

УДК 553.983:550.849+552.5.08

Т.А. Кирюхина, М.А. Большакова, А.В. Ступакова, Н.И. Коробова,
Н.В. Пронина, Р.С. Сауткин, А.А. Сулова, В.В. Мальцев, И.Э. Сливко,
М.С. Лужбина, И.А. Санникова, Д.А. Пушкарева, В.В. Чупахина, А.П. Завьялова
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва
e-mail: takir@bk.ru

Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна

Перспективы развития Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна связаны с наличием аутигенной нефтегазоносности в среднефранских-турнейских отложениях, обогащенных органическим веществом (доманиковые отложения и их аналоги – доманикоиды). За нефтями, получаемыми из таких отложений, закрепилось название «сланцевые нефти». Фактическим материалом для настоящей работы послужили образцы, отобранные сотрудниками и студентами кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова во время полевых и камеральных работ в Республике Коми и в Апрельском отделении ВНИГРИ. Было отобрано более 300 образцов из обнажений и керна скважин. В ходе настоящих работ была исследована минеральная часть и органическое вещество доманиковых отложений литологическими, геохимическими (пиролиз, ГЖХ, ХМСМ) и углепетрографическими методами. В результате охарактеризованы и описаны типичные разрезы для среднефранского, верхнефранского и нижнефаменского ярусов верхнего девона. Основным объектом исследования в данной работе являлись отложения депрессионной впадины, ее склонов, а также толщи заполнения впадины. Показано, что максимальные концентрации органического вещества (ОВ) приурочены к собственно доманиковым породам депрессионной впадины и в меньших количествах к породам доманикоидам. ОВ доманиковых отложений представлено тремя углепетрографическими типами. К первому типу (А) отнесен переотложенный витринит в виде изолированных зерен разного размера. Ко второму типу (В) отнесено остаточное вещество, разнообразное по форме выделений (в виде обрывков, обломков, прерывистых ниточек, или заполняющее все свободное пространство между зернами в основной массе). К третьему типу (С) отнесены остатки различных организмов; они остались в виде разнообразных по своим очертаниям форменных компонентов. Отложения доманиковой толщи вошли в главную фазу нефтеобразования практически на всей изучаемой территории. Наиболее катагенетически преобразованные породы приурочены к отрицательным тектоническим элементам. Битуминологический анализ подтвердил автохтонность выделенного битумоида, углеводородный состав которого соответствует как литологическим, так и катагенетическим характеристикам вмещающих его пород. Автохтонность органики подтверждена и углепетрографически. Хроматографическая картина состава выделенных битумоидов доманиковых отложений достаточно разнообразна, и хорошо соотносится с составом пород доманика. Биомаркерный анализ параметров, реагирующих на катагенетическую преобразованность ОВ, также подтвердил корректность результатов пиролиза и углепетрографического анализа.

Ключевые слова: доманик, Тимано-Печора, литолого-фациальная характеристика, углепетрография, сланцевая нефть.

Введение

Тимано-Печорский бассейн является старейшим нефтедобывающим регионом России. Однако, большинство крупных месторождений выработаны, а прирост запасов происходит за счет доразведки старых месторождений и ввода в эксплуатацию мелких месторождений и залежей с трудноизвлекаемой нефтью. Тем не менее, потенциал Тимано-Печорского бассейна далеко не исчерпан. И в первую очередь это связано с наличием аутигенной нефтегазоносности в среднефранских-турнейских отложениях, обогащенных органическим веществом. Это в основном доманиковые отложения и их аналоги, называемые доманикоидами, т.е. подобные доманиковым. За нефтями, получаемыми из таких отложений, упорно закрепилось название «сланцевые нефти», хотя существует множество терминологических и смысловых вариантов их названия.

Добыча нефти и газа из богатых углеводородами пород, известная как «сланцевая нефть» или «сланцевый газ», является одним из наиболее быстро развивающихся направлений современной разведки и разработки нефти и газа. Требуют ответа многочисленные вопросы о природе толщ, из которых осуществляется добыча сланцевой нефти и слан-

цевого газа. В последние годы перспективы добычи сланцевой нефти – одна из горячих тем обсуждений как среди геологов, так и в общественно-политических и экономических кругах. Многие страны рассматривают этот вид энергетического сырья в качестве мощного фактора экономической независимости. Однако, немало и скептических высказываний относительно долгосрочных прогнозов извлечения углеводородов (УВ) из сланцевых толщ в промышленно значимых масштабах. Так или иначе, добыча сланцевой нефти сегодня стала реальностью, в связи с чем, специалистам весьма важно иметь объективное представление о нынешних и потенциальных возможностях добычи сланцевых УВ (Цветков, Цветкова, 2012).

Идеальным объектом для изучения являются широко распространенные в Тимано-Печорском бассейне доманиковые толщи. Изучение отложений доманикового горизонта верхнего девона началось еще полтора века назад. За этот период опубликовано большое количество работ, посвященных различным аспектам изучения доманика (стратиграфии, литологии, геохимии, палеогеографии, нефтегазоносности и др.). Под термином «доманик» по-

нимается переслаивающаяся битуминозно-кремнисто-карбонатная толща пород с прослоями горючих сланцев и специфическим комплексом фауны. В настоящее время понятия «доманик» и «доманикоид» обозначают не только отложения доманикового горизонта среднефранского яруса, но и разновозрастные породы «доманикового облика» (по Н.Б.Вассоевичу, с содержанием Сорг от 4 до 20 %).

Девонские отложения в бассейне р. Ухты изучали И.М. Губкин, К.П. Калицкий и А.А. Стоянов (1919), Н.М. Страхов (1936), Н.Н. Тихонович, Д.П. Сердюченко, Н.Г. Чочиа и К.И. Адрианова (1952), Д.В. Наливкин (1953), В.А. Калужный и К.П. Иванова (1959), А.И. Першина (1960), Н.Г. Жузе (1964), С.В. Максимова (1970), В.А. Жемчугова (1998), Н.В. Беляева (1998). Геохимии органического вещества и нафтидам Тимано-Печорского бассейна посвящены работы Г.И. Андреева, Л.А. Анищенко, Т.К. Баженовой, В.М. Бекетова, Т.В. Белоконь-Карасевой,

Г.М. Боровой, Т.А. Ботневой, Д.А. Бушнева, В.Ф. Васильевой, М.А. Галишева, С.С. Гейро, В.А. Горбань, Г.Н. Гордадзе, Н.Н. Гурко, А.Н. Гусевой, С.А. Данилевского, М.В. Дахновой, А.В. Жуковой, И.А. Зеличенко, В.В. Ильинской, Г.А. Калмыкова, Л.Н. Киреевой, Т.А. Кирюхиной, Л.И. Климовой, Н.Н. Косенковой, З.М. Кузьбожевой, И.Б. Кулибакиной, В.Н. Летуновского, Г.Ф. Мурановой, С.Г. Неручева, Р.Г.Панкиной, Г.М. Парпаровой, А.А. Петрова, С.В. Рябинкина, С.Н. Сивкова, З.В. Склярской, В.К. Старостина, С.Б. Старостиной, Ю.В. Степанова, М.В. Темяко, О.М. Тимошенко, Ю.М. Трифачева, С.П. Тюнегина, В.Ф. Удот, М.Г. Фрик, А.И. Шапиро, В.К. Шиманского, Ю.С. Щелованова и др.

В общих чертах, в результате этих исследований было установлено местоположение разрезов и их стратиграфическая приуроченность, выделено шесть географических зон распространения девонских отложений, а также уста-

новлена полная мощность (74,7 м) доманиковых отложений в Ухтинском районе. Кроме того, было отмечено непостоянство литологического состава, степени битуминозности и мощности пород доманикового горизонта.

Собственно доманиковые отложения в Тимано-Печорском бассейне пока не разрабатываются. Основные залежи в доманиковых отложениях и отложениях-доманикоидах открыты вдоль полосы барьерных рифовых построек, протягивающихся цепочкой вдоль Уральского палеобассейна и ограничивающих зону некомпенсированного осадконакопления глубоководного бассейна. Такие месторождения известны в Ижма-Печорской и Хорейверской впадинах. В Ижма-Печорской впадине в Тобышско-Нерицком НГР открыто пять месторождений нефти: Южно-Низовое, Низовое, Верхневольминское, Макарьельское и Щельяюрское. Все выявленные залежи нефти в Тобышско-Нерицком НГР приурочены к полосе развития доманикового барьерного рифа. Месторождения имеют структурный контроль и связаны с небольшими и малоамплитудными локальными антиклинальными формами. Скопления нефти локализируются в кровле доманикового карбонатного массива под зональной позднефранской глинистой покрывкой (мощность 8-13 м). В редких случаях (Ю.Седмес, Щельяюр) залежи заключены также и в сирачайских надрифовых слоистых карбонатных пластах. Залежи нефти в барьерном рифе массивные, сводовые, иног-

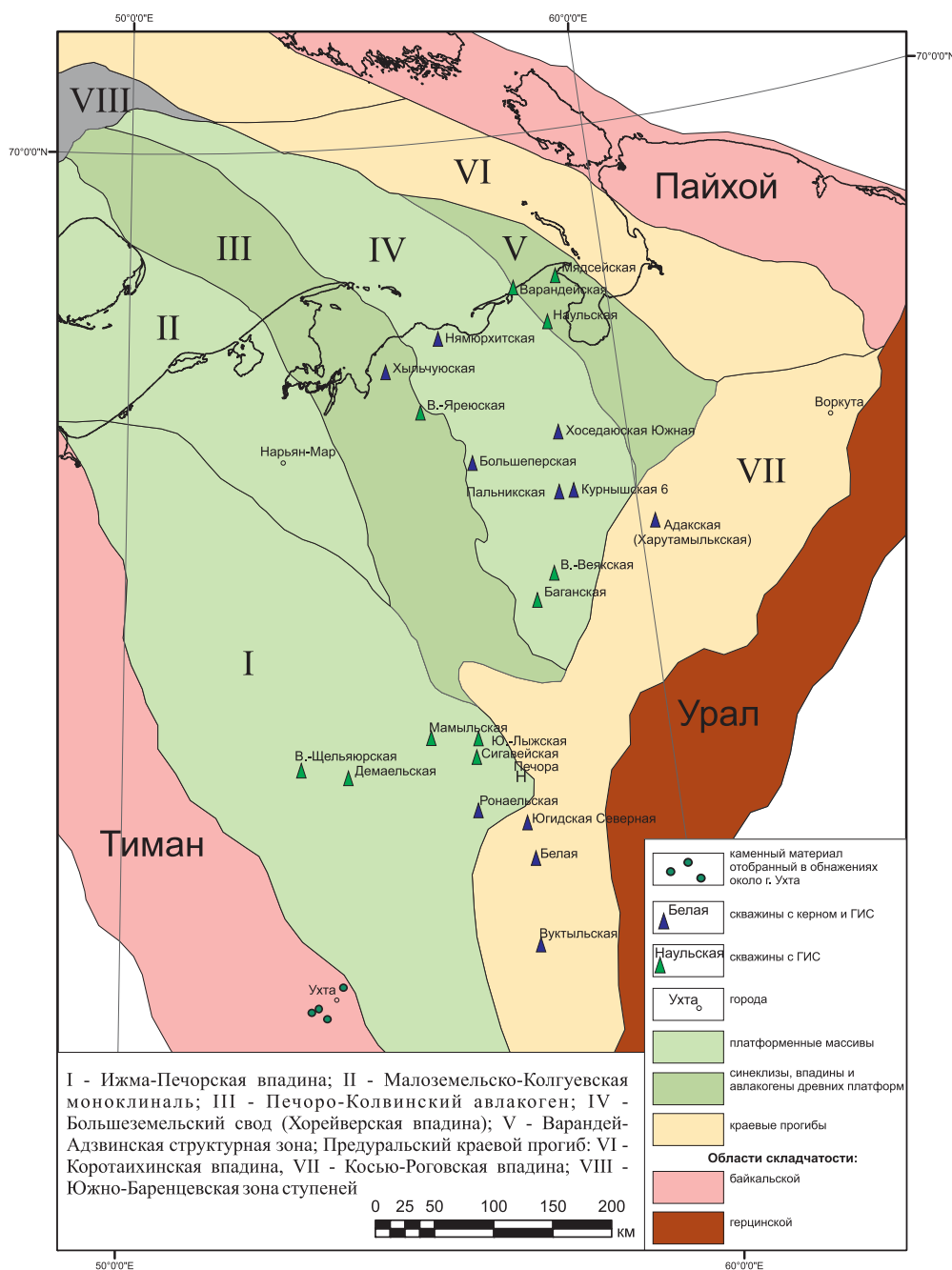


Рис. 1. Карта фактического материала, использованного в работе, и схема тектонического районирования территории Тимано-Печорского НГБ.

