

Физико-химические свойства, геохимия конденсатов из залежей средней юры Малоямальского месторождения (Западная Сибирь) и адамантаны в них

Е.А. Фурсенко^{1,2*}, Г.С. Певнева³, В.А. Казаненков¹, Н.Г. Воронцовская³,
А.К. Головкин^{1,3}, В.А. Каширцев^{1,2}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А.Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

³Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия

Согласно геохимическим углеводородным показателям (концентрационные соотношения по составу углеводородов C₄-C₉, n-алканов и ациклических изопренанов, адамантанов C₁₀-C₁₃, стеранов, терпанов и аренов) и изотопному составу углерода, конденсаты Малоямальского месторождения соответствуют террагенному генотипу. Углеводородные показатели зрелости (изомерные соотношения стеранов и терпанов; индексы зрелости, рассчитанные по составу аренов) свидетельствуют о формировании этих углеводородных флюидов в условиях главной зоны нефтеобразования. В исследованных конденсатах идентифицированы адамантан и его алкилзамещенные.

Ключевые слова: геохимия, конденсаты, углеводороды, адамантоиды, Западная Сибирь

Для цитирования: Фурсенко Е.А., Певнева Г.С., Казаненков В.А., Воронцовская Н.Г., Головкин А.К., Каширцев В.А. (2019). Физико-химические свойства, геохимия конденсатов из залежей средней юры Малоямальского месторождения (Западная Сибирь) и адамантаны в них. *Георесурсы*, 21(3), с. 39-47. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.39-47>

Проведенный анализ геохимии и распределения адамантанов в конденсатах Малоямальского месторождения, а также их генетическая типизация являются частью актуального на сегодняшний день комплекса исследований, направленных на установление факторов, контролирующих природный синтез адамантоидов и концентрирование их в углеводородных системах.

Адамантан и его производные являются трициклическими углеводородами мостикового типа. Эти углеводороды благодаря своей алмазоподобной структуре обладают уникальными свойствами, которые широко используются в промышленности. В настоящее время адамантоиды производятся, главным образом, путем химического синтеза. Несмотря на высокую плотность, адамантаны концентрируются в дистиллятных фракциях, что вместе с высокой термической устойчивостью делает их важными компонентами реактивных топлив. Соответственно, природным источником низкомолекулярных соединений этого ряда являются керосиновые фракции нефтей и конденсатов. Залежи углеводородных флюидов с высокими содержаниями адамантанов обнаружены в сеноманских отложениях на небольших глубинах с низкими пластовыми температурами на севере Западной Сибири (месторождения Русское, Пангодинское, Ван-Еганское, Север-Комсомольское) (Каширцев и др., 2013). Нефти и конденсаты этих залежей, как правило, биодegradированы. В результате экспериментальных работ (Бакланова и др., 2017) было показано, что при ректификации

биодegradированных нефтяных сеноманских нефтей Западной Сибири, обогащенных адамантанами, можно получать низкотемпературные (-70°C) фракции керосинов плотностью 0,905-0,912 г/см³, которые удовлетворяют параметрам ГОСТа для сверхзвуковой авиации.

Материал и методика исследований

Объектами исследования являются 5 проб стабилизированных конденсатов, которые отобраны из пластов в средней юре (Ю₂₋₃, Ю₄ и Ю₆; скважины 3005 и 3010 Малоямальского месторождения). Диапазон глубин отбора проб изменяется от 2264 до 2366 м, пластовые температуры 69-80°C.

Малоямальское газоконденсатное месторождение, открытое в 1975 г., находится в южной части Южно-Ямальского нефтегазоносного района Ямальской нефтегазоносной области (Брехунцов, Битюков, 2005). Стратификация разреза среднеюрских отложений и структурная карта по кровле пласта Ю₂ представлены на рис. 1 и 2. В контуре месторождения пробурено 8 поисковоразведочных скважин. Мощность мезозойско-кайнозойских отложений осадочного чехла составляет 2600-2840 м. Породы палеозойского фундамента, вскрытые четырьмя скважинами, представлены зелеными и темно-серыми с зеленоватым оттенком сланцами. На месторождении выявлены 3 залежи: одна газовая в пласте ПК₁ сеноманского яруса (К₂) и 2 газоконденсатные в пластах Ю₂₋₃ и Ю₄ батского яруса (J₂). Самой крупной является залежь пласта Ю₂₋₃, в которой сосредоточено более половины суммарных запасов газа. Признаки газоносности по результатам испытаний установлены также в пласте Ю₆ байосского яруса (J₂), представленного мелкозернистыми, плотными

* Ответственный автор: Елена Анатольевна Фурсенко
E-mail: fursenkoea@ipgg.sbras.ru

© 2019 Коллектив авторов

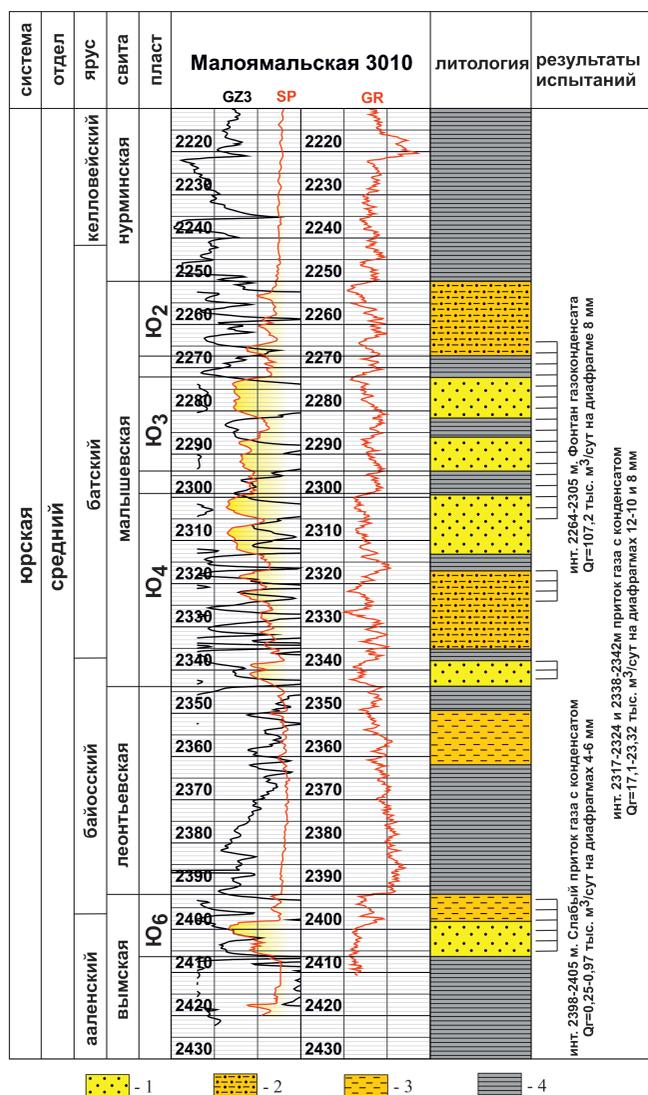


Рис. 1. Строение разреза среднеюрских отложений в скв. Малоямал'sкая – 3010. 1 – песчаники; 2 – алевролиты; 3 – глинистые алевролиты; 4 – аргиллиты.

