

УДК 553.981/983

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПЕРСПЕКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ В НИЗАХ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ НА СУХОПУТНЫХ ПЛОЩАДЯХ АЗЕРБАЙДЖАНА (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМАДДИН)

В.Ш. Гурбанов, А.Б. Гасанов, Н.Р. Нариманов, Л.А. Султанов, Ш.А. Ганбарова

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (1010, Республика Азербайджан, г. Баку, пр. Азадлыг, 20)

PHYSICAL AND RESERVOIR PROPERTIES OF POTENTIAL OIL AND GAS BEARING INTERVALS AT THE BOTTOM OF PRODUCTIVE THICKNESS ONSHORE IN AZERBAIJAN (AT THE EXAMPLE OF KALAMADDIN FIELD)

Vagif Sh. Gurbanov, Adalat B. Gasanov, Nariman R. Narimanov, Latif A. Sultanov, Shura A. Ganbarova

Azerbaijan State Oil and Industrial University (20 Azadlyg av., Baku, AZ1010, Republic of Azerbaijan)

Получена / Received: 26.04.2017. Принята / Accepted: 12.07.2017. Опубликовано / Published: 15.09.2017

Ключевые слова:

горные породы, свита, пористость, глубина, скважина, плотность, петрофизика, горизонт, бурение, геофизика, нефтегазоаккумуляция.

В последние годы в Республике Азербайджан осуществляется передислокация буровых разведочных работ из восточных районов в менее изученные центральные и западные. При этом особую важность обретают обобщение имеющегося геолого-геофизического материала, оценка перспективности отдельных литолого-стратиграфических комплексов и прогнозирование глубокозалегающих нефтегазовых резервуаров. В данной работе приведен анализ комплексных петрофизических данных. При этом интерпретировались коллекторские и петрофизические свойства пород мезокайнозойских отложений, взятых из пробуренных поисково-разведочных скважин и геологического материала площадей Каламаддинского нефтегазоносного района, где широко распространены отложения продуктивной толщи – нижний плиоцен.

В результате анализа и интерпретации геолого-геофизических и петрофизических материалов установлено, что к нефтегазоносным коллекторам относятся в основном трещиноватые вулканогенно-осадочные и карбонатные породы. Приведены краткие петрофизические характеристики пород разреза земной коры Каламаддинского нефтегазоносного района. На основании обобщенных данных был составлен схематический график, отражающий изменение пористости пород по разрезу. Согласно этому графику с глубиной пористость пород уменьшается, а плотность и скорость распространения ультразвуковых волн повышаются. Полученные обобщения позволяют прийти к выводу, что изменение коллекторских свойств пород в широком диапазоне по площади Каламаддин связано с литологической неоднородностью комплексов пород, разнообразием глубины их залегания и в связи с этим с различием термобарических и сложностью тектонических условий. Результаты разных петрофизических методов исследований показывают, что коллекторские свойства пород в целом ухудшаются с глубиной. Однако в отдельных случаях в глинистых и карбонатных породах коллекторские свойства могут улучшиться за счет появления вторичной пористости при относительно жестких термобарических условиях.

Кроме того, установлены зависимости между физическими параметрами и вещественным составом для отдельных разновидностей пород. Исследования проводились в атмосферных и термодинамических условиях.

Key words:

rocks, set, porosity, depth, well, density, petrophysics, interval, drilling, geophysics, oil and gas deposition.

During the last years drilling exploration works in the Republic of Azerbaijan have been moved from east regions to less studied central and west regions. Besides, generalization of available geological and geophysical data, evaluation of potential of certain lithologic and stratigraphic complexes and forecast of deep oil and gas reservoirs are of particular importance. The paper shows an analysis of complex petrophysical data. An analysis considers interpretation of reservoir and petrophysical properties of rocks of Mesozoic and Cenozoic deposits taken from drilled wildcat and appraisal wells and geological data of Kalamaddin oil and gas bearing region where sediments of productive thickness (PT) such as Lower Pliocene are widely spread.

As a result of an analysis and interpretation of geological, geophysical and petrophysical material it was established that oil and gas bearing reservoirs are represented mostly by naturally fractured igneous-sedimentary and carbonate rocks. Petrophysical properties of rocks of a section of the earth's crust of Kalamaddin oil and gas bearing region are given in short. Based on the generalized data a schematic graph that reflects change in rock porosity along a section is built. According to a graph the deeper is the formation the lower rock porosity and the higher the density and propagation velocity of ultrasonic waves are. Obtained generalizations allow to conclude that change in reservoir properties in a wide range on the territory of Kalamaddin is connected to lithological heterogeneity of rock complexes, diversity of their burial depths and as a result with diversity of pressure and temperature conditions and complexity of tectonic conditions. Results of different petrophysical study methods show that reservoir properties of rocks become worse if depth is increased. Nevertheless, in certain cases reservoir properties of clay and carbonate rocks can be improved due to secondary porosity under relatively rough pressure and temperature conditions.

Besides, relations between physical parameters and matter composition for certain rock types are established. Studies were performed in atmosphere and thermodynamic conditions.

Гурбанов Вагиф Шыхы оглы – доктор геолого-минералогических наук, профессор (моб. тел.: +994 502 140 969, e-mail: vagifqurbanov@mail.ru).

Адалат В. Гасанов – доктор физико-математических наук, заведующий лабораторией физических свойств горных пород месторождений полезных ископаемых (моб. тел.: +994 502 231 255, e-mail: adalathasanov@yahoo.com).

Нариманов Нариман Рустам оглы – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа (моб. тел.: +994 503 073 321, e-mail: n.narimanov@asoiu.edu.az).

Султанов Латиф Агамирза оглы – научный сотрудник лаборатории физических свойств горных пород месторождений полезных ископаемых (моб. тел.: +994 503 279 701, e-mail: latif.sultan@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

Ганбарова Шура Али кызы – научный сотрудник лаборатории физических свойств горных пород месторождений полезных ископаемых (моб. тел.: +994 505 311 276, e-mail: qanbarova1964@mail.ru).

Vagif Sh. Gurbanov (Author ID in Scopus: 26028826000) – Doctor of Geology and Mineralogy, Professor (mob. tel.: +994 502 140 969, e-mail: vagifqurbanov@mail.ru).

Adalat B. Gasanov – Doctor of Physics and Mathematics, Head of the Laboratory of Physical Properties of Rocks of the Fields of Mineral Resources (mob. tel.: +994 502 231 255, e-mail: adalathasanov@yahoo.com).

Nariman R. Narimanov (Author ID in Scopus: 6506800118) – PhD in Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Geology (mob. tel.: +994 503 073 321, e-mail: n.narimanov@asoiu.edu.az).

Latif A. Sultanov – Research Fellow at the Laboratory of Physical Properties of Rocks of the Fields of Mineral Resources (mob. tel.: +994 503 279 701, e-mail: latif.sultan@mail.ru). The contact person.

Shura A. Ganbarova – Research Fellow at the Laboratory of Physical Properties of Rocks of the Fields of Mineral Resources (mob. tel.: +994 505 311 276, e-mail: qanbarova1964@mail.ru).

Введение

Наличие богатых запасов углеводородов обеспечивает Азербайджану широкую известность и особый статус по всему Закавказскому региону. В то же время установлено, что общая площадь перспективных нефтегазоносных земель суши Азербайджана составляет 54 % всей территории (47 тыс. км²). Перспективные территории охватывают равнинные и предгорные районы республики и приурочены к нефтегазоносным бассейнам-прогибам, испытавшим интенсивное погружение в мезозойско-кайнозойское время (рис. 1).

