

УДК 550.832

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

УСТАНОВЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ И КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ ПО ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ БАКЛАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.Н. Косков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

DETERMINATION OF LITHOLOGIC BELONGING AND RESERVOIR PROPERTIES OF CLASTIC FORMATIONS USING FIELD GEOPHYSICAL SURVEY DATA OF BAKLANOVSKOE FIELD

V.N. Koskov

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskii av., Perm, 614099, Russian Federation)

Получена / Received: 15.11.2016. Принята / Accepted: 05.03.2017. Опубликовано / Published: 31.03.2017

Ключевые слова:

геофизические исследования скважин, керн, литология, коллекторские свойства, фракционный состав, структура порового пространства, уравнение регрессии, корреляционные связи, системный подход, гамма-каротаж, физические свойства, геологическая неоднородность, гистограммы, радиоактивность, литоряд, пласт-коллектор.

Изложены результаты комплексных исследований материалов геофизических исследований скважин и лабораторного изучения керна при определении литологического состава и коллекторских свойств терригенных пластов Баклановского месторождения. Отмечено, что зерна кластического материала, слагающего терригенные породы, разнообразны по своим размерам, форме, степени окатанности и отсортированности, гранулометрическому и минеральному составу, по типу и составу цемента, его строению и соотношению с зёрнами. Указывается, что эти особенности пород определяют структуру порового пространства как упорядоченную картину взаимных отношений элементов различных иерархических уровней (например, минеральных зёрен, образцов и пластов горных пород). Отмечено, что изучение структуры порового пространства, ёмкостно-фильтрационных свойств и литологических особенностей осуществляется по данным о фракционном составе пород. Однако при недостаточном выносе керна даже из разведочных и поисковых скважин невозможно детально представить весь разрез скважины. Поэтому послойное описание разрезов скважин (и в том числе бескерновых) осуществляется на основе геофизических исследований скважин, связанных с кернами данными. Установлено, что по каротажным диаграммам можно проводить не только литологическое расчленение разреза, но и выделение литорядов терригенных пород с определением их вещественного состава. Сведения о литорядах позволяют также подойти к решению задачи о цикличности осадконакопления. Получены уравнения множественной корреляции между коллекторскими свойствами продуктивных пород и содержанием псаммитовых, алевритовых и пелитовых частиц в скелете породы. Показана возможность определения пористости по зафиксированным показаниям естественной радиоактивности на диаграммах гамма-каротажа. Решения вышеперечисленных задач рассмотрены на базе системно-структурного подхода.

Key words:

well logging, core, lithology, reservoir properties, fractional composition, pore space structure, regression equation, correlation relationships, systematic approach, gamma-ray log, physical properties, geological heterogeneity, histograms, radioactivity, lithologic series, formation-reservoir.

The paper contains results of comprehensive studies of well logging data and laboratory study of the core. Studies were carried out to determine lithologic composition and reservoir properties of clastic formations of Baklanovskoe field. It is noted that grains that compose clastic rocks are diversified in size, shape, degree of roundness and sorting, granulometric and mineral composition, type and composition of cement, its structure and ratio with grains. It is stated that these features of rocks determine structure of pore space, as an ordered set of mutual relations of elements of different hierarchical levels (for example, mineral grains, samples and rock formations). It is noted that study of pore space structure, reservoir properties and lithologic features is performed based on fractional composition of rocks. However, it is impossible to understand in details entire section of even exploration and prospecting wells in case of poor core recovery. Therefore layer-by-layer description (including wells with no core) is carried out based on logging linked to results of core analysis. It was found that logs can be used for lithologic distinguishing and selection of lithologic series of clastic rocks with its material composition determination. Information about lithologic series also allows approaching to a solution for the problem of cyclic sedimentation. Equations of multiple correlations between reservoir properties of rocks and amount of psammite, silty and pelitic particles in rock matrix. It is possible to determine porosity by recorded natural radioactivity on gamma ray charts. Solving the above mentioned problems is considered on the basis of a systematic structural approach.

Косков Владимир Николаевич – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа (тел.: +007 342 219 83 67, e-mail: koskov.vn@yandex.ru).

Vladimir N. Koskov (Author ID in Scopus: 55531309800) – PhD in Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 342 219 83 67, e-mail: koskov.vn@yandex.ru).

Введение

В нефтяной отрасли актуальной задачей является изучение связей между различными параметрами, характеризующими тот или иной геологический объект. Горные породы в зависимости от условий их образования и распространения обладают присущими им структурными и текстурными признаками.

Пласты горных пород в разрезе терригенных отложений характеризуются определенным комплексом физических свойств – пористостью, проницаемостью, глинистостью, водонасыщенностью, плотностью, упругостью, удельным электрическим сопротивлением, радиоактивностью и др.

Значительную роль также играют литологические (гранулометрический состав, тип цемента, наличие акцессорных минералов) и геометрические (мощность, глубина залегания, занимаемая площадь) свойства горных пород.

Эти свойства изучаются по материалам скважинных геофизических и промыслово-геологических исследований и по лабораторным исследованиям образцов горных пород. Каждый из перечисленных исследований характеризует отдельные элементы геологических объектов, зачастую относящихся к различным иерархическим уровням геологической системы.

Вопрос о системном изучении природных объектов в начале 30-х гг. впервые был поставлен известным биологом Л. фон Бергаланфи [1], сформулировавшим основные положения теории системных исследований, дальнейшее развитие которой связано с работами А.А. Ляпунова, А.А. Малиновского, Д. Нидхема, А. Рапопорта, В.Н. Садовского, Ю.А. Урманцева, У.Р. Эшби и др. Вопросы применения системного подхода в геологии рассмотрены в трудах Ю.А. Воронина, Л.Ф. Дементьева, А.Б. Каждана, Ю.Н. Карагодина, Л.Д. Кноринга, Ю.А. Косыгина, А.И. Холина, И.П. Шаропова, Ю.В. Шурубора и ряда других исследователей [2–7].

