

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/40\\_2017](https://doi.org/10.17353/2070-5379/40_2017)

УДК 553.981:551.782.21(479.24)

**Фейзуллаев А.А., Исмаилова Г.Г., Гусейнова А.Н.**Институт геологии и геофизики Национальной Академии Наук Азербайджана, Баку, Азербайджан, [fakper@gmail.com](mailto:fakper@gmail.com), [gulkhar@yahoo.com](mailto:gulkhar@yahoo.com), [afshan\\_babazade@yahoo.com](mailto:afshan_babazade@yahoo.com)

## **ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ГАЗОНОСНОСТИ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АПШЕРОНСКОГО АРХИПЕЛАГА, АЗЕРБАЙДЖАН**

*На основании данных об изменении в широком диапазоне значений газового фактора месторождений нефти и газа Апшеронского архипелага дана оценка газоносности продуктивной толщи нижнего плиоцена и закономерности ее изменения в пространстве. По площади значения газового фактора закономерно увеличиваются в сторону центральной глубоководной части Южно-Каспийской впадины. Низкие значения газового фактора в интервале глубин до километра объясняются плохими условиями сохранности газа. В стратиграфическом разрезе продуктивной толщи самыми высокими значениями характеризуются горизонты балаханской свиты, а самыми низкими – свита Фасиля. Выявлена характерная зависимость газового фактора от термодинамических параметров, плотности нефти, емкостно-фильтрационных свойств пород.*

**Ключевые слова:** месторождения нефти и газа, газовый фактор, нижний плиоцен, Апшеронский архипелаг, Азербайджан.

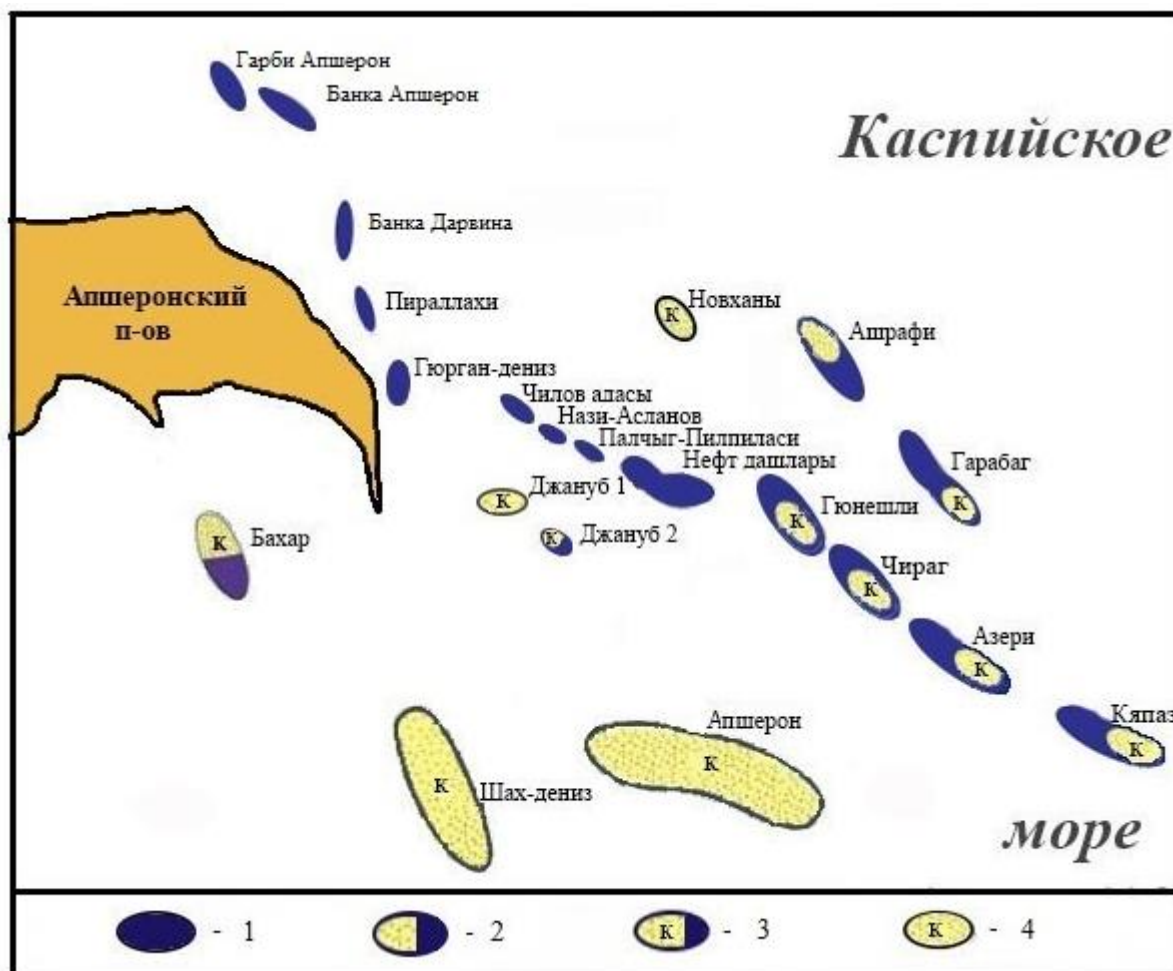
### **Введение**

Апшеронский архипелаг, охватывающий северную часть Южно-Каспийской впадины (ЮКВ), характеризуется наибольшей плотностью начальных и текущих потенциальных ресурсов нефти и газа. Начальные извлекаемые запасы только по трем месторождениям - Азери, Чираг и Гюнешли, оцениваются более чем в 800 млн. т нефти и конденсата в 300 млрд. куб. м газа [Алиев, 2003].

