

ФЕЙЗУЛЛАЕВ А.А. (Институт геологии и геофизики Национальной академии наук Азербайджана, г. Баку)

ИСМАЙЛОВА Г.Г. (Институт геологии и геофизики Национальной академии наук Азербайджана, г. Баку)

БАБАЗАДЕ А.Н. (Институт геологии и геофизики Национальной академии наук Азербайджана, г. Баку)

ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР В ПРЕДЕЛАХ АБШЕРОН-ПРИБАЛХАНСКОЙ ЗОНЫ ПОДНЯТИЙ В СВЯЗИ С ПРОЦЕССАМИ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

Целью работы является анализ углеводородного потенциала – ключевого инструмента определения промышленных перспектив региона, месторождений и используемых технологий.

В работе проводится анализ углеводородного (УВ) потенциала нижнеплиоценовых отложений (продуктивная толща – ПТ, в Азербайджанском секторе и красноцветная толща – КТ, в Туркменском секторе) и температурных условий его реализации в пределах Абшерон-Прибалханской зоны поднятий. Выполненный анализ основывается как на исследовании закономерности изменения в пространстве температур, так и на непосредственной оценке степени зрелости заключенного в породах органического вещества (ОВ). В результате проведенных исследований подтверждены: низкий УВ потенциал нижнеплиоценовых отложений (ПТ – КТ) и эпигенетичная природа сосредоточенных здесь основных УВ ресурсов Южно-Каспийского бассейна. В пределах Абшерон-Прибалханской зоны выделены две температурные зоны, граница между которыми проходит по предполагаемому глубинному разлому между структурами Нефт Дашлары и Гюнешли.

Выводы. В соответствии с выявленной зональностью в СЗ части зоны верхний порог начала генерации нефти приурочивается к глубине примерно 2,8 км, а в ЮВ погружается на глубину примерно 4,5 км. В целом ОВ нижнеплиоценовых пород в пределах Абшерон-Прибалханской зоны в рассмотренном интервале глубин характеризуется низкой зрелостью и находится ниже «нефтяного окна».

Ключевые слова: нижнеплиоценовые отложения, порода, органическое вещество, температура, зрелость, углеводороды, Абшерон-Прибалханская зона.

Введение

Как известно, главным резервуаром Южно-Каспийского бассейна (ЮКБ), в котором сосредоточено более 80 % всех его углеводородных (УВ) ресурсов, является Продуктивная толща (ПТ) нижнеплиоценового возраста.

За всю историю разведки в азербайджанском секторе ЮКБ в ПТ было обнаружено 83 многопластовых месторождения, включающих 487 залежей, из которых около 54 % – нефтяные, 21 % – газовые и 25 % – газоконденсатные.

В связи с этим происхождение УВ в ПТ до сих пор является одним из фундаментальных научных проблем нефтяной геологии и геохимии ЮКБ.

Все известные взгляды ученых относительно генезиса нефти месторождений ПТ можно разделить на две группы: (а) залежи нефти в ПТ сингенетичны; и (б) залежи нефти в ПТ эпигенетичны.

Сторонниками сингенетичной природы нефтей в ПТ являются: М.Г. Ага-

беков [1]; А.И. Алиев [2]; А.А. Ализаде и др. [3]; В.В. Вебер [4]; Ф.Г. Дадашев [5].

Эпигенетичную природу нефтей поддерживают: М.А. Abrams, А.А. Narimanov [11] N.Bailey [12]; А.А. Feyzullayev et al. [13]; I.S. Guliyev, А.А. Feyzullayev [15]; K. Gurgey [16]; S. Inan et al. [17]; K.J. Katz et al. [18].

В настоящее время общепринятым как азербайджанскими, так и зарубежными учеными, является эпигенетичный механизм формирования месторождений УВ в ПТ, который базируется на большом массиве современных пиролитических, изотопных и молекулярно-геохимических исследований, выполненных в последние 20 лет.

Согласно этим исследованиям к нефтематеринским были отнесены миоцен-олигоценные отложения [13, 15, 16, 18 и др.]. Породы ПТ в целом характеризовались низким УВ потенциалом, за исключением базальной свиты Кала (KaC) [14].

