

# БАРЕНЦЕВО–КАРСКИЙ РЕГИОН – НОВЫЙ ОБЪЕКТ ПОИСКОВО–РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В XXI ВЕКЕ

**Э. 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 изотопной  
масс-спектрометрии,  
канд. техн. наук

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

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

**Россия обладает крупнейшим в мире шельфом, большая часть которого приходится на арктическую зону. Здесь, на арктическом шельфе, сосредоточены огромные ресурсы углеводородов, что позволяет считать его недра важнейшим резервом углеводородов XXI века. Фундаментальные геохимические исследования (изотопный анализ углерода, газовая хроматография, хромато-масс-спектрометрия, определение микроэлементов, пиролиз по данным Rock-Eval) позволили с генетических позиций оценить нефтегазовый потенциал Баренцево-Карского региона – новой крупной зоны нефтегазоаккумуляции Западно-Арктического шельфа России.**

**И**з более чем 6 млн км<sup>2</sup> российского шельфа, занимающего первое место в мире по своей протяженности, около 4,2 млн км<sup>2</sup> являются перспективными на нефть и газ. По прогнозным оценкам, начальные извлекаемые энергетические ресурсы шельфа составляют около 100 млрд т у. т. в пересчете на нефть (из них примерно 80 %, или 80–85 млрд т у. т., сосредоточено в Арктике). На арктическом шельфе открыты такие уникальные месторождения, как Приразломное нефтяное (Печорское море), Штокмановское газоконденсатное (Баренцево море), Русановское и Ленинградское газовые

(Карское море). Острова архипелага Земля Франца-Иосифа рассматриваются в настоящее время как перспективные на нефть и газ объекты российского арктического шельфа.

Баренцево-Карский нефтегазовый регион (рис. 1), расположенный в пределах Баренцева, Карского морей, островов архипелагов Шпицберген, Новая Земля, Земля Франца-Иосифа, является новой крупной сырьевой базой арктического шельфа России.

Комплекс современных аналитических исследований (изотопный анализ углерода  $\delta^{13}\text{C}$ , газовая хроматография (определение n-алканов и

**Изотопный состав углерода** является важнейшим генетическим показателем, определяющим место углеводородных систем в схеме вертикальной и латеральной зональности (Э. М. Галимов, 1973).

**Газовая хроматография.** Распределение n-алканов и изопреноидов и их соотношений указывает на условия осадконакопления. Высокие значения отношения пристан/фитан (2,0–4,5) свидетельствуют о континентальных условиях осадконакопления, о преимущественной генерации газоконденсатных углеводородных систем, низкие значения (ниже 1–1,5) свидетельствуют о морских условиях осадконакопления, о преимущественной генерации нефтяных углеводородных систем (Джон Хант, 1982).

**Хромато-масс-спектрометрический анализ** (определение биомаркеров) является индикатором обстановок осадконакопления. Наличие стеранов C30 указывает на преимущественно нефтяные углеводородные системы, связанные с генерацией из органического вещества сапропелевого типа морских формаций, отсутствие стеранов C30 – на преимущественно газоконденсатные углеводородные системы, связанные с генерацией из органического гумусового типа континентальных и угленосных формаций (М. Молдован, К. Питерс, 1993).

**«Биогенные» микроэлементы V и Ni** характеризуют фазовое состояние углеводородов, определяемое типом исходного органического вещества (Б. Тиссо, Д. Вельте, 1981). Породы с сапропелевым типом органического вещества (генерирующие нефть) содержат V и Ni существенно больше при преобладании V над Ni ( $V/Ni > 1$ ), чем отложения с примесью гумусовой органики (генерирующие газоконденсаты), которые имеют пониженные концентрации V и Ni с преобладанием Ni над V ( $V/Ni < 1$ ).

**Метод пиролиза Rock-Eval** позволяет оценить генерационный потенциал материнских толщ, тип и степень зрелости органического вещества, выполнить количественный анализ углеводородов, выделившихся из образца породы.

