

Открытое акционерное общество
"Всероссийский
научно-исследовательский
институт организации,
управления и экономики
нефтегазовой промышленности"
(ОАО "ВНИИОЭНГ")



ЛАУРЕАТ
ЗОЛОТОЙ МЕДАЛИ SPI
ПАРИЖ ФРАНЦИЯ

НАГРАЖДЕН ПАМЯТНЫМ ЗНАКОМ
"ЗОЛОТОЙ ИМПЕРИАЛ"
ЗА АКТИВНОЕ УЧАСТИЕ
В МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЫСТАВКАХ
И ЯРМАРКАХ

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

.....
10 ♦ 2008 москва ♦ ВНИИОЭНГ



ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ежемесячный научно-технический журнал

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Н.Н. Лисовский – главный редактор

Г.Н. Гогоненков (зам. главного редактора),
А.Н. Астахова, В.Ф. Базив, А.М. Брехунцов,
А.И. Варламов, Е.Б. Грунис, И.С. Гутман,
А.Н. Дмитриевский, Е.В. Захаров,
М.М. Иванова, Э.Г. Коблов, Б.В. Сенин,
В.С. Старосельцев, О.И. Супруненко,
В.А. Холодилов

Журнал по решению ВАК Министерства образования и науки РФ включен в "Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых могут быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора наук".

Индекс журнала:
58500 — по каталогу Агентства "Роспечать".
10329 — по объединенному
10330 каталогу "Пресса России".

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ № 77-12330 от 10 апреля 2002 г.

Журнал приглашает к сотрудничеству рекламодателей и всех заинтересованных лиц

СОДЕРЖАНИЕ

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

Бондарев В.Л., Миротворский М.Ю., Зверева В.Б., Облеков Г.И., Шайдуллин Р.М., Гудзенко В.Т. Нетрадиционные газы севера Западной Сибири

Хромова И.Ю. Возможно ли повышение точности прогноза толщин глубокозалегающих песчаных пластов?

Абукова Л.А. Нисходящая миграция подземных вод и углеводородов в осадочных нефтегазоносных бассейнах

Терехов О.В., Стрелков В.И. Оценка трещиноватой и кавернозной пористости карбонатных коллекторов акустическим микроимиджером

Грищенко Я.И. Общая гидрогеохимическая зональность пластовых вод хадумского водоносного горизонта на территории Предкавказья (Ставропольский край)

Мачукаев Д.Ш. Проблемы стратиграфического сопоставления продуктивных пластов горизонтов АС₁₁, АС₁₂ в пределах Приобского месторождения

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Павлов И.В., Ольховская В.А., Акимов Н.И. Особенности эксплуатации водоплавающих залежей вертикальными и горизонтальными скважинами.....

Чуров И.Ф. О возможности прогрева залежи высоковязкой нефти через трещины

Соколова В.А. Прогнозирование разработки нефтяного месторождения с помощью системы нелинейных отображений

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ В ГЕОЛОГИИ

Фомичёв А.С. О некорректных методах критики осадочно-миграционной теории происхождения месторождений нефти и газа (в качестве дискуссии)

**Учредитель журнала –
ОАО "ВНИИОЭНГ"**

Генеральный директор **А.С. Тищенко**

Зам. генерального директора
А.Г. Лачков

Главный бухгалтер **В.А. Манохина**

Ведущие редакторы:
А.Н. Астахова, Е.Ю. Дарищева

Компьютерный набор:
Н.А. Аспосова, В.В. Васина

Компьютерная верстка *Е.В. Кобелькова*

Корректор *Н.Г. Евдокимова*

Зав. производственно-издательским отделом
В.И. Черникина

Подписано в печать 06.08.2008.
Формат 84×108 1/16. Бумага офсетная. Печать
офсетная. Усл. печ. л. Уч.-изд. л.
Тираж 1500 экз. Заказ № Цена свободная.
ОАО "ВНИИОЭНГ" № 5499.

Адрес редакции:
117420 Москва, ул. Наметкина, 14Б.
Тел. редакции 332-00-35, 332-00-49.
Факс (495) 331-68-77
Адрес электронной почты: vniiioeng@mcp.ru

При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Мнение редакционной коллегии не всегда совпадает с мнением автора материала.

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

УДК 550.84:543.27 (571.1)

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ГАЗЫ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Бондарев В.Л., Миротворский М.Ю., Зверева В.Б., Гудзенко В.Т.

(ЗАО "НПЦ "Геохимия"),

Облеков Г.И., Шайдуллин Р.М.

(ООО "Надымгазпром")

Изложена газогеохимическая характеристика пород надсеноманского комплекса севера Западной Сибири, рассматриваемого в качестве объекта нетрадиционных газов. Оценены потенциальные возможности газоносности выделенных литолого-стратиграфических подразделений. Определены наиболее перспективные отложения нетрадиционных газов, которыми являются опоки, опокovidные глины и кремнистые аргиллиты нижеберезовской подсвиты.

Введение

Ведущий по запасам, добычным возможностям и производству газа – сеноманский комплекс северных районов Западной Сибири к настоящему времени в значительной степени истощен: из 32 трлн м³ начальных запасов категории В+С₁ 11 трлн м³ уже извлечено, а 5 трлн м³ находится на территории арктических полуостровов и Обской губы; объем же неизвлекаемого газа в текущих запасах оценивается в 3 трлн м³. Поэтому в данном регионе должен осуществляться постоянный прирост запасов УВ газов промышленных категорий, восполняющий его добычу [12]. Возникает необходимость поиска новых, слабоизученных или "пропущенных" [3] объектов разработки, обладающих крупными запасами газа, а, возможно, нефти и газового конденсата. На повестку дня встает вопрос исследования нетрадиционных газов, приуроченных как к обычным порово-трещинным коллекторам, залегающим на различных глубинах, так и к высокопористым, но слабопроницаемым породам, таким как опоки, опокovidные глины, креннистые аргиллиты, плотные песчаники, угли, эффузивы и др. Судя по имеющимся публикациям, их роль в общей массе залежей УВ весьма существенна.

Одним из таких объектов в рассматриваемом регионе могут быть отложения надсеноманского комплекса, обладающие, по нашему мнению, высокопотенциальными ресурсами газа, о чем свидетельствуют многочисленные газопроявления при их разбуривании, а также их довольно высокая газонасыщенность углеводородными газами, установленная по материалам газометрии промывочной жидкости (ПЖ) и керна ряда поисково-разведочных скважин. С породами этого комплекса связываются перспективы обнаружения, главным образом, газовых залежей. В последнее время на некоторых поисковых площадях уже получены промышленные притоки УВ из пород надсеноманского комплекса [11]. Кроме того, коллекторы рассматриваемого комплекса (кузнецовская, березовская и ганькинская свиты) могут, помимо газа, содержать также и залежи нефти [1].

Надсеноманские отложения хотя и залегают на относительно небольших глубинах, однако изучены гораздо слабее. Их геолого-геохимическая характеристика, с точки зрения перспектив газоносности, на наш взгляд, освещена недостаточно полно.

Поэтому представляется целесообразным рассмотреть газогеохимические особенности и потенциальные возможности пород, слагающих надсеноманский комплекс. С этой целью были использованы материалы по газометрии промывочной жидкости и керна пород поисково-разведочных скважин месторождения Медвежье (скв. 50, 51, 52, 61, 62), полученные за период проведения поисковых работ в 2003–2008 гг. ЗАО НПЦ "Геохимия" совместно с ООО "Надымгазпром". Кроме того, использовались и некоторые публикации, посвященные геологии и газоносности севера Западной Сибири, а также некоторым регионам зарубежных стран.

Что касается исследованных скважин месторождения, то территориально скв. 50, 51, 61 и 62 располагаются в пределах южного купола Медвежьего вала, а скв. 52 пробурена в купольной части Северо-Медвежьего локального поднятия (северный купол Медвежьего вала). Скв. 50 и 51 тяготеют к склоновым частям вала.

Вскрываемый разрез надсеноманского комплекса представлен следующими литолого-стратиграфическими подразделениями (сверху вниз): палеоген-четвертичными нерасчлененными отложениями; породами люлинворской (палеоген), тибейсалинской (палеоген), ганькинской (палеоген-верхний мел), березовской (верхний мел) в составе верхней и нижней подсвит, и кузнецовской (верхний мел) свит.

1. Геохимическая характеристика надсеноманских отложений

1.1. Газометрия промывочной жидкости

В составе сорбированных УВГ промывочной жидкости присутствуют: метан, этан, пропан, бутан, пентан и гексан, изо соединения состава $i-C_4-iC_6$, а также непредельные УВ $C_2-C_{4\text{непр}}$. (табл. 1–6).