Общеизвестно, что процессы нефтегазообразования контролируются не только УВ потенциалом осадочных пород, но и наличием благоприятных температурных условий для преобразования в УВ, содержащегося в них ОВ. Анализ этого фактора основывается как на исследовании закономерностей изменения по разрезу температур, так и на непосредственной оценке степени зрелости ОВ. В данной статье приводятся результаты такого анализа для Абшерон-Прибалханской зоны поднятий, где сосредоточены самые крупные месторождения нефти и газа как в Азербайджан-

ском, так и в Туркменском секторе Каспия.

Методическая основа исследований

Согласно [19] для умеренных скоростей осадконакопления температура начала процесса генерации нефти принимается 80 °С.

Степень зрелости ОВ оценивается с помощью параметров пиролиза пород: PI (отношение $S_1/S_1 + S_2$), T_{max} (температура, соответствующая пику S_2), R_0 (отражательная способность витринита).

Обычно в процессе преобразования ОВ в углеводороды выделяют пять стадий зрелости. Граничные значения для этих стадий приводятся в табл. 1.

Таблица 1

Стадии зрелости ОВ

Стадии зрелости ОВ	PI	T_{max} , °C(±10)	R_0 , %
Незрелая	< 0,1	< 427	< 0,5
Ранняя зрелость	0,1–0,2	427–435	0,5–0,65
Зрелая	0,2–0,4	435–442	0,65–0,9
Поздняя зрелость	> 0,4	435–442	0,9–1,3
Перезрелая (стадия образования газа)			> 1,3

Результаты исследований

Абшерон-Прибалханская зона (порог) относится к восточному продолжению Большекавказского орогенического пояса. Эта зона протянута через северную часть Южно-Каспийской впадины (ЮКБ) между Абшеронским полуостровом на западе и Челекенским полуостровом на востоке на расстояние примерно 275 км (рис. 1).

В западной части этой зоны (Азербайджанский сектор) нижнеплиоценовые отложения представлены породами продуктивной толщи (ПТ), а на восточном (Туркменский сектор) – породами красной толщи (КТ). В пределах Абшерон-Прибалханского порога отложения ПТ получили развитие до структуры Кяпяз и представлены в абшеронской литофации, богатой кварцевыми песками с высокими значениями пористости и проницаемости. Восточнее поднятия Кяпяз развиты отложения КТ. Сама структура

Кяпяз находится в транзитной зоне и поэтому первоначально она была названа Промежуточной (см. рис. 1).

Исследованию закономерностей изменения пластовых температур месторождений Азербайджана посвящен ряд работ [6, 7, 8, 9, 10].

Построенный по площадям Абшерон-Прибалханской зоны обобщенный график изменения пластовых температур с глубиной приведен на рис. 2.

Согласно рис. 2 выявляются два тренда изменения пластовых температур с глубиной в пределах Абшерон-Прибалханской зоны: первый характеризуется более высокими значениями температур и охватывает все структуры азербайджанской части порога, за исключением площади Гюнешли; второй отражает более низкие температуры, характерные для структуры Гюнешли-Чираг-Азери, Кяпяз и туркменской части порога.

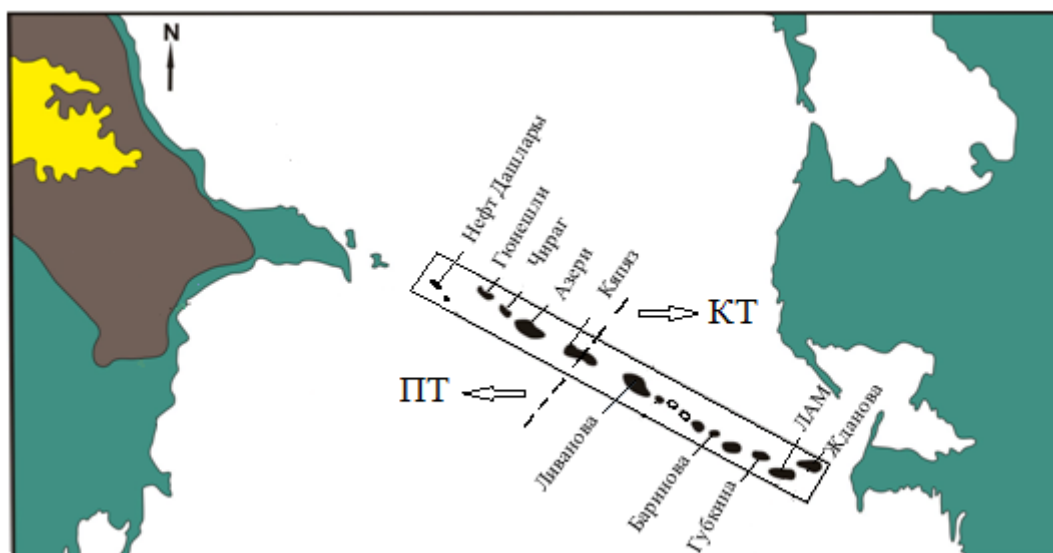


Рис. 1. Схема расположения района исследования нефтегазоносных структур границы сочленения отложений ПТ и КТ

