

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 553.981.8

Дифференциация проб при обнаружении прорывного газа месторождения северной части Колвинского мегавала

О.А. Антипина, Е.А. Вершинина, Ю.Е. Тараканова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»

Пермь, ул. Советской армии, 29. E-mail: Olga.Antipina@pnn.lukoil.com

(Статья поступила в редакцию 27 ноября 2024 г.)

Представлены результаты геохимического изучения образцов попутного нефтяного газа месторождения северной части Колвинского мегавала с целью дифференциации проб для обнаружения наличия прорывного газа. По результатам исследований произведено деление проб попутного нефтяного газа на группы и рассчитана доля обнаруженного прорывного газа.

Ключевые слова: *попутный нефтяной газ, растворенный газ, газ газовой шапки, геохимический показатель.*

DOI: 10.17072/psu.geol. 24.1.86

Введение

В настоящее время геохимические методы исследования широко используются в поисковой геологии нефти и газа. Данные методы позволяют получить информацию, исходя из которой можно, например, проводить типизацию флюидов, корреляцию продуктивных пластов, моделирование путей миграции углеводородов (Ермаков и др., 1990). Также актуальной задачей является определение типа добываемой продукции, в том числе принадлежность газа к растворенному газу либо газу газовой шапки.

При разработке месторождений, в которых смесь углеводородов при начальных пластовых условиях находится в однофазном состоянии, ведется добыча не только нефти, но и растворенного в нефти газа (попутный нефтяной газ). Исследуемое месторождение представляет собой

двухфазную систему, в которой кроме нефти и растворенного в нефти газа могут добывать газ газовой шапки. Газ газовой шапки (ГШ) попадает в продукцию нефтяных скважин и добывается вместе с растворённым газом (РГ) при возникновении прорывов газа в нефтяную часть залежи. Исходя из цели, нами были поставлены следующие задачи: определение компонентного состава отобранных проб газа, дифференциация и характеристика данных проб газа, сравнение полученных результатов с газами ГШ и РГ на предмет обнаружения наличия прорывного газа и расчета его доли.

Исследуемые пробы газа отобраны на устьях горизонтальных добывающих скважин, расположенных на разном расстоянии от газонефтяного контакта (ГНК), залежи II продуктивного пласта артинского яруса нижней перми (P_{1ar-II}) месторождения

© Антипина О.А., Вершинина Е.А., Тараканова Ю.Е., 2025



Эта работа лицензирована в соответствии с CC BY 4.0. Чтобы просмотреть копию этой лицензии, посетите <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

(рис. 1). Пробы газов ГШ и РГ отобраны через нефтяные и газовые скважины, перфорированные в нефтенасыщенных и газонасыщенных интервалах залежи соответственно. Месторождение X является нефтегазоконденсатным, артинский ярус представлен известковыми отложениями. Для данного месторождения подобные исследования углеводородных газов с последующей обработкой и систематизацией результатов проводятся впервые.

Отбор проб газа осуществлялся на устьях добывающих скважин в апреле 2023 г. при помощи пробоотборников ПГО-100, пробы поступали в лабораторию отдела геохимических исследований филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г. Перми. Анализ проб на компонентный состав проводился на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000.2» методом газоадсорбционной хроматографии.

