

тегазоконденсатного месторождения. Результаты проведенных исследований дают основания еще раз надежно подтвердить, что геохимические исследования должны быть обязательным элементом общего комплекса работ по поискам, разведке и разработке месторождений УВ. Это касается не только новых, но и старых промысловых районов, накопление информации по которым может привести к пересмотру ранее созданных геолого-геохимических моделей и новым открытиям [3]. Геохимические исследования дают большой фактический материал, с этой точки зрения представляется целесообразным широкое внедрение геохимических методов в общий комплекс работ на нефть и газ, где в настоящее время они используются

очень мало и часто изолированы от других видов исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Атлас палеонтологических остатков микрофацций фаменско-каменноугольных отложений Прикаспийской впадины. – Алматы, 2007. – С. 15.
2. Дахнова М.В. Геохимия материнских пород и нефтей Прикаспийского нефтегазоносного бассейна. – М.: ВНИГ-НИ, 2004.
3. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. Дело скважины 10-П месторождения Карачаганак.

УДК 550.84:543.27(571.1)

ПРИРОДА МЕЖКОЛОННЫХ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ НА БОВАНЕНКОВСКОМ НГКМ

В.В. Черепанов, С.Н. Меньшиков, С.А. Варягов, В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский
(ОАО "Газпром", ООО "Газпром добыча Надым", ЗАО "НПЦ Геохимия")

Разработка месторождений УВ п-ова Ямал происходит в сложных геологических условиях (наличие толщи многолетнемерзлых пород и присутствие локальных залежей УВ в надсеноманских отложениях, находящихся под действием избыточного давления и др.). Все это предъявляет повышенные требования к качеству процесса цементации при строительстве добывающих скважин, поскольку снижение качества цементации ведет к появлению на месторождениях Ямалского полуострова скважин с высокими межколлонными давлениями. В результате перетоков газа по затрубному или межколлонному пространству от промышленных скоплений УВ вверх по разрезу возможно изменение геохимических характеристик пород верхней части разреза, в первую очередь пород, залегающих непосредственно над залежью.

В IV квартале 2010 г. на Бованенковском НГКМ были выполнены геохимические исследования, направленные на определение природы межколлонного газа, которые включали в себя отбор проб межколлонного газа из 44 добывающих скважин на 13 кустовых площадках, опробование бурового раствора двух добывающих скважин до глубины 700 м и хроматографический анализ проб газа с определением изотопного состава углерода метана [3].

Данные по изотопно-геохимическому составу газа бурового раствора добывающих скважин послужили эталоном для стратиграфической (глубинной) привязки проб межколлонного газа [2].

Такой подход в данном случае возможен благодаря тому, что для осадочного разреза месторождений п-ова Ямал характерна классическая геохимическая зональность распределения УВГ: с глубиной содер-

жания предельных углеводородов возрастают, начиная от компонент с малым молекулярным весом – этана, к более тяжелым – пропану, затем бутану и т. д., вплоть до гексана, с выполнением соотношения $C_1 > C_2 > C_3 > C_4 > C_5 > C_6$ между углеводородными компонентами на каждом уровне разреза; содержание изомеров бутана, пентана и гексана последовательно увеличивается; углерод метана обогащается тяжелым изотопом [1]. При этом каждый гипсометрический или литолого-стратиграфический уровень разреза характеризуется своим и вполне определенным составом газа.

Так, по данным опробования бурового раствора скв. 4205, УВ пород тибейсалинской и ганькинской свит имеют близкий состав (табл. 1, рис. 1) и, при подавляющем преобладании метана (98,1...99,9 % от суммы УВ), содержат, в среднем (в объемных процентах): этана 0,00037; пропана 0,00005; бутанов 0,00018; пентанов 0,0002.

Отношение пред. C_2 - C_4 /непред. C_2 - C_4 составляет 2,76.

