ru

In this article was studied clayiness of key bed of Aleksinskie depositsof Severo-Limanskaya region. It was executed 14 analyses of big collection of mineral aggregateusing X-ray analysis. It was received quantity relations clayiness and silty parts in key clayiness beds. It was calculated qualified significances of hydrogen index for examined key bed, using known valuesof hydrogen content of basic clayiness minerals.

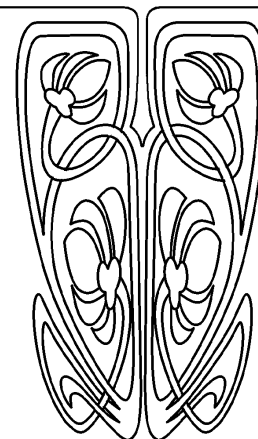
**Key words:** key bed, X-ray analysis, neutron gamma logging, gamma logging, hydrogen content, clayiness.

DOI: 10.18500/1819-7663-2017-17-4-253-258

Детальное изучение разрезов нефтяных скважин методами промысловой геофизики даже в старых нефтегазоносных районах является очень сложной и не до конца решенной задачей. Освещенность разрезов



НАУЧНЫЙ  
ОТДЕЛ





этих скважин детальным комплексом геофизических методов не превышает 50%, не соблюдаются сроки и регламент проведения геофизических исследований в скважинах. Получаемые геофизические материалы характеризуются невысоким качеством, что особенно характерно для методов радиоактивного каротажа. В данной ситуации для восполнения указанных пробелов могут быть привлечены методы петрофизических исследований.

Как известно, петрофизика – это наука, изучающая физические свойства горных пород с целью установления их состава, структуры и термодинамического состояния при решении разнообразных геолого-геофизических, геодинамических, экологических, инженерно-геологических и других задач [1, с. 4]. Применительно к решению задач нефтегазовой геофизики несомненным достоинством петрофизических методов является возможность получения информативных параметров с помощью как разнообразных геофизических методов каротажа, так и лабораторных исследований на образцах каменного материала (керна, шлам).

Одним из путей повышения эффективности интерпретации радиоактивного каротажа является определение основных петрофизических параметров, в качестве которых выступают различные виды пористости и глинистости.

Пористость характеризует способность породы вмещать флюиды благодаря наличию в них различных пустот (межзерновых пор, трещин, каверн и др.). Пористость отражает емкостные свойства породы и характеризуется коэффициентом пористости  $K_p$ , численно равным отношению объема пор к объему породы [1, с. 31]:

$$K_p = V_{\text{пор}} / V. \quad (1)$$

Определение  $K_p$  по данным геофизических исследований скважин (ГИС) основано на различии в физических свойствах скелета породы и заполняющей пустотное пространство жидкости. В качестве «каротажной пористости» обычно используются нейтронные методы, дающие суммарное водородосодержание породы ( $W_{\Sigma}$ ).

В разрезах Саратовского Поволжья основным методом определения емкостных свойств пород является нейтронный гамма-каротаж (НГК), оценивающий общую пористость. Регистрируемое нейтронное поле определяется процессами рассеяния и замедления нейтронов, которые с наибольшей вероятностью происходят на ядрах водорода. Поскольку водород присутствует главным образом во флюиде, заполняющем пустотное пространство, то величина сигнала оказывается непосредственно связанной с количеством флюида, т. е. с пористостью. В качестве факторов, затрудняющих интерпретацию, здесь выступают, в первую очередь, минералы, содержащие химически связанную или кристаллизованную воду (гипс, глинистые минералы), а также наличие в по-

роде примесей элементов, обладающих аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов (бор, индий, хлор и др.). Поэтому важно иметь данные спектрального анализа породы, т. е. на начальном этапе интерпретации необходимо иметь модель породы.

В упрощенном виде объемная модель горной породы состоит из матрицы, сложенной песчаным, известковым, доломитовым, глинистым материалом и пустотами. В практике интерпретационных работ принято оперировать отношением объема отдельных литотипов к объему блока, тогда

$$C_{\text{пес}} = V_{\text{пес}} / V_{\text{бл}}, \quad (2)$$

$$C_{\text{изв}} = V_{\text{изв}} / V_{\text{бл}}, \quad (3)$$

$$C_{\text{дол}} = V_{\text{дол}} / V_{\text{бл}}, \quad (4)$$

$$C_{\text{гл}} = V_{\text{гл}} / V_{\text{бл}}, \quad (5)$$

где  $C_{\text{пес}}$ ,  $C_{\text{изв}}$ ,  $C_{\text{дол}}$ ,  $C_{\text{гл}}$  характеризуют соответственно объемное содержание песчаников, известняков, доломитов и глин, а коэффициент пористости  $K_{\text{пол}} = V_{\text{пор}} / V_{\text{бл}}$ .

