

УДК 552.578.1/3(481-922.1)

ПРОЯВЛЕНИЯ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ ШПИЦБЕРГЕНА

М.Л. Верба

На основании материалов полевых геологических и лабораторных геохимических исследований, осуществлявшихся автором с 1986 г., результатов предшествующих отечественных нефтегазопроисловых работ, выполнявшихся в пределах российских участков на архипелаге Шпицберген в разные периоды, начиная с 1962 г., и опубликованной информации о зарубежных работах в направлении поисков нефти и газа приводится характеристика количественного и качественного состава рассеянного органического вещества и уровня его катагенетической преобразованности, определяющего нефтегазогенерационный потенциал разреза, и систематизированные сведения о проявлениях природных углеводородов (битумов, нефтей и горючих газов), встреченных в естественных обнажениях, горных выработках (угольных шахтах) и буровых скважинах в осадочных образованиях от верхнего рифея до палеогена. Делаются выводы о наличии в разрезе трех основных перспективных на нефть и природный газ комплексов отложений (верхний девон – средний карбон, верхняя пермь - триас и палеоген), о закономерной связи периодов нефтегазообразования и тектонической (рифтогенной) активизации в регионе, о положительной роли интрузии в формировании залежей легкой нефти, выявленных в районе бухты Петунья в каменноугольных отложениях, и отсутствии отрицательного воздействия кайнозойского аплифта на сохранность углеводородных скоплений. Отмечается приоритет российских исследователей в открытии первых залежей нефти на архипелаге, выявленных в палеогеновых отложениях на Лайленской площади и в каменноугольных – на Эббадаленской.

В в е д е н и е

Российские геологические исследования на Шпицбергене, начатые еще в начале прошлого века В.А. Русановым и продолженные после заключения Парижского договора 1922 г. С.В. Обручевым, В.И. Бодылевским, Е.М. Люткевичем [13], Ю.М. Ауслендером в основном с углепоисковыми целями, в послевоенное время были возобновлены НИИГА (ныне - ВНИИОкеангеология) и приобрели отчетливую ориентацию на решение проблемы нефтегазоносности [15]. За истекшее с тех пор время сотрудниками Шпицбергенской партии (в структуре ПМГРЭ) было собрано большое количество фактического материала, характеризующего различные аспекты этой проблемы [20], однако эти данные еще не стали предметом всестороннего анализа. В результате о перспективах обнаружения на нем залежей УВ нередко высказываются неадекватные суждения, главным образом негативного плана, в основе которых лежат взгляды В. Харланда, сложившиеся еще в середине прошлого века [17].

Вместе с тем, новые данные вошли в противоречие с этими взглядами [5]. Уточнен состав и мощность осадочного чехла [1; 2], в его разрезе выявлены новые типы интрузивных

тел [6], итоги буровых работ, выполненных на российских лицензионных участках, показали присутствие на них многочисленных проявлений нефти и газа в широком стратиграфическом диапазоне от девона до палеогена, на Лайленском и Эббадаленском участках были выявлены залежи нефти [4], а на Васдаленском участке в двух скважинах получены крупные фонтаны горючего газа (рис. 1, табл. 1).

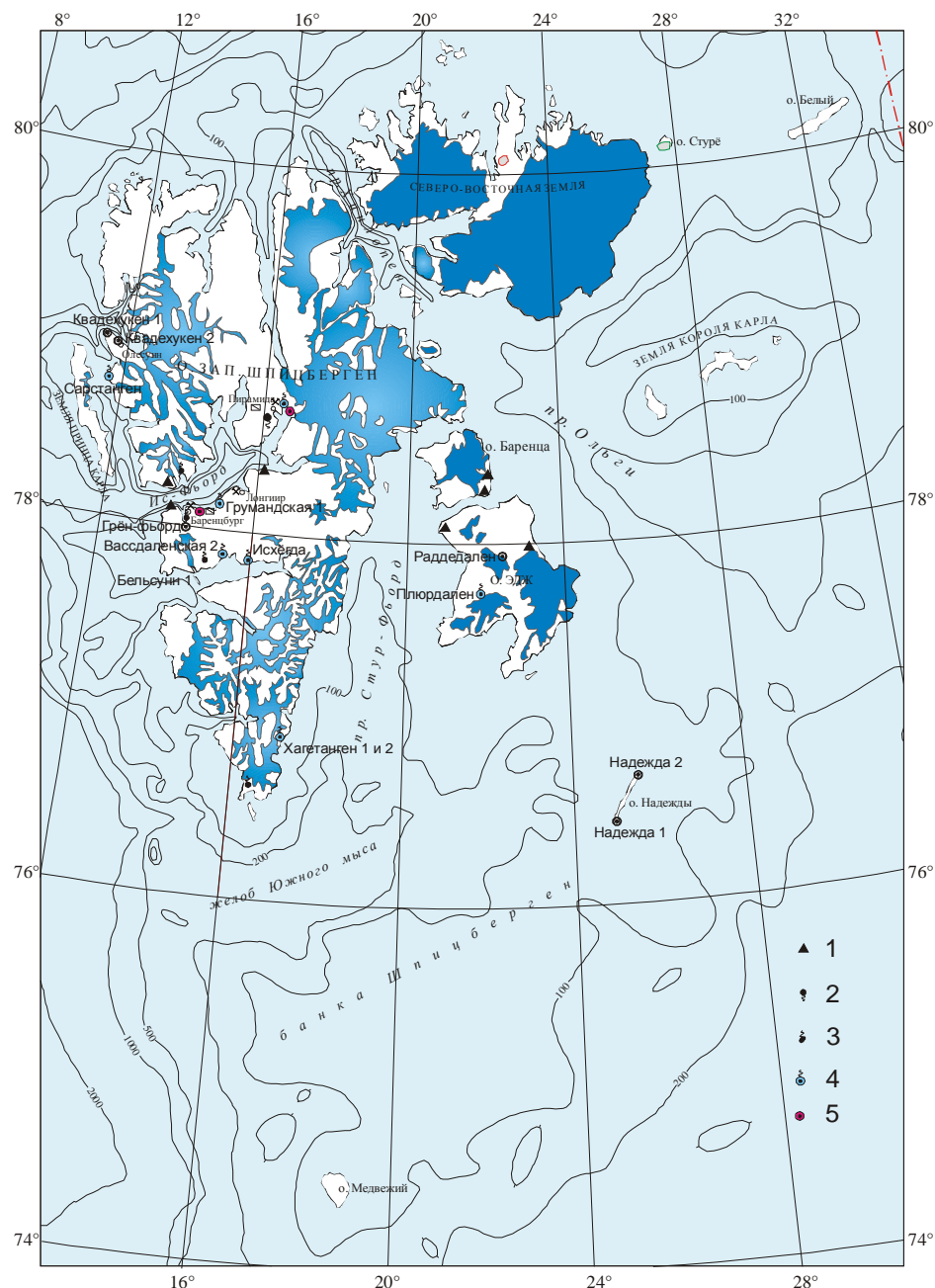


Рис. 1. Обзорная схема Шпицбергена и местоположение проявлений нефти и газа

Условные обозначения: 1 – битомопроявления в естественных обнажениях; 2 – нефтепроявления в горных выработках; 3 – проявления газа на поверхности; 4 – притоки газа в скважинах; 5 – притоки нефти в скважинах; пунсонами показаны глубокие скважины, пробуренные в Свальбардском регионе российскими и норвежскими предприятиями

Геофизические исследования, выполненные отечественными и норвежскими предприятиями, показали наличие благоприятных для аккумуляции УВ структурных условий [22].

