

УДК [552.578.2.061.3:553.981](571.66)

УГЛЕВОДОРОДНАЯ ГАЗОГЕНЕРАЦИЯ НЕДР КАМЧАТКИ, ПРОБЛЕМЫ СВЯЗИ ЕЕ С ВУЛКАНИЗМОМ И ГИДРОТЕРМАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ

© 2012 г. А. И. Поздеев¹, А. Г. Николаева²

¹Камчатский филиал ФГУ «Территориальный фонд геологической информации по Дальневосточному федеральному округу»

683016 Петропавловск-Камчатский, ул. Беринга, 108,
e-mail: kamifgi@kamchatka.ru

²Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН

683006 Петропавловск-Камчатский, бульвар Пийпа, 9

Поступила в редакцию 14.04.2008 г.

Рассмотрены нефтегазоносные провинции и эпохи углеводородной газогенерации Камчатки. Выделены эпохи углеводородного газообразования: раннемезозойская, ранне- и поздне меловая, ранне- и позднепалеогеновая, миоценовая и плиоцен-четвертичная – неотектоническая. Подчеркивается связь всех эпох газогенерации с глубинными процессами, в том числе с вулканизмом и гидротермальной деятельностью.

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с ранее разработанной схемой структурно-формационного и металлогенического районирования Корякско-Камчатской области [Поздеев, 1990; Фролов и др., 1999] установлены Западно-, Центрально-, Восточно-Камчатская и Олюторская нефтегазоносные провинции, в которых можно выделить нефтегазоносные (НГБ) и перспективно-нефтегазоносные бассейны (ПНГБ) (рис.). В более изученном Западно-Камчатском нефтегазоносном бассейне выделяются 5 перспективно-нефтегазоносных районов (ПНГР): Воямпольский, Хайрюзовский, Ичинский, Колпаковский и Кольский. Наиболее исследован геофизикой и бурением Колпаковский ПНГР, где находятся известные газоконденсатные месторождения – Средне-Кунжикское, Кшукское, Нижне-Квакчикское и Северо-Колпаковское [Кудрявцева, 1980; Кудрявцева и др., 1986; Поздеев, 2004].

Метановые газы всех провинций установлены в меловых и кайнозойских образованиях, вплоть до современных. Довольно часто они встречаются на месторождениях каменного и бурого угля. Так, каменный уголь Тигильского месторождения эоценового возраста характеризуется наличием битуминозности. На территории месторождения в процессе бурения скважин был зафиксирован горючий газ (на глубине 200 м) с высоким содержанием метана 70–75%.

В одной из разведочных скважин Корфского бурого угольного месторождения миоценового возраста, расположенного в пределах Вывенского

ПНГР (в его центральной части), при разведке месторождения был установлен выход горючего газа, происхождение которого, видимо, связано с нефтегазоносностью отложений, подстилающих угленосные образования.

На присутствие углеводородного сырья в выделенных нефтегазоносных бассейнах и районах Камчатки (помимо его проявлений в каменном и буром угле) указывают разгружающиеся минеральные воды с резким запахом сероводорода и, особенно, битумов нефтяного ряда (категории низших малът) в виде вязкого смоляноподобного горючего минерала, содержание которых составляет до 0.156 об. %. Важным признаком углеводородного сырья является также скопление битумов в виде буроватой жидкости с керосиновым запахом и капельками жидкой нефти в жеодах пород [Бескровный и др., 1970; Карпов, 1991; Кудрявцева, 1980; Подклетнов, 1982].

На основании расчета датировок газа нами выделено 7 эпох углеводородного газообразования: раннемезозойская, ранне- и поздне меловая, ранне- и позднепалеогеновая, миоценовая и плиоцен-четвертичная (неотектоническая) (табл. 1). В кайнозойских эпохах выделены подэпохи: в позднепалеогеновой – позднеэоценовая и олигоценая; в миоценовой – ранне- и позднемиоценовая, в неотектонической – плиоценовая, эоплейстоценовая и плейстоценовая (современная). Для определения возраста газов были рассчитаны Не-Аг датировки по данным состава природных газов Камчатки.

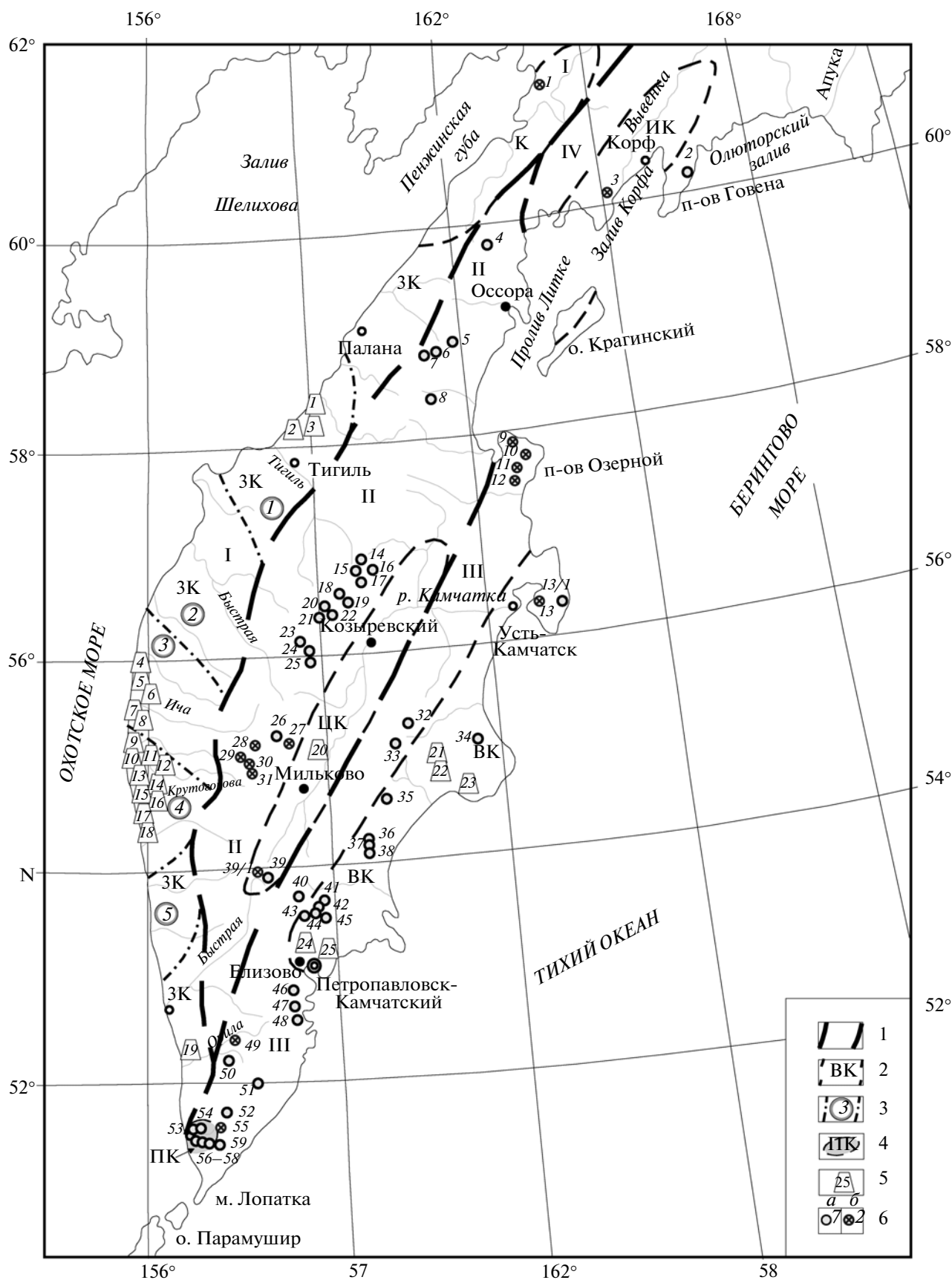


Схема нефтегазоперспективных площадей и структур, месторождений и проявлений метановых и метаносодержащих подземных вод Камчатки (масштаб 1 : 5000000).

1 – нефтегазоносные провинции (НП): I – Западно-Камчатская, II – Центрально-Камчатская, III – Восточно-Камчатская, IV – Олюторская; 2 – перспективно-нефтегазоносные (ПНГБ) бассейны: К – Кинкильский ПНГБ, ЗК – Западно-Камчатский ПНГБ, ЦК – Центрально-Камчатский ПНГБ, ВК – Восточно-Камчатский ПНГБ, ИК – Ильпинско-Карагинский ПНГБ; 3 – перспективно-нефтегазоносные районы (ПНГР) Западно-Камчатского ПНГБ (цифры в кружках): 1 – Воямпольский, 2 – Хайрюзовский, 3 – Ичинский, 4 – Колпаковский, 5 – Кольский; 4 – ПК – Паужетско-Кошелевский геотермальный район; 5 – нефтегазоносные структуры (цифры в трапеции): 1 – Воямпольская, 2 – Хромовская, 3 – Рассошинская, 4 – Усть-Кисунская, 5 – Озерная, 6 – Верхне-Низконская, 7 – Лиманская, 8 – Тхуклукская, 9 – Схикийская, 10 – Половинная, 11 – Усть-Облуковинская, 12 – Крутогоровская, 13 – Дорожная, 14 – Средне-Кунжикская, 15 – Кшукская, 16 – Нижне-Квакчикская, 17 – Колпаковская, 18 – Соболевская, 19 – Опалинская, 20 – Долиновская, 21 – Богачевская, 22 – Двухлагерная, 23 – Конусная, 24 – Кеткино, 25 – Радыгино; 6 – метановые или метаносодержащие месторождения и источники термальных (а) и холодных минеральных (б) вод: 2 – Говенские, 4 – Тымлатские, 5 – Дранкинские, 6 – Паланские, 7 – Коркаваямские, 8 – Русаковские, 13/1 – Африканские, 14 – Двухюрточные, 15 – Большие Киреунские, 16 – Нижне-Киреунские, 17 – Беловские, 18 – Крерукские, 19 – Верхне-Крерукские, 20 – Апапельские, 21 – Оксинские, 22 – Опалькинские, 23 – Анавгайское месторождение, 24 – Быстринские, 25 – Право-Быстринские, 26 – Верхне-Кимитинские, 32 – Беловские (Верхне-Шапинские), 33 – Нижне-Шапинские, 34 – Верхне-Чажминские, 35 – Узонские, 36 – Карымские, 37 – Пийповские, 38 – Академии Наук, 39 – Малкинское месторождение термальных вод, 40 – Поротовские, 41 – Краеведческие, 42 – Таловые, 43 – Кехкуйские, 44 – Налычевские, 45 – Горячереченские, 46 – Паратунское месторождение термальных вод, 47 – Вилючинские, 48 – Северо-Мутновские, 50 – Саванские, 51 – Ходуткинские, 52 – Гольгинские, 53 – Нижне-Озерновские, 54 – Озерновские, 56 – Сивучинские, 57 – Нижне-Кошелевские, 58 – Верхне-Кошелевские, 59 – Медвежий (а), 1 – Маметчинские, 3 – Лигинмынский, 9 – Укинские, 10 – Маламваямские, 11 – Македонские, 12 – Лево-Киучинские, 13 – Безымянные, 27 – Нижне-Балхачские, 28 – Элкеваямские, 29 – Кирюхинские, 30 – Березовские, 31 – Оганчинские, 39/1 – Малкинское месторождение холодных минеральных вод, 49 – Нижне-Опальские, 55 – источники озера Витаминное (б).

