

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

© 2021 г. Е. А. Фурсенко<sup>a, b, \*</sup>, А. И. Бурухина<sup>a, b, \*\*</sup>, Н. С. Ким<sup>a, b, \*\*\*</sup>, А. П. Родченко<sup>a, \*\*\*\*</sup>

<sup>a</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
пр. академ. Коптюга, 3, Новосибирск, 630090 Россия

<sup>b</sup>Новосибирский государственный университет, ул. Пирогова, 1, Новосибирск, 630090 Россия

\*e-mail: fursenkoea@ipgg.sbras.ru

\*\*e-mail: burukhinaai@ipgg.sbras.ru

\*\*\*e-mail: kimns@ipgg.sbras.ru

\*\*\*\*e-mail: rodchenkoap@ipgg.sbras.ru

Поступила в редакцию 05.08.2020 г.

После доработки 05.11.2020 г.

Принята к публикации 22.12.2020 г.

В работе приведен аналитический обзор исследований, в которых обсуждаются вопросы геохимии органического вещества юрско-мелового комплекса арктических районов Западной Сибири и генетически связанных с ними нефтей, конденсатов и углеводородных газов. Основными нефтематеринскими толщами в этом регионе считают верхнеюрскую баженовскую свиту, разновозрастные гольчихинскую (верхняя часть) и яновстанскую (средняя часть) свиты. В отличие от классической баженовской свиты центральных районов Западной Сибири верхнеюрское нефтематеринское аквагенное органическое вещество (ОВ) арктического региона характеризуется примесью террагенной органики и окисленностью в диагенезе, что отражается на его составе и на составе генетически связанных с ним нефтей и конденсатов. Эти УВ флюиды аккумулированы главным образом в залежах нижнего мела. Нефтематеринскими являются также нижнесреднеюрские обогащенные смешанным высокозрелым органическим веществом зимняя, шараповская, китербютская, лайдинская и мальшевская свиты. В Енисей-Хатангском районе и на востоке п-ва Гыдан нефти и конденсаты, генерированные этими толщами, обнаружены в среднеюрских залежах, а на п-ве Ямал и на западе п-ва Гыдан – в юрских и в меловых залежах. Способными к нефтегенерации считают обогащенные аквагенным органическим веществом глинистые прослои слабоизученных верхнеюрских сиговской и абалакской свит, низы нижнего мела (нижнехетская, шураповская и ахская свиты). Практически весь юрско-меловой комплекс пород обладает газоматеринскими свойствами. В качестве основных источников углеводородных газов выделяют нижнесреднеюрские отложения, а также верхнеюрские породы с высокозрелым ОВ. Источником изотопно легких сухих газов апт-альб-сеноманских залежей рассматривают террагенное (углистое) ОВ меловых отложений ранних стадий катагенеза. Вопрос о вкладе раннекатагенных газов в газоносность региона является дискуссионным. Очаги нефтегазогенерации арктических районов Западной Сибири локализованы в наиболее погруженных, депрессионных зонах рассматриваемого района и к югу от него. Следует отметить, что значительный объем опубликованных исследований по геохимии ОВ весьма разнороден, соответственно, существует необходимость в детализации геохимических исследований юрско-меловых отложений этого района в целом, и в первую очередь для его наиболее северных участков.

**Ключевые слова:** п-ов Ямал, п-ов Гыдан, Енисей-Хатангский район, органическая геохимия, органическое вещество, нефть, конденсат, углеводородный газ, нефтегазоматеринская толща, биохеомофоссилии, пиролиз, главная зона нефтеобразования, глубинная зона газообразования

**DOI:** 10.31857/S0016752521120025

### ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день в связи с возрастающей интенсификацией освоения месторождений нефти и газа в арктических районах Западной Сибири исследования, направленные на оценку перспектив нефтегазоносности этих районов, являются весьма актуальными. Значительное место в таких

исследованиях занимает геохимическое изучение органического вещества (ОВ), нефтей, газоконденсатов и углеводородных (УВ) газов. Как известно, одним из необходимых условий нефтегазоносности является присутствие в осадочном бассейне нефтегазоматеринских толщ (НГМТ). Способность этих пород к нефтегазогенерации и

ее масштабы определяют в соответствии с современным комплексом геохимических показателей. На начальном этапе катагенеза и в условиях главной зоны нефтеобразования (ГЗН) аквагенный (сапропелевый) фациально-генетический тип ОВ продуцирует, главным образом, нефти, а образование преимущественно газообразных УВ происходит за счет террагенного (гумусового) ОВ на всех этапах катагенеза (Конторович, 1976; Peters et al., 2005). Основными параметрами, по которым реконструируют фациально-генетический тип ОВ, являются изотопный состав углерода и молекулярно-массовое распределение органических соединений-биохемофоссилий в составе битумоидов. Распределение  $C_{орг}$  (% на породу) в породах и количество продуктов, высвобождающихся при термическом воздействии на ОВ пород (пики  $S_1$  (десорбция) и  $S_2$  (крекинг керогена), водородный индекс HI) (Лопатин, Емец, 1987; Peters et al., 2005), используют для оценки масштабов нефтегазообразования. Пиролитический показатель  $T_{max}$ , углепетрографическая информация и биомаркерные параметры позволяют определять уровень зрелости ОВ, т.е. их соответствие основным этапам его термокаталитического преобразования: раннекатагенное образование, преимущественно газообразных УВ; нефте- и газогенерация в ГЗН; образование УВ газов за счет термического крекинга ОВ в высокотемпературной глубинной зоне газообразования (ГЗГ). Геохимические характеристики ОВ позволяют определять способность НГМТ к нефтегазогенерации, за счет которой формируются промышленные скопления УВ флюидов. Сопоставление особенностей их состава с геохимией ОВ НГМТ дают возможность выявлять очаги нефтегазогенерации и оценивать ее масштабы.

Рассматриваемый район (рис. 1) охватывает западную часть Енисей-Хатанского региона, п-в Гыдан и Ямал, которые согласно нефтегазогеологическому районированию Западной Сибири 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. В южной части рассматриваемый район охватывает северные окраины (с запада на восток) Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО. В Западной Сибири, включая ее арктические районы, нефтегазоносными являются юрско-меловые отложения, которые характеризуются благоприятным чередованием проницаемых толщ и флюидоупоров. В этом возрастном диапазоне выделяют нижне-среднеюрский (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-Хатанском 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-сноманский (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 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 арктическая часть Западной Сибири является зоной преимущественного газонакопления (Конторович и др., 1994а, 1994б; Казаненков 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, самостоятельные нефтяные залежи. В рассматриваемом районе месторождения с крупными нефтяными залежами локализованы в основном в его юго-восточной части (Ванкорское, Сузунское, Находкинское и Мессояхские месторождения) (рис. 1) (Клещев, Шеин, 2010). В Ямальской и Гыданской НГО в отложениях нижнего мела встречаются единичные самостоятельные нефтяные залежи (Западно-Тамбейское, Геофизическое, Новопортовское, Ростовцевское, Утреннее (Салмановское) месторождения) (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.

## НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Согласно принятой стратиграфической схеме мезозоя Западной Сибири на п-ве Ямал в объеме нижнего триаса выделяют вулканогенно-осадочную тиутейскую серию, сложенную известняками, мергелями, углистыми аргиллитами, базальтами (Казаков и др., 2002; Решение..., 2004). Восточнее, в Енисей-Хатангском районе и на п-ве Гыдан этот 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 условия седиментации изменяются 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 триаса в арктических районах не изучались, т.к. эти толщи вскрыты единичными скважинами. Преимущественно континентальные и прибрежно-морские условия формирования, 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. Фоминой (2011) определить, что зрелость ОВ триаса арктических районов соответствует, главным образом, апокатагенезу. Таким образом, имеющиеся свидетельства присутствия в триасе рассматриваемого района террагенного ОВ и его высокая катагенетическая преобразованность не позволяют высоко оценивать его нефтегазогенерационные свойства.

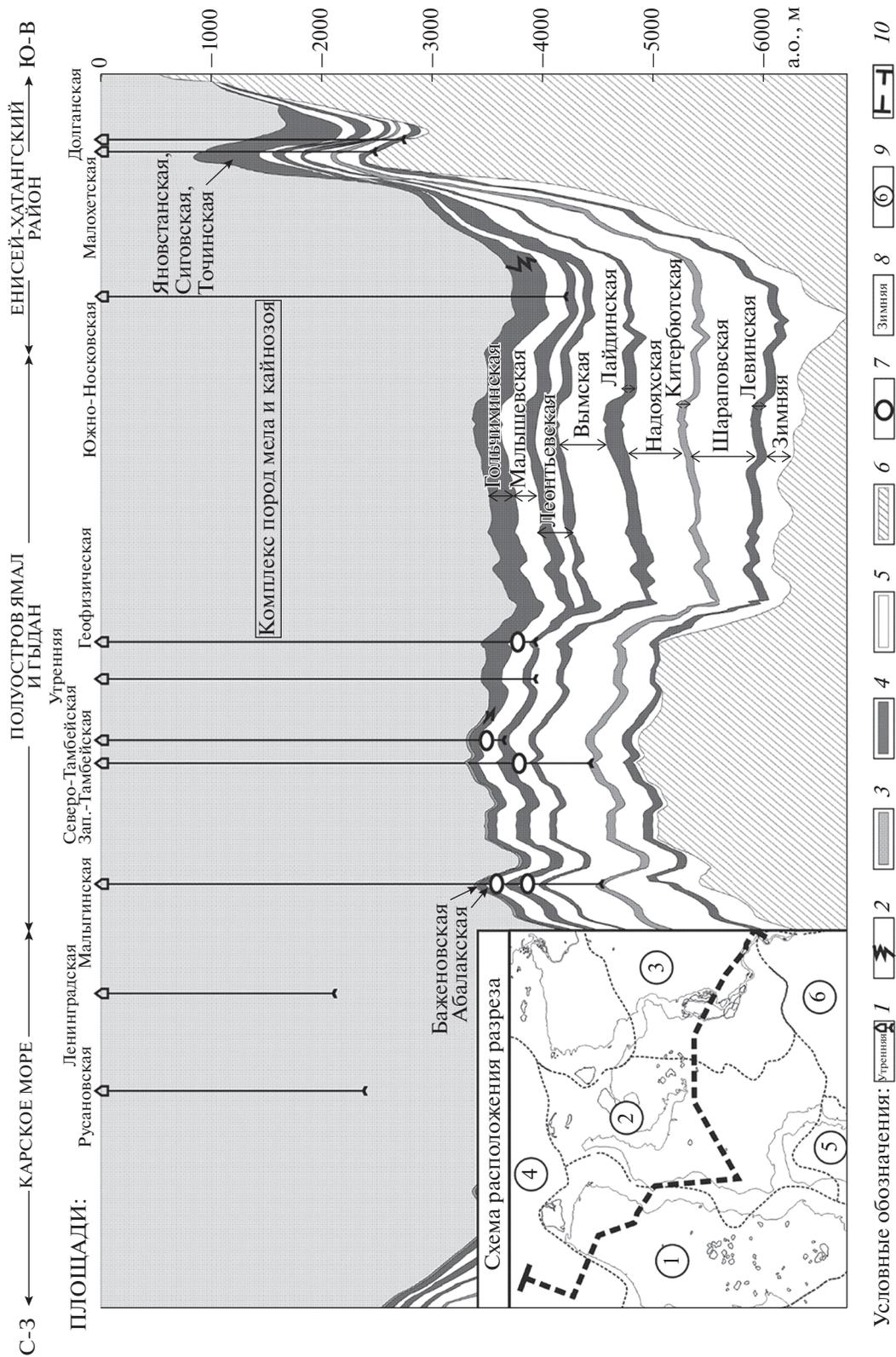
### НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

На триасовых осадочных породах плитного комплекса и палеозойском фундаменте залегают юрские отложения. Нижнесреднеюрский разрез арктических районов начинается с мощной толщи песчаников с подчиненными прослоями алевролитов и глин *зимней* свиты ( $J_{1h-p}$ , до 600 м) (рис. 2) (Решение..., 2004; Казанков и др., 2014). Далее, снизу вверх по разрезу, выделяют последовательно чередующиеся преимущественно глинистые (*левинская* ( $J_{1p}$ , 10–80 м), *китербютская* ( $J_{1t}$ , 40–60 м), *лайдинская* ( $J_{2a}$ , 45–100 м), *леонтьевская* ( $J_{2b}$ , 75–475 м)) и песчаные (*шараповская* ( $J_{1p}$ , 100–200 м), *надояхская* ( $J_{1t}$ , 185–300 м), *вымская* ( $J_{2b}$ , 70–250 м), *мальшевская* ( $J_{2bt}$ , 200–300 м)) свиты. На п-ве Ямал на песчаниках мальшевской свиты залегают аргиллиты *абалакской* ( $J_{2bt} - J_{3v}$ , 10–40 м) или нурминской ( $J_{2bt} - J_{3v}$ , 50–100 м), выше по разрезу, *баженовской* ( $J_{3v} - K_{1b}$ , 7–90 м) свит (рис. 2). В крайних южной и юго-западной частях полуострова в объеме келловей-верхней юры выделяют глинистую *данитовскую* свиту (до 120 м). На п-ве Гыдан и на северо-западе Енисей-Хатангского района келловей-верхнеюрский разрез представлен *гольчихинской* свитой ( $J_{2bt} - K_{1b}$ , до 950 м) (рис. 2), сложенной аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников. В юго-западной части рассматриваемого района, объем верхнего бата-келловей характеризует глинистая *точинская* свита ( $J_{2bt} - J_{2k}$ , 25–200 м) с подстилающей ее пахомовской песчаной пачкой.

