



УДК 550.47:553.98+551.762/763

ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ГЕНЕЗИС МЕЛОВЫХ НЕФТЕЙ РЕГИОНА

А.П.Родченко (ФГБУ "Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН")

На основе анализа данных по содержанию в породах ОБ, пиролитических параметров, распределения УВ-биомаркеров, изотопного состава углерода нерастворимого ОБ пород в разрезе верхнеюрских отложений северо-восточной части Западной Сибири и прилегающей к ней западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба выделены нефтепроизводящие толщи. Изучен состав нефтей из вышележащих меловых отложений и проведена генетическая корреляция между нефтями и ОБ пород.

Ключевые слова: Енисей Хатангский региональный прогиб; ОБ; верхнеюрские отложения; залежи УВ; УВ-биомаркеры; гольчихинская свита, яновстанская свита.

Енисей-Хатангский региональный прогиб расположен в Арктической зоне Сибири и примыкает к Западно-Сибирской геосинеклизе с северо-востока, имеет близкое с ней геологическое строение мезо-кайнозойского осадочного чехла и схожую историю тектонического развития [1, 2].

Целенаправленное изучение геологического строения и нефтегазопроисхождения на северо-востоке Западной Сибири проводятся с середины 30-х гг. XX в. Основной этап открытий на этой территории начался в 60-е гг. прошлого столетия, когда были значительно увеличены объемы сейсморазведочных работ, параметрического и поискового бурения. Открытые месторождения УВ приурочены главным образом к положительным структурам — Мессояхской наклонной мегагряде, Ванкоро-Тагульскому наклонному мегавалу и Гыдано-Пясенской гемиантеклизе, обрамляющим прогиб на севере и юго-западе. Несмотря на преобладание газовых и газоконденсатных залежей, территория исследования обладает высоким потенциалом нефтеносности, что подтверждается промышленными запасами нефти на Пайяхском, Байкаловском и Ванкорском месторождениях.

Принимая во внимание, что баженовская свита считается основной нефтегенерирующей толщей в Западно-Сибирской провинции [3], геохимическое изучение ее возрастных аналогов, расположенных по периферии бассейна, является весьма актуальной задачей. В поздней юре на северо-западе территории исследования, в Гыданском фациальном районе, формировались осадки гольчихинской свиты, на юго-востоке, в Тазо-Хетском фациальном районе, — яновстанской, сиговской и точинской свит. Стратиграфическими аналогами баженовского горизонта (нижний титон — берриас) являют-

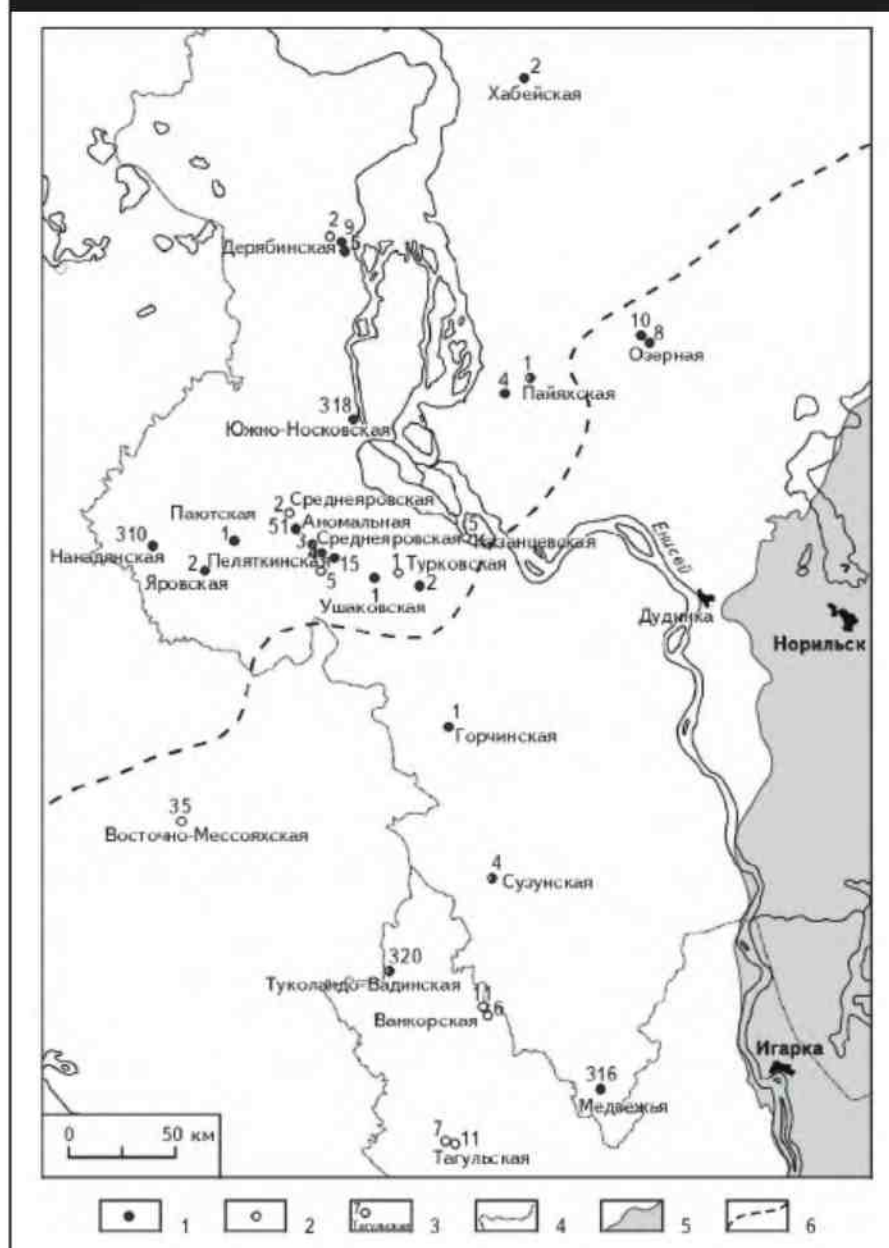
ся отложения верхней части гольчихинской и яновстанской свит [4].

Исследования особенностей геохимии ОБ мезозойских отложений Енисей-Хатангского прогиба проводились начиная с 60-70-х гг. XX столетия такими учеными, как А.Г.Войцеховская, А.И.Данюшевская, М.М.Колганова, А.Э.Конторович, И.Д.Полякова, Е.И.Соболева, Д.С.Сороков, А.С.Фомичев и др. В их работах показано, что вещественный состав ОБ Енисей-Хатангского регионального прогиба имеет смешанную природу. Значительную роль в формировании состава ОБ сыграло палеогеографическое положение бассейна между возвышенными сушами Сибирской платформы и Таймыра. Поступление с континента вместе с терригенными осадками ОБ высшей наземной растительности привело к его перемешиванию с аквагенным ОБ, образовавшимся непосредственно в бассейне.

Результаты последних геохимических исследований ОБ и нефтей мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба отражены в работах А.П.Афанасенкова, Л.Н.Болдушевской, И.В.Гончарова, М.В.Дахновой, Н.С.Ким, А.И.Ларичева, В.Н.Меленевского, А.П.Родченко, О.Н.Стасовой, Ю.А.Филипцова, Е.А.Фурсенко, А.Н.Фомина и др. [5-12].

В настоящее время многими авторами принимается, что основными нефтегенерирующими толщами в западной части Енисей-Хатангского прогиба являются яновстанская и гольчихинская свиты [6, 8, 9, 11]. Большинство исследований посвящено изучению геохимии природы нефтей ванкорской группы месторождений и их вероятного источника — яновстанской свиты [6, 7, 10]. Гольчихинская свита изучена меньше, а возможность ее участия в формировании нефтяных УВ под-

Рис. 1. СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН С ОТБОРОМ ОБРАЗЦОВ КЕРНА И ПРОБ НЕФТЕЙ



Скважины с отбором: 1 – керна, 2 – проб нефти; 3 – площадь и номер скважины; границы: 4 – административные, 5 – распространения мезозойских отложений, 6 – фациальных районов

тверждается единичными сравнениями распределения биомаркеров нефтей и битумоидов [11]. И.В.Гончаровым с соавторами по результатам пиролиза образцов керна и шлама было показано, что в разрезе изученных скважин нефтепроизводящей является не вся яновстанская свита, а обогащенная ОВ аквагенного генезиса и с превосходными генерационными свойствами пачка пород в ее нижней части, мощность которой изменяется от 50 до 60 м [6]. В верхней части гольчихинской свиты

также был выделен 50-м интервал в скв. Пайяхская-4 с аквагенным типом ОВ и высокими значениями органического углерода (C_{org}) и водородного индекса (HI) [5, 13].