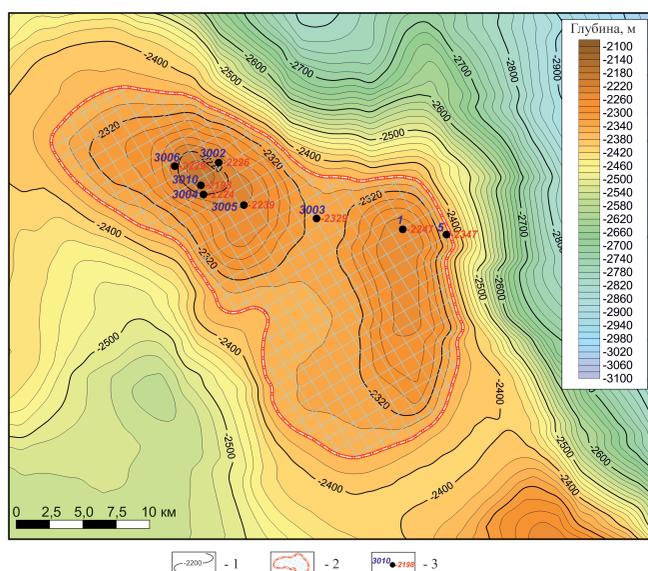


Рис. 2. Структурная карта по кровле продуктивного пласта Ю₂ Малоямал'sкого месторождения. 1 – изолинии кровли пласта Ю₂; 2 – объединенный контур залежей в пластах Ю₂₋₃ и Ю₄; 3 – скважины, вскрывшие среднеюрские отложения.

крепкоцементированными песчаниками с редкими пропластками аргиллитов в нижней части. Пласты Ю₂₋₃ и Ю₄ сложены светло-серыми мелкозернистыми песчаниками с прослоями темно-серых, плотных алевроитово-глинистых пород (рис. 1). Эффективные газонасыщенные толщины коллекторов составляют около 22 м. Содержание стабильного конденсата изменяется от 156,33 до 162,27 г/м³. Пластовое давление составляет 23,21-24,92 МПа, что соответствует гидростатическому. Газоконденсатная залежь пластов Ю₂₋₃ – пластово-сводовая, пласта Ю₄ – массивная. Размеры залежей – 10-14 × 32-34 км, высота – 120-150 м (Брехунцов, Битюков, 2005). Газоводяной контакт принят на абсолютной отметке -2361 м (рис. 2).

Физико-химические свойства (плотность, вязкость, фракционный состав) конденсатов изучены при помощи соответствующих стандартизированных методов (ГОСТы).

Для анализа распределения легкокипящих углеводородов и алмаданов использованы хроматограммы по общему ионному току (TIC) нефракционированных конденсатов, полученные на хромато-масс-спектрометрической системе, включающей газовый хроматограф «Hewlett Packard 5890» с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent MSD 5972 и компьютерной системой (ChemStation) регистрации и обработки информации. Ввод проб (1 мкл) проводили в режиме split шприцом SGE 10 мкл. Для деления проб на индивидуальные компоненты использована капиллярная кварцевая колонка DB1 (длина – 60 м, внутренний диаметр – 0,254 мм, неподвижная фаза – 100% диметилполисилоксан, толщина – 0,25 мкм). Скорость потока газа-носителя (гелий) – 1 мл/мин; температура инжектора – 290°C. Идентификация индивидуальных УВ осуществлялась по временам удерживания путем сравнения полученных масс-фрагментограмм с уже имеющимися спектрами из библиотеки NIST-05 и по опубликованным данным (Петров, 1984; Багрий, 1989; Гордадзе, 2008; Гируц и др., 2014 и др.). Относительные концентрации углеводородов C₄-C₉ определялись как отношение площади соответствующего пика на хроматограмме TIC к сумме площадей пиков всех идентифицированных соединений. Относительные содержания алмаданов соответствуют отношению площадей пиков на масс-хроматограммах по m/z 136, 135, 149, 163 к сумме площадей всех пиков, которые ХМС система регистрирует при анализе нефракционированной пробы.

Анализ состава ароматических углеводородов (ряды бензола и нафталина) нефракционированных конденсатов проводили методом хромато-масс-спектрометрии (ХМС) на квадрупольной системе GSMS-QP5050 «Shimadzu» с компьютерной системой регистрации и обработки информации. Хроматограф снабжен капиллярной кварцевой колонкой DB5-MS длиной 30 м и диаметром 0,32 мм. Анализ проводили в режиме программирования температуры с 80 до 290°C со скоростью 2 °C/мин, конечная температура поддерживалась постоянной в течение 25 минут. Газ-носитель – гелий. Ионизирующее напряжение – 70 eV, температура источника – 250°C. Сбор и обработка данных в режимах SCAN и SIM производилась с помощью программы GCMS Solution. Идентификацию соединений осуществляли путем сравнения полученных

масс-спектров с масс-спектрами, имеющимися в библиотеках NIST и WILEY.

Высокомолекулярные насыщенные полициклические углеводороды-биомаркеры и ароматические соединения исследованы методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ анализ на хроматографе «Маэстро» (Agilent Technologies 7820A GC System); н-алканы и ациклические изопрены) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС анализа на системе, включающей газовый хроматограф «Hewlett Packard 5890» с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent MSD 5972A и компьютерной системой (ChemStation) регистрации и обработки информации HPG 1034; стераны, терпаны, арены) в составе метано-нафтеновой и нафтено-ароматической фракций. Углеводородные фракции получены из отбензиненных конденсатов методом адсорбционной жидкостной хроматографии.

Относительное содержания каждого типа соединений определяли через отношение его суммарной интенсивности к сумме площадей всех идентифицированных соединений.

Помимо показателей по распределению углеводородов C_4 - C_9 , для геохимической характеристики конденсатов использована информация по изотопному составу углерода ($\delta^{13}C$ определялся на масс-спектрометре DELTA V Advantage, результаты анализа приведены к международному стандарту VPDB).

Физико-химические характеристики проб, распределение углеводородов и геохимическая типизация конденсатов

Исследованные конденсаты имеют низкие плотности (в среднем $744,4 \text{ кг/м}^3$ при разбросе от $722,4$ до $778,0 \text{ кг/м}^3$)

и кинематическую вязкость – около $1 \text{ мм}^2/\text{с}$ (при 20°C). Температуры начала кипения закономерно низкие (в среднем 53°C при разбросе от 41°C до 81°C). Конденсаты более чем на 70% об. состоят из бензиновых фракций (т.к. $< 200^\circ\text{C}$).

Конденсаты в основном представлены углеводородами (УВ) ($> 99 \%$ мас. % на конденсат), а концентрации смолисто-асфальтовых компонентов в них очень низкие. Содержания метано-нафтеновых УВ более чем в 3 раза выше по сравнению с ароматическими. Однако несмотря на преобладание метано-нафтеновых УВ, в конденсатах много ароматических углеводородов ($> 15\%$) (как на бензиновую фракцию, так и при пересчете на конденсат).

Исследованные пробы характеризуются тяжелым изотопным составом углерода ($\delta^{13}C$ изменяется от $-27,4 \%$ до $-25,6 \%$), который свидетельствует о преимущественно террагенном генотипе (Тиссо, Вельте, 1981; Конторович и др., 1986; Peters et al., 2005 и др.).