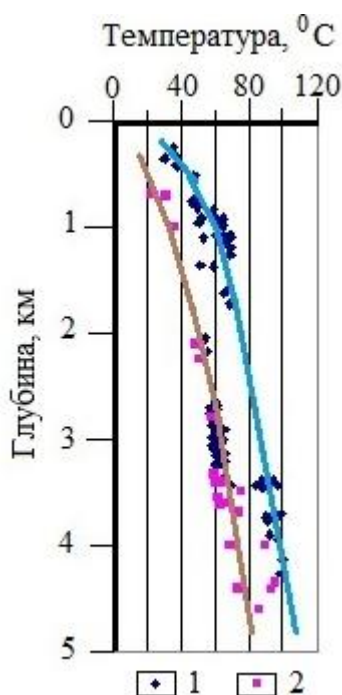


Рис. 2. Изменение с глубиной пластовых температур месторождений Абшерон-Прибалханского порога: 1 – Азербайджанский сектор; 2 – Туркменский сектор

Этот факт наглядно просматривается и на карте изменения в пространстве глубины залегания изотермы 80 °С (рис. 3), принятой за минимально-пороговую для начала генерации нефти.

Вероятной причиной формирования выявленного зонального характера распределения пластовых температур является особенность тектонического строения Абшерон-Прибалханской зоны и, в частности, возможное наличие между

структурами Нефт Дашлары и Гюнешли глубинного разлома. Действительно, согласно тектонической схеме Южно-Каспийской области прогибания, приведенной в работе А.И. Алиева [2], фрагмент на рис. 4, центральную часть Абшерон-Прибалханской зоны меридионально пересекает глубинный разлом, по которому одна часть была приподнята, а другая опущена.

По указанному разлому СЗ часть порога была приподнята и частично размыта, следствием чего является сокращенная здесь мощность плиоцен-четвертичного комплекса и, соответственно, относительно неглубокое залегание подстилающих ПТ отложений [7].

Исходя из закономерностей изменения пластовых температур, отображенных на рис. 2, можно заключить, что верхний порог начала генерации нефти в первой зоне приурочивается к глубине примерно в 2,8 км, а во второй погружается на глубину примерно 4,5 км.

Интервал исследования методом пиролиза образцов керна охватывает глубины 1828–5054 м, в связи с чем можно предположить невысокую зрелость содержащегося в них ОВ. Это находит свое подтверждение в соответствующих пиролитических параметрах и значениях R_0 , приведенных в табл. 2.