Таким образом, для модели породы справедливо равенство

$$C_{\text{пес}} + C_{\text{изв}} + C_{\text{дол}} + C_{\text{гл}} + K_{\text{п общ}} = 1. \quad (6)$$

Показания НГК в общем случае определяются водородосодержанием, хлоросодержанием и литологическим составом пород. Общее водородосодержание пород складывается из водородосодержания флюидов, насыщающих пустотное пространство породы, и водородосодержания глинистого материала. Последнее определяется количеством химически связанной и молекулярной воды:

$$W_p = K_{\text{п общ}} + W_{\text{гл}} C_{\text{гл}}. \quad (7)$$

В осадочных породах, лишенных глинистого материала, показания НГК зависят от общей пористости (рис. 1).

В отечественной практике оценка пористости по НГК сводится к обоснованию зависимости показаний НГК от водородосодержания и определения по ней (по зависимости) общей пористости всех изучаемых пластов.

В подавляющем большинстве случаев химически и гигроскопически связанная вода содержится в глинистой составляющей твердой фазы. Поэтому для определения открытой пористости необходимо вводить поправку за водородосодержание глин по следующей формуле:

$$K_{\text{п НГК}} = K_{\text{п}} + W_{\text{гл}} K_{\text{гл}} \text{ или } K_{\text{п}} = K_{\text{п НГК}} - W_{\text{гл}} K_{\text{гл}}, \quad (8)$$

где  $K_{\text{п}}$  – истинная пористость;  $K_{\text{п НГК}}$  – пористость, найденная по НГК;  $K_{\text{гл}}$  – количество глин;  $W_{\text{гл}}$  – водородосодержание глин.

В этом уравнении имеется две неизвестных величины:  $W_{\text{гл}}$  и  $K_{\text{гл}}$ . Для учета первого неизвестного ( $W_{\text{гл}}$ ) в практике лабораторных исследований каменного материала существуют три основных

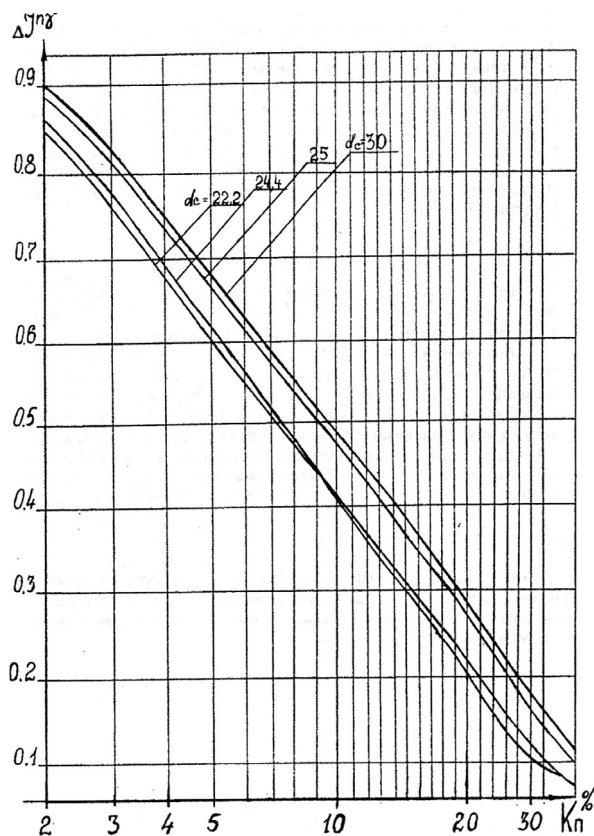


Рис. 1. Зависимость пористости, определяемой по  $I_{\text{НГК}}$  от диаметра скважины. Шифр кривых – диаметр скважины в сантиметрах

метода количественного определения: гидравлический (отмучивание), в шлифах и рентгеновский анализ.

Метод отмучивания предполагает получение глинистой фракции частиц размером  $< 0,001$  мм из глинистых суспензий путем их сливания через определенные промежутки времени, отстаивания и высушивания осевших частиц различных размеров. Данный метод для большинства потенциально перспективных на нефть и газ отложений Саратовского Поволжья не пригоден вследствие постседиментационных преобразований глинистых веществ, приводящих к образованию аргиллитов, при дезинтеграции которых происходит загрязнение глинистой фракции мельчайшими осколками аутигенных и аллотигенных минералов.