Таблица. Компонентный состав и физико-химические свойства проб газа

Ряд	Номер скважины	Компонентный состав попутного газа, % мол.												
		H ₂ S	He	H ₂	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	i-C ₅	n-C ₅	C ₅
1	1	<0,001	0,015	0,001	4,830	0,072	91,740	1,845	0,712	0,134	0,295	0,115	0,116	0,095
1	2	<0,001	0,015	<0,001	3,780	0,199	93,280	1,696	0,509	0,088	0,222	0,067	0,071	0,048
1	3	<0,001	0,015	<0,001	4,580	0,083	94,100	0,843	0,199	0,029	0,069	0,022	0,024	0,022
1	4	<0,001	0,010	<0,001	4,070	0,145	92,560	2,091	0,699	0,102	0,201	0,047	0,046	0,023
1	5	<0,001	0,014	<0,001	3,830	0,374	92,380	2,187	0,701	0,111	0,234	0,065	0,073	0,022
2	6	<0,001	0,018	0,002	6,068	0,071	91,620	1,573	0,415	0,051	0,096	0,023	0,025	0,020
2	7	<0,001	0,007	<0,001	0,439	0,893	87,130	4,633	3,371	0,749	1,716	0,458	0,401	0,147
2	8	<0,001	0,021	0,004	4,810	0,083	91,930	2,049	0,661	0,098	0,197	0,049	0,050	0,034
2	9	<0,001	0,004	<0,001	0,086	0,473	77,990	7,501	6,312	1,483	3,540	1,113	1,034	0,368
3	10	<0,001	0,003	<0,001	1,071	0,207	89,850	4,485	2,681	0,453	0,847	0,171	0,143	0,059
3	11	<0,001	0,006	<0,001	1,629	0,569	81,320	6,809	5,046	0,984	1,980	0,583	0,591	0,337
3	12	<0,001	0,010	<0,001	5,974	0,285	89,880	2,408	0,902	0,136	0,260	0,057	0,051	0,025
3	13	<0,001	0,009	<0,001	4,134	1,377	90,630	2,270	0,819	0,128	0,283	0,098	0,121	0,091

Компонентный состав отобранных проб газа представлен в таблице. Скважины, наиболее близко расположенные к ГНК, обозначены как 1-й ряд, скважины, более удаленные от ГНК – как 2-й ряд, 3-й ряд – это скважины, максимально удаленные от ГНК (рис. 1). Состав попутного нефтяного газа включает в себя углеводороды парафинового ряда, азот, углекислый газ, водород, гелий. Данные пробы представляют собой бессернистые, низкоуглекислые и низкогелиевые газы.

На основании проведенных газохроматографических исследований были рассчитаны соотношения, которые применимы для качественной оценки типа нефтяного резервуара, оценки уровня зрелости и миграционных режимов нефтяных коллекторов (Зорь-

кин и др., 1984). Для выявления показателей, позволяющих наиболее эффективно поделить на группы исследуемые пробы газа, проведен анализ большого количества соотношений, по результатам которого выбраны маркерные показатели, представляющие собой соотношения легких углеводородов состава C₁-C₅. На основании маркерных показателей были построены лепестковые диаграммы – многопараметрические графики в полярных координатах (рис. 2).

Полученные диаграммы позволили поделить исследуемые пробы газа на следующие группы:

- 1 группа – скважины 10, 11, 7, 9;
- 2 группа – скважины 4, 12, 8;
- 3 группа – скважины 1, 2, 5, 13.

Диаграммы наглядно демонстрируют общность и различие углеводородного состава исследуемых объектов: профиль образцов 1-й группы более вытянутый по осям «nC₄/nC₅» и «C₃/C₄»; профили 2-й и 3-й групп отличаются распределением значений вдоль оси «nC₄/nC₅». Профили 2-й и 3-й групп схожи с профилем ГШ Р_{1а}-II. Образцы из скважин 3 и 6 не вошли ни в одну из указанных групп, они формируют свои индивидуальные профили.

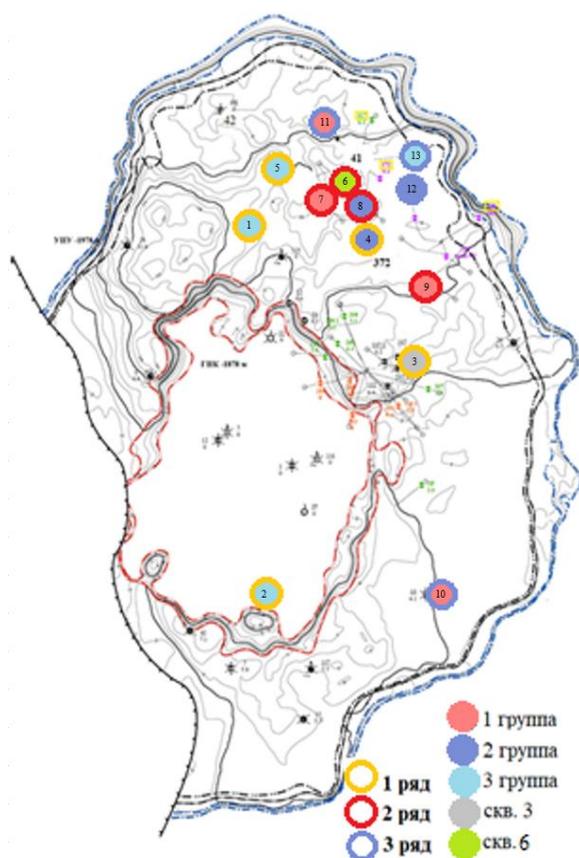


Рис. 1. Схема расположения скважин с учетом удаленности от ГНК и дифференциации образцов проб газа

