

УДК 553.982.061.33

В.А. Краюшкин<sup>1</sup>

## ПРИРОДА СВЕРХГИГАНТСКИХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

*В свете многих данных, касающихся сверхгигантских нефтегазовых скоплений Канады, Саудовской Аравии, США и Венесуэлы, кероген осадочных пород не имеет никакого отношения к происхождению нефти и природного газа. Они — неорганического генезиса, образовались из небиотических субстанций в условиях температуры 900°С или более под земной корой на глубине, превышающей 50 км, и мигрировали оттуда вверх по глубинным разломам в осадочную толщу и ее кристаллический фундамент.*

Сейчас часто слышатся почти апокалиптические пророчества, вопиющие об якобы неизбежном, неотвратимом и близком конце нефтегазовой эры и призывающие отречься от использования нефти и природного газа, переведя наши индустриальные сообщества на снабжение энергией от ветряных мельниц, лучей лунного света и т.п.

Однако, во-первых, запасы нефти и газа не только не уменьшаются, но, наоборот, все увеличиваются и увеличиваются. Например, с 1 января 1998 г. до 1 января 2007 г., мировые доказанные (извлекаемые) запасы нефти возросли на 40 808 млн т (47 364 млн м<sup>3</sup>), а природного газа — на 31 043 млрд м<sup>3</sup>. В 1998 г. эти запасы исчислялись 139 664 млн т (162 097,5 млн м<sup>3</sup>) нефти и 144 049 млрд м<sup>3</sup> природного газа, в 1999 г. — 141 680 (164 438) и 145 699,5, в 2000 г. — 139 184 (161 540,5) и 145 740,5, в 2001 г. — 140 884,5 (163 514,5) и 149 487, в 2002 г. — 141 247 (163 935) и 154 382, в 2003 г. — 166 148 (192 836) и 155 800, в 2004 г. — 173 399 (201 251,5) и 171 854, в 2005 г. — 175 027,5 (203 142) и 171 059, в 2006 г. — 177 170,5 (205 629) и 172 785 [43], а в 2007 г. — 180 729,5 млн т (209 461 млн м<sup>3</sup>) нефти и 175 086,5 млрд м<sup>3</sup> природного газа [53], свидетельствуя, что прирост запасов нефти и газа ежегодно превышал их добычу.

Во-вторых, этих запасов, разрабатывающихся 807 172 скважинами и давших в 2006 г. около 4000 млн т нефти и 2800 млрд м<sup>3</sup> газа, человечеству достаточно на 45 лет и 62,5 года соответственно, хотя во многих странах ситуация, конечно, иная. Так, согласно [44], собственных извлекаемых запасов нефти хватит Ираку на 247 лет, Кувейту на 143 года, Абу Даби на 136,5 лет, Венесуэле на 106, Ирану на 92 года, Саудовской Аравии на 84, Ливии на 70,5 лет, Азербайджану на 63 года, Канаде на 55,5 лет, Нигерии на 32 года, Алжиру на 29,5 лет, Казахстану на 28, Индии на 22 года, России на 20 лет, Австралии на 18, Анголе на 17, Бразилии на 15, КНР на 14,5, Мексике на 13, Индонезии на 12,5, США на 11,

Норвегии на 9,5 и Соединенному Королевству на 6 лет, имея в виду нынешний уровень нефтедобычи в каждой из этих стран.

В-третьих, в 2006-2007 гг. начал опытно-промышленно осваиваться Канадой, Норвегией, США и Японией принципиально новый и баснословно богатый ( $166,55 \cdot 10^{17}$  м<sup>3</sup> метана) углеводородный источник энергии — метаногидрат, который в виде “горючего льда” ( $113 \cdot 10^{17}$  м<sup>3</sup> метана) и “подледного метана” ( $53,55 \cdot 10^{17}$  м<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>) залегает в недрах вечномерзлотных областей материково-островной суши и в плейстоцен-современных донных осадках на 93-95 % площади Мирового океана [13]. При мировой нефтегазодобыче, равной  $2804 \cdot 10^9$  м<sup>3</sup> (4 млрд м<sup>3</sup> нефти и 2800 млрд м<sup>3</sup> природного газа), человечеству будет достаточно “горючего льда” и “подледного метана” почти на шесть миллионов лет (5 939 720 лет)!

В-четвертых, за последние 30 лет увеличилось и количество стран, имеющих и разрабатывающих залежи нефти и газа в своих земных недрах и публикующих данные о нефтегазовых ресурсах. Так, в 1976 г. их опубликовали 47 стран — Абу Даби, Австралия, Австрия, Алжир, Аргентина, Афганистан, Бангладеш, Бахрейн, Бразилия, Бруней, Венесуэла, Габон, Дания, Дубай, Египет, Индонезия, Ирак, Иран, Испания, Италия, Канада, Катар, Колумбия, Конго (Браззавиль), Конго (Заир), Кувейт, Ливия, Малайзия, Мексика, Мьянма (Бирма), Нейтральная Зона, Нидерланды, Нигерия, Норвегия, Оман, Пакистан, Перу, Саудовская Аравия, Соединенное Королевство, США, СССР, Тринидад и Тобаго, Тунис, Франция, Шарджа, Эквадор и Япония. Кроме того, имели нефтегазодобычу или месторождения нефти и газа, но не опубликовали в 1976 г. их запасы еще 29 стран — Албания, Ангола, Барбадос, Болгария, Боливия, Венгрия, Вьетнам, ГДР, Израиль, Индия, Иордания, Камерун, КНР, Куба, Марокко, Новая Зеландия, Польша, Рас-аль-Хайма, Румыния, Сирия, Таиланд, Тайвань, Турция, ФРГ, Чехословакия, Чад, Чили, Эфиопия и Югославия [35]. В 2007 г. было уже 107 стран, опубликовавших свои запасы нефти и газа. Среди них — все вышеупомянутые, а также 16 приобретших суверенитет или объединение — Азербайджан, Белоруссия, Германия, Грузия, Казахстан, Киргизия, Литва, Россия, Сербия, Словакия, Таджикистан, Туркмения, Узбекистан, Украина, Хорватия, Чехия и 19 принципиально новых нефтяных стран — Белиз, Бенин, Берег Слоновой Кости, Гана, Гватемала, Греция, Ирландия, Йемен, Мавритания, Намибия, Папуа Новая Гвинея, Руанда, Сомали, Судан, Суринам, Танзания, Филиппины, Экваториальная Гвинея и Южная Африка (табл. 1). Недавно первые нефтяные и газовые месторождения открыты и готовятся к подсчету запасов и разработке в Уганде и Восточном Тиморе [4, 25], так что количество стран, имеющих нефть и газ в земных недрах, уже равно 109 (без исчезнувших ГДР, СССР, ФРГ и Югославии).

Наибольшие доказанные запасы нефти, на 1 января 2007 г. равные 169 094 млн т (93,5 % мировых), находятся в земных недрах всего 19 стран Азии, Африки, Европы и Америки, а природного газа, равные 163 281 млрд м<sup>3</sup> (более 93 % мировых запасов), — в 24 странах Азии, Африки Америки и Европы. 100 947 млрд м<sup>3</sup> (57,67 % мировых запасов) природного газа разведано и осваивается всего тремя государствами —

Таблица 1.

Суммарные текущие доказанные (извлекаемые) запасы нефти и природного газа на 1 января 2007 г. и количество действующих нефтяных скважин [53]

№ п/п	Континент и страна	Извлекаемые запасы:		Количество скважин, дающих нефть
		нефть, млн т	газ, млрд м <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5
<b>АВСТРАЛИЯ И АВСТРАЛАЗИЯ</b>				
1	Австралия	218	860	1 325
2	Новая Зеландия	7	25,5	72
3	Папуа Новая Гвинея	33	345,5	44
	<i>Итого:</i>	258	1 231	1 441
<b>АЗИЯ</b>				
4	Абу Даби	12 630	5 621,5	1 200
5	Азербайджан	959	849,5	130
6	Афганистан	–	49,5	–
7	Бангладеш	4	141,5	41
8	Бахрейн	17	92	496
9	Бруней	150,5	391	779
10	Вьетнам	82	192,5	28
11	Грузия	5	8,5	281
12	Дубай	548	113	200
13	Израиль	0,5	36	6
14	Индия	770,5	1 075	3 674
15	Индонезия	589	2 769	8 331
16	Ирак	15 753	3 172	1 685
17	Иран	18 667	27 583,5	1 120
18	Иордания	0,1	6	4
19	Йемен	411	478,5	1 402
20	Казахстан	4 109,5	2 832	705
21	Катар	2 083	25 785	421
22	Киргизстан	5,5	5,5	–
23	Китай	2 192	2 265,5	71 542
24	Кувейт	13 561,5	1 543	790
25	Малайзия	411	2 124	788
26	Мьянма	7	283	450
27	Нейтральная Зона	685	28	578
28	Оман	753	849,5	2 298
29	Пакистан	39,5	793	204
30	Рас-аль-Хайма	13,5	34	7
31	Саудовская Аравия	35 589	6 782,5	1 560
32	Сирия	342,5	240,5	132
33	Таджикистан	1,5	5,5	–
34	Таиланд	40	417,5	905
35	Тайвань	0,5	8,5	71
36	Туркменистан	82	2 832	2 460
37	Узбекистан	81,5	1 841	2 190
38	Филиппины	19	98,5	11

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5
39	Шарджа	205,5	303	49
40	Япония	8	39,5	145
	<i>Итого:</i>	<i>110 816,5</i>	<i>91 690</i>	<i>104 683</i>
<b>АФРИКА</b>				
41	Алжир	1 681	4 580,5	1 285
42	Ангола	1 096	56,5	1 068
43	Бенин	1	1	8
44	Габон	274	28	393
45	Гана	2	22,5	3
46	Египет	507	1 656,5	1 267
47	Камерун	55	110,5	255
48	Конго (Браззавиль)	219	90,5	460
49	Конго (б. Заир)	24,5	1	150
50	Кот Д'Ивуар	13,5	28	9
51	Ливия	5 680	1 491	1 472
52	Мавритания	13,5	28	–
53	Марокко	0,1	1,5	7
54	Мозамбик	–	127,5	–
55	Намибия	–	62	–
56	Нигерия	4 961,5	5 151,5	2 379
57	Руанда	–	56,5	–
58	Сомали	–	5,5	–
59	Судан	685	85	9
60	Танзания	–	6,5	–
61	Тунис	55	65	239
62	Чад	205,5	–	250
63	Экваториальная Гвинея	150,5	37	38
64	Эфиопия	58,5	25	–
65	ЮАР	205,5	–	28
	<i>Итого:</i>	<i>15 888</i>	<i>13 717</i>	<i>9 320</i>
<b>ЕВРОПА</b>				
66	Австрия	7	16	905
67	Албания	27	1	1 338
68	Белоруссия	27	3	–
69	Болгария	2	5,5	100
70	Венгрия	3	8	875
71	Германия	50	255	1 006
72	Греция	0,5	1	12
73	Дания	175	72	217
74	Ирландия	–	10	–
75	Испания	20,5	2,5	3 300
76	Италия	82	164	207
77	Литва	1,5	–	–
78	Нидерланды	13,5	1 416	203
79	Норвегия	1 075	2 331	801

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5
80	Польша	13	165	512
81	Россия	8 219	47 578	38 173
82	Румыния	82	63	6 000
83	Сербия	10,5	48	646
84	Словакия	1	14	—
85	Соединенное Королевство	531	481	1 360
86	Турция	41	8,5	852
87	Украина	54	1 104,5	1 353
88	Франция	16,5	9,5	463
89	Хорватия	10	30	864
90	Чехия	2	4	—
	<i>Итого:</i>	<i>10 464</i>	<i>53 790,5</i>	<i>59 187</i>
<b>СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА</b>				
91	Канада	24 549	1 641	58 966
92	США	2 980	5 788	507 928
	<i>Итого:</i>	<i>27 529</i>	<i>7 429</i>	<i>566 894</i>
<b>ЦЕНТРАЛЬНАЯ АМЕРИКА</b>				
93	Барбадос	0,5	0,2	77
94	Белиз	1,0	—	—
95	Гватемала	11,5	—	20
96	Куба	17	71	251
97	Мексика	1 692	412	3 052
	<i>Итого:</i>	<i>1 722</i>	<i>483,2</i>	<i>3 400</i>
<b>ЮЖНАЯ АМЕРИКА</b>				
98	Аргентина	338	455,5	15 874
99	Боливия	60	679,5	346
100	Бразилия	1 613	306	11 995
101	Венесуэла	10 960,5	4 315,5	15 669
102	Колумбия	199	113	7 644
103	Перу	127	247	4 660
104	Суринам	15	—	523
105	Тринидад и Тобаго	100	531,5	3 821
106	Чили	20,5	98	315
107	Эквадор	619	—	1 044
	<i>Итого:</i>	<i>14 052</i>	<i>6 746</i>	<i>61 891</i>
	<b>ВСЕГО:</b>	<b>180 729,5</b>	<b>175 086,5</b>	<b>807 172</b>

Ираном, Катаром и Россией, а 131 711 млн т нефти (73 % мировых) находятся в земных недрах только семи стран — Абу Даби, Венесуэлы, Ирака, Ирана, Канады, Кувейта и Саудовской Аравии (табл. 2).

В мировом балансе запасов нефти и природного газа на 1 января 2007 г. (табл. 1) доля *Австралии* и *Австралазии* (см. табл. 1) определяется суммарными текущими доказанными извлекаемыми запасами 258 млн т нефти и 1 231 млрд м<sup>3</sup> природного газа, т.е., соответственно, 0,14 % и 0,7 % мировых.