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 наблюдается 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; 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 Западной Сибири геохимическими исследованиями охарактеризованы довольно скудно (табл. 1). Средние содержания  $C_{орг}$  в аргиллитах и алевролитистых 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% (Филипцов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Гурари и др., 2005; Конторович и др., 2013а; Ким, Родченко, 2013). 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  $C_{орг}$ ) (табл. 1), что обусловлено существенной реализацией генерационного потенциала за счет высокой катагенетической преобразованности ОВ.

Породы средней юры на территории п-ова Ямал и Гыдан обогащены (в среднем по свитам  $C_{орг}$  1.8–3.8% на породу) (табл. 1) преимущественно террагенным ОВ, связанным с высшей наземной растительностью, или ОВ смешанного генезиса. Однако в каждой из этих свит наблюдаются прослой аргиллитов, где по распределению УВ-биомаркеров (стераны и трицикланы) диагностировано преобладание аквагенного ОВ (Конторович и др., 2013а; Скоробогатов и др., 2003; Чахмахчев и др., 1995). Аквагенный тип исходного ОВ подтверждается изотопным составом углерода мальшевского и вымского битумоидов из скв. Бованенковская-116 (–29.5...–26.5‰) (Лопатин и др., 1992). В работе (Лопатин и др., 1987) на примере Бованенковской площади пока-



**Рис. 2.** Принципиальная схема строения юрского продуктивного комплекса арктической части Западно-Сибирской нефтегазосной провинции (соответствует работе (Казаненков и др., 2014) с сокращениями). Примечание: 1 – глубокие скважины; 2 – региональные фациальные замещения; 3 – региональные нефтепроявляющие отложения; 4 – региональные флюидопоры; 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.

Таблица 1. Нефтегазогенерационный потенциал и геохимия органического вещества юрских отложений арктических районов Западной Сибири

Возраст вмещающих отложений (свита)	C <sub>орг</sub> , % на породе	Параметры		Геохимическая интерпретация	Ссылки
		данные пиролиза: Н <sub>1</sub> , T <sub>max</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>орг</sub> , ‰		
J <sub>3v</sub> (баженовская)	0.8–7.0 увеличивается к С и С-З	Н <sub>1</sub> 147–305 до >500 мг УВ/г C <sub>орг</sub> T <sub>max</sub> 440–460 °С		Аквагенный генотип ОВ в прослойках с примесью терра- генного. Катагенез на уровне МК <sub>2</sub> –МК <sub>3</sub> (ГЗН, в погружен- ных участках завершающая стадия нефлеобразования)	Лопатин и др., 1987, 1992; Чахмахчев и др., 1995; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ульянов, 2011; Ступа- кова и др., 2014; Дешин и др., 2017; Дешин, Бурштейн, 2018; Конторович и др., 2018, 2019; Samoilenko et al., 2019
J <sub>3</sub> (гольчихин- ская)	В среднем 0.24–1.80 до 7 (п-в Гьдан); 0.5–5.0 до 10 (ЕХР); В.ч. обога- щена по срав- нению с Н.ч. (исключая прослой с углефициро- ванным детри- том — до 10%)	Н <sub>1</sub> 35–194 до 400 мг УВ/г C <sub>орг</sub> в верхней части T <sub>max</sub> 429–449 до 460– 488°С в нижней части	<b>В.ч.</b> –31...–30; <b>Н.ч.</b> –25...–24	Обогащенная аквагенным ОВ верхняя часть свиты имеет высокий <b>нефтегенерационный</b> потенциал; накопление этой толщи происходило в слабо- восстановительных условиях, уровень зрелости соответ- ствует ГЗН. Нижняя часть свиты обога- щена окисленным терраген- ным ОВ, находится в конце ГЗН, а в погруженных райо- нах в ГЗГ	Филиппов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ким, Родченко, 2013; Родченко, 2016; Шад- рина и др., 2018; Афанас- енков и др., 2018, 2019; Гордадзе и др., 2019; Никитенко и др., 2020

Таблица 1. Продолжение

Возраст вмещающих отложений (свита)	Параметры			Геохимическая интерпретация	Ссылки	
	$C_{орг}$ , % на породу	данные пиролиза: $H_I$ , $T_{max}$	$\delta^{13}C_{орг}$ , ‰			соотношения УВ состава
$J_3$ (яновстанская)	В среднем 0.7–1.6 до 5–6 (в С.ч.) и 2–3 (в Н.ч.)	$H_I$ 115–135 (В.ч.), до 400–500 мг УВ/г $C_{орг}$ (С.ч.) $T_{max}$ 433–448°C (повышается с глуби- ной)	<b>В.ч.</b> –32...–31; <b>Н.ч.</b> ~ –25	<b>Для С.ч.:</b> Пр/Фт 1.8–2.6; стераны $C_{29}/C_{27}$ 1.0–1.1; $I_{TC}$ 0.6; $SP1 \approx 1$ (до $\geq 1$ ); Ts/Tm 0.0–5.0 стераны $C_{29}$ : 20S/(20S+20R) 0.1–0.6, $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 0.5–0.8; 4-/1-МДБТ 0.9–9.5; ТА(I)/ТА(I+II) 9–62	Обогащенная аквагенным <b>ОВ</b> пачка с преобладающим <b>нефте-</b> <b>генерационным</b> потенциалом локализована в средней части свиты; накопление этой толщи происходило в восстанови- тельных условиях (но в мень- шей мере по сравнению с ба- женовской свитой); уровень зрелости в погруженных час- тях рассматриваемого района соответствует ГЗН; в районе Ванкорского месторождения <b>ОВ</b> не вступило в активную генерацию нефти	Филиппов и др., 1998, 2006; Болдушевская, 2001; Ларичев и др., 2003; Гончаров и др., 2009а, 2011; Ким, Род- ченко, 2013; Родченко, 2016; Афанасенков и др., 2019
$J_{3кп-о}$ (сиговская, точинская)	В среднем сиговская св. 0.6–2.9; точин- ская св. 1.2–2.7	Сиговская св. $H_I$ 60–160 мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max}$ 430–460°C; точинская св. $H_I$ 65–170 мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max}$ 433–447°C	Сиговская св. –30...–25; точинская св. –26...–23;	Сиговская св. Пр/Фт > 2, стераны $C_{29}/C_{27} > 1$ , Гт $C_{35}/C_{34}$ 0.4–0.8	Террагенный генотип <b>ОВ</b> , невысокий <b>газогенерацион-</b> <b>ный</b> потенциал, невысоким <b>нефтегенерационный</b> потен- циалом могут обладать аква- генные прослойки свитовой свиты; уровень зрелости соответствует ГЗН. Повышенные $C_{орг}$ характерны для прослоев, обогащенных обугленым растительным детритом	Болдушевская, 2001; Ларичев и др., 2003; Гон- чаров др., 2011; Ким, Родченко, 2013; Род- ченко, 2016; Афанасен- ков и др., 2019

Таблица 1. Продолжение

Возраст вмещающих отложений (свита)	Параметры			Ссылки	
	$C_{орг}$ , % на породе	данные пиролиза: $H_I$ , $T_{max}$	$\delta^{13}C_{орг}$ , ‰		
$J_{2b}$ (мальшев- ская, п-ва Ямал и Гыдан)	0.5–9.5, увели- чивается к С-3, в среднем 2.5– 3.5	$H_I$ , главным образом <180 мг УВ/г $C_{орг}$ в богатых $C_{орг}$ про- слоях $\geq 200$ $T_{max}$ 440–480 °С, на юге п-ва Ямал 424– 430 °С	н/д	соотношения УВ состава Пр/Фт 1.5–4.0, стераны $C_{29}/C_{27}$ 1.6–1.7; $СР1 \approx 1$ ; $Ts/Tm$ 0.9–1.7	Лопатин и др., 1987; 1992; Скоробогатов и др., 2003; Гурари и др., 2005; Полов, Исаев, 2011; Ульянов, 2011; Конгоро- вич и др., 2013а, 2013б; Дешин и др., 2017; Дешин, Бурштейн, 2018; Афанасенков и др., 2018
$J_{2b}$ (мальшев- ская, EXP)	В среднем 0.7–3.0 до 60 и более в У	$H_I$ 36–371 мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max}$ 435–460 °С	–27...–23 (один анализ –31)	Пр/Фт 3–5, стераны $C_{29}/C_{27} > 1$ , $I_{TC} > 1$	Филищов и др., 1998; 2006; Болдушевская, 2001; Ларичев и др., 2003; Гончаров и др., 2011; Ким, Родченко, 2013
$J_{2b}$ (леонтьевская, п-ва Ямал и Гыдан)	0.5–3.0	$H_I < 220$ мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max}$ 430–475 °С	н/д	Пр/Фт $> 2$ ; стераны $C_{29}/C_{27}$ 0.7 $СР1$ 1.1; $Ts/Tm$ 0.9; стераны $C_{29}$ : 20S/(20S + 20R) 0.5; $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ 0.5; MPI 0.8; MPR 1; $TAC_{20}/(TAC_{20} + TAC_{28})$ 0.9	Чамахчев и др., 1995; Гурари и др., 2005; Улья- нов, 2011; Бостриков, Ларичев, 2016; Афана- сенков и др., 2018; Собо- лева и др., 2019
$J_{2b}$ (леонтьевская, EXP)	В среднем 1.2–1.5 до 2 в Арг.	$H_I$ 46–139 мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max}$ 442–468 °С	–27...–24	н/д	Филищов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ким, Родченко, 2013

Таблица 1. Продолжение

Возраст вмещающих отложений (свита)	Параметры				Геохимическая интерпретация	Ссылки
	$C_{орг}, \%$ на породе	данные пиролиза: $HI, T_{max}$	$\delta^{13}C_{орг}, \%$	соотношения УВ состава		
$J_{2b}$ (вымская, п-ва Ямал и Гыдан)	1.6–9.3, в сред- нем 3.8	$HI < 240$ мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max} 451–510^{\circ}C$	н/д	Пр/Фт 1.3; стераны $C_{29}/C_{27} 1.2; CPI \approx 1; Ts/Pm$ 0.6 (скв. Харасавейская- 103)	Смешанный и террагенный генотип ОВ, невысокий, частично реализованный пре- имущественно <b>газогенацион-</b> <b>ный</b> потенциал. На севере п-ва Ямал (скв. Харасавейская-103) преобладание аквагенного ОВ с реализованным <b>нефтегазоге-</b> <b>нерационным</b> потенциалом	Лопатин и др., 1987; Скоробогатов и др., 2003; Гурари и др., 2005; Афанасенков и др., 2018; Шадрина и др., 2018
$J_{2b}$ (вымская, ЭХР)	В среднем 0.6– 2.7	$HI < 150$ мг УВ/г $C_{орг}$ при $T_{max} > 460^{\circ}C$ до 350 мг УВ/г $C_{орг}$ в слабозрелых породах	–29...–23	н/д	Террагенный и смешанный генотип ОВ, невысокий, частично реализованный, пре- имущественно <b>газогенацион-</b> <b>ный</b> потенциал	Филиппов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ким, Родченко, 2013
$J_{2a}$ (лайдинская, п-ва Ямал и Гыдан)	0.5–2.4, в сред- нем 1.5–1.9	$HI < 240$ мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max} 445–500^{\circ}C$	н/д	Пр/Фт 1.3–1.9	Террагенный и смешанный генотип ОВ, невысокий <b>нефте-</b> <b>газогенационный</b> потен- циал. Катагенез на уровне $MK_{2-3}$ , завершающая стадия нефтегенерации, в погру- женных зонах – ГЗГ	Ульянов, 2011; Бостри- ков, Ларичев, 2016; Соболева и др., 2019
$J_1$ (включая лай- динскую, ЭХР)	В среднем 1.4	$HI 50–110$ (редко до 180) мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max} 450–455^{\circ}C$	–27...–25	Стераны $C_{29}/C_{27} > 1.74$ ; $I_{TC} \gg 1$	Террагенный генотип ОВ. Генерационный потенциал поряд в значительной мере реализован, катагенез на уровне $MK_2$ , в погруженных зонах до $MK_3$	Конторович и др., 1994б; Филиппов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ким, Родченко, 2013
$J_{1t}$ (надояхская, п-ва Ямал и Гыдан)	0.7–1.9, в сред- нем 1.7	$HI 20$ мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max} 536^{\circ}C$ (скв. Харасавейская- 103)	н/д	Пр/Фт 1.4; стераны $C_{29}/C_{27} 1.2; CPI \approx 1; Ts/Pm$ 0.8 (скв. Харасавейская- 103)	Смешанный генотип ОВ с преобладанием террагенного ОВ. Катагенез на уровне завер- шающей стадии нефтегенера- ции. На севере п-ва Ямал (скв. Харасавейская-103) преобла- дание аквагенного ОВ с реали- зованным <b>нефтегазогене-</b> <b>рационнм</b> потенциалом	Скоробогатов и др., 2003; Гурари и др., 2005; Ульянов, 2011