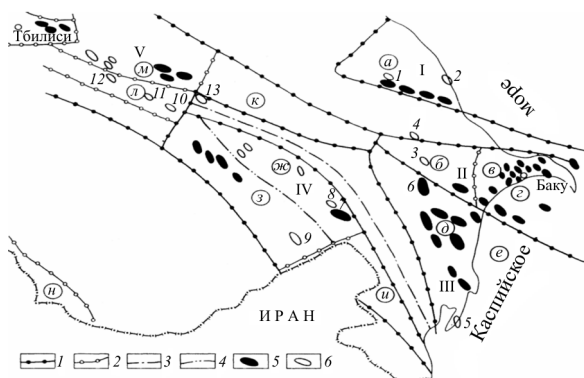


Рис. 1. Схема нефтегазоносных районов: 1 – НГО (I – Северо-Апшеронская, II – Гобустан-Апшеронская, III – Нижнекуруинская, IV – Евлах-Агджабединская, V – Иори-Аджиноурская); 2 – НГР (а – Кусаро-Дивичинский, б – Шемахино-Гобустанский, в – Апшеронский, г – Апшеронский архипелаг, д – Нижнекуруинский, е – Бакинский архипелаг, ж – Мурадханлинский, Саатлы-Геокчайская зона, з – Кировабадский, и – Ленкоранский, к – Аджиноурской, л – междуручье Куры и Иори, м – Мирзаанский, н – Нахичеванский, возможно нефтегазоносный); осевые линии: 3 – Мингечаур-Саатлы-Тальшского межбассейнового поднятия, 4 – Евлах-Агджабединского прогиба; 5 – месторождения нефти и газа; 6 – локальные поднятия: 1 – Талаби, 2 – Агзыбирчала, 3 – Ленинабад, 4 – Астрахановка, 5 – Кызылагач, 6 – Каламадын, 7 – Мурадханлы, 8 – Зардоб, 9 – Советляр, 10 – Тарсдалляр, 11 – Гюрзундаг, 12 – Саждаг, 13 – Аджиноур)

Однако, несмотря на более чем вековую историю нефтегазодобычи в Азербайджане, выявленные перспективные районы и зоны неодинаковы по степени изученности углеводородосодержащих отложений и оценки ресурсов. Так, в частности, если на наиболее изученном Апшеронском полуострове разведанность составляет 2060 м/км², а на площадях Нижнекуруинской впадины и Прикаспийско-Кубинского района соответственно 350 и 260 м/км², то в центральных и западных районах республики, в частности

в междуручье Куры и Иори и Аджиноурской области, недра практически не изучены глубоким бурением. Соответственно, разведанность здесь составляет 7 и 3 м/км².

С учетом данной ситуации в последние годы в республике осуществляется передислокация буровых разведочных работ с восточных районов в менее изученные центральные и западные. При этом особую важность обретает обобщение имеющегося геолого-геофизического материала, оценка перспективности отдельных литолого-стратиграфических комплексов и прогнозирование глубокозалегающих нефтегазовых резервуаров.

Геологические характеристики площади Каламадин Прикуруинской межгорной впадины

С учетом перспектив нефтегазоносности Куруинской межгорной впадины, наличия в ее пределах неизученных локальных поднятий, возможности открытия в них нефтегазовых скоплений промышленного значения изучение геологического строения и коллекторских свойств пород площади Каламадин является актуальной задачей при определении перспективных структур и нефтегазоносных объектов.

В связи с открытием месторождений нефти и газа на площадях Мишовдаг, Галмаз, Кюровдаг и др. в Нижнекуруинской впадине интерес к площади Каламадин возрос, и с 1967 г. на этой площади начали бурить разведочные скважины.

В результате был изучен осадочный разрез этой площади от олигоцен-миоценовых (майкопская серия – $P_3-N_1^1$) до четвертичных отложений включительно (см. рис. 1). В нижней части майкопских отложений были вскрыты песчаные пласты, а в верхней – в основном глины. Надстилающий майкопскую серию чокракский горизонт характеризуется чередованием маломощных песчаников и глин, а вышележащая диатомовая свита представлена глинисто-песчаными отложениями.

Отложения продуктивной толщи (ПТ) (нижний плиоцен – N_2^1) на своде размыты и вскрыты в нескольких скважинах. Литологически они представлены чередованием глин и песков. Реже встречаются пласты конгломерата. На площади Каламадин нижняя часть отложений ПТ, примерно ниже XI–IV горизонтов, в разрезе не присутствует. Здесь в разрезе ПТ выделяются восемь песчаных пластов, а в нижней ее части отмечается глинистая пачка.

Отложения акчагыльского яруса вскрыты в нескольких скважинах, они размыты на северо-восточном крыле складки. Акчагыльские отложения литологически представлены чередованием серых, светло-серых глин, песков и песчаников. В нижней части разреза встречаются пропластки вулканического пепла.

Четвертичные отложения встречаются в основном в зонах погружения крыльев структуры и представлены чередованием песчано-глинистых пород. Общая мощность акчагыльских отложений составляет 450 м.

Отложения апшеронского яруса представлены тремя подъярусами, литологически выраженными чередованием песков, песчаников и глин. Нижний подъярус имеет минимальную песчаность, средний апшерон более песчаный, а верхний апшерон относительно глинистый. Общая мощность отложений апшеронского яруса составляет 480 м.

Складка Каламадин представляет собой укороченную брахиантиклиналь, простирающуюся с северо-запада на юго-восток. Длина складки составляет 10–12 км, а ширина 4–5 км. Юго-западное крыло крутое ($30\text{--}80^\circ$), северо-восточное более пологое ($20\text{--}30^\circ$). Вдоль продольной оси складки проходит региональный глубинный разлом, восточное крыло которого приподнято, а амплитуда составляет 1000 м. Параллельно наблюдается еще два продольных нарушения. Средний блок между ними на 200–400 м выше смежных, что способствовало формированию осепродольного грабена. Складка осложнена еще четырьмя поперечными разрывами (рис. 2).

Как видно из рис. 3, развитие складки в целом происходило по нарастающей в течение рассматриваемого геологического времени. Очевидно, это связано с близостью ее к очагу сжимающих напряжений, коим является Большекавказская коллизия.

Проведенными геофизиками в последние годы исследованиями установлено, что складка состоит из двух самостоятельных куполов, которые разделяются слабовыраженной седловиной. Длина северного купола, в котором расположено нефтяное месторождение, составляет 6 км, ширина 2 км, а высота 1,3 км (рис. 4).

Грязевой вулкан Каламадин связан с вышеуказанным первым глубинным разломом. Грязевой вулкан, грифоны, сальзы, а также наблюдаемые в структурно-поисковых скважинах нефтегазовые проявления и благоприятные геологические условия дали основание, чтобы начать здесь глубинное поисковое бурение.



Рис. 2. Складка Каламадин.

Структурная карта по кровле IV горизонта ПТ

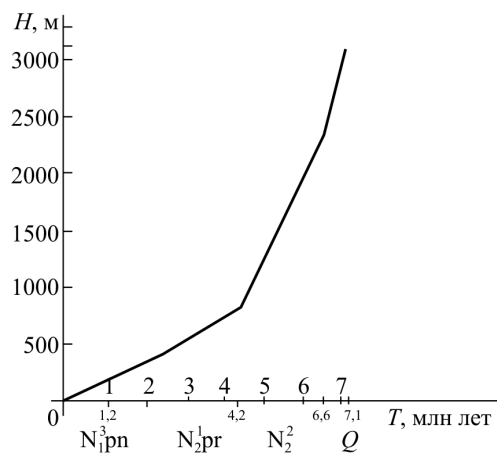


Рис. 3. График интенсивности роста складки Каламадин

Определение причин появления грязевых вулканов, грифонов, сальз, а также нефтесодержания в пределах поднятия Каламадин возможно с помощью графика развития складки с понтического века по настоящее время. Складка Каламадин является самой северо-западной складкой антиклинальной зоны Каламадин–Хыдырли–Янан Тава–Мугань-дениз северо-западно-юго-восточного простирания. Складка расположена на северо-западе Нижнекуринской впадины и простирается в пределах Бакинского архипелага.

