УДК 550.38

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТ ДАЩЛАРЫ И АНАЛИЗ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГЛУБИНЫ ИХ ЗАЛЕГАНИЯ

THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE NEFT DASHLARI DEPOSIT AND THE ANALYSIS OF THE REGULARITY OF THE CHANGE IN THE RESERVOIR PROPERTIES OF THE PRODUCTIVE FLOOR ROCKS, DEPENDING ON THE DEPTH OF THEIR OCCURRENCE

Султанов Латиф Агамирза оглы
научный сотрудник лаборатории «Физические свойства горных пород месторождений полезных ископаемых»,
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности
latif.sultan@mail.ru

Нариманов Нариман Рустам оглы
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры геологии нефти и газа,
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности
n.narimanov@asoiu.edu.az

Самед-заде Афет Ахмед кызы
докторант кафедры геологии нефти и газа,
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности
s.afet@mail.ru

Sultanov Latif A.
Scientist of laboratory «Physical characteristics of rocks of mineral fields»,
Azerbaijan State University of Oil and Industry
latif.sultan@mail.ru

Narimanov Nariman R.
Docent, Department of «Geology of oil and gas»,
Azerbaijan State University of Oil and Industry
n.narimanov@asoiu.edu.az

Samadzadeh Afet A.
Phd student of the department of «Oil and Gas Geology»,
Azerbaijan State Oil and İndustry University
s.afet@mail.ru

Аннотация. На месторождении Нефт Дашлары с целью изучения литолого-петрографических и коллекторских свойств глубокозалегающих пластов, а также закономерностей их изменения с глубиной, были определены карбонатность, пористость, проницаемость, плотность, гранулометрический состав и скорости распространения продольных сейсмических волн по образцам, отобранным из поисково-разведочных скважин. Были установлены минимальные, средние и максимальные пределы физических свойств пород. Рассмотрена зависимость коллекторских свойств и других физических факторов от глубины залегания последних.
Анализируя результаты данных исследований можно прогнозировать, нефтегазоносность глубокозалегающих слоев наряду с уже эксплуатируемыми.

Ключевые слова: породы, свита, пористость, глубина, скважина, плотность, петрофизика, горизонт, бурения, геофизика, нефтегазонкопления.

Annotation. In the field Neft Dashlary for determining lithological-petrographic and reservoir properties of deep layers, as well as patterns of changes in area were defined carbonate, porosity, permeability, density, grading and speed of dissemination of longitudinal seismic waves on the samples selected from exploratory wells. The minimum and average, maximum limits of physical properties of rocks were established. The dependence of reservoir properties and other physical factors on the depth of occurrence of the latter is considered. Analyzing the results of these studies, it is possible to predict the oil and gas content of deep-lying layers along with those already exploited.

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

В связи с изучением нефтегазоносности глубокозалегающих толщ осадочного чехла Южно-Каспийской впадины (ЮКВ) в Азербайджане в значительном объеме были проведены геологоразведочные и геофизические работы. Были подготовлены научные критерии, которые могут послужить основанием для будущих геологических исследований. Было отмечено, что основные залежи нефти и газа в регионе связаны с Южно-Каспийской и Куринской впадинами, которые подвергались интенсивному погружению в течение мезо-кайнозойского времени.

Несмотря на высокую перспективность центральной части ЮКВ, ее глубокозалегающих толщ, проблемы связанные с извлечением из них нефти и газа еще не разрешены окончательно.

Локальные поднятия отдельных структурных элементов ЮКВ развивались в основном при активности одних и тех же механизмов складкообразования, и их подавляющая часть является структурами нагнетания. К таковым относятся локальные поднятия всей приосевой антиклинальной зоны

Абшероно-Прибалханского структурного мегаседла, к которой приурочено и поднятие Нефт Дашлары (рис. 1). Данная антиклинальная зона берет свое начало на северо-западе от поднятия Гошадаш и далее через структуры Пираллахи – Гюргян-дениз – Дарвин кюпеси – Хали – Нефт Дашлары – Азери и т.д. простирается на восток до поднятия Челекен-море. Развиваясь в условиях Абшероно-Прибалханской неклассической (остаточной) субдукции. Характерной особенностью структур этой антиклинальной зоны является их формирование механизмами продольного и поперечного изгибов с доминированием первого.

