

3. Mann Ch., Barnes K. Elektrokhimicheskie reaktsii v nevodnykh sistemakh [The electrochemical reactions in non-aqueous systems]. Moscow, Khimiya, 1984, 480 p.
4. Beyzera M., Lunda Kh. Organicheskaya elektrokhiimiya [Organic electrochemistry]. Moscow, Khimiya, 1988, 470 p.
5. Lens N. M., Khulshoffb P., Midlenburg Dzh. S. Geokhiimiya tsiklicheskoj sery [Geochemistry of cyclic sulfur]. Osnovnye sposoby prevrashcheniy sery [ADC's method of converting sulfur.], London, IWA, 2000, pp. 12–18.
6. Gallovej S. P., Doksi D. D., Fenski Dy D., Uillson S. R., Yang X. Neorganicheskaya khimiya [Inorganic Chemistry]. 1994, 453 p.
7. Grandberg I. I. Organicheskaya khimiya [Organic Chemistry]. Moscow, Drofa, 2001, 672 p.
8. Prech E., Byulmann Yu., Affolter K. Opređenje stroeniya organicheskikh soedineniy [Determination of the structure of organic compounds]. Moscow, Mir, BINOM, 2006, 438 p.
9. Reutov O. A., Kurts A. L., Butin K. P. Organicheskaya khimiya [Organic chemistry]. Moscow, MGU, 1999, 624 p.
10. Organicheskie poliulfany [Organic poliulfany]. Saksess, R. B. King i Dzh. Uilley, 2005, Vol. 9, pp. 5403–5435.
11. Styudel, R. Khimiya organicheskikh polisulfanovR₂Sn (n> 2) [Organic Chemistry polisulfanovR₂Sn (n> 2)]. Khimicheskij obzor [Chemical Review], 2002, pp. 102–108, 3905–3946.
12. Laur P., Senning A. Sera v organicheskoy i neorganicheskoy khimii [Sulfur in organic and inorganic chemistry]. New-York, Maselya Dekkera, 1982, Vol. 3, 91 p.
13. Budnikov G. K., Maystrenko V. N., Vyaselev M. G. Osnovy sovremennogo elektrokhimicheskogo analiza [Foundations of modern electrochemical analysis]. Moscow, Mir, 2003, 520 p.
14. Klenard B. L., Millerr T. Dzh. Organicheskaya khimiya polisulfanov [Organic Chemistry polysulfane]. Nauchnyy zhurnal, 1984, pp. 49–53, 1221–1225.
15. Mott A. V., Barani G. Sintez [Synthesis]. 1984, 657p.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗОВЫХ КОНДЕНСАТОВ

Мерчева Валентина Сергеевна, кандидат технических наук, доцент

Астраханский государственный университет
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебряков Олег Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Астраханский государственный университет
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

По аналогии с химической классификацией нефтей (по Ал.А. Петрову), газовые конденсаты также можно разделить на четыре основных химических типа: А¹, А², Б², Б¹ (на примере газовых конденсатов Ямала и смежных районов Западной Сибири). Тип А¹ соответствует алкановым газовым конденсатам и по своему углеводородному составу близок к соответствующим алкановым нефтям. Типы А² и Б относятся к нафтеновым конденсатам, поскольку в их составе содержится более 50 % нафтеновых углеводородов. В конденсатах типа А² количество нафтенов составляет

60–70 %, увеличиваясь до 75 % в конденсатах Б² и достигая 80–90 % в конденсатах химического типа Б¹. Более того, нефтяные газовые конденсаты типа Б² и Б¹ подразделяются в зависимости от преобладания в них структур различных химических типов – изопреноидных, циклоалкановых, моноциклов геминального типа замещения, би- и трициклоалканов – соответственно на подтипы Б² и Б²ц, Б¹м, Б¹б и Б¹т.

При типизации газовых конденсатов учитываются и другие их особенности:

1. состав и практическое отсутствие или очень низкое содержание смолистых веществ, серы и парафина;
2. преобладание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С;
3. большую изменчивость состава в связи с широким развитием в пластовых условиях ретроградных процессов обратного испарения и обратной конденсации;
4. зависимость углеводородного и фракционного состава от условий отбора.

Для выделения типов газовых конденсатов используются и следующие групповые показатели:

1. углеводородный состав бензиновых фракций (НК -200 °С);
2. содержание фракций, выкипающих выше 200 °С;
3. содержание общей серы.

Газовые конденсаты состоят практически из бензино-керосиновых фракций, поэтому даже небольшое содержание серы отражается на их использовании. В связи с этим этот показатель имеет геохимическое значение для идентификации углеводородов, в частности газовых конденсатов. Классификация газового конденсата с использованием аналитических методов исследования углеводородов на молекулярном уровне позволяет не только решать генетические вопросы формирования залежи, но и более широко внедрять в производственный процесс переработки способы максимально глубокого использования сырья, что способствует повышению эффективности геолого-разведочных работ.

Ключевые слова: газовый конденсат, физико-химические свойства, молекулярный состав, классификация, хроматография, парафины, сернистые соединения, алканы, циклоалканы, ароматические соединения, нефтяные углеводороды

GEOCHEMICAL CLASSIFICATION OF GAS CONDENSATES

Mercheva Valentina S.

C.Sc. in Technology,

Associate Professor

Astrakhan State University

1 Shaumyan sq., Astrakhan, Russian Federation, 414000

E-mail: geologi2007@yandex.ru

Serebryakov Oleg I.