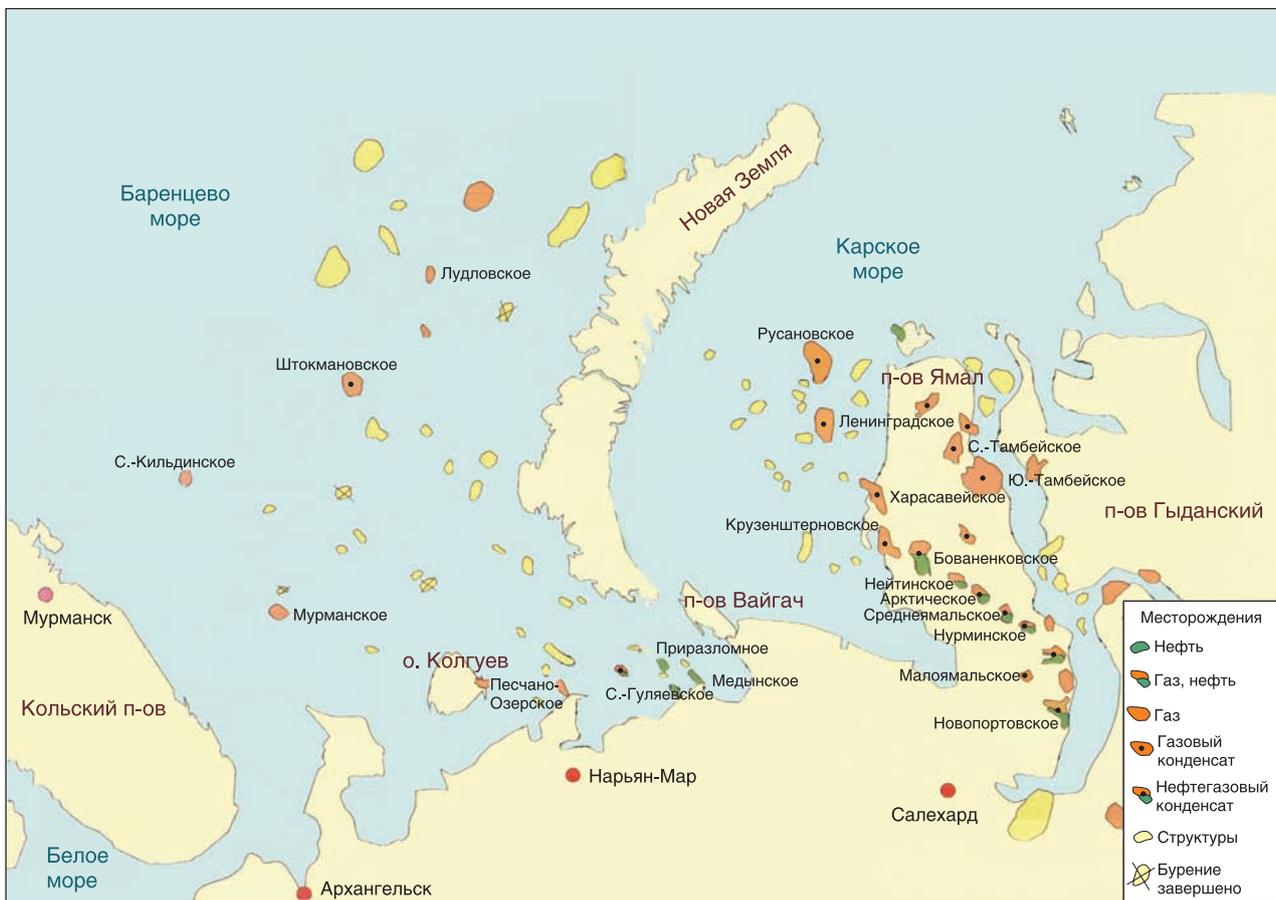


Рис. 1. Нефтяные и газовые месторождения Баренцева и Карского морей

их изопреноидов), хромато-масс-спектрометрия, определение микроэлементов ванадия и никеля, пиролиз по данным Rock-Eval) месторождений Карского моря и п-ва Ямал, российской части Баренцева моря, о. Колгуев, Печорского моря, Земли Франца-Иосифа, архипелага Шпицберген и Аляски позволил выявить особенности состава углеводородных систем Арктики, выполнить сравнительный анализ углеводородов и разработать геохимические критерии для научного обоснования перспектив нефтегазоносности и выработки дальнейшего направления поисково-разведочных работ на нефть и газ на арктическом шельфе России.

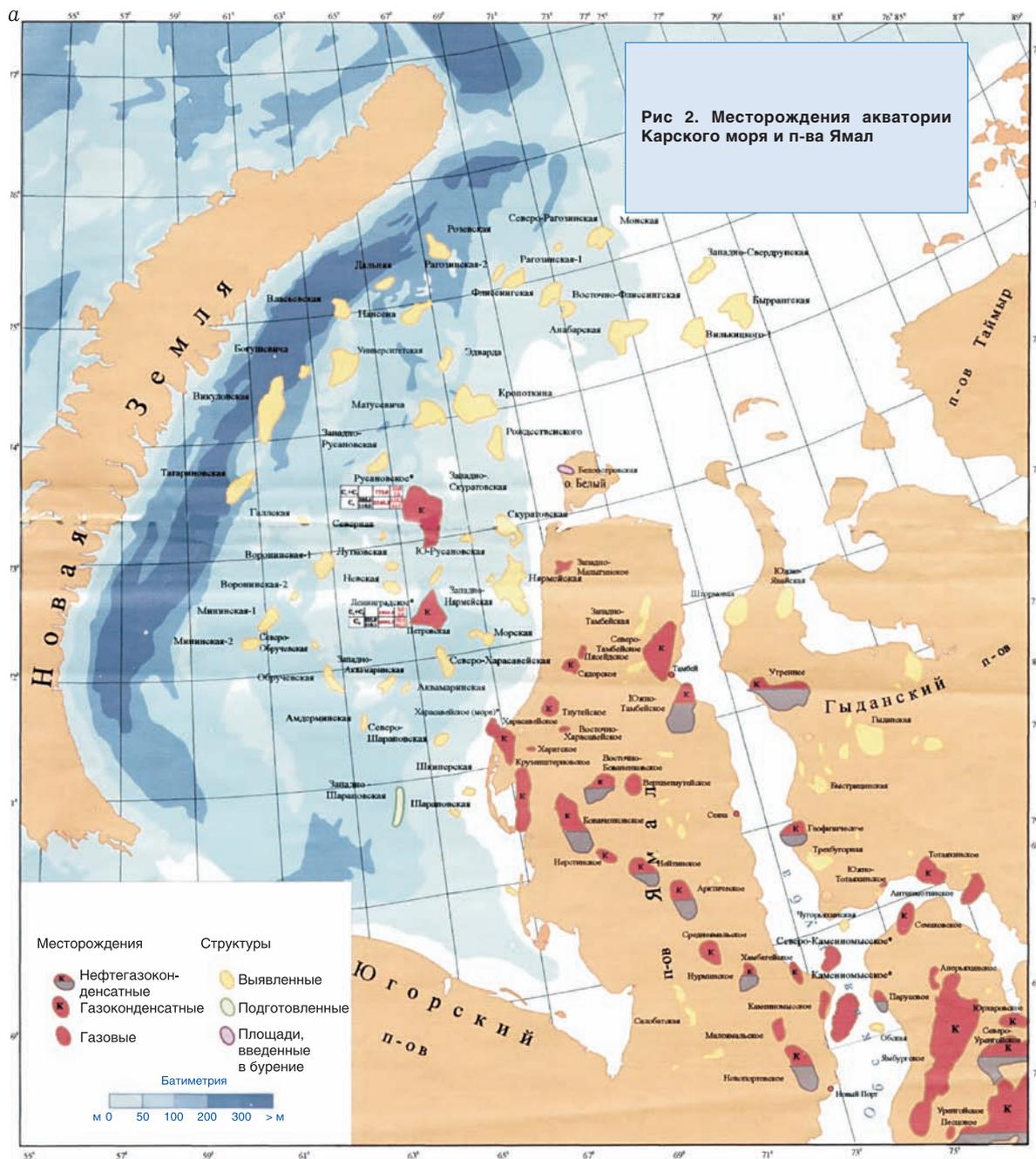
**Акватория Карского моря** является крупнейшей по величине и плотности ресурсов газа. Ее суммарные перспективные ресурсы оцениваются в 15–20 трлн м<sup>3</sup> [1, 2]. Крупнейшие и уникальные газовые месторождения акватории Карского моря – Русанов-

ское и Ленинградское – с общими запасами 9 трлн м<sup>3</sup> стоят в одном ряду с крупнейшими и уникальными газовыми месторождениями Ямальской нефтегазоносной области (НГО), непосредственно примыкающей к акватории (Бованенковское, Харасавейское, Крузенштерновское) (рис. 2, 3). В акватории Карского моря выявлены крупные Кропоткинское, Скуратовское, Нярмейское поднятия, в пределах которых суммарные перспективные ресурсы газа могут превысить 6 трлн м<sup>3</sup>.

Крупная зона газонакопления северных районов Западной Сибири, приуроченная к области развития угленосной формации (апт-альб-сеноманская, покурская, танопчинская свиты), продолжается в акваторию Карского моря [3] (см. рис. 3). Материковая часть севера Западной Сибири и ее акваториальное продолжение – Карское море – являются одним из крупнейших регионов в топливно-энергетическом балансе мира,

прочно удерживающим мировое первенство по концентрации запасов и числу уникальных, крупнейших и крупных газовых месторождений. *Основным источником газа при формировании крупнейших газовых залежей на севере Западной Сибири было органическое вещество гумусового типа, содержащееся в повышенных концентрациях в отложениях апт-альб-сеноманского комплекса (углефицированные остатки этого вещества насыщают всю толщу пород покурской серии). Развитие мощного (до 2000 м) неок-сеноманского комплекса с многочисленными пластами углей мощностью 1–5 м и углистыми включениями предопределило формирование гигантских газовых и газоконденсатных залежей севера Западной Сибири [4]. Изотопный состав углерода природных газов газовых месторождений Западной Сибири, выполненный на ранних стадиях разведки, явился главным критерием, обосновавшим исключительную газоносность ее северных районов [5].*

Современные методы исследова-



ния генерационного потенциала пород по данным пиролиза Rock-Eval подтвердили высокую газогенерирующую способность угленосных отложений мелового комплекса севера Западной Сибири (покурская, танопчинская свиты). Результаты пиролиза Rock-Eval углистых пород покурской и танопчинской свит Ямало-Гыданской НГО показали высокое содержание органического вещества – до 63,34 %, высокий генерационный

потенциал – от 2,48 до 177,99 кг УВ/т. Породы характеризуются высоким индексом продуктивности, ранней стадией зрелости, находятся в зоне начала генерации углеводородов, способны генерировать газ и первичные газоконденсаты [5].

