

ВОЗВРАЩЕНИЕ К ОЦЕНКЕ КАТАГЕНЕЗА ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА УГЛЕПЕТРОГРАФИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Н.В. Пронина¹, М.С. Лужбина¹, Д.В. Макаров²

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²ФГБУ «Росгеолфонд», Москва, Россия

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн по-прежнему играет большую роль как потенциальный регион для добычи углеводородного сырья в России. В настоящее время появляются новые факты из разведки на нефть и газ. Авторы детально изучили более 50 образцов из 11 скважин, большинство из которых относились к средне-позднефранским отложениям позднего девона, выделяемых в доманиковый горизонт.

Органические мацералы, встреченные в исследованных образцах, представлены фрагментами гумусовых мацералов и сапропелевым органическим веществом (ОВ), образованным из водорослевого материала. Самыми распространенными органическими мацералами доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна являются битуминиты. Они встречены во всех без исключения образцах и обеспечивают общее содержание ОВ, % в породе. Битуминиты обычно равномерно распределены среди минерального вещества и окрашивают породу в темно-серые, иногда почти черные. Именно битуминит был использован для определения показателя отражения, а в дальнейшем результат пересчитан в соответствующий «эквивалент показателя отражения витринита». Это особенно важно, поскольку для моделирования использовались как авторские данные, так и результаты предшествующих исследований.

Было проведено ID-моделирование истории погружения и степени зрелости пород в программе PetroMod (2015.1 Schlumberger). Концепция модели формирования территории согласована с основными этапами развития северо-востока Восточно-Европейской платформы и Предуральского прогиба. Мощности зон катагенеза и положение границ между ними являются показателями теплового режима в анализируемых районах. Тепловые потоки, использованные в моделировании, и выявленная катагенетическая зональность продемонстрировали сходность для большинства тектонических районов (за исключением двух – Предуральского прогиба и Хорейверской впадины). По классификации осадочных бассейнов (Robert, 1985), 5 районов являются районами с нормальным или чуть пониженным геотермическим режимом (тепловой поток 45-65 мВ/м²), и Предуральский прогиб (тепловой поток до 74 мВ/м²) является районом с повышенным «гипертермальным» режимом.

Ключевые слова: органические мацералы, показатель отражения витринита, катагенетическая зональность, моделирование

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.9>

Для цитирования: Пронина Н.В., Лужбина М.С., Макаров Д.В. Возвращение к оценке катагенеза осадочной толщи Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна углепетрографическими методами. *Георесурсы*. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 80-87. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.9>

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн (НГБ) по-прежнему играет большую роль как потенциальный регион для добычи углеводородного сырья в России. Однако значение тех исследований, которые ведутся в регионе, возрастает при использовании их в прогнозах на прилегающий Баренцевоморский бассейн, гораздо менее изученный, но являющийся своеобразным продолжением Тимано-Печорского НГБ в акваторию.

Одним из направлений изучения осадочной толщи любого бассейна является исследование степени преобразованности пород, а самым распространенным методом в таких исследованиях является определение «показателя отражения витринита (RV,%)», входящего в комплекс углепетрографических анализов.

В отличие от других нефтегазоносных бассейнов, углепетрографические исследования в Тимано-Печорском НГБ проводились довольно широко и на высоком научном уровне. Отчасти это было связано с систематическими исследованиями угленосных отложений пермского возраста Печорского бассейна, приуроченного к Предуральскому сектору Тимано-Печорского НГБ. Очень квалифицированный коллектив под руководством Ю.В. Степанова и

его последователи, а также их коллеги из Института геологии и разработки горючих ископаемых: И.И. Аммосов, Н.П. Гречишников, В.И. Горшков, детально изучали угленосные отложения Предуральского прогиба и прилегающего платформенного района. Были составлены карты метаморфизма углей и катагенеза осадочной толщи, которые до сих пор широко используются геологами (Аммосов, 1971; Аммосов и др., 1980; Степанов, 1975). В региональных построениях авторы использовали не только данные, полученные при разведке угольных месторождений, но и те разрозненные сведения, которые удавалось получать при разведке нефтяных и газовых месторождений к западу и северу от Печорского угольного бассейна.

В настоящее время появляются новые факты из разведки на нефть и газ. Эти данные могут относиться к ранее не изученным отложениям, даже если район исследований не нов. Кроме того, комплекс современных аналитических методов изучения органического вещества (ОВ) пород стал шире, чем 30-50 лет назад, и возможность сравнения результатов различных анализов между собой и с данными исследований прошлых лет должна реализовываться.

В настоящей работе сделана попытка установить вертикальную катагенетическую зональность для отдельных районов Тимано-Печорского бассейна, что может быть основой сравнения их геотермического режима и других геологических реконструкций.

Исходные данные

Исследование выполнено на базе опубликованных и неопубликованных данных за более, чем 30 лет, включавших показатели отражения витринита и, возможно, других органических мацералов. Было проанализировано около 500 замеров RV,%, относящихся к отложениям девона, карбона, перми и триаса (результаты научно-исследовательских и геолого-разведочных работ разных организаций).

Авторами были детально изучены более 50 образцов из доманиковых отложений из 11 скважин (Белая-4, Большеперская-1, Вуктыльская-51, Кырнышская-6, Няюрхитская-10, Пальникская-1, Ронаельская-1, Харутамылькская-1, Хоседаюская Южная-1, Хыльчюская-7, Югидская Северная-5) (Рис. 1).

Методика исследований

Самостоятельные углепетрографические исследования включали мацеральный анализ в простом отраженном и ультрафиолетовом свете и замеры показателя отражения. Изучение проводилось на микроспектрофотометре QDI – 300, Stage с базовым микроскопом LeicaP 2500, объективом x50 и эталоном Yttrium Aluminum Garnet (0.905).

Пробы, отобранные в анализируемых скважинах, были исследованы комплексом геохимических методов, включавших: Rock-Eval, битуминологический анализ, газовую хроматографию и хромато-масс-спектрометрию. Результаты геохимических анализов использовались авторами для сравнения с углепетрографическими данными при установлении типа ОВ и степени его зрелости (в настоящей работе не приводятся).

Обширная база данных, использованных в анализе, позволила применить ID моделирование в пакете PetroMod (2015.1 Schlumberger) для оценки геотермического режима рассматриваемого региона.

