

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ АРКТИКИ ОТ АЛЯСКИ ДО БАРЕНЦЕВА МОРЯ В СВЯЗИ С ПРОГНОЗОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ



З. М. Галимов,
директор института,
академик РАН



А. С. Немченко-Ровенская,
зав. сектором геологии
и геохимии нефти и газа,
д-р геол.-минерал. наук



В. С. Севастьянов,
руководитель группы
изотопного анализа,
канд. техн. наук

Институт геохимии
и аналитической химии
им. В. И. Вернадского
Российской академии наук



З. А. Абля, руководитель
группы хромато-масс-
спектрометрического
анализа, канд. геол.-
минерал. наук

Московский
государственный
университет
им. М. И. Ломоносова

Арктический шельф обладает уникальными ресурсами углеводородов. С открытием гигантских газовых и нефтяных месторождений в западной части Арктики (Карское море, норвежская и российская части Баренцева моря), крупнейших нефтяных месторождений Аляски на северо-аляскинском шельфе (море Боффорта) роль Арктики в балансе мировых ресурсов становится одной из главных уже в ближайшем будущем. Аналитические исследования углеводородов (изотопный анализ углерода, газовая хроматография, хромато-масс-спектрометрия, определение микроэлементов, пиролиз по данным Rock-Eval) позволили с генетических позиций оценить нефтегазовый потенциал арктического шельфа России.

Фундаментальные работы ведущих российских ученых по нефтегазогеологическому районированию арктических акваторий М. Д. Белонина, Ю. К. Бурлина, В. П. Гаврилова, И. Ф. Глумова, И. С. Грамберга, А. Н. Дмитриевского, Е. В. Захарова, К. А. Клещѐва, А. Э. Конторовича, К. Н. Кравченко, Н. П. Лаверова, Б. И. Никитина, Л. И. Ровнина, Ф. К. Салманова, Б. А. Соколова, О. И. Супруненко, Ю. Ф. Федоровского и других легли в основу сравнительного анализа углеводородных систем Арктики – от Аляски до Баренцева моря.

Баренцево-Карский нефтегазоносный регион в пределах Баренцева и Карского морей, архипелагов Шпицберген, Новая Земля, Земля Франца-Иосифа является объектом поисково-разведочных работ на нефть и газ в XXI веке. В акватории Карского моря открыты крупнейшие газовые месторождения Русановское, Ленинградское с общими запасами 9 трлн м³, что соизмеримо с гигантскими газовыми месторождениями п-ва Ямал (Бованенковское, Харасавейское, Крузенштерновское). Выявлены крупные Скуратовское, Кропоткинское, Нярмейское поднятия, суммарные перспективные ресурсы которых могут превысить 6 трлн м³. Суммарные запасы газа в этих и других еще не разбуренных структурах акватории оцениваются в 15–20 трлн м³. В акватории Баренцева моря открыты крупнейшие газовые месторождения – Мурманское, Лудловское, Северо-Кильдинское, газоконденсатные – уникальное Штокмановское, Ледовое, Северо-Гуляевское, Песчано-Озерское, крупные нефтяные месторождения – Приразломное, Варандей-море, Поморское. Выявлен ряд перспективных структур: Центральная, Восточная, Демидовская, Ферсмановская. Прогнозные ресурсы газа шельфа Баренцева моря оцениваются в 19,8 трлн м³, суммарные выявленные запасы – 3,96 трлн м³, что позволяет считать этот район весьма значительной по углеводородному потенциалу сырьевой базой России.



Рис. 1. Антеклиз Франца-Иосифа. Структурная схема по поверхности позднепротерозойского фундамента и направленные геологоразведочных работ

