

ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ПТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЛАМАДДИН НИЖНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ

Мухтарова Хураман Зиядхан гызы, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры Геология нефти и газа Азербайджанский Государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан,

Насибова Гюльтар Джумишуд гызы, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры Геология нефти и газа Азербайджанский Государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

DOI: https://doi.org/10.31435/rsglobal_conf/30112020/7264

Abstract. Recently, in the Republic has been deploying drilling explorations from the eastern part to less studied central and western areas. In this reason, had a particular importance the generalization of the available geological and geophysical materials related to the new focus territory, the evaluation of the prospects of individual lithologic-stratigraphic complexes and the forecasting of deep-seated oil and gas reservoirs. Studies carried out in this direction are given in this paper, which describes the analysis of different petrophysical data. At the same time were re-interpreted reservoir and petrophysical properties of rocks, meso-Cenozoic deposits taken from the drilled exploratory wells and geological material of the areas of the Kalamaddin oil and gas bearing area, where are widely distributed deposits of the productive strata (PT-lower Pliocene). As a result of analysis and interpretation of geological, geophysical and petrophysical date, it has been established that oil-and-gas-bearing reservoirs are mainly fractured volcanogenic-sedimentary and carbonate rocks. Brief petrophysical characteristics of the sediments of the Kalamiddin oil and gas bearing region are presented. On the basis of the generalized data, a schematic graphs was drawn up, which reflects the change in rock porosity from the section. According to this graph with depth, the porosity of the rocks decreases, and the density and propagation velocity of ultrasonic waves increase. The obtained generalizations allow to conclude that the change in reservoir properties of rocks over a wide range of Kalamaddin areas is associated with the lithological heterogeneity of rock complexes, the variety of depth of their occurrence and, in connection with this, the difference in thermobaric and complexity of tectonic conditions. The results of various petrophysical research methods show that the filtration capacitance properties (FCP), in general, deteriorate with depth. However, in certain cases, in clay and carbonate rocks, reservoir properties can improve, due to the appearance of secondary porosity under relatively stringent thermobaric conditions. In addition, the relationships between physical parameters and material composition for individual groups of rocks have been established.

Keywords: deposits, suit, porosity, deep, well, density, petrophysics, gorizont, drilling, geophysics, oil and gas accumulatiois.

Введение. Наличие богатых запасов углеводородов отличает Азербайджан во всем Закавказском регионе. Надо отметить, что общая площадь перспективно 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).

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.

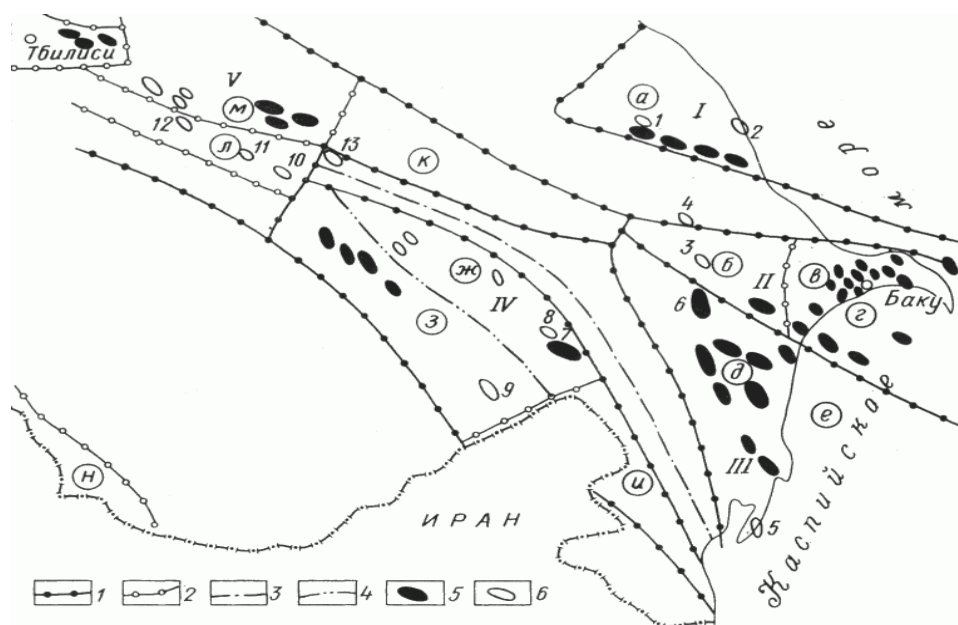


Рис. 1. Схема нефтегазоносных районов.