Масс-хроматографическое исследование нефракционированных конденсатов показало обычное для этого типа углеводородных флюидов смещение максимумов концентрации н-алканов в низкомолекулярную область ($n-C_6$), лишь в одном конденсате из пласта Ю₄ максимум концентрации приходится на $n-C_{11}$ (ундекан) (рис. 3). Вместе с тем, групповой состав углеводородов C_4 - C_9 , идентифицированных в исследованных пробах, и соответствующие генетические показатели указывают на их единый генетический тип. Легких алканов чуть меньше, чем цикланов, соответственно, отношение алканы/цикланы изменяется от $0,76$ до $0,98$. Как и при пересчете на групповой состав всего конденсата, в исследованных пробах наблюдаются повышенные по сравнению с типичными западно-сибирскими углеводородными флюидами (Гончаров, 1987; Рудкевич и др., 1988; Фурсенко, 2014)

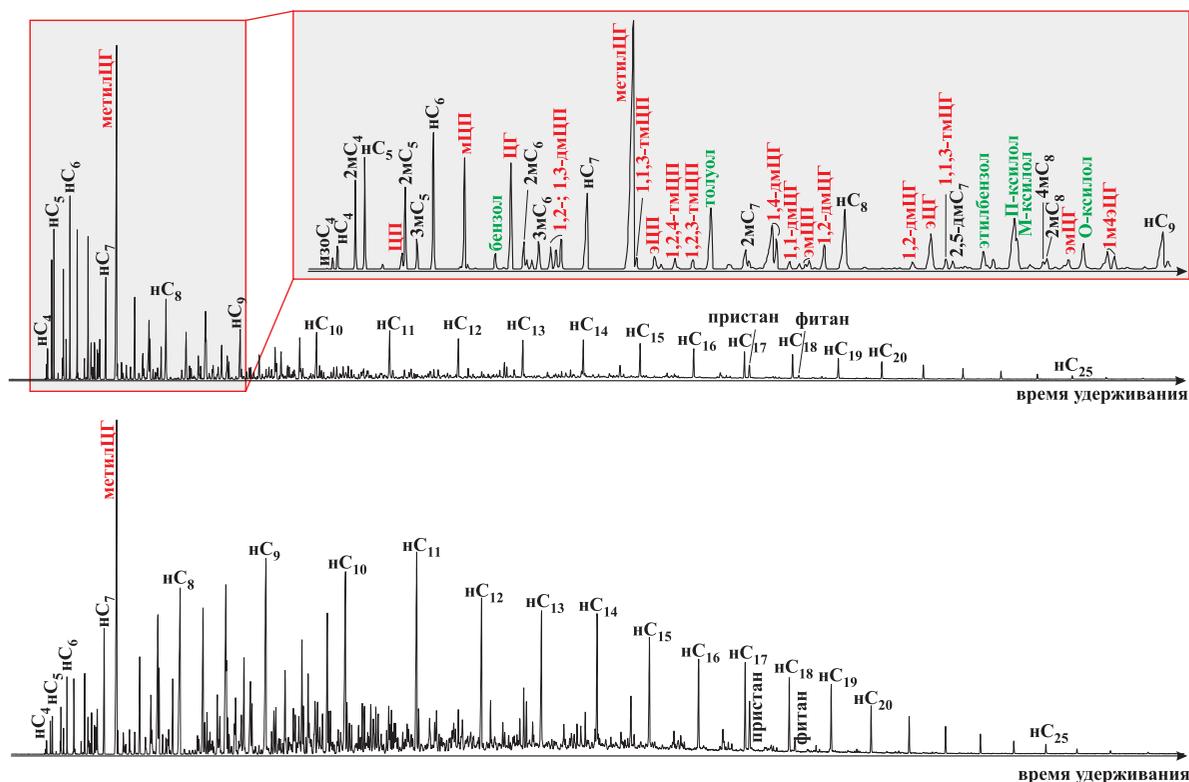


Рис. 3. Масс-хроматограммы ТИС исследованных конденсатов. Условные обозначения: ЦГ – циклогексан(ы); ЦП – циклопентан(ы); м – метилзамещенные УВ; э – этилзамещенные УВ; метилЦГ – метилциклогексан; nC_4 - nC_{25} – н-алканы C_4 - C_{25} .

концентрации легких аренов (> 14% на сумму идентифицированных УВ C₄-C₉) (табл. 1).

Во всех исследованных малоюмальских конденсатах в максимальной концентрации идентифицирован метилциклогексан (рис. 3). Эту особенность хорошо иллюстрирует тригонограмма распределения УВ C₇ (рис. 4а), на которой исследованные пробы сгруппированы в области, характеризующей углеводородные флюиды террагенного генотипа (Odden et al., 1998; Huang et al., 2014). Генетическая типизация по тригонограмме согласуется с генетическими показателями по составу легких углеводородов (Σ циклопентанов/Σ циклогексанов; этилбензол/Σ ксилолов; н-гептан/метилциклогексан) (табл. 1) (Гончаров, 1987; Peters et al., 2005; Фурсенко, 2014 и др.). Единый источник исследованных конденсатов подтверждается распределением диметилзамещенных пентанов и параметра толуол/н-гептан (рис. 4б) (Halpern, 1995).

Методом газожидкостной хроматографии в составе метано-нафтенных фракций исследованных конденсатов идентифицированы н-алканы C₁₄-C₃₅ и ациклические изопрены C₁₃-C₂₅. Конденсаты характеризуются высокими значениями отношения пристан/фитан (> 3) и индекса нечетности CPI (>> 1) (табл. 2). Отношение н-C₂₇/н-C₁₇ изменяется от 0,06 до 0,10. Такие низкие значения этого параметра обусловлены незначительными концентрациями

высокомолекулярных н-алканов, что связано с перераспределением УВ в соответствии с их молекулярной массой за счет фазово-ретроградных процессов, сопровождающих формирование газоконденсатных залежей (Старобинец, 1974; Чахмахчев, 1983; Справочник по геохимии..., 1998). Следует отметить, что исследованные конденсаты не подвергались биодеградации: наблюдается типичное для неизменных углеводородных флюидов молекулярно-массовое распределение н-алканов; идентифицированные н-алканы преобладают над ациклическими изопренами (пристан/н-C₁₇ – 0,55-0,73; фитан/н-C₁₈ – 0,17-0,24; н-алканы/ациклические изопрены – 5,6-7,8) (табл. 2). Следует отметить, что пластовые температуры в залежах исследованных конденсатов не благоприятны для жизнедеятельности бактериальных и грибковых организмов, которые способны утилизировать углеводороды (Арефьев и др., 1978; Забродина и др., 1978; Philippi, 1977; Peters et al., 2005 и др.).

В насыщенных фракциях конденсатов методом хромато-масс-спектрометрии идентифицированы полициклические биометки – стераны и терпаны. Среди стеранов преобладают этилхолестаны (C₂₉), а следующей по концентрации является группа холестанов (C₂₇), соответственно, отношение C₂₉/C₂₇ > 1. Отношение диа-стераны/регулярные стераны > 0,5 (табл. 2), что может

пласт	в % на сумму УВ C ₄ -C ₉							соотношения			
	Σ н-алканы	Σ изоалканов	Σ алканов	Σ ЦГ	Σ ЦП	Σ цикланов	Σ аренов	алканы/цикланы	н-C ₇ /мЦГ	Σ ЦП/Σ ЦГ	этилбензол/Σ ксилолов
Ю ₂₋₃	20,87	16,87	37,74	30,65	16,00	46,65	15,62	0,81	0,22	0,52	0,18
Ю ₂₋₃ +Ю ₄	23,92	18,49	42,42	33,06	10,35	43,41	14,17	0,98	0,23	0,31	0,16
Ю ₄	17,71	17,95	35,66	32,48	14,43	46,91	17,43	0,76	0,20	0,44	0,18
Ю ₆	19,54	16,07	35,61	36,68	10,02	46,70	17,69	0,76	0,26	0,27	0,15
Ю ₄	20,81	15,79	36,60	33,87	6,65	40,52	22,87	0,90	0,25	0,20	0,16
*аквагенный генотип								>2	>1,2	>0,9	>0,3
*террагенный генотип								0,75 - 1,50	0,3 - 0,8	<0,7	<0,2

Табл. 1. Геохимическая характеристика исследованных конденсатов по составу углеводородов C₄-C₉. *генетическая типизация соответствует работе (Фурсенко, 2014).

