ГЕОФИЗИКА

УДК 550.38
DOI: 10.46698/VNC.2025.42.83.001

Оригинальная статья

Стабильность флюидопроницаемости вулканогенных коллекторов при деформации

А.Б. Гасанов[1,2], Э.Ю. Аббасов[3], Д.Н. Мамедова[4]

[1] Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Республика Азербайджан, AZ1010, г. Баку, пр. Азадлыг, 20, e-mail: adalathasanov@yahoo.com;

[2] Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики, Республика Азербайджан, AZ1000, г. Баку, ул. Ф. Амирова, 9;

[3] Научно-исследовательский институт геотехнологических проблем нефти, газа и химии, Республика Азербайджан, AZ1010, г. Баку, ул. 8 Ноября, 113;

[4] Институт геологии и геофизики Министерства науки и образования Азербайджанской Республики, Республика Азербайджан, AZ1143, г. Баку, пр. Г. Джавида, 119

Статья поступила: 02.05.2025, доработана: 04.09.2025, принята к публикации: 08.09.2025

Резюме: Актуальность выполненных исследований обусловлена тем, что в ряде случаев особенность разработки месторождений трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) связана с тем, что углеводородное сырье здесь приурочено к нетрадиционным – карбонатным коллекторам и вулканитовым отложениям. Данная группа коллекторов отличается от традиционных, терригенных (песчаных) коллекторов значительным содержанием вулканического материала, что изменяет фильтрационно-емкостные свойства нефтесодержащих коллекторов. **Основной целью данного исследования** является обобщение данных о механических свойствах вулканических пород, потенциальных коллекторов нефти и газа, с выявлением условий стабильности пористости и фильтрационных свойств углеводородсодержащих вулканических коллекторов при разработке месторождений. **Методы исследования.** Большая часть фактического материала о деформации карбонатных коллекторов и вулканитов получена на уникальном экспериментальном устройстве в Страсбургском университете (Франция Institut Terre & Environnement de Strasbourg (ITES)). В этом устройстве обеспечиваются всестороннее гидростатическое давление, с одновременной трехосной деформацией. Максимальное всестороннее и поровое давления составляют 200 МПа, а осевая нагрузка достигает 400 МПа. **Результаты работы.** В результате обобщения и сопоставления экспериментальных данных следует, что по показателю прочности на сжатие (Ucs) все изученные вулканиты (туфы) характеризуются средними значениями 29,6 МПа, что по классификации Дира и Миллера соответствует «слабопрочным» средам (Ucs≥55,0–27,5 МПа). Однако из выделенных групп, игнимбритовые туфы, со средними значениями Ucs=11,18 МПа, относятся к «очень слабопрочным» средам (по классификации Дира и Миллера). Средние значения предела прочности при изгибе (Fts) у испытанных туфов составляют 3,87 МПа, хотя в группе игнимбритовых туфов этот показатель ниже и равен 2,19 МПа. По показателям ударной вязкости (Dn), индекса сосредоточенной нагрузки (Is) и твердости (HB), группа игнимбритовых туфов также имеет самые низкие значения равные 3,15 МПа, 1,80 МПа и 4,58 кг/мм^2, при средних значениях по всем исследованным туфам равным 7,36 МПа, 2,42 МПа и 16,44 кг/мм^2 соответственно. Вместе с тем, в группе игнимбритовых туфов наблюдались достаточно высокие показатели стойкости к абразивному износу (Bsa=117,15 см^3/50 см^2), при среднем значении по всем туфам 72,57 см^3/50 см^2.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, вулканогенно-осадочные коллекторы, деформация, фильтрационно-емкостные свойства.

Для цитирования: Гасанов А.Б., Аббасов Э.Ю., Мамедова Д.Н. Стабильность флюидопроницаемости вулканогенных коллекторов при деформации. *Геология и геофизика Юга России*. 2025. 15(3): 53-65. DOI: 10.46698/VNC.2025.42.83.001

GEOPHYSICS

DOI: 10.46698/VNC.2025.42.83.001

Original paper

Stability of fluid permeability of volcanogenic reservoirs under deformation

A.B. Hasanov[1,2], E.Yu. Abbasov[3], D.N. Mamedova[4]

[1] Azerbaijan State Oil and Industry University, 20 Azadlig Ave., Baku AZ1010, Azerbaijan, e-mail: adalathasanov@yahoo.com;

[2] Oil and Gas Institute, Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, 9 F. Amirov Str., Baku AZ1000, Azerbaijan;

[3] Research Institute of Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry, 8 November Str., Baku AZ1010, Azerbaijan;

[4] Institute of Geology and Geophysics, Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, 119 G. Javid Ave., Baku AZ1143, Azerbaijan

Received: 02.05.2025, revised: 04.09.2025, accepted: 08.09.2025

Abstract: The implemented research is **relevant** because in some cases the developing peculiarity of hard-to-recover reserves (HTR) fields is associated with the fact that the hydrocarbon content here is confined to unconventional – carbonate reservoirs and volcanic sediments. This group of reservoirs differs from traditional, terrigenous (sandy) reservoirs by a significant content of volcanic material, which changes the filtration-capacity properties of oil-containing reservoirs. **The main objective** of this study is summarizing the data on the mechanical properties of volcanic rocks, potential oil and gas reservoirs, with the identification of the stability conditions of the porosity and permeability properties of hydrocarbon-containing volcanic reservoirs during development of deposit. **Methods.** Most of the factual material on the deformation of carbonate reservoirs and volcanic obtained on a unique experimental device at the University of Strasbourg (France, Institute Terre & Environment de Strasbourg (ITES)). In this device, all-round hydrostatic pressure provided with simultaneous axial deformation. The maximum all-round and pore pressure is 200 MPa, and the axial load is 400 MPa. **Results.** Due to the generalization and existing data comparison follows that in terms of compressive strength (Ucs) all the studied tuffs are characterized by values of 29.6 MPa on average, which, according to the Deere and Miller classification, corresponds to "weakly strong" environments (Ucs≥55.0–27.5 MPa). However between the selected groups ignimbrite tuffs, with average values of Ucs=11.18 MPa belong to "very weakly strong" matter (according to the Deere and Miller classification). The average values of flexural strength (Fts) in the tested tuffs are 3.87 MPa, although in the group of ignimbrite tuffs this figure is lower and equals 2.19 MPa. In terms of impact toughness (Dn), point load index (Is) and hardness (HB), the group of ignimbrite tuffs also has the lowest values – 3.15 MPa, 1.80 MPa and 4.58 kg/mm^2, with average values for all tuffs being 7.36 MPa, 2.42 MPa and 16.44 kg/mm^2, respectively.However, the group of ignimbrite tuffs demonstrated quite high rates of resistance to abrasive wear (Bsa=117.15 cm^3/50 cm^2), with an average for all tuffs equal to 72.57 cm^3/50 cm^2.

