

УДК 553.98

## Характеристика нефтегазоматеринских толщ Арктики, палеогеографические и геодинамические аспекты их образования

И.Д. Полянова<sup>1</sup>, доктор геолого-минералогических наук,  
Геологический институт РАН

И.В. Богоявленский<sup>2</sup>  
Институт проблем нефти и газа РАН,

А.Н. Данилина<sup>3</sup>  
Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации

*Охарактеризованы нефтематеринские и нефтегазоматеринские толщи (НМТ и НГМТ) осадочных бассейнов трех наиболее изученных секторов нефтегазоносности: Норвежского, Западно-Российского и Северо-Американского. В их пределах эти толщи имеют регионально-прерывистое распространение. Устойчивое положение в стратиграфической шкале занимает высококачественная НМТ верхнедевонско-нижнекаменноугольных доманикитов. Менее распространены близкие к ним по качеству и продуктивности НМТ верхнего триаса, нижней юры, неокома Северо-Аляскинского и Бофорт-Маккензи бассейнов и верхнеюрские баженовиты Южно-Карского бассейна. Несовпадения местоположений НМТ и НГМТ в стратиграфическом разрезе обусловлены не повсеместным и не всегда синхронным развитием тектонических фаз. Выявленные закономерности распределения НГМТ в осадочном чехле Арктики могут быть использованы при их прогнозировании на территориях Восточно-Российского сектора.*

**Ключевые слова:** нефтематеринские и нефтегазоматеринские толщи, Норвежский, Западно-Российский, Северо-Американский сектора Арктики, геодинамические и палеогеографические обстановки

Поступила в редакцию 18.2.13

Присутствие нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) в осадочном заполнении бассейнов является первичным и необходимым условием, при котором может происходить углеводородная генерация в объемах, достаточных для формирования промышленных скоплений нефти и газа. В Арктике такие толщи выявлялись в относительно хорошо изученных сейсморазведкой и бурением нефтегазоносных бассейнах (НГБ), расположенных на шельфе и прилегающей к нему в пределах полярного круга суше.

При выделении НГМТ Арктики применялся комплекс критериев, отражающих литологический со-

став пород и количественные показатели содержащегося в них органического вещества (ОВ). Это концентрации органического углерода ( $C_{орг}$ ) и хлороформенного битумоида ( $B_{хл}$ ), водородный индекс (HI, мг УВ/г  $C_{орг}$ ), петрографический состав керогена и его катагенетическая зрелость (Ro), присутствие серы, порфиринов ванадия и никеля в битумоидах, соотношение аутигенных форм железа в породах. Литолого-фациальная характеристика отложений использовалась для восстановления условий накопления ОВ. Характеристику НГМТ дополняют данные о биомаркерах и изотопном составе углерода ( $\delta^{13}C$ ) битумоидов, нефтей и их фракций. С помощью этих показателей определились генерационный потенциал и количественный вклад конкретного нефтегазоматеринского источника в формирование месторождений углеводородов (УВ), а также уточнялись условия накопления ОВ.

<sup>1</sup> e-mail: borukaeva@yandex.ru

<sup>2</sup> e-mail: igorbogoyavlenskiy@mail.ru

<sup>3</sup> e-mail: albina.05@list.ru

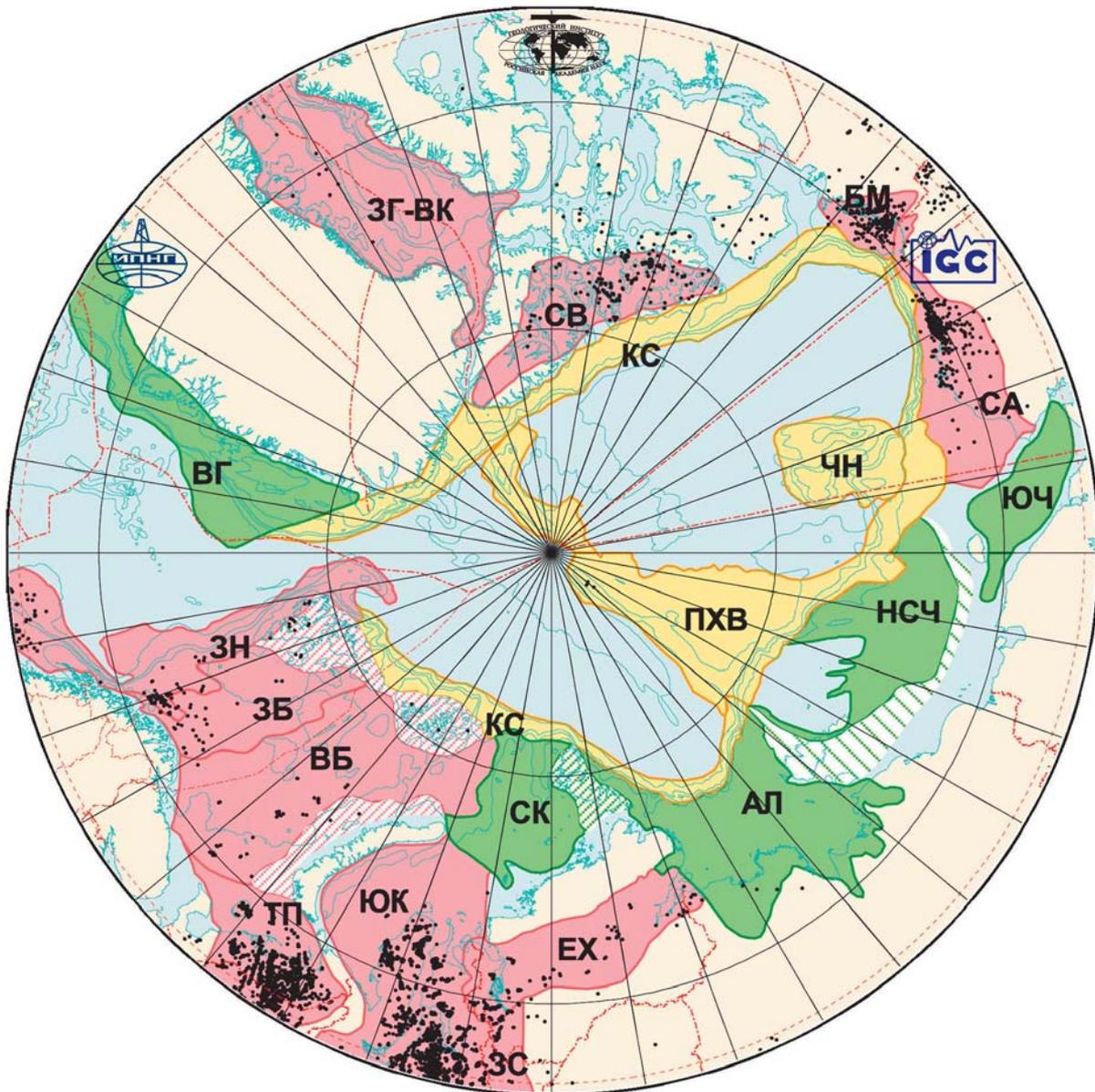


Рис.1 Нефтегазоносные и потенциально нефтегазоносные бассейны Северного Ледовитого океана и прилегающей суши [2]  
Розовый цвет - НГБ: Западно-Баренцевский (ЗБ), Восточно-Баренцевский (ВБ), Тимано-Печорский (ТП), Южно-Карский (ЮК), Енисей-Хатангский (ЕХ), Северо-Аляскинский (СА), Бофорт-Маккензи (БМ), Свердрупский (СВ) и Западно-Гренландский - Восточно-Канадский (ЗГ-ВК); зеленый цвет - ПНГБ шельфа: Северо-Карский (СК), Анабаро-Лаптевский (АЛ), Новосибирско-Северо-Чукотский (НСЧ), Южно-Чукотский (ЮЧ) и Восточно-Гренландский (ВГ); заштрихованные участки - подводные и островные поднятия с признаками нефтегазоносности; желтый цвет - ПНГБ подводных хребтов и впадин (ПХВ), континентального склона (КС) и Чукотско-Нортвиндский (ЧН); черные точки - буровые скважины.