При системном подходе исследователи должны показать, что изучаемый геологический объект может рассматриваться как взаимосвязанная многоуровневая система, и выяснить, из каких элементов она состоит. Так, например, терригенные отложения визейского возраста месторождений нефти и газа Пермского Прикамья представлены в основном песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Зерна кластического материала, слагающего эти породы, разнообразны по своим размерам, форме, степени окатанности и отсортированности, гранулометрическому и минеральному составу. Кроме того, песчано-глинистые породы различаются также по составу и типу цемента, его строению и соотношению с

зернами. Все эти особенности пород определяют структуру порового пространства, которая есть не что иное, как упорядоченное в пространстве взаимное расположение элементов (например, зерен, минеральных частиц в скелете породы) целостного геологического объекта (образец, пласт), связанных с природой этих свойств. Следует отметить, что если характеристикой структуры горной породы является гранулометрический состав, то для структуры порового пространства терригенных коллекторов такой характеристикой является величина объема непосредственно сообщающихся между собой пор и поровых каналов.

Сам геологический объект при определении его структуры следует рассматривать как природную систему, состоящую из элементарных частей. Совокупность же элементов системы позволяет определить геометрию пустотного пространства пород. Структурные отношения важны не сами по себе, но только в той связи, в какой они характеризуют устойчивость системы. Поэтому различное сочетание структурных характеристик пород определяет степень устойчивости системы и ее неоднородность [8–11].

Так, за счет цементации частиц происходит сужение поровых каналов и даже их перекрытие, что нередко приводит к образованию тупиковых зон. Все это усложняет структуру порового пространства горных пород. Распределение зерен в объеме породы и их гранулометрические коэффициенты сильно влияют на формирование пустотного пространства [3, 12–15].

На примере укладки и цементации частиц наиболее четко проявляется связь структуры скелета породы со структурой порового пространства. Неоднородность же продуктивных пластов (как степени устойчивости системы геологического объекта) обуславливает различие их емкостно-фильтрационных свойств.

Коллекторские свойства (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, глинистость, содержание остаточной воды) отдельных пластов и месторождений, даже относящиеся к одной тектонической структуре одинакового происхождения и с одними и теми же условиями осадконакопления, имеют существенные различия.

Следует отметить, что вышеперечисленные коллекторские параметры – свойства геологических объектов на более высоком уровне иерархии (образец, пласт), который логически связан с характеристиками объекта на нижнем (структурном) уровне (зерна, поры), между ними существуют определенные закономерности [3, 5].

Для описания структурных особенностей геологических объектов нижнего уровня используют коэффициенты гранулометрических иссле-

дований – средний размер зерен (медианный диаметр Md), коэффициент асимметрии K_s и коэффициент неоднородности S . Эти коэффициенты отражают основные особенности и характер распределения зерен как строительного материала, участвующего в образовании породы и формировании ее пустотного пространства [3, 16].

В свою очередь, изменчивость параметров продуктивных пластов и степень их геологической неоднородности (т.е. макроструктура порового пространства) как свойства геологических объектов на более высоком структурном уровне можно охарактеризовать коэффициентами песчаности $k_{п}$, расчлененности $k_{р}$, связанности $k_{св}$, воздействия $k_{в}$ и т.д. [3].

Фракционный состав является одной из основных характеристик терригенных горных пород. От него зависят структура порового пространства и, как следствие, емкостно-фильтрационные параметры и литологические особенности пород. Фракционный состав определяется по образцам керна в лабораторных условиях. Однако керна материала обычно бывает недостаточно, чтобы детально представить весь разрез скважины. Он характеризует лишь отдельные интервалы разреза скважины [10, 17]. Поэтому традиционное формирование послойного описания разреза скважины осуществляется на основе непрерывного отображения разреза скважины диаграммами геофизических исследований скважин (ГИС), связанных с кернами данными. Как известно, при описании керна фиксируется множество литологических разновидностей пород, которые невозможно идентифицировать по кривым ГИС. По каротажным диаграммам можно выделить лишь породы с резко очерченными литолого-физическими свойствами, такие как, например, глинистые породы, алевролиты, песчаники и т.п., т.е. такие группы (литоряды), которые объединяют близкие по вещественному составу и физическим свойствам разновидности пород. Обычно лабораторное описание керна терригенных отложений базируется на результатах гранулометрического и инструментального анализа шлифов.

Определение литологии и коллекторских свойств горных пород по результатам обработки керна

Чаще всего литолого-структурные свойства терригенных пород определяют по данным гранулометрического состава обломочного материала, по характеру его упаковки, по содержанию и составу цемента в скелете породы. Коллекторские свойства определяются по методу насыщения и фильтрации газа.

Так, открытая пористость терригенных пород визейского яруса Баклановского месторождения изменяется от 2,7 до 27,8 %. Разрез этого месторождения представлен преимущественно песчаниками, алевропесчаниками, алевролитистыми и глинистыми породами. Карбонатные породы (известняки разной степени доломитизации) в кровле тульского горизонта играют подчиненную роль.

Песчаники кварцевые, светло-серые и серые, слабощементированные, с углистыми примазками, углефицированными растительными остатками и включениями пирита. Песчаники разнозернистые, с различной отсортированностью и окатанностью минеральных зерен. Содержание пелитовой фракции $C_{р1}$ (размером менее 0,01 мм) изменяется от 3,3 до 14,4 %. Для песчаников характерно преобладание псаммитовой фракции C_{ps} с размерами частиц 0,25–0,1 мм, которые составляют 47–82 %. Содержание крупнозернистой фракции (более 0,5 мм) не превышает 0,3 %, а фракции с размером 0,5–0,25 мм лишь в редких случаях составляют 10 %. Содержание алевролитовой фракции C_{Al} (0,1–0,01 мм) изменяется от 9,4 до 23,2 %. Цемент в песчаниках представлен чаще глинистым и углисто-глинистым, реже кальцитовый, карбонатный и смешанный. Иногда цементация скелета породы осуществляется за счет уплотнения зерен.