да литологически экранированные. В надрифовых сирачойских отложениях залежи сводовые, пластовые и, вероятно, литологически ограниченные.

Коллекторами в отложениях комплекса являются известняки органогенно-обломочные, узорчатые водорослевые, сферово-сгустковые, онколитовые, мелкообломочные и доломиты разномерные с реликтово-органогенной структурой. Средняя пористость коллекторов составляет 12-16 %, нефтенасыщенные толщины варьируют от 1,4-7,4 м и до 20,3 м (скв.1 Макарьель). Тип коллектора сложный: трещинно-поровый, порово-каверновый и трещинно-каверно-поровый. Мощность доманиковой рифогенной формации изменяется от 100 до 150 м.

Фактическим материалом для настоящей работы послужили образцы, отобранные сотрудниками и студентами кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

МГУ имени М.В. Ломоносова во время полевых работ в республике Коми в районе города Ухта и камеральных работ в Апелевском отделении ВНИГРИ (Рис. 1). В общей сложности было отобрано более 300 образцов из обнажений и керна скважин.

Методика исследований

Целью настоящих исследований было изучение вещества доманиковых отложений, а это прежде всего предполагает анализ минеральной части и органического вещества. Минеральная составляющая пород изучается традиционными методами, используемыми в литологии, а органическая может быть исследована геохимическим и углепетрографическим методами. В данной работе применялся комплексный подход, включавший все виды этих исследований.

Литологические методы исследования состояли из макро- и микроописания пород, выделения основных литотипов, а также использования методов литолого-фациального анализа

Геохимические методы исследования включали в себя определение характеристик ОВ в породах *пиролитическим методом* (Rock-Eval 6), определение содержания битумоида в породе методом горячей *экстракции* хлороформом в аппаратах Сокслета. Состав битумоида изучался методом *газо-жидкостной хроматографии (ГЖХ)*, на приборе «Perkin-Elmer»; условия анализа: газ-носитель – гелий, скорость гелия 30 см/сек при 100°C, капиллярная кварцевая колонка 60 м x 0,25 мм, скорость программирования температуры термостата колонок 4°C/мин, начальная температура 60°C, конечная – 320°C.

Хроматомасс-спектрометрия битумоидов проводилась на магнитном масс-спектрометре высокого разрешения Thermo Focus DSQ II. Условия газохроматографического анализа: газ-носитель – гелий, скорость гелия 30 см/сек при 100°C, капиллярная кварцевая колонка (SolGel-1) 60 м с внутренним диаметром 0,25 мм с 15 мм слоем неподвижной фазы DB-1701. Методы хроматографирования: начальная температура – 60°C, конечная – 300°C; 60°C – 3 минуты; скорость программирования температуры термостата колонок – 60°C – 180°C – 25°C/мин, 180°C – 300°C – 4°C/мин, изотермический режим при 300°C – 40 мин для алканов и 20 минут для

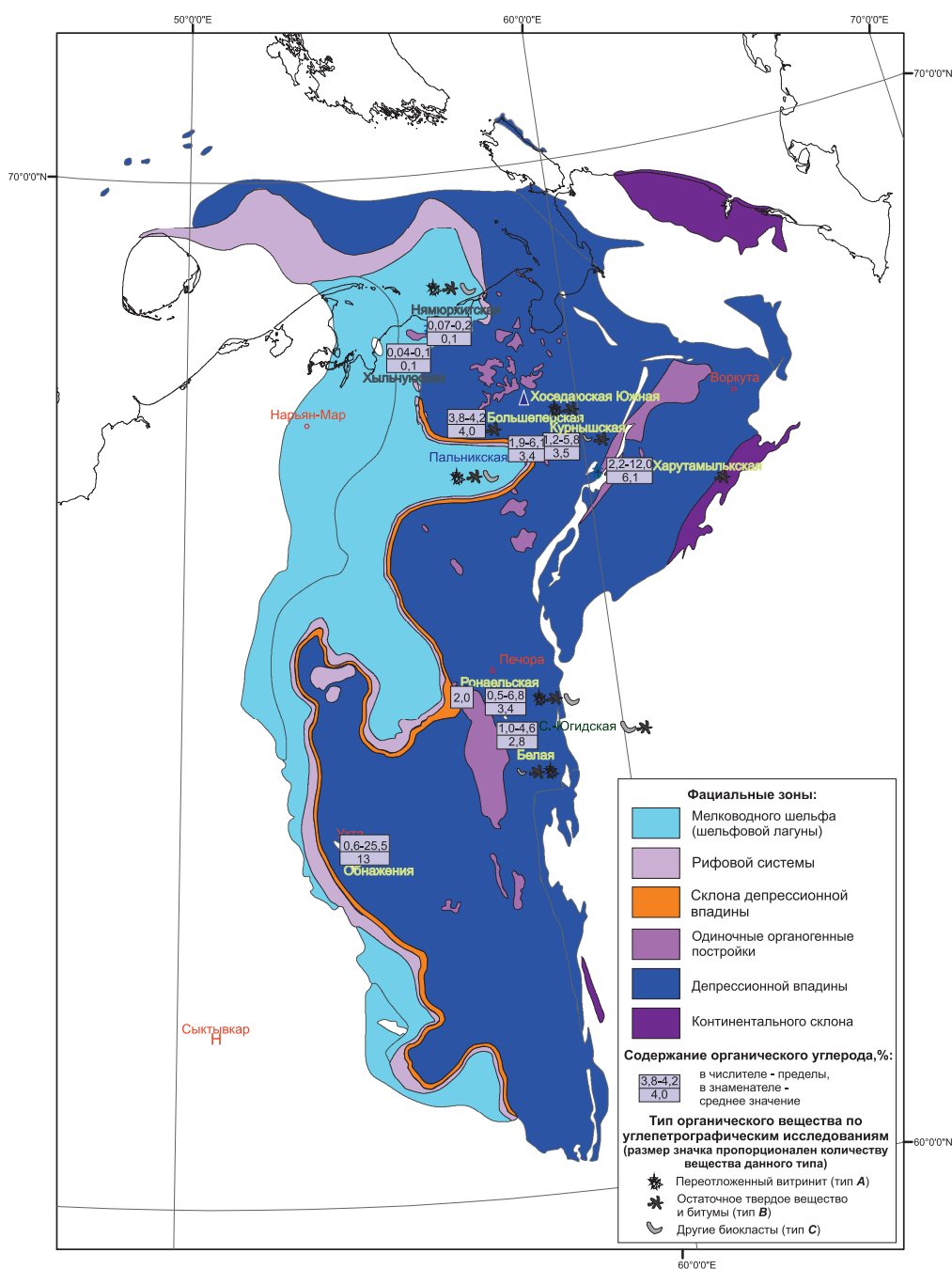


Рис. 2. Схема литофаций доманикового горизонта среднефранского подъяруса верхнего девона (с использованием материалов Н.И. Никонова и др., 2000).

ароматических УВ. Время программирования: 102 мин. для алканов и 82 мин. для ароматических УВ.

Условия масс-спектрометрического анализа: электронная ионизация – 70 eV (EI), диапазон масс – 50-800 AMU, скорость сканирования – до 2000 AMU/сек, температура ионного источника – 290°C.

Дальнейшая компьютерная обработка полученных результатов проводилась в системе X-Calibur с записью основных ионов.

Углететрографические методы исследования включали микроскопическое изучение образцов пород в отраженном простом и ультрафиолетовом (УФ) свете. Проведены два анализа: мацеральный анализ и определение показателя отражения витринита.

Мацеральный анализ, по сути, включает изучение состава органических микрокомпонентов, которые называются мацералами. Информация о мацеральном составе

может использоваться при определении типа ОВ и для восстановления фациальных обстановок накопления отложений, поэтому определенная корреляция с результатами как литологических, так и геохимических исследований всегда предполагается.

Среди органических мацералов выделяются три группы: витринита, инертинита и липтинита. Первые две группы характерны только для гумусового ОВ (крайне редко встречающегося в отложениях девона), зато группа липтинита объединяет очень много разнообразных мацералов гумусовой и сапропелевой природы. В последние годы в группу липтинита включены и такие новообразования, как эксудатинит, битуминит и другие.

Традиционно изучение мацерального состава проводится в простом отраженном свете. Однако некоторые мацералы группы липтинита, особенно когда они входят в состав тонкодисперсной смеси с минеральным веществом,

с трудом выявляются при таких микроскопических исследованиях. Характерной особенностью липтинитов являются их люминесцентные свойства. В УФ свете эти мацералы светятся очень ярко, и даже в тех случаях, когда новообразованные битумы в виде пленок присутствуют в межзерновом пространстве, их содержание в породе становится очевидным. Возможность изучения рассеянного органического вещества (РОВ) методами люминесцентной микроскопии расширило применение углететрографических методов в нефтяной геологии. Теперь распределение РОВ в породе можно увидеть с большой наглядностью, что и послужило основанием для включения мацерального анализа в УФ свете в комплекс использованных авторами методов.

Показатель отражения витринита (RV, %) используется для определения степени преобразованности ОВ и вмещающих его пород, а также как палеотемпературный параметр, в том числе в геологическом моделировании.

