

**Казанский Федеральный Университет**  
**Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов**  
**Kazan Federal University,**  
**Department of oil & gas technology and carbon materials**  
**Физико – химические и геологические характеристики строения**  
**Альметьевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения**  
**Physic-chemical and geological characteristics of the structure**  
**of the Almet'yevskaya area of the Romashkinsky oil field**

**Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich**<sup>1</sup>

**Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich**<sup>2</sup>

**Галиев Руслан Наилевич, Galiev Ruslan Nailevich**<sup>3</sup>

доктор технических наук, профессор, академик РАН<sup>1</sup>

заведующий кафедрой технологии нефти, газа и углеродных материалов

кандидат технических наук,

доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов<sup>2</sup>,

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов<sup>3</sup>

Казань, Россия

УДК 665.5-405. Шифр научной специальности ВАК:

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

E-mail: kemalov@mail.ru

**Аннотация:** Альметьевская площадь является одной из центральных площадей Ромашкинского нефтяного месторождения. Она приурочена к западно–центральной части Южно–Татарского свода. С запада ограничена Алтунино–Шунакским прогибом, отделяющим площадь от Ново–Елховской структуры. Основным эксплуатационным объектом площади, являются продуктивные отложения кыновского (D<sub>0</sub>) и пашийского (D<sub>1</sub>) горизонтов до нижнефранского подъяруса верхнего девона, представленные переслаиванием песчаных, песчано–алевритовых и аргиллитовых пород. Корреляция пластов пашийского горизонта осуществляется с использованием основных реперов «верхний известняк» и «муллинские глины», залегающих, соответственно, в кровельной и подошвенной частях горизонта и дополнительного репера «аргиллит» в средней части горизонта. Горизонт D<sub>1</sub> является многопластовым

объектом, в пределах которого выделяются пласты «а», «б<sub>1</sub>», «б<sub>2</sub>», «б<sub>3</sub>», «в», «Г<sub>1</sub>», «Г<sub>2+3</sub>» и «д». Продуктивные пласты горизонтов, если их рассматривать в целом, имеют практически площадное распространение. Так, площадь продуктивных коллекторов пласта Д<sub>0</sub> по отношению к административной, которая равна 17969,1 га, составляет 65,6%, по «а» 72,0%, по «б<sub>1</sub>» – 39,3 %, по «б<sub>2</sub>» – 56,6 %, по «б<sub>3</sub>» – 54,0 %, по «в» – 61,5 %> по «Г<sub>1</sub>» – 58,3%, по «Г<sub>2+3</sub>» – 44,4% и по «д» – 12,2%. Таким образом, самая значительная величина продуктивной площади от административной приходится на пласт «а». Пласты Д<sub>0</sub>, «б<sub>2</sub>», «б<sub>3</sub>», «в», «Г<sub>1</sub>» занимают промежуточное положение по долям распространения коллекторов. Самыми незначительными долями характеризуются пласты «Г<sub>2+3</sub>», «б<sub>1</sub>», «д». Информация о толщине глинистых разделов между пластами также в определенной степени может свидетельствовать о степени их гидродинамической связанности.

**Abstract:** Almetyevskaya Square is one of the central squares of the Romashkinsky oil field. It is confined to the west–central part of the South Tatar arch. From the west it is bounded by the Altunino–Shunak trough separating the square from the Novo–Elkhovskaya structure. The main operational object of the area is the productive deposits of the Kynovsky (D0) and Pashysky (D1) horizons to the Nizhnefran sublayer of the Upper Devonian, represented by the interlayer of sandy, sandy–siltstone and mudstone rocks. The correlation of the layers of the Pashian horizon is carried out using the main reference points "upper limestone" and "Mullin clays", which lie, respectively, in the roofing and plantar parts of the horizon and the additional reference point "mudstone" in the middle part of the horizon. The horizon D1 is a multi-layered object, within which the layers "a", "b1", "b2", "b3", "b", "g1", "g2+3" and "d" are distinguished. Productive layers of horizons, if considered as a whole, have an almost areal distribution. Thus, the area of productive reservoirs of the D0 formation in relation to the administrative one, which is 17969.1 hectares, is 65.6%, according to "a" 72.0%, according to "b1" – 39.3%, according to "b2" – 56.6%, according to "b3" – 54.0%, according to "b" – 61.5%> for "g1" – 58.3%, for "g2+3" – 44.4% and for "d" – 12.2%. Thus, the most significant amount of productive area from the administrative one falls on layer "a". Layers Up to, "b2", "b3", "b", "g1" occupy an

intermediate position in terms of the distribution of reservoirs. The smallest proportions are characterized by the layers "g<sub>2+3</sub>", "b<sub>1</sub>", "d". Information about the thickness of the clay sections between the layers may also indicate to a certain extent the degree of their hydrodynamic connectivity.

