

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/29_2021

УДК 550.42:552.578.061.32(470.111)

Рябинкина Н.Н., Валяева О.В.

Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Коми научный центр Уральского отделения Российской академии наук» (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, nngyabinkina@gmail.com, valyaeva@geo.komisc.ru

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И СОСТАВ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕГО КАРБОНА СЕВЕРА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Северные территории Европейской части России с точки зрения изучения формирования и нахождения новых залежей углеводородов в настоящее время вызывают большой интерес. Проанализированы мощности и нефтегазоматеринские свойства турнейско-визейских отложений севера Колвинского мегавала Тимано-Печорской провинции. Проведенные геохимические исследования органического вещества комплекса пород позволили уточнить его состав и степень зрелости.

Результаты исследований пород и битумоидов показали, что исходное органическое вещество накапливалось в почти однотипных морских и прибрежно-морских условиях, но состав органического вещества несколько различался. К настоящему времени степень преобразования органического вещества соответствует началу фазы «нефтяного окна», что позволяет предполагать генерацию на этих территориях нефтяных углеводородов и открытие новых залежей нефти в вышележащих природных резервуарах.

Ключевые слова: органическое вещество, «нефтяное окно», турнейско-визейские отложения, нефтегазоматеринский потенциал, Тимано-Печорская провинция.

Введение

Арктическая зона Европейской части России вызывает всё больший интерес. Возросло количество проектов по дополнительному изучению палеозойских отложений севера Тимано-Печорской провинции (ТПП), что весьма актуально в настоящее время в связи с пересмотром имеющегося материала и поиском новых перспективных структур.

Цель данной работы заключалась в оценке углеводородного (УВ) потенциала нижнекаменноугольного (С₁) нефтегазоносного комплекса (НГК). Для этого необходимы анализ условий его формирования, свойств нефтегазоматеринских пород (НГМП), получение качественных и количественных показателей состава органического вещества (ОВ), заключенного в них, выделение главных этапов нефте- и газообразования в эволюции НГК, что является основой для оценки ресурсов УВ нефтегазоносных бассейнов и научного обоснования нефтепоисковых работ.

Объект исследований

Объектом исследований послужил нижнекаменноугольный комплекс отложений северных территорий ТПП в пределах Косью-Роговской впадины, севера Колвинского мегавала и Варандей-Адзвинской зоны. Комплекс представлен карбонатными и терригенно-карбонатными породами турнейского и визейского ярусов. Терригенные породы в разрезах встречаются крайне редко в виде отдельных песчаных тел небольшой мощности, переслаивающихся с алевролитами, аргиллитами и глинистыми известняками прибрежных фаций мелководно-морского бассейна ранневизейского времени. Отложения серпуховского яруса преимущественно глинисто-карбонатные и сульфатно-карбонатные (за счет аридизации климата) служат, чаще всего, зональным флюидоупором [Рябинкина, Валяева, 2018; Рябинкина, Рябинкин, 2019].

Фациальные обстановки накопления в раннем карбоне менялись от морских и мелководно-морских до прибрежных и континентальных, что и определило особенности состава ОВ в отложениях этого НГК Арктической части ТПП. Считается, что высокопродуктивными нефтематеринскими породами являются глинистые, глинисто-карбонатные и карбонатно-глинистые породы восстановительных геохимических фаций [Геология и геохимия..., 2000].

Для пород, содержащих ОВ сапропелевого состава, установлены значения $C_{орг}$, граничные для НГМП: 0,1% для карбонатных пород и 0,2% для глинистых пород. Содержание ОВ в породе не остаётся постоянным. Расход его в процессе катагенеза на генерацию УВ (нефть, газ) и неуглеводородных (вода, сероводород, азотные газы и др.) продуктов приводит к снижению концентрации $C_{орг}$ в породах. Катагенетический расход ОВ ($C_{орг}$) зависит от градации и типа ОВ; максимальный расход - у сапропелитов (в конце катагенеза - почти в 3 раза).

Фактическим материалом для исследований послужили фондовые первичные материалы (каротажные диаграммы, описание керна) по скважинам, пробуренным в 70-80-х гг. прошлого века, образцы керна из рабочих коллекций авторов, собранных в 1980-90 гг. Анализы выполнены в ЦКП «Геонаука» ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН (г. Сыктывкар).

Методика

В основу настоящей работы положены известные классические методики исследования керна скважин, данных ГИС, а также проведено фракционирование битумоидов с выделением алифатической фракции по методике [Бушнев и др., 2017] с последующим газохроматографическим анализом.

Породы описывались по керну и по стандартным методикам для петрографических

шлифов. Фазовый состав глинистой фракции образцов определялся при помощи рентгендифрактометрического анализа ориентированных образцов (дифрактометр Shimadzu XRD-6000, излучение - $\text{CuK}\alpha$), подвергнутых стандартным диагностическим обработкам. Изучались дифрактограммы: а) воздушно-сухого образца, б) обработанного этиленгликолем, в) обработанного 1Н HCl на водяной бане.