Методика определения RV, % хорошо отработана и защищена международным и Российским стандартами (ГОСТ 12113-94 и ISO 7404-5). При этом, некоторые проблемы в применении методики еще существуют. В самом названии метода присутствует термин «витринит». Это значит, что определения показателя отражения рекомендовано проводить по данному мацералу гуму-

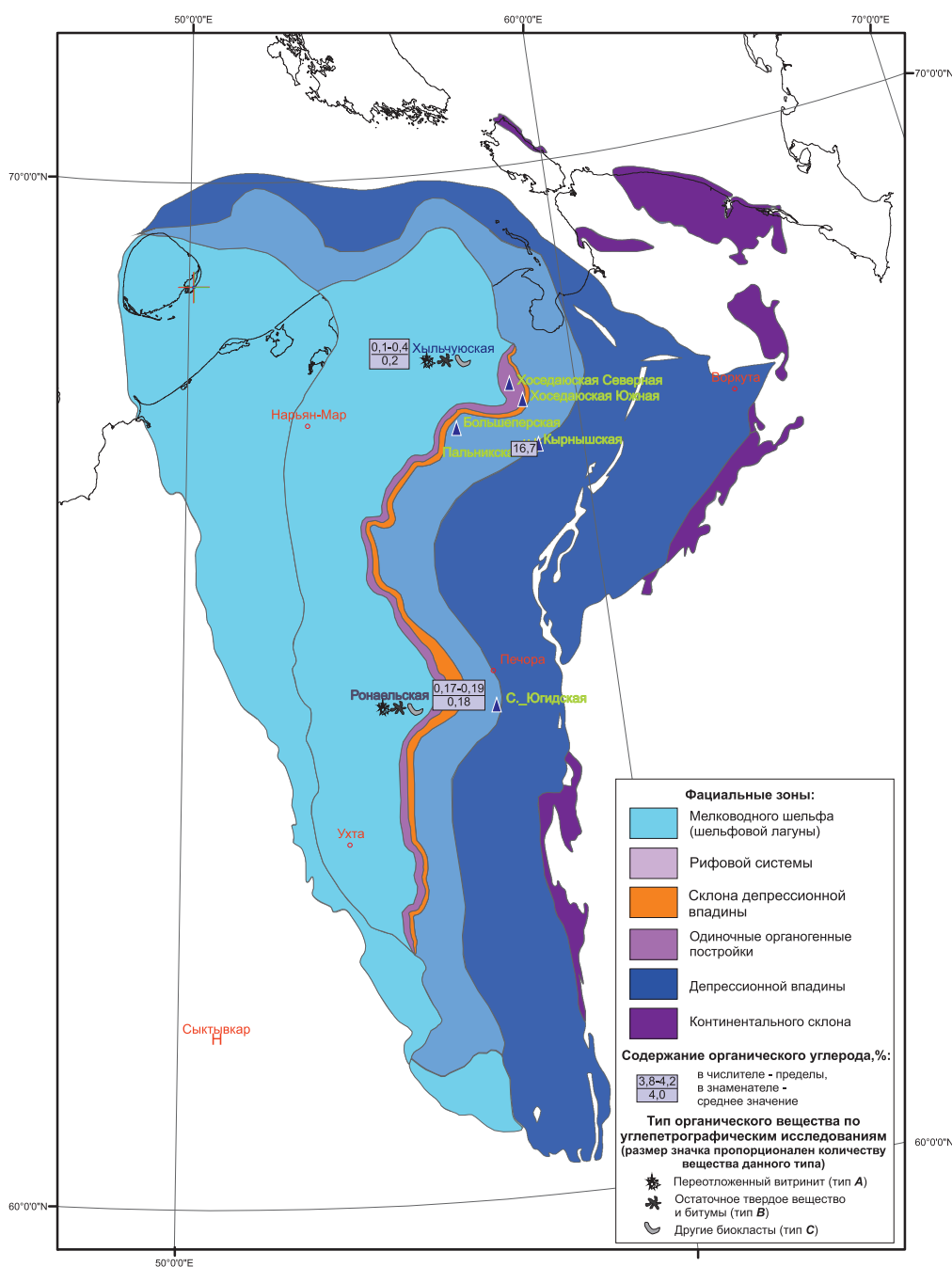


Рис. 3. Схема литофаций верхнефранского подъяруса верхнего девона (с использованием материалов Н.И. Никонова и др., 2000).

совой природы. Не во всех отложениях могут быть обнаружены витриниты, и поэтому была разработана альтернативная методика замера показателя отражения по другим органическим мацералам.

Исследования по этому вопросу проводились разными авторами (Landis, Castano, 1994; Jacob, 1985 и др.) и была установлена зависимость показателя отражения мацерала или биокласта, используемого в качестве альтернативного витриниту (RB,%), и собственно витринита (RV,%). Эта зависимость выражается формулой (Jacob, 1985):

$$RV, \% = 0,668 \times RB, \% + 0,40,$$

где RB,% – фактический замер, выполненный по битуму, аморфному ОБ или др.; RV,% – значение, полученное при пересчете и называемое «эквивалентом RV%» – $RV_{\text{экв}}, \%$.

Подобные модификации метода определения показателя отражения «витринита» должны учитывать разнообразие мацералов, используемых в качестве эквивалентов, стадийный момент при сравнении показателей (по мере катагенеза разница $RV\%$ – $RV_{\text{экв}}, \%$ изменяется), а также согласовываться с геохимическими характеристиками ОБ.

Результаты исследований

Литологическая характеристика отложений доломитовых толщ. Большинство разработанных моделей карбонатного осадконакопления, так или иначе, касаются карбонатных платформ, включающих отмельный или рифовый пояса на окраине платформы, а также лагунную (мелководную) область за ними, причем для отложений франско-турнейского комплекса наиболее распространена седиментационная модель окаймленного

шельфа (платформы) (Жемчужова, 2002). Это мелководная смежная с сушей платформа с отчетливо выраженным перегибом склона в более глубоководную сторону, причем на этом перегибе склона локализуются более или менее непрерывной каймой рифовые системы.

В рамках этой работы охарактеризованы и описаны типичные разрезы для среднефранского (саргаевско-доманиковского), верхнефранского и нижнефранского ярусов верхнего девона. В основу этих характеристик положены описания по естественным выходам пород (для среднего франа) и по керновому материалу скважин глубокого бурения (Табл.1). При этом основным объектом исследования в данной работе являлись отложения *депрессивной впадины, ее склонов, а также толщ заполнения впадины.*

В среднефранское время отложения депрессивной впадины занимали восточную и центральную часть Тимано-Печорского НГБ. Участки их отсутствия установлены в виде узкой полосы в центральной ее части (Никонов и др., 2000). На западе бассейна седиментации склоновые отложения узкой полосой обрамляли депрессивную впадину и далее сменялись рифовыми и мелководными шельфовыми образованиями (Рис. 2).

Фациальная зональность позднефранского времени частично наследует положение депрессивной впадины в восточной части бассейна седиментации

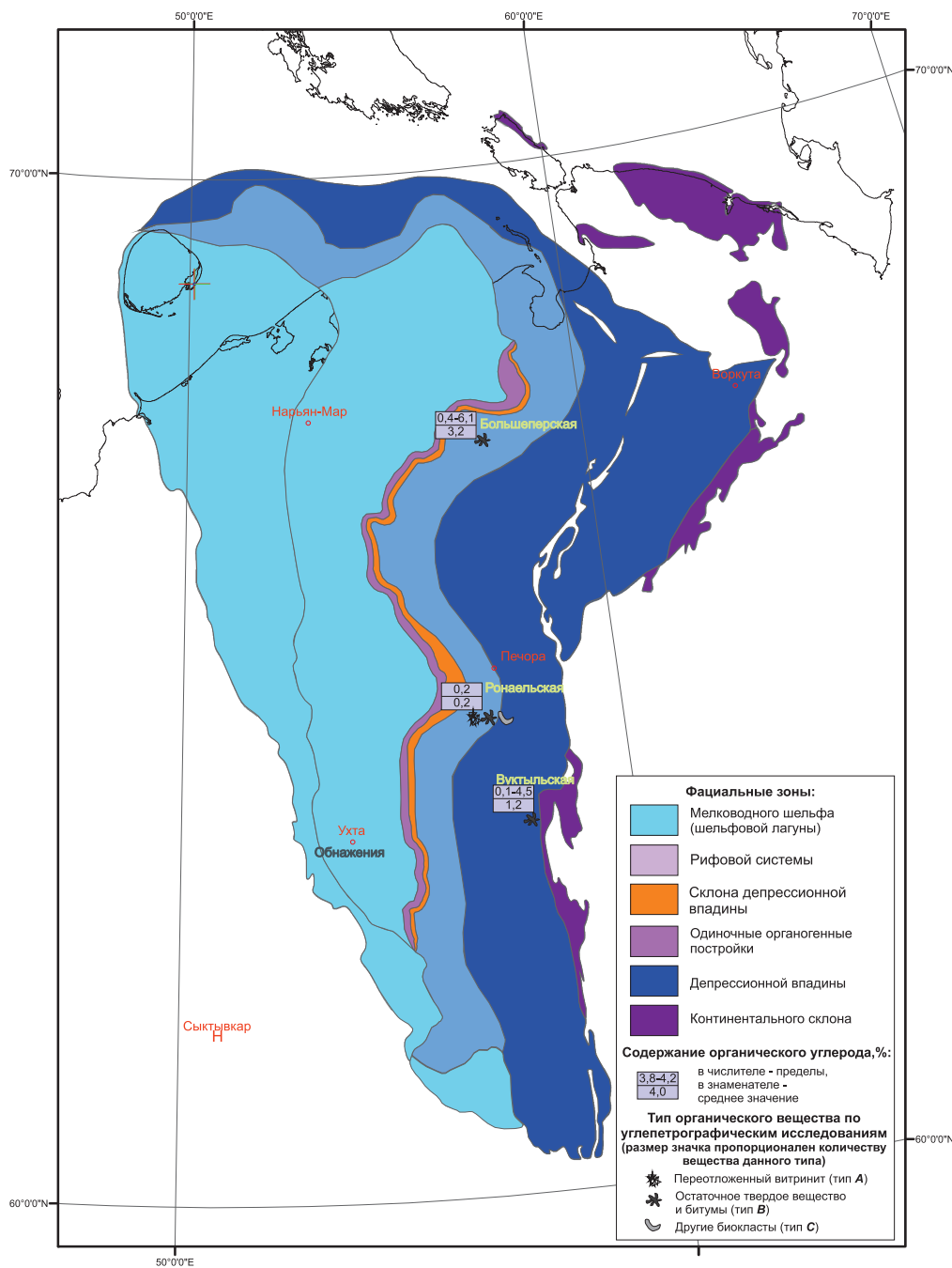


Рис. 4. Схема литофаций нижнефранского подъяруса верхнего девона (с использованием материалов Н.И. Никонова и др., 2000).