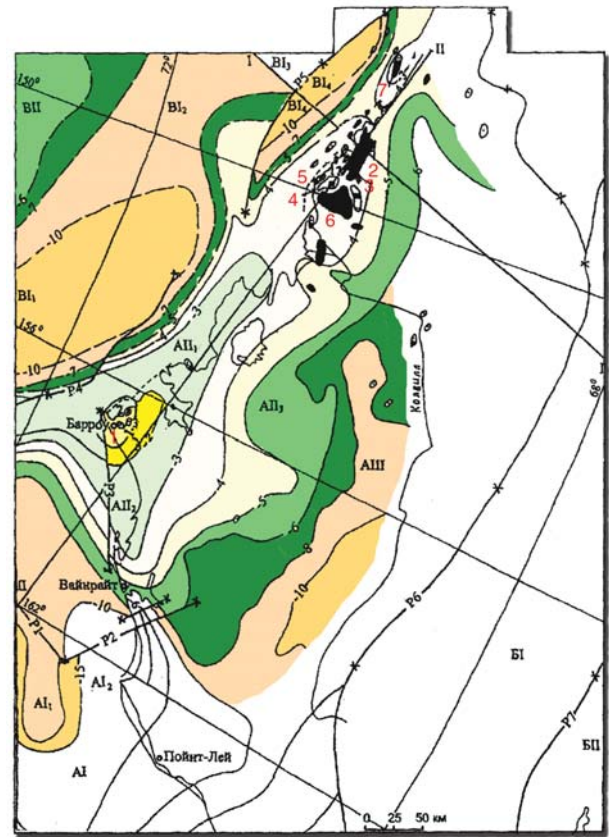


Рис. 2. Структурная карта поверхности фундамента и размещение месторождений нефти и газа на Аляске: АП₁ – мегавал Барроу; месторождения: 1 – Южное Барроу, 2 – Прудо-Бей, 3 – Западный Сак, 4 – Угну, 5 – Майлн-Пойнт, 6 – Купарук-Ривер, 7 – Бадами

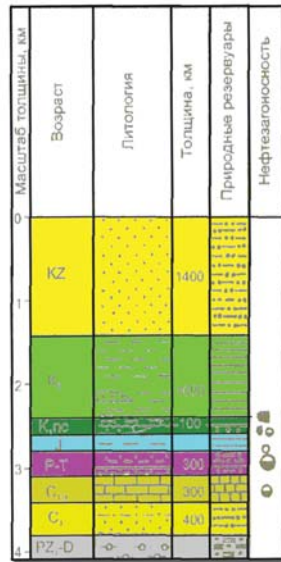
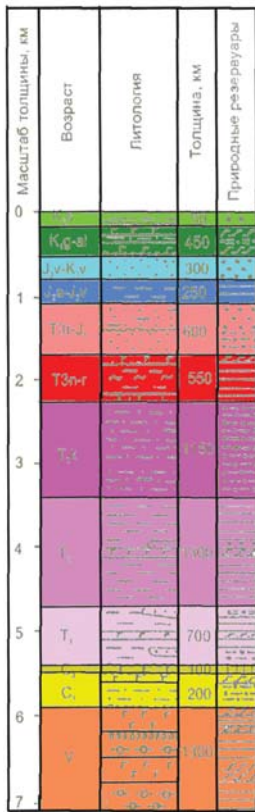


Рис. 3. Стратиграфо-природнорезервуарные колонки антеклизы Франца-Иосифа (слева) и мегавала Барроу (справа)

Острова архипелага Земля Франца-Иосифа рассматриваются как перспективные территории российского шельфа. Одной из важнейших особенностей является их сходство с нефтеносным районом Аляски (рис. 1, 2, 3, по А. Н. Кравченко). Антекли-

за Франца-Иосифа в российской части Баренцева моря и нефтеносный район Аляски, расположенный на мегавалу Барроу, имеют близкое сходство нефтегеологической позиции – по диапазонам нефтегазоносности, установленным на мегавалу Барроу и ожидаемым на антеклизе Франца-Иосифа. Это – триас-карбон, юра, верхний и нижний мел. Все крупнейшие, в том числе уникальные, нефтяные месторождения на мегавалу Барроу (Прудо-Бей, Угну, Западный Сак, а также Купарук-Ривер) открыты в неокомских, юрских, триасовых и пермских отложениях (рис. 4): месторождение Прудо-Бей с запасами 3 млрд т – в песчаниках юры и триаса, известняках карбона; месторождение Купарук-Ривер – в юрских песча-

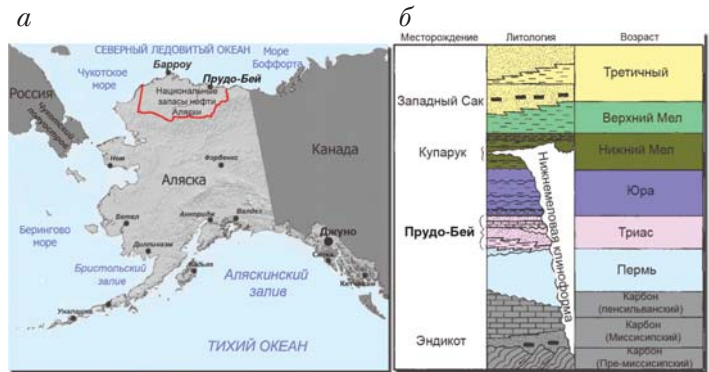


Рис. 4. Нефтяные месторождения Аляски (а) и стратиграфическая колонка мегавала Барроу с размещением месторождений (б)