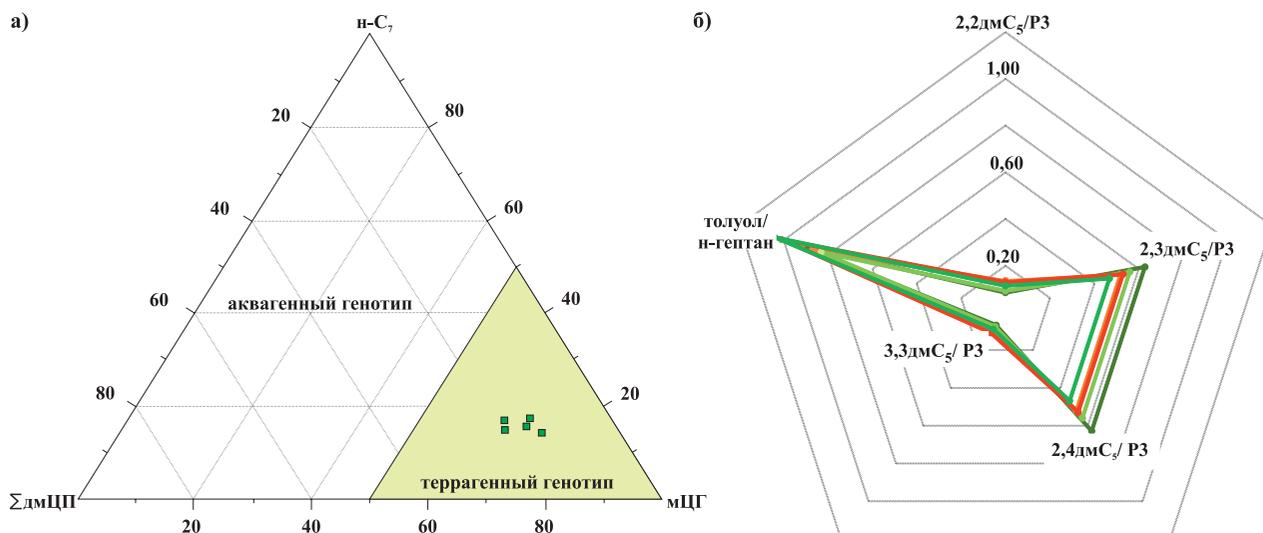


Рис. 4. Геохимическая характеристика исследованных конденсатов по составу углеводородов C₇ (2,2-, 2,3-, 2,4-, 3,3дмC₅ – диметилпентаны; ΣдмЦП – сумма диметилциклопентанов; мЦГ – метилциклогексан; P3 = 2,2дмC₅ + 2,3дмC₅ + 2,4дмC₅ + 3,3дмC₅).

Свита, пласт	Н-алканы и ациклические изопрены						Стераны				Гопаны и трицикланы		
	пристан/ фитан	пристан/ н-С ₁₇	фитан/ н-С ₁₈	н-алканы/ ациклические изопрены	н-С ₂₇ / н-С ₁₇	CPI	C ₂₉ / C ₂₇	диа-/ регуляр- ные	C ₂₉		Ts/ Tm	C ₃₅ / C ₃₄	I _{TC}
									$\beta\beta(20S+20R)/$ $\alpha\alpha 20R$	20S/ 20R			
Ю ₄	3,31	0,73	0,23	5,68	0,08	1,26	1,10	0,66	3,54	0,82	0,63	0,58	4,67
Ю ₂₋₃ + Ю ₄	3,06	0,70	0,24	5,61	0,08	1,26	1,55	1,64	4,38	1,09	0,77	0,15	9,33
Ю ₆	3,12	0,55	0,18	7,81	0,10	1,34	1,23	0,51	2,62	0,75	0,82	0,48	4,18
Ю ₄	3,53	0,62	0,19	6,26	0,07	1,29	2,04	1,71	3,65	1,05	0,59	0,23	11,83
Ю ₂₋₃	3,81	0,62	0,17	5,90	0,06	1,34	2,30	1,67	2,57	0,98	0,37	0,08	14,07

Табл. 2. Основные геохимические показатели по составу углеводородов-биомаркеров насыщенной фракции конденсатов. I_{TC} – трицикловый индекс ($=2*\Sigma$ трицикланы C_{19-20}/Σ трицикланы C_{23-26}) (Конторович и др., 1999). CPI (индекс нечетности) = $((n-C_{25}+n-C_{27}+n-C_{29}+n-C_{31}+n-C_{33})/(n-C_{26}+n-C_{28}+n-C_{30}+n-C_{32}+n-C_{34})+(n-C_{25}+n-C_{27}+n-C_{29}+n-C_{31}+n-C_{33})/(n-C_{24}+n-C_{26}+n-C_{28}+n-C_{30}+n-C_{32}))/2$ (Bray, Evans, 1961).

быть обусловлено существенной окисленностью органического вещества – источника конденсатов. Изомерные соотношения стеранов C_{29} (коэффициенты зрелости: $\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R$ и $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R$) исследованных конденсатов очень близки (2,62-4,38 и 0,75-1,09, соответственно) и характеризуют уровень изомерных преобразований стеранов, характерный для главной зоны нефтеобразования (Петров, 1984).

Среди три-, тетра- и пентациклических терпанов преобладают трицикланы $C_{19}-C_{31}$ (хейлантаны) (41,33-59,18% на сумму терпанов), присутствуют примерно в равных количествах с гопанами и гомогопанами (34,28-52,63% на сумму терпанов), а концентрации тетрациклов и моретанов не высоки. Повышенные концентрации трициклов, сравнимые с содержанием гопанов и гомогопанов, вероятнее всего обусловлены (по аналогии с н- и изоалканами) молекулярно-массовым перераспределением УВ при формировании газоконденсатных залежей (Старобинец, 1974; Чахмахчев, 1983; Справочник по геохимии..., 1998). В составе идентифицированных гопанов и моретанов выше концентрации УВ C_{30} по сравнению с УВ C_{29} , и значительно меньше гопанов и моретанов C_{27} и $C_{31}-C_{35}$. Низкие значения отношения гопаны C_{35}/C_{34} (< 1) указывает на формирование нефтегазоматеринского ОВ в субокислительных обстановках, что согласуется с отношениями пристан/фитан и дистераны/регулярные стераны (Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters et al., 2005 и др.). Среди трициклов (хейлантанов) преобладают низкомолекулярные гомологи ($C_{19}-C_{20}$), а концентрации УВ $C_{21}-C_{31}$ меньше в несколько раз. Соответственно, очень высоки значение трициклового индекса ($I_{TC} \gg 1$). Согласно (Конторович и др., 1999) высокие значения этого показателя могут рассматриваться как признак террагенного генотипа исследованных конденсатов. Значения показателя Ts/Tm (0,37-0,82) и соотношения между S и R изомерами гомогопанов $C_{31}-C_{33}$ ($S > R$) свидетельствуют о формировании исследованных конденсатов в условиях главной зоны нефтеобразования (Петров, 1984; Peters et al., 2005 и др.).

Согласно данным ХМС анализа нефракционированных проб среди ароматических углеводородов, идентифицированных в малоямальных конденсатах, моноаренов (89,8-95,2 % отн.) больше, чем биароматических УВ (4,4-9,1 % отн.). Содержания триароматических соединений не значительны (0,05-0,16 % отн.), поэтому

исследовались отдельно в составе ароматической фракции конденсатов.