D.Sc. in Geology and Mineralogy,

Professor

Astrakhan State University

1 Shaumyan sq., Astrakhan, Russian Federation, 414000

E-mail: geologi2007@yandex.ru

By the chemical classification of oils (for A.I.A. Petrov) gas condensate can also be divided into four basic chemical types: A1, A2, B2, B1 (example of the Yamal gas condensates and adjacent regions of western Siberia). Type A1sootvetstvetalkanovym gas condensate and its hydrocarbon composition is close to the corresponding alkanovymneftjam. Types A2 and B are naphthenic condensates, since their composition

contains more than 50 % naphthenes. In such condensates A2kolichestvo naphthenes is 60–70 %, increasing to 75 % in the condensates B2 and reaching 80–90 % in the condensates chemical type B1. Moreover, naphthenic gas condensate type B2 iB1 divided according to their prevalence in the structures of different types of chemicals – isoprenoid, cyclanic, monocycle geminal substitution type, bi- and tritsikloalkanov – by subtypes B2 and B2ts, B1m, B1b and B1t.

When typing gas condensates accounted for and their other characteristics:

1. composition and the virtual absence or very low tar, sulfur and paraffin;
2. predominance of gasoline fractions boiling up to 200 ° C;
3. great variability of the composition due to the extensive development in strata reverse retrograde processes of evaporation and condensation back;
4. dependence of hydrocarbon and fractional composition of the selection criteria.

To select types of gas condensates are used and the following group rates:

1. hydrocarbon composition of naphtha (NC -200 ° C);
2. content of fractions boiling above 200 ° C;
3. the total sulfur content.

Gas condensates are almost out of petrol and kerosene fractions, so even a small amount of sulfur is reflected in their use. Therefore, this indicator is to identify the geochemical importance of hydrocarbons, particularly natural gas condensates. Classification of gas condensate from the use of analytical methods for carbohydrates at the molecular level can not only solve genetic problems of forming a deposit, but also more widely adopted in the manufacturing process of refining ways to maximize the use of raw materials in-depth, which increases the efficiency of geological exploration.

Keywords: gas condensate, physico-chemical properties, molecular structure, classification, chromatography, paraffin, sulfur compounds, alkanes, the cyclic alkanes, aromatic compounds, naphthenic hydrocarbons

По аналогии с химической классификацией нефтей (по Ал. А. Петрову), газовые конденсаты также можно разделить на четыре основных химических типа: А¹, А², Б², Б¹ (на примере газовых конденсатов Ямала и смежных районов Западной Сибири).

Тип А¹соответствует алкановым газовым конденсатам и по своему углеводородному составу близок к соответствующим алкановымнефтям. Типы А² и Б относятся к нафтеновым конденсатам, поскольку в их составе содержится более 50 % нафтеновых углеводородов.

В конденсатах типа А²количество нафтенов составляет 60÷70 %, увеличиваясь до 75 % в конденсатах Б² и достигая 80÷90 % в конденсатах химического типа Б¹ [2, 7, 9].

Более того, нафтеновые газовые конденсаты типа Б² иБ¹ подразделяются в зависимости от преобладания в них структур различных химических типов – изопреноидных, циклоалкановых, моноциклов геминального типа замещения, би- и трициклоалканов – соответственно на подтипы Б² и Б²ц, Б¹м, Б¹б и Б¹т. Из таблицы 1 видно, как происходит перераспределение различных структур в газовых конденсатах той или иной группы.

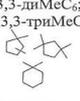
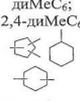
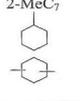
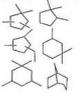
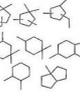
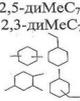
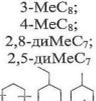
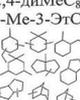
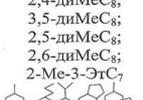
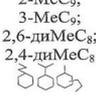
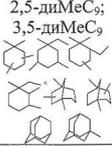
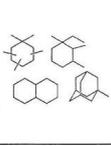
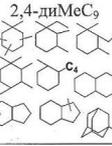
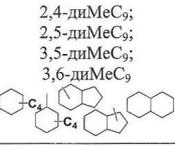
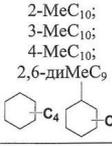
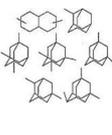
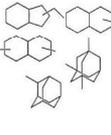
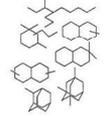
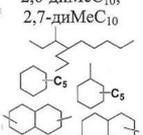
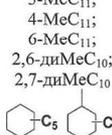
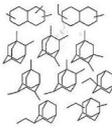
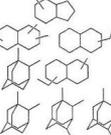
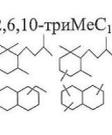
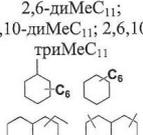
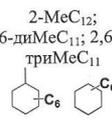
Примером газового конденсата химического типа А¹на Ямале является газовый конденсат из пласта ТП₁₉(готерив) танопчинской свиты Бованенковского месторождения, в котором алканы составляют более 50 %. Хроматограммы подобных газовых конденсатов соответствуют хроматограммам типичных легких парафинистыхнефтей [1, 14].

Для газовых конденсатов этого типа характерно высокое содержание монометилалканов, ди- и триметилалкановизопреноидного типа строения. Доля геминально замещенных структур невелика. Во фракции С₉÷С₁₃ практи-

чески отсутствуют трициклические углеводороды и очень незначительно содержание бициклических структур.

Таблица 1

Последовательность распределения характеристических структур во фракциях I-VII (nC₆ – nC₁₃) в газовых конденсатах различных химических типов (Гордадзе Г.Н. и др., 2010г.)