**Ключевые слова:** продуктивные отложения горизонтов, корреляция пластов, коллектора, толщина глинистых разделов, коэффициенты песчаности и расчлененности

**Keywords:** productive deposits of horizons, correlation of layers, reservoirs, thickness of clay sections, coefficients of sandiness and fragmentation

## 1 ВВЕДЕНИЕ (INTRODUCTION)

Для отложений пашийского горизонта характерно неоднородное строение как по разрезу, так и по площади, о чем свидетельствуют данные таблицы 1. Значения коэффициентов песчаности ( $K_{\text{пес}}$ ) и расчлененности ( $K_p$ ) представлены в таблице как в целом, так и по его продуктивной части. Можно отметить, что приведенные показатели вполне закономерно различаются при общей характеристике объекта. Так, например, песчаность в целом по горизонту  $D_1$  равна 0,517, а по его продуктивной части – 0,401. При анализе величин  $K_p$  видно, что, по горизонту  $D_1$   $K_p$  составляет 5,1 в целом и 4,617 по продуктивной части.

В таблице 2 представлены нефтенасыщенные и водонасыщенные толщины по группам коллекторов и по пластам, из которой видно, что наибольшей толщиной характеризуются практически все пласты группы высокопродуктивных коллекторов (от 2,1 м – пласт «б<sub>1</sub>» и «б<sub>2</sub>» до 4,1 м – пласт «Г<sub>2+3</sub>»), в то время как нефтенасыщенная толщина пластов других групп коллекторов не превышает 2,3 м. Наибольшая средняя нефтенасыщенная толщина отмечается по пласту «Г<sub>2+3</sub>» (4,1 м). Наибольшей водонасыщенной толщиной характеризуются все пласты пашийского горизонта группы высокопродуктивных коллекторов (от 2,1 м – пласт «б<sub>3</sub>» до 4,6 м – пласт «Г<sub>2+3</sub>»).

Пласт  $D_0$  представлен коллекторами на 65,6% площади и сложен как правило 1–2 прослоями. Средняя расчлененность пласта составляет 1,364. Общая

толщина пласта  $D_0$  в среднем равна 2,9 м, изменяясь от 0,6 м до 9,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,6 м до 7,9 м. В отличие от пашийского горизонта, среднее значение коэффициента песчаности для пласта  $D_0$  по продуктивным пластам и по горизонту в целом практически одинаковы и составляет 0,905 и 0,906 соответственно.

Общая толщина отложений горизонта  $D_1$  от подошвы «верхнего известняка» до кровли «муллинских глин» составляет в среднем 38,4 м, изменяясь от 27,8 м до 44 м. Эффективная толщина составляет в среднем 15,9 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – 11,0 м.

Коллекторы пласта «а» наиболее развиты в пределах площади и в наибольшей степени он развит в пределах IV блока, где имеет близкое к площадному распространение, на двух других блоках залегает в виде линз и полос различной величины. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 2,7 м. Коэффициент связанности с пластом «б<sub>1</sub>» равен 0,023.

Пласт «б<sub>1</sub>» является одним из наименее выдержанных, вероятность вскрытия коллектора составляет 0,401 (таблица 3). Коллекторы пласта залегают в виде небольших линз и полос. Связанность пласта с нижележащим пластом «б<sub>2</sub>» высокая и в среднем равна 0,120. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,5 до 5,0 м.

Пласты «б<sub>2</sub>» и «б<sub>3</sub>» идентичны по своей прерывистости и залеганию, представлены в виде крупных полос и линз. Отделены друг от друга глинистым разделом толщиной 1,6 м, местами отмечается их слияние, причем наибольшей связанностью характеризуются на III блоке. Толщины нефтенасыщенных коллекторов составляют в среднем 1,8 м для «б<sub>2</sub>» и 2,4 м для «б<sub>3</sub>». Коллекторы пласта «в» наибольшее распространение имеют на I+II и III блоках. На IV блоке он залегает в виде линз и двух крупных полос меридионального направления. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,4 м до 8,3 м.