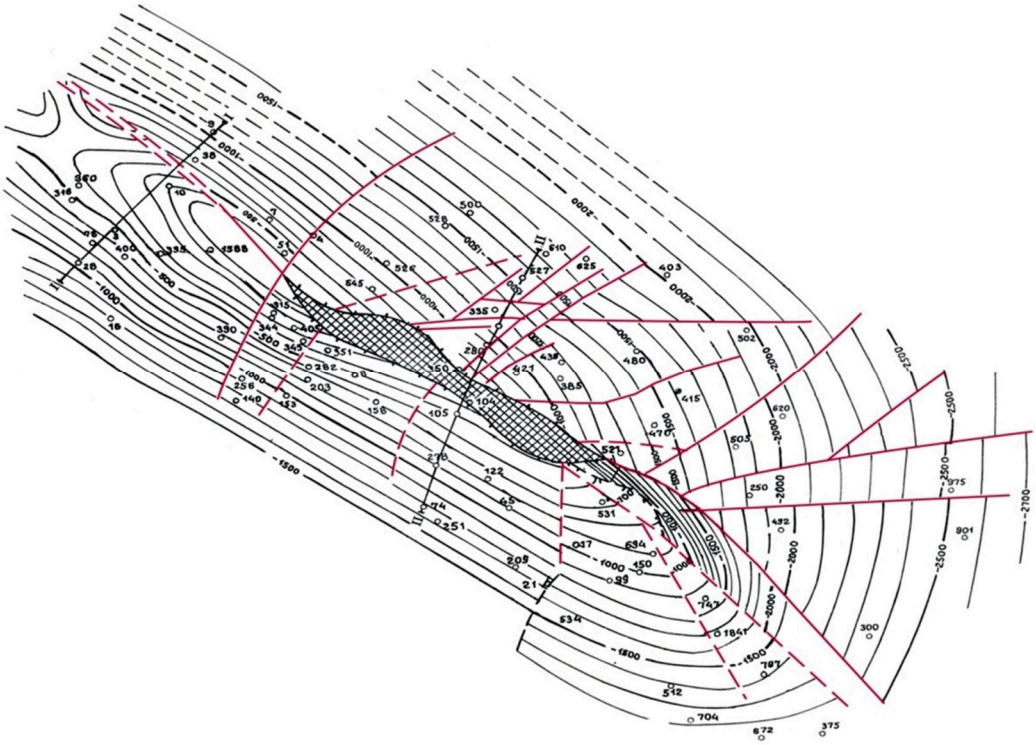

Рисунок 1 – Месторождение Нефт Дашлары. Структурная карта по кровле кирмакинской свиты ПТ

Вследствие этого большинство из них является линейными и удлиненными брахискладками осложненными грязевулканизмом. В районе Абшеронского архипелага на ряде площадей были осуществлены петрофизические исследования. Их целью было получение подробной информации о породах-коллекторах, их литолого-петрофизических особенностях, уточнение углеводородных ресурсов и на основе полученных результатов определение дальнейших направлений поисково-разведочных работ.

С этой целью были исследованы геолого-геофизические и физические характеристики пород, которые влияли на коллекторский потенциал мезокайнозойских отложений содержащих нефтяные, газовые и газоконденсатные скопления в ЮКВ. Такие работы были осуществлены и на месторождении Нефт Дашлары Северо-Абшеронского архипелага.

Складка Нефт Дашлары асимметрична по простиранию и вкрест него. Ее северо-западная периклиналь укорочена, углы падения здесь составляют 33–45°, юго-восточная периклиналь имеет удлиненную форму, слои залегают под углом 22–29°. Свод складки смещен в сторону северо-западной периклинали к юго-востоку от продольного тектонического нарушения (рис. 1, 2) и глубоко размыт. В результате отложения кирмакинской свиты, залегающие в ядре складки, обнажаются на поверхности морского дна [1, 2].

Свод поднятия осложнен крупным продольным разрывом, который по существу является широкой зоной интенсивной дизъюнктивной дислокации, сложенной сильно перемятыми брекчиевидными отложениями олигоцен-миоценового возраста. В целом складка осложнена двумя продольными и большим числом поперечных разрывов (рис. 1). В ее юго-восточной части, на пересечении разрывных нарушений располагается грязевой вулкан. Здесь на дне моря имеются многочисленные грифоны, непрерывно выделяющие нефть и газ [1].

Юго-западное крыло складки более крутое с углами падения в основном в 35–40°, а северо-восточное относительно пологое. Здесь слои залегают под углом 27–30°. Однако на северо-восточном крыле, ближе к юго-восточной периклинали углы падения пластов составляют 45–50°. На некоторых участках, в приосевой полосе северо-восточного крыла, в тектоническом блоке между осе-продольными разрывами, углы падения пластов достигают 72° (рис. 2).