Таблица 2

Самые богатые нефтью (более 1000 млн т) и природным газом (более 1000 млрд м<sup>3</sup>) страны Азии, Африки, Европы, Северной и Южной Америки, согласно данным на 1 января 2007 г.[53]

№ п/п	Текущие доказанные запасы нефти, млн т	Страна	№ п/п	Текущие доказанные запасы газа, млрд м <sup>3</sup>	Страна
1	35 589	Саудовская Аравия	1	47 578	Россия
2	24 550	Канада	2	27 584	Иран
3	18 667	Иран	3	25 785	Катар
4	15 753	Ирак	4	4 783	Саудовская Аравия
5	13 562	Кувейт	5	5 788	США
6	12 630	Абу Даби	6	5 622	Абу Даби
7	10 960	Венесуэла	7	5 151	Нигерия
8	8 219	Россия	8	4 580	Алжир
9	5 680	Ливия	9	4 315	Венесуэла
10	4 962	Нигерия	10	3 172	Ирак
11	4 110	Казахстан	11	2 832	Казахстан
12	2 980	США	12	2 832	Туркменистан
13	2 192	КНР	13	2 769	Индонезия
14	2 083	Катар	14	2 331	Норвегия
15	1 692	Мексика	15	2 266	КНР
16	1 681	Алжир	16	2 124	Малайзия
17	1 613	Бразилия	17	1 841	Узбекистан
18	1 096	Ангола	18	1 657	Египет
19	1 075	Норвегия	19	1 641	Канада
<b>ВСЕГО: 169 094 млн т (93,5% мировых запасов нефти)</b>			20	1 543	Кувейт
			21	1 491	Ливия
			22	1 416	Нидерланды
			23	1 105	Украина
			24	1 075	Индия
			<b>ВСЕГО: 163 281 млрд м<sup>3</sup> (более 93 % мировых запасов природного газа)</b>		

На долю *Азии* (см.табл. 1) приходятся запасы нефти 110 816,5 млн т и запасы природного газа 91 690 млрд м<sup>3</sup>, что соответственно составляет 61,3 и 52 % мировых текущих извлекаемых запасов.

*Африка* имеет запасы нефти и газа в земных недрах 25 стран (см. табл. 1). Их совокупные текущие доказанные запасы нефти исчисляются 15 888 млн т, а газа — 13 717 млрд м<sup>3</sup>, что составляет, соответственно, 8,79 и 7,8 % мировых.

25 стран *Европы* (см. табл. 1) имеют суммарные запасы нефти, равные 10 464 млн т, и природного газа, равные 53,790,5 млрд м<sup>3</sup>. Это соответствует 5,9 и 30,7 % мировых текущих доказанных запасов.

*Северная Америка* (Канада и США) характеризуется суммарными текущими доказанными запасами, измеряющимися 27 530 млн т нефти и 7 429 млрд м<sup>3</sup> природного газа, что составляет, соответственно, 15,2 и 4,2 % мировых.

Совокупный же текущий доказанный нефтегазовый ресурс *Центральной Америки* (см. табл. 1) измеряется 1 722 млн т нефти и 483 млрд м<sup>3</sup> природного газа, т.е. соответственно, 0,95 и 0,3 % мировых.

В *Южной Америке* (см. табл. 1) земные недра содержат 14 052 млн т нефти и 6 746 млрд м<sup>3</sup> природного газа или 7,8 и 3,85 % мировых соответственно.

Самым богатым в мире природным месторождением нефти и природного газа являются недра Среднего Востока (табл. 3), где на 1 января 2007 г. разведаны и осваиваются суммарные текущие доказанные (извлекаемые) запасы, исчисляющиеся 101 261 млн т (56 % мировых запасов) нефти и 72 670 млрд м<sup>3</sup> природного газа (41,5 % мировых) [53] К 1 января 2005 г. на Среднем Востоке суммарная накопленная нефтедобыча достигла 50,877 млрд м<sup>3</sup>, остающиеся извлекаемые запасы нефти измерялись 111 293 млрд м<sup>3</sup> и имелись 33 сверхгигантских нефтяных и газовых месторождения. Среди них (см. табл. 3) 11 находятся в Саудовской Аравии, 6 — в ОАЭ, 5 — в Ираке, 5 — в Иране, 4 — в Кувейте и 2 в Катаре. 28 % всех этих месторождений связаны с нижнемеловыми карбонатами, 20 % — с третичными карбонатами и кластитами, 18% — с нижнемеловыми песчаниками, 17 % — с верхнеюрскими карбонатами, 11% — с верхнемеловыми карбонатами и 6 % — с песчаниками и известняками палеозоя. 32% запасов нефти выявлено в нижнемеловых песчаниках, 31 % — в верхнеюрских карбонатах, 15 % — в нижнемеловых карбонатах, 11 % — в третичных карбонатах, 6 % — в палеозойских песчаниках и карбонатах, 5% — в верхнемеловых карбонатах [24].

Средний Восток отличается от всех других регионов не только своей неизмеримо грандиозной нефтегазоносностью, но и тем, что она выявлена только в *одном* осадочном бассейне (Аравийско-Иранском, расположенном в междуречье Евфрата и Тигра, Персидском заливе, предгорьях Загроса и на восточном погребенном склоне Аравийского щита), тогда как нефтегазовые ресурсы почти каждой страны вне Среднего Востока — это запасы нефти и газа *нескольких или многих* осадочных бассейнов. С этой точки зрения, Аравийско-Иранский нефтегазоносный бассейн является и местонахождением уникального сверхгигантского нефтегазового скопления, наибольшая часть которого связана с земными недрами Саудовской Аравии.

Нефть и газ в Саудовской Аравии получают на главных нефтеносных площадях из коллекторских пород мелового и юрского возраста в северо-восточной погребенной части Центрально-Аравийского свода. Он хорошо выражен в модели обнаженных докембрийских кристаллических изверженных и метаморфических пород, а также более молодых осадочных пород чехла. Этот свод образовался в течение докембрия, влиял на фанерозойскую седиментацию и контролирует донныне южное погружение нефтегазоносных антиклиналей. Изучение моделей тектоники Аравийского щита и Центрально-Аравийского свода свидетельствует, что их горные породы подвергались горизонтальному, направленному с востока на запад стрессу сжатия. Последний обусловил развитие нескольких круп-

Таблица 3

## Сверхгигантские нефтяные месторождения Среднего Востока [24]

№ п/п	Месторождение	Запасы, млн м <sup>3</sup>	Возраст коллектора	Вид коллектора	Страна
1	Абкаиик	2 067	В. юра	Карбонаты	Саудовская Аравия
2	Абу Са'фа	636	—”—	—”—	—”—
3	Аваз	2 067	Третичный, мел	—”—	Иран
4	Ага Джари	1 431	—”—	—”—	—”—
5	Асаб	795	Н. мел	—”—	Абу Даби
6	Баб	954	—”—	—”—	—”—
7	Берри	1 749	В. юра, палеозой	—”—	Саудовская Аравия
8	Бу Хаса	1 431	Н. мел	—”—	Абу Даби
9	Бурган	13 673	—”—	Песчаник	Кувейт
10	Восточно-Багдадское	15 090	—”—	—”—	Ирак
11	Гавар	14 309	В. юра	Карбонаты	Саудовская Аравия
12	Гячсаран	1 749	Третичный, в. и н. мел	—	Иран
13	Духан	975	В. и ср. юра	Карбонаты	Катар
14	Закум	2 703	Н. мел	—”—	Абу Даби
15	Зубеир	795	В. мел Н. мел	—”— Песчаник	Ирак
16	Зулуф	2 226	—”—	Карбонаты	Саудовская Аравия
17	Катиф	954	В. и ср. юра	—”—	—”—
18	Киркук	2 703	Третичный, мел	Карбонаты	Ирак
19	Кух-и-Манд	1 431	—”—	—”—	Иран
20	Манифа	2 385	Н. мел, в. юра	—	Саудовская Аравия
21	Марджан	954	В. и н. мел, юра	Карбонаты	—”—
22	Марун	1 908	Третичный, в. юра	—”—	Иран
23	Мейджун	4 770	Н. мел	Песчаник	—”—
24	Раудатейн	1 272	В. и н. мел	—	Кувейт
25	Румейла	3 500	Мел	Карбонаты, песчаники	Ирак
26	Сабрия	795	В. мел Н. мел	—”—	Кувейт
27	Сафания	5 088	—”—	—”—	Саудовская Аравия
28	Северное	1 590-3 180	Пермь, Девон	—”—	Катар
		(плюс 28,32 трлн м <sup>3</sup> газа)			
29	Умм Шаиф	2 226	Н. мел, в. юра	Карбонаты	Абу Даби
30	Фате	954	В. мел	—”—	Дубай
31	Хафджи	1 113	—”—	Песчаники, карбонаты	Кувейт
32	Хураис	1 908	В. юра, палеозой	Карбонаты, песчаники	Саудовская Аравия
33	Шейба	795	Н. мел	Карбонаты	—”—

Примечание. Еще 80-90 других месторождений имеют более чем по 159 млн м<sup>3</sup> извлекаемой нефти.



ных полей напряжения, которые создали перпендикулярно к нему другой стресс, запечатленный в виде складок и надвигов, простирающихся с севера на юг на небольших глубинах, листоватой рассланцованности метаморфических кристаллических пород и ориентированной с севера на юг полосы интрузивных пород на гораздо больших глубинах. Вторичные элементы напряжения в докембрийских породах — это сопряженные сколы северо-западного и северо-восточного простирания, но лучше всего на Аравийском щите развита зона сброса Наджд, простирающегося на северо-запад. Это древнейшее структурное ядро создает главный контроль над структурными формами в фанерозойском осадочном чехле северо-восточной части Саудовской Аравии, т.е. оно контролирует размещение и высоту обширных антиклиналей в осадочном чехле, которые, будучи вытянутыми тоже в направлении с севера на юг, образовались, по-видимому, в виде складок облекания над такими участками фундамента, которые не раз возобновляли свое воздымание в результате реактивизированного неорогенного диастрофизма. Несколько структур-поднятий в осадочной толще восточной части главных нефтедобывающих площадей имеют округлую форму и могли образоваться в результате галокинеза докембрийской (протерозойской) соли Ормуз, которая, по-видимому, присутствует в недрах восточной части Саудовской Аравии [17]. Аравийский щит, а также его часть, погребенная на востоке и юге под осадочной толщей, занимают одноименный полуостров и вместе с Центрально-Аравийским сводом прорваны многими крупными телами и массивами вулканических горных пород третично-четвертичного возраста на севере, юге, западе, северо-западе и юго-востоке. Обнаженная часть щита и его свода находятся 200 км западнее Эр-Рияда, а также севернее и юго-западнее [4].

Как видно из табл. 3, главными коллекторскими горными породами в земных недрах Саудовской Аравии являются карбонаты юры и мела. Платформенные карбонатные породы средней юры (байос-келловей) на востоке представлены пеллетоидальными и оолитоидальными зернистыми известняками и известняками с каркасом из зерен. И те, и другие циклично переслаиваются с аргиллитистыми пеллетоидальными и оолитоидальными биокластическими карбонатами с зернистым каркасом. В позднем келловее и оксфорде море трансгрессировало на Аравийскую платформу, где образовались интрашельфовые бассейны с застойными, эвксиническими условиями, при которых происходила седиментация и накопление карбонатов, богатых органическим рассеянным веществом. Зернистые карбонаты келловей-оксфорда отлагались также и на сопредельных площадях морского шельфа. Юрская седиментация выразилась в накоплении четырех главных седиментационных циклов, из которых каждый представлен карбонатной толщей, кверху все более мелководной и перекрывающейся ангидритом. Все эти четыре цикла представлены в фации оолитоидальных/пеллетоидальных карбонатных зерновиков, содержащих большинство запасов нефти, аккумуляровавшейся в юрских отложениях (толщи Араб-А, Араб-Б, Араб-Ц, Араб-Д). На самом верху юры здесь залегает эвапоритный горизонт, имеющий толщину, равную, в

среднем, 167 м, и образующий обширную покрывку, которая препятствовала, по-видимому, дальнейшей вертикальной миграции нефти вверх по разрезу. Крупнейшие залежи нефти выявлены и осваиваются в толще зернистых известняков самого нижнего из упомянутых циклов, т.е. в толще Араб-Д; крупнейшим одинарным нефтяным скоплением в известняках Араб-Д является месторождение Гавар. Эта нефтяная залежь имеет длину 225 км, толщину 433 м и площадь около 2 275 км<sup>2</sup>, располагается в разрезе 85 м ниже того ангидрита, который отделяет карбонаты Араб-Д от вышележащих карбонатов Араб-Ц.

В течение раннего мела (берриас и валанжин) на обширной плоской подводной платформе продолжалось мелководное осадконакопление с отложением здесь мелководных морских карбонатов с кластическими текстурами и структурами. Готерив и турон представлены неморскими и морскими кластическими, переслаивающимися с мелководными морскими карбонатами. Именно тогда образовались регрессивные песчаники, являющиеся богатыми нефтью и газом коллекторскими породами в гигантских месторождениях Вафра, Зубеир, Сафания и Хафджи. Нефть аккумуляровалась и в готерив-туронских известняках, хотя среди них есть и такие, которые характеризуются свойствами пород-покрывок нефтяных и газовых залежей. Накопление преимущественно мелководных карбонатов происходило и в коньяк-маастрихте, сопровождаясь или осложняясь проявлением тектоники, создавшей антиклинали, рост которых имел место и позднее, уже в среднетретичное время.

В северной части Саудовской Аравии карбонатный разрез келловей-оксфорда характеризуется и присутствием в нем карбонатов, богатых органическим веществом. Согласно данным анализов, его содержание здесь равно, в среднем, 3-5 % массы. Высокой является и концентрация битумов. Она превышает концентрацию керогена, являющегося преимущественно аморфным, а концентрация углеводов в битуме равна всего нескольким промиллям. Битум и рассеянное органическое вещество (РОВ) находятся главным образом в тонкослоистых аргиллитистых карбонатах, где ископаемая органика сконцентрирована в темноцветных слоях толщиной 0,5-3,0 мм, переслаивающихся со светлоокрашенными слоями, бедными РОВ. Эти карбонаты с 3-5 % по массе содержанием РОВ признаны нефтематеринскими. Для них составлены карты распространения, равных мощностей, равных концентраций суммарного органического углерода, других традиционных атрибутов общепризнанной количественной геохимической модели органического нефтегазообразования. В этих нефтегазоматеринских породах имеется ископаемая фауна — аглютинированные бентосные фораминиферы, аммониты, брахиоподы, иглы морских ежей, известковые водоросли, кокколиты, милиолиды, мшанки, обломки crustaceans, пелециподы, спикулы губок. В этих же нефтематеринских карбонатах имеются следы ползания и горизонтальные ходы роющих донных организмов, а кероген является аморфным альгинитом, сложен преимущественно сине-зелеными водорослями и выглядит зрелым ( $H/C = 0,8-1,3$ ) для нефтегенерации.