Таблица 1. Геохимические параметры нефтей месторождений Аляски

Месторождение	Глубина, м возраст	iC19 iC20	iC19 nC17	iC20 nC18	$\delta^{13}C$, ‰	V/Ni
Сил-Айленд	4310,3 Триас	1,64	0,62	0,45	-29,75	12,78
Майлн-Пойнт	2086,7 Нижний мел	1,5	0,61	0,52	-29,47	2,71
Каскад	4406,7 Триас	1,61	0,42	0,35	-29,81	7,86
Бадами	3388,7 Третичный	1,27	0,61	0,55	-29,29	5,11
Майлн-Пойнт	2481,7 Нижний мел	1,47	0,58	0,49	-29,88	1,52
Прудо-Бей	3175 Пермь-триас	1,35 1,54	0,44 0,63 0,75	0,33 0,61	-29,51 -29,59	11,05
Южное Барроу-19	671 Триас	1,18 1,37 1,44	0,27 0,43 0,55	0,2 0,48	-29,7 -29,88 -30	6,59
Южное Барроу-20	497 Нижний мел	1,35 1,41 1,52	0,44 0,68 0,73 0,75	0,32 0,58 0,63	-29,24 -29,32 -29,5	8,93

Таблица 2. Распределение нормальных алканов и изопреноидов, изотопного состава углерода (алкано-ароматической фракции) битумопроявлений архипелагов Земля Франца-Иосифа, Новая Земля и Шпицберген

Номер образца	Местоположение битумопроявлений	iC19 iC20	iC19 nC17	iC20 nC18	$\delta^{13}C$ CPDB, ‰
1.1		0,64	0,48	0,31	-28,64
1.2	м. Ганза, юго-запад о. Земля Вильчека, Земля Франца-Иосифа; базальты	0,88	0,46	0,12	-27,80
1.3		6,49	0,84	0,11	-26,436
2.1	м. Норвегия о. Джексона, Земля Франца-Иосифа; туфобазальты	0,45	0,45	0,15	-30,12
4.1	м. Балашова о. Северный, Новая Земля; битуминозные аргиллиты и нефтенасыщенные известняки; нижний и средний девон	0,49	0,42	0,14	-29,610
4.2		0,71	0,44	0,15	-30,521
5.1		0,24	0,13	0,16	-28,626
5.2	Восточный берег Билле-фьорда, о. Западный Шпицберген; известняки битуминозные; нижняя пермь-средний карбон	0,41	0,43	0,16	-27,480
5.3		1,50	0,25	0,16	-27,145
5.4		4,24	1,24	0,26	-26,598
5.5		0,72	0,50	0,06	-29,384
5.7	Тундра Богемана, о. Западный Шпицберген; известняки битуминозные; средний триас	1,31	1,18	0,43	-30,166

никах; месторождение Майлн-Пойнт – в песчаниках триаса и мела. Наиболее перспективными являются триасовые и подстилающие палеозойские отложения. Триасовые отложения района месторождения Прудо-Бей коррелируются с продуктивной нефтегазодной толщей о. Колгуев (Печорское море).

На архипелаге Земля Франца-Иосифа пробурены три параметрические скважины: Нагурская на вершине антеклизы, Хейса и Северная – на Прихейсовом поднятии и Грэм-Беллской периклинали, с хорошими первичными нефтематеринскими характеристиками верхнетриасовых карнийских «черных» сланцев. Выделены также и газопроявляющие толщи в средне- и верхнетриасовом разрезах. Некоторые из толщ в контакте с интрузив-

ными телами значительно преобразованы. Подобные газо- и нефтепроизводящие отложения в триасе и юре и в частности «богатые» черносланцевые нефтепроизводящие породы свиты Schei Point Group (T₂₋₃) обнаружены и на Аляске в Свердрупском бассейне. Многочисленные битумопроявления известны в триасовых и юрских отложениях архипелагов Земля Франца-Иосифа и Шпицберген.

В табл. 1 приведены геохимические параметры нефтей месторождений Аляски из третичных, нижнемеловых и триасовых отложений, в табл. 2 – нефте- и битумопроявлений Земли Франца-Иосифа, Новой Земли и о. Западный Шпицберген из юрских, триасовых, пермских, каменноугольных и девонских отложений.