Углерод метана локальных залежей ВЧР обогащен легким изотопом (–74 ‰).

В сеноманских отложениях концентрации этана и пропана примерно такие же, как и в породах березовской свиты (табл. 1 и 2). В них почти полностью отсутствуют этилен и пропилен, в связи с чем отношение этана к этилену и пропана к пропилену выше, нежели в образованиях березовской свиты. В целом, отношение суммы предельных УВ к сумме непредельных выше в отложениях сеномана (см. рис. 1). В нижней части березовской свиты наблюдается некоторое увеличение отношения предельных УВ к непредельным.

Таблица 1

Геохимическая характеристика разреза скважины 4205

Стратигр. подразд.	P1tbs	Газогидраты K2br-gn	Пики в опоках K2br	K2br, верхн. часть опок	K2br, низ	K2kz	K2sm, верх	K2sm, низ
Глубина (м)	65...70			325...455	505...535	540...580	585...640	645...700
Средние концентрации УВГ ($n \cdot 10^{-4}$ об. %)								
Метан	16700,00	14860,00	20100,00	14310,37	5100,00	15566,67	107365,45	56650,00
Этан	3,70	17,28	64,82	36,91	9,34	14,97	32,36	16,61
Этилен	1,65	15,45	8,90	8,24	0,34	2,58	1,67	0,56
Пропан	0,50	4,40	5,32	3,81	1,60	1,84	3,74	0,66
Пропилен	0,23	0,79	0,84	0,57	0,02	0,25	0,11	0,09
i-бутан	1,50	1,91	1,32	0,91	0,01	0,33	2,35	0,22
n-бутан	0,28	3,72	2,72	2,12	0,02	0,39	5,13	0,44
Бутан	1,78	5,62	4,04	3,02	0,03	0,71	7,48	0,66
Бутилен	0,28	1,19	1,21	0,70	0,15	0,26	0,91	0,29
Нео-пентан	0,00	0,55	0,45	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00
i-пентан	0,78	15,20	10,86	10,18	0,17	0,38	20,10	6,07
n-пентан	0,99	12,40	9,70	8,54	0,25	0,61	12,29	4,44
Пентен	0,00	0,00	0,51	1,96	0,00	0,00	5,53	0,93
i-гексан	21,80	54,85	46,22	45,77	9,13	10,60	23,86	17,93
n-гексан	7,00	15,65	15,40	16,84	2,97	3,62	6,01	4,15
Пред. C ₂ -C ₄	5,98	27,30	74,18	43,75	10,97	17,52	43,58	17,93
Пентан+гексан	30,57	100,24	82,63	81,50	12,52	15,21	62,27	32,59
Средние величины отношений углеводородных компонентов								
Этан/этилен	2,25	1,65	8,76	5,79	31,75	14,21	82,79	126,41
Пропан/пропил.	2,21	14,69	12,26	13,28	10,77	9,43	56,46	9,06
Пред./непред.	2,76	2,39	7,60	5,86	31,05	14,51	34,20	25,12
Метан/пред.	2792,65	550,66	277,79	359,67	538,38	884,60	2541,60	3136,67
Средние концентрации неуглеводородных газов (об. %)								
Кислород	9,95	9,41	9,54	10,13	18,00	15,18	13,03	15,52
Азот	79,31	81,31	72,25	75,15	79,33	78,63	68,41	72,85
CO ₂	8,29	5,89	14,53	11,10	0,77	3,05	6,55	5,20
Изотопный состав углерода метана (‰)								
$\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$	-74,14		-48,03	-49,93		-47,75	-48,34	-48,70

