



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-3-45-57>  
УДК 550.38



# ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ЛИТОЛОГО- ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТ ДАШЛАРЫ И АНАЛИЗ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГЛУБИНЫ ИХ ЗАЛЕГАНИЯ (СЕВЕРО- ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ)

В.Ш. ГУРБАНОВ<sup>1</sup>, Л.А. СУЛТАНОВ<sup>1,\*</sup>, О.С. БРЮХОВЕЦКИЙ<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики  
9, ул. Ф. Амирова, г. Баку AZ1000, Азербайджан

<sup>2</sup> ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»  
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

## АННОТАЦИЯ

**Введение.** В статье исследуются различные геолого-геофизические и физические аспекты, которые влияют на коллекторный потенциал нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в районе месторождения Нефт Дашлары.

**Цель исследования.** Изучение литолого-петрографических и коллекторских свойств глубоко-залегающих пластов продуктивной толщи (ПТ), а также закономерностей их изменения с глубиной.

**Материалы и методы.** Определены карбонатность, пористость, проницаемость, плотность, гранулометрический состав и скорости распространения продольных сейсмических волн по образцам, отобраным из поисково-разведочных скважин.

**Результаты.** Установлены минимальные, средние и максимальные пределы физических свойств пород. Рассмотрена зависимость коллекторских свойств и других физических факторов от глубины залегания пород. Полученные результаты позволяют прогнозировать нефтегазоносность глубокозалегающих слоев наряду с уже эксплуатируемыми.

**Ключевые слова:** породы, свита, пористость, глубина, скважина, плотность, петрофизика, горизонт, бурения, геофизика, нефтегазонакопление

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Финансирование:** исследование не имело спонсорской поддержки.

**Для цитирования:** Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А., Брюховецкий О.С. Геологическое строение и литолого-петрофизические свойства пород месторождения Нефт Дашлары и анализ закономерности изменения коллекторских свойств пород продуктивной толщи в зависимости от глубины их залегания (северо-западной части Южно-Каспийской впадины). *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2024;66(3):45—57.  
<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-3-45-57>

Статья поступила в редакцию 08.06.2023

Принята к публикации 05.07.2024

Опубликована 30.09.2024

\* Автор, ответственный за переписку

# GEOLOGICAL STRUCTURE, LITHOLOGICAL AND PETROPHYSICAL PROPERTIES OF NEFT DAŞLARI DEPOSIT: PATTERNS OF CHANGES IN THE RESERVOIR PROPERTIES OF PRODUCTIVE STRATA DEPENDING ON THE DEPTH OF THEIR OCCURRENCE (NORTHWESTERN PART OF THE SOUTH CASPIAN DEPRESSION)

VAGIF Sh. GURBANOV<sup>1</sup>, LATIF A. SULTANOV<sup>1,\*</sup>, OLEG S. BRYUKHOVETSKY<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Institute of Oil and Gas of the Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan  
9, F. Amirov str., Baku, AZ1000, Azerbaijan

<sup>2</sup> Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting  
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow, 117997, Russia

## ABSTRACT

**Background.** In this article, we investigate geological, geophysical, and physical aspects that affect the reservoir capacity of oil, gas, and gas condensate fields in the area of the Neft Daşları deposit.

**Aim.** The aim was to study the lithologic and petrographic features of deep-seated strata, as well as their reservoir properties, and to reveal regularities of their change with depth.

**Methods and materials.** To that end, the parameters of carbonation, porosity, permeability, density, granulometric composition, and longitudinal seismic wave propagation velocities were determined. Rock specimens of the Neft Daşları field were collected from exploration wells.

**Results.** The minimum, average, and maximum limits of the physical properties of rocks were established. The dependence of reservoir properties and other physical factors on the depth of rock occurrence was considered. The results obtained allow us to assume the oil and gas bearing capacity of deep-seated strata along with those already under operation.

**Keywords:** rocks, formation, porosity, depth, well, density, petrophysics, horizon, drilling, geophysics, oil and gas accumulation

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**Financial disclosures:** no financial support was provided for this study.

**For citation:** Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A., Bryukhovetsky O.S. Geological structure, lithological and petrophysical properties of Neft Daşları deposit: patterns of changes in the reservoir properties of productive strata depending on the depth of their occurrence (northwestern part of the South Caspian depression). *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2024;66(3):45—57. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-3-45-57>

Manuscript received 08 June 2023

Accepted 05 July 2024

Published 30 September 2024

\* Corresponding author

В связи с изучением нефтегазоносности глубокозалегающих толщ осадочного чехла Южно-Каспийской впадины (ЮКВ) в Азербайджане в значительном объеме были проведены геолого-разведочные 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 мезокайнозойского времени.