Метан является основным компонентом рассеянных УВГ осадочных образований исследуемого интервала разреза. Его средние концентрации варьируются в довольно широких пределах: от 0,067 см³/кг

Таблица 1

Средние концентрации углеводородных газов в надсеноманских отложениях поисково-разведочных скв. 50, 51, 52, 61, 62 месторождения Медвежье

Свиты	Скв. 52			Скв. 51			Скв. 61			Скв. 50			Скв. 62			
	СН ₄	С ₂ -С ₄ прел.	С ₅ -С ₆	СН ₄	С ₂ -С ₄ прел.	С ₅ -С ₆	СН ₄	С ₂ -С ₄ прел.	С ₅ -С ₆	СН ₄	С ₂ -С ₄ прел.	С ₅ -С ₆	СН ₄	С ₂ -С ₄ прел.	С ₅ -С ₆	
Нерасчлененные P+Q	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,193(28)	6,96	0,59	–	–	–	
P ₁ ll	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,067(4)	0,98	0,49	–	–	–	
P ₁ tbs	5,77(23)	101,37	14,05	1,19(44)	27,46	2,03	4,37(41)	46,75	50,46	0,451(22)	13,00	1,51	3,03(24)	22,87	30,00	
K ₂ gn	8,24(30)	283,14	16,13	3,37(19)	117,18	8,68	6,68(20)	108,02	48,14	0,678(14)	53,13	7,39	4,36(30)	124,90	116,87	
K ₂ br	K ₂ br ₂	8,07(20)	342,67	24,78	1,41(23)	45,66	5,94	5,41(24)	101,93	349,49	0,713(9)	54,86	10,07	2,81(14)	69,13	18,97
	K ₂ br ₁	26,85(13)	924,21	84,99	11,64(10)	278,10	5,64	57,28(14)	783,88	730,76	3,82(13)	105,31	7,31	14,65(18)	393,87	111,27
	K ₂ br	15,25(34)	560,71	55,77	4,51(33)	116,10	5,85	22,63(37)	327,81	476,55	2,25(22)	84,67	8,44	9,12(31)	242,65	66,42
K ₂ kz	23,31(9)	684,19	185,82	6,14(9)	146,20	2,33	27,01(9)	334,90	489,38	6,14(4)	227,23	7,97	4,86(7)	148,90	69,52	

Примечание. В скобках – число проб.

Таблица 2

Статистические параметры распределения концентраций УВГ в нерасчлененных палеоген-четвертичных отложениях и породах люлинворской свиты скв. 50 месторождения Медвежье

Подразделение, свита	Интервал, м	Число проб	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂	С ₆ Н ₁₄	С ₂ -С ₄ прел.	С ₅ -С ₆
			см ³ /кг	n·10 ⁻⁴ см ³ /кг						
Нерасчлененные палеоген-четвертичные отложения	110,0...395,0	28	<u>0,004...0,894</u> 0,193	<u>0,14...21,06</u> 6,42	<u>0,03...0,75</u> 0,36	<u>0,05...0,43</u> 0,17	<u>0,03...0,24</u> 0,10	<u>0,07...1,10</u> 0,49	<u>0,29...22,10</u> 6,96	<u>0,10...1,34</u> 0,59
Люлинворская свита	395,0...440,0	4	<u>0,022...0,185</u> 0,067	<u>0,23...1,95</u> 0,83	<u>0,03...0,10</u> 0,06	<u>0,01...0,15</u> 0,09	<u>0...0,15</u> 0,08	<u>0...0,83</u> 0,41	<u>0,33...2,18</u> 0,98	<u>0...0,08</u> 0,49

Примечание. $\frac{\min - \max}{\bar{x}}$.

Таблица 3

Статистические параметры распределения концентраций УВГ в отложениях тибейсалинской свиты поисково-разведочных скв. 50, 51, 52, 61, 62 месторождение Медвежье

Скважина	Местоположение	Интервал, м	Число проб	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂	С ₆ Н ₁₄	С ₂ -С ₄ прел.	С ₅ -С ₆
				см ³ /кг	n·10 ⁻⁴ см ³ /кг						
50	Южный купол месторождения	440,0...664,0	22	<u>0,110...0,962</u> 0,451	<u>1,60...54,00</u> 12,08	<u>0,05...3,55</u> 0,57	<u>0,04...2,09</u> 0,35	<u>0,05...3,10</u> 0,50	<u>0,21...5,09</u> 1,01	<u>1,76...59,64</u> 13,00	<u>0,26...8,19</u> 1,51
51	–"	360,0...664,0	44	<u>0,03...4,51</u> 1,19	<u>1,17...263,16</u> 26,03	<u>0,21...3,48</u> 0,89	<u>0,14...1,80</u> 0,54	<u>0,14...1,53</u> 0,56	<u>0,35...6,22</u> 1,47	<u>1,78...266,04</u> 27,46	<u>0,49...7,75</u> 2,03
61	–"	403,0...657,4	41	<u>0,17...19,91</u> 4,37	<u>2,27...109,76</u> 43,09	<u>0,57...4,49</u> 2,46	<u>0,30...2,94</u> 1,20	<u>0,40...7,26</u> 2,86	<u>3,14...135,54</u> 47,60	<u>3,13...112,0</u> 46,75	<u>3,54...142,8</u> 50,46
62	–"	441,0...672,0	24	<u>0,20...10,10</u> 3,03	<u>2,95...53,49</u> 20,59	<u>0,25...3,77</u> 1,50	<u>0,16...1,99</u> 0,79	<u>0,14...20,02</u> 2,45	<u>0,57...228,88</u> 27,55	<u>3,35...57,54</u> 22,87	<u>0,71...248,91</u> 30,00
52	Северо-Медвежье локальное поднятие	409,0...603,0	23	<u>1,36...12,57</u> 5,77	<u>25,85...312,10</u> 93,44	<u>0,81...15,07</u> 4,93	<u>0,58...8,31</u> 3,00	<u>0,46...17,83</u> 4,04	<u>0...29,49</u> 10,01	<u>29,16...316,67</u> 101,37	<u>0,46...47,32</u> 14,05

Таблица 4

Статистические параметры распределения концентраций УВГ в отложениях ганькинской свиты поисково-разведочных скв. 50, 51, 52, 61, 62 месторождения Медвежье

Скважина	Местоположение	Интервал, м	Число проб	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂	С ₆ Н ₁₄	С ₂ -С ₄ прел.	С ₅ -С ₆
				n·10 ⁻⁴ см ³ /кг							
50	Южный купол месторождения	664,0...814,0	14	<u>0.073...1.112</u> 0,678	<u>9.62...119.54</u> 47,99	<u>0.70...5.43</u> 3,24	<u>0.30...5.94</u> 1,90	<u>0.52...4.15</u> 2,28	<u>1.40...16.52</u> 5,11	<u>10.62...130.78</u> 53,13	<u>1.92...20.67</u> 7,39
51	"-	664,0...812,0	19	<u>0.61...8.95</u> 3,37	<u>25.55...203.95</u> 106,78	<u>1.76...15.34</u> 7,06	<u>0.97...5.84</u> 3,34	<u>1.27...6.44</u> 3,88	<u>1.67...8.90</u> 4,80	<u>28.27...222.66</u> 117,18	<u>29.94...231.56</u> 8,68
61	"-	675,4...802,2	20	<u>0.89...12.55</u> 6,68	<u>17.89...162.08</u> 102,41	<u>0.31...6.53</u> 3,67	<u>0.15...3.70</u> 1,94	<u>0.11...7.99</u> 3,66	<u>1.72...93.83</u> 44,48	<u>18.91...171.55</u> 108,02	<u>1.83...100.32</u> 48,14
62	"-	672,0...855,0	30	<u>0.21...11.10</u> 4,36	<u>2.44...393.77</u> 105,42	<u>0.33...65.94</u> 13,08	<u>0.4...15.29</u> 6,39	<u>1.51...56.47</u> 20,77	<u>9.01...376.39</u> 96,10	<u>3.16...469.95</u> 124,90	<u>10.52...412.81</u> 116,87
52	Северо-Медвежье локальное поднятие	603,0...812,0	30	<u>0.86...18.07</u> 8,24	<u>19.88...593.93</u> 253,60	<u>1.99...39.53</u> 20,04	<u>1.09...17.8</u> 9,51	<u>1.31...15.47</u> 8,09	<u>1.51...21.44</u> 8,04	<u>22.96...651.27</u> 283,14	<u>2.82...36.91</u> 16,13

Таблица 5

Статистические параметры распределения концентраций УВГ в отложениях березовской свиты поисково-разведочных скв. 50, 51, 52, 61, 62 месторождения Медвежье

Скважина	Местоположение	Интервал, м	Число проб	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂	С ₆ Н ₁₄	С ₂ -С ₄ прел.	С ₅ -С ₆
				n·10 ⁻⁴ см ³ /кг							
50	Южный купол месторождения	814,0...1040,0	22	<u>0.013...13.00</u> 2,25	<u>0.41...448.52</u> 79,84	<u>0.25...11.48</u> 3,30	<u>0.30...4.22</u> 1,52	<u>0.20...7.06</u> 1,81	<u>1.08...16.95</u> 6,63	<u>1.19...463.17</u> 84,67	<u>1.28...24.01</u> 8,44
51	"-	812,0...1042,0	33	<u>0.55...25.49</u> 4,51	<u>18.43...609.66</u> 110,54	<u>1.25...17.31</u> 3,92	<u>0.77...6.06</u> 1,64	<u>0.87...3.93</u> 1,64	<u>1.25...8.73</u> 4,21	<u>20.47...633.04</u> 116,10	<u>2.12...12.66</u> 5,85
61	"-	802,2...1030,0	37	<u>2.04...113.34</u> 22,63	<u>39.75...1663.71</u> 308,04	<u>0.76...60.0</u> 14,80	<u>0.33...18.44</u> 4,97	<u>0.17...183.16</u> 40,03	<u>1.33...1825.95</u> 436,53	<u>46.04...1742.15</u> 327,80	<u>1.49...2009.1</u> 476,55
62	"-	855,0...1044,0	31	<u>0.89...24.08</u> 9,12	<u>12.19...490.63</u> 189,25	<u>0.96...91.5</u> 25,90	<u>1.45...106.21</u> 27,42	<u>2.40...63.40</u> 20,77	<u>1.85...168.42</u> 45,65	<u>16.45...658.41</u> 242,57	<u>4.84...230.61</u> 66,42
52	Северо-Медвежье локальное поднятие	812,0...1023,0	34	<u>1.36...38.37</u> 15,25	<u>46.09...1236.09</u> 503,36	<u>5.46...91.17</u> 39,08	<u>4.68...38.58</u> 18,27	<u>3.47...41.60</u> 16,93	<u>1.85...192.02</u> 38,84	<u>59.85...1335.41</u> 560,71	<u>5.32...239.62</u> 55,77