Таблица 1. Нефтегазоматеринские толщи Норвежского и Западно-Российского секторов: Тимано-Печорский (суша + море), Восточно-Баренцевский, Западно-Баренцевский, Южно-Карский, Енисей-Хатангский НГБ по [1, 3—9, 11—16, 21, 30, 31]

Возраст	Литологический состав	Мощность, м	Нефтегазоносные бассейны
S <sub>1</sub> Lly	Глинистые известняки	100—600	Тимано-Печорский
S <sub>2</sub> Wen	Мергели, доломиты		
D <sub>1</sub> Lok	Глинистые доломиты, мергели, аргиллиты	100—1000	Тимано-Печорский
D <sub>2</sub>	Аргиллиты, глинистые алевролиты	50—200	Тимано-Печорский
D <sub>3</sub> frs <sub>1-2</sub>	Аргиллиты, мергели, глинистые известняки	20—200	Тимано-Печорский
D <sub>3</sub> frs <sub>3</sub> - C <sub>1</sub> tou	Карбонатно- кремнисто- глинистые доманики, доманикиты и субдоманикиты	10—300	Тимано-Печорский, Восточно-Баренцевский
C <sub>3</sub> -P <sub>1</sub>	Кремнисто-глинистые битуминозные отложения	До 1500	Тимано-Печорский, Восточно-Баренцевский
P <sub>1</sub> art	Глинистые известняки, мергели	50—1000	Тимано-Печорский
P <sub>1</sub> kup	Глины, аргиллиты, мергели, паралические угли	50—700	Тимано-Печорский
P <sub>2</sub> -T	Аргиллиты, кремнистые известняки, углистые глины	До 12 000	Западно- Баренцевский, Восточно-Баренцевский
T <sub>1-2</sub>	Тонкослоистые битуминозные глины	200—700	Восточно-Баренцевский
J <sub>1-2</sub>	Глины, аргиллиты, углистые аргиллиты	300—2200	Восточно-Баренцевский, Западно-Баренцевский, Южно-Карский, Енисей-Хатангский
J <sub>3</sub> kim -K <sub>1</sub> ber <sub>1</sub>	Кремнисто-карбонатно-глинистые углеродистые отложения (баженовиты и суббаженовиты)	10—150	Восточно-Баренцевский, Западно-Баренцевский, Южно-Карский, Енисей-Хатангский
K <sub>1</sub> hau-art	Алевритистые глины, углистые глины	До 1100	Южно-Карский, Енисей-Хатангский
K <sub>1</sub> alb-cen	Глины, алевритистые глины	До 800	Южно-Карский, Енисей-Хатангский

**Примечание.** Используются обозначения: Pг/Pн — пристан/фитан; ДСт/РСт — диастераны/регулярные стераны  
C<sub>29</sub> Ст — C<sub>29</sub> стеран; Г/С — гопаны/стераны; C<sub>29</sub> Г/С<sub>30</sub> Г — C<sub>29</sub> гопан/ C<sub>30</sub> гопан; C<sub>31</sub>-C<sub>35</sub> ГГ — C<sub>31</sub>-C<sub>35</sub> гомогопаны

	Характеристика ОВ				Характеристика биомаркеров и $\delta^{13}\text{C}$ (‰) битумоидов и нефтей	
	Тип	$C_{\text{орг}}$ , %	$B_{\text{хл}}$ , %	НИ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$		Катагенез ОВ
	II	$\frac{0,1-1,1}{0,37}$	0,002—0,08	200—590	МК <sub>2</sub> -АК <sub>3</sub>	Pr/Ph < 1, ДСт/РСт > 2, преобладает C <sub>29</sub> Ст, Г/Ст > 10, S = 0,6—2,4%
		$\frac{0,1-5,1}{0,34}$	0,004—0,06		МК <sub>2</sub> -АК <sub>2</sub>	
	II, II/III	$\frac{0,1-13}{0,37}$	0,002—0,09	—	МК <sub>2</sub> -АК <sub>2</sub>	Pr/Ph < 1, ДСт/РСт > 1, преобладает C <sub>27</sub> Ст, Г/Ст > 5, S = 1—2%
	II, II/III	$\frac{0,1-2,3}{0,66}$	0,003—0,08	165—400	МК <sub>1</sub> -АК <sub>1</sub>	
	II, II/III	$\frac{0,2-4,1}{0,66}$	0,005—0,35	150—310	МК <sub>1</sub> -АК <sub>1</sub>	Н. д.
	I, II	$\frac{0,1-30}{4,95}$	0,008—1,6	300—600	ПК <sub>3</sub> -АК <sub>1</sub>	Мергели: Pr/Ph > 1, ДСт/РСт < 1, преобладает C <sub>29</sub> Ст, Г/С > 3, C <sub>29</sub> Г > C <sub>30</sub> Г, отсутствуют C <sub>34</sub> Г, бикадинаны, мало триароматических диностероидов, ETR < 2. S < 1%. $\delta^{13}\text{C}_{\text{н-алк.}} = 31,8...-33,1\text{‰}$ . Карбонаты: Pr/Ph < 1, ДСт/РСт < 1, преобладает C <sub>29</sub> Ст, Г/С > 3, C <sub>29</sub> Г >> C <sub>30</sub> Г, присутствует C <sub>34</sub> Г, нет бикадинанов, мало триароматических диностероидов, ETR < 2. S < 1%. $\delta^{13}\text{C}_{\text{н-алк.}} = 32,7...-34,5\text{‰}$
	II, II/III	5,3—10	—	200—300	МК <sub>2</sub> -АК <sub>1-3</sub>	Н. д.
	II, II/III	$\frac{0,04-3}{0,78}$	0,006—0,07	60—300	ПК <sub>3</sub> -АК <sub>3</sub>	Pr/Ph < 1, ДСт/РСт < 1, C <sub>29</sub> Ст > C <sub>28</sub> Ст > C <sub>27</sub> Ст, Г/С > 2, C <sub>29</sub> Г/С <sub>30</sub> Г < 1. S = 1,1—1,7%
	III	$\frac{0,2-25}{1,14}$	0,006—0,03		ПК <sub>3</sub> -АК <sub>3</sub>	Н. д.
	II, II/III	$\frac{1-5,8}{3,4}$	—	93—635	МК <sub>2</sub> -АК <sub>3</sub>	Pr/Ph = 0,65—1,29, C <sub>29</sub> ДСт/С <sub>27</sub> РСт = 0,9—1,3, C <sub>29</sub> Ст > C <sub>28</sub> Ст > C <sub>27</sub> Ст, C <sub>29</sub> Г/С <sub>30</sub> Г < 1, повышена концентрация триароматических диностероидов, ETR < 2
	II, II/III	$\frac{1-17}{1,6}$	—	120—430	МК <sub>2</sub> -АК <sub>3</sub>	C <sub>29</sub> Г/С <sub>30</sub> Г = 0,5—1, отсутствуют бикадинаны и в повышенных концентрациях идентифицируются триароматические диностероиды, ETR > 2. $\delta^{13}\text{C}_{\text{н-алк.}} = -29...-31\text{‰}$
	II/III, III	$\frac{1-20,5}{3,6}$	0,03—0,05	110—248	ПК-АК <sub>2</sub>	Pr/Ph = 1—4, ДСт/РСт < 1, преобладает C <sub>28</sub> Ст и C <sub>31</sub> ГГ > C <sub>31</sub> -C <sub>35</sub> ГГ. В высоких концентрациях присутствуют бикадинаны и триароматические диностераны. ETR < 2. V/Ni < 1, S < 1% $\delta^{13}\text{C}_{\text{Бхл}} = -25,9...-29,1\text{‰}$
	II	$\frac{2,5-25,9}{5,1}$	0,3—1,6	220—600	ПК-АК <sub>1</sub>	Pr/Ph = 1—2, ДСт/РСт ≤ 1, C <sub>27</sub> Ст = C <sub>28</sub> Ст > C <sub>29</sub> Ст. Идентифицированы C <sub>30</sub> Ст, C <sub>35</sub> ГГ > C <sub>31</sub> -C <sub>35</sub> ГГ. В высоких концентрациях присутствуют бикадинаны и триароматические диностероиды. ETR < 2. V/Ni > 3, S > 1%. $\delta^{13}\text{C}_{\text{Бхл}} = -27,5...-30\text{‰}$
	III, II/III	$\frac{2-4,8}{2,3}$	—	55—261	ПК-МК <sub>3</sub>	Pr/Ph = 3—4,5, C <sub>29</sub> ДСт/С <sub>27</sub> РСт = 0,5—1,0. ETR < 2
	III, II/III	$\frac{1,5-4}{1,9}$	—	59—113	ПК-МК <sub>2</sub>	Нет данных