Таблица 1

**Результаты бурения в Грумантской НГО (ЗФИ, арх. Шпицберген и о. Надежда)
по данным Э.Бергсагера, треста АРКТИКУГОЛЬ и Мингео РСФСР**

№ на карте	Название скважины	Оператор	Год бурения	Результаты бурения		
				вскрытые отложения	проявления УВ	возраст продуктивных отложений
7	Грөнфьорден (GRØNFJORDEN)	NPN	1963-1967	T	газопроявл.	T
11	Исхёгда (ISHØGDA)	Caltex	1965-1966	P	газопроявл.	T - P (?)
8	Фритьофбреен (FRIDTJOFBREEN)	NPN	1967-1981	MZ	не изв.	-
17	о.Надежды-1 (HOPEN-1)	Fina	1971	MZ	газопроявл.	T
15	Плюрдален (PLURDALEN)	- " -	1972	D (?)	не изв.	-
14	Раддедален (RADDALEN)	Caltex	1972	O - S	-	-
16	о.Надежды-2 (HOPEN-2)	Fina	1973	MZ	газопроявл.	T
1	Кваденхукен-1 (KVADENHUKEN-1)	NPN	1973-1974	MZ	-	-
2	Кваденхукен-2 (KVADENHUKEN-2)	- " -	1973-1974	MZ	-	-
3	Сарстанген (SARSTANGEN)	- " -	1974	P ₁	газопроявл.	-
5	Грумантская-1	МГ РСФСР	1974-1975	P ₂	газ до 10 тыс. м ³ /сут	T
12	Тромсебреен-1 (TROMSEBREEN-1)	NPN	1976-1977	T	газопроявл.	
9	Вассдален-2, 3	МГ РСФСР	1985-1988	T ₂	газ до 3 тыс. м ³ /сут	
13	Хакетанген-1 (HAKETANGEN-1) (TROMSEBREEN-2)	NPN	1986-1988	P	газ	T - P (?)
6	Лайленская-561	АУ	1988	P ₁	нефть	P
4	Гипсдален-115, 116, 117	- " -	1989-1991	C ₂	газ	C ₂
10	REINDALEN	Norsk.H.	1990-1991	MZ	-	-
18	Нагурская	МГ РСФСР	1977	V	-	-
19	Хейса-1	МГ РСФСР	1982	T	газопроявл.	T ₂
20	Северная	МГ РСФСР	1979	T	-	-

В свете новых данных представляется крайне важным провести обзор накопленных данных, характеризующих генерационный потенциал осадочного разреза с тем, чтобы откорректировать общую оценку перспектив нефтегазоносности архипелага¹. Своевременность этого анализа станет очевидной, если вспомнить о приближении срока, после которого все международные соглашения принято пересматривать.

Основу настоящего сообщения составляют данные, собранные автором непосредственно в ходе полевых геологических исследований в период 1986 - 1995 гг. и последующих геофизических работ на внутренних акваториях архипелага, а также полученные в результате геохимических исследований, значительная часть которых выполнена в лабораториях ВНИГРИ. Кроме того, использованы результаты исследований, которые в разные годы выполняли А.А. Красильщиков [11], А.И. Данюшевская [20], Т.М. Пчелина [14], Б.А. Клубов [10], Н.К. Евдокимова [8; 9], Ю.Я. Лившиц [12], И.А. Андреева, а также опубликованные данные зарубежных геологов [16; 19; 21; 23 и др.].

У с л о в и я г е н е р а ц и и у г л е в о д о р о д о в

Отложения, содержащие повышенные концентрации органического вещества (ОВ) на относительно невысоких стадиях катагенеза и способные генерировать углеводороды, встречаются в разрезе Шпицбергена в широком возрастном диапазоне от рифея до палеогена. Реализация этих свойств нефтегазогенерации имеет следствием появление в разрезе рассеянных сингенетичных битумоидов, а на отдельных стратиграфических уровнях и аллохтонных скоплений различных типов УВ. Распределение их по вертикальному разрезу обладает рядом закономерностей, позволяющих наметить контуры общей модели нафтидогенеза в данном регионе.

Р и ф е й с к и е отложения известны на архипелаге в субплатформенных фациях [2]. Они представлены терригенными породами, а также известняками и доломитами общей мощностью до 2 - 4 км и более, в разрезе которых обнаружены как сингенетичные, так и вторичные, миграционные углеводороды. На востоке о. Зап. Шпицберген (на берегу пролива Хинлопен) в разрезе верхнерифейских карбонатных образований обнаружены пачки пород с содержанием $C_{орг}$ до 1.72%, а ХБА до 0.13%. Важно подчеркнуть, что хотя органическое вещество этой толщи не утратило способности генерировать УВ, но сравнительно интенсивный метаморфизм рифейских образований не позволяет считать существенным ее вклад в общий генерационный потенциал региона.

¹ Обобщение геологических данных, касающихся нефтегазоносности о. Шпицберген, в том числе геофизических предполагается выполнить в последующих выпусках нашего журнала

Вместе с тем, она содержит прямые признаки присутствия миграционных УВ, которые наблюдались на западе и востоке архипелага. Форма нахождения битумов такого типа, представленных обычно антраксолитами, в виде выполнения трещин в верхнерифейских доломитах на берегу зал. Хорнсунн (Красильщиков, 1970), однозначно указывает на их миграционное происхождение. Битумы, насыщающие верхнерифейские карбонаты на западном берегу пролива Хинлопен, судя по высокой концентрации масел (от 35% до 75,6%) и метаново-нафтеновых УВ (до 73,8 - 92,7%), также являются по заключению А.И. Данюшевской миграционными. Выявленное Ю.Я. Лившицем сходство группового и углеводородного состава битумоидов из верхнерифейских и палеогеновых отложений, содержащих заведомо миграционные флюиды, может служить указанием на общий источник этих УВ, располагающийся еще ниже по разрезу.

Кембрийско-ордовикские отложения представлены мощной (до 2 км) терригенно-карбонатной толщей, обнажающейся на западе и крайнем северо-востоке о. Зап. Шпицберген [11; 17]. Они характеризуются невысокими концентрациями $C_{орг}$ и рассеянных УВ, и только в районе пролива Хинлопен в известняках серии *ослобреен* описаны породы, содержащие до 0,1% легкого битумоида. По сравнению с битумами из рифейских отложений он содержит меньше масел (20,9 - 23,8%) и метаново-нафтеновых УВ (43,8 - 74%), что говорит о преобладании сингенетичных углеводородов. В ордовикских известковистых сланцах содержание $C_{орг}$ в разрезе г. Бултинден также достигает значительных величин (до 1,49%), но породы лишены практически всех миграционноспособных УВ вследствие интенсивной складчатости. Это обстоятельство служит главной причиной того, что данный комплекс не включается в число основных генерирующих толщ, хотя на восточной половине острова он может рассматриваться как дополнительный источник миграционных УВ. Заметных макроскопических нефте-битумопроявлений в отложениях кембрия и ордовика не обнаружено.

Силурийские терригенно-карбонатные образования, известные в районе Сент-Джонс-фьорда и в скважине Раддедален на о. Эдж, имеют ограниченную мощность (первые сотни метров) и не содержат разностей, обогащенных органическим веществом, вследствие чего данный комплекс отложений не относится к нефтегазогенерационным.