Keywords: hard-to-recover reserves, volcanogenic-sedimentary reservoirs, deformation, filtration-capacitive properties.

For citation: Hasanov A.B., Abbasov E.Yu., Mamedova D.N. Stability of fluid permeability of volcanogenic reservoirs under deformation. *Geologiya I Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South.* (in Russ.). 2025. 15(3): 53-65. DOI: 10.46698/VNC.2025.42.83.001

Введение

Известно, что геологический разрез многих известных нефтегазовых бассейнов часто представлен не традиционными терригенно-осадочными, а вулканогенно-осадочными толщами. В таких разрезах, часто причисляемых к нетрадиционным, промышленно нефтегазоносными являются вулканогенно-осадочные и вулканогенные горизонты [Даидбекова, Сафаров, 1979; Справочник …, 1976; Тасман, 1959]. Приуроченные к подобным образованиям месторождения, выделяются в особый класс продуктивных коллекторов, состоящий из различных по петрографическому составу вулканогенных осадков, обладающих коллекторскими свойствами, подобно терригенным и карбонатным породам. В соответствии с этим, а также принимая во внимание все более возрастающие темпы мирового потребления горючих ископаемых, проблема изучения связи залежей нефти и газа с вулканогенными и вулканогенно-осадочными образованиями обретает особую актуальность в современной нефтегазодобывающей промышленности. Особый интерес при этом вызывают условия стабильности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вулканогенных коллекторов, в зависимости от компонентного состава, механических свойств и глубины залегания. Изученность перечисленных вопросов современными экспериментальными и теоретическими исследованиями позволяет охарактеризовать некоторые общие тенденции во внутрипластовом распределении пористости и проницаемости вулканогенных коллекторов, характера насыщения поровыми флюидами и механической деформации при эффективном давлении на глубинах залегания.

В частности, пластовая проницаемость коллектора обеспечивает эффективное давление поровых флюидов [Теймен, 2018; Ball et al., 2018; Day, 1996] и движение жидких и газообразных флюидов внутри резервуара [Carlino et al., 2018; Hurwitz et al., 2003]. Слабая внутрипластовая проницаемость может привести к неустойчивому эксплозивному состоянию и возникновению гидростатического коллапса поровой структуры [Bourbie, Zinszner, 1985; Reid, 2004]. С учетом изложенного, проницаемость вулканогенных коллекторов нефти и газа представляет интерес для моделирования глубинной гидротермальной конвекции и оптимизации добычи углеводородов на месторождениях с вулканогенно-осадочными и вулканогенными коллекторами.

Обоснование вопроса

Обычно на флюидопроницаемость влияют коллекторские свойства матрицы коллектора (пористость) и первичная структура массива (макроскопические неоднородности). Как правило, проницаемость горных пород имеет тенденцию к росту значений, в зависимости от величины пористости [Bourbie, Zinszner, 1985; Ehrenberg, Nadeau, 2005]. Помимо этого, на проницаемость также может влиять эффективное давление (литостатическое давление минус давление поровой жидкости), а также характер деформации (упругая или неупругая) [Acosta, Violay, 2020; Meng et al., 2019; Вольфман, 2023; Эзирбаев и др., 2024; Черненко и др., 2025]. Так, например, традиционно, проницаемость низкопористых кристаллических вулканитов увеличивается в хрупком режиме деформации [Acosta, Violay, 2020; Попков, Попков, 2023], но снижается в пластичном режиме. В то время как, проницаемость пород с высокой пористостью (>0,10–0,15) может снижаться и при хрупком и при пластичном режиме деформации [Ehrenberg, 2022; Heap et al., 2024; Hurwitz et al., 2003].

С другой стороны, в процессе разработки месторождения продуктивные коллекторы часто подвергаются возмущениям температуры, давления и напряжения. Так, в частности, напряжения внутри нефтегазового резервуара могут возрастать в процессе добычи и закачки, а поровое давление может быть увеличено или уменьшено как за счет закачки [Heap et al., 2022; Heap et al., 2024], так и за счет добычи [Farquharson et al., 2016] соответственно. Эти возмущения давления и напряжения приводят к изменению пористости и проницаемости коллекторов, что вызывает множество вторичных процессов, связанных с изменением потока жидкости и конвекции.

Методика и средства исследования

Механические деформации вулканогенных коллекторов, с целью определения соответствующих упруго-пластичных характеристик, получения зависимостей, описывающих вариации ФЕС, обычно исследуются в лабораторных условиях на специальных измерительных комплексах (ASTM C 241-90. Standard test method for abrasion resistance of stone subjected to foot traffic, Annual Book of ASTM Standards, AmeSoc Testing Mater (ASTM), 1990) [Al-Rbeawi, Jalal, 2019].

Цель настоящей работы – обобщение данных о механических свойствах вулканогенных пород, потенциальных коллекторов нефти и газа, с выявлением возможности прогнозирования стабильности ФЕС углеводородосодержащих вулканогенных коллекторов, в процессе разработки месторождения.

Из современных методов экспериментального определения механических свойств горных пород, можно отметить уникальный аппарат в Страсбургском университете (Франция Institut Terre & Environnement de Strasbourg (ITES)) (рис. 1).