Геологическая характеристика

В тектоническом отношении бассейн приурочен к северо-восточной части Восточно-Европейской платформы и прилегающему с востока Предуральскому краевому прогибу. Тиманский кряж ограничивает бассейн с запада и юго-запада, Урал и Пай-Хой обрамляют его на востоке и северо-востоке, на севере Тимано-Печорский бассейн открывается в Баренцево море. В платформенной части выделяют: Ижма-Печорскую и Хорейверскую впадины,

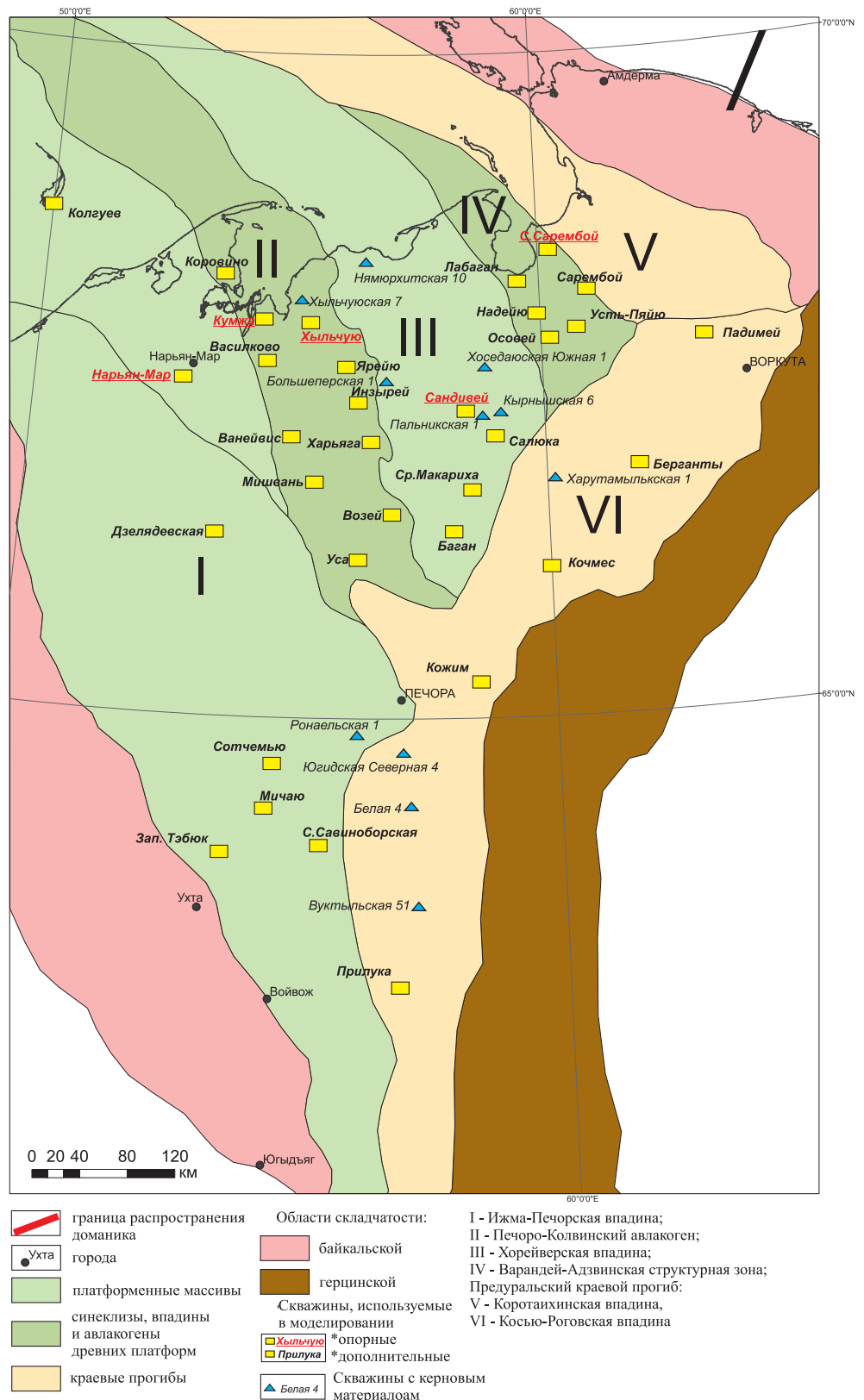


Рис. 1. Тектоническая схема и карта фактического материала (Кирюхина и др., 2015)

Печоро-Колвинский авлакоген, Варандей-Адзвинскую структурную зону и Тиманский мегавал; в области передовых прогибов – Верхнепечорскую, Большесынинскую, Косью-Роговскую, Коротайхинскую впадины, передовые складки западного склона Урала.

Фундамент сложен верхнепротерозойскими породами. Осадочное выполнение представлено палеозойскими и мезозойскими отложениями с максимальной мощностью от нескольких сотен метров на Тимане до 6-8 км в платформенных прогибах. В Предуральском прогибе мощность осадочного комплекса достигает 10-12 км. При моделировании большее внимание уделялось угленосным отложениям верхней перми и нефтематеринским доманиковым отложениям верхнего

девона (кремнисто-глинисто-битуминозные породы) $D_3 fr_{2-3}$ (Рис. 2.). Именно для этих возрастных интервалов имеется наибольшее число определений RV, %.

Типы ОБ и их влияние на RV, %

Большинство образцов, исследованных авторами в данной серии, относились к средне-позднефранским отложениям позднего девона, выделяемых в доманиковый горизонт. В это время на территории Тимано-Печорского бассейна господствовали морские обстановки. Море было неглубоким, теплым, что способствовало развитию богатой и разнообразной фауны и флоры в виде водорослей. Водоросли были одноклеточными (в том числе и колониальными) и многоклеточными, планктонными

и бентосными. Талломы или слоевища водорослей не обладают специализированными покровными или проводящими тканями, иногда напоминают слизистые комочки или пленки на субстрате. При отмирании водоросли чаще всего образуют скопления аморфного ОБ (АОВ), которое заполняет полости между минеральными зёрнами осадков, располагается в межслоевых промежутках, фиксируя, тем самым, поверхности напластования. Поэтому формы и размеры АОВ варьируют в широких пределах. Подавляющее большинство разновидностей водорослей входят в состав биопродуцентов ОБ, слагающего нефтематеринские породы. По своему химическому, элементному составу остатки водорослей, характеризующиеся повышенным содержанием водорода (до 11-13%), относятся к керогену I типа. Некоторые составляющие высших растений (которые в углях формируют группу липтинита) имеют такой же химический состав как у водорослей, что и позволяет относить их к одной мацеральной группе.

