

Углеводороды-биомаркеры нефтей Лабаганского месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

О.В. Валяева*, Н.Н. Рябинкина, Д.А. Бушнев

Институт геологии им. академика Н.П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, Россия

Приведены результаты геохимических исследований нефтей четырех палеозойских залежей Лабаганского месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Показано, что органическое вещество, генерировавшее нефть нижнедевонской и турнейской залежей Лабаганского месторождения, сапропелевое, накопление его происходило в морской субвосстановительной обстановке. Нефти артинской и уфимской залежей существенно биодegradированы. Тип коллекторов характеризуется как трещинно-поровый, вторично-поровый. Коллектора, представленные карбонатными отложениями девонского, каменноугольного и пермского (артинского) периодов, характеризуются хорошими и средними коллекторскими свойствами. Коллектора уфимской залежи терригенные, с хорошими коллекторскими свойствами.

Ключевые слова: Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, палеозойские отложения, углеводороды-биомаркеры, нефть, генетическая типизация, корреляция, коллектор

Для цитирования: Валяева О.В., Рябинкина Н.Н., Бушнев Д.А. (2020). Углеводороды-биомаркеры нефтей Лабаганского месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. *Георесурсы*, 22(1), с. 46-54. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.46-54>

Введение

Лабаганское нефтяное месторождение территориально приурочено к валу Сорокина Варандей-Адзвинской структурной зоны севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) (рис. 1). В настоящее время на месторождении разрабатывается 15 залежей нефти, находящихся в коллекторах от нижнего девона до триаса (Клещев, Шеин, 2010). Приуроченность залежей месторождения к Варандей-Адзвинской разломной зоне вызывает интерес с точки зрения генезиса нефтяных углеводородов (УВ) и формирования самого месторождения: что именно послужило источником УВ, какова их природа и время заполнения ловушек. Изучение свойств и состава нефтей из разных нефтегазоносных комплексов и их генетическая типизация являются важным этапом комплексного геолого-геохимического изучения нефтегазоносности региона с целью оценки перспектив и определения дальнейших направлений поиска и разведки залежей. Статья является продолжением исследования, проведенного нами ранее на данном месторождении (Рябинкина, Валяева, 2018).

Краткий геологический очерк

Разрез Лабаганской структуры слагают породы от силура до четвертичных отложений. При проведении ярусных границ использовали (Стратиграфический кодекс, 2006). Продуктивные горизонты Лабаганского месторождения приурочены к нижнедевонским, верхнедевонским, нижнекаменноугольным, нижнепермским и

нижнетриасовым отложениям (рис. 2). Нами рассмотрены только залежи, приуроченные к карбонатным отложениям овинпармского горизонта нижнего девона, турнейского яруса нижнего карбона и артинского яруса нижней перми, а также к терригенным отложениям уфимского яруса, который в настоящее время отнесен к нижнему отделу перми (Котляр, 2009; Котляр и др., 2013).

Нижнедевонские отложения вскрыты скв. 76 в центральной части Лабаганской структуры на глубине 3500–4130 м. Залежь нефти приурочена к антиклинальной ловушке и является пластовой, сводовой, имеет размеры 5 км * 2.5 км, высота залежи 74 м. Вмещающие отложения представлены доломитами темно-серыми крепкими, слабокавернозными и трещиноватыми с прослоями аргиллитов зеленовато-серых, трещиноватых. Порода нефтенасыщена пятнисто и по вертикальным трещинам. Средняя пористость коллектора 8 %, а коэффициент извлечения составляет до 30 %. Покрышкой служат вышележащие сульфатно-доломитовые отложения нижнего девона.

Отложения каменноугольного возраста согласно залегают на верхнедевонских известняках и со стратиграфическим перерывом перекрываются карбонатными пермскими отложениями. *Турнейский ярус* охарактеризован керном во всех глубоких скважинах Лабаганского месторождения. В разрезе выявлена и разведана промышленная залежь нефти. В основании турнейской толщи залегают пачка аргиллитов. Турнейская залежь (С₁t) нефти приурочена к карбонатным коллекторам порово-трещинного, реже порового типов, имеет размеры 6.6 км * 3.2 км, высота залежи 82 м, коэффициент извлечения составляет 34 %, средняя пористость коллекторов 12 %. Все карбонатные породы нефтенасыщены. Кроме того, в разрезе изредка встречаются незначительные прослои аргиллита,

* Ответственный автор: Ольга Викторовна Валяева
E-mail: valyaeva@geo.komisc.ru

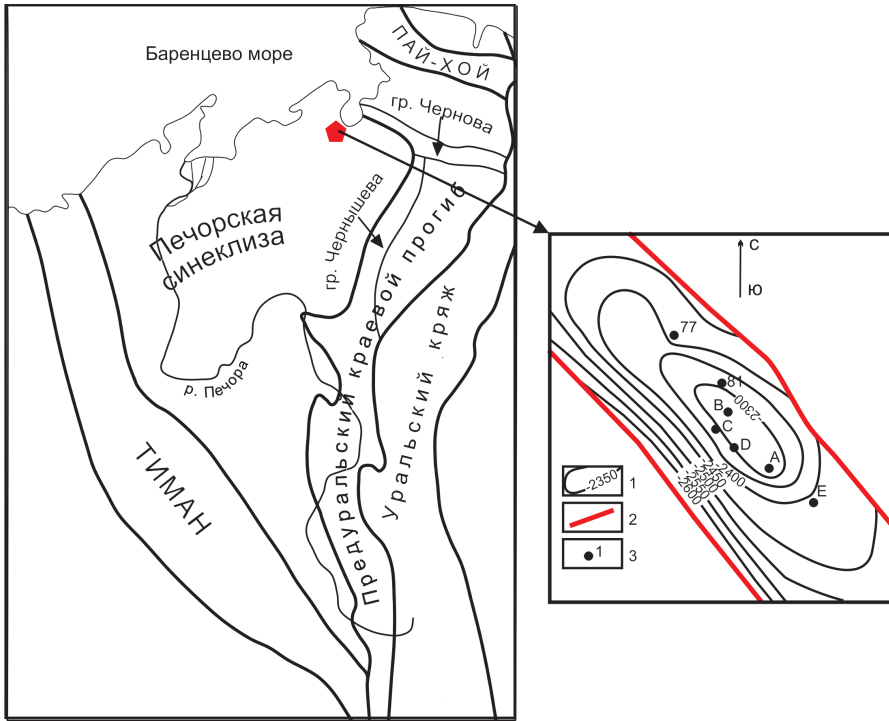


Рис. 1. Общая схема ТПНГП и структурная карта кровли турнейских карбонатных отложений. 1 – изогипсы кровли карбонатных отложений; 2 – тектонические нарушения; 3 – скважины.

ангидрита, кремнистой породы и глинистого алевролита. Мощность турнейского яруса находится в пределах от 84 до 91 м.

Нижняя часть **пермских отложений** *ассельского, сакмарского и артинского ярусов* со стратиграфическим несогласием залегает на карбонатных породах средне-, верхнекаменноугольного отделов. По литофациальным особенностям отложения нижней перми четко разделяются на две толщи: верхнюю – терригенную и нижнюю – карбонатную.

В основании пермской продуктивной толщи в разрезах скважин 73, 75 и 81 отмечается развитие пачки органогенных известняков *ассель-сакмарского возраста*, которые по простиранию и разрезу замещаются мелко-тонкозернистыми известняками, имеющими более глинистый состав, часто мергелеподобными. Мощность толщи составляет 60-120 м.