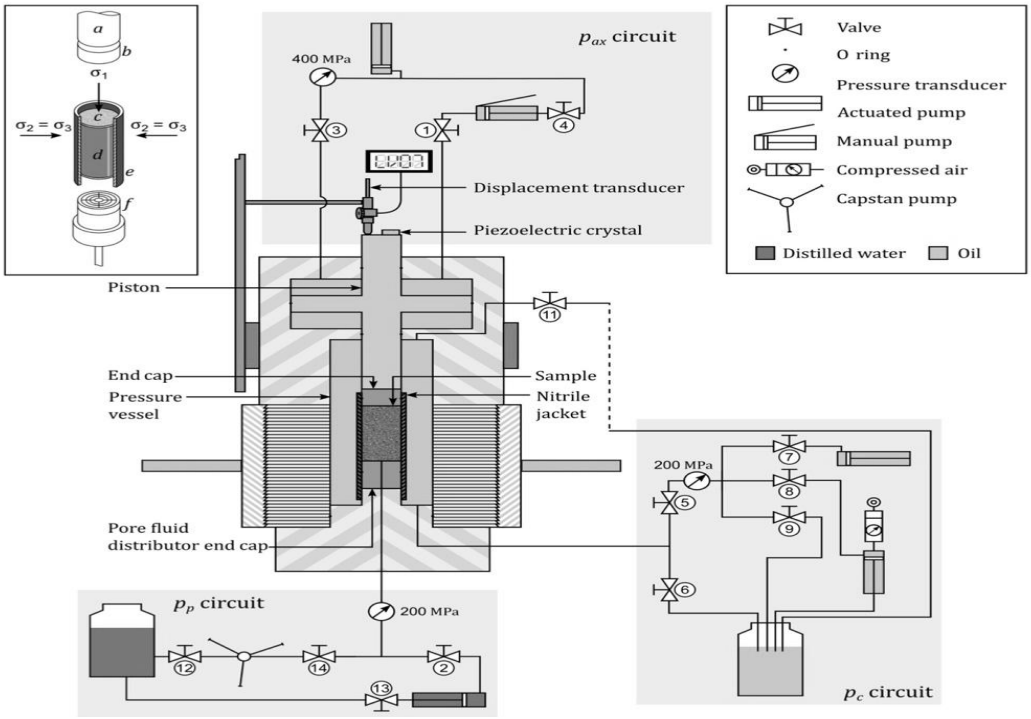

Рис. 1. Схема аппарата трехосной деформации в Институте Земли и окружающей среды (ITES) при Страсбургском университете, Франция [Farquharson et al., 2016] /

Fig. 1. Schematic diagram of the triaxial deformation apparatus at the Institute of Earth and Environment (ITES) at the University of Strasbourg, France [Farquharson et al., 2016]

В этом устройстве специально изготовленные цилиндрические образцы горных пород (диаметром 20 мм и длиной 40 мм) (рис. 2) деформируются при разных значениях всестороннего гидростатического давления, с одновременной трехосной деформацией. Максимальное всестороннее и поровое давления составляют 200 МПа, а одновременная максимальная осевая нагрузка достигает 400 МПа.

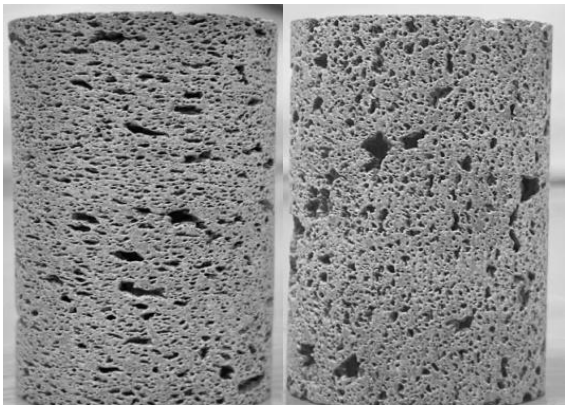

Рис. 2. Цилиндрические образцы вулканитов с горизонтальной и вертикальной ориентировкой начальной пористости /

Fig. 2. Cylindrical samples of volcanic rocks with horizontal and vertical orientation of initial porosity

В процессе деформации устройство позволяет измерять осевое смещение и осевую нагрузку, соответственно которым можно рассчитывать осевое напряжение и осевую деформацию, в сравнении с первоначальными размерами образца. Насосы для создания давления поровой жидкости позволяют одновременно измерять изменение пористости образца во время деформации, а с помощью датчика акустической эмиссии, расположенного на конце нижнего поршня, можно регистрировать также акустическую эмиссию при деформации. Акустическая эмиссия отражает образование и рост микротрещин в процессе нагружения и деформации образцов.

В отличие от вышеописанной методики, в качестве более оптимальной, можно отметить испытание среды на прочность методом точечной (сосредоточенной) нагрузки. При подобных испытаниях не требуется специальной подготовки образцов (ASTM C 241-90. Standard test method for abrasion resistance of stone subjected to foot traffic, Annual Book of ASTM Standards, AmeSoc Testing Mater (ASTM), 1990). При таком тестировании прочности пород, сферический стальной шарик диаметром 10 мм вдавливается в испытуемый образец. Причем действие вдавливающей нагрузки (от 50 до 3000 кг) на поверхность ограничено во времени (до 30 секунд), а в итоге фиксируются величина нагрузки и диаметр области вдавливания.

Другим элементарным лабораторным методом, является определение ударной вязкости образцов, с помощью формулы: **Dn = n(n+1)**, (где **n** — число ударов, приводящих к разрушению породы).

Часто привлекается также специальный показатель абразивного износа пород, который определяется в процессе смещения твердых поверхностей пород под воздействием приложенной нагрузки. Показатель абразивного износа имеет значение при взаимодействии различных пород в контактных зонах взаимодействия поверхностей пластов (ASTM C 241-90. Standard test method for abrasion resistance of stone subjected to foot traffic, Annual Book of ASTM Standards, AmeSoc Testing Mater (ASTM), 1990) [Al-Rbeawi, Jalal, 2019].

