

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
Геолого-геофизический факультет

Е. А. Фурсенко, А. И. Бурухина, Н. С. Ким,
А. П. Родченко

**СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ
О ГЕОХИМИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА
И НАФТИДОВ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Учебно-методическое пособие

Новосибирск
2023

УДК 550.4:552.578(571.1)(075.8)
ББК Д348.431я73-1
Ф95

Рецензенты

вед. науч. сотр. ИНГГ СО РАН, д-р геол-минер. наук *Л. С. Борисова*

Фурсенко, Е. А.

Ф95

Современные представления о геохимии органического вещества и нефтидов мезозойских отложений северных и арктических районов Западной Сибири : учеб.-метод. пособие / Е. А. Фурсенко, А. И. Бурухина, Н. С. Ким, А. П. Родченко ; Новосиб. гос. ун-т. – Новосибирск : ИПЦ НГУ, 2023. – 56 с.

ISBN 978-5-4437-1428-8

В учебно-методическом пособии рассмотрены вопросы геохимии органического вещества юрско-мелового комплекса северных и арктических районов Западно-Сибирской нефтегазональной провинции и генетически связанных с ними нефтей, конденсатов и углеводородных газов; обсуждаются основные нефтегазоматеринские толщи и очаги нефтегазогенерации. На примере этих уникальных объектов студенты могут ознакомиться с современными критериями диагностики и выделения нефтегазоматеринских толщ, установления их генетических связей с углеводородными флюидами. Пособие направлено на расширение представлений о применимости методов органической геохимии при решении фундаментальных и прикладных задач нефтегазовой геологии. Пособие сопровождается обширным списком литературы, который будет полезен при поиске первоисточников для подготовки курсовых и квалификационных работ по геологии и геохимии Западной Сибири.

УДК 550.4:552.578(571.1)(075.8)
ББК Д348.431я73-1

Рекомендовано к печати кафедрой геологии месторождений нефти и газа ГГФ НГУ
(протокол № 3 от 18.10.2022 г.)

ISBN 978-5-4437-1428-8

© Новосибирский государственный университет, 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
1. Геохимические критерии идентификации нефтегазоматеринских толщ и установления их генетических связей с нефтидами	7
2. Геохимия и нефтегазогенерационный потенциал органического вещества осадочных толщ арктических районов Западной Сибири	15
2.1. Триасовые отложения.....	15
2.2. Юрские отложения.....	15
2.3. Меловые отложения.....	26
3. Геохимия нефтей и конденсатов и их источники	33
4. Углеводородные газы и их источники	44
Заключение	47
Список литературы	49

ВВЕДЕНИЕ

Значительное место при изучении нефтегазоносности осадочных бассейнов занимают геохимические исследования органического вещества (ОВ), нефтей, газоконденсатов и углеводородных (УВ) газов. Геохимическая информация необходима как для понимания фундаментальных проблем генезиса и эволюции скоплений нефтидов, так и для решения прикладных задач поиска, разведки и рациональной эксплуатации залежей. На сегодняшний день в связи с возрастающей интенсификацией освоения месторождений нефти и газа в северных и арктических районах Западной Сибири ведущими газовыми и нефтяными компаниями России весьма актуальной является научно-аналитическая информация, которая необходима для оценки перспектив нефтегазоносности этих районов.

Рассматриваемый район (рис. 1) включает западную часть Енисей-Хатанского региона, п-в Гыдан и Ямал, которые согласно нефтегазогеологическому районированию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗС НГП) и северо-западных районов Восточной Сибири соответствуют одноименным нефтегазоносным областям (НГО) [Конторович и др., 1994а; 1994б]. На северо-западе Ямальская НГО граничит с Южно-Карской преимущественно газоносной областью, которая, согласно [Скоробогатов, Строганов, 2006; Конторович и др., 2013б], включена в состав ЗС НГП. Южнее рассматриваемый район охватывает северные окраины (с запада на восток) Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО.

В ЗС НГП, в том числе и в ее арктических районах, нефтегазоносными являются юрско-меловые осадочные породы, в составе которых благоприятно чередуются проницаемые толщи и флюидоупоры. В этом возрастном диапазоне выделяют нижнесреднеюрский (1300–2400 м, до 500 м над выступами фундамента), верхнеюрский (до 200 м на п-ве Ямал; до 950 м на п-ве Гыдан; 750–1300 м в Енисей-Хатангском районе), нижнемеловые берриас-аптский (700–1250 м на п-ве Ямал; 1250–1400 м на п-ве Гыдан; 200–3500 м в Енисей-Хатангском районе) и апт-альб-сеноманский (до 1000 м на п-ве Ямал; 650–1500 м на п-ве Гыдан; 300–1000 м в Енисей-Хатангском районе) нефтегазоносные комплексы [Конторович и др., 1994а; 1994б; Скоробогатов и др., 2003; Решение..., 2004; Скоробогатов, Строганов, 2006]. Юрско-меловые нефтегазоносные отложения залегают на вулканогенно-осадочных и терригенных породах триаса и палеозоя и перекрываются непроницаемыми морскими глинами верхнего мела. Общая мощность осадочного плитного комплекса рассматриваемого района изменяется от 500 м на выступах фундамента и зонах поднятий до 10–12 км на погруженных участках [Конторович и др., 1975; Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ступакова и др., 2014].

В отличие от центральных районов, северные и арктические районы Западной Сибири являются зоной преимущественного газонакопления [Конторович и др., 1994а; 1994б; Каза-ненков и др., 2014]. Жидкие нефтиды обнаружены главным образом в виде газоконденсатных оторочек газовых залежей или как самостоятельные газоконденсатные скопления, намного реже встречаются нефтяные оторочки газоконденсатных и газовых залежей и самостоятельные нефтяные залежи. В рассматриваемом районе месторождения с крупными нефтяными залежами локализованы, главным образом, в его юго-восточной (Ванкорское, Сузунское, Находкинское месторождения, Мессояхская группа месторождений) и восточной частях на правобережье Енисея (группа Пайяхских и Байкаловское месторождения) (см. рис. 1) [Брехун-

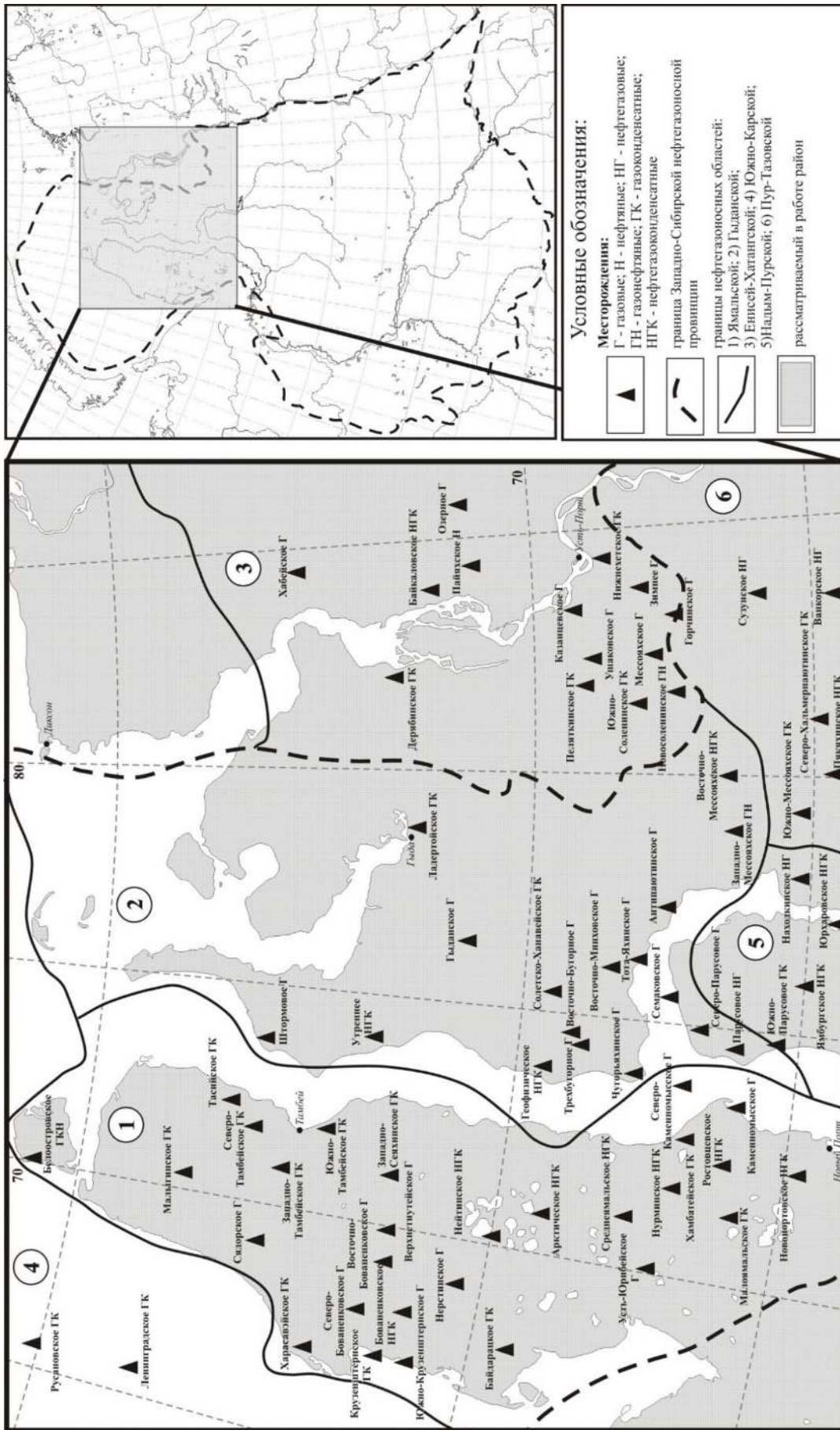


Рис. 1. Обзорная карта-схема рассматриваемого района

Примечание: нефтегазогеологическое районирование и местоположение месторождений соответствует работам [Переоценка..., 2003; Скоробогатов, Строганов, Колеев, 2003].

цов, Битюков, 2002; 2003; 2005а; 2005б; 2005в; Клещев, Шеин, 2010; Климова и др., 2018]. В Ямальской и Гыданской НГО в отложениях нижнего мела также встречаются единичные самостоятельные нефтяные залежи (Западно-Тамбейское, Восточно- и Западно-Мессояхское, Геофизическое, Новопортовское, Ростовцевское, Утреннее (Салмановское) месторождения) [Брехунцов, Битюков, 2002; 2003; 2005а; 2005б; 2005в; Клещев, Шеин, 2010]. В нижнесреднеюрских породах открыты залежи газов и газоконденсатов, главным образом, на п-ве Ямал. На Бованенковском и Новопортовском месторождениях УВ-залежи обнаружены на всех стратиграфических уровнях мезозойского нефтегазоносного комплекса.

Контрольные вопросы

1. В чем состоит актуальность геохимических исследований ОВ- и УВ-флюидов арктических районов Западной и Восточной Сибири?
2. Какие нефтегазоносные комплексы выделяют на севере ЗС НГП?
3. В чем заключается отличительная особенность нефтегазоносности северных районов ЗС НГП от южных и центральных территорий?
4. Какие толщи выполняют роль регионального флюидоупора в арктических районах ЗС НГП?
5. К каким геологическим обстановкам приурочены районы с наименьшей мощностью осадочного чехла?

1. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ИДЕНТИФИКАЦИИ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ И УСТАНОВЛЕНИЯ ИХ ГЕНЕТИЧЕСКИХ СВЯЗЕЙ С НАФТИДАМИ

Нефтегазогенерация и ее масштаб обуславливаются массой fossilized в осадочных породах ОВ, его качеством и уровнем термической зрелости. Соответственно, одним из необходимых условий нефтегазоносности недр является присутствие в осадочном бассейне нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), т.е. пород, содержащих ОВ, количество и качество которого позволяет генерировать и выделять жидкие и газообразные органические соединения в объемах, достаточных для формирования промышленных скоплений УВ-сырья.

Обогащенность осадочных толщ органическим веществом характеризуют современным содержанием в породах органического углерода ($C_{орг}$, % на породу). Согласно накопленной на сегодня геохимической информации практически все осадочные породы, в которых содержания $C_{орг}$ выше 0,1 %, можно рассматривать в качестве потенциально нефтегазоматеринских [Вассоевич, Неручев, 1979]. При характеристике концентрационного распределения ОВ в породах ориентируются на условный критерий его разделения на рассеянные ($C_{орг} < 2,5$ %) и концентрированные ($C_{орг} > 2,5$ %) формы [Вассоевич, 1972], на кларковые значения $C_{орг}$ в стратифере (0,5 %) [Вассоевич, Неручев, 1979] и разных литологических типах пород (карбонаты и песчаники – 0,2 %, глины и аргиллиты – 0,9 %) [Вассоевич, 1972].

Важное значение при исследовании нефтегазообразования имеют параметры, характеризующие нефтегазоматеринский потенциал пород, т.е. количество жидких и газообразных органических соединений, которые они могут генерировать. Для определения нефтегазоматеринского потенциала чаще всего применяют пиролитический метод в варианте Rock-Eval. При помощи этого метода в лабораторных условиях оценивают количество мобильных органических соединений, главным образом углеводородов, которые высвобождаются при термическом воздействии на породу [Тиссо, Вельте, 1981; Лопатин, Емец, 1987; Peters, Cassa, 1994; Peters et al., 2005]. При прогреве пробы от 85 до 250 °С определяется низкотемпературная «битумоидная» составляющая ОВ (пик S_1 , мг УВ / г породы), которая отвечает массе свободных и адсорбированных породой органических соединений, которые высвобождаются из породы при термодесорбции. Высокотемпературная «керогеновая» составляющая ОВ (пик S_2 , мг УВ / г породы) характеризует массу продуктов крекинга керогена и тяжелых фракций битумоида при их пиролизе в температурном диапазоне 250–650 °С. Пиком S_3 фиксируется количество диоксида углерода (мг CO_2 / г породы), который образуется при пиролизе керогена до 400 °С. Высокотемпературный пик S_4 замеряется на последнем этапе пиролитического эксперимента и отражает количество двуокиси и монооксида углерода, которые выделяются при сгорании органического углерода, который остался после пиролиза. Помимо перечисленных параметров регистрируется температура максимального выхода (T_{max}) продуктов пиролитического крекинга керогена в пике S_2 . Для проанализированных проб рассчитывают водородный ($HI = (S_2 / C_{орг}) \cdot 100$, мг УВ / г $C_{орг}$) и кислородный ($OI = (S_3 / C_{орг}) \cdot 100$, мг CO_2 / г $C_{орг}$) индексы, индекс продуктивности ($PI = S_1 / (S_1 + S_2)$).

Для качественной оценки нефтегазогенерационного потенциала пород используют величину ($S_1 + S_2$), значения S_2 и HI. В общем случае чем больше эти значения, тем выше нефтегазо-

генерационные свойства пород. В соответствии с классификацией Б. Тиссо и Д. Вельте [1981], при значениях $(S_1 + S_2) < 0,2$ мг УВ / г породы – у породы отсутствует нефтегазогенерационный потенциал; если $(S_1 + S_2)$ попадает в интервал от 0,2 до 6 мг УВ / г породы, порода является материнской с умеренным генерационным потенциалом; а при $(S_1 + S_2) > 6$ мг УВ / г породы – порода материнская с хорошим генерационным потенциалом. В работе [Лопатин и др., 1987] на примере бажендовской свиты Западной Сибири предлагается дополнить эту классификацию, расширив последний класс: $(S_1 + S_2) = 6 – 50$ мг УВ / г породы – породы с высоким нефтегенерационным потенциалом; $(S_1 + S_2) > 50$ мг УВ / г породы – породы с превосходным нефтегенерационным потенциалом. Н. В. Лопатиным и Т. П. Емец [1987] на основе пиролитического изучения разнотипных осадочных отложений (горючие сланцы, угли, бажендовская и тюменская свиты Западной Сибири) для оценки начального нефтегенерационного потенциала предложена классификация, основанная на величине водородного индекса для зоны протокатагенеза: превосходный – выше 600 мг УВ / г $C_{орг}$, богатый – 600–400 мг УВ / г $C_{орг}$, средний – 400–200 мг УВ / г $C_{орг}$, умеренный – 200–75 мг УВ / г $C_{орг}$, бедный – менее 75 мг УВ / г $C_{орг}$.

При определении нефтегенерационного потенциала часто используют классификацию, основанную на сопоставлении $C_{орг}$ и пиролитических показателей S_1 и S_2 пород с незрелым ОВ (табл. 1).

Таблица 1

Нефтегенерационный потенциал незрелых нефтегазоматеринских пород [Peters, Cassa, 1994]

Нефтегенерационный потенциал	Характеристика органического вещества		
	$C_{орг}$, % на породу	Параметры пиролиза Rock-Eval	
		S_1 , мг УВ / г породы	S_2 , мг УВ / г породы
Плохой	0–0,5	0–0,5	0–2,5
Умеренный	0,5–1	0,5–1	2,5–5
Хороший	1–2	1–2	5–10
Высокий	2–4	2–4	10–20
Превосходный	Больше 4	Больше 4	Больше 20

Таблица 2

Геохимические характеристики генетических типов ОВ и основные продукты генерации [Тиссо, Вельте, 1981; Peters, Cassa, 1994]

Тип керогена	HI, мг УВ / г $C_{орг}$	S_2 / S_3	H / $C_{ат}$	Основной продукт генерации в ГЗН
I (аквагенный)	Больше 600	Больше 15	Больше 1,5	Нефть
II (аквагенный)	300–600	10–15	1,2–1,5	Нефть
II/ III (смешанный)	200–300	5–10	1,0–1,2	Нефть и газ
III (террагенный)	50–200	1–5	0,7–1,0	Газ
IV (окисленный или исчерпавший генерационный потенциал)	Меньше 50	Меньше 1	Меньше 0,7	Отсутствие генерации

Состав продуктов нефтегазообразования обуславливается в первую очередь фациально-генетическим типом ОВ. Аквагенное (сапропелевое, кероген I и II типа) ОВ продуцирует, главным образом, нефти, а образование преимущественно газообразных УВ происходит за счет террагенного (гумусового, кероген III типа) ОВ [Вассоевич, 1985; Конторович, Трофимук, 1976; Конторович, 1976; Peters et al., 2005].

Для определения генотипа ОВ (керогена) применяют пиролитические показатели и элементный состав керогена. Согласно классификации, приведенной в табл. 2, аквагенное ОВ, как правило, имеет превосходный и высокий нефтегенерационный потенциал, а террагенное – умеренный и средний.

Наряду с данными об элементном составе керогена и пиролитической информацией в современных геохимических исследованиях при генетической типизации широко используют изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$): зрелое аквагенное ОВ является изотопно более легким ($\delta^{13}\text{C} < -29\text{‰}$), а террагенное ОВ, наоборот, относительно обогащено изотопом ^{13}C ($\delta^{13}\text{C} > -29\text{‰}$) [Галимов, 1973; Конторович и др., 1986]. Реконструкции источников и условий захоронения ОВ опираются на показатели молекулярно-массового распределения УВ-биомаркеров, которые идентифицируют в составе битумоидов или в продуктах термического разложения керогена [Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters et al., 2005]. Так, ОВ аквагенного генотипа, образованного в морских условиях из липидных остатков фито- и зоопланктона, обычно характеризуется наличием Н-алканов относительно легкого состава – с максимумом распределения на C_{15} , C_{17} , C_{19} . В террагенном ОВ, образованном за счет наземной растительности, максимум распределения приходится на Н-алканы с числом атомов углерода C_{25} , C_{27} , C_{29} . Традиционным показателем окислительно-восстановительных обстановок накопления ОВ является отношение пристан / фитан, которое при значениях > 2 соответствует террагенному ОВ, накапливавшемуся в субокислительных обстановках; а при значениях $< 1,5$ – аквагенному ОВ, накапливавшемуся в восстановительных обстановках. С конца XX века для установления генезиса ОВ широко применяются показатели, рассчитанные по составу полициклических УВ-биомаркеров стеранового и терпанового рядов (табл. 3). Известно, что при восстановительных условиях накопления ОВ существенно повышаются концентрации серосодержащих соединений. Соответственно, одним из показателей обстановок накопления ОВ является отношение фенантрены/дибензтиофены, которое выше для субокислительных условий по сравнению с восстановительными [Тиссо, Вельте, 1981; Конторович и др., 2004; Peters et al., 2005].

Одним из важнейших факторов, который контролирует генерацию и сохранность залежей нефти и газа, является катагенез – длительный и стадийный этап в истории осадочных пород и захороненного в них ОВ, который постепенно сменяет диагенез и предшествует метакатагенезу. На подстадиях мезокатагенеза в результате термолиза и мягкого термокатализа из керогена образуется наиболее значительное количество жидких и газообразных УВ, происходит их эмиграция из НГМТ в резервуары и аккумуляция в виде залежей. С этими подстадиями катагенеза связана главная фаза нефтеобразования (ГФН) [Вассоевич, 1975, 1986; Конторович, Трофимук, 1976; Конторович, 1976]. ГФН занимает значительный период времени, который варьирует в зависимости от фациально-генетического типа ОВ, литотипов вмещающих пород, темпов накопления осадков и их погружения, перерывов в осадконакоплении, от геотермической истории осадочного бассейна. В недрах ГФН отвечает главная зона нефтеобразования (ГЗН), которой в зависимости от типа и возраста осадочного бассейна соответствуют разные глубины и пластовые температуры. Кровля ГЗН, как правило, располагается на глубинах 1,5–3,5 км с температурами 60–100 °С, а подошва – на 3,1–8,0 км с температурами 150–210 °С.

