



УДК 550.42:(552.578.2.061.32:551.73.02)(571.511)

НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ ТОЛЩИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО РАЗРЕЗА ЗАПАДНОГО ТАЙМЫРА И КОРРЕЛЯЦИОННЫЕ СВЯЗИ: ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ПОРОД – НАФТИДЫ

Л. Н. Болдушевская*, Ю. А. Филипцов**, С. В. Ладыгин***, А. П. Романов***

С целью оценки нефтегазогенерационного потенциала палеозойских отложений Западного Таймыра изучены разрезы в северной фациальной зоне и в пределах Сырадасайской площади. Современными методами органической геохимии проанализированы образцы пород палеозоя и битумы из базальтов нижнего триаса. Выделены уровни вероятных нефтематеринских толщ и реконструирована история нефтегазообразования. По данным исследования распределений углеводородов-биомаркеров установлено, что для твердых битумов, заключенных в триасовых базальтах Сырадасайской площади, источником является аквагенное органическое вещество черносланцевых отложений силура, девона и карбона. Выполнен сравнительный анализ распределения УВ-биомаркеров битумов базальтов нижнего триаса Сырадасайской площади и нефтей и конденсатов юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба. Образование битумов Сырадасайской площади и юрских и меловых углеводородных флюидов связано с разными источниками.

Ключевые слова: Западный Таймыр, пиролиз Rock-Eval, органическое вещество пород, нефтегазоматеринский потенциал, битумоиды, углеводороды-биомаркеры, битумы, нефть.

PALEOZOIC HC SOURCE ROCK INTERVALS OF THE WESTERN TAIMYR AND THEIR CORRELATION: NAPHTIDES VS ORGANIC MATTER IN ROCKS

L. N. Boldushevskaya, Yu. A. Philiptsov, S. V. Ladygin, A. P. Romanov

The cross-sections of the northern structural-facial zone and the Syradasaik area were studied to evaluate the oil-and-gas generation potential of the Western Taimyr Paleozoic deposits. Modern methods of organic geochemistry were used in analysis of Paleozoic rock samples and bitumen from Lower Triassic basalts. The levels of potential source rocks were identified, and the oil-and-gas formation history was reconstructed. The results of HC-biomarkers distribution study have shown that the solid bitumens within Triassic host basalts of the Syradasaik area were derived from aquagene organic matter in Silurian, Devonian, and Carboniferous black-shales. Distribution of bitumen hydrocarbon biomarkers in Lower Triassic basalts within the Syradasaik area was compared with distribution of oils and condensates in Jurassic-Cretaceous deposits of the Yenisei-Khatanga regional trough. Bituminization in the Syradasaik area, as well as generation of Jurassic and Cretaceous hydrocarbon fluids has different sources.

Keywords: Western Taimyr, Rock-Eval pyrolysis, organic matter in rocks, oil-and-gas generation potential, bitumoids, hydrocarbon biomarkers, bitumens, oils.

Постановка проблемы

Западный Таймыр представляет собой северо-восточную часть палеозойских структур обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна. Структуры складчатого Таймыра погружаются в западном направлении под чехол мезозоя Западно-Сибирской плиты.

Для оценки нефтегазогенерационных свойств палеозойских отложений Западного Таймыра КНИИГиМС проведены полевые работы. Исследованы обнажения пород силура – среднего девона (усть-пясинская свита, S_2-D_2up), верхнего девона (домбинская свита, D_3dm), карбона (зеледеевская (C_1zl) и макаровская (C_2mk) свиты), нижней перми (ефремовская (P_1ef) и убойнинская (P_1ub) свиты) в разрезах рр. Зеледеево, Ефремова, Убойная, Малая Убойная, Сырадасай (рис. 1). Опробован керн скважин в районе рр.

Сырадасай, Верхняя Тамы, где при бурении в нижнетриасовых породах наблюдались капельно-жидкая нефть и асфальтовые битумы, отобраны пробы битумов из миндалекаменных базальтов триаса на Сырадасайской площади. Проанализированы пробы углей и углестых включений из обнажений и скважин района р. Сырадасай, вскрывших пермские отложения, не затронутые воздействием интрузий.

Аналитические исследования выполнялись в ведущих лабораториях: лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН, аналитическом центре СНИИГиМС (Новосибирск), в лаборатории геохимии ИГиРГИ (Москва).

Выполнена интерпретация новых материалов по органической геохимии палеозойских отложений и битумов Западного Таймыра: результатов пиролиза ОВ, измерений отражательной способности витринита, исследований элементного состава керогена и распределения групп углеводородов-биомаркеров в битумоидах органического вещества пород и битумах.

* ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» (Красноярск);

** Красноярскнедра (Красноярск);

*** КНИИГиМС (Красноярск)

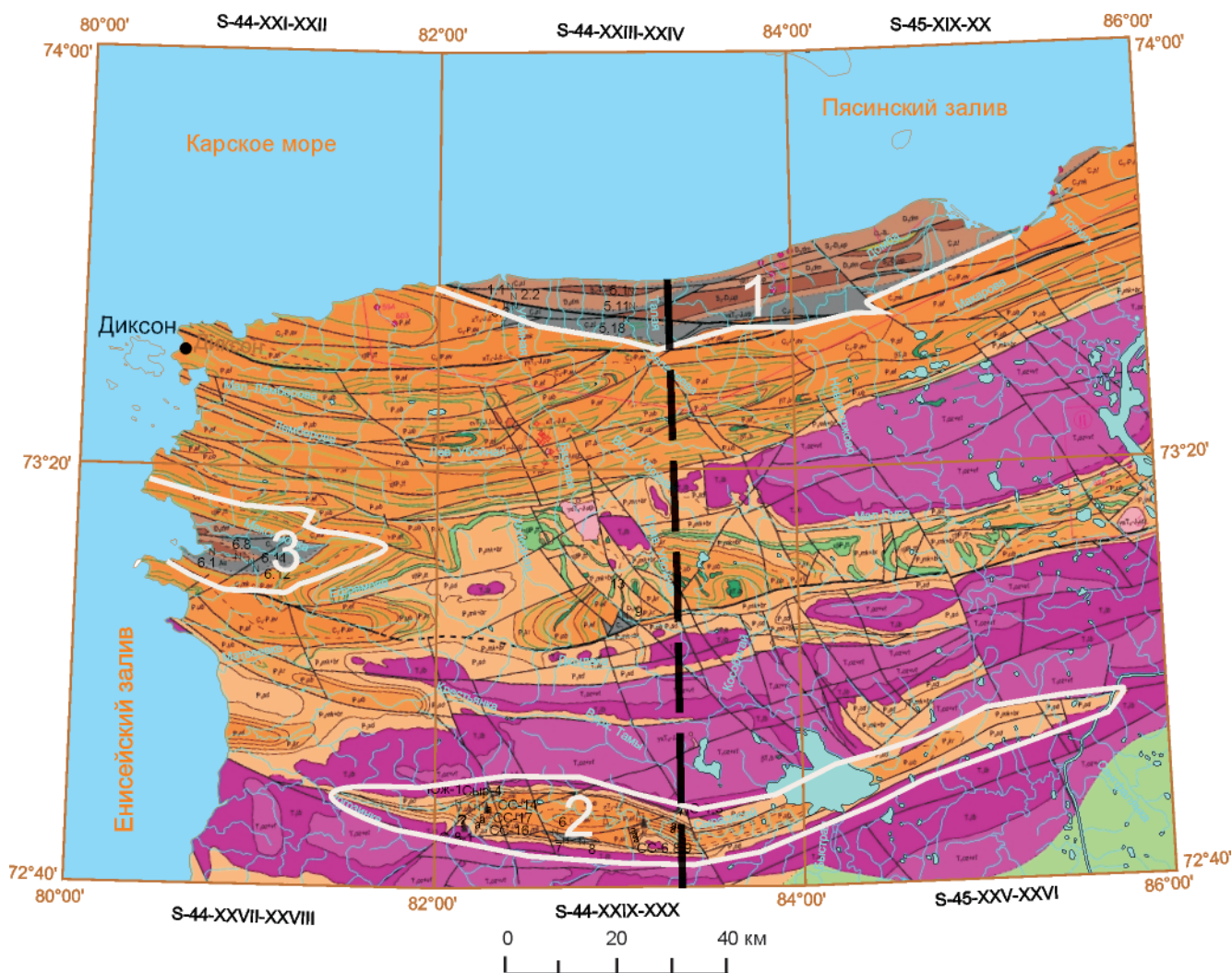


Рис. 1. Геологическая карта территории Западного Таймыра

1–3 – участки опробования палеозойских отложений: 1 – выходы отложений усть-пясинской, домбинской, зелеевской и макаровской свит в северной фациальной зоне; 2 – Сырадасайская горст-антиклиналь; 3 – Ефремовская антиклиналь; вертикальная пунктирная линия – северный фрагмент регионального сейсмопрофиля Диксон – оз. Хантайское

Авторы выражают искреннюю признательность сотрудникам ОАО «Таймыргеофизика» В. И. Казаису и Д. Г. Кушнису за помощь при проведении полевых работ и предоставленные сейсмические материалы, а также коллективам лабораторий, и особенно А. Н. Фомину, Е. А. Костыревой, О. В. Шигановой, Т. Э. Чуйковой, М. С. Зонн за помощь и консультации. Авторы глубоко благодарны академику РАН А. Э. Конторовичу за полезные замечания, которые были учтены в статье.

Нефтегазогенерационный потенциал палеозойских отложений Западного Таймыра

Нефтегазогенерационный потенциал отложений определяется типом и количеством органического вещества (ОВ), содержащегося в породе, и степенью его катагенетической превращенности. Современными геохимическими методами определяются генетические связи между исходным органическим веществом пород и нефтядами. В палеозойском разрезе рассматриваемой территории отмечаются черносланцевые толщи.