Девонские терригенный комплекс является самой мощной толщей осадочного чехла, по геофизическим данным она оценивается не менее 4 - 5 км [1; 18]. Она же выступает и первой, следуя по разрезу снизу вверх, толщей, генерационный потенциал которой считается значимым в региональных масштабах и вполне соответствует её роли в разрезе. В

районе рудника Пирамида среди делювия обнаружены крупные обломки боксидов и установлены повышенные содержания ОВ и сингенетических битумоидов в породах верхнего отдела: в разрезе франского яруса выявлены пачки аргиллитов мощностью до 43 м с содержанием $C_{орг}$ до 2,77%. В составе ОВ преобладает сапропелевый материал, а степень катагенеза в зонах, не затронутых термальным воздействием интрузии, не превышает стадии МК₂-МК₃ (табл. 2). Присутствие таких пород свидетельствует о наличии в разрезе девонских пород условий для генерации сингенетических углеводородов.

Таблица 2

**Зрелость органического вещества в породах осадочного чехла архипелага Шпицберген
(по Н.К.Евдокимовой, Т.М.Пчелиной и др.)**

<i>возраст пород</i>	<i>район скважина</i>	<i>катагенез R°, стадия</i>	<i>примечания</i>
палеоген	Грумант	0,87	
"-	"-	0,82	
"-	Ледисхёгда	0,87	
триас	о. Эдж	МК ₁ -МК ₂	
"-	м. Фестнунг	МК ₅ -АК ₂	Отложения интенсивно дислоцированы
"-	Хорнсунн	1,38	
"-	"-	1,52	
н. карбон	Мимердален	0,67	
девон, франский	Мимердален	0,73	
"-	"-	0,94	Отложения испытали термальное воздействие интрузии
"-	"-	1,05	
"-	скв.68	0,99	
"-	скв.74	1,55	
девон, живетский	66	1.06	

Макроскопические скопления УВ в виде многочисленных нефте-, газо- и битумопроявлений выявлены в девонском комплексе на Земле Андре (Мокин и др., 1972ф) и на Земле Торреля (Мурашов и др., 1971ф), но чаще всего они встречались на Земле Диксона, в районе Пирамиды, где детально исследованы (Пчелина, 1985ф, Верба и др., 1991ф). Здесь в ряде колонковых скважин в отложениях верхнего девона встречены насыщенные вязкой нефтью и полужидким битумом песчаники, слагающие пласты мощностью до 5 - 12 м. Как правило эти проявления приурочены к трещинам, реже - к пустотам и кавернам, по составу они отличаются повышенным содержанием масел и преобладанием метаново-нафтенных УВ над ароматическими (табл. 3).

На отдельных отрезках разреза устанавливается приуроченность нефтепроявлений к довольно мощным (до 8 - 12 м) песчаниковым прослоям с хорошими коллекторными свойствами (открытая пористость до 11 %), вследствие чего факт миграции УВ здесь не вызывает сомнений. В этих частях разреза углеводороды по данным Т.М. Пчелиной характеризуются преобладанием легких, наиболее подвижных разновидностей [14].

Встречаются также тяжелые, малоподвижные битумоиды, диагностируемые как сингенетичные образования.

Таблица 3

Геохимические характеристики углеводородов в девонских отложениях района Мимердален (по данным Т.М. Пчелиной, 1985ф)

№ скв.	Глубина, м	Толща	Пачка	Групповой состав, %			Гетеро-атомы, %	$\frac{\%Me + \%Нф}{\%Аромат}$
				масла	смолы	асфальтены		
66	670,0	III	2	77,7	20,5	1,8	2,3	4,7
68	419,0	IV	1	21,0	38,5	40,0	21,3	1,0
— " —	718,0	III	1	64,4	28,1	7,5	3,5	3,5
	118,0	III	2	49,0	34,7	16,2	2,4	2,0
— " —	217,0	II	3	31,2	31,1	38,6	8,7	1,11

Таким образом, несмотря на трудности распознавания сингенетичных и эпигенетичных УВ, в целом можно констатировать присутствие в данном комплексе как одних, так и других. Вследствие этого, наблюдаемые в девонской толще вторичные битумоиды отнесены к типу "перераспределенных", то есть образовавшихся во вмещающей их толще, но не эмигрировавших за ее пределы.

Важно подчеркнуть, что девонский осадочный комплекс, несмотря на широкое распространение, большую мощность (до 4 - 5 км) и многочисленные проявления нефти и битумов, долгое время относился к основанию Свальбардской платформы и потому не привлекал к себе внимания с позиций нефтяной геологии.

Каменноугольные отложения отличаются пестрым терригенно-хемогенным составом и неоднородны как по мощности (800 – 2200м), так и в генерационном отношении. Наиболее интересными в этом аспекте выступают угленосные пачки нижнего отдела (кульма) в районе российского рудника Пирамида, насыщенные органическим веществом, находящемся на стадии катагенеза МК₂-МК₃ (табл. 2 и 4). В верхах нижнего карбона (формация *адриабухта*) в окрестностях зал. Хорнсунн и Земли Сёркап выделена мощная (до 300 м) пачка черных сланцев, характеризующаяся В. Харландом и Е. Дадесвеллом [17] как нефтематеринская. Черные битуминозные песчаники нижнего-среднего карбона с содержанием ХБА до 0,34% установлены Б.П. Гавриловым на м. Фаншо (Лум-фьорд).

Характерной особенностью ОВ нижнекаменноугольных отложений в окрестностях рудника Пирамида и долины р. Эбба являются значительные колебания степени катагенеза - от начала стадии МК₂ ($R^0=0,67$) до середины МК₃ ($R^0=1,06$) (табл. 4), что свидетельствует о локальном влиянии местного источника тепла, оказавшего интенсивное, но непродолжительное тепловое воздействие. Нами ранее было показано, что источником этого

тепла выступают два комплекса пластовых и секущих интрузий габбро, которые в виде полос обрамляют с запада и востока Биллефьордский трог [7]. Закономерная приуроченность пластовых интрузий этого комплекса к низам карбона, установленная по геофизическим данным [22], позволяет считать их влияние достаточно существенным, чтобы вмещающая угленосная толща приобрела бы свойства нефтегазогенерирующей.

Таблица 4

**Катагенетическая зрелость ОБ нижнекаменноугольных пород в районе Мимердален
(по Н.К.Евдокимовой, 1985)**

№ скв.	глубина, м		пласт	R ^a	R ^o	примечания	
44	430,6	436,9	Е	8,2	0,72	8 определений	
	509,7	509,8	II	8,1	0,7		
	509,9	511,3	II	8,0	0,67		
	518,1	519,4	III	8,2	0,72		
	445,9	448,6	В	8,2	0,72		2 определения
	448,6	449,9	В	8,1	0,7		
	450,0	450,5	В	8,0	0,67		
	519,6	520,0	II	8,2	0,72		2 определения
	520,9	522,7	II	8,3	0,75		
	531,4	532,5	III	8,3	0,75		
	532,8	533,2	III	8,5	0,82		
	46	560,4	562,2	III	8,5	0,82	2 определения
		562,5	564,3	III	8,6	0,86	
		595,7	598,1	Е	8,76	0,94	2 определения
		599,0	601,4	Х	8,75	0,94	
	67	612,3	612,4	А	8,65	0,89	2 определения Породы ниже 590м находятся в зоне термального воздействия интрузии
662,3		663,8	I	8,88	1,04		
-		-		8,81	1,0		
-		-		8,78	0,95		
675,4		677,6	II	8,51	0,82		
-		-		8,54	0,84		
-		-		8,78	0,94		
702,3		703,9	спутник II	8,9	1,06		
706,8	707,1	спутник I	8,58	0,87			
	714,2	715,8	IV	8,7	0,92		

Состав битумоидов каменноугольных пород, как и девонских, отражает присутствие УВ различных генераций, причем сингенетичная составляющая отличается повышенным (60% и более) содержанием ароматических соединений и низким (35% и менее) содержанием масел. Вклад рассматриваемого комплекса в общий генерационный потенциал разреза оценивается как весьма весомый, в пользу чего свидетельствует наличие ярких нефтепроявлений в ряде скважин, пробуренных в районе б. Петунья.