Как видно из графика (см. рис. 3), скорость развития складки в пределах рассматриваемого геологического времени протекает в целом поступательно. Складка начала свое развитие не позднее понтического века, а скорость развития складки в это время почти идентична скорости развития в раннем плиоцене. В позднем плиоцене скорость развития складки значительно возросла, а в четвертичном периоде еще увеличилась. Такой характер роста складки связан с ее расположением вблизи очага напряжений сжатия коллизии Большого Кавказа. Особенно интенсивное влияние механизмов поперечных и продольных изгибов в плиоцене и четвертичном периоде способствовало формированию либо активизации осложняющего его грязевого вулкана, а также омоложению древних и возникновению новых нарушений. Такие активные тектонические процессы способствовали частичному разрушению и переформированию месторождений. Это состояние можно проследить по степени нефтегазоносности природных резервуаров, выявленных в разрезе складки.

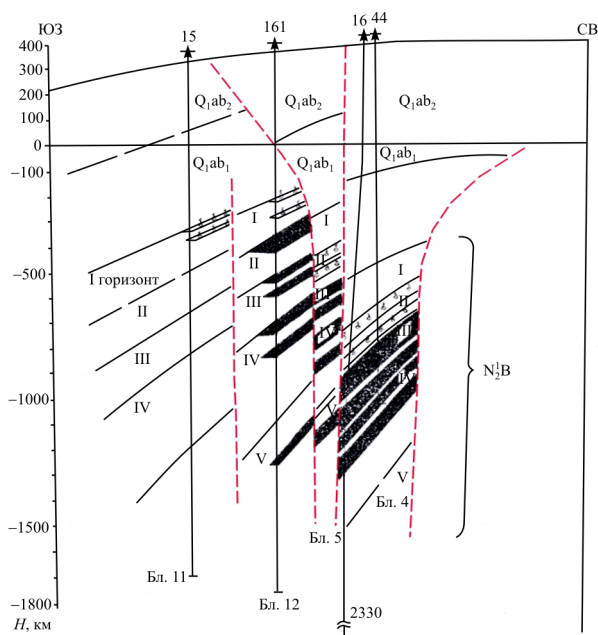


Рис. 4. Складка Каламадин. Геологический профиль по линии I–I: Q₁ab – Апшеронский ярус; N₂В – продуктивная толща

Следует отметить, что, несмотря на то что датой открытия месторождения считается 1979 г., первые промышленные притоки нефти были получены в сводовой и присводовой частях складки еще раньше из отложений апшеронского яруса. В 1979 г. была выявлена нефтеносность V горизонта, позже, за короткий промежуток времени, была выявлена нефтегазоносность также IV, III, II и I

горизонтов. В грабеновой системе разрывов в зоне среднего блока получен газ из I горизонта. II и III горизонты в некоторых блоках нефтеносны, а в некоторых – газоносны (рис. 5).

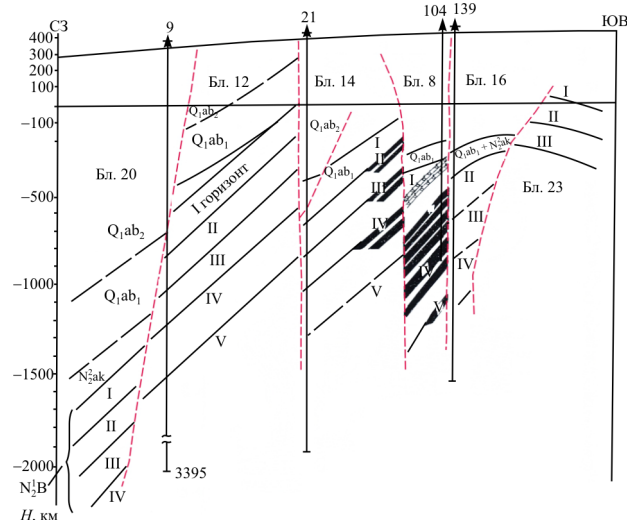


Рис. 5. Складка Каламадин. Геологический профиль по линии II–II

IV и V горизонты в основном нефтеносны. Дебит нефтегазовых скважин по разным горизонтам изменяется в широком диапазоне. Так, дебит в газовых скважинах составляет 35–200 тыс. м³/сут, а в нефтяных скважинах – 0,8–71 т/сут [1–17].

Изменение по глубине коллекторских характеристик отложений ПТ месторождения Каламадин

С целью уточнения перспективности нефтяного месторождения Каламадин были комплексно проанализированы образцы кернового материала, отобранного из поисково-разведочных скважин. Следует отметить, что месторождение Каламадин мало изучено по сравнению с другими площадями Нижнекуринской впадины. Вследствие этого для определения перспектив нефтегазоносности необходимо изучить коллекторские свойства отложений месторождения и прилегающих территорий.

Для решения этой задачи были изучены такие физические свойства образцов, как гранулометрический состав (%), карбонатность (%), пористость (K_m , %), плотность (σ , г/см³), проницаемость (10^{-15} м²).

В частности, по результатам изучения гранулометрического состава пород продуктивной толщи для нефтяного месторождения Каламадин установлено, что размеры зерен изменяются в пределах 0,1–0,01 мм. Это указывает на преобладание в разрезе алевритов. Некоторая динамика размеров зерен (с постепенным увеличением) объясняется неравномерным распределением литотипов в разрезе.

Установлено также закономерное изменение значений физических свойств пород в литостратиграфических единицах, участвующих в геологическом строении месторождения, по площади и разрезу. Для этого был рассчитан диапазон изменения и средние значения коллекторских свойств пластов. Кроме того, были

установлены зависимости проницаемости от пористости, пористости от глубины, а также изменение других физических параметров с глубиной. Пределы изменения и средние значения петрофизических характеристик пород ПТ по разрезу сведены в таблицу, а графически эти данные представлены на рис. 6.

