



ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ НА ЗАПОЛЯРНОМ НГКМ

С. И. Голышев, С. К. Ахмедсафин, С. А. Кирсанов, А. В. Орлов, Н. Л. Падалко, А. И. Сурнин,
М. И. Праздничных, Е. В. Черников, П. Ф. Яворов

Цель исследований – применение изотопно-геохимического метода диагностики газов из межколлонных пространств эксплуатационных неокомских скважин Заполярного НГКМ. Проведены хроматографические и изотопные исследования 107 отобранных проб газов, в том числе 12 эталонных проб газа из продуктивных пластов отложений сеномана, турона, валанжина эксплуатационных скважин и 85 проб газов из межколлонных пространств 49 эксплуатационных валанжинских скважин. Осуществлен сравнительный анализ химического и изотопного составов газов разных стратиграфических ярусов. По изотопным критериям (изотопному составу углерода двух компонентов газа – метана и суммы гомологов) установлены источники поступления газов в межколлонные пространства 49 валанжинских эксплуатационных скважин месторождения.

Ключевые слова: валанжин, изотоп, источники, критерии, сеноман, турон, углерод.

ISOTOPIC-GEOCHEMICAL INVESTIGATIONS ON GAS SHOWINGS IN TUBING-CASING ANNULUS OF THE ZAPOLYARNOYE OIL, GAS AND CONDENSATE FIELD

S. I. Golyshev, S. K. Akhmedsafin, S. A. Kirsanov, A. V. Orlov, N. L. Padalko, A. I. Surnin,
M. I. Prazdnichnykh, E. V. Chernikov, P. F. Yavorov

Purpose of the research is to apply the isotope geochemical method in diagnosis of gas showings in tubing-casing annuluses of Neocomian producing wells in the Zapolyarnoye oil, gas and condensate field. Chromatographic and isotopic studies were carried out using 107 samples of gas, including 12 standard samples of gas from producing wells in productive formations composed of Cenomanian, Turonian and Valanginian deposits and 85 gas samples from tubing-casing annuluses of 49 Valanginian producing wells in the Zapolyarnoye oil, gas and condensate field. A comparative analysis of the chemical and isotopic gas compositions of different stratigraphic stages was performed. The sources of gas inflow in tubing-casing annulus of 49 Valanginian producing wells in the Zapolyarnoye oil, gas and condensate field were identified by using isotopic criteria (namely by the carbon isotopic composition of two gas components: methane and the sum of homologues).

Keywords: Valanginian, isotope, sources, criteria, Cenomanian, Turonian, carbon.

Одна из наиболее типичных проблем, возникающих в процессе эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, – газопроявления на устье, выражающиеся в наличии межколлонных давлений, т. е. давлений в пространстве между эксплуатационной колонной и кондуктором, а также в виде грифонов. Это может быть причиной возникновения аварийной ситуации и основанием для немедленного проведения аварийно-восстановительных работ (АВР).

С начала освоения Заполярного месторождения пробурено более 600 эксплуатационных и наблюдательных скважин в сеноманских и нижнемеловых отложениях. В ряде скважин отмечены межколлонные давления (МКД), основные причины которых – низкое качество цементирования, в результате чего возникают перетоки газа в заколонном пространстве по негерметичному цементному камню, а также негерметичность резьбовых соединений применяемых обсадных труб. ООО «Газпром добыча Ямбург» ведет активную работу по совершенствованию технологии и повышению качества строительства скважин, в том числе

с использованием материалов и рецептур цементирования ведущих отечественных и зарубежных компаний. Для обеспечения эффективности этих работ необходима достоверная информация о генезисе газопроявления, которая позволит локализовать источник проблемы и конкретизировать технические решения превентивного характера.

В настоящей работе предложен путь решения указанной задачи на примере газоконденсатных скважин в нижнемеловых отложениях Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения (ЗНГКМ). Оно расположено в Тазовском нефтегазоносном районе Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Эксплуатируются валанжинские пласты песчаников БТ₆₋₈, БТ₁₀, а также сеноманские и туронские комплексы [8, 10]. В некоторых скважинах зафиксированы высокие межколлонные давления – иногда более 100 атм. От обнаружения причин образования МКД и выявления источников газов, фиксируемых в межколлонных пространствах (МКП) скважин, зависит безопасность их эксплуатации.

Для диагностики подобных газопроявлений используются геохимические методы, основан-



ные на классической геохимической зональности, которая выражается в закономерном изменении с глубиной содержания и состава УВ, а также изотопного состава углерода метана [11]. На тех нефтегазовых многопластовых месторождениях, где геохимическая зональность достаточно четкая, геохимические методы дают хорошие результаты [14]. Для многопластовых нефтегазовых месторождений севера Западной Сибири ранее было установлено [1, 4, 5, 9], что метан сеноманских газов изотопно легче верхнеюрских и нижнемеловых на 15–20 ‰. Это позволяет использовать изотопный состав в качестве одного из критериев для определения генезиса газов в данном регионе.

В предлагаемой статье рассмотрено применение изотопно-геохимического метода для определения источников газов из межколонных пространств эксплуатационных скважин валанжинских залежей Заполярного НГКМ. ООО «Газпром добыча Ямбург» в сотрудничестве с ТФ СНИИГГиМС был осуществлен отбор проб газов из скважин сеноманских, туронских и валанжинских залежей, выбранных в качестве эталонных, и газов из МКП скважин валанжинских залежей; изучен компонентный состав этих газов; измерен изотопный состав углерода двух компонентов: метана и суммы углеводородов C_2-C_6 ($\Sigma УВ$) этих газов. Опишем методику и результаты, полученные при проведении данного исследования.

Для отбора газовых проб и транспортировки использовались металлические пробоотборники высокого давления, предварительно прошедшие термовакуумную десорбцию и заполненные аргоном. Общий химический анализ газов выполнялся в лаборатории инструментальных методов анализа СНИИГГиМС методом газовой хроматографии по методикам (ГОСТ) на хроматографах «Кристалл 2000М» и «HP-6890» (Wasson-ECE Instrumentation). Изотопные исследования газов проводились в лаборатории изотопных методов ТФ СНИИГГиМС на изотопном масс-спектрометре DELTA V ADVANTAGE. Погрешность изотопных анализов с учетом химической подготовки проб по аттестованной методике (№ ФР.1.31.2010.07129) не превышает $\pm 0,5$ ‰ [8].

Изучено 97 газовых проб из эталонных скважин и МКП; 12 эталонных проб газа (табл. 1) взяты «из потока» на манифольде трубного пространства, одна (скв. 21007) – из статичного газового столба затрубного пространства. Из МКП скважин отобрано 85 проб газа из 47 валанжинских эксплуатационных скважин, в том числе 44 пробы из нижнего отвода (газ из межколонного пространства (МП) между кондуктором и технической колонной) и 41 – из верхнего (газ из МП между технической и эксплуатационной колоннами). При этом 18 проб отбирались 2 раза с интервалом 1,5 месяца.

