

# ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 553.981.8(470.51/53)

## Особенности состава попутных газов терригенного девона на северо-востоке Волго-Урала

Г.И. Титова

АО «КамНИИКИГС», 614016, Пермь, ул. Краснофлотская, д. 15  
Пермский государственный национальный исследовательский университет, 614990, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: titova@permplanet.ru  
(Статья поступила в редакцию 17 мая 2016 г.)

Изучен состав попутных газов основных нефтегазоносных комплексов Пермского Прикамья – верхнедевонского карбонатного и девонского терригенного. Целью данного изучения явилась идентификация источников газов. Для выяснения их генезиса широко использовано изучение не только молекулярных характеристик и их особенностей, но и изотопного состава углерода и азота. В результате исследований выяснено отличие молекулярных характеристик газов верхнедевонского карбонатного комплекса от газов терригенного девона. Еще более контрастные результаты зафиксированы по изотопному составу углерода и азота газов. Совокупная информация позволила предположить наличие нескольких источников генерации газов на изучаемой территории.

Ключевые слова: *газ попутный, молекулярный и изотопный состав, генезис, Пермский край.*

DOI: 10.17072/psu.geol.32.70

Становление газоносности в Пермском Прикамье изучалось много лет, и до конца 90-х гг. прошлого века точка зрения о самостоятельности газов верхнедевонско-турнейского и девонского терригенного комплексов была приоритетной [3]. В конце 90-х гг. после изучения компонентного и изотопного состава газов на этой территории выявились факты, которые поставили под сомнение наличие единого источника газов терригенного девона.

Для того чтобы понять особенность газов девонских терригенных отложений, кратко рассмотрим молекулярную и изотопную характеристику газов верхнеде-

вонского карбонатного комплекса – основного генератора нефтей и газов на территории исследования.

1. Газы комплекса распространены в залежах нефти Предуральского прогиба и на территории восточной окраины Русской платформы.

2. Наблюдается зональность их характеристик: по мере удаления от Предуральского прогиба газы становятся менее метановыми и более азотными. В том же направлении уменьшается газовый фактор нефтей [6].

**Таблица 1.** Изотопный состав углерода компонентов газов и нефти верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса

Месторождение	Возраст	Глубина залегания, м (ср.)	Газ-фактор, м <sup>3</sup> /т	$\delta^{13}\text{C}$ , ‰				
				СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	Нефть
Аряжское	С <sub>1т</sub>	1388	27,4	-45,2	-37,8	-35,6	-29	-27,7
Боркмооское	С <sub>1т</sub>	1906	-	-53,6	-35,1	-30	-30	-
Гежское	D <sub>3карб.</sub>	2085	343	-48,6	-32,4	-28,7	-29,8	-29,5
Куединское	С <sub>1т</sub>	1332	35	-48,7	-30,6	-35,2	-32,9	-
Москудьинское	С <sub>1т</sub>	1450	7,5	-48,8	-	-36,2	-32,5	-29,1
Ножовское	С <sub>1т</sub>	1518	10,3	-43,4	-40	-35,6	-28,9	-27,7
Ольховское	С <sub>1т</sub>	1930	260	-50,1	-35	-27,8	-28,7	-29,1
Русаковское	С <sub>1т</sub>	1793	34,6	-46,4	-35,4	-31,8	-	-29,8
С-Таньпское	С <sub>1т</sub>	1422	73	-45,2	-37,7	-30,5	-31,3	-28,1
Чашкинское	D <sub>3fm</sub>	2078	111	-47,5	-39,2	-30,3	-31,2	-28,2
Чусовское	С <sub>1т</sub>	2457	22,2	-54,5	-36,5	-29,4	-30,8	-30,4
Шеметинское	С <sub>1т</sub>	1445	-	-46,3	-38,3	-32,4	-30,9	-29,6
Трифоновское	С <sub>1т</sub>	1713		-41,35				
Курашимское	С <sub>1т</sub>	1745		-43,31				

3. Газы по изотопной характеристике углерода легкие, диапазон изменения  $\delta^{13}\text{C}$  по метану от -43,4 до -54,5 ‰, ср. -47,7 ‰. Зоной распространения самого изотопно-легкого метана (~ -50 ‰) является Косвинско-Чусовская седловина и север Юрюзано-Сылвенской впадины (табл. 1).