Определенный вклад в формирование залежей жидких УВ также могли внести уровни с аквагенным ОВ малышевской, нижнехетской и шуратовской свит [6-9].

В настоящей статье современными методами выполнено комплексное геохимическое исследование ОВ на представительной коллекции образцов верхнеюрских пород и нефтей из меловых залежей месторождений. Керн отобран из 20 скважин, пробуренных на различных тектонических элементах в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающей территории северо-востока Западной Сибири. Пробы нефтей отобраны на месторождениях Мессояхской наклонной мегагряды и Ванкоро-Тагульского наклонного мезовала. Цель исследования – изучение верхнеюрских отложений, выделение в разрезе уровней потенциально нефтепроизводящих толщ, оценка их генерационного потенциала и сопоставление распределения УВ-биомаркеров нефтей из открытых в районе залежей и экстрактов из предполагаемых нефтематеринских пород.

Материалы и методика исследования

Изученная коллекция насчитывает 315 образцов керна позднеюрского возраста (гольчихинская, яновстанская, сиговская и точинская свиты). Гольчихинская свита изучена по 201 пробе, из ее стратиграфических аналогов проанализировано 114 проб, из яновстанской свиты – 82, сиговской – 10 и точинской – 22. Коллекция керна в разные годы была отобрана сотрудниками лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики (Н.С.Ким, В.И.Москвин, А.Н.Фомин и автором статьи) в центре геологических коллекций ИНГГ СО РАН. При отборе образцов пород предпочтение отдавалось аргиллитам и алевритистым аргиллитам, представляющим

тигграфических аналогов проанализировано 114 проб, из яновстанской свиты – 82, сиговской – 10 и точинской – 22. Коллекция керна в разные годы была отобрана сотрудниками лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики (Н.С.Ким, В.И.Москвин, А.Н.Фомин и автором статьи) в центре геологических коллекций ИНГГ СО РАН. При отборе образцов пород предпочтение отдавалось аргиллитам и алевритистым аргиллитам, представляющим

Таблица 1

Проведенные анализы рассеянного ОБ пороа

Вид анализа	Свита				Всего
	гольчихинская	яновстанская	сиговская	точинская	
Определение $C_{орг}$	201	82	10	22	315
Пиролиз пород	190	82	10	22	304
Изотопный состав углерода НО	95	49	6	8	158
Определение $B_{хл}$ и групповой состав	50	54	7	22	133
Газожидкостная хроматография и хромато-масс-спектрометрия	50	54	7	22	133

большой интерес в качестве основных нефтематеринских отложений. Проанализировано 13 проб нефтей мелового возраста (рис. 1, табл. 1, 2).

Аналитическое изучение фактического материала выполнено по единой схеме в лаборатории нефтегазовой геологии и геофизики ИНГГ СО РАН.

Для исследования породы предварительно дробились до 0,25 мм. Содержание органического углерода (процент на породу) определялось методом сжигания декарбонатизированного нерастворимого остатка (НО,

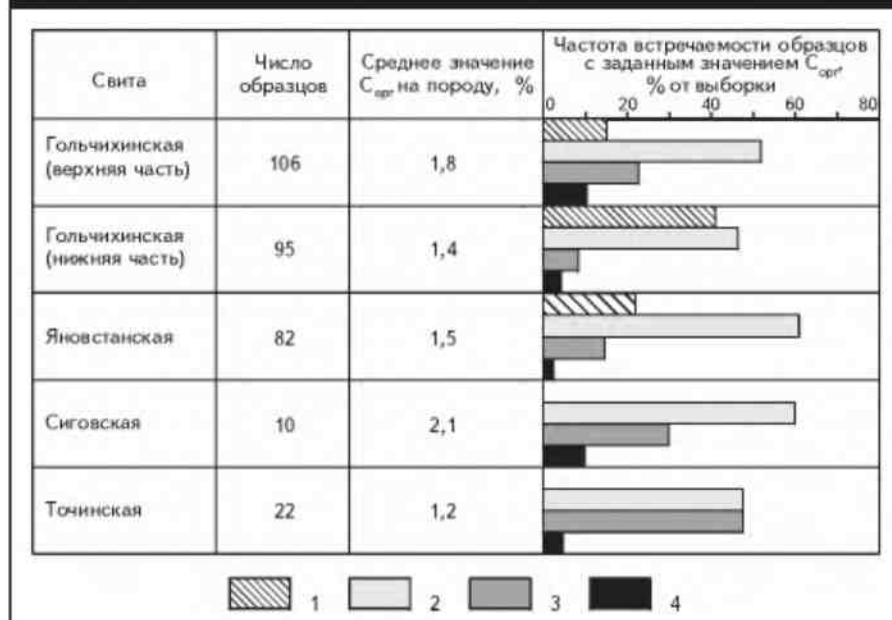
обработка пробы 10 %-й соляной кислотой) породы в токе кислорода на приборе АН-7529 при температуре 1000-1100 °С. Пиролитические характеристики (S_1 , S_2 , T_{max}) измерялись методом «Rock-Eval» на приборе «SourceRockAnalyzer» (SRAnalyzer, HumbleInstruments). Содержание битумоидов (процент на породу) определялось путем холодной экстракции с использованием центрифугирования. Метанонафтенновые фракции УВ битумоидов и нефтей, выделенные с помощью жидкостной хроматографии, исследовались методами газожидкост-

Таблица 2

Исследованные меловые нефти

Площадь	Номер скважины	Нефтегазоносная область	Интервал отбора, м	Возраст	Свита
Ванкорская	6	Пур-Тазовская	1640-1643	K_1	Малохетская
Ванкорская	11	Пур-Тазовская	1662-1668	K_1	Яковлевская
Восточно-Мессояхская	35	Гыданская	846-850	K_2	Покурская
Дерябинская	2	Енисей-Хатангская	2729-2734	K_1	Шуратовская
Казанцевская	5	Енисей-Хатангская	2672-2690	K_1	Суходудинская
Пайяхская	1	Енисей-Хатангская	3420-3436	K_1	Нижнехетская
Пеляткинская	5	Енисей-Хатангская	2685-2697	K_1	Суходудинская
Среднеяровская	2	Енисей-Хатангская	3480-3513	K_1	Шуратовская
Сузунская	4	Пур-Тазовская	2787-2792	K_1	Нижнехетская
Тагульская	7	Пур-Тазовская	1160-1170	K_2	Долганская
Тагульская	11	Пур-Тазовская	1772-1774	K_1	Яковлевская
Туколандо-Вадинская	320	Енисей-Хатангская	3635-3656	K_1	Нижнехетская
Турковская	1	Енисей-Хатангская	3019-3022	K_1	Шуратовская

Рис. 2. СОДЕРЖАНИЕ $C_{орг}$ В ИЗУЧЕННЫХ СВИТАХ



свите варьирует от 0,5 до 9,9 % на породу (среднее – 1,6 %). Несколько более высокими содержаниями ОВ характеризуются породы верхней части гольчихинской свиты. Для 106 проб среднее значение $C_{орг}$ составляет 1,8 % на породу против 1,4 % для 95 образцов из нижней части свиты. Аномально высокими значениями $C_{орг}$ в нижней части свиты характеризуются углистые алевроаргиллиты из скв. Пайяхская-1, здесь значения $C_{орг}$ достигают 9,9 % на породу. Для яновстанской свиты среднее значение концентраций $C_{орг}$ составляет 1,5 % при разбросе значений от 0,5 до 4,3 % на породу. Относительно обогащены $C_{орг}$ образцы сиговской свиты, где его значение изменяется от 1,5 до 2,5 % (среднее – 2,1 % на породу). Разброс содержания $C_{орг}$ в образцах точинской свиты составляет 0,5-2,5 % (среднее – 1,2 % на породу) (см. рис. 2).