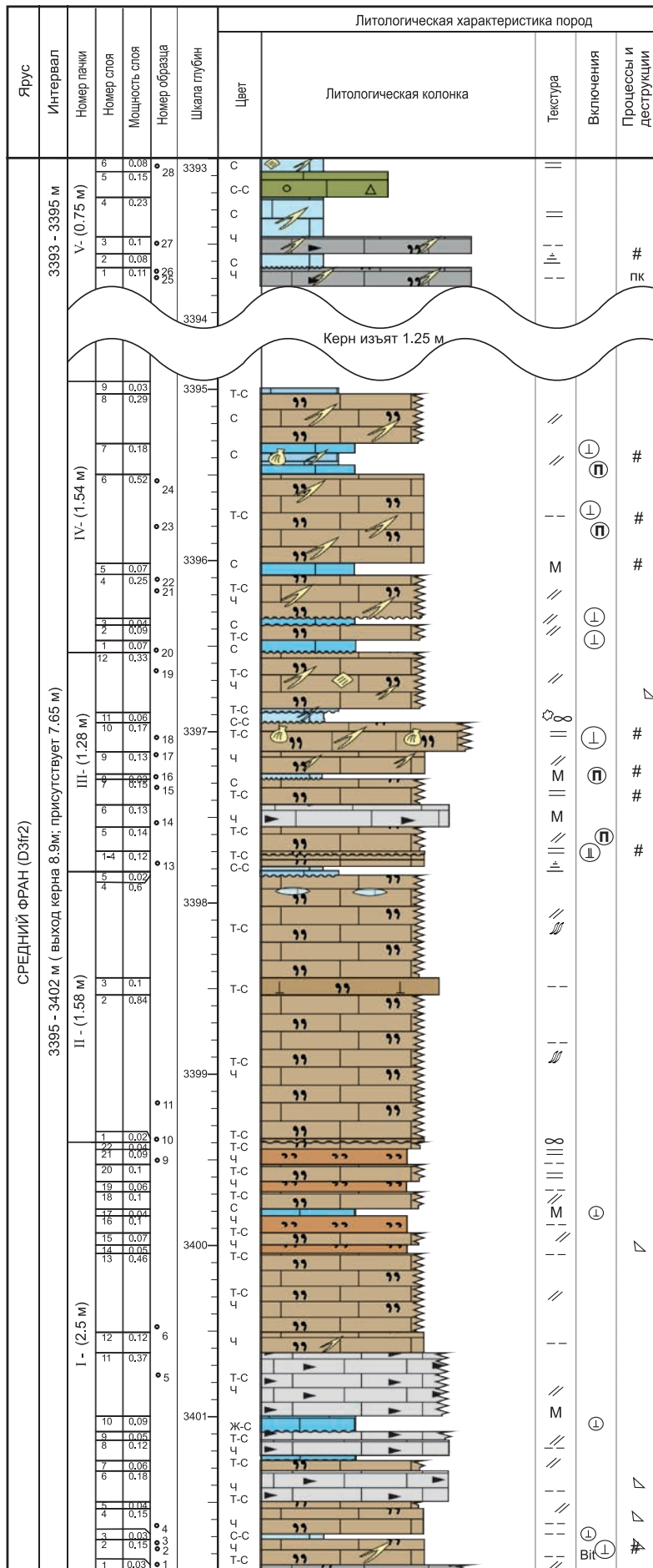


Рис. 5. Литологический разрез скв. Харутамылькская. Средний фран. Условные обозначения на рис. 6.

при явном сокращении площади распространения в его юго-восточной части (Рис. 3). Принципиальным отличием является и наличие выдержанной зоны распространения толщ заполнения (аккумулятивной террасы) в западной части депрессионной впадины.

Фаменский этап осадконакопления характеризуется циклическим строением (Беляева и др., 1998). В раннем фамене ее западная и частично центральная часть была заполнена отложениями аккумулятивной (проградационной) террасы (Рис. 4). В позднем фамене произошло сокращение площади депрессионной впадины, которая сохранилась только в крайних восточной и юго-восточной частях Тимано-Печорского НГБ.

Далее приведены характеристики состава и строения фациальных зон депрессионной впадины, ее склонов, а также аккумулятивной террасы (толщи заполнения).

Отложения депрессионной впадины описаны в скважине Харутамылькская, где эти образования встречаются в интервалах 3395-3402 м и 3393-3395 м. Так, в интервале 3395-3402 м (выход керна 6,9 м) разрез построен 4-мя пачками (Рис. 5).

I-ая пачка (2,5 м) состоит из чередования ритмов керогеново-карбонатно-кремнистого, керогеново-кремнисто-карбонатного состава, а также керогеново-карбонатных пород с редкими мало-мощными прослоями и линзами известняков. Ритмы керогеново-кремнисто-карбонатные и керогеново-карбонатно-кремнистые черные и темно-серые с тонкой, иногда неясной горизонтальной, реже пологой косою слоистостью (Рис. 7). Ритмы нередко содержат тонкие линзы и прослои (толщиной до 3 мм) известняков тентакулитовых.

Горизонтальная текстура пород часто наруше-

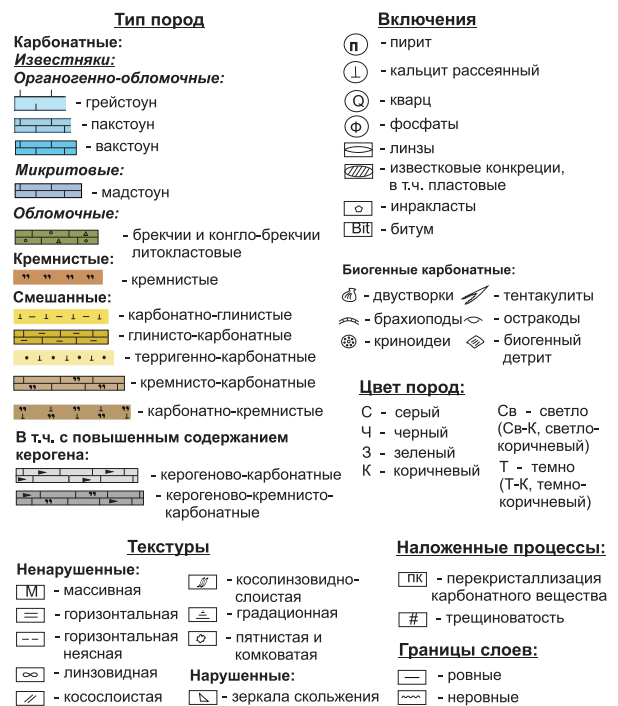


Рис. 6. Условные обозначения к литологическим разрезам.

Ярус/ подъярус	Обнажения	Скважины глубокого бурения							
		Вук- тыльская	Северо- Югидская	Рона- ельская	Харута- мыльская	Кур- нышская	Паль- никская	Больше- перская	Южно- Хоседаюская
Нижний фамен (D ₃ fm ₁)	-	1/2	-	2	-	-	-	2	-
Верхний фран (D ₃ fr ₃)	-	-	2	2	-	1/3	2	1/2	3
Средний фран (D ₃ fr ₂)	1	-	-	3	1	-	3	1	1

Табл. 1. Изученные типы разрезов в отложениях франа-фамена. Фациальные зоны: 1 – депрессионной впадины; 2 – аккумулятивной террасы (проградационной террасы); 3 – склона депрессионной впадины.

на трещинами и зеркалами скольжения, причем трещины нередко заполнены черным остаточным битуминозным веществом, а иногда кальцитом. В верхней половине пачки ритмиты керогеново-карбонатно-кремнистого состава расслоены черными керогеново-кремнистыми породами, которые часто обладают неясной горизонтальной слоистостью и содержат биокласты тентакулитов на плоскостях напластования.

II-ая пачка (1,58 м) представлена чередованием ритмитов карбонатно-кремнистого и кремнисто-карбонатного состава, а также их керогеновосодержащих разностей. Здесь в основании появляются прослой известняков тентакулитовых (грейнстоунов). Ритмиты кремнисто-карбонатного и карбонатно-кремнистого состава темно-серые, серые полосчатые, часто линзовидно и косо-линзовидно-слоистые за счет тонких (1-5 мм) линз и прослоев серых известняков тентакулитовых (грейнстоунов) (Рис. 8), нередко расслоены черными керогеновосодержащими разностями, которые издают резкий запах УВ.

III-я пачка (1,28 м) состоит из циклического чередования известняков (пак-грейнстоунов), ритмитов кремнисто-карбонатного и керогеново-карбонатного состава. Известняки тентакулитовые (пак-грейнстоуны) светло-серые обладают градационной, иногда массивной текстурой, имеют толщину до 3 см. Ритмиты кремнисто-карбонатные темно-серые тонкослоистые с масштабом чередования слоев кремнистого и карбонатного состава через 1-3 мм (Рис. 9).

Черные керогеново-кремнисто-карбонатные и керогеново-карбонатно-кремнистые породы содержат биокласты тентакулитов на плоскостях напластования, которые формируют ракушняковые прослой толщиной до 2 мм.

IV-я пачка (1,54 м) представлена чередованием известняков (вак-пакстоунов) и ритмитов кремнисто-карбонатного, карбонатно-кремнистого состава, иногда и их керогеновосодержащих разностей. Известняки (вак-пакстоуны) тентакулитовые серые. Ритмиты кремнисто-карбонатные темно-серые и черные горизонтально и полого-косослоистые (до 10 градусов к горизонту).

V-я пачка (видимая толщина 0,75 м) состоит из чередования известняков тентакулитовых (грейнстоунов) с тонкослоистыми керогеново-кремнисто-карбонатными породами и ритмитами. В верхней части пачки появляются прослой обломочных известняков, в том числе карбонатных брекчий. Известняки тентакулитовые (грейнстоуны) серые, обладают горизонтальной, массивной и градационной текстурой. Керогеново-кремнисто-карбонатные породы чер-

ные, часто содержат биокласты тентакулитов на плоскостях напластования и издают запах УВ.

Образования склона депрессионной впадины были описаны в скважинах Ронаельская и Пальникская. В скважине *Ронаельская* эти отложения встречаются в интервале 2502,6-2507,6 м. Разрез построен одной пачкой (пачка I, вскрытая толщина 1,64 м) (Рис. 10).

Пачка представлена чередованием известняков (мад-

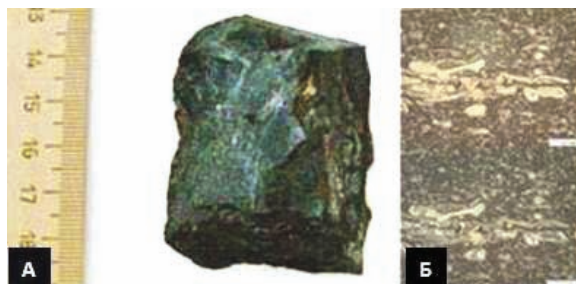


Рис. 7. Ритмит керогеново-карбонатно-кремнистый с линзами известняков тентакулитовых. Скв. Харутамыльская, образец 1. а) Фото образца б) Фото шлифа: николи параллельные, скрещенные.

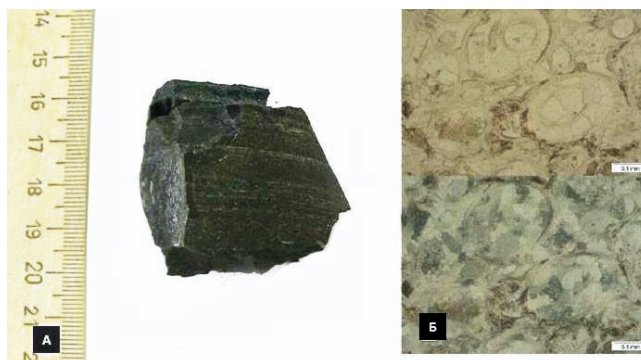


Рис. 8. Известняк тентакулитовый (грейнстоун). Скв. Харутамыльская, образец 10. а) Фото образца б) Фото шлифа: николи параллельные, скрещенные.



Рис. 9. Ритмит кремнисто-карбонатный. Скв. Харутамыльская, образец 15.