Величина твердости пород (по Бринеллю) напрямую характеризует прочность, т.е. сопротивляемость горных пород сдавливанию. Численные значения твердости по Бринеллю определяются по отношению приложенной нагрузки к площади поверхности вдавливания (табл. 1).

Таблица 1 / Table 1

Результаты испытания различных образцов туфов, отобранных в окрестностях Вулкана Крафла (Исландия) (средние значения) / Test results of different tuff samples from Krafla volcano (Iceland) (average values)

Код Проб/ Sample code	Типы Туфов/ Tuff's types	Структура/ Structure	U_{cs}	F_{ts}	D_n	B_{sa}	HB	I_s	V_p	U_w	P_o	W
			МПа / MPa			см³/50см²/ sm³/50sm²	кг/мм² / kg/мм²	МПа/ MPa	км/с/ km/s	г/см³/ g/sm³	%	МПа/ MPa
T-1	Дацитовый / Dazzit glass	Стекловатая / Glassious	69.2	6.24	17.0	27.2	49.2	4.69	2.94	1.97	14.5	7.4
T-3			54.7	5.37	12.0	34.5	39.2	2.97	2.55	1.96	16.7	8.5
T-6			43.9	5.00	10.3	41.2	27.8	2.86	2.71	1.89	19.8	10.5
T-9			32.8	3.88	8.2	58.5	10.9	1.90	1.92	1.74	20.7	11.9
T-11			26.4	4.32	9.4	41.1	17.9	2.45	2.04	1.87	23.5	12.9
T-12			26.9	4.20	6.6	52.3	7.5	1.97	2.03	1.55	29.5	18.8
T-13			26.1	4.82	5.9	57.3	12.1	2.55	2.21	1.58	25.8	16.3
T-14			20.9	3.29	7.4	56.7	8.1	2.11	2.32	1.60	29.2	18.2
T-18			25.5	4.56	8.8	56.0	15.8	2.42	2.29	1.88	26.7	12.8
T-26			28.8	4.45	7.8	63.7	15.6	1.90	2.78	1.61	26.9	16.6
T-27			34.2	4.55	8.2	65.6	12.0	2.29	2.23	1.89	18.2	9.7
average			***35.4***	***4.61***	***9.24***	***50.37***	***19.65***	***2.56***	***2.37***	***1.78***	***22.86***	***13.05***
T-4	Риолитовый / Rhiolit	Литоидная / Lithoidal	61.5	6.35	14.4	29.8	30.7	3.74	2.71	1.89	18.7	9.9
T-5			55.9	5.16	11.8	30.4	42.1	3.34	2.84	1.91	17.9	9.4
T-8			39.8	5.41	10.3	52.9	23.8	3.25	2.84	1.93	18.5	9.6
T-10			31.9	4.58	8.9	54.1	19.6	2.29	2.23	1.77	22.4	12.7
T-16			7.8	1.23	2.0	122.2	3.7	1.32	1.30	1.36	34.4	25.4
T-20			25.1	4.12	5.9	67.0	7.5	2.29	2.53	1.70	21.5	12.6
T-21			35.7	4.72	8.9	68.3	16.7	2.86	2.85	1.77	18.2	10.3
T-24			30.3	3.87	8.2	58.6	22.1	1.76	2.28	1.83	25.8	14.2
T-25			19.4	3.15	3.5	70.2	6.4	1.43	1.55	1.57	28.1	18.0
average			***34.16***	***4.29***	***8.21***	***61.50***	***19.18***	***2.48***	***2.35***	***1.75***	***22.83***	***13.57***
T-15	**Игнимбритовый / Ignimbrit**	**Стекловатная / Glassious**	16.8	3.62	5.9	86.4	11.5	2.17	2.22	1.47	33.2	23.0
T-19			6.6	1.37	2.0	139.1	1.9	1.51	1.36	1.34	37.5	27.9
T-22			6.7	1.55	2.0	130.0	2.2	1.65	1.25	1.52	31.6	20.8
T-23			14.6	2.22	2.7	113.1	2.7	1.86	1.85	1.50	30.3	19.5
average			***11.18***	***2.19***	***3.15***	***117.15***	***4.58***	***1.80***	***1.67***	***1.46***	**33.15**	***22.80***
T-2	**Андезитовый/ Andezit**	**Лапилл Lapilly**	59.9	5.50	11.8	28.3	32.1	3.60	2.75	2.02	13.9	6.9
T-17			15.1	3.32	5.9	94.2	12.6	2.14	2.15	1.44	33.4	24.7
average			***37.50***	***4.41***	***8.85***	***61.25***	***22.35***	***2.87***	***2.45***	***1.73***	***23.65***	***15.80***
Totalaverage			***29.56***	***3.87***	***7.36***	***72.57***	***16.44***	***2.42***	***2.21***	***1.68***	***0***	***16.31***

Результаты тестов на описанном выше устройстве (рис. 1) позволят лучше понять эволюцию деформации и проницаемости в вулканических коллекторах – резервуарах нефти и газа. Данные по проницаемости вулканического коллектора и, в особенности стабильность механических и физических свойств горных пород, могут улучшить понимание процесса флюидопереноса в вулканических коллекторах, поскольку эти типы коллекторов, в отличие от терригенных и карбонатных коллекторов, имеют более сложную поровую структуру и проницаемость [Hasanov et al., 2022; Qalkin et al., 2022; Sliaupa et al., 2020].

Результаты и обсуждение

Результаты испытания образцов вулканических пород, в графическом виде, приведены на рисунке 3, иллюстрирующем зависимость между осевой нагрузкой и деформацией образцов при различных эффективных давлениях. Испытаниям подвергались группы вулканитовых туфов Вулкана Крафла (Исландия). Из рассмотрения кривых зависимости и данных таблицы 1 следует, что по прочности на сжатие (Ucs) исследованные туфы в среднем характеризуются значениями 29,6 МПа, что по классификации Дира и Миллера [Deere, Miller, 1966] соответствует «слабо прочным» средам (Ucs³ 55.0–27.5 МПа).