Органические мацералы, встреченные в исследованных образцах, представлены как фрагментами гумусовых мацералов, так и сапропелевым ОБ, образованном из водорослевого – альгинитового, материала. Гумусовые мацералы редки, они присутствуют обычно в виде переотложенного материала, привнесенного в осадок из области размыва. Во время транспортировки может происходить дополнительное окисление ОБ, что отражается на оптических и других свойствах мацералов. Эта особенность переотложенных мацералов учитывается при выборе объектов для замеров показателей отражения.

Среди гумусовых мацералов самыми распространенными являются мацералы группы витринита. Они могут быть представлены структурными (телинитом) и бесструктурными (коллотелинитом, гелинитом) разновидностями. Мацералы группы инертинита чаще всего представлены

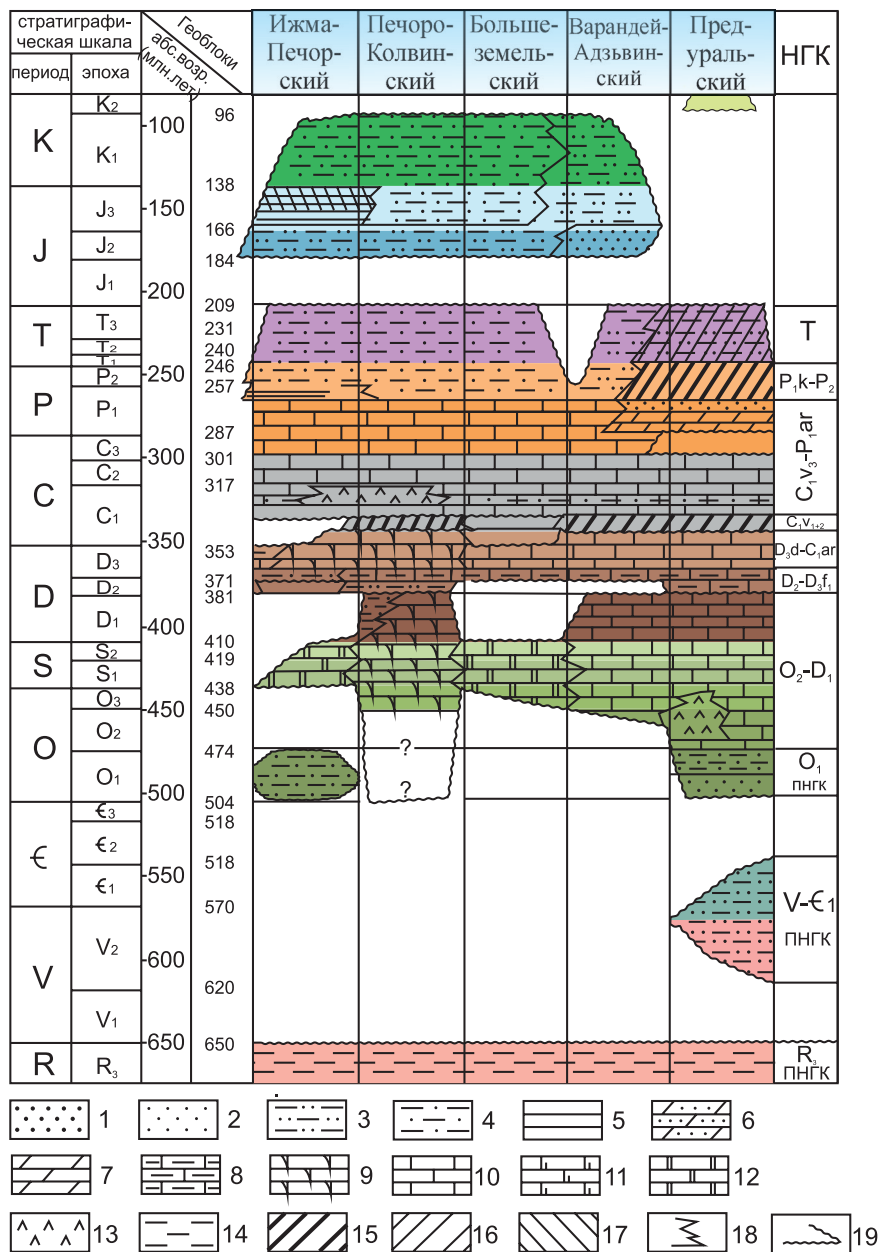


Рис. 2. Стратиграфическая колонка. 1 – глинисто-песчаная морская моласса; 2-13 – формации: 2 – песчаная, 3 – глинисто-песчаная, 4 – песчано-глинистая, 5 – глинистая, 6 – мергельно-песчаная, 7 – мергельная, 8 – глинисто-известняковая, 9 – мергельно-известняковая, 10 – известняковая, 11 – доломито-известняковая, 12 – доломитовая, 13 – сульфатно-доломитовая; 14 – песчано-сланцевая и сланцевая формации верхней части рифейского комплекса; 15 – угленосные песчано-глинистая и глинисто-песчаная формации; 16 – слабо угленосные формации; 17 – глинистые формации; 18 – границы формаций; 19 – поверхности размыва на границах комплексов

структурным компонентом – фюзинитом. Мацералы липтинитовой группы, образовавшиеся из гумусовых углей – споринит, кутинит и др., встречаются в изученных образцах очень редко.

К альгинитам обычно относят мацералы, сохранившие бесспорные признаки первичных водорослей: перегородки внутри колоний, «пузырьки» – полости, напоминающие клетки. Когда такие черты отсутствуют, используют термин аморфное ОВ. По своим оптическим свойствам АОВ сходно с другими мацералами липтинитовой группы. В отраженном свете у этих компонентов самый низкий показатель отражения из всех органических мацералов, при этом они обладают довольно ярким свечением в ультрафиолетовом свете (УФ свет), чего нет у мацералов других групп. Именно выразительные люминесцентные свойства липтинитов обусловили широкое применение люминесцентной микроскопии в органической петрологии.