Для свободных газов использована формула А.Л. Козлова $\tau = \text{He}/\text{Ar} \times 25 \cdot 10^6$ лет для расчета возраста вод по составу свободных газов (спонтанных), выделяющихся из раствора при атмосферном давлении [Проблемы ..., 1950]. Возраст растворенных газов определялся по формулам А.Л. Козлова и В.П. Савченко [Крайча, 1980; Проблемы ..., 1950], учитывающим полное или частичное извлечение газов, растворенных в водах: $\tau = \text{He}/\text{Ar} \times 115 \cdot 10^6$ лет, $\tau = \text{He}/\text{Ar} \times 77.1 \cdot 10^6$ лет.

В работе использованы датировки, полученные в лаборатории ВНИГРИ по материалам нефтепоисковых работ в 1968–1986 гг. [Кудрявцева и др., 1986; Лобков, Кудрявцева, 1986]. Остальные сведения ВНИГРИ по составу и возрасту газов, в том числе за 1975–1987 гг., взяты из архивных и отчетных материалов.

Нами рассчитаны He-Ar датировки по составу газов, приведенных в обобщающей работе М.А. Петрова¹. Помимо этого использованы данные состава газов и их датировки по Авачинской депрессии [Поздеев и др., 1999; Поздеев, 2003] и Западной Камчатке [Поздеев, 2004]. Также нами рассчитаны He-Ar датировки природных газов из Карымских и новообразованных Пийповских гидротерм [Рожков и др., 2001], кальдеры вулкана Ксудач [Пилипенко и др., 2001], Верхне-Паратунской гидротермальной системы [Кузьмин, Рябинин, 2005] и ряда других месторождений гидротермаль-

ных и холодных минеральных вод, указанных в тексте и табл. 1.

Эпохи углеводородной газогенерации. Наиболее древней эпохой газообразования по He-Ar датировкам [Кудрявцева и др., 1986] является раннемезозойская – 207–138 млн лет, установленная в скв. Долиновская-2 в интервале глубин 2289–2382 м Центрально-Камчатского прогиба, в которой, кроме метана, присутствуют тяжелые углеводороды (ТУ) в сумме 2.51%. Эту эпоху газообразования можно связать с раннемезозойским рифтообразованием [Поздеев, 1989]. В Центрально-Камчатском прогибе, по-нашему мнению, проявилось наибольшее мантийное раскрытие и связь с подкоровыми флюидами.

Раннемеловая эпоха установлена в 2-х провинциях. В Восточно-Камчатской провинции горючий газ этого возраста получен на Двухлагерной площади с глубины 1204 м и в скважине на станции мониторинга “Хлебозавод” [Поздеев и др., 1999; Поздеев, 2003] в г. Петропавловске-Камчатском. В Западно-Камчатской провинции этот газ установлен на Таучской и Лиманской площадях в интервале глубин 1397–2011 и 2242–2262 м. Содержание ТУ в свободном газе на Лиманской площади достигает 6.1%. Газообразование эпохи по времени и пространственно ассоциируется с подводным вулканизмом, широко проявившимся в обеих провинциях [Поздеев, 1989, 1990].

Газообразование в позднем мелу проявилось синхронно с позднемеловым подводным вулканизмом. Это касается Таучской, Усть-Облуковинской и Хромовской структур, где в промежутках глубин 250–506 м и 1157–2175 м содержание ТУ

¹ Петров М.А. и др. Отчет о результатах специализированных гидрогеологических работ по оценке перспектив Камчатской области на минеральные воды. Фонды ФГУ “ТФИ по Камчатскому краю”. Инв. № 6054. 1991 г.

Таблица 1. Характеристика природных газов Камчатки по эпохам газообразования

Эпохае (подэпоха)	Площадь, структура, месторождение, скважина, источник, вид газа и их номера на схеме	Не-Аг возраст, млн лет (кол-во определений)	Содержание компонентов (об. %)				
			He	Ar	N ₂	CO ₂	CH ₄
1	2	3	4	5	6	7	8
Раннемезозойская	Долиновская, ГР (Е.И. Кудрявцева, 1968–1986 гг. архивы), *20	207–138			23.76	0.73	72.96
	ХЗ, ГР	102.89	0.0017	0.0019	15.37	12.26	70.82
	Таучская-1, ГР и ГС (Кудрявцева, 1980)	109.2–34.5, группа определений					86.5–76.79
Раннемеловая	Лиманская, ГР и ГС (Кудрявцева, 1980), *7	115–2.3 группа определений					47–92.43
	Двулагерная, ГР и ГС (Кудрявцева, 1980), *22	115–6.9 группа определений					95.77–96.7
	Таучская-1, СП	92.5–73.24	0.057	0.06	12.9	0.0	86.55
Позднемеловая	Хромовская, ГР и ГС (Кудрявцева, 1980), *2	86.25–63.2, группа определений					55.67–90.68
	Усть-Облуковинская, СП, *11	52.75	0.013	0.019	7.11	0.64	88.14
	Карымские источники, Г-6, ГС, **36	66.67	0.4	0.15	8.5	90.5	0.01
	Схикийская-1, ГР, *9	57.5–38.5	0.003	0.006	3.0	0.0	94.06
Раннепалеогеновая	Нижне-Низконская + Междуреченская, ГР	57.5–3.45, группа определений					78.96–96.18
	Половинная, ГР и ГС (Кудрявцева, 1980), *10	46–23 (группа определений)					89.62–92.0
	К, ГС, *24	42.32–34.17 (38)	0.03–0.0368	0.088–0.147	18.3–33.92	0.03–0.269	65.24–81.4
	ХЗ, ГР	42.06–41.41 (2)	0.00175–0.00193	0.0048–0.005	10.4–14.94	11.7–21.78	65.51–72.03
Позднепалеогеновая (позднеэоценовая)	Гаванская, ГР и ГС	39.1					89.52
	Тхуклукская [2], ГР и ГС, *8	37.9, группа определений					51.87–83.98
	Схикийская-1, ГС, *9	37.9	0.005	0.015	2.0	0.8	86.5

Таблица 1. Продолжение

Эпохае (подэпоха)	Площадь, структура, месторождение, скважина, источник, вид газа и их номера на схеме	Не-Аг возраст, млн лет (кол-во определений)	Содержание компонентов (об. %)				
			He	Ar	N ₂	CO ₂	CH ₄
1	2	3	4	5	6	7	8
Позднепалеогеновая (олигоценая)	Лиманская, ГР и ГС, *7	34.5–9.2, группа определений					86.92–97
	Таучская-1, СП,	34.50	0.038	0.13	10.4	0.0	77.9
	К, ГС, *24	33.77–22.03 (527)	0.0232–0.0364	0.082–0.179	18.6–36.58	0–0.65	66.21–81
	ХЗ, ГР	33.49 – 24.15 (3)	0.0012–0.0022	0.0058–0.01	9.11–18.01	12.3–19.09	67.82–70.46
	Р, ГР, *25	30.8	0.02	0.05	35	0.02	64
	Тхуклукская [2], ГР и ГС, *8	31.5–8.05, группа определений					86.84–89.63
	Крутогурово, ГР, ГС, *12	31–25.3, группа					90–97
	Кшукская-4, СП, *15	28.7	0.001	0.004	7.11	2.0	89.71
	Малки, ГС, скв. 14, **39	28.68	0.0039	0.0034	0.308	99.36	0.0281
	Нижне-Квакчкская-3, ГС, *16	26.45	0.004	0.017	1.60	0.06	91.59
	Нижне-Квакчкская-1, ГР, *16	25.3	0.013	0.057	4.90	0.3	88.64
	Нижне-Квакчкская-3, ГР, *16	23	0.016	0.079	7.5	0.13	91.47
	Малки, ГС, скв. 7, **39.	23.21	0.039	0.042	56.21	15.65	28.051
Миоценовая, неоген (раннемиоценовая)	Верхне-Низконская, Тваянская, ГР и ГС, *6	23–1.9, группа определений					63.1–96.6
	Укинские источники, ГС, **9	22.78	0.0082	0.09	0.497	99.46	0.260
	К, ГС, *24	21.92–15.53 (47)	0.0196–0.036	0.126–0.253	19.7–27.31	0–0.55	71.43–79.9
	Малкинская (хол.), скв. 12, ГС, **39	15.48–15.625 (3)	0.09–0.122	0.144–0.197	72.8–76.4	8.56–14.25	12.63–14.76
	ХЗ, ГР	19.6–17.13(5)	0.0018–0.0033	0.011–0.02	9.94–14.26	5.8–11.7	65.27–73
	Кшукская-4, СП, *15	19.6–13.1(1)	<0.001	0.006	0.0	0.57	77.5
	Нижне-Квакчкская - 3, ГС, *16	19.55–13.3 (1)	0.004	0.023	1.80	<0.05	90.85
	Дорожная-1, ГС, *13	19.5–13.1	0.002	0.012	1.8	0.2	84.09
	Усть-Облуквинская-1, СП, *11	18.4–12.33	0.007	0.044	5.4	0.2	91.8
	Схийская-1, ГС, *9	18.4–10.08 (6)	0.003–0.004	0.021–0.025	2.5–3.9	0.0–0.4	80.23–85.74
	Усть-Кисунская, ГР и ГС, *4	17.2–4.6, группа определений					80.62–93.74
	Тваянская [2], ГС	16.1					78
	Карымские источники, проба КР-147, **36	16.15	0.42	0.65	84.9	13.4	0.0024