ной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. Изучение алканов нормального и изопреноидного строения проводилось на хроматографе «Agilent Technologies 7820A GS» с пламенно-ионизационным детектором. Анализ циклоалифатических УВ-биомаркеров осуществлялся на хроматографе «Hewlett Packard 5890» – масс-спектрометре MSD 5972A с компьютерной системой (ChemStation) регистрации и обработки информации HP G1034. Физико-химические характеристики нефтей определялись с помощью стандартных методик. Стабильные изотопы углерода ($\delta^{13}C$) недебитуминизированного НО пород и нефтей выполнены в ИГМ СО РАН с использованием масс-спектрометрического комплекса, состоящего из масс-спектрометра Finnigan MAT-253 и линии пробоподготовки Gas Bench II, и в Томском филиале ФГУП «СНИИГГиМС» в лаборатории изотопных методов на масс-спектрометре «DELTA V ADVANTA».

Результаты и их обсуждение

В среднем по изученной выборке современные концентрации $C_{орг}$ в породах верхнеюрского возраста составляют 1,6 % на породу. Значения $C_{орг}$ ниже кларковых выявлены в 37 % изученной выборки (кларк содержания $C_{орг}$ составляет для аргиллитов 0,9 % на породу, согласно Н.Б.Вассоевичу [14]). На рис. 2 показаны гистограммы распределения концентраций $C_{орг}$ в изученных свитах. Содержание $C_{орг}$ в гольчихинской

На диаграмме зависимости значений индекса $HI = S_2/C_{орг}$ от температуры максимального выхода УВ T_{max} (данные пиролиза) (рис. 3) видно, что большая часть верхнеюрских отложений находится в главной зоне нефтеобразования (429-460 °С) и представлена как аквагенным (область керогена II типа), так и террагенным (область керогена III типа) ОВ.

Породы с высокими значениями HI (II тип – аквагенный морской) встречаются в гольчихинской (42 образца), яновстанской (13 образцов) и точинской (1 образец) свитах. В гольчихинской свите пробы со значениями HI от 155 до 392 мг УВ/г $C_{орг}$ (среднее – 239 мг УВ/г $C_{орг}$) приурочены к верхней части разреза свиты в скважинах Дерябинская-5 (интервал глубин 3025-3038 м), Пайяхская-4 (интервал глубин 3478-3567 м), Пеляткинская-15 (интервал глубин 3129-3155 м), Ушаковская-1 (интервал глубин 3071-3182 м) и Яровская-2 (интервал глубин 3193-3225 м). Для яновстанской свиты повышенные значения HI (155-264 мг УВ/г $C_{орг}$, среднее – 194 мг УВ/г $C_{орг}$) отмечены в нижней части в скважинах Горчинская-1 (интервал глубин 2871-2878 м), Озерная-10 (интервал глубин 3100-3130 м), Туколандо-Вадинская-320 (интервал глубин 4009-4070 м) и Сузунская-4 (интервал глубин 3220-3228 м). Одна проба точинской свиты в скв. Горчинская-1 (глубина 3007,4 м) характеризуется значением $HI = 168$ мг УВ/г $C_{орг}$. В области, соответствующей террагенному типу керогена (III тип) со значениями $HI < 150$ мг УВ/г $C_{орг}$ находится большая часть изученной выборки (61 % проб).

В область глубинной зоны газообразования ($T_{\max} = 460-488 \text{ }^\circ\text{C}$, $R_{\text{vt}}^\circ > 1,15 \%$) попали образцы из нижней части гольчихинской свиты в скважинах Южно-Носковская-318, Пайяхские-1, 4. Низкие значения HI (16-97 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$) связаны с реализацией начального генерационного потенциала ОВ этих пород. Как будет показано, ОВ гольчихинской свиты в скважинах Южно-Носковская-318 и Пайяхская-1 имеет планктонно-бактериогенную природу.

Для определения типа ОВ пород верхнеюрских отложений и его корреляции с нефтями западной части Енисей-Хатангского прогиба для 133 проб пород были выделены хлороформенные экстракты, в насыщенной фракции которых исследовался индивидуальный состав УВ.

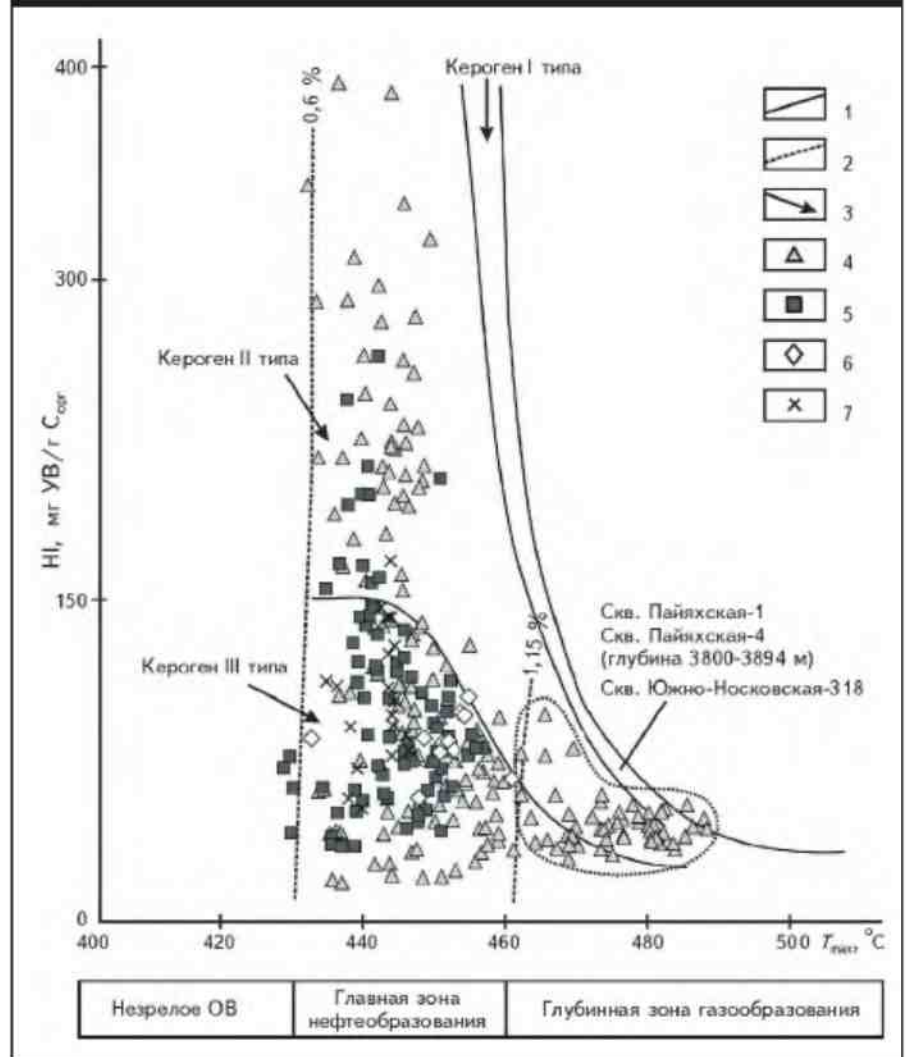
Установлена прямая зависимость между выходами хлороформенных битумоидов ($B_{\text{хл}}$) и содержанием ОВ (коэффициент детерминации между этими значениями — 0,7). Содержание битумоидов в породах изменяется от 0,01 до 0,62 % на породу.

Для выявления сингенетичной или эпигенетичной природы битумоидов по отношению к вмещающим породам рассматривались закономерности изменения битумоидного коэффициента в зависимости от концентраций в породе $C_{\text{орг}}$, глубины, группового состава битумоидов и закономерности изменения коэффициента продуктивности $PI = S_1/(S_1+S_2)$ от глубины. Выполненный анализ позволил выделить один образец эпигенетичного битумоида аквагенного генезиса в скв. Пайяхская-1 (глубина 4019 м). Рассмотрим индивидуальный состав УВ метанонафтеновых фракций (нормальные и изопреноидные алканы, стераны и терпаны) сингенетичных битумоидов.