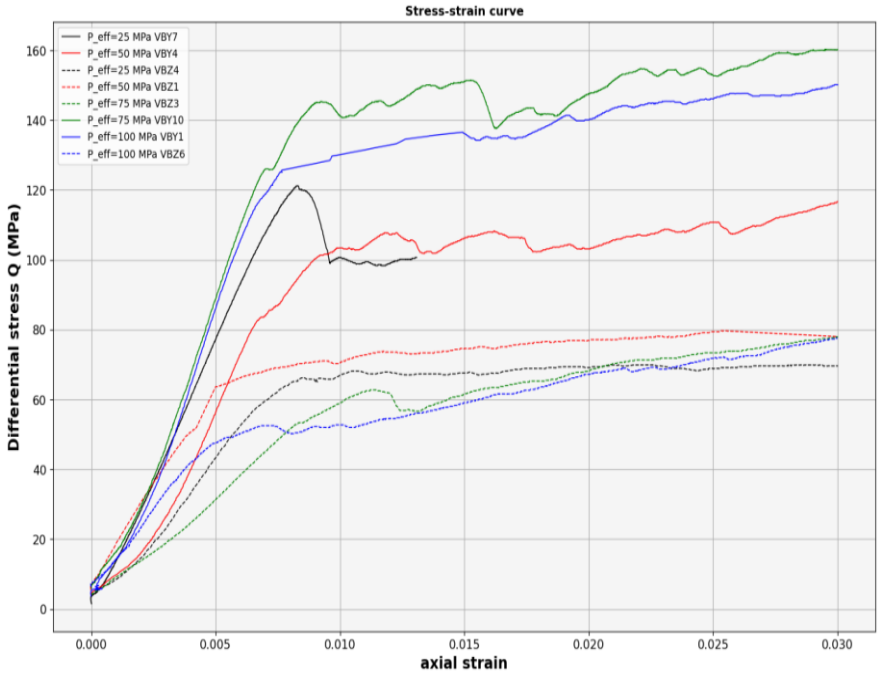

Рис. 3. Деформация вулканогенных образцов при воздействии осевой нагрузки и эффективного давления (25 – 100 МПа) /

Fig. 3. Deformation of volcanogenic samples under the influence of axial load and effective pressure (25 – 100 MPa)

Однако среди выделенных групп, игнимбритовые туфы со средними значениями Ucs=11.18 МПа принадлежат к «очень слабопрочным» (по классификации Дира и Миллера). Средние значения прочности на изгиб (Fts) у испытанных туфов равны 3.87 МПа, хотя в группе игнимбритовых туфов этот показатель меньше и равен 2.19 МПа. По ударной вязкости (Dn), индексу точечной нагрузки (Is) и твердости (HB), группа игнимбритовых туфов также отличается наименьши-

ми значениями – 3.15 МПа, 1.80 МПа и 4.58 кг/мм^2, при средних для всех туфов 7.36 МПа, 2.42 МПа и 16.44 кг/мм^2 соответственно. Однако группа игнимбритовых туфов продемонстрировала достаточно высокие показатели по стойкости на абразивный износ (Bsa=117.15 см^3/50см^2), при среднем значении для всех туфов, равном 72.57 см^3/50см^2.

Примерно, аналогично вышеизложенному, распределяются также и осредненные значения физических характеристик (плотности Uw, открытой пористости Po, влажности W и скорости продольных волн Vp) по группам туфов. Так при средних значениях плотности и скорости продольных волн всех испытанных туфов, соответственно 1.68 г/см^3 и 2.21 км/с, в группе игнимбритовых туфов эти показатели оказались слабее и составили 1.46 г/см^3 и 1.67 км/с соответственно. И, наоборот, при средних значениях пористости и влажности всех испытанных туфов, равных соответственно 25.62 % и 16.31 МПа, в группе игнимбритовых туфов эти показатели оказались выше и составили соответственно 33.15 % и 22.80 МПа.

Для выявления возможных корреляционных зависимостей между отдельными физико-механическими свойствами осадочно-вулканогенных осадков и действующей нагрузкой, был проведен статистический анализ значений прочности на сжатие и на изгиб, ударной вязкости (прочности) и стойкости на абразивный износ. Значения этих же механических показателей сопоставлялись с физическими свойствами туфов (плотность, влажность, пористость, скорость продольных волн, твердость по Бринеллю и индекс точечной нагрузки) (табл. 2).

Таблица 2 / Table 2

Корреляционные связи между отдельными физическими свойствами тестированных туфов / Correlation relationships between individual physical properties of the tested tuffs

№№ п/п	Взаимозависимые параметры / Interdependent parameters	Оптимальное уравнение регрессии / Optimal regression equation	Коэффициент корреляции / Correlation coefficient
1	Прочность на сжатие (МПа) и индекс точечной нагрузки (МПа) / Compressive strength (MPa) and point load index (MPa)	Y = 19.5 (X) - 16.2	R = 0.82
2	Прочность на сжатие (МПа) и открытая пористость (%) / Compressive strength (MPa) and open porosity (%)	Y = -56.48 Ln (X) + 209.84	R = 0.84
3	Прочность на сжатие (МПа) и твердость (кг/мм^2) / Compressive strength (MPa) and hardness (kg/mm^2)	Y = 1.2581 X + 9.6626	R = 0.87
4	Прочность на сжатие (МПа) и скорость продольной волны (км/с)/ Compressive strength (MPa) and longitudinal wave velocity (km/s)	$Y = 4.5314\ X^{2.2296}$	R = 0.68
5	Прочность на изгиб (МПа) и индекс точечной нагрузки (МПа) / Flexural strength (MPa) and point load index (MPa)	Y = 3.7946 Ln (X) + 0.877	R = 0.77