Фракции конденсатов	Б ¹			Б ² ц	А ¹
	Б ¹ г	Б ¹ б	Б ¹ м		
I (n-C ₆ -n-C ₇)	2,2-диMeC ₅ ; 2,2,3-триMeC ₄	2,2,3-триMeC ₄	2,2-диMeC ₄ ; 2,2,3-триMeC ₄ 	3-MeC ₆ ; 2,3-диMeC ₅ 	2-MeC ₆ ; 3-MeC ₆ 
II (n-C ₇ -n-C ₈)	2,2,5-триMeC ₆ 	2,2,3-триMeC ₅ ; 2,3,3-триMeC ₅ 	2,2-диMeC ₆ ; 3,3-диMeC ₆ ; 2,2,3-триMeC ₅ 	3-MeC ₇ ; 2-MeC ₇ ; 2,3-диMeC ₆ ; 2,4-диMeC ₆ 	3-MeC ₇ ; 2-MeC ₇ 
III (n-C ₈ -n-C ₉)	2,3-диMeC ₇ 	2,2-диMeC ₇ ; 2,3,5-триMeC ₇ 	2,2-диMeC ₇ 	2,4-диMeC ₇ ; 2,5-диMeC ₇ ; 2,3-диMeC ₇ 	2-MeC ₈ ; 3-MeC ₈ ; 4-MeC ₈ ; 2,8-диMeC ₇ ; 2,5-диMeC ₇ 
IV (n-C ₉ -n-C ₁₀)			2,4-диMeC ₈ ; 2-Me-3-ЭтC ₇ 	2,4-диMeC ₈ ; 3,5-диMeC ₈ ; 2,5-диMeC ₈ ; 2,6-диMeC ₈ ; 2-Me-3-ЭтC ₇ 	2-MeC ₉ ; 3-MeC ₉ ; 2,6-диMeC ₈ ; 2,4-диMeC ₈ 
Фракции конденсатов	Б ¹			Б ² ц	А ¹
	Б ¹ г	Б ¹ б	Б ¹ м		
V (n-C ₁₀ -n-C ₁₁)	2,5-диMeC ₉ ; 3,5-диMeC ₉ 		2,4-диMeC ₉ 	2,4-диMeC ₉ ; 2,5-диMeC ₉ ; 3,5-диMeC ₉ ; 3,6-диMeC ₉ 	2-MeC ₁₀ ; 3-MeC ₁₀ ; 4-MeC ₁₀ ; 2,6-диMeC ₉ 
VI (n-C ₁₁ -n-C ₁₂)				2,5-диMeC ₁₀ ; 2,6-диMeC ₁₀ ; 2,7-диMeC ₁₀ 	2-MeC ₁₁ ; 3-MeC ₁₁ ; 4-MeC ₁₁ ; 6-MeC ₁₁ ; 2,6-диMeC ₁₀ ; 2,7-диMeC ₁₀ 
VII (n-C ₁₂ -n-C ₁₃)			2,6,10-триMeC ₁₁ 	3,7-диMeC ₁₁ ; 2,6-диMeC ₁₁ ; 2,10-диMeC ₁₁ ; 2,6,10-триMeC ₁₁ 	2-MeC ₁₂ ; 2,6-диMeC ₁₁ ; 2,6,10-триMeC ₁₁ 

Химический тип А²газового конденсата на Бованенковском месторождении соответствует газовому конденсату из альбского пласта ПК₁₂. По характеру распределения нафтенов этот газовый конденсат близок к газовому конденсату типа Б².

Тип Б²газовых конденсатов выявлен на многих месторождениях Ямала (Бованенковское и Арктическое – баррем, Средне-Ямальское, Харасавейское – апт, Нурминское – готерив). Газовые конденсаты этого типа значительно различаются между собой по содержанию изопреноидов. Так, например, в газовых конденсатах апт – неокомского НГК Харасавейского, Арктического и

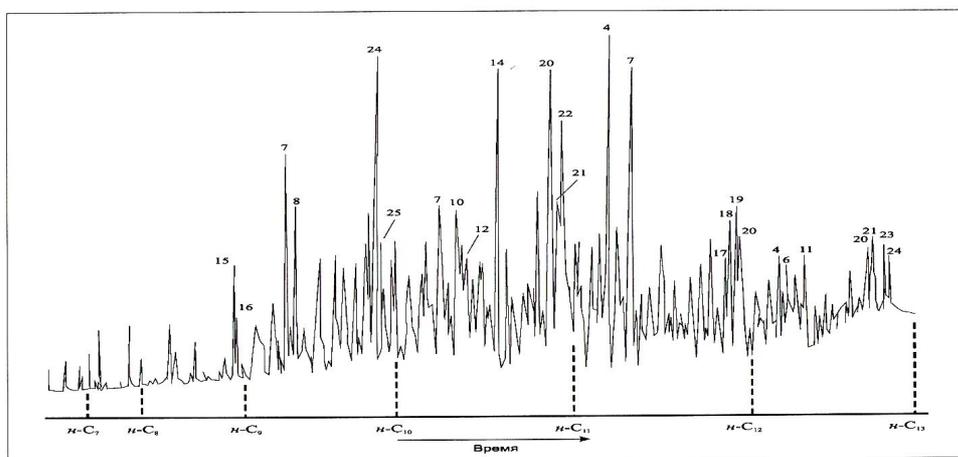
Нурминского месторождений много изопреноидов C_{14} , C_{15} , C_{16} , и эти газовые конденсаты относятся к подтипу B^2 . В газовых конденсатах типа B^2 на Бованенковском (пласт $ТП_{11}$ баррема) месторождении изопреноидных алканов мало, и их трудно идентифицировать на хроматограммах и отделить от циклических структур (рис. 1), поэтому такие газовые конденсаты условно обозначены как конденсаты подтипа B^2 ц.

Для газовых конденсатов B^2 характерно преобладание циклогексановых углеводородов над циклопентановыми, во всех фракциях среди циклогексанов прослеживается повышенное содержание алкил- и метилалкилциклогексанов.

По составу моноциклических углеводородов газовые конденсаты типа B^2 близки к газовым конденсатам типа A^1 , но отличаются более высоким содержанием бициклических структур, среди которых преобладают углеводороды конденсированного строения – транс-бицикло [4.3.0] нонан, бицикло [4.4.0] декан, 3- и 2-метил- и 3,8-, 3,9-, 2,9-диметилбицикло [4.4.0] деканы, 3-этил-, 2-этил-, 3,4,8-, 2,4,9-триметилбицикло [4.4.0] деканы.