Таблица 1. Окончание

Возраст вмещающих отложений (свита)	Параметры				Геохимическая интерпретация	Ссылки
	$C_{орг}$ , % на породу	данные пиролиза: Н1, $T_{max}$	$\delta^{13}C_{орг}$ , ‰	соотношения УВ состава		
$J_{II}$ (китербот- ская, п-в Ямал и Гыдан)	0,4–5,2, в сред- нем 1,7	Н1 50–180 мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max}$ 445–470 °С	–28...–26	н/д	Смешанный генотип ОВ со значительной долей акваген- ного ОВ. Реализованный неф- тегазогенерационный потен- циал. Катагенез на уровне МК <sub>2</sub> , в погруженных зонах до МК <sub>3</sub> (главным образом ГЗГ)	Конторович и др., 1994а; Гурари и др., 2005; Улья- нов, 2011; Бостриков, Ларичев, 2016; Афан- сенков и др., 2018; Собо- лева и др., 2019
$J_{Iр}$ (шарповская, п-в Ямал и Гыдан)	0,3–1,6, в сред- нем 1,3	Н1 < 60 мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max}$ до 480 °С	н/д	Пр/Фт 1.0–1.6; стераны $C_{29}/C_{27}$ 1.0–1.2; СР1 ≈ 1; Ts/Tm 1.1–1.2 (скв. В.- Бованенковская-11)	Смешанный генотип ОВ, про- слоями с преобладанием аква- генной составляющей (скв. В.- Бованенковская-11). <b>Нефтеге- нерационный</b> потенциал исчерпан. Невысокий пре- имущественно <b>газогенерацион- ный</b> потенциал. Катагенез на уровне МК <sub>2-3</sub> (главным обра- зом ГЗГ)	Скоробагогов и др., 2003; Гурари и др., 2005; Ульянов, 2011
$J_{Iр}$ (левинская, п-в Ямал)	0,2–1,5, в сред- нем 1,1	Н1 30–100 мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max}$ 455–480 °С	н/д	Максимум распределения н-алканов на $C_{21-23}$	Терратенный генотип ОВ. Невысокий <b>газогенерационный</b> потенциал. Катагенез на уровне МК <sub>3</sub> (ГЗГ)	Гурари и др., 2005; Улья- нов, 2011; Бостриков, Ларичев, 2016; Соболева и др., 2019
$J_{Iр}$ (зимняя, п-в Ямал)	0,3–1,7, в сред- нем 1,3	н/д	н/д	н/д	Смешанный генотип ОВ со значительной долей акваген- ного ОВ. <b>Нефтегенерационный</b> потенциал исчерпан. Катаге- нез на уровне МК <sub>3</sub> (ГЗГ)	Гурари и др., 2005; Кон- торович и др., 2013а

Примечания. н/д – нет данных; EXP – Енисей-Хатангский район; Арг. – аргиллиты; У. – угли; Н.ч. – нижняя часть; С.ч. – средняя часть; В.ч. – верх-  
няя часть; ГЗН – главная зона нефтеобразования; ГЗГ – глубинная зона газообразования; Дг – диаголан(ы); Г – голан(ы); Гт – гомоглан(ы); М – моретан(ы); ТАС –  
триароматические стероиды; САВ – смолисто-асфальтеновые вещества; Н1 – hydrogen index (водородный индекс, отношение количества вещества, высвобождающе-  
го при термическом крекинге керогена (пиролитический пик  $S_2$ ) к содержанию  $C_{орг}$  в пробе);  $T_{max}$  – температура максимального выхода УВ в пиролитическом пике  
 $S_2$ ; Пр/Фт – пристан/фитан; СР1 =  $0,5 \times [(\Sigma n\text{-алканы } C_{25}, 27, 29, 31, 33)/\Sigma n\text{-алканы } C_{26}, 28, 30, 32, 34)] + (\Sigma n\text{-алканы } C_{24}, 26, 28, 30, 32)$ ; Ts/Tm – 18 $\alpha$ -  
22, 29, 30-триснорнеопан/17 $\alpha$ -22, 29, 30-трисноргопан; ГТС =  $2 \times \Sigma$ трицикланы  $C_{23-26}$ ; TA(I)/TA(II) – ТАС  $\Sigma C_{20-21}$ /ТАС ( $\Sigma C_{20-21}$  +  $\Sigma C_{26-28}$ );  
ТАСИ = (ТАС  $C_{21-22}$ )/ТАС; 4-/1-МДБТ – 4-метил/1-метилдibenзотиофен; МРР = 2-метил/1-метилфенантрен; ФИ = 2-метилфенантрен/ $\Sigma$ (фенантрен + метилфе-  
нантрены); ДБТИ = (2- + 3-метилдibenзотиофен)/ $\Sigma$ (дibenзотиофен) + метилдibenзотиофен; Ф/ДБТ =  $\Sigma$ (фенантрен + метилдibenзотиофен)/ $\Sigma$ (дibenзотиофен + метил-  
дibenзотиофен); МР1 = (3-метил + 2-метилфенантрен)/(9-метил + 1-метилфенантрен). Стадии катагенеза соответствуют шкале, приведенной в работе (Конторович,  
1976; Фомин, 2011).

зано, что аргиллиты малышевской и вымской свит с повышенными  $HI$  (175–285 мг УВ/г  $C_{орг}$ , кероген II типа) обладают достаточно высоким нефтегенерационным потенциалом. Уровень их зрелости ( $MK_2$ ) оптимален для его реализации, что, по мнению авторов, привело к аккумуляции жидких УВ в близлежащих песчаных пластах. 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  $C_{орг}$  и значения параметра  $HI$  находятся примерно на том же уровне, что и для нижнеюрских отложений (табл. 1). Однако для пород вымской свиты с низким катагенезом ОВ, приуроченных к бортам поднятий, значения  $HI$  могут достигать 350 мг УВ/г  $C_{орг}$  (Ким, Родченко, 2013), что вместе с данными по легкому изотопному составу  $C_{орг}$  позволяет предполагать не только террагенный, но и смешанный генотип ОВ этих толщ. В обогащенных ОВ прослоях малышевской свиты ( $J_{2bt}$ )  $C_{орг}$  в среднем составляет 2–3% на породу (Гончаров и др., 2011; Ким, Родченко, 2013). Повышенные содержания  $C_{орг}$  связаны с высокой угленасыщенностью пород. Значительные содержания углистого вещества и обогащенность изотопом  $^{13}C$  свидетельствует о преимущественно террагенном генотипе ОВ малышевской свиты. Вместе с тем, результаты изучения молекулярного состава битумоидов (Пайяхская и Южно-Носковская площади) позволили выявить в ней аквагенные прослои (Ким, Родченко, 2013).

Таким образом, согласно опубликованным исследованиям (табл. 1), в рассматриваемом районе обогащенные преимущественно террагенным или смешанным высокозрелым ОВ нижнесреднеюрские толщи прошли стадии нефте- и газообразования, т.е. реализовали свой генерационный потенциал (Конторович и др., 1994а, 1994б, 2013б; Филипцов, 1998; Фомин, 2011; Болдушевская, 2001; Ступакова и др., 2014). Несмотря на невысокий современный газогенерационный потенциал, значительные суммарные мощности тонкозернистых пород этого возраста могли генерировать значительные объемы УВ флюидов. Согласно бассейновому моделированию (Конторович и др., 2013а) более 70% УВ газов юрско-меловых залежей Ямало-Гыданского района поступило из нижнесреднеюрских пород. Нижнеюрские свиты, обогащенные смешанным, с высокой долей аквагенного, ОВ (табл. 1), считают 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-ве Ямал и Гыдан около 40% нефти генерировано нижне-среднеюрскими толщами. В работе (Сафронов и др., 2011), с оговоркой авторов о низкой достовер-

ности полученных результатов из-за слабой геолого-геохимической изученности, отмечается, что среднеюрские НГМТ могли быть поставщиком около 23% жидких и 16% газообразных УВ, аккумулярованных в залежах Енисей-Хатангского района.

Верхнеюрские абалакская и нурминская свиты содержат смешанное ОВ (табл. 1). Рост концентраций  $C_{орг}$  в сторону Карского моря до 1.2–6.5% и увеличение степени зрелости ОВ до  $MK_3$  в том же направлении позволяют предполагать, что ОВ абалакской свиты могло генерировать жидкие УВ (Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ульянов, 2011; Соболева и др., 2019). Концентрации  $C_{орг}$  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  $HI$  (320–347 мг УВ/г  $C_{орг}$  при  $T_{max}$  444–448°C) определены на Бованенковской площади (Лопатин и др., 1987), что, учитывая уровень зрелости, соответствующий ГЗН, позволили оценить начальные значения этого показателя выше 550–600 мг УВ/г  $C_{орг}$ . Такие значения  $HI$  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). Значения этих показателей (табл. 1) соответствуют аквагенному генотипу ОВ, которое накапливалось в слабовосстановительных обстановках. Изомерные соотношения стеранов и гопанов, параметры зрелости по составу аренов (табл. 1) позволяют считать ОВ зрелым. На Малыгинском месторождении аквагенный генотип ОВ баженовской свиты подтверждается низкими значениями  $\delta^{13}C$  битумоидов (Katz et al., 2003). Согласно карте катагенеза ОВ для кровли юрского комплекса (Фомин, 2011) баженовская свита находится в ГЗН и в наиболее погруженных районах достигла ГЗГ. Все это показывает, 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%,  $MK_1$ ) даниловская свита не могла генерировать значимых количеств жидких УВ (Фомин, 2011).

На п-ве Гыдан и на севере Енисей-Хатангского района верхнеюрские и приграничные нижнемеловые преимущественно глинистые толщи обособлены в гольчихинскую свиту, в которой  $C_{орг}$  изменяется в широком диапазоне (табл. 1), достигая более 10% в пробах из нижней части, обогащенной углистым детритом. В верхней части ( $J_{3v}$ -ни-

зы  $K_{1b}$ , мощность 50–60 м), возрастном аналоге баженовской свиты, содержания  $C_{орг}$  достигают 2% на породу и более (Никитенко и др., 2020). На территории п-ва Гыдан пиролитические исследования показали хороший нефтегенерационный потенциал аргиллитов гольчихинской свиты (табл. 1), в том числе, вскрытых на Геофизическом месторождении (Шадрина и др., 2018; Афанасенков и др., 2018). В Енисей-Хатангском районе биомаркерные характеристики битумоидов и легкий изотопный состав  $C_{орг}$  (табл. 1) свидетельствуют об аквагенном генотипе ОВ верхов гольчихинской свиты, что вместе с высокими значениями НІ 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 террагенное ОВ, НІ для которой редко превышает 150–160 мг УВ/г  $C_{орг}$  (табл. 1) (Родченко, 2016; Афанасенков и др., 2019). Высокая зрелость ОВ низов гольчихинской свиты, особенно в погруженных частях рассматриваемого района, обусловила значительную реализацию 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  $C_{орг}$  достаточно высокие (табл. 1). Однако низкие значения НІ (табл. 1) и преимущественно террагенный генотип ОВ, окисленного в диагенезе, (Родченко, 2016; Афанасенков и др., 2019) определяют невысокий преимущественно газогенерационный потенциал этих пород. 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 жидких УВ наряду с газообразными. В вышележающей яновстанской свите наблюдается неравномерное распределение ОВ (табл. 1). Зрелость ОВ свиты в погруженных участках соответствует ГЗН. Высокие содержания  $C_{орг}$  и значения параметра НІ (табл. 1) (Гончаров и др., 2009а, 2011) характеризуют среднюю часть свиты (50–60 м), в которой сконцентрировано аквагенное ОВ с превосходным нефтегенерационным потенциалом. 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 аккумулированы в залежах месторождений Ванкорской группы (Дахнова и др., 2009; Гончаров и др., 2011; Ким, Родченко, 2013; Родченко, 2016). Исследователи отмечают, что согласно УВ характеристикам битумоидов, аквагенное ОВ яновстанской свиты является более окисленным по сравнению с ее возрастным аналогом – баженовской свитой центральных районов Западной Сибири.

Ниже- и вышележащие прослой яновстанской свитой значительно беднее ОВ (табл. 1), 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, подобно более южным территориям Западной Сибири, в качестве основных НГМТ рассматривают баженовскую свиту (п-в Ямал), а так же ее возрастные аналоги – верхи гольчихинской (п-в Гыдан и прилегающая северо-западная часть Енисей-Хатангского района) и среднюю часть яновстанской (юго-запад Енисей-Хатангский район) свит. Общей особенностью аквагенного ОВ этих НГМТ является его существенная окисленность в диагенезе по сравнению с однообразными отложениями южных и центральных районов ЗС НГП, которая отражается на ряде биомаркерных параметров битумоидов и генерированных этим ОВ нефтей и конденсатов: повышенные значения отношения пристан/фитан, высокие концентрации диастеранов и диагопанов, низкие значения отношения гомогпанов  $C_{35}/C_{34}$  (табл. 1). Вероятными источниками жидких УВ могут быть обогащенные аквагенным ОВ прослой 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 аккумулироваться в ловушках п-ва 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%).

#### НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

На верхнеюрских породах, главным образом, согласно залегают терригенные меловые отложения (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 одновременно отсутствуют породы валанжина. В составе меловой толщи выделяют берриас-нижеаптский, апт-альб-сеноманский и верхнемеловой (без сеномана) комплексы (Постановления..., 2006). В арктических районах для берриаса-нижеапта рассматривают Ямало-Гыданский и Енисей-Хатангский фациальные районы (Поста-

новления..., 2006). В каждом из районов в этом комплексе пород выделяют несколько свит. Большинство границ между свитами не являются изохронными (рис. 3). Нижние свиты (толщи) представлены глубоководными, преимущественно глинистыми отложениями (подачимовская толща ахской свиты (10–20 м), дерябинская толща шуратовской свиты (до 200 м), нижнехетская свита (10–600 м)). Вверх по разрезу свиты опесчаниваются. На востоке п-ва Ямал и западе п-ва Гыдан в низах преимущественно глинистой ахской свиты (до 200 м) выделяют песчаную ачимовскую толщу (до 150 м). Верхняя часть этого комплекса (низы таноупчинской свиты (до 450 м), байкаловская (до 725 м) и малохетская (150–350 м) свиты, верхняя подсвита суходудинской свиты (50–400 м) представлены преимущественно песчаными породами. Считается (Гурари, 2003; Конторович и др., 2014), что в берриас-нижнеаптское время происходило ритмичное лавинное заполнение 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. Выше лежащие 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 таноупчинской свиты (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 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 пород преимущественно глинистого состава (до 700 м), которые захоронялись на этапе обширной морской трансгрессии. Верхнемеловые и перекрывающие их кайнозойские отложения выполняют роль региональных флюидопоров.

Органическая геохимия этих породных комплексов не исследована.

Нижнемеловые ахская и таноупчинская свиты (п-в Ямал и запад п-ва Гыдан) характеризуются средним содержанием  $C_{орг}$  на уровне 2%, при этом в разрезе распространены углистые аргиллиты с повышенным  $C_{орг}$  (табл. 2). По данным А.П. Афанасенкова с соавторами (2018) ахская свита п-ва Гыдан характеризуется  $C_{орг}$  ниже кларковых значений (<1% на породу).  $H_I$  для большей части аргиллитов севера ЗС НГП не высокий, но достигает значений 450–462 мг УВ/г  $C_{орг}$  в породах с углистым детритом. Распределение УВ-биомаркеров битумоидов, изотопный состав углерода их 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 таноупчинской свит мог способствовать образованию раннекатагенного газа.

Очень слабо охарактеризована геохимия вышележащих альб-сеноманских яронгской и марресалинской свит (табл. 2). В опубликованных исследованиях отмечается довольно высокие значения  $C_{орг}$  в этих породах, увеличивающиеся к северу, террагенный тип и низкая зрелость ОВ. Подобно низележащим 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 формировалось 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 градациях ПК-МК<sub>1</sub><sup>2</sup>, увеличиваясь в наиболее погруженных участках. В нижнехетской свите, перекрывающей яновстанскую, концентрации  $C_{орг}$  редко превышают 1% на породу, а  $H_I$  – 200 мг УВ/г  $C_{орг}$  (табл. 2). В общем случае отмечается низкая зрелость преимущественно террагенного ОВ, которая в погруженных зонах может соответствовать началу ГЗН. Такие характеристики ОВ не позволяют высоко

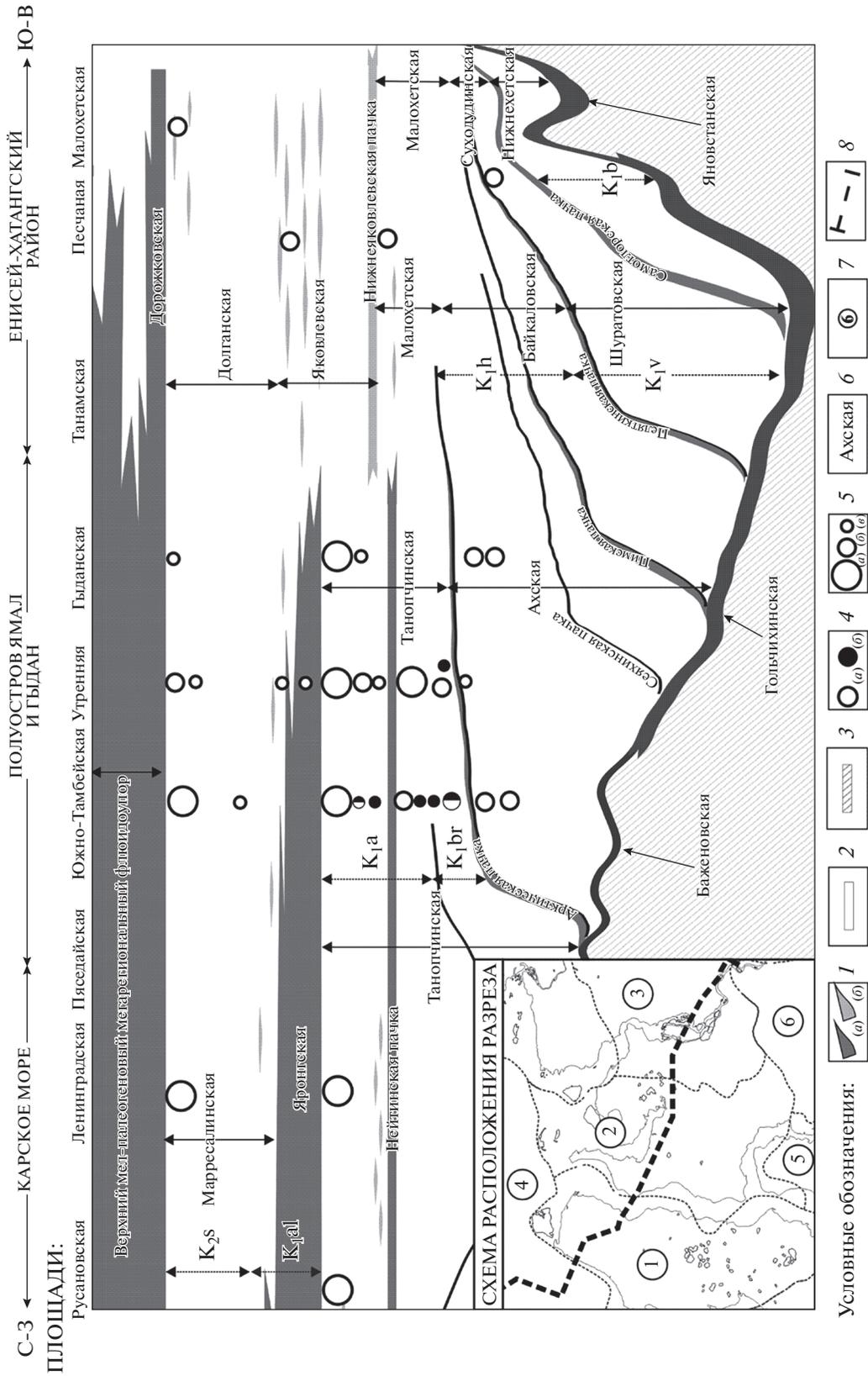
Таблица 2. Нефтегазогенерационный потенциал и геохимия органического вещества меловых отложений арктических районов Западной Сибири

Возраст вмещающих отложений (свиты)	Параметры				Геохимическая интерпретация	Ссылки
	$C_{орг}$ , % на породу	данные пиролиза	$\delta^{13}C_{орг}$ , ‰	соотношения УВ состава		
$K_{1al}-K_{2c}$ (яронгская, марресалинская, п-ва Ямал и Гыдан)	1–4 до 6 на С	н/д	н/д	н/д	Террагенный генотип (углистое ОВ), низкий преимущественно <b>газогенерационный</b> потенциал. Низкая зрелость ОВ ( $ПК_3$ )	Конторович и др., 1975, 1994а; 2013б; Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ульянов, 2011
$K_{1al}-K_{2c}$ (нижняя углистая часть яковлевской свиты, ЕХР)	В среднем 1.1–1.4 Арг. в среднем 1–4; У. до 67	Н1 100–200 мг УВ/г $C_{орг}$ Арг. < У. $T_{max}$ Арг. 433°C, У 422°C	–27...–26	1 проба, скв. Лодочная-II стераны $C_{29}/C_{27} \gg 1$ $I_{TC}$ 3.9	Террагенный генотип (углистое ОВ), низкий преимущественно <b>газогенерационный</b> потенциал, низкая зрелость ОВ ( $ПК_1-MK_1^1$ , возможно до $MK_1^2$ в погруженных участках)	Филиппов 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 Гыдан)	0.3–3.0 до 15 (Утреннее Салмановское, Геофизическое м-я) в углистых породах	Н1 в среднем ~200, до 450 мг УВ/г $C_{орг}$ в углистых породах $T_{max}$ 425–447°C	н/д	Максимум распределения н-алканов – $C_{28}-C_{33}$ ; Пр/Фт 2–3; стераны $C_{29}/C_{27} \sim 1$ ; $\Gamma C_{30}/(\Gamma C_{30} + M C_{30})$ 0.7–0.8; Стераны $C_{29}$ : 20S/(20S+20R) 0.2–0.3, $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ 0.3; $\Gamma C_{31}$ : 22S/(22S+22R) 0.4; $T_s/T_m$ 1.0–1.4; $СР1 \gg 1$ ; $МР1$ 0.5–0.6; $МРR$ 0.6–0.7; $TAC_{20}/(TAC_{20} + TAC_{28})$ 0.3–0.4	Террагенный генотип (углистое ОВ), высокий <b>газогенерационный</b> потенциал. Катагенез от $ПК_1$ в погруженных зонах $ПК_3-MK_1$ – достигли ГЗН. Образование раннекатагенных УВ газов	Конторович и др., 1994а; Чахмачев и др., 1995; Скоробогатов и др., 2003; Ульянов, 2011; Стулакова и др., 2014; Афанасенков и др., 2018
$K_{1b-h}$ (ахская, п-ва Ямал и Гыдан)	Главным образом < 1, в Арг. $K_{1b}$ до 4	Н1 < 200 мг УВ/г $C_{орг}$ , до 462 в Арг. $K_{1b}$ с высоким $C_{орг}$ $T_{max}$ 432–457°C	н/д	н/д	Террагенный и смешанный (с преобладанием террагенного) генотип ОВ. Невысокий главным образом <b>газогенерационный</b> потенциал. Катагенез от $ПК_3$ до $MK_1-MK_2$ в погруженных зонах – достигли ГЗН	Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, Строганов, 2006; Ульянов, 2011; Стулакова и др., 2014; Афанасенков и др., 2018

Таблица 2. Окончание

Возраст вмещающих отложений (свита)	Параметры			Геохимическая интерпретация	Ссылки	
	$C_{орг}$ , % на породу	данные пиролиза	$\delta^{13}C_{орг}$ , ‰			
К <sub>1b-a</sub> (малохетская; ЕХР)	В среднем 0.5–1.5 до 17 в углистых породах	Н <sub>1</sub> в среднем 150, до 500 мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max}$ 431 °С	-27...-22	1 проба, скв. Ю-Носковская-11 $C_{29}/C_{27} \geq 1$ $I_{TC}$ 2.5	Террагенный генотип (углистое ОВ), низкий преимущественно <b>газогенерационный</b> потенциал до выскокого для углистых слоев. Низкая зрелость ОВ (ПК–МК <sub>1</sub> ), которое не вступило в активную стадию генерации жидких УВ	Филипшов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ларичев и др., 2003; Ким, Родченко, 2013
К <sub>1v-h</sub> (суходудинская; ЕХР)	В среднем 0.4–1.6 до 14 в углистых породах	Н <sub>1</sub> в среднем 153, до 400–500 мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max}$ 435°С	-28...-22	н/д	Террагенный генотип (углистое ОВ), низкий преимущественно <b>газогенерационный</b> потенциал до выскокого для углистых слоев. Низкая зрелость ОВ (ПК–МК <sub>1</sub> ), которое не вступило в активную стадию генерации жидких УВ	Филипшов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ларичев и др., 2003; Гончаров и др., 2011; Ким, Родченко, 2013
К <sub>1b-a</sub> (байкаловская; ЕХР)	В среднем 0.3–1.0	н/д	-26...-24	н/д	Породы не рассматриваются как НГМТ	Филипшов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ким, Родченко, 2013
К <sub>1b-v</sub> (шуратовская; ЕХР)	В среднем 0.6–0.9	Н <sub>1</sub> < 150 мг УВ/г $C_{орг}$	-26...-23	н/д	Породы не рассматриваются как НГМТ	Филипшов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ким, Родченко, 2013; Никитенко и др., 2020
К <sub>1b-v</sub> (нижнехетская; ЕХР)	В среднем 0.6–0.7 до 2–3% в Арг.	Н <sub>1</sub> 50–200 мг УВ/г $C_{орг}$ $T_{max}$ до 441 °С в скв. Туколандо-Вадинская-320	< -29 (ед. пробы)	Пр/Фт 1.5–3.9 стераны $C_{29}/C_{27} \geq 1$ $Ts/Tm < 0.4$	Преимущественно террагенный генотип, низкий преимущественно <b>газогенерационный</b> потенциал, низкая зрелость ОВ (ПК–МК <sub>1</sub> ), которое не вступило в активную стадию генерации жидких УВ	Филипшов и др., 1998; Болдушевская, 2001; Ларичев и др., 2003; Гончаров и др., 2010, 2011; Ким, Родченко, 2013

Примечания. Сокращения и формулы геохимических параметров см. в табл. 1. Стадии катагенеза соответствующую шкале, приведенной в работах (Контарович, 1976; Фомин, 2011).