В разрезах палеозоя Западного Таймыра по геохимическим данным (результатам пиролиза Rock-Eval, элементному составу керогена, отражательной способности витринита) выделены два возможных уровня нефтегазогенерации. В северной фациальной зоне глинисто-углеродистые черносланцевые толщи силура, девона (рис. 2, 3) и карбона образовались в условиях морских глубоководных фаций, данные отложения представляют единый цикл осадконакопления. Эти отложения близки к фациям доманика [3, 6 и др.] и могут рассматриваться как нефтегазоматеринские; при прохождении главной зоны нефтеобразования (нефтяного окна) они могли генерировать значительные объемы углеводородов. Содержания органического углерода (ТОС) в породах составляют 0,99–5,1 %, а водородный индекс (HI) равен 0–15 мгУВ/гТОС (см. таблицу). Концентрация хлороформенного битумоида 0,002–0,003 %. По результатам пиролиза и элементному составу керогена степень преобразованности ОВ достигает стадии апокатагенеза (АК), породы полностью



Рис. 2. Выходы углеродистых пород домбинской свиты (D_3dm) в береговых обнажениях р. Зелдеево

реализовали свой нефтегенерационный потенциал и почти полностью – газоматеринский. В составе керогенов концентрация углерода на горючую массу равна 89,2–93,3 %, водорода очень мало (0,9–2,0 %), что отвечает по степени преобразованности стадии апокатагенеза. Выход летучих веществ 2,9–10,2 %.

Высокая степень катагенеза ОВ свидетельствует о том, что глубины погружения в этой части Западного Таймыра были более 8–9 км.

Южнее Сырадасайской площади в пределах Нижнепурского вала погружения были меньше. По проведенным реконструкциям отложения силура, девона и карбона находились в главной зоне нефтеобразования на этапе максимального погружения, и при сохранении фациальных условий здесь могли сохраниться скопления углеводородов.

В пределах Сырадасайской антиклинали изучены нижнепермские терригенные угленосные образования ефремовской, звенкской и убойнинской свит. Содержания $C_{орг}$ 0,96–7,4 %, водородный индекс – 25–224 мгУВ/г $C_{орг}$. По элементному составу керогена и данным отражательной способности витринита эти породы преобразованы до стадий, соответствующих главной зоне нефтеобразования. В составе керогенов двух проб ефремовской свиты (одна проба из обнажения, вторая из скв. СС8 с глубины 386 м) концентрация углерода на горючую массу составляет 83,8–84,5 %, водорода 4,2–5,2 %, т. е. катагенетическая преобразованность ОВ достигла стадии $МК_2(Ж)$ и соответствует главной зоне нефтеобразования. Содержание пиритной серы 0,96–1,84 %. Степень катагенеза ОВ по элементному составу керогена хорошо сопоставляется с данными пиролиза и результатами измерения отражательной способности витринита.

Отражательная способность микрокомпонента углей витринита (R°) фиксирует максимальные температурные изменения и используется наряду с другими геохимическими данными для опреде-



Рис. 3. Углеродистые сланцы усть-пясинской свиты (S_2-D_2up) в береговом обнажении р. Зелдеево

ления степени катагенеза ОВ пород, стадии реализации генерационного потенциала в главной зоне нефтеобразования и для определения величины размыва отложений на этапе воздымания. Собраны и проанализированы данные углепетрографических исследований на угольных месторождениях Западного Таймыра. Для оценки масштабов региональных максимальных погружений используются значения отражательной способности витринита углей в горизонтах, не затронутых влиянием интрузий. На Сырадасайской площади такие значения R° изменяются от 0,7–1,1 % (в среднем 1,03 %) в верхнепермских отложениях (крестьянская свита) до 1,1–1,4 % в нижнепермских (ефремовская свита). На Тарейской площади R° фиксируется на уровне 0,74–1,0 %, в среднем 0,95 % [4, 9]. В ходе полевых исследований летом 2007 г. в Сырадасайских скв. СС8, СС6, СС17 и обнажениях на рр. Южная и Сырадасай удалось отобрать и изучить образцы пород, не испытавших воздействия интрузий. В зонах, прогретых пластовыми или секущими интрузиями долеритов, степень преобразованности углей достигает тощей ($AK_1(T)$) и полуантрацитовой стадий ($AK_2(ПА)$). Зона контактовых изменений составляет приблизительно две мощности интрузии. По нашим данным, метаморфизм углей, не затронутых контактовыми интрузивными изменениями, в разрезе ефремовской и убойнинской свит в обнажениях и колонковых скважинах Сырадасайской площади достигает газовой ($МК^2_1(Г)$) и жирной $МК_2(Ж)$ стадий, т. е. эти отложения находились в главной зоне нефтеобразования на этапе наибольшего погружения и могли генерировать углеводороды. Если принять, что палеогеотермический градиент на Сырадасайской площади был близким к такому в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба, можно считать, что мощность размывтых осадков здесь составила 3,5–4,0 км. Это вполне допустимо, учитывая мощности верхнепермских и триасовых отложений, сохранившихся от размыва на соседних территориях.