Пласт «г<sub>1</sub>» сложен практически в виде одного крупного тела, форма которого усложняется наличием больших зон отсутствия коллекторов. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 2,7 м. Для пласта характерно наличие весьма обширных зон слияния с пластом «г<sub>2+3</sub>».

Пласт «Г<sub>2+3</sub>» характеризуется связанностью с пластом «д», равной 0,236 и наибольшей вероятностью вскрытия коллектора, составляющей 0,909. Значение эффективной толщины нефти изменяется в пределах от 0,6 до 12,0 м.

Самый нижний пласт «д» по характеру залегания близок к пласту «в», однако ввиду его низкого гипсометрического положения продуктивным является лишь на относительно небольших участках площади. Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины равно 3,5 м [21].

## **2 МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ (MATERIALS AND METHODS). ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

Данные о разделах между пластами горизонта Д<sub>0</sub>, представленные в таблицах 4 и 5, указывают на то, что в целом минимальная величина глинистых разделов составляет 0,2 м, а максимальная достигает 18,6 м между пластом Д<sub>0</sub> и Д<sub>1</sub>. Максимальная величина глинистых разделов по горизонту Д<sub>1</sub> достигает 12,2 м. Пласт «в» характеризуется наибольшими по мощности глинистыми перемычками. Средняя величина глинистых разделов между пластами горизонта Д<sub>1</sub> изменяется от 1,6 м до 3,0 м.

Коллекторы горизонтов Д<sub>0</sub> и Д<sub>1</sub> являются терригенными, с гранулярным типом пористости, которые дифференцируются на группы различной продуктивности по двум параметрам: проницаемости и глинистости. По величине продуктивности коллекторы разделены на два класса: высокопродуктивные (абсолютная проницаемость более 0,1 мкм<sup>2</sup>) и малопродуктивные (0,025–0,1 мкм<sup>2</sup>). В свою очередь, в высокопродуктивных выделено две подгруппы: первая – высокопродуктивные неглинистые коллекторы (объемная глинистость менее 2%), вторая – высокопродуктивные глинистые коллекторы (объемная глинистость более 2%). Во второй группе пород преобладают разности с глинистостью более 2%, но встречается небольшая доля пластов с глинистостью и меньше 2%. В целом для характеристики коллекторских свойств пласта Д<sub>0</sub> и Д<sub>1</sub> использованы результаты геофизических исследований скважин ввиду преобладающего их количества. Пористость по горизонту Д<sub>0</sub> изменяется от 0,197 до 0,214. По горизонту Д<sub>1</sub>

пористость различается по пластам и по группам коллекторов. Так, по высокопродуктивным коллекторам пористость изменяется от 0,205 (пласт «а») до 0,216 (пласты «б<sub>1</sub>», «б<sub>2</sub>»), по высокопродуктивным глинистым от 0,173 (пласт «Г<sub>2+3</sub>») до 0,202 (пласт «б<sub>2</sub>», «б<sub>3</sub>»), по малопродуктивным от 0,143 (пласт «д») до 0,159 (пласт «б<sub>1</sub>», «б<sub>2</sub>»). Тенденцию ухудшения коллекторских свойств от высокопродуктивных к малопродуктивным можно проследить также по проницаемости и нефтенасыщенности.

Высокопродуктивные глинистые коллекторы по емкостным свойствам и насыщению занимают промежуточное положение между двумя другими группами коллекторов. Рассматривая характер изменения абсолютной проницаемости по разрезу, можно отметить, что выявляется тенденция ее увеличения сверху вниз. Аналогичная закономерность просматривается и в изменении нефтенасыщенности пластов–коллекторов и их пористости. Это связано с различным долевым соотношением коллекторов различных групп в пластах объекта.

### **Состав и физико–химические свойства флюидов**

Исследование физико–химических свойств нефтей в пластовых и поверхностных условиях (таблица 7) проводились по пластовым пробам в ТатНИПИнефть и в аналитической лаборатории ТГРУ. Пробы отбирались глубинными пробоотборниками типа ВПП–300 и исследовались на установках УИПН–2 АСМ–300 по общепринятой методике. Вязкость нефти определялась вискозиметром ВВДУ (вискозиметр высокого давления универсальный) и капиллярным типа ВПЖ. Плотность сепарированной нефти определялась пикнометрическим способом. Состав нефти и газа после однократного разгазирования пластовой пробы нефти анализировался на хроматографах типа «Кристалл–2000М». Всего по Альметьевской площади проанализировано: пластовых – 246, поверхностных – 246 проб. По горизонтам пластовые и поверхностные пробы распределились следующим образом

Таблица 7 – Распределение пластовых и поверхностных проб по горизонтам

Ярус или горизонт	Количество проб	
	Пластовых	Поверхностных
Кыновский	120	120
Пашийский	126	126

Ниже приводится краткая характеристика нефти по горизонтам.