ETR — расширенное отношение трициклических терпанов (рассчитывается по комплексу отношений)

## Изучение и освоение природных ресурсов Арктики

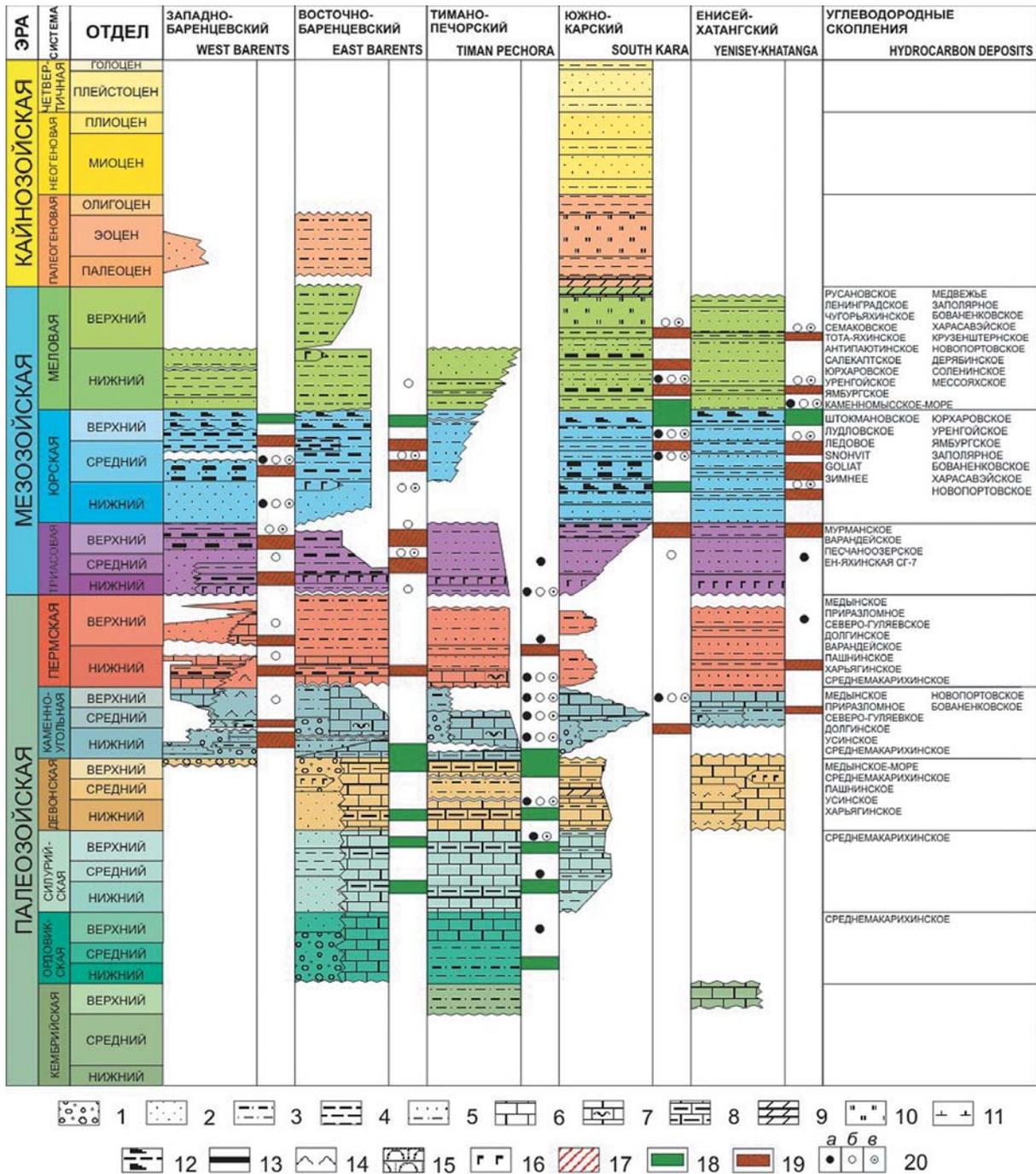


Рис.2. Осадочные бассейны Западно-Российского сектора нефтегазоносности [2]

1 - конгломераты, 2 - песчаники, 3 - алевриты, 4 - глины и аргиллиты, 5 - переслаивание песчаников, алевритов и глин, 6 - известняки, 7 - рифовые известняки, 8 - глинистые известняки, 9 - мергели, 10 - кремнистые породы (опоки, диатомиты), 11 - фосфатонесные породы, 12 - магматические породы, 13 - доманикиты, баженовиты, 14 - уголь, 15 - соль, 16 - гипс, 17 - дислоцированные метаморфические и магматические породы; 18 - нефтематеринские толщи; 19 - нефтегазоматеринские толщи; 20 - залежи: а - нефть, б - газ, в - конденсат.

### Характеристика НГМТ

В Циркумарктическом сегменте Земли наиболее изучены Норвежский, Западно-Российский и Северо-Американский сектора нефтегазоносности. В первых двух НГМТ диагностировались в Западно-Баренцевском, Тимано-Печорском (суша + море), Южно-Карском, Енисей-Хатангском, в меньшей степени в Восточно-Баренцевском НГБ и на островах архипелагов Новая Земля и Франца-Иосифа (рис. 1). Геохимические показатели ОВ, биомаркеров и изотопного состава углерода нафтидов, опубликованные в [1, 3—9, 11—16, 21, 30, 31], систематизированы и обобщены в табл. 1. Генерализованные разрезы бассейнов с указанием местоположения НГМТ, месторождений нефти и газа показаны на рис. 2.

**В Норвежском и Западно-Российском секторах** среди представленных на рис. 2 и в табл. 1 НГМТ выделяются две, которые по степени обогащенности планктоногенным ОВ считаются классическими и относятся к нефтематеринским (НМТ). Это верхнедевонская-нижнекаменноугольная (верхний фран-турне) и верхнеюрская-нижнемеловая (титон-нижний берриас), изученные преимущественно в наземной части территории. Первая образована отложениями доманика и доманикитов Тимано-Печорского НГБ, вторая сложена баженовитами продолжающегося в Южно-Карскую мегавпадину Западно-Сибирского и суббаженовитами Енисей-Хатангского НГБ. Обе толщи имеют небольшие мощности (10—60 м), исключение составляет доманикитная формация в Предуральском прогибе, где ее мощность увеличивается до 300 м. НМТ сложены кремнисто-карбонатно-глинистыми битуминозными отложениями, среди которых в доманике и доманикитах значительную роль играют карбонатные разности, а в баженовитах — глинистые. В тех и в других среднее содержание  $C_{орг}$  составляет около 5, максимальное в тончайших прослоях — 30—50%,  $B_{кл}$  изменяется от 0,1 до 1,6%. Почти полностью состоящее из коллоальгинита дебитуминированное ОВ (нероген) содержит 7—8% водорода и 4—12% серы, оно относится к I и II типам (по Ван Кревелену). Водородный индекс (HI) варьирует в интервале 300—600 мг УВ/г  $C_{орг}$  (см. табл. 1).