Результаты пиролиза ОВ на приборе Rock-Eval, содержание битумоида и данные элементного состава керогена палеозойских отложений

Возраст	Место отбора, порода	T _{max}	S ₁	S ₂	TOC	HI	B _{хп} , % на поруду	Элементный состав керогена, %			
								C	H	N+S+O	Степень катагенеза ОВ
C ₂ mk	Углеродистый черный сланец, р. Ефремово	-	0	0	Северная фашиальная зона 2,13	0	0,002	92,8	0,9	6,3	AK
C ₁ zl	Темно-серый до черного известково-глинистый сланец, рр. Ефремово, Зелеедево, Убойная	-	0	0	0,99-1,61	0-15	0,003	90,5	2	7,5	AK
D ₃ dm	Углеродистый черный сланец, рр. фЗелеедево, Ефремово, Убойная	-	0-0,01	0-0,01	0,16-5,1	0-6	0,002	91,4-93,3	0,9-1,4	5,5-7,4	AK
S ₂ -D ₂ up	Углеродистый черный сланец, р. Зелеедево	-	0-0,02	0-0,02	0,25-4,48	0-1	0,003	92,3	1,7	6	AK
S ₂ -D ₂ up	Углеродистый черный сланец, р. Ефремово	348-367	0-0,05	0-0,07	0,2-1,16	0-5	0,002	89,2	1,3	9,5	AK
P ₁ ef	Алевриты глинистые, р. Сырадасай, устье р. Южная, Сырадасайские скв. СС8, СС14	437-475	0,05-0,78	0,28-2,73	Сырадасайская площадь 1,08-6,84	25-103	0,144	83,8-84,5	4,2-5,2	10,3	МК ₂ (Ж)
C ₃ -P ₁ ev	Алеврит глинистый темно-серый, скв. СС9	437-440	0,21-2,05	0,91-16,64	1,09-7,41	32-224	-	-	-	-	-

Геохимия УВ-биомаркеров в битумоидах и битумах палеозойских отложений Западного Таймыра

Углеводороды-биомаркеры, или хемофоссилии (chemical fossils), представляют собой молекулы, синтезированные древними организмами и сохранившие свои структурные особенности в ископаемом органическом веществе, а также в генерированных им углеводородах. Современные аналитические методы позволяют идентифицировать индивидуальные соединения в сложных смесях органических веществ, что дает возможность проводить корреляции «нефть – материнская порода». Источниками нефтяных УВ-биомаркеров служат липидные составляющие биоорганических молекул. Водоросли, бактерии, фито- и зоопланктон, высшие растения являются источниками липидных соединений. В зависимости от условий обитания организмов, обстановки диагенеза, а затем степени катагенеза ОВ диагностируются различные сочетания биомолекул. Наиболее полно вопросы геохимии углеводородов-биомаркеров освещены в работах [2, 5, 8 и др.]. Обычно к идентифицируемым биомаркерам в нефтях и органическом веществе пород относят нормальные алканы, изопреноиды, полициклические насыщенные углеводороды (стераны, ди- и тритерпаны).

В составе фракций насыщенных УВ автохтонных битумоидов и битумов изучено распределение УВ гомологических рядов n-алканов, ациклических изопреноидов, стеранов, гопанов, моретанов, трицикланов.

По распределению углеводородов-биомаркеров (нормальных алканов, стеранов и трициклических терпанов) битумоиды двух выделенных уровней вероятной нефтегазогенерации четко различаются и соответствуют, как и ожидалось, исходному типу ОВ и керогена.

Первый уровень (битумоиды силура, девона, карбона северной фашиальной зоны) характеризуется бимодальным распределением нормальных алканов с преобладанием низкомолекулярных УВ; незначительным преобладанием в составе стеранов этилхолестанов (C₂₉) над холестеранами (C₂₇); аквагенным (по А. Э. Конторовичу) типом распределения трицикланов (трициклановый индекс меньше 1).

Второй уровень (отложения нижней перми Сырадасайской площади) характеризуется одномодальным распределением n-алканов с максимумом в низкомолекулярной области; резким преобладанием этилхолестанов (C₂₉) над другими стеранами и тетрагенным распределением трицикланов (трициклановый индекс больше 1).

На Сырадасайской площади опробованы вязкие эпигенетические битумы, локализованные в базальтах нижнего триаса в колонковых скважинах и обнажении. Битумы триасовых базальтов Сырадасайской площади характеризуются



двумодальным распределением нормальных алканов с максимумом в области гексадекана (C_{16}); преобладанием среди изопреноидов фитана C_{19} ; незначительным преобладанием этилхолестанов C_{29} над холестанами C_{27} в стеранах; аквагенным распределением трициклянов [10]. Таким образом, по данным исследования УВ-биомаркеров в битумоидах пород и пробах битумов, нефтематеринским ОВ для битумов, заключенных в триасовых базальтах Сырадасайской площади, является аквагенное (сапропелевое) по генезису планктоногенно-водородное органическое вещество.

На рис. 4 показано распределение стеранов битумов Сырадасайской площади, битумоидов палеозойских отложений северной фациальной зоны и пермских отложений Сырадасайской площади. Распределение стеранов в битумах Сырадасайской площади близко к таковому в битумоидах палеозойских отложений северной фациальной зоны Западного Таймыра, т. е. характеризует аквагенное исходное ОВ с незначительным преобладанием этилхолестанов C_{29} над холестанами C_{27} . Битумоидам ефремовской свиты нижней перми Сырадасайской площади свойственно резкое преобладание этилхолестанов C_{29} .