В незначительном количестве присутствуют трициклические углеводороды. Преобладание структур изопреноидного строения становится заметным только во фракции выше $n-C_{10}$.

В химическом типе B^1 газовых конденсатов Ямала полностью отсутствуют n -алканы и изопреноиды. Такие чисто нафтеновые конденсаты залегают, в основном, в верхних горизонтах апт-сеноманского НГК Севера Западной Сибири. На Ямале они установлены, в частности, в сеноманских (пласт $ПК_9$) отложениях и верхних горизонтах неокома (пласт $ТП_9$ баррема) на Бованенковском месторождении и в сеномане (пласт $ПК_1$) Геофизического месторождения, часть которого находится в акватории Обской губы. Присутствуют конденсаты B^1 и в северо-восточной части Ямала на Южно-Тамбейском месторождении (пласт $ПК_{13}$ альба).



Расшифровка пиков приведена в таблице 1 Сквалян, 50°C–1°/мин.

Рис. 1. Хроматограмма фракции НК-235°C газового конденсата месторождения Бованенковское, скв. 56, 1551–1566 м., тип B^2 ц (Гордадзе Г.Н., 2010)

Газовые конденсаты этого типа подразделяются на три подтипа, соответственно преобладанию моноциклических (подтип B^1 м – рис. 2 и 5), бициклических (подтип B^1 б – рис. 3 и 6) и трициклических (подтип B^1 т – рис. 4 и 7)

нафтеновых углеводородов [Гордадзе Г. Н. Углеводороды нефти и их анализ методом газовой хроматографии: учеб. пособ. / Г. Н. Гордадзе, М. В. Гируц, В. Н. Кошелев. – М. : МАКС Пресс, 2010. – 240 с. – ISBN 978-5-317-03337-8].

При типизации газовых конденсатов учитываются и другие их особенности:

1. состав и практическое отсутствие или очень низкое содержание смолистых веществ, серы и парафина;
2. преобладание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С;
3. большую изменчивость состава в связи с широким развитием в пластовых условиях ретроградных процессов обратного испарения и обратной конденсации;
4. зависимость углеводородного и фракционного состава от условий отбора [12, 13].

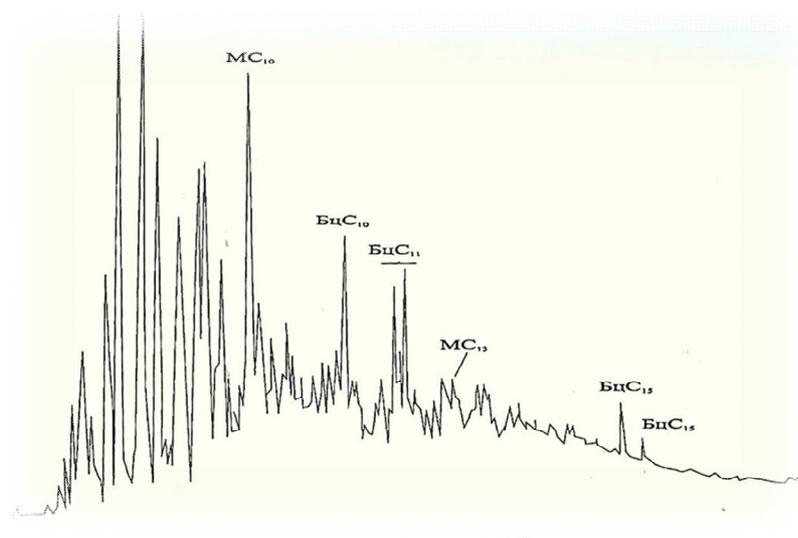


Рис. 2. Хроматограмма газового конденсата месторождения Бованенковское, скв. 56, 1505÷1515 м., тип Б¹м (Гордадзе Г.Н., 2010)

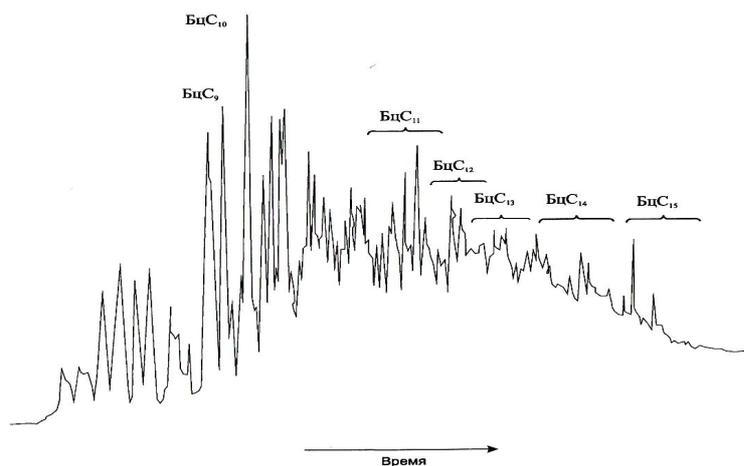


Рис. 3. Хроматограмма газового конденсата месторождения Южно-Тамбейское, скв. 7, 1 610÷1 615 м., тип Б¹б (Гордадзе Г.Н., 2010)