Сравнение характеристик газов ГШ и РГ с составом отобранных проб газа позволило выявить наличие прорывного газа в попутном нефтяном газе. Для решения данной задачи будем опираться на газогеохимические коэффициенты, применяемые для определения фазового состояния УВ в залежи. Проанализировав всю совокупность коэффициентов (Зорькин и др., 1984; Степанова, 1983; Коротаев, 1999), мы остановились на коэффициентах, предложенных В.И. Старосель-

ским, который для определения флюида, насыщающего залежь, использовал четыре параметра в качестве газогеохимических коэффициентов: коэффициент этанизации C_2/C_3 , C_2+ , $100 \cdot C_2 / (C_3 + C_4)$, $100 \cdot C_2 / C_1$.

Диаграммы на рис. 3 наглядно демонстрируют, что пробы газов 2-й и 3-й групп представляют собой смесь ГШ и РГ: значения их газогеохимических коэффициентов находятся в пределах диапазонов, соответствующих значениям параметров для ГШ и РГ. На диаграммах диапазоны параметров ГШ и РГ обозначены сплошными линиями.

Следует отметить, что компонентный состав проб газа группы 1 отличается от компонентных составов газов ГШ и РГ данной залежи (рис. 4): усредненные значения концентраций углеводородных компонентов имеют более высокие значения, а усредненное значение концентраций азота – более низкое. Также для газов этой группы характерно повышенное содержание тяжелых компонентов C₃+ (пробы газов данной группы относятся к категории полужирных в отличие от газов других групп, которые относятся к сухим), пониженный коэффициент этанизации, равный 1,3. Полученные результаты, отличные от результатов газов ГШ и РГ, не позволили взять данную группу для расчета доли прорывного газа.

Пробы газов из скважин 3 и 6 имеют свои характерные черты: коэффициент этанизации равен 4, сумма тяжелых УВ значительно меньше, чем для ГШ и РГ, поэтому данные пробы тоже не использовались для расчета доли прорывного газа.

Газы 2-й и 3-й группы, также как РГ и ГШ, по коэффициенту жирности являются сухими газами, коэффициент этанизации равен 3.

Во второй группе содержание азота изменяется в пределах от 4,01 до 5,97 мол.%, в третьей – от 3,78 до 4,83 мол.%. Углекислый газ во второй группе изменяется от 0,083 до 0,285 мол.%, в третьей – от 0,072 до 1,377 мол.%. По усредненному содержанию углеводородных компонентов эти группы схожи (рис. 4). Содержание тяжелых УВ: 0,13 (2-я группа) и 0,25 (3 группа) соответственно.