Таблица 6

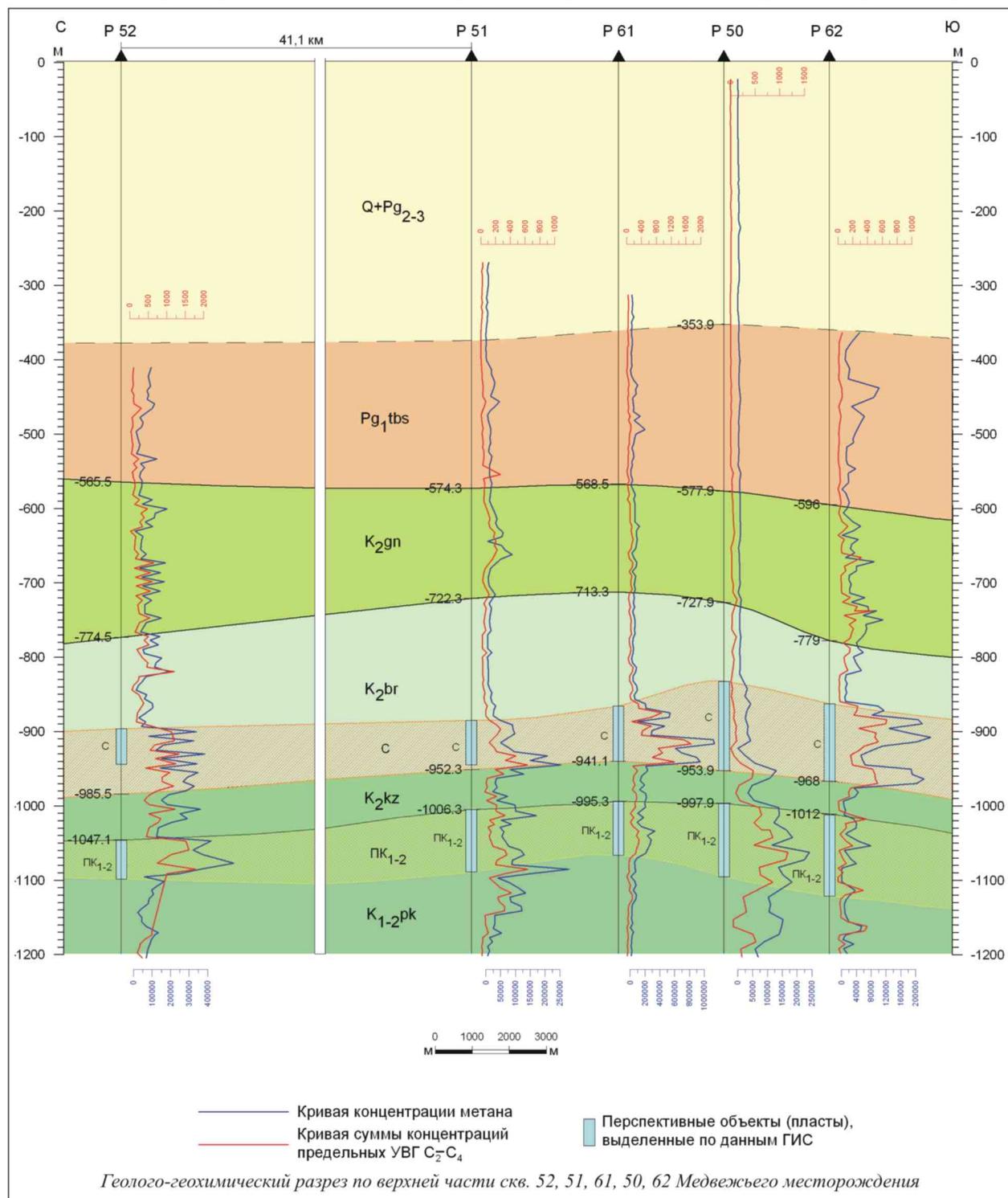
Статистические параметры распределения концентраций УВГ в отложениях кузнецовской свиты поисково-разведочных скв. 50, 51, 52, 61, 62 месторождение Медвежье

Скважина	Местоположение	Интервал, м	Число проб	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂	С ₆ Н ₁₄	С ₂ -С ₄ прел.	С ₅ -С ₆
				n·10 ⁻⁴ см ³ /кг							
50	Южный купол месторождения	1040,0...1084,0	4	<u>3.47...10.85</u> 6,14	<u>104.53...421.13</u> 218,65	<u>2.96...12.60</u> 6,47	<u>0.90...4.13</u> 2,11	<u>0.37...2.60</u> 1,27	<u>3.08...12.37</u> 6,70	<u>108.39...437.87</u> 227,23	<u>3.45...14.97</u> 7,97
51	"-	1042,0...1096,0	9	<u>2.46...12.90</u> 6,14	<u>49.75...302.58</u> 141,92	<u>1.34...8.41</u> 3,21	<u>0.47...2.73</u> 1,07	<u>0.39...1.59</u> 0,73	<u>0.82...3.56</u> 1,62	<u>51.56...313.71</u> 146,20	<u>1.21...5.15</u> 2,33
61	"-	1030,0...1084,2	9	<u>12.27...94.53</u> 27,01	<u>141.35...1234.63</u> 314,67	<u>8.86...43.02</u> 14,96	<u>3.07...14.34</u> 5,27	<u>10.41...59.73</u> 29,07	<u>180.68...926.21</u> 460,31	<u>154.23...1291.99</u> 334,90	<u>191.09...985.94</u> 489,38
62	"-	1044,0...1088,0	7	<u>0.45...20.25</u> 4,86	<u>1.12...425.16</u> 120,03	<u>2.66...37.47</u> 13,81	<u>1.51...75.31</u> 15,06	<u>2.71...52.76</u> 18,83	<u>20.84...156.49</u> 50,64	<u>6.65...537.95</u> 148,90	<u>23.55...209.25</u> 60,52
52	Северо-Медвежье локальное поднятие	1023,0...1084,6	9	<u>15.06...36.12</u> 23,31	<u>363.98...1148.4</u> 641,09	<u>16.84...54.39</u> 31,54	<u>5.36...21.43</u> 11,56	<u>1.76...52.34</u> 18,03	<u>1.64...467.50</u> 167,79	<u>386.36...1229.21</u> 684,19	<u>3.40...519.84</u> 185,82

(люлиновская свита, скв. 50) до 57,28 см³/кг (нижнеберезовская подсвита, скв. 61, см. табл. 1). Средняя метанонасыщенность исследуемых пород с глубиной нарастает (см. табл. 1–6, рисунок). Причем, в скв. 52 и 62 тенденция увеличения средних концентраций метана четко выдерживается при движении от пород тибейсалинской свиты к отложениям кузнецовской. В отложениях же кузнецовской свиты скв. 51, 61, 62 его средние показатели несколько снижаются по сравнению с вышележащими образованиями березовской. В этих же скважинах зафиксированы и максимальные сред-

ние количества метана, приуроченные к отложениям березовской свиты. Они составляют 8,73 (скв. 62) – 31,35 см³/кг (скв. 61).

Как было отмечено выше, березовская свита подразделяется на две подсвиты: верхнюю и нижнюю, каждая из которых характеризуется различной средней метанонасыщенностью. Так, во всех пяти скважинах в отложениях верхнеберезовской подсвиты средняя концентрация метана составляет 0,713 см³/кг (скв. 50) – 8,07 см³/кг (скв. 51, см. табл. 1). В отложениях же нижнеберезовской подсвиты происходит резкое возраста-



ние его средних значений до $26,85 \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 52) – $57,28 \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 61). Следует отметить, что даже в отдельных пробах этой подсвиты отмечены самые высокие концентрации метана: $25,50 \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 51, интервал 975...1042 м); $38,4 \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 52, интервал 934...1023 м); $113,43 \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 61, интервал 950...1030 м).

Относительное содержание метана (от суммы УВГ) во всех рассматриваемых литолого-стратиграфических подразделениях колеблется в довольно узких пределах: 97,93 % (скв. 62, кузнецовская свита)...99,81 % (скв. 62, тибейсалинская свита).

Таким образом, сорбированные УВГ рассматриваемого интервала разреза являются метановыми.