Нефти мезозойских коллекторов Саудовской Аравии замечательно похожи друг на друга по групповому составу, что предполагает общий или похожий источник их образования. Содержание серы в нефтях — от 0,3 до 8,5 % массы, а ванадия и никеля — низкое. Плотности нефтей варьируют от 802 до 1037 кг/м<sup>3</sup>, но в большинстве случаев — от 825 до 934 кг/м<sup>3</sup>. Природные нефти юго-запада нефтеносной площади Саудовской Аравии имеют  $\delta^{13}\text{C} = -26,5 \text{ ‰}$  или тяжелее, а на остальной части той же площади  $\delta^{13}\text{C} = -26,5 \text{ ‰}$  или легче  $\delta^{13}\text{C}$  керогенов и  $\delta^{13}\text{C}$  битумов в келловей-оксфордских карбонатах Аравийского бассейна. Предполагают также, что именно эти карбонаты являются источником всех природных нефтей Саудовской Аравии, согласно М.Г.Эйрсу и др. [17].

Работа этих исследователей привлекла внимание К.Баркера и П.А.Дикки в 1984 г., когда Саудовская Аравия суммарно, за все годы нефтедобычи, извлекла из земных недр 7,012 млрд м<sup>3</sup> нефти, а ее остающиеся разведанные доказанные (извлекаемые) запасы оценивались 28,173 млрд м<sup>3</sup>. Предполагалось также, что будущие открытия дадут еще 7,950 млрд м<sup>3</sup>, и тогда ее суммарный запас может быть равным 43,135 млрд м<sup>3</sup>. Это, по-видимому, соответствует почти 127,192 млрд м<sup>3</sup> ее геологических запасов. Имея в виду, что около 25 % или больше нефти было потеряно вследствие ее утечки по разломам и трещинам, эрозии коллекторских пород или непопадания нефти в структуры-ловушки, суммарный исходный объем нефти, генерированной в земных недрах Саудовской Аравии, мог достигать 160 млрд м<sup>3</sup> [18].

М.Г. Эйрс и др. [17] указали породы, которые якобы являются нефтегазоматеринскими в земных недрах Саудовской Аравии, но не использовали общепризнанную количественную геохимическую модель для количественного определения здесь нефтегенерационного потенциала данных горных пород. Это сделали другие. Так, замерив на вышеупомянутых картах (составленных М.Г. Эйрсом и др.) площади зон зрелой органики и умножив это на их толщину (мощность), К.Баркер и П.Дикки получили суммарный объем нефтематеринских пород здесь в 4 906 км<sup>3</sup>, т.е.  $\approx 5000 \text{ км}^3$  в круглых цифрах. Общепринятый коэффициент превращения керогена в битум измеряется 15% объема, и только 5-10 % объема этих битумов могут эмигрировать из нефтематеринских пород [18].

Считая самой правильной, консервативной оценкой коэффициента миграции нефти величину, равную 10 % объема, и принимая во внимание все вышеупомянутое, можно вычислить объем нефти, ушедшей из нефтематеринской породы, согласно общепринятой количественной геохимической модели органического происхождения нефти, следующим образом: объем нефтематеринской породы — 5000 км<sup>3</sup>, объем ее керогена — 500 км<sup>3</sup> (10 % объема), объем битума — 75 км<sup>3</sup> (15 % -ное превращение керогена в битум), объем мигрировавшего битума — 7,5 км<sup>3</sup> (коэффициент миграции 10 % объема), т.е. 7,5 млрд м<sup>3</sup>. Таким образом, при соблюдении общепризнанной количественной геохимической модели органического происхождения нефти, все нефтематеринские породы Саудовской Аравии смогли бы дать не более 7,5 млрд м<sup>3</sup> нефти, т.е., менее 5 %

объема от вышеупомянутых суммарных геологических запасов (160 млрд м<sup>3</sup>) Саудовской Аравии [18]. Откуда же пришли остальные 95 % нефти, из какого ее источника?

Кстати, нефти, добываемые из юрских и меловых карбонатов Саудовской Аравии, генетически родственны нефтям, добываемым из юрских, меловых и олигоцен/миоценовых пород Абу Даби, Бахрейна, Дубая, Ирака, Ирана, Катара, Кувейта, Нейтральной Зоны, Омана, Сирии и Шарджи [14, 29], согласно их геохимически тождественным отношениям V/Ni, что видно, например, из табл. 4. На 1 января 2007 г. суммарные текущие доказанные (извлекаемые) запасы этих стран были равны 116,635 млрд м<sup>3</sup> нефти и 71 875 млрд м<sup>3</sup> природного газа [53], но их нефтегазоматеринских пород до сих пор не найдено. И проблема усугубляется тем, что более 25 трлн м<sup>3</sup> газа Среднего Востока залегают в отложениях перми/девона, а промышленно разрабатываемые залежи нефти имеются, кроме того, в протерозойских породах Омана и кристаллическом фундаменте (КФ) осадочной толщи Йемена.

Таблица 4

**Ванадий и никель в природных нефтях Среднего Востока [14]**

Нефтяное месторождение или товарный блэнд нефти, страна	Возраст нефтеносной породы	Содержание, г/т		V/Ni
		V	Ni	
1	2	3	4	5
Абкаик, Саудовская Аравия	Юра	48,72	7,00	6,9
Айн Зала, Сирия	В. мел	94,64	15,00	6,3
Аравийская легкая	Юра, мел	94,00	22,00	4,3
—”— средняя	—”—	96,00	32,00	3,0
—”— тяжелая	—”—	171,00	53,00	3,2
Берри, Саудовская Аравия	Юра	12,00	7,00	1,7
Гячсаран, Иран	Миоцен	122,64	33,00	3,7
Джибисси, Сирия	—”—	96,88	70,00	1,4
Зубеир, Ирак	Н. мел	56,56	19,00	2,9
Зулуп, Саудовская Аравия	Юра, мел	249,00	55,00	4,5
Иранская легкая	Мел, олигоцен, миоцен	35,00	13,00	2,7
—”— тяжелая	Юра, мел	88,00	30,00	2,9
Карачок, Сирия	В. мел	49,84	30,00	1,7
Сирип, Иран	Юра, мел	72,00	25,00	2,9

Примечание. геохимически тождественные отношения V/Ni — это одинакового порядка величины, например, 0,01-0,10; 0,1-1,0; 1,0-10,0 и т.п. [14].

Нефть в протерозойских отложениях Среднего Востока была впервые найдена в 1956 году скв. 1-Мармул, пробуренной в Южно-Оманском осадочном бассейне и фонтанировавшей нефтью из ноздреватых кристаллических доломитов, залегающих между пластами галита протерозойской формации Соль Ара (Ормуз). Толщина пластов этих доломитов равна 50 м, пористость — от нуля до 20 %. В южнооманских месторождениях Атель, Бирба, Дахабан, Мазрак и Южный Амаль из вышеупомянутых доломитов добывается нефть плотностью 928 кг/м<sup>3</sup>. Скв. 1-Джарф, про-

буренная на площади Джарф в том же бассейне, выявила промышленную нефтяную залежь в ноздреватых кристаллических протерозойских доломитах и формации Шурам, которая подстилает Соль Ара. Кроме того, установлено, что легкие нефти, добываемые в месторождениях Амаль, Мармул, Нухам, Римна и Руниб из отложений палеозоя и мела, идентичны по своему составу нефти, добываемой из пород венда, и мигрировали они из пород венда в палеозойские и меловые. Природные нефти всех месторождений и особенно тех, которые расположены вдоль границы растворения каменной соли Соль Ара, происходят от нефти из толщи Соль Ара, и это обусловило аккумуляцию здесь, в Южно-Оманском бассейне, не менее 1,431 млрд т нефти. В месторождениях Баджа, Зафир, Сайяла и Файяд Центрального Омана добывают и так называемые "О"-нефти из песчаника Гариф пермо-карбона благодаря восходящей вертикальной их миграции снизу, из более древних пород. Правда, они изотопически тяжелее и отличаются стерановыми профилями, но похожи на нефть из вышеупомянутых протерозойских кристаллических доломитов тем, что в "О"-нефтях сильно преобладание стеранового числа, низки отношения пристан/фитан и имеются те же самые иксовидно разветвленные алканы. На основании этих данных сделан вывод, что "О"-нефти также происходят и поступают из более глубоких, еще не разбуренных толщ докембрия Омана [4].

Аравийский щит, занимающий площадь Аравийского и Синайского полуостровов, вместе с его Центрально-Аравийским сводом прорван на севере, северо-западе, западе, юге и юго-востоке многими крупными телами и массами вулканических горных пород третично-четвертичного возраста. Обнаженная часть щита и его свода находится 200 км западнее Эр-Рияда, севернее и юго-восточнее него. Далее на юг и юго-запад, в юго-западном углу Аравийского п-ва, уже в Йемене, щит обнажается местами на площади между городами Аден, Аль Мукалла, Санаа, Таизз и также прорывается вулканическими массами. (Кстати, главная, деловая часть Адена располагается в кратере потухшего вулкана, где государственные учреждения, банки, различные конторы, мечети, музеи, магазины и базар окружены краями кратера высотой до 200 м как крепостной стеной [8]). На восток и северо-восток от взморья поверхность щита полого погружается в седиментационную впадину Масила и превращается в ее КФ. Здесь, в пределах крупного нефтегазопромыслового района Масила, нефтяные месторождения имеют суммарные текущие доказанные запасы нефти более 165 млн т и дают 36 550 м<sup>3</sup>/сут нефти. Она поступает не только из осадочных горных пород нижней юры и мела (формации Киши, Колан, Саар и Шукра), но и из трещиноватого КФ нефтяных месторождений Аль Ахар, Аль Ройдат, Вади Тариба, Набраджа, Сана, Такур и Харир. КФ вскрыт бурением на глубину 50-100 м глубже его кровли, откуда скважины фонтанируют с индивидуальными дебитами от 113 до 1033 м<sup>3</sup>/сут нефти плотностью 845-855 кг/м<sup>3</sup>, до 430 тыс. м<sup>3</sup>/сут. газа и до 50 м<sup>3</sup>/сут. конденсата [4, 11].

Восточнее, в султанате Оман, верхняя часть КФ Южнооманского осадочного бассейна — протерозойская (изотопный возраст —  $858 \pm 16$  млн лет), и на КФ налегает с региональным несогласием протерозойская же толща Ормуз или, иначе, Соль Ара, состоящая из слоистой каменной соли и несолевых пород со сводной мощностью до 4000 м. Эта соль сформировала все соляные купола Среднего Востока и Соляной хребет Пакистана, но многие соляные купола и соледиапиры протыкания выглядят как продолжение горстов КФ в осадочную толщу. Во многих соледиапирах Южного Ирана и Южного Омана залегает битум, происходящий из нефтеносных пластов докембрия, прорванных диапирами, которые вынесли с собой на земную поверхность гальки и блоки гранита и липарита в кепроках (например, в южнооманском урочище Карн Сама); из скважины, пробуренной на солеантиклинали Хуфай, поднят из КФ керн трахита изотопным возрастом  $654 \pm 12$  млн лет [4]. Позднепермская эрозия прогрессивно уничтожала в сторону Йемена наибольшую часть отложений кембрия, ордовика, силура и девона так, что толща верхней перми там лежит на КФ. Терригенные же породы верхнего карбона — нижней перми имеют ледниковое происхождение. Это — тиллиты. В Южном Омане они простираются до южной части Аравийского щита, нефтегазоматеринскими быть не могут, поскольку они именно тиллиты, и обусловлены таянием и перемещением щитовых ледников по Гондване к той ее части, которая ныне является юго-восточным ареалом Аравийского полуострова. Тектонику Южно-Оманского бассейна во время седиментации толщи Соль Ара определяли блоковые разломы КФ, возникшие в позднем докембрии и реактивизировавшиеся во время главных фаз диастрофизма, повлиявших на Средневосточный кратон в период, например, герцинского тектогенеза или дрейфа Аравийского/Индийского континента в конце мезозоя и кайнозое [4, 11, 30].

В том же контексте, как Саудовская Аравия, привлекает к себе внимание и Канада. В ее Западно-Канадском осадочном бассейне имеется уникально громадный нефтебитумный пояс в виде дугообразной полосы длиной 960 км, простирающейся от Пис-Ривер через Атабаску (пров. Альберта) до Ллойдминстера (пров. Саскачеван). В этом поясе выявлены и разрабатываются сверхгигантские нефтяные месторождения Атабаска (максимальная ширина 125 км, длина 250 км), Колд Лэйк (50; 125), Пис Ривер (145; 180) и Уобаска (максимальная ширина 60 км, длина 125 км). В северной части пояса находятся также месторождения нефтяных песков Бафелоу Хед Хиллз, Бед Репидз и Лун Ривер, а в южной части пояса — месторождения Боннивилль, Ллойдминстер и др. Все нефти здесь залегают в нижнемеловых песках, принадлежат к единой нефтеносной системе и провинции, являются молодыми, несозревшими и непревращенными. На всем протяжении данного пояса нефть оказывается асфальтовой, содержит большие количества серы, имеет плотность от 946,5 до 1030 кг/м<sup>3</sup> и вязкость — от нескольких  $10^{-1}$  Па·с до нескольких тысяч Па·с при 15,55°C. Исследования изотопов серы, концентраций микроэлементов и соединений высокого молекулярного веса указывают на фундаменталь-

ное сходство между природными нефтями от Атабаски до Боннивила и Ллойдмистера, хотя нефти из более глубоко залегающих коллекторов на южном конце пояса являются более легкими и менее вязкими, чем нефти из неглубоко залегающих отложений на северном конце пояса [45, 50]. Нижнемеловые пески содержат геологические запасы нефти, равные 92,4—187 млрд м<sup>3</sup> в Атабаске, 32—75 млрд м<sup>3</sup> в Колд Лэйк, 15—19,332 млрд м<sup>3</sup> в Пис Ривер, 4,452—50 млрд м<sup>3</sup> в Уобаске и 2—5 млрд м<sup>3</sup> нефти в Ллойдминстере [20, 21, 32, 39, 40, 45, 46, 50, 52].

Разрез нижнего мела Западно-Канадского осадочного бассейна представлен переслаивающимися песчаниками и глинистыми сланцами, несогласно залегающими на эродированных отложениях юры, триаса и палеозоя, согласно перекрываясь отложениями верхнего мела. Нижняя песчаная часть нижнего мела в земных недрах Центральных Равнин Западной Канады относится к группе Мэнвилль и ее латеральным стратиграфическим эквивалентам, характеризуясь обычно мощностью 150—185 м, которая увеличивается на запад, в направлении к предгорьям Канадских Скалистых гор и тектонической депрессии западнее Пис Ривер. Верхний мел здесь — это толща преимущественно морских глинистых сланцев Колорадо.

Отложения группы Мэнвилль делят обычно на две части. Нижняя, будучи базальным горизонтом нижнего мела — континентальный песчаник, распространенный вкрест простирания на большей части площади Западной Канады, в самой северной части пров. Альберта постепенно переходящий в глинистый сланец морского генезиса. Главные скопления тяжелой нефти в песках нижней части группы Мэнвилль находятся на площадях Атабаска, Колд Лэйк, Пис Ривер и Уобаска.