Содержание органического углерода определялось в остатке породы, нерастворимом в HCl. Полученные результаты пересчитаны на исходную породу. Содержание $\text{C}_{\text{орг}}$ определяли на экспресс-анализаторе углерода АН-7529.

Хлороформный битумоид (ХБА) извлекали из горных пород по стандартной методике путем горячей экстракции в аппарате Сокслета.

Нормальные и изопреноидные алканы насыщенной фракции битумоидов анализировали методом газовой хроматографии (ГХ) на хроматографе Кристалл-2000М (капиллярная колонка DB -5, 30 м × 0,32 мм × 0,25 мкм). Температуру программировали от 110 до 300°C со скоростью 5°C/мин. Температура инжектора и детектора - 300°C.

Состав стерановых и терпановых УВ в насыщенной фракции битумоидов анализировали на хромато-масс-спектрометре (ХМС) Shimadzu 2010 Ultra Gas (колонка HP-5, 30 м × 20 мм × 0,25 мкм). Температуру программировали от 110 до 300°C со скоростью 5°C/мин. Температура инжектора - 300°C, температура детектора - 250°C. Масс-хроматограммы рассчитаны по m/z 217 для стерановых УВ и m/z 191 для терпановых УВ.

Результаты и обсуждение

Основная территория севера ТПП в *турнейское время* (C1t) развивалась как мелководно-шельфовый бассейн с карбонатным и терригенно-карбонатным осадконакоплением. Породы турнейского яруса представлены мелко-тонкозернистыми известняками серыми с буроватым оттенком, глинистыми, неравномерно перекристаллизованными, иногда с алевролитовой примесью. В основании многих разрезов турнейских отложений отмечаются пласты аргиллитов, перекрывающие позднедевонские серые водорослевые известняки сгустково-комковатые неравномерно доломитизированные, местами слабглинистые [Рябинкина, Валяева, 2018; Рябинкина, Рябинкин, 2019]. Многие пластовые залежи нефти приурочены к таким вторичным коллекторам порово-трещинного типа в разрезах турнейского НГК севера ТПП. Мощность турнейских отложений по площади значительно колеблется (от 50 м до 350 м).

Отложения визейского яруса залегают на турнейских известняках, часто со стратиграфическим несогласием, и достаточно хорошо охарактеризованы керном в скважинах. Литологически они представлены неравномерным чередованием аргиллитов,

алевролитов с редкими прослоями песчаников и глинистых известняков нижнего визе (C_{1v1}). Подошва визейской толщи четко отбивается на электрокаротажных диаграммах. К концу ранневизейского времени зона мелководно-шельфового осадконакопления занимала большую часть севера осадочного бассейна, и седиментация имела смешанный терригенно-карбонатный характер, где шло накопление кремнистых и сидеритонесных глинистых илов и полидетритовых карбонатов [Антошкина, Рябинкина, 2018]. Отдельные пласты нижневизейских песчаников, сформированные в прибрежно-морских условиях, являются коллекторами для жидких УВ. Например, нефтяная залежь Наульского месторождения Варандей-Адзвинской зоны, где коллектор нефти - песчаное тело барового типа с пористостью до 20%; плотность нефти - 0,858 г/см³.

Известняки *тульского горизонта* (C_{1tl}) верхнего визе (C_{1v2}) серые, темно-серые с буроватым оттенком, органогенно-детритовые и органогенно-обломочные с глинистыми прослоями темно-серого цвета, с пиритом и углефицированным шламом. Достаточно плотные, реже трещиноватые. Выполняют роль зонального флюидоупора.

Общая мощность визейских отложений - около 400 м.

Подробно нижнекаменноугольные отложения севера ТПП рассмотрены авторами на примере разреза Северо-Ярейской площади Колвинского мегавала, где выделяется несколько пачек: карбонатные породы турне и верхнего визе, а также нефтенасыщенная терригенная пачка нижнего визе (рис. 1).

Пачка 1. В основании разреза и вверху разреза турнейские отложения представлены темно-серым глинистым известняком доломитизированным с вкрапленниками ангидрита. В основной массе много крупных и мелких обломков кальцитизированных раковин, отмечается и присутствие глинистого материала (нерастворимый остаток породы до 7%) (обр. 7). В средней части пачки залегает глинисто-карбонатная порода, причем содержание глинистого материала местами достигает 50%. Очень много кальцитизированных обломков раковин, мелкие трещины залечены кальцитом. Очевидно отложения накапливались в обстановках активного гидродинамического режима (обр. 6). Мощность глинисто-карбонатного прослоя - до 20 м. Общая мощность пачки - 78 м.

Пачка 2. Песчано-глинистая пачка состоит из аргиллита, алевролита и песчаника бобриковско-тульского возраста (обр. 5).

Песчаник светло-серый, кварцевый, мелкозернистый (около 0,5 мм), плотный, с обилием отпечатков и углефицированных фрагментов растительного детрита. По трещинам и в порах (до 0,9 мм) отмечается битум в виде шариков бурого и черного цвета. Мощность пласта по каротажу - около 20 м. В верхней части пачки идет переслаивание алевролита (более 15 м) и аргиллита (около 30 м.). Аргиллит представлен иллитом и каолинитом,

алевролит преимущественно кварцевый с глинистым цементом. Мощность пачки порядка - 70 м.