Предельные углеводороды $C_2-C_{4\text{пред}}$. Их средние содержания изменяются в пределах: $13,0 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (тибейсалинская свита)... $924,21 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (нижнеберезовская подсвита). В целом средние концентрации суммы $C_2-C_{4\text{пред}}$ с глубиной возрастают по всем изученным скважинам (см. табл. 1).

Что же касается отложений березовской свиты, то следует отметить, что по степени газонасыщенности этан-бутаном верхнеберезовская и нижнеберезовская подсвиты резко отличаются между собой. Так, если средние концентрации $C_2-C_{4\text{пред}}$ в верхнеберезовской подсвите составляют $(45,66...342,67) \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (хотя в большинстве скважин (50, 51, 62) они колеблются от $45,66 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 51) до $69,13 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 62), то в отложениях нижнеберезовской подсвиты средние концентрации $C_2-C_{4\text{пред}}$ увеличиваются до $105,31 \times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 50)... $924,21 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 52). Превышение средних содержаний рассматриваемых УВГ нижнеберезовской подсвиты над породами верхнеберезовской колеблется в пределах 1,92...7,70 раза.

Относительное содержание $C_2-C_{4\text{пред}}$ (от суммы УВГ) невысокое и изменяется от 0,15 % (скв. 61) до 0,57 % (скв. 62).

В триаде углеводородных газов состава $C_2H_6-C_3H_8-C_4H_{10}$ как верхнеберезовской, так и нижнеберезовской подсвит почти всех пяти скважин происходит закономерное увеличение их средних концентраций в перечисленной последовательности.

В породах верхне- и нижнеберезовской подсвит основным компонентом триады $C_2H_6-C_3H_8-C_4H_{10}$ является этан. Его относительное содержание (от суммы $C_2-C_{4\text{пред}}$) в отложениях верхнеберезовской подсвиты варьируется в пределах 81,56 % отн. (скв. 62) – 92,44 % отн. (скв. 61), а в породах нижнеберезовской изменяется от 77,61 % (скв. 62) до 96,60 % отн. (скв. 51). Относительные содержания C_3H_8 и C_4H_{10} скв. 50, 51, 52, 61 не превышают 10 % отн. и с глубиной снижаются. Исключением составляет разрез отложений нижнеберезовской подсвиты скв. 62, в котором относительное содержание бутана несколько выше (12,02 % отн.) пропана (10,36 % отн.).

C_5-C_6 . В распределении средних концентраций суммы пентана и гексана исследуемых отложений наблюдается определенная дифференциация (см. табл. 1–6).

Так, в скв. 50 и 51, расположенных в зоне погружения основных отражающих горизонтов южного купо-

ла Медвежьего вала, средние величины C_5-C_6 во всех свитах характеризуются довольно низкими значениями (менее $11 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$) по сравнению со скв. 52, 61, 62.

В скв. 52, 61, 62 средние количества C_5-C_6 в отложениях нижнеберезовской подсвиты гораздо выше, чем в породах верхнеберезовской. Это превышение составляет 2,1...5,9 раза.

Почти во всех скважинах среди отложений подсвит березовской свиты в составе C_5-C_6 преобладает гексан, за исключением скв. 52 в верхнеберезовской подсвите, в которой превалирует пентан. Средние концентрации гексана в породах верхнеберезовской подсвиты изменяются от $4,26 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 51) до $315,73 \times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 61). В отложениях нижнеберезовской этот диапазон равен $(4,08...678,57) \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 61).

Относительные содержания гексана (от суммы C_5-C_6) в породах обеих подсвит березовской свиты довольно высокие и варьируются в пределах 56,46 % (верхнеберезовская подсвита, скв. 62) – 92,8 % (нижнеберезовская подсвита, скв. 61). В отложениях верхнеберезовской подсвиты скв. 52 относительное количество пентана несколько выше гексана.

На фоне общего увеличения с глубиной средних содержаний C_5-C_6 в отложениях ганькинской свиты скв. 51 и 62 наблюдается некоторое возрастание их количества, по сравнению с нижележащей березовской свитой.

1.2. Газометрия керна

Керн на геохимические исследования из отложений надсеноманского комплекса (березовская свита) был отобран только из двух скважин – 51 (интервал 960,2...977,6 м) и 52 (интервал 956,5...970,8 м). Их газогеохимическая характеристика приведена в табл. 7.

Анализ данных этой таблицы позволил отметить некоторые особенности состава и распределения углеводородных газов, которые можно свести к следующему.

Основным компонентом УВГ является метан. В скв. 51 его концентрация колеблется в интервале $40,6...63,15 \text{ см}^3/\text{кг}$. В скв. 52 содержание метана несколько ниже и составляет $30,49...31,33 \text{ см}^3/\text{кг}$.

Второе место после метана занимают предельные УВ состава C_2-C_4 . Их концентрация изменяется от $1257,03 \times 10^{-4}$ до $2800,52 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$. В составе рассматриваемых УВ преобладает этан $(1210,83...2315,62) \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$.

Содержания C_5-C_6 в скв. 51 невысокое ($6,61...39,76$) $\times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$, в скв. 52 – гораздо выше ($80,94...184,96$) $\times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$.

Непредельных УВ C_2-C_4 мало ($3,14...17,46$) $\cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$.

Следует отметить особенности поведения УВГ состава C_4-C_6 в исследуемых скважинах. Так, в скв. 51 среди бутанов преобладают его изомеры ($3,70...18,12$) $\times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$. Содержание нормальных бутанов несколько ниже ($3,58...15,92$) $\cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$. В скв. 52 – наоборот. В составе бутана превалирует нормальный бутан ($33,65...74,29$) $\cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ по сравнению с его изомером ($25,90...57,98$) $\cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$.

Содержание изомеров C_5-C_6 в обеих скважинах гораздо выше по сравнению с их нормальными формами. Следует отметить, что в скв. 52 концентрация C_4-C_6

Таблица 7

Газогеохимическая характеристика отложений березовской свиты (пробы керна) месторождение Медвежье

Скважина	Глубина, интервал отбора, м	Свита, пласт	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	C ₅ H ₁₂	<i>i</i> -C ₆ H ₁₄	<i>n</i> -C ₆ H ₁₄	C ₆ H ₁₄	C ₂ -C ₄ перел.	C ₅ -C ₆	C ₂ -C ₄ неперел.
			см ³ /кг	<i>n</i> ·10 ⁻⁴ см ³ /кг													
51	960,20	K ₂ br	41,15	2315,62	92,38	16,38	14,22	30,60	6,81	4,07	10,88	18,13	1,40	19,52	2438,59	30,41	3,14
	964,50	"-	43,72	2067,35	93,95	18,12	15,92	34,04	8,93	4,85	13,78	24,39	1,50	25,99	2195,34	39,76	5,40
	971,60	"-	51,25	1802,63	976,80	11,08	10,01	21,09	5,64	3,56	9,20	16,50	1,57	18,07	2800,52	27,27	7,38
	975,50	"-	40,60	1270,00	31,10	3,70	3,58	7,28	1,41	1,30	2,71	3,42	0,48	3,90	1308,38	6,61	5,25
	977,60	"-	63,15	1210,83	36,03	5,36	4,81	10,18	2,75	1,79	4,56	8,39	0,69	9,08	1257,03	13,61	4,74
	Среднее	"-	47,97	1733,29	246,05	10,93	9,71	20,64	5,11	3,11	8,23	14,17	1,15	15,31	2000,00	23,53	5,18
52	956,5...963,9	"-	30,49	1491,56	125,92	25,90	33,65	59,55	26,83	9,60	36,42	40,01	4,51	44,52	1677,03	80,94	17,46
	963,9...970,8	"-	31,33	1632,00	186,07	57,97	67,66	125,63	78,37	27,03	105,40	51,68	4,93	56,61	1943,70	162,01	15,30
	963,9...970,8	"-	31,01	1696,60	195,50	57,98	74,29	132,26	86,19	32,47	118,66	61,37	4,93	66,30	2024,36	184,96	16,41
	Среднее	"-	30,94	1606,72	169,16	47,28	58,53	105,81	63,80	23,03	86,83	51,02	4,79	55,81	1881,69	142,64	16,39

Таблица 8

Изотопный состав ИСУ метана УВГ отложений надсеноманского комплекса поисково-разведочных скважин 50, 51, 52. Месторождение Медвежье

Скважина	Свита	Глубина, интервал отбора, м	δC ¹³ _{CH₄} , ‰
51	Тибейсалинская	480	-61,43
50	"-	510	-66,50
51	"-	547	-57,08
"-	"-	591	-57,64
"-	"-	610	-64,00
"-	"-	621	-58,18
"-	"-	630	-55,86
"-	"-	639	-54,09
"-	Ганькинская	724	-55,47
"-	"-	792	-55,86
"-	"-	801	-47,13
"-	Березовская	852	-54,78
"-	"-	964,0...964,5	-45,99
"-	"-	975,0...975,5	-46,21
52	"-	985	-47,15
51	"-	1005	-52,64
"-	"-	1038	-54,76
"-	Кузнецовская	1048	-55,86

(как *i*-C₄, так и *n*-C₄) гораздо (на порядок) выше по сравнению со скв. 51.