Для определения термокатагенетической преобразованности ОВ традиционно применяют его углепетрографические характеристики и физико-химические свойства, которые позволяют выделять этапы катагенеза и основные продукты нефтегазогенерации. Раннекатагенное преобразование ОВ сопровождается образованием преимущественно газообразных УВ. Нефте- и газогенерация происходит на этапе мезокатагенеза в ГЗН. В высокотемпературной глубинной зоне газообразования (ГЗГ) за счет термического крекинга ОВ массово генерируются УВ-газы. Для установления стадии термокаталитической преобразованности (зрелости) ОВ обычно применяют шкалы, разработанные на основе замеров значений отражательной способности витринита R°_{vt} . В пособии при обсуждении уровня зрелости ОВ НГМТ использована

**Геохимическая значимость параметров по составу УВ-биомаркеров
при определении фашиально-генетического типа ОВ
[Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters et al., 2005 и др.]**

Углеводороды-биомаркеры	Происхождение	Генезис	
		Генотип, условия осадконакопления	Показатели
Стераны			
Преобладание стеранов C ₂₇	Водоросли морские	Аквагенное (морское) ОВ и нефтиды	$C_{27} / C_{29} > 1$
Преобладание стеранов C ₂₉	Многочлеточные водоросли и высшие растения	Террагенное ОВ и нефтиды	$C_{27} / C_{29} < 1$
Диастераны	Водоросли и высшие наземные растения; образуются при диагенезе	Аквагенное и террагенное ОВ и нефтиды	В глинистых породах по сравнению с карбонатными – ↑ <i>диастераны / регулярные стераны</i>
Терпаны			
Норгопан C ₂₉ (адиантан) и гопан C ₃₀ (17 α 21 β)	Бактерии: диплоптен и диплоптерол	Аквагенное и террагенное ОВ и нефтиды	Карбонаты и эвапориты: $C_{29} / C_{30} > 1$
Гомогопаны C ₃₁₋₃₅ (17 α 21 β)	Бактерии: бактериогопантетрол	Аквагенное (морское) ОВ и нефтиды	$C_{35} / C_{34} \gg 1$ – резко восстановительные условия диагенеза
Гаммацеран	Планктонные инфузории	Аквагенное (морское, лагунное, озерное) ОВ и нефтиды, гиперсоленые	% от суммы терпанов
18 α (Н)-Олеанан	Ангоспермовые (покрытосемянные) растения	Террагенное ОВ и нефтиды, окислительные	% от суммы терпанов
Трициклические терпаны C ₁₉₋₂₈ (хейлантаны)	Прокариоты (трициклогексафенол); C ₁₈₋₂₅ – одноклеточные водоросли; C ₁₉₋₂₀ – хвойные растения (абиетиновая кислота)	Аквагенное (морское, лагунное, озерное), террагенное ОВ и нефтиды	ИТС (трицикловый индекс) $= 2 * \sum C_{19-20} / \sum C_{23-26}$ > 1 – террагенное ОВ и нефтиды; < 1 – аквагенное ОВ и нефтиды

стадиальная шкала сибирской школы геологов-нефтяников (табл. 4), на которую опираются исследователи органической геохимии мезозоя Западной Сибири. Для определения степени катагенетической зрелости ОВ используют также элементный состав керогена (Н / C_{ат} и О / C_{ат} уменьшаются с ростом катагенеза), выход битумоидных компонентов и их УВ-состав. В целом в отличие от R^o_{vt} геохимические методы не дают точных градаций катагенеза, однако позволяют оценить термокаталитическую преобразованность ОВ на качественном уровне: незрелое, малозрелое, зрелое, высоkozрелое.

Шкалы катагенеза органического вещества

Подэтап/подстадия	Градации катагенеза		R°_{vt} , %	
	[Конторович, Трофимук, 1976]	[Вассоевич, 1975, 1986; Неручев и др., 1976]		
Протокатагенез (ПК)	ПК ₁	ПК ₁	0,25	
	ПК ₂	ПК ₂	0,30	
	ПК ₃	ПК ₃	0,40	
Мезокатагенез (МК)	Начальный / ранний МК ₁	МК ¹ ₁	МК₁	0,50
		МК ² ₁	МК₂	0,65
	Средний МК ₂	МК ₂	МК ₃	0,85
	Глубинный / поздний МК ₃	МК ¹ ₃	МК₄	1,15
		МК ² ₃	МК ₅	1,50
Апокатагенез (АК)	АК ₁	АК ₁	2,00	
	АК ₂	АК ₂	2,50	
	АК ₃	АК ₃	3,50	
	АК ₄	АК ₄	5,00	

Примечание: серым цветом выделены подстадии катагенеза, соответствующие главной зоне нефтеобразования.

Экспрессно уровень катагенного преобразования ОВ определяют по пиролитическому показателю T_{max} , значения которого хорошо коррелируют с величиной R°_{vt} . В табл. 5 показано, как в общем случае соотносятся эти два показателя. ОВ разного генотипа из-за специфичности компонентного состава имеют различия в диапазонах T_{max} , характеризующих ГЗН. Для аквагенного ОВ, находящегося ГЗН, значения T_{max} укладываются в диапазон 435–450 °С, а для террагенного ОВ на окончании ГЗН величины T_{max} могут достигать 460 °С.

Таблица 5

Изменение параметров генерации жидких углеводородов по мере термического созревания органического вещества [Peters, Cassa, 1994]

Уровень термокаталитической зрелости ОВ	Созревание		Нефтегенерация	
	R°_{vt} , %	T_{max} , °С	выход битумоидов / $C_{орг}$	PI ($S_1 / (S_1 + S_2)$)
Незрелое	0,2–0,6	Ниже 435	Ниже 0,05	Ниже 0,10
Зрелое (начало нефтегенерации)	0,6–0,65	435–445	0,05–0,10	0,10–0,15
Зрелое (пик нефтегенерации)	0,65–0,9	445–450	0,15–0,25	0,25–0,40
Зрелое (затухание нефтеобразования)	0,9–1,35	450–470	–	Выше 0,40
Высокозрелое	Выше 1,35	Выше 470	–	–

Примечание: серый цвет соответствует параметрам, которые характеризуют главную зону нефтеобразования.

При выделении уровня катагенетической преобразованности, который соответствует ГЗН, важное значение имеет битумоидная компонента в составе ОВ. Так, для ГЗН характерен

максимум концентрационного соотношения выход битумоидов / $C_{орг}$. Значения пиролитического индекса PI в диапазоне 0,1–0,4 также указывают на достижение породами ГЗН (см. табл. 5).

В качестве эффективного инструмента для характеристики катагенеза ОВ используют биомаркерные параметры, определяемые при исследовании битумоидов. Традиционно считают [Тиссо, Вельте, 1981; Peters et al., 2005], что индекс CPI ($0,5 \cdot [(\Sigma_{H-C_{25,27,29,31,33}}) / (\Sigma_{H-C_{26,28,30,32,34}} + (\Sigma_{H-C_{25,27,29,31,33}}) / (\Sigma_{H-C_{24,26,28,30,32}}))]$), показывающий соотношение между нечетными и четными высокомолекулярными *n*-алканами, характеризуют зрелое ОВ, когда его значения близки к 1. При термокаталитическом воздействии на полициклические насыщенные УВ и ароматические соединения также происходят закономерные изменения их концентрационных соотношений, которые применяют для характеристики зрелости ОВ (табл. 6).

Нефти и конденсаты, являясь продуктами термодеструкции захороненного ОВ, сохраняют в своем составе важнейшие характеристики состава исходного нефтематеринского ОВ, обусловленные биопредшественниками, условиями его изменений при фоссилизации и за счет термокаталитического воздействия в зоне катагенеза. Соответственно, сопоставление изотопного состава и молекулярных геохимических показателей УВ-флюидов и ОВ (битумоиды и продукты пиролиза) позволяют устанавливать генетические связи между ними, дают возможность выявлять очаги нефтегазогенерации и оценивать ее масштабы.

На сегодняшний день наиболее значительные преобразования природных УВ-систем связывают с микробиальным окислением (биodeградацией) нефтей и конденсатов в залежах [Peters et al., 2005]. В зависимости от степени бактериального воздействия на залежь образуется широкий спектр природных дериватов – от слабо биodeградированных нефтей и конденсатов до природных битумов. При биodeградации наблюдаются последовательные изменения в составе УВ-фракций нафтидов, что позволяет использовать концентрационные соотношения между УВ для выявления биodeградированных нефтей и конденсатов. Наиболее известным признаком микробиального воздействия является уменьшение (до полного исчезновения) содержания в них *n*-алканов, что проявляется наличием на ГЖХ- и ХМС-хроматограммах по общему ионному току (ТИС) ярко выраженного «нафтенного» горба (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters et al., 2005). Соответственно, усиление биodeградации фиксируется по концентрационным соотношениям: *n*-алканы / ациклические изопренаны (\downarrow до 0); пристан / *n*-C₁₇, фитан / *n*-C₁₈, (пристан + фитан) / (*n*-C₁₇ + *n*-C₁₈) (\uparrow). Вслед за *n*-алканами микроорганизмы утилизируют легкие арены (бензол, толуол) \rightarrow изоалканы (включая ациклические изопренаны) \rightarrow алкилзамещенные циклоалканы и циклопентаны \rightarrow ди-, три- и затем полиарены \rightarrow стераны C₂₇₋₂₉ \rightarrow гопаны C₃₀₋₃₅ \rightarrow диастераны \rightarrow гопаны C₂₇₋₂₉ \rightarrow стераны C₂₁₋₂₂ \rightarrow трициклические терпаны и ароматические стероиды [Peters et al., 2005]. Таким образом, показатели по составу полициклических насыщенных УВ, характеризующие фациально-генетический тип и зрелость нафтидов, на ранних этапах биodeградации остаются информативными. Вместе с тем, интенсивное микробиальное окисление нафтидов изменяет концентрационные соотношения между насыщенными полициклическими УВ (см. табл. 6), что используют для определения стадий биodeградации. Наиболее часто в качестве признака высокой стадии биodeградации нафтидов рассматривают присутствие гомологической серии 25-норгопанов в составе терпанов [Peters et al., 2005].

Итак, выше приведен обзор параметров для геохимической характеристики ОВ и нафтидов, которые широко применяются в исследованиях нефтегазоносности как Западной Сибири, так и других осадочных бассейнов мира. В следующих разделах пособия обсуждается использование изложенной геохимической информации для выявления нефтегазоматеринских толщ, характеристики нафтидов и установления генетических связей между ними на примере юрско-нижнемеловых отложений северных и арктических районов Западной Сибири.

Геохимическая значимость параметров по составу УВ-биомаркеров при диагностике катагенеза и биodeградации [Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters et al., 2005 и др.]

Углеводороды-биомаркеры	Катагенез	Биodeградация	Исключения; дополнения
Стераны			
Стераны C ₂₇₋₂₉	При ↑ зрелости: ↑S / (S+R) и ↑параметры: C ₂₉ 20S / (S+R); C ₂₉ ββ(20S+20R) / αα20R	Скорость биоокисления ↓ в ряду: C ₂₇ > C ₂₈ > C ₂₉ ; ααα20R(C ₂₇₋₂₉) > ααα20S(C ₂₇₋₂₉) > αββ20S+20R(C ₂₇₋₂₉); стераны > гопаны	C ₂₇ / C ₂₉ < 1 – древнее (доЄ) ОВ и нафтиды; ↑C ₂₈ / C ₂₉ – в ОВ и нафтидах от доЄ к Kz
Диастераны	При ↑ зрелости: ↑S / (S+R); ↑диастераны / регулярные стераны	При ↑ биodeградации – ↑ диастераны / регулярные стераны	–
Терпаны			
Норгопан C ₂₉ (адиантан) и гопан C ₃₀ (17α21β)	При ↑ зрелости: ↑22S / (22S+22R) (ГГ); незрелое ОВ и нафтиды: наличие биогопанов (17β21β-), ↓22S / (22S+22R) (ГГ)	Скорость биоокисления ↓ в ряду: 22R > 22S; C ₃₅ > C ₃₄ > C ₃₃ > C ₃₁ > C ₃₂ > C ₃₀ > C ₂₉ ; стераны > гопаны; наличие гомологической серии 25-норгопанов	Восстановительные условия диагенеза: ↓ гопаны / гомогопаны
Гомогопаны C ₃₁₋₃₅ (ГГ, 17α21β-конфигурация)			
Моретаны (17β21α)	При ↑ зрелости – ↓моретаны C ₂₉₋₃₀ / гопаны C ₂₉₋₃₀	–	↓ – карбонаты; ↑ – ОВ глин из гиперсоленых озерных бассейнов
Tm (17α-22,29,30-трисноргопан) и Ts (18α-22,29,30-триснорнеогопан)	При ↑ зрелости – ↑Ts / Tm	–	↓Ts / Tm: в карбонатах по сравнению с глинами, при восстановительных условиях диагенеза
Трициклические терпаны C ₁₉₋₂₈ (хейлантаны)	При ↑ зрелости – ↑ трицикланы/ гопаны	При ↑ биоокисления – ↑ трицикланы/ гопаны	Карбонаты мелководного моря – ↑ ∑трициклянов вместе с максимумом на C ₂₃ ; карбонаты – ↑C ₂₂ / C ₂₁ при ↓C ₂₄ / C ₂₃
Арены			
ТАСИ = (ТАС C ₂₁₋₂₂) / ∑ТАС	При ↑ зрелости – значения показателей ↑	–	–
ФИ = 2-мФ / ∑Ф		Ф по отношению к мФ (в % на ∑Ф) ↓ при усилении биodeградации	Неэффективны на высоких стадиях катагенеза
МРІ = (3-мФ + 2-мФ) / (9-мФ + 1-мФ)			
МРІ-1 = 1,5 · (3-мФ + 2-мФ) / (Ф + 9-мФ + 1-мФ)		–	
R _c (МРІ-1, %) = 0,6 · МРІ-1 + 0,4		–	
4- МДБТ/ 1-МДБТ		–	
ДБТИ = (2- +3-МДБТ) / ∑ДБТ;		–	

Примечание: ТАС – триароматические стероиды; Ф – фенантрен(ы); мФ – метилфенантрен; ДБТ – дибензтиофен(ы); МДБТ – метилдибензтиофен; R_c – рассчитанная отражательная способность витринита.

Контрольные вопросы

1. Как оценивают нефтегазогенерационный потенциал породы с помощью данных пиролиза?
2. Каковы основные продукты генерации для керогенов разного типа: I, II, III?
3. Какие параметры по составу УВ-биомаркеров используются для определения фациально-генетического типа ОВ?
4. Каким этапам катагенеза соответствует ГЗН?
5. В чем заключается принципиальное различие между понятиями «главная зона» и «главная фаза» нефтеобразования?
6. Какие значения отражательной способности витринита и пиролитических характеристик ОВ характеризуют начало и конец ГЗН?
7. Какие параметры по составу УВ-биомаркеров используют для диагностики катагенетической преобразованности ОВ?
8. В каком порядке происходит изменение группового состава под воздействием микроорганизмов?
9. Какой углепетрографический параметр используют для оценки зрелости ОВ?
10. По каким параметрам устанавливают генетические связи между УВ-флюидами и ОВ пород?

2. ГЕОХИМИЯ И НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

2.1. Триасовые отложения

Согласно принятой стратиграфической схеме мезозоя Западной Сибири [Решение..., 2004] на п-ве Ямал в объеме нижнего триаса выделяют вулканогенно-осадочную тиутейскую серию, сложенную известняками, мергелями, углистыми аргиллитами. Восточнее, в Енисей-Хатангском районе и на п-ве Гыдан этот же возрастной диапазон характеризует преимущественно вулканогенная красноселькупская серия. Вулканогенно-осадочные образования нижнего триаса перекрываются терригенной тампейской серией, в том числе угленосными породами среднего и верхнего триаса. При этом, согласно [Казаков и др., 2002; Решение..., 2004], с запада на восток увеличивается роль морских условий седиментации: от континентальных до прибрежно-морских. В работе [Скоробогатов, Строганов, 2006] отмечается, что в Енисей-Хатангском районе триас может быть представлен значительным объемом пород морских фаций. Особенности геохимии ОВ триасовых толщ в арктических районах ЗС НГП не изучались, так как вскрыты единичными скважинами. Преимущественно континентальные и прибрежно-морские условия формирования триаса, наличие углистых остатков и прослоев указывают, что, возможно, обогащенные террагенным ОВ породы этого возраста могли быть газоматеринскими. Единичные замеры отражательной способности витринита, установленные региональные закономерности изменения катагенеза ОВ и его глубинная зональность позволили А. Н. Фомину [2011] определить, что уровень зрелости ОВ триаса арктических районов соответствует главным образом апокатагенезу, т.е. деструктивной фазе эволюции ОВ. Таким образом, отсутствие информации по распределению и геохимии ОВ, его высокая преобразованность не позволяют проводить достоверную оценку нефтегазогенерационных свойств триаса в арктических районах ЗС НГП.

Контрольные вопросы

1. Как изменяются по площади обсуждаемого района условия седиментации триасовых отложений?
2. Какой уровень катагенетической преобразованности определен для ОВ пород триасового возраста в северных районах ЗС НГП?
3. По каким причинам невозможна достоверная оценка нефтегазогенерационных свойств триасовых толщ арктических районов ЗС НГП?

2.2. Юрские отложения

На триасовых осадочных породах плитного комплекса и палеозойских породах фундамента залегают юрские терригенные отложения. Нижнесреднеюрский разрез арктических

районов ЗС НГП начинается с проницаемой мощной толщи песчаников с подчиненными прослоями алевролитов и глин *зимней* свиты (J_{1h-p} , до 600 м) (рис. 2) [Решение..., 2004; Казаненков и др., 2014]. Далее, снизу вверх по разрезу, выделяют последовательно чередующиеся преимущественно глинистые *левинскую* (J_{1p} , 10–80 м), *китербютскую* (J_{1t} , 40–60 м), *лайдинскую* (J_{2a} , 45–100 м), *леонтьевскую* (J_{2b} , 75–475 м) и песчаные *шараповскую* (J_{1p} , 100–200 м), *надояхскую* (J_{1t} , 185–300 м), *вымскую* (J_{2b} , 70–250 м), *малышевскую* (J_{2bt} , 200–300 м) свиты. На п-ве Ямал на песчаниках малышевской свиты залегают аргиллиты *абалакской* ($J_{2bt}-J_{3v}$, 10–40 м) или *нурминской* ($J_{2bt}-J_{3v}$, 50–100 м) свит, а выше по разрезу – *баженовской* ($J_{3v}-K_{1b}$, 7–90 м) свиты (см. рис. 2). В крайних южной и юго-западной частях полуострова глинистые келловей-верхнеюрские отложения выделяют как *даниловскую* свиту ($J_{2cl}-K_{1b}$, до 120 м). На п-ве Гыдан и на северо-западе Енисей-Хатангского района келловей-верхнеюрский разрез представлен *гольчихинской* свитой ($J_{2bt}-K_{1b}$) (см. рис. 2), сложенной аргиллитами с прослоями алевролитов, реже песчаников мощностью до 950 м. В юго-восточной части рассматриваемого района в объеме верхнего бата-келловея выделяют глинистую *точинскую* свиту ($J_{2bt}-J_{2k}$, 25–200 м) с подстилающей ее пахомовской песчаной пачкой (4–10 м). Выше по разрезу залегают преимущественно песчаники *сиговской* свиты ($J_{2k}-J_{3km}$, 40–400 м), которая перекрывается глинами *яновстанской* свиты ($J_{3km}-K_{1b}$, до 700 м). По всему юрскому разрезу отмечается чередование пород разного литотипа, которое объясняют эвстатическими колебаниями уровня моря: формирование преимущественно песчаных проницаемых толщ соответствует прибрежно-морским и континентальным (на периферии бассейна, например, на юго-западе п-ва Ямал) условиям осадконакопления, а глинистых слабопроницаемых отложений – преимущественно морским условиям максимумов трансгрессивных этапов развития бассейна седиментации [Конторович и др., 1975; Решение..., 2004; Никитенко, 2009; Девятов и др., 2011; Конторович и др., 2013а]. Мощности юрских отложений значительно различаются: увеличиваются в зонах тектонического опускания и резко уменьшаются в зонах поднятий [Конторович и др., 1994а, 1994б; Решение..., 2004; Строганов, Скоробогатов, 2006].

Нижнеюрские отложения и лайдинская свита (J_{2a}) северных и арктических районов ЗС НГП геохимическими исследованиями охарактеризованы довольно скудно (табл. 7). Средние содержания $C_{орг}$ в аргиллитах и алевритистых аргиллитах этого возрастного диапазона составляют 0,8–1,9 % на породу, при этом доля образцов с $C_{орг}$ ниже 1 % варьирует от 32 до 65 % [Конторович и др., 2013а; Гурари и др., 2005; Ким, Родченко, 2013; Филипцов и др., 1998; Болдушевская, 2001].

Породы, расположенные в наиболее погруженных участках, находятся в глубинной зоне газообразования. В *зимней*, *шараповской* и *китербютской* свитах в составе ОВ отмечается значительная доля аквагенной составляющей [Конторович и др., 2013а; Ульянов 2011; Бостриков, Ларичев, 2016; Афанасенков и др., 2018], однако для них установлены низкие значения водородного индекса HI (< 200 мг УВ / г $C_{орг}$) (см. табл. 7), что обусловлено существенной реализацией генерационного потенциала за счет высокой катагенетической преобразованности ОВ.