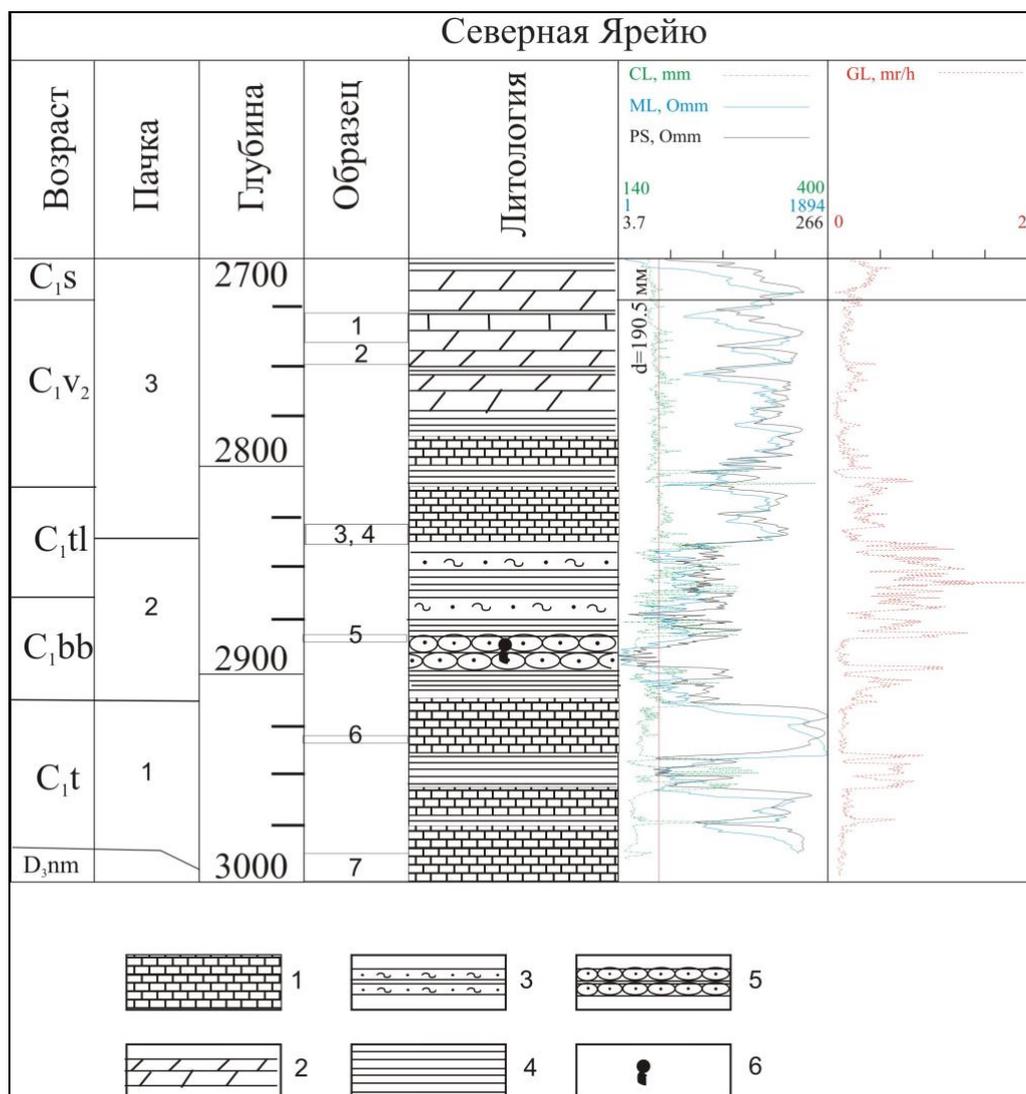


Рис. 1. Литологическая колонка разреза Северо-Ярейюской площади

1-5 - литология: 1 - известняк, 2 - доломит, 3 - алевролит, 4 - аргиллит, 5 - нефтепроявление.

Пачка 3. В основании пачки залегает пласт доломитизированного глинистого известняка темно-серого цвета (обр. 4). Отмечается большое количество терригенной примеси кварцевых зерен (0,5-1 мм), остроугольных, много обломков кальцитизированных раковин, основная масса – это вторичный перекристаллизованный мелкозернистый доломит. Все поры заполнены ангидритом, крупная трещина выполнена кальцитом. Мощность пласта - порядка 30 м.

Выше идет переслаивание доломита, аргиллита и доломитизированного глинистого известняка тульского горизонта темно-серого цвета с вкрапленниками ангидрита и кальцита (обр. 1-3).

Доломит мелкокристаллический (перекристаллизованный известняк глинистый),

вторичный, трещиноватый, по трещинам развито глинисто-битуминозное вещество, вблизи трещин порода нефтенасыщена, поры крупные и мелкие залечены ангидритом.