Изменение петрофизических характеристик с глубиной отложений ПТ месторождения Каламаддин

Интервал, м	Гранулометрический состав, % фракции, мм			Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-15} м^2
	псамиты	алевриты	глины			
	> 0,25–0,1	0,1–0,01	< 0,01			
4	6	7	8	9	10	11
324–420	$\frac{31,7-55,7}{43,7(2)}$	$\frac{32,8-48,7}{40,8(2)}$	$\frac{9,3-17,8}{13,6(2)}$	$\frac{12,0-13,5}{12,5(2)}$	$\frac{21,3-36,2}{28,8(2)}$	$\frac{217,0-907,0}{562,0(1)}$
421–510	$\frac{21,4-53,7}{36,5(9)}$	$\frac{29,7-53,2}{39,7(9)}$	$\frac{12,2-48,6}{23,1(9)}$	$\frac{11,0-17,0}{14,5(4)}$	$\frac{25,0-35,0}{28,3(9)}$	$\frac{72,0-1457,0}{670,2(9)}$
510–855	$\frac{0,1-0,3}{0,2(4)}$	$\frac{34,3-53,8}{42,7(4)}$	$\frac{46,0-65,5}{57,4(4)}$	$\frac{9,9-37,4}{17,4(6)}$	$\frac{5,7-26,2}{18,3(6)}$	$\frac{0,001-18,3}{7,3(6)}$
865–900	$\frac{19,2-49,6}{34,4(2)}$	$\frac{30,5-61,2}{45,85(2)}$	$\frac{19,5-19,5}{19,5(2)}$	$\frac{5,8-10,3}{8,05(2)}$	$\frac{20,1-22,9}{21,5(2)}$	$\frac{49,0-75,0}{60,0(2)}$
905–1050	$\frac{0,1-22,1}{8,9(13)}$	$\frac{31,1-55,5}{40,1(13)}$	$\frac{40,9-68,8}{41,1(13)}$	$\frac{9,9-24,9}{14,3(15)}$	$\frac{8,4-21,5}{17,2(15)}$	$\frac{0,001-294,0}{83,1(15)}$
1060–1210	$\frac{2,0-21,2}{21,3(6)}$	$\frac{31,0-50,1}{38,5(6)}$	$\frac{40,8-52,3}{46,2(6)}$	$\frac{9,4-21,0}{14,1(13)}$	$\frac{4,6-22,3}{16,8(13)}$	$\frac{0,001-28,1}{33,2(13)}$
1215–1250	$\frac{0,2-27,3}{10,3(15)}$	$\frac{22,1-61,6}{41,8(15)}$	$\frac{33,3-61,1}{48,3(15)}$	$\frac{6,6-38,9}{13,1(16)}$	$\frac{11,1-22,1}{15,6(16)}$	$\frac{0,4-125,0}{33,3(16)}$
1255–1400	$\frac{0,1-24,7}{17,2(3)}$	$\frac{29,8-43,8}{33,3(3)}$	$\frac{41,6-45,9}{43,2(3)}$	$\frac{15,5-27,0}{20,1(4)}$	$\frac{6,1-21,3}{14,2(4)}$	$\frac{0,2-105,0}{32,4(4)}$
2310–2650	$\frac{0,3-31,6}{7,2(14)}$	$\frac{18,2-66,6}{44,3(14)}$	$\frac{25,5-78,9}{48,4(14)}$	$\frac{6,1-30,1}{15,6(15)}$	$\frac{4,4-27,4}{13,3(15)}$	$\frac{0,001-99,1}{8,5(15)}$
2650–2929	$\frac{2,0-21,2}{8,3(6)}$	$\frac{31,0-50,1}{42,7(6)}$	$\frac{40,8-52,3}{50,2(6)}$	$\frac{9,4-21,0}{15,1(13)}$	$\frac{4,6-22,3}{11,8(13)}$	$\frac{0,001-28,1}{3,2(13)}$

Примечание. В числителе указаны экстремальные значения, в знаменателе – средние значения; в скобках – количество исследованных образцов.

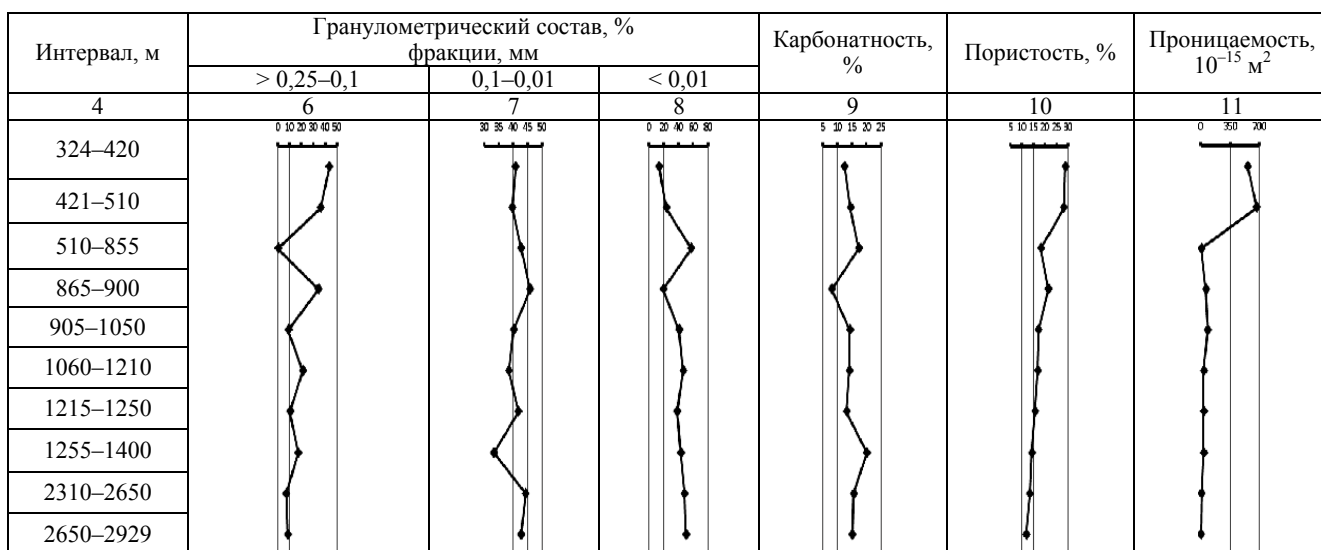


Рис. 6. График изменения петрофизических характеристик пород ПТ с глубиной месторождения Каламаддин

Как видно из графиков, изображенных на рис. 6, с глубиной происходит ухудшение коллекторских свойств пород. Такое уменьшение пористости с глубиной связано с изменением гранулометрического состава пород. Эта зависимость более явно прослеживается по усредненным значениям петрофизических характеристик пород.

Из рассмотрения глубинных интервалов вариации значений пористости и глинистости следует, что пористость пород ПТ с глубиной убывает от 28,8 до 11,8 %, а глинистость, наоборот, возрастает от 13,6 до 50,2 % (см. таблицу и рис. 6). Несомненно, на коллекторские свойства пород оказывают влияние также содержание других фракций, степень отсортированности, карбонатность, уплотненность и т.д. Более того, примечательно, что по данным неглубоких и глубоких скважин изменение коллекторских свойств пород имеет место и в отдельных тектонических блоках. Последнее, на наш взгляд, связано с генетической природой самой складки, степенью ее осложненности дизъюнктивами, с их типами, гипсометрическим положением тектонических блоков относительно друг друга и со степенью развитости напряжений сжатия или растяжения в пределах отдельных тектонических блоков, а также с целым рядом других факторов. В глубоких зонах тоже происходят вышеуказанные процессы. Это дает нам возможность прогнозировать, что в нижних глубокозалегающих частях разреза месторождения имеются пористые нефтегазоносные коллекторы. Кроме того, из графика изменения гранулометрических и коллекторских свойств (см. рис. 5) видно, что между коллекторскими свойствами и гранулометрическим составом пород наблюдается определенная зависимость. Так, в интервале глубин 324–510 м количество псаммитовой и алевритовой фации составляет 64,5–76,2 %, а пелитовая фация составляет 13,6–23 %, пористость – 28,8–28,3 %, проницаемость – $(562,0 \dots 670,0) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Далее в интервале глубин 510–900 м количество пород с псаммитовой фацией составляет 0,2–34,4 %, алевритовая фация – 42,7–45,7 %, пелитовая фация – 57,4–19,5 %, пористость – 18,3–21,5 %, а проницаемость составляет лишь $(7,3 \dots 60,0) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Низкая проницаемость $(7,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2)$ в этом интервале глубин связана с гранулометрическим составом пород. Как видно из таблицы и рис. 6, в интервале 510–855 м гранулометрический состав породы состоит из глин (37,4 %), алевритов (42,7 %) и крупнозернистых песков (всего 0,2 %). В таком гранулометрическом составе пористость пород будет субкапиллярной или близкой к ней.