На рис. 4 также проиллюстрировано распределение трициклических терпанов в битумоидах северной фациальной зоны, пермских породах и битумах Сырадасайской площади. Из трициклянов в природных битумах, нефтях и горючих сланцах наиболее распространены углеводороды ряда хейлантана (соединения со структурой пентаметилпергидрофенантрена с прикрепленной к кольцу разветвленной алкильной цепью). Трицикляны C_{20} – C_{26} обнаружены в сланцах формации Грин-Ривер, в древних нефтях и кембрийских горючих сланцах Сибирской платформы. Трицикляны считаются одними из наиболее устойчивых к термальному и биоокислительным воздействиям соединений. По распределению трициклянов битумы триасовых базальтов Сырадасайской площади генетически связаны с ОВ аквагенного (сапропелевого) типа, родственного ОВ усть-пясинской (S_2 – D_{2up}), домбинской (D_{3dm}), зелелевской (C_{1zl}), макаровской (C_{2mk}) свит северной фациальной зоны, которые в настоящее время преобразованы до стадии апокатагенеза, но в течение геологической истории должны были генерировать УВ. На рис. 4 видно, что для битумов отмечается распределение трициклянов, характерное как для аквагенного органического вещества, так и для битумоидов черных сланцев силура, девона и карбона северной фациальной зоны (трицикляновый индекс $2\Sigma(C_{19}-C_{20})/\Sigma(C_{23}-C_{26}) < 1$). Для битумоидов ефремовской свиты отмечаются значения трициклянового индекса больше 1, что характерно для террагенного ОВ с преобладающе гумусовым составом.

Таким образом, по данным пиролиза ОВ, элементному составу керогенов и материалам по от-

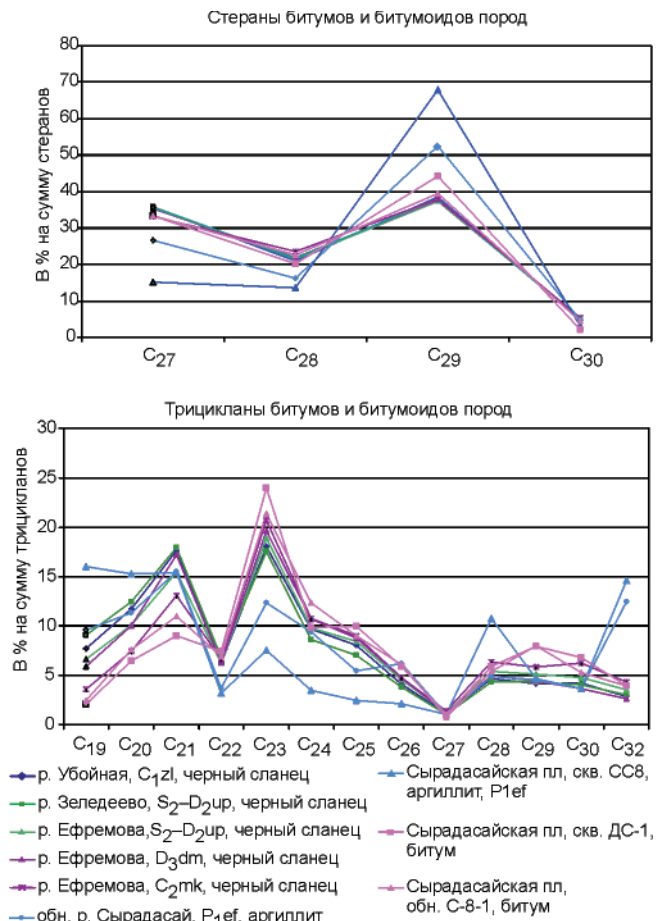


Рис. 4. Распределение стеранов и трициклических терпанов в битумоидах северной фациальной зоны Западного Таймыра, пермских породах и битумах Сырадасайской площади

ражательной способности витринита можно сделать вывод о двух возможных источниках генерации нефти и газа, имеющих в изученных разрезах разную степень катагенеза ОВ: углеродистые толщи северной фациальной зоны (реализовавшие свой потенциал и имеющие степень катагенеза АК) и пермские отложения Сырадасайской площади (судя по данным измерения отражательной способности витринита и элементному составу керогена, находившиеся на момент наибольшего погружения в главной зоне нефтеобразования). Судя по результатам исследования УВ-биомаркеров, нефтематеринским ОВ для твердых битумов, заключенных в триасовых базальтах Сырадасайской площади, является аквагенное (сапропелевое) планктоногенно-водородное по генезису органическое вещество, вероятно, палеозойских отложений усть-пясинской, домбинской, зелелевской, макаровской свит, которые в настоящее время в северной фациальной зоне преобразованы до стадии апокатагенеза, но в течение геологической истории генерировали УВ.