Модели прогрева по отдельным скважинам севера ТПП и данные пиролиза показали, что данный комплекс пород находится в главной зоне нефтегенерации (зоне «нефтяного окна») ($T_{max} = 437^{\circ}C$) и может генерировать жидкие УВ. Ранее [Геофлюидалные системы..., 2004] отмечалось, что наиболее активное проявление нефтегенерации на севере ТПП в нижнекаменноугольном комплексе протекает в интервале МК₂ (2,5 км) до МК₃ (3,9 км). Нижневизейский терригенный НГК является в основном комплексом-аккумулятором.

В табл. 1 приведены данные по выходу $C_{орг}$, нерастворимого остатка породы (НОП), хлороформенного битумоида и битумоидного коэффициента ($\beta_{ХБ}$), рассчитанного по соотношению ХБА к $C_{орг}$. Содержание $C_{орг}$ варьирует от 0,13 до 1,02% и не зависит от литологического состава пород, содержание ХБА изменяется от 0,0096 до 0,04%. Значения $\beta_{ХБ}$ показали, что в изученных образцах встречаются как автохтонные, так и аллохтонные битумоиды, для которых характерно повышенное (59,41 %) значение данного показателя.

Таблица 1

Характеристика пород нижнего карбона севера Колвинского мегавала

Номер образца	Возраст	Литология	НОП, %	$C_{орг}$, %	ХБА, %	$\beta_{ХБ}$, %
1	C_{1tl_2}	доломит	12,02	0,13	0,0192	14,77
2	C_{1tl_2}	доломит	8,62	0,08	0,0096	12,00
3	C_{1tl_1}	доломит	11,73	0,48	0,020	4,17
4	$C_{1tl/jp}$	доломит	15,43	1,02	0,040	3,92
5	$C_{1jp} (bb)$	песчаник	99,17	0,17	0,101	59,41
6	C_{1t}	известняк	4,04	0,36	0,018	5,00
7	$D_{3fm} (nm)$	известняк глинистый	6,57	0,19	0,018	9,47

В насыщенной фракции битумоидов идентифицированы *n*-алканы состава C_{13} – C_{32} , которые характеризуются одномодальным распределением. Однако, как видно из хроматограмм, распределение *n*-алканов представлено несколькими типами. Для образцов 1, 2 и 7 преобладают алканы в диапазоне n - C_{19} – n - C_{24} , и максимум распределения приходится на n - C_{22} (рис. 2а). Так, относительная концентрация среднемолекулярных алканов состава n - C_{19} – n - C_{24} варьирует от 60,08 до 65,57%, а содержание n - C_{11} – n - C_{18} доходит до 24,05%, (табл. 2).

Для образцов 3 и 4 наблюдается несколько другая картина распределения алканов нормального строения. Для этих образцов максимум распределения приходится на n - C_{17} (рис. 2б). Относительные концентрации низко- (n - C_{11} – n - C_{18}) и среднемолекулярных (n - C_{19} – n - C_{24}) алканов приблизительно одинаковые и составляют 41,82–47,93 и 43,12–44,53%,

соответственно. Такое распределение алкановых УВ свидетельствует о том, что накопление исходного ОВ изученных образцов происходило в морских условиях.