Все известные месторождения архипелага (рис. 1) сосредоточены в широко известных нижнеплиоценовых отложениях (продуктивная толща - ПТ), с которыми связаны перспективы дальнейшего наращивания нефтегазодобычи в республике.

Несмотря на длительную историю поисковых работ и добычи нефти, Апшеронский архипелаг остается наиболее перспективным районом для прироста запасов и развития добычи нефти и газа в Азербайджане.

Выполненный анализ изменения в пространстве газоносности ПТ в пределах Апшеронского архипелага, осуществленный по данным о газовом факторе (ГФ), представляет интерес в связи с прогнозом фазового состояния углеводородов (УВ) на новых площадях и глубоководных отложениях.



**Рис. 1. Схема расположения месторождений углеводородов в Апшеронском архипелаге**  
 1 – залежи нефти, 2 – залежи нефти и газа, 3 – залежи нефтегазоконденсатные, 4 – залежи газоконденсатные.

### Фактический материал

Основу, приведённых в статье результатов исследований, составляют около 90 данных о первичных значениях ГФ<sup>1</sup> по скважинам 8 месторождений Апшеронского архипелага, а также данные о глубине, пластовых давлениях и температуре, плотности нефтей, емкостно-фильтрационных свойствах пород резервуара.

Анализ этих данных включал статистическую обработку и исследование зависимости между указанными выше параметрами, а также рассмотрение закономерностей изменения ГФ в пространстве.

<sup>1</sup> ГФ – это отношение полученного из месторождения через скважину количества (объема) газа (в м<sup>3</sup>), приведенного к атмосферному давлению и температуре 20 °С, к количеству (массе или объему) добытой за это же время нефти (в т или м<sup>3</sup>) при тех же давлении и температуре [Большой энциклопедический..., 2004].

### Результаты исследований и их обсуждение

Обобщение данных о ГФ месторождений Апшеронского архипелага выявило, что его значения изменяются в очень широких пределах, от 17 до 14944 м<sup>3</sup>/т, составляя в среднем 1465,8 м<sup>3</sup>/т (табл. 1). В этот интервал укладываются значения ГФ характерные как нефтяным и нефтегазовым, так и газоконденсатным месторождениям [Катц, 1965; Шурупов, Белоусова, 2010; Kingston, 1990; Maclay et al., 2013; Mark, Yunke, 2010]. В целом исследуемый район, как и в целом ЮКВ, характеризуется существенным преобладанием газовой составляющей УВ, что объясняется II-III типом органического вещества нефтегазоматеринских олигоцен-нижнемиоценовых (Майкоп) и миоценовых (Чокрак и Диатом) пород, способному генерировать наряду с жидкими и значительные объемы (более 70%) газообразных УВ [Bailey et al., 1996; Feyzullayev et al., 2001].

Таблица 1

Пределы изменения и средние значения газового фактора по отдельным месторождениям Апшеронского архипелага

Месторождение	Интервал глубин, м	Число определений	Газовый фактор, т/м <sup>3</sup>	
			пределы	средняя
Гюнешли	2925-3647	12	107-2000	439,3
Чилов	678-982	3	17-23	20,7
НефтДашлары	730-1542	7	55-345	133,6
Палчыгпильпиляси	616-1247	25	23-613	162,4
Гум-дениз		5	101-164	117,4
Бахар	3820-4870	19	145-14944	6030,3
Дарвин банкасы	940-1405	12	38-46	40,7
Апшерон банкасы		3	38-39	38,3

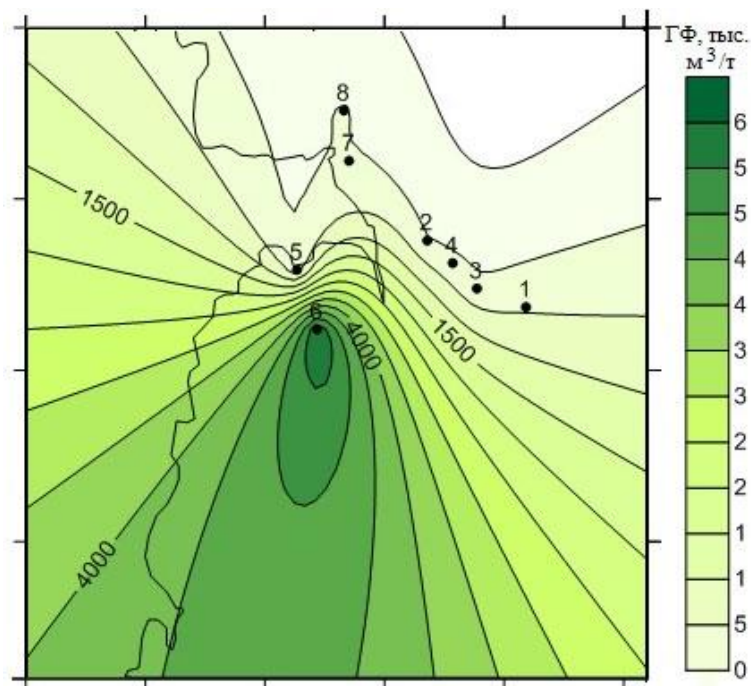
Из данных табл. 1 следует, что наиболее высокими значениями ГФ характеризуется нефтегазоконденсатное месторождение Бахар, которое является самым глубоким среди рассмотренных.