Представляет интерес сравнение распределения УВ-биомаркеров в нефтях и конденсатах мезозойских отложений Таймырского АО с полученными данными по битумоидам и нафтидам складчатого Таймыра. На конец мела – палеогена



палеозойские и триасовые отложения в пределах Западного Таймыра перекрывались толщей меловых отложений и могла иметь место миграция мезозойских углеводородов в базальты нижнего триаса. Для сравнения привлекались данные по нефтям и конденсатам месторождений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты (Пайяхское, Южно-Соленинское, Сузунское, Ванкорское, Тагульское месторождения, Туколандо-Вадинская скв. 320). Установлено, что нефти и конденсаты юрско-мелового комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба связаны с юрскими нефтегазоматеринскими отложениями [1]. При этом в юрско-меловом разрезе Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты меловые нефти генетически связаны с ОВ аквагенного типа яновстанской свиты (частичного аналога баженовской свиты J_3-K_1), а среднеюрские конденсаты – с террагенным (смешанным сапропелево-гумусовым) ОВ ниже-среднеюрских отложений.

Распределение нормальных алканов, стеранов, трициклических терпанов битумов Сырадасайской площади и нефтей и конденсатов юрско-мелового комплекса западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (и битумоидов юрских отложений) различается, т. е. битумы в триасовых базальтах образовались из ОВ других нефтематеринских пород, нежели юрские и меловые углеводородные флюиды.

По распределению стеранов (рис. 5) нефти и конденсаты месторождений Енисей-Хатангской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей четко делятся на две группы, характеризующие фациально-генетический тип исходного ОВ. Нефти из меловых отложений долганской, яковлевской, суходудинской и нижнехетской свит отличаются распределением стеранов с преобладанием метилхолестанов (C_{28}) над этилхолестанами (C_{29}). При этом содержания C_{27} и C_{28} близки. Такое же распределение свойственно аквагенным битумоидам яновстанской свиты (J_3-K_1 jan). Распределение конденсатов из среднеюрских отложений другое: с резким преобладанием этилхолестанов, присущим среднеюрским битумоидам с преобладающим террагенным (гумусовым) источником. В составе стеранов битумов Сырадасайской площади также отмечается преобладание этилхолестанов, но в отличие от среднеюрских конденсатов фиксируются повышенные концентрации стеранов C_{27} .

На рис. 5 показано также распределение трицикланов в битумах базальтов Сырадасайской площади и в юрско-меловых нефтях и конденсатах западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты. Меловые нефти и среднеюрские конденсаты четко разделяются между собой по распределению трицикланов. Меловые нефти

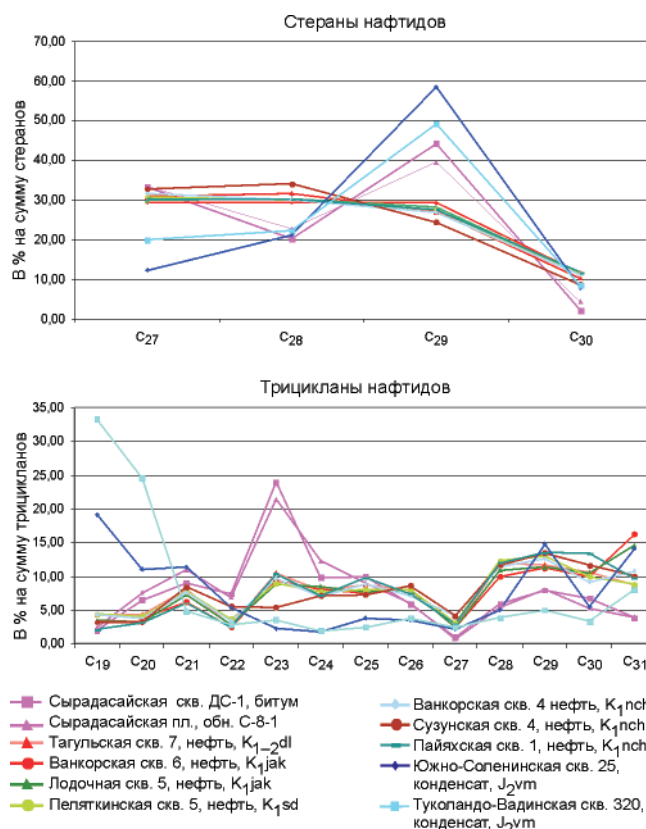
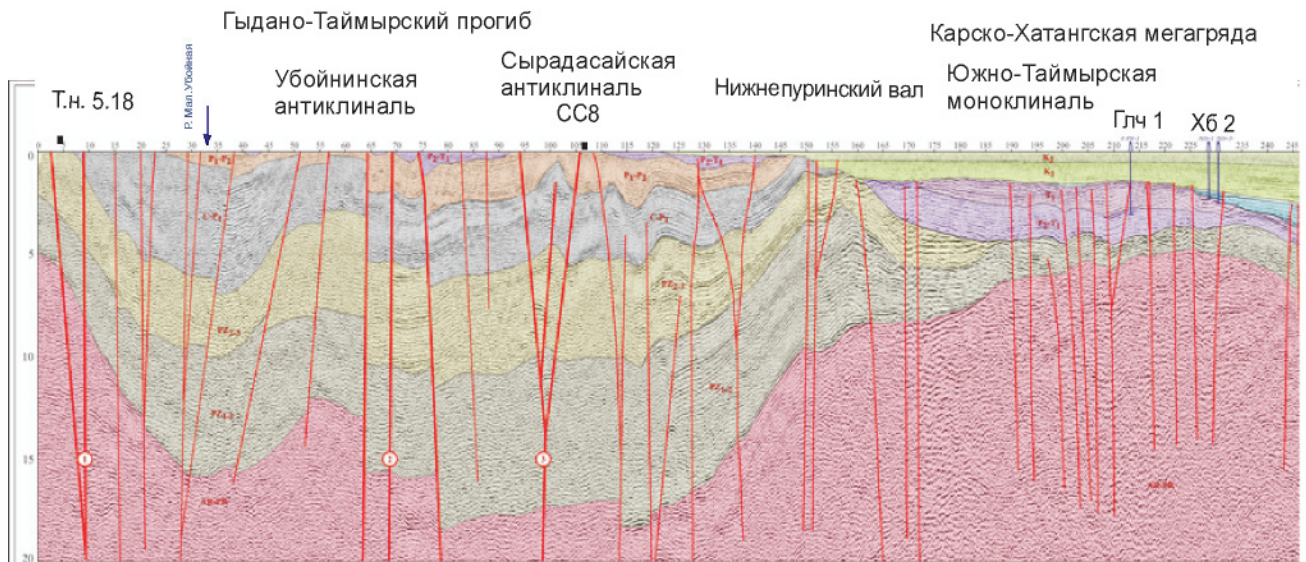