В качестве основного параметра типизации ОВ и нефтей использовалось распределение **стеранов**. По содержанию стеранов состава C_{27} , C_{28} и C_{29} изученные битумоиды разделились на три группы (рис. 4, табл. 3).

В первой группе (70 образцов, 53 % выборки) геохимические параметры свидетельствуют о связи исходного ОВ с липидами *высшей наземной растительности*.

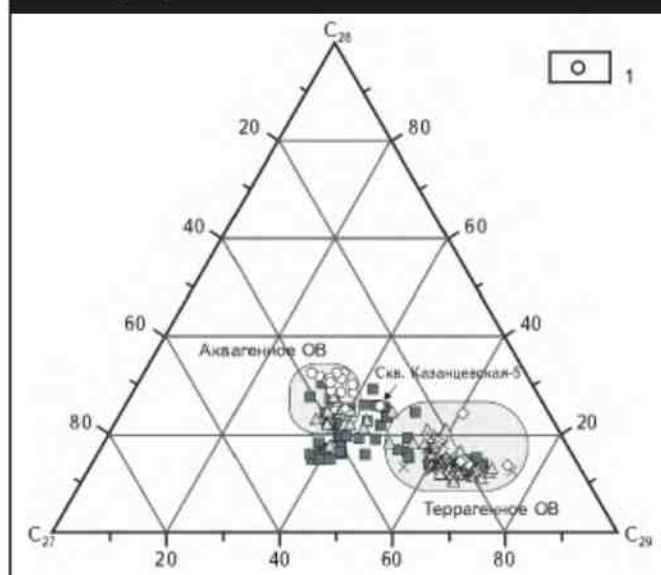
Рис. 3. ДИАГРАММА ЗАВИСИМОСТИ ВОДОРОДНОГО ИНДЕКСА (HI) ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ МАКСИМАЛЬНОГО ВЫХОДА УВ (T_{\max}) ДЛЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ



1 – линии, ограничивающие максимальные значения HI для трех типов ОВ (I – аквагенного, озерного, II – аквагенного, морского, III – террагенного, связанного с высшей наземной растительностью); 2 – изолинии R_{vt}° ; 3 – направленность изменения HI и T_{\max} в катагенезе; свиты: 4 – гольчихинская, 5 – яновстанская, 6 – сивовская, 7 – точинская

По концентрациям в ряду стеранов $C_{27}-C_{29}$ резко преобладают этилхолестаны (C_{29}) – их концентрации составляют 53-75 %, содержания холестанов (C_{27}) и метилхолестанов (C_{28}) соответственно равны 12-31 и 10-24 %. Значения отношения C_{29}/C_{27} изменяются от 1,7 до 6,2.

Битумоиды второй группы (30 образцов, 23 % общего числа исследованных проб) характеризуются *аквагенной природой* ОВ, связанной с липидами планктонно- и бактериогенного генезиса. Концентрации стеранов C_{27} и C_{29} примерно равны 35-42 и 32-42 % соответственно, доля метилхолестанов выше, чем в первой

Рис. 4. ТРИГОНОГРАММА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕРАНОВЫХ УВ C_{27} , C_{28} , C_{29} В ИЗУЧЕННЫХ БИТУМОИДАХ И НЕФТЯХ


1 – пробы нефтей; остальные усл. обозначения см. на рис. 3

группе – 22-31 % на сумму стеранов C_{27} - C_{29} . Значения отношения C_{29}/C_{27} изменяются от 0,8 до 1,2 (среднее по группе – 1,0).

Остальные образцы (32 пробы, 24 % выборки) занимают промежуточное положение, что объясняется *смешанным составом* ОБ. В этой группе несколько больше концентраций этилхолестанов и меньше метилхолестанов по сравнению со второй группой, их доли составляют соответственно 38-52 и 15-29 % на сумму стеранов C_{27} - C_{29} . Количество холестанов варьирует от 38 до 48 % на сумму стеранов C_{27} - C_{29} . Значения отношения стеранов C_{29}/C_{27} изменяются от 0,8 до 1,7 (в среднем – 1,2).

Концентрации **трицикланов** в битумоидах изменяются с глубиной и варьируют от 3 до 13-49 % в более зрелых образцах ($МК_2$ - $МК_3^1$). В первой группе в максимальных концентрациях присутствуют УВ с длиной цепи C_{19} - C_{20} , значения трицикланового индекса $I_{TC} = 2(C_{19}+C_{20})/(C_{23}+C_{24}+C_{25}+C_{26}) > 1$ намного [15] (рис. 5). Во второй группе для аквагенного ОБ из верхней части гольчихинской и яновстанской свит отмечается преобладание хейлантанов состава C_{23} и C_{24} (значения $I_{TC} = 0,4-1,1$). В аквагенных битумоидах нижней части гольчихинской свиты в скважинах Южно-Носковская-318, Пайяхская-1 и яновстанской и сиговской свит (интервал глубин 4090-4262 м) в скв. Туколандо-Вадинская-320 коэффициент $I_{TC} > 1$ и варьирует в пределах 1,2-4,0. Для третьей группы со смешанным типом ОБ среднее значение I_{TC} равно 1,2.

В исследованных образцах содержится 32-87 % **гопановых УВ** на сумму терпанов (в среднем – 77 %).

Максимум распределения УВ гопанового ряда приходится на гопан состава C_{30} . Его содержание изменяется от 22 до 50 % на сумму всех идентифицированных гопановых УВ. Невысокие концентрации гопана C_{30} выявлены в пробах Медвежьей площади за счет увеличения доли гомогопанов состава C_{31} . В сильно преобразованных катагенезом битумоидах гольчихинской свиты Пайяхской, Южно-Носковской площадей и яновстанской (интервал глубин 4090-4158 м) и сиговской свит Туколандо-Вадинской площади в повышенных концентрациях зафиксирован гопан с перегруппированной структурой $17\alpha(H)-15\alpha$ -метил-27-норгопан(диагопан C_{30}). Значения отношения диагопана C_{30} к гопану C_{30} варьируют от 0,47 до 2,30. Для остальных битумоидов содержание диагопана C_{30} ниже. Помимо диагопана состава C_{30} обнаружен его низкомолекулярный гомолог – диагопан C_{29} . Во всех битумоидах идентифицированы перегруппированные гопаны hY и hZ состава C_{30} (рис. 6). Особенности распределения гопановых УВ в битумоидах юрско-раннемелового возраста из скважин, расположенных на Мессояхской наклонной мегагряде (Нанадьянская-310, Пютская-1, Пеляткинская-15, Ушаковская-1 и Турковская-2), детально описаны в работе [16].

Различия характера распределения *n*-алканов в зависимости от типа ОБ в изученной коллекции проявлены недостаточно четко. Для битумоидов, исходным материалом которых были липиды высшей наземной растительности, пик приходится на *n*-алканы состава C_{17} - C_{20} . В распределении *n*-алканов битумоидов Хабейской и Медвежьей площадей с низкой степенью преобразованности ОБ отмечается бимодальность со вторым максимумом на УВ C_{23} , C_{25} , C_{27} и C_{29} . В битумоидах аквагенного и смешанного генезиса *n*-алканов в максимальных концентрациях присутствуют УВ состава C_{16} - C_{19} , с ростом молекулярной массы происходит резкое снижение содержаний *n*-алканов (значения отношения $n-C_{27}/n-C_{17} < 0,6$). Этой группе свойственны высокие концентрации ациклических изопреноидов (отношение суммы *n*-алканов к сумме изо-алканов $\Sigma n-C_i/\Sigma i-C_i = 3,1-9,9$). Пристан, за исключением образцов с аквагенным ОБ нижней части гольчихинской свиты ($Pr/n-C_{17} = 0,3-0,5$), присутствует на одном уровне с алканом $n-C_{17}$ ($Pr/n-C_{17} = 0,8-1,1$).