Мацералы липтинитовой группы представлены аморфным ОВ, являющимся первичным, а также теми вторичными продуктами, которые образовались из него в катагенезе. Дело в том, что из твердого ОВ при определенных температурах и давлении начинают выделяться жидкие и газообразные продукты. Если следы газа в углепетрографических образцах практически не встречаются, то жидкие компоненты, назовем их условно «битумами», встречаются в породах очень часто. Они представлены пленками на минеральных зернах, бесформенными межзерновыми сгустками в порах, оторочками вокруг исходного скопления АОВ, оставшегося в твердом состоянии. Поскольку соотношение твердой и жидкой-газообразной фаз при трансформации ОВ может быть разным в зависимости от состава исходного ОВ, характер органических мацералов в породе также разнообразен.

Самым ярким примером может служить гумусовое ОВ. Его наиболее распространенный мацерал – витринит, преобразуясь, практически полностью остается в твердом состоянии, никаких следов жидких образований, выделившихся из него, в породе нет. Липтинитовые мацералы, напротив, трансформируясь, выделяют очень много жидких и газообразных веществ, которые покидают исходную форму и отжимаются в поры и трещины окружающей их породы. Густота таких битумных пленок уменьшается при удалении от материнского АОВ. Минеральные зерна вокруг них в простом отраженном свете имеют характерный коричневатый оттенок, который обусловлен пленками покрывающего их битума. В УФ свете такие битумные пленки и оторочки часто светятся очень ярко. Скопления битумов с ярким люминесцентным свечением могут отмечаться и в каналах перемещения жидких новообразований.

Твердое вещество, оставшееся на месте исходного АОВ, после ухода из него жидких и газообразных продуктов, сократилось в объеме, что четко видно в препаратах по ряду признаков, изменились его оптические свойства. Такие мацералы называют «твердыми битумами» (Landis, Castano, 1995), «протобитумами» (Luo et al., 2014) или «битуминитами» (Taylor, 1991). Все эти термины являются синонимами, но если «твердые битумы» используются давно и довольно часто, то «протобитум» – термин относительно молодой, а вот «битуминит» – больше всего

отвечает номенклатурным требованиям ИССП (International Committee of Coal Petrology – Международного Комитета по Углететрографии). В дальнейшем авторы используют термин «битуминит» для обозначения твердых продуктов преобразования АОВ (на рисунках 3 и 4 такие мацералы обозначены SB для того, чтобы отличать их от битумов – В).

Самыми распространенными органическими мацералами доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна являются битуминиты. Они встречаются во всех без исключения образцах и обеспечивают общее содержание ОВ, % в породе. Битуминиты обычно равномерно распределены среди минерального вещества и окрашивают породу в темно-серые, иногда почти черные цвета. На микрофотографиях (Рис. 3, 4) приведены типичные примеры битумов (В) и битуминита (SB) из разных скважин.

Фрагменты гумусового ОВ, чаще всего представленные витринитом (Vt), встречаются в небольшом числе исследованных проб, отобранных из скважин в Ижма-Печорской и Денисовской впадинах. Единичные находки переотложенного Vt встречаются в образцах из Хорейверской и Косью-Роговской впадин. Такое распределение фрагментов гумусового ОВ закономерно и определяется близостью районов их распространения к областям сноса. На микрофотографиях (Рис. 3) мацералы гумусового ОВ обозначены как «removed».

Третьим типом органических мацералов, встречающихся в доманиковых отложениях, являются углеродистые остатки разных организмов. В научной литературе их называют зоокластами или биокластами. В изученных

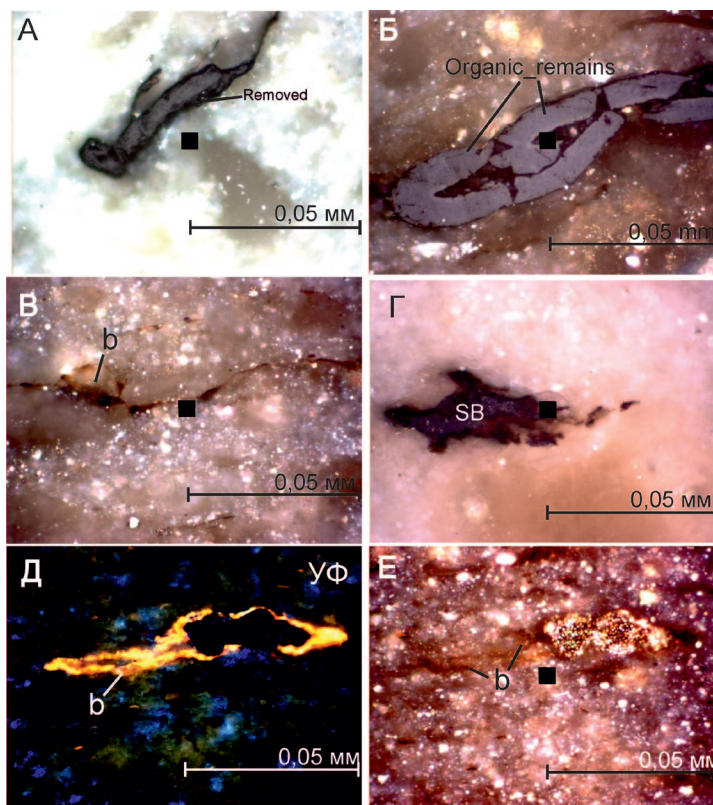


Рис. 3. Органические мацералы. Фото: А – скв. С.Хальчуйская 7, Б, В – скв. Нямярхитская 10, Г – скв. Ронаельская, Д, Е – скв. Пальникская. b – битумы в виде пленок, налетов, SB – твердые битумы, битуминит, removed – переотложенные фрагменты гумусового ОВ, organic remains – биокласты

образцах биокласты встречаются редко, но чаще, чем переотложенный Vt. По площади бассейна биокласты распределены равномерно и приуроченности к какому-либо региону не демонстрируют.

Определение степени зрелости ОВ основывается на замерах показателя отражения витринита (RV,%), что регламентировано Международным и Российским стандартами (ГОСТы 12113-94, 9414.5 и ISO 7404-5). Однако во многих отложениях – более древних, чем каменноугольного возраста или образовавшихся в морских обстановках, не обеспечивших наличие в них гумусового детрита, витринит отсутствует. В этих случаях замеры показателя отражения выполняются по битуминиту или другим мацералам, например, остаткам граптолитов и рассматриваются как «показатели отражения эквивалентов витринита» $RV_{eq},\%$. Сопоставления $RV,\%$ – $RV_{eq},\%$ исследованы, выведены формулы пересчета, которые в настоящее время широко используются (Hartkopf-Fröder et al., 2015). Одной из таких формул авторы пользовались в своих пересчетах (Jacob, 1985).