В составе низкомолекулярных бензолов преобладают толуол и диметилбензолы (ксилолы). Среди моноаренов C_7-C_{19} максимум концентрации приходится на н-алкилбензолы (н-АБ; 52,2-69,3 % отн.), далее в порядке убывания концентрации следуют н-алкилтолуолы (н-АТ; 18,3-34,0 % отн.), триметилбензолы (0-9,3 % отн.), тетраметилбензолы (0-2,6 % отн.) и тетралины (нафтенозамещенные бензолы) ($< 0,01$ % отн.). Содержания длинноцепочечных н-АБ и н-АТ C_{11+} (0,8-1,1 и 0,9-2,3 % отн., соответственно) на порядок ниже по сравнению с низкомолекулярными алкилбензолами и алкилтолуолами C_7-C_{10} (52,2-69,3 и 18,4-34,0 % отн., соответственно). Преобладание низкомолекулярных моноаренов над высокомолекулярными, также как и для других углеводородов (н-алканы, например), вероятнее всего обусловлено их селективным накоплением в составе газоконденсатных смесей при формировании залежей.

Биарены в изученных конденсатах представлены, главным образом, голоядерным нафталином (0,92-1,86 % отн.), а также моно- (1,64-3,29 % отн.), ди- (1,30-2,82 % отн.), три- (0,45-1,34 % отн.) и тетраметилзамещенными (0,06-0,15 % отн.) нафталинами. Кроме того, в исследованных пробах удалось идентифицировать кадален (0,01 % отн. и менее) и флуорены (0,03-0,08 % отн.). Анализ индивидуального состава алкилнафталинов показал, что во всех конденсатах преобладает голоядерный нафталин, а также 2- и 1- метилнафталины. Установлены повышенные содержания 1,2,5- и 1,2,7-ТМН, что вместе с присутствием кадалена указывает на террагенный источник исследованных проб, накопление которого происходило в слабовосстановительных условиях (Armstroff et al., 2006; Perumal et al., 2008). Высокие значения нафталиновых индексов зрелости (MNR (2-(β -) метил-/1-(α -) метилнафталин): 1,7-2,1; DNR2 ([2,6-(β , β -)+2,7-(β , β -)дмн]/1,5-(α , α -)дмн): 1,7-1,8; TNR6 ([1,3,7-(α , β , β -)+1,3,6-(α , β , β -)тмн]/[1,2,5-(α , β , α -)+1,2,4-(α , β , α -)тмн): 1,5-2,0) свидетельствуют о высокой зрелости исследованных конденсатов (Radke et al., 1986; Peters et al., 2005).

В составе ароматических фракций конденсатов методом ХМС исследованы фенантрены (91,80-93,97 % отн.), дибензтиофены (< 6 % отн.), моно- (< 1 % отн.) и триароматические (< 1 % отн.) стероиды. Низкие концентрации дибензтиофенов свидетельствуют о накоплении

нефтематеринского ОВ в субокислительных условиях (Конторович и др., 2004; Peters et al., 2005 и др.), что согласуется с соответствующими параметрами по составу насыщенной фракции (пристан/фитан, диастераны/регулярные стераны, гомогпаны C_{35}/C_{34}). Показатели зрелости, рассчитанные по составу идентифицированных аренов и дибензтиофенов (табл. 3) (дибензтиофеновый индекс (ДБТИ) ≈ 1), фенантреновый индекс (ФИ – 0,39-0,47), соотношение между триароматическими стероидами (ТАСИ – 0,28-0,60), соотношения между фенантренами (1-метилФ/Ф – 0,40-0,53; 3-метилФ/Ф – 0,35-0,42; 9-метилФ/Ф – 0,54-0,62 и др.) соответствуют характеристикам ОВ главной зоны нефтеобразования (Radke et al., 1986; Конторович и др., 2004; Peters et al., 2005 и др.), что сопоставимо со стерановыми, терпановыми и нафталиновыми показателями зрелости.

Свита, пласт	ТАС/МАС	Ф/ДБТ	ДБТИ	ФИ	ТАСИ
Ю ₄	0,53	17,51	1,00	0,41	0,37
Ю ₂₋₃ + Ю ₄	1,46	16,34	1,19	0,47	0,60
Ю ₆	2,28	16,85	1,01	0,44	0,28
Ю ₄	0,79	16,54	0,98	0,42	0,43
Ю ₂₋₃	1,34	18,51	0,91	0,39	0,51

Табл. 3. Геохимические показатели по составу ароматической фракции конденсатов. МАС – моноароматические стероиды; ТАС – триароматические стероиды; Ф – фенантрены; ДБТ – дибензтиофены; ДБТИ – дибензтиофеновый индекс ($(2+3\text{-метилДБТ})/\sum\text{ДБТ}$); ФИ – фенантреновый индекс (2-метилФ/Ф); ТАСИ = $(\text{ТАС } C_{20} + \text{ТАС } C_{21})/\sum\text{ТАС}$.

Распределение адамантана и его производных

Анализ нефракционированных конденсатов методом ХМС позволил идентифицировать в их составе адамантан и его моно-, ди- и триметилзамещенные производные (рис. 5). В отличие от биodeградированных нефтей Ваньеганского, Русского и Северо-Комсомольского месторождений (Каширцев и др., 2013), в исследованных конденсатах не удалось обнаружить тетраметилзамещенные адамантаны, а среди этилзамещенных, исключая конденсат из пласта Ю₆, наблюдаются только 1- и 2-этиладамантаны (рис. 5). Кроме того, на масс-хроматограммах по общему ионному току (ТIC) адамантановые УВ не выявляются в виде индивидуальных пиков (рис. 5), а определяются лишь при сканировании по фрагментным ионам (m/z 135, 136, 149, 163). Соответственно, концентрации адамантанов, идентифицированных в составе исследованных проб, невысоки и составляют не более 0,1 % отн. (табл. 4). Это на порядок меньше, чем в биodeградированных конденсатах Южно-Тамбейского месторождения (Шевченко и др., 2016). Дизамещенные производные преобладают чуть меньше монозамещенных, далее в порядке убывания концентрации следуют тризамещенные адамантаны. Содержание голаядерного адамантана составляет не более 0,005 % отн.

Соотношения между адамантанами, идентифицированными в исследованных пробах, мало различаются (табл. 4), что указывает на единый источник малоямальных конденсатов. По молекулярному весу в порядке убывания относительной концентрации следуют C₁₂

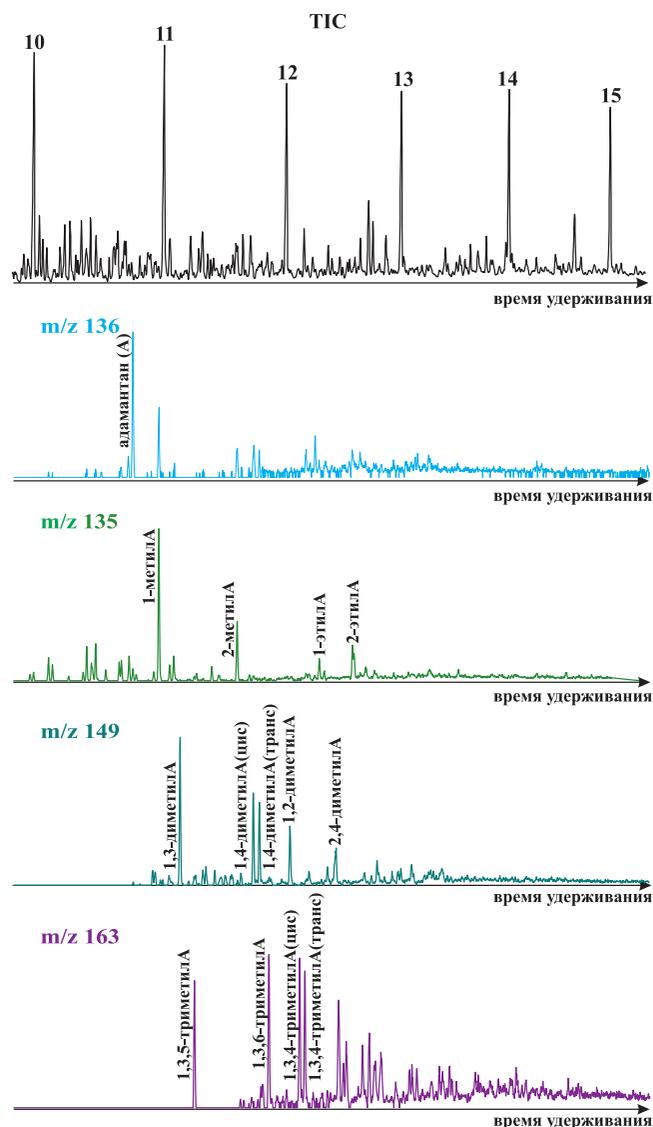


Рис. 5. Масс-хроматограммы (TIC, m/z 135, 136, 149, 163) адамантановых углеводородов, идентифицированных в конденсатах Малоямального месторождения (10-15 – пики n -алканов от C₁₁ до C₁₅)