Метод определения глинистой фракции в прозрачных шлифах основан на различных оптических свойствах глинистых минералов в проходящем свете. Этот метод достаточно субъективен и трудоемок, так как требует изготовления большого количества разнонаправленных шлифов и высокой квалификации минералога.

Наибольшей перспективой обладают методы количественного рентгеновского анализа, основанного на явлении дифракции рентгеновских лучей по закону Брегга–Вульфа. Метод приме-

няется для определения содержания основных породообразующих минералов, в том числе и глинистых пород на современном аппаратном уровне. Поэтому именно данная методика была использована в настоящей работе.

Для определения второй неизвестной величины в формуле (8) коэффициента глинистости  $K_{\text{гл}}$  – в практике работ чаще всего используются результаты гамма-каротажа. Известно, что водородосодержание глин зависит от их минералогического состава. Минералогический состав глин в коллекторах и глинистых пластах существенно различен, т. е. зависимость водородосодержания глинистой составляющей породы от ее общей глинистости, а соответственно и от показаний ГК носит сложный характер.

Для количественной интерпретации кривых радиоактивного каротажа используется «привязка» к двум опорным пластам, в качестве которых выбираются мощные, хорошо прослеживаемые в разрезе скважин пласты. В качестве пласта с высоким водородосодержанием выбираются пачки размытых глин. При диаметре скважины в глинах больше 25–30 см их водородосодержание условно принимается равным 30–35%.

Для контроля водородосодержания глин может быть использована статистическая зависимость этого параметра от глубины залегания глин, построенная путем обобщения большого объема фактических данных [2].

Кроме того, в качестве контрольных могут быть использованы фиктивные среды с показаниями  $I_{\text{НГК}} = 1$  усл.ед. и  $K_{\text{пообщ}} = 48\%$  для прибора типа СП-62 и ТРКУ-100 и 39% для приборов типа ДРСТ [3]. Указанные среды получены путем экстраполяции прямолинейных участков палеточных зависимостей  $I_{\text{НГК}} = f(K_{\text{пообщ}})$  до показаний НГК, равных 1 усл.ед. (см. рис. 1).

Проведение в производственных условиях эталонировок аппаратуры НГК с относительной погрешностью  $\pm 10\%$  удовлетворяет требованиям, предъявляемым к опорному пласту в области высоких пористостей, что позволяет использовать фиктивные среды, полученные по палеточным кривым [4]. В качестве опорного горизонта низкой пористости выбираются уплотненные пласты, количество которых должно быть не менее 3–5, характеризующиеся максимальным значением НГК и высоким удельным сопротивлением. Полученные значения  $I_{\text{НГК оп}}$  и  $W_{\text{оп}}(K_{\text{оп}})$  опорных пластов используются для обоснования зависимости показаний НГК от общей пористости. Главными недостатками методики нормировки по двум опорным пластам оказались отсутствие этих пластов во многих разрезах и невыдержанность их свойств от скважины к скважине.

Было проведено исследование возможности изучения глинистости опорного пласта в верхней части алексинских отложений на Северо-Лиманской площади с применением рентгеноструктурного анализа [5].



Аналізу подвергались образцы аргиллитов опорного пласта, залегающего в кровле алексинских отложений в интервалах 3178–3184 м по скважинам № 33 и № 17 Северо-Лиманским (рис. 2).

Литологически исследуемые отложения представлены аргиллитом темно-серым до черного, плотным, крепким, тонкоотмученным, иногда с остатками фауны и углефицированными остатками растительного детрита. Результаты анализов представлены в табл. 1.

Рассмотрение этих материалов показывает, что аргиллиты в основном представлены гидрослюдой, каолинитом и кварцем. Повышенное содержание карбонатов в двух образцах связано с наличием остатков фауны, в незначительном количестве отмечается пирит. Содержание кварца повышается от 24,1 до 30,3% в направлении от 17-й скважины к 33-й. Среднее значение содержания кварца равно 26%, глинистых минералов – 64,1% (в том числе каолинита 19,8%, гидрослюда 44,3%), т. е. коэффициент глинистости  $C_{гл} = 0,64$ .

Используя известные соотношения водородосодержания основных глинистых минералов [6] и среднее значение открытой пористости аргилли-

тов визея (равное 2%) получим следующее значение водородного индекса  $W$  для опорного пласта:

$$W_{\text{оп пласта}} = C_{\text{гидрослюда}} \times W_{\text{гидрослюда}} + C_{\text{каолинит}} \times W_{\text{каолинит}} + K_{\text{п}} \times W_{\text{п}} \quad (9),$$

то есть

$$W_{\text{оп пласта}} = 0,443 \times 0,25 + 0,198 \times 0,36 + 0,02 = 0,202. \quad (10)$$

Водородный индекс глинистых минералов взят из табл. 2.