Это находит свое соответствующее отражение на схеме изменения средних значений ГФ по площади (рис. 2). Отмечается закономерное увеличение значений ГФ в сторону центральной глубокопогруженной части ЮКВ, что хорошо согласуется с изменением в этом направлении фазового состояния УВ, проявляющееся последовательной сменой нефтяных месторождений нефтегазовыми и газоконденсатными [Дадашев, 1970; Алиев, 1972].

Характерная особенность наблюдается в изменении ГФ с глубиной.

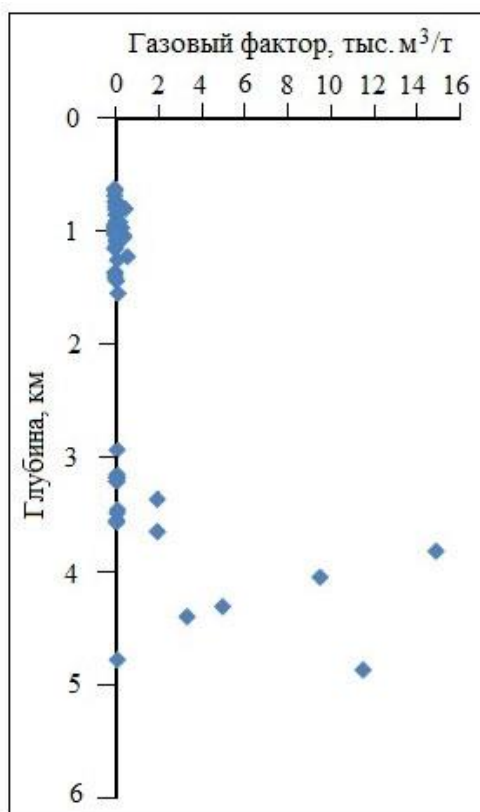
Согласно рис. 3 относительно небольшим глубинам (до глубины примерно 3 км) характерны низкие значения ГФ. Глубже наблюдается резкое увеличение значений ГФ. Создается впечатление, что причиной низких значений ГФ на небольших глубинах являются

плохие условия сохранности газов. Однако выявленный характер изменения с глубиной среднесуточной добычи нефти и газа (рис. 4) опровергает это предположение.



**Рис. 2. Распределение средних значений газового фактора месторождений в продуктивной толще по площади**

1 - Гюнешли; 2 - Чиров; 3 - НефтДашлары; 4 - Палчыгильпияси; 5 - Гум-дениз; 6 - Бахар; 7 - Дарвин банкасы; 8 - Атишерон банкасы.