Таблица 1. Продолжение

Эпохае (подэпоха)	Площадь, структура, месторождение, скважина, источ- ник, вид газа и их номера на схеме	Не-Аг возраст, млн лет (кол-во определений)	Содержание компонентов (об. %)				
			He	Ar	N ₂	CO ₂	CH ₄
1	2	3	4	5	6	7	8
	ХЗ, ГР	14.95–5.68 (65)	0.0012–0.012	0.012–0.118	9.11–25.33	6.3–23.64	62.42–76.97
	Расшоинская, ГР и ГС, *3	14.9–8.5, группа определений					80.13–97.5
	Богачёвская, ГР и ГС, *21	13.8–9.2					69.2–98.89
	К, ГС, *24	13.65	0.0146	0.0012	20.3	0.278	79.1
	Малкинская (хол.), ГС, **39	13.59–6.04 (6)	0.00157–0.044	0.0144–0.449	16.32–78.1	8.55–98.16	0.1194–12.61
	Р, подпочвенный газ, *25	13.51	0.02	0.037	43.29	0.094	55.95
	Кшукская-4, СП, *15	12.65–7.7 (4)	0.001–0.002	0.009–0.018	1–5.4	0.0–0.13	93.46–95.48
	Р, ГС, *25	11.61–5.23 (25)	0.0056–0.0101	0.0020–0.03	25.8–27.04	0.10–0.193	72.81–74.03
	Лигиньинский, ГС, **3	11.5	0.001	0.1	0.6	99.3	0.09
	Нижне-Квакчкская-3, СП, *16	11.5–5 (4)	0.001–0.008	0.014–0.046	1.5–3.4	0.01–0.3	86.54–91.74
	Нижне-Квакчкская-1, ГР, *16	10.35	0.011	0.121	11.1	0.45	87.14
	Кшукская-1, фонтан, *15	10.3	0.001	0.011	1.4	0.95	97.47
	Нижне-Квакчкская-2, СП, *16	9.2–4.6 (2)	0.002–0.009	0.082–0.104	3.0–7.2	0.26–0.4	90.21–95.88
	Озерная, ГС, *5	9.2					92.92
	Нижне-Квакчкская-4, СП, *16	8.8–4.2 (2)	0.001–0.002	0.013–0.026	2.50	0.13	94.22–97.27
	Усть-Олуковинская-1, СП, *11	7.24	0.006	0.095	7.35	0.2	91.08
	Верхне-Низконская, ГС, *6	6.7					81.5
	Карымские источники, проба КР 165, **36	14.79	0.42	0.71	75.8	22.0	0.042
	Карымские источники, проба КТП-36, **36	12.5	0.2	0.4	52.5	46.6	0.05
	Карымские источники, проба КТП-51, **36	12.5	0.03	0.06	9.6	90.1	0.011

Миоценовая, неоген
(позднемиоценовая)

Таблица 1. Продолжение

Эпоха (подэпоха)	Площадь, структура, месторождение, скважина, источ- ник, вид газа и их номера на схеме	Не-Аг возраст, млн лет (кол-во определений)	Содержание компонентов (об. %)				
			He	Ar	N ₂	CO ₂	CH ₄
1	2	3	4	5	6	7	8
Миоценовая, неоген (позднемиоценовая)	Карымские источники, пробы КР-103.223, **36	10.58–11.9 (2)	0.1–0.11	0.21–0.26	29.5–32.3	67–68.8	0.013–0.017
	Карымские источники, пробы КР-99.122, **36	9.85–10.29 (2)	0.26–0.28	0.66–0.68	80.8–82.2	13.0–17.8	0.012–0.062
	Карымские источники, пробы Г-1.5, **36	9.78–9.82 (2)	0.09–0.11	0.23–0.28	30.7–34.2	65.0–68.4	0.009–0.093
	Карымские источники, пробы КР-127, 161, **36	8.82 (2)	0.06	0.017	25.7–28.4	70.1–73.1	0.007–0.023
	Карымские источники, проба КР-163, **36	8.55	0.13	0.39	47.1	51.8	0.091
	Карымские источники, пробы Г-7, АГ-78, **36	8.34–7.14 (2)	0.03–0.06	0.09–0.21	10.7–14.9	84.8–88.3	0.006–0.014
	Карымские источники, пробы КР-90, 105, **36	5.77–6.48	0.07–0.09	0.27–0.39	33–38.3	60.8–66.3	0.005–0.014
	Карымские источники, проба КР-225, **36	5.98	0.11	0.46	57.4	41.4	0.064
	Северо-Клуцкая-2, СП, *15	5.75 (2)	0.001	0.02–0.021	2.2–2.6	0.15–9	85.21–92.89
	Северо-Клуцкая-2, СП, *15	5.75–2.3 (4)	0.001	0.02–0.03	1.4–2.6	0.0–9.0	85.21–98.49
Клуцкая-4, СП, *15	5.75–1.9 (5)	0.0002–0.001	0.02–0.056	1.4–3.30	0.13–1.00	76.04–97.61	
Дорожная-1, ГС, *13	5.75	0.001	0.020	20.2	0.0	66.4	
Нижне-Квакчическая-2, СП, *16	5.75	0.001	0.02	1.9	0.32	96.59	
Нижне-Квакчическая-4, СП, *16	4.06	0.001	0.023	2.2	0.13	93.34	
Средне-Кунжикская-1, СП, *16	4.8–2.3 (3)	0.002–0.006	0.05–0.209	4.3–18.6	0.39–1.1	72.22–89.18	

Таблица 1. Продолжение

Эпоха (подэпоха)	Площадь, структура, месторождение, скважина, источник, вид газа и их номера на схеме	Не-Аг возраст, млн. лет (кол-во определений)	Содержание компонентов (об. %)						
			He	Ar	N ₂	CO ₂	CH ₄		
1	2	3	4	5	6	7	8		
	Соболевская, ГС, *18	4-6						70.64	
	Нижне-Квакчискская-3, СП, 1 – ГР, *16	4.6–1.54 (4)	0.001–0.003	0.025–0.126	2.1–11.2	0.05–0.6		87.6–97.3	
	Усть-Облуковинская-1, СП, *11	3.45–1.54 (2)	0.005–0.011	0.019–0.537	7.1–35.5	0.6–2.5		53.73–88.14	
	Кшукская-1, СП, *15	3.4	<0.001	0.029	5.32	1.55		92.94	
	Кшукская-9, СП, *15	2.8–1.54 (2)	0.001	0.04–0.05	1.3–3.5	0.06–0.16		96.2–98.42	
	Схикийская-1, СП, *9	2.3	0.005	0.167	5.8	0.0		87.12	
	Половинная-2, ГС, *10	2.3	<0.001	0.05	2.78	0.04		93.11	
	Северо-Кшукская-1, СП, *15	2.3–1.54 (2)	<0.001	0.047–0.053	1.4–1.6	<0.05		97.95–98.3	
	Лиманская, ГС, *7	3.45						82.84	
Плиоценчет- вертичная (плиоценовая)	ХЗ, ГР	5.48–1.83 (154)	0.0012–0.003	0.028–0.1365	12.7–20.86	5.54–14.83		61.92–72.72	
	К, ГР, *24	5.498–1.8 (505)	0.0018–0.0056	0.0669–0.227	2.12–13.2	14.9–39.14		53.52–75.68	
	Р, ГС, *25	3.26–2.8 (3)	0.0045–0.0079	0.0214–0.07	26.9–29.02	0.12–0.166		69.22–72.95	
	Малкинская (хол.), ГС, скв. 14, **39	5.28–2.17 (5)	0.0016–0.0093	0.0115–0.225	1.45–2.12	97.3–98.16		0.0213–0.805	
	Малкинская (хол.), ГР, скв. 7, **39	3.83–2.64 (3)	0.002–0.012	0.087–0.36	36.1–38.44	36.8–41.54		21.83–24.641	
	Малкинская (хол.), ГС, скв. 12, **39	2.45	0.044	0.449	78.10	8.55		12.610	
	Источники оз. Витаминного, ГС, **55	2.37	0.0042	0.044	5.57	93.42		0.964	
	Вилочинские источники, ГС, **47	2.74	0.102	0.930	66.42	32.30		0.336, ТУ–0.6	
	Нижне-Киреунские источники, ГС, **16	2.41	0.0397	0.412	98.99	0.026		0.535	
	Нальчевские источники, ГС, **44	3.07–2.31 (3)	0.002–0.116	0.165–1.049	8.4–94.2	5.8–90.8		0.0579–0.6	
Плиоценчет- вертичная (плиоценовая)	Двухурточные и, ГС, **14	2.015	0.0453	0.562	89.51	8.78		1.102	
	Анавайское месторождение, ГС, **23	3.34–2.63 (3)	0.0152–0.028	0.665–1.045	98.4–98.45	0.05–0.40		0–0.937	
	Карымские источники, пробы КР-223.227, **36	4.74–4.62 (2)	0.13–0.17	0.69–0.92	68.9–91.8	5.9–29.1		0.009–0.037	
	Карымские источники, пробы КР-57, КТО-1, **36	4.69–4.17 (2)	0.02–0.03	0.12–0.16	13.3	84.2–86.2		0.015–0.031	
	Карымские ист., ГС, **36	4.05	0.0056	0.44	17.9	78.3		1.7	
	Пийп. ист., КР-189, **37	3.37	0.07	0.52	39.7	58.2		0.05	
	Пийповские ист., пробы КР-179, КО-10, **37	3.33–3.125 (2)	0.04	0.3–0.32	20.5–24.5	74.3–78.1		0.1–0.2	
	Карым. ист., КР-89, **36	3.125	0.02	0.16	13.7	85.9		0.008	
	Пийп. ист., КО-21, **37	3.03	0.04	0.33	23.6	75.4		0.104	
	Карым. ист., КР-102, **36	2.0	0.02	0.025	18.7	80.4		0.013	
Плиоценчет- вертичная (плиоценовая)	Пийп. ист., КО-44, **37	1.94	0.07	0.9	60.9	36.0		0.175	
	Нижне-Озерновское месторождение, ГС, **53	1.89	0.01976	0.261	29.07	2.224		66.16, ТУ–2.2	