Таблица 2

Водородный индекс некоторых глинистых минералов

Минерал, группа минералов	Водородосодержание, $W_{\text{св}}$
Каолинит	0,36
Хлорит магнезиальный	0,34
Гидромусковит	0,19
Монтмориллонит	0,22
Глины Волго-Уральской провинции	0,25
Глины Западной Сибири	0,20

Примечание. Сост. по: [6].

Таблица 1

Результаты рентгеновского количественного анализа аргиллитов опорного (для ГИС) пласта алексинского возраста Лиманского месторождения

Площадь / номер скважины	Интервал отбора керна	Номер образцов	Содержание минералов										
			кальцит	доломит	ангидрит	гипс	сидорит	пирит	кварц	гидрослюда	каолинит	хлорит	
Лиманская № 33	3184–3187	197/76610	–	–	–	–	–	–	Следы	32	45	20	–
		387/76606	–	–	–	–	–	–	–	30	46	20	–
		388/76607	–	–	–	–	–	–	Следы	26	45	20	–
		389/76608	–	–	–	–	–	–	3	32	46	15	–
		390/76609	–	–	–	–	–	–	Следы	32	50	16	–
		198/76611	–	–	–	–	–	–	Следы	30	46	20	–
Среднее по скважине № 33			–	–	–	–	–	0,5	30,3	46,3	18,5	–	
Лиманская № 17	3250–3255	393/76619	–	–	–	–	–	–	Следы	24	45	20	–
		391/76621	–	–	–	–	–	–	Следы	32	45	20	–
		400/76615	–	–	–	–	–	–	Следы	27	50	20	–
		392/76620	–	–	–	–	–	–	Следы	26	40	26	–
		398/76612	14	Следы	–	–	–	–	Следы	32	35	23	–
		399/76614	22	3	–	–	–	–	3	12	40	16	–
		394/76616	–	–	–	–	–	–	–	20	50	25	–
		396/76617	–	–	–	–	–	–	Следы	26	40	20	–
		397/76618	–	–	–	–	–	–	Следы	28	38	20	–
		395/76613	–	–	–	–	–	–	Следы	14	48	16	–
Среднее по скважине № 17			3,6	–	–	–	–	0,3	24,1	43,1	20,6	–	
Среднее по скважинам № 33, 17			2,3	–	–	–	–	0,4	26,4	44,3	19,8	–	

Примечание. В знаменателе – номер образца лаборатории исследования керна НВ НИИГТ, в числителе – номер образца тематической партии № 251.