Породы средней юры на территории п-ов Ямал и Гыдан обогащены (в среднем по свитам $C_{орг}$ 1,8–3,8 % на породу) (см. табл. 7) преимущественно террагенным ОВ, связанным с высшей наземной растительностью, или ОВ смешанного генезиса. Однако в каждой из этих свит на севере Западной Сибири встречены прослой аргиллитов, где по распределению УВ-биомаркеров, в том числе по соотношению гомологов стеранов и трицикланов, диагностировано преобладание аквагенного ОВ [Конторович и др., 2013а; Скоробогатов и др., 2003; Чахмахчев и др., 1995]. Аквагенный тип исходного ОВ подтверждается изотопным составом углерода фракций малышевского и вымского битумоидов из скв. Бованенковская-116 (–29,5...–26,5 ‰) [Лопатин и др., 1992]. В работе [Лопатин и др., 1987] на примере скв. Бованенковская-116, 114 и 119 показано, что аргиллиты малышевской и вымской свиты из 6–8 прослоев с повышенными HI (175–285 мг УВ / г $C_{орг}$, кероген II типа) обладают достаточно высоким нефтегенерационным

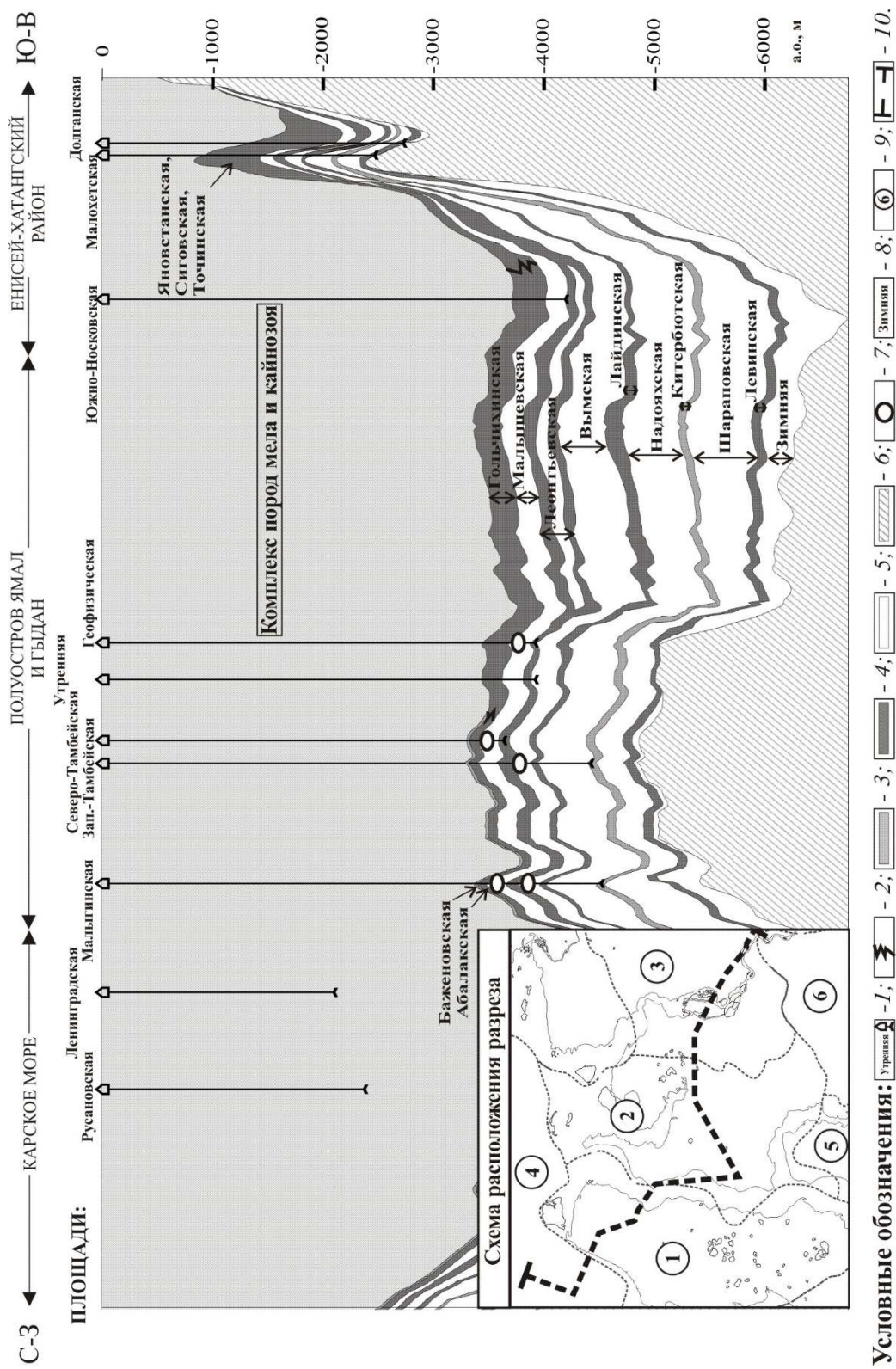


Рис. 2. Принципиальная схема строения юрского продуктивного комплекса арктической части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (соответствует работе [Казанков и др., 2014] с сокращениями):

1 – глубокие скважины; 2 – региональные фациальные замещения; 3 – региональные нефтепроизводящие отложения; 4 – региональные флюидоупоры; 5 – региональные проницаемые комплексы; 6 – доюрский комплекс пород; 7 – газоконденсатные залежи; 8 – свиты согласно [Решения..., 2004]; 9 – НГО (названия см. на рис. 1); 10 – линия разреза

Нефтегазогенерационный потенциал и геохимия органического вещества юрских отложений арктических районов Западной Сибири

Возраст вмещающих отложений (свита)	Параметры				Соотношения УВ-состава	Геохимическая интерпретация	Ссылка(и)
	$C_{орг}$ % на породе	Данные пиролиза: NI , T_{max}	$\delta^{13}C_{орг}$, ‰	4			
1	2	3	4	5	6	7	
J_{3v} (баженов- ская)	0,8–7,0 увели- чивается к С и С-3	NI 147–305 до > 500 мг УВ / г $C_{орг}$ T_{max} 440– 460 °С	н/д	Пристан / фитан 2,6; сте- раны C_{29} / C_{27} 0,6; $SP1$ 1,1, диагопан C_{30} / (гопан C_{30} + моретан C_{30}) 0,9, Ts / Tm 0,5 стераны C_{29}: $20S$ / ($20S$ + $20R$) 0,51; $\beta\beta$ / ($\beta\beta$ + $\alpha\alpha$) 0,48 гомогопаны C_{31}: $22S$ / ($22S$ + $22R$) 0,6 $MP1$ 0,7; MPR 0,8; TAC_{20} / (TAC_{20} + TAC_{28}) 0,7	Аквагенный генотип ОВ в просло- ях с примесью террагенного. Кага- генез на уровне $МК_2$ – $МК_3$ (ГЗН, в погруженных участках завершаю- щая стадия нефтеобразования)	Лопатин и др., 1987; 1992; Чахмачев и др., 1995; Скоробогатов, Строганов, 2006; Улья- нов, 2011; Ступакова и др., 2014; Дешин и др., 2017; Дешин, Бур- штейн, 2018; Конгоро- вич и др., 2018, 2019; Samoilenko et al., 2019	
J_{2-3} (абалак- ская, нурмин- ская)	0,4–1,2 до 6,5 увеличивает- ся к С и С-3	NI 20–190 мг УВ / г $C_{орг}$ T_{max} 430–455 до 482 °С (Хараса- вейское и В.-Ха- расавейское м-я)	н/д	н/д	Смешанный генотип ОВ. Потенци- ально НГМТ . Кагагенез на уровне от $МК_1$ до $МК_3$, увеличивается к С-3 (главным образом, ГЗН)	Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Улья- нов, 2011; Соболева и др., 2019	
J_{2-3} (данилов- ская)	1,5–5,3	н/д	н/д	н/д	Аквагенный генотип ОВ, потен- циально НГМТ . Низкая зрелость ОВ – уровень кагагенеза не выше $МК_1$	Попов, Исаев, 2011	
J_3 (гольчи- хинская)	В среднем 0,24–1,80 до 7 (п-в Гыдан); 0,5–5,0 до 10 (ЕХР);	NI 35–194 до 400 мг УВ / г $C_{орг}$ в верхней части	В.ч. –31... –30; Н.ч. –25...–24	В.ч.: пристан / фитан 1,9– 3,6; стераны C_{29} / C_{27} ~ 1; ГТС < 1 гомогопаны C_{35} / C_{34} 0,4–0,7	Обогащенная аквагенным ОВ верх- няя часть свиты имеет высокий нефтегенерационный потенциал; накопление этой толщи происходи- ло в слабососстановительных	Филищов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ким, Родченко, 2013; Родченко, 2016; Ша- дрин и др., 2018;	

	верхняя часть более обогащена по сравнению с нижней (исключая прослой с углефицированными детритом – до 10 %)	до 460–488 °С в нижней части		Н.ч.: пристан / фитан 3,5–4,7; стераны C ₂₉ / C ₂₇ >> 1; I _{тс} >> 1; гомолопаны C ₃₅ / C ₃₄ 0,4–0,5. Продукты термолитиза (п-в Гыдан): пристан / фитан 1,3–1,5 (САВ), 0,8–0,9 (керогены); стераны C ₂₉ / C ₂₇ ~ 1	условиях, уровень зрелости соответствует ГЗН. Нижняя часть свиты обогащена окисленным террагенным ОВ, находится в конце ГЗН, а в погруженных районах в ГЗГ	Афанасенков и др., 2018, 2019; Гордадзе и др., 2019; Никитенко и др., 2020
J ₃ (яновстанская)	В среднем 0,7–1,6 % до 5–6 % (в С.ч.) и 2–3 % (в Н.ч.)	НІ 115–135 (В.ч.), до 400–500 мг УВ / г Сорг (С.ч.) T _{max} 433–448 °С (повышается с глубиной)	В.ч. –32...–31; Н.ч. ~ –25	Для С. ч.: пристан / фитан 1,8–2,6; стераны C ₂₉ / C ₂₇ 1,0–1,1; I _{тс} 0,6; СРІ ≈ 1 (до >> 1); Ts / Tm 0–5,0 стераны С29: 20S / (20S + 20R) 0,1–0,6; ββ / (ββ + αα) 0,5–0,8; 4- / 1-МДБТ 0,9–9,5; ТА(І) / ТА(І+ІІ) 9–62	Обогащенная аквагенным ОВ пачка с превосходным нефтегенерационным потенциалом локализована в средней части свиты; накопление этой толщи происходило в восстановительных условиях (но в меньшей мере по сравнению с баженовской свитой); уровень зрелости в погруженных частях рассматриваемого района соответствует ГЗН; в районе Ванкорского месторождения ОВ не вступило в активную генерацию нефти	Филиппов и др., 1998; 2006; Болдушевская, 2001; Ларичев и др., 2003; Гончаров и др., 2009а, 2011; Ким, Родченко, 2013; Родченко, 2016; Афанасенков и др., 2018, 2019; Исаев, Поляков, 2020
J ₃₀ (ситовская)	В среднем 0,6–2,9	НІ 60–160 мг УВ / г Сорг T _{max} 430–460 °С	–30...–25	Пристан / фитан > 2, стераны C ₂₉ / C ₂₇ > 1, гомолопаны C ₃₅ / C ₃₄ 0,4–0,8	Террагенный генотип ОВ, невысокий газогенерационный потенциал, невысоким нефтегенерационный потенциалом могут обладать аквагенные прослой; уровень зрелости соответствует ГЗН. Повышенные С _{орг} характерны для прослоев, обогащенных обугленным растительным детритом	Болдушевская, 2001; Ларичев и др., 2003; Гончаров др., 2011; Ким, Родченко, 2013; Родченко, 2016; Афанасенков и др., 2019
J _{3km} (точинская)	В среднем 1,2–2,7	НІ 65–170 мг УВ / г Сорг T _{max} 433–447 °С	–26...–23	н/д	Террагенный генотип ОВ, невысокий газогенерационный потенциал, уровень зрелости соответствует ГЗН	Болдушевская, 2001; Гончаров и др., 2011; Ким, Родченко, 2013

1	2	3	4	5	6	7
<p> J_{2b} (малышевская, п-ва Ямал и Гыдан) </p>	<p> 0,5–9,5, увеличивается к С-3, в среднем 2,5–3,5 </p>	<p> НП, главным образом < 180 мг УВ / г $C_{орг}$ в богатых $C_{орг}$ прослоях >> 200 T_{max} 440–480 °С, на юге п-ва Ямал 424–430 °С </p>	<p> н/д </p>	<p> Пристан / фитан 1,5–4,0, стераны C_{29} / C_{27} 1,6–1,7; $СР1 \approx 1$; T_s / T_m 0,9–1,7 </p>	<p> Террагенный и смешанный генотип ОВ с прослоями, обогащенными аквагенным ОВ. Высокий, прослоями превосходный нефтегазогенерационный потенциал. Катагенез на уровне МК₂, завершающая стадия нефтеобразования, в погруженных участках – начало ГЗГ. На юге п-ва Ямал наименее зрелое ОВ </p>	<p> Лопатин и др., 1987; 1992; Скоробогатов и др., 2003; Гурари и др., 2005; Попов, Исаев, 2011; Ульянов, 2011; Конторович и др., 2013а, 2013б; Дешин и др., 2017; Дешин, Бурштейн, 2018; Афанасенков и др., 2018 </p>
<p> J_{2b} (малышевская, ЕХР) </p>	<p> В среднем 0,7–3,0 до 60 и более в У </p>	<p> НП 36–371 мг УВ / г $C_{орг}$ T_{max}: 435–460 °С </p>	<p> –27...–23 (один анализ –31) </p>	<p> Пристан / фитан 3–5, стераны $C_{29} / C_{27} > 1$, $T_s > 1$ </p>	<p> Террагенный и аквагенный генотип ОВ, превосходный нефтегазогенерационный потенциал обогащенных ОВ прослоев. В погруженных участках генерационный потенциал реализован </p>	<p> Филищов и др., 1998; 2006; Болдушевская, 2001; Ларичев и др., 2003; Гончаров и др., 2011; Ким, Родченко, 2013 </p>
<p> J_{2b} (леонтьевская, п-ва Ямал и Гыдан) </p>	<p> 0,5–3,0 </p>	<p> НП < 220 мг УВ / г $C_{орг}$ T_{max} 430–475 °С </p>	<p> н/д </p>	<p> Пристан / фитан > 2; стераны C_{29} / C_{27} 0,7; $СР1$ 1,1; T_s / T_m 0,9; стераны C_{29}: 20S / (20S + 20R) 0,5; $\beta\beta / (\beta\beta + \alpha\alpha)$ 0,5; МР1 0,8; МРР 1; $TAC_{20} / (TAC_{20} + TAC_{28})$ 0,9 </p>	<p> Террагенный и смешанный генотип ОВ, частично реализованный газо- и нефтегазогенерационный потенциал. Уровень катагенеза увеличивается к северу от МК₁ (Новопортовское месторождение) до МК₃ (Харасавейское месторождение) </p>	<p> Чахмахчев и др., 1995; Гурари и др., 2005; Ульянов, 2011; Бостриков, Ларичев, 2016; Афанасенков и др., 2018; Соболева и др., 2019 </p>
<p> J_{2b} (леонтьевская, ЕХР) </p>	<p> В среднем 1,2–1,5 до 2 % в Арг. </p>	<p> НП 46–139 мг УВ / г $C_{орг}$ T_{max} 442–468 °С </p>	<p> –27...–24 </p>	<p> н/д </p>	<p> Террагенный и смешанный генотип ОВ, невысокий, частично реализованный преимущественно газогенерационный потенциал </p>	<p> Филищов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ким, Родченко, 2013 </p>
<p> J_{2b} (вымская, п-ва Ямал и Гыдан) </p>	<p> 1,6–9,3, в среднем 3,8 </p>	<p> НП < 240 мг УВ / г $C_{орг}$ T_{max} 451–510 °С </p>	<p> н/д </p>	<p> Пристан / фитан 1,3; стераны C_{29} / C_{27} 1,2; $СР1 \approx 1$; T_s / T_m 0,6 (скв. Харасавейская-103) </p>	<p> Смешанный и террагенный генотип ОВ, невысокий, частично реализованный преимущественно газогенерационный потенциал. </p>	<p> Лопатин и др., 1987; Скоробогатов и др., 2003; Гурари и др., 2005; Афанасенков </p>

						На севере п-ва Ямал (скв. Харасавейская-103) преобладание аквагенного ОВ с реализованным нефтегазогенерационным потенциалом Террагенный и смешанный генотип ОВ, невысокий, частично реализованный , преимущественно газогенерационный потенциал	Ульянов, 2011; Шадрина и др., 2018; Филиппов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ким, Родченко, 2013
J_{2b} (вымская, EXP)	В среднем 0,6–2,7	$HI < 150$ мг УВ/г $C_{орг}$ при $T_{max} > 460$ °С до 350 мг УВ / г $C_{орг}$ в слабозрелых породах	-29...-23	н/д	н/д		
J_{2a} (лайдинская, п-ва Ямал и Гыдан)	0,5–2,4, в среднем 1,5–1,9	$HI < 240$ мг УВ / г $C_{орг}$ T_{max} 445–500 °С	н/д	Пристан / фитан 1,3–1,9		Террагенный и смешанный генотип ОВ, невысокий нефтегазогенерационный потенциал . Катагенез на уровне МК2-3, завершающая стадия нефтегенерации, в погруженных зонах – ГЗГ	Ульянов, 2011; Бостриков, Ларичев, 2016; Соболева и др., 2019
J_1 (включая лайдинскую, EXP)	В среднем 1,4	HI 50-110 (редко до 180) мг УВ / г $C_{орг}$ T_{max} 450–455 °С	-27...-25	Стераны $C_{29} / C_{27} > 1,74$; $I_{тс} >> 1$		Террагенный генотип ОВ. Генерационный потенциал пород в значительной мере реализован , катагенез на уровне МК2, в погруженных зонах до МК3	Конторович и др., 1994б; Филиппов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ким, Родченко, 2013
J_{1t} (надоянская, п-ва Ямал и Гыдан)	0,7–1,9, в среднем 1,7	HI 20 мг УВ / г $C_{орг}$ T_{max} 536 °С (скв. Харасавейская-103)	н/д	Пристан / фитан 1,4; стераны C_{29} / C_{27} 1,2; $СР1 \approx 1$; T_s / T_m 0,8 (скв. Харасавейская-103)		Смешанный генотип ОВ с преобладанием террагенного ОВ. Катагенез на уровне завершающей стадии нефтегенерации. На севере п-ва Ямал (скв. Харасавейская-103) преобладание аквагенного ОВ с реализованным нефтегазогенерационным потенциалом	Скоробогатов и др., 2003; Гулари и др., 2005; Ульянов, 2011
J_{1t} (китерботуская, п-ва Ямал и Гыдан)	0,4–5,2, в среднем 1,7	HI 50–180 мг УВ / г $C_{орг}$ T_{max} 445–470 °С	-28...-26	н/д		Смешанный генотип ОВ со значительной долей аквагенного ОВ. Реализованный нефтегазогенерационный потенциал . Катагенез на уровне МК2, в погруженных зонах до МК3 (главным образом ГЗГ)	Конторович и др., 1994а; Гулари и др., 2005; Ульянов, 2011; Бостриков, Ларичев, 2016; Афанасенков и др., 2018; Соболева и др., 2019

1	2	3	4	5	6	7
<p> $J_{\text{гр}}$ (шараповская, п-ва Ямал и Гыдан) </p>	<p> 0,3–1,6, в среднем 1,3 </p>	<p> $HI < 60$ мг УВ / г $C_{\text{орг}}$ T_{max} до 480 °С </p>	н/д	<p> Пристан / фитан 1.0–1.6; стераны C_{29} / C_{27} 1,0–1,2; $SP1 \approx 1$; Ts / Tm 1,1–1,2 (скв. В.-Бованенковская-11) </p>	<p> Смешанный генотип ОВ, прослоями с преобладанием аквагенной составляющей (скв. В.-Бованенковская-11). Нефтегенерационный потенциал исчерпан. Невысокий преимущественно газогенационный потенциал. Катагенез на уровне MK_{2-3} (главным образом ГЗГ) </p>	<p> Скоробогатов и др., 2003; Гурари и др., 2005; Ульянов, 2011 </p>
<p> $J_{\text{гр}}$ (левинская, п-в Ямал) </p>	<p> 0,2–1,5, в среднем 1,1 </p>	<p> HI 30–100 мг УВ / г $C_{\text{орг}}$ T_{max} 455–480 °С </p>	н/д	<p> Максимум распределения Налканов на C_{21-23} </p>	<p> Террагенный генотип ОВ. Невысокий газогенационный потенциал. Катагенез на уровне MK_3 (ГЗГ) </p>	<p> Гурари и др., 2005; Ульянов, 2011; Бостриков, Ларичев, 2016; Соболева и др., 2019 </p>
<p> $J_{\text{гр}}$ (зимняя, п-в Ямал) </p>	<p> 0,3–1,7, в среднем 1,3 </p>	н/д	н/д	н/д	<p> Смешанный генотип ОВ со значительной долей аквагенного ОВ. Нефтегенерационный потенциал исчерпан. Катагенез на уровне MK_3 (ГЗГ) </p>	<p> Гурари и др., 2005; Конторович и др., 2013а </p>

Примечание: н/д – нет данных; ЕХР – Енисей-Хатангский район; Арг. – аргиллиты; А. – алевролиты; У. – угли; Н.ч. – нижняя часть; С.ч. – средняя часть; В.ч. – верхняя часть; НГМТ – нефтегазоматеринская толща; ГЗН – главная зона нефтеобразования; ГЗГ – глубинная зона газообразования; ТАС – триароматические стероиды; САВ – смолисто-асфальтеновые вещества; НН – hydrogen index (водородный индекс, отношение количества вещества, высвобождающегося при термическом крекинге керогена (пиролитический пик S_2), к содержанию $C_{\text{орг}}$ в пробе); T_{max} – температура максимального выхода УВ в пиролитическом пике S_2 ; $SP1 = 0,5 \cdot [(\sum \text{Н-алканы } C_{25}, 27, 29, 31, 33 / \sum \text{Н-алканы } C_{26}, 28, 30, 32, 34) + (\sum \text{Н-алканы } C_{25}, 27, 29, 31, 33 / \sum \text{Н-алканы } C_{24}, 26, 28, 30, 32)]$; Ts / Tm – 18α -22,29,30-триснорнеогонан / 17α -22,29,30-трисноргопан; $ITS = 2 \cdot \sum$ трицикланы C_{19-20} / \sum трицикланы C_{23-26} ; $TA(I+II) - \sum TAC$ $C_{20-21} / (\sum TAC$ $C_{2021} + C_{26-28})$; ТАСИ = TAC $C_{21-22} / \sum TAC$; 4 / 1МДБТ – 4-метил / 1-метилдибензотиофен; МРР = 2метил / 1метилфенантрен; ФИ = 2-метилфенантрен / \sum фенантрены; ДБТИ = $(2- + 3\text{метилдибензотиофен}) / \sum$ дибензотиофены; Ф/ДБТ = \sum фенантрены / \sum дибензотиофены; МРІ = $(3\text{-метил} + 2\text{-метилфенантрен}) / (9\text{-метил} + 1\text{-метилфенантрен})$.

Стадии катагенеза приводятся в соответствии с работой [Конторович, 1976].