### Нефти кыновского горизонта.

Исследование свойств нефти кыновского горизонта в пластовых условиях проводилась по пробам, отобраным из 40 скважин. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализов 120 проб, следующие: давление насыщения – 9,05 МПа, газосодержание – 71,6 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент – 1,1525, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 7,47 мПа·с. Плотность пластовой нефти – 819,0 кг/м<sup>3</sup>, сепарированной – 864,0 кг/м<sup>3</sup>. По данным анализов поверхностных проб нефть кыновского горизонта относится к группе средних нефтей. По содержанию серы – 1,4% по массе нефть является сернистой. Кинематическая вязкость дегазированной нефти при 20°С составляет 19,5 мм<sup>2</sup>/с. Результаты анализов нефти и нефтяного газа отображены в таблицах 2.3.2–2.3.8 8 - [21].

Таблица 8 – Свойства пластовой нефти по пласту Д<sub>0</sub>

Наименование	Кол-во исследованных		Среднее значение
	скважин	проб	
а) нефть			
Давление насыщения газом, МПа	40	120	9,05
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	40	120	71,58
Газовый фактор при дифференц-ом разгазировании в раб.усл., м <sup>3</sup> /т P1=0,5 МПа T1=9 °C P2=0,1 МПа T2=9 °C	–	–	–
Плотность, кг/ м <sup>3</sup>	40	120	818,5
Вязкость, мПа·с	40	120	7,47
Объемный коэф. при дифференц-ом разгазировании в раб.усл,	40	120	1,15

д.ед.			
Температура насыщения парафином, °С	–	–	–
Пластовая температура, °С	–	–	40
б)газ газовой шапки на местор–ии отсут–ет	–	–	–

### Нефти пашийского горизонта.

Исследование свойств нефти пашийского горизонта в пластовых условиях проводилось по пробам, отобраным из 42 скважин. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализов 126 проб, следующие: давление насыщения – 8,37 МПа, газосодержание – 65,2 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент – 1,1604, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 4,3 мПа·с. Плотность пластовой нефти – 798,0 кг/м<sup>3</sup>, сепарированной – 859,0 кг/м<sup>3</sup>. По данным анализов поверхностных проб нефть пашийского горизонта относится к группе средних нефтей. По содержанию серы –1,4% по массе нефть пашийского горизонта является сернистой. Кинематическая вязкость дегазированной нефти при 20°С составляет 19,1 мм<sup>2</sup>/с.

Таблица 9 – Свойства пластовой нефти по горизонту Д<sub>1</sub>

Наименование	Кол–во исследованных		Среднее значение
	скважин	проб	
а)нефть	–	–	–
Давление насыщения газом, МПа	42	126	8,4
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	42	126	65,2
Газовый фактор при дифференц–ом разгазировании в раб.усл., м <sup>3</sup> /т P1=0,5 МПа T1=9 °С P2=0,1 МПа T2=9 °С	–	–	–
Суммарный газ.фактор, м <sup>3</sup> /т	–	–	–
Плотность, кг/ м <sup>3</sup>	42	126	797,9
Вязкость, мПа·с	42	126	4,28
Объемный коэф. при дифференц–ом разгазировании в раб.усл, д.ед.	42	126	1,15
Температура насыщения парафином, °С	–	–	–

Пластовая температура, °С	–	–	–
б) газ газовой шапки на месторождении отсутствует	–	–	–

Таблица 10 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (мольное содержание, %) по пласту Д<sub>0</sub>

Наименование	При однократном разгазировании пластовой нефти в станд. усл.		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	нефть	
Сероводород	0,02	–	0,00
Углекислый газ	0,17	–	0,083
Азот+редкие	6,44	–	0,585
в т.ч. гелий	–	–	–
метан	44,96	0,146	0,896
этан	22,17	0,366	1,325
пропан	15,51	1,858	2,338
изобутан	2,03	0,695	0,594
н.бутан	5,21	3,524	1,286
изопентан	1,51	2,109	1,077
н.пентан	1,31	2,028	1,391
Гексаны+высшие	0,68	89,274	87,903
гептаны	–	–	–
Остаток (С <sub>8</sub> +высшие)	–	–	–
Молекулярная масса	26,61	234,1	147,7
Молекулярная масса остатка	–	–	–
–газа	1,11	–	–
–газа относительная (по воздуху), д.ед.	–	–	–
–нефти, кг/ м <sup>3</sup>	–	866,6	818,5

По таблице 10 можно сделать вывод, что нефтяной газ, разгазированная и пластовая нефть содержат большое количество азота и редких углеводородов.