С точки зрения занимаемой площади и суммарных геологических запасов нефти, Атабаска является ее самым крупным скоплением Западной Канады. Нефть плотностью 1015—1030 кг/м<sup>3</sup> залегает в пластах песчаника горизонта Уобиску-Макмерри (группа Мэнвилль), который несогласно покоится на девонских отложениях и согласно перекрывается глинистым сланцем Клируотер. Суммарная толщина этого песчаника обычно менее 91,5 м, зависит от рельефа поверхности домелового стратиграфического несогласия. Эффективно нефтенасыщенная толщина местами достигает 82 м, но в среднем не превышает 18,5 м. Песчаники с нефтью в нижней части горизонта Уобиску-Макмерри имеют флювиальное или дельтовое происхождение и развиты спорадически. Песчаники же верхней части Уобиску-Макмерри отлагались в условиях солоноватых вод, и отдельные тела этих песчаников могут обладать широким распространением. Отложения Уобиску-Макмерри выявлены бурением и за пределами Атабаски: севернее ее они замещаются морскими глинистыми сланцами, западнее и южнее их мощность уменьшается, среди них появляется больше глинистого сланца, а у погребенного эрозионного горба из девонских пород Вудбенд-Уинтерберн вдоль западной границы нефтяной аккумуляции Атабаски отложения Уобиску-Макмерри выклиниваются. На востоке, вдоль р. Клируотер, вверх по восстанию от нефтяного скопления Ата-



баска, песчаники становятся водоносными. Водо-нефтяной контакт на юго-восточной границе залежи надежно определен по пробуренным скважинам. Нефтяные пески обнажаются в русле и на берегах р. Атабаска и ее притоков, а в других местах они повсюду залегают на глубине до 610 м, и там, вверх по восстанию от нефтяной залежи, пласты этих песков являются водоносными при явном отсутствии барьера проницаемости, структурного перегиба или другого какого-либо экрана между нефтеносной и водоносной частями одного и того же пласта песка. Нефтяное скопление в Атабаске достаточно хорошо совпадает с куполовидным структурным элементом, но десятая часть нефтяного скопления и более 10 % суммарных геологических запасов нефти Атабаски находятся во впадине, т.е. на восточном крыле соседней синклинали [50].

Пласты нижнемеловых песчаников, которые содержат тяжелую (973—1000 кг/м<sup>3</sup>) нефть в месторождении Колд Лэйк, находятся преимущественно в верхнемэнвильских отложениях. Наибольшая часть нефти здесь сосредоточена в горизонте Мэнвиль-“Си”, представляющем собой седиментационный цикл с его главным здесь компонентом в фации морского песчаника, который бурением вскрыт в 91,5—137 м ниже кровли отложений группы Мэнвиль. Достаточно крупные количества нефти выявлены и в более молодых песчаниках, часть которых характеризуется континентальным генезисом. Суммарная эффективно насыщенная нефтью мощность нижнемеловых песков в Колд Лэйк местами достигает 61 м, а глубина до кровли нефтяного скопления лежит в границах от 274,5 до 488 м. Главная нефтяная залежь в Колд Лэйк приурочена к своду крупного структурного перегиба в мэнвильских отложениях, и этот перегиб совпадает с погребенным эрозионным выступом на кровле палеозойских отложений. На структурах-поднятиях юго-западнее и вниз по падению от главной нефтяной залежи также имеются разрозненные скопления нефти в тех же песчаниках мощностью более 9,15 м. Мощные коллекторские песчаники имеются и восточнее главной нефтяной залежи, но здесь они водоносны. Нефтяное скопление Колд Лэйк вскрыто и пройдено многими скважинами [45, 50].

Месторождение Пис Ривер находится в стратиграфически экранированной ловушке, которая сформировалась в раннемеловое время, а затем наклонилась на запад и юго-запад [45, 50, 52]. Тяжелая (1015 кг/м<sup>3</sup>) нефть залегают на глубине 300—770 м в базальном песчанике нижнемеловой группы Буллхэд и в перекрывающих отложениях формации Блюски. Эта нефтеносная толща Буллхэд-Блюски располагается на срезанных палеоэрозией юрских, пермских и каменноугольных (миссисипий) отложениях, согласно перекрываясь глинистыми сланцами формации Спирит Ривер. Сразу же за границей нефтяной залежи мощность нефтеносной толщи, в общем, уменьшается на северо-восток от 137 м до почти полного выклинивания. Другие изменения мощности обуславливаются расчлененностью палеоэрозионного рельефа погребенной кровли донижнемеловой осадочной толщи. В северо-западной и восточной частях площади Пис Ривер глинистый сланец Спирит Ривер перекрывает коллек-



торский песчаник, залегающий непосредственно на погребенной эрозионной гряде-кряже из горных пород миссисипского возраста. Нефтенасыщенные нижнемеловые пески Буллхэд-Блюски более выдержаны восточнее города Пис Ривер, чем севернее, западнее и южнее. Максимальная суммарная мощность нефтяных песков около 38 м.

Залежь тяжелой ( $973 \text{ кг/м}^3$ ) нефти месторождения Уобаска находится юго-западнее Атабаски и вниз по падению нижнемеловых отложений, будучи сосредоточена как в нижнемэнвильских (нефтяные пески Уобиску-Макмерри), так и в верхнемэнвильских (нефтяные пески Гренд Репидз) отложениях. Глубина залегания нефти здесь изменяется от 91,5 до 425 м [45, 50].

Залежи тяжелой нефти, разведанные в районе Боннивилль и Ллойдминстер, преимущественно связаны с верхнемэнвильскими отложениями. Наибольшая часть нефти залегает в их песчаниках Спарки и Дженерал Петролеум, а ловушки, содержащие нефтяные залежи, относятся к их структурно-стратиграфическим видам: многие залежи нефти находятся на структурных носгах и террасах, являющихся структурами уплотнения над выступами поверхности донижнемелового стратиграфического несогласия. Коллекторские пески отсортированные, проницаемые и нефтеносные в пределах упомянутых ловушек, вне их аргиллитистые, непроницаемые и водоносные. Последние являются также и результатом фестончатого латерального выклинивания песчаников вверх по восстанию и перехода их в глинистые сланцы. Суммарная эффективно нефтенасыщенная толщина песчаников обычно измеряется 3-6 м, а глубина их залегания — 275-855 м. В отличие от нефтей Атабаски, Колд Лэйк, Пис Ривер и Уобаски природные нефти Боннивила и Ллойдминстер добываются традиционными способами из обычных буровых скважин [45, 50, 52].

Кроме того, в нижнемеловых песках месторождений Атабаска и Ллойдминстер залегает и природный газ. Его разведанные суммарные геологические запасы, равные  $187 \text{ млн м}^3$  в Атабаске, находятся в 2059 газовых залежах, а разведанные суммарные геологические запасы природного газа, равные  $229 \text{ млн м}^3$  в Ллойдминстер, — это ресурс 4219 газовых залежей, согласно Геологической Службе Канады [51]. И, хотя бытует мнение, что нефти Атабаски, Колд Лэйк, Пис Ривер, Уобаски и Ллойдминстер — это дегазированный остаток нефти, когда-то бывшей легкой и весьма подвижной [45, 50], наличие такого количества газовых залежей трудно коррелируется с крупномасштабной дегазацией.

В Западно-Канадском осадочном бассейне имеется еще одно сверхгигантское скопление тяжелой ( $1015\text{-}1030 \text{ кг/м}^3$ ) нефти, залегающее под нефтяными песками Атабаски, Колд Лейк, Пис Ривер и Уобаски. Это — “Карбонатный Треугольник”, содержащий на площади 70 тыс. км<sup>2</sup> около 200-215 млрд м<sup>3</sup> нефти в карбонатах нижнего карбона (формация Экшпоу), а также франского яруса верхнего девона (ф. Гросмонт) и только недавно начавший разрабатываться. Сверхзалежь нефти “Карбонатный Треугольник” приурочена к обширной, ныне погребенной, мелководно-морской карбонатной платформе примерно 160 км шириной, 500 км дли-

ной и, в среднем, 150 м толщиной. Наиболее высокие концентрации здесь нефти/битума разведаны у восточной границы месторождения. В главном вместилище нефти, горизонте Верхний Гросмонт-2, нефтенасыщенность обычно превышает 70 %, а местами достигает 100 % порового пространства. Пористость нефтенасыщенных карбонатов Гросмонт равна, в среднем, 20 %, но местами приближается к 40 %. Проницаемость также превосходная. Вязкость нефти/битума измеряется  $10^{-3}$  Па·с, глубина залегания 75-400 м, элементный состав следующий: углерода содержится около 77% массы, водорода — 8, а остальное приходится на азот, кислород, серу и другое при  $H/C = 1,19$  и  $O/C = 0,03$ . Нефть/битум Атабаски характеризуется содержанием углерода, равным 80,30 % массы, водорода — 8,14, азота, серы, кислорода и др. — около 11,5 %,  $H/C = 1,21$  и  $O/C = 0,01$ . Содержание серы высокое: 7,81 % в нефти Атабаски и 8,17 % в нефтебитуме “Карбонатного Треугольника”. Нефтебитумы нефтяных песков Атабаски и подстилающих выветрелых карбонатов “Карбонатного Треугольника” имеют как единый источник, так и одинаковую зрелость.

Масс-спектрометрическими/газохроматографическими исследованиями выявлено в гросмонтском нефтебитуме 28 стеранов. Среди них имеются два прегнана ( $C_{21}H_{36}$ ), два биснорхолана ( $C_{22}H_{38}$ ), четыре диахолестана ( $C_{27}H_{48}$ ), четыре метилдиахолестана ( $C_{28}H_{50}$ ), четыре холестана ( $C_{27}H_{48}$ ), четыре метилхолестана ( $C_{28}H_{50}$ ) и четыре этилхолестана ( $C_{29}H_{52}$ ), являющихся полиненасыщенными изопреноидами. Наблюдаемое же их распространение в гросмонтском битуме указывает, что органическое вещество глинистых сланцев и аргиллитов не было главным источником нефтебитума ни для нефтяных песков, ни для нефтяных карбонатов северной части пров. Альберта. Но наилучшим образом коррелируется генетическое родство нефтебитума Атабаски и “Карбонатного Треугольника” на основе его микроэлементного состава [34].

Интересно отметить, что залежи нефтяных песков Западной Канады, как и сверхгигантское нефтяное скопление Гавар Саудовской Аравии, ассоциируются с позитивными температурными аномалиями. Так, непосредственно над месторождением Гавар располагается участок — небольшое “горячее пятно” с геотермическими градиентами более  $35^{\circ}C/km$ . Месторождения же Атабаска, Колд Лэйк и Уобаска находятся полностью внутри площади с высоким региональным геотермическим градиентом и там, где он обычно выше  $40^{\circ}C/km$ , а несколько “горячих пятен” внутри данной площади имеют градиенты более  $50^{\circ}C/km$ . Залежь нефтяных песков Примроз, находящаяся между Атабаской и Колд Лэйк, имеет геотермические градиенты выше  $40^{\circ}C/km$ . Месторождение нефтяных песков Колд Лэйк приурочено к “горячему пятну”, где геотермический градиент равен  $50^{\circ}C/km$ . Южнее Колд Лэйк разрабатывается месторождение тяжелой нефти Ллойдминстер, площадь которого ассоциируется с геотермическими градиентами около  $40^{\circ}C/km$  [33].

Согласно представлениям об образовании нефти и природного газа из рассеянного органического вещества (РОВ), объем, например, нефти, образовавшейся из какого-то объема нефтематеринской породы, зависит

от концентрации органического углерода в этой породе, нефтегенерационной способности ее керогена и его термической зрелости, достигнутой РОВ [40]. Если все это известно, то нетрудно вычислить углеводородогенерационную способность или производительность ( $G_0$ ) при полной зрелости РОВ и определенной концентрации общего (суммарного) органического углерода (ТОС).  $G_0$  измеряется разными способами, но самым популярным является пиролиз породы. Его данные сообщаются обычно в миллиграммах углеводородов на грамм ТОС, именуясь углеводородным индексом (НИ).

В общем,  $G_0 = (\text{ТОС}) \cdot (\text{НИ}) \cdot k$ , где “ $k$ ” — константа превращения (млн баррелей/куб. милю). Если плотность нефтематеринской породы (глинистого сланца) равна  $2,4 \text{ г/см}^3$ , а плотность углеводородов —  $0,9 \text{ г/см}^3$ , то  $k = 0,7$ .

В случае, когда не была достигнута повсюду полная термическая зрелость керогена, количество действительно генерированных углеводородов ( $\text{НС}_0$ ) меньше, чем  $G_0$ , и изменяется прямо пропорционально достигнутому уровню зрелости керогена. Обозначив его частичное превращение в углеводороды при том или ином уровне зрелости керогена через “ $f$ ”, получаем  $G_0 \cdot f = \text{НС}_0$ .

Помимо углеводородов, генерированных термическим разложением керогена, в их суммарную продукцию, отнесенную на единицу объема нефтематеринской породы, т.е.  $\text{НС}_v$ , следует добавить и диагенетический битум (DB), существовавший вместе с керогеном в этой породе до ее термического созревания. Тогда  $\text{НС}_v = \text{НС}_0 + \text{DB}$ , где  $\text{НС}_v$  выражается в миллионах баррелей на кубомилю. Умножение такой  $\text{НС}_v$  на мощность нефтематеринской породы дает уже количество углеводородов, готовое к миграции и приходящееся на единицу площади ( $\text{НС}_a$ ) в млн баррелей на 1 кв. милю. Если умножить  $\text{НС}_a$  на суммарную площадь, занятую нефтематеринской породой, то получается в млн баррелей количество нефти, суммарно готовое к миграции. Но это еще не геологические запасы нефти. Ей еще нужно уйти из нефтематеринской породы либо в результате выжимания, либо иным способом, но для этого необходимо, чтобы нефтенасыщенность нефтематеринской породы была более  $1,94 \text{ млн м}^3/\text{км}^3$ , иначе из нее нефти никогда не уйти. Кроме того, необходимо учесть низкую эффективность миграции нефти и низкий коэффициент улавливания нефти в осадочном бассейне. В наиболее благоприятных случаях, геологические запасы нефти есть нечто, похожее лишь на 35% от  $\text{НС}_0$ , но обычно значительно меньше, т.е. всего 10 % от  $\text{НС}_0$  или меньше.