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 - между речью Куры и Иори, м - Мирзаанский, н - Нахичеванский, возможно нефтегазоносный); осевые линии: 3 - Мингегаур-Саатлы-Тальишского 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)

Геологические характеристики площади Каламадин. В связи с открытием месторождений нефти и газа на площадях Мишовдаг, Галмаз, Кюровдаг и др. в Нижнекуруинской впадине, интерес к площади Каламадин возрос и, начиная с 1967 года, 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 (рис. 2). В нижней части майкопских отложений были вскрыты песчанистые 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 (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 выделяется 8 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 глин, песков и песчаников. В нижней части разреза встречаются пропластки вулканического пепла.

Четвертичные отложения, в основном встречаются 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 песчанистость, средний апшерон более песчаный, а верхний апшерон относительно глинистый. Общая мощность отложений абшеронского яруса составляет 480 м. Складка Каламадин представляет собой укороченную брахиантиклиналь, простирающуюся с северо-запада на юго-восток (рис. 2).

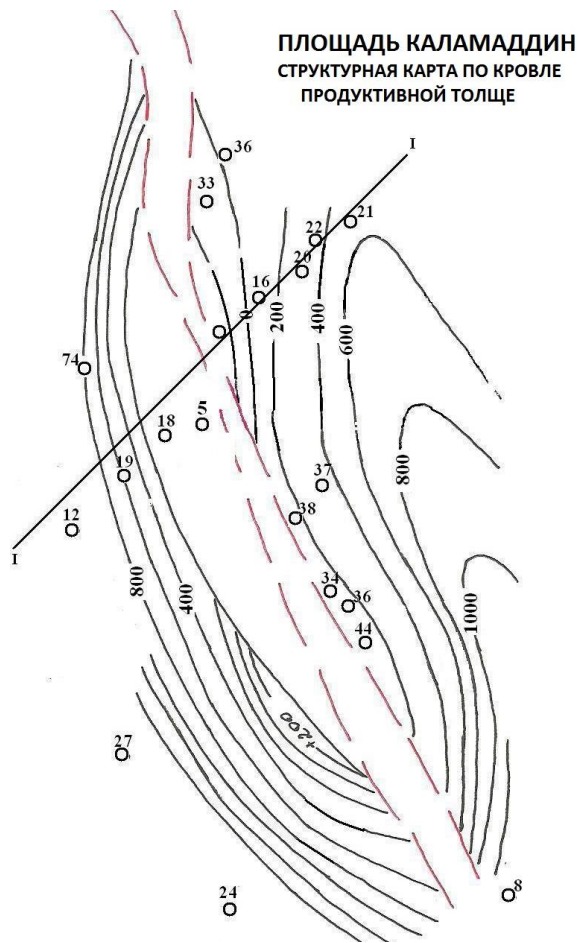


Рис. 2. Пл. Каламаддин.

Как видно из рисунка 3, развитие складки в целом происходило по нарастающей в течение рассматриваемого геологического времени. Очевидно, это связано с близостью ее к очагу сжимающих напряжений, каким является Большешкавказская 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).