4. Изотопный состав азота газов преимущественно тяжелый. Он изменяется от +15,1 до +18,5 ‰  $\delta^{15}\text{N}$  (месторождения Чашкинское, Куединское, Гожанское).

5. Получены положительные корреляционные связи между изотопным составом углерода (ИСУ) метана и этана ( $r = 0,72$ ), этана и пропана ( $r = 0,71$ ) и слабая связь между ИСУ этана и бутана ( $r = 0,50$ ).

6. Как правило, попутные газы комплекса имеют ненарушенную последовательность концентраций компонентов в гомологическом ряду, т.е.  $\text{C}_1 > \text{C}_2 > \text{C}_3 > \text{C}_4$ .

Совокупная информация по молекулярным и изотопным характеристикам газов позволила заключить, что их источником было преимущественно ОВ доманикового типа Камско-Кинельской системы впадин в условиях реализации породами главной зоны нефтеобразования.

В отличие от них газы девонского терригенного комплекса имеют следующие особенности.

1. Они выявлены преимущественно на территории платформы в ее южной, юго-западной и юго-восточной части. Газовый фактор нефтей существенно ниже, чем в вышележащем комплексе.

2. Зональность газов выражена слабее, возможно, из-за меньшего числа залежей на платформе и их отсутствия в Предуральском прогибе. Однако в газах месторождений юго-западной части территории метана больше, а жирность меньше.

3. По изотопной характеристике углерода газы существенно легче, чем в верхнекарбонатном девоне-турне. Их диапазон изменения составил (по метану) от -43,7 до -56,4 ‰, ср. - -51,12 ‰. Это является инверсией, т.к. с ростом глубин погружения метан должен утяжеляться. И в самом комплексе наблюдается облегчение метана с глубиной (табл. 2). Кроме того, обнаружено бимодальное распределение по пропану – обычный легкий и очень изотопно-тяжелый.

4. Изотопный состав азота газов легких. Диапазон изменения  $\delta^{15}\text{N}$  составил от -4 до -10 ‰ (Калмиарское, Этышское, Гожанское, Кустовское, Чекурское, Андре-

евское).

5. Тесная связь между изотопными характеристиками получена только для метана и этана ( $r = 0,61$ ).

6. Химический состав газов отличен от вышележащих тем, что газы здесь относительно малометановые, тяжелые и жирные с нарушенной последовательностью убывания концентраций углеводородов в ряду:  $C_1 < C_2 > C_3$  и  $C_3 > C_2 > C_1$ . Азота в газах от 20 до 30 %.

Таким образом, наблюдается существенное различие по молекулярным и изотопным характеристикам газов терригенного девона и верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса и напрашивается вывод о нескольких источниках газов терригенного девона: в том числе, вероятно, ОВ рифея, а также деструкция нефтей нижележащих отложений, поскольку именно при деструкции нефтей газы приобретают такой особенный изотопный облик ( $\delta^{12}C_1$ ,  $\delta^{12}C_2$ ,  $\delta^{13}C_3$ ) [4, 5]. Механизм возникновения изотопно-легкого и изотопно-тяжелого азота требует дополнительного изучения [7, 8].

В 2006 г. получены изотопные данные по водорастворенным газам скв. 18-Кинчино Сырьянской площади Кировской области. Здесь (по мнению В.М.Проворова [2]) имел место палеовулканизм, вследствие чего породы пашийского яруса сложены туфогенно-осадочными породами мощностью до 30 м. Изотопный состав газов носит следы влияния 2 источников: деструкционных процессов (газ окско-серпуховских отложений) и, возможно, ОВ нижележащих отложений (табл. 3).

Ранее [1] было выдвинуто предположение о частичном поступлении в отдельные залежи терригенного девона на северо-востоке Волго-Урала газов – продуктов деструкции нефтей древних отложений. В числе аргументов – совпадение ареала нефтегазоносности комплекса с нижележащим Калтасинским авлакогеном и наличие данных, доказывающих развитие процессов деструкции нефтей в отложениях додевона.