Наиболее значительные из них отмечены в районе рудника Пирамида и берегов бухты Петунья (рис. 2, табл. 5). Во всех пяти скважинах, вскрывших отложения башкирского яруса среднего карбона, были получены притоки горючего газа с дебитом ориентировочно до 200 тыс. м³/сут при открытой диафрагме, а в двух из них - и притоки легкой нефти. Газовые

скопления обнаружены на глубинах от 210 и глубже, а нефтяные - начиная с глубины 684 м. Суточный дебит нефти при открытом фонтанировании определен не был, а судя по его продолжительности, он измеряется десятками тонн. По своим свойствам полученная нефть – это светлая, легкая жидкость, по составу УВ приближающаяся к газовому конденсату (табл. 5). В этих скважинах нефтепроявления чередуются с газопроявлениями и встречаются в широком интервале глубин от 200 до 1225 м, объединяясь в ряд продуктивных горизонтов.

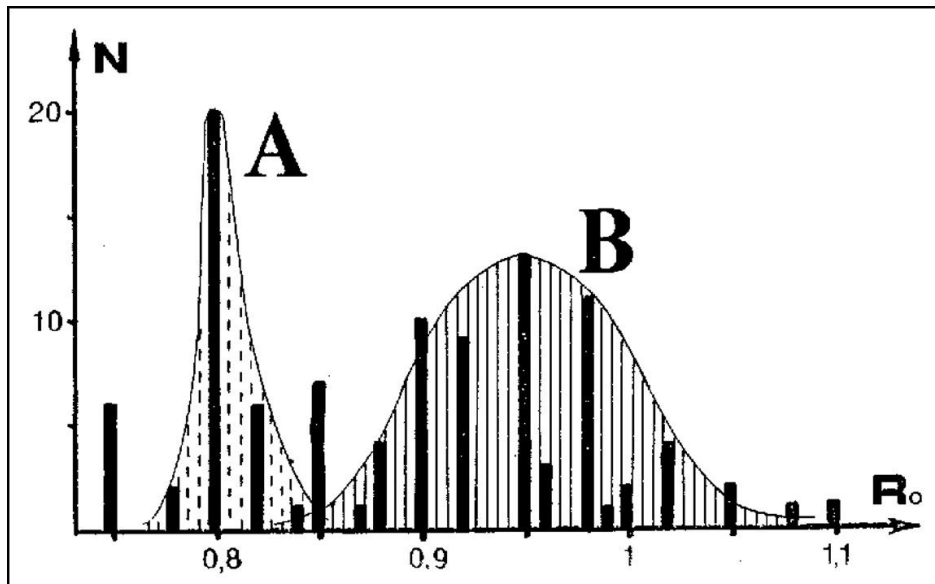


Рис. 2. Двумодальное распределение определений (N) отражательной способности витринита (R_o) в нижнекаменноугольных отложениях рудника Пирамида

Условные обозначения: кривая А (пунктирная штриховка) соответствует региональному уровню катагенеза; кривая В (сплошная штриховка) отражает воздействие местного источника тепла в виде пластовых и секущих интрузивных тел (определения Н.К.Евдокимовой [8])

Наличие значительных вариаций состава УВ из различных горизонтов (табл. 5 и 6) говорит об условиях их гидравлической изолированности, а продолжительность притоков указывает на высокую проницаемость пластов в призабойной зоне. Существенно, что нефтенасыщенные породы встречаются на всем вскрытом скважинами разрезе до глубин 1300 м. Это позволяет думать, что они будут встречены и на больших глубинах, не достигнутых бурением. Приуроченность нефтепроявлений к пачкам песчано-алевролитовых пород, слагающих переходные слои низов башкирского яруса - верхов нижнего карбона, и, как правило, перекрытых непроницаемыми горизонтами башкирских и московских карбонатов и ангидритов говорит об оптимальном соотношении емкостных и экранирующих свойств разреза.

Таблица 5

Физико-химическая характеристика и фракционный состав нефтей из каменноугольных и палеогеновых отложений Шпицбергена

Свойства Компоненты	Эббадален, скв. 116-бис, ср. карбон			Баренцбург, шахта №5, палеоген	Лайла скв. 561 глуб. 240 м палеоген
	Самоизлив на устье при забое 631 м (1992 г.)	Самоизлив на устье при забое 1290 м (1996 г.)	Самоизлив на устье при забое 1290 м (1995 г.)		
удельный вес, г/см ³	0,803	0,8216		0,853	0,8354
кинематическая вязкость при 20°С, стоксы	5,540	10,089		10,41	6,8
<i>Компоненты(%)</i>					
масла	95,60	96,26	95,2	79,4	94,6
асфальтены	0,0	0,0	0,0	1,6	0,39
смолы бензольные	0,34	1,59	3,1	13,6	1,49
смолы спирто- бензольные	0,62		1,7		1,39
парафин	3,1	2,15	0,0	4,7	1,5
сера	0,32			0,66	0,11
Пристан/фитан	1,79				
Молекулярная масса					
Показатель преломления		1,4578			
начало кипения, °С	104	144	69		41
<i>Содержание фракций %</i>					
до 150°С	17		5,91		19,5
до 200°С	27	10,8	16,06		28,5
до 250°С	42	28,2	29,00		37,5
до 270°С	48	34,4			41,5
до 300°С	58	44,4			51,0
до 350 °С		60,5			
остаток	42	34,0			49,0

Таблица 6

Состав газа из каменноугольных отложений в скважинах на участке Эббадален (бухта Петунья, Западный Шпицберген, аналитик Н.А. Лобкова. ВНИГРИ, 1994)

Компоненты	Содержание (об.%) в пробах из скважин						
	116-бис		116		118	117	
	Проба 1/94	Проба 2/94	Проба 1/92	Проба 2/92	Проба 1/91	Проба 1/91	Проба 2/91
CO ₂	0,10	0,10	0,18	0,16	0,13	0,16	0,18
O ₂	0,20	0,10	0,22	0,20	0,30	0,20	0,20
CH ₄	91,10	92,48	89,80	89,20	88,82	91,10	90,6
C ₂ H ₆	1,30	1,14	5,32	5,90	4,70	5,40	5,60
C ₃ H ₈	0,33	0,33	1,60	1,76	1,66	1,72	1,72
<i>i</i> C ₄ H ₁₀	<u>0,06</u>	<u>0,06</u>	<u>0,18</u>	<u>0,18</u>	<u>0,19</u>	<u>0,20</u>	<u>0,17</u>
<i>n</i> C ₄ H ₁₀	0,08	0,07	0,31	0,39	0,30	0,31	0,24
<i>i</i> C ₅ H ₁₂	<u>0,01</u>	<u>0,01</u>	<u>0,076</u>	<u>0,071</u>	<u>0,06</u>	не/опр	не/опр
<i>n</i> C ₅ H ₁₂	0,01	0,01	0,082	0,058	0,05		
<i>i</i> C ₆ H ₁₄	не/опр	не/опр	<u>0,05</u>	<u>0,028</u>	не/опр	не/опр	не/опр
<i>n</i> C ₆ H ₁₄			0,066	0,032			
H ₂	2,912	2,798	0,0	0,0	0,333	0,0	0,0
N ₂ + i	3,90	2,90	2,38	2,34	3,25	0,91	1,29
He + Ne	0,112	0,121	0,185	0,184	0,207	0,126	0,128
Ar	не/опр	не/опр	не/опр	не/опр	0,04	не/опр	не/опр

Своеобразный состав эббадаленских нефтей (рис. 3) и их невысокая плотность, а также пространственная близость к угленосной части разреза и к интрузии, оказавшей интенсивное термальное воздействие на ОВ этих пород, позволяет предполагать наличие причинно-следственной связи между этими особенностями и определенную роль магматического фактора в формировании УВ этих залежей, что уже обсуждалось ранее [24, а затем 9].