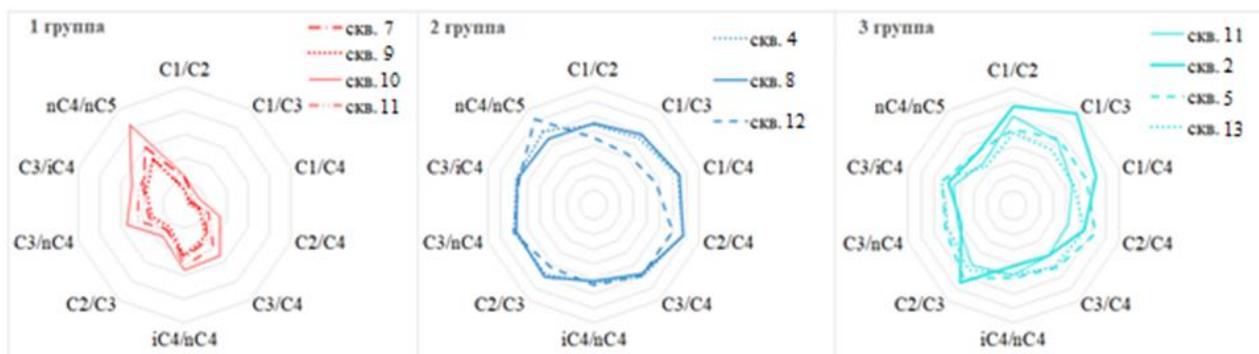


Рис. 2. Лепестковая диаграмма маркерных показателей групп

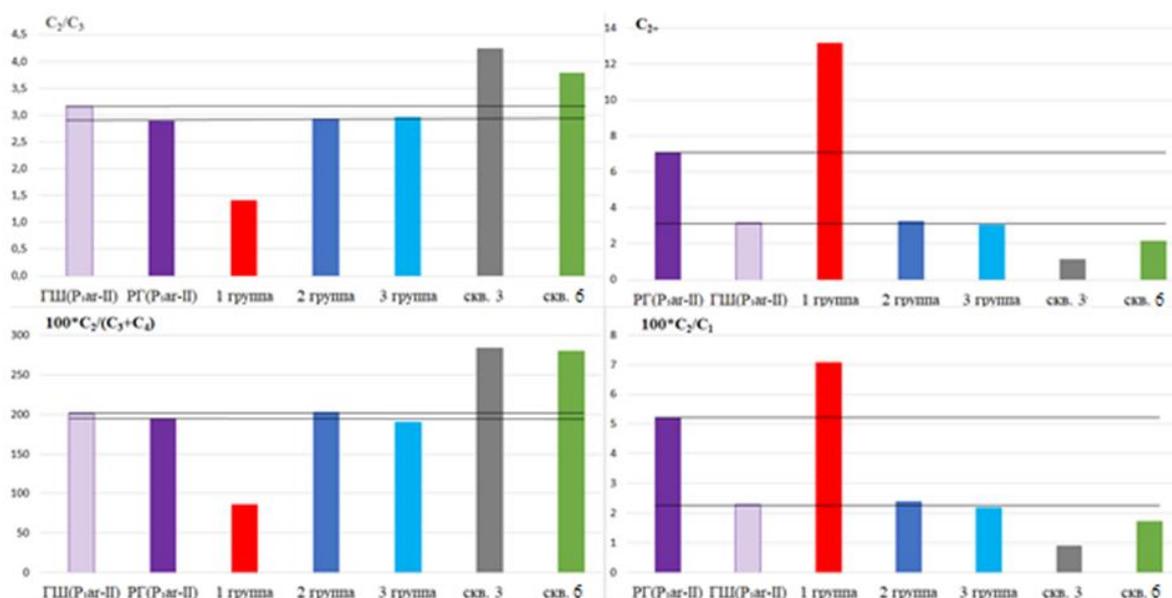


Рис. 3. Результаты расчетов газогеохимических коэффициентов

Для 2-й и 3-й групп рассчитано усредненное значение доли прорывного газа в соответствии с литературными данными (Чахмахчев и др., 1993). Сущность метода заключается в сравнении концентрации *i*-го компонента попутного нефтяного газа с концентрацией данного компонента в растворенном газе и газе газовой шапки.

Состав прорывного газа рассчитывается с учетом выполнения следующего условия: разность квадратов текущей и рассчитанной концентраций по всем компонентам попутного нефтяного газа должна стремиться к нулю:

$$\sum_i \left\{ (v_i^j)^2 - \left[\frac{v_i^{PG} V_{PG} + v_i^{GSH} V_{GSH}}{V_{раств} + V_{прорыв}} \right]^2 \right\} \Rightarrow 0$$

где *v_i* – объемная доля *i*-го компонента в газе; *V_{PG}* – добываемый объем растворенного в нефти газа; *V_{GSH}* – добываемый объем прорывного газа; *i* – компонент, входящий в состав газовой смеси.

Математические расчеты подтвердили, что попутный нефтяной газ групп 2 и 3 представляет собой смесь прорывного и растворенного газа. На рисунке 5 продемонстрирована количественная оценка доли прорывного газа в общем потоке газа на устье скважины, для групп 2 и 3 она составляет 66 и 80 % соответственно. Стоит отметить, что группы 2 и 3 включают в себя скважины, относящиеся к разным рядам, следовательно, удаленность интервалов перфорации от ГНК не влияет на количество прорывного газа.