Таблица 11 – Физико–химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти пласта Д<sub>0</sub>

Наименование		Количество исследований		Среднее значение
		скважин	проб	
Вязкость, сП				
при 20 °С		40	120	19,5
при 50 °С		40	120	7,47
Температура застывания, °С		40	120	–18
Температура насыщения парафином, °С		–	–	–
Массовое содержание %	Смол силикагелевых	40	120	16,5
	Серы	40	120	1,38
Массовое содержание %	Асфальтенов	40	120	4,42
	Парафинов	40	120	5,72
Объемный выход фракций, %	Н.К. –100 °С	40	120	6,4
	до 200 °С	40	120	23,8
	до 300 °С	40	120	45,6

По таблице 11 можно сделать вывод, что вязкость разгазированной нефти пласта Д<sub>0</sub> составляет 19,5 сП, температура застывания –18°С. По содержанию серы нефть является сернистой (1,38%) и по содержанию парафина – парафинистой (5,72%).

Таблица 12 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (мольное содержание, %) по горизонту Д<sub>1</sub>

Наименование	При однократном разгазировании пластовой нефти в станд.усл.		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	нефть	
Сероводород	0,03	0	0,00
Углекислый газ	0,31	0	0,075
Азот+редкие	9,09	0	0,513
в т.ч. гелий	–	–	–
метан	36,09	0,185	1,493
этан	24,14	0,459	1,650
пропан	17,67	0,892	2,320
изобутан	2,11	0,381	0,467

н.бутан	5,54	1,389	1,497
изопентан	1,44	1,229	1,000
н.пентан	1,37	1,477	1,137
Гексаны+высшие	0,81	93,988	87,960
гептаны	–	–	–
Остаток (С8+высшие)	–	–	–
Молекулярная масса	27,09	230,2	147,6
Молекулярная масса остатка	–	–	–
Плотность			
–газа	1,13	–	–
–газа относительная (по воздуху), д.ед.	0,934	–	–
–нефти, кг/ м <sup>3</sup>	–	865,9	797,9

По таблице 12 можно сделать вывод, что нефтяной газ, разгазированная и пластовая нефть содержат большое количество азота и редких углеводородов.

Таблица 13 – Физико–химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти пласта Д<sub>1</sub>

Наименование		Количество исследований		Среднее значение
		скважин	проб	
Вязкость, сП				
при 20 °С		42	126	19,1
при 50 °С		42	126	4,3
Температура застывания, °С		42	126	–17
Температура насыщения парафином, °С		–	–	–
Массовое содержание%	Смол силикагелевых	42	126	0,0
	Серы	42	126	1,4
	Асфальтенов	42	126	2,50
	Парафинов	42	126	4,6
Объемный выход фракций	Н.К.–100 °С	42	126	5,6
	до 200 °С	42	126	23,0
	до 300 °С	42	126	46,3

По таблице 13 можно сделать вывод, что вязкость разгазированной нефти пласта Д<sub>1</sub> составляет 19,1 сП, температура застывания –17<sup>0</sup>С. По содержанию серы нефть является сернистой (1,4%) и по содержанию парафина – парафинистой (4,6%).

Для продуктивных отложений терригенного девона пластовые воды относятся к хлоркальциевому типу (по В.А. Сулину) с минерализацией 253 – 288 г/л. В таблице 14 приведены данные по результатам исследований проб пластовой воды Альметьевской площади [21,22].