Компонентный состав газов

Состав углеводородных газов

Как следует из табл. 1, эталонные газы сеноманских и туронских залежей Заполярного НГКМ близки по химическому составу. Это «сухие» газы с высоким содержанием метана (средняя концентрация примерно 99 % об.) и низкой концентрацией суммы углеводородов (C_1-C_6) (среднее примерно 0,24 % об.). В них отсутствует водород, содержание гелия невысокое (среднее 0,14 % об.).

Эталонные газы валанжинских пластов (см. табл. 1) существенно отличаются от сеноман-туронских более высоким содержанием УВ гомологов метана (среднее содержание 8,4 % об.). Содержание гелия в них невысокое (среднее 0,16 % об.), близкое к таковому в сеноман-туронских газах, концентрация водорода от 0,012 до 0,096, в среднем 0,035 % об.

Газы из МКП скважин по химическому составу (см. табл. 1) углеводородные. Содержание метана изменяется в достаточно широком интервале – 18–99 % об., сумма углеводородов C_2-C_6 – от 0,2–0,4 % об., что близко к сеноман-туронским газам, до 8,7 % об., что характерно для валанжинских газов. Концентрация азота также изменяется в широких пределах: от десятых долей процента, что свойственно эталонным газам, до 47,6–30,7 % об. Столь значительные величины, вероятно, обусловлены техногенными причинами (продувка МКП азотом).

Рассмотрим зависимость содержания метана от содержания $\Sigma УВ$ для эталонных газов и газов из МКП. На рис. 1 для эталонных газов при близких содержаниях метана четко выделяются две области содержаний $\Sigma УВ$: 1) 0,1–0,4 % об. – сеноман-туронские газы; 2) 8–10 % об. – валанжинские. Все исследованные газы из МКП в зависимости от содержания $\Sigma УВ$ образуют несколько областей, у каждой, вероятно, свой источник (см. рис. 1): 4–10 % об. (4 пробы), их можно отнести к валанжинским газам; 1–2,5 % об. (7 проб), газы смешанного генезиса с высокой долей валанжинских; 0,5–0,8 % об. (5 проб) – газы также смешанного генезиса, но в основном сеноман-туронского типа; 0,4–0,05 % об. (основное количество проб – 69) – газы сеноман-туронского генезиса.

Как видно, углеводородный состав газов не позволяет однозначно определять источник газопоявлений в МКП большинства скважин.

Водород

Важный научный и практический результат исследований газов ЗНГКМ – выявление в МКП большинства скважин газов с высоким содержанием водорода (см. табл. 1). В эталонных пробах газа содержание водорода, как правило, не превышает 0,040 % об., за исключением пробы из скв. 21005 (пласт БТ₆₋₈) – 0,096 % об. Содержание водорода не превышает эталонного в пробах га-



Таблица 1

№ скважины	Условия отбора	Ярус, пласт	Р, кг/см ²	Этап отбора	Состав, % об.					ΣУВ, % об.	δ ¹³ C, ‰	
					Гелий	Водород	Азот	Метан	Этилен		CH ₄	ΣУВ
1201	Из линии	С	81,0	II	0,0114	0,000	0,75	99,14	0,0000	0,08	-54,7	-49,9
3010	Из линии	Т	114,6	II	0,0126	0,000	0,78	98,84	0,0000	0,36	-53,4	-49,3
3060	Из линии	Т	114,6	I	0,0143	<0,004	0,84	98,82	<0,0001	0,32	-57,5	-49,4
3067	Из линии	С	76,0	I	0,0165	<0,004	0,77	99,10	<0,0001	0,11	-57,0	-49,1
3200	Из линии	Т	114,5	I	0,0135	<0,004	0,82	98,78	<0,0001	0,38	-55,4	-51,8
3201	Из линии	С	77,0	I	0,0156	<0,004	1,16	98,72	<0,0001	0,08	-57,2	-52,0
20105	Из линии	БТ 6-8	-	I	0,0153	0,028	0,36	89,34	<0,0001	8,76	-37,3	-29,1
20203	Из линии	БТ-10	215,0	I	0,0171	0,015	0,97	89,96	<0,0001	6,87	-34,7	-30,1
20401	Из линии	БТ 6-8	-	I	0,0155	0,016	0,55	90,60	<0,0001	8,68	-37,5	-33,9
20406	Из линии	БТ-10	215,0	I	0,0182	0,014	0,00	95,29	<0,0001	7,62	-36,8	-31,6
21005	Из линии	БТ 6-8	-	I	0,0152	0,096	0,53	88,70	<0,0001	9,26	-35,7	-31,7
21007	Из статич. столба	БТ-10	-	I	0,0187	0,038	0,27	91,01	<0,0001	7,88	-36,2	-34,9
11804	МКП-низ	БТ 6-8	5,5	I	0,0288	1,134	1,65	97,06	0,0053	0,13	-55,0	-44,8
12003	МКП-верх	БТ 6-8	27,0	I	0,0053	0,349	0,80	98,44	0,0002	0,18	-52,1	-39,1
12003	МКП-низ	БТ 6-8	3,5	I	0,0176	0,255	0,84	98,60	0,0004	0,28	-55,9	-43,7
12102	МКП-низ	БТ 6-8	6,5	I	0,0189	0,006	0,79	98,95	0,0001	0,23	-54,7	-36,9
12302	МКП-верх	БТ-10	6,5	I	0,0049	0,121	0,50	98,84	0,0010	0,52	-52,2	-38,2
20101	МКП-верх	БТ 6-8	4,5	I	0,0094	14,076	1,21	84,49	0,0054	0,22	-52,9	-43,8
20101	МКП-верх	БТ 6-8	15,1	II	0,0085	15,580	1,52	81,31	0,0077	0,18	-51,3	-39,3
20101	МКП-низ	БТ 6-8	0,8	I	0,0110	34,067	5,49	60,21	0,0460	0,22	-50,9	-39,4
20101	МКП-низ	БТ 6-8	0,4	II	0,0000	60,998	4,98	33,60	0,1471	0,29	-50,6	-39,4
20102	МКП-верх	БТ-10	50,5	I	0,0068	0,231	0,52	98,14	<0,0001	0,28	-51,3	-37,6
20102	МКП-верх	БТ-10	73,8	II	0,0126	0,479	0,60	98,20	0,0005	0,17	-51,8	-39,9
20103	МКП-верх	БТ-10	25,0	I	0,0050	3,613	0,85	94,27	0,0012	0,20	-52,1	-34,6
20103	МКП-верх	БТ-10	31,0	II	0,0060	3,869	0,85	94,12	0,0021	0,19	-51,9	-34,9
20104	МКП-верх	БТ 6-8	26,9	II	0,0163	2,609	2,89	93,59	0,0022	0,18	-49,2	-29,6
20104	МКП-верх	БТ 6-8	30,0	I	2,4655	2,466	3,75	91,47	0,0002	0,20	-51,0	-30,1
20105	МКП-верх	БТ 6-8	10,0	I	0,0089	3,511	1,20	95,11	0,0002	0,17	-53,4	-38,3
20106	МКП-верх	БТ 6-8	11,0	I	0,0107	0,443	0,80	98,54	0,0002	0,21	-51,0	-36,0
20106	МКП-верх	БТ 6-8	56,5	II	0,0194	0,239	0,74	96,87	0,0000	0,52	-41,4	-30,1
20106	МКП-низ	БТ 6-8	7,4	I	0,0115	2,931	0,76	96,10	0,0004	0,20	-52,1	-46,3
20106	МКП-низ	БТ 6-8	33,1	II	0,0148	1,195	0,89	97,57	0,0002	0,32	-42,8	-37,4
20201	МКП-низ	БТ 6-8	0,5	I	0,0208	0,735	9,67	89,40	<0,0001	0,18	-53,9	-42,9
20202	МКП-верх	БТ 6-8	52,3	I	0,0056	7,119	1,53	89,88	0,0003	0,32	-50,4	-33,7
20202	МКП-верх	БТ 6-8	52,4	II	0,0044	6,867	1,37	90,29	0,0003	0,34	-50,8	-33,2
20203	МКП-верх	БТ-10	2,5	I	0,0158	2,524	1,07	95,99	0,0030	0,40	-50,3	-35,2
20203	МКП-низ	БТ-10	9,0	I	0,0066	0,142	0,70	98,92	0,0003	0,24	-54,2	-36,1
20204	МКП-низ	БТ 6-8	14,8	I	0,0081	0,130	0,72	98,93	0,0010	0,22	-52,6	-36,2