Несмотря на высокую перспективность центральной части ЮКВ [8], ее глубокозалегающих толщ, проблемы, связанные с извлечением из них нефти и газа, еще не разрешены окончательно.

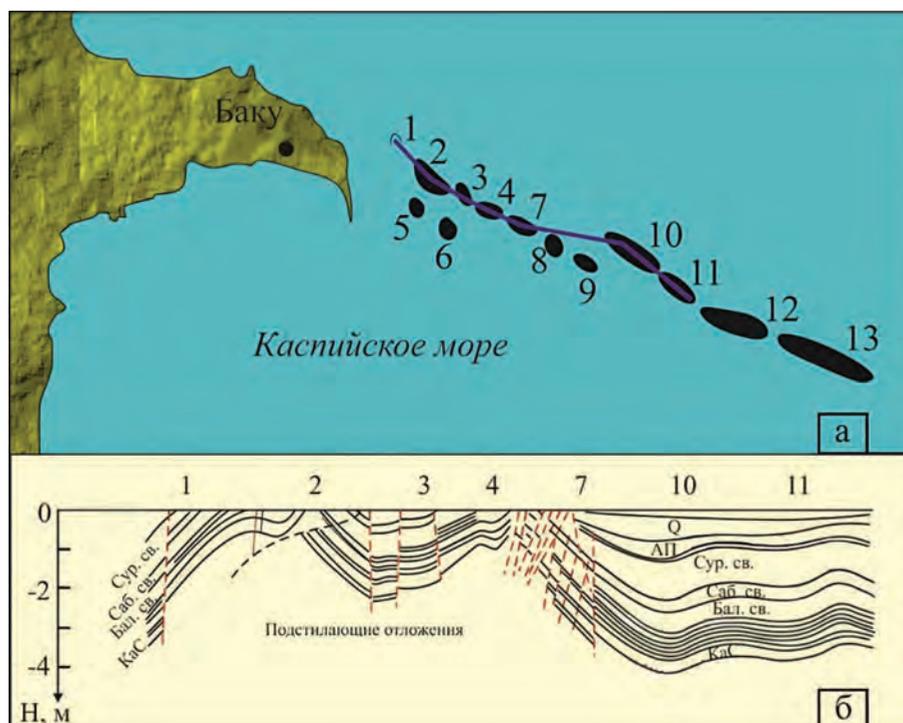
Локальные поднятия отдельных структурных элементов ЮКВ развивались в основном при активности одних и тех же механизмов складкообразования, и их подавляющая часть является структурами нагнетания. К таковым относятся локальные поднятия всей приосевой антиклинальной зоны Апшероно-Прибалханского структурно-мегагаседла, к которой приурочено и поднятие Нефт Дашлары (рис. 1). Данная антиклинальная зона берет 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 Апшероно-Прибалханской неклассической (остаточной) субдукции. Характерной особенностью структур этой антиклинальной зоны является их формирование механизмами продольного и поперечного изгибов с доминированием первого.

Вследствие этого их большинство являются линейными и удлиненными брахискладками, осложненными грязевулканизмом. В районе Апшеронского 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-Апшеронского 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. 2, 3) и глубоко размыт. В результате отложения кирмакинской свиты, залегающие в ядре складки обнажаются на поверхности морского дна [1, 4].



**Рис. 1.** Карта расположения изучаемой области. Условные обозначения: 1 — Хали; 2 — Чиров адасы; 3 — Ази Асланов; 4 — Палчыг Пилпилясы; 5 — Джануб; 6 — Джануб-2; 7 — Нефт Дашлары; 8 — Огуз; 9 — Джаббар Гарягды (Д-30); 10 — Гюнешли; 11 — Чираг; 12 — Азери; 13 — Кяпаз

**Fig. 1.** Map of the location of the studied area. Symbols: 1 — Khali; 2 — Chilov adasy; 3 — Azi Aslanov; 4 — Palchig Pilpilasi; 5 — Janub; 6 — Janub-2; 7 — Oil Dashlars; 8 — Oguz; 9 — Jabbar Garyagdy (D-30); 10 — Guneshli; 11 — Chirag; 12 — Azeri; 13 — Kapaz

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. 2). 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  $35\text{--}40^\circ$ , а северо-восточное относительно пологое. Здесь слои залегают под углом  $27\text{--}30^\circ$ . Однако на северо-восточном крыле, ближе к юго-восточной периклинали, углы падения пластов составляют  $45\text{--}50^\circ$ . На некоторых участках, в приосевой полосе северо-восточного крыла, в тектоническом блоке между осепродольными разрывами углы падения пластов достигают  $72^\circ$  (рис. 3).

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 серий, среднего, верхнего миоцена и плиоцена. Максимальная толщина этих отложений составляет 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 (ПТ) 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 выделяются еще 4 подгоризонта [4].