Свободные газы в залежах мелового комплекса Ямала и Карского моря характеризуются метановым составом с низким (менее 1 %) содержанием тяжелых углеводородов, легким

изотопным составом углерода метана. Для углеводородов газоконденсатных залежей характерен нефтяной состав с пониженным содержанием в бензиновой фракции ароматических углеводородов (0,2 %).

На хроматограмме n-алканов и изопреноидов выделяется нефтяной «горб».

Анализ геолого-геохимических данных по северу Западной Сибири позволил предложить схему регио-

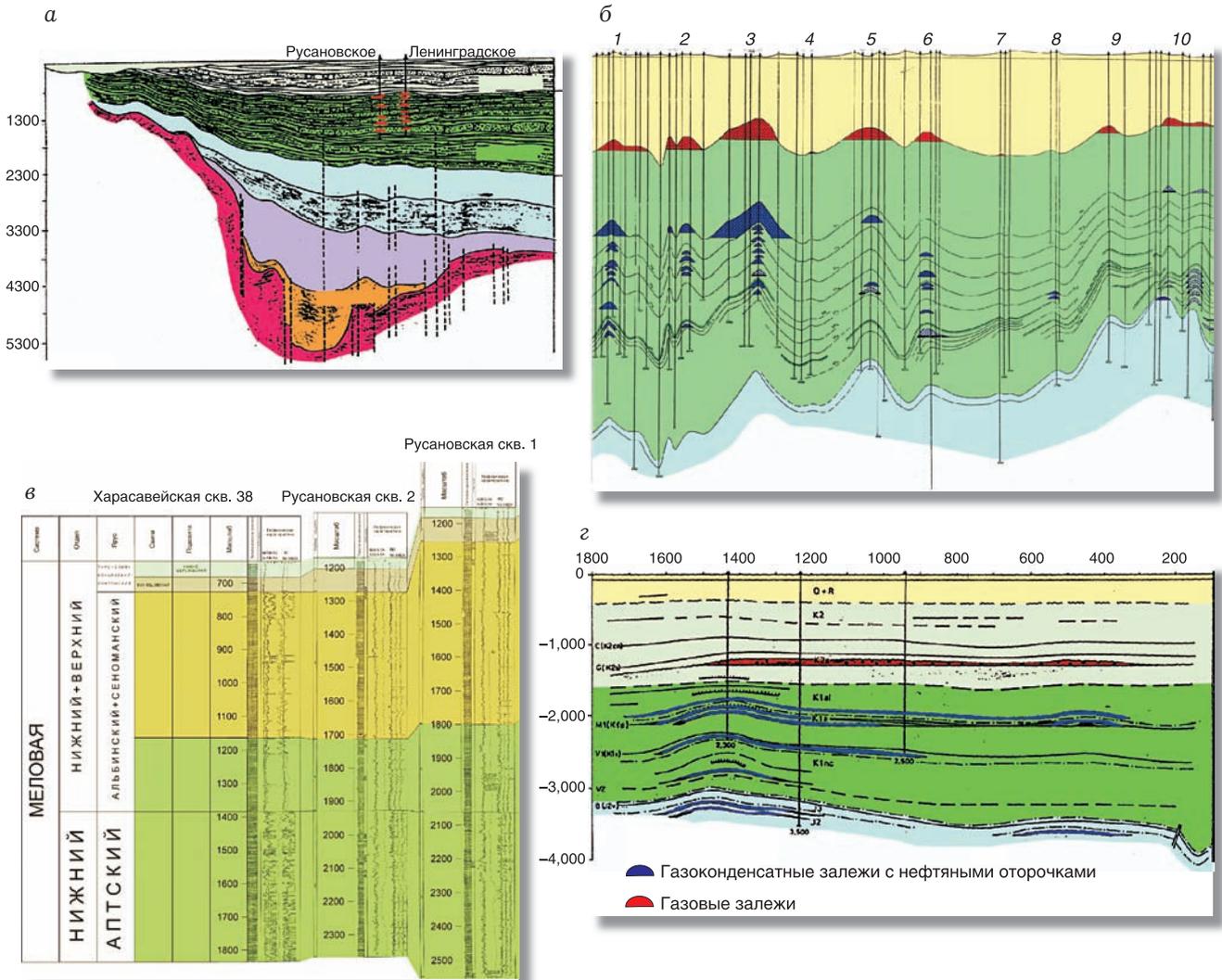


Рис 3. Геологические разрезы акватории Карского моря (а) и меловых отложений Ямала (б), стратиграфические колонки Харасавейского и Русановского месторождений (в) и геолого-сейсмический разрез Русановского месторождения (г); цифры на поз. б соответствуют месторождениям: Харасавейскому (1), Крузенштерновскому (2), Бованенковскому (3), Нерстинскому (4), Нейтинскому (5), Арктическому (6), Средне-Ямальскому (7), Нурминскому (8), Мало-Ямальскому (9), Новопортовскому (10)

нальной и вертикальной зональности углеводородов систем Западной Сибири, согласно которой в отложениях готерив-апта северных районов (Ямало-Гыданская НГО) располагается верхняя низкотемпературная зона – область генерации первичных (не связанных с нефтью) газоконденсатов нефтяного состава низкой степени преобразованности. Эти «первичные» газоконденсаты верхней низкотемпературной зоны генетически связаны с органическим веществом гумусового типа, углефицированные остатки которого насыщают всю толщу пород мелового комплекса (угленосная формация покурской и таноупчинской свит). В север-

ных районах Западной Сибири в верхней части мелового комплекса (таноупчинская свита и ее аналоги) развиты «первичные» нефтяные газоконденсаты, образовавшиеся на ранней (буроугольной) стадии углефикации органического вещества гумусового типа, связанные с крупной зоной газонакопления, приуроченной к области развития угленосной формации [6].

**Баренцевоморская нефтегазоносная провинция** расположена в пределах шельфа Баренцева моря западной арктической части России (рис. 4). В Баренцевоморской провинции в триасовых отложениях были открыты Мурманское (1983 г.) и Северо-Киль-

динское (1985 г.) газовые месторождения. Однако опыт последующих лет показал, что основные перспективы следует связывать с юрскими терригенными отложениями. Открытие в 1988 г. в центральной части Баренцева моря уникального Штокмановского газоконденсатного месторождения с запасами 3,7 трлн м<sup>3</sup> положило начало концентрации поисково-разведочных работ на поисках углеводородов в средневерхнеюрских породах-коллекторах, имеющих более высокие, по сравнению с триасовыми, емкостные свойства. В этих же отложениях в 1990 г. было открыто крупнейшее Лудловское газовое месторождение.