В синбитумоидах этих классических НМТ в распределении нормальных алканов выделяется среднемолекулярный максимум ( $C_{17}$ - $C_{19}$ ), ациклические изопренаны представлены в основном пристаном и фитаном в наиболее распространенном соотношении, равном 1 : 2 (встречаются и большие значения). Регулярные стераны преобладают над перегруппированными изомерами (диастеранами). Гопаны существенно (в три раза и более) превалируют над стеранами,  $C_{29}$  гопан/ $C_{30}$  гопан < 1. Зафиксированы  $C_{30}$  метилированный стеран и  $C_{34}$  и  $C_{35}$  гомогопаны (источником последнего служи-

ли протокариотные организмы — цианобактерии планктона) [34]. В гомологическом ряду гомогопанов ведущая роль принадлежит  $C_{35}$  представителю. Расширенное отношение трициклических терпанов ETR (в показателе учитывается до 16 отношений соединений этого гомологического ряда) понижено (менее 2), что может быть связано с массовым вымиранием отдельных биологических видов, вместе с которыми исчезал и основной биологический источник этих биомаркеров [22]. Отношение V/Ni порфиринов и содержание S значительны. Битумоиды обогащены легким изотопом углерода ( $\delta^{13}C$  варьирует от -34 до -28‰). Перечисленные показатели ОВ, а также повышенные содержания сульфидного железа в породах свидетельствуют, что НМТ верхнего девона-нижнего карбона и титона-нижнего берриаса накопились при дефиците кислорода, часто сопровождавшемся сероводородным заражением придонных вод.

В составе биомаркеров битумоидов доманикитов и баженовитов отмечены различия, связанные с их литологическими и возрастными особенностями. Например, в доманике отсутствуют бикадинаны и очень низко содержание триароматических диностероидов, тогда как в баженовитах они отмечены в высоких концентрациях, что связано с появлением в мезозое смолистых покрытосеменных и динофлагеллат, которые получили широкое развитие начиная с конца юры и в мелу [29].

Превосходные генерационные способности установлены в темноцветных пачках тонкослоистых высокоуглеродистых кремнисто-, карбонатно- и кремнисто-карбонатно-глинистых отложений, накопившихся в глубоководных впадинах и прогибах. Доманик и доманикиты служили главным источником большинства нефтей Тимано-Печорского, а баженовиты — Западно-Сибирского бассейнов. Кроме этих толщ в генерации жидких углеводородов принимали участие и другие НГМТ, охарактеризованные в табл. 1.

Обе высококачественные НМТ, относящиеся к мировым феноменам, очевидно, распространяются и в акваторию. В Восточно-Баренцевском НГБ отложения верхнего девона-нижнего карбона могли сформироваться на внешнем глубоководном шельфе и континентальном склоне, контактирующих с Уральским океанским бассейном. Эта НМТ, так же как и некоторые другие (граптолитовые сланцы ордовика-силура, доманикиты и субдоманикиты нижнего-среднего девона, верхнего карбона — нижней перми и, возможно, нижнего-среднего триаса), залегая на глубинах до 15 км и более, подверглись интенсивным катагенетическим преобразованиям, соответствующим грациям заключительного мезо- и апакатагенеза. В исходном состоянии эти НМТ могли быть высококачественными и выполнять роль активных генераторов жидких УВ на более ранних этапах геологического

Таблица 2. Нефте- и нефтегазоматеринские толщи элсмирского и бофтортовского комплексов Северо-Аляскинского бассейна по [22, 25, 28, 32—34]

Возраст. Формации	Литологический состав	Мощность, м	Характеристика РОВ					Характеристика биомаркеров и $\delta^{13}\text{C}$ (‰) битумоидов
			Тип	$C_{\text{орг}}$ , %	$S_1$ , мг УВ / г породы	НІ, мг УВ / г $C_{\text{орг}}$	Катагенез $R_o$ , %	
Т <sub>3</sub> Шублик	Карбонаты	24—149 65,9	I, II	1,7—7 3,9	1,3—2,8 1,9	83—754 509	МК <sub>1</sub> 0,70	Карбонаты: Pr/Ph = 1,2, C <sub>23</sub> TT = 388—1100 ppm, C <sub>23</sub> TT/C <sub>30</sub> Г = 0,56, C <sub>29</sub> Г/C <sub>30</sub> Г = 0,7, S > 2%, C <sub>35</sub> ГГ/C <sub>34</sub> ГГ = 1,15  Глинистые сланцы: Pr/Ph = 1,7, C <sub>23</sub> TT = 184—420 ppm, C <sub>23</sub> TT/C <sub>30</sub> Г = 0,41, C <sub>29</sub> Г/C <sub>30</sub> Г = 0,5, S < 2%, C <sub>35</sub> ГГ/C <sub>34</sub> ГГ = 0,9, $\delta^{13}\text{C}_{\text{Me-Nn}} = -30,2$ , $\delta^{13}\text{C}_{\text{Ar}} = -29,5$
	Глинистые сланцы			1,9—4,5 3,0	1,6—2,3 1,4	278—439 435	МК <sub>1</sub> 0,65	
J Кингак	Глинистые сланцы	53—1050 423	II, II/III	1—8,8 2,8	1,1—2,4 1,3	72—454 312	МК <sub>1</sub> 0,69	Pr/Ph = 2, C <sub>23</sub> TT = 184 ppm, C <sub>23</sub> TT/C <sub>30</sub> Г = 0,17, C <sub>29</sub> Г/C <sub>30</sub> Г = 0,5, C <sub>35</sub> ГГ/C <sub>34</sub> ГГ = 0,63, $\delta^{13}\text{C}_{\text{Me-Nn}} = -30,8$ ‰, $\delta^{13}\text{C}_{\text{Ar}} = -30,3$ ‰
K <sub>1</sub> неом Пибл и Хьюс с HRZ	Глинистые сланцы повышенной радиоактивности	100—400 49,7	II, II/III III	1,5—7,3 4,2	0,6—4,9 2,5	147—428 356		Pr/Ph = 1,9, C <sub>23</sub> TT/C <sub>30</sub> Г = 0,1, C <sub>29</sub> Г/C <sub>30</sub> Г = 0,5, C <sub>35</sub> ГГ/C <sub>34</sub> ГГ = 0,93, $\delta^{13}\text{C}_{\text{Me-Nn}} = -29,6$ ‰, $\delta^{13}\text{C}_{\text{Ar}} = -28,0$ ‰

**Примечания:**

1. Мощность отложений: в числителе — минимальные и максимальные значения, в знаменателе — средние значения.

2. Используются обозначения:

Pr/Ph — пристан/фитан

TT — трициклические терпаны

C<sub>23</sub> TT/C<sub>30</sub> Г — C<sub>23</sub> трициклический терпан/ C<sub>30</sub> гопан

C<sub>29</sub> Г/C<sub>30</sub> Г — C<sub>29</sub> гопан/ C<sub>30</sub> гопан

C<sub>35</sub> ГГ/C<sub>34</sub> ГГ — C<sub>35</sub> гомогопан/ C<sub>34</sub> гомогопан

$\delta^{13}\text{C}_{\text{Me-Nn}}$  — изотопный состав углерода насыщенных УВ,  $\delta^{13}\text{C}_{\text{Ar}}$  — изотопный состав углерода ароматических УВ.