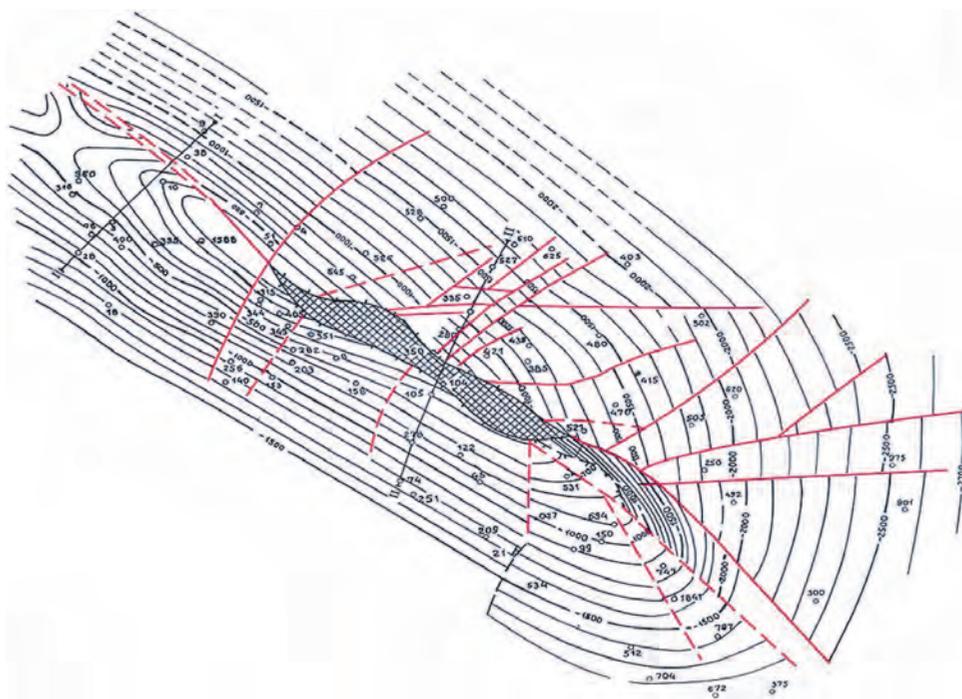


Рис. 2. Месторождение Нефт Дашлары. Структурная карта по кровле кирмакинской свиты ПТ (продуктивной толщ)

Fig. 2. The field of Oil Dashlars. Structural map of the roof of the Kirmakin formation PT (productive strata)

Для определения запасов эксплуатационного объекта по площади необходим анализ накопленно-геолого-геофизического, промыслового материалов и комплексное использование их результатов. По материалам каждой скважины интерпретируются и определяются значения таких параметров, как эффективная мощность, пористость, нефтенасыщенность. Используемая методика реализуется по программе алгоритмов [3, 5].

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

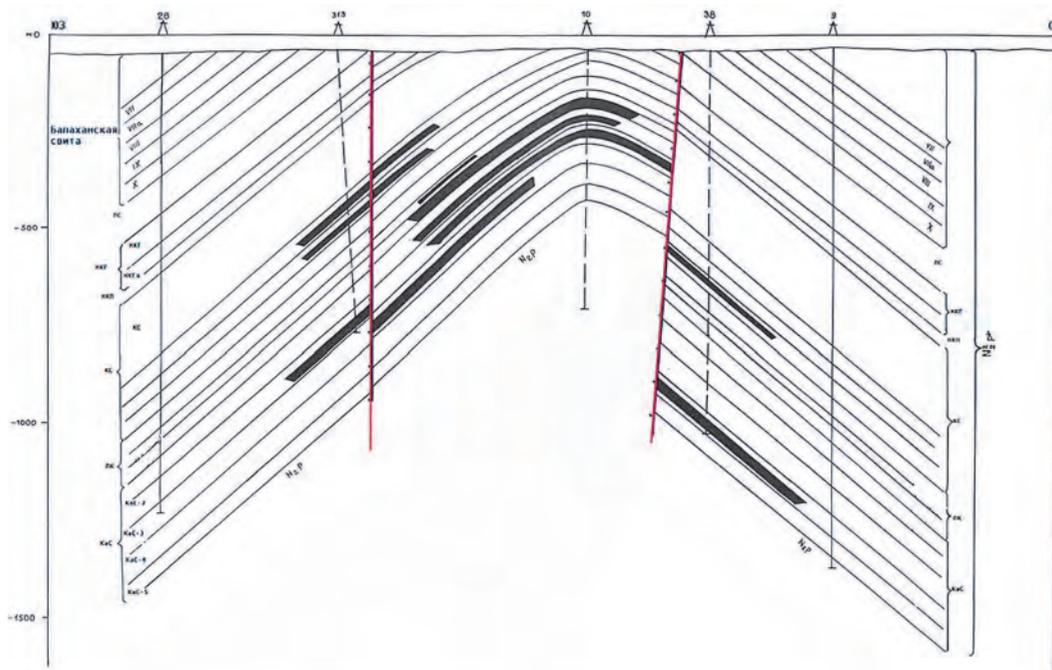
Для определения физических и коллекторских свойств, а также их изменения с глубиной на площади Нефть Дашлары были составлены таблица и графики, отражающие петрофизические характеристики пород (табл. 1, рис. 4) [6, 10].