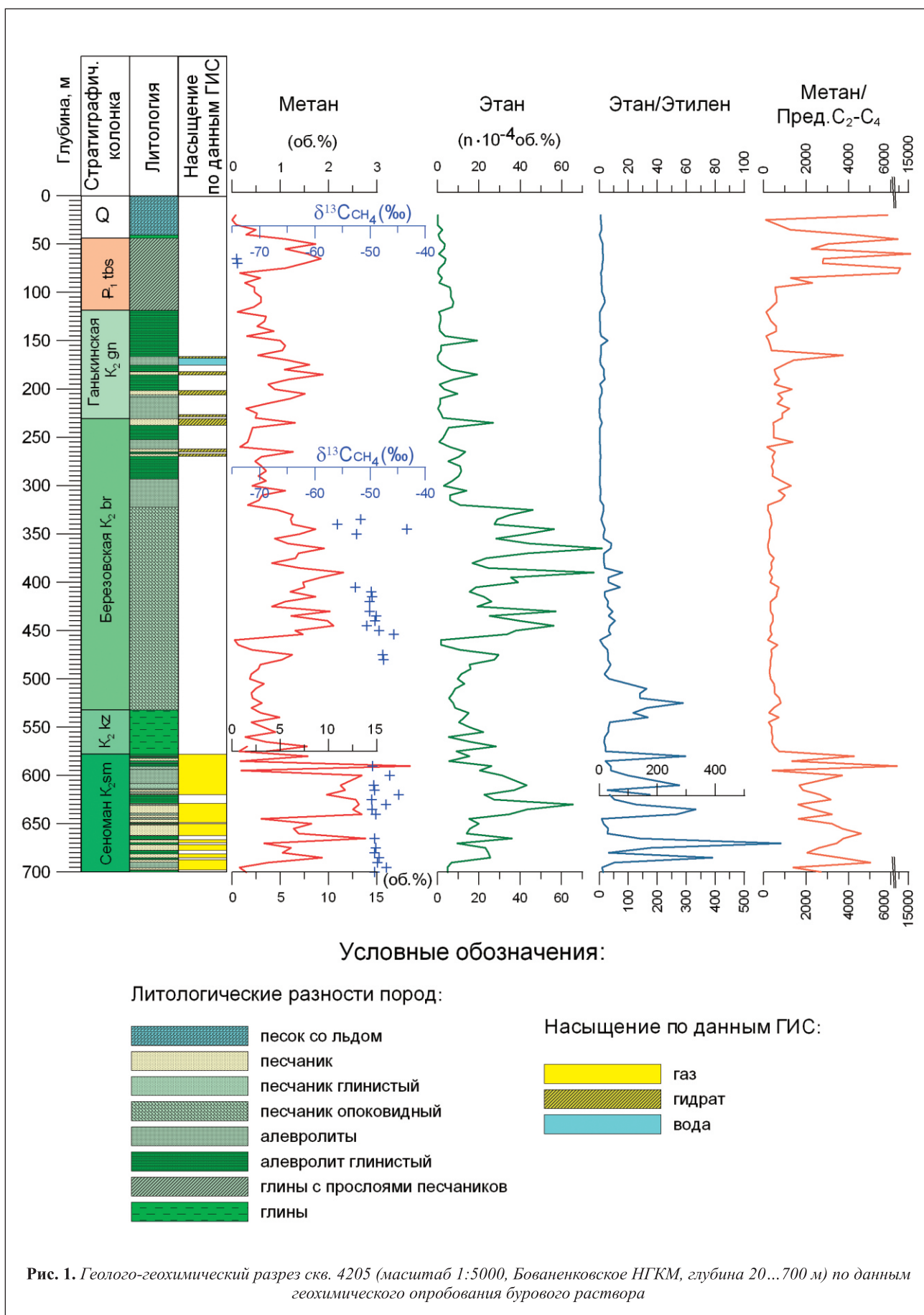
Красным цветом показаны наиболее информативные геохимические критерии.