Установлено, что ОБ как аквагенного, так и террагенного типов образовывалось в окислительных фациальных условиях, вероятно, мелководно-морского бассейна. Предположение о субокислительных обстановках подтверждается следующими биомаркерными параметрами. Среди ациклических изопреноидов пристан превалирует над фитаном $Pr/Ph = 0,8-3,9$. Концентрация гомогопана C_{35} ниже, чем гомогопана C_{34} (значения отношения $C_{35}/C_{34} < 1$ и варьируют от 0,20 до 1,09). Присутствие диагопана C_{30} свидетельствует о наличии кислорода при захоронении ОБ, так как считается,

что источник диагона продицируется бактериями в осадках, содержащих глины и отлагающихся в окислительных и субокислительных условиях [17].

Изотопный состав углерода $\delta^{13}\text{C}$ определен для 158 образцов недебитуминизированного НО. По данным изотопного анализа, примерно по трети коллекции представлено аквагенным (-32,6...-27,0 ‰), смешанным (-27,0...-25,0 ‰) и террагенным (-25,0...-22,0 ‰) ОВ. Для большей части образцов природа ОВ подтверждается биомаркерными показателями. Утяжеление изотопного состава (-32,6...-24,3 ‰, среднее -27,5 ‰) для некоторых проб аквагенного генезиса изучаемой коллекции, по сравнению с типично морским ОВ баженовской свиты в Западной Сибири (-32,0...-28,9 ‰), вероятно, контролируется несколькими факторами – вкладом в состав ОВ липидных компонентов террагенного вещества и влиянием субокислительных условий осадконакопления [18].

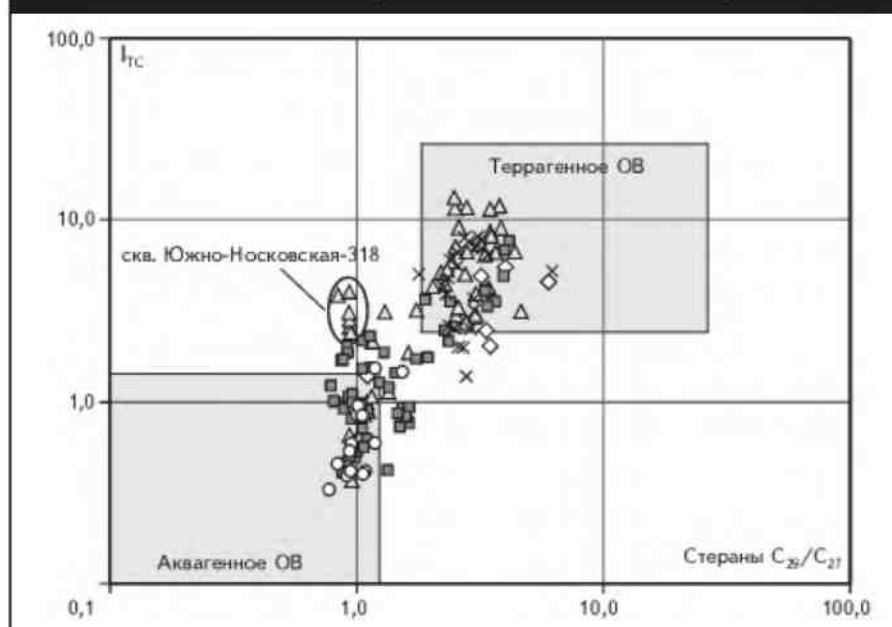
Ранее **катагенез ОВ** по отражательной способности витринита (R_{vit}°) в районе исследования изучался А.П.Афанасенковым, Л.И.Богородской, А.Э.Конторовичем, И.Д.Поляковой, Е.И.Соболевой, А.Н.Фоминим. Наиболее информативные биомаркерные коэффициенты для выявления отложений, достигших главной зоны нефтеобразования в мезозойских отложениях западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, рассмотрены в работе [19].

Преобразованность ОВ мезозойских отложений на изучаемой территории увеличивается от бортов регионального прогиба к его центральной части – наиболее преобразованное ОВ верхнеюрских отложений относится к наиболее погруженным частям Енисей-Хатангского регионального прогиба: к Беловско-Агапскому наклонному желобу и Большехетской мегасинеклизе.

Таблица 3

Диагностика типа ОВ для верхнеюрских пород и меловых нефтей

Тип ОВ (число образцов)	Свита (скважины)	$\delta^{13}\text{C}$ (среднее), ‰	$n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17}$	Стераны		$\Sigma^{22}\text{C}_{19-20} / \Sigma^{23}\text{C}_{23-26}$	Pr/Ph	Гопаны $\text{C}_{35}/\text{C}_{34}$
				$\text{C}_{29}/\text{C}_{27}$	$\text{C}_{29}/\text{C}_{28}$			
Террагенный (70)	Гольчихинская (Аномальная-51, Дерябинская-9, Нанадянская-310, Пайхская-1, Паютская-1, Среднеяровские-3, 4, Хабейская-2); яновстанская (Медвежья-316, Озерная-10); сиговская (Медвежья-316, Озерная-10, Туколандо-Вадинская-320); точинская (Горчинская-1, Медвежья-316)	-26,4...-22,4 (-24,4)	0,1-2,6 (0,8)	1,6-6,2 (3,0)	2,5-6,3 (4,5)	1,4-13,2 (5,2)	1,1-3,9 (2,5)	0,20-0,58 (0,36)
Аквагенный (30)	Гольчихинская (Пеляткинская-15, Ушаковская-1); яновстанская (Озерная-10, Туколандо-Вадинская-320 (4000-4078 м))	-30,9...-22,6 (-26,5)	0,1-0,7 (0,4)	0,8-1,2 (1,0)	1,1-1,9 (1,6)	0,4-1,1 (0,7)	1,8-3,2 (2,3)	0,30-1,09 (0,49)
Смешанный (32)	Гольчихинская (Пайхская-1, Южно-Носковская-318); яновстанская, сиговская (Туколандо-Вадинская-320 (4090-4262 м))	-28,5...-23,3 (-26,9)	0,2-2,6 (0,6)	0,8-1,7 (1,2)	1,4-3,0 (2,2)	0,4-3,2 (1,2)	0,8-3,2 (2,4)	0,31-0,65 (0,40)
Нефти (13)	Яновстанская (Горчинская-1, Медвежья-316, Озерная-10, Сузунская-4, Туколандо-Вадинская-320 (3791-3894,5 м); гольчихинская (Ушаковская-1))	-31,0...-28,9 (-29,8)	0,1-0,7 (0,4)	0,8-1,5 (1,0)	0,9-1,7 (1,2)	0,3-1,5 (0,7)	1,0-3,0 (1,9)	0,51-0,81 (0,62)
	Нижнехетская (Пайхская-1, Сузунская-4, Туколандо-Вадинская-320, Турковская-1); малохетская (Ванкорская-6); суходунская (Казанцевская-5, Пеляткинская-5); яковлевская (Ванкорская-11, Тагульская-11); долганская (Тагульская-7); покурская (Восточно-Мессояхская-35); шуратовская (Дерябинская-2)							

Рис. 5. ДИАГНОСТИКА ГЕНОТИПА ОБ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ЗАВИСИМОСТИ I_{TC} ОТ ОТНОШЕНИЯ СТЕРАНОВ C_{29}/C_{27}


Усл. обозначения см. на рис. 3, 4

В исследуемых образцах катагенез ОБ, определенный по R_{vt}^o (данные А.Н.Фомина), изменяется от стадии MK_1^1 до MK_3^1 (от 0,50 % в образцах Медвежьей и Хабейской площадей и до 1,37 % в породах Южно-Носковской площади). Аквагенное ОБ нижней части гольчихинской свиты в Беловском мегапрогибе (Южно-Носковская и Пайяхская площади), нижней части яновстанской и сиговской свит в Северо-Тазовской мегавпадине (Туколандо-Вадинская площадь) вошло в глубинную зону газообразования ($R_{vt}^o > 1,11$ %). Аквагенное ОБ верхней части гольчихинской и яновстанской свит из скважин, расположенных в пределах Мессояхской наклонной мегагряды, находится в главной зоне нефтеобразования (MK_1^2). Катагенез ОБ террагенного генезиса изменяется от стадии MK_1^1 на периферии Енисей-Хатангского регионального прогиба – Предъенисейской мегамоноклизы и Гыдано-Пясинской гемиантеклизы – до стадии MK_2 в центральной части бассейна.