Имея все это в виду и игнорируя порог ( $1,94 \text{ млн м}^3/\text{км}^3$ ) исходно необходимой нефтенасыщенности, неэффективность миграции и неэффективность улавливания нефти структурными и другими ловушками, а также желая сделать наиболее оптимистическую из возможных оценку, С.О. Мошир и др. [40] попытались узнать, являются ли глинистые сланцы/аргиллиты нижнего мела Западноканадского бассейна действительно источником того неимоверного количества нефти, которое находится в земных недрах Атабаски, Колд Лэйк, Ллойдминстер, Пис Ривер и Уобаски.

Для этого были использованы вышеупомянутые нефтегенерационные параметры, взятые по картам равного содержания, например,  $\text{HC}_0$ ; карта изопахит глинистосланцевой толщи Мэнвил; карта изопахит нефтематеринской толщи нижнего мела всего бассейна; обогащенность органикой (ТОС);  $\text{HI}$ ; константа превращения ( $k$ ) и все другое из общепризнанной количественной геохимической модели нефтеобразования из РОВ. В результате оказалось, что эта нефтематеринская порода могла бы дать только 71,5 млрд  $\text{м}^3$  нефти, что равно 34,54 % от геологических суммарных начальных запасов, в 1985 г. равных 207 млрд  $\text{м}^3$  в Атабаске, Колд Лэйк, Ллойдминстер, Пис Ривер и Уобаске [40]. А вопрос, где источник остальных 135,5 млрд  $\text{м}^3$  нефти этих сверхгигантских месторождений, так и остался без ответа.

Кстати, в 1990-х гг. министерство энергии и ее использования Альберты (МЭИА) и министерство энергии Канады (МЭК) уже иначе оценивали геологические запасы нефти/битума в Атабаске, Колд Лэйк, Пис Ривер и Уобаске, которые совокупно занимают 122 880  $\text{км}^2$ , что равно площади почти всей Бельгии. МЭИА считает, что в упомянутых месторождениях имеются геологические запасы, равные 270 млрд  $\text{м}^3$ , МЭК же считает, что они равны 400 млрд  $\text{м}^3$  [21], а Х.М. Холейдер [32] — даже 480 млрд  $\text{м}^3$ .

В этом же аспекте непростительно было бы не напомнить также, что под нефтяными песками Атабаски, Колд Лэйк, Пис Ривер и Уобаски, на глубине 75-400 м от земной поверхности выявлены и уже разрабатываются 200-215 млрд  $\text{м}^3$  нефти, залегающей в нижнекаменноугольных/верхнедевонских карбонатах “Карбонатного Треугольника” и генетически родственной с нефтью Атабаски, Колд Лэйк, Пис-Ривер и Уобаски, т.е. происходящей из того же источника. Иначе говоря, в земных недрах одной и той же площади выявлено суммарно от 470 до 695 млрд  $\text{м}^3$  нефти, а ее органический источник мог бы дать только 71,5 млрд  $\text{м}^3$ , т.е. от 10,3 до 15,2 % суммарных геологических запасов нефти Атабаски, Колд Лэйк, Ллойдминстер, Пис Ривер, Уобаски и “Карбонатного Треугольника”.

А где же источник остальных 85-90 %? Кажется, что ответ на этот вопрос дают результаты бурения скв. 7-32-89-10-w-4, пробуренной на глубину 1678 м в месторождении Атабаска, на западной окраине Форты Макмерри, в 1994 г. Этой скважиной кровля КФ (гранит) вскрыта на глубине 543 м, а забой скважины находится в габбро, в котором пройдено 6 м призабойного ствола. Обсадная колонна установлена до глубины 598,4 м. Скважина имела нефте- и газопроявления: в гранитах — на глубине 787-817 м; 884-915; 1421-1451 и 1479-1510 м, в габбро — на глубине 1662-1678 м. На проектной глубине 2196 м находился главный поисковый объект (крупный структурный элемент, согласно данным сейсморазведки 2-D), но из-за отсутствия финансирования бурение прекратили, а скважину законсервировали [41].

До бурения этой скважины предполагалось [33, 40, 50], что в Атабаску, Колд Лэйк, Ллойдминстер, Пис Ривер и Уобаску могла латерально мигрировать вверх по восстанию на расстояние 200-500 км нефть за счет

ее всплывания из очага органического образования, находящегося в самой глубокой части Западно-Канадского бассейна. И это многим казалось возможным до открытия и начала разработки именно там (перед фронтом глубинного разлома-надвига, отделяющего Скалистые горы от Западно-Канадского бассейна, т.е. от этого предгорного прогиба) сверхгигантского газового (12,5 трлн м<sup>3</sup> природного газа) месторождения Дип Бэйсн.

Оно было открыто в 1976 году принадлежавшей компании "Кан-Хантер" скв. 1-Элмуорт, фонтанировавшей по 283 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 170 тыс. м<sup>3</sup>/сут природного газа из двух зон в мезозойских отложениях на глубине около 1920 м. Вслед за этим "Кан-Хантер" сделала еще 24 промышленных открытия газа в семи мезозойских формациях Дип Бэйсн на площади 1382 км<sup>2</sup>, пробурила более 100 скважин и выявила, что здесь имеется более 20 газодобывных зон, из которых пять приходятся на горизонт Фалер нижнемеловой формации Спирит Ривер. Залежи с промышленными запасами природного газа имеются с глубины 610 м (ф. Белли Ривер верхнего мела) до более чем 5500 м (ф. Деболт карбона) в песках, песчаниках, конгломератах, алевролитах, аргиллитах, глинистых сланцах и углях формаций и горизонтов (сверху — вниз) Белли Ривер, Чинук, Бэдхарт, Пембина, Кардиум, Уоскахиган и Дунвеган верхнего мела, Викинг-Кинселла, Кадотт, Нотикуин, Фалер, Кег Ривер, Харматн, Гетинг и Кадомин нижнего мела, Никанассин юры, Балдонелл, Хафуэй и Пиджей триаса, Беллой перми, Кискатинеу и Деболт карбона. В северной части Дип Бэйсн фирма "Тоутл Петролеум" получила в скважине даже нефть плотностью 830 кг/м<sup>3</sup> из песчаников мелового возраста, а в скв. 1-Хит — также неопубликованное количество нефти из горизонта Хафуэй триаса 13,5 км юго-восточнее предыдущей скважины [20, 36].

Газовое месторождение Дип Бэйсн при его максимальной ширине 180 км прослежено на 725 км с северо-запада на юго-восток, перед фронтом Скалистых гор параллельно их простиранию. Оно начало разрабатываться с участка Элмуорт-Вапити, ограниченного на юго-западе предгорьями Скалистых гор, а на севере и северо-востоке — сводом Пис Ривер. Главным газодобывным объектом вначале были зоны "А" и "Б" горизонта Фалер. В общем, это — тонко- и среднезернистые пески (иногда с прослоями конгломерата) морских циклов седиментации. В центральной части участка Элмуорт, где газопродуктивная толща горизонта Фалер становится грубозернистее вверх по ее разрезу и восстанию, превращаясь в конгломерат из галек кремня и окремнелых известняков, скважины фонтанируют газом естественно, без помощи технологии гидроразрыва пласта. Газонасыщенные конгломераты присутствуют в разрезе эпизодически, в виде небольших линз, но проницаемость имеют в несколько дарси (несколько  $1 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>). Дебиты газовых фонтанов из конгломератов — от 57 до 283 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Контактующие с ними по вертикали и латерали осадочные породы характеризуются пористостью 10-15% и проницаемостью от  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> до  $1 \cdot 10^{-14}$  м<sup>2</sup> (1-10 мД), и газовые фонтаны из таких пород измеряются от 28 до 85 тыс. м<sup>3</sup>/сут [22, 23, 36].

Дип Бэйсн с суммарными начальными геологическими запасами природного газа в 12,5 трлн м<sup>3</sup> занимает площадь около 66 560 км<sup>2</sup>, где газ насыщает весь разрез верхнего и нижнего мела, юры, триаса, перми и верхней части карбона на глубине от 610 до 6000 м. Эффективно газонасыщенная толщина газоносной толщи равна 3050 м, согласно данным из 350 скважин, пробуренных здесь еще до 1979 г. В плане Дип Бэйсн имеет форму сильно вытянутого с северо-запада на юго-восток ромба с несколько округленными боками. На северо-западном конце этого ромба газ исчезает в недрах, поскольку основная часть песчанистой толщи полностью замещается глинистыми сланцами. В юго-восточном направлении газоносная толща также выклинивается, но промышленная газоносность прослеживается отрывками и дальше в узкой полосе перед фронтом предгорий Скалистых гор в направлении на юг через южную часть Альберты, соседний американский шт. Монтану и еще южнее (по меньшей мере туда, где находятся в отложениях мелового же возраста газовые месторождения западного крыла бассейна Грин Ривер, в юго-западной части шт. Уайоминг) на расстояние 2080 км или более.

Вверх по восстанию всех пластов газоносной толщи мезозоя от Дип Бэйсн до мезозойской же нефтеносной толщи Атабаски, находящейся 210 км северо-восточнее, в них находится зона постепенного перехода от почти 100 %-ной газонасыщенности к 100 % водонасыщенности. Между газоносной и водоносной зонами в каждом пласте нет ни литологического, ни стратиграфического, ни дизъюнктивного барьера, препятствующего передвижению пластовых флюидов. Наоборот, каждый пласт вверх по восстанию становится все крупнопористее и проницаемее [22, 23, 36].

С момента открытия Дип Бэйсн прошло много лет, пробурена уже не одна сотня новых скважин, выполнены тщательные исследования керна и пластовых условий, и вышеуказанное дополняется следующим. Коллекторами газа в Дип Бэйсн являются плотные горные осадочные породы. Среди них типичными считаются плотные песчаники нижнемеловой ф. Спирит Ривер. Ее горизонт Фалер в южной части Дип Бэйсн слагают неморские кластики и ископаемые угли, а на участке Элмуорт горизонт Фалер, этот главный продюсер природного газа, представлен пятью трансгрессивными и регрессивными циклами седиментации с переходом от морских к неморским фациям. Каждый цикл состоит из косослоистого, расланцованного, тонкозернистого песчаника с непостоянными количествами более грубозернистого песчаника или конгломерата и локально перекрывается ископаемым углем. Тонкозернистые песчаники отложены волнами в мелководно-морской и прибрежной фациях. Зернистые конгломераты, которые хорошо отсортированы, свободны от матрицы и залегают сразу же под ископаемым углем — отложения пляжей. Галечные конгломераты имеют худшую отсортированность, песчаную матрицу, косослоистость, резкую, четкую подошву, выклиниваются в песчаник и являются либо отложениями каналов распределения сносимого обломочного материала, или же его прибрежными аккумуляциями, переотложенными недалеке от канала. Более грубозернистые песчаники и конг-

ломераты ископаемой береговой линии моря образуют обычные коллекторы с пористостью до 15 % и проницаемостью до 1 дарси ( $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ). Тонкозернистые же песчаники береговой линии и морского мелководья — это “плотные коллекторы” газа Дип Бэйсн с проницаемостью порядка 0,001-0,5 миллиарди (т.е.  $1 \cdot 10^{-18}$ - $5 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$ ), согласно [22, 23].

Результаты петрофизических исследований свидетельствуют, что тонкозернистые песчаники газоносной толщи Дип Бэйсн теряли пористость вследствие образования наростов кварца на их зернах, дробления обломков породы и цементации карбонатами и глинами. Эти процессы имели место и в конгломератах, но в них сохранилась значительная часть первичной пористости и возникла кое-какая вторичная: диагенез может эффективно и уменьшать, и уничтожать проницаемость осадков после их погребения. В ядрах песчаников ф. Спирит Ривер проницаемость равна 0,001—0,5 миллиарди ( $1 \cdot 10^{-18}$ — $5 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$ ), а в положении “in situ”, т.е. в пластовых условиях Дип Бэйсн, их же проницаемость на один порядок величины меньше, будучи для глубин 3—4 км равной от 0,0001 до 0,05 миллиарди ( $1 \cdot 10^{-19}$ — $5 \cdot 10^{-17} \text{ м}^2$ ). В то же время известно, что проницаемость глинистых сланцев, традиционно считающихся породами-покрышками газовых и нефтяных залежей, измеряется 0,001—0,000 0001 миллиарди ( $1 \cdot 10^{-18}$ — $1 \cdot 10^{-22} \text{ м}^2$ ). Из этого видно, что плотные газоносные породы в Дип Бэйсн даже менее проницаемы, чем некоторые породы-покрышки, в том числе такие, как глинистые сланцы [23, 36].

В диагенетических цементах газоносных конгломератов и песчаников из горизонтов Кадотт и Фалер, ф.ф. Блюски и Кадомин в Дип Бэйсн выявлены друзы кварца. Их призматические кристаллы торчат внутри поровых пространств газоносных конгломератов, сложенных гальками роговиков. Большинство этих друз кварца отложилось из слабосоленых (2—3 мас. % - эквивалента NaCl) вод при их температуре 170—195°C. Кальцитовый цемент также имеется, но он отложился позднее образования друз кварца (во время воздымания и остывания данной площади) при пластовых температурах 108—169°C. Эти горячие флюиды мигрировали с запада на восток (из полости надвига-глубинного разлома на границе Скалистые горы/Западно-Канадский бассейн в земные недра Дип Бэйсн и далее вверх по восстанию мезозойской толщи в сторону Атабаски) по проницаемым конгломератам и трещинам вдоль плоскостей напластования. Явная приуроченность когда-то горячих флюидов только к западной, самой глубокой части газоносной толщи Дип Бэйсн указывает, что глубинный конвективный теплоперенос этими флюидами мог осуществляться латерально в масштабе только нескольких десятков километров. Это подтверждается также и локализацией друз кварца. Самые крупные и самые многочисленные из них в песчаниках и конгломератах горизонтов Кадотт и Фалер обнаружены только в западной части Дип Бэйсн. В восточном же направлении отсюда количество и размер друз кварца уменьшаются. Это свидетельствует о нахождении источника горячей, перенасыщенной кремнеземом воды западнее Дип Бэйсн.



Здесь могут приниматься во внимание только два возможных пути притока и течения горячих вод:

1) вертикально восходящий поток вод из подстилающих отложений через вертикальные или субвертикальные трещины;

2) внутрипластовое течение горячих высоконапорных вод по восстанию пластов проницаемых пород или по трещинам вдоль плоскостей напластования происходит с запада на восток, т.е. из зоны надвига (глубинного разлома), ограничивающего на западе газовые залежи Дип Бэйсн и одновременно отделяющего Западно-Канадский бассейн от Скалистых гор.