**Рис. 3. Зависимость газового фактора от глубины**

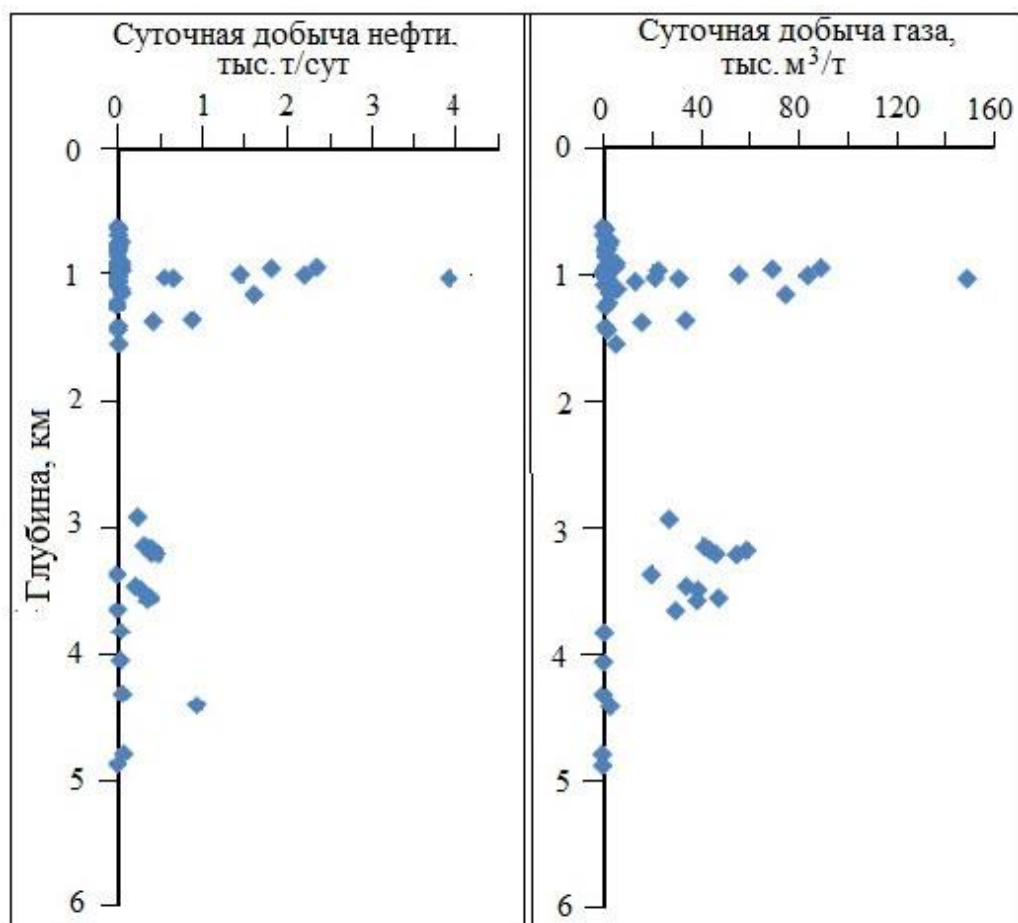


Рис. 4. Зависимость среднесуточной добычи нефти (т) и газа (м<sup>3</sup>) от глубины

Исходя из рис. 3 к интервалу глубин примерно (1-1,5 км) приурочен всплеск значений добычи как нефти, так и газа. Поэтому к нижней границе плохих условий сохранности УВ, скорее всего, можно отнести глубину до 1 км.

Рассмотрено также изменение ГФ со стратиграфической глубиной, то есть в зависимости от стратиграфического возраста резервуаров. Эта зависимость рассмотрена на примере двух месторождений: Гюнешли и Бахар, по которым имелся значимый статистический объем данных. Кроме того, эти месторождения отличаются по фазовому состоянию УВ: Гюнешли – это нефтегазовое месторождение, а Бахар – газоконденсатное.

Среднестатистические значения ГФ (для месторождения Гюнешли) и газоконденсатного фактора (ГКФ) (для месторождения Бахар), рассчитанные для отдельных стратиграфических подразделений ПТ, сведены в табл. 2.

Анализ данных табл. 2 позволяет сделать следующие основные выводы:

- как и ожидалось абсолютные значения ГКФ месторождения Бахар в целом выше значений ГФ месторождения Гюнешли;
- в обоих случаях минимальными значениями соотношения газовой и жидкой

составляющих УВ флюидов выделяется свита Фасиля;

- наиболее высокими значениями ГФ и ГКФ выделяется верхняя часть разреза ПТ (горизонты балаханской свиты).

Таблица 2

**Среднестатистические значения газового фактора (для месторождения Гюнешли)  
и газоконденсатного фактора (для месторождения Бахар)**

Отдел ПТ	Гюнешли			Бахар		
	Свита, горизонт	Число данных	ГФ, м <sup>3</sup> /т	Свита, горизонт	Число данных	ГКФ, м <sup>3</sup> /т
Верхний	V гор.	3	37133	V		
	VI гор.	4	21762	VI	6	28007
	VII гор.	2	15767	VII	12	30997
	VIII гор.	3	9762	VIII		
	IX гор.	14	6028	IX	25	21948
	X гор.	52	1144	X	38	5760
	Балаханская свита в целом	78	5169	Балаханская свита в целом	81	16143
	Фасиля	92	418	Фасиля	72	3902
	<b>В целом</b>	<b>170</b>	<b>2598</b>	<b>В целом</b>	<b>153</b>	<b>10383</b>
Нижний	НКП	12	5433	НКП	12	18687
	ПК			ПК	5	6353
	КаС	32	210	КаС		
	<b>В целом</b>	<b>44</b>	<b>1635</b>	<b>В целом</b>	<b>17</b>	<b>15059</b>

Как показывает сопоставление среднесуточной добычи нефти и газа на месторождении Гюнешли, одним из основных факторов низких значений ГФ свиты Фасиля является ее высокая нефтеносность (рис. 5), значительно выше, чем остальных стратиграфических составляющих ПТ. Именно поэтому свита Фасиля (VII гор. по Гарадагской разбивке) уже на протяжении длительного времени является основным поисковым объектом на нефть в ЮКВ.

Что касается более высокой газоносности и высоких значений ГФ верхней части разреза ПТ (см. рис. 5, табл. 2), то это является следствием субвертикальных миграционных процессов. Особенностью этих процессов является опережающая миграция газов, в сравнении с жидкими УВ, а также явление фазовых переходов, обусловленных снижением пластовых давлений.

Наиболее благоприятными путями для субвертикальной миграции газожидкого раствора УВ являются высокопроницаемые зоны разломов и тектонических нарушений. Это

подтверждают закономерности распределения по площади ГФ на месторождении Гюнешли. Как видно на рис. 6, зоны высоких значений ГФ тяготеют к тектоническим нарушениям и узлам их пересечений.