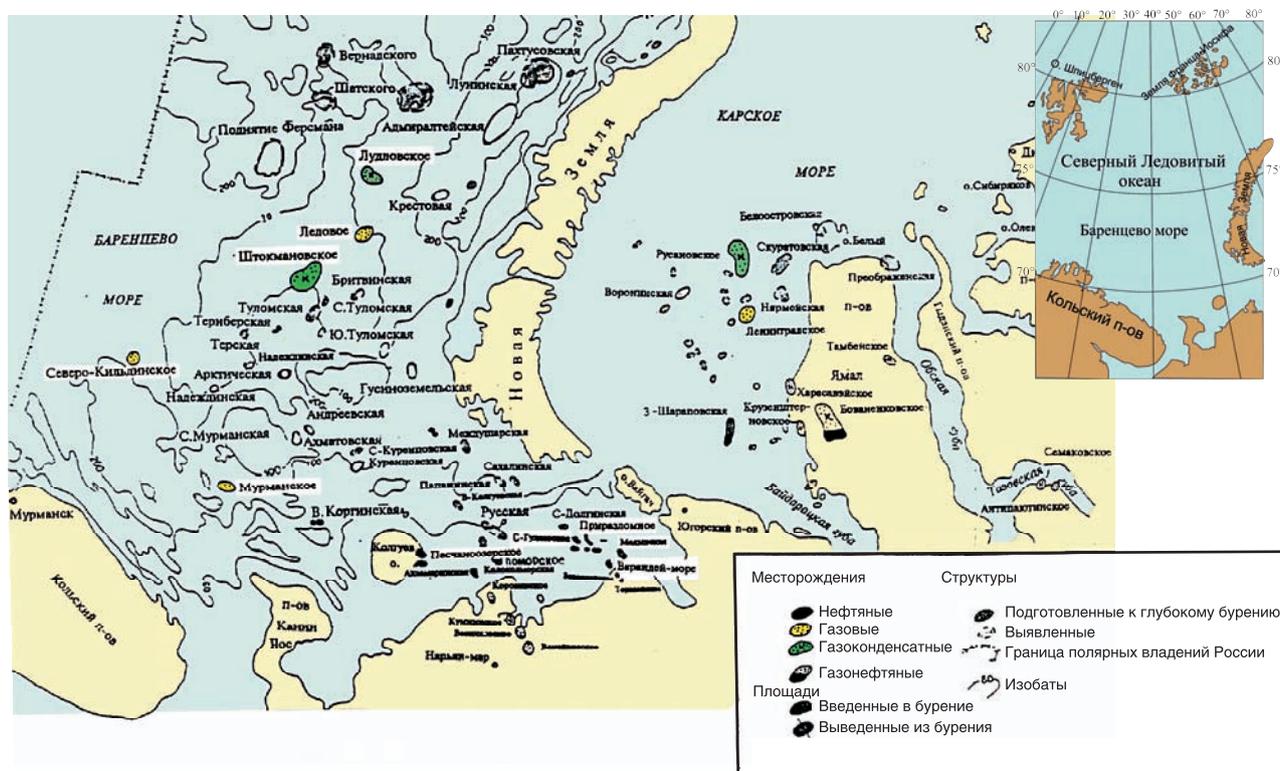


Рис. 4. Месторождения и структуры шельфа Баренцева моря

Осадочный чехол Баренцевоморской провинции залегает на гетерогенном складчатом, преимущественно докембрийском фундаменте. Глубина залегания фундамента изменяется от 3–5 км в краевых частях провинции до 16–18 км в центральной части. В разрезе осадочного чехла принимают участие осадочные породы: нижневерхнепалеозойского терригенно-карбонатного, верхнепермско-триасового, преимущественно терригенного и юрско-мелового терригенного комплексов суммарной мощностью, по данным сейсморазведки, до 18 км. В Баренцевом море породы фундамента исследованы в основном в бортовых частях впадин, где они выходят на поверхность (архипелаги Шпицберген, Новая Земля, север Скандинавии и др.) и представлены главным образом архейско-протерозойскими кристаллическими породами. В разрезе осадочного чехла выделяются четыре основных нефтегазоносных комплекса: верхнепалеозойский, триасовый, юрский и меловой.

Верхнепалеозойский комплекс на доступных для бурения глубинах рас-

пространен в восточной и юго-восточной частях Баренцева моря. Мощность его отложений изменяется от 2 км на востоке до 4,6 км на западе. Южная часть Баренцева моря является акваториальным продолжением Тимано-Печорской провинции, где продуктивные горизонты представлены карбонатными отложениями пермско-каменноугольного возраста. Залежи нефти в верхнепалеозойских отложениях выявлены в Тимано-Печорской провинции и Баренцевом море (месторождения Песчано-Озерское, Гуляевское, Поморское, Приразломное).

Триасовый нефтегазоносный комплекс широко распространен в Баренцевом море и представлен континентальными и субконтинентальными отложениями значительной мощности: от 2531 м на Мурманской площади до 2941 м на Северо-Кильдинской площади. В отложениях этого комплекса открыты газовые месторождения Мурманское и Северо-Кильдинское, нефтяное Песчано-Озерское. Триасовый комплекс характеризуется низкими фильтраци-

онными и емкостными свойствами коллекторов и наличием аномально высокого пластового давления.

Юрский нефтегазоносный комплекс распространен в центральной части Баренцева моря и представлен терригенными коллекторами – песчаниками с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В отложениях комплекса выявлены Штокмановское газоконденсатное и Лудловское газовое месторождения.

Меловой нефтегазоносный комплекс представлен в центральной части Баренцева моря, где его мощность достигает 2 км (Штокмановская площадь). К югу мощность меловых отложений уменьшается: на Арктической площади она составляет 1490, на Северо-Кильдинской – 260 м.