1.3. Изотопный состав углерода метана

Изотопный состав углерода метана рассеянных УВГ надсеноманских отложений, определенный нами (ГЕОХИ РАН), варьируется в пределах $-52,64 \dots -66,50 \text{ ‰}$ (табл. 8). В березовской свите $\delta C^{13}_{CH_4}$ утяжеляется до значений $-45,99 \dots -47,15 \text{ ‰}$, а в одной пробе ганькинской свиты ИСУ метана составляет $-47,13 \text{ ‰}$.

Изотопный состав углерода метана газовых залежей основного промышленного горизонта севера Западной Сибири апт-альб-сеноманского комплекса характеризуется значениями δ от $-58,3$ до $-64,7 \text{ ‰}$ [10], что указывает на повышенное содержание "легкого" изотопа ¹²C. Природные газы, связанные с покурской свитой, по соотношению изотопов углерода находят свое место в ряду газов, образовавшихся в результате углефикации растительной органики на ее ранних стадиях. По мнению вышеуказанных авторов, главным источником газа, накопившегося в газовых залежах севера Западной Сибири, явилась угольная органика неоком-сеноманского комплекса, находящаяся на бурогольной стадии катагенеза. "Легкий" изотопный состав углерода метана сеноманских залежей свидетельствует о генерации газов из ОВ на ранней стадии катагенеза, а более "тяжелый" – о наличии нефтяной оторочки. Основным источником газа при формировании газовых залежей в отложениях сеномана было ОВ гумусового типа бурогольной стадии катагенеза, углефицированные остатки которого насыщают всю толщу пород покурской свиты. Комплексный анализ геолого-геохимических показателей позволяет установить "молодое" время формирования газовых залежей (палеоцен-раннечетвертичное).

М.Ю. Чудецкий [15] отмечает, что значения $\delta^{13}C_{CH_4}$ от -55 ‰ до -80 ‰ и легче относятся к газам биохимической генерации.

Таким образом, можно констатировать, что по ИСУ метана газы надсеноманского комплекса и газы промышленных залежей апт-альб-сеноманского возраста близки между собой и относятся к газам биохимической генерации. Газы пород березовской и нижней части ганькинской свит, характеризующиеся утяжеленным ИСУ метана, тяготеют к газам термокаталитического происхождения метана, что, по-видимому, обусловлено либо генерацией жидких УВ нефти с $\delta C^{13}_{CH_4} -55 \dots -35 \text{ ‰}$ [15], либо наличием нефтяной оторочки [10].

1.4. Краткие выводы

По результатам газогеохимических исследований промывочной жидкости и керна, а также изотопии углерода метана пород надсеноманского комплекса можно отметить следующее.

1. Средняя метанонасыщенность с глубиной нарастает от 0,067 (люлинворская свита) до 57,28 см³/кг (нижнеберезовская подсвита). В отдельных пробах

ПЖ нижнеберезовской подсвиты содержание метана достигает 113,43 см³/кг (скв. 61).

2. По сравнению с метаном количество УВ состава C₂–C₆ на несколько порядков ниже метана. Однако и по ним просматривается определенная тенденция к увеличению средних содержаний с глубиной. Средние концентрации C₂–C₄пред. изменяются в пределах $(0,98 \dots 6,96) \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (люлинворская свита + нерасчлененные палеоген-четвертичные отложения) ... $924,21 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (нижнеберезовская подсвита). Причем, подавляющая роль в их составе принадлежит этану, относительное содержание которого превышает 90 % от суммы C₂–C₄пред.

Средние содержания C₅–C₆ варьируются от $(0,49 \dots 0,59) \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (люлинворская свита + нерасчлененные палеоген-четвертичные отложения) до $730,76 \times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (нижнеберезовская подсвита).

3. В силу технологических особенностей бурения газометрии керна была проведена только по отложениям березовской свиты двух скважин – 51 и 52. По результатам аналитических определений в составе сорбированных УВГ преобладает метан, содержание которого колеблется в пределах 30,49 см³/кг (скв. 52)... 63,15 (скв. 51).

Количество C₂–C₄пред. значительно ниже и составляет $(1257,03 \dots 2800,52) \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$. В их составе преобладает этан $(1210,83 \dots 2315,62) \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$.

Содержание C₅–C₆ невысокое $(6,61 \dots 184,96) \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$. Количество непредельных УВ не превышает $18 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$.

4. Можно полагать, что основным газопоисковым критерием нефтегазоносности отложений надсеноманского комплекса является метан и этан.

5. Принимая во внимание особенности распределения сорбированных УВ газов отложений надсеноманского комплекса, представляется, что наибольшим (главным образом, газовым) потенциалом обладают породы нижнеберезовской подсвиты, характеризующиеся самой высокой метано- и этанонасыщенностью, по сравнению с отложениями других литолого-стратиграфических подразделений (свит). Породы кузнецовской и ганькинской свит, а также верхнеберезовской подсвиты обладают несколько пониженными ресурсами УВГ.

6. Судя по данным [1, 2] коллекторские породы кузнецовской, березовской и ганькинской свит могут, помимо газа, содержать и залежи нефти. Об этом свидетельствует также и утяжеленный состав углерода метана УВГ нижнеберезовской подсвиты и ганькинской свиты, характерный для нефтяных залежей или газовых залежей с нефтяной оторочкой.

2. Перспективы газоносности пород надсеноманского комплекса

Кузнецовская свита представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, реже бурыми, плотными, слоистыми, с прослоями песчаников и алевролитов [9].

По данным газометрии ПЖ в породах свиты при-

сутствует довольно значительное количество углеводородных газов (см. раздел 1). Их средние концентрации варьируются в пределах: метана 4,86 (скв. 62)... 27,01 см³/кг (скв. 61); C₂-C₄пред. 146,20·10⁻⁴ (скв. 51)... 684,19·10⁻⁴ см³/кг (скв. 52) с резким преобладанием этана; C₅-C₆ 2,33·10⁻⁴ (скв. 51)... 489,38·10⁻⁴ см³/кг.

ИСУ метана сорбированных газов свиты одной пробы составляет -55,86 %.

Надсеноманские отложения до недавнего времени выделялись в качестве самостоятельного нефтегазозносного комплекса [11]. Однако, с открытием в нем промышленных запасов газа в песчано-алевролитовых горизонтах газсалинской пачки верхнемеловые и палеогеновые отложения были разделены на три нефтегазозносных комплекса: верхнетуронский, верхнесантонский и палеоцен-эоценовый. В соответствии со стратиграфической схемой верхнемеловых отложений, утвержденной решением 5-го межведомственного стратиграфического совещания в 1991 г. газсалинская пачка вошла в состав отложений кузнецовской свиты туронского яруса верхнего мела. Отложения пачки представлены алевро-песчаниками и глинистыми песчаниками общей толщиной от 3...5 м на западе до 50...70 м на востоке области ее распространения. На данный момент на севере Западной Сибири открыто 6 месторождений с залежами газа в газсалинской пачке: Харампурское, Тэрельское, Новочасельское, Южно-Русское, Заполярное и Южно-Мессояхское. На многих площадях продуктивность этого горизонта подтверждалась непосредственно при бурении поисковых и нефтеразведочных скважин в виде газопроявлений, а также по результатам интерпретации данных ГИС. Так, при подсчете запасов УВ, сосредоточенных в надсеноманских отложениях, С.Е. Агалаковым [1] было выделено около 20 ловушек антиклинального типа в области распространения отложений газсалинской пачки.

По данным Д.А. Огнева [11] газ в залежах газсалинской пачки по углеводородному составу идентичен составу газа сеноманских залежей. Он сухой, метановый (метана 97...99 %) с незначительным содержанием этана, пропана, бутана. Установлено наличие гидродинамической связи между апт-альб-сеноманским и надсеноманским нефтегазозносными комплексами, которая в ряде случаев обусловлена наличием разрывных дислокаций, а в других – трещиноватостью или литологической неоднородностью туронских глин, выступающих в качестве покрывки для сеноманских залежей.

Нижнеберезовская подсвита представляет наибольший интерес с точки зрения перспектив газозноности. Как было показано выше (см. раздел 1), породы подсвиты характеризуются самыми высокими содержаниями (до 114 см³/кг) метана с примесью (до 1 см³/кг) этана, а также утяжеленными ИСУ метана, что более свойственно термokatалитическим газам нефтяных и газоконденсатных залежей или газовым залежам с нефтяной оторочкой.

Подсвита слагается темно-серыми с зеленовато-

голубым оттенком опоками, опокovidными глинами, кремнистыми аргиллитами, с редкими прослоями глинистых алевролитов и мелкозернистых песчаников [9].

В классическом понимании [14] опоки представляют собой микрокристаллические породы, состоящие из аморфного кремнезема – опала (50...85 %) с примесью глинистого вещества, скелетных частей организмов (диатомей, радиолярий), минеральных зерен (кварца, полевых шпатов, глауконита). Чистые разновидности опок характеризуются высокими адсорбционными свойствами. Среди них выделяются трепелы (мягкие разности) и порцелланиты (более твердые разности).

Петрографический состав опок нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири был детально исследован С.Е. Агалаковым и В.А. Стариковым [2] по ядру опорных скважин: Березовской, Покурской и Сургутской (табл. 9).