Таблица 1. Продолжение

Эпоха (подэпоха)	Площадь, структура, месторождение, скважина, источник, вид газа и их номера на схеме	Не-Аг возраст, млн лет (кол-во определений)	Содержание компонентов (об. %)					
			He	Ar	N ₂	CO ₂	CH ₄	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Плиоценчетвертич- ная (эоплейстоце- новая)	Н-Квакчицкая-3, СП, 1-ГР, *16	1.95–1.15 (4)	<0.001–0.02	0.047–0.29	2.9–14.5	0.08–0.79	79.03–95.92	
	Н-Квакчицкая-2, СП, *16	1.15–0.77	0.001	0.076	3.60	0.18	96.10	
	Кшукская-4, ГС, *15	1.32	0.0027	0.051	2.91	0.32	96.37	
	С-Кшукская-2, СП, *15	1.15–0.77	0.001	0.073	1.50	0.12	93.71	
	Кальдера Ксудач, СП, №9,	1.3158	0.02	0.38	90.73	0.17	0.0191	
	Кшукская-4, СП, *15	1.1–0.77	0.001	0.09	7.0	0.62	87.0	
	Половинная-2, ГР, *10	1.15–0.62 (2)	<0.001	0.101–0.12	2.04–6.8	0.04–0.54	90.91–94.31	
	скв. Круторовская, СП, *12	0.9					91.06	
	Саванские источники, ГС, **50	1.43–0.776 (2)	0.009–0.013	0.227–0.290	20.1–23.7	0.2	74.7–79.1	
	ХЗ, ГР	1.79–0.793 (34)	0.0007–0.0026	0.0795–0.221	10.6–23.47	6.75–21.45	60–69.58	
	К, ГР, *24	1.78–0.876 (26)	0.0015–0.0033	0.134–0.2475	2.85–13.12		62.06–73.58	
	Малкинская, ГС, скв.14, **39	1.84–1.32 (2)	0.0018–0.0020	0.0239–0.0371	2.37–3.70	94.61–96.7	0.653–1.2077	
	Малкинская, ГР, скв.7, **39	1.64–1.31 (3)	0.002–0.0024	0.14–0.176	3.45–38.31	38.38–57.7	20.19–23.967	
	Малки, ГС, скв.15, **39	1.36 (1)	0.0041	0.345	5.03	1.16	0.0169	
	Малки, ГР, скв.19, **39	1.04	0.01	1.107	69.37	28.79	0.727	
	В-Паратунская, ГК-5, ГР, **46	1.7628 (1)	0.021	1.37	97.8	0.03	0.024	
	В-Паратунская, К-88, ГР	1.6755 (1)	0.022	1.51	97.9		0.034	
В-Паратунская, ГК-15, ГР	1.0928 (1)	0.021	2.21	94.5	0.65	0.002		
В-Паратунская, ГК-17, ГР	0.8846 (1)	0.015	1.95	95.2	0.70	0.070		
Верхне-Паратунская, ГК-21, ГР, **46	1.342–0.701 (55)	0.0085–0.0156	1.476–1.768	43.7–86.13	3.21–13.27	0.232–0.60		
Верхне-Паратунская-ГК-15, ГР, **46	1.01–0.707 (8)	0.00427–0.014	1.2724–1.646	57.3–82.27	1.63–3.40	0.027–0.071		
Верхне-Паратунская-ГК-5, ГР, **46	0.957–0.703 (23)	0.0083–0.0137	1.419–1.989	36.25–83.9	6.59–25	0.028–0.14		
Кальдера Ксудач, СП, №9	1.3158	0.02	0.38	90.73	0.17	0.0191		
Кальдера Ксудач, СП, №11	0.9804	0.02	0.51	86.58	0.17	0.0165		
Двуххорточные источники, ГС, **14	1.79 (1)	0.04	0.559	99	0.6	0.4		
Узонские источники, ГС, **35	1.04–0.099 (8)	<0.001–0.001	0.024–0.253	1.8–23.4	70.4–98.2	0.9–7.6		
Быстринские источники, ГС, **24	0.713 (1)	0.01352	0.474	98.52	0.92	0.757		
Коркаваяские источники, ГС, **7	0.788 (1)	0.034	1.078	97.1	0.8	0.2		
Пийповские источники, проба КО-30, **37	1.79	0.04	0.56	33.3	65.2	0.135		
Карымские источники, проба КТО-132, **36	1.39	0.01	0.18	14.7	86.6	0.006		
Пийповские ист., Г-3, КР-70, б/н, КО-136, **37	1.136–0.74	0.02–0.03	0.44–0.86	29.2–47.3	50–69.2	0.031–0.945		

Таблица 1. Продолжение

Эпоха (подэпоха)	Площадь, структура, месторождение, скважина, источ- ник, вид газа и их номера на схеме	Не-Аг возраст, млн лет (кол-во определений)	Содержание компонентов (об. %)					
			He	Ar	N ₂	CO ₂	CH ₄	
1	2	3	4	5	6	7	8	
	Северо-Кшукская-1, СП	0.8–0.5	<0.001	0.151	4.13	0.64	95.15	
	Северо-Кшукская-2, СП	0.8–0.46 (2)	<0.001	0.142–0.16	11–11.8	0.8–3.26	82.7–86.04	
	Дорожная-1, СП и ГС, *13	0.7–0.04 (11)	<0.001–0.002	0.035–1.524	2.5–90.93	0.0–8.9	0.064–85.92	
	Кшукская-4, СП, *15	0.69–0.46	<0.001	0.161	17.93	2.06	80.0	
	Схийская-1, СП, *9	0.11	0.001	0.799	66.4	1.47	28.94	
	Кальдера Ксудач, СП, №7	0.5612	0.011	0.49	90.08	0.42	0.0144	
	Кальдера Ксудач, СП, №10	0.5555	0.01	0.45	90.11	0.32	0.0176	
	Кальдера Ксудач, СП, №8	0.4717	0.01	0.53	89.50	1.47	0.0223	
	Пороговские ист. ГС, **40	0.648	0.007	0.27	24.1	0.6	75	
	Верхняя Паратунка, ГК-5.15, 21.44, ГР, **46	0.699–0.088(682)	0.0013–0.0119	1.1456–2.194	29.1–97.77	1.13–21.36	0.0004–2.293	
	Толыгинские источники, ГС, **52	0.589	0.013	0.552	32.9	12.6	54.5	
	Кехуйские ист., ГС, **43	0.560	0.003	0.134	10.2	89.0	0.3	
	Быстринские ист., ГР, **24	0.570–0.382	0.003	0.605	86.1	13.24	0.0447	
	Н-Киреунские ист., ГР, **16	0.512	0.0225	1.096	77.46	17.84	4.372	
	Малкинские горячие источники, ГС, **39	0.510–0.348 (2)	0.02–0.03	1.436–1.47	94.24–98.5	0.8	0.5	
	Малки., скв.7, ГР, **39	0.493	0.0006	0.14	20.97	62.57	16.3	
	Оксинские ист., ГС, **21	0.466–0.394 (2)	0.0073–0.010	0.465–0.537	53.97–58.0	41.8–45.11	0.151–0.2	
	Саванские источники, ГС, **50	0.457–0.350 (2)	0.004–0.006	0.286–0.321	19.2–27.0	0.8	71.4–77.4	
	Пийп. ист., КО-153, **37	0.44	0.02	1.14	87.8	2.3	0.001	
	В-Чажм. ист., ГС, **34	0.407	0.023	1.414	99.1		0.2	
	Двухорт. ист., ГР, **14	0.396	0.0063	0.395	39.15	59.86	0.591	
	К, ГР, *24	0.363–0.03 (14)	0.0004–0.0042	0.78–1.75	35.2–75.73	16.2–61.37	0.0013–0.221	
	Таловые источники, ГС, **42	0.321–0.188 (15)	0.0067–0.013	0.84–1.045	61.6–90.5	8.39–34.89	0.001–0.374	
	Верхне-Кимитинские источники, ГС, **26	0.298	0.0243	2.037	81.59	16.35	0.0026	
	Ходуткин. ист., ГС, **51	0.288	0.017	1.476	94.9	4.7	0.4	
	К, ГР, *24	0.279–0.244 (2)	0.0008–0.0018	0.33–0.85	36.72–46.9	3.16, 10.66	35.13–50.54	

Плиоценчетвертичная
(плейстоценовая)

Таблица 1. Окончание

Эпоха (подэпоха)	Площадь, структура, месторождение, скважина, источник, вид газа и их номера на схеме	Не-Аг возраст, млн лет (кол-во определений)	Содержание компонентов (об. %)				
			He	Ar	N ₂	CO ₂	CH ₄
1	2	3	4	5	6	7	8
Плиоценчетвертич- ная (плейстоцено- вая)	Верхне-Крерукские ист., ГС, **19	0.235	0.00728	0.774	80.48	18.49	0.248, ТУ-0.2
	Горячереченские ист., ГС, **45	0.224-0.027 (3)	0.001-0.005	0.32-0.92	22.1-66.2	7.6-20.5	0.005-0.5
	Паланские ист., ГС, **6	0.191-0.109 (3)	0.0082-0.011	1.441-1.888	96.6799.67	0.40-0.973	0.419-0.841
	Дранкинские ист., ГС, **5	0.185	0.0094	1.27	96.36	2.357	0.0032
	Налычев. ист., ГС, **44	0.176	0.003	0.425	34.1	69.7	1.9
	С-Мутнов. ист., ГС, **48	0.143	0.001	0.175	9.6	76.9	0.9
	Паланские ист., ГР, **6	0.137-0.027 (3)	0.0017-0.0026	1.118-1.665	42-64.35	33.8-55.34	0.158-0.328
	Говенские ист., ГС, **2	0.115	0.0052	1.129	97.7	1.048	0.11
	Краеведческие источники, ГС, **41	0.114-0.069 (6)	0.001-0.002	0.23-0.54	8.53-27.7	69.2-90.5	0.116-0.68
	Налычевская скв.2, ГС, **44	0.109-0.045 (5)	0.001-0.002	0.459-0.7	29.5-78.5	13.8-68.2	0.337-0.49
	Африканские ист., ГС,	0.105	0.0065	1.545	93.31	1.278	3.862
	Русаковские ист., ГС, **8	0.1	0.0064	1.607	97.81	0.299	0.275
	Б-Киреун. ист., ГС, **24	0.093	0.002	0.539	25.5	67.6	0.5
Саванские ист., подпочвенный воздух, **50	0.088-0.024 (8)	0.001-0.003	0.853-1.025	72.3-89.0	0.4-4.6	<0.1-12.4	
Источники АН, ГС, **38	0.063	0.004	1.599	75.4	3.7	0.5	
К, ГС, **24	0.062	0.0005	0.92	81.89	0.93	0.0002	
Н-Озерновское местор., скв.1, ГР, **53	0.057	0.00246	1.082	70.39	25.48	2.934	
Русаковские ист., ГР, **8	0.035	0.0022	1.566	61.05	37.24	0.131	