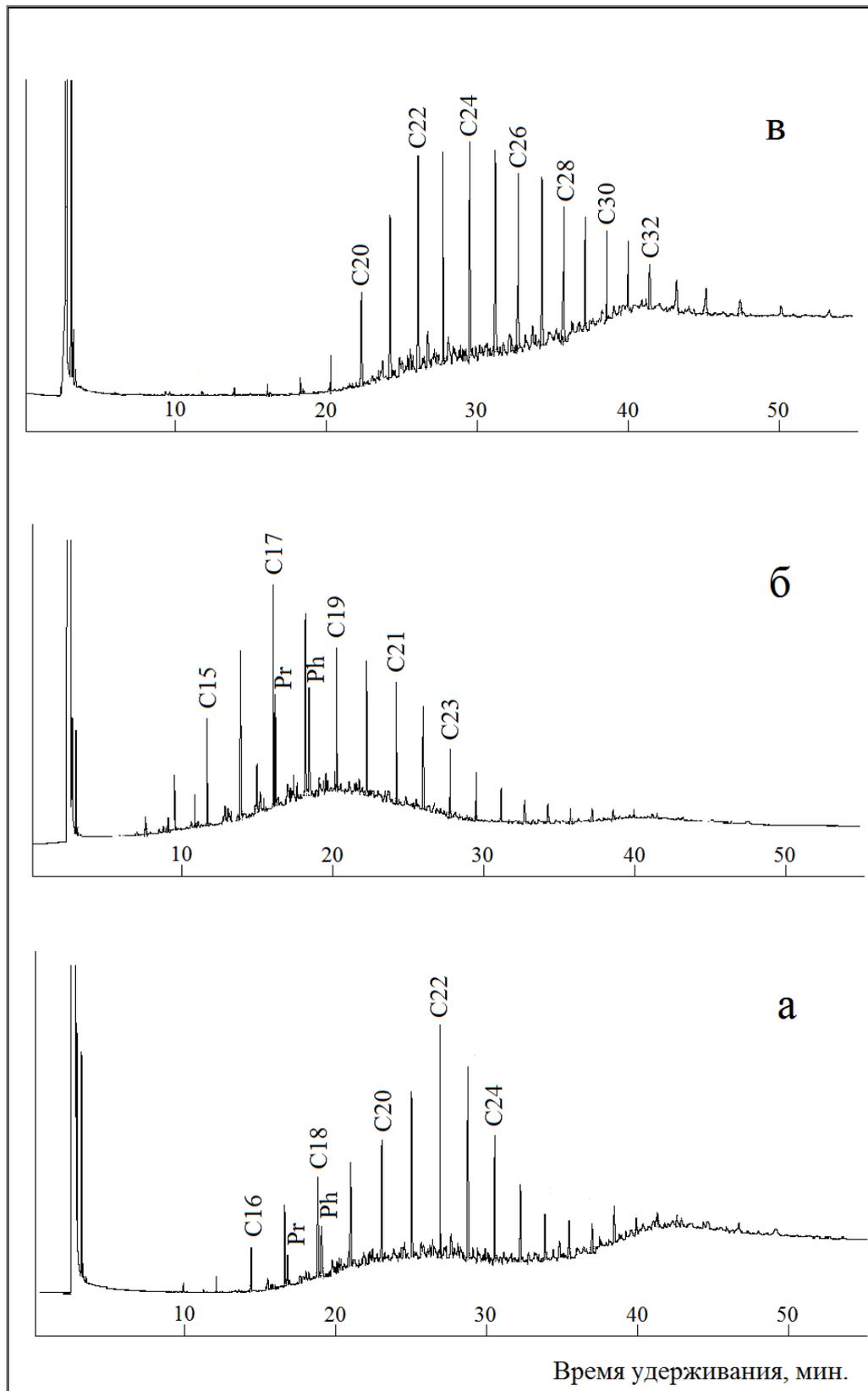


Рис. 2. Хроматограмма распределения нормальных и изопреноидных алканов в битумоидах а) образец 2, б) образец 4, в) образец 5. С (число) - *n*-алканы, Pr - пристан, Ph - фитан.

Таблица 2

Геохимическая характеристика насыщенной фракции битумоидов

Образец/ Геохимические параметры	1	2	3	4	5	7
$\sum_{H-C_{13}-C_{18}}$	21,50	15,37	47,94	41,82	1,73	24,05
$\sum_{H-C_{19}-C_{24}}$	64,42	65,57	43,12	44,53	42,51	60,08
$\sum_{H-C_{25}-C_{32}}$	14,08	19,06	8,93	13,65	55,76	15,87
изо/н-алканы	0,10	0,08	0,26	0,26	0,00	0,13
Pr/Ph	0,58	0,57	0,91	1,24	0,81	0,69
(Pr+Ph)/(C ₁₇ +C ₁₈)	0,54	0,54	0,71	0,79	0,40	0,64
Pr/C ₁₇	0,43	0,44	0,63	0,85	0,45	0,56
Ph/C ₁₈	0,63	0,62	0,80	0,73	0,37	0,72
2*C ₁₇ /(C ₁₆ +C ₁₈)	1,15	1,13	1,23	1,11	0,90	1,18
C ₂₇ : C ₂₈ : C ₂₉	31:25:44	30:29:41	40:20:40	38:22:40	33:23:44	40:17:43
Диа/рег	0,70	0,77	1,15	1,14	0,80	1,30
Стераны/гопаны	0,18	0,22	0,31	0,33	0,30	0,11
Три/пента	0,19	0,13	0,38	0,15	0,19	0,13
C ₃₅ /($\sum C_{31-35}$)	0,12	0,13	0,14	0,15	0,11	0,09
Γ_{29}/Γ_{30}	0,92	0,89	0,77	0,80	0,87	0,70
*K ₁	0,42	0,47	0,42	0,42	0,52	0,41
**K ₂	0,52	0,50	0,38	0,34	0,54	0,51
$\beta\alpha$, % C ₃₀	7,59	8,37	16,03	16,84	8,69	16,15
22S/22S+22R	0,56	0,55	0,58	0,59	0,52	0,59

*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)- and 5 α (H), 14 α (H), 17 α (H)-стераны).

Для обр. 5 (аллохтонный битумоид) наблюдается максимум распределения при н-С₂₄ (рис. 2в). В этом образце практически отсутствуют алканы состава н-С₁₁–н-С₁₈, зато доля высокомолекулярных алканов н-С₂₅–н-С₃₂ достигает 55,76%.

Рассчитанные по данным ГХ и ХМС коэффициенты для этих групп образцов варьируют незначительно.

Из алканов изопреноидного строения обнаружены i-C₁₅, i-C₁₆, i-C₁₈, пристан (Pr) и фитан (Ph). В целом для всех битумоидов содержание изоалканов низкое (соотношение изо/н-алканы), а среди изопреноидов отмечаются повышенные концентрации фитана (Pr/Ph – 0,58-0,91, исключение составляет обр. 4), что может свидетельствовать о восстановительных условиях осадконакопления исходного ОБ.