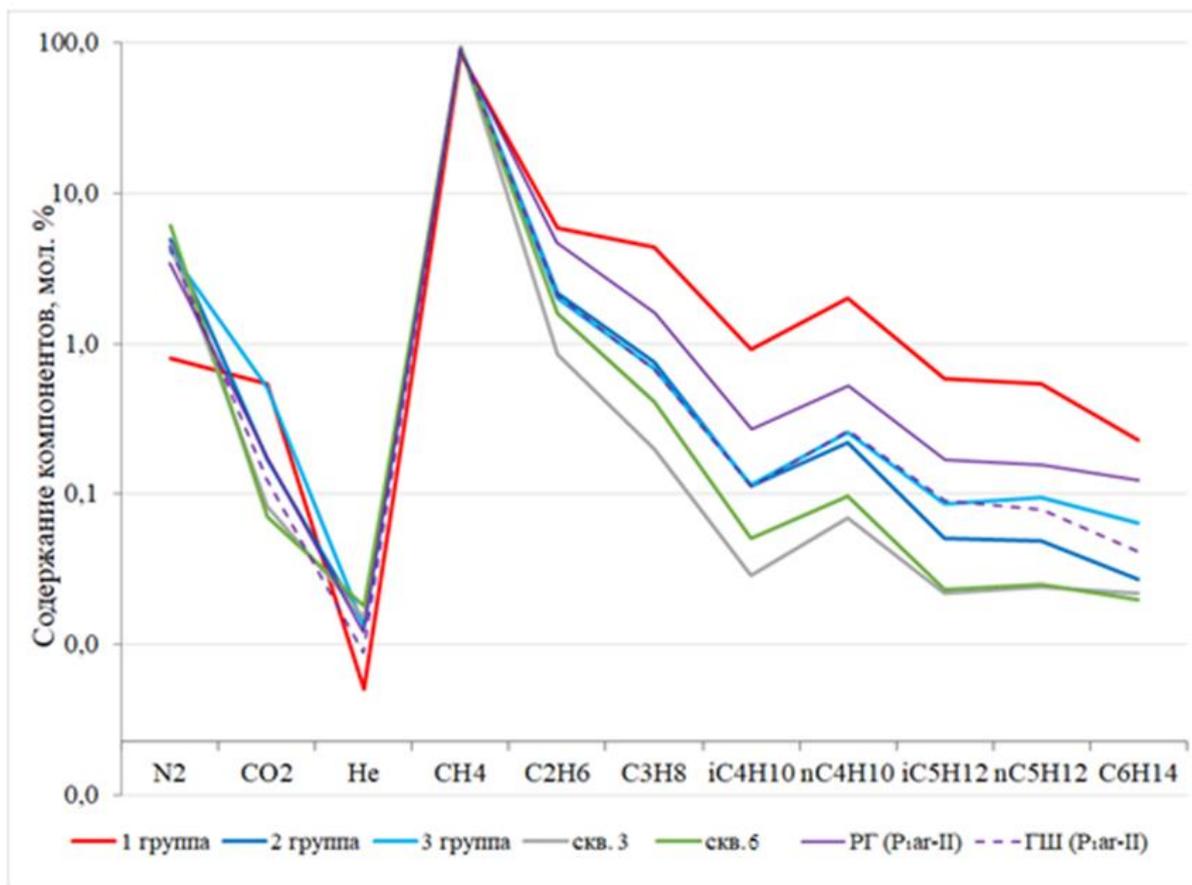


Рис. 4. Усредненное значение компонентного состава

На основании полученных результатов хроматографических исследований компонентного состава проб газа залежи P_{1ar-II} месторождения северной части Колвинского мегавала выявлены маркерные показатели, позволяющие провести их дифференциацию.

Выполнен расчет газогеохимических коэффициентов: C_2/C_3 , C_2+ , $100 \cdot C_2/(C_3+C_4)$, $100 \cdot C_2/C_1$. Проведенный с их помощью сравнительный анализ помог выявить наличие прорывного газа и рассчитать его долю.

Для подтверждения выделенных групп газов, выявления и обоснования протекающих процессов в залежи P_{1ar-II} месторождения требуется продолжить изучение данного объекта, в том числе выполнить дополнительный отбор и анализ проб газа, который позволит увеличить объем статистических данных.