Именно по этой причине проницаемость в рассматриваемых породах очень низкая. В таких породах относительно высокая карбонатность, выполняя роль цемента, приводит к уменьшению проницаемости.

В интервале глубин 865–900 м происходит сильное уменьшение карбонатности и глинистости, одновременно наблюдается увеличение песчаности алевритов соответственно от 34,4 до 45,9 %, а также увеличение проницаемости (до $60,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) относительно вышележащего глубинного интервала.

Причина этих изменений в рассматриваемом интервале связана с резким уменьшением глинистости и увеличением песчаности. Однако увеличение алевритистости до 45,9 % стало причиной слабого увеличения пористости и проницаемости (см. рис. 6) в связи с хорошей взаимной упакованностью песков и алевритов.

В интервале глубин 905–1050 м происходит резкое уменьшение песчаности до 8,9 %, увеличение глинистости более чем в два раза (41,1 %) и небольшое увеличение карбонатности. Несмотря на то что такое соотношение фракций стало причиной относительного уменьшения пористости, наблюдается незначительное увеличение проницаемости.

Резкого изменения в процентном соотношении фракций пород в интервале глубин 1060–2310 м не наблюдается. Так, песчаная фракция изменяется в пределах 21,3–17,2 %, алевриты – 38,5–33,3 %, глины – 46,2–43,2 %. Карбонатность по глубине увеличивается от 14,1 до 20,1 %, и при такой, относительно слабой, изменчивости литофациального состава разреза пористость уменьшается от 16,8 до 14,2 %, а проницаемость в этом глубинном интервале, по сравнению с предыдущими, уменьшаясь более чем в два раза, остается почти стабильной $((33,2 \dots 32,4) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2)$. Значения проницаемости ниже нормы в рассматриваемом интервале связаны с содержанием алеврита и, в особенности, глин в фракционном составе пород.

В интервале 2310–2929 м песчаная фракция резко уменьшается (8,3–7,2 %), алевритовые и глинистые фракции составляют соответственно 42,7–44,3 и 48,4–50,2 %, а карбонатность 15,1–15,6 %. Несмотря на то что в таком литологическом составе пористость пород составляет 13,3 %, можно сказать, что они лишены проницаемости $((8,5 \dots 3,2) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2)$.

В целом результаты исследований показывают, что в рассматриваемом глубинном интервале в нормальном литолого-стратиграфическом разрезе площади Каламадин проницаемость пород прямо

пропорциональна их песчаности и обратно пропорциональна их глинистости.

При анализе петрофизических данных пород и построении графика изменения их значений выяснилось, что в некоторых случаях нарушается закономерность изменения петрофизических данных. Для уточнения этого явления были изучены материалы керна в условиях высокой температуры и давления.

В естественных условиях в глубоких слоях земли эти породы подвергаются воздействию напряжений, возникающих вследствие механических и физико-химических процессов. Так, в частности, в горных породах в стадии эпигенеза под воздействием давления и температуры происходит растворение минеральных веществ и изменение порового пространства.

В процессе бурения скважин извлекаемые образцы пород (керны) подвергаются упругой деформации. Изучение этих кернов дает возможность получить детальные сведения о физических и коллекторских свойствах пород в соответствии с глубиной их залегания, поэтому изучение упругих и коллекторских свойств пород в термобарических условиях имеет большое значение при разработке нефтегазовых месторождений.

Исследования показывают, что в результате геолого-физических процессов физические свойства одноименных и одновозрастных пород изменяются и приобретают разные значения. Эти выводы подтверждаются исследованиями, проводимыми под высоким давлением и при высокой температуре, т.е. в условиях, в которых находятся породы на больших глубинах. Однако продуктивные коллекторы – это пористые среды, насыщенные жидкостью и газом, поэтому пористость влияет на физические свойства пород. Это означает, что во время исследований необходимо также учитывать внутрипоровое давление. В алеврито-туфитовых породах, пористость которых составляет 20 %, было изучено влияние поровых давлений на скорость упругих волн. Выяснилось, что у этих образцов скорость сначала несколько уменьшалась, а затем возрастала до своего начального значения.

Детальное изучение пористости и плотности пород под высоким давлением показало, что эти параметры подвержены значительному изменению. Все эти показатели учтены при исследовании геологических и геофизических материалов. В диапазоне давлений 0–60 МПа (соответствует глубине в 5–6 км) упругие деформации порового пространства составляют 30–50 %.

Одним из характерных свойств песчаников и алевритов является изменение пористости в зависимости от давления. При давлении 20–30 МПа отношение $\Delta K/K_p$ (относительное изменение коэффициента пористости) имеет максимальный градиент. Далее, при давлении выше 60 МПа, этот градиент уменьшается и доходит до нуля.

Для глинистых песчаников и алевритов, имеющих высокую начальную пористость, характерно минимальное относительное изменение коэффициента пористости. Выявление причины максимального относительного изменения для сильно глинистых пород, имеющих низкую начальную пористость, даст возможность определить изменение коллекторских свойств пород с глубиной, т.е. выявить причины их уменьшения или увеличения.

Однако по мере уменьшения глинистости в песчаных коллекторах и увеличения размеров зерен улучшаются их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). В связи с этим для пористых пород наблюдается относительно низкое изменение коэффициента пористости (K_p).

Важнейшими факторами в изменении пористости пород под давлением являются состав цемента и тип цементации. При стабильности количества цемента в глинистых породах наблюдается минимальное изменение. В песчаных породах с цементом карбонатного типа наблюдается малое изменение, а в глинистых породах, в зависимости от давления, пористость увеличивается. В породах с базально-поровым типом цемента пористость под давлением возрастает еще больше.

В породах возможно оценивать влияние упругой изменчивости плотности на изменение значения пористости. Для песчаных, алевролитовых пород максимальное изменение плотности составляет 1–2 %.

Известно, что изменение скорости распространения упругих волн во всех породах при давлении до 60 МПа является качественно одинаковым. С увеличением давления скорость повышается, и ее рост происходит до давления 40 МПа. При давлениях до 30 МПа скорость распространения волн в основном изменяется постепенно, но при давлении 40 МПа происходит разрушение. При эффективном давлении в 60 МПа относительное изменение распространения скорости волн варьируется в пределах 5–10 %. Подобные изменения в песчаниках и алевритах составляют 10 %, в известняках и мергелях 9 %, в туффитах 8 %, в андезитах и порфиритах до 7 %.

Результаты изучения влияния высокого давления на скорость упругой волны в песчаниках, алевролитах, мергелях, известняках, вулканогенных породах и возникающей в это время связи между скоростью и пористостью показывают, что в зависимости от величины давления их взаимоотношение подвергается значительному изменению. Исходя из этого при использовании взаимоотношения скорость–пористость целесообразно применять данные, соответствующие условиям залегания пород.

Сопоставление относительного изменения скорости и пористости в разных диапазонах давлений в 20 пробах одинакового типа показало, что роль коэффициента пористости (K_p) изменяется в различных условиях напряженности пород.