**Таблица 2.** Изотопный состав углерода компонентов газов и нефти девонского терригенного комплекса

Месторождение	Возраст	Глубина залегания, м(ср.)	Газ-фактор, м <sup>3</sup> /т	$\delta^{13}C$ , ‰				
				CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Нефть
Андреевское	D <sub>3</sub> tm	2163	45,5	-52,8	-43,7	-30	-31,7	-28,1
Бардымское	D <sub>3</sub> tm	2247	49,7	-50,3	-44	-32	-30,8	-28,3
Гарюшкинское	D <sub>3</sub> tm	2351	46,9	-49,8	-41,9	-33,8	-30,6	-
Гожанское	D <sub>2</sub> qv+p	2016	39,6	-52,9	-42	-32,3	-31	-27,7
Зоринское	D <sub>3</sub> tm	2020	69,6	-49,2	-41,1	-32	-31	-
Калмиарское	D <sub>3</sub> tm+p	2098	43,2	-47,3	-35,2	-31,5	-25,6	-
Калмиарское	D <sub>2</sub> qv	2110	42,2	-52,3	-43,6	-36,6	-30,1	-
Кузнецовская	D <sub>3</sub> tm	1955	20,8	-43,7	-38,6	-22,2	-36,9	-
Кулигинское	D <sub>3</sub> tm	2303	-	-50,1	-42,2	-31,4	-30,2	-27,9
Кустовское	D <sub>3</sub> p	2098	33,3	-51,5	-43,4	-33,1	-32,9	-28,5
Кустовское	D <sub>2</sub> qv	2138	36,5	-53,6	-44,2	-21,5	-32,4	-28
Москудыинское	D <sub>3</sub> p	2175	33,4	-50	-41,5	-35	-31,8	-27,6
Тулвинское	D <sub>3</sub> p	2104	44,7	-56	-42,9	-23,8	-30,9	-28,4
Чайкинское	D <sub>3</sub> p	2306	72	-50,9	-42,7	-23,9	-37,5	-28,1
Этьшское	D <sub>3</sub> p	2014	54	-56,4	-41,4	-35	-32	-27,6
Бардымское	D <sub>3</sub> tm	2247		-54,16				
Кудинское	D <sub>3</sub> p	2056		-43,79				

**Таблица 3.** Изотопный состав водорастворенных газов скв. 18 – Кинчино Сырьанской площади Кировской области

Глубина отбора, м	Геологический возраст	$\delta^{13}\text{C}$ метана, ‰	$\delta^{13}\text{C}$ этана, ‰	$\delta^{13}\text{C}$ пропана, ‰
1173-1216	C <sub>1</sub> ok+sr	-62,51	-33,56	-26,99
2316-2470	D <sub>3</sub> p-D <sub>2</sub> gv	-51,72	-42,13	-33,19
2316-2728	D <sub>3</sub> p-R	-47,99	-41,95	-32,83

Не исключено, что большая часть деструкционного газа мигрировала вверх по разрезу в вышележащие отложения.

Кроме того, есть идея [4] о раздельном становлении нефте- и газоносности на территории северо-востока Русской платформы, которую также можно рассматривать в качестве рабочей гипотезы при изучении истории становления газоносности девонского терригенного комплекса.

Известно, что наличие молекулярных особенностей и инверсий изотопного состава углерода газов геологического объекта является отражением условий его формирования в определенные этапы геологической истории.

Представленная в работе совокупность молекулярных и изотопных характеристик газов терригенного девона свидетельствует о сложном процессе формирования в нем газового режима, заключающегося в участии газов разного генезиса, в том числе совершенно определенно газов деструкции древних нефтей додевона.

#### Библиографический список

1. Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность ри-

фейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь, 2001. 106 с.