Таблица 2

Геохимическая характеристика разреза скважины 3602

Стратигр. подразд.	K2br	K2kz	K2sm верх	K2sm низ
Глубина (м)	400...535	540...580	585...645	650...710
Средние концентрации УВГ ($n \cdot 10^{-4}$ об. %)				
Метан	3715,55	7368,89	63761,54	40346,15
Этан	7,46	4,10	8,42	43,15
Этилен	1,55	0,47	0,29	6,80
Пропан	0,92	0,44	0,97	3,81
Пропилен	0,43	0,14	0,11	1,36
i-бутан	0,32	0,21	0,10	0,66
n-бутан	0,33	0,68	0,26	1,05
Бутан	0,65	0,88	0,36	1,70
Бутилен	0,35	0,09	0,20	1,47
Нео-пентан	0,00	0,04	0,02	0,17
i-пентан	1,85	2,12	3,70	2,83
n-пентан	1,73	1,59	2,88	2,66
Пентен	0,06	0,07	0,68	0,00
i-гексан	8,53	9,80	37,05	12,78
n-гексан	3,42	2,76	11,15	8,12
Пред. C ₂ -C ₄	9,03	5,43	9,76	48,67
Пентан+гексан	15,53	16,30	54,80	26,56
Средние величины отношений углеводородных компонентов				
Этан/этилен	10,32	11,91	55,42	10,36
Пропан/пропилен	3,79	3,25	8,12	2,95
Пред./непред.	7,66	8,49	35,73	5,95
Метан/пред.	728,11	1903,37	10066,08	1174,42
Средние концентрации неуглеводородных газов (об. %)				
Кислород	15,19	16,29	15,37	14,76
Азот	76,81	78,40	73,31	74,17
CO ₂	6,07	3,43	4,32	5,43
Изотопный состав углерода метана (‰)				
$\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$		-49,16	-49,08	-47,54

Красным цветом показаны наиболее информативные геохимические критерии.