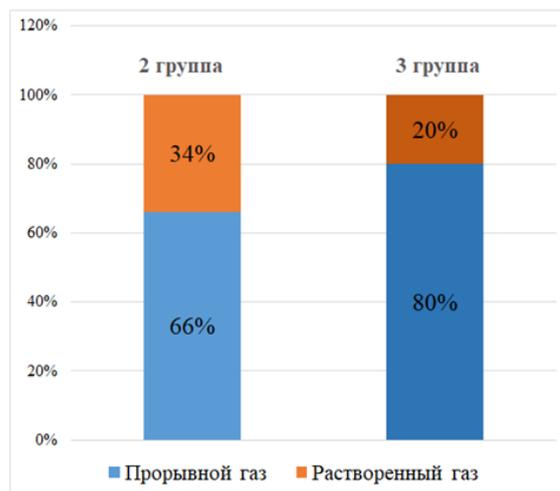


Рис. 5. Состав попутного нефтяного газа

Библиографический список

Ермаков В.И., Зорькин Л.М., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И. Геология и геохимия природных горючих газов. М.: Недра, 1990. 315 с.

Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1984. 248 с.

Степанова Г.С. «Фазовые превращения в месторождениях нефти и газа». М.: Недра, 1983.

Коротаев Ю.П. Избранные труды: в 3 т. М.: Недра, 1999. Т. 2. С. 72.

Чахмахчев В.А., Аксенов А.А., Барс Е.А., Жузе Т.П., Тихомиров В.И., Пунанова С.А., Виноградова Т.Л., Разумова Е.Р., Скульская З.М., Чахмахчев А.В. Геолого-геохимические методы оценки нефтегазоносности локальных объектов М.: ИГиРГИ, 1993.

Гуляева Н.А., Фоминых О.В. Энергетический потенциал попутно добываемого нефтяного газа. Учет прорывного газа в общем объеме добываемой продукции скважин // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2013. № 10. С. 64–71.

Samples Differentiation when Detecting Breakthrough Gas in the Northern Part of the Kolvinskiy Megaswell

O.A. Antipina, E.A. Vershinina, Y.E. Tarakanova

PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm, 29-21 Sovetskoy Armii Str., Perm 614066, Russia

E-mail: Olga.Antipina@pnn.lukoil.com

The article presents the results of a geochemical study of associated petroleum gas samples from the northern part of the Kolvinsky megaswell aimed to differentiating samples for detection the presence of breakthrough gas. Based on the research results, associated petroleum gas samples were divided into groups and the proportion of detected breakthrough gas was calculated.

Key words: *associated petroleum gas; dissolved gas; gas cap gas; geochemical indicator.*

References

Ermakov V.I., Zorkin L.M., Skorobogatov V.A., Staroselsky V.I. 1990. Geologiya i geokhimiya prirodnykh goryuchikh gazov [Geology and geochemistry of natural combustible gases]. Moskva, Nedra, p. 315. (in Russian)

Zorkin L.M., Starobinets I.S., Stadnik E.V. 1984. Geokhimiya prirodnykh gazov neftegazonosnykh basseynov [Geochemistry of natural gases of oil and gas basins]. Moskva, Nedra, p. 248. (in Russian)

Stepanova G.S. 1983. Fazovye prevrashcheniya v mestorozhdeniyakh nefti i gaza [Phase transformations in oil and gas fields]. Moskva, Nedra, p. 192. (in Russian)

Korotaev Yu.P. 1999. Izbrannye trudy. T. 2 [Selected works. T. 2]. Moskva, Nedra, p. 475. (in Russian)

Chakhmakhchev V.A., Tikhomirov V.I., Punanova S.A., Vinogradova T.L., Razumova E.R., Skulskaya Z.M., Chakhmakhchev A.V. 1993. Geologo-geokhimicheskie metody otsenki neftegazonosnosti lokalnykh obyektov [Geological and geochemical methods for assessing the oil and gas content of local objects]. Moskva, IGI RGI, p. 205. (in Russian)

Gulyaeva N.A., Fominykh O.V. 2013. Energeticheskiy potentsial poputno dobyvaemogo neftyanogo gaza. Uchet proryvnogo gaza v obshchem obyome dobyvaemoy produktsii skvazhin [Energy potential of associated petroleum gas. Accounting for breakthrough gas in the total volume of well production]. Territoriya NEFTEGAZ. 10:64 - 71. (in Russian)