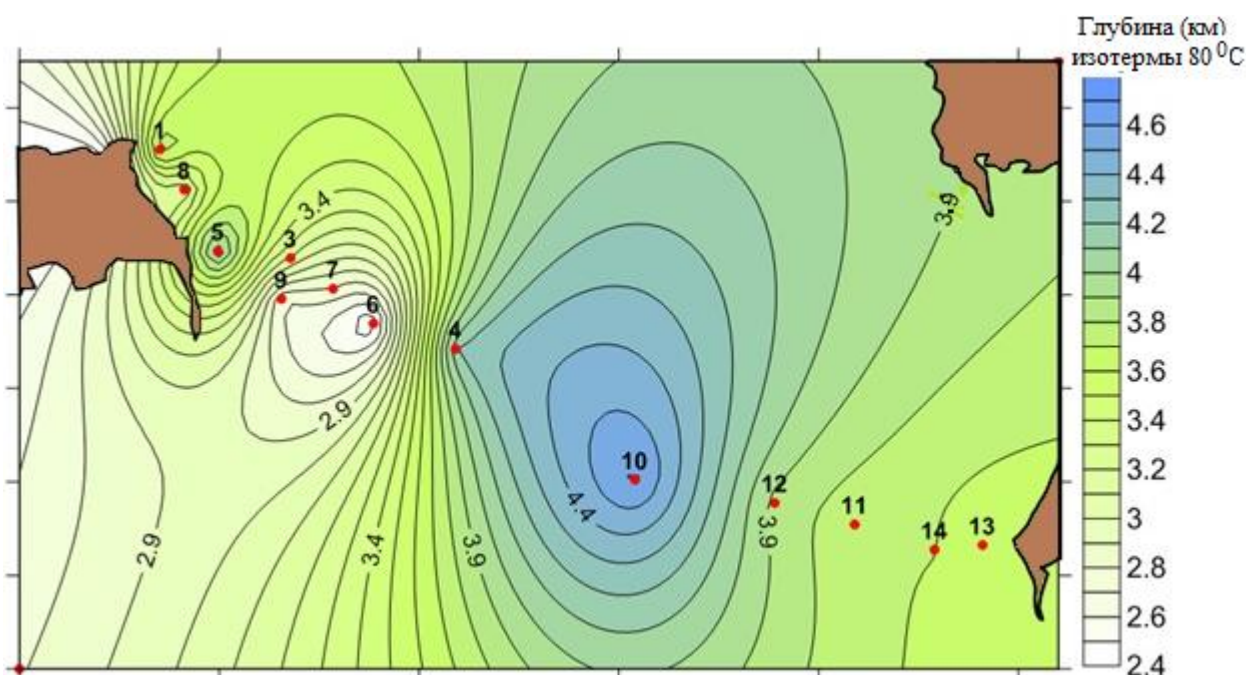


Рис. 3. Схема изменения глубины залегания изотермы в 80 °С в пределах Абшерон-Прибалханского порога. Площади: 1 – Банка Дарвина; 2 – Чилов адасы; 3 – Гюнешли; 4 – Гюргян-дениз; 5 – Нефть Дашлары; 6 – Грязевая сопка; 7 – Пираллахы адасы; 8 – Джануб; 9 – Кяпяз; 10 – Губкин; 11 – Баринова; 12 – Жданов; 13 – ЛАМ.

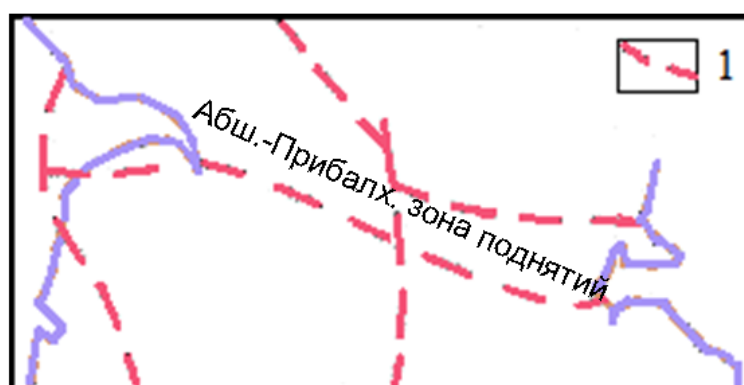


Рис. 4. Тектоническая схема Абшерон-Прибалханской зоны поднятий ЮКБ (модифицированная из [2]): 1 – глубинные разломы

Таблица 2

Зрелость ОВ по данным пиролиза пород и значениям отражательной способности витринита

Объект	$PI (S_1/S_1 + S_2)$	T_{max} (°C)	R_o , %
ПТ	0,27 (49)	315–438* 400,1 (49)	0,31–0,63 0,48 (8)
КТ	0,22 (49)	330–487 390 (22)	—

* в числителе – пределы; в знаменателе – средняя; (в скобке – число анализов)

Как видно из табл. 2, в полном соответствии с выявленной пространственной зональностью температурного режима ОВ пород ПТ в СЗ части Абшерон-Прибалханской зоны поднятий характе-

ризуется относительно более высокой зрелостью, в сравнении с ее ЮВ частью. Однако в целом ОВ исследованных пород является незрелым (по классификации [19, 20].



Заключение

В результате проведенных исследований подтверждены: низкий УВ потенциал нижнеплиоценовых отложений (ПТ-КТ) и эпигенетичная природа сосредоточенных здесь основных УВ ресурсов Южно-Каспийского бассейна.