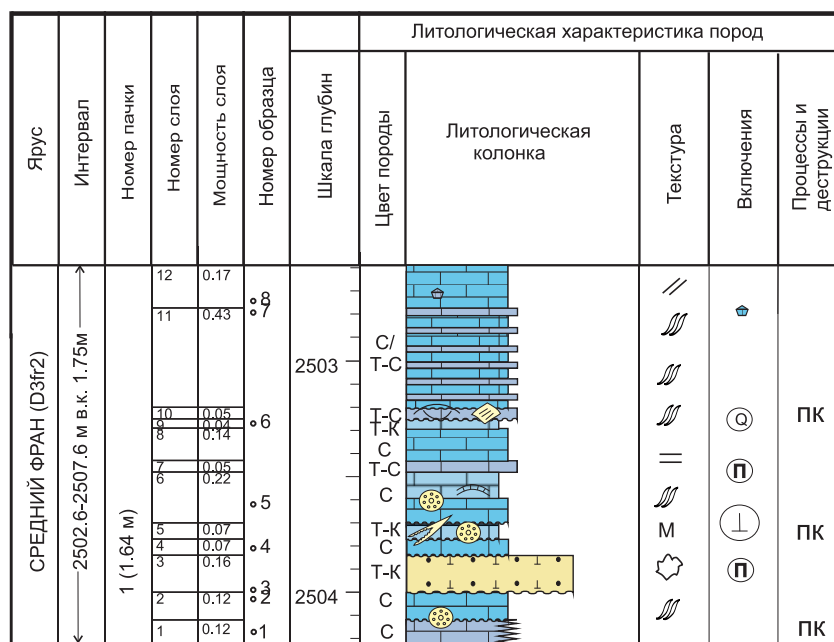


Рис. 10. Литологический разрез скв. Ронаельская. Средний фран. Условные обозначения на рис. 6.

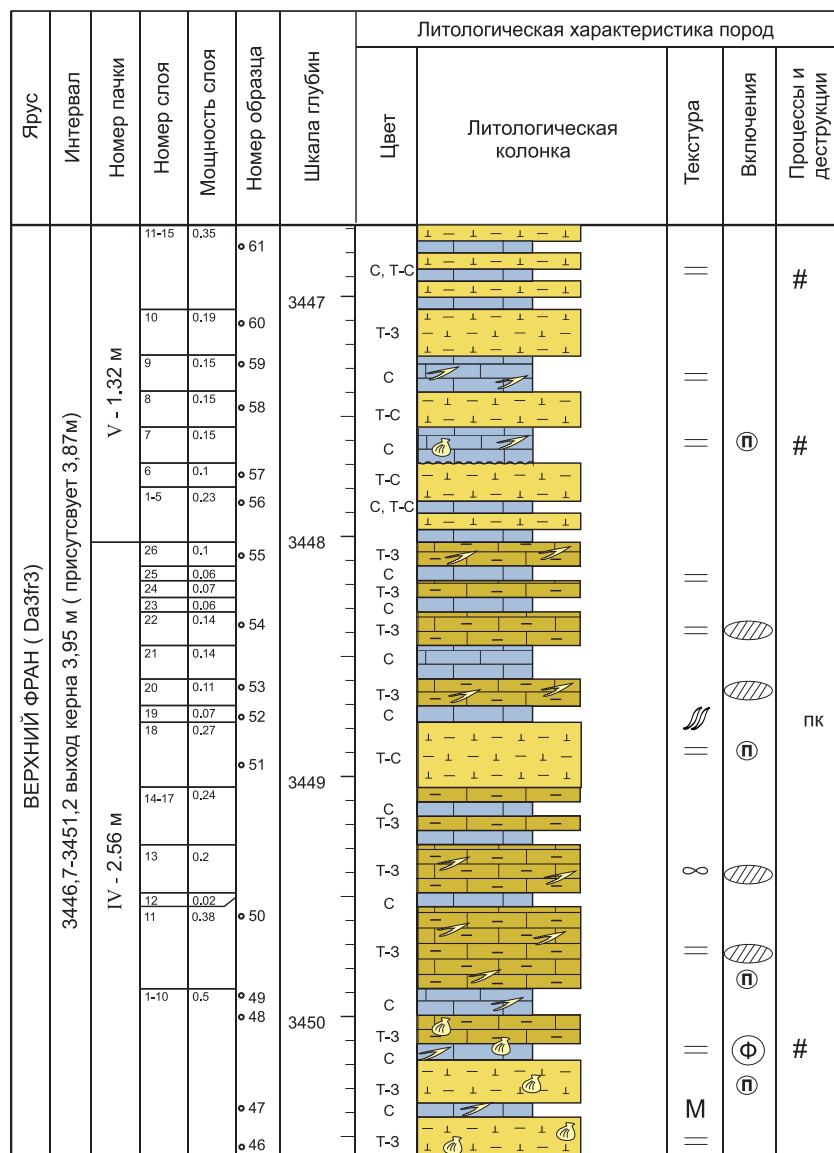


Рис. 11. Литологический разрез скважины Пальникская. Верхний фран. Условные обозначения на рис. 6.

вакстоунов) и известняков (пак-вакстоунов), которые редко расслоены маломощными терригенно-карбонатными породами. Границы между слоями часто имеют неровный волнистый характер. Известняки в основании часто содержат эрозионные карманообразные врезы амплитудой до 0,5-2 см, а также жилы, которые выполнены яснокристаллическим кальцитом. Известняки (мад-вакстоуны) серые, часто обладают косослоистой и косолинзовидной текстурой (угол варьирует от 10-15 до 40 градусов к горизонту). Карманообразные врезы амплитудой до 1-2 см в основании слоев нередко заполнены интракластами известняков. Среди биокластов обычно встречаются фрагменты криноидей, брахиопод, а также тентакулитов. Известняки (пак-вакстоуны) серые, коричневатые-серые обычно обладают косолинзовидной текстурой (угол 5-40 градусов к горизонту), также включают биокласты брахиопод, криноидей, а также комковатые образования – пеллоиды.

В большинстве разрезов скважин образования аккумулятивной террасы представлены терригенно-карбонатными и глинисто-карбонатными породами, которые часто расслоены маломощными известняковыми или керогеново-карбонатными прослоями.

В скважине Пальникская эти образования описаны в отложениях верхнего франа (интервал 3446,7-3451,2 м, пачки IV и V) (Рис. 11).

IV-я пачка (2,56 м) состоит из чередования темно-зеленоватых-серых глинистых, карбонатно-глинистых и глинисто-карбонатных пород и серых известняков (мадстоунов) (Рис. 12-14).

V-я пачка (1,32 м) представлена чередованием серых известняков (мадстоунов), темно-серых глинисто-карбонатных пород.

Таким образом, депрессионная впадина с некомпенсированным осадконакоплением занимала наибольшую площадь в среднефранское (доманиковское) время. Среди основных типов пород здесь преобладали высокоуглеродистые (керогеново-содержащие) смешанные породы карбонатно-кремнистого и кремнисто-карбонатного состава с маломощными линзами и прослоями известняков. В поздне-франское время происходило последовательное падение относительного уровня моря, и предрифтовая часть впадины заполнялась осадками в форме террасы. Образования аккумулятивной террасы в большинстве разрезов представлены глинистыми, глинисто-карбонатными и терригенно-карбонатными породами, реже известняками (мадстоунами). В фаменское время падение относительного уровня моря привело к значительному сокращению площади депрессионной впадины, при этом ее полная компенсация произошла в турнейское время.

Органическое вещество отложений. По результатам пиролитических исследований, не-

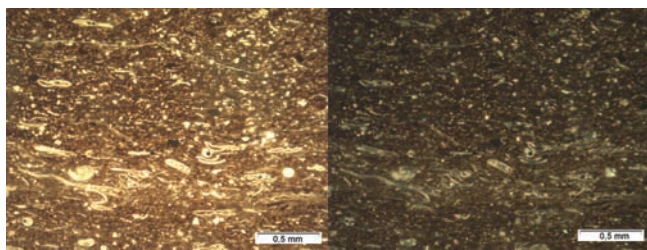


Рис. 12. Глинисто-карбонатная порода с биокластами тентакулитов. Скважина Пальникская, образец 49. Фото шлифа: николи параллельные, скрещенные.

которые из которых приведены в табл. 2, содержания органического углерода (ТОС, Сор_г) в породах доманикоидах колеблются от 0,04 до 25,5%.

Были проанализированы породы керна доманиковых отложений из двух основных литофациальных зон (депрессивной впадины и мелководного шельфа). Минимальные концентрации Сор_г (около 0,1%) характерны для отложений мелководного шельфа (вскрытых скважинами Нямярхитская и Хыльчуйская). Органическое вещество здесь преимущественно III типа.

Отложения депрессионной впадины характеризуются более высокими содержаниями органического углерода, в среднем 4-6%, максимальные содержания (до 25%) характерны для пород из обнажений, отобранных близ г. Ухта (Рис. 2), что, вероятно, объясняется низкой степенью катагенетической преобразованности здесь доманиковых отложений (ПК₃) (Рис. 18), то есть нефтегазоматеринские породы здесь еще не реализовали свой потенциал, и все органическое вещество сохранилось в них. Проанализированные доманиковые породы других площадей зоны депрессионной впадины катагенетически попадают в зону «нефтяного окна» (МК₁-МК₂) и уже частично реализовали свой материнский потенциал.

Все проанализированные породы депрессионной впадины среднефранского возраста по результатам пиролиза содержат органическое вещество II типа.

Породы верхнефранского и нижнефаменского возраста были представлены небольшим количеством образцов. Содержание в них органического углерода существенно ниже, чем в породах собственно доманиковых отложений, и составляет около 0,2%; повышенные содержания органического углерода отмечены на Пальникской (Рис. 3) и Ронаельской (Рис. 4) площадях. Такая вариабельность содержаний Сор_г соответствует палеолитолого-фациальному районированию территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, более высокие содержания органического углерода зафиксированы в породах депрессионной впадины и аккумулятивной террасы.

Породы верхнефранского и нижнефаменского возрастов содержат смешанный тип ОВ с существенной долей гумусовой органики (III тип).

Образцы среднефранского возраста (скв. Харутамыльская, Большеперская, Южно-Хоседаюская, Белая площади) обладают очень хорошим генерационным потенциалом. Генерационный потенциал пород верхнефранско-нижнефаменского возраста (скв. Хыльчуйская и Нямярхитская) значительно хуже (Рис. 15)

В целом, можно говорить о том, что содержание органического вещества в собственно доманиковых породах

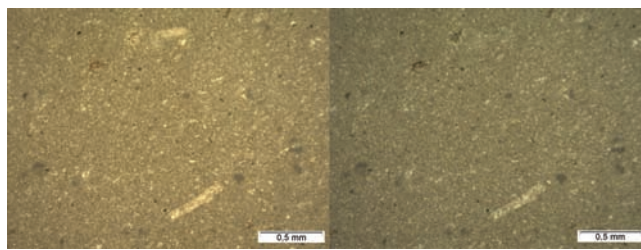


Рис. 13. Известняк (мадстоун). Скважина Пальникская, образец 52. Фото шлифа: николи параллельные, скрещенные.