Примечание. Данные по газовому составу взяты из отчета Петрова, 1991. *2 - номера названий нефтегазовых структур на схеме; **2 - номера названий метановых или метаносодержащих месторождений и источников термальных (а) или холодных (б) минеральных вод на схеме. ТУ - тяжелые углеводороды, ГР - газ растворенный, ГС - газ свободный, СП - газ спонтанный. ХЗ - станция мониторинга "Хлебозавод", г. Петропавловск-Камчатский, К - Кеткинская площадь, Р - Радлыгинская площадь.

доходит до 10.7%, в Карымских термальных источниках Восточной Камчатки – до 8%. Раннепалеогеновая эпоха газообразования определена только в трех структурах Колпаковского ПНГР с глубин 762–1063 м и 1169–1605 м с содержанием ТУ до 2.94%.

К позднеэоценовой подэпохе принадлежат газы на Кеткинской площади, станции “Хлебозавод” и на 4-х структурах Колпаковского ПНГР. К олигоценовой подэпохе, кроме указанных площадей, относятся газы на 8 структурах Колпаковского ПНГР. Интервалы глубин – от 1073 м до 3003 м, содержание ТУ – до 10.7%. В Центрально-Камчатском прогибе, на той же Долиновской площади, где был получен раннемезозойский газ, при испытании скв. Долиновская-1 в интервале 1549–1733 м из эоценовых отложений получен приток минерализованной воды (дебит = 23.5 м³/сут), насыщенной растворенным газом с возрастом 22–34 млн лет. В другом интервале – с глубин 1348–1370 м и 1577 м получен углеводородный газ с СН₄ – 89.7% с возрастом 33.9 млн лет. Установление здесь, в одной и той же структуре, раннемезозойского и позднепалеогенового газов свидетельствует, с одной стороны, об их значительной вертикальной миграции и глубинности происхождения, а с другой – характеризует эти 2 эпохи, как эпохи максимального сжатия земной коры [Поздеев, 1989, 1990].

Последняя, вероятно, связана с образованием наиболее контрастных эпиорогенных структур, что сближает Центрально-Камчатский прогиб с рифтовой структурой, обеспечивающей связь с подкоровыми флюидами.

К олигоценовой подэпохе относятся свободные углекислые газы, установленные на Укинских источниках. Сюда же относятся углекислые и углекисло-азотные газы (СН₄ ≈ 28.051%) Малкинского месторождения минеральных вод. Повсеместное развитие метановых и метансодержащих газов позднепалеогеновой эпохи подтверждает установленное в Корьякско-Камчатской складчатой области проявление важнейшей эпохи тектоно-магматической активизации, связанной с заложением и развитием наземных вулканических поясов – Западно-, Центрально- и Восточно-Камчатского [Поздеев, 1989, 1990]. Миоценовые подэпохи газообразования в Западно-Камчатской провинции определены в 10 нефтегазоносных структурах, в том числе на Кшукском и Нижне-Квакчикском газоконденсатных месторождениях. Помимо этого в них обнаружены проявления олигоценовых и плиоцен-четвертичных газов.

Промышленные притоки газа и конденсата на Камчатке получены из палеогеновых отложений, а увеличение газирования отмечается при достижении меловых отложений, как например в скв.

Кшукская-12. В Восточно-Камчатской провинции миоценовый газ установлен на Богачевской, Кеткинской и Радыгинской площадях, на станции “Хлебозавод”, в Карымских источниках и на Лигинмынской нефтегазоперспективной структуре (НГПС) Ильпинского полуострова (Олюторская провинция). В данной структуре был обследован [Кудрявцева, 1980] одноименный источник высокоминерализованных (23.35 г/л) вод с запахом керосина и повышенным содержанием Вг, В и J. В источнике преобладает углекислый газ (СО₂ – 99.3%) с возрастом 11.5 млн лет. Помимо основного газового компонента в нем присутствуют и газы метановой группы (в %): СН₄ – 0.09, С₂Н₆ – 0.007, С₃Н₈ – 0.006, что свидетельствует о присутствии в глубинных горизонтах нефтяной залежи [Кудрявцева, 1980].

По данным наших расчетов в Укинских источниках определен миоценовый углекислый газ с содержанием метана 0.26%. В Центрально-Камчатской провинции и на Малкинском месторождении холодных минеральных вод определен миоценовый углекисло-азотный газ, но с присутствием метана до 12.61%.

В возрастном отношении газопроявления полуострова разновозрастные как с формирующимися наземными вулканическими поясами Центрально- и Восточно-Камчатского вулканических поясов, так и с развитием миоценового Олюторского пояса, расположенного на севере Камчатки [Поздеев, 1989, 1990].

Плиоцен-четвертичная эпоха определяется максимальным количеством датировок во всех провинциях Камчатки, что подтверждает геологическую молодость месторождений нефти и газа, характерную для Урало-Поволжской нефтегазоносной провинции [Аширов и др., 2000]. В качестве примера молодой (в том числе и современной) углеводородной генерации можно привести Урало-Эмбинский район, где залежи нефти наблюдаются в коллекторах четвертичного возраста. Помимо этого, в Азербайджане и Туркмении установлены нефтяные и нефтегазовые залежи, приуроченные к отложениям верхнего плиоцена, а месторождения асфальтенов – к четвертичным отложениям. Следующим наглядным примером современной углеводородной генерации являются грязевые вулканы Крымско-Кавказской и Азербайджано-Копетдагской провинций, многократные огненные извержения которых фиксировались очевидцами в недавнем прошлом [Аширов и др., 2000]. Все эти данные свидетельствуют о продолжающейся генерации нефти и газа и указывают на их связь с глубинными вулканическими процессами.

Плиоценовые горючие газы Западно-Камчатской провинции установлены в 10-ти, эоплейстоценовые – в 5-ти, а плейстоценовые – в 4-х струк-

турах одноименного НГБ. Хорошо известны в провинции углекислые и азотные газы с повышенным содержанием в них метана. В источниках и месторождениях термальных и холодных минеральных вод Центрально-Камчатской провинции содержание метана в растворенном плиоценовом газе достигает 24.6% (Малкинское месторождение холодных вод). Содержание CH_4 в свободных азотных газах этой провинции доходит до 0.757% (Анавгайское месторождение термальных вод, термальные источники: Апачинские, Коркаваямские, Двухюрточные и Быстринские). Современные газы определены в Русаковских, Дранкинских, Паланских, Двухюрточных, Больших Киреунских, Нижне-Киреунских, Оксинских, Верхне-Крерукских, Верхне-Кимитинских и ряде других источников. В Анавгайском месторождении термальных вод содержание метана в современном газе доходит до 4.372%. Приоритетность в составе современных газов Камчатки имеют углекислые и азотные газы.

В Восточно-Камчатской провинции плиоценовые горючие газы отмечены на Кеткинской, Радыгинской площадях и на станции мониторинга “Хлебозавод”, а азотные и углекислые газы с содержанием метана до 0.9–1.7% – в источниках Карымских, Вилочинских, Налычевских и озера Витаминное. Эоплейстоценовые горючие газы присутствуют на станции мониторинга “Хлебозавод”, на Кеткинской площади и в Саванских источниках, а азотные и углекислые газы того же возраста, содержащие метан до сотых и десятых долей процента – в Верхне-Паратунских скважинах, а также в Начикинских, Карымских и Пийповских источниках. В последних содержание CH_4 на фоне долей процента в отдельных пробах достигает 41.9 и 54.64% [Рожков и др., 2001].

Плейстоценовые газы этой провинции определены в термальных источниках: Саванских ($\text{CH}_4 = 71.4\text{--}77.4\%$), Поротовских ($\text{CH}_4 = 75\%$), Голыгинских ($\text{CH}_4 = 54.5\%$), Лево-Авачинских ($\text{CH}_4 = 36.2\%$) и на Кеткинской площади ($\text{CH}_4 \approx 50\%$). Азотный и углекислый газ того же возраста с содержанием в них метана до десятых долей и первых единиц процентов определен в термах: Говенских, Африканских, Нижне-Щапинских, Верхне-Чажминских, Узонских, Дзэндзурских, Академии Наук, Налычевских, Горячереченских, Таловых, Краеведческих, Кехкуйских, Начикинских, Больше- и Мало-Баннских, Нижне- и Верхне-Паратунских, Северо-Мутновских, Ходуткинских и Ункановичских.

В итоге установлено, что именно плейстоценовые газы в крайней юго-западной части Восточно-Камчатской нефтегазоносной провинции (особенно на ее сочленении с южным окончанием Западно-Камчатской провинции) имеют наиболее тесную связь с современным вулканизмом и гид-

ротермальной деятельностью. Большей частью это касается Озерновских, Нижне-Озерновских источников и Кошелевского месторождения гидро- и парогидротерм в Паужетско-Кошелевском геотермальном районе.