Алевролиты разнозернистые, кварцевые, серые, светло- и темно-серые, углистые и углисто-глинистые, слоистые. Они сложены обломочным материалом, обычно хуже окатанным, чем у песчаников. Содержание карбонатного цемента C_k в скелете породы (как у песчаников и алевропесчаников) обычно невелико. В целом преобладает алевролитовая фракция (до 66 %), содержание фракций с размером частиц 0,25–0,1 мм – 22–23 %.

Алевропесчаники редко встречаются в разрезе. Они занимают промежуточное место между песчаниками и алевролитами по данным гранулометрии (табл. 1, рис. 1). Характерно, что для алевропесчаников наблюдается одинаковое содержание псаммитовой и алевролитовой фракций (по 42–47 %).

Аргиллиты преимущественно темно-серые, почти черные, неравномерно алевролитистые и углистые, тонкослоистые и плитчатые. Содержание $C_{р1} > 50$ %, C_{Al} – около 40 %.

Песчаники, алевропесчаники и алевролиты относятся к нефтесодержащим породам (см. табл. 1). По газопроницаемости они подразделяются на четыре класса: I – непродуктивные коллекторы ($K_{тр} < 1$ мД), II – низкопродуктивные ($K_{тр} = 1 – 10$ мД), III – среднепродуктивные ($K_{тр} = 10 – 160$ мД), IV – высокопродуктивные ($K_{тр} > 160$ мД).

Таблица 1

Характеристика пластов нефтесодержащих пород по проницаемости и гранулометрическому составу

Нефтесодержащая порода	$K_{пр}$, мД	Гранулометрический состав, %					
		псаммиты			алевриты	пелиты	карбонатные частицы
		> 0,5 мм	0,5–0,25 мм	0,25–0,1 мм	0,1–0,01 мм	< 0,01 мм	
Песчаники	< 1	0,16	13,81	47,03	18,28	14,40	6,32
	1–10	0,21	4,04	57,33	23,11	12,86	2,45
	10–160	0,07	3,27	64,93	23,18	7,78	0,77
	> 160	0,24	4,73	82,23	9,37	3,26	0,17
Алевропесчаники	< 1	0,07	0,43	42,33	43,00	14,17	–
	1–10	0,03	0,50	43,73	44,17	11,60	–
	10–160	0,08	1,52	44,84	46,50	6,28	0,78
	> 160	0,10	1,86	45,90	47,00	5,00	0,14
Алевролиты	< 1	0,14	1,09	22,47	59,70	13,69	2,91
	1–10	0,09	0,95	23,36	61,40	12,81	1,39
	10–160	0,12	1,07	23,23	65,99	8,00	0,96
	> 160	–	1,02	31,35	56,50	10,48	0,65

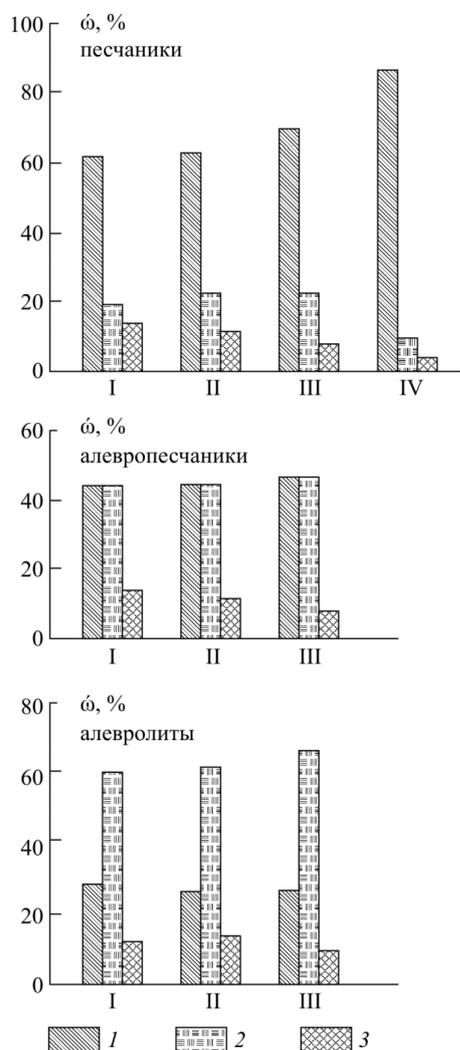


Рис. 1. Гистограммы фракционного состава тульских терригенных отложений Баклановского месторождения: ω – содержание фракций, %; I – песчаники, 2 – алевропесчаники, 3 – алевролиты; I < 1 мД; II – 1–0 мД; III – 10–160 мД; IV > 160 мД

Анализ данных табл. 1 и рис. 1, 2 показывает, что на значения фильтрационных свойств пород (проницаемость) наибольшее и определяющее влияние оказывает содержание пелитовой и псаммитовой фракций. Аналогичное влияние оказывают эти фракции и на емкостные свойства (пористость).