№ скважины	Условия отбора	Ярус, пласт	Р, кг/см ²	Этап отбора	Состав, % об.				ΣУВ, % об.	δ ¹³ C, ‰	
					Гелий	Водород	Азот	Метан		Этилен	CH ₄
20205	МКП-низ	БТ 6-8	12,3	I	0,0097	0,136	0,72	98,90	0,0020	-52,4	-35,9
20206	МКП-низ	БТ-10	9,8	I	0,0069	0,420	0,75	98,62	0,0017	-54,7	-44,1
20401	МКП-верх	БТ 6-8	8,9	I	0,0084	0,819	0,53	98,32	0,0034	-52,5	-33,7
20401	МКП-низ	БТ 6-8	40,0	I	0,0093	0,007	0,00	100,58	<0,0001	-53,8	-37,1
20402	МКП-верх	БТ 6-8	114,8	I	0,0142	0,209	0,61	98,83	<0,0001	-50,7	-33,2
20402	МКП-верх	БТ 6-8	102,6	II	0,0107	0,198	0,65	97,43	0,0002	-48,1	-32,7
20402	МКП-низ	БТ 6-8	4,0	I	0,0068	0,211	0,75	98,65	0,0020	-52,0	-35,5
20403	МКП-верх	БТ-10	101,2	I	0,0036	0,059	0,00	98,12	0,0002	-41,8	-30,6
20403	МКП-верх	БТ-10	102,5	II	0,0029	0,075	0,36	96,24	0,0002	-41,2	-30,8
20404	МКП-верх	БТ 6-8	16,6	I	0,0180	0,086	3,22	96,46	0,0003	-53,5	-32,9
20404	МКП-низ	БТ 6-8	5,2	I	0,0167	0,221	0,76	98,73	<0,0001	-52,8	-30,9
20405	МКП-верх	БТ 6-8	19,3	I	0,0153	0,019	0,57	97,95	<0,0001	-47,7	-33,0
20405	МКП-верх	БТ 6-8	31,0	II	0,0156	0,055	0,51	96,61	0,0002	-41,1	-30,1
20405	МКП-низ	БТ 6-8	2,7	I	0,0060	3,367	47,20	49,26	0,0054	-54,1	-34,6
20406	МКП-верх	БТ-10	103,6	I	0,0195	0,390	0,51	98,84	0,0010	-51,0	-30,5
20406	МКП-верх	БТ-10	85,9	II	0,0149	0,493	0,58	97,13	0,0012	-48,3	-37,3
20406	МКП-низ	БТ-10	10,7	I	0,0119	0,708	0,78	98,29	0,0015	-53,4	-34,2
20502	МКП-верх	БТ-10	56,0	I	0,0127	1,296	0,79	96,12	0,0008	-51,1	-30,5
20502	МКП-низ	БТ-10	1,0	I	0,0055	6,593	8,77	84,53	0,0117	-53,3	-48,9
20503	МКП-верх	БТ 6-8	52,0	I	0,0112	17,406	1,99	78,41	0,0018	-51,0	-37,0
20503	МКП-верх	БТ 6-8	47,0	II	0,0077	18,085	2,09	78,91	0,0020	-52,2	-36,3
20505	МКП-верх	БТ-10	4,9	I	0,0157	15,692	12,01	72,22	0,0064	-51,8	-38,4
20506	МКП-верх	БТ 6-8	7,7	I	0,0068	5,684	1,09	93,08	0,0003	-52,2	-37,8
20506	МКП-низ	БТ 6-8	1,5	I	0,0066	1,533	9,10	89,29	<0,0001	-52,9	-39,8
20604	МКП-верх		196,5	II	0,0140	0,173	0,43	88,83	0,0000	-35,8	-29,0
20701	МКП-низ	БТ 6-8	1,2	I	0,0165	17,303	1,38	81,15	0,0112	-54,4	-38,7
20702	МКП-низ	БТ-10	14,0	I	0,0128	0,743	0,82	98,27	0,0010	-55,3	-45,8
20703	МКП-верх	БТ 6-8	3,3	I	0,0095	3,297	0,72	90,73	0,0098	-49,2	-36,3
20703	МКП-низ	БТ 6-8	22,0	I	0,0098	0,322	0,78	98,74	0,0008	-53,3	-44,8
20704	МКП-низ	БТ-10	5,5	I	0,0126	0,199	0,81	98,83	0,0017	-52,5	-36,4
20705	МКП-верх	БТ 6-8	46,3	I	0,0154	0,798	0,57	95,69	0,0007	-41,3	-30,7
20705	МКП-низ	БТ 6-8	18,0	I	0,0071	0,176	0,61	98,63	0,0004	-55,3	-30,6
20706	МКП-верх	БТ 6-8	60,7	I	0,0108	0,922	0,74	96,91	0,0010	-49,7	-30,1
20706	МКП-низ	БТ 6-8	7,8	I	0,0074	0,996	0,70	97,70	0,0051	-55,5	-33,8
20801	МКП-верх	БТ 6-8	4,0	I	0,0153	11,771	1,19	86,90	0,0004	-53,4	-32,6
20802	МКП-верх	БТ-10	4,8	I	0,0055	3,846	0,77	93,72	0,0023	-51,6	-34,9
20803	МКП-верх	БТ 6-8	38,9	I	0,0143	50,958	30,70	18,28	0,0012	-43,6	-29,8
20803	МКП-верх	БТ 6-8	38,8	II	0,0000	52,920	26,20	20,53	0,0017	-44,1	-30,3
20804	МКП-верх	БТ 6-8	67,9	I	0,0116	1,259	1,52	92,66	<0,0001	-39,4	-34,7
20804	МКП-верх	БТ 6-8	83,0	II	0,0114	1,060	0,74	90,88	0,0001	-37,6	-33,9
20805	МКП-верх	БТ 6-8	8,5	I	0,0124	0,870	0,81	98,14	0,0002	-53,3	-39,5