адамантаны, далее C₁₁ и C₁₃, и, как отмечалось выше, меньше всего в исследованных конденсатах собственно адамантана (C₁₀). Соотношения между адамантанами разного молекулярного веса в малоямальных пробах очень похожи на эти параметры для средневилюйского конденсата террагенного генотипа (Иванова, 2010). Ранее было показано (Schulz et al., 2001; Гордадзе, 2008; Иванова, 2010 и др.), что соотношения между метилзамещенными адамантанами сильно отличаются от равновесных и уменьшаются с увеличением молекулярной массы. Не являются исключением исследованные конденсаты, для которых: $1\text{-метилА}/(1\text{-метилА} + 2\text{-метилА}) > 1,3\text{-диметилА}/(1,3\text{-} + 1,2\text{-} + 1,4\text{-диметилА}) > 1,3,5\text{-триметилА}/(1,3,5\text{-} + 1,3,6\text{-} + 1,3,4\text{-триметилА})$ (табл. 4). Для них наблюдается также преобладание цис-изомеров диметил- и триметиладамантанов над транс-изомерами.

Выводы

Анализ распределения основных групп идентифицированных углеводородов и соответствующие генетические показатели (по составу УВ C₄-C₉; пристан/фитан;

Пласты	Ю ₂₋₃	Ю ₂₋₃ + Ю ₄	Ю ₄	Ю ₆	Ю ₄
содержание в % отн. на конденсат					
адамтан (m/z 136)	0,004	0,003	0,005	0,002	0,005
монозамещенные (m/z 135)	0,033	0,021	0,040	0,014	0,045
дизамещенные (m/z 149)	0,037	0,022	0,044	0,017	0,048
тризамещенные (m/z 163)	0,012	0,008	0,016	0,006	0,019
сумма	0,086	0,054	0,105	0,039	0,117
соотношения между идентифицированными адамтанами (А)					
C ₁₀ : C ₁₁ : C ₁₂ : C ₁₃	5:26:55:14	5:28:53:14	5:27:53:15	5:36:44:15	4:28:51:17
C ₁₁ /C ₁₃	1,86	1,92	1,85	2,33	1,73
C ₁₂ /C ₁₃	3,81	3,61	3,57	2,80	3,13
A/ (1-метилА + 2-метилА), %	17	19	17	15	14
1-метилА/ (1-метилА + 2-метилА), %	71	72	72	68	74
1-этилА/ (1-этилА + 2-этилА), %	31	30	28	н/опр.	31
1,3-диметилА/ (1,3-+1,2-+1,4-диметилА), %	37	37	37	35	35
1,3,5-триметилА/ (1,3,5- + 1,3,6- + 1,3,4-триметилА), %	26	29	26	17	21
1,4-диметилА(цис)/ 1,4-диметилА(транс), %	1,10	1,15	1,20	1,12	1,16
1,3,4-триметилА(цис)/ 1,3,4-диметилА(транс), %	12,56	1,06	13,47	0,95	13,38

Табл. 4. Распределение адамтана и его алкилпроизводных, идентифицированных в исследованных конденсатах

СРІ; стераны C₂₉/C₂₇; соотношения между трициклическими терпанами (I₁₀); гомоганы C₃₅/C₃₄; низкие концентрации дибензтиофенов), а также тяжелый изотопный состав углерода позволяют считать, что исследованные малоямальские конденсаты генерированы за счет липидных компонентов преимущественно террагенного органического вещества, накапливавшегося в субокислительных обстановках. Значения изомерных соотношений стеранов и терпанов, отношения Ts/Tm, показателей зрелости по составу аренов и дибензтиофенов свидетельствуют о формировании состава этих углеводородных флюидов в условиях главной зоны нефтеобразования. На единый источник малоямальских конденсатов указывают также соотношения между идентифицированными адамтанами.

Наблюдаемые значимые содержания адамтанов в конденсатах Малоямальского месторождения позволяют предполагать, что в условиях неглубоких залежей в вышележащих меловых отложениях (низкая пластовая температура (<70°C), интенсивная биодegradация) возможно обнаружение углеводородных флюидов, которые селективно обогащены адамтаном и его производными.

Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта № 14 МИП СО РАН на 2018-2020 гг. и Проекта IX.131.2.1 Программы ФНИ государственных академий наук на 2013-2020 гг.

Литература

- Арефьев О.А., Забродина М.Н., Норенкова И.К., Карпенко М.Н., Макушина В.М., Петров А.А. (1978). Биологическая деградация нефтей. *Изв. АН СССР. Сер. геол.*, 9, с. 134-139.
- Багрий Е.И. (1989). Адамтаны: Получение, свойства, применение. М.: Наука, 264 с.
- Бакланова О.Н., Князева О.А., Лавренов А.В., Василевич А.В., Булчевский Е.А., Арбузов А.Б., Каширцев В.А., Фурсенко Е.А. (2017). Оценка возможности прямого получения компонента высокоплотных реактивных топлив ректификацией нафтовой нефти Русского месторождения. *Нефтепереработка и нефтехимия*, 2, с. 8-13.
- Брежнев А.М., Битюков В.Н. (2005). Малоямальское месторождение. *Открытые горизонты*, т. 1 (1962-1980), Тюмень, с. 259-263.
- Гируц М.В., Строева А.Р., Гаджиев Г.А., Стоколос О.А., Кошелев В.Н., Гордадзе Г.Н. (2014). Адамтаны C₁₁-C₁₃ в биодegradированных

и небидegradированных конденсатах. *Нефтехимия*, 54(1), с. 12-16. <https://doi.org/10.1134/S0965544114010046>

Гончаров И.В. (1987). Геохимия нефтей Западной Сибири. М.: Недра, 181 с.

Гордадзе Г.Н. (2008). Геохимия углеводородов каркасного строения (обзор). *Нефтехимия*, 48(4), с. 243-255. <https://doi.org/10.1134/S0965544108040014>

Забродина М.Н., Арефьев О.А., Макушина В.М., Петров А.А. (1978). Химические типы нефтей и превращение нефтей в природе. *Нефтехимия*, 18(2), с. 280-290. [https://doi.org/10.1016/0031-6458\(78\)90039-4](https://doi.org/10.1016/0031-6458(78)90039-4)

Иванова И.К. (2010). Адамтаны в континентальных конденсатах Виллюйской синеклизы (Якутия). *Нефтегазовое дело*, 2, с. 54.

Каширцев В.А., Нестеров И.И., Меленевский В.Н., Фурсенко Е.А., Казаков М.О., Лавренов А.В. (2013). Биомаркеры и адамтаны в нефтях из сеноманских отложений Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 1227-1235. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.012>

Конторович А.Э., Верховская Н.А., Тимошина И.Д., Фомичев А.С. (1986). Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти. *Геология и геофизика*, 5, с. 3-12.

Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А., Крилин В.А., Ларичев А.И., Ли Году, Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. (1999). Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидоаккумуляции на Северо-Азиатском кратоне. *Геология и геофизика*, 40(11), с. 1676-1693.

Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Иванова Е.Н., Фомин А.Н. (2004). Фенантены, ароматические стераны и дибензтиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии. *Геология и геофизика*, 45(7), с. 873-883.

Петров А.А. (1984). Углеводороды нефти. М.: Наука, 263 с.

Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф. (1988). Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М.: Недра, 304 с.

Справочник по геохимии нефти и газа (1998). Ред. С.Г. Неручев. СПб: ОАО «Недра», 576 с.

Старобинцев И.С. (1974). Геолого-геохимические особенности газоконденсатов. Л.: Недра, 152 с.

Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. М.: Мир, 502 с.

Фурсенко Е.А. (2014). Геохимия низкомолекулярных углеводородов нефтей и конденсатов Надым-Тазовского междуречья и северных районов Широкого Приобья (Западная Сибирь). Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 146 с.

Чахмахчев В.А. (1983). Геохимия процесса миграции углеводородных систем. М.: Недра, 231 с.

Шевченко Н.П., Фурсенко Е.А., Каширцев В.А., Карташов Е.В. (2016). Геохимия бензиновых фракций конденсатов полуострова Ямал. *Материалы XII международной научной конференции «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии*

поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. *Экономика. Геоэкология». ИНТЕРЭКСИО ГЕО-Сибирь-2016.*

Armstroff A., Wilkes H., Schwarzbauer J., Littke R., Horsfield B. (2006). Aromatic hydrocarbon biomarkers in terrestrial organic matter of Devonian to Permian age. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 240, pp. 253-274. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2006.03.052>

Bray E.E., Evans E.D. (1961). Distribution of n-paraffins as clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 22(12), pp. 2-15. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(61\)90069-2](https://doi.org/10.1016/0016-7037(61)90069-2)

Halpern H.I. (1995). Development and applications of light-hydrocarbon-based star diagrams. *AAPG Bulletin*, 79, pp. 801-815. <https://doi.org/10.1306/8D2B1BB0-171E-11D7-8645000102C1865D>

Huang S., Wang Z., Lv Z., Gong D., Yu C., Wu W. (2014). Geochemical identification of marine and terrigenous condensates. A case study from the Sichuan Basin, SW China. *Organic Geochemistry*, 74, pp. 44-58. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2014.04.001>

Odden W., Patience R.L., van Graas G.W. (1998). Application of light hydrocarbons (C₄-C₁₃) to oil/ source rock correlations of source rocks and test fluids from offshore Mid-Norway. *Organic Geochemistry*, 28(12), pp. 823-847. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00039-4](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00039-4)

Perumal Sivan, Gour C. Datta, Ram R. Singh (2008). Aromatic biomarkers as indicators of source, depositional environment, maturity and secondary migration in the oils of Cambay Basin, India. *Organic Geochemistry*, 39, pp. 1620-1630. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.06.009>

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The biomarker guide. 2nd ed. New York: Cambridge University Press, V. 2, 1155 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>

Philippi G.T. (1977). On the depth, time and mechanism of original the heavy to medium gravity naphtenic crudeoils. *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 41(1), pp. 33-52. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(77\)90185-5](https://doi.org/10.1016/0016-7037(77)90185-5)

Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1986). Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influens of the organic matter type. *Organic Geochemistry*, 10, pp. 51-63. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90008-2](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90008-2)

Schulz L.K., Wilhelms A., Rein E., Steen A.S. (2001). Application of diamondoids to distinguish source rock facies. *Organic Geochemistry*, 32, pp. 365-375. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(01\)00003-1](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(01)00003-1)

Статья поступила в редакцию 17.09.2018;

Принята к публикации 28.02.2019; Опубликована 01.09.2019

IN ENGLISH

Physical and chemical properties, geochemistry of condensates from the deposits of the middle Jurassic Maloyamalsky field (Western Siberia) and adamantanes in them

E.A. Fursenko^{1,2*}, G.S. Pevneva³, V.A. Kazanenkova¹, N.G. Voronetskaya³,

A.K. Golovko^{1,3}, V.A. Kashirtsev^{1,2}

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

³Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation

*Corresponding author: Elena A. Fursenko, e-mail: fursenkoea@ipgg.sbras.ru

Abstract. According to geochemical hydrocarbon indicators (the concentration ratios for the composition of the C₄-C₉ hydrocarbons, n-alkanes, C₁₀-C₁₃ adamantanes and acyclic isoprenanes, steranes, terpanes and aromatic compounds) and carbon isotope composition, the condensates of the Maloyamalskoe deposit correspond to the terrigenous genotype. The hydrocarbon maturity indexes (the isomer ratios of steranes and terpanes, maturity indices calculated by aromatic composition) indicate the origination of the hydrocarbon fluids in the conditions of the "oil window". The adamantane and its alkyl-substituted identified in the studied condensates.

Keywords: geochemistry, condensate, hydrocarbons, adamantanes, West Siberia

Funding

The work was supported by the Project No. 14 of the Small Innovative Enterprise of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences for 2018-2020 and Project No. IX.131.2.1 of the Basic Scientific Research Program of the State Academies of Sciences for 2013-2020.

Сведения об авторах

Елена Анатольевна Фурсенко – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3 Тел: +7(383)330-26-76. E-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Галина Сергеевна Певнева – канд. хим. наук, старший научный сотрудник, Институт химии нефти СО РАН Россия, 634055, Томск, проспект Академический, д. 4

Валерий Александрович Казаненков – канд. геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, заведующий лабораторией геологии нефти и газа Западной Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Наталья Геннадьевна Воронцовская – ведущий инженер Институт химии нефти СО РАН

Россия, 634055, Томск, проспект Академический, д. 4

Анатолий Кузьмич Головкин – доктор хим. наук, профессор, заведующий лабораторией углеводородов и высокомолекулярных соединений нефти, Институт химии нефти СО РАН; директор филиала, Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 634055, Томск, проспект Академический, д. 4

Владимир Аркадьевич Каширцев – доктор геол.-мин. наук, член-корреспондент РАН, главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Recommended citation: Fursenko E.A., Pevneva G.S., Kazanenkova V.A., Voronetskaya N.G., Golovko A.K., Kashirtsev V.A. (2019). Physical and chemical properties, geochemistry of condensates from the deposits of the middle Jurassic Maloyamalsky field (Western Siberia) and adamantanes in them. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 39-47. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.39-47>

References

Arefiev O.A., Zabrodina M.N., Norenkova I.K., Karpenko M.N., Makushina V.M., Petrov A.A. (1978). Biological degradation of oils. *Izv. AN SSSR. Ser. geol.*, 9, pp. 134-139. (In Russ.)

Armstroff A., Wilkes H., Schwarzbauer J., Littke R., Horsfield B. (2006). Aromatic hydrocarbon biomarkers in terrestrial organic matter of Devonian to Permian age. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 240, pp. 253-274. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2006.03.052>

Bagrii E.I. (1989). Adamantany: Poluchenie, svoistva, primeneniye [Adamantanes: Preparation, properties, application]. Moscow: Nauka Publ., 264 p. (In Russ.)

Baklanova O.N., Knyazheva O.A., Lavrenov A.V., Vasilevich A.V., Buluchevskii E.A., Arbuzov A.B., Kashirtsev V.A., Fursenko E.A. (2017). Possibility evaluation of direct production of a high-density jet

fuels component by rectification of naphthenic oil of the Russian field. *Neftepererabotka i neftekhimiya*, 2, pp. 8-13. (In Russ.)