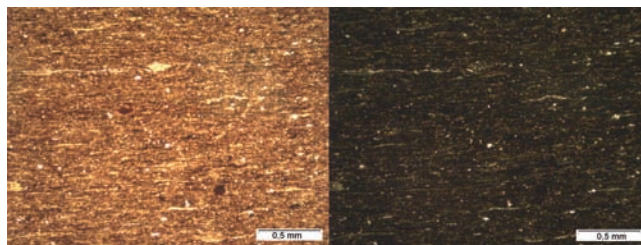


Рис. 14. Аргиллит. Скважина Пальникская, образец 53. Фото шлифа: николи параллельные, скрещенные.

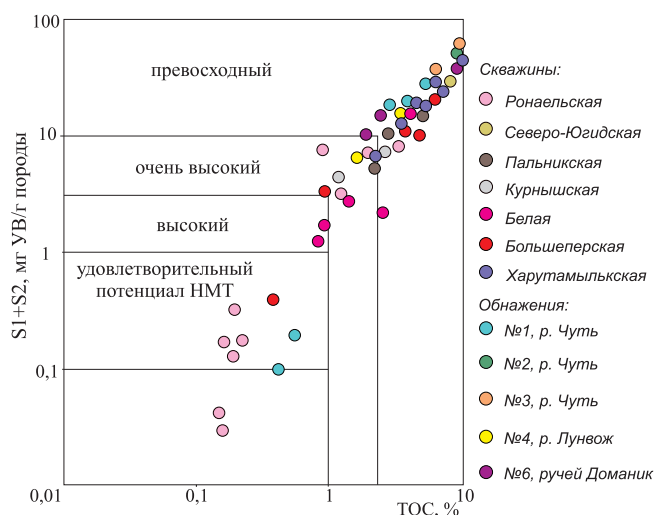


Рис. 15. Генерационный потенциал доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна.

депрессивной впадины значительно выше его содержания в породах-доманикоидах (верхнего франа-фамена).

Типы органического вещества определялись углепетрографическим и геохимическими методами.

Обобщая результаты проведенных микроскопических исследований, можно сказать, что ОВ доманиковых отложений представлено тремя типами.

К первому типу (**A**) отнесен переотложенный витринит в виде изолированных зерен разного размера, иногда с признаками окатанности. В образцах он встречается в небольшом количестве, чаще в виде мелких фрагментов и обрывков. Зерна витринита имеют, как правило, более высокий показатель отражения, чем у других компонентов.

Они присутствуют во всех образцах, но в небольшом количестве (Рис. 16).

Ко второму типу (**B**) отнесено остаточное вещество, которое по форме выделений может быть очень разнообразным. Оно может быть в виде обрывков, обломков, тоненьких, прерывистых ниточек, а может заполнять все свободное пространство между зернами в основной массе.

скважина/ обнажения	Tmax(°C)	Tmax(°C) ср	тип вещества	TOC(%)	TOC(%) ср	НІ	НІ ср
Большеперская	443-447	445	II	3,8-4,21	4,01	208-233	221
Курнышская	437-440	439	II	1,23-5,8	3,51	320-497	405
Пальникская	439-444	442	II	1,87-6,08	3,35	292-448	363
Ронаельская	432		II	2,01		331	
Северо-Югидская	435-444	440	II	0,46-8,78	3,35	235-389	307
Харутамыльская	436-444	440	II	2,15-11,97	6,06	313-405	357
Белая	442-448	445	II	0,96-4,55	2,79	143-355	246
Хыльчюуская	446-510	478	III	0,04-0,1	0,07	50-60	55
Нямюрхитская	325-441	383	III	0,07-0,19	0,13	43-95	69
Обнажения (г.Ухта)	409-419	415	II	2,88-25,5	12,29	422-593	493

Табл. 2. Результаты пиролитического анализа доманиковых отложений Тимано-Печорского НГБ.

Если этот тип ОВ представлен более крупными скоплениями, сгустками, по ним можно измерить показатель отражения (Рис. 16).

Подобный тип ОВ некоторые исследователи называют протобитумами (Luo et al., 2014), твердыми битумами (Landis, Castano, 1995), аморфным ОВ – АОВ или нафтидом. Происхождение этого типа ОВ связано преимущественно с водорослями. Поскольку водоросли могут быть одиночными и колониальными, планктонными и бентосными, относиться как к прокариотам, так и к эукариотам, иметь черты сходства с наземной растительностью (зеленые и харовые водоросли) или с фораминиферами, радиоляриями и пр. их захоронение в осадке может быть в виде слоев и линз разной толщины и протяженности

или в виде отдельных комочков среди минеральных зерен. Это многообразие водорослей выражается не только в их формах и размерах, но и в химическом составе. Продукты преобразования различных водорослей могут сильно различаться. Одни из них при определенных температурах и давлении полностью перейдут в жидкие и газообразные УВ, а другие будут иметь твердую составляющую.

Оставшаяся в породе в твердом состоянии часть ОВ уменьшается в объеме и залегает в виде тонких прерывистых слоев, растресканных линз или фрагментов, напоминающих тающие льдинки с неровными контурами. Следы выделения жидких УВ остаются в породе в виде тонких пленок, примазок, реже сгустков коричневатого цвета, которые называются «битумами». Пленки битумов могут оставаться вокруг исходного вещества, подчеркивая его контуры, а могут трассировать пути миграции жидких УВ, следуя по трещинам в породе (Рис. 16).

Твердые битумы могут использоваться для замеров показателя отражения, особенно для тех отложений, в которых отсутствует витринит. Корреляции между показателем отражения витринита (RV,%) и других мацералов проведены разными исследователями и сопоставлены, о чем будет сказано ниже.

К третьему типу (С) отнесены остатки различных организмов (в том числе и некоторых водорослей), свойства которых сильно отличаются от водорослей. Они остались в виде форменных компонентов, разнообразных по своим формам.

Показатель отражения, замеренный по подобным образованиям, характеризуется значительными вариациями

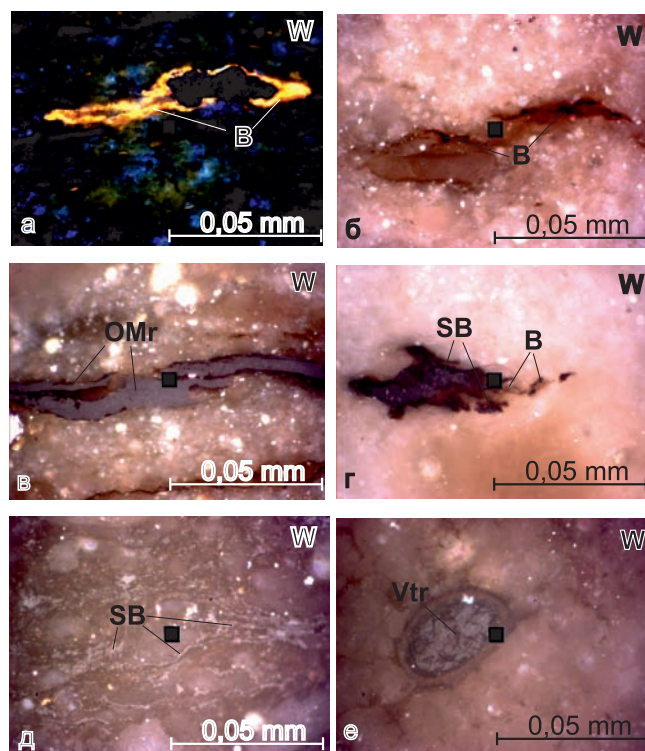


Рис. 16. Типы органического вещества доманиковых отложений Тимано-Печорского НГБ. Условные обозначения: Vtr – преотложенный витринит (тип вещества А); SB – твердые битумы (остаточное вещество, тип В); B – битумы (тип вещества В); OMr – другие биокласты (тип вещества С); UV – ультрафиолетовый свет; W – простой, белый свет.

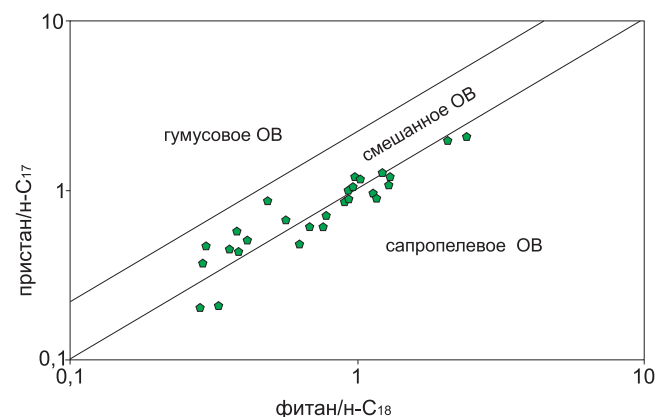


Рис. 17. Диаграмма отношений $\text{изо-C}_{19}/\text{C}_{18}$ и $\text{изо-C}_{20}/\text{н-C}_{17}$

Тип битумоида	1	2	3	4	5
Вид типичной хроматограммы					
Название образца	обр.6 скв. Северо-Югидская	обр.1 скв. Харутамыльская	обр.1 скв. Пальникская	обр.1 скв. Курнышская	обр.25 скв. Харутамыльская

Табл. 3. Типы распределения алканов битумоидов доломитовых отложений Тимано-Печорского бассейна.

и не может являться надежным ориентиром при оценке палеотемператур.

Углеводородный состав битумоидов. Для определения качественного состава ОВ пород геохимическими методами были проэкстрагированы более 30 образцов пород верхнефранско-фаменского возраста. Содержание хлороформенных битумоидов составляет от 0,003 до 1,6%.

Все битумоиды были проанализированы методом

ГЖХ. Следует отметить, что распределение алкановых УВ в битумоидах весьма разнородное, но нам представляется возможным выделить несколько сходных по своим геохимическим характеристикам групп образцов (Табл. 3).

1. Битумоиды, с максимальной концентрацией $n-C_{17}$ и $n-C_{19}$ (Табл. 3). Такое распределение характерно для битумоида из керна скв. Курнышская (обр.12, известняк), скв. Северо-Югидская (обр.6, кремнистые породы) скв. Большеперская (обр.5, карбонатно-кремнистые породы; и обр.18, глины известковистые), из обнажений карбонатно-кремнистых пород в г.Ухта (обр.1-22.). Сходное распределение n -алканов мы видим и в битумоидах из обнажений известняков (обр.1-9, 3-11, 6-10). Такую хроматографическую картину распределения алканов связывают с сапропелевым ОВ, накапливающимся в морском бассейне.

2. Битумоиды, в которых n -алканы распределены бимодально с максимумами на C_{14-15} и C_{21-23} (Табл. 3), были получены из пород скв.Харутамыльская (обр.1, известняки битуминозные, обр.18, карбонатно-кремнистые породы), скв. Пальникская (обр.13 и 42 известняки глинистые и битуминозные), скв. Белая (обр.5, песчаники) и, возможно, скв. Вуктыльская (обр.1, карбонатно-кремнистые породы) – здесь максимум у C_{17} и C_{20} .

Такое распределение алканов может говорить об ОВ разной природы: и гумусовой, и сапропелевой; либо свидетельствовать о наличии миграционных процессов.

3. Битумоиды, на хроматограммах которых n -алканы распределены одномодально, и максимум распределения приходится на $n-C_{21}-C_{23}$ (Табл. 3). К этой группе относятся битумоиды из образцов керна скв. Белая (обр.11, известняк и обр.15, аргиллит), Вуктыльская (обр.7, мадстоун), Пальникская (обр.1, мадстоун).