**Рис. 3.** Принципиальная схема строения мелового комплекса арктической части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (соответствует работе (Казанков и др., 2014) с сокращениями). Примечание: 1 – флюидолоры; а – региональные, б – субрегиональные; 2 – региональные проницаемые комплексы; 3 – низзалегające оглежения; 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 (Решение..., 2004); 7 – НГО (названия см. на рис. 1); 8 – линия разреза.

Таблица 3. 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	Ссылки
<b>К<sub>1а-ал</sub></b> – <b>К<sub>2с</sub></b> (таноплинская, маррессалинская)	Бованенковское, Новопортовское, Харасавейское, Южно-Тамбейское	Н	Пл.: 910–918 кг/м <sup>3</sup> ; Nn УВ ≥ Me УВ	<b>полуостров Ямал</b>		
				Н-алканы в следовых концентрациях или отсутствуют стераны C <sub>29</sub> /C <sub>27</sub> ≈ 1.0 <b>стераны</b> C <sub>29</sub> : 20S/(20S + 20R) 0.3, 0.5; ββ/(ββ + αα) 0.5; <b>Гг</b> C <sub>31</sub> : 22S/(22S + 22R) 0.6–1.3; Ts/Tm 1.1; МР1 1.0; TAC <sub>20</sub> /(TAC <sub>20</sub> + TAC <sub>28</sub> ) 0.4	Альб-сеноманские пробы биодетрированные; Акватенный генотип; восстановительные обстановки накопления НГМТ; Зрелость на уровне ГЗН.	Воробьева и др., 1992; Shakhmakhchev et al., 1994; Чахмахчев и др., 1995
<b>К<sub>1b-а</sub></b> (ахская)	Бованенковское, Новопортовское, Нейтинское, Бованенковское; Западно-, Южно-Тамбейское	Н	Пл.: 768–826 кг/м <sup>3</sup> ; Бензины <60%; САВ <1%; Nn УВ ≥ Me УВ	УВ C <sub>5</sub> –C <sub>8</sub> : ΣЦП/ΣЦГ 0.19–0.52; ЭБ/ΣКс 0.10–0.18	Альб-сеноманские пробы биодетрированы. Террагенный и смешанный (с преобладанием террагенного)	Строганов, 1989; Shakhmakhchev et al., 1994; Чахмахчев и др., 1995; Шевченко и др., 2016; Соболева и др., 2019
				Н-алканы в следовых концентрациях или отсутствуют; Пр/н-C <sub>17</sub> 0.9–1.7	Слабо- и умеренно-восстановительные обстановки накопления НГМТ.	
<b>К<sub>1b-а</sub></b> (ахская)	Бованенковское, Новопортовское, Нейтинское, Бованенковское; Западно-, Южно-Тамбейское	Н	Пл. >810 кг/м <sup>3</sup> ; Бензины <4–17%; САВ <5%; Тв. парафины 6–9%; S <0.5%	УВ C <sub>5</sub> –C <sub>8</sub> : ΣЦП/ΣЦГ <0.5; ЭБ/ΣКс 0.1–0.2; н-C <sub>17</sub> /мЦГ 0.2–0.4; алканы/цикланы 0.8–2.0; Пр/Фт 1.8–2.2; стераны C <sub>29</sub> /C <sub>27</sub> 0.9–1.1	Террагенный и смешанный (с преобладанием террагенного) генотип; 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
				стераны C <sub>29</sub> : 20S/(20S + 20R) 0.3–0.4; ββ/(ββ + αα) ≈ 0.5; Гг C <sub>31</sub> : 22S/(22S + 22R) 0.5–0.6; Ts/Tm 1.1–2.2; МР1 0.6–0.9; TAC <sub>20</sub> /(TAC <sub>20</sub> + TAC <sub>28</sub> ) 0.5–0.8; 4-/1-МДБТ 0.7–1.2		
<b>К<sub>1-2</sub></b>	Новопортовское, Нейтинское, Бованенковское	Н	Пл. > 810 кг/м <sup>3</sup> ; САВ < 5%; Тв. парафины > 10%; S < 0.3%	ЭБ/ΣКс ≈ 0.1; Пр/Фт > 1; Пр/н-C <sub>17</sub> < 0.6; стераны C <sub>29</sub> /C <sub>27</sub> 0.7–1.0 <b>стераны</b> C <sub>29</sub> : 20S/(20S + 20R) ≈ 0.4, ββ/(ββ + αα) ≈ 0.5; Гг C <sub>31</sub> : 22S/(22S + 22R) 0.5; Ts/Tm 1.1–1.6; МР1 0.8–1.0; TAC <sub>20</sub> /(TAC <sub>20</sub> + TAC <sub>28</sub> ) 0.7–0.8; 4-/1-МДБТ 2.5–3.0	Смешанный генотип; Умеренно-восстановительные обстановки накопления НГМТ; Зрелость на уровне ГЗН	Shakhmakhchev et al., 1994; Чахмахчев и др., 1995; Соболева и др., 2019

Таблица 3. Продолжение

Возраст вмещающих отложений (свита)	Месторождение (я)	Тип флюида	Физико-химические свойства	Геохимические показатели	Интерпретация	Ссылки
<b>J<sub>1-2</sub></b>	Малоямальское, Южно-Тамбейское	К	Пл.: 722–778 кг/м <sup>3</sup> ; Бензины: >70% САВ: <1%	$\delta^{13}\text{C} \text{‰} -27.4...-25.6$ <b>УВ</b> $\text{C}_5-\text{C}_8$ : $\Sigma\text{ЦП}/\Sigma\text{ЦГ} < 0.5$ ; $\Sigma\text{Б}/\Sigma\text{Кс} < 0.2$ ; среди УВ $\text{C}_7$ преобладает мЦГ; Пр/Фт > 3; стераны $\text{C}_{29}/\text{C}_{27} > 1$ ; диа-/регулярные стераны > 0.5; Гт $\text{C}_{35}/\text{C}_{34} < 1$ ; $\text{I}_{\text{TC}} \geq 1$ ; <b>стераны</b> $\text{C}_{29}$ : $\beta\beta(2\text{OS} + 20\text{R})/\alpha\alpha 20\text{R}$ 2.6–4.4; $\alpha\alpha 20\text{S}/\alpha\alpha 20\text{R}$ 0.8–1.1; Гт $\text{C}_{31-33}$ : $22\text{S} > 22\text{R}$ ; $\text{Ts}/\text{Tm}$ 0.4–0.8; <b>ФИ</b> 0.4–0.5; ТАСИ 0.3–0.6; <b>ДБТИ</b> $\approx 1$ ; Ф/ДБТ 16–19	Террагенный генотип; Слабо-восстановительные обстановки накопления НГМТ. Зрелость на уровне ГЗН	Шевченко и др., 2016; Fursenko, Kim, 2019
<b>Pz – K<sub>1a</sub></b>	Мальгинское, Сядорское, Тамбейские, Восточно-Бованенковское, Бованенковское, Верхнетуйтуйское-Нейтинское, Арктическое и др.	Н, К	Пл.: 774–871 кг/м <sup>3</sup> ; Бензины: 5.6–76%; САВ: <5%	$\text{K}_{\text{изо}}$ : 0.3–1.0; $\Sigma(\text{н-C}_{13}... \text{н-C}_{15})/\Sigma(\text{н-C}_{23}... \text{н-C}_{25})$ 1.0–3.2; Пр/Фт 1.3–3.0; СР1 > 1	Смешанный генотип, но в центре полуострова – аквагенный генотип; Слабо-восстановительные обстановки накопления НГМТ	Соболева, Строганов, 1993
<b>полуостров Гыдан</b>						
<b>K<sub>1al</sub>–K<sub>2c</sub></b>	Антипаотинское, Геофизическое, Восточно-Мессояхское	Н	Пл. > 890 кг/м <sup>3</sup> ; S < 0.3%	$\delta^{13}\text{C} \text{‰} -29.7...-27.5$ Н-алканы в следовых концентрациях или отсутствуют; присутствие 25-норгопанов (Восточно-Мессояхское м-е) Гт $\text{C}_{35}/\text{C}_{34}$ 0.4–0.9; $\text{Ts}/\text{Tm}$ 1.3–2.3 <b>стераны</b> $\text{C}_{29}$ : $\beta\beta 20\text{R}/\alpha\alpha 20\text{R}$ 1.1–1.8; $\alpha\alpha 20\text{S}/\alpha\alpha 20\text{R}$ 0.9–1.4 MPI-1 0.5–0.9; R <sub>c</sub> (MPI-1, %) 0.7–0.9	Биодеградация разных стадий. Террагенный генотип – Антипаотинское, Геофизическое. Аквагенный генотип – Восточно-Мессояхское	Афанасенков и др., 2019

Таблица 3. Продолжение

Возраст вмещающих отложений (свита)	Месторождение (я)	Тип флюида	Физико-химические свойства	Геохимические показатели	Интерпретация	Ссылки
<b>К<sub>1в-н</sub></b>	Утреннее (Салмановское) (У), Восточно-Мессояхское (ВМ)	Н	Пл. < 890 кг/м <sup>3</sup> ; S < 0.3%	$\delta^{13}C_{\text{‰}} \sim -28.5$ (У), $\sim -31.0$ (ВМ) низкие концентрации н-алканов (ВМ) Пр/Фт $\sim 3$ (У), $\sim 2$ (ВМ); $I_{TC} \geq 1$ (У); стераны $C_{29}/C_{27} > 1$ (У); Гт $C_{35}/C_{34} 0.4-1.0$ ; $Ts/Tm 1,1-1,4$ (У), $2.8-4.9$ (ВМ); <b>стераны</b> $C_{29}$ : $\beta\beta/20R/\alpha\alpha 20R 1.0-1.4$ , $\alpha\alpha/20S/\alpha\alpha 20R 0.6-1.0$ ; $MPI-1 0.5-0.9$ $R_c (MPI-1, \%) 0.7-0.9$	Слабая биодеградация нефтей Восточно-Мессояхского м-я. Утреннее м-е – террагенный генотип. Восточно-Мессояхское – аквагенный генотип. Зрелость на уровне ГЗН.	Афанасенков и др., 2019
<b>К<sub>1в-н</sub></b> (ахская)	Ямбургское	К	Пл.: 740–780 кг/м <sup>3</sup> ; САВ < 1%; S: 0.01–0.02%; Тв. парафины 0.2–0.8%; Высокие содержания аренов	<b>УВ</b> $C_5- C_8$ : $\Sigma ЦГ/\Sigma ЦП > 40$ (Ач) и $\leq 40$ ( $K_{1v-h}$ ); $\Sigma Б/\Sigma Кс 0.08 - 0.11$ ; Пр/Фт 4–6; стераны $C_{29}/C_{27} 1.0-1.9$ <b>Стераны</b> $C_{29}$ : $20S/(20S + 20R) 0.3-0.6$ , $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha) 0.5-0.9$ ДГ $C_{30}/Г C_{30} 0.1-0.2$ (Ач) и $0.3$ ( $K_{1v-h}$ ); $Ts/Tm 0.4-1.5$ (Ач) и $2.5$ ( $K_{1v-h}$ )	Террагенный генотип. Большая роль процессов фракционирования УВ при вертикальной миграции. Зрелость конденсата из пласта Ач выше по сравнению с конденсатами из залежей $K_{1v-h}$ .	Гордадзе и др., 2004
<b>Енисей-Хатангский район</b>						
<b>К<sub>1al-K<sub>2c</sub></sub></b> (верхи малохетской, яковлевская, долганская)	Ванкорское, Лодочное, Сузунское, Тагульское,	Н	Пл. > 880 кг/м <sup>3</sup> ; Бензины < 10–15%; САВ: 5–20%; S < 0.3%; Тв. парафины < 3%; Nn УВ > Me УВ	$\delta^{13}C_{\text{‰}} -30.2...-29.8$ Н-алканы в следовых концентрациях или отсутствуют; Пр/Фт 1–2; стераны $C_{29}/C_{27} \sim 1$ ; $I_{TC} 0.2-0.5$ ; Гт $C_{35}/C_{34} < 1$ <b>стераны</b> $C_{29}$ : $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta) 0.7-0.8$ ; $Ts/Tm > 1.5$	Нефти залежей из $K_{1a-al}-K_{2c}$ отложений биодегрადированы. Аквагенный генотип. Слабовосстановительные обстановки накопления НГМТ ( $J_3$ ). Зрелость на уровне ГЗН	Филиппов и др., 1998; 2006; Стасова и др., 2005; Гончаров и др., 2009б; 2011; Дахнова и др., 2009; Родченко, 2016; Oblasov et al., 2018; Афанасенков и др., 2019; Никитенко и др., 2020