№ скважины	Условия отбора	Ярус, пласт	P, кг/см ²	Этап отбора	Состав, % об				ΣУВ, % об.	δ ¹³ C, ‰	
					Гелий	Водород	Азот	Метан		Этилен	СН ₄
20903	МКП-низ	БТ-10	–	–	0,0116	0,158	0,78	98,80	0,0008	–54,3	–39,3
20904	МКП-верх	БТ 6-8	82,0	–	0,0080	0,030	0,39	96,58	<0,0001	–44,9	–33,9
20905	МКП-верх	БТ-10	44,4	–	0,0043	4,434	0,61	92,57	0,0012	–42,0	–29,4
20905	МКП-низ	БТ-10	29,6	–	0,0077	0,115	0,59	97,91	0,0001	–51,4	–30,1
20906	МКП-верх	БТ 6-8	9,2	–	0,0096	1,115	0,75	97,50	0,0002	–49,1	–37,7
20906	МКП-низ	БТ 6-8	9,6	–	0,0069	0,416	0,65	98,67	0,0147	–52,9	–41,7
21001	МКП-верх	БТ 6-8	39,0	–	0,0121	1,019	0,74	97,30	0,0003	–50,7	–34,8
21002	МКП-верх	БТ 6-8	112,8	–	0,0244	1,909	0,56	97,41	0,0008	–50,2	–39,9
21002	МКП-верх	БТ 6-8	103,0	II	0,0091	3,042	0,77	94,89	0,0037	–52,2	–41,1
21003	МКП-верх	БТ-10	6,0	–	0,0095	16,014	1,54	82,26	0,0111	–50,3	–40,7
21004	МКП-верх	БТ-10	28,0	–	0,0173	17,953	2,03	76,08	0,0012	–37,4	–30,9
21004	МКП-верх	БТ 6-8	30,4	II	0,0097	18,957	1,99	76,25	0,0016	–38,6	–30,3
21005	МКП-верх	БТ 6-8	32,0	–	0,0097	8,947	1,68	88,48	0,0005	–51,9	–31,6
21005	МКП-верх	БТ 6-8	30,5	II	0,0075	9,666	1,51	88,71	0,0007	–52,6	–30,9
21005	МКП-низ	БТ 6-8	37,0	–	0,0101	0,247	0,57	98,05	0,0004	–50,1	–31,3
21006	–	БТ 6-8	36,1	–	–	–	–	–	–	–49,7	–36,0
21007	МКП-верх	БТ-10	27,4	–	0,0103	0,173	0,66	95,23	<0,0001	–51,2	–34,1
21007	МКП-низ	БТ-10	17,8	–	0,0080	0,048	0,75	98,98	<0,0001	–51,8	–36,4

Примечания. С – сеноман; Т – турон; В – валанжин, пласты БТ₆₋₈ и БТ₁₀.

зов из МКП только трех скважин: 12102 – нижний отвод, 20401 – нижний отвод, 20404 – верхний отвод; в остальных скважинах практически на всех опробованных кустах водорода больше 2 % об., а в 19 скважинах – больше 10 % об. Повторный отбор через 1,5 месяца подтвердил эти результаты (см. табл. 1).

Остановимся на гипотезах возможных источников водорода в газах МКП. Повышенное количество водорода (более 0,1 % об.) может свидетельствовать о его поступлении в полном объеме или частично из осадочных пород через трещины и каналы в результате негерметичности цементного камня между колоннами и горной породой, либо водород – продукт химических реакций коррозии обсадных труб. Высокие содержания водорода в газах МКП (10 % об. и более) обусловлены достаточно мощным и единым источником, которым могут быть глубинные газовые потоки. В последние годы активно развивается теория глубинного газового дыхания Земли, в том числе и как поставщика водорода [2, 6]. Предполагается, что масштабы глубинной дегазации во много раз превышают газовое дыхание залежей нефти и газа. Особенно активным поступление газов с высоким содержанием водорода может быть в зонах разломов, в том числе в северных нефтегазоносных районах Западной Сибири, приуроченных к Колтогорско-Уренгойскому и Худосейскому грабенрифтам [3, 15]. Водород, обладающий высокими миграционными свойствами, может скапливаться в высоких концентрациях в залежах, имеющих достаточно плотные покрывки, и в МКП скважин.

Чтобы однозначно выяснить генезис водорода в МКП, необходимы специальные исследования, включающие измерения изотопного состава водорода в газообразном водороде, метане, воде, во флюидах МКП с повышенным содержанием этого газа.

Непредельные углеводороды

Геохимическая газовая съемка показала, что в почве, подпочвенных слоях и в более глубоких толщах осадочных пород непредельные УВ присутствуют в небольших количествах. Их содержание в болотных и почвенных газах, газах, сорбированных из горных пород, примерно $n \cdot 10^{-4}$ – $n \cdot 10^{-3}$ % об. [14]. На больших глубинах повышенная температура в сочетании с высоким давлением способствует переходу непредельных УВ в предельные в реакциях гидрогенизации. Подобные процессы приводят к тому, что в нефтяных и газовых залежах непредельные УВ в интервале ошибок измерения не обнаруживаются [7, 14].

В газах ЗНГКМ определялись этилен и пропилен, максимальное их количество 10^{-4} % об. В эталонных газах и 9 пробах газов из МКП они не обнаружены; во всех остальных пробах газов из МКП содержание этилена изменяется от 0,0001 до 0,1471 % об. (см. табл. 1). Присутствие непредель-

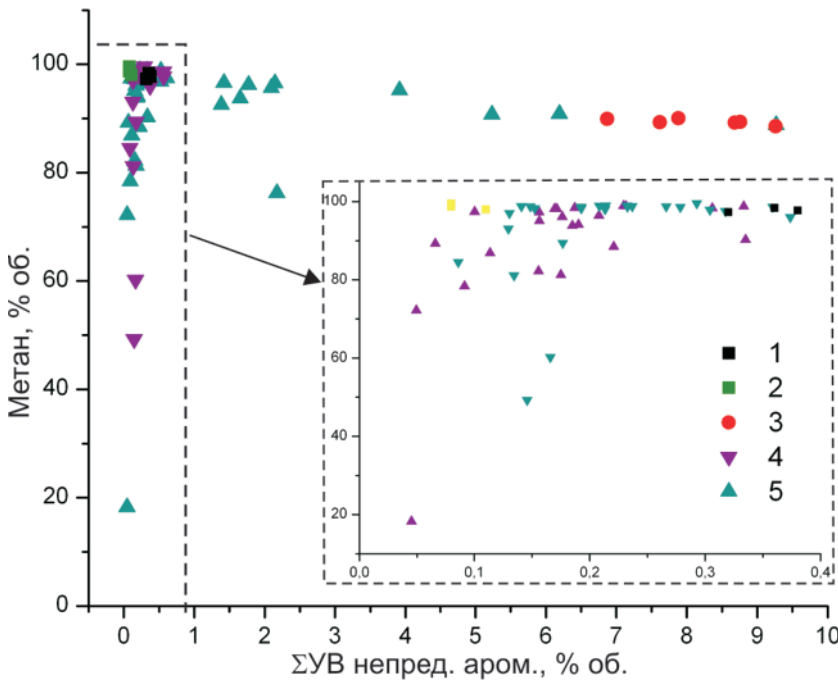


Рис. 1. Вариации содержания метана в зависимости от Σ УВ

1 – сеноман, 2 – турон, 3 – валанжин, газ с МКП: 4 – нижний отвод, 5 – верхний отвод

ных УВ в газах МКП – свидетельство поступления таких газов из вмещающих отложений, а также того, что эти газы не могли поступать в МКП по резьбовым соединениям и другим дефектам из промысловых скважинных труб.