Таблица 14 – Физические свойства пластовых вод пашийских отложений

Наименование	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	42	126	0,29–0,77	0,53
Объемный коэф–т,	42	126	0,9979	
Вязкость, мПа·С	42	126	1,93–1,99	1,96
Общая минерализация,	42	126	252,7590–	273,656
Плотность, кг/ м <sup>3</sup>	42	126	1172,0–1191,0	1183,0
Сl <sup>-</sup> ,мг–экв/л	42	126	152190,0– 174100 2)/	164855/ 4657 14
SO <sup>2</sup> ,мг–экв/л	42	126	0,12–0,56	0,34
HCO <sub>3</sub> ,мг–экв/л	42	126	(5,9–733)/(0,12–	48,4/0,79

По таблице 14 видно, что пластовая вода пашийского горизонта имеет плотность равную 1183 кг/м<sup>3</sup>, также среднее значение вязкости составляет 1,96 мПа·с и газосодержание – 0,53 м<sup>3</sup>/т.

Изучение физико-химических свойств пластовых и дегазированных нефтей, попутных газов по Альметьевской площади горизонта проводится с 1967 года. Все глубинные пробы отобраны из скважин при пластовом давлении, т.е. выше давления насыщения.

### 3 РЕЗУЛЬТАТЫ (RESULTS)

Для отложений пашийского горизонта характерно неоднородное строение как по разрезу, так и по площади, о чем свидетельствуют данные таблицы 15.

Таблица 15 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов Д<sub>0</sub> и Д<sub>1</sub> Альметьевской площади

Горизонт		Коэффициент песчанистости, д.ед.			Коэффициент расчлененности, д.ед.		
		количество скважин	среднее значение	коэф. вариации	количество скважин	среднее значение	коэф. вариации
Д <sub>0</sub>	по горизонту в целом	787	0,906	0,175	788	1,364	0,457
	по продуктивной части	771	0,905	0,177	788	1,364	0,457
Д <sub>1</sub>	по горизонту в целом	962	0,517	0,269	962	5,1	0,336
	по продуктивной части	919	0,401	0,386	918	4,617	0,391

В таблице 16 представлены нефтенасыщенные и водонасыщенные толщины по группам коллекторов и по пластам

Таблица 16 – Характеристика толщин продуктивных пластов горизонтов Д<sub>0</sub> и Д<sub>1</sub> Альметьевской площади

Пласты	Нефтенасыщенная/водонасыщенная толщина, м			Всего по пласту
	группы пород			
	I	(I)	2	
Д <sub>0</sub>	2,6/0,0	1,9/0,0	1,9/0,0	2,5/0,0
Д <sub>a</sub>	3,2/4,0	2,1/0,0	1,7/0,0	2,7/4,0
Д <sub>1б1</sub>	2,1/3,2	1,5/0,0	1,3/1,5	1,6/2,3
Д <sub>1б2</sub>	2,1/3,4	1,7/0,0	1,5/0,0	1,8/3,4
Д <sub>1б3</sub>	2,9/2,1	1,9/1,8	1,7/1,6	2,4/2,0
Д <sub>1в1</sub>	3,3/2,6	2,0/2,2	1,6/1,8	2,9/2,4
Д <sub>1Г1</sub>	2,9/2,7	1,7/1,8	1,8/1,8	2,7/2,6
Д <sub>1Г2+3</sub>	4,1/4,6	2,3/2,5	2,1/2,4	3,9/4,3
Д <sub>1д</sub>	3,8/4,3	2,2/2,6	2,2/2,0	3,5/3,7

Данные о разделах между пластами горизонта  $D_0$ , представленные в таблицах 17 и 18.

Таблица 17 – Площадь продуктивных коллекторов по пластам горизонтов  $D_0$  и Альметьевской площади

Пласт	Площадь продуктивных коллекторов						
	I группа		(I) группа		2 группа		Всего
	га	%	га	%	га	%	
$D_0$	4018,5	22,40%	4595,6	25,60%	5293,7	29,50%	11786,6
$D_{1a}$	4814,4	26,80%	3380,6	18,80%	6666,8	37,10%	12936,4
$D_{1б1}$	1586,8	8,80%	1934,4	10,80%	3687,8	20,50%	7062,2
$D_{1б2}$	3067,9	17,10%	2909,2	16,20%	4572,6	25,40%	10162,1
$D_{1б3}$	4311,6	24,00%	2585,8	14,40%	3369,4	18,80%	9705,9.
$D_{1в}$	7551,6	42,00%	1926,6	10,7%	2249,4	12,5%	11044,7
$D_{1Г1}$	7241,1	40,30%	1839,9	10,20%	2288,2	12,70%	10473,8
$D_{1Г2+3}$	6004,1	33,40%	1375,9	7,70%	1572,8	8,80%	7981,3
$D_{1д}$	1575	8,80%	373,5	2,10%	310,5	1,7%	2198,8