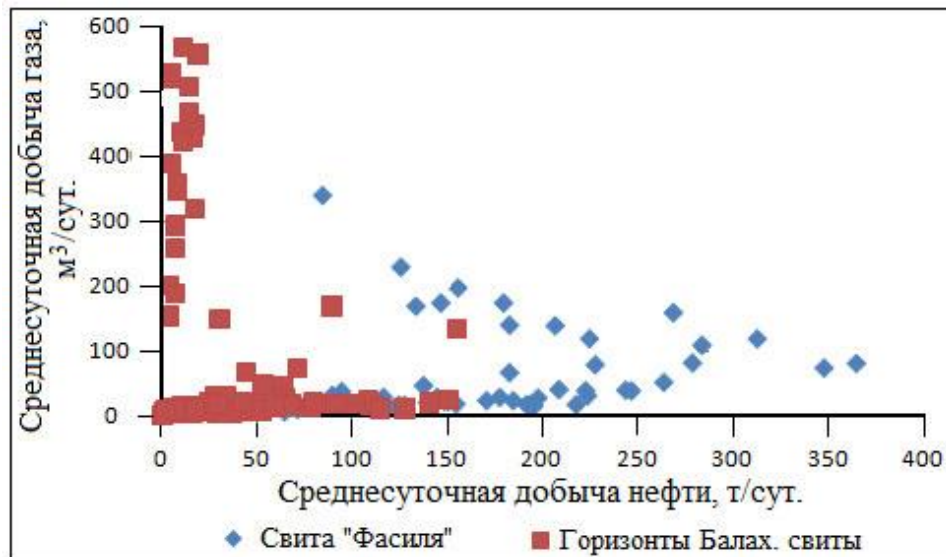


Рис. 5. График зависимости между среднесуточной добычей нефти и газа по свите Фасиля и различных горизонтов балаханской свиты продуктивной толщи на месторождении Гюнешли

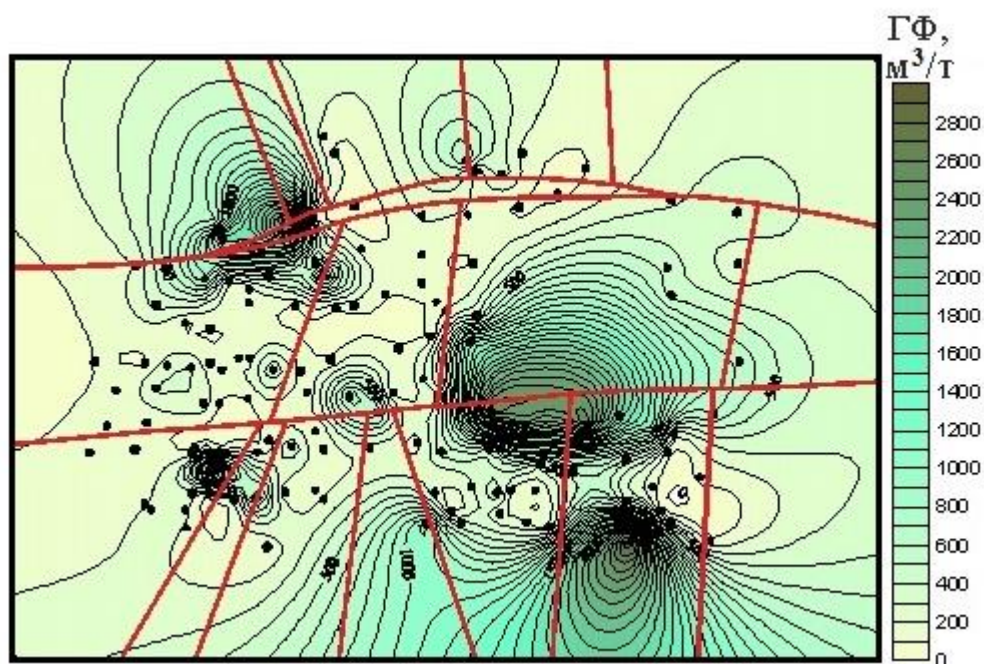


Рис. 6. Закономерности распределения газового фактора по площади месторождения Гюнешли

Представляет интерес и изменение ГФ в зависимости от термодинамических условий (пластовых давлений и температур). Характер этой зависимости показан на рис. 7.