потенциалом. Уровень их зрелости (МК2) оптимален для его реализации, что, вероятно, привело к аккумуляции значительных масс жидких УВ в близлежащих песчаных пластах. Несомненно, что кроме жидких УВ среднеюрские отложения, особенно в наиболее погруженных частях рассматриваемого района, где достигли ГЗГ, генерировали значительные количества УВ-газов. В Енисей-Хатангском районе в среднеюрских вымской и леонтьевской свитах содержания Сорг и значения параметра НІ находятся примерно на том же уровне, что и для нижнеюрских отложений (см. табл. 7). Однако для пород вымской свиты с низким катагенезом ОВ, приуроченным к бортам поднятий, значения НІ могут достигать 350 мг УВ / г С_{орг} [Ким, Родченко, 2013], что вместе с данными по изотопному составу Сорг позволяет предполагать не только террагенный, но и смешанный генотип ОВ этих толщ. В обогащенных ОВ прослоях малышевской свиты С_{орг} в среднем составляет 2–3 % на породу [Гончаров и др., 2011; Ким, Родченко, 2013]. Повышенные содержания С_{орг} связаны с высокой угленасыщенностью пород и достигают > 60 % для углей. Высокие содержания углистого вещества, визуально определяемые в керне, и обогащенность Сорг изотопом ¹³С ($\delta^{13}\text{C}_{\text{орг}} > -27 \text{‰}$) свидетельствуют о преимущественно террагенном генотипе ОВ малышевской свиты. Однако результаты изучения молекулярного состава битумоидов (Пайяхская и Южно-Носковская площади) позволили выявить аквагенные прослои в этой толще [Ким, Родченко, 2013].

Таким образом, согласно опубликованным исследованиям (см. табл. 7), нижнесреднеюрские толщи, обогащенные преимущественно террагенным или смешанным высоkozрелым ОВ, практически повсеместно прошли стадии нефте- и газообразования, т.е. реализовали свой генерационный потенциал [Конторович и др., 1994а, 1994б, 2013б; Филиппов, 1998; Фомин, 2011; Болдушевская, 2001; Ступакова и др., 2014]. Несмотря на невысокий современный газогенерационный потенциал, значительные суммарные мощности тонкозернистых пород нижней и средней юры могли генерировать значительные объемы УВ-флюидов. В соответствии с результатами бассейнового моделирования [Конторович и др., 2013а] в юрско-меловые залежи Ямало-Гыданского района из нижнесреднеюрских пород поступило более 70 % аккумулярованных в них УВ-газов. Нижнеюрские зимняя, шараповская, китербютская и среднеюрские лайдинская и малышевская свиты, обогащенные смешанным, с высокой долей аквагенного ОВ, считаются одним из источников жидких УВ [Воробьева и др., 1992; Chakhmakhchev et al., 1994; Чахмахчев и др., 1995; Конторович и др., 2013б; Fursenko, Kim, 2019]. По оценкам А. Э. Конторовича с коллегами [2013а], на п-вах Ямал и Гыдан около 40 % нефти генерировано нижнесреднеюрскими толщами. Согласно работе [Сафронов и др., 2011], с оговоркой авторов о низкой достоверности полученных результатов из-за слабой геолого-геохимической изученности, среднеюрские НГМТ могли быть поставщиком около 23 % жидких и 16 % газообразных УВ, аккумулярованных в залежах Енисей-Хатангского района.

Залегающие на малышевской свите абалакская и ее стратиграфический аналог нурминская свиты (северо-восток, центральные части и юго-запад п-ва Ямал соответственно) содержат смешанное ОВ (НІ до 190 мг УВ/ г С_{орг}). Рост концентраций С_{орг} в сторону Карского моря до 1,2–6,5 % и увеличение степени зрелости ОВ до МК3 в том же направлении позволяют рассматривать абалакскую свиту как потенциально нефтематеринскую [Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ульянов, 2011; Соболева и др., 2019]. Концентрации Сорг в верхнеюрской баженовской свите в среднем составляют 2–4 % на породу [Скоробогатов и др., 2003; Дешин, Бурштейн, 2018; Дешин и др., 2017; Ульянов, 2011; Соболева и др., 2019]. Максимальные значения пиролитического показателя НІ (320–347 мг УВ / г С_{орг} при T_{max} 444–448 °С) определены в пределах Бованенковской площади [Лопатин и др., 1987], что, учитывая уровень зрелости, соответствующий ГЗН, позволяет оценить начальные значения этого показателя выше 550–600 мг УВ / г С_{орг}. Такие значения НІ соответствуют аквагенному ОВ с превосходным нефтегенерационным потенциалом. УВ-биомаркеры баженовской свиты п-ва Ямал изучены на примере битумоида из керна Северо-Тамбейского месторождения [Чахмахчев и др.,

1995]. Для изученной пробы характерны высокие значения отношения пристан / фитан ($>>2$), преобладание гомогпанов C_{34} над гомогпанами C_{35} , стеранов C_{27} над гомологами C_{28} и C_{29} (соотношение их концентраций 54 : 12 : 34), т.е. соответствуют аквагенному генотипу ОВ, которое накапливалось в слабовосстановительных обстановках. Изомерные соотношения стеранов и гопанов, параметры зрелости по составу аренов (см. табл. 7) позволяют считать ОВ зрелым. На Малыгинском месторождении аквагенный генотип ОВ баженновской свиты подтверждается низкими значениями $\delta^{13}C$ насыщенной ($\sim -30\text{‰}$) и ароматической ($\sim -29\text{‰}$) фракций битумоидов [Katz et al., 2003]. Согласно карте катагенеза ОВ для кровли юрского комплекса [Фомин, 2011], баженновская свита находится в ГЗН и в наиболее погруженных районах достигла ГЗГ. Все это доказывает, что свита генерировала значительные количества жидких УВ. В южной части п-ва Ямал (Малоямальское месторождение) верхнеюрские отложения представлены даниловской свитой, содержащей аквагенное ОВ с концентрациями $C_{орг}$ от 1,5 до 5,3 % на породу [Попов, Исаев, 2011]. Из-за невысокой зрелости ОВ (R_{vt}^0 0,5–0,7 %, МК₁) даниловская свита не могла генерировать значимых количеств жидких УВ [Фомин, 2011].

На п-ве Гыдан и на севере Енисей-Хатангского района верхнеюрские отложения включены в состав гольчихинской свиты, в которой содержание $C_{орг}$ изменяется в широком диапазоне (см. табл. 7), достигая более 10 % в пробах из нижней части, обогащенной углистым детритом. В верхней части (J_{3v3} – K_{1b1} , мощность 50–60 м), которая является возрастным аналогом баженновской свиты, содержания $C_{орг}$ достигают 2 % на породу и более [Родченко, 2016; Никитенко и др., 2020]. На территории п-ва Гыдан пиролитические исследования показали хороший нефтегенерационный потенциал (НІ до 250 мг УВ / г $C_{орг}$ при T_{max} до 440–445 °С) аргиллитов гольчихинской свиты, в том числе вскрытых в скв. Геофизическая-55 [Шадрина и др., 2018; Афанасенков и др., 2018]. В Енисей-Хатангском районе биомаркерные характеристики битумоидов и легкий изотопный состав $C_{орг}$ (см. табл. 7) свидетельствуют об аквагенном генотипе ОВ верхов гольчихинской свиты, что вместе с высокими значениями НІ (до 400 мг УВ / г $C_{орг}$) позволяет рассматривать ее как нефтематеринскую с высоким генерационным потенциалом. Катагенез ОВ этого интервала соответствует ГЗН. Значительная часть свиты, залегающая ниже толщи, обогащенной аквагенным ОВ, содержит преимущественно террагенное ОВ, НІ для которой редко превышает 150–160 мг УВ / г $C_{орг}$ (см. табл. 7) [Родченко, 2016; Афанасенков и др., 2019]. Высокая катагенетическая преобразованность ОВ низов гольчихинской свиты, особенно в погруженных частях рассматриваемого района, обусловила значительную реализацию его преимущественно газогенерационного потенциала. На юго-востоке Енисей-Хатангского района в точинской и, выше по разрезу, в сиговской свитах, соответствующих по возрасту низам гольчихинской свиты, содержания $C_{орг}$, согласно средним оценкам, достаточно высокие (см. табл. 7). Однако низкие значения НІ (см. табл. 7) и преимущественно террагенный генотип ОВ, окисленного в диагенезе, предполагают невысокий преимущественно газогенерационный потенциал этих пород [Родченко, 2016; Афанасенков и др., 2019]. Вместе с тем, в работе [Афанасенков и др., 2019] на примере скв. Сузунская-4 показано присутствие в сиговской свите аквагенного ОВ, что позволяет предполагать возможность генерации в этих породах жидких УВ наряду с газообразными. В вышезалегающей яновстанской свите наблюдается неравномерное распределение ОВ (см. табл. 7). Зрелость ОВ свиты в погруженных участках соответствует ГЗН. Максимальные содержания $C_{орг}$ (до 5–6 % на породу) и высокие значения параметра НІ (400–500 мг УВ / г $C_{орг}$) [Гончаров и др., 2009а, 2011] характеризуют среднюю часть свиты (50–60 м), в которой сконцентрировано аквагенное ОВ с превосходным нефтегенерационным потенциалом. ОВ смешанного генезиса (II–III типы керогена) яновстанской свиты на Пайяхской площади также обладает повышенным нефтематеринским потенциалом ($(S_1 + S_2)$ варьирует от 1,0 до 10,7 мг УВ / г породы) со значениями НІ до 280 мг УВ / г $C_{орг}$ при средних T_{max} 445 °С [Климова и др., 2018]. Такие геохимические особенности ОВ позволяют считать, что эти обогащенные зрелым аквагенным ОВ прослой яновстанской свиты, локализованные

в погруженных зонах, являются основным источником жидких УВ, которые были аккумулярованы в залежах месторождений Ванкорской [Дахнова и др., 2009; Гончаров и др., 2011; Ким, Родченко, 2013; Родченко, 2016] и Пайяхской [Климова и др., 2018; Афанасенков и др., 2018; Исаев, Поляков, 2020] групп. Исследователи отмечают, что, согласно УВ-характеристикам битумоидов, аквагенное ОВ яновстанской свиты является более окисленным по сравнению с ее возрастным аналогом – баженовской свитой в центральных районах Западной Сибири. Ниже и вышележащие прослои (относительно интервала с аквагенным ОВ) яновстанской свиты значительно беднее ОВ (см. табл. 7), которое классифицируют как террагенное с невысоким генерационным потенциалом.

В соответствии с геохимическими особенностями (аквагенный генотип и уровень зрелости, соответствующий ГЗН или началу ГЗГ в погруженных районах) в составе верхнеюрских отложений арктических районов ЗС НГП, подобно более южным ее территориям, в качестве основных НГМТ рассматривают баженовскую свиту (п-в Ямал), верхи гольчихинской (п-в Гыдан и прилегающая северо-западная часть Енисей-Хатангского района) и среднюю часть яновстанской (юго-запад Енисей-Хатангский района) свит. Общей особенностью аквагенного ОВ этих НГМТ является его существенная окисленность в диагенезе по сравнению с одновозрастными отложениями южных и центральных районов ЗС НГП, которая отражается на элементном составе керогенов [Родченко, 2022] и на ряде биомаркерных характеристик битумоидов и генерированных этим ОВ нефтей и конденсатов: повышенные значения отношения пристан/ фитан, высокие концентрации диастеранов и диагопанов, низкие значения отношения гомогопаны C_{35} / C_{34} (см. табл. 7). Вероятными источниками жидких УВ могут быть также обогащенные аквагенным ОВ прослои сиговской и абалакской свит, нефтегенерационные свойства которых слабо изучены. Согласно данным, представленным в работе [Конторович и др., 2013б], 57 % жидких и более 25 % газообразных УВ, которые могли аккумуляроваться в ловушках п-ов Ямал и Гыдан, главным образом в меловых отложениях, генерированы ОВ баженовской свиты. По оценкам в работе [Сафронов и др., 2011], в Енисей-Хатангском районе генерация жидких УВ верхнеюрской НГМТ находится приблизительно на том же уровне (22 %), что и для среднеюрских отложений, а образование ими УВ-газов незначительно (5 %).

Контрольные вопросы

1. По какой причине нижнеюрские свиты, содержащие аквагенное ОВ, характеризуются невысокими значениями НН? Как называются эти свиты?
2. С чем связаны высокие значения Сорг в отдельных прослоях малышевской свиты?
3. Какие среднеюрские свиты могли генерировать жидкие УВ?
4. Какая толща является источником жидких УВ, аккумулярованных в залежах месторождений ванкорской группы?
5. В чем заключаются отличия условий диагенеза ОВ верхнеюрских толщ для северных и центральных районов Западной Сибири?
6. Какие верхнеюрские толщи на севере ЗС НГП выделяются в качестве основных НГМТ?
7. Чем отличаются условия накопления ОВ яновстанской и гольчихинской свит на севере ЗС НГП от ОВ баженовской свиты центральной части ЗС?
8. По какой причине возрастной аналог баженовской свиты на юге п-ва Ямал не может считаться источником значимых количеств жидких УВ?

2.3. Меловые отложения

На верхнеюрских породах согласно залегают терригенные отложения мелового возраста [Решение..., 2004]. В работе [Кислухин, 2012] отмечается выпадение из юрско-мелового разреза волжско-берриасских образований в присводовых скважинах Новопортовской площади, а в пределах Нейтинской, Бованенковской и других площадей центральной части п-ва Ямал также отсутствуют породы валанжина. В составе меловой толщи выделяют берриас-нижнеаптский, апт-альб-сеноманский и верхнемеловой (без сеномана) комплексы [Постановления..., 2006]. В арктических районах для берриас-нижнеаптского комплекса рассматривают Ямало-Гыданский и Енисей-Хатангский фациальные районы [Постановления..., 2006]. В каждом из районов в этом комплексе пород выделяют несколько свит. Большинство границ между свитами скользят во времени (рис. 3). Нижние свиты (толщи) мела представлены глубоководными, преимущественно глинистыми отложениями (подачимовская толща (10–20 м) ахской свиты ($K_{1b}-K_{1g}$, до 450 м), дерябинская толща (до 200 м) шуратовской свиты ($K_{1b}-K_{1g}$, до 1030 м), нижнехетская свита ($K_{1b}-K_{1v}$, 10–600 м)). Вверх по разрезу свиты, как правило, опесчаниваются. На востоке п-ва Ямал и западе п-ва Гыдан в нижней части преимущественно глинистой ахской свиты (до 200 м) выделяют песчаную ачимовскую толщу (до 150 м). Верхняя часть этого комплекса (низы танопчинской свиты ($K_{1g}-K_{1a}$, до 450 м), байкаловская ($K_{1v}-K_{1g}$, до 725 м) и малохетская ($K_{1g}-K_{1a}$, 150–350 м) свиты, верхняя подсвита (50–400 м) суходудинской свиты ($K_{1v}-K_{1g}$, до 950 м) представлены преимущественно песчаными породами. Согласно современным представлениям [Гурари, 2003; Конторович и др., 2014], берриас-нижнеаптский этап осадконакопления характеризуется ритмичным лавинным заполнением глубоководного (на начало берриаса) морского бассейна осадками, которые сносились преимущественно с востока. В периоды кратковременных трансгрессий накапливались регионально выдержанные глинистые пачки, формирование песчаных пластов происходило на фоне регрессий. Вышележащие апт-альб-сеноманские отложения характеризуются меньшей литологической изменчивостью по сравнению с берриас-нижнеаптским комплексом. Согласно принятым стратиграфическим схемам [Постановления..., 2006], в пределах п-ов Ямал и Гыдан в объеме среднего и верхнего апта выделяют верхи танопчинской свиты (K_{1a} , 100–620 м), представленной неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и серых глин с редкими прослоями углей, остатками растительного детрита. Вверх по разрезу выделяют преимущественно глинистую яронгскую свиту (нижний – средний альб, 50–350 м), которая перекрывается алевролитами и песчаниками с линзами глин марресалинской свиты (верхний альб – сеноман, до 500 м). На западе Енисей-Хатангского района в нижней части апт-альб-сеноманского комплекса выделяют яковлевскую свиту (средний апт – низы среднего альба, до 540 м), которая сложена глинами и алевролитами с маломощными прослоями песков и песчаников. Яковлевская свита перекрывается преимущественно песчаной долганской свитой (средний альб – нижний и средний сеноман, до 570 м). Выше по разрезу в объеме верхнего сеномана выделяют нижнюю часть преимущественно песчанистой дорожковской свиты (верхний сеноман – низы среднего турона, 45–130 м). Апт-альб-сеноманские отложения перекрываются верхнемеловым (без сеномана) комплексом (до 700 м) пород преимущественно глинистого состава, которые захоронялись на этапе обширной морской трансгрессии. Верхнемеловые и перекрывающие их кайнозойские отложения выполняют роль региональных флюидоупоров. Органическая геохимия этих породных комплексов не исследована.

Нижнемеловые ахская и танопчинская свиты (п-в Ямал и западная часть п-ва Гыдан) характеризуются средним содержанием $C_{орг}$ на уровне 2 %, при этом в разрезе распространены углистые аргиллиты, в которых $C_{орг}$ достигает 15 % (табл. 8). По данным А.П. Афанасенкова с соавт. [2018], более 77 % проб из изученных 40 образцов ахской свиты п-ва Гыдан характеризуются содержаниями $C_{орг}$ ниже кларковых значений (< 1 % на породу). Значения HI

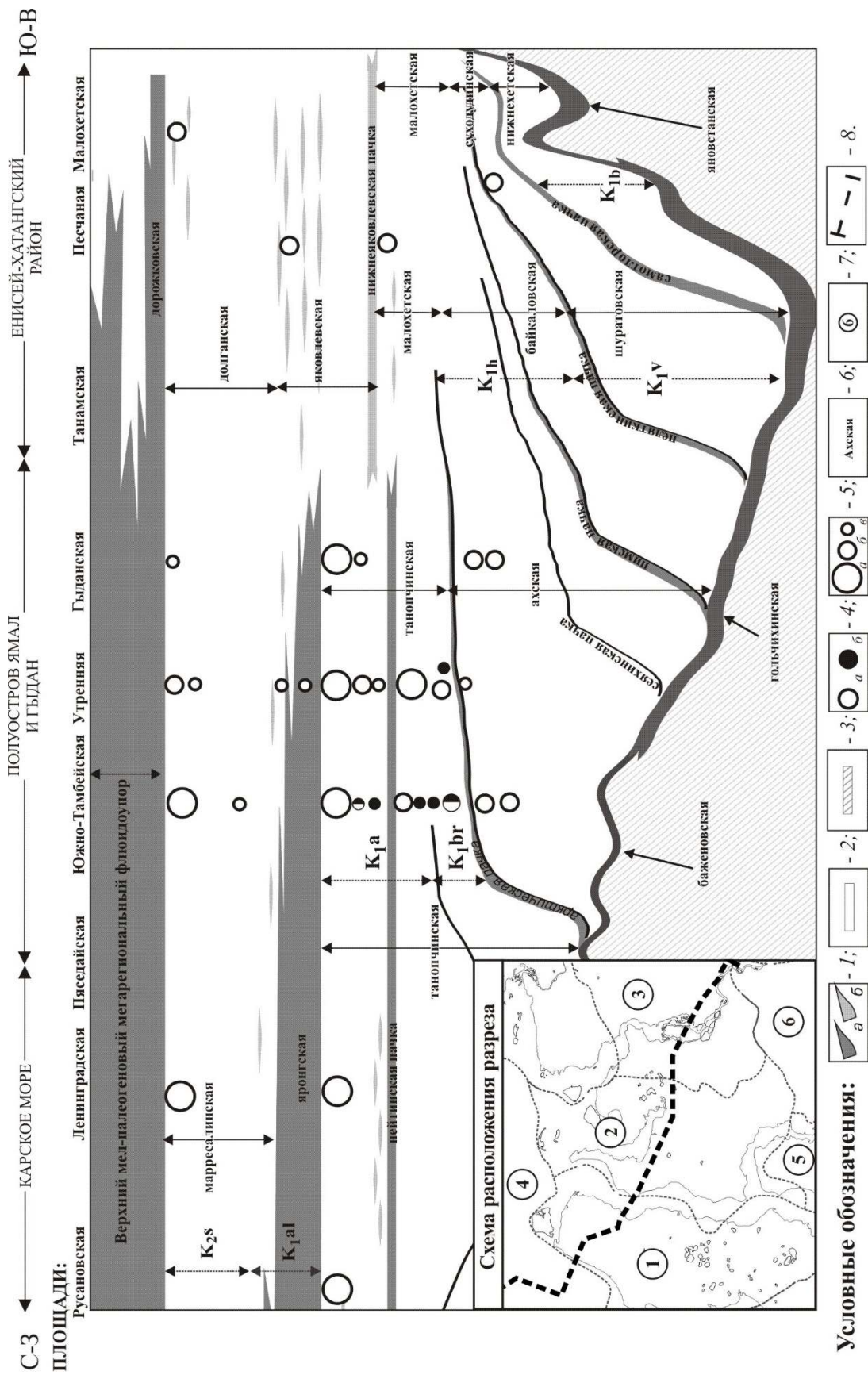


Рис. 3. Принципиальная схема строения мелового комплекса арктической части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (соответствует работе [Казаненков и др., 2014] с сокращениями):

1 – флюидопоры; а – региональные, б – субрегиональные; 2 – региональные проницаемые комплексы; 3 – низзалегające отложения; 4 – тип флюида в залежах; а – газовый и газоконденсатный, б – нефтяной; 5 – тип залежей по размеру извлекаемых запасов: а – крупные, б – средние, в – мелкие; 6 – свиты согласно [Постановления..., 2006]; 7 – НГО (названия см. на рис. 1); 8 – линия разреза

Таблица 8
Нефтегазогенерационный потенциал и геохимия органического вещества меловых отложений арктических районов Западной Сибири