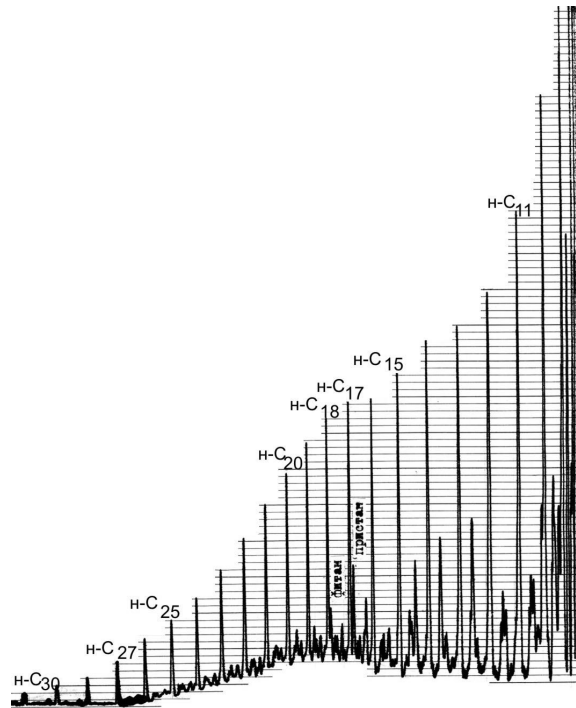


Рис. 3. Состав нефти из каменноугольных отложений участка Эббадален по данным хроматографического анализа

О. Зап. Шницберген, бухта Петунья, скв. 116-бис, глубина 631.0 м, пробоотбор выполнен Б.Н. Климовым 31.07.1992 г.

Б.Н. Климовым была сделана попытка определить пластовые давления на уровне вскрытых газоносных горизонтов путем измерения манометром на устье и вычисления давления столба утяжеленного бурового раствора. Даже с учетом всех погрешностей можно заметить значительные превышения пластового давления по отношению к гидростатическому, что даёт основание предполагать присутствие пластов с АВПД, коэффициент аномальности в которых достигал 1,4.

Состав газа, отобранного из различных горизонтов карбона (табл. 6), показывает, что во всех случаях были вскрыты обособленные залежи, не связанные ни в гидродинамическом, ни в геохимическом отношениях. Колебания содержаний таких индикаторов, как сумма ТУВ, гелий и водород показывает, что миграционные потоки, питающие выявленные скопления, были в значительной степени разобщены.

Пермские карбонатно-хемогенные образования пользуются на поверхности ограниченным распространением и обычно содержат мало органического вещества, но вместе с тем являются единственной осадочной толщей, в разрезе которой присутствуют настоящие доманикоидные фации. Они представлены черными сланцами типа "баженитов" и на 20% состоят из органического углерода. Мощность этих образований, выявленных на Земле Диксона, очень невелика и по данным М.Ю. Милославского [20] не превышает 0,5 м, но сам факт их присутствия и притом на окраине осадочного бассейна весьма симптоматичен, позволяя рассчитывать на более широкое распространение таких пород в погруженных зонах Западно-Шпицбергенского прогиба, где их мощность возрастает от 800 м до 1300 м. С учетом этого обстоятельства пермские отложения рассматриваются как один из потенциальных источников миграционных УВ, хотя и на ограниченной площади архипелага. Миграционные нефтегазопроявления в этой толще не известны.

Триасовый комплекс терригенных отложений является второй по значимости нефтегенерационной толщей региона (после девона). В разрезе этого комплекса, пользующегося широким распространением на территории архипелага и характеризуемого мощностями от 400 до 1100 м, выявлено несколько достаточно мощных пачек пород, насыщенных органическим материалом преимущественно сапропелевого состава и характеризующихся сравнительно низкими значениями катагенетической преобразованности ОВ и, не полностью реализованным генерационным потенциалом.

Катагенез ОВ в триасовых отложениях обычно соответствует длиннопламенной и, реже, газовой стадии (МК₁-МК₂) и только на западе Шпицбергена, в зоне альпийской складчатости он достигает тощей и полуантрацитовой стадии (МК₅ -АК₂), что скорее всего является следствием интенсивных тектонических деформации в этой зоне (табл. 2). Содержание ОВ в этой толще измеряется первыми процентами, а в ряде случаев достигает 10 - 14% (горючие сланцы ладинского яруса на о. Эдж, данные Б.А. Клубова [10]). Сочетание перечисленных особенностей триасовой толщи позволяет полагать, что в приосевой зоне Западно-Шпицбергенского прогиба этот комплекс отложений в течение длительного времени находился в условиях, благоприятных для генерации различных по составу углеводородов. Подтверждением тому служит повышенная сингенетичная битуминозность, отмечаемая рядом исследователей и характерная для многих районов архипелага и хорошо согласующаяся с результатами анализа Rock-Eval (табл. 7).

**Генерационные параметры органического вещества мезозойских пород архипелага Шпицберген
(по разрезу опорной скважины Грумантская-1, данные Н.К.Евдокимовой и М.Л.Вербы, 1995)**

Возраст отложений	Глубина, м	п а р а м е т р ы Rock Eval						к-во исходн. ОВ, %	к-во генер. УВ, %	тип ОВ
		ТОС	T_{max}	SI	SI+S2	HI	HI*			
K _{1apt}	631,0	1,23	447°	0,07	1,28	99	5,7	1,6	0,07	II
"-	679,3	1,92	452°	0,09	1,94	97	4,5	2,5	0,11	II
"-	721,6	0,38	459°	0,02	0,37	94	6,3	0,5	0,02	II
K _{1hau}	974,6	1,17	463°	0,50	1,23	62,5	6,6	1,5	0,06	II-III
K _{1val}	1296,5	2,40	468°	0,08	0,96	37	8,3	3,12	0,14	II-III
K _{1vlg}	1598,0	2,52	485°	0,012	0,56	21,5	2,2	3,2	0,26	II
J _{3kim}	1612	1,42	471°	0,065	0,42	25	17,9	1,84	0,15	II
J _{2clv}	1779,0	1,27	501°	0,005	0,3	27	1,8	1,6	0,13	-
T _{3nor}	1841,0	2,25	390°	0,005	0,07	2,9	7,3	2,9	0,04	-
"-	"-	"-	479°							
"-	"-	"-	522°							
"-	"-	"-	557°							
"-	1854,0	0,31	457°	0,005	0,09	30	4,8	0,4	0,006	-
T _{3crn}	1940,0	6,99	527°	0,06	0,93	12,4	6,4	9,1	0,14	II (?)
T _{2lad}	2118,0	3,24	556°	0,028	0,24	6,6	11,0	4,2	0,06	-
"-	"-	2,9	556°	0,03	0,22	7,5	11,5	3,7	0,05	-
T _{2ans}	2148,0	1,03	435°	0,08	0,84	80	8,7	1,3	0,02	-
"-	"-	"-	532°							
"-	2176,0	0,79	406°	0,004	0,06	7	6,5	1,02	0,016	-
"-	"-	"-	526°							
T _{1oln}	2282,0	0,87	422°	0,003	0,2	23	1,7	1,13	0,018	-
"-	"-	"-	556°							
"-	2324,0	4,29	456°	0,02	0,1	2	19,7	5,5	0,08	-
"-	2399,0	3,93	423°	0,007	0,23	5,7	3,0	5,1	0,08	-
"-	"-	"-	565°							
T _{1ind}	2415,0	2,98	415°	0,08	0,12	4	2,4	3,8	0,06	-
"-	"-	"-	560°							
"-	2593,0	1,38	398°	0,0076	0,05	3	5,0	1,8	0,028	-

Твердые и полужидкие битумы отмечены в отложениях оленекского, анизийского, ладинского и норийского ярусов в бухте Уиче, на м. Мюри, на о-вах Эдж, Вильгельма, Баренца и Медвежий. В большинстве случаев состав битумов и условия их нахождения отражают присутствие УВ различных генераций - наряду с относительно незрелыми УВ, сингенетичными по отношению к вмещающим породам, в них часто отмечаются легкие, маслянистые битумы безусловно миграционного происхождения. Источником таких УВ, судя по их составу, служит органическое вещество не только триасовых, но и более древних, вероятнее всего девонских материнских толщ.