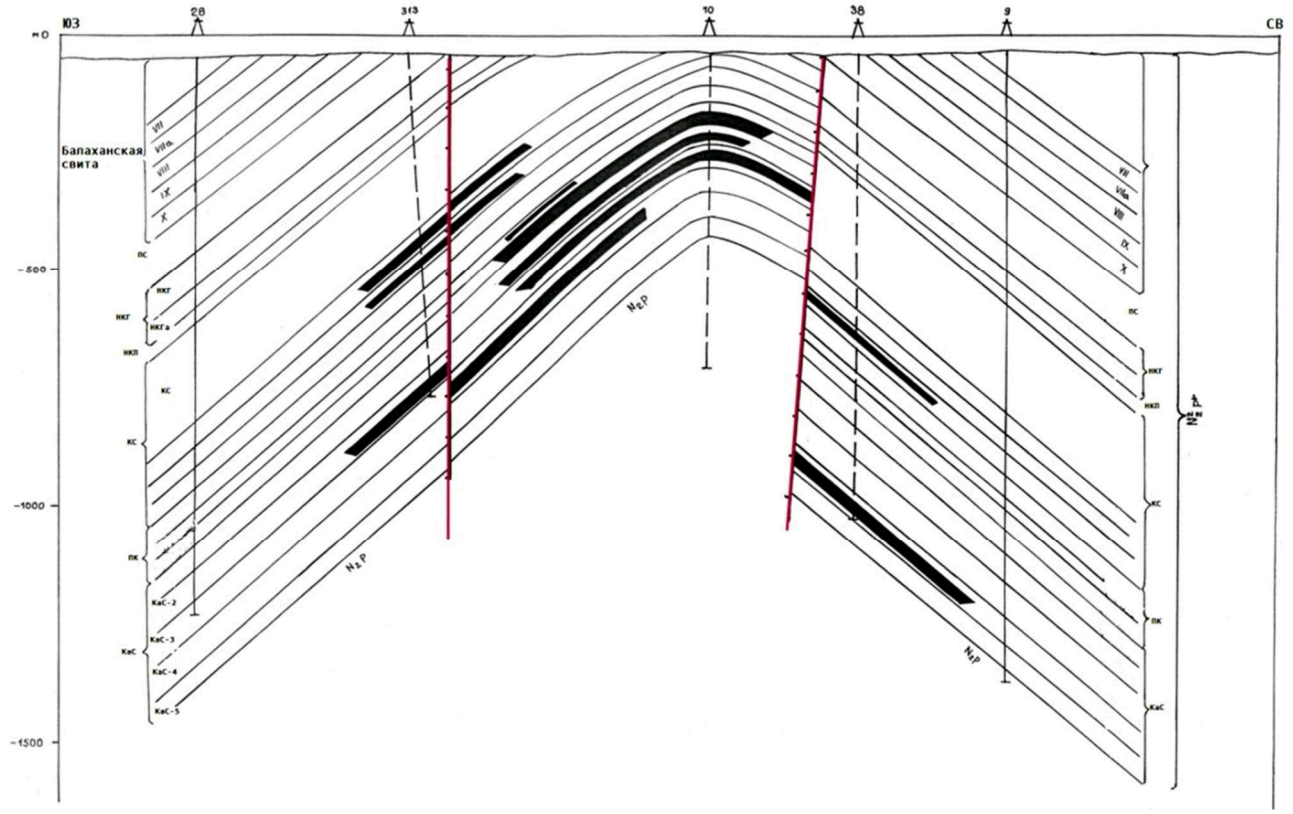

Рисунок 2 – Поперечный геологический профиль через месторождение Нефт Дашлары.
Свиты ПТ: КаС – калинская свита; ПК – подкирмакинская свита; КС – кирмакинская свита;
НКП – надкирмакинская песчанистая свита; КС-1 – первый, КС-2 – второй горизонты кирмакинской свиты

Сейсморазведкой было установлено, что в пределах юго-восточной периклинали шарнир складки разветвляется, и она с севера кулисообразно сочленяется со структурой Гюнешли через неглубокую седловину, а с юга – с поднятием Нефт Дашлары-2. На северо-западе она отделяется от складки Палчыг Пильпиляси слабо выраженной седловиной.

Осадочный разрез месторождения Нефт Дашлары изучен от коунской свиты до четвертичных отложений включительно.

Глубокой поисково-разведочной скважиной были вскрыты и изучены отложения коунской, майкопской серией, среднего, верхнего миоцена и плиоцена. Максимальная толщина этих отложений составляют 4650 м.

Майкопская серия вскрыта скважиной, в сводовой части складки, она состоит из песков и глин с прослойками вулканического пепла и растительных остатков.

В разрезе Продуктивной толщи был выявлен целый ряд нефтеносных горизонтов. Калинская подошвенная свита ПТ представлена алевролитами и глинистыми отложениями с прослойками мелкозернистых песков и песчаников. Пески кварцевые, средне-мелкозернистые, глины слабопесчанистые и слабокарбонатные. Состав и мощность песчаных горизонтов и глинистых прослоев, разделяющих их, по площади нестабильны. Песчанистость разреза от подошвы к кровле свиты и от крыльев к своду складки увеличивается до 70 %. Свита делится на 4 нефтегазоносных горизонта. В нижнем горизонте в ряде блоков выделяется еще 4 подгоризонта [2].

Для определения запасов эксплуатационного объекта по площади необходим анализ накопленного геолого-геофизического, промыслового материалов и комплексное использование их результатов. По материалам каждой скважины интерпретируются и определяются значения таких параметров, как эффективная мощность, пористость, нефтенасыщенность. Использованная методика реализуется по программе алгоритмов [3–4].