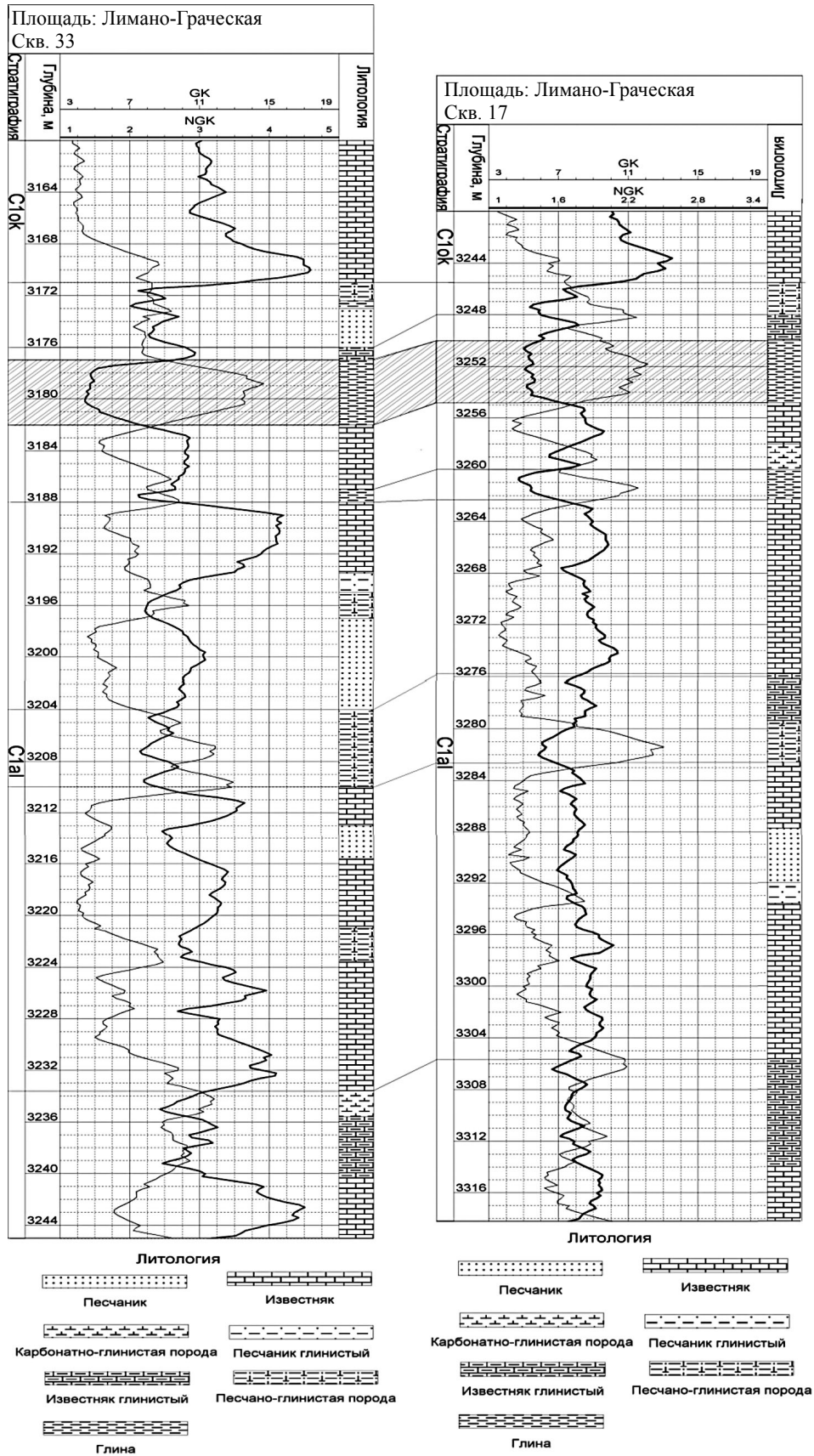


Рис. 2. Схема корреляции скв. № 33 и № 17 Северо-Лиманской площади



Таким образом, используя описанную методику, можно получить информацию о количественном соотношении глинистой и алевролитистой составляющих в опорных глинистых пластах. Последнее повышает точность петрофизических определений пористости по ГИС.

Применение методики может быть значительно расширено при использовании шлама изучаемых пород. В дальнейшем можно получить кондиционные петрофизические зависимости для определения как глинистости, так и водородосодержания по кривым радиоактивного (ГК и НГК) каротажа, используя данные определений по керну и шламу не только в области глинистых пластов, но и в коллекторах.

#### Библиографический список

1. Вахромеев Г. С., Ерофеев Л. Я., Канайкин В. С., Номоконова Г. Г. Петрофизика : учебник для вузов. Томск : Изд-во Том. ун-та, 1997.
2. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. М. : Недра, 1984. 199 с.
3. ГОСТ 32358-2013. Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования. Введ. 01.01.2015. М. : Стандартинформ, 2014. 90 с.
4. Шерман Г. Х., Мичурин Г. В., Щеглов В. Б., Хромов А. П. Обоснование петрофизической зависимости показаний гамма-каротажа от пористости для терригенных отложений девона Саратовского Поволжья // Недра Поволжья и Прикаспия. 1995. № 9. С. 58–61.
5. Головин Б. А., Стрельченко В. В. Изучение разрезов нефтегазовых скважин по данным элементного анализа шлама. М. : ВНИИЭГазпром, 1989. Вып. 7. 38 с.
6. Латышова М. Г., Мартынов В. Г., Соколова Т. Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС : [учеб. пособие для вузов по специальностям 130201 «Геофиз. методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых», 130202 «Геофиз. методы исслед. скважин»]. М. : Недра [и др.], 2007. 326 с.

#### Образец для цитирования:

Головин Б. А., Головин К. Б., Калинин М. В. К вопросу о петрофизическом обеспечении интерпретации радиоактивного каротажа (в условиях юго-западной части прибортовой зоны Прикаспия) // Изв. Саратов. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2017. Т. 17, вып. 4. С. 253–258. DOI: 10.18500/1819-7663-2017-17-4-253-258.

#### Cite this article as:

Golovin B. A., Golovin K. B., Kalinnikova M. V. The petrophysical Survey of radioactive Logging for Interpretation (in South-West Part of Pribortovaya Zone Prikaspiy). *Izv. Saratov Univ. (N. S.), Ser. Earth Sciences*, 2017, vol. 17, iss. 4, pp. 253–258 (in Russian). DOI: 10.18500/1819-7663-2017-17-4-253-258.