В распределении залежей в пределах Баренцевоморской нефтегазоносной провинции (НПП) отмечается закономерность, выражающаяся в зональности распределения залежей различного фазового состава. В направлении от южной части провинции к северной отмечается увеличение доли газообразных углеводоро-



Геохимические параметры углеводородов Арктики

Возраст нефтегазоносного комплекса	$\delta^{13}\text{C}$ , ‰			Pr/Ph iC19 iC20	Генетические биомаркерные параметры		Параметры ароматических углеводородов		V/Ni
	Газ	Газоконденсат. Нефть			Стерановые C27/C29abb (S+R)	Тритерпеновые t19/t23	Триаром. TA28/TA26	2-м-нафталин, % Ксилолы, %	
		Общий	Ароматическая фракция						
<b>Области преимущественного газонакопления</b>									
Ямал и Карское море (месторождения Харасавейское, Русановское и др.)									
Н. мел	-41,11...-3,21	-27,47...-29,44	-28,0...-31,0	3,02-4,48	0,5-1	0,7-1,5	1,1-3,8	$\frac{3-4}{6-8}$	0,11-0,53
Баренцево море (месторождения Штокмановское, Лудловское, Мурманское и др.)									
Юра Триас	-40,66...-9,20 -34,40...-41,10	-29,32...-29,85	-28,5	1,93-4,08	0,5-0,8	0,9-2	1,8-4,2	$\frac{3-4,5}{6-9}$	Отс.
Баренцево море (Шпицберген, угольная шахта «Баренцбург»)									
Палеоген	-	-24,93...-30,52	-29,9...-30,6	1,72-4,30	0,1-0,5	0,9-5	1,9-6,6	$\frac{4-5,5}{8-11}$	0,25-0,59
<b>Области преимущественного нефтенакопления</b>									
Печорское море (месторождения Приразломное, Медыньское, Северо-Гуляевское, Песчано-Озерское и др.)									
Пермь, триас	-	-27,85...-29,87	-27,2...-30,4	0,65-1,29	0,9-1,3	0,1-0,6	0,9-1,9	$\frac{1-3}{3-5}$	1,90-4,10
Мегавал Барроу, Аляска (месторождения Прудо-Бей, Майлн-Пойнт, Бадами и др.)									
Триас	-	-29,29...-30,00	-28,5...-29,7	1,18-1,64	0,8-1,2	0,1-0,3	0,8-1,6	$\frac{0,8-2}{3-4}$	1,5-11,5
Пермь, триас	-	-27,85...-29,87	-27,2...-30,4	0,65-1,29	0,9-1,3	0,1-0,6	0,9-1,9	$\frac{1-3}{3-5}$	1,90-4,10
<b>Перспективные территории</b>									
Земля Франца-Иосифа (мыс Ганза о. Земля Вильчека, мыс Норвегия о. Гукера); Новая Земля (мыс Балашова), о. Западный Шпицберген (Билле-фьорд, тундра Богемана)									
Н. мел Юра Триас	-	29,61-30,16*		0,64-6,49 0,45 0,00	0,8-1,3 0,6-0,9	0,2-0,4 1,1-2,5	1-1,8 1,6-2,9	$\frac{1,5-3,5}{3-8}$	

\*Общий изотопный состав углерода битумопровялений

но-Печорской НГП. Продуктивные горизонты – карбонатные отложения пермско-каменноугольного возраста. Залежи нефти в верхнепалеозойских отложениях выявлены в Тимано-Печорской провинции и в Баренцевом море. Геохимические показатели (Pr/Ph, V/Ni и  $\delta^{13}\text{C}$ ) характеризуют нефтяные системы, связанные с органическим веществом морского генезиса. Нефти из угленосных триасовых и пермских отложений с органическим веществом гумусового типа характеризуются более тяжелым изотопным составом углерода по сравнению с нефтями, приуроченными к девонским карбонатным отложениям с органическим веществом сапропелевого типа.

**Нефтеносный район мегавала Барроу арктического шельфа Аляски.** В настоящее время как перспективные объекты рос-

сийского арктического шельфа на нефть и газ рассматриваются острова архипелага Земля Франца-Иосифа. Одной из важнейших особенностей является сходство антеклизы Франца-Иосифа в российской части Баренцева моря с нефтеносным районом Аляски – мегавалом Барроу с уникальными нефтяными месторождениями Прудо-Бей, Купарук-Ривер, Угну, Западный-Сак, Майлн-Пойнт [9] (рис. 7).



Рис. 7. Месторождения северного склона Аляски

Все крупнейшие, в том числе уникальные, нефтяные месторождения на мегавалу Барроу (Прудо-Бей, Угну, Западный-Сак, а также Купарук-Ривер) открыты в неокотских, юрских, триасовых и пермских отложениях. Нефть месторождения Прудо-Бей (запасы 3 млрд т) залегает в песчаниках юры (2060–2150 м) и триаса (2460–2650 м), известняках карбона (2680–3190 м); месторождения Купарук-Ривер, расположенного к западу от месторождения Прудо-Бей, – в юрских песчаниках; месторождения Майлн-Пойнт – в песчаниках триаса и мела.

Сравнительный анализ комплекса геохимических показателей углеводородов (см. таблицу) позволил разработать комплекс геохимических критериев для углеводородов различного генезиса и фазового состояния.