Таблица 3. Окончание

Возраст вмещающих отложений (свита)	Месторождение (я)	Тип флюида	Физико-химические свойства	Геохимические показатели	Интерпретация	Ссылки
<b>К<sub>1</sub>-н</b> (нижнетеская, суходунинская, низы малохетской)	Байкаловское, Дерябинское, Ванкорское, Лодочное, Пайяхское, Среднеярловское, Сузунское, Турковское	<b>Н</b>	Пл.: 820–860 кг/м <sup>3</sup> ; S < 0.2%; Бензины ≈ 20%; СAB: 3–10%; Тв. парафины: 3–6%; Me УВ < Nn УВ	$\delta^{13}\text{C} \text{‰} < -30$ , –28.5 (Горчинское м-е) СР1 ~ 1; Пр/Фт 1–3; K <sub>нв0</sub> 0.6–0.8; стераны C <sub>29</sub> /C <sub>27</sub> 0.8–1.5; I <sub>TC</sub> 0.3–1.5; Гт C <sub>35</sub> /C <sub>34</sub> 0.5–0.8; повышенные содержания ДГ <b>стераны</b> C <sub>29</sub> : $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ 0.7–0.8, 20S/(20S + 20R) ~ 0.5, $\beta\beta/20S + 20R/\alpha\alpha/20R$ 3–5; Ts/Tm 1–4; MP1–1 0.54–1.15; 4-/1-МДБТ 2.7–7.2; R <sub>c</sub> (MP1–1, %) 0.7–1.1		
<b>Ж<sub>2</sub></b> (малышевская, вымская)	Пеляткинское, Соленинское, Южно-Соленинское	<b>Н</b>	S < 0.3%	Стераны C <sub>29</sub> /C <sub>27</sub> > 1; Гт C <sub>35</sub> /C <sub>34</sub> < 1; повышенные концентрации диастеранов и диагопанов C <sub>30</sub> ; Ts/Tm > 1; MP1–1 0.7–0.9; 4-/1-МДБТ 1.8–4.1; R <sub>c</sub> (MP1–1, %) 0.8–1.0	Образование за счет окисленного РОВ Ж <sub>2</sub> преимущественно террагенного генотипа. Зре-лость на уровне ГЗН.	Филиппов и др., 2006; Афанасенков и др., 2019

Примечания. НГМТ – нефтегазоматеринская толща; ГЗН – главная зона нефтеобразования; Ач. – ачимовская толща; Н – нефти; К – конденсаты; Nn УВ – новые углеводороды; Me УВ – метановые углеводороды; Пл. – плотность; Бензины – фракция, выкипающая до 200°C; СAB – смолисто-асфальтовые вещества; ТАС – триароматические стероиды;  $\Sigma\text{ЦП}/\Sigma\text{ДГ}$  –  $\Sigma\text{циклопентаны}/\Sigma\text{циклогексаны}$ ; ЭВ/УКс – этилбензол/УКс; н-С<sub>7</sub>/мЦГ – н-гептан/метилциклогексан; К<sub>нв0</sub> = (пристан+фитан)/(н-С<sub>17</sub> + н-С<sub>18</sub>); СР1 =  $0.5 \times [(\Sigma\text{н-алканы } C_{25}, 27, 29, 31, 33/\Sigma\text{н-алканы } C_{26}, 28, 30, 32, 34) + (\Sigma\text{н-алканы } C_{25}, 27, 29, 31, 33/\Sigma\text{н-алканы } C_{24}, 26, 28, 30, 32)]$ ; Ts/Tm –  $18\alpha\text{-}22, 29, 30\text{-триснорнеогопан}/17\alpha\text{-}22, 29, 30\text{-триснорнеогопан}$ ; I<sub>TC</sub> =  $2 \times \Sigma\text{трицикланы } C_{19-30}/\Sigma\text{трицикланы } C_{23-26}$ ; ТАСИ = (триароматические стероиды C<sub>21-22</sub>)/ $\Sigma\text{триароматические стероиды}$ ; 4-/1-МДБТ – 4-метил/1-метилдибензтиофен; ФИ = 2-метилфенантрен/Σфенантрены; ДБТИ = (2-метил + 3-метилдибензтиофен)/Σдибензтиофены; Ф/ДБТ = Σфенантрены/Σдибензтиофены; MP1 = (3-метил + 2-метилфенантрен)/(9-метил + 1-метилфенантрен); MP1–1 = 1.5 × (3- + 2-метилфенантрен)/(фенантрен + 9- + 1-метилфенантрен); R<sub>c</sub> (MP1–1, %) = 0.6 × MP1–1 + 0.4 (рассчитанная отражательная способность виграинга).

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) 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  $C_{орг}$  установили наличие прослоев с аквагенным ОВ 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  $C_{орг}$  и НІ (табл. 2) не позволяют рассматривать их как НГМТ. Согласно тяжелому изотопному составу  $C_{орг}$  (табл. 2) исходное ОВ этих свит имеет террагенный генезис. В вышезалегающих суходудинской и малохетской свитах средние содержания  $C_{орг}$  также невысоки (табл. 2), но в углистых прослоях могут достигать 15–17% на породу (Филипцов и др., 1998; Болдушевская, 2001). В целом результаты пиролиза, значения  $\delta^{13}C_{орг}$  (табл. 2) 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 высокие значения НІ (табл. 2) соответствуют значительному генерационному потенциалу ОВ и свидетельствуют о существенной примеси лейптинитовых компонентов в породах или сапропелевого материала 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 аргиллитах 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 НІ при низком уровне катагенеза 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 (табл. 2), 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 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).

### ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ И ИХ ИСТОЧНИКИ

Открытие в 1960–80-е гг. уникальных месторождений УВ флюидов в арктических районах Западной Сибири положило начало изучению их состава и свойств. В работе (Конторович и др., 1975), впервые проведена типизация нефтей региона и, на основании единичных проб и экстраполяции данных, закартированы закономерности изменения их физико-химических свойств в том числе на севере. 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, малосернистые, с низкими содержаниями смолисто-асфальтеновых веществ (САВ), с содержанием парафинов до 6–10%, с высоким выходом бензиновых фракций (табл. 3). 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 легче нефтей, в них еще меньше серы, САВ и твердые парафины идентифицируются в следовых концентрациях или отсутствуют, содержание бензиновых фракций обычно составляет  $\geq 50$  об. % (табл. 3). Нефти 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/м<sup>3</sup>). В этих тяжелых нефтях больше САВ, значительно меньше легких фракций и твердых парафинов (табл. 3), повышены содержания ароматических УВ на фоне снижения концентраций насыщенных структур. Для нефтей и конденсатов

п-ва Ямал, главным образом из глубоко погруженных залежей, отмечается относительная обогащенность аренами. В работах (Katz et al., 2003; Fursenko, Kim, 2019) предполагается, что эти нефти 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 (табл. 3). Согласно распределению УВ  $C_5$ – $C_8$ , *n*-алканов и ациклических изопренанов стеранов и терпанов (табл. 3) нефти и конденсаты из нижнемеловых и нижне-среднеюрских 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. По своим биомаркерным характеристикам (пристан/фитан 7.5; стераны  $C_{29} > 90\%$  на сумму стеранов  $C_{27-29}$ ; диа-/регулярные стераны 0.7; изомерные соотношения стеранов  $C_{29}$ ;  $20S/(20S + 20R)$  0.5,  $\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$  5.0; для гомогпанов  $C_{31}$ : S/R 1.38; Ts/Tm 2.2) (Воробьева и др., 1992) к зрелым флюидам террагенного генотипа относится нефть Новопортовского месторождения из пермо-триасовых отложений. 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 нефти и конденсаты из среднеюрских залежей Енисей-Хатангского района (Пеляткинское, Соленинское, Южно-Соленинское месторождения) генерированы окисленным высокозрелым террагенным ОВ (табл. 3). Нефти из нижнемеловых залежей этого района и прилегающей восточной части п-ва Гыдан считаются образованными из зрелого аквагенного ОВ, захоронявшегося в слабо- и умеренно-восстановительных условиях. Наблюдаемые вариации геохимических показателей аквагенных нефтей объясняют фациальными различиями НГМТ и/или разным уровнем зрелости исходного ОВ (Дахнова и др., 2009; Гончаров и др., 2011; Афанасенков и др., 2019). Присутствие в нефтях из меловых залежей Енисей-Хатангского района и Ванкорской группы месторождений специфических перегруппированных гопанов состава  $C_{30}$  (hY и hZ) (Родченко, 2016), аналогично юрско-меловым битумоидам (Ким,

Родченко, 2016), указывает на их генетическое родство. 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 (Ts/Tm, S и R формы гомогпанов), показатели зрелости по составу аренов (4-/1-МДБТ, MPI-1,  $R_c$ (MPI-1, %)), указанные в опубликованных исследованиях (табл. 3), свидетельствуют об образовании 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 ниже-среднеюрских залежей по сравнению с меловыми (Гончаров и др., 2009б). В работе (Katz et al., 2003) на основании параметра  $R_c$ (MPI-1, %) и распределения алканов  $C_7$  определена повышенная зрелость 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 рассматриваемого района характеризуются отсутствием или следовыми концентрациями *n*-алканов и, зачастую, ациклических изопренанов (табл. 3), что вместе с низкими (<70°C) пластовыми температурами свидетельствует об их микробиальном окислении. В работе (Oblasov et al., 2019) на основе вариаций параметра IF ((пристан + фитан)/(пристан + фитан + *n*- $C_{17}$  + *n*- $C_{18}$ )), показано, что на Ванкорском месторождении биодеградируемые нефти встречаются начиная с сеноманской залежи вплоть до залежи в берриасе. При этом нефти высоких уровней биодегградации закономерно тяжелее, в составе их терпановой фракции появляются 25-норгопаны, а в связанном с этими нефтями газе повышается содержание метана, обогащенного легким изотопом  $^{12}C$ . Интенсивно биодеградируемые нефти обнаружены в альб-сеноманских залежах Антипаютинского, Тагульского, Восточно- и Средне-Мессояхского месторождений (Родченко, 2016; Афанасенков и др., 2019). Биодеградируемые 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 месторожде-

ния и Ванкорской группы месторождений относятся к зрелым флюидам аквагенного генотипа.

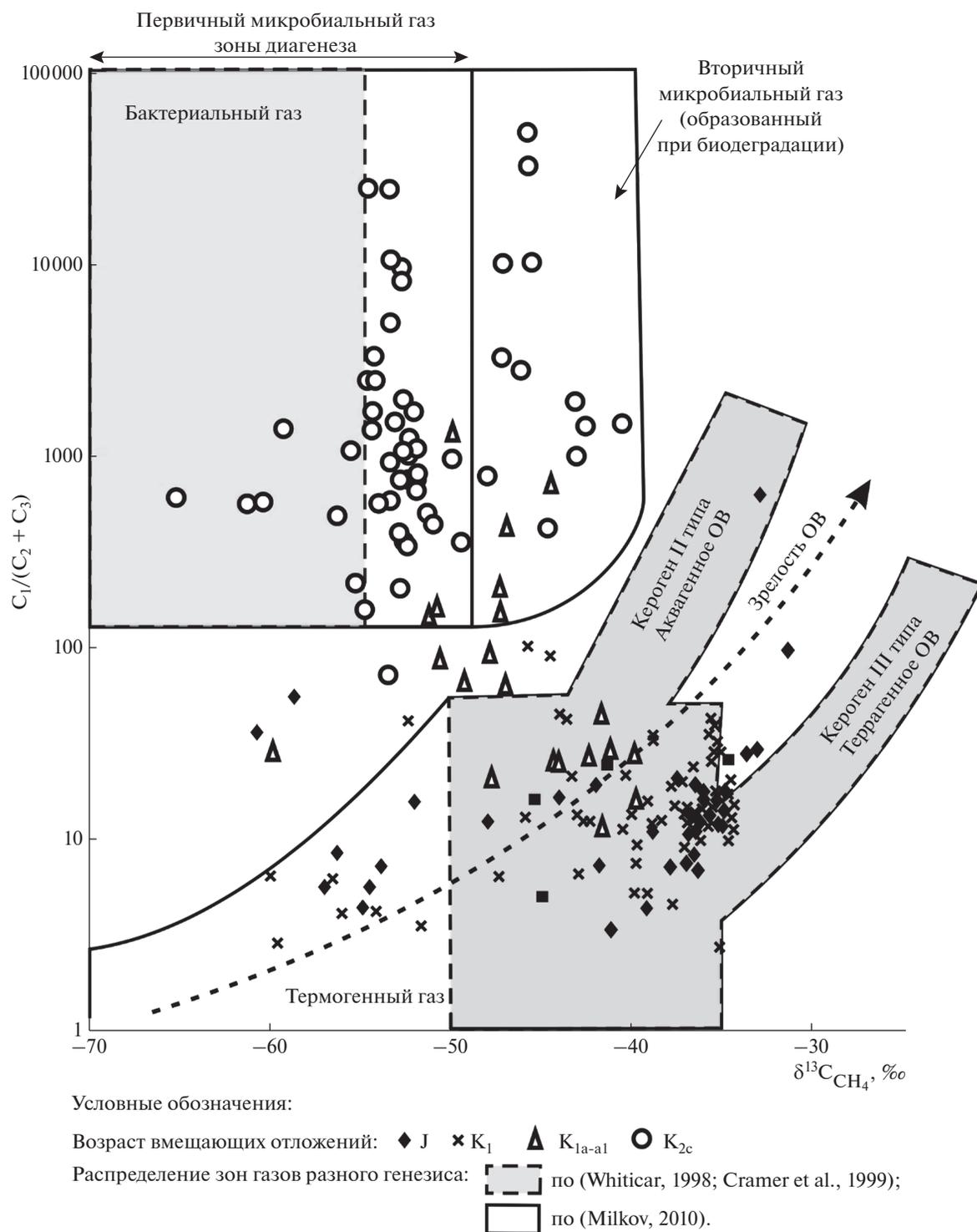
Вместе с тем, предлагаются и другие пути образования специфичных по составу УВ флюидов альб-сеноманских залежей. В работе (Стасова и др., 2005) предполагается, что отсутствие *n*-алканов и постепенное исчезновение ациклических изопренанов в тяжелых нефтях из сеноманских залежей может происходить за счет значительного воздействия УВ газов при ретроградных процессах. Опираясь на диаграмму Кеннона-Кессоу и особенности физико-химического состава (плотность  $>800$  кг/м<sup>3</sup>, высокая температура начала кипения ( $>100^{\circ}\text{C}$ ) с одновременно высоким выходом бензинов, преимущественно нафтеновый 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 изотопного состава углерода. Вариации  $\delta^{13}\text{C}$  жидких УВ флюидов юрско-меловых залежей Бованенковского, Харасавейского и Новопортовского месторождений (табл. 3), авторы работы (Katz et al., 2003) объясняют воздействием вторичных процессов (термальная преобразованность или фракционирование при миграции). Обогащенность изотопом  $^{13}\text{C}$  ( $\delta^{13}\text{C} > -27.5\text{‰}$ ) (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; Афанасенков и др., 2019; Fursenko, Kim, 2019). В работах (Шадрина и др., 2018; Афанасенков и др., 2019; Samoilenko et al., 2019) показано, что нефти аквагенного генотипа обеднены изотопом  $^{13}\text{C}$  ( $\delta^{13}\text{C} < -31\text{‰}$ ; нижнемеловые залежи на западе Енисей-Хатангского района) в отличие от террагенных флюидов ( $\delta^{13}\text{C} > -29\text{‰}$ ; нижнемеловые залежи Утреннего и Горчинского месторождений, среднеюрские залежи Южно-Соленинского и Пеляткинского месторождений). М.В. Дахнова с коллегами (2009) на примере Ванкорского месторождения отмечает, что наблюдается незначительное обогащение изотопом  $^{13}\text{C}$  ( $<1\text{‰}$ ) биodeградированных нефтей из сеноманской залежи по сравнению с неизменными нефтями из нижнемеловых отложений. При этом биodeградированные ванкорские нефти, подобно неизменным, согласно УВ показателям являются аквагенными (Дахнова и др., 2009; Гончаров и др., 2011).