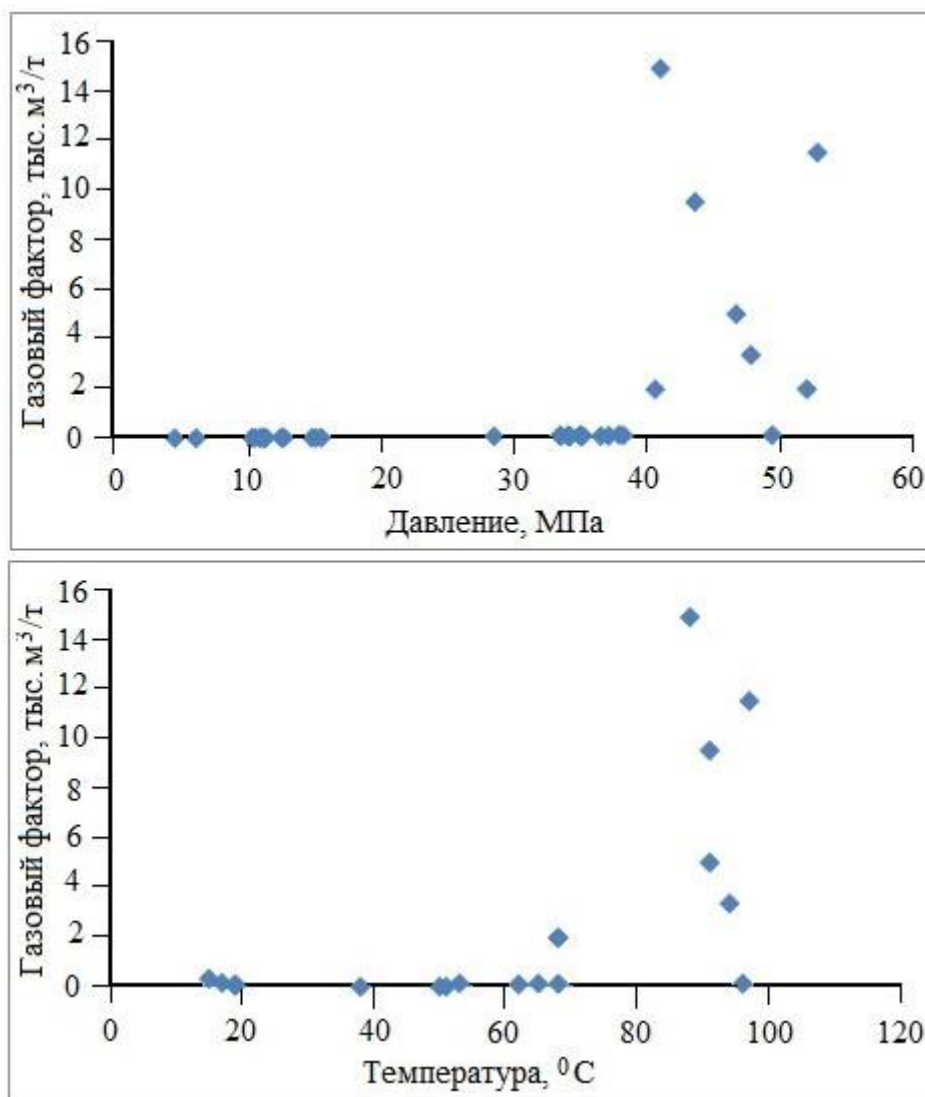


Рис. 7. Графики зависимости между газовым фактором и термодинамическими параметрами (пластовыми температурами и давлениями)

Как видно из графиков, представленных на рис. 6, низким значениям пластовой температуры (примерно до 80 °С) и давления (менее 40 МПа) соответствуют и низкие значения ГФ. Выше указанных значений термодинамических параметров наблюдается резкое увеличение ГФ.

Выполненными исследованиями также установлено, что наиболее высокие значения ГФ характерны нефтям с относительно низкой плотностью (менее 880 кг/м³) (рис. 8).

Немаловажный интерес вызывает также зависимость ГФ от ёмкостно-фильтрационных свойств пород (пористости и проницаемости). Характер связи этих параметров наглядно отображает график, приведенный на рис. 9.