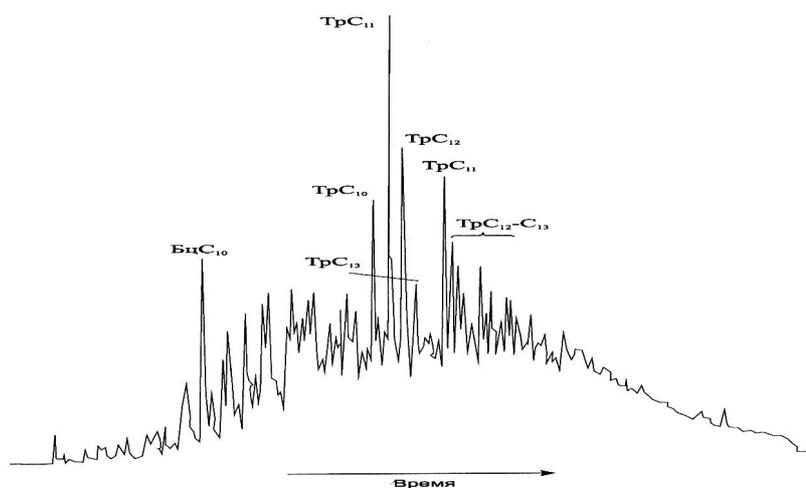


Рис. 4. Хроматограмма газового конденсата месторождения Геофизическое, скв. 40, 969÷973 м., тип Б¹Т (Гордадзе Г.Н., 2010)

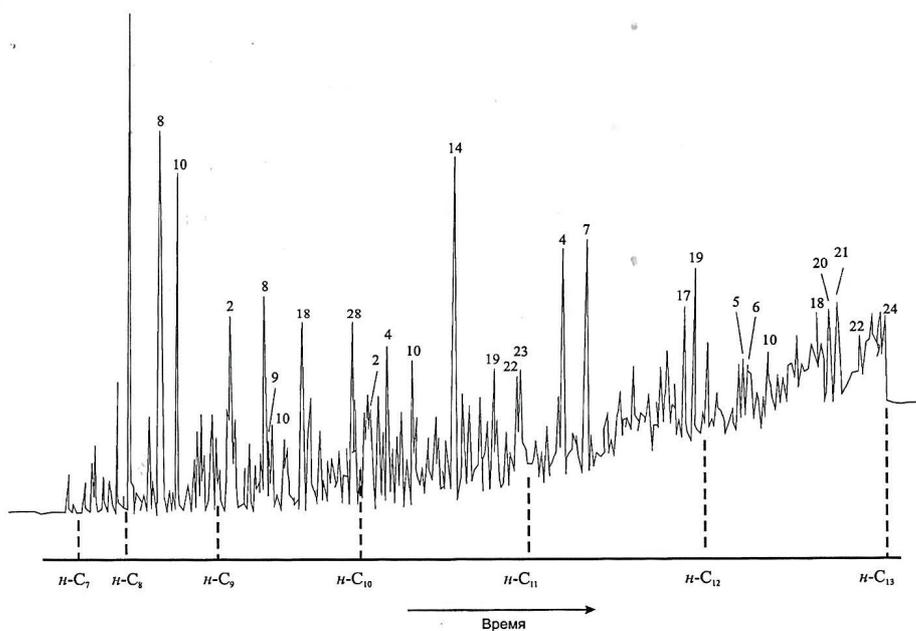


Рис. 5. Хроматограмма фракции НК-235 °С газового конденсата месторождения Бованенковское, скв. 56, 1 505–1 515 м., тип Б¹М (Гордадзе Г.Н., 2010)

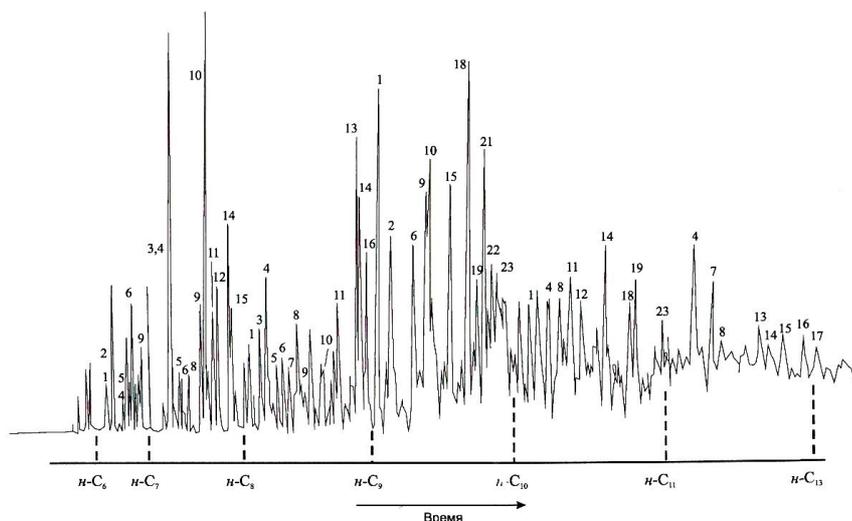


Рис. 6. Хроматограмма фракции НК-235 °С газового конденсата месторождения Южно-Тамбейское, скв. 7, 1 610–1 615 м., тип Б¹б (Гордадзе Г.Н., 2010)

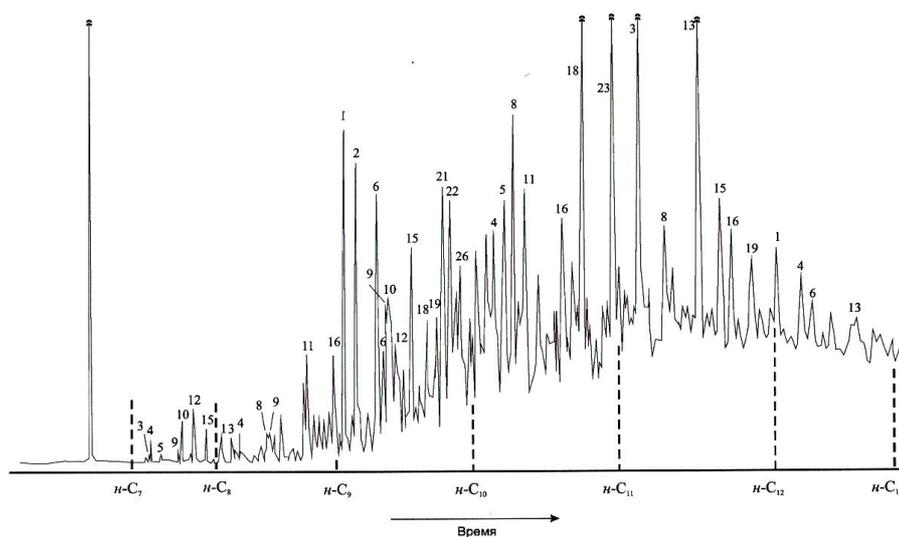


Рис. 7. Хроматограмма фракции НК-235 °С газового конденсата месторождения Геофизическое, скв. 40, 969–973 м., тип Б¹т (Гордадзе Г.Н., 2010)

Для выделения типов газовых конденсатов используются следующие групповые показатели:

1. углеводородный состав бензиновых фракций (НК -200 °С);
2. содержание фракций, выкипающих выше 200 °С;
3. содержание общей серы [3, 4, 5].