6	Прочность на изгиб (МПа) и водонасыщение в весовой пропорции (г/см^3) / Flexural strength (MPa) and water saturation by weight (g/sm^3)	Y = -0.1948 X + 6.9885	R = 0.73
7	Прочность на изгиб (МПа) и твердость (кг/мм^2) / Flexural strength (MPa) and hardness (kg/mm^2)	Y = 1.3792 Ln (X) + 0.5732	R = 0.82
8	Прочность на изгиб (МПа) и скорость продольной волны (км/с)/ Flexural strength (MPa) and longitudinal wave velocity (km/s)	$Y = 1.1068\ X^{1.555}$	R = 0.80
9	Ударопрочность (МПа) и индекс точечной нагрузки (МПа) / Impact resistance (MPa) and point load index (MPa)	Y = 10.965 Ln (X) - 1.3277	R = 0.82
10	Ударопрочность (МПа) и плотность сухой породы (г/см^3)/ Impact resistance (MPa) and density of dry rock (g/sm^3)	Y = 16.117 X - 19.7	R = 0.76
11	Ударопрочность (МПа) и твердость (кг/мм^2) / Impact resistance (MPa) and hardness (kg/mm^2)	$Y = 1.1068\ X^{0.6394}$	R = 0.90
12	Ударопрочность (МПа) и скорость продольной волны (км/с) / Impact resistance (MPa) and longitudinal wave velocity (km/s)	$Y = 1.2375\ X^{2.1686}$	R = 0.81

Выводы

Обобщение данных экспериментального исследования физических и механических свойств для некоторых типов вулканогенных горных пород (туфов) показало наличие существенной взаимосвязи между значениями пористости, плотности и другими прочностными свойствами. В частности, группы дацитовых, риолитовых, игнимбритовых и андезитовых туфов имеют некоторые различия в осредненных значениях физико-механических параметров, что особенно ощущается для группы игнимбритовых туфов.

Из сопоставления результатов следует, что по прочности на сжатие (Ucs) исследованные туфы в среднем характеризуются значениями 29,6 МПа, что по классификации Дира и Миллера соответствует «слабопрочным» средам (Ucs^3 55.0–27.5 МПа). Однако среди выделенных групп игнимбритовые туфы со средними значениями Ucs=11.18 МПа принадлежат к «очень слабопрочным» (по классификации Дира и Миллера). Средние значения прочности на изгиб (Fts) у испытанных туфов равны 3.87 МПа, хотя в группе игнимбритовых туфов этот показатель меньше и равен 2.19 МПа. По ударной вязкости (Dn), индексу точечной нагрузки (Is) и твердости (HB), группа игнимбритовых туфов также отличается наименьшими значе-

ниями – 3.15 МПа, 1.80 МПа и 4.58 кг/мм^2, при средних для всех туфов 7.36 МПа, 2.42 МПа и 16.44 кг/мм^2 соответственно. Однако группа игнимбритовых туфов продемонстрировала достаточно высокие показатели по стойкости на абразивный износ (Bsa=117.15 см^3/50см^2), при среднем для всех туфов, равном 72.57 см^3/50см^2.

Примерно, аналогично вышеизложенному, распределяются также и осредненные значения физических характеристик (плотность Uw, открытая пористость Po, влажность W и скорость продольных волн Vp) по группам туфов. Так, при средних значениях плотности и скорости продольных волн всех испытанных туфов, соответственно 1.68 г/см^3 и 2.21 км/с, в группе игнимбритовых туфов эти показатели оказались меньше и составили 1.46 г/см^3 и 1.67 км/с соответственно. И, наоборот, при средних значениях пористости и влажности всех испытанных туфов, равных соответственно 25.62 % и 16.31 МПа, в группе игнимбритовых туфов эти показатели оказались выше и составили соответственно 33.15 % и 22.80 МПа.

В целом, измеренные показатели деформации лучше отражают зависимость между направленной нагрузкой и результирующей деформацией образцов при различных эффективных давлениях, а выявленные взаимозависимости значений пористости, плотности и других прочностных свойств, позволяют лучше понять эволюцию процесса деформации и проницаемости в вулканических коллекторах в процессе разработки нефтегазовых месторождений ТрИЗ.

Литература

1. Вольфман Ю.М. Динамика изменений напряженно-деформированного состояния земной коры Черноморской впадины в моделях сейсмогенеза. // Геология и геофизика Юга России. – 2023. – Т. 13. № 2. – С. 40–54. DOI: 10.46698/VNC.2023.83.75.004.

2. Даидбекова Э.А., Сафаров Г.И. Особенности формирования залежей нефти в эффузивных породах месторождения Мурадханлы. // Геология нефти и газа. – 1979. – № 9. – С. 56–57.

3. Попков В.И., Попков И.В. О сохранении поровых коллекторов в нижней части разреза нефтегазоносных отложений триаса Скифско-Туранской платформы. // Геология и геофизика Юга России. – 2023. – Т. 13. № 2. – С. 106 – 117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009

4. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн.1, 2. / Редактор И.В. Высоцкий. – М.: Недра, 1976. – 600 с.

5. Тасман С.Е. Связь нефтегазопроявлений с изверженными породами в Турции. В кн.: XX Международный геол. конгресс. Материалы по геологии нефти. Страны Европы и Турция. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – С. 24–25.

6. Теймен А. Прогнозирование основных механических параметров туфов по результатам испытаний. // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2018. – № 5. – С. 18–32. DOI: 10.15372/FTPRPI20180503.

7. Черненко К.И., Саидова К.М., Еремина Н.В., Шатохин Н.Е. Выделение зон повышенной трещиноватости нефтекумского природного резервуара Восточно-Безводненского месторождения с использованием программного продукта «тНавигатор». // Геология и геофизика Юга России. – 2025. – Т. 15. № 2. – С. 206–218. DOI: 10.46698/VNC.2025.97.91.001.

8. Эзирбаев Т.Б., Гацаева С.С-А., Абдулшахидова Х.А. Анализ зависимости пористости нижнемеловых коллекторов Терско-Сунженской нефтегазоносной области от петрофизических параметров. // Геология и геофизика Юга России. – 2024. – Т. 14. № 2. – С. 194–206. DOI:10.46698/VNC.2024.29.28.015.

9. Acosta M., Violay M. Mechanical and hydraulic transport properties of transverse isotropic Gneiss deformed under deep reservoir stress and pressure conditions. // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2020. – Vol. 130. Art. No. 104235.