Горячие воды из подстилающей карбонатно-эвапоритной (каменная соль) толщи пермотриаса принесли бы в мезозойские отложения Дип Бэйсн высокую соленость и  $\delta^{18}\text{O} = 7-9 \text{ ‰}$ , но пластовые воды, например, горизонта Фалер при пластовой температуре 170-195°C имеют малую соленость (только 2-3 мас.% -эквивалента NaCl) и  $\delta^{18}\text{O} = 3 \text{ ‰}$ . Таким образом, горячие газонасыщенные воды получены не из нижезалегающей эвапоритоносной толщи пермотриаса и не из-под нее. Изучение стабильных изотопов для кварцевых друз также свидетельствует, что кварцевые друзы всех модификаций образовались здесь из флюидов идентичного изотопного состава и при идентичной температуре в горизонтах Кадотт и Фалер, а кварцевые друзы ф. Кадомин — из разных флюидов и в несколько стадий.

С помощью масс-спектрометрии и других методов анализа изучен состав и газо-жидкостных включений (ГЖВ) в макрокристаллах кварца из его друз и кальцита из цемента песчаников и конгломератов Блюски, Кадомин, Кадотт и Фалер. ГЖВ, богатые метаном, этаном и пропаном, находятся в цементах, отложившихся в порах упомянутых пород при 150°C, а богатые только метаном — в кристаллах цементов, отлагавшихся в порах при 165°C или меньше. Друзы кварца залегают, кроме того, внутри горизонтальных трещин в песчаниках, полостях-жеодах, явно созданных частичным растворением — выщелачиванием конкреций сидерита, и в крупных порах конгломератов, сложенных галькой роговиков. Соленость воды ГЖВ определена по температуре замерзания, а температура образования ГЖВ с углеводородами — по температуре гомогенизации ГЖВ при их нагревании [49].

Граниты, вскрытые бурением на глубине 543 м в Атабаске, — это горные породы Канадского щита, западный склон которого моноклинально погружается в Западно-Канадский осадочный бассейн по направлению к Скалистым горам. Сопряженная с ними на протяжении 725 км, моноклинально наклонная к ним полоса газоносности шириной 180 км месторождения Дип Бэйсн (площадь 66 560 км<sup>2</sup>) является не очагом газонефтеобразования из РОВ самой глубокой части Западно-Канадского бассейна, а местом аккумуляции 12,5 трлн м<sup>3</sup> природного газа, выделившегося там из глубинного разлома-надвига, который простирается вдоль фронта Скалистых гор. Не является эта площадь и местом, откуда нефть якобы мигрировала латерально вверх по восстанию пластов в Атабаску, Бафелю Хэд Хиллз, Боннивилль, Бэд Рэпидз, Колд Лэйк, Ллойдминстер, Лун



Ривер, Пис Ривер и Уобаску. Согласно [22, 23, 50], между ними и Дип Бэйсн залегают нижне- и верхнемеловые пористые, хорошо проницаемые (1 дарси) водоносные песчаники и конгломераты, по которым должен был бы, в первую очередь, всплыть вверх по восстанию и достигнуть упомянутых месторождений нефти и нефтяных песков природный газ из Дип Бэйсн вследствие его меньшей, чем у нефти и воды, плотности и, казалось бы, огромной силы всплывания его  $12,5$  трлн  $\text{м}^3$ .

Однако, газ из Дип Бэйсн не может мигрировать к Атабаске. Этому препятствует капиллярное сопротивление водонасыщенной проницаемой пористой среды. Согласно [31], капиллярное сопротивление всегда возникает при перемещении нефти и/или газа из одной поры в другую через более узкий проход между порами, заполненными водой, и определяется уравнением:

$$P_k = 2\lambda \cdot \cos\theta \left( \frac{1}{r_1} - \frac{1}{r} \right)$$

где " $\lambda$ " — поверхностное натяжение (дин/см) между нефтью (газом) и водой на границе их раздела, " $\theta$ " — угол (в градусах) контакта нефти (газа) и воды, " $r_1$ " — средний радиус межпорового прохода (см), " $r$ " — средний радиус пор (см). Средними их значениями в типичном песке являются  $\lambda = 20$  дин/см,  $\theta = 60^\circ$  ( $\cos \theta = 0,5$ ),  $r = 0,005$  см,  $r_1 = 0,25$  г. Подставляя эти величины в упомянутое уравнение, получаем, что  $P_k = 12\ 000$  дин/см<sup>2</sup>. При этом перепады давления благодаря силе плавучести нефти равны порядка  $1-10$  дин/см<sup>2</sup>, и оказывается, что капиллярное сопротивление в  $12\ 000$  или  $1200$  раз больше силы всплывания нефти. Поверхностное же натяжение между природным газом и водой в  $40$  раз больше, чем между нефтью и водой, а это означает и соответственно меньшую у природного газа возможность всплывания в пористой, проницаемой и водонасыщенной среде [15, 16, 31].

Милк Ривер, содержащее  $255$  млрд  $\text{м}^3$  газа, располагается в Западно-Канадском бассейне на северо-восточном моноклиналином склоне свода Суит Грасс, отделяющего Западно-Канадский от бассейна Уиллистон. Как и в Дип Бэйсн, газ Милк Ривер залегают в плотных и почти непроницаемых песчаниках мелового возраста в нижней, наиболее глубокой части моноклинали, тогда как в верхней, наименее глубокой ее части эти же песчаники, являющиеся уже крупнопористыми и хорошо проницаемыми (1 дарси, т.е.  $1 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>), содержат пресную воду. Гигантское газовое месторождение Милк Ривер было случайно открыто еще в 1883 году скважиной железнодорожной компании "Канадиэн Пэсифик Рэйлруд", пробуренной на пресную воду. Месторождение не разрабатывалось до 1973 г. Его отмельно-пляжные пески ф. Милк Ривер обнажаются в южной части пров. Альберта, немного ниже по падению пластов от обнажений они становятся коллектором пресной воды для сотен скважин, пробуренных на фермах, а еще северо-восточнее постепенно изменяются фациально в мелководно-прибрежные, морские, слоистые, маломощные пески и глинистые сланцы с сопутствующей потерей пористости и проницаемости.

Именно здесь и сосредоточены огромные запасы газа месторождения Милк Ривер. Вода в ф. Милк Ривер течет вниз по падению пластов к газовым залежам, и нет никакого литологического, стратиграфического и структурно-тектонического экрана или барьера между газом и водой. Имеется лишь переходная от газа к воде зона шириной от 9,5 до 13 км. Пористость водоносных песков около 25 %, проницаемость 100 миллиарди (1·10<sup>-13</sup> м<sup>2</sup>), а газоносных — лишь 14 % и 1 миллиарди (1·10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>), при водонасыщенности последних 45 %. Площадь месторождения 17 920 км<sup>2</sup>, средняя глубина залегания газа 335,5 м, средняя эффективно газонасыщенная толщина газовой залежи 18,3 м, начальное пластовое давление 3,1 МПа, площадь дренажа, приходящаяся на скважину, 128 га и средняя газодобыча одной скважины 2,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут [36].

Сверхгигантское газовое (935 млрд м<sup>3</sup>) месторождение Сан Хуан (его другие названия — Бланко Бэйсн и Бланко Месаверде) находится в бассейне Сан Хуан, на западе окаймленном Скалистыми горами, на востоке — хр. Насимьенто, на севере и северо-востоке — хр. Арчулета, на юго-востоке — поясом сбросов Пуэрко и на юге — горами Зьюни. Оно располагается поперек длинной синклинальной оси бассейна Сан Хуан на площади 8038 км<sup>2</sup> по кровле газоносных песков Месаверде мелового возраста и 2816 км<sup>2</sup> по кровле газоносных песков и песчаников Дакота мела, разрабатывается тремя тыс. скважин в шт. Новая Мексика. Пористость газоносных песков и песчаников Месаверде 10 %, проницаемость 1,5 миллиарди (1,5·10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>), водонасыщенность 34 %, средняя эффективно газонасыщенная толщина 24,5 м, начальное пластовое давление 9,6 МПа, средняя глубина залегания 1647 м, площадь дренажа одной скважины 128 га и средняя газодобыча одной скважины 8,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Средняя глубина залегания газоносных песчаников Дакота 2135 м, средняя пористость 7 %, средняя проницаемость 0,15 миллиарди (15·10<sup>-17</sup> м<sup>2</sup>), водонасыщенность 35 %, средняя эффективно газонасыщенная толщина 18,3 м, начальное пластовое давление 21,1 МПа, площадь дренажа, приходящаяся на одну скважину, 128 га и средняя газодобыча одной скважины 7 тыс. м<sup>3</sup>/сут [9, 35, 36].

Газоносные пески Клиф Хаус и Пойнт Лукаут ф. Месаверде и газоносные пески ф. Дакота здесь образуют многопластовый газоносный пакет толщиной 1525 м в огромной синклинали. В этом пакете все поры насыщены природным газом, объем пакета равен 8192 км<sup>3</sup>, и на него со всех сторон вниз по падению движутся пластовые воды. Газоносные “плотные” песчаники мела постепенно и непрерывно вверх по их восстанию становятся более пористыми, проницаемыми и наконец водоносными при полном отсутствии какого-либо барьера-экрана, отделяющего газоносную часть песчаника от его водоносной части. Несмотря на это и так же, как в Дип Бэйсн и Милк Ривер, газ в месторождении Сан Хуан не всплывает вверх по восстанию каждого из пластов [36].

Дип Бэйсн, Милк Ривер и Сан Хуан — это сверхгигантские газовые скопления, Атабаска же, Колд Лэйк, Ллойдминстер, Пис Ривер и Уобаска — сверхгигантские скопления тяжелой нефти, но у всех этих скопле-

ний газа и нефти есть общая особенность: у них нет их источника в осадочной толще. Кроме того, залегание газа в Дип Бэйсн, Милк Ривер и Сан Хуан свидетельствует, что в водоносных пластах гравитационная латеральная миграция газа и нефти вверх по их восстанию есть *science fiction*. Это относится, конечно, и к капиллярной миграции нефти и газа, поскольку капиллярные силы не вытеснили газ из мелких пор-капилляров в крупные поры-сверхкапилляры, а воду — из крупных пор в мелкие, хотя капиллярные силы были обязаны обеспечить именно такое вытеснение, ведь это и является сущностью капиллярных явлений, согласно [15, 31].

Позитивные геотермические аномалии в нефтяных месторождениях Атабаска, Колд Лэйк, Ллойдминстер, Пис Ривер и Уобаска, а также в сверхгигантском газовом месторождении Дип Бэйсн не являются геологическим курьезом и существуют не только в Западно-Канадском бассейне, но и гораздо южнее его, например, в Денверском. Раскрываясь на востоке в Западный внутренний осадочный бассейн, он окаймляется горным сооружением Скалистых гор, их предгорьями на западе и окраинными поднятиями — Хетвайлл на северо-западе, Чедрон и Кембридж на северо-востоке, Лас Анимас на юго-востоке, Сьерра Гранде, Апишипа и Кеннон-Сити на юге. Здесь, в земных недрах шт. Колорадо, США, разрабатывается гигантское газоконденсатнонефтяное месторождение Спиндл/Уоттенберг, находящееся в центре Денверского бассейна (в своде его синклинали). Суммарные начальные геологические запасы этого месторождения, равные 56,6 млрд м<sup>3</sup> природного газа и 47,5 млн м<sup>3</sup> нефти с конденсатом, залегают в песчаниках нижнемеловой формации Мадди на глубине 790-1035 м. На карте геотермических градиентов площади Спиндл/Уоттенберг видна отчетливая аномалия типа “яркого пятна”, более соответствующая площади наибольшей газодобитности, а не структуре. Геотермические градиенты здесь изменяются от 29,2—32,8°C на краях месторождения (и вне его) до 51,1-52,9°C на участках наилучшей газодобычи. Эти данные получены не только во время опробования на приток из пласта трубными пластоиспытателями, но и при замерах термопрофиля и давлений на забое скважин в статических условиях.

Одним из главных нефтегазоконденсатоносных пластов в месторождении Спиндл/Уоттенберг является песчаник Джей формации Мадди. И хотя его кровля имеет форму синклинали, линии равных пластовых температур в земных недрах выгнуты кверху в виде антиклинали, совпадая с наиболее высокодебитными участками газоконденсатной залежи. Латеральное увеличение температуры более чем на 39°C происходит от краев к центру месторождения вдоль газодобывного горизонта [9, 38, 42].

Позитивные геотермические аномалии имеются в продуктивных горизонтах и подавляющего большинства других газовых и нефтяных месторождений области Скалистых гор, а также во многих месторождениях нефти и газа иных регионов мира. Эти аномалии сопутствуют структурным, стратиграфическим, литологическим ловушкам нефти и газа и могут вызываться несколькими причинами, но самой важной из них является движение вверх нефти, газа и воды [38].