Приуроченность к этой толще, особенно к пачкам пород с повышенной емкостью гранулярных коллекторов значительного количества миграционных битумоидов в сочетании с высокими генерационными свойствами самой толщи рассматривается как свидетельство того, что процессы эмиграции УВ из нее еще не достигли той интенсивности, при которой генерируемые флюиды начинают покидать материнскую толщу, и остаются в ее пределах.

Это обстоятельство представляется важным в том отношении, что позволяет объяснить наличие значительных скоплений углеводородных газов, выявленных в триасовой толще рядом глубоких скважин (Васдаленская, Исхёгда, Тромсёбреен, Грэнфьорд, Грумантская) и других проявлений эпигенетических, миграционных углеводородов, фиксируемых в различных пунктах архипелага. На западе о. Зап. Шпицберген, у мыса Фестнунг Т.М. Пчелина наблюдала твердые и полужидкие битумы в аргиллитах оленёкского и анизийского ярусов. На востоке, в Сассен-фьорде и в Адвентдалене аналогичные битумопроявления встречены кроме этих же отложений, также в аргиллитах ладинского и норийского ярусов. В бухте Уиче, на мысе Мюри, на о. Эдж, Вильгельма, Баренца Б.А. Клубовым в породах нижнего и среднего триаса наряду с сингенетичными битумами описаны натёчные проявления жидких нефтей, полувязких битумов и твердых, смолоподобных асфальтенов, которые относятся безусловно ко вторичным образованиям.

Газопроявления в триасовых отложениях отмечены при бурении скважин Грэн-фьорд, Исхёгда, Грумантская, Тромсёбреен и Васдален. На двух последних участках были получены полупромышленные притоки метанового газа, с дебитами приблизительно 30 – 50 тыс. м³/сут.

Скважина 1-Грумантская была заложена в 1974 г. на южном берегу Ис-фьорда вблизи пос. Колсбей и пробурена до глубины 3173м. При испытании скважины были получены притоки жирного метанового газа из анизийского яруса в интервале 2156 – 2200 м с дебитом

до 10 тыс. м³/сут. и из оленекского яруса в интервале 2340 – 2375 м с дебитом 6 тыс. м³/сут. (при штуцере 1,6 мм).

Заложенная на северном берегу Ван-Майен-фьорда объединениям Архангельск-геология скв. 1-Вассдаленская дала на устье с глубины 2481 м приток сухого газа дебитом до 30 тыс. м³/сут из трещиноватого резервуара в среднем триасе. Бурение второго ствола рядом с первым позволило повторно получить такой же приток.

Почти одновременно проводимые норвежской компанией A/S Tundra буровые работы на юге архипелага на площади Тромсёбреен принесли по данным В.К. Пентилла и Р.Е. Черча (1984) более скромные притоки газа из тех же отложений в двух скважинах Хакетанген-1 и 2. Эти данные представляют интерес в том отношении, что подтвердили региональную газоносность триасового комплекса и показали возможность нахождения скоплений газа на относительно небольших глубинах, менее 1000 м

Ю р с к и е терригенные отложения по мощности (220 – 280 м) и генерационному потенциалу значительно уступают подстилающим. Наиболее интересными являются темноцветные аргиллиты верхнего отдела мощностью 125 - 140 м, содержание $C_{орг}$ в которых колеблется в пределах 0,6 - 5,8%. Приуроченные к этой пачке битумы, судя по форме их нахождения в виде микросгустков, невысокому значению коэффициента битуминизации и особенностям состава, рассматриваются как преимущественно сингенетичные. Невысокая степень зрелости ОВ, едва достигающая начальных стадий мезокатагенеза при небольших глубинах залегания толщи позволяет считать, что ее генерационный потенциал мог быть реализован лишь в наиболее погруженных зонах Западно-Шпицбергенского прогиба. Это хорошо совпадает с данными Rock Eval, отраженными в табл. 7, которые показывают что генерационный потенциал проанализированной выборки юрских пород далеко не исчерпан.

Рассматриваемый комплекс вносит ограниченный вклад в общий нефтегазогенерационный потенциал региона, хотя на западе архипелага и на участках, где присутствуют локальные источники тепла в виде пластовых интрузий, этот вклад может быть значительным. Генерационные способности этой материнской толщи безусловно реализовались значительно полнее и на прилегающем шельфе, где режим прогибания был более устойчивым, чем на территории архипелага. Тем не менее, значительных проявлений эпигенетичных битумов в разрезе юрских пород не встречено.

М е л о в ы е породы, как и подстилающие, имеют терригенный состав и ограниченную мощность (порядка 200 – 350 м) и отличаются от них повышенным

содержанием органического вещества (до 2 - 3%), имеющего как правило гумусовый состав, невысокой степенью его катагенеза и, как следствие, повышенной газонасыщенностью. Содержащиеся в меловых породах битумы характеризуются высокими значениями коэффициента битуминизации, окисленным составом и условиями залегания, свойственными вторичным образованиям. Характерной особенностью толщи служит повышенный катагенез ОВ (до стадий МК₃-МК₄) в западной части архипелага, испытавшей интенсивное смятие в альпийскую эпоху тектогенеза. Данные Rock Eval, отраженные в табл. 7, показывают, что генерационный потенциал проанализированной выборки меловых пород ниже, чем нижележащих юрских отложений.

За пределами зоны альпийской складчатости данная толща может рассматриваться в качестве нефтегенерационной лишь на континентальном склоне Шпицбергена, где она залегает на значительной глубине. На остальной площади региона ее вклад в углеводородный потенциал ограничивается генерацией небольших залежей газа, не представляющих промышленного значения. Признаки существования таких залежей в виде газовых грифонов и притоков метанового газа в скважинах известны на бортах Западно-Шпицбергенского прогиба - в тундре Эрдмана, на берегу Грэн-фьорда, в Сассен-фьорде и в Адвентдалене, где они были отмечены А. Орвином (1944) и Ю.Я. Лившицем (1989). В большинстве случаев эти газопроявления приурочены к песчано-глинистым отложениям апт-альбского возраста, содержащим наибольшее количество органического материала. В норвежской колонковой скважине в Сассен-фьорде газирование апт-альбских алевролитов наблюдалось в течение нескольких часов. Газ метановый, с небольшим количеством тяжелых УВ (до 3%).