- Белоконь Т.В., Проворов В.М. Геолого-геохимические аспекты нефтеобразования в осадочных толщах Кировской области // Геология нефти и газа. 1985. № 3. С. 30-36.
- Винниковский С.А., Шаронов Л.В. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области // Тр. КО ВНИГНИ. М.: Недра, 1977. 272 с.
- Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973. 383 с.
- Галимов Э.М. Источники и механизмы образования углеводородных газов в осадочных породах // Геохимия. 1989. № 2. С. 163-181.
- Коблова А.З., Титова Г.И. Состав попутных газов месторождений Предуралья прогиба // Нефтегазовая геология и геофизика. М., 1980. Вып. 6.
- Bokhoven C., Theenwen H.J. Determination of the abundance of carbon and nitrogen isotopes in Dutch coals and natural gas // Nature. 1966. Vol. 211, № 5052. P. 927-929.
- Klein J., Junten H. Studies on the emission of elemental nitrogen from coals of different rank and its release under geochemical conditions // Gaertner H.R.V., Wehner H. (eds.). Advances in organic geochemistry. 1971, New York.

## Some Features of Associated Petroleum Gases in the Northeast of Volga-Urals

G.I. Titova

JSC Kama Research Institute for Complex Deep and Superdeep Borehole Investigations. 15 Krasnoflotskaya Str., Perm 614016, Russia

Perm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia

E-mail: titova@permplanet.ru

The composition of associated gases of the main oil and gas complexes of the Upper Devonian carbonate and terrigenous Devonian was studied for the purpose of identification of the sources of these gases. Molecular characteristics and their specific features were used together with carbon and nitrogen isotopic composition for determination of their genesis. The results showed the difference in molecular characteristics for the gases of Upper Devonian carbonate complex and Terrigenous Devonian. More contrasting results were found for isotopic composition of carbon and nitrogen. The analysis of obtained results suggests a presence of several sources of gases at the study area.

Key words: *gas; molecular and isotopic composition; genesis; Perm kray.*

## References

1. *Belokon T.V., Gorbachev V.I., Balashova M.M.* 2001. Stroenie i neftegazonosnost rifeyско- Vendiskikh otlozheniy vostoka Russkoy platform [Structure and petroleum potential of the Riphean-Vendian deposits of the East part of Russian platform]. Perm, p. 106. (in Russian)
2. *Belokon T.V., Provorov V.M.* 1985. Geologo-geokhimicheskie aspekty nefteobrazovaniya v osadochnykh tolshchakh Kirovskoy oblasti [Geological and geochemical aspects of petroleum formation in the sedimentary sequences of the Kirov region]. Geologiya nefti i gaza. 3: 30-36. (in Russian)
3. *Vinnikovskiy S.A., Sharonov L.B.* 1977. Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya zalezhey nefti i gaza Volgo-Uralskoy oblasti [Regularities of distribution and conditions of formation of oil and gas deposits of the Volgo-Ural region]. Tr. KO VNIGNI. Moskva. Nedra, p. 272. (in Russian)
4. *Galimov E.M.* 1973. Izotopy ugleroda v neftegazovoy geologii [Carbon isotopes in Petroleum Geology]. Moskva. Nedra, p. 383. (in Russian)
5. *Galimov E.M.* 1989. Istochniki i mekhanizmy obrazovaniya uglevodorodnykh gazov v osadochnykh porodakh [Sources and mechanisms of formation of hydrocarbon gases in sedimentary rocks]. Geokhimiya. 2: 163-181. (in Russian)
6. *Koblova A.Z., Titova G.I.* 1980. Sostav poputnykh gazov mestorozhdeniy Preduralskogo progiba [The composition of the associated gas of the fields of Pre-Urals fordeep]. Neftegazovaya geologiya I geofizika. 6: 23-26. (in Russian)
7. *Bokhoven C., Theenwen H.J.* 1966. Determination of the abundance of carbon and nitrogen isotopes in Dutch coals and natural gas. Nature. 211(5052): 927-929.
8. *Klein J., Junten H.* 1971. Studies on the emission of element as nitrogen from coals of different rank and its release under geochemical conditions. In Gaertner H.R.V., Wehner H. (Eds.). Advances in organic geochemistry. New York.