Известно, что поиски и разведка месторождений нефти и газа, их разработка и оценка потенциала нефтегазоносности коллекторов зависит от петрофизических характеристик отложений, составляющих разрез площади.

Для определения физиических и коллекторских свойств, а также их изменения с глубиной на площади Нефт Дашлары были составлены таблица и графики, отражающие петрофизические характеристики пород (табл. 1, рис. 3) [5, 6].

Таблица 1 – Пределы изменения, средние значения физических свойств и степень проницаемости осадочных пород ПТ месторождения Нефт Дашлары

Интервалы глубин, м	Литология	Карбонатность, % мин. – мах. / ср	Плотность σ, г/см^3 мин. – мах. / ср	Скорость распрост. упругих волн, V, м/с мин. – мах. / ср	Пористость % мин. – мах. / ср	Проницаемость 10^{-15} мкм^2 мин. – мах. / ср	Степень проницаемости
430–480	песчанно-глинистые алевролиты	8,3 – 12,8 / 9,7	2,42 – 2,50 / 2,45	2200 – 2600 / 2400	11,6 – 20,1 / 16,3	28,5 – 79,4 / 59,7	хорошая
480–600	алевритовые глины	4,9 – 26,8 / 19,14	2,36 – 2.56 / 2,50	2000 – 3100 / 2650	12,4 – 17,0 / 11,0	2,6 – 8,1 / 5,35	очень слабая
640–690	глинисто-песчаные алевролиты	5,8 – 12,4 / 7,53	1,6 – 2,34 / 2,20	1700 – 2400 / 1980	11,0 – 33,6 / 16,92	0,1 – 95,7 / 40,68	хорошая
690–930	глинисто-песчаные алевролиты	8,9 – 9,9 / 9,37	2,01 – 2,10 / 2,05	2400 – 2600 / 2500	19,5 – 22,9 / 21,4	0,1 – 95,7 / 2,20	очень слабая
930–940	песчанно-глинистые алевролиты	8,2 – 9,4 / 8,8	2,01 – 2,47 / 2,37	2300 – 3200 / 3000	9,9 – 25,7 / 15,5	1 – 3,5 / 2,3	очень слабая
940–1130	глинистые алевролиты	4,5 – 6,0 / 5,27	2,37 – 2,67 / 2,56	2500 – 3000 / 2800	6,0 – 16,0 / 9,57	214, 9	высокая
1130–1400	глинисто-песчаные алевролиты	23,4 – 25,8 / 24,60	2,38 – 2,53 / 2,44	2100 – 3200 / 2580	9,7 – 11,1 / 10,40	2,25 – 6,23 / 4,24	очень слабая
1500–1550	глинистые алевролиты	3,0 – 11,0 / 7,0	2,40 – 2,47 / 2,44	2300 – 2400 / 2350	12,6 – 14,9 / 13,75	0,6 – 2,0 / 1,3	отсутствует
1600– 2050	глинистые алевролиты	3,8 – 15,7 / 11,8	2,47 – 2,56 / 2,51	3500 – 3600 / 3550	7,6 – 10,8 / 9,02	56,9	хорошая
2050–2200	песчанно-глинистые алевролиты	4,1 – 14,6 / 9,79	2,36 – 2,43 / 2,40	3150	13,6 – 17,9 / 14,8	12,5	средняя
2200–2500	глинистые алевролиты	3,8 – 15,7 / 11,8	2,47 – 2,56 / 2,51	3500 – 3600 / 3550	7,6 – 10,8 / 9,02	56,9	хорошая
2550–3550	глинистые алевролиты	7,8 – 8,7 / 8,1	2,43 – 2,60 / 2,56	3600	8,5 – 10,0 / 9,9	66,9	хорошая
3550–4600	глинисто-песчаные алевролиты	2,8 – 10,8 / 6,8	2,58 – 2,64 / 2,61	4000	5,3 – 14,2 / 9,57	60,5	хорошая

Примечание: В числителе минимальные и максимальные значения, в знаменателе – средние значения.

Месторождение характеризуется пластовым, литологическим и тектоническим типами ловушек и содержит 26 нефтеносных объектов, приуроченных к свитам и горизонтам ПТ. Подстилающие ПТ отложения (коунская свита-понтический ярус) с точки зрения их нефтегазоносности представляют интерес по данным более 25 скважин.

В нефтеносных объектах скопления газа встречаются в растворенном виде. Однако, в некоторых случаях отмечается его самостоятельный выход. Нефтеносность калинской свиты была установлена во всех тектонических блоках структуры.