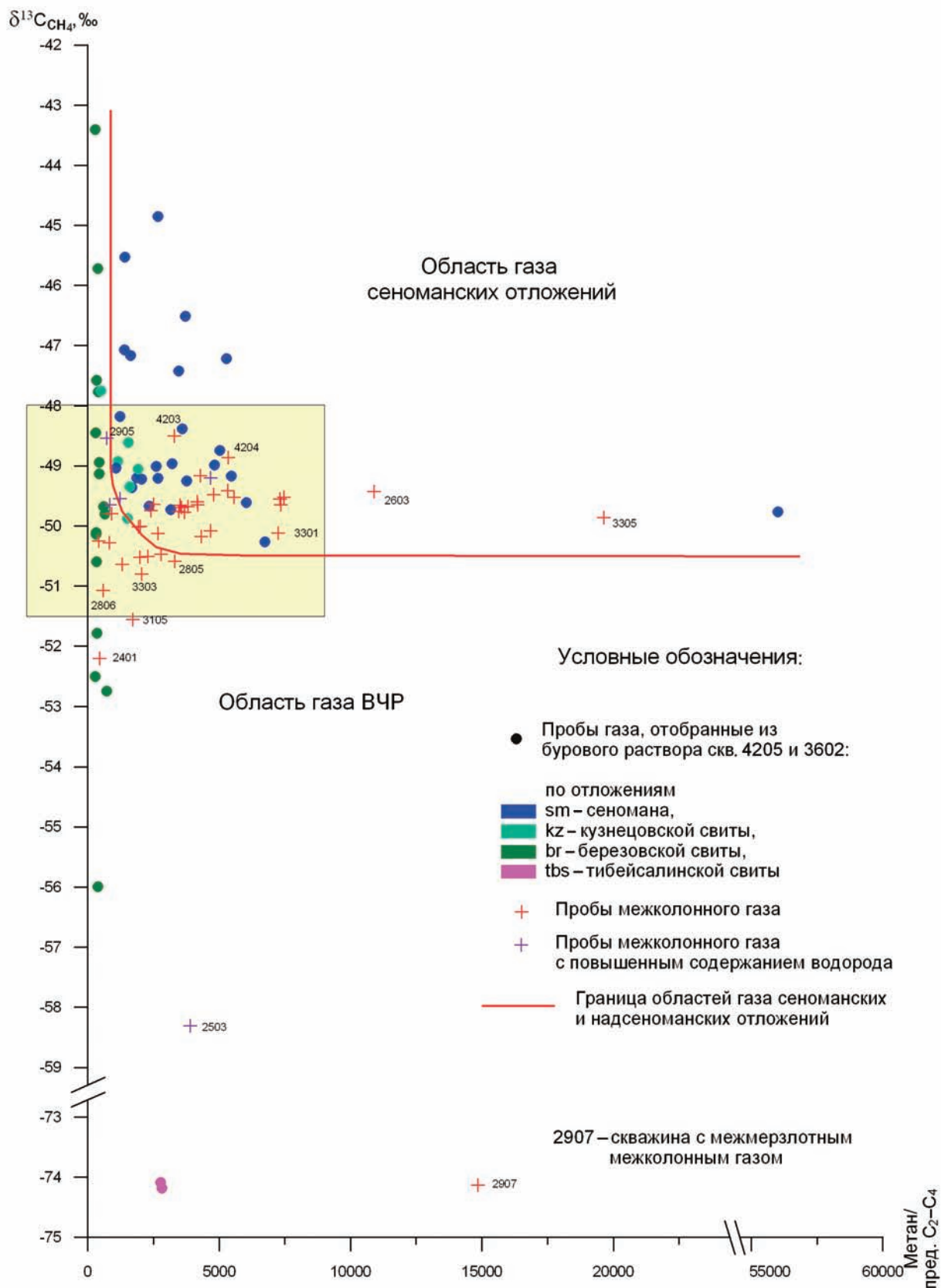
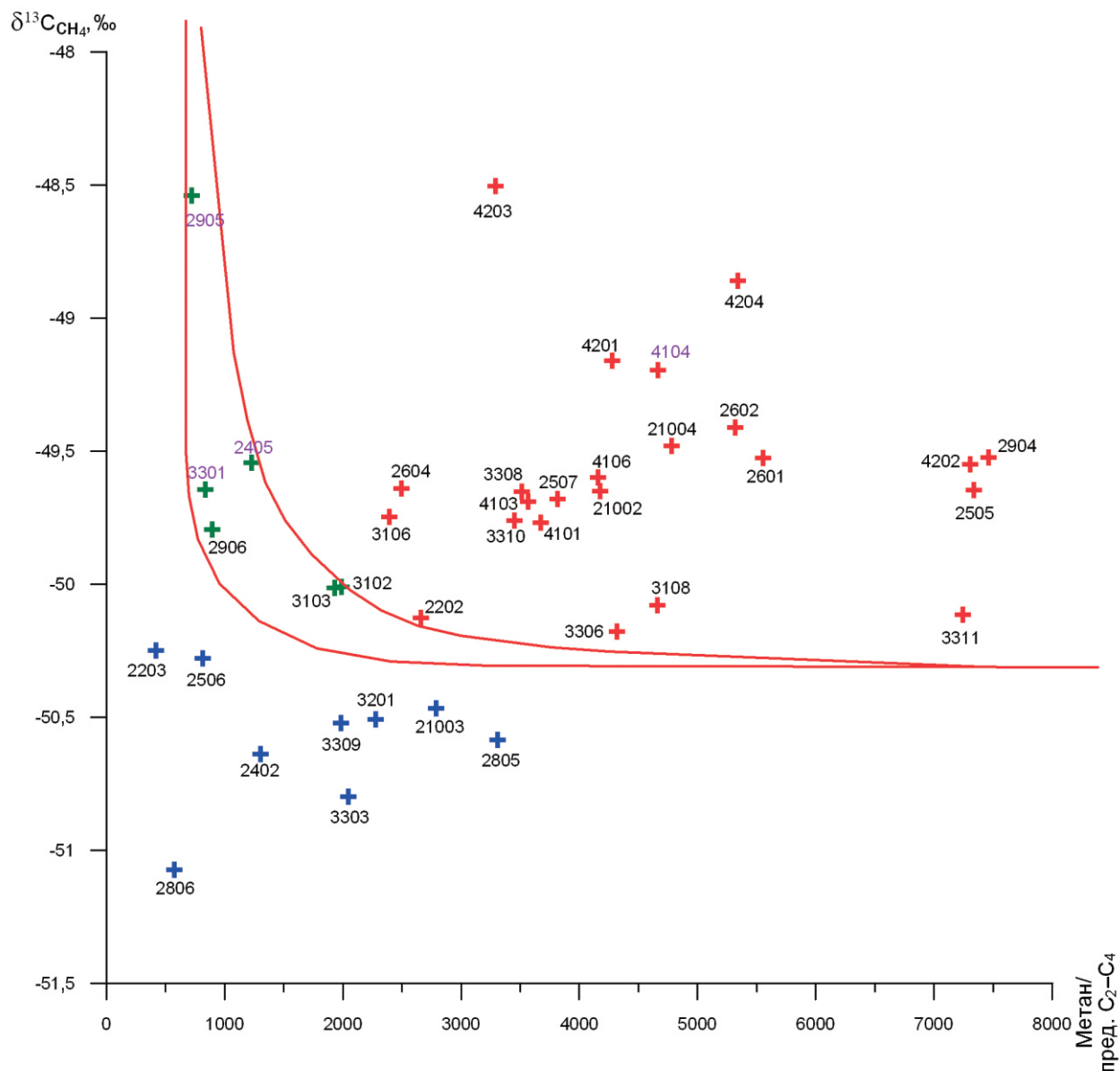