Таблица 9

Литолого-петрографический состав опок березовской свиты (по данным Агалакова С.Е., Старикова В.А., 2003)

Опорные скважины	Состав пород
Сургутская	Опоки светло-серые с аморфной структурой. Основная масса представлена аморфным кремнеземом с примесью глинистого вещества. Встречаются опоки алевритистые с мелкими обломками кварца диаметром 0,01...0,05 мм. Средний медианный диаметр опок равен 0,003 мм; коэффициент отсортированности – 1,76. В кровле и подошве свиты залегают трещиноватые разности опок. Трещины наклонены к горизонту под углом 10...70°. Штриховка в трещинах всегда параллельна линии падения. С трещиноватыми опоками связана характерная "узорчатая" текстура пород, представляющая собой сетчатое или полосчатое чередование светлых и темных разностей опок. Полосы ориентированы параллельно трещинам.
Покурская, Березовская	Опоки светло-серые, пепельно-серые с острым занозистым изломом, легкие, бесструктурные, брекчированные, с зеркалами скольжения, выветрелые. В шлифе опока состоит из криптокристаллического опала, содержащего тонкодисперсную примесь глинистых и известковистых частиц. В Березовской опорной скважине пористость опок составляет 39,3...44,4 % (среднее значение K _n = 41,9 %); в Покурской скважине – 20...51 % (среднее значение K _n = 38).

В кровле подсвиты на северо-востоке Медвежьего вала обособляется регионально прослеживающийся пласт темно-серых, плотных, крепких кремнистых пород – органогенных силицитов толщиной до 25 м. Этот пласт выделяется в качестве литологического и электрокаротажного репера под названием "кремнистый аргиллит". Одновременно он известен и как сейсмоотражающий горизонт С [9]. По данным [1] породы репера представлены коллекторами трещинно-порового типа с открытой пористостью 30...43 %, проницаемостью матрицы 1×10⁻¹⁵ м², наличием трещи-

новатых разностей до $50 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. По-видимому, насыщенной углеводородами является большая часть нижеберезовской подсвиты.

С сейсмостратиграфическим горизонтом С связана интенсивная динамическая аномалия типа "яркое пятно". Она четко контролируется структурным планом и по площади значительно превышает сеноманскую газовую залежь [9].

Детальные исследования по выявлению "пропущенных" ранее залежей УВ на территории Западной Сибири и определение новых путей их поиска в целях вовлечения в промышленную разработку были выполнены О.В. Бакуевым [3]. По его данным оценка ресурсной базы УВ только по отложениям нижеберезовской подсвиты в пределах предполагаемой залежи площадью 20000 км^2 [2], объединяющей Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Северо-Уренгойское, Ен-Яхинское и Песцовое месторождения составляет около 5 трлн м^3 газа. Перспективность пород нижеберезовской подсвиты обоснована наличием выявленных и прогнозируемых по данным ГИС залежей газа. Учитывая прямые признаки наличия залежей на десятках других месторождений и структур, общие ресурсы "пропущенных" – нетрадиционных скоплений газа в нижеберезовской подсвите превысят 50 трлн м^3 . Принимая во внимание запасы газа в ганькинской свите на уровне половины содержащихся в березовской свите, минимальная оценка ресурсной базы всего турон-датского нефтегазонасного комплекса составит 50...60 трлн м^3 [3].

В работе [2] отмечается, что в зоне расположения перечисленных месторождений опоковидные коллекторы в значительной степени замещаются плотными кремнистыми породами с порово-трещинным типом коллектора. В данном случае трещиноватость не приводит к увеличению емкостного пространства, однако, может оказать существенное влияние на проницаемость пород. Возможность добычи газа здесь связана с зонами трещиноватости пород. Рассматриваемый интервал разреза характеризуется закономерным изменением физических свойств пород, связанным с уплотнением и кристаллизацией аморфного опала под воздействием более высоких температур и давлений на севере Западной Сибири. Так, на Комсомольском месторождении при опробовании продуктивного интервала чистых опок в скв. 431 и 151 коэффициент газонасыщенности составил: в скв. 431 – 20 % (опоки чистые) и 12 % (опоки глинистые); в скв. 151 – 30 % (опоки чистые) и 25 % (опоки глинистые). УЭС равно 4,0...7,5 Ом·м. В скв. 384 этого же месторождения открытая пористость глинистых опок по керну составляет 30,8...45,6 %, проницаемость – 0,9...42,6 МД. Достигнутые к настоящему времени дебиты газа при опробовании горизонта опок не превосходят 10 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Так, при опробовании продуктивного интервала чистых опок в скв. 431 Комсомольского месторождения получен приток газа дебитом 4,5 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ на 6 мм штуцере. После перфорации наблюдались сильные газопроявления.

На Медвежьем НГКМ по данным ООО "Надымгазпром" в результате испытания объекта XIV скв. 61 (интервал перфорации 952...976 м) был получен незначительный приток газа. Испытания проводились 27.03.07–11.05.07 г. Дебит не определялся. На устье отмечалось слабое выделение газа, факел составил 0,3 м. Конечное забойное давление на глубине 952 м равно 11,79 МПа (превышение гидростатического на 26 %). Конечная забойная температура 25,3 °С.

По мнению С.Е. Агалакова и В.А.Старикова [2] потенциальные возможности коллекторов нижеберезовской подсвиты на сегодня еще не раскрыты.

Следует отметить, что признаки залежей УВ в отложениях нижеберезовской подсвиты отмечаются по данным геолого-геофизических исследований и на других поисковых площадях севера Западной Сибири.

Верхнеберезовская подсвита представлена глинами известковыми серыми, зеленовато-серыми, слабо алевроитистыми, опоковидными лишь в ее подошве. В глинах наблюдаются тонкие прослои и линзы алевроитового материала с глауконитом [9].

Газонасыщенность пород гораздо ниже по сравнению с отложениями нижеберезовской подсвиты. Так, средние концентрации метана варьируются в диапазоне от 0,713 (скв. 50) до 8,07 $\text{см}^3/\text{кг}$ (скв. 52). Его повышенные значения отмечаются в скв. 61 (5,41 $\text{см}^3/\text{кг}$) и скв. 62 (2,81 $\text{см}^3/\text{кг}$). Содержание $\text{C}_2\text{--C}_{4\text{пред}}$ невысокое и изменяется от $45,66 \cdot 10^{-4}$ (скв. 51) до $342,67 \times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 52). За исключением скв. 61, в которой средняя концентрация $\text{C}_5\text{--C}_6$ равна $349,49 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$, в остальных изученных скважинах их средние величины не превышают $25 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$. Изотопный состав изотопов метана равен –54,78 ‰.

Ганькинская свита состоит из глин алевроитистых, алевроитов известковых серых, зеленовато-серых, с прослоями мергелей; присутствуют углефицированные растительные остатки и остатки водорослей. В верхней части свиты наблюдается повышенное содержание алевроитистого материала [9].

Средняя газонасыщенность пород свиты несколько выше отложений верхнеберезовской подсвиты. Содержание метана колеблется в пределах от 0,678 (скв. 50) до 8,24 $\text{см}^3/\text{кг}$ (скв. 52). Относительно высокие концентрации метана зафиксированы в скв. 61 (6,68 $\text{см}^3/\text{кг}$), скв. 52 (4,36 $\text{см}^3/\text{кг}$) и скв. 51 (3,31 $\text{см}^3/\text{кг}$). Количество предельных УВГ состава $\text{C}_2\text{--C}_4$ гораздо ниже метана ($53,13 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$, скв. 50... $283,14 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$, скв. 52). Среднее содержание суммы $\text{C}_5\text{--C}_6$ невысокое и колеблется в пределах от $7,39 \cdot 10^{-4}$ (скв. 50) до $48,14 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ (скв. 61). Относительно повышенное количество $\text{C}_5\text{--C}_6$ ($116,87 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$) отмечено в скв. 62.

По данным С.Е. Агалакова и О.В. Бакуев [1] газопроявления из отложений верхнеберезовской подсвиты и ганькинской свиты известны на Ямсовейской, Верхнеречинской, Губкинской и др. площадях. Хотя потенциальные добывные возможности коллекторов этих литолого-стратиграфических подразделений значительно хуже, нежели нижеберезов-

ских, однако, общая толщина продуктивных алевроитов, достигающая 300...500 м, позволяет надеяться на то, что при подключении в работу всех эффективных газонасыщенных толщ дебиты газа достигнут рентабельных значений. По мнению указанных авторов, предполагаемые залежи УВ в верхнеберезовской подсвите и ганькинской свите не могут быть связаны с искусственными перетоками флюидов, возникшими при разбуривании месторождений. В первых же поисково-разведочных скважинах, пробуренных в сводах изученных структур, фиксировались в рассматриваемом интервале разреза повышенные газопоказания, выбросы бурового раствора, аварийные фонтаны газа. Предполагаемые и уже доказанные залежи в отложениях верхнеберезовской подсвиты и ганькинской свиты принадлежат самостоятельному турон-датскому нефтегазонасыщенному комплексу. Как отмечалось выше, коллекторы этих отложений могут содержать залежи не только газа, но и нефти.

Тибейсалинская свита представлена в нижней части глинами с тонкими прослоями песчаников, алевролитов, а в верхней – преимущественно состоит из алевроито-песчаных, реже песчаных пород [9].