Еще одним сверхгигантским нефтяным скоплением, происхождение которого проверялось адептами бионефтегенезиса в свете общепринятой количественной геохимической модели нефтеобразования из РОВ-керогена, является венесуэльское месторождение Боливар Прибрежное в недрах восточного побережья морской лагуны-озера Маракайбо и его прибрежной акватории. На ранних стадиях разведки, когда скважины закладывались вблизи многих естественных выходов нефти на дневную поверхность, но вдалеке друг от друга, думали, что открываются разные месторождения, которым дали названия — Бачакеро, Кабимас, Лягунильяс и Тиа Хуана. Первым здесь, в бассейне Маракайбо, в 1917 году открыто месторождение Кабимас. В 1975 г. его 640 скважин суммарно дали 5,088 млн м<sup>3</sup>/год нефти плотностью 891 кг/м<sup>3</sup> и сернистостью 1,71 мас. % из третичных песков на глубине от 170 до 671 м, а их накопленная к 1976 г. нефтедобыча была равна 207 млн м<sup>3</sup>. В 1926 г. открыто Лягунильяс. В 1976 г. его 2335 скважин суммарно дали 31,957 млн м<sup>3</sup>/год нефти плотностью 908 кг/м<sup>3</sup> и сернистостью 2,18 мас. % из третичных (миоцен, эоцен) песков на глубине 915 м. Накопленная же к 1976 г. нефтедобыча в Лягунильясе достигла 1349 млн м<sup>3</sup>. Открытое в 1928 г. месторождение Тиа Хуана имеет нефть плотностью 891 кг/м<sup>3</sup> и сернистостью 1,49 мас. % в третичных песках на глубине 915 м; в 1975 году дало 14,15 млн м<sup>3</sup> нефти из 1585 скважин, накопленная к 1976 г. нефтедобыча равна 477 млн м<sup>3</sup>. В 1930 г. открыто месторождение Бачакеро. Его нефть плотностью 927 кг/м<sup>3</sup> и сернистостью 2,62 мас. % залегает в третичных (эоцен, миоцен) песках на глубине 1050 м. К 1976 г. накопленная нефтедобыча в этом месторождении достигла 787,5 млн м<sup>3</sup>, и только за один 1975 год 1925 скважин Бачакеро дали в сумме 24 млн м<sup>3</sup> нефти. Позднее стало ясно, что Бачакеро, Кабимас, Лягунильяс и Тиа Хуана — это различные части одного и того же очень крупного моноклинального месторождения, сильно разбитого разломами и имеющего более 300 самостоятельных пластов-коллекторов нефти. Их разработка только в одном 1975 году суммарно дала из 6486 скважин нефтедобычу, равную 75,6 млн м<sup>3</sup>, и накопленную нефтедобычу, на 1 января 1976 года исчислявшуюся 2820,5 млн м<sup>3</sup>. Геохимические исследования 124 проб природной нефти из эоцен-миоценовых песков Боливар Прибрежного выявили здесь два типа нефти, которые отличаются друг от друга преимущественно неодинаковым содержанием прямоцепочечных (“нормальных”) алканов. Известно, что *n*-алканы — это соединения, наиболее легко поддающиеся удалению из нефти в процессе ее бактериальной дегградации, и, таким образом, оба типа нефти в Боливар Прибрежном — это просто один и тот же тип природных нефтей, но с неодинаковыми степенями их бактериальной дегградации. На это же указывает и наличие здесь полного ряда (последовательности) от зеленой легкой (820 кг/м<sup>3</sup>) до черной тяжелой (1000 кг/м<sup>3</sup>) асфальтовой нефти (деградированные природные нефти в бассейне Маракайбо выявлены до глубины даже 3048 м). По ряду признаков и химические составы всех нефтей этого месторождения также замечательно тождественны. Они принадлежат к одному и тому же се-

мейству природных нефтей и происходят из одного и того же источника. Правда, в пласте "Л-5" оба необычных типа нефти имеют химические составы, которые нельзя объяснить бактериальной деградацией. Одна из нефтей "Л-5" обеднена  $n\text{-C}_8$  —  $n\text{-C}_{14}$ , а другая (из того же пласта "Л-5") обеднена  $n\text{-C}_{18}$  и выше. Бензолное и толуольное числа (индексы) у этих нефтей нормальные, и очевидно, что здесь действовал и некий иной физический или химический процесс [10, 19. 35, 37].

Источником, т.е. нефтематеринской породой, для Боливар Прибрежного считается известняк Ля Люна мелового возраста, развитый на всей площади осадочного бассейна Маракаибо. В 1983 г. извлекаемые запасы нефти месторождения Боливар Прибрежного были подсчитаны равными 4770 млн  $\text{м}^3$ , а геологические ее запасы, по-видимому, как минимум в 2 раза больше. Кроме того, наверняка имеется нефть и в виде ее еще не открытых залежей на большей глубине и в других местах бассейна Маракаибо шириной 225 км, длиной 510 км, площадью 80 тыс.  $\text{км}^2$  и объемом осадочного выполнения 400 тыс.  $\text{км}^3$ . Какое-то количество нефти было потеряно в результате ее бактериальной деградации, а также рассеялось на земной поверхности через естественные выходы нефти. Многие из них еще и ныне активные, так что Боливар Прибрежное могло изначально содержать до 31 798 млн  $\text{м}^3$  нефти при его размерах 80 x 100 км [19].

Чтобы узнать, могло ли такое количество нефти образоваться из рассеянного органического вещества (РОВ), погребенного в известняке Ля Люна, была использована общепринятая количественная геохимическая модель органического нефтеобразования. Согласно многим анализам, концентрация РОВ-керогена в этом известняке — 2,5 % объема (т.е. 1,0 мас. %), и считается, что вероятность превращения керогена в битумы — около 10 % объема и что только 5 % объема этих битумов могут мигрировать из нефтематеринской породы и аккумулироваться в пластах-коллекторах. Следовательно, 1  $\text{м}^3$  нефтематеринской породы содержит  $2,5 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3$  керогена, который мог бы генерировать  $2,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$  битумов и выделить из себя  $1,25 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3$  нефти, полагая, что плотность керогена равна  $1000 \text{ кг/м}^3$ , а нефтематеринской породы —  $2500 \text{ кг/м}^3$ . Таким образом, если 1  $\text{м}^3$  нефтематеринской горной породы смог бы генерировать  $1,25 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3$  нефти, то потребовалось бы  $2,54 \cdot 10^{14} \text{ м}^3$  нефтематеринской породы, чтобы продуцировать  $3,18 \cdot 10^{10} \text{ м}^3$  нефти. В этом случае, такая нефтематеринская горная порода заняла бы на земной поверхности площадь диаметром 570 км при толщине породы 1000 м. Но мощность известняка Ля Люна равна только 91 м [19], и тогда диаметр бассейна должен быть в 10 раз больше, т.е. 5700 км. В таком случае, нефтематеринская площадь в бассейне Маракаибо измерялась бы  $25\,517\,587 \text{ км}^2$ , хотя площадь всей Венесуэлы равна  $352\,148 \text{ км}^2$  [35]. С диаметром же 5700 км этот бассейн имел бы площадь в 320 раз большую, чем площадь (80 тыс.  $\text{км}^2$ ) бассейна Маракаибо, в 70 раз большую, чем площадь Венесуэлы, и охватывал бы также и ее сопределье — Колумбию, северные территории Боливии и Бразилии с прилегающими значительными пло-

щадями Атлантики, Карибского моря, Тихого океана, Северных Анд и Гвианского нагорья (докембрийского кристаллического щита), чего никогда не было в геологической истории Южной Америки на протяжении всего мелового времени и позднее.

Если бы известняк Ля Люна имел толщину 1000 м, а концентрация РОВ в нем достигала не 1 мас. %, а 5 мас. %, то диаметр нефтегенерирующего осадочного бассейна был бы равным 180 км, согласно [19]. Однако, толщина известняка Ля Люна измеряется 91 м, т.е. в 10 раз меньше, и, следовательно, диаметр бассейна должен быть равным не 180, а 1800 км, что дает площадь бассейна, равную 2 544 690 км<sup>2</sup>, т.е. почти в 32 раза больше площади (80 тыс. км<sup>2</sup>) бассейна Маракайбо и в 7 раз больше площади Венесуэлы.

Около 480 млрд м<sup>3</sup> нефти плотностью 934-1030 кг/м<sup>3</sup> (при 15,5°C), сернистостью 3-4 мас. % и вязкостью от 14·10<sup>-2</sup> Па·с до 4 Па·с (при температуре от 38 до 60°C) залегают на глубине 183 — 2375 м в миоценовых, олигоценых и меловых песках Оринокского нефтяного пояса Венесуэлы. Этот пояс шириной до 90 и длиной более 600 км ограничен на юге р. Ориноко, по которой проходит северная граница Гвианского щита, простирается по левому берегу этой реки вверх по течению от ее устья и является моноклиналим (угол наклона 0,5-3° на север) бортом Восточно-Венесуэльского осадочного бассейна. Нефтеносные пески здесь имеют пористость от 30 до 35 %, проницаемость от 1 до 20 дарси (от 1·10<sup>-12</sup> до 2·10<sup>-11</sup> м<sup>2</sup>), эффективно нефтенасыщенную толщину одного пласта от 4,5 до 40 м, но описания их нефти как смолы, гудрона или битума не соответствуют действительности, поскольку она настолько подвижна в пластовых условиях (давление 8,4-9,85 МПа и более, температура 48—66°C), что каждая, даже неглубокая (183-915 м) скважина типично и стабильно дает несколько десятков тонн нефти в сутки с помощью штанговых глубинных насосов [26-28, 35, 39, 45].

Нефть заполняет все пески вниз по разрезу до водо-нефтяного контакта (ВНК), глубина залегания которого контролируется дизъюнктивной тектоникой. Моноклираль или гомоклираль Оринокского нефтяного пояса осложнена системой крупных вертикальных сбросов восток-северо-восточного простирания и более молодой системой правосторонних сбросов север-северо-западного простирания. Нефтенакпление имело место там, где сбросы, идущие из докембрийского КФ, пересекают толщу флювиально-дельтовых песков. Вертикальные сбросы восток-северо-восточного простирания падают в сторону Гвианского щита с амплитудами смещения до 61 м по кровле КФ. Плоскости этих продольных сбросов волнистые и скошенные. Их падения в сторону Гвианского щита и отсутствие утолщения осадочных пород на опущенных крыльях сбросов свидетельствуют против конседиментационного роста сбросов и в пользу постседиментационных подвижек в ответ на коробление кратона снизу-вверх. Сбросы север-северо-западного простирания почти сугубо трансляционные, противостоят восток-северо-восточным сбросам и являются планарными, невертикальными и без скосов-искривлений их плоскостей. Закартирова-

ны горизонтальные дизъюнктивные смещения до 500 м и вертикальные до 12 м. Сбросы достигают земной поверхности, так что многочисленные реки, речки (притоки Ориноко) и элементы земного рельефа либо совпадают с линиями сбросов, либо пересекают их, указывая тем самым на действие нынешних тектонических движений [26].

В нефтяном поясе Ориноко для добычи нефти выделены в направлении с востока на запад четыре главных сектора — Серро Negro, Амака, Суата и Мачете. Нефть уже добывается скважинами в Серро Negro, Амака и Суата. Самый западный сектор, Мачете, содержит нефть на большей глубине и пока не разрабатывается. Подсчитанные геологические запасы нефти в секторе Серро Negro равны 34 млрд м<sup>3</sup>, Амака — 35 млрд м<sup>3</sup>, Суата — 80 млрд м<sup>3</sup> [27].

В северной части сектора Амака тяжелая (959-1030 кг/м<sup>3</sup>) и вязкая ( $14 \cdot 10^{-2}$  —  $21 \cdot 10^{-1}$  Па·с) нефть добывается на участках Арекуна, Бар и Мелонес. Здесь, на далеком северном погружении моноклинали, нефтяные залежи находятся на глубине 183-1220 м. Пористость нефтяных песков равна, в среднем, 32 %, проницаемость — 10 дарси ( $1 \cdot 10^{-11}$  м<sup>2</sup>). В залежах Арекуна и Бар среднее пластовое давление 8,4-9,85 МПа, пластовая температура — от 54 до 66°C. Бурение скважин с призабойным длинным горизонтальным стволом началось здесь в 1993 г., и некоторые из таких скважин дают по 318 м<sup>3</sup>/сут нефти и более. Суммарная текущая нефтедобыча нефти из Арекуны, Бара и Мелонеса — около 15 900 м<sup>3</sup>/сут. Южнее Амака-Бара разрабатывается участок Амако площадью 657 км<sup>2</sup>, дающий пока 6 520 м<sup>3</sup>/сут нефти, а когда пробурят новые скважины, то нефтедобыча на ее “плато” достигнет 26 235 м<sup>3</sup>/сут. Геологические запасы нефти в Амако оцениваются от 4 135 до 4 295 млн м<sup>3</sup>, а извлекаемые — от 413,5 млн м<sup>3</sup> до 429,5 млн м<sup>3</sup> (коэффициент нефтеотдачи равен 0,1). Нефть добывается из ф. Офисина, сложенной песчаниками непостоянной толщины и алевролитами. Глубина залегания нефти — от 610 до 915 м. Пористость песчаников — от 30 до 35 %, проницаемость — от  $1 \cdot 10^{-11}$  до  $2 \cdot 10^{-11}$  м<sup>2</sup>, плотность нефти — 1007 кг/м<sup>3</sup>, вязкость — 4 Па·с при температуре от 52 до 55°C, газовый фактор равен 18 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Режим пласта описывается как “режим газа в вязком растворе”, не применяя термина “пенная (пенообразная) нефть”, поскольку пена не образуется. При режиме вязко-растворенного газа критическая газонасыщенность, при которой газ начинает течь в виде непрерывной фазы, гораздо больше (порядка 9-10 %), чем обычно предполагалось бы. Газ выходит из раствора в виде пузырьков, а не пены. Скважины — насосные, но насосы установлены не на забое. У скважин призабойные горизонтальные стволы длиной от 500 до 900 м. Скважины пробурены (по сетке 1 скважина на 80 или 90 га) со специальных “подушек”, чтобы свести до минимума вредное экологическое воздействие на окружающую природную среду [39].

В секторе Серро Negro добывается тяжелая (1015 кг/м<sup>3</sup>) и вязкая (от 2 Па·с до 5 Па·с) нефть из 250 скважин. Уже добыто более 16 млн м<sup>3</sup>, и сейчас нефтедобыча достигла 11 130 м<sup>3</sup>/сут из песка Моричаль ф. Офисина. В 1997 г. схему разработки пересмотрено. Принята новая сетка рас-



положения скважин, при которой одна скважина приходится на 54 га и имеет призабойный горизонтальный ствол длиной около 915 м, а также дебит до 400 м<sup>3</sup>/сут нефти [27, 39].

Сектор Суата находится на южном борту Восточно-Венесуэльского осадочного бассейна, примерно 315 км юго-восточнее Каракаса, и дает нефтедобычу 19 080 м<sup>3</sup>/сут. Здесь на площади 14 500 км<sup>2</sup> в 1979-1983 гг. пробурено 162 скважины, которые дали геологические запасы 80 млрд м<sup>3</sup> нефти плотностью 934-1022 кг/м<sup>3</sup> и сернистостью 3-4 % на площади 9200 км<sup>2</sup>. Недра Суаты сложены породами возрастом от палеозойского до кайнозойского. Они перекрывают изверженные и метаморфические кристаллические породы Гвианского докембрийского щита. Главные скопления нефти с природным газом разрабатываются в базальных песках ф. Офисина, а остальные нефтяные залежи выявлены в песках ф. Темблядор, залегающих под ф.Офисина. С применением радиально-лучевой закачки пара в пласт средний дебит одной скважины равен 25 м<sup>3</sup>/сут, но, когда изменили метод закачки пара, дебит каждой скважины увеличился, в среднем, до 200 м<sup>3</sup>/сут. В южном направлении нефтяные пески ф. Офисина олигоцены залегают на все более и более древних горных породах, а на крайнем юге эти базальные пески лежат на докембрийских породах погребенного северного склона Гвианского щита. Пористость базальных песков 33-34 %, проницаемость от 1,1 до 7,2 дарси (от 1,1·10<sup>-12</sup> до 7,2·10<sup>-12</sup> м<sup>2</sup>), нефтенасыщенность 65-90 %, толщина от 7,6 до 42 м и эффективно нефтенасыщенная толщина от 4,5 до 11 м. Уплотнение песка является главным механизмом добычи нефти из очень рыхлых песков; а дополнительно увеличить коэффициент нефтеотдачи пласта от 0,04 до 0,12 можно за счет циклической закачки пара в нефтяной песок. В 2001 г. здесь установлен мировой рекорд по наклонному бурению долотом диаметром 311 мм в течение 14 месяцев семью буровыми станками при отклонении более чем на 5000 м от ствола каждой из 100 скважин отдаленного достижения. Длина такого ствола в предыдущем рекорде была равной 3622 м. В северной части сектора Суата залегают нефть плотностью 934-986 кг/м<sup>3</sup> в маломощных песках со множеством различных ВНК, а в южной скважины имеют плохую продуктивность вследствие плотности нефти более 1015 кг/м<sup>3</sup> и низкой пластовой температуры, обусловленной меньшей глубиной [27, 28, 48].