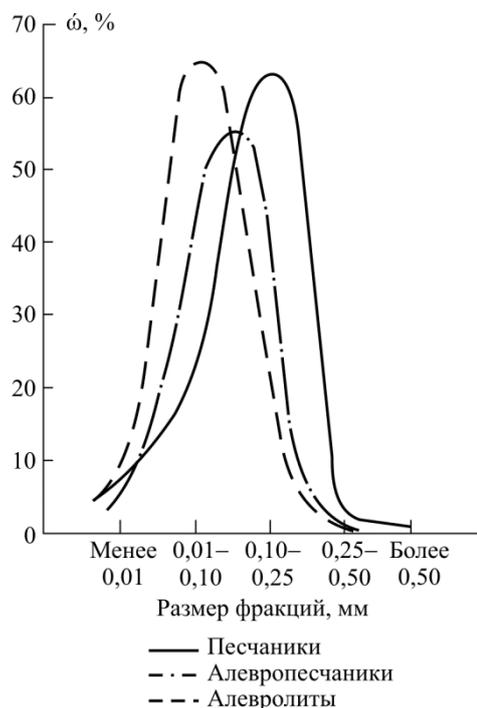


Рис. 2. Кривые распределения фракционного состава в различных группах пород в классе среднепродуктивных коллекторов ($K_{пр} = 10 - 160$ мД)

Содержание же карбонатного материала для различных по проницаемости классов коллекторов носит спонтанный и бессистемный характер и далеко не всегда отвечает той или иной литологической разновидности терригенных пород.

Это подтверждается уравнениями множественной корреляции между коэффициентами пористости и проницаемости, и содержанием псаммитовой, алевритовой, пелитовой фракций, и содержанием карбонатных частиц для терригенных коллекторов Баклановского месторождения:

$$K_{п} = 0,45 C_{Ps} + 0,4 C_{Al} + 0,19 C_{Pl} - 24,6, \quad (1)$$

$$K_{пр} = 8,93 C_{Ps} - 20,71 C_{Pl} + 70,35, \quad (2)$$

где $K_{п}$ и C , %, $K_{пр}$, мД.

Из уравнения (1) видно, что емкостные свойства коллекторов оцениваются по содержанию всех фракций, а фильтрационные определяются в основном значениями пелитовой фракции (2), т.е. фактически по содержанию глинистых частиц в скелете породы. Незначительное содержание карбонатных частиц не оказывает заметного влияния на коллекторские свойства продуктивных пластов, что подтверждается отсутствием корреляции со значениями C_K в обоих уравнениях.

Следует отметить, что помимо использования результатов гранулометрического анализа зерна для определения пористости и проницаемости в лабораторных условиях в обязательном порядке изучают остаточную водонасыщенность пород. Известно, что в пластовых условиях продуктивные породы содержат то или иное количество остаточной воды. Остаточная водонасыщенность терригенных пород обычно определяется косвенными лабораторными методами – методом капиллярных давлений и центрифугированием.

Было установлено, например, что остаточная водонасыщенность $K_{ов}$ терригенных коллекторов нижнего карбона Баклановского месторождения изменяется в широких пределах: для песчаников – от 16 до 57 %, для алевролитов – от 28 до 96 %. По этим данным видно, что алевролиты содержат остаточную воду в значительно больших количествах, чем песчаники.

При рассмотрении зависимостей $K_{ов} = f(K_{п})$ и $K_{ов} = f(\lg K_{пр})$ наблюдается четкая тенденция к уменьшению количества остаточной воды с увеличением пористости и проницаемости (рис. 3, а, б).

Уравнение регрессии $K_{ов} = f(K_{п})$ характеризуется довольно высокой теснотой связи сравниваемых параметров (коэффициент корреляции $r = 0,76$) и имеет следующее аналитическое выражение:

$$K_{ов} = 114,8 - 0,56 K_{п}^2 + 1,5 \cdot 10^{-2} K_{п}^3. \quad (3)$$

Еще более тесная зависимость наблюдается между остаточной водонасыщенностью и проницаемостью ($r = 0,87$):

$$K_{ов} = 95,03 - 52,3 \lg K_{пр} + 7,67 (\lg K_{пр})^2. \quad (4)$$

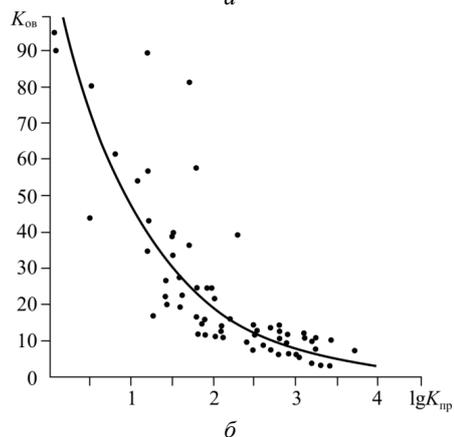
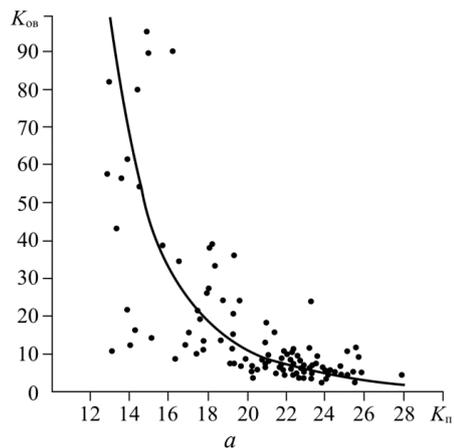


Рис. 3. Зависимость остаточной водонасыщенности терригенных коллекторов от: а – коэффициента пористости; б – от десятичного логарифма коэффициента проницаемости

По результатам лабораторных исследований установлено, что коллекторы с пористостью менее 14 % содержат свыше 70 % остаточной воды.

$$K_{ов} = 114,8 - 0,56 K_{п}^2 + 1,5 \cdot 10^{-2} K_{п}^3. \quad (5)$$

Еще более тесная зависимость наблюдается между остаточной водонасыщенностью и проницаемостью ($r = 0,87$):

$$K_{ов} = 95,03 - 52,3 \lg K_{пр} + 7,67 (\lg K_{пр})^2. \quad (6)$$

По результатам лабораторных исследований установлено, что продуктивные породы с пористостью менее 14 % содержат свыше 70 % остаточной воды.