Основной же продуктивный горизонт *артинского возраста*, сложенный проницаемыми карбонатными породами, залегает в кровле толщи и представлен в основном известняками тонкозернистыми и органогенно-детритовыми, пористыми и трещиноватыми, слоистыми, глинисто-алевритистыми, в разной степени окремненными, с многочисленными включениями фауны, иногда в толще известняков встречаются единичные прослои мергелей. Мощность продуктивного горизонта меняется от 26 до 57 м. Артинская залежь (P₁ar) нефти, приуроченная к карбонатным коллекторам порового и порово-трещинного типа, имеет размеры 12 км * 3.2 км. Высота залежи 97 м. Средняя пористость коллекторов – 22 %. Ниже продуктивного пласта доминирующую роль в разрезе рассматриваемой толщи начинают играть мелко- и тонкозернистые глинистые и мергелеподобные известняки трещиноватые, с отпечатками и обломками

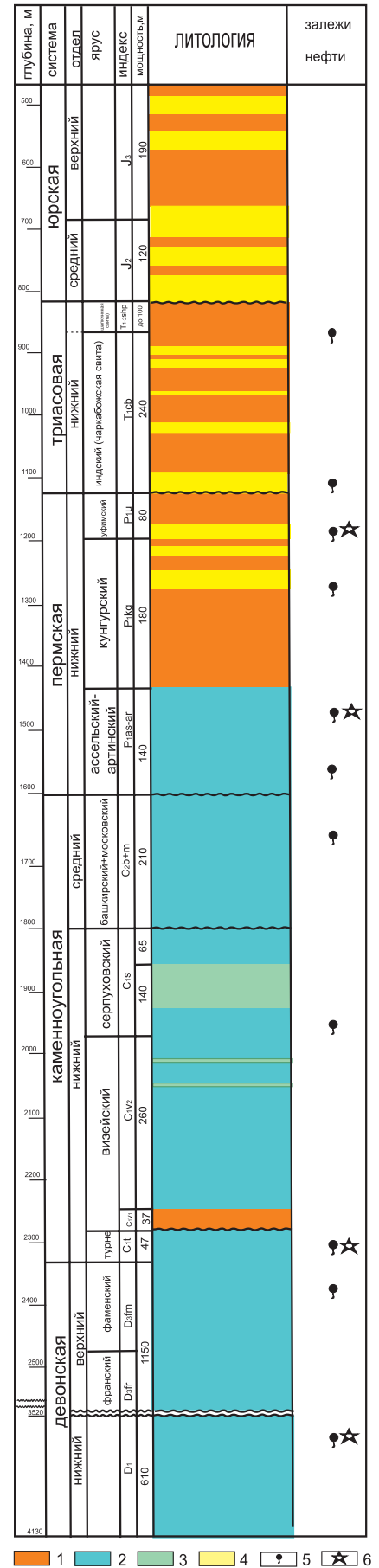


Рис. 2. Сводная литологическая колонка и расположение залежей нефтей Лабаганского месторождения. 1 – аргиллиты, 2 – известняки, доломиты, 3 – ангидриты, 4 – песчаники, 5 – залежи нефтей, 6 – анализируемые пробы нефтей.

фауны, с включениями растительного детрита и пирита. Покрышкой для залежи служат аргиллиты кунгурского яруса. Общая мощность нерасчлененных карбонатных (ассель-сакмаро-артинских) отложений в пределах площади меняется от 167 до 202 м.

В составе терригенной толщи нижней перми установлен *кунгурский ярус*, который представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами, согласно залегающими на карбонатных отложениях артинского яруса. Явно доминирующее значение в разрезе кунгурского яруса имеют аргиллиты. Мощность терригенной толщи от 172 до 193 м.

Уфимский ярус по материалам изучения керн из скважин 74, 75, 82 и 141 представлен чередованием терригенных пород континентальных, лагунно-морских и лагунных пресноводных фаций с единичными прослоями плотного светло-серого известняка. В скважинах 75 и 73 получены притоки нефти из уфимских отложений (1235-1247 м в скв. 73; 1112-1140 м в скв. 75). Породы представлены песчаниками мелко-среднезернистыми светло-серыми полимиктовыми с глинистым и карбонатным цементом. Встречаются прослои углей и черных аргиллитов. Уголь и углистые включения содержат отпечатки растений. Встречаются небольшие прослои известняка светло-серого, массивного, плотного. Мощность уфимских отложений 80-236 м. Уфимская залежь (P_{1u}) нефти пластовая, сводовая, приурочена к терригенным поровым коллекторам. Она имеет размеры 12 км * 3.2 км, средняя пористость коллекторов 28 %, коэффициент извлечения при разработке с применением паротепловых методов (ПТВ) составляет 45 %.

Материалы и методы

Коллекция изученных нами нефтей включает пробы из 5 скважин, залегающих в интервале глубин 1235-3980 м и в широком стратиграфическом диапазоне отложений от лохковского яруса нижнего девона до уфимского яруса перми (табл. 1). Изученные нефти различаются по плотности, содержанию серы, парафинов, асфальтенов. Так, в отложениях нижнего девона и нижнего карбона залегают нефти, относящиеся к классу тяжелых нефтей, а в отложениях перми – к классу битуминозных нефтей. Нефть в пласте P_{1ag} , также как и в вышележащем пласте P_{1u} , относится к малопарафинистым, сернистым, высокосмолистым. Классификация нефтей дана по (Методические рекомендации..., 2016).

Фракционирование нефти. Из навески нефти методом осаждения 40-кратным объемом *n*-гексана выделены асфальтены, полученная мальтеновая фракция разделена на колонке с оксидом алюминия на аполярную (масла, 50 мл

20 %-го р-ра дихлорметана в *n*-гексане) и полярную фракции (смолы, 50 мл смеси 1/1 этанол-бензол). Аполярная фракция разделена на колонке с силикагелем на фракции насыщенных углеводородов (элюент – *n*-гексан) и ароматическую (элюент – бензол).

Газохроматографический анализ (ГХ) выполнялся на приборе Кристалл-2000М. Колонка DB-5, 30 м * 0.32 мм, толщина слоя неподвижной фазы 0.25 мкм. Температура программировалась от 110 до 300°C, со скоростью 5°C/мин. Температура инжектора и детектора 300°C.

Хромато-масс-спектрометрия (ХМС) выполнялась на приборе Shimadzu 2010 Ultra. Колонка HP-5, 30 м * 0.25 мм, толщина слоя неподвижной фазы 0.25 мкм. Температура программировалась от 110 до 300°C, со скоростью 5°C/мин. Температура инжектора 300°C, детектора 250°C. Для стерановых УВ отстраивались масс-фрагментограммы по m/z 217, терпановых – m/z 191.

Результаты и их обсуждение

Геохимическая характеристика нефтей

Ациклические углеводороды

На хроматограммах, полученных методом ГХ, распределение *n*-алканов в нефтях изученных нами залежей из отложений нижнего девона и нижнего карбона в целом достаточно схоже между собой (рис. 3а, б).