Как следует из таблицы 1 и графиков (рис. 3) в глубинном интервале 430–480 м породы представлены песчано-глинистыми алевролитами с карбонатностью в 9, 7 %, пористостью 16, 3 % и проницаемостью $59{,}7 \cdot 10^{-15}$ мкм^2. Очевидно низкий процент карбонатности и наличие определенного количества открытых пор способствовали образованию или сохранению хорошей проницаемости при средней плотности пород (2,45) и скорости сейсмических волн в 2400 м/сек.

Интервал глубин 480-600 м сложен алевритовыми глинами с карбонатностью 19,14 %. В данном случае глинистый состав и относительно высокая карбонатность пород со средней плотностью (2,50) и скоростью сейсмических волн в 2550 м характеризуется очень слабой проницаемостью составляющей $5{,}35 \cdot 10^{-15}$ мкм^2 (табл. 1 и рис. 3). При глинистом составе повышение карбонатности вероятно способствовало образованию трещин, т.е. вторичной пористости, ставшей основной причиной возникновения незначительной.

На глубинах 640–690 м залегают глинисто-песчаные алевролиты. Очевидено глины частично замещены песками, карбонатность упала до 7,53 %, а пористость повысилась до 16,92 % , соответственно улучшилась и проницаемость достигнув $40{,}68 \cdot 10^{-15}$ мкм^2 при плотности 2,20 и скорости сейсмических волн

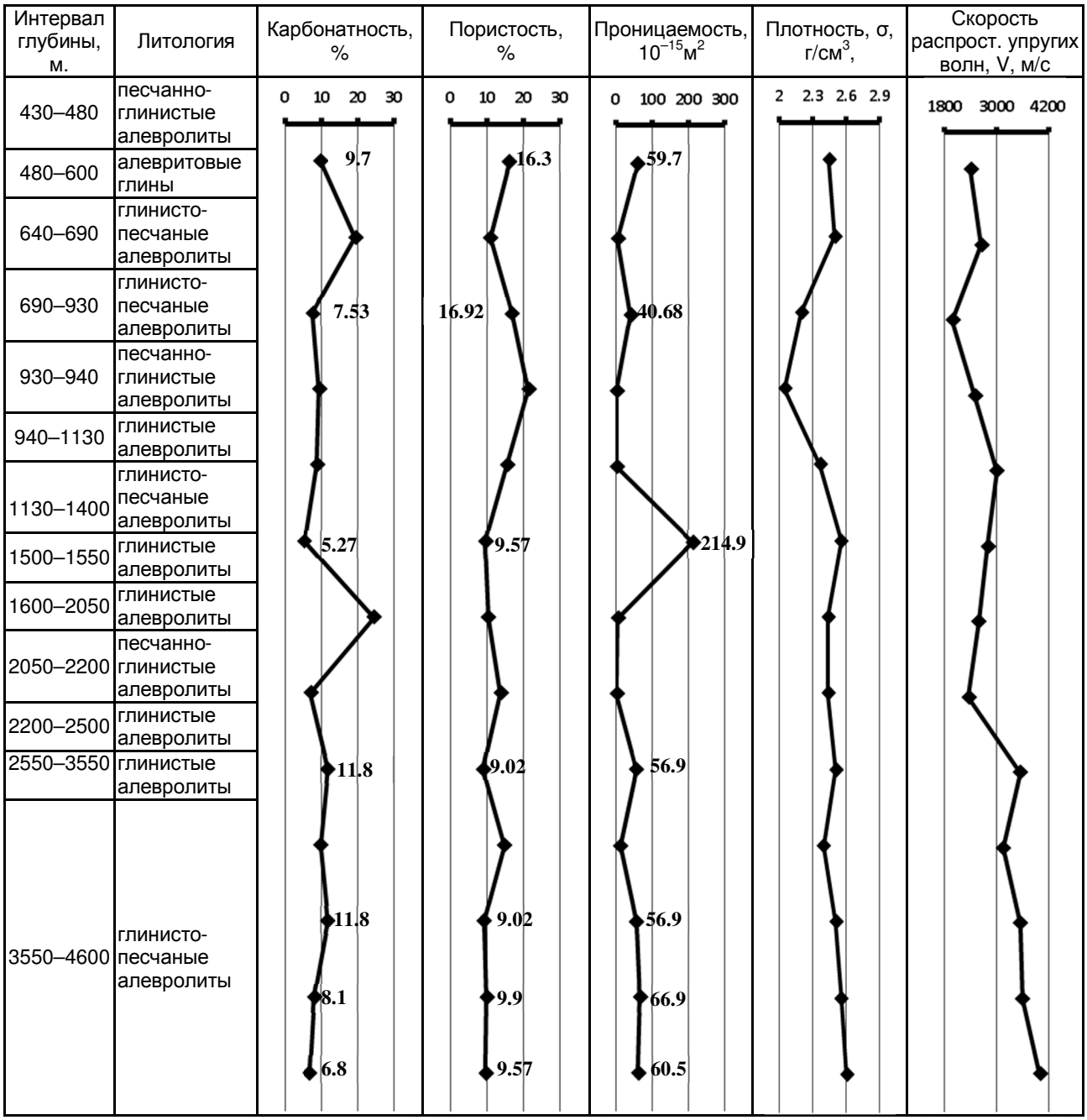

Рисунок 3 – Графики изменения средних значений физических параметров осадочных пород ПТ месторождения Нефт Дашлары