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. 4), в глубинном интервале 430—480 м породы представлены песчано-глинистыми алевритами с карбонатностью в 9,7%, пористостью 16,3% и проницаемостью  $59,7 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. 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 характеризуются очень слабой проницаемостью, составляющей  $5,35 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup> (табл. 1 и рис. 4). При глинистом составе повышение карбонатности, вероятно, способствовало образованию трещин, т.е. вторичной пористости, ставшей основной причиной возникновения незначительной проницаемости.



**Рис. 3.** Поперечный геологический профиль через месторождение Нефть Дашлары. Свиты ПТ: KаС — калинская свита; PK — подкирмакинская свита; KС — кирмакинская свита; НКП — надкирмакинская песчанистая свита; KС-1 — первый, KС-2 — второй горизонты кирмакинской свиты

**Fig. 3.** Transverse geological profile through the oilfield Dashlary. PT formations: Kaskalinsky formation; PK — Podkirmakinsky formation; KS — Kirmakinsky formation; NKP — Nadkirmakinsky sandy formation; KS-1 — the first, KS-2 — the second horizons of the Kirmakinsky formation

# ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

**Таблица 1.** Пределы изменения средних значений физических свойств и степень проницаемости осадочных пород ПТ месторождения Нефть Дашлары

**Table 1.** The limits of change are the average values of physical properties and the degree of permeability of sedimentary rocks of the PT oil field Dashlary

Интервалы глубин, м.	Литология	Карбонатность, % мин.—макс. ср.	Плотность, $\sigma$ , г/см <sup>3</sup> мин.—макс. ср.	Скорость распространения упругих волн, V, м/с мин.—макс. ср.	Пористость, % мин.—макс. ср.	Проницаемость, $10^{-15}$ мкм <sup>2</sup> мин.—макс. ср.	Степень проницаемости
430—480	Песчано-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	Песчано-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
113—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
150—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
160—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	Песчано-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.

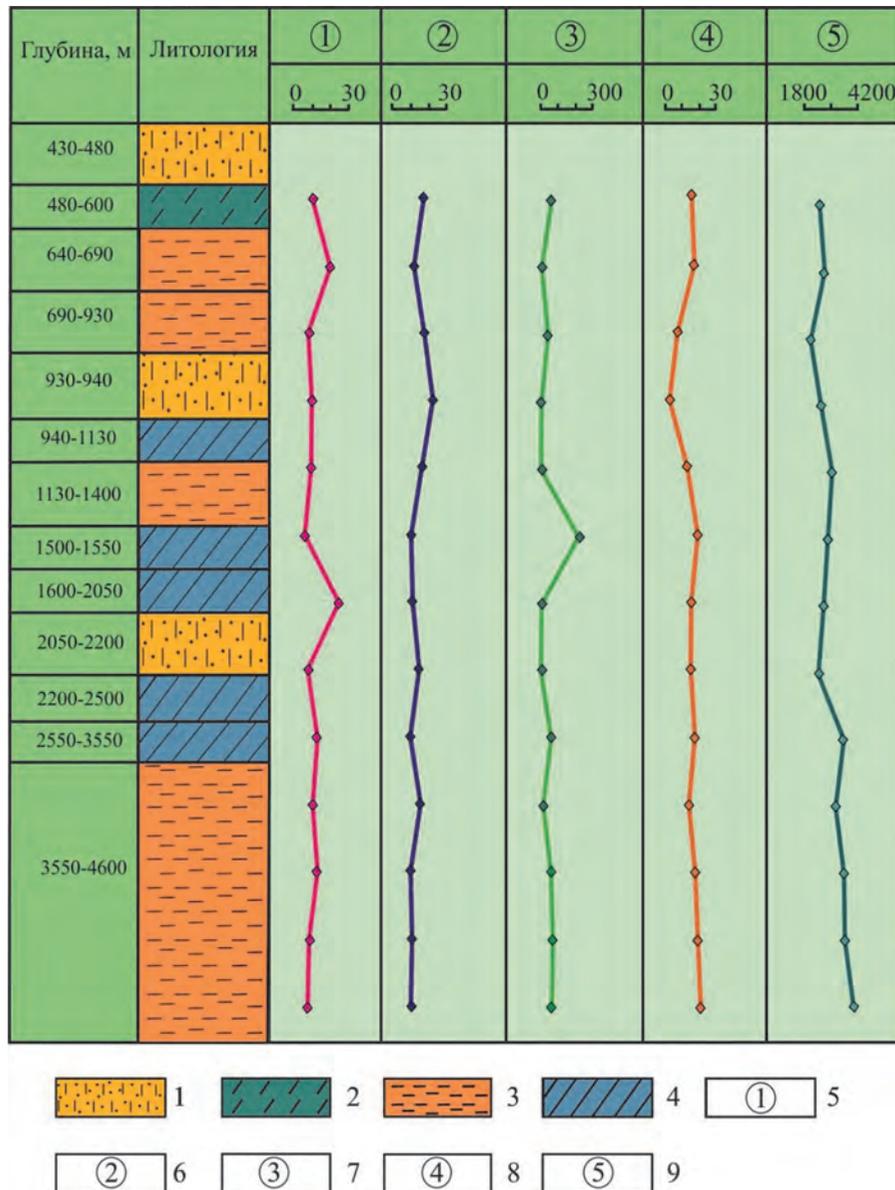
Note: the numerator has minimum and maximum values, and the denominator has average values.