Наибольшая величина остаточной водонасыщенности обусловлена высоким содержанием глинистых частиц в цементе породы, которые, в свою очередь, способны удерживать воду в значительных количествах благодаря их большой адсорбционной поверхности. Между остаточной водонасыщенностью $K_{ов}$ и глинистостью $K_{гл}$ существует прямолинейная зависимость с высоким коэффициентом корреляции ($r = 0,89$):

$$K_{ов} = 4,05 K_{гл} - 2,85. \quad (7)$$

Определение литологического состава и коллекторских свойств горных пород по данным ГИС

Для более полной характеристики терригенных пород по содержанию фракций перспективен метод гамма-каротажа (ГК), который регистрирует естественную радиоактивность горных пород, обусловленную главным образом содержанием в них тория (Th), радия (Ra) и радиоактивного изотопа калия (K^{40}) [18].

Изучение спектрального состава естественного гамма-излучения коллекторов, представленных кварцевыми песчаниками на нефтяных месторождениях Пермского края, позволило выявить закономерности распределения радиоактивных элементов (Th, Ra, K^{40}) в зависимости от гранулометрического состава пород. Было установлено, что суммарное содержание радиоактивных элементов относительно пелитовой, псаммитовой и алевроитовой фракций характеризуется высокой теснотой связи, но их характер для каждой фракции различный. Это говорит о возможности установления зависимостей между разными фракциями и показаниями гамма-каротажа.

На основании многочисленных исследований установлено, что для определения фильтрационно-емкостных свойств в коллекторах терригенных отложений правомерно использование в основном таких методов ГИС, как потенциал самопроизвольной поляризации (ПС) и ГК [8, 11, 19–21].

В нашем конкретном случае наиболее информативным методом определения проницаемости в терригенных коллекторах является метод ГК. Использование же метода ПС ограничено из-за слабой дифференциации кривой ПС в скважинах, пробуренных на соленых буровых растворах. Скважины же с хорошим качеством записи ПС весьма немногочисленны.

Как известно, ГК используется для изучения геологических разрезов скважин и базируется на дифференциации (разделении, расчленении) горных пород по их естественной γ -активности. Сущность ГК заключается в изучении естественного гамма-поля по стволу скважины путем регистрации интенсивности радиоактивного излучения, возникающего при самопроизвольном распаде радиоактивных элементов в горных породах [10, 19, 22]. В качестве индикатора используют счетчики Гейгера–Мюллера или более эффективные, лучше расчленяющие разрез сцинтилляционные счетчики. Полученная в результате замера кривая, характеризующая интенсивность γ -излучения пластов вдоль ствола скважины, называется гамма-каротажной кривой ГК.

Естественная радиоактивность горных пород в основном, как было отмечено выше,

обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов – урана U и продуктов его распада, радия Ra, тория Th и радиоактивного изотопа калия ^{40}K . Остальные радиоактивные элементы – рубидий, самарий, лантан, лютеций и др. – заметного вклада в суммарную естественную радиоактивность горных пород не вносят.

Радиоактивность осадочных горных пород (предмет наших исследований) находится в прямой зависимости от степени их заглинизированности. Глинистые песчаники и алевролиты характеризуются промежуточными значениями радиоактивности – между радиоактивностью чистых пород (например, чистых песчаников) и радиоактивностью глинистых пород. Обогащение осадочных пород радиоактивными элементами происходит вследствие осаждения их или адсорбции тонкодисперсными и коллоидными частицами. Поэтому благодаря большой удельной поверхности глинистые породы (собственно глины, аргиллиты, глинистые алевролиты) в процессе осадконакопления сорбируют большое количество радиоактивных элементов и характеризуются повышенными показаниями на диаграммах ГК. Кроме того, возможность широкого использования гамма-метода для определения коллекторских свойств пород заключается в том, что метод ГК отражает в определенной мере геометрию пустотного пространства и обнаруживает устойчивую связь с фракционным составом пород, так как структура порового пространства терригенных пород напрямую связана с емкостно-фильтрационными характеристиками пластов-коллекторов. Следует отметить, что радиоактивность карбонатных пород, как правило, в 1,5–2,0 раза ниже, чем у песчано-глинистых [19, 22].

Изучение заглинизированности горных пород представляет особый интерес, так как параметр глинистости определяет коллекторские свойства пород, в частности, их пористость и проницаемость [8, 9, 23].

Итак, естественная радиоактивность горных пород в основном зависит от минерального состава и цемента пород. Регистрируемое излучение против пласта $J_{\gamma}^{пл}$ представляет собой сумму излучений самого пласта, промывочной жидкости и собственного фона прибора. В общем случае регистрируемая скважинным радиометром (метод ГК) интенсивность естественной радиоактивности прямо пропорциональна радиоактивности горных пород, пройденных скважиной [9, 10, 19].

Поскольку величина радиоактивности осадочных пород хорошо коррелирует с их глинистостью, то в терригенном разрезе на диаграммах ГК можно выделять пласты горных

пород с различным содержанием глинистого материала в скелете породы. Конфигурации кривых ГК при проведении каротажа обычно искажаются из-за наличия интегрирующей ячейки, вызывающей инерционность аппаратуры [24]. Поэтому диаграммы ГК выглядят асимметрично относительно середины пласта и сдвигаются по направлению движения прибора. Так, границы пласта-коллектора (с пониженной радиоактивностью) определяют по точкам, соответствующим началу спада кривой ГК в подошве пласта и началу ее подъема в его кровле [25].

В основе метода определения пористости по ГК лежат корреляционные связи между пористостью терригенных пород и глинистостью $K_p = f(C_{гг})$, с одной стороны, и между глинистостью и естественной радиоактивностью горных пород $\Delta J_\gamma = f(C_{гг})$ – с другой.