Конденсаты Ямала и Барен-

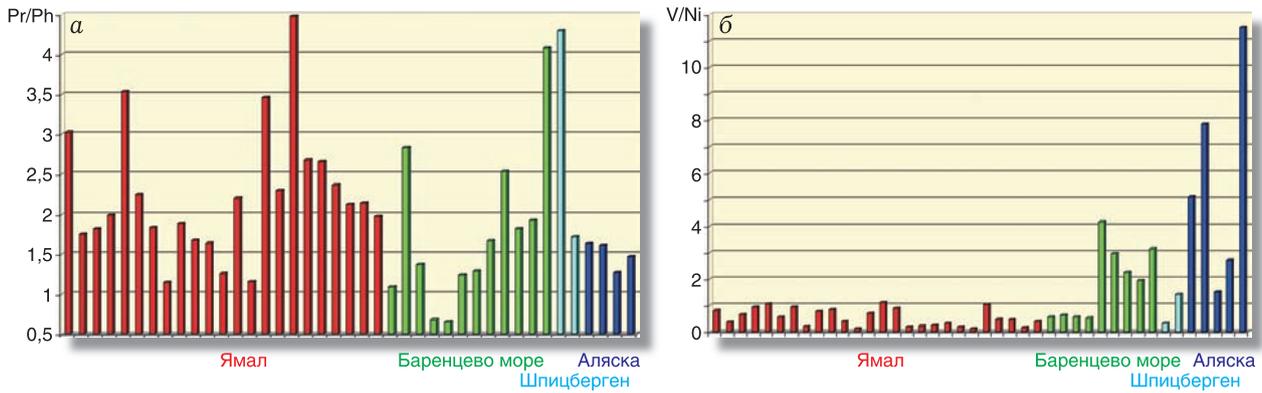
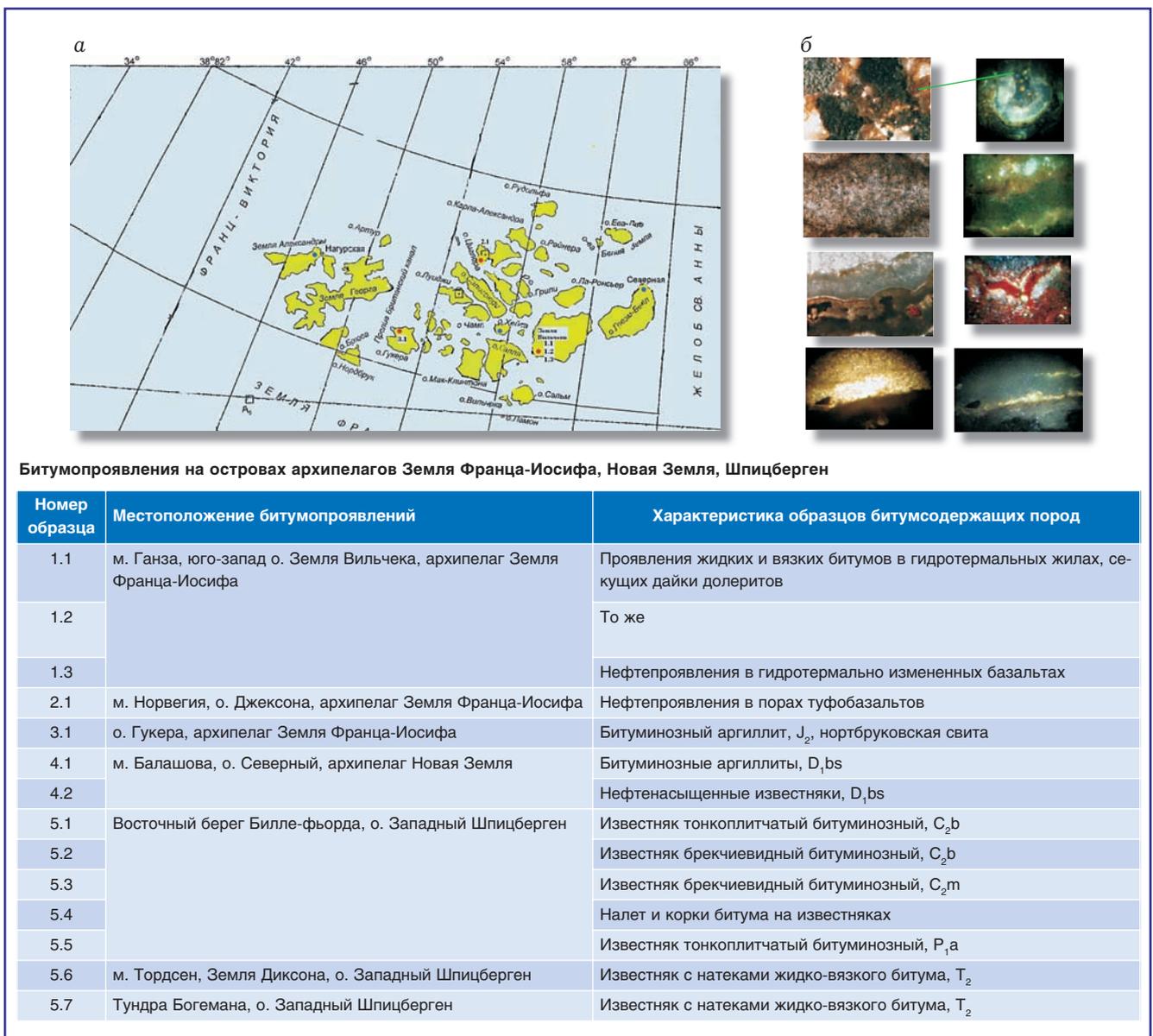


Рис. 8. Распределение геохимических показателей зон преимущественного газо- и нефтенакопления Арктики: а – отношение Pr/Ph; б – отношение V/Ni



Битумопроявления на островах архипелагов Земля Франца-Иосифа, Новая Земля, Шпицберген

Номер образца	Местоположение битумопроявлений	Характеристика образцов битумосодержащих пород
1.1	м. Ганза, юго-запад о. Земля Вильчека, архипелаг Земля Франца-Иосифа	Проявления жидких и вязких битумов в гидротермальных жилах, секущих дайки долеритов
1.2		То же
1.3		Нефтепроявления в гидротермально измененных базальтах
2.1	м. Норвегия, о. Джексона, архипелаг Земля Франца-Иосифа	Нефтепроявления в порых туфобазальтов
3.1	о. Гукера, архипелаг Земля Франца-Иосифа	Битуминозный аргиллит, J <sub>2</sub> , нортбрукковская свита
4.1	м. Балашова, о. Северный, архипелаг Новая Земля	Битуминозные аргиллиты, D <sub>1</sub> bs
4.2		Нефтенасыщенные известняки, D <sub>1</sub> bs
5.1	Восточный берег Билле-фьорда, о. Западный Шпицберген	Известняк тонкоплитчатый битуминозный, C <sub>2</sub> b
5.2		Известняк брекчиевидный битуминозный, C <sub>2</sub> b
5.3		Известняк брекчиевидный битуминозный, C <sub>2</sub> m
5.4		Налет и корки битума на известняках
5.5		Известняк тонкоплитчатый битуминозный, P <sub>1</sub> a
5.6	м. Тордсен, Земля Диксона, о. Западный Шпицберген	Известняк с натеками жидко-вязкого битума, T <sub>2</sub>
5.7	Тундра Богемана, о. Западный Шпицберген	Известняк с натеками жидко-вязкого битума, T <sub>2</sub>

Рис. 9. Местоположение параметрических скважин (синие точки) и битумопроявлений (красные точки) на островах Земли Франца-Иосифа (а) и фото битумов (образец 1.1) в УФ-диапазоне, выполненные методом люминесцентной спектроскопии (б)

цева моря характеризуются высокими значениями Pr/Ph (1,5–4,5) и значениями отношения V/Ni < 1, что указывает на генетическую принадлежность к угленосным формациям с органическим веществом гумусового типа, к области преимущественного газонакопления. Нефти месторождений Аляски, Печорского моря характеризуются низкими значениями Pr/Ph (менее 1–1,5), тогда как V/Ni > 1, что указывает на генетическую принадлежность к морским формациям с органическим веществом сапропелевого типа, к области преимущественного нефтенакпления (рис. 8).

Высокоперспективная антеклиз Франца-Иосифа в российской части Баренцева моря и нефтеносный регион мегавала Барроу арктического шельфа Аляски имеют близкое сходство нефтегеологической позиции. Диапазоны нефтегазоносности, установленные на мегавале Барроу и ожидаемые на антеклизе Франца-Иосифа, близки. На антеклизе Франца-Иосифа наиболее перспективны триасовые, коррелируемые с продуктивной нефтегазоносной толщей о. Колгуев (Печорское море), Прудобей (Аляска), и подстилающие палеозойские отложения. На архипелаге Земля Франца-Иосифа пробурены три параметрические скважины: Натурская на вершине антеклизы, Хейса и Северная – на Прихейсовом поднятии и Грэм-Беллской периклинали (рис. 9), но отложения триаса не были вскрыты.

Для оценки потенциальных воз-

можностей нефтегазонакопления антеклизы Франца-Иосифа были изучены проявления битумов в песках верхнего триаса – нижней юры. Многочисленные битумопроявления известны в триасовых и юрских отложениях на островах архипелага Шпицбергена

и о. Грэм-Белл архипелага Земля Франца-Иосифа.

Хромато-масс-спектрометрический анализ нефтей месторождений Аляски выполнен в ГЕОХИ РАН на хромато-масс-спектрометре MAT 900 (Thermo Fisher Scientific). В качестве примера на рис. 10 приведены хромато-масс-спектрограммы нефти месторождения Сил-Айленд. Результаты хромато-масс-спектрометрического анализа нефтей месторождений Аляски представлены на звездных диаграммах (рис. 11).