В насыщенной фракции идентифицированы *n*-алканы состава C_{11} - C_{34} , которые характеризуются одномодальным распределением с преобладанием в диапазоне n - C_{11} - n - C_{18} (табл. 2). Так, относительная концентрация низкомолекулярных алканов состава n - C_{11} - n - C_{18} варьирует от 54.36 до 71.38 %. Затем наблюдается заметное уменьшение содержания высокомолекулярных *n*-алканов: на долю n - C_{25} - C_{34} приходится от 5.39 до 15.45 %. Такое распределение алкановых УВ свидетельствует о том, что накопление исходного органического вещества (ОВ) изученных образцов происходило в морских условиях (Тиссо, Вельте, 1981; Ильинская, 1985). Для нефтей характерно преобладание n - C_{17} над соседними гомологами; коэффициент нечетности $2^*C_{17}/(C_{16}+C_{18})$ изменяется от 1.71 до 2.51, что может говорить о вкладе водорослевого ОВ в состав исходной биомассы (Тиссо, Вельте, 1981; Хант, 1982). Значение коэффициента нечетности высокомолекулярных *n*-алканов $2^*C_{29}/C_{28}+C_{30}$ для сапропелевого ОВ, формирование которого проходило в восстановительных условиях, редко превышают 1 (Peters и др., 2005). Для исследованных нами нефтей этот показатель колеблется от 0.86 до 0.89. Коэффициент нечетности CPI (Carbon Preference Index) лежит в интервале 1.13-1.30, что характеризует нефть как зрелую (Peters и др., 2005).

	Скважина	A	B	C	D	E
Параметры	Возраст вмещающих отложений	D _{1l}	C _{1t}	C _{1t}	P _{1ar}	P _{1u}
	Глубина залегания, м	3936-3980	2338-2369	2326-2350	1375-1390	1235-1247
	Плотность, г/см ³	0.876	0.878	0.876	0.936	0.963
	Содержание серы, %	0.42	0.66	0.63	2.25	2.7
	Содержание парафинов, %	1.09	4.80	5.01	1.26	0.6
	Содержание смол, %	8.82	9.53	13.63	15.21	19.14
	Содержание асфальтенов, %	1.45	2.77	6.77	6.01	3.83

Табл. 1. Физико-химические характеристики нефтей Лабаганского месторождения

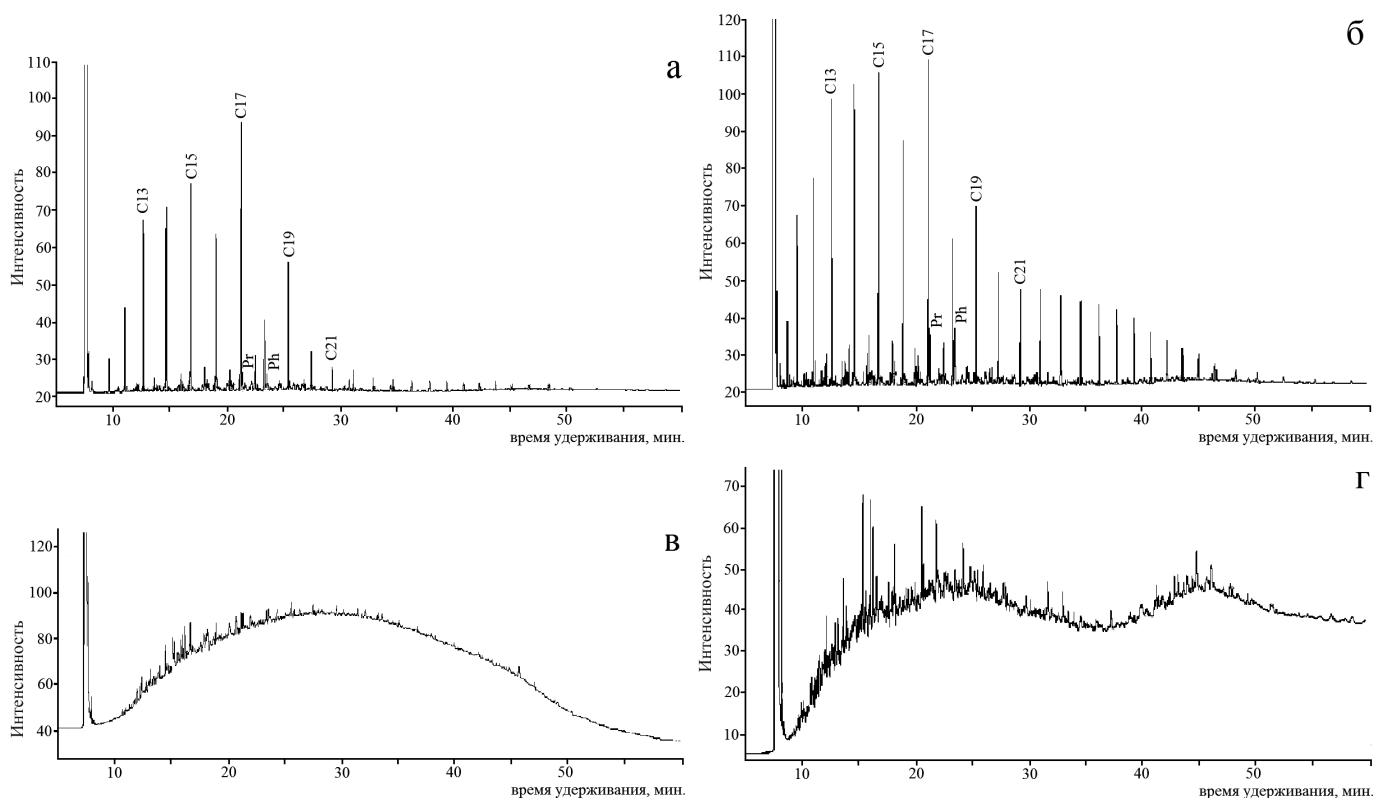


Рис. 3. Хроматограмма распределения нормальных и изопrenoидных алканов в нефтях Лабаганского месторождения: а) скв. А, б) скв. В, в) скв. D, г) скв. E. C(число) – n-алканы, Pr – пристан, Ph – фитан

Скважина	A	B	C	D	E
Возраст/ Геохимические параметры	D ₁	C _{1t}	C _{1t}	P _{1ar}	P _{1u}
$\sum C_{11}-C_{18}$	71.38	61.32	54.56	-	-
$\sum C_{19}-C_{24}$	15.97	19.24	21.45	-	-
$\sum C_{25}-C_{34}$	5.39	9.82	15.45	-	-
изо/n-алканы	0.08	0.11	0.09	-	-
Pr/Ph	1.01	0.98	0.94	-	-
(Pr+Ph)/(C ₁₇ +C ₁₈)	0.12	0.29	0.30	-	-
Pr/C ₁₇	0.07	0.21	0.21	-	-
Ph/C ₁₈	0.30	0.49	0.50	-	-
$2 \cdot C_{17}/(C_{16}+C_{18})$	2.51	1.73	1.71	-	-
$2 \cdot C_{29}/(C_{28}+C_{30})$	0.88	0.86	0.89	-	-
CPI	1.13	1.30	1.26	-	-
C ₂₇ : C ₂₈ : C ₂₉	35:26:39	31:28:41	31:29:40	31:21:48	32:22:46
Диа/рег	1.23	0.59	0.61	0.39	0.42
Стераны/гопаны	0.10	0.15	0.15	0.18	0.26
Три/пента	0.07	0.07	0.07	0.26	0.39
C ₃₅ /($\sum C_{31-35}$)	0.15	0.14	0.12	0.15	0.17
Γ_{29}/Γ_{30}	0.52	0.59	0.71	1.30	1.31
*K ₁	0.41	0.50	0.49	0.46	0.50
**K ₂	0.48	0.50	0.51	0.56	0.55
$\beta\alpha$, % C ₃₀	8.50	8.40	9.41	6.65	8.08
22S/22S+22R	0.60	0.60	0.61	0.54	0.53
Ts/Tm	1.15	1.37	1.42	0.48	0.47

Табл. 2. Геохимическая характеристика насыщенной фракции нефтей Лабаганского месторождения. *K₁ = 20S/20S+20R (C₂₉ 5 α (H), 14 α (H), 17 α (H) стераны); **K₂ = abb/abb+aaa (C₂₉ 5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)- и 5 α (H), 14 α (H), 17 α (H)-стераны).