Хромато-масс-спектрометрический анализ нефтей Аляски и битумопроявлений Земли Франца-Иосифа показал сходство генетических и катагенетических биомаркерных параметров. В качестве примера приведено сравнение параметров нефти месторождения Майлн-Пойнт (Аляска) и битумопроявления с м. Ганза о. Земля Вильчека (Земля Франца-Иосифа), показанных на звездных диаграммах (рис. 5). Генетические параметры нефтей Аляски и образцов битумопроявлений, полученных на архипелагах Земля Франца-Иосифа и Шпицберген, свидетельствуют о преимущественно нефтегенерирующих прибрежно-морских источниках органического вещества – ОВ (рис. 6). Сходство генетических параметров углеводородов нефтей Аляски и битумов Земли Франца-Иосифа ука-

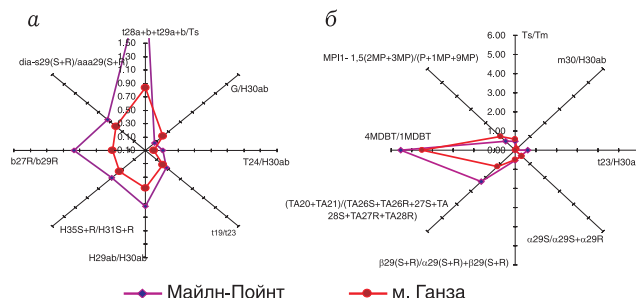


Рис. 5. Биомаркерные генетические (а) и катагенетические (б) параметры нефти месторождения Майлн-Пойнт (нижний мел) и битумопроявления с м. Ганза (верхняя юра)

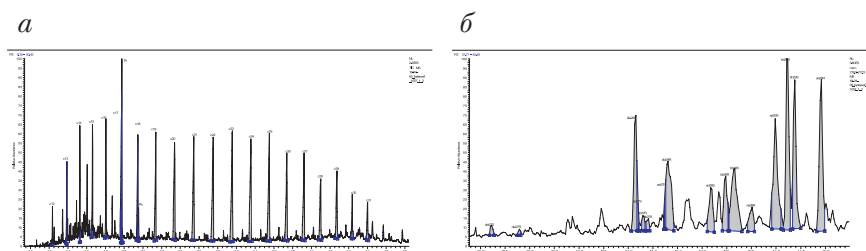


Рис. 6. Масс-фрагментогаммы алканов (а) и стеранов (б) битумопроявления с о. Земля Вильчека

зывает на перспективы нефтеносности последней.

Образцы Аляски и большинство образцов Земли Франца-Иосифа содержат ОВ невысокой зрелости. На Земле Франца-Иосифа встречаются также битумопроявления с резко выраженными биомаркерными характеристиками ОВ наземной растительности с возможно преимущественными газо-

Таблица 3. Геохимическая характеристика углеводородных флюидов акватории Арктики

Возраст продуктивного горизонта	$\delta^{13}C$, ‰	Pr/Ph iC19 iC20	Генетические параметры типов						
			Стерановые УВ		Тритерпановые УВ			Аромати	
			C27/C29 $\beta\beta$ (S+R)	dia-C29/ $\alpha\alpha$ C29(S+R)	t19/t23	H29ab/H30ab	H35/ H31	TA28/TA26	
Области преимущественного									
Ямал и Карское море (Южно-Тамбейское, Бованенковское,									
Нижний мел	Газ	-41,11...-43,21	3,02-4,48	0,5-1	0,8-1,3	0,7-1,5	0,4-0,6	0,1-0,3	1,1-3,8
	Газоконденсат	-27,47...-29,44							
	Ароматическая фракция	-28,0...-31,0							
Области преимущественного									
Баренцево море (Штокмановское									
Юра, триас	Газ (J)	-40,66...-49,20	1,93-4,08	0,5-0,8	0,8-2,4	0,9-2	0,5-0,7	0,1-0,2	1,8-4,2
	Газ (T)	-34,40...-41,10							
	Газоконденсат (J-T)	-29,32...-29,85							
	Ароматическая фракция	-28,5							
Области преимущественного									
Печорское море (Приразломное, Медынское, Северо-Гуляевское,									
Пермь-триас, палеозой	Нефть	-27,85...-29,87	0,65-1,29	0,9-1,3	0,2-0,6	0,1-0,6	0,4-0,8	0,15	0,9-1,9
	Ароматическая фракция	-27,2...-30,4					0,8-1,2	0,8	
Мегавал Барроу, Аляска (месторождения Прудо-Бей,									
Триас	Нефть	-29,29...-30,00	1,18-1,64	0,8-1,2	0,6-1,1	0,1-0,3	0,3-0,8	0,6-0,8	0,8-1,6
	Ароматическая фракция	-28,5...-29,7							
Пермь-триас	Нефть	27,85...-29,87	0,65-1,29	0,9-1,3	1-1,2	0,1-0,6		0,6-1,2	0,9-1,9
	Ароматическая фракция	-27,2...-30,4							
Перспективные									
Земля Франца Иосифа, Новая Земля,									
Нижний мел-юра, триас	Битумы	-26,43	0,64-6,49 0,45	0,8-1,3 0,6-0,9	0,4-2,0	0,2-0,4 1,1-2,5	0,13-0,46	0,1-0,4	1-1,8 1,6-2,9
		-29,61...-30,16							
Баренцево море (Шпицберген,									
Палеоген	Нефть	-24,93...-30,52	1,72-4,30	0,1-0,5	0,8-5,8	0,9-5	0,44-0,8	<0,1	1,9-6,6
	Ароматическая фракция	-29,9...-30,6							