Газоносность Паужетско-Кошелевского геотермального района. На Кошелевском месторождении геотермального района развиты преимущественно углекислые гидро- и парогидротермы с преобладанием пара и сульфатным конденсатом, сложным газовым и переменным химическим составом теплоносителя. На естественных термальных площадках конденсат пара образует бессточные кипящие водоемы сульфатно-аммонийного состава. В основном конденсат пара из скважин месторождения имеет гидрокарбонатно-сульфатный или сульфатно-гидрокарбонатный состав. Практически во всех конденсатах ионы хлора и аммония, что говорит о глубинности их происхождения и высоких температурах в недрах месторождения. Помимо указанных компонентов, в составе конденсатов присутствуют и другие, такие как бор и сера, повышенные значения которых, по мнению некоторых исследователей, также говорят о глубинности их генезиса.

При разведке Кошелевского месторождения парогидротерм в конденсатах пара из скважин было обнаружено присутствие нефти. В составе углеводородов здесь было выявлено более 30 компонентов, среди которых установлен целый ряд ароматических соединений, в том числе весьма сложных, таких как фенантрен и антрацен ($\text{C}_{14}\text{H}_{10}$) [Фролов и др., 1999].

В парагазовых струях Нижне-Кошелевского термального поля этого месторождения обязательной составной частью газа является CH_4 и его гомологи. Минимальный дебит углеводородных газов парагазовых струй составляет 13 л/с. Здесь выделяются 3 типа метановых газопроявлений: свободный газ, газо-водяная смесь и газовая примесь к паровой продукции (все продуктивные скважины). Компоненты газового состава те же, что и на термальных площадках. Составы газа на разных флангах этого термального поля отличаются по содержанию основных компонентов. Так, в центральной части поля главным компонентом является углекислый газ – 84.65–94.24 об. %, затем метан – 2.8–6.86%, азот – 1.58–7.05% и сероводород – до 1.34%. В западной части количество метана достигает 15.18–67.29%, углекислого газа – 3.54–68.5%, азота – 11.62–40.8%. Помимо этого здесь же, на разных глубинах, выявлено наибольшее разнообразие тяжелых углеводородов, вплоть до C_7H_{12} (на наибольшей глубине опробования – 1200 м).

Таким образом, западный фланг Нижне-Кошелевского участка месторождения является

наиболее перспективным для разведки и получения горючего газа.

Наиболее надежным критерием генетической связи источника питания гидротерм с современной дегазацией мантии, по мнению [Валяев, 1997], является соотношение изотопов гелия $^3\text{He}/^4\text{He}$. На Нижне-Кошелевском участке Кошелевского месторождения соотношение $^3\text{He}/^4\text{He}$ составляет $0.87-1.07 \cdot 10^{-5}$, что, в свою очередь, определяет относительно высокое содержание ^3He , указывающее на возможную связь метаносодержащих гидротерм с мантией.

В составе газов Кошелевского месторождения метан присутствует почти во всех пробах и постоянно сопровождается его тяжелыми гомологами (табл. 2, 3). Из данных таблиц наглядно видно, что повышенные значения метана наблюдаются в скв. 6, 9 и особенно в скв. 3П, где он играет ведущую роль вместо углекислого газа. Ему здесь сопутствуют 8 разновидностей тяжелых углеводородов, вплоть до C_7H_{12} . Выделяющийся на месторождении газ воспламенялся (при поджоге) на устье некоторых скважин. Дебит газо-водяной смеси в них достигал $0.5 \text{ м}^3/\text{сут}$ при содержании CH_4 — 18.54–36.3% от общего объема газа (процент газа в смеси визуально составлял в момент отбора пробы 80–90% — опробовался влажный газ), что позволяет ориентировочно оценить дебит CH_4 из отдельных скважин в 80–165 л/с. Возможной причиной такой дифференциации газа по содержанию CH_4 в пределах одного участка является разница температур в его центре и на периферии (на абсолютной отметке 0 м — 250 и 50°C), благодаря которой в центре при более высоких температурах CH_4 окисляется с образованием CO_2 и H_2O ².

Помимо Кошелевского месторождения метановый газ также сопутствует гидро- и парогидротермам других месторождений Паужетско-Кошелевского геотермального района. Так, общий газовый состав термоминеральных вод Озерновского месторождения — метаново-азотный (CH_4 — 20–31%, N_2 — 62–80%), а Нижне-Озерновского (где определен плейстоценовый газ) — азотно-метановый (CH_4 — 55–66%, N_2 — 29–37%).

Таким образом, на примере Паужетско-Кошелевского геотермального района можно отметить, что углеводородная газогенерация здесь связана отнюдь не с мобилизацией растворенного органического вещества осадочных пород, хотя некоторая доля его привноса не исключена, а с глубинными (мантийными) источниками вулканизма.

² Писарева М.В., Судакова И.А., Нажалова И.Н. и др. Отчет о поисковых работах, проведенных на Нижне-Кошелевском месторождении парогидротерм в 1975–1984 гг. Фонды ФГУ “ТФИ по Камчатскому краю. Инв. № 4752. 1984 г.

Особенности генезиса и динамики газообразования. В горючих газах всех провинций Камчатки происходит закономерное уменьшение гелий-аргонового количественного отношения от единицы в газах раннемеловой эпохи до десятых долей — позднемеловой и раннепалеогеновой эпох и до сотых, тысячных и десятитысячных долей в газах неотектонической эпохи. В то же время наблюдается закономерное увеличение суммы аргона, криптона и ксенона от сотых долей процента в газах позднемеловой эпохи и до десятых долей и целых единиц объемных процентов в газах неотектонической эпохи. С глубиной в углеводородных газах всех эпох повышается содержание ТУ от миоценового к низам палеогенового и к меловому периоду.

Содержание ТУ в раннемеловом газе повышается в интервале глубин 1397–2262 м от 0.263 до 1.1–6.1%, в позднемеловом — в интервале глубин 250–2175 м от 1.2 до 10.7%. Раннепалеогеновый газ в интервале глубин 762–1605 м содержит ТУ от 0.01 до 2.94%. В позднепалеогеновом газе содержание ТУ в интервале глубин 1073–3003 м составляет от 3.03 до 10.7%, в миоценовом газе (Нижне-Квакчикское месторождение) оно увеличивается в интервале глубин от 1142 до 2640 м соответственно от 0.06 до 11.25%, на Кшукском — в интервале глубин от 1159 до 1477 м от 0.66 до 20.15%. Подобное явление по увеличению ТУ в миоценовом газе с глубиной наблюдается в других структурах Западно-Камчатской провинции.

Горючий газ плиоцен-четвертичной эпохи также характеризуется увеличением содержания ТУ с глубиной (Кшукское месторождение — от 0.016 до 20%, Нижне-Квакчикское — от 0.03 до 4.6%, Средне-Кунжикское — от 3.79 до 6.79%, Северо-Кшукская структура — от 0.08 до 16.9% и т. д.). И только на более глубоких горизонтах (3578–3620 м — Северо-Кшукская-2) в “молодом” газе (5.75–0.46 млн лет) вновь отмечено уменьшение содержания ТУ до 0.19%. Это объясняется дальнейшим повышением температуры, когда генерируется изотопно-тяжелый метан с очень низким содержанием ТУ [Лобков, Кудрявцева, 1986]. Глубинность происхождения и вертикальная миграция газа подтверждаются изотопными исследованиями углерода метана газов из нефтяных и газовых месторождений Тихоокеанского подвижного пояса. Здесь установлено, что основная масса этих газов с повышенным количеством ТУ генерировалась на глубинах 6–9 км при температурах 180–270°C, а наиболее изотопно-тяжелые углеводороды характерны для месторождений Камчатки и Австралии [Кудрявцева и др., 1986; Лобков, Кудрявцева, 1986].

Изменение содержания ТУ с глубиной согласуется с результатами геохимических исследований многих нефтегазоносных регионов. В

Таблица 2. Состав проб газа (об. %) из источников и скважин Кошелевского месторождения парогидротерм, отобранных в период с 1971 по 1973 гг.

Наименование пробы, условия отбора	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₈	C ₅ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₂
2-К, общий газ	84.65	7.05	6.86	0.47							
2-К, спонтанный газ	94.24	1.58	2.8	0.16							
3-П, глубина 100 м	31.8	24.9	38.7	1.88	0.67						
3-П, глубина 200 м	25.7	25.3	44.4	1.98	0.62						
3-П, глубина 300 м	25.46	30.2	38.0	1.91	0.73						
3-П, глубина 1200 м	20.4	30.2	45.9	2.21	0.33	0.029	0.003	0.01	0.014	0.011	0.0086
Верхне-Кошелевские источники	73.3	16.2	6.65	0.33							
Верхне-Кошелевские источники	87.57	6.60	3.18	0.20							
Верхне-Кошелевские источники	89.3	8.64	0.93	следы							
Верхне-Кошелевские источники	86.85	5.47	4.55	0.28	0.08						
Сивучинские источники	93.53	3.11	2.0	0.22							
Нижне-Кошелевские источники	2.55	74.0	0.16	следы							
Нижне-Кошелевские источники	80.2	13.2	2.95	0.23	0.07						
Нижне-Кошелевские источники	63.43	20.9	4.44	0.55							
Нижне-Кошелевские источники	11.54	64.2	1.72	0.06							

Примечание. Пробы отобраны Кошелевской партией Паратунской гидрогеологической экспедиции Камчатского производственного геологического объединения на стадии поисковых работ и выполнены в лаборатории Института вулканологии ДВО РАН за исключением пробы 3-П – в МГРИ.

соответствии с этими данными [Валяев, 1997] в верхней части разреза до 500–1500 м генерируются биохимические изотопно-легкие газы ($\delta^{13}\text{C}$ от -90 до -55 ‰) с содержанием гомологов метана тяжелых УВ C₂-C₄ не более 0.1%. В средней зоне разреза (термокаталитических процессов) до глубины 5–7 км генерируются нефть, газоконденсаты и “жирные” газы с высокими содержаниями ТУ (до десятков %). Глубже, в еще более жестких условиях, генерируются термогенные (метаморфогенные) сухие газы с $\delta^{13}\text{C}$ от -35 ‰ с незначительным содержанием ТУ. Метан со значениями $\delta^{13}\text{C}$ от -55 ‰, свойственными биохимическим газам, встречается в залежах не только до глубины 500–1500 м, но и до 4500 м [Валяев, 1997].