Таблица 19 – Характеристика зональной неоднородности пласта  $D_0$  и пластов горизонта  $D_1$  Альметьевской площади

Горизонт, пласт	Вероятность вскрытия коллектора,	Коэффициент выдержанности, д.ед.
$D_0$	0,656	0,837
$D_{1a}$	0,725	0,800
$D_{1б1}$	0,401	0,517
$D_{1б2}$	0,571	0,637
$D_{1б3}$	0,550	0,716
$D_{1в}$	0,666	0,797
$D_{1Г1}$	0,810	0,844
$D_{1Г2+3}$	0,909	0,911
$D_{1д}$	0,625	0,706

Таблица 18 – Характеристика глинистых разделов между пластами Альметьевской площади

Толщина	Толщины глинистых разделов, м							
	Д <sub>0</sub> –Д <sub>1</sub>	а–б <sub>1</sub>	б <sub>1</sub> –б <sub>2</sub>	б <sub>2</sub> –б <sub>3</sub>	б <sub>3</sub> –в	в–Г <sub>1</sub>	Г <sub>1</sub> –Г <sub>2+3</sub>	Г <sub>2+3</sub>
Минимальная	6,2	0,4	0,4	0,2	0,5	0,2	0,2	0,2
Максимальная	18,6	7,4	6,6	5,6	8	7,2	8,8	12,2
Средняя	11,8	2,9	1,9	1,6	3,6	2,5	1,8	3
Коэффициент вариации	0,18	0,5	0,58	0,64	0,37	0,54	0,67	0,72
Число случаев	580	349	264	267	321	485	474	352

Информация об особенностях распределения проницаемости по горизонту Д<sub>0</sub>, горизонту Д<sub>1</sub> и в целом для эксплуатационного объекта представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Коллекторские свойства пластов пашийско–кыновских отложений Альметьевской площади

Пласты	Группы пород									Всего		
	1			(1)			2					
	пористость*, д.е	проницаемость*, д.ед.	нефтеныщенность**, д.ед.	пористость*, д.ед.	проницаемость*, д.ед.	нефтеныщенность**, д.ед.	пористость*, д.ед.	проницаемость*, д.ед.	нефтеныщенность**, д.ед.	пористость*, д.ед.	проницаемость*, д.ед.	нефтеныщенность**, д.ед.
Д <sub>0</sub>	0,214	0,6921	0,814	0,199	0,4082	0,76	0,169	0,2498	0,707	0,197	0,4726	0,771
Д <sub>1</sub>	0,205	0,5707	0,826	0,185	0,3005	0,761	0,151	0,1196	0,676	0,186	0,73527	0,7775
Д <sub>1б1</sub>	0,216	0,6832	0,835	0,197	0,45	0,766	0,159	0,1256	0,688	0,19	0,4058	0,769
Д <sub>1б2</sub>	0,216	0,6792	0,829	0,202	0,4556	0,755	0,159	0,1258	0,685	0,193	0,426	0,766
Д <sub>1б3</sub>	0,214	0,6822	0,829	0,202	0,4269	0,746	0,156	0,1122	0,669	0,199	0,4855	0,778
Д <sub>1в</sub>	0,21	0,6739	0,821	0,182	0,3257	0,762	0,146	0,1092	0,681	0,2	0,5657	0,801
Д <sub>1Г1</sub>	0,207	0,6065	0,797	0,177	0,2915	0,709	0,148	0,1841	0,666	0,196	0,5151	0,775
Д <sub>1Г2+3</sub>	0,211	0,665	0,803	0,173	0,2668	0,671	0,146	0,1022	0,639	0,201	0,5812	0,78
Д <sub>1д</sub>	0,21	0,5911	0,819	0,185	0,2987	0,619	0,143	0,0672	0,665	0,202	0,512	0,786
всего	0,21	0,6456	0,817	0,192	0,3725	0,749	0,156	0,1487	0,683	0,195	0,4834	0,778

\* – средневзвешенная по толщине

\*\* – средневзвешенная по толщине и пористости

#### **4 ОБСУЖДЕНИЕ (DISCUSSION)**

Представленные данные геологических и физико-химических характеристик указывают на наличие значительной неоднородности эксплуатационного объекта по проницаемости. Рассматривая характер и особенности строения горизонтов  $D_0$  и  $D_1$  необходимо отметить их высокую неоднородность как по площади, так и по разрезу.