Содержание углеводородных газов здесь значительно ниже, чем в породах ганькинской свиты. Средняя концентрация метана варьируется от 0,451 (скв. 50) до 5,77 см³/кг (скв. 52). Количество C₂–C₄пред. невысокое: 13,00·10⁻⁴ (скв. 50)...101,37·10⁻⁴ см³/кг (скв. 52); а содержание C₅–C₆ не превышает 51,00·10⁻⁴ см³/кг (1,51·10⁻⁴, скв. 50...50,46·10⁻⁴ см³/кг, скв. 61).

По [1] отложения нижнетибейсалинской подсвиты и талицкой свиты образуют самостоятельный нефтегазонасыщенный горизонт, к которому приурочены многочисленные газопроявления. Потенциальные ресурсы и добывные возможности УВ этого предполагаемого горизонта незначительны. Кроме того, наличие мерзлоты и возможность перехода газа в газогидратное состояние, по их мнению, также отрицательно сказываются на добывающих способностях этого горизонта.

Породы люлинворской свиты, по данным [9] подразделяются на три подсвиты. Нижняя представлена опоками и опоквидными глинами, средняя – диатомитами, а верхняя – диатомовыми глинами и алевроитистыми глинами.

Газеохимическая характеристика пород свиты изучена крайне слабо. Из интервала свиты было отобрано всего лишь 4 пробы по одной скважине (скв. 50). Содержание УВГ в них очень низкое: метана – 0,067 см³/кг, C₂–C₄пред. – 0,98·10⁻⁴ см³/кг, C₅–C₆ – 0,49·10⁻⁴ см³/кг (см. табл. 1). Судя по имеющейся информации, газопромышленный потенциал отложений свиты крайне низок.

Палеоген-четвертичные нерасчлененные отложения так же, как и породы люлинворской свиты, изучены весьма ограниченно. Из этого интервала разреза было отобрано 28 проб со скв. 50. Газонасыщенность пород низкая. Концентрация (средняя) метана составляет 0,193 см³/кг, C₂–C₄пред. – 6,96·10⁻⁴ см³/кг,

C₅–C₆ – 0,59·10⁻⁴ см³/кг (см. табл. 1). Породы этого возраста особого интереса в газонасыщенном отношении не представляют.

3. Некоторые проблемы нетрадиционных газов

Нетрадиционные газы, как правило, ассоциируются со специфическими, своеобразными типами коллекторов, в качестве которых выступают опоки, опоквидные аргиллиты, кремнистые породы, плотные песчаники, угли, эффузивные и вулканогенно-осадочные породы, залегающие на различных глубинах нефтегазонасыщенных бассейнов и относящиеся к обширному возрастному диапазону. Кроме того, к ним относятся и так называемые "пропущенные" поисковые объекты, зачастую содержащие скопления углеводородов в том числе и промышленных категорий.

Месторождений УВ с высокопористыми, но слабо проницаемыми коллекторами (опоки, кремнистые породы, сланцы, плотные песчаники и др.) известно достаточно много.

Так, по данным А. Леворсена [8] формация Монтерей (миоцен), являющаяся коллекторской толщей в Калифорнии, сложена кремнистыми породами различных типов, среди которых выделяются порцелланиты (твердые разности опок), порцелланитовые сланцы, кремнистые сланцы и кремни. Брамлетт [16] полагает, что эти породы сформировались в результате преобразования диатомитов путем растворения тонкостенных опаловых раковин диатомей и последующего переотложения кремнезема в виде цементирующего материала. По другим теориям кремнистые породы формации Монтерей образовались из геля кремнекислоты, т. е. имеют коллоидную природу. Их проницаемость обуславливается трещиноватостью.

А.Н. Дмитриевский с соавторами [4] отмечают, что в пределах бывшего СССР установлено широкое развитие продуктивных толщ, связанных с вулканогенными породами (Крым, Кавказ, Сахалин, Якутия, Днепровско-Донецкая впадина). В тектонически активных районах толщина продуктивной части разреза достигает нескольких сотен метров, на платформе – десятков метров. Коллекторами нефти и газа являются эффузивные, вулканокластические и вулканогенно-осадочные породы.

На территории США [6, 13, 17] и др. выделяют следующие типы пород-коллекторов нетрадиционного газа.

1. Газонасыщенные сланцы, представляющие наиболее заметный источник нетрадиционного газа. Активно разрабатываемыми в США являются сланцевые залежи Barnett, Woodford и Fayetteville. Сочетание инновационных технологий бурения и интенсификации газоотдачи позволило поднять добычу в сланцевой залежи Barnett бассейна Fort Worth до 57 млн м³/сут, пробудив интерес к оценке и разработке газонасыщенных сланцев, до недавнего времени относимых к категории коренных или изолирующих пород. На сланце-

вой залежи Fayetteville потенциально может быть заложено 8000 скважин, а ее извлекаемые ресурсы составляют 312 млрд м³. Поиск таких залежей ведется в Западном Техасе (сланцы Barnett и Woodford), Алабаме (сланцы Conasauga), Appalachia (сланцевые залежи Marcellus девона), Rocky Mountains (сланцевые залежи карбона и мела).

2. Угли. Большая часть месторождений высококачественного и легко добываемого угольного метана уже открыта. Остается только разработка глубокозалегающих углей низкого качества. Угольный метан бассейнов Green River и Piceance характеризуется двумя особенностями: огромными геологическими запасами и глубиной их залегания. Запасы угольного метана бассейна Green River оцениваются в 8,9 трлн м³ [19], а бассейна Piceance – в 2,4 трлн м³ [18].

3. Плотные газоносные песчаники. Несмотря на значительные трудности (совершенствование технологий заканчивания скважины) продолжается разведка новых месторождений плотных газоносных песчаников, а также "реанимация" ранее открытых залежей. Так, к перспективным залежам газоносных плотных песчаников относятся: Lance at Pinedale на юго-востоке штата Вайоминг; Deep Bossier в восточном Техасе; Mesaverde в бассейнах Piceance и Unita.

Все эти три залежи нетрадиционного газа представляются перспективными для интенсивной разработки. Добыча быстро растет в комплексе плотных песчаников Lance – Mesaverde, приближаясь в настоящее время к отметке 28,3 млн м³/сут на скв.

Залежь Deep Bossier – это высокотемпературный коллектор плотных песчаников под высоким давлением, залегающий преимущественно на глубине ниже 4500 м. Проницаемость матрицы приблизительно равна 5 μd. Залежь может в перспективе стать одной из крупнейших национальных залежей плотных песчаников с ежедневной добычей газа в 30 млн м³ и более.

На своих площадях в бассейне Unita компания Bill Barrett Corp. обнаружила многопластовые зоны, где, по ее расчетам, с применением методов интенсификации притока можно получить суммарную добычу в размере 57...85 млн м³/скв., что гораздо больше, чем давали ранее пробуренные в этом районе скважины.

Кроме того, по данным вышеуказанных авторов, существует и множество других потенциальных источников получения нетрадиционных газов. Это – плотные газоносные песчаники в бассейне Columbia, угольные пласты в глубине континента, газоносные сланцы в Альберте и Британской Колумбии.

В работе [13], посвященной проблемам разработки месторождений нетрадиционного газа США, отмечается важность поддержания технологического прогресса и эксплуатационной эффективности при разработке залежей нетрадиционных газов. По их мнению, в основе каждой успешной залежи нетрадиционных газов всегда присутствуют две общие тенденции: постоянное стремление к улучшению техно-

логии и неустанный поиск путей снижения расходов и повышения эксплуатационной эффективности. Эти две тенденции превратили сегодня ранее игнорируемые, экономически невыгодные запасы в плотных газоносных песчаниках, газоносных сланцах, а также запасы угольного метана в единый крупнейший национальный источник добычи природного газа.

Основной проблемой при разработке залежей, коллекторами которых служат плотные песчаники, сланцы и угли, является извлечение из них УВ газов. С той целью применяют различные методы интенсификации газоотдачи.

Так, при разработке месторождений метана угольных пластов [13] эксплуатирующие компании используют испытания с нагнетанием в эксплуатационные скважины азота и диоксида углерода. Компании BP PLC's Tiffony и Burlington Resources Inc's Allison в начале 2000-х годов в бассейне San Juan продемонстрировали, что интенсификация может существенно повысить добычу. Например, в испытаниях Allison были задействованы 16 эксплуатационных скважин и четыре нагнетательных. После закачки CO₂ газоотдача возросла в пять раз: от 19,8 до, примерно, 100 тыс. м³/сут на скв. Кроме того, среди примеров технологических прорывов по добыче УВГ авторы называют: интенсификацию притока с помощью кавитации в угольной залежи Fruitland в бассейне San Juan; применение гидроразрыва на сланцевой залежи Barnett в бассейне Fort Worth.

А.А. Заводнов [5] среди возможных методов интенсификации газоотдачи из ископаемых углей Восточного Донбасса называет электромагнитные методы (методы электромагнитной дегазации). Электромагнитное воздействие на систему является весьма эффективным способом интенсификации газоотдачи исследуемых пород. Кроме того, для этой цели он указывает и на способ вытеснения метана из плотных угольных пластов гелием, азотом и углекислым газом.