Изотопный состав углерода компонентов газов

Эталонные газы

Проведены изотопные исследования углерода метана и суммы углеводородов (C_2-C_6) в 12 эталонных пробах газа из 12 газоконденсатных эксплуатационных скважин (табл. 1, 2, рис. 2–4). Туронским газам свойственны следующие значения $\delta^{13}C$: метан $-53,4...-57,5$ ‰, сумма УВ $-49,3...-51,6$ ‰; сеноманским $-54,7...-57,2$ ‰ и $-49,1...-52,0$ ‰ соответственно. Как видно, диапазоны значений $\delta^{13}C$ для указанных компонентов в сеноманских и туронских газах перекрываются, что позволяет по изотопным критериям объединить их в одну группу. В ней метан и сумма УВ обогаще-

ны легким изотопом углерода, интервалы вариаций значений $\delta^{13}C$ узкие: метан $-4,1$ ‰, сумма УВ $-2, 3$ ‰ (см. табл. 2). Во второй группе компоненты эталонных валанжинских газов (см. табл. 1, 2) сравнительно с сеноман-туронскими значительно обогащены тяжелым изотопом углерода, интервал значений $\delta^{13}C$ для них следующий: метан $-34,7...-37,5$ ‰ ($\Delta^{13}C = 2,8$ ‰), сумма УВ $-29,1...-34,9$ ‰ ($\Delta^{13}C = 5,7$ ‰). Области вариаций изотопных составов компонентов этих двух групп не перекрываются, различия по средним значениям для метана – $19,5$ ‰, для суммы УВ – $18,4$ ‰. Это обусловлено их химическим составом: при близкой (примерно $88,6-98$ ‰ об.) концентрации метана в газах обоих типов содержание изотопно тяжелой суммы УВ изменяется в среднем от $0,2$ (сеноман-турон) до $8,2$ ‰ об. (валанжин). Изотопные данные позволяют надежно разделить газы этих двух групп (см. табл. 2).

Принципиально важным результатом изотопных исследований проб эталонных газов ЗНГКМ стало то, что они отличаются по изотопному со-

Таблица 2

Изотопные критерии газов

Источник газа	Кол-во проб	Эталонные		Кол-во проб	Пробы с МКП	
		CH ₄	Σ УВ		CH ₄	Σ УВ
Сеноман+ турон (область А)	6	$-53,4...-57,5$	$-49,1...-52,0$	9	$-51,8...-55,9$	$-41,4...-48,9$
		$-55,9$ (98,04)	$-50,3$ (0,22)		$-54,0$ (95,3)	$-44,2$ (0,18)
Валанжин (область В)	6	$-34,7...-37,5$	$-29,1...-34,9$	11	$-35,8...-44,9$	$-29,0...-39$
		$-36,4$ (88,63)	$-31,9$ (8,18)		$-40,9$ (84,8)	$-32,2$ (2,43)
Переходная область С	–	–	–	47	$-49,1...-55,5$	$-30,1...-40,7$
		–	–		$-52,1$ (91,7)	$-35,6$ (0,468)

Примечание. В числителе – $\delta^{13}C$, ‰; в знаменателе – $\delta^{13}C_{\text{средн}}$, ‰; в скобках – средний химический состав, ‰ об.

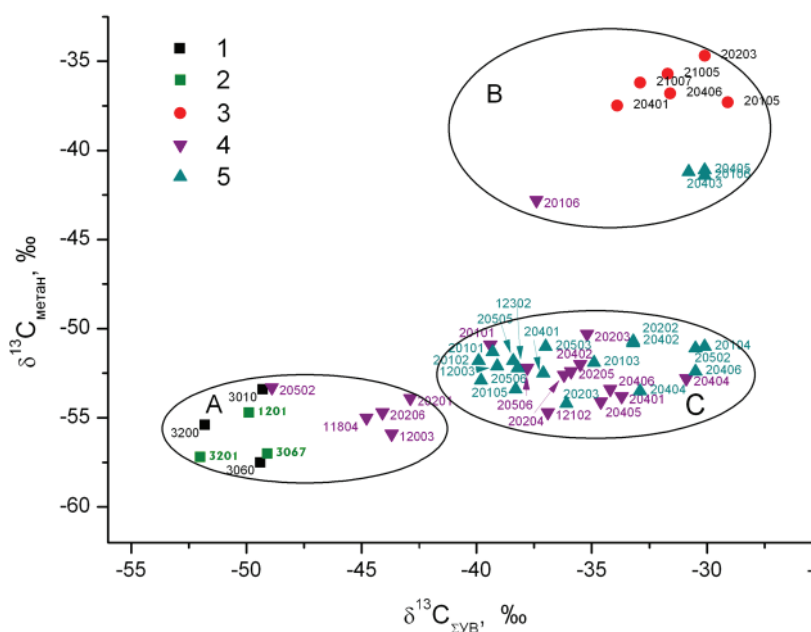


Рис. 2. Вариации значений $\delta^{13}\text{C}$ метана в зависимости от $\delta^{13}\text{C}$ $\Sigma\text{УВ}$ проб-газов из МКП для валанжинских скважин кустов № 118В, 120В, 121В, 201В–205В
Усл. обозн. см. на рис. 1