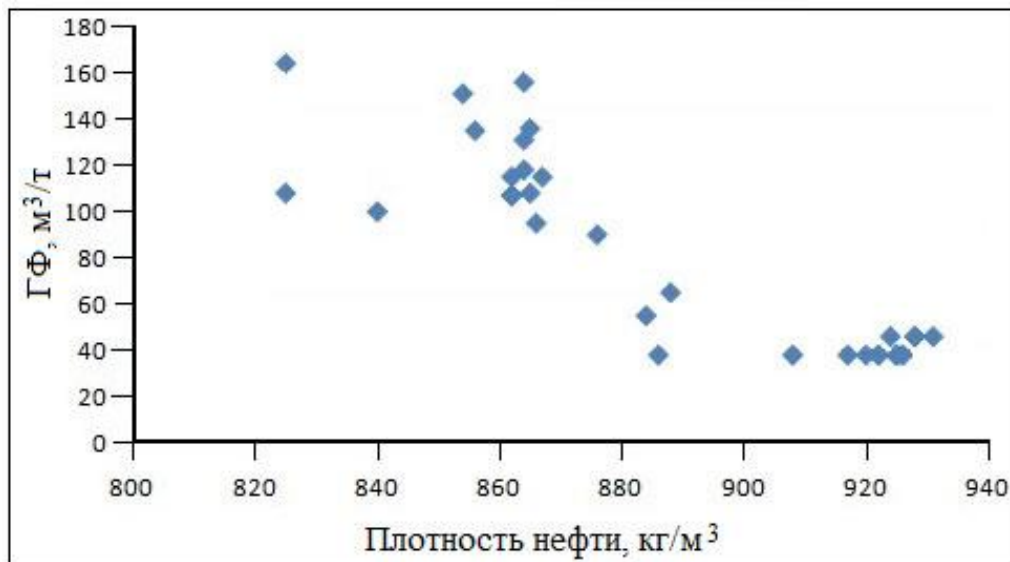


Рис. 8. График зависимости газового фактора от плотности нефти

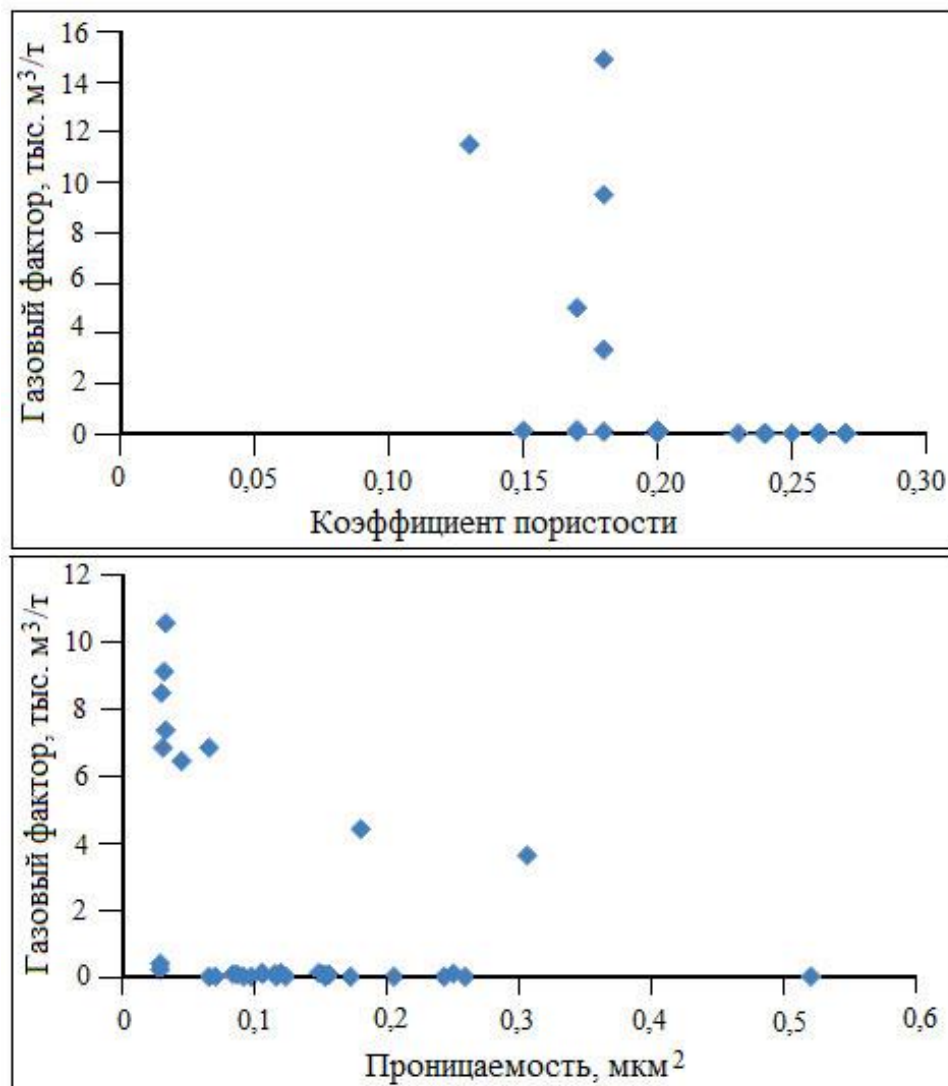


Рис. 9. Графики зависимости газового фактора от емкостно-фильтрационных свойств пород (пористости и проницаемости)

Исходя из графиков, представленных на рис. 7, можно заключить, что зависимость ГФ от емкостно-фильтрационных свойств проявляется в приуроченности пиковых его значений к определенным интервалам значений пористости и проницаемости. Важно отметить, что эти интервалы характеризуются относительно низкими значениями: 0,13-0,18 для коэффициента пористости и 0,03-0,07 мкм<sup>2</sup> для проницаемости. Это, вероятнее всего, объясняется более тесными взаимосвязями в системе порода-флюид в этом интервале значений, способствующими (благодаря действию капиллярных и адсорбционных сил) удерживанию газа в породе.

### Заключение

Результаты, выполненного в данной статье сбора, обобщения и анализа данных о ГФ месторождений Апшеронского архипелага, позволяют сделать следующие основные выводы:

- значения ГФ, изменяющиеся в широких пределах: от 17 до 14944 м<sup>3</sup>/т (среднее значение 1465,8 м<sup>3</sup>/т), характерны как нефтяным и нефтегазовым, так и газоконденсатным месторождениям;

- более высокими значениями ГФ выделяется верхняя часть стратиграфического разреза ПТ (горизонты Балаханской свиты), что является следствием субвертикальных миграционных процессов, особенность которых заключается в опережающей миграции газов, в сравнении с жидкими УВ, и последовательным снижением пластовых давлений, сопровождающимся фазовыми переходами;

- отмечается увеличение ГФ в сторону глубоководной части ЮКБ, хорошо согласуясь с изменением в этом направлении фазового состояния УВ;

- пластовые температуры выше 80 °С и давления более 40 МПа характеризуются наиболее высокими значениями ГФ, что, вероятнее всего, связано с началом интенсивных процессов генерации УВ и более благоприятными условиями их сохранности. При этом важно отметить, что благодаря II-III типу ОВ, в образующихся в результате его термальной деструкции УВ, преобладает газовая составляющая;

- наиболее высокие значения ГФ характерны нефтям с относительно низкой их плотностью (менее 880 кг/м<sup>3</sup>);

- выявлена зависимость ГФ от емкостно-фильтрационных свойств, которая проявляется приуроченностью пиковых его значений к интервалам с относительно низкими значениями коэффициента пористости (0,13-0,18) и проницаемости (0,03-0,07 мкм<sup>2</sup>) пород. Это, вероятнее всего, объясняется более тесными взаимосвязями в системе порода-флюид в этом интервале значений, способствующими (благодаря действию капиллярных и адсорбционных сил) удерживанию газа в породе.