Отступление в терминологические и методические особенности углепетрографии сделаны для того, чтобы акцентировать внимание на том факте, что в отложениях девонского возраста самыми распространенными органическими мацералами являются аморфное ОВ – битуминит, и «битумы». Витринит встречается чрезвычайно редко и качество его переотложенных фрагментов бывает неудовлетворительным для проведения замеров $RV,\%$. Поэтому возможность замеров $RV_{eq},\%$ осуществляется по битуминиту или АОВ.

Как отмечалось выше, кроме результатов собственных исследований в анализе и последующем моделировании использовались данные $RV,\%$ из работ 30-50-летней давности. Методики замеров тех лет несколько отличались (в частности, в настоящее время замеры $RV,\%$ выполняются только в масле, а не в воздухе, как допускалось ранее), стали возможны замеры $RV_{eq},\%$, а потому необходим учет всех возможных отклонений принимаемых $RV,\%$.

Отложения перми, триаса и более молодые содержат большое количество гумусовых фрагментов, включающих много витринита, по которому и выполняются замеры $RV,\%$. Таких определений, принятых авторами к анализу, было большинство, они широко представлены по всей площади Тимано-Печорского НГБ и сомнений, в целом, не вызывают. Определений же $RV,\%$ для карбона и девона было значительно меньше, а указаний на то, по каким мацералам они были выполнены, нет. Это позволило авторам предположить, что часть замеров была сделана по битуминитам и АОВ, которые преобладают в породах этого возраста. Возможные отклонения в измеренных ранее показателях должны удовлетворять формулам, принятым для пересчета $RV_{eq},\%$ в $RV,\%$:

$$RV_{eq} = 0,668 * RV + 0,40.$$

Моделирование

Было проведено ID-моделирование истории погружения и степени зрелости пород в программе PetroMod (2015.1 Schlumberger). Концепция модели формирования территории согласована с основными этапами развития северо-востока Восточно-Европейской платформы (ВЕП) и Предуральского прогиба (Тимонин, 1998; Малышев, 2002).

Для каждого тектонического элемента для моделирования была выбрана одна опорная и несколько вспомогательных скважин, по которым имелись замеры современной температуры в пласте и замеры показателя отражения витринита.

В модели использованы обобщенные данные о литологическом составе пород, распространенных в каждом анализируемом регионе: Ижма-Печорской впадине, Печоро-Кожвинском авлакогене (Колвинском мегавалу и Денисовской впадине), Варандей-Адзвинской структурной зоне, Хорейверской впадине и Предуральском прогибе (Косью-Роговской впадине).

Литологические характеристики выбирались общие для всех регионов. Таким образом, были взяты 4 комплекса, соответствующие этапам развития бассейна:

- O-D₁₋₂ – терригенно-карбонатный;
- D₃-C_{1t} – карбонатный;
- C_{1v}-P_{1a} – терригенно-карбонатный;
- P₂-T – терригенный.

Мощности размытых отложений (Hm) и тепловые потоки подбирались последовательно с одними и теми же интервалами для каждого региона. Подбирались таким образом, чтобы данные температуры и показателя отражения витринита (последний был в приоритете) ложились на построенную модель с учетом выбранного типа кинетики (для доманиковой нефтематеринской породы Тимано-Печоры был выбран PepperandCorvi (1995)_П(В)).

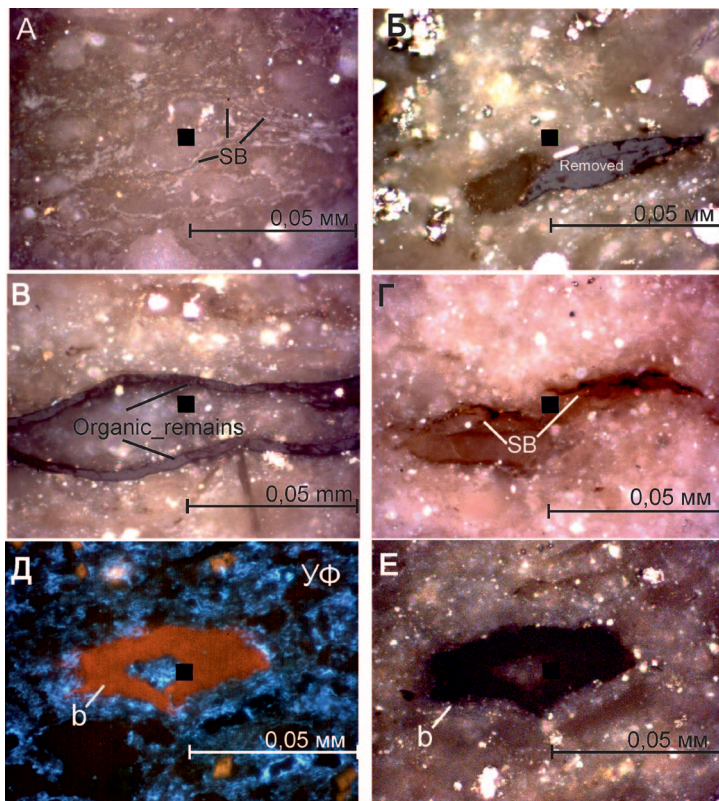


Рис. 4. Органические мацералы. Фото: А – скв. Большеперская 1, Б, В, Д, Е – скв. Нямярхитская 10, Г – скв. Ронаельская. б – битумы в виде пленок, налетов, SB – твердые битумы, битуминит, removed-переотложенные фрагменты гумусового ОВ, organicremains-биокласты

Ижма-Печорская впадина

Для моделирования погружения Ижма-Печорской впадины в качестве опорной была использована скважина Нарьян-Мар-1. Скважины Седужинские, Удачная, Колгуев, Дзелядская, Прилука и Сотчемью были вспомогательными, т.к. по ним имелись данные показателя отражения витринита и температуры (замеры RV,% по

данным скважинам показаны точками различного цвета (на итоговом рисунке 5 с моделированием погружения)).

Для моделирования были использованы обобщенные литологические характеристики по выбранным этапам. Надо заметить, что в данном районе в отложениях ордовикской и девонской систем доля терригенной составляющей выше, чем в других районах.