10. Al-Rbeawi S., Jalal F. Fluid flux throughout matrix-fracture interface: Discretizing hydraulic fractures for coupling matrix Darcy flow and fractures non-Darcy flow. // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2019. – Vol. 73. Art. No. 103061. DOI: 10.1016/j.jngse.2019.103061.

11. Ball J.L., Taron J., Reid M.E., Hurwitz S., Finn C., Bedrosian P. Combining multiphase groundwater flow and slope stability models to assess stratovolcano flank collapse in the Cascade Range. // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2018. – Vol. 123. Issue 4. – pp. 2787–2805. DOI: 10.1002/2017jb015156.

12. Bourbie T., Zinszner B. Hydraulic and acoustic properties as a function of porosity in Fontainebleau sandstone. // Journal of Geophysical Research. – 1985. – Vol. 90(B13). pp. 11524–11532. DOI: 10.1029/jb090ib13p11524.

13. Carlino S., Piochi M., Tramelli A., Mormone A., Montanaro C., Scheu B., Klaus M. Field-scale permeability and temperature of volcanic crust from borehole data: CampiFlegrei, southern Italy. // Journal of Volcanology and Geothermal Research. – 2018. – Vol. 357. – pp. 276–286. DOI: 10.1016/j.jvolgeores.2018.05.003.

14. Day S.J. Hydrothermal pore fluid pressure and the stability of porous, permeable volcanoes. // Geological Society, London, Special Publications. – 1996. – Vol. 110(1). – pp. 77–93. DOI: 10.1144/gsl.sp.1996.110.01.06.

15. Deere D.U., Miller R.P. Engineering classification and index properties for intact rock. Illinois: Univ at Urbana Dept of Civil Engineering, 1966. – 327 p.

16. Ehrenberg S.N. The etiology of carbonate porosity AAPG. // American Association of Petroleum Geologists. – 2022. – Vol. 106. No. 12. – pp. 2351–2386. DOI: 10.1306/08082221065.

17. Ehrenberg S.N., Nadeau P.H. Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porositypermeability relationships. // AAPG Bulletin. – 2005. – Vol. 89. Issue 4. – pp. 435–445DOI: 10.1306/11230404071.

18. Farquharson J.I., Heap M.J., Baud P. Strain-induced permeability increase in volcanic rock. // Geophysical Research Letters. – 2016. – Vol. 43(22). – pp. 11–603. DOI: 10.1002/2016gl071540.

19. Hasanov A.B., Isfandiyarov O.A., Mehraliyeva N.H., Abbasov T.S. Stability conditions of oil-saturated reservoirs porosity with deep overlaying. // ANAS Transactions, Earth Sciences. – 2022. – Vol. 2. – pp. 46–53. DOI: 10.33677/ggianas20220200081.

20. Heap M.J., Bayramov K., Meyer G.G., Violay M.E.S. et al. Compaction and permeability evolution of tuffs from Krafla volcano (Iceland). // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2024. – Vol. 129. Issue 8. Art. No. e2024JB029067. DOI: 10.1029/2024JB029067.

21. Heap M.J., Meyer G.G., Noel C., Wadsworth F.B., Baud P., Violay M.E. The permeability of porous volcanic rock through the brittle-ductile transition. // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2022. – Vol. 127. Issue 6. Art. No. e2022JB024600. DOI: 10.1029/2022jb024600.

22. Hurwitz S., Kipp K.L., Ingebritsen S.E., Reid M.E. Groundwater flow, heat transport, and water table position within volcanic edifices: Implications for volcanic processes in the Cascade Range. // Journal of Geophysical Research. – 2003. – Vol. 108(B12). Issue 2557. DOI: 10.1029/2003jb002565.

23. Meng F., Baud P., Ge H., Wong T.-F. The effect of stress on limestone permeability and effective stress behavior of damaged samples. // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2019. – Vol. 124. Issue 1. – pp. 376–399. DOI: 10.1029/2018jb016526.

24. Qalkin S.V., Savitskiy Y.V., Osovetski B.M., Kazimov K.P., Qurbanov V.S., Hasanov A.B., Abbasova Q.Q., Kazimov R.R. Detailed study of hydraulic fracturing of Kashiro-Vereyrocks by electron microscopy. // ANAS Transactions, Earth Sciences. – 2022. – Vol. 1. – pp. 17–27. DOI: 10.33677/ggianas20220100069.

25. Reid M.E. Massive collapse of volcano edifices triggered by hydrothermal pressurization. // Geology. – 2004. – Vol. 32. Issue 5. – pp. 373–376. DOI: 10.1130/g20300.1.

26. Sliaupa S.A.U.L.I.U.S., Lozovskis S., Lazauskiene J., Sliaupiene R. Petrophysical and mechanical properties of the lower Silurian perspective oil/gas shales of Lithuania. // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – Vol. 79. Art. No. 103336.

References

1. Wolfman Yu.M. Dynamics of changes in the stress-strain state of the earth's crust of the Black Sea Basin in seismogenesis models. Geology and Geophysics of Russian South. 2023. Vol. 13. No. 2. pp. 40–54. DOI: 10.46698/VNC.2023.83.75.004. (In Russ.)

2. Daidbekova E.A., Safarov G.I. Features of oil deposit formation in effusive rocks of the Muradkhanly field. Geology of Oil and Gas. 1979. No. 9. pp. 56–57. (In Russ.)

3. Popkov V.I., Popkov I.V. On the preservation of pore reservoirs in the lower part of the section of Triassic oil and gas-bearing deposits of the Scythian-Turanian platform. Geology and Geophysics of Russian South. 2023. Vol. 13. No. 2. pp. 106–117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009. (In Russ.)

4. Handbook of oil and gas fields of foreign countries. Book 1, 2. Ed. I.V. Vysotsky. Moscow. Nedra. 1976. 600 p. (In Russ.)

5. Tasman S.E. Relationship of oil and gas shows with igneous rocks in Turkey. In the book: XX International Geological Congress. In: Materials on Oil Geology. Countries of Europe and Turkey. Moscow. Gostoptekhizdat. 1959. pp. 24–25. (In Russ.)