В целом можно заключить, что ГФ является информативным критерием оценки фазового состояния обнаруженных в недрах скоплений УВ и закономерностей изменения его в пространстве.

### Литература

*Алиев А.И.* Закономерности размещения залежей нефти и газа на северо-западном борту Южно-Каспийской впадины // Геология нефти и газа. - 1972. - №1. - С. 6-9.

Большой энциклопедический политехнический словарь. - М.: МультиТрейд, 2004. - 656 с.

*Дадашев Ф.Г.* Газоносность продуктивной толщи Юго-Восточного Кавказа. – Баку, 1970. - 150 с.

*Катц Д.Л., Корнел Д., Вери Дж.А.* Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. – Недра, 1965. - 678 с.

*Шурупов С.В., Белоусова А.С.* Оценка ресурса попутного нефтяного газа при добыче нефти в России // Газохимия. - Январь-Февраль. - 2010. - С. 70-74.

*Feyzullayev A.A., Guliyev I.S., Tagiyev M.F.,* 2001. 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). P. 409-417.

*Kingston, J.,* 1990. Estimation of condensate in the assessment of undiscovered petroleum resources. OpenfileReport 90-230 // UnitedStates Geological Survey. 1990. 37 p.

*Maclay D.M., Shepard N.K., Zeringue B.A.,* 2013. Estimated Oil and Gas Reserves// Gulf of Mexico OCS Region December 31, 2009. OCS Report BOEM 2013-01160. U.S. Department of the Interior Bureau of Ocean Energy Management Gulf of Mexico OCS Region. New Orleans. July 2013, 23 p.

*Mark J. Kaiser and Yunke Yu.,* 2010. Gulf Coast economic limits-1: Economic limits estimated for US Gulf Coastal fields. *Oil and Gas Journal*. 2010. 108(20), P. 47-54.

**Feyzullayev A.A., Ismaylova G.G., Guseynova A.N.**

Institute of Geology and Geophysics of Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, Azerbaijan, fakper@gmail.com, gulkhar@yahoo.com, afshan\_babazade@yahoo.com

## **PECULARITIES OF GAS CONTENT CHANGE IN PRODUCTIVE SERIES BELONGING TO APSHERON ARCHIPELAGO, AZERBAIJAN**

*Based on the data on the change in a wide range of gas-oil ratio GOR values of the Apsheron Archipelago petroleum deposits, the gas content of the productive stratum of the Lower Pliocene and its variation in space are estimated. The value of GOR increases towards the central deep-seated part of the South Caspian Basin. Low GOR values in the depth interval up to a kilometer are due to poor gas conservation conditions. In the stratigraphic section of the productive series, the highest values characterize the different levels of the Balakhani Formation, and the lowest of the Fasil Formation. The characteristic dependence of GOR on thermodynamic parameters, oil density, and capacitive-filtration properties of rocks was revealed.*

**Keywords:** oil and gas fields, GOR, Lower Pliocene, Apsheron Archipelago, Azerbaijan.

### **References**

Aliiev A.I. *Zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey nefti i gaza na severo-zapadnom bortu Yuzhno-Kaspiyskoy vpadiny* [Regularities in the location of oil and gas deposits on the northwestern side of the South Caspian Basin]. Oil and gas geology, 1972, no. 1, p. 6-9.

Dadashev F.G. *Gazonosnost' produktivnoy tolshchi Yugo-Vostochnogo Kavkaza* [The gas content of the Productive series of the South-Eastern Caucasus]. Baku, 1970, 150 p.

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), P. 409-417.

Kats D.L., Kornel D., Veri Dzh.A. *Rukovodstvo po dobyche, transportu i pererabotke prirodnogo gaza* [Handbook of natural gas engineering]. Nedra, 1965, 678 p.

Kingston, J. Estimation of condensate in the assessment of undiscovered petroleum resources. Open file Report 90-230 // United States Geological Survey. 1990. 37 p.

Maclay D.M., Shepard N.K., Zeringue B.A. Estimated Oil and Gas Reserves // Gulf of Mexico OCS Region December 31, 2009. OCS Report BOEM 2013-01160. U.S. Department of the Interior Bureau of Ocean Energy Management Gulf of Mexico OCS Region. New Orleans. July 2013, 23 p.

Mark J. Kaiser and Yunke Yu. Gulf Coast economic limits-1: Economic limits estimated for US Gulf Coastal fields. *Oil and Gas Journal*. 2010. 108(20), P. 47-54.

Shurupov S.V., Belousova A.S. *Otsenka resursa poputnogo neftyanogo gaza pri dobyche nefti v Rossii* [Estimated of the resource of associated petroleum gas during oil production in Russia]. *Gas chemistry*, January February, 2010, p.70-74.

The Big Encyclopedic Polytechnical Dictionary. Moscow, Multitrade, 2004, 656 p.

© Фейзуллаев А.А., Исмаилова Г.Г., Гусейнова А.Н., 2017