в 1980 м/с. Относительно низкие плотность и скорость сейсмических волн, а также хорошая проницаемость по-видимому указывают на наличие в данных породах первичной открытой пористости. Интервал глубин 690–930 м выражен глинисто-песчаными алевролитами с карбонатностью в 9, 37 % и пористотью 21,4 %. Однако при этом проницаемость фактически исчезла ($2{,}20 \cdot 10^{-15}$ мкм^2), понизилась и плотность (2,05) хотя существенно возросла (2500 м/сек) скорость сейсмических волн (табл. 1). Очевидно повышение пористости касается их субкапиллярной при закрытой разновидности, которые не способствуют повышению проницаемости пород.

На глубинах 930-940 м залегают песчано-глинистые алевролиты с карбонатностью до 8,8 % и пористостью до 15,5 %, плотностью 2,37 и с относительно высокой скоростью сейсмических волн, составляющей 3000 м/с. Как и в предыдущем случае, несмотря на достаточную пористость породы практически лишены проницаемости ($2{,}3 \cdot 10^{-15}$ мкм^2) по-видимому с развитием в основном субкапиллярной пористости.

Следующий интервал глубин 940–1130 м состоит из глинистых алевролитов с низкой карбонатностью (5,27 %) и невысокой пористостью в (9,57 %). Плотность относительно высокая (2,56), а ско-

рость сейсмических волн составляет 2800 м/сек. При этом проницаемость пород составляет $214{,}9 \cdot 10^{-15}$ мкм^2, что может быть связана с относительно хорошим развитием суперкапилярной пористости, или с появлением ее вторичной разновидности.

Глинисто-песчаные алевролиты слагают интервал глубин 1130–1400 м с карбонатностью 24,6 %, пористостью 10,4 %, плотностью 2,44 и скоростью сейсмических волн 2530 м/сек. При достаточной пористости очень слабая проницаемость ($4{,}24 \cdot 10^{-15}$ мкм^2) может быть связана с высокой карбонатностью и по-видимому с развитием в основном закрытой или субкапиллярной пористости.

Интервал глубин 1500–1550 м представлен глинистыми алевролитами с карбонатностью 7,0 %, пористость 13,75 %, а плотность и скорость сейсмических волн такая же как в предыдущем интервале. В данном случае практически отсутствие проницаемости ($1{,}3 \cdot 10^{-15}$ мкм^2) свидетельствует о том, что существующая пористость является субкапиллярной или закрытой.

Породы глубинного интервала 1600–2050 м являются глинистыми алевролитами с карбонатностью 11,8 и пористостью 9,02 %, при плотности 2,51 и скорости сейсмических волн в 3550 м/сек. Их проницаемость составляет $56{,}9 \cdot 10^{-15}$ мкм^2. Хороший показатель проницаемости может быть связан с развитием первичных или вторичных сверхкапиллярных открытых пор.

Интервал глубин 2050–2200 м представлен песчано-глинистыми алевролитами с карбонатностью в 9,79 % и пористостью 14,8 % (табл. 1 и рис. 3). При плотности 2,40 и скорости сейсмических волн в 3150 м/сек, эти породы обладают проницаемостью в $12{,}5 \cdot 10^{-15}$ мкм^2, что указывает на средний ее уровень связанный с присутствием определенного количества сверхкапиллярной открытой пористости в породах.

На глубинах 2200–2500 м залегают глинистые алевролиты с карбонатностью в 11,8 % и пористостью в 9,02 %. Эти породы при плотности 2,51 и скорости сейсмических волн в 3550 м/сек имеют хорошую проницаемость ($56{,}9 \cdot 10^{-15}$ мкм^2), что свидетельствует о присутствии в них достаточного количества открытых сверхкапиллярных пор.

Интервал глубин 2550–3550 м сложен глинистыми алевролитами с карбонатностью 8,1 %, пористостью 9,9 %, плотностью 2,56, скоростью сейсмических волн в 3600 м/сек, обладают хорошей проницаемостью в $66{,}9 \cdot 10^{-15}$ мкм^2 (табл. 1 и рис. 3), которая может быть связана, как и в предыдущих случаях, с присутствием в них открытых капиллярных и сверхкапиллярных пор.

На глубинах 3550–4600 м породы представлены глинисто-песчаными алевролитами карбонатностью в 6,8 %, пористостью 9,57 % при плотности 2,61 и скорости сейсмических волн в 4000 м/сек. С такой петрофизической характеристикой их проницаемость составляет $60{,}5 \cdot 10^{-15}$ мкм^2, что очевидно связано с наличием открытой капиллярной и сверхкапиллярной пористости.