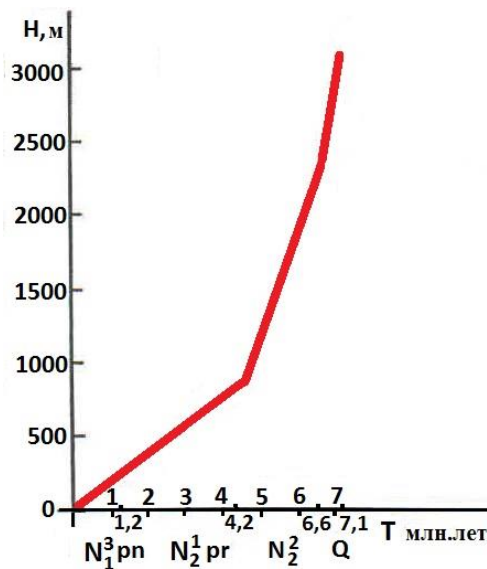


Рис. 3. График интенсивности роста складки Каламаддин

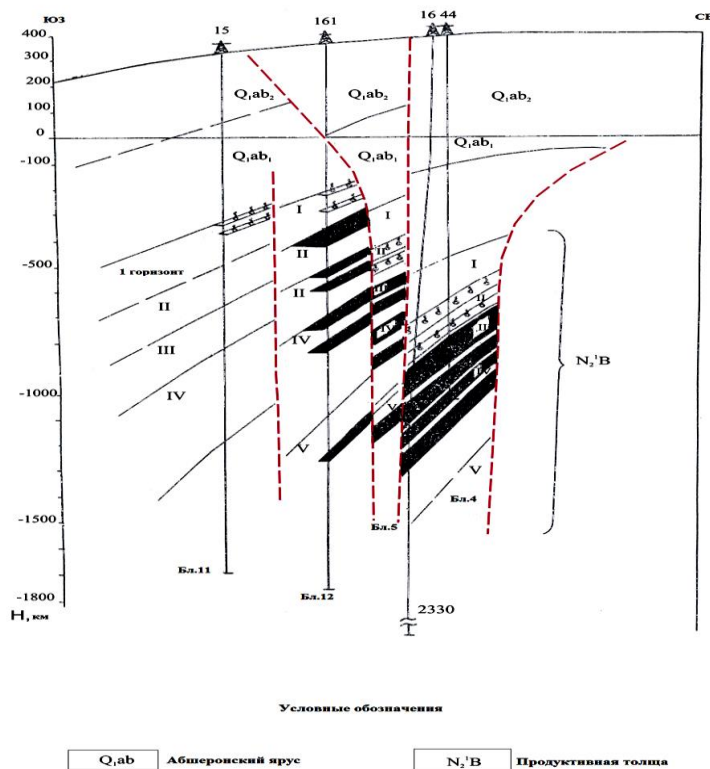


Рис.4. Складка Каламаддин. Геологический профиль по линии I-I

Грязевой вулкан Каламаддин 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. Определение причин проявления грязевых вулканов, грифонов, сальз, а также нефтесодержания в пределах поднятия Каламаддин, возможно с помощью графика развития складки начиная с понтического века по настоящее время. Складка Каламаддин является самой северо-западной складкой антиклинальной зоны Каламаддин-Хыдырли-Янан Тава-Мугань-дениз северо-запад-юго-восточного простирания. Складка расположена на северо-западе Нижнекуринской впадины и простирается в пределах Бакинского архипелага. Как видно из графика скорости развития складки, 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 увеличилась скорость ее роста. С целью уточнения перспективности нефтяного месторождения Каламаддин, были комплексно проанализированы образцы кернового материала отобранного из поисково-разведочных скважин. Следует отметить, что месторождение Каламаддин, по отношению к другим площадям Нижнекуринской впадины мало изучено. Вследствие этого, для определения перспектив нефтегазоносности, необходимо изучение коллекторских свойств 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 Каламаддин, установлено, что размеры зерен изменяется 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.

Как видно из графиков изображенных на рис. 5, 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.