6. Teymen A. Forecasting the main mechanical parameters of tuffs based on test results. Physico-technical Problems of Mining. 2018. No. 5. pp. 18–32. DOI: 10.15372/FTPRPI20180503. (In Russ.)

7. Chernenko K.I., Saidova K.M., Yeriomina N.V., Shatokhin N.E. Identification of increased fracturing zones of the Neftekumsk natural reservoir on the Vostochno-Bezvodnenskoye field using the software product "tNavigator". Geology and Geophysics of Russian South. 2025. Vol. 15. No. 2. pp. 206–218. DOI: 10.46698/VNC.2025.97.91.001. (In Russ.)

8. Ezirbaev T.B., Gatsaeva S.S-A., Abdulshahidova H.A. Analysis of dependence of porosity of Lower Cretaceous reservoirs of the Tersko-Sunzhenskaya oil and gas bearing area on petrophysical parameters. Geology and Geophysics of Russian South. 2024. Vol. 14. No. 2. pp. 195–206. DOI: 10.46698/VNC.2024.29.28.015. (In Russ.)

9. Acosta M., Violay M. Mechanical and hydraulic transport properties of transverse isotropic Gneiss deformed under deep reservoir stress and pressure conditions. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2020. Vol. 130. Art. No. 104235.

10. Al-Rbeawi S., Jalal F. Fluid flux throughout matrix-fracture interface: Discretizing hydraulic fractures for coupling matrix Darcy flow and fractures non-Darcy flow. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2019. Vol. 73. Art. No. 103061. DOI: 10.1016/j.jngse.2019.103061.

11. Ball J.L., Taron J., Reid M.E., Hurwitz S., Finn C., Bedrosian P. Combining multiphase groundwater flow and slope stability models to assess stratovolcano flank collapse in the Cascade Range. Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2018. Vol. 123. Issue 4. pp. 2787–2805. DOI: 10.1002/2017jb015156.

12. Bourbie T., Zinszner B. Hydraulic and acoustic properties as a function of porosity in Fontainebleau sandstone. Journal of Geophysical Research. 1985. Vol. 90(B13). pp. 11524–11532. DOI: 10.1029/jb090ib13p11524.

13. Carlino S., Piochi M., Tramelli A., Mormone A., Montanaro C., Scheu B., Klaus M. Field-scale permeability and temperature of volcanic crust from borehole data: CampiFlegrei, southern Italy. Journal of Volcanology and Geothermal Research. 2018. Vol. 357. pp. 276–286. DOI: 10.1016/j.jvolgeores.2018.05.003.

14. Day S.J. Hydrothermal pore fluid pressure and the stability of porous, permeable volcanoes. Geological Society, London, Special Publications. 1996. Vol. 110(1). pp. 77–93. DOI: 10.1144/gsl.sp.1996.110.01.06.

15. Deere D.U., Miller R.P. Engineering classification and index properties for intact rock. Illinois. Univ at Urbana Dept of Civil Engineering. 1966. 327 p.

16. Ehrenberg S.N. The etiology of carbonate porosity AAPG. American Association of Petroleum Geologists. 2022. Vol. 106. No. 12. pp. 2351–2386. DOI: 10.1306/08082221065.

17. Ehrenberg S.N., Nadeau P.H. Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porositypermeability relationships. AAPG Bulletin. 2005. Vol. 89. Issue 4. pp. 435–445DOI: 10.1306/11230404071.

18. Farquharson J.I., Heap M.J., Baud P. Strain-induced permeability increase in volcanic rock. Geophysical Research Letters. 2016. Vol. 43(22). pp. 11–603. DOI: 10.1002/2016gl071540.

19. Hasanov A.B., Isfandiyarov O.A., Mehraliyeva N.H., Abbasov T.S. Stability conditions of oil-saturated reservoirs porosity with deep overlaying. ANAS Transactions, Earth Sciences. 2022. Vol. 2. pp. 46–53. DOI: 10.33677/ggianas20220200081.

20. Heap M.J., Bayramov K., Meyer G.G., Violay M.E.S. et al. Compaction and permeability evolution of tuffs from Krafla volcano (Iceland). Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2024. Vol. 129. Issue 8. Art. No. e2024JB029067. DOI: 10.1029/2024JB029067.

21. Heap M.J., Meyer G.G., Noel C., Wadsworth F.B., Baud P., Violay M.E. The permeability of porous volcanic rock through the brittle-ductile transition. Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2022. Vol. 127. Issue 6. Art. No. e2022JB024600. DOI: 10.1029/2022jb024600.

22. Hurwitz S., Kipp K.L., Ingebritsen S.E., Reid M.E. Groundwater flow, heat transport, and water table position within volcanic edifices: Implications for volcanic processes in the Cascade Range. Journal of Geophysical Research. 2003. Vol. 108(B12). Issue 2557. DOI: 10.1029/2003jb002565.

23. Meng F., Baud P., Ge H., Wong T.-F. The effect of stress on limestone permeability and effective stress behavior of damaged samples. Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2019. Vol. 124. Issue 1. pp. 376–399. DOI: 10.1029/2018jb016526.

24. Qalkin S.V., Savitskiy Y.V., Osovetski B.M., Kazimov K.P., Qurbanov V.S., Hasanov A.B., Abbasova Q.Q., Kazimov R.R. Detailed study of hydraulic fracturing of Kashiro-Vereyrocks by electron microscopy. ANAS Transactions, Earth Sciences. 2022. Vol. 1. pp. 17–27. DOI: 10.33677/ggianas20220100069.

25. Reid M.E. Massive collapse of volcano edifices triggered by hydrothermal pressurization. Geology. 2004. Vol. 32. Issue 5. pp. 373–376. DOI: 10.1130/g20300.1.

26. Sliaupa S.A.U.L.I.U.S., Lozovskis S., Lazauskiene J., Sliaupiene R. Petrophysical and mechanical properties of the lower Silurian perspective oil/gas shales of Lithuania. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Vol. 79. Art. No. 103336.