Выявлена характерная зональность в изменении температурных условий в пределах Абшерон-Прибалханской зоны поднятий. Выделяются две температурные зоны, граница между которыми проходит между структурами Нефт Дашлары и Гюнешли. К западу от этой границы температуры более высокие по сравнению с зоной к востоку от нее. Вероятными причинами формирования выявленного зонального характера распределения пластовых температур являются воздымание СЗ части порога вдоль глубинного субмеридионального разлома и частичный размыв слагающих ее пород, следствием чего является выявленная здесь сокращенная мощность плиоцен-четвертичного комплекса.

В соответствии с выявленной температурной зональностью зрелость ОВ в СЗ части Абшерон-Прибалханской зоны выше, чем в ЮВ части. Однако в целом ОВ нижнеплиоценовых пород в пределах Абшерон-Прибалханской зоны в рассмотренном интервале глубин характеризуется низкой зрелостью и находится ниже «нефтяного окна».

Исходя из выявленного тренда изменения с глубиной современных температур рассчитан верхний порог начала генерации нефти, который в СЗ части зоны приурочивается к глубине примерно 2,8 км, а в ЮВ погружается на глубину примерно 4,5 км.

Библиографический список

1. Агабеков М.Г. Геологическое строение нефтяных месторождений Азербайджана и их формирование. – Баку: Азернешр, 1963. – 274 с.
2. Алиев А.И. Условия формирования залежей нефти и газа в Южно-Каспийской впадине // Известия НАНА: Науки о Земле. – 2004. – № 4. – С. 13-24.

3. Ализаде А.А., Салаев С.Г., Алиев А.И. Научная оценка перспектив нефтегазоносности Азербайджана и Южного Каспия и направление поисково-разведочных работ. – Баку: «Элм», 1985. – 252 с.
4. Вебер В. В. Нефтеносные фации продуктивной толщи. Изв. АН СССР, сер. геол., 1945, № 2. – С. 6–24.
5. Дадашев Ф.Г., Мамедова П.А., Алекперов Э.Ф. Муганская моноклинал. – Баку: «Nafta-Press», 2006. – 183 с.
6. Мехтиев Ш.Ф. и Алиев С.А. О величине геотермической ступени нефтяных месторождений Азербайджана. ДАН СССР, нов. сер., 1955, т. 102, № 1.
7. Мехтиев Ш.Ф., Алиев С.А. О факторах, влияющих на геотермическую ступень нефтяных месторождений Азербайджана // Геология нефти и газа. – 1960. – № 3. – С. 25-27.
8. Мирзаджанзаде А. Х., Мехтиев Ш.Ф., Алиев С.А. и др. Геотермические исследования нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1971. – 216 с.
9. Мухтаров А.Ш. Модели распределения температур в осадочном разрезе Южно-Каспийского бассейна // Современные проблемы геологии и геофизики Кавказа. – Баку: Нафта-Пресс, 2012. – С. 214-230.
10. Самедов Ф. И., Буряковский Л. А. Геотермические условия месторождения Нефтяные Камни. ДАН Азерб. ССР. 1959. XV(1). 215 с.
11. Abrams M.A., Narimanov A.A. Geochemical evaluation of hydrocarbons and their potential sources in the western South Caspian depression, Republic of Azerbaijan. *Marine and Petroleum Geology*. 1997, Vol.14. No.4, pp. 451-468.
12. Bailey N., Guliyev I.S., Feyzullayev A. A. Source rocks in the South Caspian. *AAPG/ASPG Research Symposium. "Oil and gas Petroleum Systems in rapidly subsiding basins"*. October 6-9. Baku, Azerbaijan. 1996, 2 p.
13. Feyzullayev A.A., Guliyev I.S., Tagiyev M.F. Source potential of the Mesozoic-Cenozoic rocks in the South Caspian Basin and their role in forming the oil accumulations in the Lower Pliocene reservoirs. *Petroleum Geoscience*.- 2001, 7(4), pp. 409-417.
14. Feyzullayev A.A., Huseynov D.A. 2016. Hydrocarbon potential and resources of low pliocene-productive series in the South Caspian basin. *Stratigraphy and sedimentology of oil-gas basins*, 2016, 1, pp. 99-104.
15. Guliyev I.S., Feyzullayev A.A. Geochemistry of hydrocarbon seepages in Azerbaijan // In D.



Shumacher, M. Abrams, eds., "Hydrocarbon migration and its near-surface expression. AAPG Memoir. 1996, V(66), pp.63-70.