Возраст вмещающих отложений (свита)	Параметры				Геохимическая интерпретация	Ссылка(и)
	$C_{орг}$ % на породе	Данные пиролиза	$\delta^{13}C_{орг}$ ‰	Соотношения УВ состава		
1	2	3	4	5	6	7
K_{1a1} – K_{2c} (яронгская, марресалинская, п-ва Ямал и Гьдан)	1–4 до 6	н/д	н/д	н/д	Террагенный генотип (углистое ОВ), низкий преимущество газогенерационный потенциал. Низкая зрелость ОВ (ПК ₃)	Конторович и др., 1975, 1994а; 2013б; Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ульянов, 2011
K_{1a1} – K_{2c} (нижняя углистая часть яковлевской свиты, EXP)	В среднем 1,1–1,4 Арг. в среднем 1–4; У. до 67	НП 100–200 мг УВ / г $C_{орг}$ Арг. < У. T_{max} : Арг. 433 °С, У 422 °С	–27... –26	1 проба, скв. Лодочная-11 стераны $C_{29} / C_{27} \gg 1$ ГТС 3,9	Террагенный генотип (углистое ОВ), низкий преимущество газогенерационный потенциал, низкая зрелость ОВ (ПК–МК ¹ , возможно до МК ² в погруженных участках)	Филипцов и др., 1998, 2006; Болдушевская, 2001; Ларичев и др., 2003; Гончаров и др., 2011; Ким, Родченко, 2013
K_{1b-a} (танопчинская, п-ва Ямал и Гьдан)	0,3–3,0 до 15 (Угреннее, Салмановское, Геофизическое м-я) в углистых породах	НП в среднем ~200, до 450 мг УВ / г $C_{орг}$ в углистых породах T_{max} 425–447 °С	н/д	Максимум распределения Н-алканов на C_{28} – C_{33} ; пристан/ фитан 2–3; стераны $C_{29} / C_{27} \sim 1$; гопан $C_{30} / C_{27} \sim 1$; C_{30} + моретан C_{30} 0,7–0,8; стераны C_{29} : 20S / (20S + 20R) 0,2–0,3, $\beta\beta / (\beta\beta + \alpha\alpha)$ 0,3; гопаны C_{31} : 22S / (22S + 22R) 0,4 Ts / Tm 1,0–1,4; CPI >> 1; MPI 0,5–0,6; MPR 0,6–0,7; TAC ₂₀ / (TAC ₂₀ + TAC ₂₈) 0,3–0,4	Террагенный генотип (углистое ОВ), высокий газогенерационный потенциал. Кагагенез от ПК ₁ , в погруженных зонах ПК ₃ –МК ¹ – достигли ГЗН. Образование раннекагагенных УВ-газов	Конторович и др., 1994а; Чахмахчев и др., 1995; Скоробогатов и др., 2003; Ульянов, 2011; Ступакова и др., 2014; Афанасенков и др., 2018

К _{1b-h} (ахская, п-ва Ямал и Гыдан)	Главным образом < 1, в Арг. К _{1b} до 4	НП < 200 мг УВ / г С _{орг} до 462 в Арг. К _{1b} с высоким С _{орг} T _{max} 432–457 °С	н/д	н/д	Террагенный и смешанный (с преобладанием террагенного) генотип ОВ. Невысокий главным образом газогенерационный потенциал. Катагенез от ПКЗ до МК ₁ –МК ₂ в погруженных зонах – достигли ГЗН	Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ульянов, 2011; Ступакова и др., 2014; Афанасенков и др., 2018
К _{1b-a} (малохетская, ЕХР)	В среднем 0,5–1,5 до 17 в углистых породах	НП в среднем 150 до 500 мг УВ / г С _{орг} T _{max} 431 °С	н/д	1 проба, скв. Ю-Носковская-11 стераны C ₂₉ / C ₂₇ >> 1 ГТС 2,5	Террагенный генотип (углистое ОВ), низкий преимуществом но газогенерационный потенциал до высокого для углистых прослоев. Низкая зрелость ОВ (ПК–МК1), которое не вошло в активную стадию генерации жидких УВ	Филипцов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ларичев и др., 2003; Ким, Родченко, 2013
К _{1b-h} (суходундинская, ЕХР)	В среднем 0,4–1,6 до 14 в углистых породах	НП в среднем 153 до 400–500 мг УВ / г С _{орг} T _{max} 435 °С	н/д	н/д	Террагенный генотип (углистое ОВ), низкий преимуществом но газогенерационный потенциал до высокого для углистых прослоев. Низкая зрелость ОВ (ПК–МК1), которое не вошло в активную стадию генерации жидких УВ	Филипцов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ларичев и др., 2003; Гончаров и др., 2011; Ким, Родченко, 2013
К _{1b-a} (байкаловская, ЕХР)	В среднем 0,3–1,0	н/д	н/д	н/д	Породы не рассматриваются как НГМТ	Филипцов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ким, Родченко, 2013
К _{1b-v} (шуратовская, ЕХР)	В среднем 0,6–0,9	НП < 150 мг УВ / г С _{орг}	н/д	н/д	Породы не рассматриваются как НГМТ	Филипцов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ким, Родченко, 2013; Никитенко и др., 2020

1	2	3	4	5	6	7
К _{1b-v} (нижне-хетская, ЕХР)	В среднем 0,6–0,7 до 2–3 в Арг.	НП 50–200 мг УВ / г С _{орг} T _{max} 435 до 441 °С в скв. Туколандо-Вадинская-320	< -29 (ед. пробы)	пристан/фитан 1,5–3,9 стераны C ₂₉ / C ₂₇ >> 1 Ts / Tm < 0,4	Преимущественно терратгенный генотип, низкий прецизионный потенциал , низкая зрелость ОВ (ПК–МК ²), которое не вступило в активную стадию генерации жидких УВ	Филиппов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ларичев и др., 2003; Гончаров и др., 2010, 2011; Ким, Родченко, 2013

Примечание: н/д – нет данных; ЕХР – Енисей-Хатангский район; Арг. – аргиллиты; А. – алевролиты; У. – угли; НГМТ – нефтегазоматеринская толща; ГЗН – главная зона нефтеобразования; ТАС – триароматические стериоды; НП – hydrogen index (водородный индекс); T_{max} – температура максимального выхода углеводородов; CPI = 0,5 · [(∑ Н-алканы C₂₅, 27, 29, 31, 33 / ∑ Н-алканы C₂₆, 28, 30, 32, 34) + (∑ Н-алканы C₂₅, 27, 29, 31, 33 / ∑ н-алканы C₂₄, 26, 28, 30, 32)]; Ts / Tm – 18α-22,29,30-триснорнеогонан / 17α-22,29,30-трисноргопан; I_{ТС} = 2 · ∑ трицикланы C₁₉₋₂₀ / ∑ трицикланы C₂₃₋₂₆; MPR = 2-метил / 1-метилфенантрен; MPI = (3-метил + 2-метилфенантрен) / (9-метил + 1-метилфенантрен).

Стадии катагенеза соответствуют работе [Конторович, 1976].

для большей части аргиллитов севера ЗС НГП варьируют от 50 до 200 мг УВ / г $C_{орг}$, достигая 450–462 мг УВ / г $C_{орг}$ в породах, содержащих углистый детрит. Исследование распределения УВ-биомаркеров битумоидов, изотопного состава углерода насыщенной и ароматической фракций подтверждает преобладание в составе исходного ОВ террагенной составляющей и его невысокую зрелость [Скоробогатов и др., 2003; Чахмахчев и др., 1995; Katz et al., 2003; Афанасенков и др., 2018].

Несмотря на то, что в наиболее погруженных частях нижнемеловые отложения достигли ГЗН, в большинстве исследований отмечается, что значительных количеств жидких УВ генерировать они не могли. Высокий газогенерационный потенциал ахской и танопчинской свит мог способствовать образованию раннекатагенного газа. Очень слабо охарактеризована геохимия вышезалегающих альб-сеноманских яронгской и марресалинской свит (см. табл. 8). В опубликованных исследованиях отмечаются довольно высокие значения $C_{орг}$ в этих породах, увеличивающиеся к северу, террагенный генотип и низкая зрелость ОВ. Подобно низезалегающим нижнемеловым отложениям углистые прослои альб-сеномана могли производить газообразные УВ [Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ульянов, 2011]. В работе [Конторович и др., 2013б] на основе бассейнового моделирования показано, что альб-сеноманские отложения генерировали не более 15 % УВ-газов, аккумулированных в сеноманских залежах п-ва Ямал и западной части п-ва Гыдан. В Енисей-Хатангском районе, согласно работе [Сафронов и др., 2011], 70 % аккумулированных в залежах УВ-газов формировались за счет углистых апт-альбских пород.

В Енисей-Хатангском районе меловые отложения в целом имеют низкие концентрации террагенного ОВ, за исключением пород, обогащенных углистым веществом. Катагенез ОВ меловых отложений изменяется в грациях ПК–МК²₁, увеличиваясь в наиболее погруженных участках. В нижнехетской свите, перекрывающей яновстанскую, концентрации $C_{орг}$ редко превышают 1 % на породу, а НІ – 200 мг УВ/ г $C_{орг}$ (см. табл. 8). В общем случае отмечается низкая зрелость преимущественно террагенного ОВ, которая в погруженных зонах может соответствовать началу ГЗН. Такие характеристики ОВ не позволяют высоко оценивать генерационный потенциал свиты как нефтепроизводящей. И.В. Гончаров с коллегами [2010] показали существенные различия биомаркерных параметров битумоидов нижнехетской свиты и нефтей меловых залежей Ванкорского месторождения и на значительной выборке образцов шлама и керна (496 проб) с помощью пиролиза доказали ее низкий генерационный потенциал, которого недостаточно для формирования промышленных залежей жидких УВ.

Тем не менее, авторы исследований [Ларичев и др., 2003; Ким, Родченко, 2013; Родченко, 2016] на примере скважин Токачинской, Туколандо-Вадинской, Пеляткинской, Турковской и Озерной площадей по распределению УВ-биомаркеров в битумоидах и легкому изотопному составу $C_{орг}$ (< –29 ‰) установили наличие аквагенных прослоев в нижней части нижнехетской и шуратовской свит, которые могли участвовать в нефтегенерации. В шуратовской, замещающей нижнехетскую в зоне распространения гольчихинской свиты, и в перекрывающей ее байкаловской свите невысокие значения $C_{орг}$ и НІ (см. табл. 8) не позволяют рассматривать их как НГМТ. Согласно тяжелому изотопному составу $C_{орг}$ (см. табл. 8) исходное ОВ этих свит имеет террагенный генезис. В вышезалегающих суходудинской и малохетской свитах средние содержания $C_{орг}$ также невысоки (см. табл. 8), но в углистых прослоях могут достигать 15–17 % на породу [Филипцов и др., 1998; Болдушевская, 2001]. В целом результаты пиролиза, значения $\delta^{13}C_{орг}$ (см. табл. 8) указывают на преимущественно террагенный генезис, сильную окисленность и низкую термokatалитическую преобразованность ОВ этих свит, которое вместе с тем не однородно по своему составу. В обогащенных углистым веществом прослоях НІ достигает 400–500 мг УВ / г $C_{орг}$, что соответствует высокому генерационному потенциалу ОВ и свидетельствует о существенной примеси лейптинитовых компонентов или сапропелевого материала в породах наряду с углистым детритом [Филипцов и др., 1998; Болдушевская, 2001].

В исследовании [Ким, Родченко, 2013] аквагенное ОВ в суходудинской свите идентифицировано в скв. Туколандо-Вадинская-320. В аржиллитах яковлевской свиты содержания $C_{орг}$, как правило, выше 1 % на породу, а в углях, локализованных в нижней части свиты, в среднем составляет более 60 %. Согласно низким значениям НН (< 200 мг УВ / г $C_{орг}$) при низком катагенезе ОВ [Филипцов и др., 1998, Гончаров и др., 2011] в свите преобладает ОВ террагенного генотипа, которое имеет невысокий генерационный потенциал. Таким образом, преимущественно террагенный генотип ОВ, подтверждаемый тяжелым изотопным составом и единичными данными по распределению УВ-биомаркеров (см. табл. 8), высокая окисленность ОВ, а также низкая зрелость ОВ предполагает генерацию углистыми прослоями суходудинской, малохетской и яковлевской свит главным образом раннекатагенных газов.

Итак, преимущественно террагенный генотип и низкая термokatалитическая зрелость ОВ берриас-аптских и альб-сеноманских отложений арктических районов ЗС НГП позволяют считать их преимущественно газопроизводящими. Наиболее высокими генерационными качествами обладают прослои, обогащенные углистым веществом. В ряде работ отмечается способность к нефтегенерации глинистых прослоев берриаса нижнехетской и шуратовской свит на востоке рассматриваемого района [Ларичев и др., 2003; Ким, Родченко, 2013; Родченко, 2016] и ахской свиты п-ов Ямал и Гыдан [Скоробогатов др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ступакова и др., 2014].

Контрольные вопросы

1. С какими особенностями в истории развития ЗС осадочного бассейна связано чередование в разрезе глинистых и песчаных толщ?
2. В каких нижнемеловых свитах выявлены глинистые прослои, способные генерировать жидкие УВ?
3. Почему меловые толщи северных районов считаются преимущественно газопроизводящими?
4. Чем могут быть обусловлены высокие значения НН в прослоях суходудинской и малохетской свит, обогащенных углистым веществом?
5. Какие нефтегазоносные комплексы выделяют в составе меловых отложений севера ЗС НГП?
6. Какие условия осадконакопления существовали на севере ЗС НГП в берриас-нижне-аптское время?
7. Какой тип УВ-флюидов могло генерировать ОВ суходудинской, малохетской и яковлевской свит? С чем это связано?
8. Достигло ли ОВ меловых толщ ГЗН?

3. ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ И ИХ ИСТОЧНИКИ

Открытие в 1960–80-е гг. уникальных месторождений УВ-флюидов в арктических районах ЗС НГП положило начало изучению их состава и свойств. В работе [Конторович и др., 1975] впервые проведена типизация нефтей провинции и на основании единичных проб и экстраполяции данных закартированы закономерности изменения их физико-химических свойств, в том числе на севере провинции. В более поздних работах [Стасова, Андрусевич, 1981; Конторович и др., 1994а, 1994б; Стасова и др., 2005; Борисова и др., 2011; Казаненков и др., 2018] эти закономерности частично подтверждены и детализированы. Согласно региональным исследованиям, нефти, локализованные в юрских и берриас-готеривских залежах рассматриваемого района, как правило, имеют низкую и среднюю плотности (до 860 кг/м³), малосернистые (< 0,5 % мас.), с низкими содержаниями смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) (< 5 % мас.), с содержанием парафинов до 6–10 %, с высоким выходом бензиновых фракций (в среднем около 20 % об.) (табл. 9). Наиболее обогащены парафинами (> 10 % мас.) нефти из нижнесреднеюрских залежей Бованенковского месторождения (п-в Ямал) [Соболева и др., 2019] и из меловой залежи Турковской площади (Енисей-Хатангский район) [Родченко, 2016]. Конденсаты закономерно более легкие (до 800 кг/м³), в них еще меньше серы (< 0,2 % мас. или следы), САВ и твердые парафины идентифицируются в следовых концентрациях или отсутствуют, содержание бензиновых фракций составляет, как правило, >> 50 % об. (табл. 3). Как нефти, так и конденсаты более чем на 90 % состоят из УВ, причем насыщенные УВ преобладают над ароматическими. Апт-альб-сеноманские залежи рассматриваемого района содержат нефти, которые значительно тяжелее (> 880 кг/м³). В этих тяжелых нефтях больше САВ, значительно меньше легких фракций и твердых парафинов (см. табл. 9), повышены содержания ароматических УВ на фоне снижения концентраций насыщенных структур. Для нефтей и конденсатов п-ва Ямал (Новопортовское, Бованенковское, Малыгинское, Малоямальское месторождения), главным образом из глубоко погруженных залежей, отмечается относительная обогащенность аренами. В работах [Katz et al., 2003; Fursenko, Kim, 2019] предполагается, что эти нафтиды образованы под влиянием фракционирования при фазово-ретроградных процессах и относятся к остаточному подтипу. Повышение ароматичности УВ-флюидов Бованенковского месторождения вниз по разрезу в публикации [Соболева и др., 2019] объясняется влиянием катагенеза. В опубликованных исследованиях приводится пестрый набор показателей, главным образом концентрационных соотношений компонентного состава (УВ, дибензотиофены), при помощи которых авторы проводят геохимическую типизацию нефтей и конденсатов (см. табл. 9). Согласно распределению УВ C₅–C₈ ($\sum \text{ЦП} / \sum \text{ЦГ} < 0,5$; $\text{ЭБ} / \sum \text{Кс} < 0,5$; высокие относительные концентрации метилциклогексана), n-алканов и ациклических изопренанов (пристан / фитан > 1,5; соотношение между пристан / H-C₁₇ и фитан / H-C₁₈ на диаграмме Кеннона-Кессоу), стеранов и терпанов (стераны C₂₉ / C₂₇ > 1; гомогопаны C₃₅ / C₃₄ << 1; I_{TC} > 1; диа- / регулярные стераны > 0,5) (см. табл. 9), нефти и конденсаты из нижнемеловых и нижнесреднеюрских залежей п-ва Ямал, конденсаты из отложений нижнего мела Ямбургского месторождения генерированы смешанным и/или террагенным ОВ, которое захоронялось в слабо- и умеренно-восстановительных обстановках. Исключением являются единичные пробы аквагенного генотипа из ме-

Таблица 9
Физико-химические свойства и геохимия нефтей и конденсатов мезозойских залежей арктических районов Западной Сибири

Возраст вмещающих отложений (свита)	Месторождение (я)	Тип флюида	Физико-химические свойства	Геохимические показатели	Интерпретация	Ссылка(и)
1	2	3	4	5	6	7
Полуостров Ямал						
К _{1а-г} -К _{2с} (танопчинская, марре-салинская)	Бованенковское, Новопортовское, Тамбейские, Харасавейское	Н	Пл. 910–918 кг/м ³ ; N _p УВ >> Me УВ	<p><i>H</i>-алканы в следовых концентрациях или отсутствуют; пристан / фитан > 2; стераны C₂₉ / C₂₇ ≈ 1,0; диа-/регулярные стераны 1,5; гомоганы C₃₅ / C₃₄ 0,7; I_{ГС} 2,3; стераны C₂₉: 20S / (20S + 20R) 0,3–0,5; ββ / (ββ + αα) 0,5</p> <p>гомогопаны C₃₁: 22S / (22S + 22R) 0,6–1,3; Ts / Tm 1,1–2,5; MPI 0,8–1,0; TAC₂₀ / (TAC₂₀ + TAC₂₈) 0,4</p>	<p>Многие альб-сеноманские пробы биодеградированы. Террагенный, смешанный и аквагенный генотипы; слабо- и умеренно-восстановительные обстановки накопления НГМТ. Зрелость на уровне ГЗН</p>	Воробьева и др., 1992; Shakhmakhchev et al., 1994; Чахмахчев и др., 1995; Фурсенко, Бурухина, 2020
		К	Пл. 768–826 кг/м ³ ; Бензины < 60 %; CAB < 1 %; N _p УВ >> Me УВ			

К1b-а (ахская)	Бованенковское, Нейтинское, Нопортовское, Тамбейские	Н	Пл. > 810 кг/м ³ ; Бензины < 4–17 %; САВ < 5 %; Тв. парафины 6–9 %; S < 0,5 %	$\delta^{13}C$ (Тамбейские нефти) – 30,2...–27,0 УВ C ₅ –C ₈ : $\Sigma ЦП / \Sigma ЦГ < 0,5$; ЭБ / $\Sigma Кс$ 0,1–0,2; н-С ₇ / мЦ 0,2–0,4; алканы / цикланы 0,8–2,0; пристан / фитан > 2; K _{визо} < 1; стераны C ₂₉ / C ₂₇ 0,6–1,1; диа- / регулярные стераны 0,4–1,4; гомогопаны C ₃₅ / C ₃₄ 0,3–0,6; ИТС 0,4–3,4; стераны C ₂₉ : 20S / (20S + 20R) 0,3–0,4; $\beta\beta / (\beta\beta + \alpha\alpha) \approx 0,5$; гомогопаны C ₃₁ : 22S / (22S + 22R) 0,5–0,6; Ts / Tm 1,1–2,2; МР1 0,6–0,9; TAC ₂₀ / (TAC ₂₀ + TAC ₂₈) 0,5–0,8; 4- / 1-МДБТ 0,7–1,2	Террагенный смешанный (с преобладанием террагенного), аквагенный генотипы. Слабо- и умеренно-восстановительные обстановки накопления НГМТ. Зрелость на уровне ГЗН	Shakhmakhchev et al., 1994; Чахмахчев и др., 1995; Борисова и др., 2011; Шевченко и др., 2016; Соболева и др., 2019; Фурсенко, Бурухина, 2020
	К	Пл. 707–806 кг/м ³ ; Бензины > 80 %; САВ < 1 %				
J1-2	Бованенковское, Нейтинское, Нопортовское, Тамбейские	Н	Пл. > 810 кг/м ³ ; САВ < 5 %; Тв. парафины > 10 %; S < 0,3 %	ЭБ / $\Sigma Кс \approx 0,1$; пристан / фитан > 1; пристан / н-С ₁₇ < 0,6; стераны C ₂₉ / C ₂₇ 0,7–1,0 стераны C ₂₉ : 20S / (20S + 20R) $\approx 0,4$; $\beta\beta / (\beta\beta + \alpha\alpha) \approx 0,5$ гомогопаны C ₃₁ : 22S / (22S + 22R) 0,5; Ts / Tm 1,1–1,6; МР1 0,8–1,0; TAC ₂₀ / (TAC ₂₀ + TAC ₂₈) 0,7–0,8; 4- / 1-МДБТ 2,5–3,0	Террагенный и смешанный генотип. Умеренно-восстановительные обстановки накопления НГМТ. Зрелость на уровне ГЗН	Shakhmakhchev et al., 1994; Чахмахчев и др., 1995; Соболева и др., 2019; Фурсенко, Бурухина, 2020
	Малоямальское, Тамбейские	К	Пл. 722–778 кг/м ³ ; Бензины > 70 %; САВ < 1 %	$\delta^{13}C$ ‰ –27,4...–25,6 УВ C ₅ –C ₈ : $\Sigma ЦП / \Sigma ЦГ < 0,5$; ЭБ / $\Sigma Кс < 0,2$; среди УВ C ₇ преобладает мЦГ; пристан / фитан > 3; стераны C ₂₉ / C ₂₇ > 1; диа- / регулярные стераны > 0,5; гомогопаны C ₃₅ / C ₃₄ < 1; ИТС >> 1; стераны C ₂₉ : $\beta\beta / (\beta\beta + 20R) / \alpha\alpha 20R$ 2,6–4,4; $\alpha\alpha 20S / \alpha\alpha 20R$ 0,8–1,1	Террагенный генотип. Слабо-восстановительные обстановки накопления НГМТ. Зрелость на уровне ГЗН	Шевченко и др., 2016; Фурсенко и др., 2019; Fursenko, Kim, 2019; Фурсенко, Бурухина, 2020