Исходное ОВ для этих битумоидов, вероятно, смешанного типа с преобладанием гумусовой составляющей, о чем можно судить и по соотношению пристана к фитану,

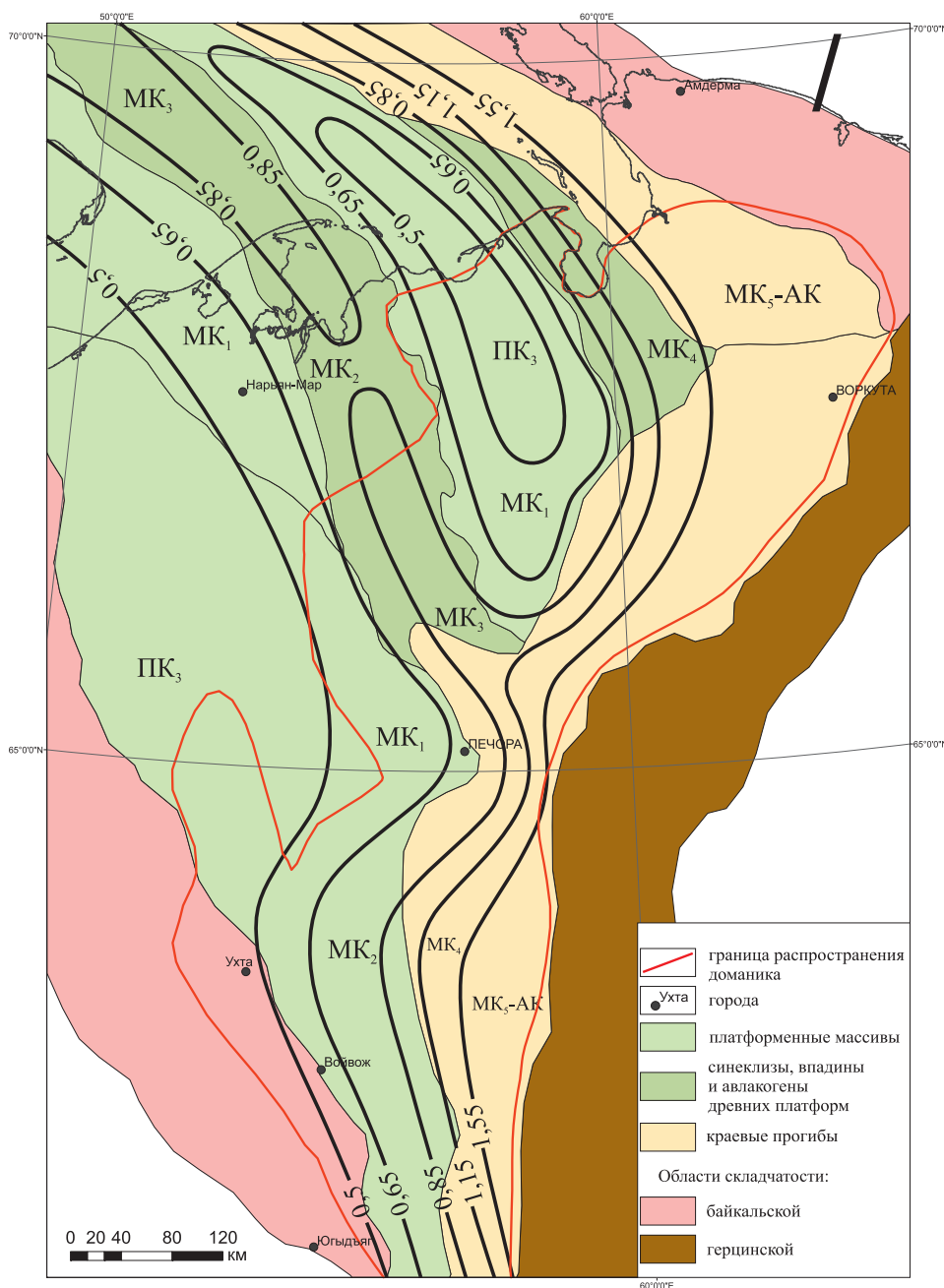


Рис. 18. Схема катагенетической преобразованности органического вещества доломитовых отложений Тимано-Печорского бассейна (с использованием материалов С.А. Данилевского и др., 2001, Т.К. Баженовой и др., 2008).

оно превышает 1, а следовательно, говорит о более окислительных условиях осадконакопления.

4. Битумоиды с одномодальным распределением *n*-алканов и максимумом на C_{13-16} (Табл. 3). В эту группу попали образцы из скв. Курнышская (обр.1, известняки глинистые), Ронаельская (обр.2, вакстоун), и, возможно, битумоид из битуминозного известняка, отобранного на обнажении в г. Ухта (обр.2) – поскольку порода вышла на дневную поверхность, то с большой вероятностью, произошла биодеструкция части *n*-алканов. Схожее распределение УВ на хроматограмме экстракта из доманиковой породы, обнажающейся на левом берегу р. Чуть в г. Ухта.

Вероятно, исходное ОВ морское, так как максимум в распределении сдвинут к более легким УВ, и в значительных количествах присутствуют легкие изопреноиды. Но пристан/фитан больше 1, следовательно либо в ОВ присутствует гумусовая составляющая, либо ОВ накапливалось в окислительных условиях.

5. Битумоиды, на хроматограммах которых преобладают четные гомологи в высокомолекулярной части, начиная с C_{18} (Табл. 3): экстракты из керн скв. Ронаельская (обр. 9 и 25, известковистые глины) и из керн скв. Харутамыльская (обр.25, известняки битуминозные). Такое доминирование четных *n*-алканов служит признаком участия карбонатов в формировании материнского потенциала пород.

Таким образом, видно, что состав битумоида доманиковых отложений Тимано-Печоры весьма разнообразен. Разрез представлен преимущественно карбонатными породами, что отразилось в хроматограммах некоторых битумоидов. В то же время, глинистая составляющая доманиковых отложений также сказалась на составе битумоидов (например, в виде заметных концентраций диастеранов).

Биомаркеры. Анализ биомаркерных коэффициентов подтверждает смешанную природу ОВ (Рис. 17). Отношение пристана к фитану у большинства битумоидов около единицы.

Соотношения относительных содержаний норгопана (C_{29}) к гопану (C_{30}) составляет от 0,6 до 1, что также не противоречит смешанной глинисто-карбонатной природе вмещающих ОВ пород.

Степень катагенетической преобразованности органического вещества. Катагенетическая зрелость органического вещества оценивалась углепетрографическими и геохимическими методами.

Изучение доманиковых отложений показало, что витринит не встречается в отложениях позднего девона. Причем даже зерен или фрагментов переотложенного витринита или других мацералов гумусового вещества в исследованных образцах очень мало. Фрагментов, по которым можно было бы сделать надежные замеры $RV, \%$, не было совсем.

Наиболее распространенным мацералом в доманиковых отложениях оказалось аморфное ОВ – АОВ, оно же – остаточное ОВ и твердые битумы (описано выше как «тип ОВ В»). Именно по нему и выполнено большинство замеров показателя отражения.

Поскольку исходным веществом для образования твердых битумов могли быть разные виды водорослей, свойства образовавшегося из них АОВ варьируют и показатель отражения, замеренный по таким фрагментам, имеет большой разброс.

Диапазон колебаний $RV, \%$ по многим образцам составляет 0,5 (0,7) % – 0,8 (1,0) %, что соответствует главной зоне нефтеобразования. Лишь в образцах Б-7, Б-10 и Бп-1А, которые отобраны в скважинах Белой и Большеперской, показатели отражения выше и достигают значения 1,1%. Замеры показателей отражений по мацералам отличным от витринита давно уже вошли в практику углепетрографических исследований, особенно для тех отложений, в которых отсутствие витринита ожидаемо. Разными исследователями установлены соотношения $RV, \%$ / $RB, \%$ (где В – битумы, один из мацералов, по которым выполняются замеры показателя отражения), они выражены формулами, по которым можно пересчитать полученное значение ($RB, \%$) и перевести его в $RV_{экв}, \%$ – эквивалент показателя отражения витринита (Jacob, 1985).

Для разных стадий преобразования ОВ разница между $RV, \%$ и $RV_{экв}, \%$ может составлять от 0,2% (стадии ПК – МК₁) до <0,1% для ОВ, прошедшего главную фазу нефтеобразования. С увеличением стадии катагенеза разница показателей отражения витринита и «эквивалентов», сокращаясь, сходит на нет, поэтому переводом $RV, \%$ / $RB, \%$ можно уже пренебречь.

Подавляющее большинство определений $RV, \%$ указывает на то, что доманиковые отложения на большей части исследованного региона находятся в главной зоне нефтеобразования. Наличие битумов в исследованных образцах является, по мнению авторов, свидетельством начавшегося процесса нефтеобразования и потому может служить дополнительным микроскопическим признаком наступления ГФН. Это тем более важно, что по многим пробам произвести замеры $RV, \%$ не представлялось возможным. Наличие битума в породе может служить «косвенным признаком» нефтеобразования, а его проявление условно предлагается увязать с $RV, \%$ $\geq 0,5\%$.

Результаты пиролиза и анализа биомаркеров согласуются с углепетрографическими исследованиями.

Доманиковые отложения, по результатам пиролиза, вошли в главную фазу нефтеобразования на большей части изучаемой территории (T_{max} около 440) только на наиболее приподнятых тектонических блоках породы находятся на градации ПК₃ (значения T_{max} пород, отобранных близ г. Ухта, – от 409 до 424). Еще одним способом оценить зрелость ОВ является анализ соотношений различных биомаркеров, чувствительных к температуре. Информацию о термической преобразованности нефтей и ОВ пород можно получить, изучая стерановые и гопановые УВ. В процессе катагенеза изменяется исходная (биологическая) конфигурация этих УВ. Например, стераны, имеющие при 20-м углеродном атоме 20R-конфигурацию, трансформируются в более стабильные с 20S-конфигурацией. В связи с этим соотношение стереохимических эпимеров 5 α 14 α 17 α -стеранов 20S/20S+ 20R может быть использовано для оценки катагенетического преобразования ОВ и определения стадии генерации им нефти. При начальных и средних градациях катагенеза значение этого параметра достигает 0,55, соответствующее равновесному. Дальнейшее созревание ОВ не приводит к изменению значения параметра выше достигнутого равновесного уровня. По этому коэффициенту все образцы в целом находятся в зоне начала среднего катагенеза (значения от 0,2 до 0,55, в среднем около 0,35).

Другой стерановый параметр для оценки термической зрелости – УВ-соотношение между новообразованными в катагенезе изостеранами и «биологическим» стераном $5\alpha.14\beta.17\beta(20S+20R)/5\alpha.14\beta.17\beta(20S+20R)+5\alpha.14\alpha.17\alpha.20R$. Использование этого параметра особенно эффективно при высоких грациях катагенеза, при $RV\%=0,7-0,9$. Равновесное значение параметра достигает 0,71. По этому коэффициенту образцы находятся в начале среднего катагенеза (от 0,3 до 0,7, в среднем около 0,5).