Величина коэффициента K_i (K_i = (n-C₁₇+n-C₁₈) / (Pr+Ph)) составляет 0,54-0,64 для

образцов 1, 2, 7 и увеличивается до 0,71-0,79 для образцов 3 и 4, что обычно характерно для ОБ, не превышающего стадий ПК₃–МК₁ [Дорогочинская, Степанов, Фадеев, 1993].

Также изучались полициклические УВ-биомаркеры, которые содержат важную информацию о составе исходного ОБ, условиях его накопления и термической преобразованности. Установлено присутствие стерановых и терпановых УВ.

Распределение $\alpha\beta$ стеранов состава C₂₇–C₂₉ представлено на треугольной диаграмме (рис. 3). На рисунке отчетливо видны 2 группы. Битумоиды из обр. 3 и 4 имеют несколько иной состав исходного ОБ, чем обр. 1, 2, 5, но характеризуются близкими условиями осадконакопления исходного ОБ, которое происходило в прибрежно-морских обстановках.

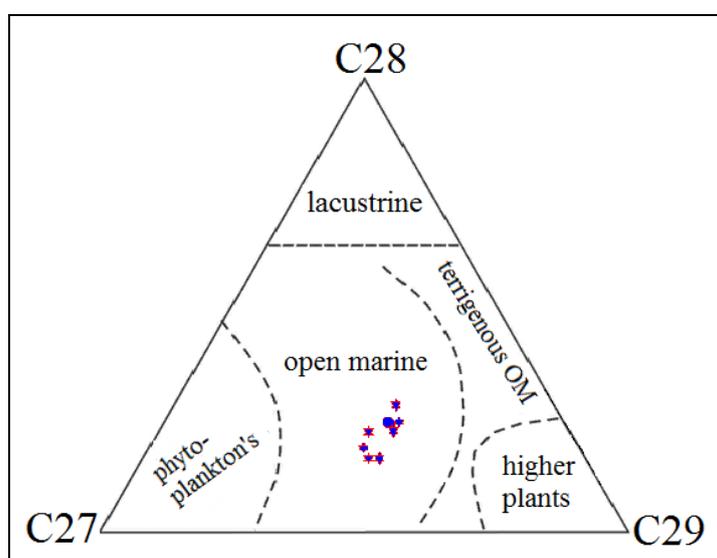


Рис. 3. Диаграмма относительного распределения изостеранов C₂₇–C₂₉ в битумоидах

Для оценки вклада водорослевого и бактериального ОБ авторы [Peters, Walters, Moldowan, 2005] предложили использовать отношение стераны/гопаны. Отношение суммы стерановых к сумме гопановых УВ изменяется от 0,11 до 0,33, что свидетельствует о незначительной или умеренной бактериальной переработке исходного ОБ в раннем диагенезе.

Тритерпановые УВ представлены гопанами от Г₂₇ до Г₃₅, во всех случаях доминирует Г₃₀ (рис. 4). Гомогопановый индекс (C₃₅/C₃₁+C₃₅), рассчитанный по распределению $\alpha\beta$ гопанов состава C₃₁–C₃₅, характеризуется низкими значениями (0,08-0,15), что соответствует субвосстановительным условиям осадконакопления исходного ОБ в раннем диагенезе; это подтверждается и низкими значениями три/пента терпанов.