Рис. 2. Соотношение изотопного состава углерода метана и отношения метан/предельные $\text{УВ } \text{C}_2\text{--C}_4$ в пробах межколонного газа (по всем опробованным скважинам)



Условные обозначения:

Скважины:

- ✚ с сеноманским межколонным газом
- ✚ с березовским межколонным газом
- ✚ попавшие в область неоднозначной оценки

4203 Номера кустов скважин
2905 (цветом выделены номера кустов, где зафиксированы повышенные концентрации водорода)

— Граница областей газа сеноманских и надсеноманских отложений (в том числе области неоднозначной оценки)

Рис. 3. Соотношение изотопного состава углерода метана и отношения метан/предельные УВ C_2-C_4 в пробах межколонного газа (для $\delta^{13}C_{CH_4}(\text{‰})$ -51,5...-48 ‰ и отношения метан/пред. $C_2-C_4 < 8000$)

Классификация скважин по составу межколонного газа

Скважины	Скважины с сеноманским межколонным газом	Скважины с березовским межколонным газом	Скважины, требующие дополнительных исследований (область неоднозначной оценки)	Скважины с межколонным газом межмерзлотных отложений
Общее число скважин	26	13	4	1
Номер скв.	2202, 2505, 2507, 2601, 2602, 2603, 2604, 2904, 3106, 3108, 3301 , 3305, 3306, 3308, 3310, 3311, 4101, 4103, 4104 , 4106, 4201, 4202, 4203, 4204, 21002, 21004	2203, 2401, 2402, 2503 , 2506, 2805, 2806, 3102, 3105, 3201, 3303, 3309, 21003	2405, 2905 , 2906, 3103,	2907

Курсивом выделены скважины с повышенными концентрациями водорода.

Газ продуктивных залежей сеномана (K2sm, см. табл. 1) характеризуется содержаниями: этана 0,0016...0,0032 %; пропана 0,00007...0,00037 %; бутанов 0,00007...0,00075 %; пентанов 0,001...0,003 %.