1	2	3	4	5	6	7
Pz-K1a	Арктическое, Бованенковское, Верхненигутейское Восточно-Бованенковское, Малыгинское, Нейтинское, Сядорское, Тамбейские и др.	Н, К	Пл. 774–871 кг/м ³ ; Бензины 5,6–76 %; САВ < 5 %	К _{изо} 0,3–1,0; $\sum(N-C_{13}...N-C_{15}) / \sum(N-C_{23}...N-C_{25})$ 1,0–3,2; пристан / фитан 1,3–3,0 CPI > 1	Смешанный генотип, но в центре полуострова – аквагенный генотип. Слабо-восстановительные обстановки накопления НГМТ	Соболева, Строганов, 1993; Фурсенко, Бурухина, 2020
	J-K	Н, К	Пл. 780–871 кг/м ³	$\delta^{13}C_{\text{‰}}$ –30,7...–28,3 пристан / фитан 1,0–2,2 R _c (MPI-1, %) 0,9–1,0 (1,4 – Бованенковская, Пясейдайская, J)	Аквагенный (с примесью террагенного) генотип. Слабо- и умеренно-восстановительные обстановки накопления НГМТ. Зрелость на уровне ГЗН. Проба Бованенковского м-я с гл. 3396–3405 м термически деградирована	Katz et al., 2003
Полуостров Гыдан						
K1a1-K2c	Антипаутинское, Геофизическое, Восточно-Мессояхское	Н	Пл. > 890 кг/м ³ ; S < 0,3 %	$\delta^{13}C_{\text{‰}}$ –29,7...–27,5 Н-алканы в следовых концентрациях или отсутствуют; присутствие 25-норгопанов (Восточно-Мессояхское м-е) гомогопаны C ₃₅ / C ₃₄ 0,4–0,9; Ts / Tm 1,3–2,3	Биодеградация разных стадий. Террагенный генотип – Антипаутинское, Геофизическое. Аквагенный генотип – Восточно-Мессояхское	Фурсенко, Каширцев, 2018; Афанасенков и др., 2019

				<p>стераны C_{29}: $\beta\beta 20R / \alpha\alpha 20R$ 1,1–1,8; $\alpha\alpha 20S / \alpha\alpha 20R$ 0,9–1,4 $MPI-1$ 0,5–0,9; R_c ($MPI-1$, %) 0,7–0,9</p> <p>$\delta^{13}C$ ‰ $\sim -28,5$ (Утреннее м-е), $\sim -31,0$ (Восточно-Мессояхское м-е)</p> <p>низкие концентрации Н-алканов (Восточно-Мессояхское м-е)</p> <p>пристан / фитан ~ 3 (Утреннее м-е), ~ 2 (Восточно-Мессояхское м-е); $I_{TS} \gg 1$ (Утреннее м-е); стераны $C_{29} / C_{27} > 1$ (Утреннее м-е); гомологаны C_{35} / C_{34} 0,4–1,0; Ts / Tm 1,1–1,4 (Утреннее м-е), 2,8–4,9 (Восточно-Мессояхское м-е)</p> <p>стераны C_{29}: $\beta\beta 20R / \alpha\alpha 20R$ 1,0–1,4; $\alpha\alpha 20S / \alpha\alpha 20R$ 0,6–1,0 $MPI-1$ 0,5–0,9 R_c ($MPI-1$, %) 0,7–0,9</p> <p>УВ С5–С8: $\Sigma C_{iG} / \Sigma C_{iP} > 40$ (Ач) и < 40 (K_{IV-h}); ЭБ / ΣKc 0,08–0,11; пристан / фитан 4–6; стераны C_{29} / C_{27} 1,0–1,9</p> <p>стераны C_{29}: $20S / (20S + 20R)$ 0,3–0,6; $\beta\beta / (\beta\beta + \alpha\alpha)$ 0,5–0,9</p> <p>диагопан C_{30} / гопан C_{30} 0,1–0,2 (Ач) и 0,3 (K_{IV-h}); Ts / Tm 0,4–1,5 (Ач) и 2,5 (K_{IV-h})</p>	<p>Пл. < 890 кг/м³; $S < 0,3$ %</p>	<p>Н</p>	<p>Восточно-Мессояхское, Утреннее (Салмановское)</p>	<p>Пл. 740–780 кг/м³; $SAB < 1$ %; S 0,01–0,02 %; Тв. парафины 0,2–0,8 %; Высокие содержания аренов</p>	<p>К</p>	<p>Ямбургское</p>	<p>К_{IV-h} (ахская)</p>
				<p>стераны C_{29}: $\beta\beta 20R / \alpha\alpha 20R$ 1,1–1,8; $\alpha\alpha 20S / \alpha\alpha 20R$ 0,9–1,4 $MPI-1$ 0,5–0,9; R_c ($MPI-1$, %) 0,7–0,9</p> <p>$\delta^{13}C$ ‰ $\sim -28,5$ (Утреннее м-е), $\sim -31,0$ (Восточно-Мессояхское м-е)</p> <p>низкие концентрации Н-алканов (Восточно-Мессояхское м-е)</p> <p>пристан / фитан ~ 3 (Утреннее м-е), ~ 2 (Восточно-Мессояхское м-е); $I_{TS} \gg 1$ (Утреннее м-е); стераны $C_{29} / C_{27} > 1$ (Утреннее м-е); гомологаны C_{35} / C_{34} 0,4–1,0; Ts / Tm 1,1–1,4 (Утреннее м-е), 2,8–4,9 (Восточно-Мессояхское м-е)</p> <p>стераны C_{29}: $\beta\beta 20R / \alpha\alpha 20R$ 1,0–1,4; $\alpha\alpha 20S / \alpha\alpha 20R$ 0,6–1,0 $MPI-1$ 0,5–0,9 R_c ($MPI-1$, %) 0,7–0,9</p> <p>УВ С5–С8: $\Sigma C_{iG} / \Sigma C_{iP} > 40$ (Ач) и < 40 (K_{IV-h}); ЭБ / ΣKc 0,08–0,11; пристан / фитан 4–6; стераны C_{29} / C_{27} 1,0–1,9</p> <p>стераны C_{29}: $20S / (20S + 20R)$ 0,3–0,6; $\beta\beta / (\beta\beta + \alpha\alpha)$ 0,5–0,9</p> <p>диагопан C_{30} / гопан C_{30} 0,1–0,2 (Ач) и 0,3 (K_{IV-h}); Ts / Tm 0,4–1,5 (Ач) и 2,5 (K_{IV-h})</p>	<p>Пл. < 890 кг/м³; $S < 0,3$ %</p>	<p>Н</p>	<p>Восточно-Мессояхское, Утреннее (Салмановское)</p>	<p>Пл. 740–780 кг/м³; $SAB < 1$ %; S 0,01–0,02 %; Тв. парафины 0,2–0,8 %; Высокие содержания аренов</p>	<p>К</p>	<p>Ямбургское</p>	<p>К_{IV-h} (ахская)</p>
				<p>стераны C_{29}: $\beta\beta 20R / \alpha\alpha 20R$ 1,1–1,8; $\alpha\alpha 20S / \alpha\alpha 20R$ 0,9–1,4 $MPI-1$ 0,5–0,9; R_c ($MPI-1$, %) 0,7–0,9</p> <p>$\delta^{13}C$ ‰ $\sim -28,5$ (Утреннее м-е), $\sim -31,0$ (Восточно-Мессояхское м-е)</p> <p>низкие концентрации Н-алканов (Восточно-Мессояхское м-е)</p> <p>пристан / фитан ~ 3 (Утреннее м-е), ~ 2 (Восточно-Мессояхское м-е); $I_{TS} \gg 1$ (Утреннее м-е); стераны $C_{29} / C_{27} > 1$ (Утреннее м-е); гомологаны C_{35} / C_{34} 0,4–1,0; Ts / Tm 1,1–1,4 (Утреннее м-е), 2,8–4,9 (Восточно-Мессояхское м-е)</p> <p>стераны C_{29}: $\beta\beta 20R / \alpha\alpha 20R$ 1,0–1,4; $\alpha\alpha 20S / \alpha\alpha 20R$ 0,6–1,0 $MPI-1$ 0,5–0,9 R_c ($MPI-1$, %) 0,7–0,9</p> <p>УВ С5–С8: $\Sigma C_{iG} / \Sigma C_{iP} > 40$ (Ач) и < 40 (K_{IV-h}); ЭБ / ΣKc 0,08–0,11; пристан / фитан 4–6; стераны C_{29} / C_{27} 1,0–1,9</p> <p>стераны C_{29}: $20S / (20S + 20R)$ 0,3–0,6; $\beta\beta / (\beta\beta + \alpha\alpha)$ 0,5–0,9</p> <p>диагопан C_{30} / гопан C_{30} 0,1–0,2 (Ач) и 0,3 (K_{IV-h}); Ts / Tm 0,4–1,5 (Ач) и 2,5 (K_{IV-h})</p>	<p>Пл. < 890 кг/м³; $S < 0,3$ %</p>	<p>Н</p>	<p>Восточно-Мессояхское, Утреннее (Салмановское)</p>	<p>Пл. 740–780 кг/м³; $SAB < 1$ %; S 0,01–0,02 %; Тв. парафины 0,2–0,8 %; Высокие содержания аренов</p>	<p>К</p>	<p>Ямбургское</p>	<p>К_{IV-h} (ахская)</p>

1	2	3	4	5	6	7
Ж-К	Мессояхское, Утреннее (Салмановское)	Н	н/д	$\delta^{13}\text{C} \text{‰} -32 \dots -31$ пристан / фитан 1,7–2,0; $K_{\text{нizo}} \sim 0,6$ $\delta^{13}\text{C} \text{‰} -29 \dots -28$ пристан / фитан 2,5–3,0; $K_{\text{нizo}} 0,3–0,4$	Террагенный и аквагенный генотип. Зрелость на уровне ГЗН	Шадрина и др., 2018; Samoilenko et al., 2019
		К				
Енисей-Хатангский район						
К1a–К2c (верхи малохетской, яковлевская, долганская)	Байкаловское, Ванкорское, Дерябинское, Лодочное, Пайяхское, Среднеярское, Сузунское, Тагульское, Турковское	Н	Пл. > 880 кг/м ³ ; Бензины < 10–15 %; САВ 5–20 %; S < 0,3 %; Тв. парафины < 3 %; Nn UB > Me UB	$\delta^{13}\text{C} \text{‰} -30,2 \dots -29,8$ Н-алканы в следовых концентрациях или отсутствуют; пристан / фитан 1–2; стераны $C_{29} / C_{27} \sim 1$; ИТС 0,2–0,5; гомологаны $C_{35} / C_{34} < 1$ стераны $C_{29}: \beta\beta / (\alpha\alpha + \beta\beta) 0,7–0,8$ $Ts / Tm > 1,5$	Нефти залежей из K1a–K2c отложенный биодеградированы. Аквагенный генотип. Слабо-восстановительные обстановки накопления НГМТ (J3). Зрелость на уровне ГЗН	Филипцов и др., 1998; 2006; Стасова и др., 2005; Гончаров и др., 2009б; 2011; Дахнова и др., 2009; Родченко, 2016; Oblasov et al., 2018; ; Климова и др., 2018; Афанасенков и др., 2019; Никитенко и др., 2020
		Н	Пл. 820–860 кг/м ³ ; S < 0,2 %; Бензины $\approx 20 \%$; САВ 3–10 %; Парафины 3–6 %; Me UB < Nn UB	$\delta^{13}\text{C} \text{‰} < -30,0, -28,5$ (Горчинское м-е) CPI ~ 1 ; пристан / фитан 1–3; $K_{\text{нizo}} 0,6–0,8$; стераны $C_{29} / C_{27} 0,8–1,5$; ИТС 0,3–1,5; гомологаны $C_{35} / C_{34} 0,5–0,8$; повышенные содержания диагопана стераны $C_{29}: \beta\beta / (\alpha\alpha + \beta\beta) 0,7–0,8$ $20S / (20S + 20R) \sim 0,5$; $\beta\beta(20S + 20R) / \alpha\alpha 20R 3–5$ $Ts / Tm 1–4$; MPI-1 0,5–1,2; 4- / 1-МДБТ 2,7–7,2; Rc (MPI-1, %) 0,7–1,1		
К1b–h (нижнехетская, суходудинская, шураговская, низы малохетской)						

J₂₋₃	н/д	Н	н/д	Пристан / фитан C_{29} / C_{27} 2,2–5,8; стераны C_{29} / C_{27} 2,2–5,8	Образование за счет окисленного высокоэролого РОВ J1-2	Гончаров и др., 2009б
J₂ (мальшевская, вымская)	Пеляткинское, Соленинское, Южно-Соленинское	Н	$S < 0,3\%$	Стераны $C_{29} / C_{27} > 1$; гомологаны $C_{35} / C_{34} < 1$; повышенные концентрации диастеранов и диагопанов C_{30} ; $Ts / Tm > 1$; МР1-1 0,7–0,9; 4- / 1-МДБТ 1,8–4,1; R_c (МР1-1, %) 0,8–1,0	Образование за счет окисленного РОВ J2 преимущественно террагенного генотипа. Зре-лость на уровне ГЗН	Филиппов и др., 2006; Афанасенков и др., 2019

Примечание: НГМТ – нефтегазоматеринская толща; ГЗН – главная зона нефтеобразования; Ач. – ачимовская толща; Н – нефти; К – конденсаты; Нп УВ – нефтеносные углеводороды; Ме УВ – метановые УВ; Пл. – плотность; Бензины – фракция, выкипающая до 200 °С; САВ – смолисто-асфальтовые вещества; ТАС – триароматические стероиды; $\sum ЦП / \sum ЦГ - \sum$ циклогексаны; ЭБ / \sum Кс – этилбензол / \sum ксилолы; н-С7 / мЦГ – н-гептан / метилциклогексан; $K_{чз0} = (\text{пристан} + \text{фитан}) / (\text{н-С}_{17} + \text{н-С}_{18})$; СР1 = 0,5 · [\sum Н-алканы $C_{25}, 27, 29, 31, 33 / \sum$ Н-алканы $C_{26}, 28, 30, 32, 34$] + (\sum Н-алканы $C_{25}, 27, 29, 31, 33 / \sum$ Н-алканы $C_{24}, 26, 28, 30, 32$)] ; $Ts / Tm - 18\alpha-22,29,30\text{-триснорнеогептан} / 17\alpha-22,29,30\text{-трисноргопан}$; $I_{тс} = 2 \cdot \sum$ трицикланы C_{19-20} / \sum трицикланы C_{23-26} ; ТАСИ = (триароматические стероиды C_{21-22}) / \sum триароматические стероиды; 4- / 1-МДБТ – 4-метил / 1-метилдибензтиофен; ФИ = 2-метилфенантрен / \sum фенантрены; ДБТИ = (2-метил + 3-метилдибензтиофен) / \sum дибензтиофены; Ф/ДБТ = \sum фенантрены / \sum дибензтиофены; МР1 = (3-метил + 2-метилфенантрен) / (9-метил + 1-метилфенантрен); МР1-1 = 1,5 · (3- + 2-метилфенантрен) / (фенантрен + 9- + 1-метилфенантрен); R_c (МР1-1, %) = 0,6 · МР1-1 + 0,4 (рассчитанная отражательная способность витринита).

ловых залежей Тамбейской группы месторождений [Фурсенко, Бурухина, 2020]. По своим биомаркерным характеристикам (пристан / фитан 7,5; стераны $C_{29} > 90$ % на сумму стеранов C_{27-29} ; диа-/регулярные стераны 0,2; изомерные соотношения стеранов C_{29} : $20S / (20S + 20R)$ 5,0, $\beta\beta(20S + 20R) / \alpha\alpha 20R$ 0,5; для гомогопанов C_{31} : S / R 1,4; T_s / T_m 2,2) [Воробьева и др., 1992] к зрелым флюидам террагенного генотипа относится нефть Новопортовского месторождения из пермо-триасовых отложений, а также углеводородные флюиды из залежей в средней юре Южно-Тамбейского месторождения (пристан / фитан > 2 ; стераны $C_{29} / C_{27} > 1$; диа-/регулярные стераны > 1 ; изомерные соотношения стеранов C_{29} : $20S / (20S + 20R)$ 5,2, $\beta\beta(20S + 20R) / \alpha\alpha 20R$ 0,5; для гомогопанов C_{31} : S / R 1,5; T_s / T_m 1,8) [Фурсенко, Бурухина, 2020]. В работах [Соболева, Строганов, 1993; Katz et al., 2003] без привязки к возрасту вмещающих отложений отмечается, что нефти и конденсаты центральных районов п-ва Ямал формировались за счет преимущественно аквагенного ОВ, накапливавшегося в восстановительных условиях. На примере единичных проб показано, что по составу УВ-биомаркеров (пристан / фитан > 2 , стераны $C_{29} / C_{27} > 1$; гомогопаны $C_{35} / C_{34} < 1$; повышенные концентрации диастеранов и диагопана C_{30}) нефти и конденсаты из среднеюрских залежей Енисей-Хатангского района (Пеляткинское, Соленинское, Южно-Соленинское месторождения) генерированы окисленным высокозрелым террагенным ОВ (см. табл. 9). Нефти из нижнемеловых залежей этого района и прилегающей восточной части п-ва Гыдан в общем случае считаются образованными из зрелого ($CPI \sim 1$; $T_s / T_m > 1$; стерановые показатели зрелости достигают своих равновесных значений) аквагенного ОВ, захоронявшегося в слабо- и умеренно-восстановительных условиях (пристан / фитан $\sim 1-3$; стераны $C_{29} / C_{27} < 1$; $I_{TC} < 1$; гомогопаны $C_{35} / C_{34} \rightarrow 1$; повышенные концентрации диастеранов и диагопана C_{30}). Наблюдаемые вариации геохимических показателей аквагенных нефтей объясняются фаціальными различиями НГМТ и/или разным уровнем катагенной преобразованности исходного ОВ [Дахнова и др., 2009; Гончаров и др., 2011; Афанасенков и др., 2019]. Наличие в нефтях из меловых залежей Енисей-Хатангского района и прилегающей территории ЗС НГП (Ванкорская группа месторождений) в УВ-составе специфичных перегруппированных гопанов состава C_{30} (hY и hZ) [Родченко, 2016] аналогично юрско-меловым битумоидам [Ким, Родченко, 2016] свидетельствуют об их генетическом родстве и могут быть использованы для проведения генетической корреляции между ОВ пород и нефтями. Согласно результатам бассейнового моделирования [Сафронов и др., 2011], обогащенные ОВ берриас-аптские отложения Енисей-Хатангского района, возможно, генерировали более 40 % аккумулярованных в залежах жидких УВ.

Значения изомерных соотношений стеранов C_{29} ($\beta\beta / (\alpha\alpha + \beta\beta)$, $20S / (20S + 20R)$, $\beta\beta(20S + 20R) / \alpha\alpha 20R$) и терпанов (T_s / T_m , S - и R -формы гомогопанов), показатели зрелости по составу аренов (4- / 1-МДБТ, $MPI-1$, $R_c(MPI-1, \%)$), указанные в опубликованных исследованиях (см. табл. 9), соответствуют образованию основной массы УВ-флюидов рассматриваемого района в условиях ГЗН [Seifert, Moldowan, 1981; Петров, 1994; Peters et al., 2005]. В Енисей-Хатангском районе относительно повышенная зрелость предполагается для нефтей и конденсатов из нижнесреднеюрских залежей по сравнению с меловыми [Гончаров и др., 2009б]. В работе [Katz et al., 2003] на основании рассчитанной отражательной способности витринита ($R_c(MPI-1, \%)$) и распределения УВ C_7 определено повышенное влияние катагенеза для УВ-флюидов из глубоких залежей Бованенковского месторождения и Пяседайской площади п-ва Ямал. На примере Бованенковского месторождения в исследовании [Соболева и др., 2019] показано увеличение вниз по разрезу, от нижнемеловых залежей к среднеюрским, коэффициентов «зрелости», рассчитанных по составу УВ C_5-C_8 , соответственно наименее зрелыми согласно этим параметрам являются УВ-флюиды из альб-сеноманских отложений.

Большинство нефтей и конденсатов из апт-альб-сеноманских залежей арктических районов ЗС НГП характеризуются отсутствием или следовыми концентрациями H -алканов и, зачастую, ациклических изопренанов (см. табл. 9), что вместе с низкими (< 70 °С) пластовыми тем-

пературами свидетельствует об их микробиальном окислении. В работе [Oblasov et al., 2019] на основе вариаций параметра IF ((пристан + фитан) / (пристан + фитан + $H-C_{17}$ + $H-C_{18}$)), показано, что на Ванкорском месторождении биодegradированные нефти разных стадий встречаются, начиная с сеноманской залежи (сильная биодegradация) вплоть до залежи в берриасе (слабая биодegradация). При этом нефти высоких уровней биодegradации закономерно тяжелее, в составе их терпановой фракции появляются 25-норгопаны, а в связанном с этими нефтями газе повышается содержание обогащенного изотопом ^{12}C метана. Интенсивно биодegradированные нефти, в которых присутствуют 25-норгопаны, обнаружены в альб-сеноманских залежах Антипаютинского, Тагульского, Восточно- и Средне-Мессояхского месторождений [Родченко, 2016; Афанасенков и др., 2019]. В биодegradированных конденсатах Южно-Тамбейского и Утреннего месторождений наблюдается селективное накопление мостиковых трицикланов – адамантана и его замещенных [Шевченко и др., 2016; Фурсенко, Каширцев, 2018]. Сравнительное изучение неизмененных и биодegradированных конденсатов Бованенковского и Новопортовского месторождений показало (Гируц и др., 2014), что биодegradация не влияет на концентрационные соотношения этих УВ, соответственно, показатели по составу адамантоидов можно использовать для установления генетических связей между нефтями. Биодegradированные УВ-флюиды из апт-альб-сеноманских отложений Южно-Тамбейского, Антипаютинского и Геофизического месторождений классифицируют как зрелые террагенные, а нефти центральной и южной части п-ва Ямал, Восточно-Мессояхского месторождения и Ванкорской группы месторождений относят к зрелым флюидам аквагенного генотипа.