Согласно данным таблицы и рис. 6 изменения гранулометрического состава и карбонатности пород оказывают непосредственное влияние на их коллекторские свойства (ФЕС). Так, в частности, в интервале глубин 324–420 м при гранулометрическом составе пород эквивалентном 43,7 % псаммитов, 40,8 % алевролитов и 13,6 % пелитов и при карбонатности в 12,5 % пористость составляет 28,8 %, а проницаемость – $562,0 \cdot 10^{-15}$ мкм². В свою очередь, в интервале глубин 421–510 м при гранулометрическом составе пород эквивалентном 36,5 % псаммитов, 39,7 % алевролитов и 23,1 % пелитов с карбонатностью 14,5 % пористость составила 28,3 %, а проницаемость $670,2 \cdot 10^{-15}$ мкм². Иначе говоря, согласно приведенным данным большей проницаемостью должны были бы обладать породы верхнего глубинного этажа, однако более высокая проницаемость пород второго глубинного интервала очевидно объясняется относительно большими размерами пор либо преобладанием объема открытых пор.

В породах, залегающих в интервале глубин 510–855 м, с содержанием 0,2 % псаммитов, 42,7 % алевролитов и 57,4 % пелитов при карбонатности в 17,4 % пористость составляет 18,3 %, а проницаемость всего $7,3 \cdot 10^{-15}$ мкм².

В интервале глубин 865–900 м породы состоят на 34,4 % из псаммитов, 45,85 % из алевролитов и 19,5 % из пелитов при карбонатности 8,05 %, но пористость здесь составляет 21,5 %, а проницаемость $60,0 \cdot 10^{-15}$ мкм². Относительное увеличение проницаемости до $60,0 \cdot 10^{-15}$ мкм² с значительным уменьшением карбонатности и глинистости разреза объясняется многократным возрастанием псаммитов.

В интервале 905–1050 м происходит резкое падение содержания псаммитовой фракции до

8,9 % на фоне значительного возрастания пелитовой фракции, с незначительным уменьшением алевролитовой до 10,40 % и увеличением до 14,3 % карбонатности. Такой фракционный состав приводит к уменьшению пористости до 17,2 % с незначительным увеличением проницаемости до $83,1 \cdot 10^{-15}$ мкм². Как видно, резкое уменьшение псаммитовой фракции с одновременным возрастанием глинистости способствовали уменьшению пористости. Однако, несмотря на это, увеличение проницаемости может быть связано также с появлением вторичной пористости.

В интервале глубин 1060–1210 м породы состоят на 21,3 % из псаммитов, 38,5 % из алевролитов, 46,2 % из пелитов при карбонатности в 14,1 %, пористость составляет 16,8 %, а проницаемость снизилась до $33,2 \cdot 10^{-15}$ мкм². Как следует из приведенных значений, произошло более чем двукратное увеличение псаммитов и на 5 % пелитовой фракции по сравнению с предыдущим глубинным интервалом, а снижение проницаемости связано с плохой отсортированностью фракций, а также частичной закупоркой открытых пор за счет повышения содержания пелитовой фракции.

В интервале глубин 1215–1250 м породы характеризуются понижением в два раза содержания псаммитов и относительно небольшим увеличением алевролитовой и пелитовой фракций с уменьшением карбонатности и пористости всего на 1 % по сравнению с предыдущим интервалом. При этом проницаемость сохранилась такой же, как и в интервале глубин 1016–1240 м, очевидно по той же причине.

Интервал глубин 1255–1400 м характеризуется повышением псаммитовой фракции от 10,3 до 17,2 % при понижении алевролитовой и пелитовой фракций соответственно до 33,3 и 43,2 % на фоне увеличения карбонатности до 20,1 %. При таком составе пород их пористость уменьшилась до 14,2 %. Фактическое ухудшение отсортированности гранулометрического состава привело к незначительному уменьшению проницаемости пород в данном интервале, которая составила $32,4 \cdot 10^{-15}$ мкм². Породы интервалов глубин 2310–2650 и 2650–2929 м характеризуются понижением псаммитовой фракции ниже 9 %, повышением алевролитовой фракции до 44,3–42,7 %, пелитовой до 48,4–50,2 % при карбонатности до 15,6–15,1 %. Такой фациальный состав и указанная карбонатность с пористостью в 14,3–11,8 % характеризуют породы с проницаемостью $8,5–3,2 \cdot 10^{-15}$ мкм², т.е. породы

практически с отсутствием проницаемости. Это связано с высоким содержанием пелитовой и алевроитовой фракции с относительно низким значением псаммитовой фракции [18–33].

Заключение

Обобщение проведенных исследований позволяет прийти к выводу, что изменение коллекторских свойств пород в широком диапазоне по площади Каламаддин связано с литологической неоднородностью комплексов пород, разнообразием глубины их залегания и, исходя из этого, с различием термобарических и сложностью тектонических условий.

Библиографический список

1. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана / А.А. Али-заде, Г.А. Ахмедов, А.М. Ахмедов, А.К. Алиев, М.М. Зейналов. – М.: Недра, 1966. – 390 с.
2. Юсифзаде Х.Б. Применение современных технологий в области разведки и добычи нефтегазовых месторождений в Азербайджане // Журнал АНХ. – 2013. – № 7–8. – С. 3–13.
3. Hasanov A.B., Balakishibayli Sh.A. The influence of recent geodynamics on the physicommechanical state of the geological environment of the sedimentary cover // Evaluation of synthetic elastic parameters of reservoirs, fluid phase saturation and temperatures in the depths: materials of international workshop. – Baku, 2010. – P. 101–108.
4. Гадиров В.Г. Магматический вулканизм среднекуриинской впадины Азербайджана и его роль в скоплении углеводородов [Электронный ресурс]. – URL: <http://sinp.com.ua/work/679254/Magmaticeskij-vulkanizm-Srednekuriniskoj-vpadiny> (дата обращения: 12.01.2017).
5. Керимов К.М., Рахманов Р.Р., Хеиров М.Б. Нефтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины. – Баку, 2001. – 317 с.
6. Хаин В.Е. Тектоника нефтегазоносных областей Юго-Восточного погружения Большого Кавказа. – М.: Гостехиздат, 1958. – 224 с.
7. Справочник по литологии / под ред. Н.Б. Вассоевича. – М., 1988. – 509 с.
8. Справочник по геологии нефти и газа. – М.: Недра, 1988. – 480 с.
9. Бабазаде Б.Х., Путкарадзе Л.А. О поисках залежей газа и нефти в прибрежной морской зоне Апшеронского полуострова и Бакинского архипелага // Геология нефти и газа. – 1961. – № 10. – С. 7–11.
10. Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. – М.: Наука, 1980. – 243 с.
11. Успенская Н.Ю., Таусон Н.Н. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. – М.: Недра, 1972. – 283 с.
12. Али-Заде А.А., Салаев С.Г., Алиев А.И. Научная оценка перспектив нефтегазоносности Азербайджана и Южного Каспия и направление поисково-разведочных работ. – Баку: Элм, 1985. – 227 с.
13. Landolt-Bornstein tables. Physical properties of rocks, subvolume B / ed. G. Angenheister. – N.Y., 1983. DOI: 10.1007/b20009
14. Theoretical and experimental investigations of physical properties of rocks and minerals under extreme p,T-conditions. – Berlin: Academie Verlag, 1979. – 232 p.
15. Afandiyeva M.A., Guliyev I.S. Maicop Group-shale hydrocarbon complex in Azerbaijan // 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC. – London, 2013. – P. 06–13. DOI: 10.3997/2214-4609.20130979
16. Салманов А.М., Сулейманов А.М., Магеррамов Б.И. Палеогеология нефтегазоносных районов Азербайджана. – Баку, 2015. – 470 с.
17. Керимов К.М. Глубинное строение и нефтегазоносность депрессионных зон Азербайджана и Южного Каспия. – Баку, 2009. – 440 с.
18. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых / под ред. Н.Б. Дортман. – М.: Недра, 1976. – 527 с.
19. Воларович М.П., Баюк Е.И., Ефимова Г.А. Упругие свойства минералов при высоких давлениях. – М.: Наука, 1975. – С. 130.
20. Геологическое строение и коллекторские свойства мезокайнозойских отложений Джарлы-Саатлинского нефтегазоносного района на больших глубинах / В.Ш. Гурбанов, Н.Р. Нариманов, Л.А. Султанов, М.С. Бабаев // Известия Уральского государственного горного университета. – 2016. – № 2(42). – С. 25–27. DOI: 10.21440/2307-2091-2016-2-25-27
21. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А. О нефтегазоносности мезозойских отложений Азербайджана // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 7–13. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.1
22. Составление каталога коллекторских свойств мезокайнозойских отложений месторождений нефти-газа и перспективных структур Азербайджана: отчет Науч.-исслед. ин-та геофизики – 105-2009 / Фонды управления геофизики и геологии. – Баку, 2010.
23. О результатах петрофизических исследований отложений продуктивной толщи нефтегазоносных площадей Бакинского архипелага / М.С. Бабаев, Л.А. Султанов, Ш.А. Ганбарова, Т.А. Алиева // Известия высших технических учебных заведений Азербайджана. – 2014. – № . – С. 7–12.

24. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А., Аббасова Г.Г. Литолого-петрографические и коллекторские свойства мезокайнозойских отложений Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района // Геофизические новости Азербайджана. – 2014. – № 3–4. – С. 10–13.

25. Султанов Л.А., Наджаф-Куиева В.М., Аббасова Г.Г. О закономерности распределения скорости продольных волн и плотности осадочных пород Прикаспийско-Кубинской области и междуречья Куры и Габырры // XX Губинские чтения: тез. докл. – М., 2013.

26. Краткая геолого-геофизическая характеристика разреза земной коры района Саатлинской сверхглубокой скважины СГ-1 / В.Ш. Гурбанов, М.С. Бабаев, Л.А. Султанов, Р.Э. Рустамова // Азербайджан геологу. – 2012. – № 16. – С. 31–37.

27. Physical properties of the mineral system of the Earth's interior // International Monograph Project 3 CAPG. – Praha, 1985. – 564 p.

28. Lebedev T.S. Model studies of physical properties of mineral matter in high pressure – temperature experiments // Phys. Earth and Planet. Inter. – 1980. – Vol. 25. – P. 292–303. DOI:10.1016/0031-9201(80)90126-0

29. Рахманов Р.Р. Закономерности формирования и размещения зон нефтегазоаккумуляции в мезозойских отложениях Азербайджана. – Баку: Элм, 1985. – 108 с.

30. Кожевников Д.А. Петрофизическая инвариантность гранулярных коллекторов // Геофизика. – 2001. – № 4. – С. 31–37.

31. Рачинский М.З., Чилингар Дж. Результаты геолого-разведочных работ 1990–2005 гг., геологические аспекты перспектив и количественная оценка // Журнал АНХ. – 2007. – № 1. – С. 7–15.

32. Мехтиев У.Ш., Хеиров М.Б. Литолого-петрографические особенности и коллекторские свойства пород калинской и подкирмакинской свит Апшеронской нефтегазоносной области Азербайджана. – Баку, 2007. – Ч. 1. – 238 с.

33. Оценка перспектив нефтегазоносности продуктивных толщ нижнего плиоцена мелководной зоны Апшеронского полуострова и Бакинского архипелага по комплексным данным геолого-геофизических исследований / Р.Р. Рахманов, Л.А. Султанов, В.М. Наджаф-Кулиева, Ш.А. Ганбарова // Материалы междунар. семинара, Ухта, 8–9 февраля 2013. – Ухта, 2013.

References

1. Ali-zade A.A., Akhmedov G.A., Akhmedov A.M., Alier A.K., Zeinalov M.M. Geologiya nefiyanh i gazovykh mestorozhdenii Azerbaidzhana [Geology of oil and gas fields of Azerbaijan]. Moscow, Nedra, 1966, 390 p.

2. Iusifzade Kh.B. Primenenie sovremennykh tekhnologii v oblasti razvedki i dobychi neftegazovykh mestorozhdenii v Azerbaidzhane [Application of modern technologies in the field of exploration and production of oil and gas fields in Azerbaijan]. Zhurnal ANKh, 2013, no.7-8, pp.3-13.

3. Hasanov A.B., Balakishibayli Sh.A. The influence of recent geodynamics on the physicomachanical state of the geological environment of the sedimentary cover. Evaluation of synthetic elastic parameters of reservoirs, fluid phase saturation and temperatures in the depths. Materials of international workshop. Baku, 2010, pp.101-108.

4. Gadirov V.G. Magmaticeskii vulkanizm srednekurinskoj vpadiny Azerbaidzhana i ego rol' v skoplenii uglevodorodov [Magmatic volcanism in the Middle Kur depression of Azerbaijan and its role in hydrocarbon accumulations], available at: <http://sinp.com.ua/work/679254/Magmaticeskij-vulkanizm-Srednekurinskoj-vpadiny> (accessed 12 January 2017).

5. Kerimov K.M., Rakhmanov R.R., Kheirov M.B. Neftegazonosnost' Iuzhno-Kaspiiskoi megavpadiny [Oil and gas potential of the South Caspian megacut]. Baku, 2001, 317 p.

6. Khain V.E. Tektonika neftegazonosnykh oblastei Iugo-Vostochnogo pogruzheniia Bol'shogo Kavkaza [Tectonics of oil-and-gas bearing regions of the South-Eastern immersion of the Great Caucasus]. Moscow, Gostoptekhizdat, 1958, 224 p.

7. Spravochnik po litologii [Reference book on lithology]. Ed. N.B. Vassoevich. Moscow, 1988, 509 p.

8. Spravochnik po geologii nefi i gaza [Reference book of oil and gas geology]. Moscow, Nedra, 1988, 480 p.

9. Babazade B.Kh., Putkaradze L.A. O poiskakh zalezhei gaza i nefi v pribrezhnoi morskoi zone Apsheron'skogo

poluostrova i Bakinskogo arhipelaga [On the search for gas and oil deposits in the coastal marine zone of the Absheron Peninsula and the Baku Archipelago]. Geologiya nefi i gaza, 1961, no.10, pp.7-11.

10. Sokolov B.A. Evoliutsiia i neftegazonosnost' osadochnykh basseinov [Evolution and petroleum potential of sedimentary basins]. Moscow, Nauka, 1980, 243 p.

11. Uspenskaia N.Iu., Tauson N.N. Neftegazonosnye provintsii i oblasti zarubezhnykh stran [Oil and gas provinces and regions of foreign countries]. Moscow, Nedra, 1972, 283 p.

12. Ali-Zade A.A., Salaev S.G., Alier A.I. Nauchnaia otsenka perspektiv neftegazonosnosti Azerbaidzhana i Iuzhnogo Kaspiia i napravlenie poiskovo-razvedochnykh rabot [Scientific assessment of the prospects of oil and gas potential of Azerbaijan and the South Caspian and the direction of prospecting works]. Baku, Elm, 1985, 227 p.

13. Landolt-Bornstein tables. Physical properties of rocks, subvolume B. Ed. G. Angenheister. N.Y., 1983. DOI: 10.1007/b20009

14. Theoretical and experimental investigations of physical properties of rocks and minerals under extreme p,T-conditions. Berlin, Akademie Verlag, 1979, 232 p.