Групповой углеводородный состав суммарной бензиновой фракции позволяет выделить следующие типы газовых конденсатов:

метановый	M	$M > 50 \div 60 \%$
нафтовый	H	$H > 50 \div 60 \%$
ароматический	A	$A > 50 \div 60 \%$
метаново-нафтовый	MH	$(M + H) > 60 \%$ ($M > H > A$)
нафтово-метановый	HM	$(H + M) > 60 \%$ ($H > M > A$)
метаново-ароматический	MA	$(M + A) > 60 \%$ ($M \sim A > H$)
ароматико-метановый	AM	$(A + M) > 60 \%$ ($A > M > H$)

Бензиновые фракции в газовых конденсатах преобладают, поэтому групповой углеводородный состав дает в большинстве случаев характеристику типа газового конденсата в целом.

В таблице 2 приведены наиболее характерные типы газовых конденсатов по отдельным стратиграфическим комплексам крупных регионов (структурных элементов), в пределах которых специфична близость типов газовых конденсатов и нефтей регионально нефтегазоносных стратиграфических комплексов.

Таблица 2

Состав газовых конденсатов с изменением глубины залегания

Месторождение	Возраст отложений, горизонт	Глубина, м	Углеводородный состав (Н.К. 200 °С), %			Выход на пластовый газ, г/м ³		
			A	H	M	A	H	M
метановые газовые конденсаты								
Южный Мубарек	Cr ₁ ар, XII	1240	7	25	68	5	18	40
Луговское	C ₁ , bb	1300	6	20	74	4	13	47
Шахнахты	J ₃ , I	1660	2	23	75	0,2	2,3	7,5
Канчуринское	P ₁	1760	7	13	80	5	9	56
Горючкинское	C ₁ , tl	1830	1	27	72	0,2	5	14
Оренбургское	P ₁ +C ₃	1900	10	20	70	7	14	63
Староминское	Cr ₁ , al	2150	4	27	69	4	28	70
Вост.-Камышанское	Cr ₁ ар	2200	8	24	68	9	25	69
Мыльджинское	J ₃ , Ю ₁	2385	7	17	76	5	12	53
Марковское	Cm ₁	2525	6	12	82	9	17	112
Вуктыльское	P ₁ +C ₃	2840	12	18	70	42	56	246
Русский хуторСев.	Cr ₁ al, VIII	3170	10	24	66	33	79	218
Шатлык (Шехитли)	Cr ₁	3415	9	11	80	0,7	0,9	7
газовые конденсаты с преобладанием ароматических УВ								
Учкыр	J ₂ , XV	1685	44	16	40	16	6	15
Некрасовское	Cr ₁	3450	44	17	39	13	5	11
Степное	J ₂	3630	42	40	18	15	14	7
газовые конденсаты с преобладанием нафтовых УВ								
Дарваза	Cr ₁ , I	765	2	86	12	0,1	5	0,7
Рыбальцевское	T	1535	4	70	26	0,9	27	20
Усть-Вилуйское	J ₁	2015	12	48	40	1,8	4,3	3,7
Зыря	N ₂ , ПК	4600	10	66	24	18	122	44

Содержание фракций, выкипающих при температуре выше 200 °С, несмотря на преобладание бензиновых компонентов, колеблется в широких пределах (иногда превышая даже 50 %) и оказывает существенное влияние на свойства газовых конденсатов. По этому показателю выделены три группы газовых конденсатов:

- низкокеросиновые, индекс [КГ]₁ (до 20 % этих фракций);
- среднекеросиновые, индекс [КГ]₂ (20–50 %);
- высококеросиновые, индекс [КГ]₃ (выше 50 %).

Газовые конденсаты состоят практически из бензино-керосиновых фракций, поэтому даже небольшое содержание серы отражается на их использовании. В связи с этим этот показатель имеет геохимическое значение для идентификации углеводородов, в частности газовых конденсатов.

В зависимости от содержания н-алкановых углеводородов во фракции 200–320°С, обуславливающих возможность получения топлива для реактивных двигателей, зимних дизельных топлив без депарафинизации или с ее применением и жидких парафинов для микробиологической и химической промышленности, газовые конденсаты делятся на четыре вида: Н₁, Н₂, Н₃, Н₄ (табл. 3).

Н₁ – газовые конденсаты высокопарафиновые, во фракции 200–320°С которых содержание комплексобразующих составляет более 25 % масс.

Из этих газовых конденсатов реактивное и зимнее дизельное топлива могут быть получены с депарафинизацией. Эти газовые конденсаты могут быть использованы для получения жидких н-алканов, предназначенных для синтеза белково-витаминных концентратов (БВК) в качестве сырья.