Представленный анализ влияния физических параметров пород на их проницаемость позволяет заключить, что основное влияние на проницаемость оказывают литофациальный состав, степень отсортированности, величина карбонатности и тип пористости. Однако, повышенная карбонатность пород может стимулировать появление в них трещиноватости при возникновении как жестких термобарических условиях, так и динамических напряжений, а также и кавернозных пустот выщелачивания в случае циркуляции вод в образовавшихся трещинах. Эти процессы положительно влияют на проницаемость высококарбонатных пород.

Плотность среды и скорость сейсмических волн являются косвенными показателями проницаемости, находясь в обратной зависимости с ней и в прямой между собой.

Все сказанное можно наблюдать и на графиках (рис. 3), на которых относительно более четко прослеживается зависимость между карбонатностью и проницаемостью, чем между пористостью и проницаемостью.

На площади Нефт Дашлары вскрытая четырьмя скважинами максимальная мощность ПТ составляет 4600 м. На отдельных участках месторождения глубокими разведочными скважинами, на больших глубинах, были вскрыты некоторые горизонты ПТ. Плотность глинистых пород здесь составляет 2,20–2,48 г/см^3, пористость 8,3–17 % (в некоторых случаях достигает до 25 %), распространение ультразвуковых волн 2150–2200 м/сек. Плотность алевролитов составляют 2,13–2,60 г/см^3, пористость варьирует между 15–28 %, распространение ультразвуковых волн колеблется между 1300–2200 м/сек. Плотность песчаников изменяется от 2,00 до 2,50 г/см^3, пористость изменяется между 7,2–22,0 %. Во всех породах в зависимости от литологического состава, распространение ультразвуковых волн изменяется в пределах 850–2800 м/сек. Карбонатные глины ПТ подвергались изменению и их физические свойства характеризуются следующими величинами: плотность 2,02–2,59 г/см^3, пористость 8,5–30 % и скорость распространения ультразвуковых волн 2100–3500 м/сек.

При изучении гранулометрического состава пород слагающих свиты ПТ площади Нефт Дашлары установлено, что диаметр зерен изменяется в основном от 0,1 до 0,01 мм. Это свидетельствует о том, что в разрезе превалирует алевритовая фация, относительно других терригенных разностей.

Как было отмечено, месторождение Нефт Дашлары многоэтажное. Для выяснения коллекторских свойств отложений с глубиной, нами были корреляционно проанализированы пределы изменений физических параметров.

Проведенные исследования дают возможность предположить, что изменения физических характеристик пород связаны не только с литологической неоднородностью пород, карбонатностью, но и с тектонической активностью среды. В результате установлены закономерности изменения коэффициентов пористости и проницаемости.

Из таблицы 1, построенных графиков (рис. 3) и их анализа видно, что коллекторские свойства пород в пределах рассматриваемых глубин изменяются от непроницаемых до высокопроницаемых независимо от глубины их залегания, что дает основание прогнозировать наличие коллекторов на относительно больших глубинах. В некоторых же случаях в связи с петрофизическими изменениями нарушаются отдельные закономерности. Это видно из графиков изменения пределов значений коллекторских характеристик пород (рис. 3).

Нами были проанализированы также пределы изменения пористости и проницаемости пород по отдельным площадям на основе их петрофизических характеристик (рис. 4) [7–9], указывающее на отсутствие прямой зависимости между общей пористостью и проницаемостью пород.

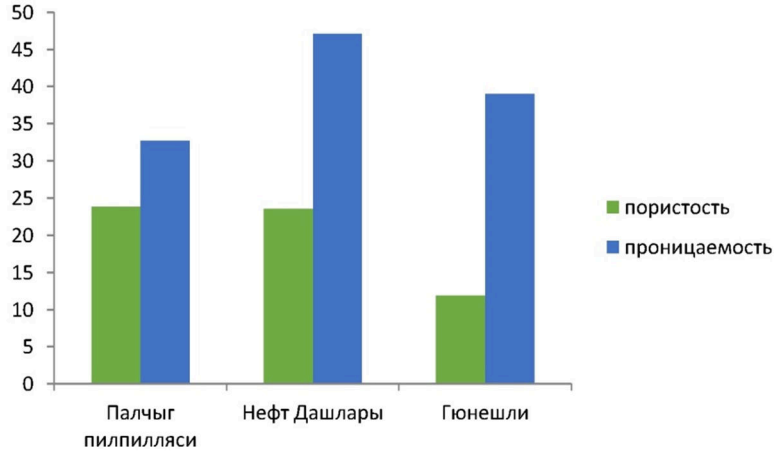

Рисунок 4 – Характер изменения средних значений пористости и проницаемости по площадям Палчыг Пильпиляси, Нефт Дашлары и Гюнешли

Обработка и интерпретация петрофизических и промыслово-геофизических материалов по месторождению Нефт Дашлары позволили установить, что некоторые горизонты ПТ с точки зрения их нефтегазоносности являются более перспективными.