В связи с возможной разработкой в будущем поисковых объектов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири, представленной высокопористыми, но слабопроницаемыми опоками, опоквидными аргиллитами, обладающими высокими адсорбционными свойствами могут возникнуть определенные трудности по извлечению из них газа. Как было показано выше (см. раздел 1), общие ресурсы опок подсвиты превышают 50 трлн м³, а достигнутые к настоящему времени дебиты газа не превосходят 10 тыс. м³/сут, хотя на некоторых месторождениях они гораздо ниже. Так, на Комсомольском месторождении при опробовании скв. 431 был получен приток газа 4,5 тыс. м³/сут. На Медвежьем месторождении из скв. 61 получен незначительный приток газа, дебит которого не определялся. Поэтому для интенсификации газоотдачи из опок могут быть использованы и специальные методы увеличения притока УВГ такие, как: закачка CO₂, азота, гелия; гидроразрыв пласта; метод электромагнитной дегазации.

Как следует из вышеизложенного, запасы нетрадиционных газов довольно высоки, хотя, по мнению [7] нетрадиционные газы и представлены значительными экономическими мало- и нерентабельными залежами. В настоящее время крайне важным моментом в решении проблемы нетрадиционных газов является оценка их геологических запасов.

При наличии огромных запасов неосвоенных месторождений нетрадиционных газов, большого спроса на природный газ, готовности промышленности использовать и разрабатывать новые залежи нетрадиционных газов, а также готовности научно-исследовательских организаций помочь в развитии технологий разработки имеются все предпосылки для успешной добычи нетрадиционных газов.

Сейчас, по мнению [7], требуется соответствующий уровень творческого потенциала и капитальных вложений, направленных как на создание новых технологических концепций в области нетрадиционных газов, так и на ускорение их адаптации и широкого промышленного применения.

Заключение

По итогам проведенных исследований можно отметить следующее:

1. Показано, что нетрадиционные газы севера Западной Сибири приурочены главным образом к отложениям нижнеберезовской подсвиты, представленной высокопористыми (пористость до 43,0...45,6 %), но слабопроницаемыми опоками, опокovidными глинами и кремнистыми аргиллитами, характеризующимися высокими адсорбционными свойствами. По данным газогеохимических исследований они обладают наибольшей газонасыщенностью. В составе сорбированных УВ газов доминирует метан (относительное его содержание от суммы УВГ составляет 97,93...99,81 %, а концентрация достигает 114 см³/кг). Второе место занимает этан (до 1 см³/кг). В примесных количествах присутствуют пропан и бутан. Принимая во внимание высокие адсорбционные свойства пород подсвиты можно полагать, что они удерживают в своем составе значительные объемы УВГ. Так, по данным [3], их общие ресурсы превышают 50 трлн м³. Кроме того, не исключено, что отложения подсвиты могут содержать и залежи нефти [1], на что указывает и утяжеленный изотопный состав углерода метана этих пород.

2. Отложения кузнецовской и ганькинской свит, а также верхнеберезовской подсвиты характеризуются гораздо меньшими запасами газов. По материалам газометрических исследований промысловой жидкости и керн в породах рассматриваемых литолого-стратиграфических подразделений содержание УВГ снижается: метана до 4,86...27,0 см³/кг; C₂–C₄пред. – до 0,0283...0,00684 см³/кг; C₅–C₆ – до 0,0116...0,0489 см³/кг, по сравнению с породами нижнеберезовской подсвиты.

По данным [11] в песчано-алевролитовых породах

кузнецовской свиты (газсалинская пачка) было открыто шесть месторождений газа: Харамтурское, Тэрельское, Ново-Часельское, Южно-Русское, Заполярное и Южно-Мессояхское. Газ этих залежей метановый (метана 97...99 %) с незначительным содержанием этана, пропана, бутана. В работе [1] отмечается, что газопроявления из отложений верхнеберезовской подсвиты и ганькинской свиты известны на Ямсовейской, Верхнереченской, Губкинской и др. площадях. По их мнению, потенциальные добывные возможности коллекторов этих подразделений значительно ниже, нежели нижнеберезовских, и, кроме того, они могут содержать и нефтяные залежи.

3. Выяснено, что по ИСУ метана газы надсеноманского комплекса и газы промышленных залежей апт-альб-сеноманского возраста близки между собой и относятся к газам биохимической генерации. Так, в первом случае ИСУ метана составляет –52,64...–66,50 %, во втором – –58,30...–64,70 %. Отдельные пробы газа березовской и ганькинской свит, характеризующиеся утяжеленным ИСУ метана (–45,99...–47,15 %), тяготеют к газам термокаталитического происхождения, что, скорее всего, обусловлено либо генерацией жидких УВ нефти с $\delta C^{13}_{CH_4}$ –55...–35 ‰ [15], либо наличием нефтяной оторочки [10].

4. Показано, что промышленная разработка залежей нетрадиционных газов сопряжена с определенными трудностями, связанными с извлечением газа из коллекторских пород. С целью увеличения газотдачи применяются различные методы интенсификации притока УВГ. К ним относятся: закачка CO₂, азота, гелия; гидроразрыв пласта; электромагнитная дегазация; кавитация (в углях). Представляется, что в будущем такие методы (а возможно и другие) будут востребованы при разработке высокогазонасыщенных углеводородными газами опок, опокovidных глин и кремнистых аргиллитов нижнеберезовской подсвиты, тем более, что дебиты газа из этих пород в настоящее время невысоки (не превышают 10 тыс. м³/сут). Потребуются значительные усилия как научного, так и технологического потенциала по детальному изучению и широкому промышленному освоению залежей нетрадиционных газов. Таким образом, не исключено, что со временем интенсификация комплексных исследований нетрадиционных газов, и, в первую очередь, в отложениях нижнеберезовской подсвиты, приведет к созданию новой крупнейшей промышленной базы добычи природного газа на севере Западной Сибири.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агалаков С.Е., Бакуев О.В. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири // *Геология нефти и газа*. – 1992. – № 11.
2. Агалаков С.Е., Стариков В.А. – Оценка ресурсов газа в опоках березовской свиты на севере Западной Сибири // *Геология и геофизика*. – 2003. – Т. 44. – № 6.
3. Бакуев О.В. Прогноз залежей нефти и газа в мезозойских отложениях освоенных районов Западной Сибири:

- Автореф. дис... канд. геол.-мин. наук. – Санкт-Петербург, 2003.
4. Дмитриевский А.Н., Томилова Н.Н., Юрова М.П., Рудов А.А. Вулканыты – нетрадиционные коллекторы нефти и газа // *Материалы 4 всероссийского литологического совещания*. – Москва, 7–9 ноября 2006.
5. Заводнов А.А. Результаты электромагнитной активации процессов дегазации ископаемых углей месторождений Восточного Донбасса // *Изв. вузов. Северо-Кавказский регион. Естественные науки*. – Спецвыпуск. – 2007.
6. Куускраа В. Нетрадиционный газ: оценка запасов и перспективы добычи в США. *Oil and Gas Journal Russia*. – 2007. – №11 (13), ноябрь.
7. Куускраа В., Ристенберг Д., Фергусон Р. Нетрадиционный газ: новые залежи, ресурсы и перспективы // *Oil and Gas Journal Russia*. – 2008. – № 1–2.
8. Леворсен А. Геология нефти и газа. – М.: "Мир", 1970.
9. Проект поисково-разведочных работ в меловых и юрских отложениях Медвежьего месторождения / А.А. Нежданов, А.Ф. Огнев, Н.А. Туренков и др. – г. Тюмень: ООО "ТюменьНИИГазпрогаз", 2002.
10. Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шоелл М. Происхождение природных газовых залежей Севера Западной Сибири // *Геология нефти и газа*. – 1999. – № 1–2.
11. Огнев Д.А. Перспективы нефтегазоносности надсеноманского нефтегазоносного комплекса // *Горные ведомости*. – г. Тюмень. – 2006. – № 1.
12. Стратегические и тактические направления развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России в первые десятилетия XXI века / В.С. Парасына, В.С. Коваленко, С.Н. Сивков и др. // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2006. – № 3–4.
13. Ривз С., Коперна Д., Куускраа В. Нетрадиционный газ: технологические ключи к расширению ресурсов // *Oil and Gas Journal Russia*. – 2008. – № 1–2.
14. Справочник по литологии. Под ред. Н.Б. Вассоевича, В.А. Либеровича, Н.В. Логвиненко, В.И. Марченко. – М.: "Недра", 1983.
15. Чудецкий М.Ю. Индикаторы бактериального участия в процессах формирования скоплений углеводородов. Автореф. кандидатской диссертации. – М., 2004.
16. Bramlette M.N. The Monterey Formation of California and the Origins of Its Siliceous Rocks. – Prof. Paper 212, US, Geol. Surv., 57, p. 1946.
17. Kuuskraa V.A., Ammer J. Tight Gas Sands Development – How to Dramatically Improve Recovery Efficiency, Unconventional Resources // *Gas TIPS – Winter 2004*.
18. McFall K.S., et al. – A Geologic Assessment of Natural Gas from Coal Seams in the Piceance basin Colorado. – GRI 87/0060. – Gas Research Institute, 1986.
19. Tyler R., et al. Geologic and Hydrologic Assessment of Natural Gas from Coal: Greater Green River, Piceance, Powder River and Raton basins, Western United States. – RI0228. – Texas Bureau of Economic Geology, 1995.