В отложениях сеномана в ряду C₂–C₄ предельные углеводороды преобладают над непредельными, в среднем, в 25–35 раз.

ИСУ метана составляет –48,34...–48,7 % (см. табл. 1).

Разрез скв. 3602 несколько отличается от разреза скв. 4205 (см. табл. 2). Об этом же свидетельствуют и результаты переинтерпретации материалов ГИС по обоим скважинам. Следует отметить особенность распределения УВ по разрезу березовской свиты, которая заключается в том, что здесь, в отличие от скв. 4205, повышенных концентраций УВ не установлено.

Наблюдаемые отличия геохимических характеристик (см. табл. 1, 2) разрезов скважин 4205 и 3602 могут быть обусловлены:

– различными геологическими условиями (скв. 4205 пробурена в центральной части Бованенковского НГКМ (см. рис. 1), а скв. 3602 располагается на его периферии);

– техническими особенностями пробуренных скважин. Так, скв. 4205 является пятой скважиной на кустовой площадке 42, поэтому не исключено, что наблюдаемые скопления УВ в породах березовской свиты могли образоваться за счет вертикальной миграции (перетоков) УВ из сеноманских газовых залежей в вышележащие отложения березовской свиты. Скважина 3602 является только второй скважиной на 36 кусте и процессы перетока УВ могут еще не проявиться.

Изотопный состав углерода метана сеноманских отложений в обеих скважинах примерно одинаковый (см. табл. 1 и 2).

На рис. 2 приведен график соотношения изотопного состава углерода (ИСУ) метана и отношения метан/предельные УВ C₂–C₄ по пробам газа бурового раствора. Выделяются две области, соответствующие газу сеноманских отложений и газу ВЧР. Эти области на рис. 2 разделены красной линией. На эту же диаграмму вынесены пробы межколонного газа – они показаны крестиком. Межколонный газ, пробы которого расположились выше и правее красной линии, идентифицируется как сеноманский, а газ из проб, попавших ниже и левее красной линии – как газ ВЧР. Отдельные пробы межколонного газа ложатся практически на границу раздела области сеноманского газа и области газа верхней части разреза. Они отнесены к так называемой области неоднозначной оценки. Более детально этот участок диаграммы показан на рис. 3. В область неоднозначной оценки попало 6 скважин. С

учетом данных замеров межколонного давления одна из них (скв. 3301) была отнесена к скважинам с сеноманским межколонным газом, а другая (скв. 2503) – к группе скважин с преимущественно березовским газом.

В пяти скважинах выявлены повышенные концентрации водорода. Эти скважины показаны на рис. 3 фиолетовым цветом. Необходимо отметить, что из пяти скважин с аномальными концентрациями водорода три попали в область неоднозначной оценки.

На основании выполненных работ исследуемые скважины были классифицированы по составу межколонного газа следующим образом.

1. В 26 скважинах межколонный газ по составу идентифицирован как сеноманский.

2. В 13 скважинах в межколонном пространстве установлен газ, по составу близкий к газу отложений березовской свиты.

3. Для идентификации газа четырех скважин требуются дополнительные исследования.

4. В скв. 2907 межколонный газ идентифицирован как межмерзлотный (приуроченный к глубинам 50...150 м).

5. В пяти скважинах (2405, 2503, 2905, 3301 и 4104) установлены повышенные концентрации водорода.

В табл. 3 приведен перечень опробованных скважин и дана их классификация по составу межколонного газа.

Выводы

1. Установлено, что в 56 % случаев газ, обнаруженный в межколонном пространстве обследованных скважин, является сеноманским, что свидетельствует о наличии восходящих перетоков УВ от сеноманской залежи.

2. Выяснено, что в 11 % опробованных скважин в составе межколонных газов обнаружены повышенные концентрации водорода. Не исключено, что его высо-

кие содержания могут представлять определенную опасность при проведении буровых работ на месторождении.