#### **5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ (CONCLUSION)**

При анализе приведенных данных можно сделать вывод о том, что из общего числа определений наибольшее их количество (67,2%) относится к отложениям горизонта  $D_1$ . По  $D_0$  и  $D_1$  76,7% определений сосредоточено в интервале до 0,700 мкм<sup>2</sup>. По группе малопродуктивных коллекторов число определений характеризуется следующими значениями:  $D_0$  – 12,6%,  $D_1$  – 15,7%,  $D_0+D_1$  – 14,7%. В целом по количеству определений с наибольшим их количеством (более 4%) от общего числа выделяются следующие интервалы: по  $D_0$  от 0,160 до 0,500 мкм<sup>2</sup>, по  $D_1$  – от 0,160 до 0,550 мкм<sup>2</sup>, по  $D_0+D_1$  – от 0,160 до 0,550 мкм<sup>2</sup>, в то же время достаточно большое число интервалов характеризуется небольшим количеством определений от 0,03 до 1,21% (по  $D_0$ ) и от 0,07 до 1,25% (по  $D_1$ ).

#### **КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ (CONFLICT OF INTEREST)**

Авторы подтверждают, что представленные данные не содержат конфликта интересов.

## БИБЛИОГРАФИЯ (BIBLIOGRAPHY):

1. Медведев, П.В. Обзор проектов одновременно—раздельной эксплуатации (ОРЭ) скважин в ТНК—BP / П.В. Медведев, Э.Я. Муслимов // Инженерная практика. — 2012.—№2. — с. 52—55.
2. Барышников, А.В. Особенности применения одновременно—раздельной эксплуатации скважин на ЮЛТ Приобского месторождения / А.В. Барышников, В.В. Сидоренко, М.И. Кременецкий // SPE Conference Paper, 138089—RU 2010— с. 24—38.
3. Анализ разработки Альметьевской площади Ромашкинского месторождения (с уточнением проектных показателей) : официальный текст. – Бугульма :ТатНИПИнефть, 2007. - 196 с. – Текст : непосредственный.
4. Фаттахов, Р.Б. Закачка технологической жидкости для поддержания пластового давления на месторождениях ОАО "Татнефть" : учебно-методическое пособие / Р.Б. Фаттахов, А.А. Арсеньев, Е.Ф. Захарова. – Альметьевск : Изд-во АГНИ, 2009.—87 с. – Текст : непосредственный.
5. Методика оценки качества строительства скважин ОАО «Татнефть»: РД 153—399—349—03 утв. ОАО "Татнефть" ввод в действие с 03.09.05: официальный текст. - Бугульма : ТатНИПИнефть, 2005. - 32 с. – Текст : непосредственный.
6. Геологический отчет НГДУ "Альметьевнефть" на Альметьевской площади Ромашкинского месторождения за 2015 год : официальный текст. – Бугульма :ТатНИПИнефть, 2015. - 104 с. – Текст : непосредственный.
7. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения, проектирование, оптимизация и оценка эффективности: учебное пособие / Р.Х. Муслимов. - Казань: Изд—во Фэн Академия наук РТ, 2005 — 688 с. – Текст : непосредственный.
8. Muan, Arnulf Phase equilibria among oxides in steelmaking : monograph / Arnulf Muan. - MA: Addison-Wesley Pub Co, 1965 – p 236.
9. Clinical training in serious mental illness (DHHS Publication : официальный текст. – Washington : U.S. Government Printing Office, 1990. – p. 1679.

10. Алымова, В. А. О загрязнении почв отходами / В. А. Алымова. – Текст : непосредственный // Экология производства. – 2019. – № 7. – С. 92–95.
11. Plath, S. The unabridged journals. In K. V. Kukil (Ed.) / S. Plath. - Текст : непосредственный // New research in Applied Linguistics. – 2000. – vol. 1. - pp. 12-17.
12. Бударина, О. В. Качество жизни населения в районе расположения очистных сооружений-источников неприятного запаха / О. В. Бударина, М. А. Пинигин, Н. В. Яковлев. – Текст : непосредственный // Водоснабжение и санитарная техника. – 2019. – № 7. – С. 16–22.
13. Schanes, K. Food waste matters – A systemic review of household food waste practice and their policy implications / K. Schanes, K. Dobernig, B. Gozet. - Текст : непосредственный // Journal of Cleaner Production – 2018. - № 182, p/ 1978-1991.