Содержание изо-алканов очень низкое (изо/*n*-алканы – 0.08-0.11). Отношение Pг/Ph близко к 1, что может указывать на то, что накопление исходного ОВ протекало, вероятнее всего, в восстановительной обстановке (Peters и др., 2005). Показатели Pг/*n*-C₁₇ и Ph/*n*-C₁₈ характеризуются малыми значениями: 0.07-0.21 и 0.3-0.5, соответственно. Значение отношения (Pг+Ph)/(C₁₇+C₁₈) невысокое (0.12-0.30).

По мнению авторов (Reed и др., 1986; Jacobson и др., 1988) преобладание среди алканов нормального строения нечетных гомологов состава C₁₅-C₁₉ (иногда C₂₁) в сочетании с низкими концентрациями более высокомолекулярных *n*-алканов и низкими концентрациями изопреноидов широко распространено в ОВ ордовикских нефтематеринских пород и продуцируемых ими нефтях.

Доминирование *n*-алканов состава C₁₇ и C₁₉ в совокупности с низкими концентрациями изопреноидных УВ, зафиксированное в нижнепалеозойских нефтях ТПНГП, позволило нам (Бушнев и др., 2018) предположить возможность генерации данных нефтей отложениями, содержащими характерные для ордовикских отложений остатки микроводоросли *G. Prisca*.

В работе Т.А. Кирюхиной (Кирюхина, 1995) для нефтей Тимано-Печорского бассейна приведена классификация, основанная на распределении *n*-алканов и изопреноидов, согласно которой изученные нами нефти относятся к I типу, что может являться подтверждением генерационной принадлежности нефтей Лабаганского месторождения к ордовикско-нижнедевонскому нефтегазонасному комплексу (рис. 4).

Согласно формационно-генетической типизации, предложенной для нефтей Тимано-Печорского осадочного бассейна авторами (Прищепа и др., 2011), нефти из скв. А-С можно отнести к семейству Б (нефтегазоматеринский горизонт S₂-D₁), детальная характеристика которого дана О.М. Прищепой с соавторами.

На хроматограммах нефтей из отложений перми *n*-алканы и изопреноиды отсутствуют (рис. 3в, г), что свидетельствует о биологическом окислении нефтей с участием микроорганизмов (Bailey и др., 1973; Reed, 1977; Jobson и др., 1979; Connan, 1984; Петров, 1984;

Каширцев и др., 2001; и др.). Интенсивная биodeградация нефтей привела к изменению их углеводородного состава и затрудняет проведение их генетической типизации. Установить тип исходного ОВ, а также условия его осадконакопления по результатам ГХ анализа для этих нефтей не представляется возможным.

Полициклические углеводороды

В нефтях изучен состав полициклических УВ-биомаркеров, которые содержат важную информацию о составе исходного органического вещества нефтей, условиях его накопления и термической преобразованности (Peters и др., 2005). Их распределение и полученные коэффициенты приведены в таблице 2.

Распределение стеранов показано на масс-хроматограммах, построенных по m/z = 217 (рис. 5). Концентрация холестана (C₂₇) изменяется от 31 до 35 %. Наблюдается небольшое преобладание этилхолестана (C₂₉) над соседними гомологами, его содержание в нефтях варьирует от 39 до 48 %. Распределение αβ стеранов состава C₂₇-C₂₉ представлено на треугольной диаграмме (рис. 6). На рисунке 6 отчетливо видно, что нефти из отложений лохковского яруса нижнего девона и турнейского яруса нижнего карбона имеют несколько иной состав исходного ОВ, чем пермские нефти, но характеризуются близкими условиями осадконакопления исходного ОВ, которое происходило в прибрежно-морских обстановках. Одним из показателей фациальных условий осадконакопления (Brassell и др., 1984; Петров, 1991) является величина отношения диастеранов к регулярным стеранам (диа/рег). Повышенные значения этого коэффициента (0.59-1.23) указывают на преобладание глинистой составляющей в нефтематеринских породах (что согласуется с данными о литологическом составе пород).

Для оценки вклада водорослевого и бактериального органического вещества авторы (Peters и др., 2005) предложили использовать отношение стераны/гопаны. Отношение суммы стерановых к сумме гопановых углеводородов изменяется от 0.10 до 0.26, что свидетельствует о незначительной или умеренной бактериальной переработке исходного органического вещества в раннем диагенезе.

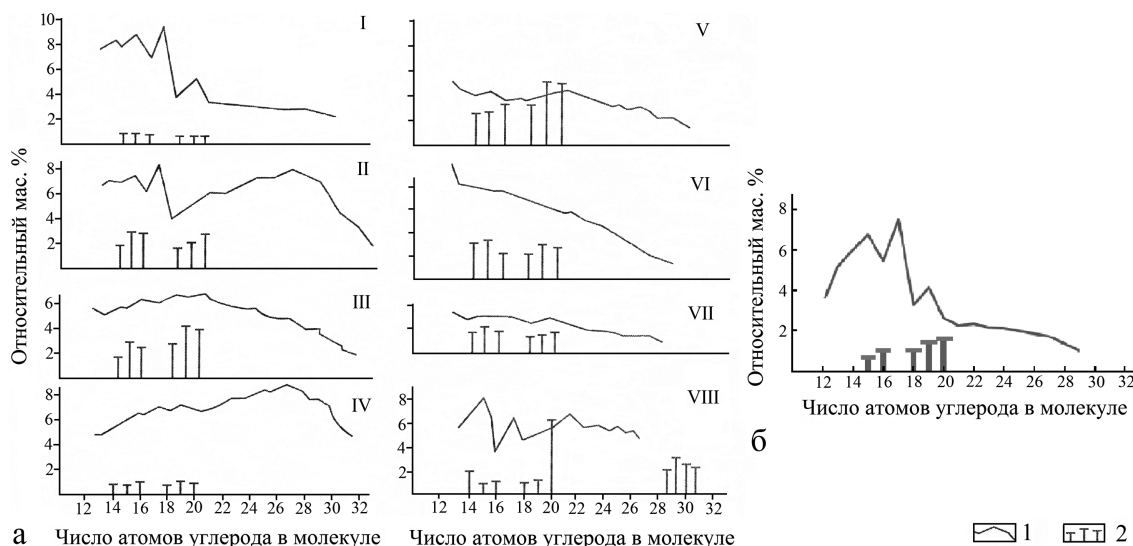


Рис. 4. Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов (1) и изопреноидов (2) в высококипящих фракциях нефтей: а) различных геохимических типов (I-VIII), по (Кирюхина, 1995); б) в нефтях Лабаганского месторождения (усредненные значения для скв. А-С)

Распределение терпанов представлено на масс-хроматограммах по $m/z = 191$ (рис. 7). На масс-хроматограммах четко идентифицируются трициклические углеводороды, гопаны, моретан. Нефти D_{11} и C_{1t}

характеризуются низким содержанием трициклических углеводородов (отношения три/пента составляет 0.07), а в биодegradированных нефтях этот показатель возрастает до 0.39.