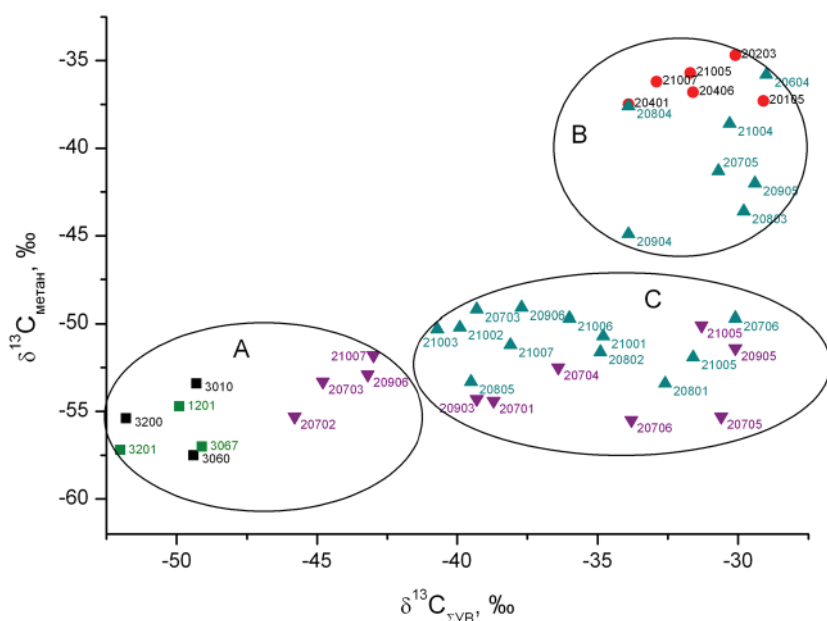


Рис. 3. Вариации значений $\delta^{13}\text{C}$ метана в зависимости от $\delta^{13}\text{C}$ $\Sigma\text{УВ}$ проб-газов из МКП для валанжинских скважин кустов № 206В–210В
Усл. обозн. см. на рис. 1

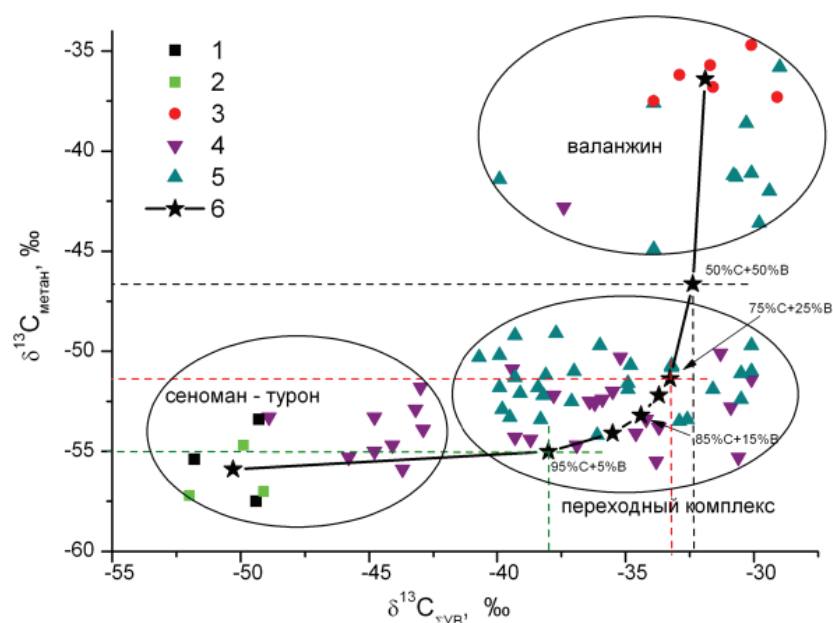


Рис. 4. Вариации значений $\delta^{13}\text{C}$ метана в зависимости от $\delta^{13}\text{C}$ $\Sigma\text{УВ}$ проб-газов из МКП для для трех источников
6 – расчетная линия, остальные усл. обозн. см. на рис. 1



Таблица 3

Классификация источников газов из МКП верхний (1) и нижний (2) отвод по изотопным критериям

№ куста	Валанжин		Сеноман – турон		Переходный комплекс (группа № 3)	
	1	2	1	2	1	2
118В (1/1)				1804		
120В (1/2)				12003	12003	
121В (1/1)						12102
123В (1/1)					12302	
201В(6/8)					20101 20102 20103 20104 20105	220101
202В (6/7)	20106	20106		20201	20202 20203	20203 20204 20205
				20206		
204В (6/11)	20403 20405				20401 20402 20404 20406	20401 20402 20404 20405 20406
205В (4/6)				20502	20502 20503 20505 20506	20506
206В (1/1)	20604					20701
207В (6/9)				20702 20703	20703	20704 20705 20706
	20705				20706	
208В (5/5)	20803				20801 20802	
208В (5/5)	20804				20805	
209В (4/6)	20904 20905					20903
				20906	20906	20905
210В (7/9)	1004				21001 21002 21003 21005 21006 21007	21005

Примечание. В скобках в числителе – количество скважин, в знаменателе – количество проб.

ставу не только углерода метана, что применяется на практике [3–6], но и углерода суммы гомологов метана, а это позволяет использовать данный параметр в качестве дополнительного изотопного критерия.

Газы из МКП

Результаты изотопных исследований 85 проб газов приведены в табл. 1, 2. Для 18 проб этой серии проводился дублирующий отбор для тех скважин, в которых при первом отборе выявлены вы-



сокое давление, повышенные содержания водорода и азота. Сравнительный анализ дублирующих результатов изотопных исследований (см. табл. 1) позволил сделать следующие выводы.

Если при отборе пробы давление в МКП не менялось или менялось незначительно, изотопный состав и метана, и суммы гомологов оставался неизменным в пределах погрешности измерения. Если давление изменялось значительно, то изменялся и изотопный состав в сторону как утяжеления, так и облегчения, причем увеличение давления сопровождалось для большей части проб утяжелением изотопного состава суммы УВ. В работах по изучению изотопного фракционирования при разных способах отбора в процессах миграции, ступенчатой дегазации выявлены подобные эффекты [1]. Поэтому при использовании изотопных данных для установления источника газов нами были выбраны результаты для дублирующих проб, отобранных при повышенных давлениях.

Для определения источников газов МКП по изотопным критериям был построен график вариаций изотопного состава метана и суммы углеводородов для эталонных проб и проб газов из МКП (см. рис. 2–4). На обобщающем для всех проб рис. 4 выделяются три области значений изотопных составов – А, В, С.

Область А близка по значениям $\delta^{13}\text{C}$ к компонентам сеноман-туронских эталонных газов: в нее попали 9 проб газов из МКП, в которых и метан, и сумма УВ обогащены легкими изотопами до $-51,8...-55,9$ ‰ ($\delta^{13}\text{C}_{\text{ср}} = -54,0$ ‰) и $-41,4...-48,9$ ‰ ($\delta^{13}\text{C}_{\text{ср}} = -44,2$ ‰) соответственно. Область В близка по значениям $\delta^{13}\text{C}$ к компонентам валанжинских эталонных газов: к ней отнесены 11 проб газов из МКП, в которых и метан, и сумма гомологов обогащены тяжелыми изотопами углерода до $-35,8...-44,9$ ‰ ($\delta^{13}\text{C}_{\text{ср}} = -40,9$ ‰) и $-29,0...-39,9$ ‰ ($\delta^{13}\text{C}_{\text{ср}} = -32,2$ ‰) соответственно. В область С вошло самое большое количество проб (47), в которых метан облегчен по изотопному составу углерода и приближается к метану эталонных скважин сеноман-турона ($\delta^{13}\text{C} -49,1...-55,5$, в среднем 52,1 ‰), а сумма УВ по изотопному составу ближе к таковой валанжинских эталонных газов ($\delta^{13}\text{C} -30,1...-40,7$, в среднем 38,1 ‰). Условно мы обозначили их как газы переходного комплекса. Рассмотрим возможные их источники.