На глубинах 640—690 м залегают глинисто-песчаные алевролиты. Очевидно, глины частично замещены песками, карбонатность упала до 7,53%, а пористость повысилась до 16,92%; соответственно, улучшилась и проницаемость, достигнув  $40,68 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup> при плотности 2,20 и скорости сейсмических волн 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 пористостью 21,4%. Однако при этом проницаемость фактически исчезла ( $2,20 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>), понизилась и плотность (2,05), хотя существенно возросла (2500 м/сек) скорость сейсмических волн (табл. 1). Очевидно, повышение пористости касается их субкапиллярной закрытой разновидности, которое не способствует увеличению 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



**Рис. 4.** Литолого-петрофизические свойства пород месторождения Нефт Дашлары: 1 — песчано-глинистые алевролиты; 2 — алевритовые глины; 3 — глинисто-песчаные алевролиты; 4 — глинистые алевролиты; 5 — карбонат, %; 6 — пористость, %; 7 — проницаемость,  $10^{-15}$  г/см<sup>2</sup>; 8 — плотность, г/см<sup>2</sup>; 9 — скорость распространения упругих волн, V, м/с

**Fig. 4.** Lithological and petrophysical properties of rocks of the Neftdashlary deposit: 1 — sandy-clay siltstones; 2 — siltstone clays; 3 — clay-sandy siltstones; 4 — clay siltstones; 5 — carbonate, %; 6 — porosity, %; 7 — permeability,  $10^{-15}$  g/cm<sup>2</sup>; 8 — density, g/cm<sup>2</sup>; 9 — propagation velocity elastic waves, V, m/s

случае, несмотря на достаточную пористость, породы практически лишены проницаемости ( $2,3 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>), по-видимому, из-за развития в основном субкапиллярной пористости.

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

а скорость сейсмических волн составляет 2800 м/сек. При этом проницаемость пород составляет  $214,9 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>, что может быть связано с относительно хорошим развитием суперкапиллярной 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 ( $4,24 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>) 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%, пористостью 13,75%, а плотность и скорость сейсмических волн такая же, как в предыдущем интервале. В данном случае практически отсутствие проницаемости ( $1,3 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>) 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  $56,9 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. 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  $12,5 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>, что указывает на средний 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 ( $56,9 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>), 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, обладающих хорошей проницаемостью в  $66,9 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup> (табл. 1 и рис. 4), 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  $60,5 \times 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>, 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 условий, 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. 4), на которых 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<sup>3</sup>, пористость 8,3—17,0% (в некоторых случаях достигает 25%), распространение ультразвуковых волн 2150—2200 м/сек. Плотность алевролитов составляют 2,13—2,60 г/см<sup>3</sup>, пористость варьирует между 15 и 28%, распространение ультразвуковых волн колеблется между 1300 и 2200 м/сек. Плотность песчаников изменяется от 2,00 до 2,50 г/см<sup>3</sup>, пористость изменяется между 7,2 и 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<sup>3</sup>, пористость 8,5—30,0%, 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 фа-ция относительно других терригенных разностей.