И так, нефти и конденсаты рассматриваемого района, согласно опубликованным исследовани-

ям, образуют несколько групп, различающихся генезисом и вторичными преобразованиями. В качестве диагностических параметров для определения генотипа и уровня зрелости исследователями используются концентрационные распределения насыщенных УВ, ароматических соединений 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 нижне-среднеюрские, главным образом, зимняя, шараповская, китербютская, лайдинская и мальшевская 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 нафтидов 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 мальшевской ( $J_2$ ) свиты (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 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 прослой верхнеюрских яновстанской и гольчихинской свит (Дахнова и др., 2009; Гончаров и др., 2010, 2011; Ким, Родченко, 2013; Родченко, 2016; Афанасенков и др., 2019), которые захоронились в слабо- и умеренно-восстановительных обстановках. Возможным источником некоторых аквагенных нефтей Енисей-Хатангского района могли быть глинистые прослой 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 би-



**Рис. 4.** Диаграмма Бернарда для углеводородных газов севера Западной Сибири. Примечание: данные по составу УВ газов соответствуют работам (Алексеев и др., 1972; Немченко и др., 1999; Cramer et al., 1999; Milkov, 2010).

тумоидов этой толщи не позволяют считать их источником промышленных УВ залежей.

Большинство исследователей считает, что основная масса нефтей и конденсатов апт-альб-сеноманских залежей подверглась биодegradации (Воробьева и др., 1992; Дахнова и др., 2009; Гонча-

ров, 2011; Шевченко и др., 2016; Афанасенков и др., 2019), а согласно работе (Oblasov et al., 2018) их можно обнаружить и в нижнемеловых залежах. 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 (биодеградация, миграционные процессы). Биодеградация нефтей сопровождается значительным увеличением их плотности, вязкости, содержания САВ, нафтенов, 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.

### УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ И ИХ ИСТОЧНИКИ

Северные и арктические районы Западной Сибири являются крупнейшим газопроизводящим районом мира. Основная масса газовых залежей локализована в меловых отложениях, главным образом в ее верхней – апт-сеноманской части.

Свободные газы ниже-среднеюрских залежей арктических районов по составу соответствуют исходному преимущественно террагенному ОВ и высокому уровню его зрелости. В качестве их источников рассматривают обогащенные углистым органическим веществом 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 углеводородных 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 обогащенностью гомологами метана (5–15%), которую объясняют значительным участием в образовании этих газов аквагенного органического вещества, 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  $^{13}\text{C}$  (рис. 4) ( $\delta^{13}\text{C}_{\text{C}_{\text{H}_4}} -40\dots-32\text{‰}$ ) (Конторович и др., 1980; Полякова и др., 1986; Прасолов 1990; Немченко и др., 1998; Ермилов и др., 2004), что указывает на стадию термокаталитического преобразования исходного ОВ (Галимов, 1989), соответствующую главной зоне нефтеобразования и глубинной зоне газообразования.

Газовые залежи альб-сеноманского комплекса рассматриваемого района содержат сухие газы с легким изотопным составом, значительно легче по

сравнению с газами нижнего мела и юры (рис. 4). Вопрос о механизме и источниках их формирования многие годы остается дискуссионным. В.И. Ермаков с коллегами (1970), опираясь на очень легкий изотопный состав углерода метана ( $\leq -60\text{‰}$ ), считали, что эти газы образовались при микробильном разложении ОВ сеномана на этапе диагенеза. Позднее было установлено, что изотопный состав метана этих залежей, как правило, более тяжелый ( $\delta^{13}\text{C}_{\text{C}_{\text{H}_4}} -60\dots-45\text{‰}$ ) (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  $\delta^{13}\text{C}_{\text{C}_{\text{H}_4}} -55\dots-50\text{‰}$  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 отложений с ОВ ранних стадий катагенеза и из сильно преобразованного ОВ юрских пород. Эти предположения подтверждаются результатами бассейнового моделирования нефтегазообразования в пределах п-вов 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, которое эмигрировало из триас-среднеюрских отложений. Помимо публикации (Ермаков, 1970) очень низкие значения  $\delta^{13}\text{C}_{\text{C}_{\text{H}_4}} (< -60\text{‰})$  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” микробильном происхождении этих сухих изотопно легких газов (рис. 4). Основным процессом, за счет которого могли генерироваться такие газы, рассматривают анаэробную биодеградацию нефтей метаногенерирующими бактериями. Таким образом значи-

тельная роль в формировании уникальных аптальб-сеноманских залежей УВ газов в северных и арктических районах Западной Сибири отводится газам ранней генерации, которые образуются из углелистого ОВ в начале его термokatалитического 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-палеоген, мощность >500 м), предотвращающих рассеивание газов.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В составе юры и мела арктических районов Западной Сибири 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 район) свит. Эти породы обогащены преимущественно аквагенным ОВ, зрелость которого соответствует уровню ГЗН – началу ГЗГ. В отличие от классической баженовской свиты центральных районов для верхнеюрского нефтематеринского аквагенного ОВ арктических районов Западной Сибири отмечают примесь террагенной органики и признаки окисленности в диагенезе, обусловленные преобладанием прибрежно-морских условий накопления ОВ в сочетании с близостью источников сноса осадочного материала, что отражается как на ОВ, так и на составе нефтей аквагенного генотипа, генерированных этими толщами. Нефти и конденсаты, генетически связанные с верхнеюрскими нефтематеринскими породами, аккумуляруются 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 отложениях. Способность к нефтегенерации, вероятно, обладают обогащенные аквагенным ОВ глинистые прослои верхнеюрских сивогвской и абалакской свит, а также глины низов нижнего мела (нижнехетская, шура-товская и ахская свиты), нефтегенерационные свойства которых изучены недостаточно детально.

В опубликованных исследованиях практически весь юрско-меловой комплекс пород рассматривается как газопроизводящий. Однако основным поставщиком УВ газов в залежи арктических районов Западной Сибири считают нижнесреднеюрские отложения с высокозрелым преимущественно террагенным ОВ. Обогащенные ОВ, в том числе и аквагенным, верхнеюрские отложения также внесли существенный вклад в формирование уникальной газоносности региона. В аптальб-сеноманских газовых залежах значительна роль сухих, изотопно легких газов, образованных на начальных стадиях катагенеза из террагенного (углелистого) ОВ меловых отложений. В качестве вероятных источников этих газов рассматривают УВ газы, преимущественно метан, образующийся при биодегградации нефтей. Соответственно, вопрос о генезисе аптальб-сеноманских газов остается дискуссионным.

Очаги нефтегазогенерации рассматриваемого района локализованы в наиболее погруженных, депрессионных зонах. Поставщиком УВ в залежи Ванкорской группы считают юрско-меловые отложения Большехетской мегасинеклизы. УВ флюиды Енисей-Хатангского района, локализованные севернее Ванкорского месторождения, вероятнее всего формировались за счет нефтегазогенерации в пределах одноименного прогиба. Нефти, газы и конденсаты п-ва Ямал и западной части п-ва Гыдан могли эмигрировать 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 kernового материала. Для оценки масштабов нефтегазогенерации в них используются расчетные геохимические параметры, что существенно снижает достоверность этих работ. Установлено, что ОВ юрско-меловых отложений 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 фацциально-генетического типа и уровня катагенетической зрелости. 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 приводятся в последних публикациях по бассейновому моделированию. Соответственно, существует необходимость в детализации геохимических исследований юрско-меловых отложений в первую очередь наиболее северных участков рассматриваемого района.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-15-50119\19.*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Крылова Т.А. (1972) Изотопный состав углерода газообразных углеводородов и условия образования залежей природного газа. *Советская геология*. (4), 35-47.
- Афанасенков А.П., Петров А.Л., Грайзер Э.М. (2018) Геохимическая характеристика и нефтегенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской областей. *Геология нефти и газа*. (6), 109-127.
- Афанасенков А.П., Жеглова Т.П., Петров А.Л. (2019) Углеводороды-биомаркеры и изотопный состав углерода битумоидов и нефтей мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. *Георесурсы*. **21**(1), 47-63.
- Борисова Л.С., Косяков Д.В., Красавчиков В.О., Фурсенко Е.А. (2011) Региональные закономерности изменения физико-химических свойств нефтей нижнего мела (берриас – готерив) Западной Сибири. *Геология нефти и газа*. (5), 56-63.
- Болдушевская Л.Н. (2001) Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты. Дис. ... канд. геол.мин. наук. Красноярск: КНИИГиМС, 206 с.
- Бостриков О.И., Ларичев А.И. (2016) Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. **6**(3), 1-19.
- Воробьева Н.С., Земскова З.К., Пунанова В.Г., Русинова Г.В., Петров А.А. (1992) Биометки нефтей Западной Сибири. *Нефтехимия*. **32**(5), 405-420.
- Вышемирский В.С., Конторович А.Э. (1998) Эволюция образования углеводородных газов в истории Земли. *Геология и геофизика*. **39**(10), 1392-1401.
- Галимов Э.М. (1989) Источники и механизмы образования углеводородных газов в осадочных породах. *Геохимия*. (2), 163-180.
- Галимов Э.М. (1995) Генезис газов на севере Западной Сибири по данным  $\delta^{13}\text{C}$  и  $\delta\text{H}$  метана. *ДАН*. **342**(3), 371-374.
- Гончаров И.В., Крашин Д.И., Шпильман К.А. (1983) О природе нефтей и газов севера Тюменской области. *Геология нефти и газа*. (3), 34-38.
- Гончаров И.В., Кринин В.А., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В. (2009а) К вопросу о генерационном потенциале яновстанской свиты северо-востока Западной Сибири. *Материалы VII Международной конференции "Химия нефти и газа"* (г. Томск 21–26 октября 2009). Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 26-30.
- Гончаров, И.В. Кринин В.А., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В. (2009б) Геохимия нефтей юрско-меловых отложений района Ванкорского месторождения. *Материалы VII Международной конференции "Химия нефти и газа"* (г. Томск 21–26 октября 2009). Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 204-208.
- Гончаров И.В., Кринин В.А., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В. (2010) *Нефти нижнехетской свиты Ванкорского месторождения и источник их генерации. Успехи органической геохимии: материалы Всероссийской научной конференции (г. Новосибирск 11–15 октября 2010)*. (Ред. А.Э. Конторович). Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 100-104.
- Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Кринин В.А., Ошмарин Р.А. (2011) Природа нефтей района Ванкорского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. (3), 12-17.
- Гордадзе Г.Н., Чахмахчев В.А., Тихомиров В.И. (2004) Геохимическая типизация газоконденсатов нижнемеловых пластов Ямбургского месторождения Западной Сибири. *Нефтехимия*. **44**(3), 171-179.
- Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Пошибаева А.Р., Пошибаев В.В., Гаянова А.А., Постников А.В., Постникова О.В. (2019) Исследование строения бензольного, спирто-бензольных смол и керогена органического вещества пород (на примере пород баженовской свиты северной части Гыданского полуострова). *Нефтехимия*. **59**(6), 618-631.
- Гурари Ф.Г. (2003) Строение и условия образования клиноформ неоконских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). Новосибирск: СНИИГиМС, 140 с.
- Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И., Еханин А.Е., Казаков А.М., Касаткина Г.В., Курушин Н.И., Могучева Н.К., Сапьяник В.В., Серебренникова О.В., Смирнов Л.В., Смирнова Л.Г., Сурков В.С., Сысолова Г.Г., Шиганова О.В. (2005) *Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции*. Новосибирск: Наука, 156 с.
- Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Нечитайло Г.С., Назарова Е.С., Мьякина Ю.А. (2009) Геохимия и генезис нефтей Ванкорского месторождения. *Геология нефти и газа*. (5), 30-37.
- Дешин А.А., Сафронов П.И., Бурштейн Л.М. (2017) Оценка времени реализации главной фазы нефтеобразования в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири. *Геология нефти и газа*. (4), 33-44.
- Дешин А.А., Бурштейн Л.М. (2018) Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. **13**(3), 1-15.
- Ермаков В.И., Лебедев В.С., Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Грачев А.В. (1970) Изотопный состав углерода природных газов севера Западно-Сибирской низменности в связи с вопросами их генезиса. *ДАН СССР*. **190**(3), 683-686.
- Ермилов О.М., Карагодин Ю.Н., Конторович А.Э., Тер-Саакян Ю.Г., Агалаков С.Е., Беляев С.Ю., Борисова Л.С., Букреева Г.Ф., Бурштейн Л.М., Гордеев В.Н., Дмитрук В.В., Жилина И.В., Конторович В.А., Красавчиков В.О., Супруненко О.И., Чупова И.М., Фурсенко Е.А. (2004) Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 141 с.
- Казаков А.М., Константинов А.Г., Курушин Н.И., Могучева Н.К., Соболев Е.С., Фрадкина А.Ф., Ядренкин А.В., Девятков В.П., Смирнов Л.В. (2002) Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триадовая система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", 322 с.
- Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. (2014) Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов. *Геология нефти и газа*. (1), 29-51.