Для определения катагенеза ОБ был использован ряд молекулярных параметров, таких как коэффициент нечетности в области нормальных алканов состава $C_{24}-C_{34}$ (carbon preference index, CPI), для стеранов состава C_{29} – отношения более стабильных УВ с конфигурацией 20S к менее термодинамически устойчивым изомерам с конфигурацией 20R ($K^1 = 20S/20S+20R$) и новообразованных изостеранов к биологическим стеранам ($K^2 = \beta\beta 20S+20R/\alpha\alpha 20R$), отношение изомеров гопана состава C_{27} Ts/Tm (табл. 4).

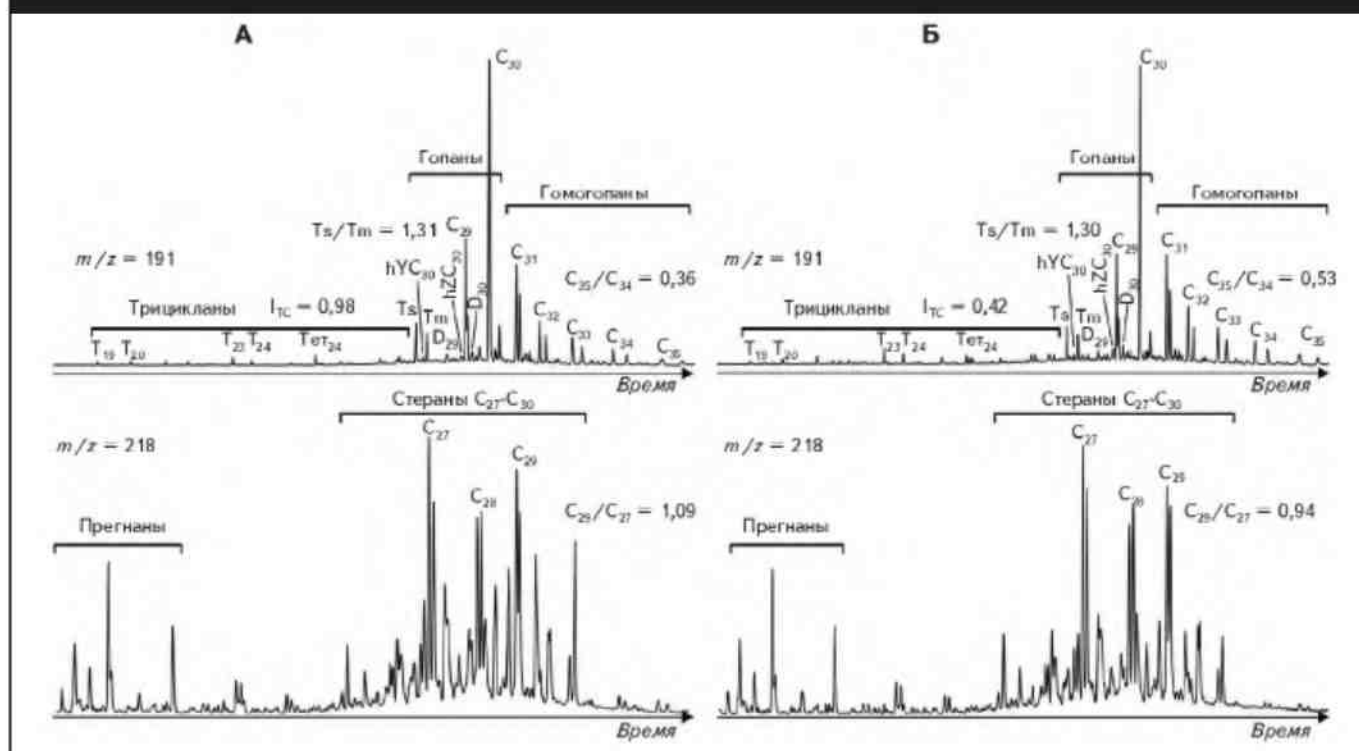
Наименее преобразованное ОБ ($R_{vt}^o = 0,50-0,56$ %) имеет низкие значения молекулярных параметров K^1 , K^2 , Ts/Tm и высокие значения CPI. На масс-хроматограммах по $m/z = 191$ идентифицируются биогопан C_{27} , а также 28, 30-бисноргопан C_{28} , наличие которого связывают с существованием специфических бактерий на ранних стадиях преобразования ОБ [17]. В битумоидах с более преобразованным ОБ 28, 30-бисноргопан (C_{28}) не обнаружен. Для гомогопанов $C_{31}-C_{35}$ характерно преобладание эпимеров с биологической конфигурацией R при атоме C-22 над S-эпимерами.

С ростом катагенеза ОБ и глубины залегания отложений S и R-изомеры стеранов приобретают равновесные концентрации ($K^1 = 0,50$), в распределении нормальных алканов происходит выравнивание между концентрациями четных и нечет-

ных соединений (значения индекса CPI стремятся к 1), новообразованные изомеры гомогопанов с конфигурацией 22S превалируют над соединениями 22R. Коэффициент созревания K^2 варьирует в широком диапазоне – от 1,6 до 7,2. Битумоиды со значением коэффициента $K^2 > 4,0$ выявлены в гольчихинской свите на Нанадьянской, Паютойской, Пайяхской и Южно-Носковской площадях, яновстанской и сиговской свитах в скв. Туколандо-Вадинская-320.

В исследованной коллекции образцов отмечается зависимость параметра Ts/Tm не только от преобразованности ОБ, но и его типа. В битумоидах аквагенного и смешанного генезиса значения отношения норгопанов C_{27} Ts/Tm изменяется от 0,5 до 2,7 (среднее – 1,5) и увеличивается в нижней части яновстанской и сиговской свит в скв. Туколандо-Вадинская-320 (интервал глубин 4000-4264 м) до 2,4-7,8. В образцах с террагенным типом ОБ значения этого коэффициента в среднем ниже (0,09-2,20, среднее – 0,60). Исключение составляют пробы из скв. Нанадьянская-310, в которых значения отношения Ts/Tm варьирует в пределах 3,0-5,8. Как было показано, в сильно преобразованном ОБ ($MK_2-MK_3^1$) отмечается увеличение концентраций диагопанов состава C_{29} и C_{30} , трициклических УВ.

Изученные нефти имеют различный физико-химический состав. Месторождения Ванкорской, Тагульской и Восточно-Мессояхской площадей характеризуются высокой плотностью (0,90-0,96 г/см³). В их групповом составе, по сравнению с пробами меньшей плотности,

Рис. 6. МАСС-ХРОМАТОГРАММЫ ТЕРПАНОВЫХ И СТЕРАНОВЫХ УВ ($m/z = 191; 218$) НАСЫЩЕННЫХ ФРАКЦИЙ БИТУМОИДА И НЕФТИ

А – битумоид с аквагенным типом ОВ (образец из скв. Пеляткинская-15, глубина 3154 м, гольчихинская свита), Б – нефть (скв. Турковская-1, глубина 3019-3022 м, шуратовская свита); $m/z = 191$: $T_{19}, T_{20}, T_{23}, T_{24}$ – трицикланы $C_{19}, C_{20}, C_{23}, C_{24}$; Tet_{24} – тетрациклан C_{24} ; Ts – триснорнеогопан C_{27} ; Tm – трисноргопан C_{27} ; hYC_{30}, hZC_{30} – перегруппированные гопаны C_{30} , D_{29}, D_{30} – диагопаны C_{29}, C_{30}, C_n – серия $\alpha\beta$ -гопанов

ниже концентрации УВ – от 78 до 87 %, выше концентрации смол – от 12 до 19 % и асфальтенов – в среднем до 1 % на нефть (в пробе из скв. Тагульская-11 – до 5 %). Остальные нефти имеют среднюю плотность – от 0,82 до 0,86 г/см³. По групповому составу нефти являются метанонафтеновыми (на УВ-часть приходится от 91 до 96 % на нефть), малосмолистыми (от 4 до 9 %, среднее – 8 % на нефть) и имеют низкие концентрации асфальтенов 0,06-0,80 % (среднее – 0,5 %). Содержание твердых парафинов составляет в среднем 4,6 % на нефть и в образце из скв. Турковская-1 достигает 11,7 % на нефть. Кинематическая вязкость при 20 °С изменяется от 1,8 до 10,7 мм²/с. В высокопарафинистой нефти Турковской площади вязкость увеличивается до 29,5 мм²/с. Для тяжелых нефтей измерения не проводились.