Рис. 5. Распределение стеранов и трицикланов в битумах Сырадасайской площади, меловых нефтях и юрских конденсатах западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба

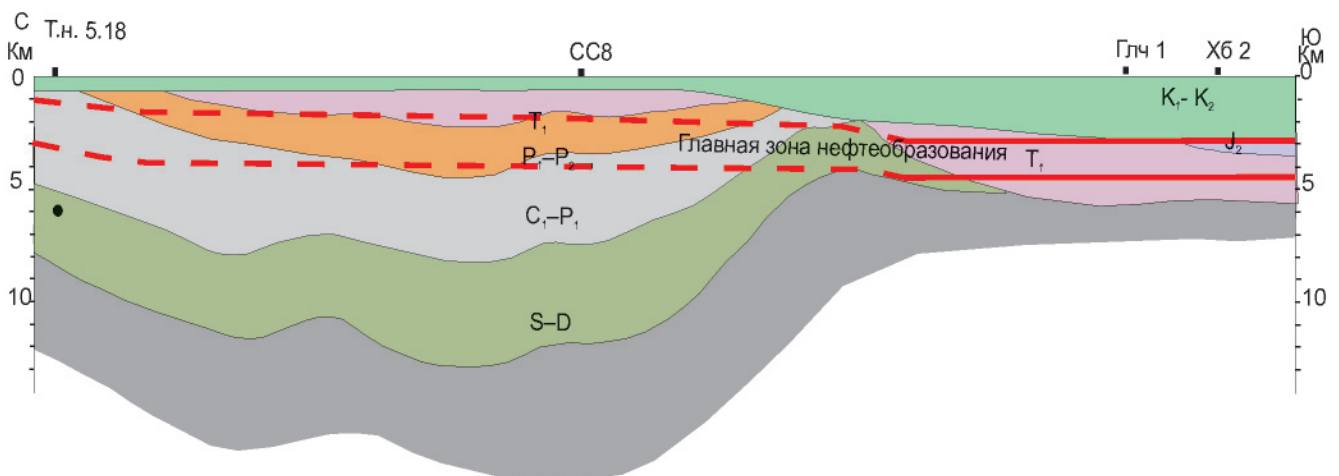
характеризуются аквагенным распределением трицикланов, а юрские конденсаты – террагенным. В битумах Сырадасайской площади отмечается распределение трицикланов, типичное для аквагенного (сапропелевого) исходного органического вещества и I-II типов керогена с максимумом в области C_{23} . Это распределение близко к таковому в меловых нефтях, но не полностью совпадает.