Сравнение терпанов нефти месторождения Майлн-Пойнт (Аляска) и битумопроявления с мыса Ганза о. Земля Вильчека (Земля Франца-Иосифа) показало сходство параметров (рис. 12, а). Сходство диагностических показателей углеводородов битумоидов Земли Франца-Иосифа с нефтями Аляски указывает на перспективы нефтегазоносности Земли Франца-Иосифа. Косвенным признаком возможности обнаружения залежей нефти на архипелаге Земля Франца-Иосифа является наличие микрофосиллий в жидких битумах антеклизы, аналогичных установленным в силурийско-раннедевонских отложениях Варандей-Адзвинской нефтеносной зоны Тимано-Печорской провинции.

Сравнение стеранов битумоидов мыса Ганза и конденсата

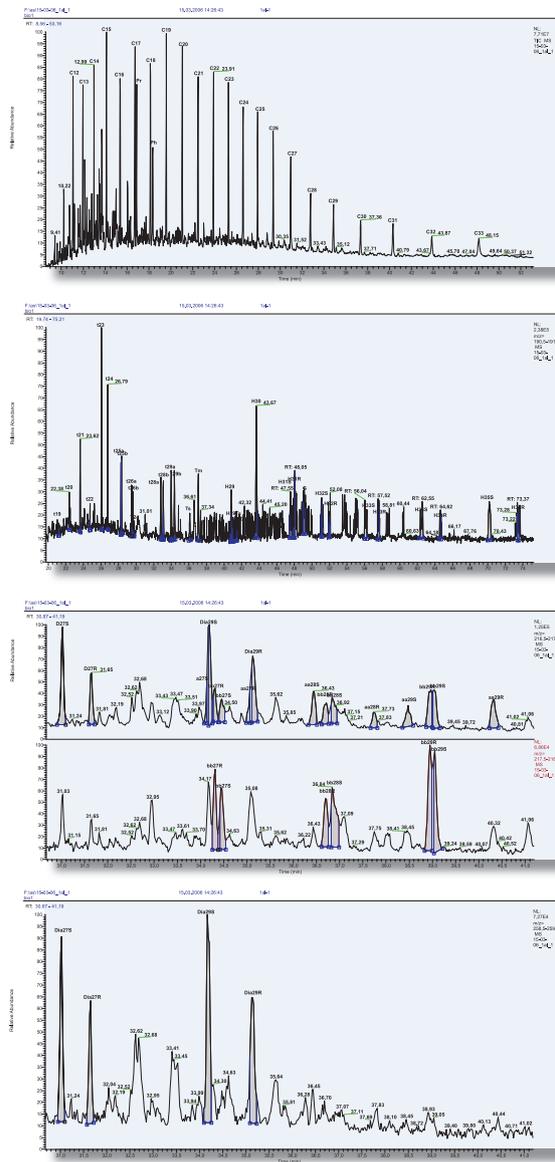


Рис. 10. Хромато-масс-спектрограммы нефти месторождения Сил Айленд

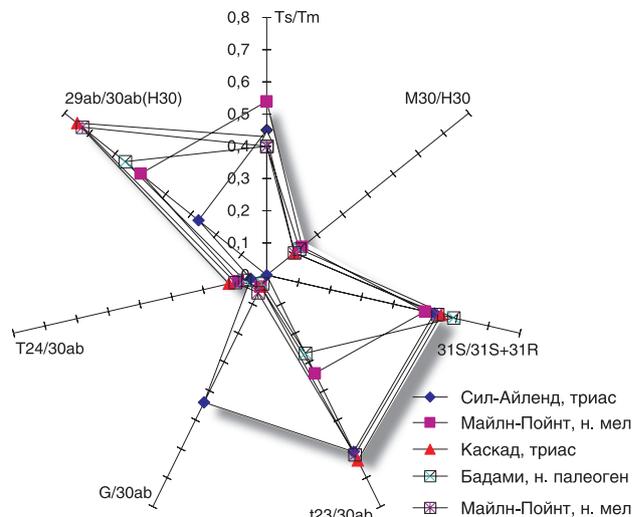
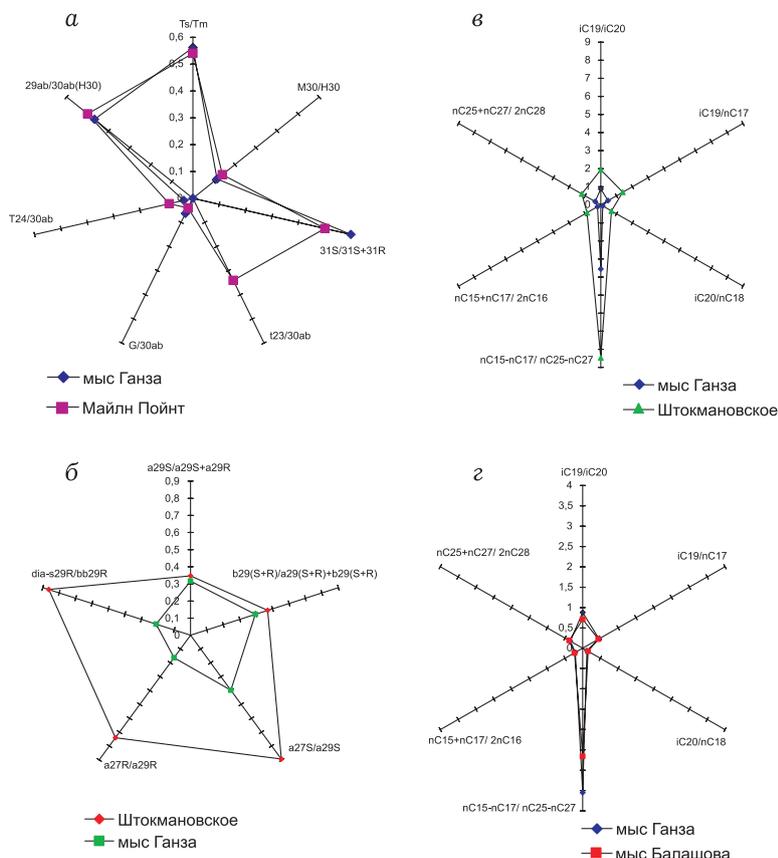


Рис. 11. Звездные диаграммы нефтей месторождений Аляски



**Рис. 12. Звездные диаграммы:**  
 а – нефти (терпаны) месторождения Майлн-Пойнт (Аляска) и битумопроявлений с мыса Ганза (о. Земля Вильчека арх. Земля Франца-Иосифа); б – битумопроявлений (стераны) с мыса Ганза и конденсата Штокмановского месторождения; в – нормальных алканов и изопреноидов с мыса Ганза и конденсата Штокмановского месторождения; г – то же, с мыса Ганза и мыса Балашова (о. Северный арх. Новая Земля)

Штокмановского месторождения показало сходство параметров (см. рис. 12, б). Сходство диагностических показателей битумопроявлений с мыса Ганза и Штокмановского месторождения отмечается и для n-алканов и изопреноидов (см. рис. 12, в).