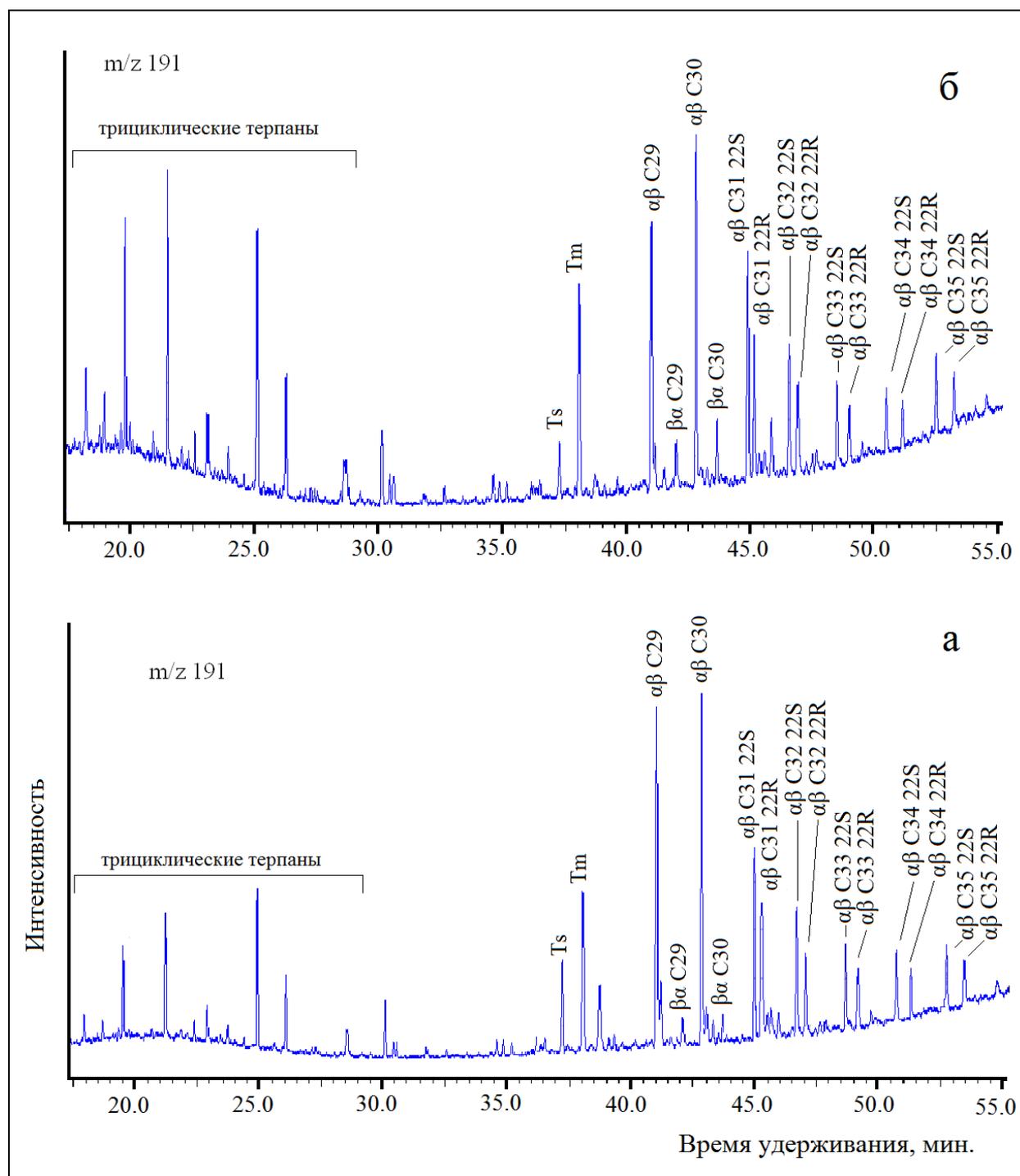


Рис. 4. Масс-хроматограммы фракции насыщенных углеводородов по селективному иону m/z 191 (гопаны)

а) образец 2, б) образец 4.

О мелководном застойном режиме осадконакопления свидетельствуют полученные низкие значения три/пента терпанов (0,13-0,38). Значения гомогопанового коэффициента $22S/(22S+22R)$ меняются в пределах 0,52-0,59 и характеризуют невысокую зрелость ОВ [Waples, Machihara, 1991] ($МК_1$ – начало $МК_2$), что подтверждается значениями коэффициентов K_1 и K_2 , рассчитанных по стерану C_{29} . Повышенное содержание моретанов ($\beta\alpha$, % C_{30}) в ряде проб свидетельствует о невысокой зрелости ОВ.

Выводы

Рассмотрев литологическое строение терригенно-карбонатной толщи и состав ОБ пород севера ТПП и севера Колвинского мегавала, можно говорить о мелководно-морском застойном режиме осадконакопления для карбонатных пород и более активном гидродинамическом режиме при накоплении глинистых и терригенных пачек.

Установлено, что ОБ пород НГК накапливалось в почти однотипных прибрежно-морских условиях седиментации, но отличалось по своему составу.

Залежи большинства месторождений севера ТПП находятся в пластовых ловушках сводового типа. Карбонатные коллектора турнейского возраста характеризуются хорошими и средними коллекторскими свойствами, прерывистостью и, видимо, вертикальной сообщаемостью проницаемых интервалов. Фильтрационно-емкостные свойства пород обусловлены трещиноватостью, первичная пористость при этом имеет подчиненное значение, тип коллекторов характеризуется как трещинно-поровый, вторично-поровый.

Кроме того, полученные данные свидетельствует о незначительной или умеренной бактериальной переработке исходного ОБ в раннем диагенезе в субвосстановительных условиях осадконакопления.

НГМП севера ТПП зафиксированы в стадии «нефтяного окна», что благоприятно для формирования жидких УВ. Ловушками для них могут быть как отдельные нижневизейские песчаные тела, так и более молодые карбонатные вторичные коллекторы.

Геохимические исследования осуществлены в лаборатории органической геохимии ИГ Коми НЦ УрО РАН (г. Сыктывкар) на оборудовании ЦКП «Геонаука».

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

Литература

Антошкина А.И., Рябинкина Н.Н. Нижнекаменноугольные сидериты - продукт придонных высачиваний и бактериального метаногенеза. Приполярный Урал // Доклады АН. - 2018. - Т. 478. - №4. - С. 434-437.

Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Валяева О.В., Деревесникова А.А. Геохимия нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна // Геология и геофизика. - 2017. - Т. 58. - №3-4. - С. 410-422. DOI: <https://doi.org/10.15372/GiG20170306>

Геология и геохимия нефти и газа: Учебник / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин,

Б.А. Соколов, В.Е. Хаин. - М.: Изд-во МГУ, 2000. - 384 с.

Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции / С.А. Данилевский, З.П. Складорова, Ю.М. Трифачев. - Ухта, 2003. - 298 с.

Дорогочинская В.А., Степанов А.Н., Фадеев В.С. Геохимические факторы, влияющие на формирование состава реликтовых алканов C₁₇-C₂₀ в каустобиолитах // Нефтехимия. - 1993. - Т. 33. - №1. - С. 7-16.

Рябинкина Н.Н., Валяева О.В. Геология и геохимия нефтей Лабаганского нефтяного месторождения (Тимано-Печорская провинция) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2018. - Т.13. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/2018/36_2018.html.

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2018

Рябинкина Н.Н., Рябинкин С.В. Нефтегазовый потенциал нижнекаменноугольных отложений севера Предуральяского прогиба // Вестник геонаук. - №9. - 2019. - С. 28-32.

DOI: <https://doi.org/10.19110/2221-1381-2019-9-33-37>

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

Waples D.W. and Machihara T. Biomarkers for geologist - a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology // AAPG. - 1991. - 91 p.

Ryabinkina N.N., Valyaeva O.V.

Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences (IG Komi Scientific Center UB RAS), Syktyvkar, Russia, nnryabinkina@gmail.com

ORGANIC MATTER FORMATION CONDITIONS AND CONTENT OF THE LOWER CARBONIFEROUS STRATA IN THE NORTH OF THE TIMAN-PECHORA PETROLEUM PROVINCE

We analyzed the thickness and petroleum bearing properties of Tournaisian-Visean strata in the north of the Kolva megaswell in the Timan-Pechora petroleum province. Geochemical studies of the organic matter allowed clarifying its type of organic composition composition and its degree of thermal maturity.

We determined that the initial organic matter had been accumulated under similar marine and coastal-marine conditions and consequently organic matter composition was somewhat different. By now, the degree of thermal organic matter transformation corresponds to the beginning of the "oil window" phase, which suggests present the formation of oil accumulation in this section.

Keywords: organic matter, "oil window", Tournaisian-Visean, petroleum bearing properties, Timan-Pechora petroleum province.

References

Antoshkina A.I., Ryabinkina N.N. *Nizhnekamennougol'nyye siderity - produkt pridonnykh vysachivaniy i bakterial'nogo metanogeneza. Pripolyarnyy Ural* [Lower Carboniferous siderites: a product of bottom seeps and bacterial metanogenesis (Subpolar Urals)]. Doklady AN, 2018, vol. 478, no. 4, pp. 434-437.

Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Valyaeva O.V., Derevesnikova A.A. *Geokhimiya neftey pozdnego devona Timano-Pechorskogo basseyna* [Petroleum geochemistry of the Late Devonian of the Timan-Pechora basin]. Geologiya i geofizika, 2017, vol. 58, no. 3-4, pp. 410-422. DOI: <https://doi.org/10.15372/GiG20170306>

Geoflyuidal'nye sistemy Timano-Pechorskoy provintsii [Geofluidic systems of the Timan-Pechora province]. S.A. Danilevskiy, Z.P. Sklyarova, Yu.M. Trifachev. Ukhta, 2003, 298 p.

Dorogochinskaya V.A., Stepanov A.N., Fadeev V.S. *Dorogochinskaya V.A., Stepanov A.N., Fadeev V.S. Geokhimicheskie faktory, vliyayushchie na formirovanie sostava reliktovykh alkanov C17-C20 v kaustobiolitakh* [Geochemical factors influencing the formation of the composition of relict C₁₇-C₂₀ alkanes in caustobioliths]. Neftekhimiya, 1993, vol. 33, pp. 7-16.

Geologiya i geokhimiya nefti i gaza: Uchebnik [Petroleum geology and geochemistry: Textbook]. O.K. Bazhenova, Yu.K. Burlin, B.A. Sokolov, V.E. Khain. Moscow, MGU, 2000, 384p.

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

Ryabinkina N.N., Ryabinkin S.V. *Neftegazovyy potentsial nizhnekamennougol'nykh otlozheniy severa Predural'skogo progiba* [Oil and gas potential of Lower Carboniferous deposits of the north of the Preural Foredeep]. Vestnik geonauk, 2019, no. 9, pp. 28-32. DOI: <https://doi.org/10.19110/2221-1381-2019-9-33-37>

Ryabinkina N.N., Valyaeva O.V. *Geologiya i geokhimiya neftey Labaganskogo neftyanogo mestorozhdeniya (Timano-Pechorskaya provintsia)* [Petroleum geology and geochemistry of Labagan oil field (Timan-Pechora Petroleum Province)]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2018, vol. 13, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2018/36_2018.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2018

Waples D.W. and Machihara T. *Biomarkers for geologist - a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology. AAPG methods in exploration*, 1991, vol. 9, 91 p.

© Рябинкина Н.Н., Валяева О.В., 2021