16. Gurgey K. Correlation, alteration, and origin of hydrocarbons in the GCA, Bahar, and Gum Adasi fields, western South Caspian Basin: geochemical and multivariate statistical assessments Marine and Petroleum Geology. 2003, 20(10), pp.1119-1139.

17. Inan S., Yalchin N., Guliyev I., Feyzullayev A., Kuliyeve K. Deep petroleum occurrences in the Lower Kura Depression, South Caspian Basin, Azerbaijan. Marine and Petroleum Geology, 1997, 14(7/8), pp.731-762.

18. Katz K.J., Richards D., Long D., Lawrence W. A new look at the components of the petroleum system of the South Caspian Basin // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2000, 28, 161–182.

19. Miles J.A. Illustrated glossary of petroleum geochemistry. Oxford Science Publication, Oxford University Press, New York, 1989, 137 p.

20. Peters K.E., Moldovan J.M. The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. PrenticeHall. EnglewoodCliffs, NewJersey, 1993, 363 p.

Gornye nauki i tehnologii"/ "Mining science and technology", 2017, No. 2, pp. 3-8

Title:	Peculiarity of Changes of Formation Temperature within the Absheron-Pribalkhan Uplift Zone in Connection with the Processes of Oil and Gas Generation
Author 1	<i>Name&Surname:</i> Akper A. Feyzullayev <i>Company& Work Position:</i> Head of department "Geochemistry and Fluid dynamics of sedimentary basins" of Institute of Geology and Geophysics of the Azerbaijan National Academy of Sciences (ANAS) <i>Address:</i> Geology and Geophysics of the Azerbaijan National Academy of Sciences (ANAS), H. Cavid av., 119, Baku, AZ1143, Azerbaijan <i>Scientific Degree:</i> Dr. Sci., Professor, academic of ANAS <i>Contacts:</i> fakper@gmail.com
Author 2	<i>Name&Surname:</i> Gulkhar H. Ismayilova <i>Company&Work Position:</i> Leading researcher of department "Geochemistry and Fluid dynamics of sedimentary basins" of Institute of Geology and Geophysics of the ANAS; <i>Address:</i> H. Cavid av., 119, Baku, AZ1143, Azerbaijan <i>Scientific Degree:</i> Dr. Sci. (Geol. Miner.) <i>Contacts:</i> gulkhar@yahoo.com
Author 3	<i>Name&Surname:</i> Afshan N. Babazadeh <i>Company&Work Position:</i> Junior researcher of "Geochemistry and Fluid dynamics of sedimentary basins" of Institute of Geology and Geophysics of the ANAS <i>Address:</i> H. Cavid av., 119, Baku, AZ1143, Azerbaijan <i>Contacts:</i> afshan_babazade@yahoo.com
DOI	10.17073/2500-0632-2017-2-3-8
Abstract:	<p>The article presents the results of the analysis of the hydrocarbon potential (KH) of the Lower Pliocene sediments (Productive series (PS) in the Azerbaijan sector and Red colored series in the Turkmenistan (RS)) and the temperature conditions for its realization within the Absheron-Pribalkhan uplift zone. The analysis is based both on the study of the regularities of changes of temperature in the space, and on the directly evaluation of maturity of organic matter (HC) in the rock. As a result of the studies carried out, the low hydrocarbon potential of the Lower Pliocene sediments (PS-RS) and the epigenetic nature of the main hydrocarbon resources of the South Caspian Basin are confirmed. Two temperature zones are distinguished within the Absheron-Pribalkhan zone, the boundary between which passes along the supposed deep break fault between the structures of Neft-Dashlary and Gunashly. In accordance with the revealed zonality in the NW of the part of the zone, the upper threshold for the beginning of oil genera-</p>