Кривые ГК, зарегистрированные в скважинах с различными условиями измерений и особенностями радиометрической аппаратуры, непоставимы при количественной их интерпретации. Для исключения влияния источника нейтронов в канале НГК, конструктивных особенностей измерительной аппаратуры, а также фона и скважинных условий на показания ГК используются относительные значения гамма-активности пластов-коллекторов – двойной разностный параметр ΔJ_γ (рис. 4). В качестве опорных пластов обычно принимаются, например, плотные известняки турнейского яруса с минимальными значениями ГК ($J_{\gamma \min}$) и глины тульского горизонта с максимальными значениями ГК ($J_{\gamma \max}$) [10].

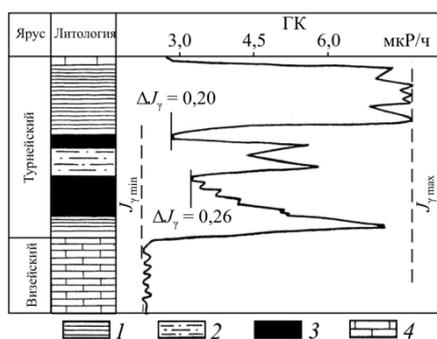


Рис. 4. Расчет ΔJ_γ по ГК: 1 – глина; 2 – алевролит; 3 – коллектор; 4 – известняк

Параметр ΔJ_γ рассчитывается по формуле

$$\Delta J_\gamma = \frac{(J_{\gamma \text{пл}} - J_{\gamma \min}) \pm \delta J_\gamma}{J_{\gamma \max} - J_{\gamma \min}}, \quad (8)$$

где $J_{\gamma \text{пл}}$ – значение ГК против пласта-коллектора; $J_{\gamma \max}$ – максимальные значения ГК против глин; $J_{\gamma \min}$ – минимальные значения ГК против плотных известняков; δJ_γ – поправка,

учитывающая изменения регистрируемой интенсивности гамма-излучения в зависимости от скорости движения прибора V , постоянной времени интегрирующей ячейки Δt и толщины пласта h . Поправки вводятся для пластов малой мощности согласно формуле $h \geq 4Vt / 3600$.

Для определения K_p по ГК используют зависимость $\Delta J_\gamma = f(K_p)$ для изучаемого месторождения. Так, установленная зависимость для терригенных коллекторов Баклановского месторождения характеризуется высоким коэффициентом корреляции ($r = 0,92$) и имеет следующее аналитическое выражение:

$$K_p = -69,7\Delta J_\gamma^3 + 96,3\Delta J_\gamma^2 - 63,9\Delta J_\gamma + 25,2. \quad (9)$$

В комплексе с другими методами ГИС данные ГК используются также для литологического расчленения разрезов скважин и их корреляции, для выделения пластов-коллекторов и оценки их глинистости. В благоприятных условиях материалы ГК используются для косвенного определения пористости, остаточной водонасыщенности и проницаемости пород-коллекторов [8, 10].

Показания ГК (параметр ΔJ_γ) можно использовать и для оперативного определения литорядов терригенных пород по конкретному месторождению. Так, для Баклановского месторождения были построены и проанализированы зависимости двойного разностного параметра ΔJ_γ от содержания фракций (рис. 5).

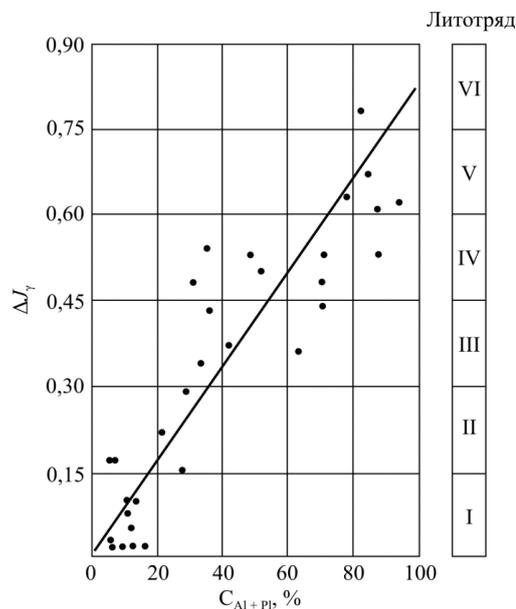


Рис. 5. Зависимость $\Delta J_\gamma = f(C_{Pl+Al})$ и литоряды горных пород

Наиболее высокой теснотой связи (коэффициент корреляции $r = 0,91$) характеризуется зависимость от суммарного содержания пели-

товых и алевритовых фракций $\Delta J_{\gamma} = f(C_{Pl + Al})$, а уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$\Delta J_{\gamma} = 8,2 \cdot 10^{-3} C_{Pl + Al} + 0,01. \quad (10)$$

Было установлено, что содержание глинистых частиц по каждому исследуемому образцу ядра составляет примерно одну треть от суммарного содержания алевритовых и глинистых частиц, что позволяет дать достаточно реальное описание литорядов терригенных пород, которые встречаются в разрезах скважин. Все терригенные породы были разделены на шесть литорядов: по

три в продуктивных интервалах и столько же – во вмещающих породах (неколлекторах). За основу такого разделения был выбран интервал показаний ΔJ_{γ} , равный 0,15. Такой выбор обусловлен тем, что среди продуктивных пластов традиционно выделяются три группы коллекторов с низкими, средними и высокими емкостно-фильтрационными свойствами, а нижний предел пористости по ΔJ_{γ} равен 0,45. Согласно выбранному интервалу показаний ΔJ_{γ} были выделены литоряды и в непродуктивной части разреза (табл. 2).