Вместе с тем, предлагаются и другие пути образования специфичных УВ-флюидов альб-сеноманских залежей. В работе [Стасова и др., 2005] предполагается, что отсутствие N -алканов и постепенное исчезновение ациклических изопренанов в тяжелых нефтях из сеноманских залежей может происходить за счет значительной роли УВ-газов при ретроградных процессах, которые сопровождали аккумуляцию УВ-флюидов в залежах. Опираясь на диаграмму Кеннона–Кессоу и особенности физико-химического состава (плотность > 800 кг/м³, высокая температура начала кипения (> 100 °С) с одновременно высоким выходом бензинов, преимущественно нефтеный состав), Е.В. Соболева с коллегами [2019] делают заключение, что конденсаты из альб-сеноманских отложений Бованенковского месторождения, в отличие от нефтей и конденсатов смешанного генотипа из юрских и нижнемеловых залежей, образованы из менее зрелого террагенного ОВ глинистых нижнемеловых толщ.

Нефти и конденсаты рассматриваемого района характеризуются широким диапазоном изменения изотопного состава углерода. Вариации $\delta^{13}C$, наблюдаемые для жидких УВ-флюидов юрско-меловых залежей Бованенковского, Харасавейского и Новопортовского месторождений (табл. 3), авторы работы [Katz et al., 2003] объясняют возможным воздействием вторичных процессов (термальная преобразованность или фракционирование при миграции). Обогащенность изотопом ^{13}C ($\delta^{13}C > -27,5$ ‰) (табл. 3) УВ-флюидов из нижнесреднеюрских залежей Южно-Тамбейского и Малоямальского месторождений и из нижнемеловых отложений Утреннего месторождения рассматривается как свидетельство их террагенного генотипа, определяемого по УВ-показателям [Шевченко и др., 2016; Фурсенко, Каширцев, 2018; Афанасенков и др., 2019; Фурсенко и др., 2019; Fursenko, Kim, 2019; Фурсенко, Бурухина, 2020]. В работах [Шадрина и др., 2018; Афанасенков и др., 2019; Samoilenko et al., 2019] показано, что нефти аквагенного генотипа обеднены изотопом ^{13}C ($\delta^{13}C < -31$ ‰; нижнемеловые залежи на западе Енисей-Хатангского района) в отличие от террагенных флюидов ($\delta^{13}C > -29$ ‰; нижнемеловые залежи Утреннего и Горчинского месторождений, среднеюрские залежи Южно-Соленинского и Пеляткинского месторождений). М.В. Дахнова с коллегами [2009] на примере Ванкорского месторождения отмечают, что наблюдается незначительное обогащение изотопом ^{13}C (< 1 ‰) биодegradированных нефтей из сеноманской залежи по сравнению с неизмененными нефтями из нижнемеловых отложений. При этом биодegradированные ванкор-

ские нефти относят к тому же аквагенному генотипу, что и неизменные [Дахнова и др., 2009; Гончаров и др., 2011].

Итак, нефти и конденсаты арктических районов ЗС НГП, согласно опубликованным исследованиям, образуют несколько групп, различающихся генезисом и вторичными преобразованиями. В качестве диагностических параметров для определения генотипа и уровня катагенетической зрелости исследователями используются, главным образом, концентрационные распределения УВ и изотопный состав углерода.

На п-ве Ямал и прилегающей западной части п-ва Гыдан УВ-флюиды нижнемеловых и юрских залежей, а также конденсаты из альб-сеноманских отложений, вероятнее всего, генерированы зрелым террагенным и/или смешанным ОВ, которое накапливалось в слабо- и умеренно-восстановительных условиях. Их источником могли быть обогащенные катагенно зрелым ОВ нижнесреднеюрские, главным образом, зимняя, шараповская, китербютская, лайдинская и малышевская свиты [Чахмахчев и др., 1995; Конторович и др., 2013б; Chakhmakhchev et al., 1994; Fursenko, Kim, 2019]. Нельзя исключать также смешивание УВ-флюидов из разных источников при формировании залежей нефтидов смешанного генотипа, в первую очередь, в меловых отложениях. Аквагенные УВ-флюиды из меловых залежей центральных и южных районов п-ва Ямал, вероятно, образованы за счет ОВ баженовской ($K_{1b}-J_{3v}$) свиты и аквагенных прослоев малышевской (J_2) [Воробьева и др., 1992; Чахмахчев и др., 1995; Конторович и др., 2013б; Chakhmakhchev et al., 1994; Katz et al., 2003]. Нефти и конденсаты разных генотипов Енисей-Хатангского района и прилегающей восточной части п-ва Гыдан более четко стратифицированы по разрезу. Нефти террагенного генотипа локализованы в среднеюрских залежах. Источником этих нефтей считают преимущественно высокозрелое окисленное террагенное ОВ нижней и средней юры [Филипцов и др., 2006; Ларичев и др., 2003; Гончаров и др., 2009б; Афанасенков и др., 2019]. Согласно распределению УВ-биомаркеров террагенный генезис или его участие отмечается также для УВ-флюидов из нижнемеловых залежей Горчинского [Афанасенков и др., 2019] и Казанцевского [Родченко, 2016] месторождений. В качестве источников аквагенных нефтей нижнемеловых залежей Енисей-Хатангского района в первую очередь рассматривают обогащенные аквагенным ОВ прослои верхнеюрских яновстанской и гольчихинской свит [Дахнова и др., 2009; Гончаров и др., 2010, 2011; Ким, Родченко, 2013; Родченко, 2016; Афанасенков и др., 2019], которые захоронялись в слабо- и умеренно-восстановительных обстановках. Возможным источником некоторых аквагенных нефтей Енисей-Хатангского района могли быть глинистые прослои нижнехетской и шуратовской свит (K_1) [Дахнова и др., 2009; Ким, Родченко, 2013; Родченко, 2016]. Однако, по мнению И. В. Гончарова с коллегами [2010], низкий генерационный потенциал и различия между молекулярными параметрами нефтей (Ванкорское месторождение) и битумоидов этой толщи не позволяют считать их источником промышленных УВ-залежей.

Большинство исследователей считает, что основная масса нефтей и конденсатов апт-альб-сеноманских залежей подверглась биодеградации [Воробьева и др., 1992; Дахнова и др., 2009; Гончаров, 2011; Шевченко и др., 2016; Афанасенков и др., 2019]. На Ванкорском месторождении биодеградированные нефти обнаружены вплоть до низов нижнего мела (нижнехетская свита) [Oblasov et al., 2018].

По мнению многих исследователей [Стасова и др., 2005; Соболева и др., 2019; Фурсенко, Ким, 2019; Katz et al., 2003], вариации физико-химических свойств УВ-флюидов (плотность, вязкость, фракционный состав, содержание серы, САВ и УВ) по разрезу и по площади в значительной мере обусловлены не генетическими причинами, а вторичными преобразованиями (биодегградация, миграционные процессы). Биодегградация нефтей сопровождается значительным увеличением их плотности, вязкости, содержания САВ, нефтенос, снижением содержания низкокипящих фракций, увеличением температур начала кипения и т.п. Миграционные процессы (фильтрация, фазово-ретроградные процессы, сорбция-десорбция и т.д.) действуют

разнонаправленно, что вместе с многостадийностью массопереноса УВ-смесей при формировании залежей нивелирует изменения базовых качеств УВ-флюидов.

Контрольные вопросы

1. Какие общие особенности физико-химических свойств и состава характерны для нефтей севера ЗС НГП?
2. ОВ каких свит считается источником УВ-флюидов аквагенного генотипа, аккумулярованных в меловых залежах северных районов ЗС НГП?
3. Какие условия седиментации характерны ОВ, исходному для этих УВ-флюидов?
4. Какие особенности распределения УВ-биомаркеров и соответствующие им геохимические параметры характерны для УВ-флюидов аквагенного генотипа?
5. Какой генотип определен для нефтей и конденсатов среднеюрских залежей Енисей-Хатангского района и восточной части п-ва Гыдан? Какое ОВ является их источником?
6. На каких интервалах разреза в северных районах ЗС НГП находятся залежи УВ-флюидов, подвергшиеся биодegradации?
7. Какие геохимические критерии позволили диагностировать воздействие микробиологического окисления на их состав?
8. Какие факторы являются благоприятными для развития процессов биодegradации в залежах?

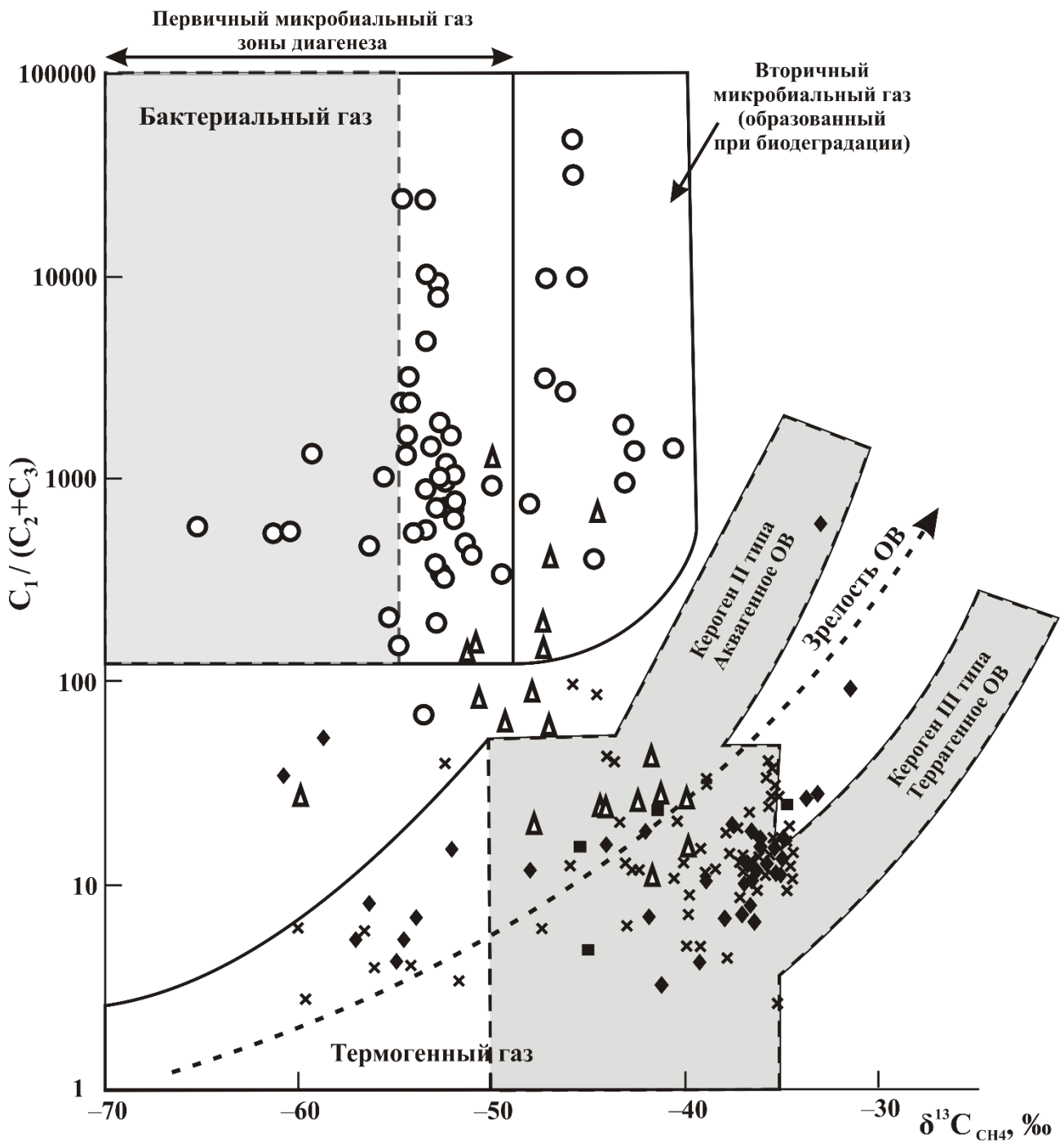
4. УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ И ИХ ИСТОЧНИКИ

Северные и арктические районы ЗС НГП являются крупнейшим газопроизводящим районом мира. В пределах рассматриваемой территории открыт целый ряд уникальных по запасам газа месторождений – Ямбургское, Утреннее, Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштерновское, Южно-Тамбейское, Мылыгинское [Брехунцов, Битюков, 2002; 2003; 2005а; 2005б; 2005в]. Основная масса газовых залежей локализована в меловых отложениях, главным образом в ее верхней – апт-сеноманской части.

Свободные газы нижнесреднеюрских залежей арктических районов ЗС НГП по составу соответствуют исходному преимущественно террагенному ОВ и высокому уровню его зрелости. В качестве их источников рассматривают обогащенные углестым ОВ отложения триаса – средней юры [Вышемирский, Конторович, 1998; Ермилов и др., 2004]. Это в основном сухие газы (содержание метана, как правило, составляет более 95 %) с низкими содержаниями гомологов метана (< 5 %) и неуглеводородных газов (не более 1–2 %) [Ермилов и др., 2004]. Газы газоконденсатных залежей имеют более широкий разброс параметров компонентного состава. В нижнемеловых и верхнеюрских залежах свободные газы характеризуются относительной обогащенностью гомологами метана (5–15 %), которую объясняют значительным участием в образовании этих газов аквагенного ОВ, в первую очередь баженовской свиты и ее возрастных аналогов [Ермилов и др., 2004; Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006]. Углерод метана газов из залежей в возрастном диапазоне от нижней юры до нижнего мела обогащен изотопом ^{13}C (рис. 4) ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CН}_4}$ –40...–32 ‰) [Конторович и др., 1980; Полякова и др., 1986; Прасолов 1990; Немченко и др., 1998; Ермилов и др., 2004], что указывает на высокую стадию термокаталитического преобразования исходного ОВ [Галимов, 1989], соответствующую главной зоне нефтеобразования и глубинной зоне газообразования.

Газовые залежи альб-сеноманского комплекса арктических районов ЗС НГП содержат сухие газы с легким изотопным составом, значительно легче по сравнению с газами нижнемеловых и юрских залежей (см. рис. 4). Вопрос о механизме и источниках их формирования многие годы является дискуссионным. В. И. Ермаков с коллегами [1970], опираясь на данные по изотопному составу углерода метана ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CН}_4} \leq -60$ ‰), интерпретировали генезис этих газов как биохимический, т.е. их образование за счет микробияльного разложения ОВ сеномана на этапе диагенеза. Позднее было установлено, что изотопный состав метана этих залежей, как правило, более тяжелый ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CН}_4}$ –60...–45 ‰) [Конторович и др., 1980; Прасолов, 1990; Галимов, 1995; Немченко и др., 1999; Ермилов и др., 2004]. Используя закономерности изменения изотопного состава углерода ОВ, Э.М. Галимов [1989] показал, что значения $\delta^{13}\text{C}_{\text{CН}_4}$ –55...–50 ‰ свидетельствуют о раннекатагенном уровне преобразования ОВ как террагенного, так и аквагенного генотипа. Соответственно, исходя из глубинной зональности газообразования и наличия газоматеринских толщ, многие исследователи считают, что основная масса сеноманских газов образовалась за счет террагенного ОВ апт-альбских отложений, испытавшего начальный катагенез [Конторович и др., 1975, 1980; Галимов, 1995; Немченко и др., 1999; Строганов, Скоробогатов, 2004].

В работах [Конторович и др., 1975, 1980; Кругликов и др., 1980] предполагается, что газы альб-сеноманских отложений могли формироваться из двух источников: за счет апт-альбских



Условные обозначения:

Возраст вмещающих отложений: \blacklozenge – J; \times – K₁; \blacktriangle – K_{1a-al}; \bigcirc – K_{2c}.

Распределение зон газов разного генезиса: \blacksquare – по (Whiticar, 1998; Cramer et al., 1999);
 \square – по (Milkov, 2010).

Рис. 4. Диаграмма Бернарда для углеводородных газов севера Западной Сибири. Данные по составу УВ-газов соответствуют работам [Алексеев и др., 1972; Немченко и др., 1999; Cramer et al., 1999; Milkov, 2010]

отложений с ОВ ранних стадий катагенеза и из сильно преобразованного ОВ юрских пород. Эти предположения подтверждаются результатами историко-генетического моделирования процессов нефтидогенеза в пределах п-ов Ямал и Гыдан [Конторович и др., 2013б]. Кроме того, образованием альб-сеноманских газов из нескольких источников, находящихся на разных стадиях катагенеза, можно объяснить, что в их составе наряду с изотопно легким метаном обнаружен метан с тяжелым изотопным составом углерода ($-42 \dots -38 \text{ ‰}$), подобным метану среднеюрских газов [Прасолов, 1990; Ермилов и др., 2004]. Согласно расчетам В.С. Вышемирского и А.Э. Конторовича [1998], в альб-сеноманском нефтегазоносном комплексе содержится не менее 45 % газа, который эмигрировал из триас-среднеюрских отложений.

Таким образом, значительная роль в формировании уникальных апт-альб-сеноманских залежей УВ-газов в северных и арктических районах ЗС НГП отводится газам ранней генерации, которые образуются главным образом из углистого ОВ в начале его термокаталитического преобразования [Конторович и др., 1975, 1980, 1994а; 2013б; Строганов, Скоробогатов, 2004]. Благоприятными для аккумуляции этих газов в залежах являются следующие факторы: присутствие в разрезе мощных угленосных нижнемеловых отложений с высоким содержанием $C_{орг}$ (до 5–10 %), достигших начала ГЗН, наличие на момент газогенерации структурных ловушек и качественных флюидоупоров (турон-палеогеновые толщи мощностью > 500 м), предотвращающих рассеивание газов. Оригинальный механизм формирования залежей раннекатагенных газов на севере ЗС НГП предлагается в работах [Cramer et al., 1999; Litke et al., 1999]: УВ-газы генерировались газопроизводящими толщами в центральных районах бассейна (включая Среднее Приобье) \rightarrow растворялись до полного насыщения в подземных водах меловой водонапорной системы \rightarrow эмигрировали с ними на север, где в неогене при инверсии тектонических движений за счет снижения пластовых давлений и температур выделялись из воды и аккумуляровались в альб-сеноманских резервуарах.

Помимо публикации [Ермаков, 1970] очень низкие значения $\delta^{13}C_{CH_4}$ ($< -60 \text{ ‰}$) для некоторых альб-сеноманских газов показаны в исследованиях [Конторович и др., 1980; Немченко и др., 1999; Ермилов и др., 2004]. Поэтому в работах [Гончаров и др., 1983; 2011; Milkov, 2010; Oblasov et al., 2018] развиваются представления о «вторичном» микробиальном происхождении этих сухих изотопно легких газов (см. рис. 4). Основным процессом, за счет которого могли генерироваться такие газы, считают анаэробную биodeградацию нефтей метаногенерирующими бактериями.

Контрольные вопросы

1. В каком стратиграфическом интервале разреза локализованы газовые залежи на севере ЗС НГП?
2. В чем заключается отличие в составе газов нижнесреднеюрских залежей от газов верхнеюрских и нижнемеловых залежей?
3. Какие мнения существуют по поводу генезиса газа из залежей альб-сеноманского комплекса арктических районов ЗС НГП?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В составе юры и мела арктических районов ЗС НГП наблюдается значительный по мощности комплекс пород, которые рассматривают в качестве нефтегазоматеринских.

Основными нефтематеринскими толщами считают верхнеюрскую баженовскую свиту (п-в Ямал), верхи гольчихинской (п-в Гыдан и прилегающая северо-западная часть Енисей-Хатангского района) и среднюю часть яновстанской (юго-запад Енисей-Хатангский района) свит. Эти толщи обогащены преимущественно аквагенным ОВ, зрелость которого соответствует уровню ГЗН – началу ГЗГ. В отличие от классической баженовской свиты центральных районов ЗС НГП для верхнеюрского нефтематеринского аквагенного ОВ арктических районов ЗС НГП отмечают примесь террагенной органики и признаки окисленности в диагенезе. Такая специфика ОВ обусловлена его накоплением в прибрежно-морских условиях, для которых характерна близость источников сноса террагенного осадочного материала, что отражается как на составе ОВ, так и на составе аквагенных нефтей, генерированных этими толщами. Нефти и конденсаты аквагенного типа, генетически связанные с верхнеюрскими нефтематеринскими породами, аккумулярованы главным образом в залежах нижнего мела. В составе нижнесреднеюрских отложений к нефтематеринским относят зимнюю, шараповскую, китербютскую, лайдинскую и малышевскую свиты, обогащенные смешанным высокозрелым ОВ. В Енисей-Хатангском районе и на востоке п-ва Гыдан нефти и конденсаты, генерированные этими толщами, обнаружены в основном в среднеюрских залежах. На п-ве Ямал и в западной части п-ва Гыдан они аккумулярованы как в юрских, так и в меловых залежах. В качестве потенциально нефтематеринских толщ рассматривают также обогащенные аквагенным ОВ глинистые прослои верхнеюрских сиговской и абалакской свит, а также глины низов нижнего мела (нижнехетская, шуратовская и ахская свиты), нефтегенерационные свойства которых изучены недостаточно детально.

Согласно опубликованным исследованиям практически весь юрско-меловой комплекс пород может рассматриваться как газопроизводящий. Однако основным поставщиком УВ-газов в залежи арктических районов ЗС НГП считают нижнесреднеюрские отложения с высокозрелым ОВ, преимущественно террагенного генотипа. Обогащенные ОВ, в том числе и аквагенным, верхнеюрские отложения также внесли существенный вклад в формирование уникальной газоносности рассматриваемого района. В апт-альб-сеноманских газовых залежах значительна роль сухих, изотопно легких газов, образованных на начальных стадиях катагенеза из террагенного (углистого) ОВ меловых отложений. В качестве вероятных источников этих газов рассматривают УВ-газы, растворенные в юрско-меловой водонапорной системе, а также метан, образующийся при биодегградации нефтей. Таким образом, вопрос о генезисе апт-альб-сеноманских газов остается дискуссионным.