Гопаны представлены соединениями от Γ_{27} до Γ_{35} . Распределение $\alpha\beta$ гопанов состава $C_{31}-C_{35}$, так называемый гомогопановый индекс ($C_{35}/C_{31}+C_{35}$), характеризуется низкими значениями, что указывает на существование субвосстановительных условий осадконакопления исходного ОВ в раннем диагенезе.

Соотношение адиантана (C_{29}) к гопану C_{30} для нефтей, генотип которых определен нами как ордовикско-нижнедевонский, изменяется от 0.52 до 0.71, а для нефтей из отложений перми – больше 1. В 1994 году Ал.А. Петров (Петров, 1994) установил, что для нефтей ТПНГП преобладание адиантана над гопаном характерно чаще всего только для верхней перми. Соотношение $C_{29}/C_{30} < 1$ характерно для ОВ кембрия и фанерозоя Сибири и других регионов мира, а также нефтей (Парфенова, 2018). В этой

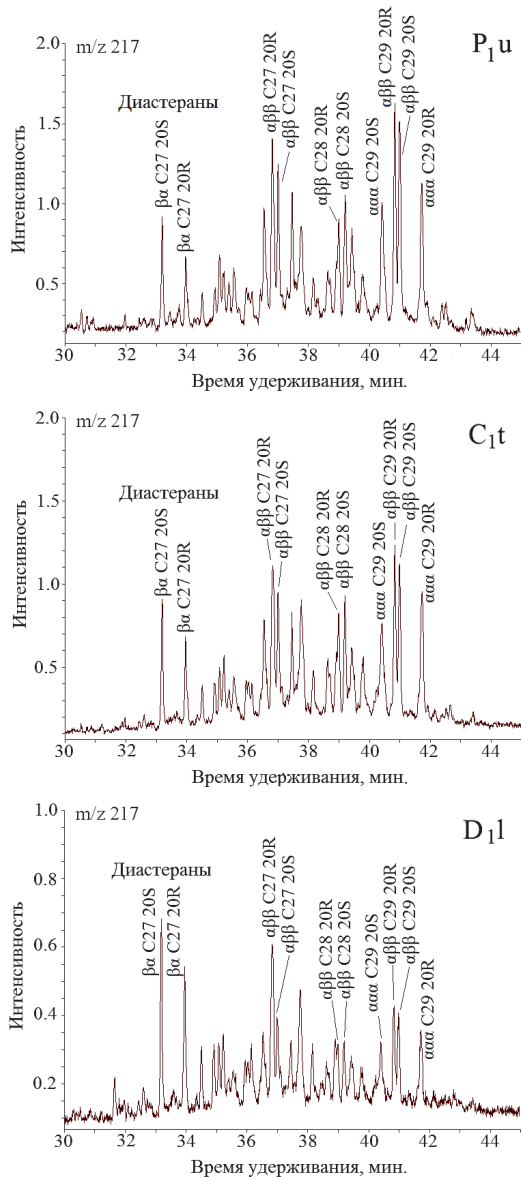


Рис. 5. Масс-хроматограммы стеранов по m/z 217 метаново-нафтеновых фракций нефтей из отложений разного возраста



Рис. 6. Диаграмма относительного распределения $C_{27}-C_{29}$ изо-стеранов в нефтях

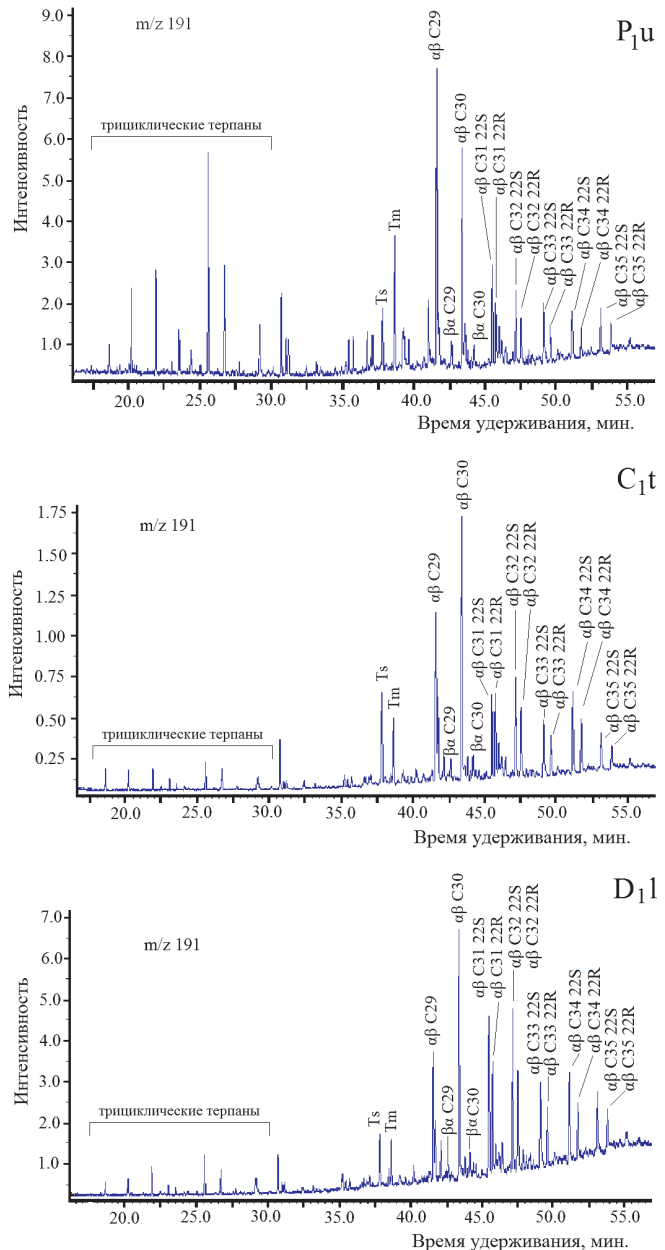


Рис. 7. Масс-хроматограммы терпанов по m/z 191 метаново-нафтеновых фракций нефтей из отложений разного возраста

же работе, а также в ряде других (Höld и др., 1999; Filndani и др., 2005; Яндарбиев и др., 2017), для нефтей и ОВ приводятся данные, когда значения гопанового отношения C_{29}/C_{30} превышает единицу. Т. М. Парфенова считает, что «биохимия микроорганизмов, занимавших некоторые экологические ниши морей в кембрии, унаследована от организмов докембрийских биосфер. ... Биохимический состав прокариот некоторых сообществ протерозоя, фанерозоя и четвертичного периода охарактеризован повышенным адиантан-гопановым индексом» (Парфенова, 2018). По мнению авторов (Clark, Philp, 1989) отношение $C_{29}/C_{30} > 1$ указывает на присутствие значительной доли карбонатной составляющей в исходных нефтематеринских породах.

Степень биodeградации (Виноградова, Пуанова, 2012) пермских нефтей определяется как средняя (умеренная). Образование серии деметилированных 25-норгопанов (надежно идентифицируемых по фрагментному иону m/z 177), характерной для нефтей высокой стадии биodeградации (Volkman и др., 1983), здесь не наблюдается.