Южнее сектора Суата, в шт. Ансуатеги на площади Сан-Диего Оринокского нефтяного пояса разрабатываются нефтяные залежи, где средняя мощность продуктивной толщи песков равна 60 м. Продуктивность скважин высокая, и прослоев водоносных песков нет. Здесь пока 12 наклонных скважин (семь эксплуатационных на расстоянии по 300 м друг от друга и пять наблюдательных), пробуренных из их "куста" с целью изучения нефтедебитности и характера уплотнения третичных песков. Для Сан-Диего характерно следующее: глубина до кровли нефтяной залежи 427 м ниже уровня моря, пористость песков 34 %, проницаемость 5,5 дарси (5,5·10<sup>-12</sup> м<sup>2</sup>), толщина слоя нефти 107 м, эффективная мощность нефтяного песка 40 м, плотность нефти 1000 кг/м<sup>3</sup>, пластовая температу-



ра 48°C, давление гидростатическое, геологические запасы нефти 5,2 млрд м<sup>3</sup>. Западнее площади Сан-Диего, в шт. Гуарико, имеется похожая мощная нефтепродуктивная зона, но высокая плотность нефти, равная в среднем 1014 кг/м<sup>3</sup>, низкая пластовая температура и прослойки водоносного песка уменьшают продуктивность этой зоны [28].

Полагают, что нефть Оринокского нефтяного пояса образовалась, по-видимому, либо в отложениях мелового возраста, либо севернее, в глинистосланцевых пластах эквивалента олигоцен-миоценовой ф. Офисина [28]. Правда, олигоценовые пески представляют собой взаимно переплетенные шнурковые песчаные тела, отложенные в меандровых флювиальных поясах, причем точечные песчаные бары и заполнение речных русел и проток составляют от 80 до 90 % суммарной мощности песка [28, 39]. Это свидетельствует об отсутствии повсеместного развития песчаного проницаемого латерального пути для миграции нефти из предполагаемого источника нефтеобразования на севере, в самой глубокой части Восточно-Венесуэльского бассейна, к месту аккумуляции нефти на юге, в Оринокском нефтяном поясе, лежащем на северном погребенном склоне Гвианского щита. Наибольшая часть запасов нефти Оринокского пояса имеет плотность от 1000 до 1030 кг/м<sup>3</sup> и вязкость от  $14 \cdot 10^{-2}$  Па·с до 4 Па·с (при температуре от 38 до 66°C), так что о всплывании такой нефти в водонасыщенных песках можно утверждать лишь под эгидой science fiction. Кстати, до сих пор никто так и не отважился воспользоваться современной общепринятой количественной геохимической моделью генезиса нефти из керогена осадочных пород для Оринокского пояса, что, в общем-то, понятно. Если, согласно этой модели, образованию 31,8 млрд м<sup>3</sup> нефти месторождения Боливар Прибрежное необходим нефтегенерационный бассейн площадью либо в 70, либо в 7 раз больше площади Венесуэлы, то во сколько же десятков или сотен раз больше оказался бы бассейн, кероген которого был бы источником 480 млрд м<sup>3</sup> нефти Оринокского пояса?

Таким образом, из вышеизложенного ясно, что кероген — РОВ осадочных пород не имеет никакого отношения к происхождению нефти и природного газа. Они — неорганического генезиса и образовались при температуре выше 900°C на глубине более 50 км под земной корой, откуда мигрировали по разломам вертикально вверх в осадочную толщу и ее кристаллический фундамент [5, 6].

1. Гожик П.Ф., Чебаненко І.І., Краюшкин В.О. та ін. Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів в Азовському морі. — Київ, ЕКМО, 2006. — 340 с.

2. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А., Клочко В.П. К поиску нефти на глубине 8000-12 500 м в Днепровско-Донецкой впадине // Геол. журн. — 2006. — № 4. — С. 17-54.

3. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А., Клочко В.П. Успехи мировой морской нефтегазоразведки // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2007. — № 2. — С. 19-33.

4. Краюшкин В.А. Древнейшие геоблоки мирового взморья — щиты: их рельеф, молодой тектоно-магматизм, современная сейсмичность и нефтегазоносность // Там же. — № 3. — С. 15-50.

5. Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти. — Киев: Наукова Думка, 1984. — 176 с.
6. Краюшкин В.А., Кучеров В.Г., Клочко В.П. и др. Неорганическое происхождение нефти: от геологической к физической теории // Геол. журн. — 2005. — № 2 — С. 35-43.
7. Краюшкин В.А., Листков В.П., Масляк В.А. и др. Разработка методики поисков нефтяных и газовых скоплений в недрах Причерноморья на территории Запорожской, Николаевской и Херсонской областей. — Киев: Ин-т геологических наук, 1998. — 60 с.
8. Маковский С.А. Вокруг да около. Избранное. — М.: Салмус, 1993. — 89 с.
9. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн. 1. Европа, Северная и Центральная Америка / Ред.: И.В.Высоцкий. — М.: Недра, 1976. — 600 с.
10. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн. 2. Южная Америка, Африка, Ближний и Средний Восток, Южная Азия, Центральная Азия и Дальний Восток, Юго-Восточная Азия и Океания, Австралия и Новая Зеландия / Ред.: И.В.Высоцкий. — М.: Недра, 1976. — 584 с.
11. Хаин В.Е. Региональная тектоника. Внеальпийская Азия и Австралия. — М.: Недра, 1979. — 356 с.
12. Чабаненко І.І., Гожик П.Ф., Краюшкін В.О. та ін. Перспективи нафтогазоносності бортових зон закарпат України. — Київ: Варта, 2006. — 264 с.
13. Шнюков Е.Ф., Гожик П.Ф., Краюшкин В.А. В трех шагах от субмаринной добычи газогидратов // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2007. — № 1 — С. 32-51.
14. Шнюков Е.Ф., Краюшкин В.А., Гусева Э.Е. и др. О концентрациях ванадия и никеля в природных нефтях Азии, Африки, Европы, Северной и Южной Америки / Геол. журн. — 2006. — № 4 — С. 7-16.
15. Arps J.J. Engineering concepts useful in oil finding // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. — 1964. — 48, No. 2. — P. 157-165.
16. Aschenbrenner B.C., Achauer Ch.W. Minimum conditions for migration of oil in water-wet carbonate rocks // Ibid. — 1960. — 44, No. 2. P. 235-249.
17. Ayres M.G., Bilal M., Jones R.W., et al. Hydrocarbon habitat in main producing areas, Saudi Arabia // Ibid. — 1982. — 66, No. 1. — P. 1-9.
18. Barker C., Dickey P.A. Hydrocarbon habitat in main producing areas, Saudi Arabia: discussion // Ibid. — 1984. — 68, No. 1. — P. 108-109.
19. Bockmeulen H., Barker C., Dickey P.A. Geology and geochemistry of crude oils, Bolivar Coastal fields, Venezuela // Ibid. — 1983. — 67, No. 2. — 242-270.
20. Canada. A special report // International Petroleum Encyclopedia. — Tulsa (OK): Petrol. Publish. Co., 1976. — P. 402-407.
21. Canadian oilsands, heavy oil poised for surge in development // Oil and Gas J. — 1996. — 94, No. 21. — P. 25-28.
22. Cant D.J. Spirit River formation — a stratigraphic diagenetic gas trap in the Deep Basin of Alberta // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. — 1983. — 67, No. 4. — P. 577-587.
23. Cant D.J. Diagenetic traps in sandstones // Ibid. — 1986. — 70, No. 2. — P. 155-160.
24. Christian L. Size distribution of Middle East fields and reserves growth issues draw focus // Oil and Gas J. — 2007. — 105, No. 34. — P. 36-41.
25. ConocoPhillips, Santos test new Timor Sea well // Ibid. — 2006. — 104, No. 47. — P. 8.
26. Countrymen R.L., Flores D.M. Fault patterns in part of Orinoco heavy belt, Eastern Venezuela Basin // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. — 1988. — 72, No. 2. — P. 174.

27. *Croft G., Stauffer K.* Venezuelan projects advance to develop world's largest heavy oil reserves // *Oil and Gas J.* — 1996. — **94**, No. 28. — P. 62-63.
28. *De Rojas I.* Geological evaluation of San Diego Norte Pylot Project, Zuata area, Orinoco Oil Belt, Venezuela // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* — 1987. — **71**, No. 10-A. — P. 1294-1303.
29. *Dunnington H.V.* Stratigraphic distribution of oil fields in the Iraq-Iran-Arabia // *Inst. Petrol. J.* — 1967. — **53**, No. 520. — P. 129-161.
30. *Edgell H.S.* Proterozoic salt basins of the Persian Gulf and their role in hydrocarbon generation // *Precambrian Research.* — 1991. — **54**, No. 1. — P. 1-14.
31. *Fox A.F.* *The World of Oil.* — Oxford (G.B.): Pergamon, 1964. — 221 p.
32. *Hawllader H.M.* Comparative hydrocarbon geology of two Mesozoic Circum-Pacific forland basins as function of sediment provenance: Surat Basin, Eastern Australia, and Western Canada Basin // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* — 1990. — **74**, No. 6. — P. 977-978.
33. *Hitchon B.* Geothermal gradients, hydrodynamics, and hydrocarbon occurrences, Alberta, Canada // *Ibid.* — 1984. — **68**, No. 6. — P. 713-743.
34. *Hoffman C.F., Strausz O.P.* Bitumen accumulation in Grosmont platform complex, Upper Devonian, Alberta, Canada // *Ibid.* — 1986. — **70**, No. 9. — P. 1113-1128.
35. *International Petroleum Encyclopedia* / Ed.: J. McCaslin. — Tulsa (OK): Petrol. Publish. Co., 1976. — 456 p.
36. *Masters J.* Deep Basin gas trap, West Canada // *Oil and Gas J.* — 1978. — **76**, No. 38. — P. 226-241.
37. *Mencher E., Fichter H.J., Rentz H.H., et al.* Geology of Venezuela and its oil fields // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* — 1982. — **53**, No. 4. — P. 690-777.
38. *Meyer H.J., McGree H.W.* Oil and gas fields accompanied by geothermal anomalies in Rocky Mountain Region // *Ibid.* — 1985. — **69**, No. 6. — P. 933-945.
39. *Moritis G.* New techniques improve heavy oil production feasibility // *Oil and Gas J.* — 1998. — **96**, No. 42. — P. 58-61.
40. *Moshier S.O., Wapples D.W.* Quantitative evaluation of Lower Cretaceous Mannville group as a source rock for Alberta's oil sands // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* — 1985.- **69**, No. 2. — P. 161-172.
41. Oil in granite concept due tests under Athabasca area // *Oil and Gas J.* — 2002. — **100**, No. 37. — P. 49.
42. *Porter K.W., Weimer R.J.* Diagenetic sequence related to structural history and petroleum accumulation: Spindle field, Colorado // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* — 1982. — **66**, No. 12. — P. 2543-2560.
43. *Radler M.* Oil production, reserves increase slightly in 2006 // *Oil and Gas J.* — 2006. — **104**, No. 47. — P. 20-21.
44. *Radler M.* Worldwide reserves grow, oil production climbs in 2003 // *Ibid.* — **101**, No. 49. — P. 43-45.
45. *Seifert S.R., Lennox T.R.* Developments in tar sands in 1984 // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* — 1985.- **69**, No. 10. — P. 1890-1897
46. *Sincruide produces 600 millionth bbl* // *Oil and Gas J.* — 1992. — **90**, No. 39. — P. 37.
47. *Sitathan T.* South Pacific // *World Oil.* — 2001. — **222**, No. 8. — P. 117-121.
48. *Snyder R.E.* Drilling records in Venezuela // *Ibid.* — No. 1. — P. 25.
49. *Tilley B.J., Nesbitt B.E., Longstaffe F.* Thermal history of Alberta Deep Basin: comparative study of fluid inclusion and vitrinite reflectance data // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* — 1989. — **73**, No. 10. — P. 1206-1222.
50. *Vigrass L.W.* Geology of Canadian heavy oil sands // *Ibid.* — 1968. — **52**, No. 10. — P. 1984-1999.
51. *Warters W.J., Cant D.J., Tzeng P.* Western Canada Mannville gas potential seen as high // *Oil and Gas J.* — 1995. — **93**, No. 45. — P. 53-55

52. *Wennekers J.H.N.* Tar sands // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* — 1981. — 66, No. 10. — P. 2290-2293.

53. *Worldwide look at reserves and production* // *Oil and Gas J.* — 2006. — 104, No. 47. — P. 22-23.

У світлі багатьох даних стосовно надгігантських нафтогазових скупчень Канади, Саудівської Аравії, США та Венесуели, кероген осадочних порід не має жодного стосунку до походження нафти й природного газу. Вони — неорганічного генезису, утворилися з небіотичних субстанцій в умовах температури 900°C або більше на глибині, яка перевищує 50 км під земною корою, і мігрували звідтіля вгору глибинними розломами в осадочну товщу та її кристалічній фундамент.

In the light of many data concerning the supergiant petroleum accumulations of Canada, Saudi Arabia, U.S.A., and Venezuela, the kerogen of sedimentary rocks bears no relation to an origin of oil and natural gas. They have an inorganic genesis, were forming from the non-biotic substances under conditions of 900°C or more at the depth, exceeding 50 km beneath the earth crust, and migrated from there upward through the deep faults into sedimentary sequence and its crystalline basement.