П а л е о г е н о в ы й комплекс терригенных пород, замыкающий разрез недислоцированного чехла, обладает рядом особенностей - он существенно более мощный (до 5000 м) и заметно обогащен органическим веществом, особенно в нижней части, где в разрезе присутствуют пачки угля, имеющие промышленное значение. ОВ этого комплекса относится к типу гумусового, а его катагенетическая зрелость относительно высока и соизмерима с катагенезом ОВ девонского комплекса (табл. 2). Кроме того, несмотря на сравнительно небольшое по площади распространение данного комплекса, ограниченное пределами приосевой зоны Западно-Шпицбергенского прогиба, степень катагенетической преобразованности ОВ в его разрезе не остается одинаковой по простиранию и заметно растет по направлению с востока на запад от $R^0=0,75$ в районе Агардбухты до 0,95 в Баренцбурге.

Это является свидетельством того, что на всем протяжении прогиба данная толща находится сейчас в условиях, соответствующих главной фазе нефтеобразования (ГФН). Вместе с тем, время нахождения этой толщи в условиях ГФН было в масштабах геологического времени непродолжительным и, вероятно, недостаточным для генерации большого объема жидких УВ. Вследствие этого сингенетичные толще углеводороды представлены почти исключительно сухим метановым газом, богатым азотом (19%), двуокисью углерода (4%) и инертными (0,3%). Газопроявления в скважинах, вскрывающих низы палеогена (баренцбургскую свиту палеоцена), широко известны в окрестностях рудников Баренцбург и Грумант. Притоки газа получены при бурении норвежской скважины на мысе Сарс и во многих скважинах на российских Баренцбургском и Колсбейском участках. Естественные грифоны газа из палеогеновых пород наблюдались на Земле Сёркапп.

Твердые битумы типа керитов обнаружены в песчаниках баренцбургской свиты на мысе Геера. Нефтепроявления обнаружены в ряде горных выработок рудника Баренцбург и во многих колонковых скважинах, пробуренных на Баренцбургском, Колсбейском и Лайленском участках. На последнем в скважине 561 наблюдался самоизлив вязкой нефти на устье.

Это проявление нефти было первым фактом такого рода на всем архипелаге. Нефть была получена из моноклинально залегающего пласта песчаников баренцбургской свиты в 56 м выше ее подошвы, с глубины 238 м от устья скважины. Экраном залежи, судя по совокупности данных, выступает подошва мерзлоты. Пластовое давление определить не удалось, а расчетный суточный приток составил 6 – 8 тонн. Нефть представляла собой коричневую, с зеленым оттенком вязкую жидкость, быстро густеющую при понижении температуры до минусовой. По составу она относится к типу лёгких, метаново-нафтеновых, малосмолистых слабопарафинистых нефтей (табл. 8).

Таблица 8

Характеристика нефтей из палеогеновых отложений о. Зап. Шпицберген

Местонахождение	Плотность при t=20°C, г/см ³	Вязкость кинематическая при t=20°C	Групповой состав, %				сера
			масла	смолы	асфальтены	парафины	
Рудник Баренцбург, Шахта №5	0,853	10,41	79,4	13,6	1,6	4,70	0,66
Лайленский участок, Скв. 561	0,835	6,8	94,6	2,88	0,39	1,5	0,11

В 1994 г. трест "Арктикуголь" предпринял на Лайленском участке вторую попытку вскрыть палеогеновые и подстилающие отложения мела, юры и верхов триаса и осветить их нефтегазоносность, для чего с помощью Store Norske Spitsbergen Kulkompani была заложена скважина Kapp Laila-1, однако оператор задолго до достижения проектной отметки (1,5 км) остановил проходку на глубине 503,5 м, ссылаясь на формальные причины (не уложились в заранее оговоренные сроки работ), хотя по данным газокаротажа можно было видеть, что она приближается к газоносным горизонтам.

Полученные на Лайленской площади данные, показывают, что нефти, высачивающиеся из аналогичных пород в горных выработках рудника Баренцбург, имеют в целом сходный состав. Более того, они, как нефть с Лайленской площади, оказались по составу и ИК-спектру почти тождественными нефтям из нижнетриасовых отложений о. Колгуев, а по результатам жидкостной хроматографии сходными с нефтями из среднетриасовых аргиллитов о. Эдж. Это подтверждает версию об их миграции из более глубоких горизонтов разреза. Вместе с тем, если триасовые нефти, в свою очередь являются мигрантами из более древних толщ, вероятно девонских или каменноугольных, то можно полагать, что созревание ОВ в них достигло максимума как раз в момент наибольшего погружения в раннетретичное время. Таким образом, материнской толщей, из которой могла происходить миграция лайленской и баренцбургской нефтей, вероятно, были те же толщи, продуктивность которых установлена на Эббадаленском участке.

Тот факт, что экраном лайленской залежи выступает подошва многолетнемерзлых пород, является важным обстоятельством, указывающим на молодой возраст миграции, не превышающей первые десятки тысячелетий. Это показывает, что альпийский этап тектогенеза выступает в истории Шпицбергена ключевым не только в отношении его тектонического облика, но и в формировании нефтегазового потенциала.

У с л о в и я с о х р а н н о с т и з а л е ж е й У В

В качестве одного из главных факторов, определяющих возможность сохранения аккумулярованных в разрезе залежей УВ, выступает аплифт, сопровождаемый денудацией и уменьшением геостатической нагрузки на пласты, вмещающие скопления углеводородов. В зависимости от амплитуды аплифта и времени проявления его последствия могут быть различными. Следствиями снижения геостатического давления являются релаксация напряженного состояния минеральной матрицы породы, уменьшение порового давления в пластах-коллекторах, появление в породах вторичной релаксационной трещиноватости, общее увеличение ёмкости резервуаров за счет упругого расширения порового пространства

и появления новых пустот трещинного типа [3]. Совокупность названных причин при длительном их воздействии может привести к декомпрессии углеводородных скоплений, но судя по наличию в скважинах признаков АВПД, до этой стадии аплифт на Шпицбергене еще не дошел, во всяком случае, в центральных районах, где расположены эти скважины.

При оценке влияния этого фактора в конкретных условиях Шпицбергена приходится встречаться с крайним мнением, что будто бы аплифт здесь уже привел к полной дергадаци углеводородных залежей. Эту точку зрения высказывал, в частности, бывший руководитель департамента морских работ в Министерстве Природных ресурсов И.Ф. Глумов, когда принимал решение о нецелесообразности продолжения нефтегазописковых работ на архипелаге (письмо № ИГ-27/640 от 10.02.99.). В действительности же факт присутствия АВПД указывает на обратное и хорошо согласуется с другими данными. Во-первых, аплифт имел место в самом конце кайнозоя (Д.В. Семевский, 1970) и был обусловлен гляциоизостатическим поднятием вследствие снятия ледовой нагрузки, а не в позднемезозой-кайнозойское время, как полагают некоторые геофизики. Вследствие этого он не успел привести к декомпрессии залежей. Во-вторых, катализируемая аплифтом миграция УВ проявилась уже после возникновения многолетней мерзлоты, подошва которой часто служит экраном для газовых скоплений на Баренцбургском и Колсбейском участках (то есть на протяжении последних 10 – 15 тыс. лет). Кроме того, исходя из представлений о значительной декомпрессии недр, трудно было бы объяснить сам факт наличия притоков газа из самых различных горизонтов осадочного чехла и их скопления в широком диапазоне глубин.

Таким образом, имеющиеся данные дают возможность заключить, что фактор послеплиоценового аплифта Шпицбергена, хотя он и не исследован в полной мере, на данной стадии этого процесса не рассматривается как негативный.

В качестве структурных ловушек, способных аккумулировать и сохранять залежи УВ рассматриваются относительно простые, небольшие по площади, но высокоамплитудные складки типа брахиантиклиналей, отчасти нарушенные сбросами, подобные тем, что выявлены в каменноугольных отложениях геологическими наблюдениями в южной части Вейде-фьорда, а в верхнедевонских и ниже- и среднекаменноугольных отложениях геофизическими работами в северной части Билле-фьорда. Немаловажно, что в полосе, следующей вдоль Билле-фьорда, намечается целая серия однотипных брахиантиклиналей, предоставляющих определенный выбор для постановки детальных работ.