Таблица 3

Технологическая классификация газового конденсата по содержанию н-алкановых углеводородов во фракции 200–320°С

Вид	Массовая доля н-алканов во фр. 200 – 320° С, %	T _{заст} газового конденсата, °С	Депарафинизация
Н ₁	выше 25	не ниже минус 15	требуется для получения реактивного, дизельного зимнего топлив и жидких н-алканов
Н ₂	18–25	минус 10 ± 25	не требуется для получения реактивного и дизельного зимнего топлив, требуется для получения жидких н-алканов
Н ₃	14–18	минус 40 ± 60	не требуется для получения реактивного и дизельного зимнего топлив, пригоден для получения жидких н-алканов в смеси с высокопарафинистым сырьем
Н ₄	ниже 14	ниже минус 60	не требуется для получения реактивного, дизельного зимнего топлива, не пригоден для получения жидких н-алканов

Н₂ – газовые конденсаты парафиновые с содержанием комплексобразующих во фракции 200–320 °С от 18 до 25 %.

Уренгойский газовый конденсат залежи БУ-14	$IA_2H_3\Phi_2$	Оренбургский газовый конденсат	$IIA_2H_4\Phi_3$
Газовый конденсат месторождения Бахар	$IA_2H^2\Phi_1$	Газовый конденсат месторождения Наип	$IA_1H_2\Phi_2$
Газовый конденсат месторождения Северный Мубарек	$IIA_2H_4\Phi_3$	Газовый конденсат месторождения Шатлык	$IA_3H_1\Phi_1$

Классификация газового конденсата с использованием аналитических методов исследования углеводородов на молекулярном уровне позволяет не только решать генетические вопросы формирования залежи, но и более широко внедрять в производственный процесс переработки способы максимально глубокого использования сырья, что способствует повышению эффективности геолого-разведочных работ.

Список литературы

1. Арыстанбекова С. А. Определение индивидуальных серосодержащих соединений в нестабильном конденсате / С. А. Арыстанбекова, В. С. Мерчева [и др.] // Газовая промышленность. – 2007. – № 11. – С. 70–73.
2. Арыстанбекова С. А. Современные методы газохроматографического анализа нестабильного газового конденсата / С. А. Арыстанбекова, А. Б. Волынский, И. А. Прудников // Серия «Вести газовой науки». Отдельный выпуск. – 2011. – С. 120.
3. Богачкова Л. В. Анализ изменения состава стабильного конденсата Астраханского газоконденсатного месторождения / Л. В. Богачкова, В. С. Мерчева [и др.] // Инновационный потенциал молодых ученых и специалистов ОАО «Газпром»: мат-лы науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов ОАО «Газпром» – призеров 2008 года. – Москва: ИРЦ Газпром, 2008. – С. 220–229.
4. Ванюшин А. В. Отбор проб и анализ природных газов нефтегазоносных бассейнов / А. В. Ванюшин, Л. М. Завьялова, Г. С. Коробейник [и др.]; под ред. И. С. Старобинец. – Москва: Недра, 1985. – 239 с.
5. Васильев В. Г. Использование методов хроматографии в процессе контроля за добычей, переработкой и транспортировкой углеводородного сырья / В. Г. Васильев, В. С. Мерчева [и др.] // Теория и практика хроматографии. Применение в нефтехимии: сб. тезисов Всерос. конф. (3–8 июля 2005, Самара). – Самара, 2005. – С. 207.
6. Горбачева О. А. Компонентный состав и физико-химические свойства пластовой смеси Астраханского ГКМ / О. А. Горбачева, В. С. Мерчева [и др.] // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 2001. – № 4. – С. 87–91.
7. Гордадзе Г. Н. Углеводороды нефти и их анализ методом газовой хроматографии: учеб. пос. / Г. Н. Гордадзе, М. В. Гируц, В. Н. Кошелев. – Москва: МАКС Пресс, 2010. – 240 с.
8. Ильин А. Ф. Термодинамический и гидрохимический контроль за разработкой Астраханского ГКМ / А. Ф. Ильин, В. С. Мерчева [и др.] // Проблемы добычи и переработки нефти и газа в перспективе международного сотрудничества ученых Каспийского региона: тезисы докладов Междунар. конф. (2–6 октября 2000 г.). – Астрахань: Астраханский государственный технический университет. – С. 61–62.
9. Инструкция по определению химического типа нефтей методом газожидкостной хроматографии / Ал. А. Петров, О. А. Арефьев, В. М. Макушкина [и др.] // РД-39-11-223-79. – Москва: ИГ и РГИ, 1979.
10. Мерчева В. С. Методические и технические проблемы по определению показателей качества углеводородного сырья скважин Астраханского ГКМ / В. С. Мерчева,

О. В. Красильникова [и др.] // Проблемы добычи газа, газового конденсата, нефти : сборник науч. трудов V ежегодной Междунар. науч.-практ. конф. 2007 г. – Кисловодск, 2007.

11. Мерчева В. С. Формирование информационно-аналитического комплекса геохимических показателей в рамках производственно-экологического мониторинга – эффективный инструментарий для решения проблем, возникающих при освоении Астраханского КГМ / В. С. Мерчева, О. В. Красильникова [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – 2009. – № 1 (32). – С. 13–17.

12. Петренко В. И. Коэффициенты обогащения химическими элементами парогазоконденсатной смеси газоконденсатного месторождения / В. И. Петренко, В. С. Мерчева [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – Астрахань, 2010. – № 3 (38). – С. 235–240.

13. Петренко В. И. Результаты моделирования геолого-геохимических проявлений газозапарогенной влаги природных парогазовых систем / В. И. Петренко, В. С. Мерчева [и др.] // Геонформатика. – 2011. – № 2. – С. 36–47.

14. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов / Р. М. Тер-Саркисов. – Москва : Недра, 1999. – 659 с.

15. Филиппов А. Г. Твердые нормальные алканы конденсата Астраханского газоконденсатного месторождения / А. Г. Филиппов, В. С. Мерчева, А. Е. Андреев [и др.] // Наука и технология углеводородов – М., 2001. – № 4 (17) – С. 170–171.