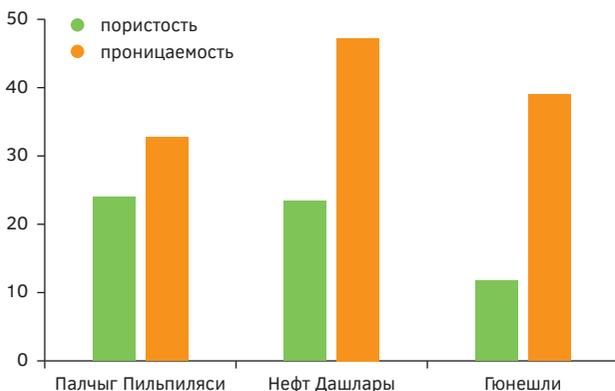
Как было отмечено, месторождение Нефт Дашлары многоэтажное. Для выяснения коллекторских свойств отложений с глубиной нами были корреляционно проанализированы пределы изменений физических параметров.

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. 4) 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. 4).

Нами были проанализированы также пределы изменения пористости и проницаемости пород по отдельным площадям на основе их петрофизических характеристик (рис. 5) [2, 7, 9], указывающие на отсутствие прямой зависимости между общей пористостью и проницаемостью пород.

Обработка и интерпретация петрофизических и промыслово-геофизических материалов по месторождению Нефт Дашлары позволили установить,



**Рис. 5.** Характер изменения средних значений пористости и проницаемости по площадям Палчыг Пильпильяси, Нефт Дашлары и Гюнешли

**Fig. 5.** The nature of the change in the average values of porosity and permeability over the areas of Palchig Pilpilasi, Neftdashlary and Guneshli

что некоторые горизонты ПТ с точки зрения их нефтегазоносности являются более перспективными.

Из анализа данных изменения литолого-петрофизических свойств по разрезу и изменению легкой минералогической фракции в зависимости от стратиграфического возраста вмещающих отложений (табл. 2) можно установить, что все стратиграфические комплексы имеют хорошие коллекторские свойства. Большой интерес представляет изучение пористости и проницаемости Калинской свиты, которая является потенциальным объектом для поиска нефтяных залежей в пределах Апшеронского нефтегазозносного района. Анализ данных по указанной свите показал (рис. 6, 7), что вся область характеризуется хорошими коллекторскими свойствами и благоприятными условиями для накопления углеводородов.

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 глубоководных 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, а 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

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ /  
GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

Таблица 2. Легкая минеральная фракция пород по площадям  
Table 2. Light mineral fraction of rocks by area

Нефтегазовые месторождения	Легкая минеральная фракция	Стратиграфия					
		СП	НКГ	НКП	КС	ПК	КаС
Чиров адасы	Кварц	-	-	-	35	45	64,5
	Полевой шпат	-	-	-	53	50	21,6
	Фрагменты пород	-	-	-	12	5	13,9
	Глауконит и др.	-	-	-			-
Джануб	Кварц	67,3	44,8	76,4	60,5	82,7	-
	Полевой шпат	4,6	11,9	7,2	6,7	5,4	-
	Фрагменты пород	28	42,9	15,9	32,5	11,4	-
	Глауконит и др.	0,1	0,4	0,5	0,3	0,5	-
Палчыг Пильпиля	Кварц	-	-	-	25	51	56
	Полевой шпат	-	-	-	37	37,5	23,2
	Фрагменты пород	-	-	-	38	11,5	20,8
	Глауконит и др.	-	-	-	-	-	-
Нефт Дашлары	Кварц	69,4	-	22,5	41,8	53,5	47,3
	Полевой шпат	3,5	-	20	23,4	24,1	23,4
	Фрагменты пород	27	-	57,5	34,8	21,5	29
	Глауконит и др.	0,1	-	-	-	0,9	0,3
Гюнешли	Кварц	64,8	-	29,7	-	45,1	33
	Полевой шпат	5,8	-	57,3	-	42,6	50,1
	Фрагменты пород	19,4	-	4,4	-	3,7	13,3
	Глауконит и др.	10	-	8,6	-	8,6	3,6