Для этого был рассчитан изотопный состав модельной газовой смеси с разной долей содержания сеноман-туронских и валанжинских эталонных газов. На рис. 4 нанесена расчетная линия, описывающая вариации изотопных составов углерода метана от суммы гомологов для этой газовой смеси в зависимости от различных долей (N) смешивания газов с вычисленными средними: изотопными ($\delta^{13}\text{C}_{\text{ср}}$) и химическими ($X_{\text{ср}}$) составами сеноман-туронских и валанжинских эталонных газов соответственно. Координа-

ты каждой точки $\delta^{13}\text{C}$ этой линии рассчитывались по формуле

$$\delta^{13}\text{C}_1 = \frac{\delta^{13}\text{C}_{\text{ср.сен}} X_{\text{ср.сен}} N_{\text{сен}} + \delta^{13}\text{C}_{\text{ср.вал}} X_{\text{ср.вал}}}{X_{\text{ср.сен}} N_{\text{сен}} + X_{\text{ср.вал}} N_{\text{вал}}}$$

Как следует из рис. 4, газы, отнесенные по изотопным критериям к переходному комплексу (область С), могут быть образованы за счет смешения в разной доли газов сеноман-туронского и валанжинского комплексов с учетом содержания их компонентов.

В табл. 3 по этим изотопным критериям приведена классификация источников проб газов из МКП (верхний и нижний отвод) во всех исследованных валанжинских скважинах

Зависимости изотопного состава углерода метана от химического состава газов и других факторов

В табл. 1 жирным шрифтом выделены пробы газов из МКП, в которых зафиксировано высокое содержание суммы гомологов (>0,5 % об.), водорода (>1,5 % об.), азота (>2,1 % об.) и высокое давление отбора газа из МКП (>25 кг/см²). Были рассмотрены зависимости между изотопным составом углерода метана и содержанием в газах УВ и неорганических компонентов.

Не выявлено значимых корреляционных связей между изотопным составом углерода метана и содержанием водорода, гелия и азота как в эталонных газах, где их содержание крайне низкое, так и в газах из МКП, где диапазон их содержаний широкий.

Как видно из рис. 5, 6, для эталонных газов выделяются две области значений изотопного состава углерода метана и содержания суммы углеводородов. «Сухие» сеноман-туронские газы ($\Sigma\text{УВ} 0,08-0,36$ % об.) попадают в область значений $\delta^{13}\text{C}$ метана $-57,2...-53,4$ ‰. Валанжинские газы с содержанием $\Sigma\text{УВ} 6,87-9,16$ % об. образуют область значений $\delta^{13}\text{C}$ метана $-34,9...-29,1$ ‰. Внутри каждой области сеноман-туронских и валанжинских газов зависимости изотопного состава углерода метана от $\Sigma\text{УВ}$ не обнаруживается.

Большая часть газов из МКП с содержаниями $\Sigma\text{УВ} 0,01-0,4$ % об. образует область изотопного состава углерода метана $\delta^{13}\text{C} -50...-57$ ‰. Лишь в двух пробах при низкой концентрации $\Sigma\text{УВ}$ (0,32 и 0,04 % об.) содержится изотопно тяжелый метан: в пробах 20106 (нижний отвод) и 20803 (верхний отвод) $-42,8$ и $-43,6$ ‰ соответственно. Обе пробы характеризуются высоким давлением в МКП, в пробе 20803 (верхний отвод) высокое (51 % об.) содержание водорода.

Сопоставим изотопный состав газов в одних и тех же скважинах, отобранных в разных межколлонных пространствах. В газах из МКП (верхний отвод) и метан, и $\Sigma\text{УВ}$ изотопно тяжелее, чем эти же компоненты газов МКП (нижний отвод). Все пробы газов сеноман-туронского генезиса с изо-

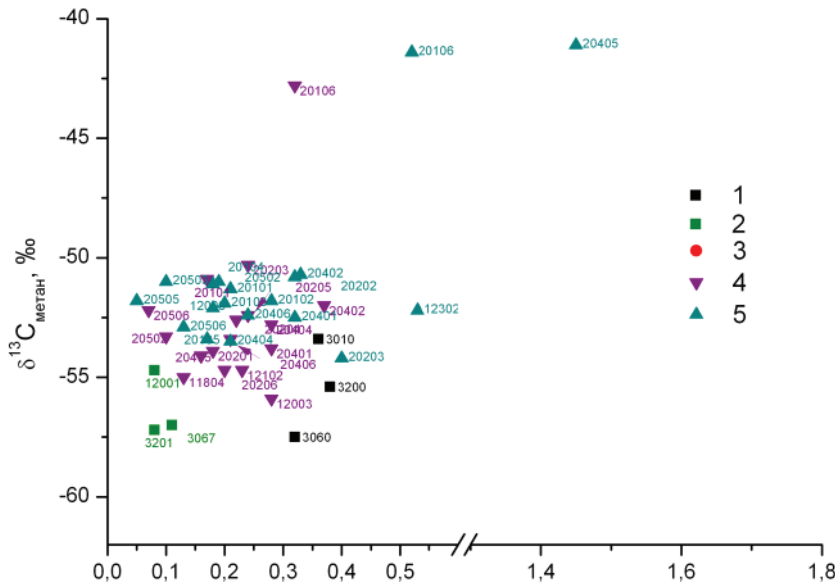


Рис. 5. Вариации значений $\delta^{13}\text{C}$ метана в зависимости от содержания $\Sigma\text{УВ}$ проб-газов МКП для валанжинских скважин кустов № 118В, 120В, 121В, 201В–205В
Усл. обозн. см. на рис. 1

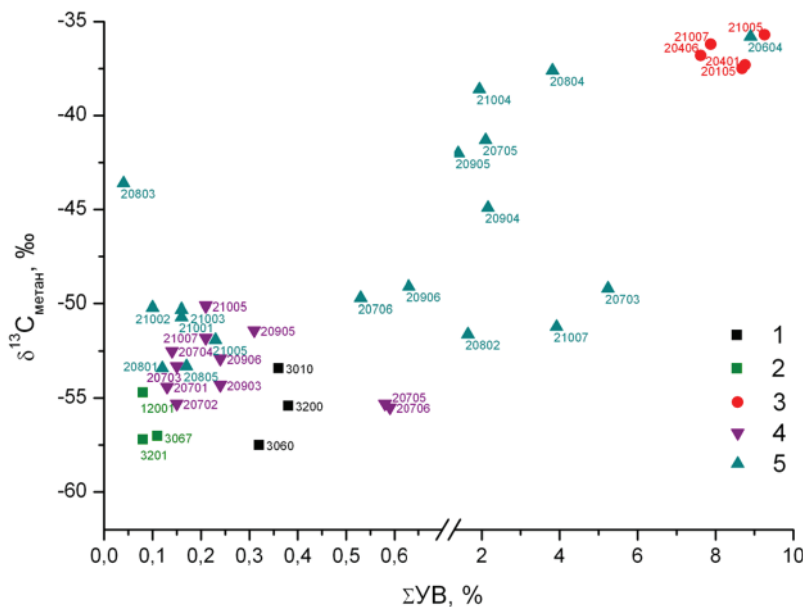


Рис. 6. Вариации значений $\delta^{13}\text{C}$ метана в зависимости от содержания $\Sigma\text{УВ}$ проб-газов МКП для валанжинских скважин кустов № 206В–210В
Усл. обозн. см. на рис. 1

точно легкими компонентами отобраны из МКП (нижний отвод). Это свидетельствует о том, что в МКП (верхний отвод) газы поступали из более глубоких горизонтов, чем в МКП (нижний отвод), и следовательно, поступление газа осуществлялось главным образом по каналам и трещинам в цементном камне нижних башмаков, фиксирующих обсадные колонны. Отбор дублирующих проб показал, что увеличение давления, за небольшим исключением, приводит к изотопному утяжелению суммы углеводородов.