При моделировании подбирались различные величины эрозии кайнозойско-мезозойских отложений. На рисунке 5 слева разными цветами показаны линии мощностей размытых пород – от 500 м до 3000 м. На графиках отчетливо видно, что лучшая корреляция фактических замеров RV,% с графиками моделирования наблюдается в интервале 2000-3000 м размытых отложений. Поэтому данный интервал на рисунке справа закрашен светло-розовым цветом – именно он демонстрирует лучшую корреляцию и на основании этого принят в моделировании как наиболее вероятный. Тепловые потоки при этом подбирались исходя из средних по региону с активизацией в девоне и составили от 51 до 74 мВ/м².

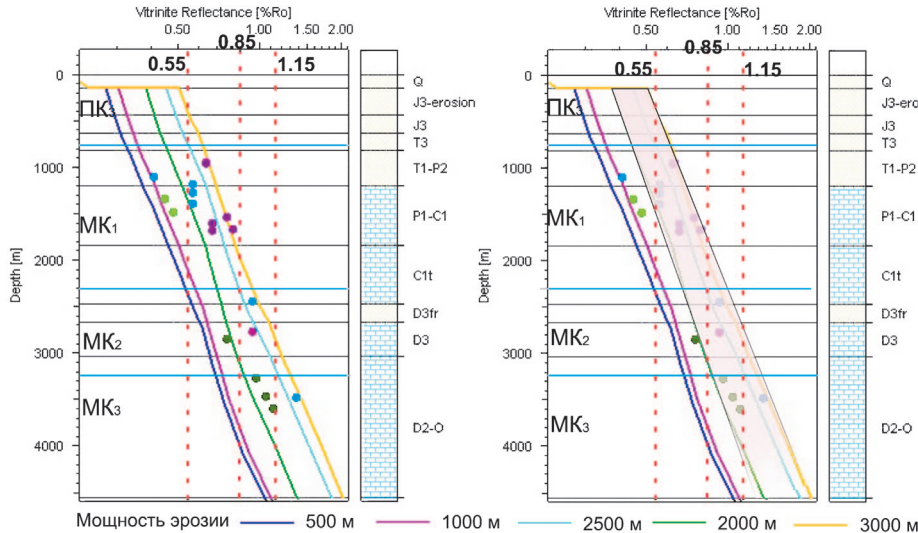


Рис. 5. Модель погружения для Ижма-Печорской впадины при тепловом потоке от 51 до 74 мВ/м² (слева – исходная модель, справа – принятая в моделировании)

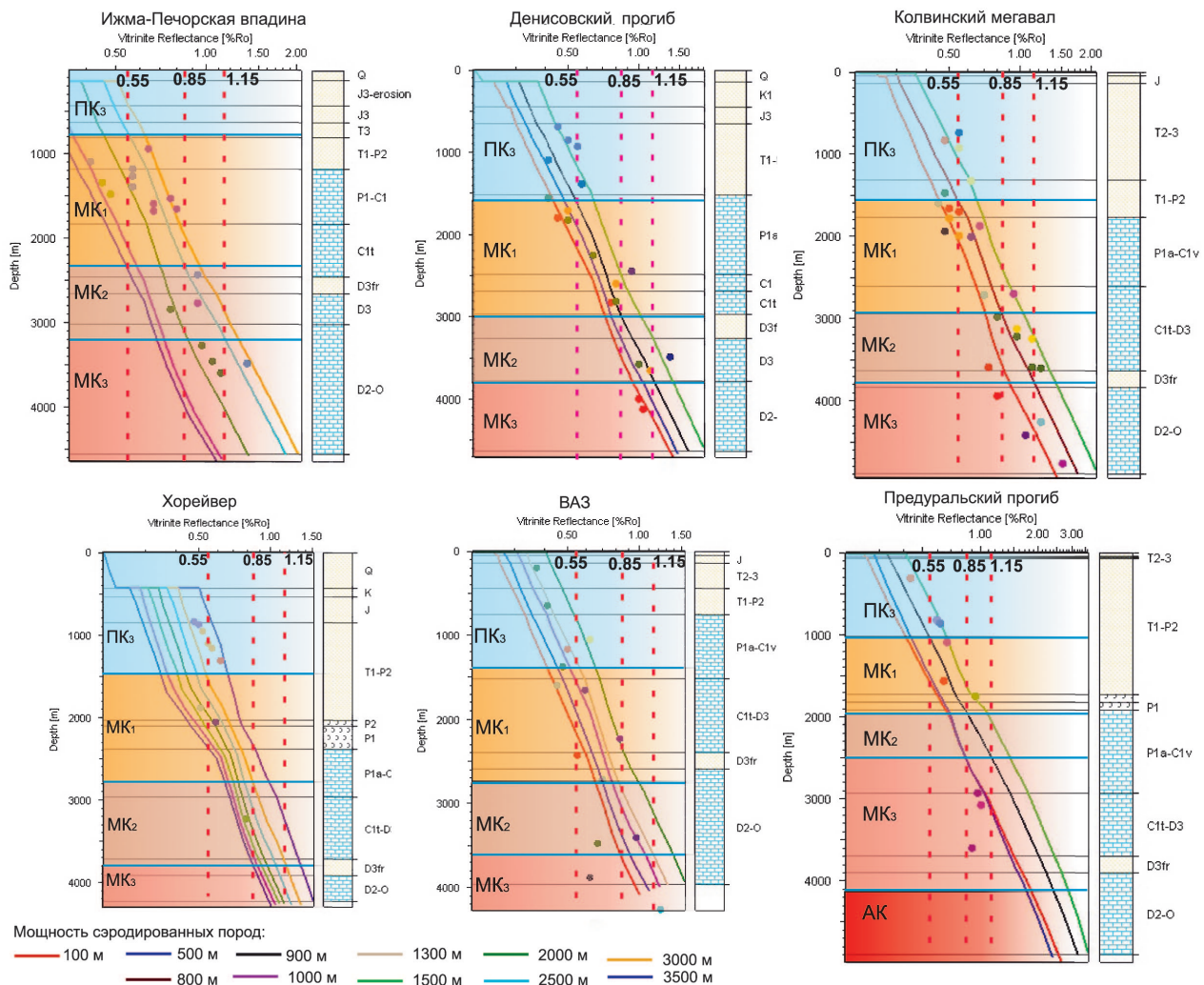


Рис. 6. Зоны катагенеза тектонических районов Тимано-Печоры (ВА3 – Варандей-Адзьвинская зона)

Таким образом, в пределах Ижма-Печорской впадины, показатель отражения витринита закономерно возрастает с глубиной от 0.45 % до 1.37 % RV. Степень катагенеза оценивалась по значениям RV,%. Граница ПК/МК₁ (P₁-P₂ отложения) проведена по RV – 0.55% и располагается на глубине приблизительно 1000 м (от 800 до 1200 м). Граница МК₁/МК₂ (C₁-D₃ породы) проходит на глубине 2500 м и проведена по значению RV – 0.85 %. Граница МК₂/МК₃ (O отложения) находится на глубине 3600 м и проведена по RV – 1.15 %.