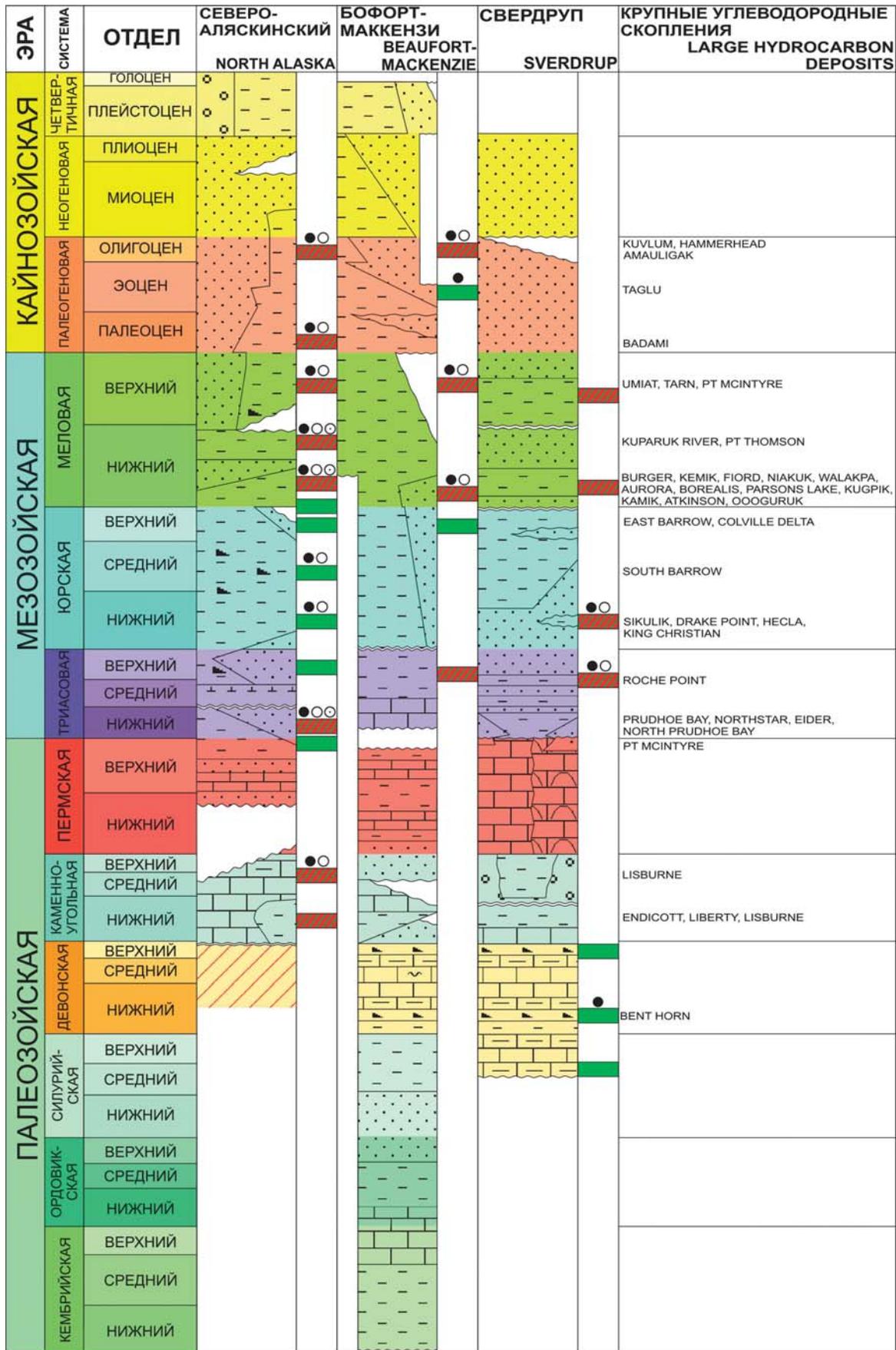


Рис.3. Осадочные бассейны Северо-Американского сектора нефтегазоносности [2] Условные обозначения на рис. 2.

развития бассейна. Их продуценты, возможно, сохранились в рифовых ловушках на склонах крупных поднятий [13].

В Южно-Карском НГБ баженовиты залегают на глубинах до 5 км, здесь их зрелость соответствует широкому диапазону градаций мезо- и начального апакатагенеза. Здесь баженовиты, обогащенные ОВ I и II типов, и сейчас способны генерировать и сохранять большие массы жидких УВ на градациях МК<sub>1</sub>–МК<sub>4</sub> [2]. В бассейнах Баренцева моря верхнеюрские черные глины имеют киммериджский возраст, они отличаются от баженовитов меньшими концентрациями ОВ ( $C_{орг} — 1,2—9,7\%$ ,  $HI — 206—303$  мг УВ/г  $C_{орг}$ ), которые соответствуют II/III, реже II типам и по степени зрелости относятся к протокатагенезу. Это существенно снижает генерационный потенциал киммериджских отложений, которые следует относить к суббаженовитам.

Угленосные и субугленосные НГМТ (верхняя пермь — триас, нижняя-средняя юра, готеривсеноман) с ОВ III и II/III типов (см. табл. 1 и рис. 2), образовавшиеся в условиях мелководного шельфа и аллювиально-озерно-болотной равнины, оцениваются как газо- и газонефтематеринские. Они встречаются в широком диапазоне глубин. Им обязаны своим происхождением такие уникальные газоконденсатные месторождения, как Штокмановское, Русановское, Ленинградское, и месторождения в Обской и Тазовской губах.

**В состав Северо-Американского сектора** входят Северо-Аляскинский, Бофорт-Маккензи и Свердрупский НГБ с достаточно изученными НМТ и НГМТ и нефтями [24]. В терригенно-карбонатном разрезе нижнего-среднего палеозоя двух последних бассейнов распространены ордовикско-силурийские граптолитовые и девонские глинистые сланцы, которые можно рассматривать как нефтепроизводящие. То же можно сказать о рифтогенных глинистых сланцах группы Эндикот (Северо-Аляскинский и Бофорт-Маккензи бассейны) и формации Хаар-Фьорд (Свердрупский бассейн) верхнего девона — нижнего карбона, которые обогащены ОВ и близки по возрасту доманику Тимано-Печорского и, возможно, Восточно-Баренцевского бассейнов. С карбона по средний триас Северо-Американская окраина находилась в режиме пассивного прогибания с терригенно-карбонатной седиментацией, во время которой сформировались качественные НГМТ. Это группы Лисберн (средний карбон — нижняя пермь) и Сэдлерочит (верхняя пермь — триас), также формации Ван-Хауэн и Блэк-Страйп (верхний карбон), Бла-Маунт (верхняя пермь — триас) с горизонтами глинистых сланцев и глинистых известняков типа доманикитов и субдоманикитов. На данной стадии развития бассейнов они существенно утратили способность генерировать нефть, но их жидкие продуценты сохранились в виде тяжелых

нефтей ряда месторождений: Бент-Хорн, Эндикот, Либерти, Лисберн (рис. 3).

С конца триаса, в юре и раннем мелу на Северо-Американской окраине возобновился рифтогенез, с которым связывается формирование наиболее продуктивных и в настоящее время НМТ и НГМТ. В Северо-Аляскинском НГБ это формации Шублик, Кингак и Пейл-Хью, ставшие главными источниками генерации нефтяных залежей поднятия Барроу (рис. 3 и табл. 2).

Формация Шублик (верхний триас), сложенная карбонатами, мергелями и глинами, содержит преимущественно планктоногенное ОВ (I, II типы). Самым мощным нефтематеринским потенциалом обладает ее нижняя, трансгрессивная часть, образованная тонко расслоенными битуминозными отложениями с высокими концентрациями  $C_{орг}$ , достигающими 7%, и  $HI$ , равным 965 мг УВ/г  $C_{орг}$ . В составе керогена преобладают коллоальгинит и морской альгинит, повышены концентрации серы. Вероятно, седиментация этих морских отложений происходила в аноксической обстановке. Верхнюю, регрессивную часть формации Шублик образуют массивные глинистые сланцы с прослоями песчаников, в керогене кроме коллоальгинита в заметных количествах присутствуют витринит и инертинит, а содержание серы снижено; осадки накапливались в восстановительных условиях без признаков сероводородного заражения придонных вод. Средняя мощность формации — 65 км [33].

Формация Кингак (юра) представлена преимущественно морскими терригенными породами с незначительной примесью карбонатного материала. В нижней, дистально-дельтовой части разреза формация особенно обогащена ОВ смешанного состава с коллоальгинитом, альгинитом, витринитом и инертинитом (II, II/III типы),  $C_{орг}$  составляет 5%,  $HI — 312$  мг УВ/г  $C_{орг}$ . Средняя мощность формации — 423 м [33].