Для определения степени зрелости ОВ часто используются соотношения между исходными биологическими стеранами (конфигурация aaa 20R) состава C_{29} и новообразованными в результате катагенетических процессов изостеранами ($\alpha\beta\beta$ 20R+20S) (коэффициент K_1), отношение геостеранов – $5\alpha(H)14\beta(H)17\beta(H)$ к биостеранам – $5\alpha(H)14\alpha(H)17\alpha(H)$ (коэффициент K_2), а также относительное содержание моретана ($\beta\alpha C_{30}$), отношение неогопана C_{27} (Ts) к регулярному гопану C_{27} (Tm), и коэффициент $22S/22S+22R$, рассчитанный для гомогопана C_{31} .

Отношение Ts/Tm несколько отличается в исследуемых группах нефтей. Так, Ts/Tm для нефтей из отложений D_1I , C_{1t} соответствуют значениям 1.15-1.42, тогда как для нефтей из отложений P_{1ag} и P_{1u} они не превышают единицу (табл. 2). Однако основываясь на других коэффициентах, можно говорить о том, что исследуемые нефти в равной степени катагенетически преобразованы. Зрелость всех исследованных нефтей невелика, вероятно, соответствует началу главной фазы нефтеобразования. Указанные различия вполне могут отвечать образованию нефтей А-С и D-E в различных нефтематеринских отложениях. Влияние биodeградации на состав биомаркеров не исключено.

Корреляция «нефть-нефть»

Для проведения корреляции «нефть-нефть» нами были построены так называемые «звездные» диаграммы. Для корреляции нефтей М.В. Дахнова с соавторами предлагают использовать соотношения между концентрациями пар углеводородов, близких по химической структуре (Дахнова и др., 2007). В качестве таких параметров нами были использованы соотношения: $n-C_{11}/n-C_{12}$, $n-C_{13}/n-C_{14}$, $i-C_{15}/i-C_{16}$, $n-C_{16}/n-C_{17}$, $Pr/n-C_{17}$, $Ph/n-C_{18}$ (рис. 8). Результаты, полученные по распределению нормальных и изо-алканов, показывают идентичность звездных диаграмм, что свидетельствует о едином генотипе нефтей нижнего девона и нижнего карбона и хорошей вертикальной флюидосообщаемости пород-коллекторов. Данные выводы подтверждаются тектоническим строением исследуемой территории.

Сравнительный анализ звездных диаграмм нефтей, построенных по стерановым и гопановым коэффициентам (рис. 9), выявил незначительные отличия нижнедевонской

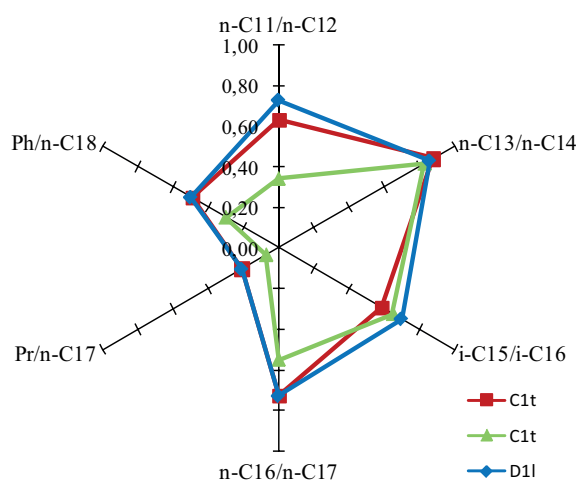


Рис. 8. Корреляция нефтей по соотношениям концентраций пар близких ациклических углеводородов

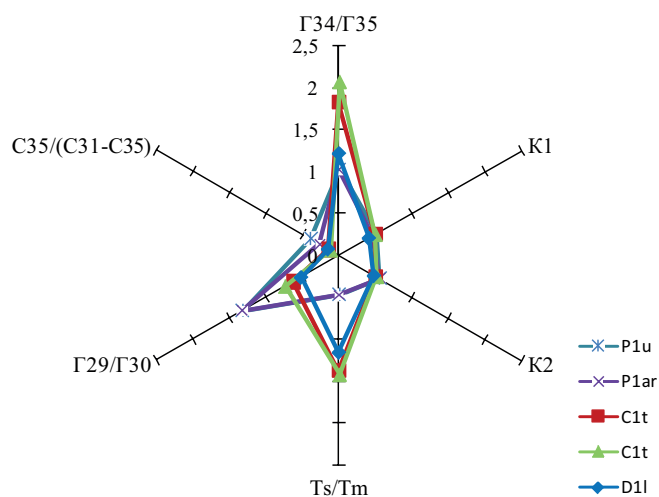


Рис. 9. Звездная диаграмма по стерановым и гопановым коэффициентам

и каменноугольных нефтей от пермских, что, вероятнее всего, связано с гипергенными изменениями последних.

Заключение

По совокупности данных, полученных по углеводородному составу, на Лабаганском месторождении выделяется два генотипа нефтей. Нефти из отложений лохковского яруса нижнего девона и нижнего карбона относятся к единому генотипу – ордовикско-нижнедевонскому. Исходное ОВ нефтей – сапропелевое, накопление которого протекало в субвосстановительной обстановке. Предполагается, что нефть мигрировала из отложений силура-нижнего девона в вышележащие отложения по зонам разуплотнения.

Вследствие имевшей место биodeградации достоверно определить генотип нефтей из отложений перми не представляется возможным. Для этого необходимо проведение дополнительных геохимических исследований, таких как термолиз асфальтенов нефтей. Однако по распределению полициклических углеводородов-биомаркеров удалось установить, что данные нефти имеют несколько другой состав исходного ОВ.

Зрелость нефтей всех изученных нами нефтегазовых комплексов, установленная по стерановым и гопановым коэффициентам, соответствует фазе начала «нефтяного окна».

Благодарности/Финансирование

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные критические замечания и рекомендации, которые способствовали улучшению содержания статьи.

Геохимические исследования выполнены в ЦКП «Геонаука».