В ы в о д ы

Отложения, способные генерировать углеводороды, встречаются в разрезе Шпицбергена в широком возрастном диапазоне от рифея до палеогена, а главные материнские комплексы приурочены к трем стратиграфическим уровням: верхнему девон - нижнему карбону, верхней перми - триасу и палеогену.

Эти возрастные интервалы соответствуют этапам активного проявления на архипелаге и его окрестностях эпиконтинентального рифтогенеза, что придает выявленной эмпирической связи характер генетически оправданной закономерности, поскольку подобные соотношения эпох нафтидогенеза и тектогенеза присуще всем основным областям нефтегазонакопления. Можно полагать, что общей причиной, обуславливающей корреляцию этих двух процессов, выступает эндогенный тепломассоперенос.

Проявления миграционных УВ, эпигенетичность которых вмещающим отложениям достаточно очевидна, выявлены в широком диапазоне разреза и встречаются практически на всей территории архипелага в различных структурных условиях.

Кайнозойский аплифт не является отрицательным фактором при оценке возможности сохранения залежей УВ в разрезе, хотя может служить источником технических сложностей при их разведке ввиду возрастания ожидаемых значений АВПД.

Важно отметить также, что распределение по разрезу Шпицбергена основных генерационных комплексов (кроме палеогенового) может быть сопоставлено с таковым в Печорской синеклизе, входящей наравне с рассматриваемым регионом в состав единой Баренцевской нефтегазонасыщенной провинции. Такая же аналогия намечается в приуроченности выявленных залежей легких нефтей к среднекаменноугольной части разреза. Это сходство позволяет говорить о существовании общей для данной провинции закономерности нафтидогенеза, что вместе с общностью многих черт геологической эволюции, отмечавшейся исследователями, представляется существенным в плане привлечения метода аналогий для обоснования региональных предпосылок нефтегазонасыщенности Шпицбергена.

Автор пользуется случаем выразить благодарность В.Д. Трифоненкову, Б.Н. Климову, Б.П. Гаврилову, Н.К. Евдокимовой, Е.В. Гарибьян за содействие на разных этапах проведенных исследований и отдать должное памяти А.А. Красильщикова и М.Н. Мирзаева, помогавших организовать полевые наблюдения.

Л и т е р а т у р а

1. Алёхин С.В., Армишев А.М., Батулин Д.Г. и др., 1988. Баренцевская шельфовая плита. Л.: Недра, 263 с.

2. Богданов, Н.А., Хаин В.Е. (ред.), 1996. Объяснительная записка к тектонической карте Баренцева моря и северной части Европейской России масштаба 1:2500000. М.: Ин-т Литосферы РАН, 87 с.
3. Бро Е.Г., Верба В.В., Верба М.Л. и др., 1987. Физические свойства горных пород Баренцевоморского региона.- Апатиты, Кольский Филиал АН СССР. 81 с.
4. Верба М.Л., 1989. Приток нефти из палеогеновых отложений Шпицбергена. – В кн.: Геологическое строение перспективных акваторий Мирового океана. Л.: НПО Севморгеология. 1989, С. 55 – 65.
5. Верба М.Л., 2000. Шпицберген – далёкий и близкий// “СЕГОДНЯ - NEW EAST”, № 5/6, С. 46 – 47.
6. Верба М.Л., Верба Ю.Л., 1997. Интрузивные пирокластиты Шпицбергена. – В кн.: “Гранитоидные вулcano-плутонические ассоциации” (Тез. докл. Всеросс. совещания, Сыктывкар, Республика Коми, 21 – 23 мая 1997г.). Сыктывкар: Ин-т геологии Коми НЦ УрО РАН, С. 25 – 26.
7. Верба М.Л. 2005. Контактный метаморфизм каменноугольных отложений в зоне Биллефьордского разлома//Разведка и охрана недр, № 1, С. 26 – 35.
8. Евдокимова Н.К., Вороховская А.М., Бирюков А.С., 1986. Строение и состав нижнекарбоновой угленосной формации острова Западный Шпицберген. - В кн.: Геол. осад. чехла арх. Шпицберген. ПГО Севморгеология. Л. С. 20 - 33.
9. Евдокимов А.Н., Евдокимова Н.К. 2004. Магматические формации и их влияние на распределение углеводородов в осадочном чехле акватории восточного сектора Российской Арктики. – В кн.: Геолого-гефизические характеристики литосферы Арктического региона. Выпуск 5. С-Пб.: ВНИИОкеангеология. С. 188 – 201.
10. Клубов Б.А., 1983. Природные битумы Севера. М.: Наука, 208 с.
11. Красильщиков А.А., 1973. Стратиграфия и палеотектоника докембрия - раннего палеозоя Шпицбергена/Труды НИИГА, т.172, Л.: Недрa, 120 с.
12. Лившиц Ю.Я., 1973. Палеогеновые отложения и платформенная структура Шпицбергена. Л., Недрa. 160 с.
13. Люткевич Е.М., 1937. Геологический очерк и проблема угленосности горы Пирамида, о. Шпицберген. – Тр. Аркт. Ин-та, т.LXXVI, геология. Л., С. 25 – 38.
14. Пчелина Т.М., Богач С.И., Гаврилов Б.П., 1986. Новые данные по литостратиграфии девонских отложений района Мимердален. – В кн.: Геология осадочного чехла арх. Шпицберген. Л.: ПГО Севморгеология. С. 5 – 19.

15. Соколов В.Н.(ред.), 1976. Геология Свальбарда. Л.: НИИГА, 140 с.
16. Bergsager E., 1987. Hydrocarbon resources and perspectives in future exploration in Norwegian and Barents Sea. – VTT Symp. Polartech.-86, helsinki 17 – 30 Oct. 1986, vol. 3.Espoo, GECO, pp.64 – 93.
17. Harland W.B. 1998. Geology of Svalbard. - Geol. Soc. mem. 17, Cambridge, 529 p.
18. Hjelle, 1993. A. Geology of Svalbard. – Polarhåndbok No. 7. Oslo. 154 p.
19. King, R.E., 1977. Norwegian and Barents Sea: Oil for 21st century?//World Oil,vol. 185, № 7, pp. 69, 71, 74, 76.
20. Krasil'shikov A.A.(edit), 1996. Soviet Geological Research in Svalbard, 1962 – 1992. Extended abstracts of unpublished reports //Norsk Polarinstitut, Meddelelser NR 139, Oslo, 103 p.
21. Pentilla W.C.and R.E.Church, 1984. Hydrocarbon potential of the Hornsund – Storfjordarea, South Spitsbergen. Rep. NPN, st. Prp., № 16, 2 p.
22. Skilbrei J.R., 1993. Interpretation of Geophysical Data from the Northwestern Barents Sae and Spitsbergen.- Geol. Surv. of Norway and Univ. of Trondheim, Norw. Inst. of Techn. (doctor ingenioravhandling).
23. Spitsbergen area exploration programs pick up//Oil and Gas J., 1985, 83, № 5, pp. 40 – 41.
24. Verba M.L., Evdokimova N.K. 1995. Magmatic intrusions influence on oil and gas generation of Barents sea Mesozoic Rocks//Abstr. 57-th Conf. EAGE, Glasgow, 29 May - 2 June 1995, P. 539.

Рецензент: Макаревич Владимир Николаевич, д. г. – м. н., профессор