Отмечается сходство диагностических показателей насыщенных углеводородов битумоидов и биомаркеров с мыса Ганза о. Земля Вильчека (Земля Франца-Иосифа) и мыса Балашова о. Северный (Новая Земля) (см. рис. 12, г).

Сходство биомаркеров битумоидов Земли Франца-Иосифа с конденсатом Штокмановского месторождения дает основание рассматривать антеклизу Франца-Иосифа как перспективный регион на поиски газа. В составе осадочного чехла антеклизы Земли Франца-Иосифа развиты угленосные отложения триаса и нижнего

карбона. Антеклизы Франца-Иосифа имеет большие размеры по сравнению с мегавалом Барроу, более мощный (свыше 3 км) комплекс триасовых отложений, который вместе с подстилающими палеозойскими отложениями может рассматриваться как высокоперспективный нефтегазоносный комплекс.

Открытие уникальных газоконденсатных месторождений (Штокма-

новского, Ледового и др.) указывает, что условия для крупномасштабного газонакопления в Восточно-Баренцевоморском НГБ лучше, чем на арктическом склоне Аляски.

Открытие крупнейшей зоны газонакопления с уникальными и крупнейшими газоконденсатными и газовыми месторождениями Баренцева моря – Штокмановское, Мурманское, Ледовое, Лудловское – с прогнозными ресурсами до 20 трлн м<sup>3</sup> газа, сходство геохимических показателей углеводородов битумопроявлений Земли Франца-Иосифа и Штокмановского месторождения свидетельствует о высоких перспективах газоносности триасовых и палеозойских отложений островов архипелага Земля Франца-Иосифа. В пределах антеклизы Франца-Иосифа ожидается открытие 2–3 уникальных месторождений с ресурсами до 8 млрд т УВ.

Выполненный анализ свидетельствует, что акватория Баренцева моря является резервом на поиски месторождений газа. Прогнозные ресурсы газа шельфа Баренцева моря оцениваются в 20 трлн м<sup>3</sup>. Значительные объемы осадочного чехла, сосредоточенные в отрицательных структурах, позволяют предполагать высокий нефтегазогенерирующий потенциал провинции, а обширные поднятия, примыкающие к этим очагам генерации и содержащиеся в разрезе региональные коллекторы и покрывки, говорят о больших аккумулирующих возможностях в пределах всей Баренцевоморской провинции, что дает основание рассматривать ее как одну из наиболее перспективных акваториальных провинций России.

Выполненные фундаментальные аналитические исследования углево-

**Barents-Kara Region – a new area of prospecting and exploration for oil and gas in the XXI century**

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

Russia is blessed with the largest shelf area in the world, and major part of this area is the Arctic zone. There, on the Arctic shelf the abundant resources of hydrocarbons are concentrated that makes this area one of the most important sources of hydrocarbons in the XXI century. Fundamental geochemical research (carbon isotopic analysis, gas-phase chromatography, chromato-mass-spectrometry, microelement analysis and tests, Rock-Eval pyrolysis) has made it possible to evaluate the oil and gas potential of the Barents-Kara Region from the viewpoint of its genetics.

дорогов, сравнительный анализ комплекса геохимических показателей углеводородов позволят провести районирование перспективных территорий на качественном уровне, дать прогноз зон на поиски жидких и газообразных УВ и тем самым сориентировать направление поисково-разведочных работ в Баренцево-Карском регионе. ■■

*Авторы выражают искреннюю благодарность и признательность сотрудникам ФГУ НПП «Севморгео» Геннадью Иванову и Валерию Безрукову за предоставленную коллекцию образцов по Земле Франца-Иосифа, Новой Земле, Шпицбергену, коллегам из отдела разведки нефти и газа Арктики компании «Бритиш Петролеум» Нилу Пигготу, Шерри Стовер, Эдит Фуджелли, Яну Эрику Киттилсену, Алексею Гурьянову за предоставленную коллекцию образцов по Аляске, за совместные доклады на международных конференциях и конгрессах.*

#### Список литературы

1. Дмитриевский А. Н., Белонин М. Д. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов российского шельфа // Природа. – 2004. – № 4.
2. Галимов Э. М. Изотопный состав углерода в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1973.
3. Предпосылки формирования крупных и уникальных месторождений газа на арктическом шельфе Западной Сибири / Ф. К. Салманов, А. С. Немченко-Ровенская, Н. Х. Кулахметов, А. В. Рыльков // Геология нефти и газа. – 2003. – № 6.
4. Ермаков В. И., Немченко Н. Н., Ровенская А. С. Научное открытие (диплом № 170) «Закономерная связь между концентрацией углистого вещества и формированием газовых скоплений» (приоритет открытия 1968) // Научные открытия (сборник кратких описаний научных открытий и изобретений). – М.: Международная академия авторов научных открытий и изобретений, 2002.
5. Немченко Н. Н., Ровенская А. С., Шоелл М. Присхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1999. – № 1–2. – С. 45–56.
6. Немченко Н. Н., Ровенская А. С. Происхождение газоконденсатных залежей севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1987. – № 2. – С. 25–31.
7. Галимов Э. М. Источники и механизмы образования углеводородных газов в осадочных породах // Геохимия. – 1989. – № 2. – С. 163–180.
8. Грамберг И. С., Супруненко О. И., Шпиллькевич Ю. В. Перспективные объекты для обеспечения крупных приростов запасов нефти и газа в Баренцевом и Карском морях // Современные проблемы геологии нефти и газа. – М.: Научный мир, 2001. – С. 39–44.
9. Кравченко К. Н. Об онтогенетическом нефтяном сходстве мегавала Барроу с уникальными месторождениями Аляски и высокоперспективной на нефть антеклизой Франца-Иосифа в Баренцевом море // Отечественная геология. – 2001. – № 3. – С. 3–10.

## Высокая эффективность исследований в геологоразведке



GEM Systems  
[www.gemsys.ca/ru](http://www.gemsys.ca/ru)  
 Тел. +1 905 752 2202  
 Факс +1 905 752 2205  
[info@gemsys.ca](mailto:info@gemsys.ca)

135 Spy Court  
 Markham, Ontario  
 L3R 5H6 Canada

Для исследователей, работающих в геофизике и геологии, важными характеристиками оборудования являются эффективность, надежность и качество.

Компания GEM Systems сконцентрировала свои усилия на разработке и производстве протонных и квантовых магнитометров / градиентометров на эффекте Оверхаузера и с оптической накачкой.

Независимо от требований заказчика к точности проведения исследований, магнитные методы позволяют эффективно определить структуру и литологию интересующего объекта.

В сочетании с технологиями GPS приборы компании GEM Systems позволяют осуществлять исследования с высокой степенью эффективности.

С помощью оборудования компании GEM Systems были найдены месторождения золота в Монголии, алмазов в Канаде, меди в Аргентине и др.