Литература

- Бушнев Д.А., Валяева О.В., Бурдельная Н.С. (2018). Биомаркеры нефтей нижнего палеозоя северной части Тимано-Печорского бассейна. Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН, 4, с. 45-48. DOI: 10.19110/2221-1381-2018-4-45-48
- Виноградова Т.Л., Пунанова С.А. (2012). Геохимические закономерности изменения состава нефтей при гипергенезе. *Геология нефти и газа*, 3, с. 45-54.
- Дахнова М.В. (2007). Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов. *Геология нефти и газа*, 2, с. 81-89.
- Ильинская В.В. (1985). Генетическая связь углеводородов органического вещества пород и нефтей. М.: Недра, 160 с.
- Каширцев В.А., Конторович А.Э., Филп Р.П., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Иванова И.К., Меметова Н.П. (2001). Биодegradация насыщенных циклических хемофоссилий. *Геология и геофизика*, 42(11-12), с. 1792-1800.
- Кирохина Т.А. (1995). Типы нефтей Тимано-Печорского бассейна. *Вестник МГУ. Сер. 4, Геология*, 2, с. 39-49.
- Клещев К.А., Шеин В.С. (2010). Нефтяные и газовые месторождения России. М.: ВНИГНИ, Кн. 1, 832 с.
- Котляр Г.В. (2009). Стратиграфия пермской системы. Состояние и перспективы развития. *Мат. Второй Всерос. конф.: Верхний палеозой России. Стратиграфия и фациальный анализ*. Казань: КГУ, с. 26-29.
- Котляр Г.В., Голубев В.К., Силантьев В.В. (2013). Общая стратиграфическая шкала пермской системы: современное состояние. *Мат. Всерос. конф.: Общая стратиграфическая шкала России: состояние и перспективы обустройства*. М.: ГИН РАН, с. 187-195.
- Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утв. Распоряжением Министерства природных ресурсов России от 01.02.2016 № 3-р). (2016). 32 с.
- Парфенова Т.М. (2018). Новые сведения о геохимии органического вещества пород куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия Лено-Амгинского междуречья (юго-восток Сибирской платформы). *Геохимия*, 5, с. 448-460. DOI: 10.7868/S0016752518050035
- Петров Ал.А. (1984). Углеводороды нефти. М.: Наука, 264 с.
- Петров Ал.А. (1991). Геохимическое значение стеранов. Научно-прикладные аспекты геохимии нефти и газа. М.: ИГИРГИ, с. 21-30.
- Петров Ал.А. (1994). Биометки и геохимические условия образования нефтей России. *Геология нефти и газа*, 6, с. 13-19.
- Прищепа О.М., Баженова Т.К., Богацкий В.И. (2011). Нефтегазоносные системы Тимано-Печорского осадочного бассейна (включая акваториальную Печороморскую часть). *Геология и геофизика*, 52(8), с. 1129-1150. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.011>
- Рябинкина Н.Н., Валяева О.В. (2018). Геология и геохимия нефтей Лабаганского нефтяного месторождения (Тимано-Печорская провинция). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 13(4). https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2018
- Тиссо В., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. М.: Мир, 502 с.
- Хант Дж. (1982). Геохимия и геология нефти и газа. М.: Мир, 704 с.
- Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Крылов О.В., Наумчев Ю.В. (2017). Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 227-239. <http://doi.org/10.18599/grs.19.22>
- Bailey N. J. L., Jobson A. M., Rogers M. A. (1973). Bacterial degradation of crude oil: comparison of field and experimental data. *Chemical Geology*, 11(3), pp. 203-221. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(73\)90017-X](https://doi.org/10.1016/0009-2541(73)90017-X)
- Brassell S.C., Fu Jiamo, Eglinton G. (1984). Isomerisation, rearrangement and aromatisation of steroids in distinguishing early stages of diagenesis. *Organic Geochemistry*, 6, pp. 11-23. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(84\)90022-6](https://doi.org/10.1016/0146-6380(84)90022-6)

Clark, J. P., Philp, R. P. (1989). Geochemical Characterization of Evaporite and Carbonate Depositional Environments and Correlation of Associated Crude Oils in the Black Creek Basin, Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 37(4), pp. 401-416.

Connan J. (1984). Biodegradation of crude oil in reservoirs. In: *Advances in petroleum geochemistry I*. Brooks J, Welte D (eds.). London: Academic Press, pp 299-335. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-032001-1.50011-0>

Fildani A., Hanson A. D., Chen Z., Moldowan J., Graham S., Arriola P.R. (2005). Geochemical characteristics of oil and source rocks and implications for petroleum systems, Talara basin, northwest Peru. *AAPG Bulletin*, 89(11), pp. 1519-1545. <https://doi.org/10.1306/06300504094>

Hölld I.M., Schouten S, Jellema J, Sininghe Damsté J.S (1999). Origin of free and bound mid-chain methyl alkanes in oils, bitumens and kerogens of the marine, Infracambrian Huqf Formation (Oman). *Organic Geochemistry*, 30(11), pp. 1411-1428. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(99\)00115-1](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(99)00115-1)

Jacobson S.P., Hatch J.R., Teerman S.C., Askin R.A. (1988). Middle ordovician organic matter assemblages and their effect on ordovician-derived oils. *The AAPG Bulletin*, 72(9), pp. 1090-1100. <https://doi.org/10.1306/703C97C6-1707-11D7-8645000102C1865D>

Jobson A.M., Cook F.D., Westlake D.W.S. (1979). Interaction of aerobic and anaerobic bacteria in petroleum biodegradation. *Chemical Geology*, 24, pp. 355-365. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(79\)90133-5](https://doi.org/10.1016/0009-2541(79)90133-5)

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). *The Biomarker Guide II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History*. 2nd ed. V. 2. Cambridge: Cambridge University Press, 1156 p.

Reed W.E. (1977). Molecular compositions of weathered petroleum and comparison with its possible source. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 41, pp. 237-247. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(77\)90231-9](https://doi.org/10.1016/0016-7037(77)90231-9)

Reed J.D., Illich H.A., Horsfield B. (1986). Biochemical evolutionary significance of Ordovician oils and their sources. *Organic Geochemistry*, 10(1-3), pp. 347-358. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90035-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90035-5)

Volkman J.K., Alexander R., Kagi R.J., Woodhouse G.W. (1983). Demethylated hopanes in crude oils and their applications in petroleum geochemistry. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 47, pp. 785-794. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(83\)90112-6](https://doi.org/10.1016/0016-7037(83)90112-6)

Сведения об авторах

Ольга Викторовна Валяева – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник лаборатории органической геохимии, Институт геологии им. академика Н.П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН

Россия, 167982, Республика Коми, Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54

E-mail: valyaeva@geo.komisc.ru

Надежда Николаевна Рябинкина – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефтегазоносных бассейнов, Институт геологии им. академика Н.П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН

Россия, 167982, Республика Коми, Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54

Дмитрий Алексеевич Бушнев – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник лаборатории органической геохимии, Институт геологии им. академика Н.П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН

Россия, 167982, Республика Коми, Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54

Статья поступила в редакцию 26.08.2019;

Принята к публикации 10.02.2020;

Опубликована 30.03.2020

IN ENGLISH

Biomarker hydrocarbons of oils from the Labagan field of the Timan-Pechora oil and gas province

O.V. Valyaeva*, N.N. Ryabinkina, D.A. Bushnev

Yushkin Institute of Geology of the Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktывkar, Russian Federation

*Corresponding author: Olga V. Valyaeva, e-mail: valyaeva@geo.komisc.ru

Abstract. The results of geochemical studies of four oils samples from Paleozoic deposits of the Labagan field of the Timan-Pechora oil and gas province are presented. It is shown that the organic matter, which generated the oil of the Lower Devonian and Tournaisian deposits of the Labagan field, is sapropelic, its accumulation occurred in a marine sub-reducing environment. The oils of the Artinskian and Ufimian deposits are substantially biodegraded. Type of collectors is fissure-porous, secondary-porous. Carbonate reservoirs of the Devonian, Carboniferous and Permian (Artinian) age are characterized by good and medium reservoir properties. Terrigenous reservoirs of the Ufimian deposit have good reservoir properties.