Таблица 2

Характеристика литорядов, выделяемых по диаграммам ГК

Литоряд	Среднеинтервальная пористость, %	Среднеинтервальное содержание фракций, %			Литологический состав литоряда	ΔJ_{γ} , доли ед.
		Ps	Al	Pl		
I	22,1	92,1	5,3	2,6	Песчаник чистый, песчаник алевритистый	Менее 0,15
II	16,5	73,7	17,6	8,7	Песчаник алевритистый, алевропесчаник, алевролит песчаный	0,15–0,30
III	12,5	55,3	30,0	14,7	Песчаник алевролитоглинистый, алевролит	0,30–0,45
IV	10,4	37,0	42,2	20,8	Песчаник глинистый, алевролит глинисто-песчаный	0,45–0,60
V	–	17,3	55,5	27,5	Алевролит глинистый, аргиллит песчаный	0,60–0,75
VI	–	Менее 8,0	62,0	30,0	Алевролит сильно глинистый, глинистые породы, аргиллит	Более 0,75

Заключение

Результаты проведенных исследований по изучению ядра Баклановского месторождения позволяют дифференцировать структуру порового пространства пластов-коллекторов на основе данных фракционного состава образцов горных пород. Прослежена тесная связь между емкостно-фильтрационными свойствами продуктивных пород и содержанием псаммитовых, алевритовых и пелитовых фракций.

Даны характеристики пластов нефтесодержащих пород по проницаемости и гранулометрическому составу. Достоверность полученной

информации подтверждается уравнениями множественной корреляции с высокими коэффициентами корреляции. Показано, что наблюдается четкая тенденция уменьшения количества остаточной воды с увеличением фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Установлено, что для выявления более полной литолого-структурной характеристики пород по данным спектральных методов анализа образцов ядра наиболее перспективен гамма-каротаж, позволяющий не только определять пористость продуктивных пластов в бескерновых скважинах, но и выделять литоряды как в продуктивной, так и в непродуктивной частях разреза скважин.

Библиографический список

1. Bertalanfi L. von. Allgemeine systemtheorie. Wege zu einer neuen mathesis universalis. – 1957. – Vol. 12, № 5/6. – P. 8–12.
2. Гудков Е.П., Косков В.Н. Системно-структурное моделирование нефтегазовых залежей по данным промыслово-геофизических исследований // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1997. – № 12. – С. 21–24.
3. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромисловой геологии. – М.: Недра, 1988. – 204 с.
4. Кноринг Л.Д. Основы теории оптимизации разведки нефтяных месторождений. – Л.: Недра, 1980. – 304 с.
5. Косков В.Н. Интерпретация данных ГИС на базе системно-структурного подхода: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2012. – 140 с.
6. Шурубор Ю.В. Системно-структурное моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений (концептуальные основы; балансные, статистические и балансно-статистические методы, их алгоритмическое и программное обеспечение) / Перм. политехн. ин-т. – Пермь, 1991. – 42 с.
7. Urmantsev Yu.A. Symmetry of system and symmetry // Computers & Mathematics with Applications. – 1986. – Vol. 12, iss. 1–2, part B. – P. 379–405. DOI: 10.1016/0898-1221(86)90160-4
8. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.

9. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царева [и др.]. – М.: Недра, 1985. – 248 с.

10. Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.

11. Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин. – М.: Недра, 1990. – 398 с.

12. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. – М.: Недра, 1976. – 295 с.

13. Griffiths I. Grain-size distribution and reservoir-rock characteristics // *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*. – 1952. – Vol. 36, № 2. – P. 205–229.

14. Pirson S.J. Handbook of well log analysis: for oil & gas formation evaluation. – Prentice-hall, INK, Englewood Cliffs, N.J., 1963. – 414 p.

15. Tickell F.A., Hiatt W.N. Effect of angularity of grain on porosity and permeability of unconsolidated sands // *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*. – 1938. – Vol. 22, № 9. – P. 1272–1274.

16. Дементьев Л.Ф., Акбашев Ф.С., Файнштейн В.М. Изучение свойств неоднородных терригенных нефтеносных пластов. – М.: Недра, 1980. – 213 с.

17. Стасенков В.В., Жданов А.С. Комплексное использование геолого-геофизических методов

выделения нефтегазопродуктивных коллекторов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1976. – 56 с.

18. Гусев В.М., Косков В.Н., Некрасов А.С. Оценка гранулометрического состава кварцевых песчаников по данным гамма-метода // Направления и методика поисково-разведочных работ в Пермском Прикамье / ИГиРГИ. – М., 1984. – С. 86–90.

19. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин / Л.И. Померанец, М.Т. Бондаренко, Ю.А. Гулин, В.Ф. Козяр. – М.: Недра, 1981. – 376 с.

20. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1982. – 351 с.

21. Промысловая геофизика / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов, А.Н. Африкян. – М.: Недра, 1986. – 342 с.

22. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1984. – 432 с.

23. Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. – М.: Недра, 1978. – 215 с.

24. Добрынин В.М. Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин. Основные проблемы и трудности // *Геофизика*. – 1993. – № 1. – С. 37–38.

25. Alger R.P., Harrison C.W. Improved fresh-water assessment in sand aquifers utilizing geophysical logs // *Log Analyst*. – 1989. – Vol. 30, iss. 01. – P. 31–44.

References

1. Bertalanfi L. von. Allgemeine Systemtheorie. *Wege zu einer neuen mathesis universalis*, 1957, vol. 12, no. 5/6, pp. 8–12.

2. Gudkov E.P., Koskov V.N. Sistemno-strukturnoe modelirovanie neftegazovykh zalezhei po dannym promyslovo-geofizicheskikh issledovaniy [System-structural modeling of oil and gas deposits based on field geophysical surveys]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 1997, no. 12, pp. 21–24.

3. Dement'ev L.F. Sistemnye issledovaniia v neftegazopromyslovoi geologii [System studies in oil and gas field geology]. Moscow, Nedra, 1988, 204 p.