Аналогичные построения были проведены для всех шести тектонических зон, что представлено на рис. 6 (на рис. 1 опорные для моделирования скважины выделены красным цветом).

Анализ вертикального распределения зон катагенеза показывает, что граница ПК/МК₁ располагается на глубине от 800 до 1600 м. Эта величина не может быть принята за мощность зоны ПК, а лишь позволяет утверждать, что зона протокатагенеза не менее 1600 м. Данные по другим осадочным бассейнам свидетельствуют, что зона протокатагенеза обычно имеет мощность не менее 2000-2500 м, а значит можно предположить, что верхняя часть разреза во всех исследованных районах размыва. Величина размыва тем больше, чем меньше, соответственно, величина зоны ПК.

Зона МК₁ в среднем имеет мощность 1200-1400 м, от 800 м в Предуральском прогибе до 1500 в Ижма-Печорской впадине. В эту зону в основном попадают отложения P₁-C₁. Граница МК₁/МК₂ проходит на глубине от 2000 до 3000 м. мощность МК₂ составляет в среднем 1000 м, от 600 м в Предуральском прогибе до 1000 м в Хорейверской впадине. В эту зону в основном попадают отложения D₂-C₁ (иногда P₁). Граница МК₂/МК₃ находится на глубине от 2500 до 3800 м. Мощность МК₃ изменяется от 800 м и более. В эту зону в основном попадают D₂ отложения и более древние.

Обсуждение

Мощности зон катагенеза и положение границ между ними являются показателями теплового режима в анализируемых районах. Тепловые потоки, использованные в моделировании, и выявленная катагенетическая зональность продемонстрировали сходность для большинства тектонических районов (за исключением двух). В Хорейверской впадине самые высокие величины зон катагенеза (из-за низких геотермических градиентов) могут свидетельствовать об относительно пониженном тепловом потоке (от 42 до 57 мВ/м²). И, напротив, в Предуральском прогибе выявлен повышенный поток (до 74 мВ/м²), о чем свидетельствуют самые малые мощности зон катагенеза, что характерно для районов с высокими геотермическими градиентами.

По классификации осадочных бассейнов Р. Роберт (Robert, 1985), 5 районов являются районами с нормальным геотермическим режимом (тепловой поток 45-65 мВ/м²), и Предуральский прогиб (тепловой поток до 74 мВ/м²) является районом с повышенным «гипертермальным» режимом.

Выводы

Используя результаты петрографического и геохимического анализов, было установлено, что все доманиковые отложения платформенной части Тимано-Печорского

НГБ находятся в главной зоне нефтеобразования. В Предуральском прогибе они изменены значительно сильнее.

Моделирование и анализ вертикального распределения зон катагенеза позволили установить, что тепловой режим в платформенной части бассейна и в Предуральском прогибе был разный.

Пять зон из проанализированных авторами, согласно классификации осадочных бассейнов (Robert, 1985), по геотермическим градиентам являются районами с «нормальным геотермическим режимом» (градиент 25-35° на 1000 м, что соответствует тепловым потокам – 45-65 мВ/м²).

Предуральский прогиб является районом с «гипертермальным режимом» (градиент больше 35° градусов на 1000 м), что соответствует повышенному тепловому потоку – до 74 мВ/м², и характеризуется сокращенными зонами катагенеза.

Литература

Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П. Палеотемпературы преобразования нефтегазоносных отложений. М: Наука. 1980. 110 с.

Аммосов И.И., Еремин И.В. Палеотемпература главного этапа нефтеобразования. Проблемы диагностики условий и зон нефтеобразования. М: ИГиРГИ. 1971. С. 5-18.

ГОСТ 12113-94 Угли бурые, каменные, антрациты, твердые рассеянные органические вещества. Метод определения показателей отражения, соответствует международному стандарту ISO 7404-5.

ГОСТ 9414.2-93. Методы петрографического анализа углей. Ч.2: метод подготовки образцов.

ГОСТ-9414.3-93. Методы петрографического анализа углей. Ч.5: метод определения показателя отражения витринита с помощью микроскопа.

Кирюхина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Пронина Н.В., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Мальцев В.В., Сливко И.Э., Лужбина М.С., Санникова И.А., Пушкарева Д.А., Чупахина В.В., Завьялова А.П. Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна. *Георесурсы*. 2015. № 2. С. 87-100.

Мальшев Н. А. Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов европейского севера России. Екатеринбург: УрО РАН. 2002. 271 с.

Степанов Ю.В. Печорский каменноугольный бассейн. В кн.: *Петрология палеозойских углей СССР*. М: Недра. 1975. С. 144-154.

Тимонин Н.И. Печорская плита: история геологического развития в фанерозое. Екатеринбург: УрО РАН. 1998. 234 с.

Hartkopf-Fröder Ch., Königshof P., Littke R., Schwarzbauer J. Optical thermal maturity parameters and organic alteration at low grade diagenesis to anchimetamorphism: A review. *International Journal of Coal Geology*. 2015. 150-151. Pp. 74-119.

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

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

Luo Qinyong, 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*. 2014. 125. Pp. 1-9

Robert P. Histoire Géothermique et Diagenèse Organique. Elf Aquitaine. 1985. 345 p.

Taylor G.H., Susie Y.L., Teichmüller. Bituminite – A TEM view. *International Journal of Coal Geology*. 1991. V.18. Is.1-2. Pp.71-85.