3. Показано, что изотопно-геохимические исследования и, в частности, определение ИСУ метана, является одним из важных критериев определения источника поступления УВ в межколонное пространство добывающих скважин Бованенковского НГКМ.

4. Представляется, что в условиях наличия многолетнемерзлых пород на этапе разработки и эксплуатации Бованенковского многопластового НГКМ, наиболее актуальными являются: потеря герметичности скважин, износ оборудования, возможность газовых выбросов, образование газовых грифонов и др. Это предопределяет, во избежание аварийности, проведение постояннодействующего изотопно-геохимичес-

кого мониторинга за состоянием добывающих скважин Бованенковского НГКМ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент РФ 2175050 Способ определения природы межколонных газопроявлений на стадии бурения, эксплуатации и консервации газовых скважин многопластового месторождения геохимическими методами.
2. Отчет по договору № АДМ-316-2010-07 от 01.10.2010 г. "Отбор проб межколонного газа и проведение изотопного анализа газа на Бованенковском НГКМ" / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, В.Т. Гудзенко, В.Б. Зверева.
3. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений И.С. Старобинец, А.В. Петухов, С.Л. Зубайраев [и др.] под ред. А.В. Петухова и И.С. Старобинца – М.: Недра, 1993. – 332 с.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 62.276.1/4.001.57

АЛГОРИТМ АНАЛИЗА СТРУКТУРЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ДЕТАЛИЗАЦИИ СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖИ

Д.Т. Абилхаиров, И.В. Владимиров
(НПО "Нефтегазтехнология")

Современное состояние разбуренности длительно разрабатываемых нефтяных месторождений позволяет построить подробную, хорошо детализированную геологическую модель, опирающуюся на данные ГИС и ГДИС.

Для оптимизации системы разработки залежи, основой анализа выработки запасов должны быть точные данные о геологическом строении месторождения, распределении геологических, подвижных и начальных извлекаемых запасов нефти по пластам и по площади. Все это требует дальнейшей детализации геологического строения залежи до уровня "скважина-пропласток".

Современные методы вычислительной математики позволяют с удовлетворительной точностью описывать интерполяцию двух- и трехмерных табличных функций. Геофизические данные о свойствах пласта представляют собой такие табличные функции.

При рассмотрении сложных геологических объектов (например, нефтенасыщенные многопластовые зонально-неоднородные коллекторы) описание и детализация их свойств начинается с выделения некоторого элемента, в пределах которого свойства объекта достаточно однородны и могут быть описаны гладкими функциями (например, двумерными сплайнами). В таких случаях часто применяются разбиение объекта на основе триангуляции Делани на элементарные треугольники, в вершинах которых располагаются сква-

жины, и на неперекрывающиеся многоугольники (области Вороного) (рис. 1). Параметры пласта (абсолютные отметки кровли и подошвы пласта, толщина, пористость, проницаемость, глинистость, нефтенасыщенность и др.) являются функциями пространственных координат. Отметим, что это табличные функции, так как они заданы только в определенных точках координатной плоскости (в точках расположения скважин). Основной проблемой является определение этих функций в межскважинном пространстве. Для интерполирования значений физических параметров пласта используется схема Акима на основе продланной триангуляции Делани. В каждом треугольнике T сетки Делани строят интерполяционный многочлен вида:

$$P(x, y) = \sum_{(m+n) \leq 5} c_{mn}^T x^m y^n, \text{ где } x, y \in T.$$

Этот многочлен представляет собой двумерный полином пятой степени, который удовлетворяет условиям $P(x_i, y_i) = f_i$, $i = 1 \dots N$ и имеет непрерывную производную на границах соседних треугольников. Использование такой процедуры позволяет определить значения физических параметров пласта в любой точке области Вороного. Данный подход можно использовать для более детального исследования неоднородности фильтрационно-емкостных показателей коллекторов.