генерационными свойствами: значительные содержания пристана ($iC19/iC20 = 6,45$), очень высокие содержания регулярных стеранов и диастеранов C29 (этилхолестанов). Это может свидетельствовать о газогенерационных свойствах исходного ОВ и дает основания рассматривать антеклизу Франца-Иосифа как перспективный район на поиски не только нефти, но и газа.

В разрезе осадочного чехла антеклизы развиты угленосные отложения триаса и нижнего карбона. Антеклизу Франца-Иосифа имеет большие

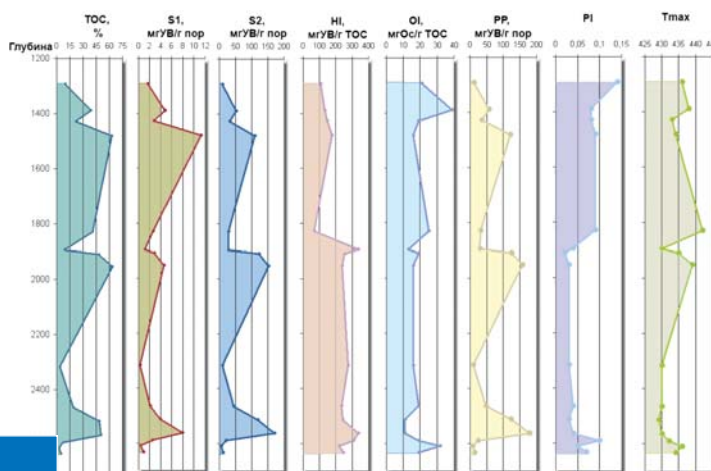


Рис. 7. Данные пиролиза Rock-Eval угленосных отложений тапчанской свиты (нижний мел) Ямало-Гыданской и Южно-Карской НГО:

ТОС – содержание ОВ; S1, S2 – реализованный и остаточный углеводородный генерационный потенциал породы; HI – водородный индекс ОВ породы; OI – кислородный индекс ОВ породы; PP = (S1 + S2) – суммарный углеводородный генерационный потенциал породы; PI = (S1 / (S1 + S2)) – продуктивность ОВ породы; Tmax – температурный максимум лабораторной генерации углеводородов – показатель степени преобразования (зрелости) ОВ

размеры по сравнению с районом мегавала Барроу, более мощный комплекс (свыше 4 км) триасовых отложений, который вместе с подстилающими палеозойскими отложениями может рассматриваться как перспективно газоносный. Следует отметить, что условия сохранности скоплений углеводородов на антеклизе Земли Франца-Иосифа менее благоприятны по сравнению с мегавалом Барроу: широкое развитие трапповых излияний, интрузий отрицательно влияет на условия нефтегазоаккумуляции. В отдельных образцах Земли Франца-Иосифа на контакте с интрузивными телами на фоне малопретерпевших углеводородов отмечаются термически высокопретерпевшие.

Анализ условий осадконакопления Баренцево-Карского региона показал, что основными газоматеринскими породами здесь являются углистые газоносные породы нижнего мела и юры (для Карского моря) и газоносные углистые породы нижнего триаса и верхней перми (для Баренцева моря). Преобладающие мелководные ус-