Формации Пейл и Хью (нижний мел) накапливались после перерыва во время меловой трансгрессии. В глинистых сланцах Хью выделяется зона повышенной радиоактивности (HRZ), характеризующаяся хорошими нефтематеринскими свойствами. В ней присутствует ОВ II и III, иногда I типов, содержание  $C_{орг}$  варьирует от 2 до 7%,  $HI — от 150$  до 400 мг УВ/г  $C_{орг}$ . Обогащенные ОВ отложения образовались на глубоководном шельфе, южнее поднятия Барроу [33], не исключено их присутствие также в депоцентрах Чукотско-Бофортского шельфа. Средняя мощность формации — 50 м.

Ряд биомаркерных показателей битумоидов HRZ и Кингак (отношения пристана к фитану и дибензотиофена к фенантрону), HRZ и глинистых разностей Шублик (отношения  $C_{29}$  к  $C_{30}$  гопану,  $C_{23}$  трициклического терпана к  $C_{30}$  гопану и  $C_{35}$  к  $C_{34}$  гомогопану) близки по значениям [28]. Это вполне объяснимо, поскольку три главные нефтематеринские форма-

Таблица 3. Нефтегазоматеринские отложения бассейна Бофорт-Маккензи по [24, 26]

Возраст. Формации	Литологический состав	Характеристика РОВ					Характеристика биомаркеров битумоидов
		Тип	$C_{орг}$ , %	$S_1$ мг УВ г породы	HI мг УВ г $C_{орг}$	Катагенез $R_o$ , %	
$J_{3km} - K_{1ber}$ Хаски	Глинистые сланцы	II/III	$\frac{1,5-4,5}{2,2}$	0,8—2,3	$\frac{100-200}{150}$	МК <sub>1</sub> 0,5—0,7	Н. д.
$K_1$ Мт.Гуд-инаф, Арктик Ред		II/III	$\frac{1,3-6,3}{2,8}$	—	$\frac{100-470}{200}$	МК <sub>1</sub> 0,5—0,7	
$K_2$ Смокинг-Хиллс, Бондари-Крик	Глинистые сланцы	II/III	$\frac{2-7,8}{4,1}$	0,9—3,1	$\frac{100-460}{230}$	МК <sub>1</sub> 0,5—0,7	Pr/Ph = 1—2. $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ диа- и регулярные стераны соотносятся почти как 1:1:1. В высоких концентрациях идентифицированы $C_{30}$ 24-пропилхолестаны. Отсутствуют или обнаружены в микроскопических количествах олеаны и лупаны
$Pg_1$ Фиш-Ривер, Аклак	Глинистые сланцы	II, II/III	$\frac{2-8,5}{3,3}$	—	$\frac{150-600}{200}$	ПК-МК <sub>1</sub> 0,4—0,6	Pr/Ph = 1,5—3,5. По концентрации $C_{29}$ стераны превосходят остальные стераны. Олеаны, 24-норлупаны, 24, 28-биснорлупаны имеют более высокие содержания по сравнению с гопанами. Присутствуют частично ароматизированные полициклические УВ, источником которых были покрыто- и голосеменные растения
$Pg_2$ Таглу, Ричардс		II, II/III	$\frac{2-8,5}{3,3}$	—	$\frac{150-600}{200}$	ПК-МК <sub>1</sub> 0,4—0,6	

ции бассейна Северного склона Аляски сложены морскими глинистыми отложениями, образование которых происходило в условиях континентальной окраины, подвергшейся растяжению с дальнейшим рифтингом. Однако битумоидам глинистых образований HRZ свойственны и специфические, обусловленные возрастной принадлежностью биомаркеры. Это  $C_{26}$  стераны (24-норхолестан и 24-нордиахолестан), присутствующие в битумоидах меловых и более молодых отложений [23]. Биомаркер 24-норхолестан связан своим происхождением с диатомовыми, которые активно продуцировали в высоких палеоширотах, где отлагались кремнисто-глинистые осадки HRZ. Поэтому отношение 24-норхолестана к 24- и 27-нордиахолестанам (NDR) в битумоидах нижнемеловой формации Хью составляет 0,4, тогда как в формациях верхнетриасовой Шублик и юрской Кингак это отношение меньше 0,2 (см. табл. 2).

Изотопный состав углерода в углеводородных фракциях битумоидов нефтематеринских формаций варьирует в следующих пределах:  $\delta^{13}C_{Me-Nn} = -29,6... -30,8$ ,  $\delta^{13}C_{Ar} = -28... -30,3\%$ . Некоторое повышение концентрации тяжелого изотопа зафиксировано в битумоидах меловых глинистых сланцев, в которых возросло присутствие углистого детрита.

По отношениям биомаркеров и изотопному составу углерода в битумоидах и нефтях K. Peters его коллеги [32] определили вклад каждого генерационного источника в формирование нефтяных залежей поднятия Барроу. По их расчетам, в нефтях месторождения Прадхо-Бей отразилось участие ОВ триасовой формации Шублик и меловой формации Хью-HRZ примерно в равных долях (37% от каждой), несколько меньшую роль играла юрская формация Кингак (26%). Этим нефтематеринским толщам обязаны своим происхождением также нефти месторождений Норс-Прадхо-Бей, Саус-Барроу, Ист-Барроу, Колвилл-Дельта, Купарук-Ривер, Пт.-Томсон и др.

Наилучшей нефтепродуктивности формации Шублик, Кингак и Хью достигают на глубинах 2000—3500 м ( $T_{max} = 440—450^{\circ}C$ ), где в бассейне Северного склона Аляски с прилегающим шельфом локализуется главная зона нефтеобразования, обусловившая формирование многочисленных углеводородных скоплений.

В составе мел-кайнозойских отложений выделяются газонфтематеринская формация Кэннинг, а также газоматеринские формации Нэнушак и Торрок, содержащие прослойки угля [25]. С ними связаны нефти месторождений Симсон и Умиат.

В бассейне Бофорт-Маккензи НГМТ, сложенные обогащенными ОВ морскими глинистыми отложениями, выделяются в юрско-нижнемеловом синрифтовом, верхнемеловом синеклизном и кайнозойском дельтовом комплексах (см. рис. 2). Наиболее качественными НГМТ на современном уровне развития бассейна являются формации Фиш-Ривер, Аклак,

Таглу и Ричардс (палеоген), образованные дельтовыми и фэновыми осадками. Особенно высокими способностями к нефтегазообразованию обладают эоценовые формации Ричардс и Таглу, в меньшей степени верхнепалеоцен-нижнеэоценовая формация Аклак. С ними связываются одноименные зоны нефтегазоаккумуляции. В керогенах этих формаций увеличено содержание аморфных мацералов, обусловивших появление II типа ОВ на фоне более распространенного II/III, также повышено значение HI до 600 мг УВ/г  $C_{орг}$ . Биомаркерные отношения очень показательны. В них идентифицированы в значительных количествах олеананы, 24-норлупаны, 24-, 28-биснорлупаны, свидетельствующие о значительном развитии в растительном мире палеогена его высших представителей [26] (табл. 3).

Известные залежи тяжелой нефти в нижнекаменноугольных и девонских известняках на восточной периферии бассейна предположительно связываются с верхнедевонскими сланцами Кенол.