15. Afandiyeva M.A., Guliyev I.S. Maicop Group-shale hydrocarbon complex in Azerbaijan. 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC, 2013, pp. 06-13. DOI: 10.3997/2214-4609.20130979

16. Salmanov A.M., Suleimanov A.M., Magerramov B.I. Paleogeologiya neftegazonosnykh raionov Azerbaidzhana [Paleogeology of oil and gas bearing regions of Azerbaijan]. Baku, 2015, 470 p.

17. Kerimov K.M. Glubinnoe stroenie i neftegazonosnost' depressionnykh zon Azerbaidzhana i Iuzhnogo Kaspiia [Deep structure and oil and gas potential of the depression zones of Azerbaijan and the Southern Caspian]. Baku, 2009, 440 p.

18. Fizicheskie svoistva gornykh porod i poleznykh iskopaemykh [Physical properties of rocks and minerals]. Ed. N.B. Dortman. Moscow, Nedra, 1976, 527 p.

19. Volarovich M.P., Baiuk E.I., Efimova G.A. Uprugie svoistva mineralov pri vysokikh davleniakh [Elastic properties of minerals at high pressures]. Moscow, Nauka, 1975, 130 p.

20. Gurbanov V.Sh., Narimanov N.R., Sultanov L.A., Babaev M.S. Geologicheskoe stroenie i kollektorskie svoistva mezokainozoiskikh otlozhenii Dzharly-Saatlinskogo neftegazonosnogo raiona na bol'shikh glubinakh [Geological structure and reservoir properties of the Mesozoic-Cenozoic deposits of the Jarly-Saatli oil and gas bearing region at great depths]. *Izvestiia Ural'skogo gosudarstvennogo gornogo universiteta*, 2016, no.2(42), pp.25-27. DOI: 10.21440/2307-2091-2016-2-25-27

21. Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A. On oil-and-gas content of Mesozoic deposits in Azerbaijan. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no.16, pp.7-13. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.1

22. Sostavlenie kataloga kollektorskiikh svoistv mezokainozoiskikh otlozhenii mestorozhdenii nefti-gaza i perspektivnykh struktur Azerbaidzhana [Compilation of the catalog of reservoir properties of the Mesozoic-Cenozoic deposits of oil and gas fields and perspective structures of Azerbaijan]. *Otchet Nauchno-issledovatel'skogo instituta geofiziki 105-2009*. Baku, 2010.

23. Babaev M.S., Sultanov L.A., Ganbarova Sh.A., Alieva T.A. O rezul'tatakh petrofizicheskikh issledovaniy otlozhenii produktivnoi tolshchi neftegazonosnykh ploshchadei Bakinskogo arhipelaga [On the results of petrophysical studies of deposits of the productive sequence of oil and gas areas of the Baku Archipelago]. *Izvestiia vysshikh tekhnicheskikh uchebnykh zavedenii Azerbaidzhana*, 2014, no.2, pp.7-12.

24. Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A., Abbasova G.G. Litologo-petrograficheskie i kollektorskie svoistva mezokainozoiskikh otlozhenii Prikaspiisko-Gubinskogo neftegazonosnogo raiona [Lithological, petrographic and reservoir properties of the Mesozoic-Cenozoic deposits of the Caspian-Guba oil and gas bearing region]. *Geofizicheskie novosti Azerbaidzhana*, 2014, no.3-4, pp.10-13.

25. Sultanov L.A., Nadzhaf-Kuieva V.M., Abbasova G.G. O zakonomernosti raspredeleniia skorosti prodol'nykh voln i plotnosti osadochnykh porod Prikaspiisko-Kubinskoi oblasti i mezhdurech'ia Kury i Gabyrry [On the regularity of the velocity distribution of longitudinal waves and the density of sedimentary rocks of

the Caspian-Cuban region and the interfluvium of the Kura and Gabirry rivers]. *XX Gubkinskie chteniia. Tezisy dokladov*. Moscow, 2013.

26. Gurbanov V.Sh., Babaev M.S., Sultanov L.A., Rustamova R.E. Kratkaia geologo-geofizicheskaia kharakteristika razreza zemnoi kory raiona Saatlinskoi sverkhglubokoi skvazhiny SG-1 [Brief geological and geophysical characteristics of the crustal section of the Saatlinskaya superdeep well area SG-1]. *Azerbaidzhan geologu*, 2012, no.16, pp.31-37.

27. Physical properties of the mineral system of the Earth's interior. International monograph Project 3 CAPG. Praha, 1985, 564 p.

28. Lebedev T.S. Model studies of physical properties of mineral matter in high pressure – temperature experiments. *Phys. Earth and Planet. Inter.*, 1980, vol.25, p.292-303. DOI:10.1016/0031-9201(80)90126-0

29. Rakhmanov R.R. Zakonomernosti formirovaniia i razmeshcheniia zon neftegazonakopleniia v mezozoiskikh otlozheniakh Azerbaidzhana [Regularities in the formation and location of oil and gas accumulation zones in the Mesozoic deposits of Azerbaijan]. Baku, Elm, 1985, 108 p.

30. Kozhevnikov D.A. Petrofizicheskaia invariantnost' granuliarnykh kollektorov [Petrophysical invariance of granular reservoirs]. *Geofizika*, 2001, no.4, pp.31-37.

31. Rachinskii M.Z., Chilingar Dzh. Rezul'taty geologo-razvedochnykh rabot 1990-2005 gg., geologicheskie aspekty perspektiv i kolichestvennaia otsenka [Results of geological exploration work in 1990-2005, geological aspects of prospects and quantitative assessment]. *Zhurnal ANKh*, 2007, no.1, pp.7-15.

32. Mekhtiev U.Sh., Kheirov M.B. Litologo-petrograficheskie osobennosti i kollektorskie svoistva porod kalinskoi i podkirmakinskoi svit Apsheronskoi neftegazonosnoi oblasti Azerbaidzhana [Lithological and petrographic features and reservoir properties of the rocks of the Kalin and Podkirmakinsky suites of the Absheron oil and gas region of Azerbaijan]. Baku, 2007, part 1, 238 p.

33. Rakhmanov R.R., Sultanov L.A., Nadzhaf-Kulieva V.M., Ganbarova Sh.A. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti produktivnykh tolshch nizhnego plitsena melkovodnoi zony Apsheron'skogo poluostrova i Bakinskogo arhipelaga po kompleksnym dannym geologo-geofizicheskikh issledovaniy [Estimation of oil and gas potential prospects of the productive sequences of the Lower Pliocene of the shallow zone of the Absheron Peninsula and the Baku Archipelago based on complex data of geological and geophysical studies]. *Materialy mezhdunarodnogo seminara*. Ukhta, 2013.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Физические характеристики и фильтрационно-емкостные свойства перспективных нефтегазоносных горизонтов в низах продуктивной толщи на сухопутных площадях Азербайджана (на примере месторождения Каламаддин) / В.Ш. Гурбанов, А.Б. Гасанов, Н.Р. Нариманов, Л.А. Султанов, Ш.А. Ганбарова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №3. – С.204–214. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.1

Please cite this article in English as:

Gurbanov V.Sh., Gasanov A.B., Narimanov N.R., Sultanov L.A., Ganbarova Sh.A. Physical and reservoir properties of potential oil and gas bearing intervals at the bottom of productive thickness onshore in Azerbaijan (at the example of Kalamaddin field). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.3, pp.204-214. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.1