Проведенный анализ литолого-петрографических свойств отложений месторождения Нефт Дашлары и их коллекторских свойств по керновому материалу, позволяет заключить, что изменение коллекторских свойств пород с глубиной явление многофункциональное. При определенных термобарических и геодинамических условиях породы, в особенности с повышенной карбонатностью, могут приобрести или улучшить свои коллекторские свойства за счет формирования в них вторичной пористости. Полученный результат дает основание прогнозировать нефтегазоносность глубокозалегающих слоев.

Из приведенного анализа петрофизических характеристик пород разреза ПТ можно сделать следующие выводы:

1. Изменение в широком диапазоне коллекторских свойств пород на площади Нефт Дашлары связано в основном с условиями литогенеза, с неоднородностью литологического состава осадочных комплексов, глубинами залегания пород, с тектонической активностью региона.
2. Скорость распространения ультразвуковых волн возрастает с увеличением плотности пород и уменьшение их скорости с улучшением коллекторских свойств пород.
3. Карбонатность и коллекторские свойства пород находятся в обратной зависимости, однако при относительно жестких термобарических и динамических условиях породы с высокой карбонатностью и глинистостью могут приобрести или улучшить свои коллекторские свойства за счет формирования в них вторичной пористости.
4. Проведенные петрофизические исследования свидетельствуют об отсутствии прямой функциональной зависимости между коллекторскими свойствами пород и глубиной их залегания.
5. При прогнозировании нефтегазоносности в глубокозалегающих толщах, наряду с разведочно-геофизическими методами, целесообразно учитывать также результаты анализа фильтрационно-объемных характеристик пород и характер изменения скорости распространения сейсмических волн.

Литература:

1. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана / А.А. Али-заде [и др.]. – Изд. : Недра, 1966. – С. 390.
2. Юсифзаде Х.Б. Применение современных технологий в области разведки и добычи нефтегазовых месторождений в Азербайджане // Azərbaycan Neft Təsərrüfatı. – 2013. – № 7–8. – С. 3–13.
3. 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.
4. 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. – 250 с.
5. 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.
6. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых / Под ред. Н.Б. Дортман. – М. : Недра, 1976. – С. 527.
7. Составление каталога коллекторских свойств Мезокайнозойских отложений месторождений нефти-газа и перспективных структур Азербайджана – отчет Научно-Исследовательского Института Геофизики – 105-2009. Фонды Управления Геофизики и Геологии. Баку – 2010.
8. 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. – С. 238.
9. Литолого-петрографические и коллекторские характеристики мезокайнозойских отложений северо-западной части Южно-Каспийской впадины. г. Перимь, Россия / В.Ш. Гурбанов [и др.] // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 5–15.

References:

1. Geology of oil and gas fields of Azerbaijan / A.A. Ali-Zade [etc.]. – Prod. : Nedra, 1966. – P. 390.
2. Yusifzade H.B. Use of modern technologies in the field of exploration and production of oil and gas fields in Azerbaijan // Azərbaycan Neft Təsərrüfat ı. – 2013. – № 7–8. – P. 3–13.
3. Babazade B.H., Putkaradze L.A. About search of deposits of gas and oil in a coastal sea zone of Absheron and the Baku archipelago // Geology of oil and gas. – 1961. – № 10.
4. Ali-Zade A.A., Salayev S.G., Aliyev A.I. Scientific assessment of prospects of oil-and-gas content of Azerbaijan and the Southern Caspian Sea and direction of exploration. – Baku : Elm, 1985. – 250 p.
5. Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A., Abbasova G.G. Litologo-petrograficheskу and collection properties of mesocainozoic deposits of the Caspian and Gubinsky oil-and-gas area // Geophysical news of Azerbaijan. – 2014. – № 3–4. – P. 10–13.
6. Physical properties of rocks and minerals / Under the editorship of N.B. Dortman. – M. : Nedra, 1976. – P. 527.
7. Drawing up the catalog of collection properties of Mesocainozoic deposits of fields of oil-gas and perspective structures of Azerbaijan – the report of Research institute of Geophysics – 105-2009. Funds of Management of Geophysics and Geology. Baku – 2010.
8. Mekhtiyev U.Sh., Heirov M.B. Litologo-petrograficheskу features and collection properties of breeds of kalinsky and podkirmakinsky suites of the Apsheron oil-and-gas region of Azerbaijan. – Baku, 2007. – Part. 1. – P. 238.
9. Litologo-petrograficheskу and collection characteristics of mesocainozoic deposits of a northwest part of the Southern Caspian hollow. Perim, Russia / V.Sh. Gurbanov [etc.] // PNIPU Bulletin. Geology. Oil and gas and mining. – 2015. – № 17. – P. 5–15.