Заключение

Для эталонных газов сеноманских, туронских и валанжинских залежей Заполярного НГКМ подтверждается наблюдаемая на других нефтегазовых месторождениях Западной Сибири классическая изотопно-геохимическая зональность, которая заключается в закономерном изменении с глубиной содержания метана и УВ и их изотопного состава.

По результатам анализа химического состава газов установлено следующее.

1. По углеводородному составу большая часть проб газов из межколонного пространства (МКП) скважин представлена газами сеномантуронского типа (средние содержания метана 96 % об., $\Sigma\text{УВ}$ 0,24 % об.). Наиболее «сухие» метановые газы заполняют верхние участки МКП в зоне кондуктора (нижний отвод). Незначительное число проб газов из МКП скважин соответствует газам валанжинского типа (средние содержания: метана 84,8 % об., $\Sigma\text{УВ}$ 3,2 % об.). Они встречаются в МКП между эксплуатационной и технической колоннами (верхний отвод). УВ состав газов не позволяет однозначно определять природу газопроявлений в МКП большинства скважин.

2. В большинстве газов из МКП (за исключением пяти проб) установлено повышенное содержание водорода (более 5 % об.), причем в двух пробах оно достигает 52,9 и 61 % об. С целью



определения возможного источника водорода (глубинного или техногенного) необходимо провести изотопные исследования по определению содержания дейтерия в основных водородсодержащих флюидах (вода, метан, газообразный водород).

Результаты изотопных исследований заключаются в следующем.

1. Впервые в качестве изотопных критериев генезиса газов использован изотопный состав углерода двух компонентов газа – метана и суммы его гомологов, что позволило разделить газы МКП на две генетические группы.

2. Области вариаций изотопного состава компонентов метана и суммы гомологов эталонных сеноманских и туронских газов совпадают, что позволяет объединить их в одну группу изотопно легких эталонных сеноман-туронских газов ($\delta^{13}\text{C}$ метана $-53,4\dots-57,5\%$, $\Sigma\text{УВ}$ $-49,1\dots-52,0\%$). Выделена вторая группа – эталонные валанжинские газы, в которых и метан, и сумма УВ обогащены тяжелыми изотопами углерода до значений $\delta^{13}\text{C}$ $-34,7\dots-37,5\%$ и $-29,1\dots-34,9\%$ соответственно.

3. По изотопным критериям определены два источника поступления газа в межколонные пространства 49 эксплуатационных валанжинских скважин:

а) в МКП (нижний отвод) – 9 скважин, источник газа – преимущественно сеноман-туронские отложения;

б) в МКП 10 скважин (11 проб: 10 – верхний отвод и 1 нижний) источник газа – валанжинский горизонт;

в) в МКП 30 скважин (46 проб: 28 – верхний отвод, 18 – нижний) источник газа – смесь газов сеноман-туронского и валанжинского комплексов, доля каждого из которых может быть рассчитана.

4. Изотопный состав углерода метана и суммы УВ могут быть использованы для определения природы газопроявлений на различных стадиях поисково-разведочных и эксплуатационных работ на нефтегазовых месторождениях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Алексеев, Ф. А.** Метан [Текст] / Ф. А. Алексеев. – М. : Недра, 1978. – 310 с
2. **Валяев, Б. М.** Арктические и приарктические регионы: специфика процессов нефтегазо-накопления [Электронный ресурс] / Б. М. Валяев // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – oilgasjournal.ru/2009–1/1.
3. **Валяев, Б. М.** Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтяных месторождений

[Текст] / Б. М. Валяев // Геология нефти и газа. – 1997. – № 9. – С. 30–37.

4. **Геология** нефти и газа Западной Сибири [Текст] / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. – М. : Недра, 1975. – 679 с.

5. **Голышев, С. И.** Стабильные изотопы в нефтегазовой и рудной геологии: Избранные труды [Текст] / С. И. Голышев. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2010. – 269 с.

6. **Изотопный** состав углерода природных газов Ванкорской группы месторождений и прилегающих территорий [Текст] / С. И. Голышев, Н. Л. Падалко, В. А. Кринин [и др.] // Матер. Всерос. науч. конф. «Успехи органической геохимии». – Новосибирск, 2010. – С. 90–94.

7. **Зорькин, Л. М.** Геохимия природных газов нефтегазоносных районов [Текст] / Л. М. Зорькин, И. С. Старобинец, Е. В. Стадник. – М. : Недра, 1984. – 248 с.

8. **Методика** выполнения измерений смещения изотопного состава углерода в пробах природных газов методом масс-спектрометрии: Свидетельство № 01.8.05.645; ФР.1.31.2010.07129. – СПб., 2010.

9. **Немченко, Н. М.** Происхождение природных газовых залежей севера Западной Сибири [Текст] / Н. М. Немченко, А. С. Ровенская, М. Шоелл // Геология нефти и газа. – 1999. – № 1–2. – С. 45–56.

10. **Нестеров, И. И.** Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири [Текст] / И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, К. А. Шпильман. – М. : Недра, 1971. – 463 с.

11. **Основы** теории геохимических полей углеводородных скоплений [Текст] / Под ред. А. В. Петухова, И. С. Старобинца. – М. : Недра, 1993. – 332 с.

12. **Природа** межколонных газопроявлений на Бованенковском НГКМ [Текст] / В. В. Черепанов, С. П. Меньшиков [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 9. – С. 48–54.

13. **Современные** представления о формировании скоплений углеводородов в зонах уплотнения верхней части коры [Текст] / А. И. Дмитриевский, И. Е. Баланюк [и др.] // Геология нефти и газа. – 2003. – № 1. – С. 2–8.

14. **Соколов, В. А.** Геохимия природных газов [Текст] / В. А. Соколов. – М. : Недра, 1971. – 334 с.

15. **Старосельцев, В. С.** Основы прогноза скоплений полезных ископаемых [Текст] / В. С. Старосельцев // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 1 (5). – С. 3–7.

© С. И. Голышев, С. К. Ахмедсафин, С. А. Кирсанов, А. В. Орлов, Н. Л. Падалко, А. И. Сурнин, М. И. Праздничных, Е. В. Черников, П. Ф. Яворов, 2012