Изотопно-легкие (по водороду метана) газы встречаются и на слишком большой (до 4.6 км) для биохимических газов глубине. Более того, содержание в них ТУ нередко составляет даже не десятые доли, а целые %, что никак не соответствует биохимическому генезису этих газов. Из литературных данных известно [Лобков, Кудрявцева, 1986], что в бассейне Ниигата (Япония) газы с изотопно-легкими значениями $\delta^{13}\text{C}$ метана (биохимического диапазона) в свою очередь сопровождаются повышенными мантийными отношениями $^3\text{He}/^4\text{He}$, в связи с чем им приписывают к магматический генезис. В другой части нашей планеты, на Канадском щите содержания гомо-

логов метана и гелия достигают значений не только десятых долей, но и первых процентов. Вероятнее всего здесь газы можно ассоциировать с эндогенными рудными месторождениями [Валяев, 1997].

Как известно, органическое вещество имеется в месторождениях ртути, золота, железа, меди, полиметаллических и других, но наибольшее его количество установлено в продуктах гидротермальной деятельности [Бескровный, 1970; Бескровный и др., 1970; Товарова, 1960].

Тесная связь углеводородов с гидротермальными рудными месторождениями и современными гидротермами доказана в различных районах земного шара, в том числе на Камчатке [Бескровный, 1970; Бескровный и др., 1970; Валяев, 1997; Голева, 1970; Карпов, 1991; Меняйлов, 1970; Флоровская и др., 1970]. Именно в Камчатском регионе, в районе Узонской гидротермальной системы установлена тесная связь между нефтью, поступающей с флюидами и битумоидами современных отложений, и рудной минерализацией [Бескровный и др., 1970]. В газовых пробах, отобранных в кальдере Узон, определены высокие содержания метана, тяжелых углеводородов и высокие концентрации тяжелых металлов [Меняйлов, 1970]. Перенос металлов (в виде металлоорганических соединений) в гидротермальной системе осуществляется посредством напорных, обогащенных H₂S, растворов хлоридно-натриевого состава

Таблица 3. Состав проб газа (за вычетом воздуха по N₂/O₂, об. %) из термальных источников и скважин Нижне-Кошелёвского участка месторождения, отобранных в период с 1976 по 1981 гг.

Наименование пробы, условия отбора, температура (t°С)	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	R _n , эман
Источник № 2, кипящий водоем, t = 93°С	63.92	17.5	17.98	0.42	0.01		0.05			
Источник № 3, кипящая воронка, t = 93°С	76.70	5.59	17.06	0.35	0.104		0.049			
Источник № 1, кипящая воронка, t = 92°С	75.76	9.26	13.25	0.25	0.062		0.032			
Теплое озеро, спонтанный газ, t = 24°С	70.31	13.1	14.64	0.310	0.070		0.043			650
Паровая струя в холодном ручье	72.31	11.50	15.51	0.361	0.080		0.050			750
Скв. 1, в головке, t = 96°С	73.28	11.5	14.21	0.32	0.071		0.040			120
1004, скв. 3П	6.54	27.6	66.54	0.127	0.52	0.52	0.245			
1012, скв. 3П	5.94	25.5	67.29	1.27	0.42		0.212			
Скв. 3П	6.41	24.7	66.85	1.410	0.350	0.022	0.17			2.4
Проба №-1001, скв. 6, забор с глубины 618.8 м через сепаратор	47.07	14.4	36.30							
Проба №-1002, скв. 6, забор с глубины 618.8 м через сепаратор	54.55	11.1	31.55	0.88	0.206		0.060	0.003	0.001	
Проба №-1003, скв. 6, забор с глубины 618.8 м из вентиля	53.78	14.5	29.75							
Скв. 9	66.64	14.0	15.95	0.73	0.24		0.063	< 0.01		
Скв. 9	64.80	15.0	16.63	0.74	0.20		0.048	< 0.01		
Скв. 9	68.50	13.1	15.18	0.77	0.23		0.06	0.017		
Скв. 9	67.84	11.6	17.85	0.74	0.20		0.033	< 0.01		
Проба №-1019, скв. 10	86.37	6.31	3.93	0.40	0.43		0.013	0.013		

Примечание. Первые 6 проб отобраны Институтом вулканологии ДВО РАН, остальные – Кошелёвской партией Паратунской гидрогеологической экспедиции Камчатского производственного геологического объединения. Анализы газов выполнены в лаборатории Института вулканологии ДВО РАН, аналитик В.В. Шапарь; гомологи метана – в Геолого-геофизической экспедиции (г. Елизово), аналитик С.В. Васина; газокоротающая станция АКС-4Ц в скв. 9, 10 – в Институте космических исследований (п. Паратунка), аналитик К.С. Марин.

и близнейтральной реакции [Бескровный и др., 1970].

До настоящего времени большинство специалистов придерживается теории органического происхождения нефти. Считается, что формирование месторождений нефти и газа происходит преимущественно за счет углеводородов, генерированных из растворенного органического вещества осадочных пород на разных стадиях их катагенеза. Безусловно, доказательство биогенеза нефти является бесспорным. Но, существуют многочисленные работы, где показано, что имеет право на существование абиогенная теория происхождения нефти и газа. Так, не случайно отмечено сходство состава ароматических углеводородов ряда нефтей Камчатки (Богачевское месторождение, кальдера Узон) с таковыми в других местах Тихоокеанского региона: Сахалина, Японии, Тайваня и Индонезии, в формировании которых значительную роль играют процессы вулканизма [Лобков, Кудрявцева, 1986]. Сравнительный анализ гуминовых кислот и аминокислот сахалинских нефтей, пепла вулкана Тятя (остров Кунашир) и донных осадков

Охотского моря указывает на их последовательную генетическую связь: вулканический пепел – донные осадки – нефть [Подклетнов, 1982].

Исследованиями [Мархинин, 1980] установлено, что большая часть вулканических газов и пеплов, поставляемая на поверхность Земли, была растворена в воде, и что именно за счет вулканических газов происходит на Земле быстрый рост органического вещества.

Расчеты некоторых исследователей [Валяев, 1997] показывают, что нефтегазонакопление – всего лишь мелкий побочный процесс на фоне гораздо более масштабного (во многие тысячи раз) процесса глубинной углеводородной дегазации Земли.

Приведенные нами данные по Камчатке о тесной связи углеводородной газогенерации с глубинными процессами, выраженными на поверхности вулканизмом, гидротермальной деятельностью, землетрясениями, свидетельствуют в пользу этих расчетов.

Глубинное происхождение и тесная связь с вулканизмом метановых и метансодержащих га-

зов подтверждается, кроме рассмотренных Паужетско-Кошелёвского и других геотермальных районов, еще на целом ряде вулканов, месторождений и газопроявлений подземных вод Камчатки. Так, в выходах Нижне-Опальских минеральных источников, расположенных в древней кальдере вулкана Опала, наблюдались повышенные количества метана [Меняйлов, 1970]. В другом вулканическом районе — в кальдере Заварицкого (Курильские острова), в одной из проб газа, взятой в условиях, исключающих возможность притока воздуха извне (отобран газ, “пробулькивающий” через воду озера вблизи от берега), содержание CH_4 составляет 1.14 вес. %. Полное отсутствие кислорода в анализируемой пробе исключает примесь воздуха. Поскольку озеро в кальдере безжизненно, то можно предполагать, что метан имеет вулканическое происхождение [Товарова, 1960]. Затем в вулканическом материале (пеплы и шлаки), отобранном при извержении вулканов Тятя (остров Кунашир) и Толбачик (Камчатка), были установлены количества метанового газа и его производных [Мархинин, 1985]. На Южном прорыве Большого трещинного Толбачинского извержения (БТТИ, Камчатка) содержание углеводородов в общем объеме отобранного “сухого” газа не превышало 1%, в отличие от такового (7.4%) в Северном прорыве.

По-видимому, в сложной смеси вулканических газов, метан и другие углеводороды играют важную роль при синтезе сложных органических соединений.

Глубинные источники нефти и газа по [Симоненко, 1988; Юркова, 2001] предстают как восстановительные флюиды, преобразованные в ультраосновной среде (при глубинной серпентинизации гипербазитов) и законсервированные в виде скоплений углеводородов на глубинах 40–50 км во флюидопорах серпентинитовых слоев литосферной мантии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Состав и возраст газов свидетельствуют о высокой нефтегазоперспективности миоценового, особенно палеогенового и мелового разрезов. Это подтверждается и увеличением степени газиремости с глубиной ряда скважин при достижении ими меловых отложений, например, в скважине 12 на Кшукском месторождении. Наиболее перспективны площади с четким закономерным увеличением содержания ТУ с глубиной при сочетании в них газов разных эпох, свидетельствующие о вертикальной миграции газов и закрытости структур.

Глубинность происхождения и вертикальная миграция газа подтверждаются, в свою очередь, изотопными исследованиями углерода метана га-

зов из нефтяных и газовых месторождений Тихоокеанского подвижного пояса, в том числе и на Камчатке.

Основной объем нефтегазопроисловых работ в настоящее время проведен в Западно-Камчатской провинции, где обосновано выделение одноименного нефтегазоносного бассейна. Не менее ценен здесь и конденсат уже известных месторождений в связи с возможностью его использования для получения прямогонного бензина, как топлива для дизельных двигателей и сырья для производства ракетного топлива.

В отношении углеводородного сырья следует отметить еще более высокие перспективы на нефть и газ шельфа Охотского моря, прилегающего к упомянутому нефтегазоносному бассейну, куда продолжают поступать нефтегазоносные структуры. По сейсморазведочным и гидрогеохимическим данным бассейн Охотского моря относится к потенциально газогидратоносной акватории, где газогидратообразование, как фактор концентрации газа, создает дополнительные предпосылки для формирования относительно малоглубинных скоплений углеводородов [Верба и др., 1989].

Первые пробуренные скважины в Центрально-Камчатской провинции показали разновозрастную газонасыщенность эоценового разреза Центрально-Камчатского прогиба [Кудрявцева и др., 1986]. Наличие в пределах этой структуры глубоко погруженного мелового складчатого основания и большой мощности кайнозойского туфогенно-осадочного разреза создает благоприятные условия для формирования углеводородных залежей.