Keywords: Timan-Pechora province, Paleozoic deposits, biomarker hydrocarbons, oil, genetic typification, correlation, reservoir

Recommended citation: Valyaeva O.V., Ryabinkina N.N., Bushnev D.A. (2020). Biomarker hydrocarbons of oils from the Labagan field of the Timan-Pechora oil and gas province. *Georesursy = Georesources*, 22(1), pp. 46-54. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.46-54>

References

- Bailey N. J. L., Jobson A. M., Rogers M. A. (1973). Bacterial degradation of crude oil: comparison of field and experimental data. *Chemical Geology*, 11(3), pp. 203-221. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(73\)90017-X](https://doi.org/10.1016/0009-2541(73)90017-X)
- Brassell S.C., Fu Jiamo, Eglinton G. (1984). Isomerisation, rearrangement and aromatisation of steroids in distinguishing early stages of diagenesis. *Organic Geochemistry*, 6, pp. 11-23. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(84\)90022-6](https://doi.org/10.1016/0146-6380(84)90022-6)
- Bushnev D.A., Valyaeva O.V., Burdelnaya N.S. (2018). Biomarkers of lower paleozoic oils in the northern part of the Timan-Pechora basin. *Vestnik IG Komi SC UB RAS*, 4, pp. 45-48. DOI: 10.19110/2221-1381-2018-4-45-48. (In Russ.)
- Clark, J. P., Philp, R. P. (1989). Geochemical Characterization of Evaporite and Carbonate Depositional Environments and Correlation of Associated Crude Oils in the Black Creek Basin, Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 37(4), pp. 401-416.
- Connan J. (1984). Biodegradation of crude oil in reservoirs. In: Advances in petroleum geochemistry I. Brooks J, Welte D (eds.). London: Academic Press, pp 299-335. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-032001-1.50011-0>
- Dachnova M.V. (2007). The use of geochemical methods of research in the search, exploration and development of hydrocarbon deposits. *Russian oil and gas geology*, 2, pp. 81-89.
- Fildani A., Hanson A. D., Chen Z., Moldowan J., Graham S., Arriola P.R. (2005). Geochemical characteristics of oil and source rocks and implications for petroleum systems, Talara basin, northwest Peru. *AAPG Bulletin*, 89(11), pp. 1519-1545. <https://doi.org/10.1306/06300504094>
- Höld I.M., Schouten S, Jellema J, Sininghe Damsté J.S (1999). Origin of free and bound mid-chain methyl alkanes in oils, bitumens and kerogens of the marine, Infracambrian Huqf Formation (Oman). *Organic Geochemistry*, 30(11), pp. 1411-1428. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(99\)00115-1](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(99)00115-1)
- Hunt J. (1982). *Geokhimiya i geologiya nefi i gaza*. [Geochemistry and geology of oil and gas]. Moscow: Mir, 704 p. (In Russ.)
- Ilyinskaya V.V. (1985). Genetic connection of hydrocarbons of organic matter of rocks and oils. Moscow: Nedra, 160 p. (In Russ.)
- Jacobson S.P., Hatch J.R., Teerman S.C., Askin R.A. (1988). Middle ordovician organic matter assemblages and their effect on ordovician-derived oils. *The AAPG Bulletin*, 72(9), pp. 1090-1100. <https://doi.org/10.1306/703C97C6-1707-11D7-8645000102C1865D>
- Jobson A.M., Cook F.D., Westlake D.W.S. (1979). Interaction of aerobic and anaerobic bacteria in petroleum biodegradation. *Chemical Geology*, 24, pp. 355-365. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(79\)90133-5](https://doi.org/10.1016/0009-2541(79)90133-5)
- Kashirtsev V.A., Kontorovich A.E., Philp R.P., Chalaya O.N., Zueva I.N., Zueva, Ivanova I.K., Memetova N.P. (2001). Biodegradation of saturated cyclic chemofossils. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 42(11-12), pp. 1792-1800. (In Russ.)
- Kiruchina T.A. (1995). Types of oils of the Timan-Pechora basin. *Vestnik Moskovskogo Universiteta, Seriy 4; Geologiya = Moscow university geology bulletin*, 2, pp. 39-49. (In Russ.)
- Kleshchev K.A., Shein V.S. (2010). Oil and gas fields of Russia. Reference guide in two books. The first book – European part of Russia. Moscow: VNIGNI, 832 p. (In Russ.)
- Kotlyar G.V. (2009). Perm Stratigraphy. Status and development prospects. *Proc. II AllRuss. Conf.: The Upper Paleozoic of Russia. Stratigraphy and facies analysis*. Kazan: KSU, pp. 26-29. (In Russ.)
- Kotlyar G.V., Golubev V.K., Silantiev V.V. (2013). General stratigraphic scale of the Perm system: current status. *Proc. AllRuss. Conf.: The general stratigraphic scale of Russia: state and prospects of arrangement*. Moscow: GIN RAS, pp. 187-195. (In Russ.)
- Guidelines for the application of the Classification of reserves and resources of oil and combustible gases (approved by the Order of the Ministry of Natural Resources of Russia, 01.02.2016 No. sp). (2016). 32 p. (In Russ.)
- Parfenova T.M. (2018). New Geochemical Data on the Organic Matter in Rocks of the Lower and Middle Cambrian Kuonamka Complex, the Lena-Amga Interfluvial Area, Southeastern Siberian Platform. *Geokhimiya = Geochemistry International*, 5, pp. 448-460. (In Russ.) <https://doi.org/10.7868/S0016752518050035>
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). *The Biomarker Guide II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History*. 2nd ed. V. 2. Cambridge: Cambridge University Press, 1156 p.
- Petrov A.I.A. (1984). Oil Hydrocarbons. Moscow: Nauka, 264 p. (In Russ.)
- Petrov A.I.A. (1991). Geochemical value of steranes. Scientific and applied aspects of oil and gas geochemistry. Moscow: IGIRGI, pp. 21-30. (In Russ.)
- Petrov A.I.A. (1994). Bio-marks and geochemical conditions of oils formation in Russia. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 6, pp. 13-19. (In Russ.)
- Prischepa O.M., Bazhenova T.K., Bogatskii V.I. (2011). Petroleum systems of the Timan-Pechora sedimentary basin (including the offshore Pechora Sea). *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 52(8), pp. 1129-1150. (In Russ.) <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.011>
- Reed W.E. (1977). Molecular compositions of weathered petroleum and comparison with its possible source. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 41, pp. 237-247. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(77\)90231-9](https://doi.org/10.1016/0016-7037(77)90231-9)
- Reed J.D., Illich H.A., Horsfield B. (1986). Biochemical evolutionary significance of Ordovician oils and their sources. *Organic Geochemistry*, 10(1-3), pp. 347-358. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90035-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90035-5)
- Ryabinkina N.N., Valyaeva O.V. (2018). Petroleum geology and geochemistry of Labagan oil field (Timan-Pechora petroleum province). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 13(4). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2018
- Tissot W., Welte D. (1981). Formation and distribution of oil. Moscow: Mir, 502 p. (In Russ.)
- Vinogradova T.L., Punanova S.A. (2012). Geochemical regularities of changing patterns of changes oil composition under hypergenesis. *Geologiya nefi i gaza = Geology of oil and gas*, 3, pp. 45-54. (In Russ.)
- Volkman J.K., Alexander R., Kagi R.J., Woodhouse G.W. (1983). Demethylated hopanes in crude oils and their applications in petroleum geochemistry. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 47, pp. 785-794. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(83\)90112-6](https://doi.org/10.1016/0016-7037(83)90112-6)
- Yandarbiev N.Sh., Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Krylov O.V., Naumchev Yu.V. (2017). Geochemistry of hydrocarbons of the Terek-Caspian trough. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 227-239. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.22>

About the Authors

Olga V. Valyaeva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of Organic Geochemistry, Yushkin Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences

54, Pervomayskaya st., Syktyvkar, Komi Republic, 167982, Russian Federation

E-mail: valyaeva@geo.komisc.ru

Nadezhda N. Ryabinkina – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of Geology of Oil and Gas Bearing Basins, Yushkin Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences

54, Pervomayskaya st., Syktyvkar, Komi Republic, 167982, Russian Federation

Dmitriy A. Boushnev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Laboratory of Organic Geochemistry, Yushkin Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences

54, Pervomayskaya st., Syktyvkar, Komi Republic, 167982, Russian Federation

Manuscript received 26 August 2019;

Accepted 10 February 2020; Published 30 March 2020