В бассейне Свердруп основные нефтегазоматеринские формации локализуются в нижне-среднепалеозойском и триасово-кайнозойском нефтегазоносных комплексах (см. рис. 2) [24]. Граптолитовые сланцы, доманикиты и субдоманикиты (формации Кейпфиллипс и Ейдс) нижне-среднего палеозоя рассматриваются в качестве генераторов крупнейших газовых месторождений Хекла и Дрейк-Поинт, а также находящихся под ними залежей тяжелой сернистой нефти, битуминозных и асфальтовых песков, распространенных в мезозойских отложениях. Нефтяное месторождение Бент-Хорн, сохранившееся в небольшом резервуаре девонских биогермов, является прямым подтверждением существования древних залежей [27]. Газонфтяные месторождения, залегающие в дельтовой формации Хейберг и являющиеся ее производными, в большинстве своем относятся к категории мелких и средних [35]. Газ этих месторождений отличается жирностью и повышенной концентрацией тяжелого изотопа углерода ( $\delta^{13}C = -30... -35,7\%$ ), а нефть в оторочках обычно легкая и парафинистая, что в значительной степени обусловлено резинитовым составом ОВ, продукта высшей растительности, распространенного в дельтовых отложениях.

В мезозойском разрезе выделяются хорошими нефтематеринскими качествами триасовая группа Шей-Поинт, обогащенная морским планктоногенным ОВ с HI, достигающим 300 мг УВ/г  $C_{орг}$ , юрские формации Джеймисон-Бей, Рингнес и верхнемеловая формация Кэнгук, изученные на островах Канадского архипелага [20].

### Палеогеографические и геодинамические обстановки накопления НГМТ

Сопоставление местоположений НГМТ в осадочном чехле Арктики показывает их регионально-прерывистое распространение. Нижнепалеозой-

ские морские НГМТ с граптолитовыми (ордовиксилур) и карбонатно-глинистыми (нижний-средний девон) сланцами известны в Тимано-Печорском, Бофорт-Маккензи и Свердрупском бассейнах. Средне-верхнепалеозойские углеродистые глинистые и карбонатно-глинистые НГМТ прослежены в разрезах верхнего девона — нижнего карбона, верхнего карбона — нижней перми и верхней перми — триаса бассейнов Норвежского, Западно-Российского (Баренцевоморский регион) и Северо-Американского секторов. Среди палеозойских НГМТ наиболее высококачественной является толща доманиковых и доманикитных отложений верхнего девона — нижнего карбона (верхний фран-турне), занимающая довольно устойчивое положение в стратиграфической шкале Арктики. В мезозойском разрезе ей близки по качеству НГМТ верхнего триаса, нижней юры и нижнего мела Северной Аляски (формации Шублик, нижний Кингак и Хью) и верхней юры — нижнего берриаса Западно-Российского сектора (баженовиты и суббаженовиты). Верхнемеловые-кайнозойские НГМТ установлены преимущественно в Северо-Аляскинском и Бофорт-Маккензи бассейнах. На остальной территории обоих секторов эти отложения в значительной степени эродированы. Они сохраняют региональное распространение в Южно-Карском и Енисей-Хатангском бассейнах, где в качестве газоматеринских выделяются алевролитно-глинистые пачки сеноманского возраста.

Несовпадения местоположений НГМТ в стратиграфическом разрезе обусловлены не повсеместным и не всегда синхронным развитием тектонических фаз в Циркумарктическом сегменте Земли. Формирование НГМТ происходило неоднократно и при разнообразных геодинамических режимах. Особенно качественные, называемые классическими, НМТ с высокими концентрациями ОВ I и II типов накапливались во время трансгрессий на пассивных окраинах, охваченных растяжением и рифтообразованием с последующим формированием глубоководных впадин и прогибов, которые распространялись и на эпиконтинентальную территорию. Такие обстановки в Западно-Российском секторе существовали в позднем девоне — раннем карбоне и поздней юре — берриасе, в Северо-Американском — в конце триаса, юре и раннем мелу.

В позднем девоне широкое развитие получили доманиковые и доманикитные отложения, накопившиеся на шельфах и континентальных склонах восточной части Лавруссии, которая контактировала с Уральским ответвлением Палеоазиатского океана. Большая часть континентальных окраин Лавруссии подверглась трансгрессии, в результате которой отложения доманика и доманикитов распространились в Восточно-Баренцевском, Тимано-Печорском, Волго-Уральском и Прикаспийском бассейнах России, а также в бассейнах внутренних и окраинных

частей Западной Лавруссии (сланцы Чатануга, Вудфорд, Бакен и Эндикот в США и Канаде). При формировании грабен-рифтовых структур проявились щелочной вулканизм и траппообразование.

Доманикитные толщи Северо-Американского сектора, образовавшиеся в конце триаса, юре и раннем мелу (формации Шублик, Кингак и Пebbл-Хью), накапливались на пассивной окраине, переживавшей рифтовую стадию и периодически усиливавшуюся трансгрессию по мере раскрытия Канадской впадины.

В позднеюрскую эпоху, когда продолжался распад Пангеи, активизировались рифтовые системы в области Центральной и Северной Атлантики, начался рифтинг Гиперборейского кратона и заложение Американо-Северного бассейна будущего Северного Ледовитого океана [17]. Параллельно шло формирование пассивных окраин континентов, проходивших рифтовую стадию. Тогда же местами возникал базальтовый вулканизм, наиболее широко процессы траппообразования проходили во внутренних районах континентов. Поднятие уровня океана на фоне испытывавших погружение континентов привело к крупной трансгрессии, соединившей Средиземноморское ответвление Неотетиса с Бореальным бассейном. В таких геодинамических условиях зона аноксии расширялась, захватывая глубокие впадины и прогибы не только континентальных окраин, но и прилегающих к ним эпиконтинентальных бассейнов. Вследствие этого сначала в киммеридже, а потом в титоне — раннем берриасе и затем неокоме стали накапливаться высокоуглеродистые кремнисто-карбонатно-глинистые НМТ (баженовиты и суббаженовиты). Они известны во многих осадочных бассейнах высоких северных широт (Североморском, Западно-Норвежском, Западно- и Восточно-Баренцевском, Южно-Карском, Западно-Сибирском, Северного склона Аляски, Маккензи, Свердруп, Жанны д'Арк), также на площади современных Англии, Франции, Польши, восточной части Русской платформы (от Прикаспия до Тимана) [18].

Образование мощных газоматеринских толщ с ОВ II/III и III типов осуществлялось после коллизий во время регрессий, когда значительная часть кратонов и континентальных плит была приподнята над уровнем моря. Так, после закрытия Уральского океанского пролива, завершившегося герцинским орогенезом, Восточно-Баренцевский бассейн, находящийся в настоящее время к западу от орогена, испытал интенсивный континентальный рифтинг в перми — раннем триасе. Накопившийся комплекс с угленосными и субугленосными газонефте-материнскими отложениями верхней перми-триаса и нижней-средней юры стал доминирующим в заполнении бассейна и главным поставщиком газобразных углеводородов в его ловушки.

К востоку от герцинского орогена также получил

развитие пермь-триасовый рифтинг. С ним связано заложение Западно-Сибирского, продолжающего его на север Южно-Карского и ответвляющегося в северо-восточном направлении Енисей-Хатангского бассейнов. Вулканогенно-осадочные, терригенные и угленосные толщи триаса этих трех бассейнов локализируются в грабен-рифтовой системе, периодическое «оживление» которой сказалось на их мезозойско-кайнозойской структуре и нефтегазоносности. Субугленосные и угленосные толщи нижней-средней юры и готерив-сеномана также приняли активное участие в генерации газообразных углеводородов этих трех бассейнов.

В Циркумарктическом сегменте, как и во многих других частях Земли, на кратонах и континентальных плитах прослеживаются три максимума резкого усиления эндогенной активности, выраженной в интенсивном рифтогенезе, траппообразовании и щелочном магматизме [19]. С этими максимумами, соответствующими среднему-позднему девону, перми — раннему триасу и поздней юре — неокому, связаны самые большие площади распространения наиболее качественных НМТ и НГМТ. При их накоплении в бассейны окраинных морей поступали массы эндогенного вещества, существенно дополнявшие, а порой и превосходящие поставки эндогенного источника, что приводило к формированию магматических провинций [10]. Возникавшее избытие нутриентов обеспечивало питание планктона и приводило к вспышкам его биопродуктивности, за которыми следовало ускоренное накопление ОВ. Седиментация рассмотренных НМТ была подчинена закономерностям, отражающим события глобальных аноксий в фанерозойской истории Земли.