Низкие значения $\delta^{13}C$ (от -31,0 до -28,9 ‰) свидетельствует о аквагенной природе ОВ проанализированных нефтей.

Выполненные исследования методом газожидкостной хроматографии насыщенных фракций нефтей показали, что все тяжелые нефти Ванкорского, Тагульского и Восточно-Мессояхского месторождений в той

или иной степени затронуты биодegradацией, о чем свидетельствует частичное отсутствие в нефтях алканов нормального и изопреноидного строения. Для этих нефтей характерны низкие значения отношения суммы n -алканов к сумме изо-алканов ($\Sigma n-C_i / \Sigma i-C_i = 0,4-1,6$) по сравнению с остальными нефтями, в которых $\Sigma n-C_i / \Sigma i-C_i > 4,5$. Биодegradация ванкорских нефтей отмечалась ранее [7, 10-12, 20]. Распределение алканов нормального и изопреноидного строения в небидegradированных (остальных) нефтях схоже с аквагенными битумоидами – преобладают относительно низкомолекулярные УВ состава C_{15-19} и с ростом молекулярной массы происходит резкое снижение концентраций n -алканов. Широковершинный максимум на УВ состава C_{15-25} отмечается для нефтей Казанцевской площади, что, вероятно, указывает на незначительную примесь террагенного ОВ.

Для генетической типизации нефтей использовались незатронутые процессами биодegradации соединения стеранового и терпанового классов. Источником основной массы изученных нефтей являются липидные комплексы бактерио- и планктоногенного, т.е. аквагенного живого вещества морских бассейнов (см. рис. 4, 5).

Таблица 4

Показатели зрелости в ОБ верхнеюрских породах

Стадия катагенеза	R _в , %	T _{max} среднее, °C	CPI	Стераны C ₂₉		T _s /T _m	Число трицикланов	Число образцов	Скважина, (интервал, м)
				20S / (20S+20R)	(ββ20S+20R) / αα20R				
МК ₁	0,50-0,56	429-440 (436)	1,51-2,22 (1,94)	0,12-0,35 (0,26)	0,41-1,48 (0,97)	0,02-0,14 (0,07)	3-13 (6)	27	Медвежья-316 Хабейская-2
	0,62	435; 438	1,35; 1,37	0,43; 0,44	1,0; 1,2	0,1; 0,3	8; 9	2	Сузунская-4 Ушаковская-1
	0,62-0,64								
МК ₂	0,67-0,83	436-455 (445)	1,00-1,26 (1,16)		1,6-7,2 (3,6)	0,1-2,7 (0,9)	5-19 (8)	71	Дерябинская-9 Горчинская-1 Паютская-1 Пеляткинская-15 Среднеяровские-3,4 Озерная-10
	0,88-1,05	453-455 (454)	1,09-1,19 (1,14)	0,41-0,56 (0,50)		1,1-5,8 (2,4)	8-17 (14)	12	Аномальная-51 Нанадянская-310 Туколандо-Вадинская-320 (3791-3894,5)
МК ₂		442-457 (448)			2,9-6,5 (4,7)	2,4-7,4 (4,7)		8	Туколандо-Вадинская-320 (4000-4158)
	1,11-1,17	464-470 (467)	1,01-1,12 (1,07)			1,5-2,5 (2,1)	14-49 (33)	9	Пайхская-1 Южно-Носковская-318 (3978-4016)
МК ₃		455; 461			4,8-5,0 (4,9)	3,4; 7,8		4	Туколандо-Вадинская-320 (4262-4264)
	1,25-1,37	474; 480	1,07-1,11 (1,09)			1,6; 1,9	35-42 (38)		Южно-Носковская-318 (4028-4031)

Стерановые гомологи C₂₇, C₂₈, C₂₉ присутствуют в приблизительно равных количествах – в среднем 34, 31 и 35 % соответственно. Отношение стеранов C₂₉/C₂₇ равно 0,8-1,2. В образце нефти из скв. Казанцевская-5 преобладание этилхолестанов C₂₉ выражено более явно – значение отношения C₂₉/C₂₇ = 1,5. О вкладе в источник казанцевской нефти ОБ другого генезиса свидетельствуют и повышенные концентрации **трицикланов** C₁₉-C₂₀ (I_{тс} = 1,5), тогда как в остальных нефтях в наибольших концентрациях присутствуют УВ C₂₃-C₂₆; I_{тс} < 1 и варьирует от 0,3 до 0,9).

Все изученные нефти характеризуются схожим распределением **УВ гопанового ряда** C₂₇-C₃₅, концентрации каждого гомолога изменяются в близких пределах. Аналогично изученным битумоидам в нефтях были идентифицированы необычные и редко встречающиеся УВ: диагопаны состава C₂₉ и C₃₀, перегруппированные гопаны состава C₃₀ (см. рис. 6). В двух биодegradированных нефтях из скважин Восточно-Мессояхская-35 и Тагульская-7 позднемерелового возраста (покурская и доганская свиты соответственно) выявлена серия 25-норгопанов состава C₂₇-C₃₀, среди которых в максимальных концентрациях присутствует УВ C₂₉. Происхождение этих гопанов в нефтях, скорее всего, связано с процессами микробальной деградации ОБ. В этих нефтях в значительных количествах выявлены 28, 30-бисноргопаны C₂₈, вероятно, из-за уменьшения концентраций других терпанов, удаленных из нефти при биодegradации.

Результаты анализов показали, что захоронение ОБ, генерировавшего эти нефти, происходило в аэробных условиях

(Pr/Ph = 1,0-3,0; C₃₅/C₃₄ = 0,5-0,8; присутствие диагонального состава C₃₀). Низкое содержание серы (< 0,25 % на нефть) подтверждает незначительное количество сульфат-ионов в придонных водах бассейна осадконакопления.

Значения биомаркерных параметров, использованных для оценки степени катагенеза ОБ этих нефтей, свидетельствуют, что степень его зрелости соответствует главной зоне нефтеобразования (CPI = 1,03-1,14; K¹ = 0,45-0,51; K² = 3,2-5,0; Ts/Tm = 1,1-4,2). Максимальные значения гопанового индекса зрелости Ts/Tm, равные 4,2 и 3,6, характерны для проб скважин Средне-Яровская-2 и Туколандо-Вадинская-320. Для остальных нефтей значения этого параметра равны 1,1-2,0.

Таким образом, узкий разброс значений биомаркерных параметров указывает на то, что меловые нефти имеют единый генезис и близкую зрелость. По распределению стеранов и трицикланов их источником были липидные комплексы бактерио- и планктоногенного (т.е. аквагенного) вещества. В образце нефти из скв. Казанцевская-5 отмечается некоторый вклад липидов высшей наземной растительности.

Заключение

По содержанию C_{орг} подавляющая часть верхнеюрских пород была отнесена к потенциально нефтегазопроизводящим.