4. Knoring L.D. Osnovy teorii optimizatsii razvedki neftiannykh mestorozhdenii [Fundamentals in optimization of oilfield exploration theory]. Leningrad, Nedra, 1980, 304 p.

5. Koskov V.N. Interpretatsiia dannykh GIS na baze sistemno-strukturnogo podkhoda [Interpretation of well logging data on the basis of system-structural approach]. Perm': Izdatel'stvo Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2012, 140 p.

6. Shurubor Iu.V. Sistemno-strukturnoe modelirovanie razrabotki neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii (kontseptual'nye osnovy; balansnye, statisticheskie i balansno-statisticheskie metody, ikh algoritmicheskoe i programmnoe obespechenie) [System-structural modeling of development of oil and gas fields (conceptual bases, balance, statistical and balance-statistical methods, its algorithmic and software support)]. Perm', Permskii politekhnicheskii institut, 1991, 42 p.

7. Urmantsev Yu.A. Symmetry of system and symmetry. *Computers & Mathematics with Applications*, 1986, vol. 12, iss. 1-2, part B, pp. 379–405. DOI: 10.1016/0898-1221(86)90160-4

8. Vendel'shtein B.Iu., Rezvanov R.A. Geofizicheskie metody opredeleniia parametrov neftegazonosnykh kolektorov [Geophysical methods for determining parameters of oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra, 1978, 318 p.

9. Vendel'shtein B.Iu., Золоева G.M., Tsareva N.V. et al. Geofizicheskie metody izucheniia podschetnykh parametrov pri opredelenii zapasov nefti i gaza [Geophysical methods of studying evaluation parameters in determination of oil and gas reserves]. Moscow, Nedra, 1985, 248 p.

10. Koskov V.N., Koskov B.V. Geofizicheskie issledovaniia skvazhin i interpretatsiia dannykh GIS [Well logging and its interpretation]. Perm', Izdatel'stvo Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta, 2007, 317 p.

11. Gorbachev Iu.I. Geofizicheskie issledovaniia skvazhin [Well logging]. Moscow, Nedra, 1990, 398 p.

12. Khanin A.A. Petrofizika neftiannykh i gazovykh plastov [Petrophysics of oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra, 295 p.

13. Griffiths I. Grain-size distribution and reservoir-rock characteristics. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, 1952, vol.36, no.2, pp.205–229.

14. Pirson S.J. Handbook of well log analysis: for oil & gas formation evaluation. Prentice-hall, INK, Englewood Cliffs, N.J., 1963, 414 p.

15. Tickell F.A., Hiatt W.N. Effect of angularity of grain on porosity and permeability of unconsolidated sands. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, 1938, vol. 22, no.9, pp.1272-1274.
16. Dement'ev L.F., Akbashev F.S., Fainshtein V.M. *Izucheniye svoystv neodnorodnykh terrigennykh neftenosnykh plastov* [Study of properties of heterogeneous clastic oil-bearing formations]. Moscow, Nedra, 1980, 213 p.
17. Stasenkov V.V., Zhdanov A.S. *Kompleksnoe ispol'zovanie geologo-geofizicheskikh metodov vydeleniia neftegazoproduktivnykh kollektorov* [Integral use of geological and geophysical methods for allocation of oil and gas reservoirs]. Moscow, Vserossiiskii nauchno-issledovatel'skii institut organizatsii, upravleniia i ekonomiki neftegazovoi promyshlennosti, 1976, 56 p.
18. Gusev V.M., Koskov V.N., Nekrasov A.S. *Otsenka granulometricheskogo sostava kvartsevnykh peschanikov po dannym gamma-metoda* [Evaluation of granulometric composition of quartz sandstones according to gamma method]. *Napravleniia i metodika poiskovo-razvedochnykh rabot v Permskom Prikam'e*. Moscow, Institut geologii i razrabotki goriuchikh iskopaemykh, 1984, pp.86-90.
19. Pomerants L.I., Bondarenko M.T., Gulin Iu.A., Koziar V.F. *Geofizicheskie metody issledovaniia neftiannykh i gazovnykh skvazhin* [Geophysical methods of oil and gas wells survey]. Moscow, Nedra, 1981, 376 p.
20. Itenberg S.S., Dakhkil'gov T.D. *Geofizicheskie issledovaniia v skvazhinakh* [Well logging]. Moscow, Nedra, 1982, 351 p.
21. Dobrynin V.M., Vendel'shtein B.Iu., Rezvanov R.A., Afrikan A.N. *Promyslovaia geofizika* [Field well logging]. Moscow, Nedra, 1986, 342 p.
22. D'iakonov D.I., Leont'ev E.I., Kuznetsov G.S. *Obshchii kurs geofizicheskikh issledovanii skvazhin* [General course of well logging]. Moscow, Nedra, 1984, 432 p.
23. Ellanskii M.M. *Petrofizicheskie svyazi i kompleksnaia interpretatsiia dannykh promyslovoi geofiziki* [Petrophysical links and integral interpretation of data from field geophysics]. Moscow, Nedra, 1978, 215 p.
24. Dobrynin V.M. *Geofizicheskie issledovaniia neftiannykh i gazovnykh skvazhin. Osnovnye problemy i trudnosti* [Logging of oil and gas wells. Main challenges and difficulties]. *Geofizika*, 1993, no.1, pp.37-38.
25. Alger R.P., Harrison C.W. Improved fresh-water assessment in sand aquifers utilizing geophysical logs. *Log Analyst*, 1989, vol. 30, iss. 01, pp.31-44.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Косков В.Н. Установление литологической принадлежности и коллекторских свойств терригенных пластов по промыслово-геофизическим данным Баклановского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №1. – С.4–13. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.1

Please cite this article in English as:

Koskov V.N. Determination of lithologic belonging and reservoir properties of clastic formations using field geophysical survey data of Baklanovskoe field. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2017, vol.16, no.1, pp.4–13. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.1