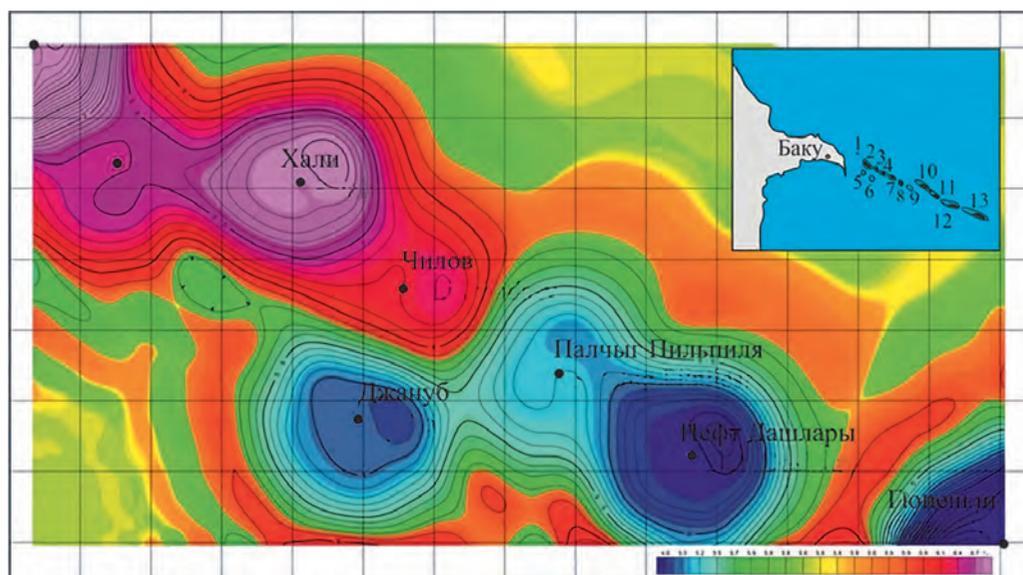


Рис. 6. Схема изменения карбонатности пород, %  
Fig. 6. Scheme of changes in the carbonate content of rocks, %

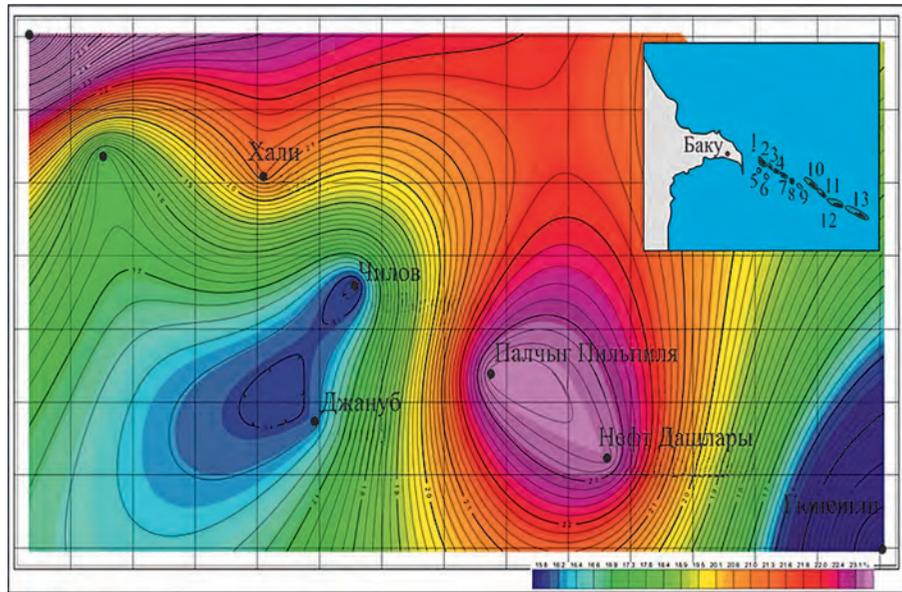


Рис. 7. Карта изменения пористости, %  
Fig. 7. Porosity change map, %

функциональной зависимости между коллекторскими свойствами пород и глубиной их залегания.

5. При прогнозировании нефтегазоносности в глубоко залегающих толщах, наряду с разве-

дочно-геофизическими методами, целесообразно учитывать также результаты анализа фильтрационно-объемных характеристик пород и характер изменения скорости распространения сейсмических волн.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М., Алиев А.К., Зейналов М.М. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. М.: Недра, 1966. 390 с.
2. 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.
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. С. 7—11.
4. 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.
5. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А., Валиев С.А., Бабаева М.Т. Литолого-петрографические и коллекторские характеристики мезокайнозойских отложений северо-западной части Южно-Каспийской впадины. Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14. № 17. С. 5—15. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.1
6. Магид М.Ш., Авчян Г.М., Дортман Н.Б. и др. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика): Справочник геофизика. М.: Недра, 1976. 527 с.
7. Мехтиева 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.
8. Серикова У.С., Алланазарова М.А. Условия формирования углеводородных систем в Туркменском секторе Южно-Каспийского бассейна. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2023. Т. 65. № 5. С. 33—51
9. 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. 250 с.
10. Юсифзаде Х.Б. Применение современных технологий в области разведки и добычи нефтегазовых месторождений в Азербайджане. Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2013. № 7—8. С. 3—13.