Очаги нефтегазогенерации рассматриваемого района локализованы в наиболее погруженных, депрессионных зонах. Поставщиком УВ в залежи Ванкорской группы месторождений считают юрско-меловые отложения Большехетской мегасинеклизы. УВ-флюиды Енисей-Хатангского района, расположенные севернее Ванкорского месторождения, вероятнее всего формировались за счет нефтегазогенерации в пределах одноименного прогиба. Нефти, газы и конденсаты, аккумулярованные в пределах п-ва Ямал и западной части п-ва Гыдан,

эмигрировали из крупных отрицательных тектонических структур, которые выделяют в акватории Карского моря и на п-ве Гыдан. Следует отметить, что геохимия ОВ осадочных толщ в пределах двух последних очагов не исследована из-за низкой разбуренности и, как следствие, недоступности кернового материала. Для оценки масштабов нефтегазогенерации в них используются расчетные геохимические параметры, что существенно снижает ее достоверность. Установлено, что ОВ юрско-меловых отложений рассматриваемого района весьма неоднородно распределено по площади и по разрезу. Это касается как его концентраций в породах, так и его генерационных характеристик, зависящих в первую очередь от фациально-генетического типа и уровня катагенетической зрелости. Однако слабоизученным, зачастую охарактеризованным единичными анализами, остается ОВ нижнесреднеюрских и меловых отложений. Разрозненный, слабо детализированный аналитический материал приводит к большим вариациям в оценках времени и масштабов нефтегазогенерации в юрско-меловом комплексе, которые опубликованы в последних работах по бассейновому моделированию разных участков рассматриваемого района. Соответственно, существует необходимость в детализации геохимических исследований юрско-меловых отложений в первую очередь наиболее северных участков рассматриваемого района.

Контрольные вопросы

1. Какие свиты рассматривают в качестве основных нефтематеринских толщ в северных и арктических районах ЗС НГП?
2. Какими геохимическими особенностями характеризуется ОВ классической баженовской свиты центральных районов ЗС по сравнению с ОВ северных районов, а также ОВ ее возрастных аналогов на северо-востоке провинции?
3. В залежах какого возраста обнаружены нефти и конденсаты, генетически связанные с верхнеюрскими нефтепроизводящими толщами?
4. Какие нижнесреднеюрские свиты считаются нефтепроизводящими?
5. В залежах какого возраста в Енисей-Хатангском районе и на востоке п-ва Гыдан аккумулярованы нефти, генетически связанные с нижнесреднеюрскими нефтепроизводящими толщами?
6. В залежах какого возраста на п-ве Ямал и на западе п-ва Гыдан аккумулярованы нефти, генетически связанные с нижнесреднеюрскими нефтепроизводящими толщами?
7. Какие толщи считаются основными газопроизводящими в северных и арктических районах ЗС НГП?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Алексеев Ф. А., Лебедев В. С., Крылова Т. А. Изотопный состав углерода газообразных углеводородов и условия образования залежей природного газа // Сов. геология. 1972. № 4. С. 35–47.
- Афанасенков А. П., Жеглова Т. П., Петров А. Л. Углеводороды-биомаркеры и изотопный состав углерода битумоидов и нефтей мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 1. С. 47–63.
- Афанасенков А. П., Петров А. Л., Грайзер Э. М. Геохимическая характеристика и нефтегенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской областей // Геология нефти и газа. 2018. № 6. С. 109–127.
- Болдушевская Л. Н. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты: Дис. ... канд. геол.-минер. наук. Красноярск: КНИИГиМС, 2001. 206 с.
- Борисова Л. С., Косяков Д. В., Красавчиков В. О., Фурсенко Е. А. Региональные закономерности изменения физико-химических свойств нефтей нижнего мела (берриас – готерив) Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2011. № 5. С. 56–63.
- Бостриков О. И., Ларичев А. И. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 6. № 3. С. 1–19.
- Брехунцов А. М., Битюков В. Н. Открытые горизонты: в 5 т. Тюмень: Сиб. науч.-аналит. центр, 2005а. Т. 1. 660 с.; Екатеринбург: Средне-Урал. кн. изд-во, 2002. Т. 2. 660 с.; Тюмень: Изд. центр «Академия», 2003. Т. 3. 592 с.; Тюмень: Сиб. науч.-аналит. центр, 2005б. Т. 4. 600 с.; Тюмень: Сиб. науч.-аналит. центр, 2005в. Т. 5. 708 с.
- Вассоевич Н. Б. Исходное вещество для нефти и газа // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений: Материалы Всесоюз. совещ. по генезису нефти и газа. М.: Недра, 1972. С. 39–70.
- Вассоевич Н. Б. Происхождение нефти // Вестник МГУ. Сер. 4: Геология. 1975. Т. 5. С. 3–23.
- Вассоевич Н. Б., Неручев С. Г. Нефтегазоматеринские свиты и принципы их диагностики // Общие вопросы диагностики нефтегазоматеринских отложений: Материалы Всесоюз. семинара. Ч. 1 / Под. ред. Н. Б. Вассоевича, П. П. Тимофеева. М.: Наука, 1979. С. 15–30.
- Вассоевич Н. Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. Избр. тр. М.: Наука, 1986. 368 с.
- Воробьева Н. С., Земскова З. К., Пунанова В. Г., Русинова Г. В., Петров А. А. Биометки нефтей Западной Сибири // Нефтехимия. 1992. Т. 32. № 5. С. 405–420.
- Вышемирский В. С., Конторович А. Э. Эволюция образования углеводородных газов в истории Земли // Геология и геофизика. 1998. Т. 39. № 10. С. 1392–1401.
- Галимов Э. М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973. 384 с.
- Галимов Э. М. Источники и механизмы образования углеводородных газов в осадочных породах // Геохимия. 1989. № 2. С. 163–180.
- Галимов Э. М. Генезис газов на севере Западной Сибири по данным $\delta^{13}\text{C}$ и δH метана // Докл. Академии наук. 1995. Т. 342. № 3. С. 371–374.

- Гируц М. В., Строева А. Р., Гаджиев Г. А. и др. Адамантаны C11-C13 в биодegradированных и небиодegradированных конденсатах // Нефтехимия. 2014. Т. 54. № 1. С. 12–16.
- Гончаров И. В., Крашин Д. И., Шпильман К. А. О природе нефтей и газов севера Тюменской области // Геология нефти и газа. 1983. № 3. С. 34–38.
- Гончаров И. В., Кринин В. А., Самойленко В. В. и др. К вопросу о генерационном потенциале яновстанской свиты северо-востока Западной Сибири // Материалы VII Междунар. конф. «Химия нефти и газа» (г. Томск, 21–26 окт. 2009). Томск: Изд-во Ин-та оптики атмосферы СО РАН, 2009а. С. 26–30.
- Гончаров И. В., Кринин В. А., Самойленко В. В. и др. Нефти нижнехетской свиты Ванкорского месторождения и источник их генерации // Успехи органической геохимии: Материалы Всеросс. науч. конф. (г. Новосибирск, 11–15 окт. 2010). Ред. А. Э. Конторович. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2010. С. 100–104.
- Гончаров И. В., Самойленко В. В., Обласов Н. В. и др. Природа нефтей района Ванкорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2011. № 3. С. 12–17.
- Гончаров И. В., Кринин В. А., Самойленко В. В. и др. Геохимия нефтей юрско-меловых отложений района Ванкорского месторождения // Материалы VII Междунар. конф. «Химия нефти и газа» (г. Томск, 21–26 окт. 2009). Томск: Изд-во Ин-та оптики атмосферы СО РАН, 2009б. С. 204–208.
- Гордадзе Г. Н., Гируц М. В., Пошибаева А. Р. и др. Исследование строения бензольных, спирто-бензольных смол и керогена органического вещества пород (на примере пород баженовской свиты северной части Гыданского полуострова) // Нефтехимия. 2019. Т. 59. № 6. С. 618–631.
- Гордадзе Г. Н., Чахмахчев В. А., Тихомиров В. И. Геохимическая типизация газоконденсатов нижнемеловых пластов Ямбургского месторождения Западной Сибири // Нефтехимия. 2004. Т. 44. № 3. С. 171–179.
- Гурари Ф. Г. Строение и условия образования клиноформ неоконских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. 140 с.
- Гурари Ф. Г., Девятов В. П., Демин В. И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции. Новосибирск: Наука, 2005. 156 с.
- Дахнова М. В., Желлова Т. П., Нечитайло Г. С. и др. Геохимия и генезис нефтей Ванкорского месторождения // Геология нефти и газа. 2009. № 5. С. 30–37.
- Девятов В. П., Никитенко Б. Л., Шурыгин Б. Н. Палеогеография Сибири в юрском периоде на этапах основных перестроек // Новости палеонтологии и стратиграфии. Прил. к журн. «Геология и геофизика». 2011. Т. 52. № 16–17. С. 87–101.
- Дешин А. А., Бурштейн Л. М. Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т. 13. № 3. С. 1–15.
- Дешин А. А., Сафронов П. И., Бурштейн Л. М. Оценка времени реализации главной фазы нефтеобразования в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2017. № 4. С. 33–44.
- Ермаков В. И., Лебедев В. С., Немченко Н. Н. и др. Изотопный состав углерода природных газов севера Западно-Сибирской низменности в связи с вопросами их генезиса // Докл. Академии наук СССР. 1970. Т. 190. № 3. С. 683–686.
- Ермилов О. М., Карагодин Ю. Н., Конторович А. Э. и др. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. 141 с.
- Исаев А. В., Поляков А. А. Пайяхская зона нефтегазонакопления западной части Енисей-Ханганской НГО // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2020. Т. 1. № 41. С. 20–39.

- Казаков А. М., Константинов А. Г., Курушин Н. И. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 322 с.
- Казаненков В. А., Ершов С. В., Рыжкова С. В. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. 2014. № 1. С. 29–51.
- Казаненков В. А., Фурсенко Е. А., Шапорина М. Н. Закономерности изменения физико-химических свойств нефтей и конденсатов из залежей тюменской и малышевской свит Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т. 13. № 2. С. 1–22.
- Ким Н. С., Родченко А. П. Органическая геохимия и нефтегазогенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 1236–1252.
- Кислухин И. В. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. 116 с.
- Клещев К. А., Шеин В. С. Нефтяные и газовые месторождения России. Книга вторая – азиатская часть России. М.: ВНИГНИ, 2010. 720 с.
- Климова Е. Н., Кучерявенко Д. С., Поляков А. А. Новые данные об условиях формирования резервуаров Пайяхского месторождения и перспективы их нефтеносности на территории Нижнеенисейского нефтегазоносного района // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т. 13. № 1. С. 1–17
- Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
- Конторович А. Э., Трофимук А. А. Литогенез и нефтеобразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтяных и битуминозных пород: Докл. сов. геологов. Междунар. геол. конгресс, 25-я сессия / Под ред. Н. Б. Вассоевича. М.: Наука, 1976. С. 19–36.
- Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности // Тр. СНИИГГиМС. М.: Недра, 1976. Вып. 229. 248 с.
- Конторович А. Э., Богородская Л. И., Гольшев С. И. и др. Геохимические критерии нефтегазоносности и условия формирования скоплений нефти и газа мезозойских отложений севера Западно-Сибирской плиты // Критерии прогноза нефтегазоносности провинций Сибири: Сб. науч. тр. СНИИГГиМС / Под ред. А. Э. Конторовича, А. А. Растегина. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. Вып. 283. С. 86–127.
- Конторович А. Э., Верховская Н. А., Тимошина И. Д., Фомичев А. С. Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти // Геология и геофизика. 1986. № 5. С. 3–13.
- Конторович А. Э., Сурков В. С., Трофимук А. А. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, СНИИГГиМС, 1994б. 71 с.
- Конторович А. Э., Меленевский В. Н., Иванова Е. Н., Фомин А. Н. Фенантрены, ароматические стероиды и дибензтиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 7. С. 873–883.
- Конторович А. Э., Конторович В. А., Рыжкова С. В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. 2013а. Т. 54. № 8. С. 972–1012.
- Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Малышева Н. А. и др. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карско-

- го моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. 2013б. Т. 54. № 8. С. 1179–1226.
- Конторович А. Э., Ершов С. В., Казаненков В. А. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 56. С. 745–776.
- Конторович А. Э., Пономарева Е. В., Бурштейн Л. М. и др. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 2018. Т. 59. № 3. С. 357–371.
- Конторович А. Э., Богородская Л. И., Борисова Л. С. и др. Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта // Геохимия. 2019. Т. 64. № 6. С. 585–593.
- Кругликов Н. М., Лобков В. А., Прасолов Э. М. и др. Особенности геохимии газов Западной Сибири как показатель условий скопления углеводородов // Условия нефтегазоносности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите: Тр. всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та / Под ред. Г. П. Евсеева. Л.: ВНИГРИ, 1980. С. 75–92.
- Ларичев А. И., Рязанова Т. А., Меленевский В. Н. и др. Органическая геохимия среднеюрско-нижнемелового разреза восточного борта Большехетской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 11. С. 4–13.
- Лопатин Н. В., Емец Т. П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. М.: Наука, 1987. 144 с.
- Лопатин Н. В., Емец Т. П., Зубайраев С. Л., Литвинова В. Н. Углеводородный потенциал баженовской свиты Западной Сибири в свете данных пиролиза // Геология и геофизика. 1987. № 7. С. 25–31.
- Лопатин Н. В., Мойя М. А., Емец Т. П. Об изотопно-геохимической характеристике нефтей и органического вещества глин тюменской свиты Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. 1992. № 4. С. 24–29.
- Немченко Н. Н., Ровенская А. С., Шоелл М. Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1999. № 1–2. С. 45–56.
- Неручев С. Г., Вассоевич Н. Б., Лопатин Н. В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород: Докл. сов. геологов. Междунар. геол. конгресс, 25-я сессия / Под ред. Н. Б. Вассоевича. М.: Наука, 1976. С. 47–62.
- Никитенко Б. Л. Стратиграфия, палеобиогеография и биофауны юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды). Новосибирск: Параллель, 2009. 680 с.
- Никитенко Б. Л., Девятков В. П., Родченко А. П. и др. Гольчихинская свита (верхи бата – низы бореального берриаса) Енисей-Хатангского прогиба (запад северо-сибирской низменности) // Геология и геофизика. 2020. Т. 61. № 4. С. 508–526.
- Петров А. А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 263 с.
- Петров А. А. Геохимическая типизация нефтей // Геохимия. 1994. № 6. С. 876–891.
- Полякова И. Д., Колганова М. М., Соболева Е. И., Степаненко Г. Ф. Геохимические критерии нефтегазоносности севера Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского бассейна: Сб. ст. (Труды АН СССР) / Под ред. А. А. Трофимука. М.: Наука, 1982. Вып. 514. С. 119–132.
- Попов С. А., Исаев В. И. Моделирование нафтидогенеза Южного Ямала // Геофиз. журн. 2011. Т. 33. № 2. С. 80–104.
- Постановления межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий / Под ред. А. И. Жамойда. СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. Вып. 36. 64 с.
- Прасолов Э. М. Изотопная геохимия и происхождение природных газов. Л.: Недра, 1990. 283 с.
- Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири / Под ред. Ф. Г. Гурари. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. 114 с.

- Родченко А. П. Геохимия органического вещества верхнеюрских отложений северо-востока Западной Сибири и генезис меловых нефтей региона // Геология нефти и газа. 2016. № 6. С. 107–118.
- Родченко А. П. Кероген верхнеюрских отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геохимия. 2022. Т. 67. № 8. С. 750–765.
- Сафронов П. И., Ершов С. В., Ким Н. С., Фомин А. Н. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна // Геология нефти и газа. 2011. № 5. С. 49–55.
- Скоробогатов В. А., Строганов Л. В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 261 с.
- Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 352 с.
- Соболева Е. В., Большакова М. А., Корнева Т. Н. и др. Влияние геолого-геохимических условий формирования залежей на состав и свойства углеводородных флюидов (на примере Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения) // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 2. С. 190–202.
- Соболева Е. В., Строганов Л. В. Генетические особенности и перспективы поисков нефтяных скоплений на Ямале // Геология нефти и газа. 1993. № 6. С. 6–10.
- Стасова О. Ф., Фомичев А. С., Ларичкина Н. И., Чеканов В. И. Типы нефтей нижнемеловых и верхнеюрских отложений восточной части Большехетской впадины и Мангазейской зоны поднятий // Технологии ТЭК. 2005. № 3. С. 10–15.
- Стасова О. Ф., Андрусевич В. Е. Типы нефтей и конденсатов в мезозойских отложениях севера Западно-Сибирской плиты // Органическая геохимия мезозойских и палеозойских отложений Сибири: Сб. науч. тр. СНИИГГиМСа / Под ред. А. Э. Конторовича, А. С. Фомичева. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1981. Вып. 288. С. 29–36.
- Строганов Л. В. Генетическая зональность размещения газоконденсатных залежей и прогноз нефтегазоносности п-ова Ямал // Геология нефти и газа. 1989. № 4. С. 12–15.
- Строганов Л. В., Скоробогатов В. А. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. 415 с.
- Ступакова А. В., Казанин Г. С., Иванов Г. И. и др. Моделирование процессов образования углеводородов на территории Южно-Карской впадины // Разведка и охрана недр. 2014. № 4. С. 47–51.
- Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 502 с.
- Ульянов Г. В. Геолого-геохимические предпосылки газонефтеносности юрских отложений Южно-Карской впадины: Автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. М.: МГУ, 2011. 24 с.
- Филипцов Ю. А., Болдушевская Л. Н., Конторович А. А., Кригин В. А. Катагенез органического вещества и фазовый состав залежей углеводородов северо-западного обрамления Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 1998. № 12. С. 25–33.
- Филипцов Ю. А., Давыдова И. В., Болдушевская Л. Н. и др. Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 5–6. С. 52–57.
- Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. 331 с.
- Фурсенко Е. А., Каширцев В. А. Адамантоидные углеводороды в нефтях и конденсатах Салмановского (Утреннего) месторождения (Западная Сибирь) // Материалы X Междунар. конф. «Химия нефти и газа» (г. Томск, 1–5 октября 2018). Томск: Изд. дом ТГУ, 2018. С. 685–685.

- Фурсенко Е. А., Певнева Г. С., Казаненков В. А. и др. Физико-химические свойства, геохимия конденсатов из залежей средней юры Малоямальского месторождения (Западная Сибирь) и адамантаны в них // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 3. С. 39–47.
- Фурсенко Е. А., Бурухина А. И. Геохимия нефтей и конденсатов месторождений Тамбейской группы (полуостров Ямал, Западная Сибирь) // Химия в интересах устойчивого развития. 2021. Т. 29. № 4. С. 507–522.
- Чахмахчев А. В., Сузуки Н., Чахмахчев В. А. Углеводороды-биомаркеры при геохимической оценке перспектив нефтегазоносности Ямала // Геохимия. 1995. № 5. С. 665–676.
- Шадрина Е. С., Самойленко В. В., Гончаров И. В. Природа нефтей и газов Гыданского полуострова // Материалы X Междунар. конф. «Химия нефти и газа» (г. Томск, 1–5 окт. 2018). Томск: Изд. дом ТГУ, 2018. С. 704–704.
- Шевченко Н. П., Фурсенко Е. А., Каширцев В. А., Карташов Е. В. Геохимия бензиновых фракций конденсатов полуострова Ямал // Материалы XII Междунар. науч. конгресса «Интерэкспо ГЕО-Сибирь 2016» (г. Новосибирск, 18–22 апр. 2016). Новосибирск: СГУГиТ, 2016. С. 180–184.
- Chakhmakhchev A., Sampei Y., Suzuki N. Geochemical characteristics of oils and source rocks in the Yamal peninsula, West Siberia, Russia // Organic Geochemistry. 1994. Vol. 22. № 2. P. 311–322.
- Cramer B., Poelchau H. S., Gerling P., et al. Methane released from groundwater: the source of natural gas accumulations in northern West Siberia // Marine and Petroleum Geology. 1999. Vol. 16. № 3. P. 225–244.
- Fursenko E. A., Kim N. S. Geochemistry of Condensates of Maloyamal'skoe Field (Yamal Peninsula, Western Siberia) // Petroleum Chemistry. 2019. Vol. 59. № 10. P. 1138–1146.
- Katz B. J., Robison C. R., Chakhmakhchev A. V. Aspects of hydrocarbon charge of the petroleum system of the Yamal Peninsula, West Siberia basin // International Journal of Coal Geology. 2003. Vol. 54. № 1–2. P. 155–164.
- Littke R., Cramer B., Gerling P., et al. Gas generation and accumulation in the West Siberian basin // AAPG Bulletin. 1999. Vol. 83. № 10. P. 1642–1665.
- Milkov A. V. Methanogenic biodegradation of petroleum in the West Siberia basin (Russia): significance for formation of giant Cenomanian gas pools // AAPG Bulletin. 2010. Vol. 94. № 10. P. 1485–1541.
- Oblasov N. V., Goncharov I. V., Samoilenko V. V., van Graas G. W. Biodegradation in the Nkh 3-4 reservoir at Vankor Field (West Siberia Basin, Russia) is strongly controlled by rock properties // Organic Geochemistry. 2018. Vol. 119. P. 36–49.
- Peters K. E., Cassa M. R. Applied Source Rock Geochemistry // The Petroleum System – From Source to Trap. AAPG MEMOIR 60 / Ed. L. B. Magoon, W. G. Dow. 1994. Vol. 1. P. 93–120.
- Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The Biomarker Guide. Second Edition. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 2005. 1155 p.
- Samoilenko V. V., Shadrina E. S., Goncharov I. V., et al. The origin of hydrocarbon fluids and features of the formation of oil and gas fields in the Gydan peninsula // Materials of 29th IMOG (Gothenburg, 1–6 September 2019). EAGE, 2019. P. 1–2.
- Seifert W., Moldowan J. Paleoreconstruction by Biological Markers // Geochim. et Cosmochim. Acta. 1981. Vol. 45. № 6. P. 783–794.
- Whiticar M. J. Carbon and hydrogen isotopes systematics of bacterial formation and oxidation of methane // Chem. Geology. 1999. № 161. P. 291–314.

Учебное издание

Фурсенко Елена Анатольевна
Бурухина Александра Ильинична
Ким Наталья Сергеевна
Родченко Александра Петровна

**СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ
О ГЕОХИМИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА
И НАФТИДОВ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНЫХ
И АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Учебно-методическое пособие

Редактор С. В. Исакова
Верстка С. А. Косолаповой
Обложка Е. В. Неклюдовой

Подписано в печать 01.09.2023 г.
Формат 60x84/8. Уч.-изд. л. 8. Усл. печ. л. 7,0.
Тираж 61 экз. Заказ № 161
Издательско-полиграфический центр НГУ.
630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2.