- Казаненков В.А., Фурсенко Е.А., Шапорина М.Н. (2018) Закономерности изменения физико-химических свойств нефтей и конденсатов из залежей тюменской и малышевской свит Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. **13**(2), 1-22.
- Ким Н.С., Родченко А.П. (2013) Органическая геохимия и нефтегазогенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Геология и геофизика*. **54**(8), 1236-1252.
- Кислухин И.В. (2012) Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал. Тюмень: ТюмГНГУ, 116 с.
- Клещев К.А., Шейн В.С. (2010) *Нефтяные и газовые месторождения России. Книга вторая – азиатская часть России*. М.: ВНИГНИ, 720 с.
- Конторович А.Э. (1976) *Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности*. М.: Недра, 248 с.
- Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. (1975) *Геология нефти и газа Западной Сибири*. М.: Недра, 680 с.
- Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И., Стасова О.Ф., Фомичев А.С., Андрусевич В.Е., Бабина Н.М., Мельникова В.М., Липницкая Л.Ф., Озеранская Л.Ф., Шевченко А.А. (1980) 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 Вып. 283* (Под ред. Конторович А.Э., Растигин А.А.). Новосибирск: СНИИГГиМС, 86-127.
- Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А., Афанасьев С.А., Гайдебурова Е.А., Гребенюк В.В., Данилова В.П., Запивалов Н.П., Иванов И.А., Казанский Ю.П., Карагодин Ю.Н., Каштанов В.А., Конторович В.А., Краснов В.И., Левчук М.А., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Смирнов Л.В., Старосельцев В.С., Фомин А.Н., Фомичев А.С. (1994а) Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, СНИИГГиМС, 201 с.
- Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Кузнецов Л.Л., Куликов Д.П., Хмелевский В.Б., Азарнов А.Н., Накаряков В.Д., Полякова И.Д., Сибгатуллин В.Г., Соболева Е.И., Старосельцев В.С., Степаненко Г.Ф. (1994б) Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, СНИИГГиМС, 71 с.
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайденбура Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2013а) Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*. **54**(8), 972-1012.
- Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышева Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. (2013б) Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование). *Геология и геофизика*. **54**(8), 1179-1226.
- Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карагодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. (2014) Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. *Геология и геофизика*. **55**(5-6), 745-776.
- Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Бурштейн Л.М., Глинских В.Н., Ким Н.С., Костырева Е.А., Павлова М.А., Родченко А.П., Ян П.А. (2018) Распределение органического вещества в породах баженковского горизонта (Западная Сибирь). *Геология и геофизика*. **59**(3), 357-371.
- Конторович А.Э., Богородская Л.И., Борисова Л.С., Бурштейн Л.М., Исмагилов З.Р., Ефимова О.С., Костырева Е.А., Лемина Н.М., Рыжкова С.В., Созинов С.А., Фомин А.Н., Лившиц В.Р. (2019) Геохимия и катагенетические превращения керогена баженковского горизонта. *Геохимия*. **64**(6), 585-593.
- Kontorovich A. E., Bogorodskaya L.I., Borisova L.S., Burshtein L.M., Ismagilov Z.P., Efimova O.S., Kostyрева E.A., Lemina N.M., Ryzhkova S.V., Sozinov S.A., Fomin A.N. (2019) Geochemistry and Catagenetic Transformations of Kerogen from the Bazhenov Horizon. *Geochem. Int.* **57**(6), 621-634.
- Кругликов Н.М., Лобков В.А., Прасолов Э.М., Тихомиров В.В., Яковлев О.Н. (1980) *Особенности геохимии газов Западной Сибири как показатель условий скопления углеводородов. Условия нефтегазоносности и особенностей формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите* (Под ред. Евсеев Г.П.). Л.: ВНИГРИ, 75-92.
- Ларичев А.И., Рязанова Т.А., Меленевский В.Н., Сухоручко В.И., Чуйкова Т.Э., Видик С.В., Соловьева Н.С. (2003) Органическая геохимия среднеюрско-нижнемелового разреза восточного борта Большехетской впадины. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. (11), 4-13.
- Лопатин Н.В., Емец Т.П. (1987) Пиролиз в нефтегазовой геохимии. М.: Наука, 144.
- Лопатин Н.В., Емец Т.П., Зубайраев С.Л., Литвинова В.Н. (1987) Углеводородный потенциал баженковской свиты Западной Сибири в свете данных пиролиза. *Геология и геофизика*. (7), 25-31.
- Лопатин Н.В., Мойя М.А., Емец Т.П. (1992) Об изотопно-геохимической характеристике нефтей и органического вещества глин тюменской свиты Западно-Сибирского бассейна. *Геология нефти и газа*. (4), 24-29.
- Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шоелл М. (1999) Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири. *Геология нефти и газа*. (1-2), 45-56.
- Никитенко Б.Л. (2009) *Стратиграфия, палеобиогеография и биофашии юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды)*. Новосибирск: Параллель, 680 с.
- Никитенко Б.Л., Девятков В.П., Родченко А.П., Левчук Л.К., Пешевицкая Е.Б., Фурсенко Е.А. (2020) Гольчихинская свита (верхи бата – низы бореального берриаса) Енисей-Хатангского прогиба (запад Северо-Сибирской низменности). *Геология и геофизика*. **61**(4), 508-526.
- Петров А.А. (1994) Геохимическая типизация нефтей. *Геохимия*. (6), 876-891.
- Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И., Степаненко Г.Ф. (1986) *Геохимические критерии нефтегазоносности севера Сибирской платформы. Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского бассейна*. М.: Наука, 119-132.

- Попов С.А., Исаев В.И. (2011) Моделирование нефтегазогенеза Южного Ямала. *Геофизический журн.* **33**(2), 80–104.
- Постановления межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Выпуск 36 (2006) (Под ред. Жамойда А.И.). СПб: ВСЕГЕИ, 64 с.
- Прасолов Э.М. (1990) *Изотопная геохимия и происхождение природных газов*. Л.: Недра, 283 с.
- Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (2004) (Под ред. Гурари Ф.Г.). Новосибирск: СНИИГГиМС, 114 с.
- Родченко А.П. (2016) Геохимия органического вещества верхнеюрских отложений северо-востока Западной Сибири и генезис меловых нефтей региона. *Геология нефти и газа*. (6), 107–118.
- Сафронов П.И., Ершов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н. (2011) Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна. *Геология нефти и газа*. (5), 49–55.
- Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. (2006) Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 261 с.
- Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. (2003) Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 352 с.
- Соболева Е.В., Большакова М.А., Корнева Т.Н., Натитник И.М., Мальцев В.В., Санникова И.А., Сауткин Р.С. (2019) Влияние геолого-геохимических условий формирования залежей на состав и свойства углеводородных флюидов (на примере Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения). *Георесурсы*. **21**(2), 190–202.
- Соболева Е.В., Строганов Л.В. (1993) Генетические особенности и перспективы поисков нефтяных скоплений на Ямале. *Геология нефти и газа*. (6), 6–10.
- Стасова О.Ф., Андрусевич В.Е. (1981) Типы нефтей и конденсатов в мезозойских отложениях севера Западно-Сибирской плиты. *Органическая геохимия мезозойских и палеозойских отложений Сибири. Сб. науч. тр. СНИИГГиМСа. Вып. 288* (Под ред. Конторовича А.Э., Фомичева А.С.). Новосибирск: СНИИГГиМС, 29–36.
- Стасова О.Ф., Фомичев А.С., Ларичкина Н.И., Чеканов В.И. (2005) Типы нефтей нижнемеловых и верхнеюрских отложений восточной части Большехетской впадины и Мангазейской зоны поднятий. *Технологии ТЭК*. (3), 10–15.
- Строганов Л. В. (1989) Генетическая зональность размещения газоконденсатных залежей и прогноз нефтегазосности п-ова Ямал. *Геология нефти и газа*. (4), 12–15.
- Строганов Л.В., Скоробогатов В.А. (2004) Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 415 с.
- Ступакова А.В., Казанин Г.С., Иванов Г.И., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Мальцев В.В., Павлов С.П., Ульянов Г.В. (2014) Моделирование процессов образования углеводородов на территории Южно-Карской впадины. *Разведка и охрана недр*. (4), 47–51.
- Ульянов Г.В. (2011) Геолого-геохимические предпосылки газонефтеносности юрских отложений Южно-Карской впадины. Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Москва: МГУ, 24 с.
- Филиппов Ю.А., Болдушевская Л.Н., Конторович А.А., Кринин В.А. (1998) Катагенез органического вещества и фазовый состав залежей углеводородов северо-западного обрамления Сибирской платформы. *Геология нефти и газа*. (12), 25–33.
- Филиппов Ю.А., Давыдова И.В., Болдушевская Л.Н., Данилова В.П., Костырева Е.А., Фомин А.Н. (2006) 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*. (5–6), 52–57.
- Фомин А.Н. (2011) *Катагенез органического вещества и нефтегазосность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна*. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 331 с.
- Чухмахчев А.В., Сузуки Н., Чухмахчев В.А. (1995) Углеводороды-биомаркеры при геохимической оценке перспектив нефтегазосности Ямала. *Геохимия*. (5), 665–676.
- Шадрина Е.С., Самойленко В.В., Гончаров И.В. (2018) Природа нефтей и газов Гыданского полуострова. *Материалы X Международной конференции “Химия нефти и газа”* (г. Томск 1–5 октября 2018). Томск: Издательский Дом ТГУ, 704–704.
- Шевченко Н.П., Фурсенко Е.А., Каширцев В.А., Карташов Е.В. Геохимия бензиновых фракций конденсатов полуострова Ямал. *Материалы XII международного научного конгресса “Интерэкспо ГЕО-Сибирь 2016”* (г. Новосибирск 18–22 апреля 2016). Новосибирск: СГУиТ, 180–184.
- Chakhmakhchev A., Sampei Y., Suzuki N. (1994) Geochemical characteristics of oils and source rocks in the Yamal peninsula, West Siberia, Russia. *Organic Geochem.* **22**(2), 311–322.
- Cramer B., Poelchau H.S., Gerling P., Lopatin N.V., Littke R. (1999) Methane released from groundwater: the source of natural gas accumulations in northern West Siberia. *Marine Petrol Geology*. **16**(3), 225–244.
- Fursenko E.A., Kim N.S. (2019) Geochemistry of Condensates of Maloyamal’skoe Field (Yamal Peninsula, Western Siberia). *Petroleum Chemistry*. **59**(10), 1138–1146.
- Katz B.J., Robison C.R., Chakhmakhchev A.V. (2003) Aspects of hydrocarbon charge of the petroleum system of the Yamal peninsula, West Siberia basin. *International J. Coal Geology*. **54**(1–2), 155–164.
- Milkov A.V. (2010) Methanogenic biodegradation of petroleum in the West Siberia basin (Russia): significance for formation of giant Cenomanian gas pools. *AAPG Bulletin*. **94**(10), 1485–1541.
- Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., van Graas G.W. (2018) Biodegradation in the Nkh 3-4 reservoir at Vankor Field (West Siberia Basin, Russia) is strongly controlled by rock properties. *Organic Geochem.* **119**, 36–49.
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005) *The Biomarker Guide*. Second Edition. Cambridge: Cambridge University Press, 1155 p.
- Samoilenko V.V., Shadrina E.S., Goncharov I.V., Oblasov N.V., Veklich M.A., Zherdeva A.V. 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 сентября 2019). EAGE, 1–2.
- Seifert W., Moldowan J. (1981) Paleoreconstruction by Biological Markers. *Geochim. Cosmochim. Acta*. **45**(6), 783–794.
- Whiticar M.J. (1999) Carbon and hydrogen isotopes systematics of bacterial formation and oxidation of methane. *Chem. Geology*. (161), 291–314.