Следует учитывать наличие залежей углеводородного сырья в Восточно-Камчатской провинции, особенно в давно известной и незаслуженно брошенной Богачевской площади, и недавно выделенной Авачинской газонасыщенной депрессии (Кеткино и Радыгино) [Поздеев и др., 1999; Поздеев, 2003]. По данным [Валяев, 1997], в примыкающей к Камчатке с северо-востока южной глубоководной (более 3.5 км) части Берингова моря (Командорская перспективная нефтегазоносная провинция), в результате сейсмических исследований выявлено около 12 тысяч структур. В свою очередь с ними ассоциируются скопления насыщенных углеводородами газогидратов (26 трлн м^3) и подгидратных скоплений свободного (горючего) газа (5.6 трлн м^3).

Имеющиеся данные позволяют по-новому подходить к оценке углеводородного потенциала всех трех провинций Камчатки и прилегающего шельфа.

Проведенные нами расчеты He-Ar возраста горючих и метансодержащих газов свидетельствуют о длительности формирования углеводородных залежей в благоприятных структурных обстанов-

ках, что свидетельствует о высоких перспективах и восполнимости этого вида сырья. Именно многократная восполнимость запасов нефти и газа и незавершенность их формирования подтверждается данными [Аширов и др., 2000].

Для Камчатки факт продолжающегося формирования и восполнимости залежей углеводородов имеет особую значимость, учитывая частые, повторяющиеся условия приоткрытия разломов во время землетрясений и вулканических извержений.

Рассмотренная нами углеводородная газогенерация недр Камчатки, имеет важное генетическое значение, поскольку свидетельствует в пользу ее связи с глубинной дегазацией Земли [Валяев, 1997].

Для расшифровки как сопутствующей, так и предшествующей этим процессам связи, в частности, с вулканизмом, гидротермальной деятельностью и глубинными процессами, газоносные месторождения и проявления подземных вод Камчатки могут служить идеальными полигонами для проведения мониторинга геологической среды, одними из основных параметров изучения которой могут быть УВГ. В этом отношении наиболее актуально отслеживание поведения соотношения изотопов гелия (в первую очередь для оценки глубинности), гелия и аргона (для определения возраста газов и прогноза землетрясений), метана и его гомологов и динамики содержания глубинных компонентов — В, Cl, NH₄ и S.

Авторы благодарны д.г.-м.н. А.С. Фомину, к.г.-м.н. Г.И. Аносову и к.г.-м.н. Г.П. Яроцкому за ряд полезных замечаний, касающихся проблемы связи углеводородной газогенерации Камчатки с вулканизмом и гидротермальной деятельностью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л.* Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области // Известия Самарского научного центра РАН. 2000. Т. 2. № 1. С. 166–173.
- Бескровный Н.С.* О парагенезисе нефти с минералами ртути // Современные минералообразующие растворы: Тез. докл. Петропавловск-Камчатский: ИВ СО АН СССР, 1970. С. 65–66.
- Бескровный Н.С., Главатских С.Ф., Лебедев Б.А. и др.* Металлы и нефть в гидротермальных растворах кальдеры Узон // Современные минералообразующие растворы. Тез. докл. Петропавловск-Камчатский: ИВ СО АН СССР, 1970. С. 21–22.
- Валяев Б.В.* Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений // Геология нефти и газа. 1997. № 9. С. 30–37.
- Верба В.Г., Гинсбург Г.Д., Грамберг И.С. и др.* Газовые гидраты и проблема нефтегазоносности глубоководных акваторий (на примере Северо-Западной Пацифики) // Тектоника, энергетические и минеральные ресурсы Северо-Западной Пацифики. Т. 1. Хабаровск: ИТиГ ДВО АН СССР, 1989. С. 137–138.
- Голева Г.А.* Геохимические особенности распределения и миграции рудных компонентов в современных гидротермах // Современные минералообразующие растворы: Тез. докл. Петропавловск-Камчатский: ИВ СО АН СССР, 1970. С. 20–21.
- Карпов Г.А.* Субповерхностное ртутно-сурьмяно-мышьяковое оруденение и метасоматоз в современных вулканогенных гидротермальных системах / Автореф. дисс. ... доктора геол.-минерал. наук. Владивосток: ДВГИ, 1991. 52 с.
- Крайча Я.* Газы в подземных водах. М.: Недра, 1980. 280 с.
- Кудрявцева Е.И.* Гидрогеологические условия перспективно нефтегазоносных районов Камчатки // Геология и нефтегазоносность Камчатки. Л.: ВНИГРИ, 1980. С. 85–97.
- Кудрявцева Е.И., Козьянин В.К., Авдеев А.С.* Газогидрохимические критерии нефтегазоносности Колпаковской впадины Западной Камчатки // Гидрогеологические критерии нефтегазоносности локальных структур и зон нефтегазоаккумуляции. Л.: ВНИГРИ, 1986. С. 3–43.
- Кузьмин Ю.Д., Рябинин Г.В.* Мониторинг газового состава и гидрохимических параметров гидротермально-магматических систем // Геотермальные и минеральные ресурсы областей современного вулканизма. Петропавловск-Камчатский: Изд-во "Оттиск", 2005. С. 328–342.
- Лобков В.А., Кудрявцева Е.И.* Изотопный состав углерода метана газов нефтяных и газовых залежей Тихоокеанского подвижного пояса, как критерий глубины образования углеводородов // Гидрогеологические критерии нефтегазоносности локальных структур и зон нефтегазоаккумуляции. Л.: ВНИГРИ, 1986. С. 152–157.
- Мархинин Е.К.* Вулканы и жизнь. М.: Мысль, 1980. 198 с.
- Мархинин Е.К.* Вулканизм. М.: Недра, 1985. 288 с.
- Меняйлов И.А.* Гидротермальные газы Камчатки // Современные минералообразующие растворы: Тез. докл. Петропавловск-Камчатский: ИВ СО АН СССР, 1970. С. 19–20.
- Пилипенко Г.Ф., Разина А.А., Фазлуллин С.М.* Гидротермы кальдеры вулкана Ксудач // Вулканология и сейсмология. 2001. № 6. С. 43–57.
- Подклетнов Н.Е.* Вулканизм и нефтеобразование // Вулканология и сейсмология. 1982. № 1. С. 99–106.
- Поздеев А.И.* Тектоническая эволюция и минерально-энергетические ресурсы Корякско-Камчатской области // Тектоника, энергетические и минеральные ресурсы Северо-Западной Пацифики. Т. 1. Хабаровск: ИТиГ ДВО АН СССР, 1989. С. 123–124.
- Поздеев А.И.* Вулканические эпохи и вулканические пояса Корякско-Камчатской области и их металлогения // Принципы прогнозирования эндогенного оруденения в Восточно-Азиатских вулканических поясах СССР. М.: Недра, 1990. С. 266–276.
- Поздеев А.И.* Углеводородная газогенерация Авачинской депрессии Камчатки, ее перспективы и связь с

- сейсмичностью // Вулканология и сейсмология. 2003. № 6. С. 44–54.
- Поздеев А.И. Эпохи углеводородной газогенерации Западной Камчатки и перспективы освоения углеводородного сырья // Экономические, правовые и экологические проблемы Охотского моря и пути их решения. Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2004. С. 212–216.
- Поздеев А.И., Евтухов А.Д., Хаткевич Ю.М., Рябинин Г.В. Углеводородная газогенерация Авачинской депрессии // Геология и полезные ископаемые Камчатской области и Корякского автономного округа. Петропавловск-Камчатский: КАМШАТ, 1999. С. 83–85.
- Проблемы геохимии природных газов. М.: Гостоптехиздат, 1950. 180 с.
- Разуваев Г.А., Грибов Б.Г., Домрачев Г.А., Саламатин Б.А. Металлоорганические соединения в электронике. М.: Наука, 1977. 480 с.
- Рожков А.М., Фазлуллин С.М., Марков И.А., Шапарь В.Н. Газы гидротерм Карымского вулканического центра // Вулканология и сейсмология. 2001. № 6. С. 58–67.
- Симоненко В.Ф. Первичная миграция углеводородов в водорастворенном состоянии и их начальная аккумуляция // Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. Обзорная информация ВИЭМС МГ СССР. М.: ВИЭМС, 1988. С. 1–34.
- Товарова И.И. Фумарольная деятельность в кальдере Заварицкого // Бюл. вулканол. станций. 1960. № 30. С. 50–54.
- Флоровская В.Н., Пиковский Ю.И., Теплицкая Т.А. Современные минералообразующие растворы: Тез. докл. Петропавловск-Камчатский: ИВ СО АН СССР, 1970. С. 65–66.
- Фролов Ю.Ф., Коляда А.А., Поздеев А.И., Павлова Л.Е. Карта полезных ископаемых Камчатской области масштаба 1 : 500000. Каталог месторождений, проявлений, пунктов минерализации и ореолов рассеяния полезных ископаемых. СПб.: ВСЕГЕИ, 1999. 563 с.
- Юркова В.М. Серпентинизация ультрабазитов как источник углеводородов в предостроводужных палеозонах // Сборник докл. 7-ой Международной конференции по тектонике плит им. Л.П. Зоненшайна. Москва, 30–31 октября 2001 г. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2001. С. 496–499.

Hydrocarbon Generation in the Interiors of Kamchatka and Its Relationship to Volcanism and Hydrothermal Activity

A. I. Pozdeev^a and A. G. Nikolaeva^b

^a Kamchatka Branch, Territorial Archive of Geological Information for the (Russian) Far East Federal Okrug, ul. Beringa 108, Petropavlovsk-Kamchatskii, 683016 Russia; e-mail: kamtfgi@kamchatka.ru

^b Institute of Volcanology and Seismology, Far East Branch, Russian Academy of Sciences, bul'var Piipa 9, Petropavlovsk-Kamchatskii, 683016 Russia

Abstract—This paper considers oil-and-gas provinces and the epochs of hydrocarbon generation in Kamchatka. We distinguish the following epochs of hydrocarbon generation: the Early Mesozoic, the Early Cretaceous, the Late Cretaceous, the Early Paleogene, the Late Paleogene, the Miocene, and the Pliocene–Quaternary. We emphasize the fact that all gas generation epochs were related to deep processes, including volcanism and hydrothermal activity.