	tion is timed to a depth of approximately 2.8 km and in SE it is submerged to a depth of approximately 4.5 km. On the whole, the organic matter of the Lower-Pliocene rocks within the Absheron-Pribalkhan zone, in the considered depth interval, is characterized by low maturity and is below the "oil window".
Keywords:	lower Pliocene deposits, rock, organic matter, temperature, maturity, hydrocarbons, Absheron-Pribalkhan zone.
References:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Agabekov M.G. Geologicheskoe stroenie neftjanyh mestorozhdenij Azerbajdzhana i ih formirovanie. Baku: Azerneshr, 1963, 274 s. 2. Aliev A.I. Uslovija formirovanija zalezhej nefti i gaza v Juzhno-Kaspijskoj vpadine. Izvestija NANA, Nauki o Zemle, 2004, 4, 13-24c. 3. Alizade A.A., Salaev S.G., Aliev A.I. Nauchnaja ocenka perspektiv neftegazonosnosti Azerbajdzhana i Juzhnogo Kaspija i napravlenie poiskovo-razvedochnyh rabot.- Baku: «Jelm», 1985, 252 s. 4. Veber V. V. Neftenosnye facii produktivnoj tolshhi. Izv. AN SSSR, ser. geol., 1945, № 2, 6–24. 5. Dadashev F.G., Mamedova P.A., Alekperov Je.F. Muganskaja monoklinal'. - Baku: «Nafta-Press», 2006, 183 s. 6. Mehtiev Sh.F. i Aliev S.A. O velichine geotermicheskoy stupeni neftjanyh mestorozhdenij Azerbajdzhana. DAN SSSR, nov. ser., 1955, t. 102, № 1. 7. Mehtiev Sh.F., Aliev S.A. O faktorah, vlijajushhih na geotermicheskuyu stupen' neftjanyh mestorozhdenij Azerbajdzhana. Geologija nefti i gaza, 1960, 3, 25-27. 8. Mirzadzhanzade A. H., Mehtiev Sh.F., Aliev S.A. i dr. Geotermicheskie issledovaniya neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij. M., Nedra, 1971, 216 s. 9. Muhtarov A.Sh. Modeli raspredeleniya temperatur v osadochnom razreze Juzhno-Kaspijskogo bassejna. Sovremennye problemy geologii i geofiziki Kavkaza. Baku. Nafta-Press, 2012, pp. 214-230. 10. Samedov F. I., Burjakovskij L. A. Geotermicheskie uslovija mestorozhdenija Neftjanye Kamni. DAN Azerb. SSR, 1959, HV(1), 215 s. 11. Abrams M.A., Narimanov A.A. Geochemical evaluation of hydrocarbons and their potential sources in the western South Caspian depression, Republic of Azerbaijan. Marine and Petroleum Geology. 1997, Vol.14. No.4, pp.451-468. 12. Bailey N., Guliyev I.S., Feyzullayev A. A. Source rocks in the South Caspian. AAPG/ASPG Research Symposium. "Oil and gas Petroleum Systems in rapidly subsiding basins". October 6-9. Baku, Azerbaijan. 1996, 2 p. 13. Feyzullayev A.A., Guliyev I.S., Tagiyev M.F. Source potential of the Mesozoic-Cenozoic rocks in the South Caspian Basin and their role in forming the oil accumulations in the Lower Pliocene reservoirs. Petroleum Geoscience.- 2001, 7(4), pp. 409-417. 14. Feyzullayev A.A., Huseynov D.A. 2016. Hydrocarbon potential and resources of low pliocene-productive series in the South Caspian basin. Stratigraphy and sedimentology of oil-gas basins, 2016, 1, pp. 99-104. 15. Guliyev I.S., Feyzullayev A.A. Geochemistry of hydrocarbon seepages in Azerbaijan // In D. Shumacher, M. Abrams, eds., "Hydrocarbon migration and its near-surface expression. AAPG Memoir. 1996, V(66), pp.63-70. 16. Gurgey K. Correlation, alteration, and origin of hydrocarbons in the GCA, Bahar, and Gum Adasi fields, western South Caspian Basin: geochemical and multivariate statistical assessments Marine and Petroleum Geology. 2003, 20(10), pp.1119-1139. 17. Inan S., Yalchin N., Guliyev I., Feyzullayev A., Kuliyeu K. Deep petroleum occurrences in the Lower Kura Depression, South Caspian Basin, Azerbaijan. Marine and Petroleum Geology, 1997, 14(7/8), pp.731-762. 18. Katz K.J., Richards D., Long D., Lawrence W. A new look at the components of the petroleum system of the South Caspian Basin // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2000, 28, 161–182. 19. Miles J.A. Illustrated glossary of petroleum geochemistry. Oxford Science Publication, Oxford University Press, New York, 1989, 137 p.



20. Peters K.E., Moldovan J.M. The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. PrenticeHall. EnglewoodCliffs, NewJersey, 1993, 363 p.