исходного ОВ		Параметры катагенеза				V/Ni
ческие УВ		Ts/ Ts+Tm	$\beta\beta C29/\alpha\alpha +$ $\beta\beta C29 (S+R)$	4MDBT/ 1MDBT		
2-м-нафталин, % Ксилолы, %	DBT/ PHEN					
газоаккумуляция						
Новопортовское месторождения)						
3-4 6-8	<0,1	0,4-0,5	0,41-0,45	2,1-3,5	0,11-0,53	
и другие месторождения)						
3-4,5 6-8	0,06	0,3-0,4	0,40-0,47	3,5-13,2	-	
нефтеаккумуляция						
Песчано-Озерское месторождения)						
1-3	0,2-0,5	0,4-0,6 0,2-0,3	0,57-0,65	4,0-6,6	1,90-4,10	
3-5	До 1,9		0,66-0,71	1,9-4,1		
Майлн-Пойнт, Бадами и др.)						
0,8-2 3-4	0,3	0,3-0,4	0,41-0,45	1,7-5,2	1,5-11,5	
1-3 3-5	0,5	0,4	0,4-0,56	0,9-4,4	1,90-4,10	
территории						
о. Западный Шпицберген						
1,5-3,5 3-8	0,15-0,3	0,3-0,6	0,39-0,8	1,8-4,8	-	
угольная шахта Баренцбург)						
4-5,5 8-11	0,06	0,4-0,6	0,45-0,69	6,6	0,25-0,59	

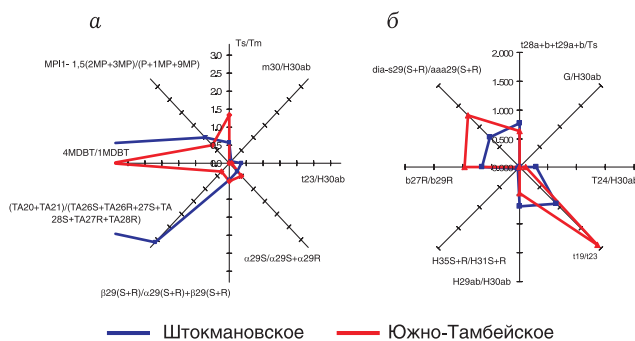


Рис. 8. Биомаркерные генетические (а) и катагенетические (б) показатели конденсатов Штокмановского (скв. 4, 1920 м, юра) и Южно-Тамбейского (скв. 2, 2708 м, нижний мел) месторождений

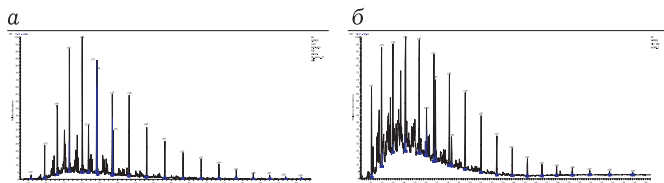


Рис. 9. Хроматограммы n-алканов и изопреноидов конденсатов Штокмановского (скв. 4, 1920 м, юра) месторождения (а) и Южно-Тамбейского (скв. 2, 2708 м, нижний мел) месторождения (б)

ловия в триасе были благоприятными для формирования триасовых газоносных параллических углей и углей прибрежной равнины.

Условия, благоприятные для формирования угленосных формаций нижнего мела, существовали в пределах современной территории Надым-Газовского между-

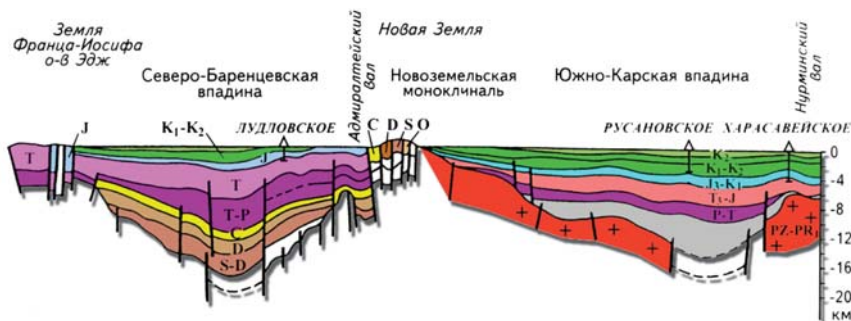


Рис. 10. Схематический геологический профиль по линии архипелага Земля Франца-Иосифа – п-ов Ямал (по Б. А. Никитину, Л. И. Ровнину и др., 1999 г.)

чья, полуостровов Ямал и Гыдан и далее – в пределах акватории Карского моря, что привело к формированию самой северной зоны газонакопления. Угленосные отложения нижнего мела Ямальской и Южно-Карской НГО характеризуются высокой газогенерирующей способностью – высокими содержанием ОВ и генерационным потенциалом (рис. 7).