Среди терпановых УВ важное значение для оценки термической зрелости имеют два эписмера трисноргопана состава $C_{27}-18\alpha(H)$ и $17\alpha(H)$. Первый из них (T_s) термически более стабилен, чем второй (T_m). Их отношение возрастает от очень низких величин в незрелых нефтях, достигая значений, равных 1 в ГЗН и 5-10 в позднем катагенезе.

По этому коэффициенту большинство образцов находятся ниже границы ГЗН, несколько образцов имеют немного большую зрелость, отметить можно образцы из Пальникской скважины.

Используя собственные результаты и литературные данные (Данилевский и др., 2001; Баженова и др., 2008) была построена схема катагенетической преобразованности ОВ доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна (Рис. 18). В целом, катагенетическая преобразованность ОВ изменяется в соответствии с тектоническим строением района, области большей преобразованности ОВ соответствуют отрицательным тектоническим элементам. В зоне Предуралья и Приновоземельского прогибов зрелость ОВ увеличивается вплоть до грации АК (Данилевский и др., 2001; Баженова и др., 2008).

В заключении, хочется отметить, что все полученные нами результаты хорошо согласуются друг с другом.

Концентрации органического углерода максимальны в отложениях депрессионной впадины собственно доманиковой толщи. В породах-доманикоидах, которые содержат существенно меньше ОВ, высокие концентрации Сор_г приурочены к депрессионной впадине и, в меньшей степени, к проградационной террасе.

Отложения доманиковой толщи вошли в главную фазу нефтеобразования практически на всей изучаемой территории. Наиболее преобразованные катагенетически породы приурочены к отрицательным тектоническим элементам.

Битуминологический анализ подтвердил автохтонность выделенного битумоида, углеводородный состав которого соответствует как литологическим, так и катагенетическим характеристикам вмещающих его пород. Об автохтонности ОВ свидетельствуют и результаты углепетрографического исследования.

Хроматографическая картина состава выделенных битумоидов доманиковых отложений достаточно разнообразна, но несмотря на это, такие распределения УВ хорошо соотносятся с составом пород доманика. Биомаркерный анализ, параметров реагирующих на катагенетическую преобразованность ОВ, также подтвердил корректность результатов пиролиза и углепетрографического анализа.

Литература

Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева Л.А. (Гембицкая), Климова Л. И. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. СПб.: ВНИГРИ. 2008. 164 с.

Беляева Н.В., Корзун А.Л., Петрова Л.В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке Европейской платформы (в связи с формированием рифовых резервуаров). СПб.: Наука. 1998. 154 с.

ГОСТ 12113-94 Угли бурые, каменные, антрациты, твердые рассеянные органические вещества. Метод определения показателей отражения.

ГОСТ 9414.2-93. Уголь каменный и антрацит. Методы петрографического анализа. Ч.2: метод подготовки образцов.

Данилевский С.А., Склярва З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. Атлас карт. Ухта, Республика Коми. 2001.

Жемчугова В.А. Природные резервуары в формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. Актуальные научно-технические проблемы развития геолого-геофизических поисково-разведочных работ в Республике Коми. М.: Издательство Московского государственного горного университета. 2002. 244 с.

Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В. и др. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт Ухта, Респ. Коми. 2000.

Цветков Л.Д., Цветкова Н.Л. Сланцевые углеводороды (Библиографический обзор). ОАО «НПЦ «Недра». Ярославль. 2012.

Jacob H. Disperse solid bitumens as an indicator for migration and maturity in prospecting for oil and gas. Erdol und Kuhle 38. 1985. Pp. 365-366.

Landis, C.R., Castano, J.R. Maturation and bulk chemical properties of a suite of solid hydrocarbons. Org. Geochem. 22. 1994. Pp. 137-149.

Luo Qingyong, Zhong Ningning, Qina Jing, Li Kewen, Zhang Yanqi, Wang Yannian, Ma Ling. Thucholite in Mesoproterozoic shales from northern north China: Occurrence and indication for thermal maturity. International Journal of Coal Geology. 125. 2014. Pp. 1-9.

Сведения об авторах

Тамара Алексеевна Кирюхина – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник

Тел: +7(495)939-37-66

Мария Александровна Большакова – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник

Антонина Васильевна Стулакова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых

Тел: +7(495)939-55-76

Наталья Ивановна Коробова – ассистент

Тел: +7(495)939-30-22

Наталья Владимировна Пронина – кандидат геолого-минералогических наук, доцент

Роман Сергеевич Сауткин – научный сотрудник

Тел: +7(495)939-37-96

Анна Анатольевна Сулова – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник

Виктор Васильевич Мальцев – кандидат химических наук, старший научный сотрудник

Ирина Энверовна Сливко – инженер

Мария Сергеевна Лужбина – магистрант

Ирина Алексеевна Санникова – магистрант

Дарья Андреевна Пушкарева – магистрант

Виталия Валерьевна Чупахина – магистрант

Анна Петровна Завьялова – магистрант

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

119234, Москва, ул. Ленинские горы, д.1

Lithological and geochemical characteristics of domanic deposits of Timan-Pechora Basin

T.A. Kiryukhina, M.A. Bol'shakova, A.V. Stoupakova, N.I. Korobova, N.V. Pronina, R.S. Sautkin, A.A. Suslova, V.V. Mal'tsev, I.E. Slivko, M.C. Luzhbina, I.A. Sannikova, D.A. Pushkareva, V.V. Chupakhina, A.P. Zav'yalova

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: takir@bk.ru

Abstract. Timan-Pechora Basin is the region of the oldest Russian gas and oil fields but its potential is still significant because of oil presence in source rocks of domanic formation (middle Frasnian- Tournaisian sediments) rich with organic matter (OM). Oil from such kind of rocks is usually called "shale oil". Complex of different methods of lithology (lithofacies analysis), coal petrography and geochemistry (Rock-Eval 6, GC, GCMS) was used for this work. More than 300 domanic source rocks samples from outcrops and well cores were analyzed. Typical middle Frasnian, upper Frasnian and lower Famennian upper Devonian sections were described and characterized. Main attention was put to sediments of three zones: deep water depression, slope of depression and progradation terrace. It is shown that OM concentrations in domanic (middle Frasnian) sediments of deep water depression facies are much higher than in domanicoids- ('similar to domanic') sediments of upper Frasnian and lower Famennian age. OM of domanic deposits is presented by three types of matter according to results of coal petrography. The first type (A) is the redeposited vitrinite in the form of isolated grains of different sizes, sometimes with signs of rounding. In the samples it occurs in the form of small fragments and scraps. The second type (B) is the residual autochthonous material which is very diverse in its form (it could be in the form of scraps, debris, thin, discontinuous threads or could fill all space between the grains). If this type of OM is presented by large enough clusters, they can be used for reflectance measurement. The third type of OM (C) is presented by bioclasts, they stayed in sediments and inherited shapes of organisms or its particles. Domanic formation is in oil window almost in all studied area of Timan-Pechora Basin. Maturity level corresponds with tectonic zones. Highly matured rocks are confined with negative tectonic elements. Extraction of bitumens from domanic source rocks confirmed that soluble OM is autochthonous. Hydrocarbon composition of extracts corresponds well to both lithological characteristics and rocks maturity. Coal petrography also confirms that OM is autochthonous. Chromatograms of domanic extracts are quite variable but could be explained by diversity of domanic rocks lithology. Maturity-dependent biomarker parameters support pyrolysis results and coal petrography measurements.

Keywords: Domanic, Timan-Pechora, litho-facies, coal petrography, shale oil.

References

- Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva L.A. (Gembitskaya), Klimova L. I. Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyna [Organic geochemistry of the Timan-Pechora basin]. St. Petersburg: VNIGRI. 2008. 164 p.
- Belyaeva N.V., Korzun A.L., Petrova L.V. Model' sedimentatsii fransko-turneyskikh otlozheniy na severo-vostoke Evropeyskoy platformy (v svyazi s formirovaniem rifovykh rezervuarov) [Model of the Frasnian-Tournaisian deposits sedimentation in the north-eastern

European platform (in relation to the formation of reef reservoirs)]. St. Petersburg: "Nauka" Publ. 1998. 154 p.

Danilevskiy S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M. Geoflyuidal'nyye sistemy Timano-Pechorskoy provintsii. Atlas kart [Geo-fluid system of the Timan-Pechora province. Atlas of maps]. Ukhta. 2001.

GOST 12113-94. Ugli burye, kamennyye, antratsity, tverdyye rasseyannyye organicheskiye veschestva. Metod opredeleniya pokazateley otrazheniya [State Standard: Mineral coal, brown coal, anthracite, solid dispersed organic matter. Method of reflection index determination].

GOST 9414.2-93. Ugol' kamennyy i antratsit. Metody petrograficheskogo analiza. Ch. 2: metod podgotovki obraztsov [State Standard: Coal and anthracite. Petrographic analysis methods. Part 2: Sample preparation methods].

Jacob H. Disperse solid bitumens as an indicator for migration and maturity in prospecting for oil and gas. Erdol und Kuhle 38. 1985. Pp. 365-366.

Landis, C.R., Castano, J.R. Maturation and bulk chemical properties of a suite of solid hydrocarbons. *Org. Geochem.* 22. 1994. Pp. 137-149.

Luo Qingyong, Zhong Ningning, Qina Jing, Li Kewen, Zhang Yanqi, WangYannian, Ma Ling. Thucholite in Mesoproterozoic shales from northern north China: Occurrence and indication for thermal maturity. *International Journal of Coal Geology.* 125. 2014. Pp. 1-9.

Nikonov N.I., Bogatskiy V.I., Martynov A.V. et al. Timano-Pechorskiy sedimentatsionnyy basseyn. Atlas geologicheskikh kart [Timan-Pechora sedimentation basin. Atlas]. Ukhta. 2000.

Tsvetkov L.D., Tsvetkova N.L. Slantsyevyye uglevodороды (Bibliograficheskii obzor) [Shale hydrocarbons (bibliographic review)]. Yaroslavl: OAO «NPTs «Nedra». 2012.

Zhemchugova V.A. Prirodnyye rezervuary v formatsiyakh Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna. Aktual'nyye nauchno-tekhnicheskiye problemy razvitiya geologo-geofizicheskikh poiskovo-razvedochnykh rabot v respublike Komi [Natural reservoirs in Pechora basin formations. Recent scientific and technical problems of geological and geophysical exploration in the Komi Republic]. Moscow: Publ. House of Moscow State Mining University. 2002. 244 p.

Information about authors

Tamara A. Kiryukhina – PhD, Associate Professor, Leading Researcher

Tel: +7(495)939-37-66

Mariya A. Bol'shakova – PhD, Researcher

Antonina V. Stoupakova – Doctor of Science, Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Natal'ya I. Korobova – Teaching assistant

Tel: +7(495)939-30-22

Nataliya V. Pronina – PhD, Associate Professor

Roman S. Sautkin – Researcher

Tel: +7(495)939-37-96

Anna A. Suslova – PhD, Researcher

Viktor V. Mal'tsev – PhD, Senior Researcher

Irina E. Slivko – Engineer

Mariya S. Luzhbina – BSc.

Irina A. Sannikova – BSc.

Dar'ya A. Pushkareva – BSc.

Vitaliya V. Chupakhina – BSc.

Anna P. Zav'yalova – BSc.

Petroleum Geology Department, Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234, Moscow, Leninskie gory, 1