Основываясь на комплексе данных (распределение УВ-биомаркеров в насыщенной фракции битумоидов, значения пиролитического параметра HI, изотопный состав углерода нерастворимого ОБ), сделаны выводы о типе исходного ОБ пород. Положение Енисей-Хатангского регионального прогиба и нестабильность источника ОБ привели к неоднородности ОБ как по разрезу, так и площади распространения верхнеюрских отложений. Органическое вещество большей части изученных образцов определено как террагенное, образовавшееся при поступлении в осадок липидов высшей наземной растительности. Впервые на большом фактическом материале показана приуроченность в разрезе гольчихинской свиты толщ с ОБ аквагенного генезиса к ее верхней части (скважины Дерябинская-5, Пайяхская-4, Пеляткинская-15, Ушаковская-1 и Яровская-2). Примечательно, что мощность обогащенных аквагенным ОБ пачек в верхней части гольчихинской свиты, как и ранее выделенных в яновстанской свите [6], составляет 50-60 м. Для яновстанской свиты ОБ планктонно- и бактериогенного типов выделено в средней части скважин Медвежья-316, Озерная-10, Сузунская-4 и Туколандо-Вадинская-320. Отложения этих частей свит, вероятно, формировались в относительно более глубоководных обстановках осадконакопления, связанных с мак-

симумом позднеюрско-раннемеловой трансгрессии, когда условия для сохранения ОБ были наиболее благоприятными. Аквагенное ОБ в нижней части гольчихинской свиты образовывалось в наиболее погруженной центральной зоне Енисей-Хатангского регионального прогиба (скважины Южно-Носковская-318, Пайяхская-1) в период обширной келловейской трансгрессии. Накопление ОБ как аквагенного, так и террагенного генезиса происходило в аэробных условиях, при которых оно подвергалось достаточно интенсивным окислительным преобразованиям. Сделанные выводы согласуются с палеогеографическими реконструкциями, в которых келловей-верхнеюрские отложения формировались в эпиконтинентальном мелководно-морском бассейне [1].

По степени зрелости аквагенное ОБ верхней части гольчихинской и яновстанской свит находится в главной зоне нефтеобразования и могло генерировать жидкие УВ. Аквагенное ОБ нижней части гольчихинской свиты находится в главной зоне газообразования, почти полностью исчерпало свой генерационный потенциал и, вероятно, генерировало нефтяные УВ. О процессах генерации и эмиграции УВ, происходивших в верхнеюрских отложениях, свидетельствует увеличение, а затем уменьшение с глубиной битумоидного коэффициента и изменения в групповом составе битумоидов. Принимая во внимание, что генерация газообразных УВ из ОБ, связанного с высшей наземной растительностью, происходит по всей шкале катагенеза, то изученные отложения являются потенциально газопроизводящими и могли генерировать газообразные УВ.

Все исследованные нефти из отложений мела по распределению биомаркерных параметров, свидетельствующих об исходном типе ОБ и его катагенезе, принадлежат к одной группе и имеют единый источник. Наиболее родственным для них является ОБ аквагенного и смешанного типов верхней части гольчихинской и яновстанской свит. Особенностью изученных битумоидов и нефтей является присутствие на масс-хроматограммах терпановых УВ необычных и редко встречающихся соединений гопанового ряда, что подтверждает единство их генезиса. Таким образом, в настоящем исследовании на детальном биомаркерном уровне подтвердилось ранее сделанные выводы о том, что гольчихинская и яновстанская свиты являются основным источником жидких УВ в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающих территорий.

Литература

1. **Конторович А.Э.** Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э.Конторович, В.А.Конторович, С.В.Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8.

2. **Фомин М.А.** Тектонические предпосылки нефтегазоносности юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба / М.А.Фомин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2014. — № 11.
3. **Конторович А.Э.** Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э.Конторович, И.И.Нестеров, Ф.К.Салманов, В.С.Сурков и др. — М.: Недра, 1975.
4. **Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.).** — Новосибирск: Изд-во СНИИГ-ГиМСа, 2004.
5. **Афанасенков А.П.** О возможно пропущенных нефтяных оторочках в Гыдано-Хатангской нефтегазоперспективной зоне на примере Дерябинского месторождения / А.П.Афанасенков, В.И.Пороскун, В.В.Царев и др. // Геология нефти и газа. — 2015. — № 2.
6. **Гончаров И.В.** Природа нефтей района Ванкорского месторождения / И.В.Гончаров, В.В.Самойленко, Н.В.Облазов и др. // Нефтяное хозяйство. — 2011. — № 3.
7. **Дахнова М.В.** Геохимия и генезис Ванкорского месторождения / М.В.Дахнова, Т.П.Жеглова, Г.С.Нечитайло и др. // Геология нефти и газа. — 2009. — № 5.
8. **Ким Н.С.** Органическая геохимия и нефтегазогенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба / Н.С.Ким, А.П.Родченко // Геология и геофизика. — 2013. — Т. 54. — № 8.
9. **Ларичев А.И.** Органическая геохимия среднеюрско-нижнемелового разреза восточного борта Большехетской впадины / А.И.Ларичев, Т.А.Рязанова, В.Н.Меленевский и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2003. — № 11.
10. **Стасова О.** Типы нефтей нижнемеловых и верхнеюрских отложений восточной части Большехетской впадины и Мангазейской зоны поднятий / О.Стасова, А.Фомичев, Н.Ларичкина, В.Чеканова // Технологии ТЭК. — 2005. — № 3.
11. **Филипцов Ю.А.** Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества / Ю.А.Филипцов, И.В.Давыдова, Л.Н.Болдушевская и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2006. — № 5-6.
12. **Фурсенко Е.А.** Геохимия нефтей Северо-Востока Западной Сибири / Е.А.Фурсенко // Интерэкспо Гео-Сибирь. — 2016. — Т. 2. — № 1.
13. **Родченко А.П.** Геохимия органического вещества верхнеюрских пород Пайяхской и Озерной площадей (Енисей-Хатангский региональный прогиб) [Электронный ресурс] / А.П.Родченко // Химия нефти и газа: материалы IX Международной конференции. — Томск: Изд-во ИОА СО РАН, 2015.
14. **Вассоевич Н.В.** Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных и ископаемых осадков / Н.В.Вассоевич // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. — М.: Наука, 1973.
15. **Конторович А.Э.** Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А.Э.Конторович, С.Ф.Бахтуров, А.К.Башарин и др. // Геология и геофизика. — 1999. — Т. 40. — № 11.
16. **Ким Н.С.** Гопановые углеводороды в битумоидах мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / Н.С.Ким, А.П.Родченко // Геология и геофизика. — 2016. — Т. 57. — № 4.
17. **Peters K.E.** The biomarker guide: 2nd ed. V. 2 / K.E.Peters, C.C.Walters, J.M.Moldowan. — New York: Cambridge University Press, 2005.
18. **Конторович А.Э.** Закономерности фракционирования изотопов углерода в седиментах / А.Э.Конторович, Л.И.Богородская, С.И.Голышев // Геология и геофизика. — 1985. — № 9.
19. **Фомин А.Н.** Катагенез РОВ мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба по биомаркерным, пиролитическим и углепетрографическим данным / А.Н.Фомин, Н.С.Ким, В.А.Каширцев, В.Н.Меленевский // Успехи органической геохимии: материалы Всероссийской научной конференции (11-15 октября 2010 г.). — Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2010.
20. **Гончаров И.В.** Нефти нижнехетской свиты Ванкорского месторождения и источник их генерации / И.В.Гончаров, В.А.Кринин, В.В.Самойленко и др. // Успехи органической геохимии: материалы Всероссийской научной конференции (11-15 октября 2010 г.). — Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2010.

© А.П.Родченко, 2016

Александра Петровна Родченко,
младший научный сотрудник,
RodchenkoAP@ipgg.sbras.ru.

ORGANIC MATTER GEOCHEMISTRY OF THE UPPER-JURASSIC DEPOSITS IN THE NORTH-EAST OF WESTERN SIBERIA AND CRETACEOUS OIL GENESIS IN THE REGION

Rodchenko A.P. (FSBI «Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of RAS»)

Based on the analysis of rocks organic matter content, pyrolytic parameters, hydrocarbon biomarkers distribution, isotope carbon content of insoluble organic matter of the Upper-Jurassic deposits in the north-eastern part of Western Siberia and the adjacent western part of the Yenisei-Khatanga regional trough, source rocks were allocated. Oil content for overlaying Cretaceous deposits was studied and genetic correlation between oils and rocks organic matter was conducted.

Key words: Yenisei-Khatanga regional trough; organic matter; Upper-Jurassic deposits; hydrocarbon accumulations; hydrocarbon biomarkers; Golchikha Formation; Yanovstan Formation.