References

1. Arystanbekova S. A., Mercheva V. S. Opredelenie individualnykh serosoderzhashchikh soedineniy v nestabilnom kondensate [The definition of individual cross-connections in rosoderzhaschih unstable condensate]. Gazovaya promyshlennost [Gas industry], 2007, no. 11, pp. 70–73.

2. Arystanbekova S. A., Volynskiy A. B., Prudnikov I. A. Sovremennye metody gazokhromatograficheskogo analiza nestabilnogo gazovogo kondensata [Modern methods of gas chromatography analysis of unstable gas condensate]. Vesti gazovoy nauki [News Gas science], Moscow, 2011, pp. 120.

3. Bogachkova L. V., Mercheva V. S. Analiz izmeneniya sostava stabilnogo kondensata Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya [Analysis of changes in the composition of stable condensate Astrakhan gas condensate field]. Moscow, IRTs Gazprom, 2008, pp. 220–229.

4. Vanyushin A. V., Zavyalova L. M., Korobeynik G. S. Otbor prob i analiz prirodnykh gazov neftegazonosnykh basseynov [Sampling and analysis of natural gas oil and gas basins]. Moscow, Nedra, 1985, 239 p.

5. Vasilev V. G., Mercheva V. S. Ispolzovanie metodov khromatografii v protsesse kontrolya za dobychey, pererabotkoy i transportirovkoy uglevodorodnogo syr'ya [The use of chromatographic techniques in monitoring the production, processing and transportation of hydrocarbons]. Samara, 2005, pp. 207.

6. Gorbacheva O. A., Mercheva V. S. Komponentnyy sostav i fiziko-khimicheskie svoystva plastovoy smesi Astrakhanskogo GKM [Chemical composition and physico-chemical properties of the mixture of the Astrakhan gas condensate reservoir]. Geologiya, burenie, razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy [Geology, drilling, development, and operation of gas and gas condensate fields], 2001, no. 4, pp. 87–91.

7. Gordadze G. N., Giruts M. V., Koshelev V. N. Uglevodorody nef'ti i ikh analiz metodom gazovoy zromatografii [Petroleum hydrocarbons and their analysis by gas zromatografii]. Moscow, MAKS Press, 2010, 240 p.

8. Ilin A. F., Mercheva V. S. Termodinamicheskiy i gidrokhimicheskiy kontrol za razrabotkoy Astrakhanskogo GKM [Thermodynamic and hydro-chemical monitoring of the development of the Astrakhan gas condensate field]. Astrakhan, ASTU, pp. 61–62.

9. Petrov Al. A., Arefev O. A., Makushkina V. M. Instruksiya po opredeleniyu khimicheskogo tipa nef'tey metodom gazozhidkostnoy khromatografii [Instructions for determining the chemical type of oils by gas-liquid chromatography]. Moscow, RGI, 1979.

10. Mercheva V. S., Krasilnikova O. V. Metodicheskie i tekhnicheskie problemy po opredeleniyu pokazateley kachestva uglevodorodnogo syrja skvazhin Astrakhanskogo GKM [Methodological and technical problems on the measurement of the quality of hydrocarbon wells Astrakhan gas condensate field]. Kislovodsk, 2007.

11. Mercheva V. S., Krasilnikova O. V. Formirovanie informatsionno-analiticheskogo kompleksa geokhimicheskikh pokazateley v ramkakh proizvodstvenno-ekologicheskogo monitoringa – effektivnyy instrumentariy dlya resheniya problem, vznikayushchikh pri osvoenii Astrakhanskogo KGM [The formation of information-analytical complex geochemical indicators in the production and environmental monitoring - an effective tool for solving problems that arise during the development of the Astrakhan KGM]. Geologiya, geografiya i globalnaya energiya [Geology, geography and global energy], 2009, no.1 (32), pp. 13–17.

12. Petrenko V. I., Mercheva V. S. Koeffitsienty obogashcheniya khimicheskimi elementami parogazokondensatnoy smesi gazokondensatnogo mestorozhdeniya [Enrichment factors of chemical elements parogazokondensatnoy mixture gas field]. Geologiya, geografiya i globalnaya energiya [Geology, geography and global energy], Astrakhan, 2010, no. 3 (38), pp. 235–240.

13. Petrenko V. I., Mercheva V. S. Rezultaty modelirovaniya geologo-geokhimicheskikh proyavleniy gazoevaporigennoy vlagi prirodnykh parogazovykh sistem [The results of modeling of geological and geochemical manifestations gazoevaporigennoy natural moisture combined-cycle systems]. Geoinformatika, 2011, no. 2, pp. 36–47.

14. Ter-Sarkisov R. M. Razrabotka mestorozhdeniy prirodnykh gazov [Development of Natural Gas Fields]. Moscow, Nedra, 1999, 659 p.

15. Filippov A. G., Mercheva V. S., Andreev A. Ye. Tverdye normalnye alkany kondensata Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya [Solid normal alkanes condensate Astrakhan gas condensate field]. Nauka i tekhnologiya uglevodorodov [Science and Technology of hydrocarbons], Moscow, 2001, no. 4 (17), pp. 170–171.

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЙ ФАКТОР В РАСПРЕДЕЛЕНИИ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩЕ ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Ульмасвай Феликс Саямович, доктор геолого-минералогических наук

Институт проблем нефти и газа РАН,
119333, Россия, Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: ulmasvai@mail.ru

Сидорчук Елена Александровна, кандидат геолого-минералогических наук

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
115583, Россия, Московская область, Ленинский р-н, пос. Развилка
E-mail: elena_sidorchuk@mail.ru

Добрынина Светлана Александровна, научный сотрудник

Институт проблем нефти и газа РАН,
119333, Россия, Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: sveta_dob@rambler.ru

Выполнен анализ размещения скоплений углеводородов по глубинам и стратиграфическим комплексам с учетом вида флюида. Получены современные тренды распределения скоплений газа и нефти по глубине и по стратиграфическим