## REFERENCES

1. Ali-zadeh A.A., Akhmedov G.A., Akhmedov A.M., Aliyev A.K., Zeynalov M.M. Geology of oil and gas fields of Azerbaijan. Moscow: Nedra, 1966. 390 p. (In Russ.).
2. Ali-Zadeh A.A., Salaev S.G., Aliyev A.I. Scientific assessment of the prospects of oil and gas potential of Azerbaijan and the Southern Caspian Sea and the direction of prospecting and exploration. Baku: Elm, 1985. 227 p. (In Russ.).
3. Babazade B.H., Putkaradze L.A. On the search for gas and oil deposits in the coastal marine zone of the Absheron Peninsula and the Baku aripelag. Geology of oil and gas. 1961. No. 10. P. 7—11 (In Russ.).
4. Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A., Abbasova G.G. Lithological-petrographic and reservoir properties of Mesocainozoic deposits of the Caspian-Guba oil and gas bearing region. Geophysical news of Azerbaijan. 2014. No. 3—4. P. 10—13 (In Russ.).
5. Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A., Valiev S.A., Babaeva M.T. Lithological-petrographic and reservoir characteristics of Mesocainozoic deposits of the northwestern part of the South Caspian depression. Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining. 2015. Vol. 14. No. 17. P. 5—15 (In Russ.). DOI: 10.15593/2224-9923/
6. Magid M.Sh., Avchyan G.M., Dortman N.B., etc. Physical properties of rocks and minerals (petrophysics): Handbook of Geophysics. Moscow: Nedra, 1976. 527 p. (In Russ.).
7. Mehdiyev U.S., Kheirov M.B. Lithological and petrographic features and reservoir properties of rocks of the Kalinsky and Podkirmakinsky formations of the Absheron oil and gas region of Azerbaijan. Baku, 2007. Part 1. 238 p. (In Russ.).
8. Serikova U.S., Allanazarova M.A. Formation conditions of hydrocarbon systems in the Turkmen sector of the South Caspian basin. Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration. 2023. Vol. 65. No 5. P. 33—51. (In Russ.).
9. Compilation of a catalog of reservoir properties of Mesocainozoic deposits of oil and gas fields and promising structures of Azerbaijan: report of the Scientific Research Institute of Geophysics No. 105-2009. Funds of the Department of Geophysics and Geology. Baku, 2010. 250 p. (In Russ.).
10. Yusifzade H.B. Application of modern technologies in the field of exploration and production of oil and gas fields in Azerbaijan. The Azerbaijani oil industry. 2013. No. 7—8. P. 3—13 (In Russ.).

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Гурбанов В.Ш. — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Султанов Л.А. — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Брюховецкий О.С. — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vagif Sh. Gurbanov — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Latif A. Sultanov — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Oleg S. Bryukhovetsky — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Гурбанов Вагиф Шыхи оглы** — доктор геолого-минералогических наук, исполнительный директор Института нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики.

9, ул. Ф. Амирова, г. Баку AZ1000, Азербайджанская Республика

e-mail: [vaqifqurbanov@mail.ru](mailto:vaqifqurbanov@mail.ru)

тел.: +009 (412) 493-67-13

Scopus ID: 57193747031

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1042-9025>

**Vagif Sh. Gurbanov** — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Executive Director, Ministry of Science and Education Republic of Azerbaijan Oil and Gas Institute.

9, F. Amirova str., Baku AZ1000, Republic of Azerbaijan

e-mail: [vaqifqurbanov@mail.ru](mailto:vaqifqurbanov@mail.ru)

tel.: +009 (412) 493-67-13

Scopus ID: 57193747031

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1042-9025>

**Султанов Латиф Агамирза оглы\*** — научный сотрудник Института нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики.  
9, ул. Ф. Амирова, г. Баку AZ1000, Азербайджанская Республика  
e-mail: [latif.sultan@mail.ru](mailto:latif.sultan@mail.ru)  
тел.: +994 50 327 97 01  
Scopus ID: 57209321385  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2745-9586>

**Брюховецкий Олег Степанович** — доктор технических наук, профессор ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».  
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия  
тел.: +7 (495) 255-15-10, доб. 21-19  
e-mail: [bryhovetskyos@mgri.ru](mailto:bryhovetskyos@mgri.ru)  
SPIN-код: 8619-2065

**Latif A. Sultanov\*** — researcher at the Institute of Oil and Gas, National Academy of Sciences of Azerbaijan.  
9, F. Amirova str., Baku AZ1000, Republic of Azerbaijan  
e-mail: [latif.sultan@mail.ru](mailto:latif.sultan@mail.ru)  
tel.: +994 50 327 97 01  
Scopus ID: 57209321385  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2745-9586>

**Oleg S. Bryukhovetsky** — Dr. of Sci. (Tech.), Prof., Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.  
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia  
tel.: +7 (495) 255-15-10, ext. 21-19  
e-mail: [bryhovetskyos@mgri.ru](mailto:bryhovetskyos@mgri.ru)  
SPIN-code: 8619-2065

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author