Сведения об авторах

Наталья Владимировна Пронина – доцент, кандидат геолого-минералогических наук, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Тел: +7(495)939 23 32

e-mail: nvproncl@geol.msu.ru

Мария Сергеевна Лужбина – инженер, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Тел: +7(495)939 23 32

e-mail: luzhbina@gmail.com

Дмитрий Вячеславович Макаров – кандидат геолого-минералогических наук, заместитель начальника отдела подготовки ГКМ, ФГБУ «Росгеолфонд»

Россия, 125993, Москва, 3-я Магистральная ул., 38

Тел: +7 (499)259 45 32, e-mail: dmakarov@rfgf.ru

Статья поступила в редакцию 13.03.2017;

Принята к публикации 15.04.2017; Опубликована 20.05.2017

Return to the catagenesis assessment of the sedimentary stratum in the Timan-Pechora oil and gas basin by means of coal petrographical methods

N.V. Pronina¹, M.S. Luzhbina¹, D.V. Makarov²

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

²Rosgeolfond, Moscow, Russia

Abstract. The Timan-Pechora basin still has a large importance and as a potential region for the hydrocarbons mining in Russia. At present, new facts are emerging from oil and gas exploration. The authors studied more than 50 samples from 11 wells. Most samples in this series were related to the Middle-Late-Frasnian sediments (Late Devonian), which are allocated in «domanic» horizon. Organic macerals of the studied samples are represented both by fragments of humic macerals and sapropelic OM (formed from algal material). The common organic macerals in Timan-Pechora basin are bituminites. They were met in all samples without exception and provide total content of OM,% in the rock. Bituminites are regularly distributed among mineral matter and color the rock in gray or more dark colors. Bituminite was used to determine the reflectance index (RB,%) that later was converted into the corresponding equivalent of vitrinite reflectance index (R_{Ve},%). This is particularly important as authors' information was used together with the results of earlier studies. ID-modeling has been made in the program PetroMod (2015.1 Schlumberger) and helped to understand evolution in Timan-Pechora basin and maturity degree of rocks. The concept of the model was coordinated with the main evolution stages of the northeast European Platform and the foredeep Ural trough. The thicknesses of catagenesis zones and position of boundaries between them are indicators of thermal regime in the analyzed regions. The heat flow used in the modelling was one and the same for most tectonic regions (except foredeep Ural trough and Khoreiverskaja depression). According to the classification of the sedimentary basins by P. Robert (1985), 5 regions belong to regions with a normal or slightly hypothermal geothermal regime (heat flow 45-65 mW/m²) and foredeep Ural trough with heat flow up to 74 mW/m² is a region with a high hyperthermal regime.

Keywords: Organic macerals, vitrinite reflectance index, catagenesis zones, modelling

For citation: Pronina N.V., Luzhbina M.S., Makarov D.V. Return to the catagenesis assessment of the sedimentary stratum in the Timan-Pechora oil and gas basin by means of coal petrographical methods. *Georesursy = Georesources*. 2017. Special issue. Part 1. Pp. 80-87. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.9>

References

- Amosov I.I., Eremin I.V. Paleotemperature of the main stage of oil formation. Problems of diagnostics of conditions and zones of oil formation. Moscow: IGI RGI. 1971. Pp. 5-18. (In Russ.)
- Amosov I.I., Gorshkov V.I., Grechishnikov N.P. Paleotemperatures of transforming oil and gas bearing deposits. Moscow: Nauka. 1980. 110 p. (In Russ.)
- GOST 12113-94 Ugli burye, kamennye, antratsity, tverdye rasseyannye organicheskie veshchestva. Metod opredeleniya pokazatelei otrazheniya, sootvetstvuyet mezhdunarodnomu standartu ISO 7404-5 [State Standard 12113-94 Coals brown, stone, anthracites, solid dispersed organic matter. Method of determining the reflectance indicators is in accordance with the international standard ISO 7404-5]. (In Russ.)
- GOST 9414.2-93. Metody petrograficheskogo analiza uglei. Ch.2: metod

podgotovki obraztsov [State Standard 9414.2-93. Methods of petrographic analysis of coals. Part 2: Method of sample preparation]. (In Russ.)

GOST-9414.3-93. Metody petrograficheskogo analiza uglei. Ch.5: metod opredeleniya pokazatelya otrazheniya vitrinita s pomoshch'yu mikroskopa [State Standard-9414.3-93. Methods of petrographic analysis of coals. Part 5: Method for determining the vitrinite reflection index using a microscope]. (In Russ.)

Hartkopf-Fröder Ch., Königshof P., Littke R., Schwarzbauer J. Optical thermal maturity parameters and organic alteration at low grade diagenesis to anchimetamorphism: A review. *International Journal of Coal Geology*. 2015. 150-151. Pp. 74-119.

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

Kiryukhina T.A., Bol'shakova M.A., Stupakova A.V., Korobova N.I., Pronina N.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., Mal'tsev V.V., Slivko I.E., Luzhbina M.S., Sannikova I.A., Pushkareva D.A., Chupakhina V.V., Zav'yalova A.P. Lithological and geochemical characteristics of domanic deposits of Timan-Pechora Basin. *Georesursy=Georesources*. 2015. No. 2. Pp. 87-100.

Landis, C.R., Castaño, J.R. Maturation and bulk chemical properties of a suite of solid hydrocarbons. *Org. Geochem*. 1994. 22. 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*. 2014. 125. Pp. 1-9

Malyshev N. A. Tectonics, evolution and oil and gas content of sedimentary basins of the European north of Russia. Ekaterinburg: UrO RAN. 2002. 271 p. (In Russ.)

Robert P. Histoire Géothermique et Diagenèse Organique. Elf Aquitaine. 1985. 345 p.

Stepanov Yu.V. Pechora Coal Basin] V kn.: *Petrologiya paleozoiskikh uglei SSSR* [In the book: Petrology of the Paleozoic coals of the USSR]. Moscow: Nedra. 1975. Pp. 144-154. (In Russ.)

Taylor G.H., Susie Y.L., Teichmüller. Bituminite – A TEM view. *International Journal of Coal Geology*. 1991. V.18. Is.1-2. Pp.71-85.

Timonin N.I. Pechora plate: the history of geological development in the Phanerozoic. Ekaterinburg: UrO RAN. 1998. 234 p. (In Russ.)

About the Authors

Nataliya V. Pronina – Associate professor, PhD in Geology and Mineralogy, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1
Phone: +7(495)939 23 32, e-mail: nvproncl@geol.msu.ru

Mariya S. Luzhbina – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1
Phone: +7(495)939 23 32, e-mail: luzhbina@gmail.com

Dmitrii V. Makarov – PhD in Geology and Mineralogy, Deputy Chief, Division of State Fields Cadastre, Rosgeolfond

Russia, 125993, Moscow, 3-ya Magistral'naya St., 38
Phone: +7 (499)259 45 32, e-mail: dmakarov@rfgf.ru

Manuscript received 13 March 2017; Accepted 15 April 2017;
Published 20 May 2017