Выявленные стратиграфическая приуроченность, геодинамические особенности формирования, литолого-геохимический состав и генерационный потенциал НГМТ на территории нефтегазоносной Арктики создают надежные предпосылки для их прогнозирования в ее слабо изученных районах, в том числе и Восточно-Российского сектора.

### Литература

1. Баженова Т. К., Шиманский В. К., Васильева В. Ф. и др. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. — СПб.: ВНИГРИ, 2008. — 164 с.
2. Богоявленский В. И., Полякова И. Д., Будагова Т. А. и др. Геолого-геофизические исследования нефтегазоносности акваторий Циркумарктического сегмента Земли // Геология нефти и газа. — 2011. — № 6. — С. 45—58.
3. Галимов Э. М., Немченко-Ровенская А. С., Севастьянов В. С., Абля Э. А. Углеводородные системы Арктики от Аляски до Баренцева моря в связи с прогнозом нефтегазоносности Арктического шельфа России // Недропользование-XXI век. — 2009. — № 2. — С. 61—66.
4. Галимов Э. М., Немченко-Ровенская А. С., Севастьянов В. С., Абля Э. А. Баренцево-Карский регион — новый объект поисково-разведочных работ на нефть и газ в XXI веке // Недропользование-XXI век. — 2008. — № 6. — С. 43—53.
5. Кирюхина Т. А., Ступакова А. В., Ситар К. А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности палеозойских отложений восточного сектора Баренцевоморского бассейна // Геология нефти и газа. — 2006. — № 3. — С. 25—29.
6. Кирюхина Т. А., Ульянов Г. В., Дзюбло А. Д. и др. Геохимические аспекты юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая пром-сть. — 2011. — № 7. — С. 66—70.
7. Конторович А. Э., Богородская Л. И., Голышев С. И. Закономерности фракционирования изотопов углерода в седиментах // Геология и геофизика. — 1985. — № 9. — С. 34—42.
8. Конторович А. Э., Верховская Н. А., Тимошина И. Д. Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти // Геология и геофизика. — 1986. — № 5. — С. 3—13.
9. Конторович А. Э., Петерс К. Е., Молдаван Дж. М. и др. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. — 1991. — № 10. — С. 3—33.
10. Лисицын А. П. Вклад эндогенного вещества в океанскую седиментацию // Литология на новом этапе развития геологических знаний. — М.: Наука, 1981. — С. 20—45.
11. Полякова И. Д. Органическое вещество краевых депрессий Сибирской платформы в связи с особенностями нефтегазообразования // Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. — М.: Наука, 1981. — С. 164—170.
12. Полякова И. Д., Борукаев Г. Ч. Генерация и деструкция микронепти на больших глубинах // Геология и геофизика. — 1998. — Т. 39, № 4. — С. 518—523.

13. Полякова И. Д., Богоявленский В. И., Будагова Т. А., Данилина А. Н. Прогноз нефтегазоносности палеозойско-мезозойских отложений Баренцево-морского региона России // Бурение и нефть. — 2012. — № 4. — С. 20—25.
14. Прищепа О. М., Григоренко Ю. Н., Соболев В. С. и др. Узлы нефте- и газодобычи глобального значения на северо-западных акваториях России: перспективы развития и освоения // Нефтегаз. геология: Теория и практика. — 2010. — Т. 5, № 2 — URL: ([http://www.ngtp.ru/rub/6/27\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/27_2010.pdf)).
15. Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. — М.: Недра, 2004. — 352 с.
16. Таныгина Т. Н., Крылов Р.А. Нефтематеринские образования верхнеюрских отложений Южно-Баренцевской синеклизы // Вестник МГТУ. — 2010. — Т. 13, № 4/1. — С. 757—763.
17. Хаин В. Е. Тектоника континентов и океанов. — М.: Науч. мир, 2001. — 606 с.
18. Хаин В. Е., Полякова И. Д. Углеродистые металлоносные отложения и события океанской аноксии в фанерозойской истории Земли // Океанология. — 2012. — Т. 52, № 2. — С. 407—423.
19. Хаин В. Е., Сеславинский К. Б. Глобальные ритмы в фанерозойской эндогенной активности Земли // Стратиграфия: Геолог. корреляция. — 1994. — Т. 2, № 6. — С. 40—63.
20. Gentzis T., Goodarzi F., Mukhopadhyay P. Regional Maturation study in King Christian Island Area, Arctic Canada // Energy Sources. — 1998. — Vol. 20, № 10.
21. He M., Peters K. E., Moldowan J. M., Rovenskaya A. S. Petroleum systems and mixed oil in the Barents Sea and Northern Timan-Pechora basin, Russia // 3P Arctic Conference & Exhibition. Halifax, Nova Scotia. — [S. I.], 2011.
22. Holba A. G., Ellis L., Dzou I. L. et al. Extended tricyclic terpanes as age discriminators between Triassic, Early Jurassic and Middle-Late Jurassic oils // 20<sup>th</sup> International Meeting on Organic Geochemistry. — [S. I.], 2001. — P. 464.
23. Holba A. G., Tegelaar E., Huizinga B. J. et al. 24-norcholestanes as age-sensitive molecular fossils // Geology. — 1998. — Vol. 26. — P. 783—786.
24. Houseknecht D., Bird K. J. Geology and petroleum potential of the Arctic Alaska and the Chukchi Borderland // Arctic Petroleum Geology / Geol. Soc. London Special Publication. — 2011.
25. Magoon L. B. The Geology of known oil and gas resources by petroleum system — Onshore Alaska // Geol. Soc. Amer. — 1994. — Vol. G-1. — P. 905—936.
26. Maowen L., Shuichang Z., Lloyd S., Dale I. Oil-source correlation in Tertiary deltaic petroleum systems: A comparative study of the Beaufort-Mackenzie Basin in Canada and the Pearl River Mouth Basin in China // <http://dx.doi.org/10.1016/j.orggeochem.2007.12.004>.
27. Meyerhoff A. A. Hydrocarbon resources in Arctic and subarctic regions // Canadian Society of Petroleum Geologist Memoir. — 1982. — № 8. — P. 451—552.
28. Mitterer R. M., Bhattacharya J. P., Holba A. G. Petroleum filling history of central Alaskan North Slope Fields / The Univ. of Texas at Dallas. — [S. I.], 2001. — 222 p.
29. Moldowan J. M., Dahl J., Jacobson S. R. et al. Chemostratigraphic reconstruction of biofacies: Molecular evidence linking cyst-forming dinoflagellates with pre-Triassic ancestors // Geology. — 1996. — Vol. 24. — P. 159—162.
30. Ohm S. E., Karlsen D. A., Austin T. J. F. Geochemically driven exploration models in uplifted areas: Examples from the Norwegian Barents Sea // AAPG Bull. — 2008. — Vol. 92, № 9. — P. 1191—1223.
31. Pedersen J. H., Karlsen D. A., Brunstad H., Lie J. E. Source rocks of the Norwegian Barents Sea // Exploring Energy Systems / Univ. of Oslo. — [S. I.], 2006.
32. Peters K. E., Ramos L. S., Zumberge J. E. et al. De-convolution mixed crude oil in Prudhoe Bay field, North Slope, Alaska // Org. Geochem. — 2008. — № 39. — P. 623—645.
33. Peters K. E., Magoon L. B., Bird K. J. et al. North Slope, Alaska: Source rock distribution, richness, thermal maturity, and petroleum charge // AAPG Bull. — 2006. — Vol. 90, № 2. — P. 261—292.
34. Peters K. E., Moldowan J. M. Effects of source, thermal maturity and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum // Org. Geochem. — 1991. — Vol. 17. — P. 47—61.
35. Waylett D. C., Embry A. F. Hydrocarbon loss from oil and gas fields of the Sverdrup basin, Canada Arctic islands // Arctic geology and petroleum potential. — Amsterdam: Elsevier, 1992. — P. 195—204.