Палеотектонический анализ в комплексе с геохимическими данными

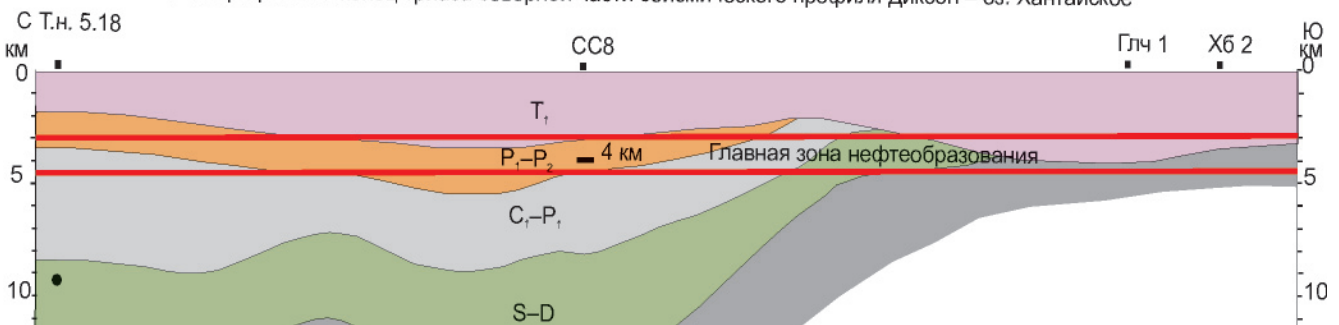
На основе результатов геохимических исследований, геолого-съёмочных материалов, данных бурения и результатов сейсморазведки осуществлена реконструкция истории нефтегазообразования на Западном Таймыре. На рис. 6 приводится северный фрагмент регионального сейсмопрофиля Диксон – оз. Хантайское, над ним – схематические модельные палеотектонические профили на конец триаса (нижний) и на начало неогена (верхний) с севера на юг: обнажения домбинской и усть-пясинской свит р. Зелеево – Сырадасайская скв. 8 – Гольчихинская скв. 1 и Хабейская скв. 1. Параллельными линиями показана зона нефтяного окна. Пунктирные линии на верхнем палеоофиле показывают, что степень катагенеза ОВ унаследована от предыдущего этапа. В северной фациальной зоне ОВ отложений усть-пясинской и домбинской свит, которые



Палеофиль на конец мела – палеогена северной части сейсмического профиля Диксон – оз. Хантайское



Палеофиль на конец триаса северной части сейсмического профиля Диксон – оз. Хантайское

**Рис. 6.** Схематические палеотектонические профили по северному фрагменту сейсмического профиля Диксон – оз. Хантайское

представляются нам нефтематеринскими, преобразованы до стадии апокатагенеза. Здесь на этапе максимального погружения в конце триаса эти породы были погружены на глубины 9–10 км и полностью исчерпали свой нефтегенерационный потенциал, почти полностью – газогенерационный. В центральной части территории, в том

числе и на Сырадасайской площади, на разных этапах прогибания углеродистые отложения силура, девона и карбона проходили зону нефтяного окна, вступали в зону газогенерации и на этапе максимального погружения уже реализовали свой потенциал. Южнее Сырадасайской антиклинали на Нижнепуринском валу эти породы находились



в главной зоне нефтеобразования и на этапе максимального погружения в конце триаса должны были генерировать УВ, близкие по геохимическим особенностям изученным триасовым битумам, при условии сохранения литофациального облика отложений, как и в северной фациальной зоне.

Таким образом, проведенный анализ показал, что битумы Сырадасайской площади генетически связаны с ОВ аквагенного (сапропелевого) типа и могли быть генерированы органическим веществом палеозойских морских отложений северной фациальной черносланцевой зоны.

Материалы по органической геохимии и палеореконструкциям палеозойских отложений Западного Таймыра дают новую важную информацию для решения вопроса о палеозойской нефти в Западной и Восточной Сибири в целом. Результаты исследований подтверждают наличие самостоятельного источника нефти в отложениях палеозоя.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Взаимосвязь** материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества [Текст] / Ю. А. Филипцов, И. В. Давыдова, Л. Н. Болдушевская [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 52–57.

2. **Каширцев, В. А.** Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы [Текст] / В. А. Каширцев. – Якутск : ЯФ изд-ва СО РАН, 2003. – 157 с.

3. **Неручев, С. Г.** Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти [Текст] / С. Г. Неручев. – Л. : Недра, 1969. – 242 с.

4. **Органическое** вещество палеозойских отложений Западного Таймыра и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, палеотектонические реконструкции по геолого-геохимическим данным [Текст] / Л. Н. Болдушевская, С. В. Ладыгин, Г. Д. Назимков [и др.] // *Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна*. – Тюмень ; Новосибирск, 2008. – С. 23–25.

5. **Петров, Ал. А.** Биомаркеры и геохимия процессов нефтеобразования (обзор) [Текст] / Ал. А. Петров, О. А. Арефьев // *Геохимия*. – 1990. – № 45. – С. 704–714.

6. **Погребницкий, Е. Ю.** Палеотектонический анализ Таймырской складчатой системы [Текст] / Е. Ю. Погребницкий. – М. : Недра, 1976.

7. **Страхов, Н. М.** Основы теории литогенеза. Т. 2. – М. : Изд-во АН СССР, 1960. – 574 с.

8. **Углеводороды-биомаркеры** в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) [Текст] / А. Э. Конторович, К. Е. Петерс, Дж. М. Молдован [и др.] // *Геология и геофизика*. – 1991. – № 10. – С. 3–34.

9. **Угольная** база России. Т. IV. Угольные бассейны и месторождения Восточной Сибири [Текст]. – М. : Геоинформмарк, 2001.

10. **Organic** geochemistry of Paleozoic deposits in the West Taimyr [Text] / L. Boldushevskaya, Yu. Philiptsov, S. Ladygin [et al.] // *Book of abstracts at the 24th International Meeting on Organic Geochemistry*. – Bremen, 2009. – P. 149.

© Л. Н. Болдушевская, Ю. А. Филипцов,
С. В. Ладыгин, А. П. Романов, 2012