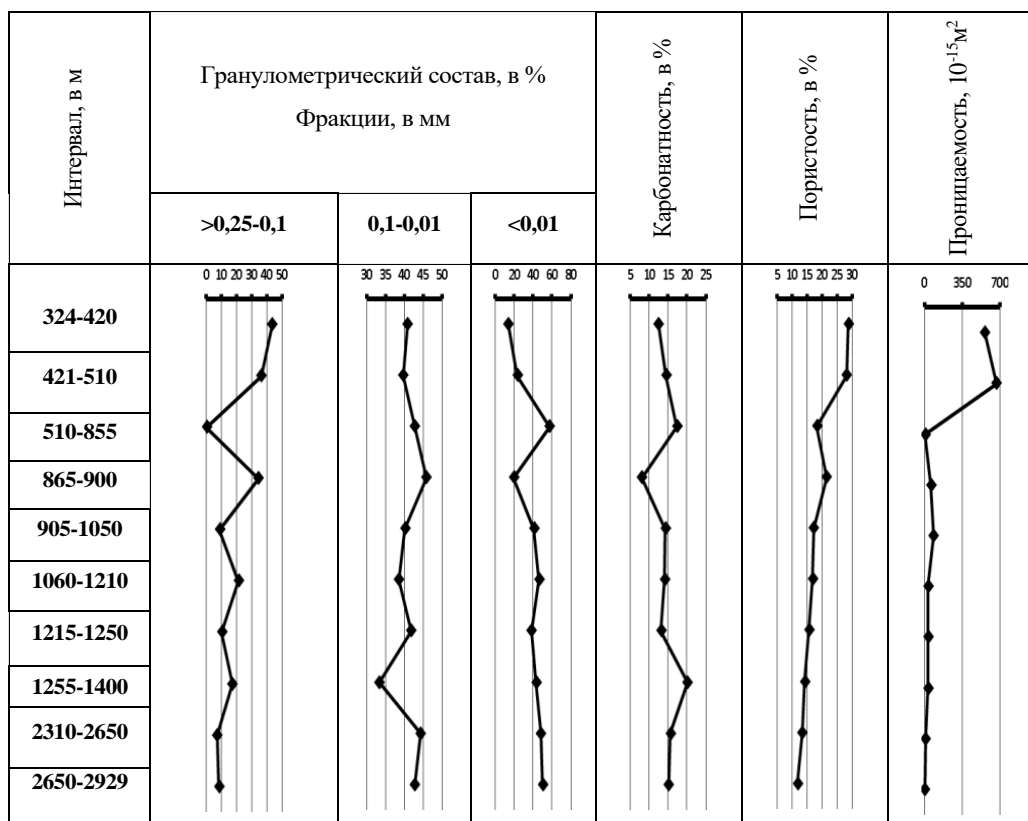


Рис. 5. График изменения петрофизических характеристик пород ПТ с глубиной месторождения Каламаддин

Из рассмотрения глубинных интервалов вариации значений пористости и глинистости (Рис. 5) следует, что пористость пород ПТ с глубиной убывает от 28,8 до 11,8%, а глинистость, наоборот, возрастает от 13,6 до 50,2%. Несомненно, что коллекторские свойства пород оказывает 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, и с целым рядом других факторов. В глубоких зонах также существуют вышеуказанные процессы. Это дает нам возможность прогнозировать, что в нижних глубокозалегающих частях разреза месторождения имеются пористые нефтегазоносные коллекторы.

При анализе петрофизических данных пород и при 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.

Несомненно, что эти породы в естественных условиях в глубоких слоях земли 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.

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%.

Выводы. 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, 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. Для прогнозирования нефтегазоносности глубокозалегающих толщ, наряду с методами разведочной геофизики, следует также использовать данные о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) коллекторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Х.З. Мухтарова, Г.Д. Насибова, Ф.Н. Рагимов, М.Г. Ахмедов Изучение нефтеносности площади Мишовдаг Нижнекуринской впадины в связи со структурно-тектоническими особенностями и новейшими геолого-геофизическими данными. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, Москва-2016, № 8, стр. 28-36
2. Юсифзаде Х.Б. Применение современных технологий в области разведки и добычи нефтегазовых месторождений в Азербайджане. / . 2013, Журнал АНХ, № 7- 8 стр. 3-13.
3. Керимов К.М., Рахманов Р.Р., Хеиров М.Б. «Нефтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины». Баку. 2001, 317с.
4. Справочник по литологии / под ред. Н.Б. Вассоевича.М., 1988,509с.
5. Керимов К.М. // Глубинное строение и нефтегазоносность депрессионных зон Азербайджана и Южного Каспия.// Баку-2009, стр.438
6. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых. / Под ред. Н. Б. Дортман. –М.: Недра, 1976. – 527с.
7. Воларович М.П., Баяк Е.И., Еэфимова Г.А. – Упругие свойства минералов при высоких давлениях.// Москва, Наука – 1975. стр.130.
8. Кожевников Д.А. Петрофизическая инвариантность гранулярных коллекторов. // Геофизика. - 2001 - № 4. 31-37 с.