Хромато-масс-спектрометрический анализ конденсатов Ямала и Штокмановского месторождений выявил сходство геохимических генетических и катагенетических параметров (рис. 8, 9). Это – конденсаты с выраженными геохимическими характеристиками ОВ наземной растительности, в которых преобладает пристан, высокие содержания диастеранов С29 (этилхолестанов) и трициклических терпанов.

Крупный газоносный мегакомплекс, приуроченный к Баренцево-Карскому региону, связанный с развитием угленосных формаций нижнего мела, юры, триаса и верхней перми, простирается от Карского до Баренцева моря, протягивается и далее на северо-восток к Земле Франца-Иосифа. Это подтверждается геологической структурой региона (рис. 10). В российском секторе Баренцева моря выделяется две крупные впадины: Южно- и Северо-Баренцевская. В структуре мезозойских отложений между впадинами находится разделяющая их приподнятая зона – Лудловская седловина (иногда назы-

ваемая Баренцевоморским сводом). Этот структурный элемент имеет размеры 200×300 км и амплитуду 500 м по кровле черных глин верхней юры. Обе впадины вместе с разделяющей их приподнятой зоной объединяются в Восточно-Баренцевский мегапрогиб (синеклизу). В геологическом отношении мегапрогиб является единым очень крупным нефтегазоносным бассейном глубокого заложения, формировавшимся в течение длительного времени, в котором объединены мощные генерационные очаги и зоны нефтегазонакопления. В пределах упомянутой приподнятой зоны находится Лудловское газоконденсатное месторождение с залежами в юрском терригенном комплексе, а южнее – Ледовое месторождение.

В табл. 3 приведены основные геохимические параметры углеводородов акватории Арктики, характеризующие области преимущественного газо- и нефтенакопления.

Выполненный сравнительный анализ углеводородов Арктики позволяет считать Баренцевоморскую нефтегазоносную провинцию в пределах Баренцева моря, архипелагов Шпицберген и Земля Франца-Иосифа весьма значительной по углеводородному потенциалу сырьевой базой России. Значительные объемы осадочного чехла, сосредоточенные в отрицательных структурах, позволяют предполагать высокий нефтегазогенерирующий потенциал Баренцевоморской провинции, а обширные поднятия, примыкающие к этим очагам генерации и содержащиеся в разрезе региональные коллекторы и покрывки, свидетельствуют о больших аккумулирующих возможностях в пределах всей провинции, что дает основание рассматривать ее как одну из наиболее перспективных провинций России. III

Hydrocarbon systems of the Arctic regions -- from Alaska to the Barents Sea-- in view of the Russian Arctic continental shelf oil and gas presence forecast

E. M. Galimov, A. S. Nemchenko-Rovenskaya, V. S. Sevastianov, E. A. Ablya

Based on the comparative analysis of hydrocarbons of Arctic the authors have come to the conclusion that the hydrocarbon potential of the Barentsevomorskaya petroleum province within the boundaries of the Barents Sea, Svalbard Archipelago and Franz Josef Land is significant. Considerable volumes of the sedimentary mantle concentrated in negative structures suggest great hydrocarbon generating potential of the province, while vast positive structures adjacent to these generation sources, and regional collectors and seals contained in the section prove great accumulation capacities within the boundaries of the entire province. These factors give reason to view it as one of the most promising petroleum provinces of Russia.

Key words: Arctic continental shelf, geochemical studies, Barentsevomorskaya petroleum province, hydrocarbon generating potentia