Bray E.E., Evans E.D. (1961). Distribution of n-paraffins as clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 22(12), pp. 2-15. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(61\)90069-2](https://doi.org/10.1016/0016-7037(61)90069-2)

Brekhunsov A.M., Bituykov V.N. (2005). Maloyamal field. *Otkrytie gorizonty [Open Horizons]*, v. 1 (1962-1980), Tyumen, pp. 259-263. (In Russ.)

Chakhmakhchev V.A. (1983). Geokhimiya protsessa migratsii uglevodorodnykh system [Geochemistry of hydrocarbon systems migration process]. Moscow: Nedra Publ., 231 p. (In Russ.)

Fursenko E.A. (2014). Geokhimiya nizkomolekulyarnykh uglevodorodov neftei i kondensatov Nadym-Tazovskogo mezhdurech'ya i severnykh raionov Shirotnogo Priob'ya (Zapadnaya Sibir') [Geochemistry of low-molecular-weight hydrocarbons of oils and condensates of the Nadym-Tazovsky interfluvium and the northern regions of the Latitudinal Ob region (Western Siberia)]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 146 p. (In Russ.)

Giruts M.V., Stroeva A.R., Gadzhiev G.A., Stokolos O.A., Koshelev V.N., Gordadze G.N. (2014). Adamantanes C11-C13 in biodegraded and non-biodegraded condensates. *Neftekhimiya = Petroleum Chemistry*, 54(1), pp. 12-16. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S0965544114010046>

Goncharov I.V. (1987). Geokhimiya neftei Zapadnoi Sibiri [Geochemistry of oils in Western Siberia]. Moscow: Nedra Publ., 181 p. (In Russ.)

Gordadze G.N. (2008). Geokhimiya uglevodorodov karkasnogo stroeniya (obzor) [Geochemistry of hydrocarbons of frame structure (review)]. *Neftekhimiya = Petroleum Chemistry*, 48(4), pp. 243-255. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S0965544108040014>

Halpern H.I. (1995). Development and applications of light-hydrocarbon-based star diagrams. *AAPG Bulletin*, 79, pp. 801-815. <https://doi.org/10.1306/8D2B1BB0-171E-11D7-8645000102C1865D>

Huang S., Wang Z., Lv Z., Gong D., Yu C., Wu W. (2014). Geochemical identification of marine and terrigenous condensates. A case study from the Sichuan Basin, SW China. *Organic Geochemistry*, 74, pp. 44-58. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2014.04.001>

Ivanova I.K. (2010). Adamantanes in continental condensates of the Vilyuy syncline (Yakutia). *Neftegazovoe delo*, 2, p. 54. (In Russ.)

Kashirtsev V.A., Nesterov I.I., Melenevskii V.N., Fursenko E.A., Kazakov M.O., Lavrenov A.V. (2013). Biomarkers and adamantanes in crude oils from Cenomanian deposits of northern West Siberia. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 1227-1235. (In Russ.) <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.012>

Kontorovich A.E., Bakhturov S.F., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Burshtein L.M., Kontorovich A.A., Krinin V.A., Larichev A.I., Li Godu, Melenevskii V.N., Timoshina I.D., Fradkin G.S., Khomenko A.V. (1999). Heterochronous centers of naphthide formation and accumulation in the north-asian craton. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 40(11), pp. 1676-1693. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Melenevskii V.N., Ivanova E.N., Fomin A.N. (2004). Phenanthrenes, aromatic steranes and dibenzothiophenes in the Jurassic sediments of the West Siberian oil and gas basin and their importance for organic geochemistry. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 45(7), pp. 873-883. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Verkhovskaya N.A., Timoshina I.D., Fomichev A.S. (1986). The carbon isotope composition of dispersed organic matter and bitumoids and some controversial issues in the theory of oil formation. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 5, pp. 3-12. (In Russ.)

Odden W., Patience R.L., van Graas G.W. (1998). Application of light hydrocarbons (C₄-C₁₃) to oil/ source rock correlations of source rocks and test fluids from offshore Mid-Norway. *Organic Geochemistry*, 28(12), pp. 823-847. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00039-4](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00039-4)

Perumal Sivan, Gour C. Datta, Ram R. Singh (2008). Aromatic biomarkers as indicators of source, depositional environment, maturity and secondary migration in the oils of Cambay Basin, India. *Organic Geochemistry*, 39, pp. 1620-1630. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.06.009>

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The biomarker guide. 2nd ed. New York: Cambridge University Press, V. 2, 1155 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>

Petrov A.A. (1984). Uglevodorody neftei [Oil Hydrocarbons]. Moscow: Nauka Publ., 263 p. (In Russ.)

Philippi G.T. (1977). On the depth, time and mechanism of original the heavy to medium-gravity naphthenic crude oils. *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 41(1), pp. 33-52. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(77\)90185-5](https://doi.org/10.1016/0016-7037(77)90185-5)

Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1986). Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influences of the organic matter type. *Organic Geochemistry*, 10, pp. 51-63. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90008-2](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90008-2)

Reference Book of oil and gas geochemistry (1998). Ed. S.G. Neruchev. St. Petersburg: Nedra Publ., 576 p. (In Russ.)

Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S., Chistyakova N.F. (1988). Neftegazonosnye komplekсы Zapadno-Sibirskogo basseina [Oil and gas complexes of the West Siberian basin]. Moscow: Nedra Publ., 304 p. (In Russ.)

Schulz L.K., Wilhelms A., Rein E., Steen A.S. (2001). Application of diamondoids to distinguish source rock facies. *Organic Geochemistry*, 32, pp. 365-375. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(01\)00003-1](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(01)00003-1)

Shevchenko N.P., Fursenko E.A., Kashirtsev V.A., Kartashov E.V. (2016). Geochemistry of condensates naphtha of the Yamal Peninsula. *Materialy XII mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii «Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geoekologiya»* [Proc. XII Int. Sci. Conf.: Subsoil Use. Mining. Directions and technologies of prospecting, exploration and development of mineral deposits. Economy. Geoecology]. (In Russ.)

Starobinets I.S. (1974). Geologo-geokhimicheskie osobennosti gazokondensatov [Geological and geochemical features of gas condensates]. Leningrad: Nedra Publ., 152 p. (In Russ.)

Tisso B., Velte D. (1981). Obrazovanie i rasprostranenie nefti [Formation and distribution of oil]. Moscow: Mir, 502 p. (In Russ.)

Zabrodina M.N., Arefiev O.A., Makushina V.M., Petrov A.A. (1978). Chemical types of oils and transformation of oils in nature. *Neftekhimiya = Petroleum Chemistry*, 18(2), pp. 280-290. (In Russ.) [https://doi.org/10.1016/0031-6458\(78\)90039-4](https://doi.org/10.1016/0031-6458(78)90039-4)

About the Authors

Elena A. Fursenko – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
Tel: +7(383)330-26-76, e-mail: FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Galina S. Pevneva – PhD (Chemistry), Senior Researcher, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

4 Akademicheskoy ave., Tomsk, 634055, Russian Federation

Valery A. Kazanenko – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Head of the Laboratory of Geology of Oil and Gas of the Western Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Natalya G. Voronetskaya – Leading Engineer, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

4 Akademicheskoy ave., Tomsk, 634055, Russian Federation

Anatoly K. Golovko – DSc (Chemistry), Professor, Head of the Laboratory of Hydrocarbons and Macromolecular Compounds of Oil, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Director of the Branch, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

4 Akademicheskoy ave., Tomsk, 634055, Russian Federation

Vladimir A. Kashirtsev – DSc (Geology and Mineralogy), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Chief Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 17 September 2018;

Accepted 28 February 2019;

Published 1 September 2019