Список литературы = References

1. *Баренцево-Карский регион – новый объект поисково-разведочных работ на нефть и газ в XXI веке* / Э. М. Галимов [и др.] // Недропользование – XXI век. 2008. № 6. С. 43–53. = *Barents-Kara region as a new oil and gas exploration area in the XXI century* / E.M. Galimov [et al.] // Netdropolzovanie – XXI Vek. 2008, № 6, pp. 43–53 (in Russian).
2. *Геохимия углеводородов Арктики от Аляски до Баренцева моря* / Э. М. Галимов [и др.] // Материалы международной конференции «Нефть и газ арктического шельфа», 15–17 ноября 2006 г., Мурманск. = *Geochemistry of hydrocarbons of the Arctic regions - from Alaska to the Barents Sea* / E. M. Galimov [et al.] Collected papers of the International Conference: Oil and gas of the Arctic continental shelf, 15–17 November 2006, Murmansk (in Russian).
3. *Исследования на основе данных о материнских породах, включая региональный обзор углеводородных систем Баренцева и Карского морей* / Э. М. Галимов [и др.] // Материалы международной конференции «Нефть и газ Арктического шельфа», 15–17 ноября 2006 г., Мурманск. = *Investigations based on the data on matrix rocks including the regional review of hydrocarbon systems of the Barents and Kara Seas.* / E. M. Galimov [et al.] // Collected papers of the International Conference: Oil and gas of the Arctic continental shelf, 15–17 November 2006, Murmansk (in Russian).
4. *Нафтидное районирование российских арктических акваторий в связи с размещением и поисками уникальных месторождений нефти и газа* / К. Н. Кравченко [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2000. № 11. С. 2–10. = *Naphthide zoning of the Russian Arctic offshore areas in view of unique oil and gas field occurrence and prospecting* / K. N. Kravchenko [et al.] *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy.* 2000, № 11, pp. 2–10 (in Russian).
5. *Нефтегазоносность шельфа морей Российской Арктики, взгляд в 21-й век* / Б. А. Никитин [и др.] // Геология нефти и газа. 1999. № 11. С. 3–8. = *Oil and gas occurrence of the Russian Arctic continental shelf, looking into the XXI century* / B. A. Nikitin [et al.] // *Geologiya nefi i gaza.* 1999, № 11, pp. 3–8 (in Russian).
6. *Формирование крупных и уникальных скоплений углеводородов в Западной Сибири* / А. С. Немченко-Ровенская [и др.] // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа: сб. науч. трудов. М.: Геоинформмарк, 2004. = *Formation of large and unique hydrocarbon accumulations in Western Siberia* / A. S. Nemchenko-Rovenskaya [et al.] // *Top priority areas for the prospecting of large and unique oil and gas fields: collected scientific papers.* М.: Geoinformmark, 2004 (in Russian).
7. *Ровнин Л. И. Перспективные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа на шельфе морей в Западной Арктике* // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа: сб. науч. трудов. М.: Геоинформмарк, 2004. = *L. I. Rovnin. Promising areas for the prospecting of large and unique oil and gas fields on the continental shelf of the Western Arctic* // *Top priority areas for the prospecting of large and unique oil and gas fields: collected scientific papers.* М.: Geoinformmark, 2004 (in Russian).
8. *Салманов Ф. К., Немченко-Ровенская А. С. Предпосылки формирования крупных и уникальных месторождений газа на арктическом шельфе Западной Сибири* // Труды РАО. СПб., 2003. = *F. K. Salmanov, A. S. Nemchenko-Rovenskaya. Background of the formation of large and unique gas fields on the Arctic continental shelf of Western Siberia* // *Proceedings of RAO,* 2003 (in Russian).
9. *Some Features of Formation HC Systems in the USSR Arctic Regions* / N. Nemchenko, A. Rovenskaya, V. Podshibjakin, and V. Copeev. Anchorage Alaska, September 2–4, 1992, ICAM PROGRAM.



ГОРНОЕ, НЕФТЯНОЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ, ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЕ И ИНЖЕНЕРНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ В XXI ВЕКЕ

IV Международная конференция, посвященная
76-летию Южно-Осетинского государственного университета

12-16 октября 2009 г.
Республика Южная Осетия, г. Цхинвал

Организаторы: Российский университет дружбы народов (РУДН) и Южно-Осетинский государственный университет (ЮОГУ)

Темы конференции

Перспективные направления развития горного, нефтяного, геологического, геоэкологического и инженерного образования • Организация учебного процесса и повышение качества образования • Методическое обеспечение учебного процесса и использование в нем информационных и мультимедийных технологий • Повышение эффективности работы органов самоуправления студентов техникумов и вузов • Научные исследования в сфере специальных дисциплин и др.

В рамках конференции проводится школа-семинар «Современные перспективы и проблемы недропользования» для аспирантов и студентов.

В программе конференции: пленарное заседание с участием специально приглашенных ученых и специалистов, которые выступят с докладами по современным проблемам развития горного, нефтяного, геологического и геоэкологического образования в XXI в.; заседания тематических секций; экскурсии по историческим местам Южной Осетии.

Более подробную информацию о конференции и правилах оформления тезисов докладов можно получить:
- у ученых секретарей И. В. Соколова (РУДН), тел. 8-(495)-952-63-53 и Д. Д. Остаевой (ЮОГУ), тел. 8-(10-995)-3-44-5-25-51;
- в интернете по адресу www.kafgd.narod.ru

Заявки для участия в конференции и тезисы направлять
А. Е. Воробьеву по адресу:
117198 Москва, ул. Миклухо-Маклая, 6, инженерный факультет
РУДН, кафедра нефтепромысловой геологии, горного
и нефтегазового дела
E-mail: fogel_al@mail.ru