

МОДЕЛИРОВАНИЕ МАСШТАБОВ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ ДОМАНИКОВОЙ НЕФТЕМАТЕРИНСКОЙ ТОЛЩЕЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ КИНЕТИЧЕСКИХ СПЕКТРОВ ДЕСТРУКЦИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

И.А. Санникова¹, М.А. Большакова¹, А.В. Ступакова¹, Р.С. Сауткин¹, А.А. Сулова¹, Е.В. Козлова²

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

²Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

Верхнедевонские отложения доманиковой свиты (доманик) Тимано-Печорского бассейна вызывают неизменный научный и практический интерес со времен её открытия (конец 19 века). И, несмотря на значительную базу знаний об органическом веществе доманиковых отложений, уже накопленную геохимиками, оно все еще требует более глубокого изучения с помощью современных методов и методик исследования. В данной статье приведены результаты пиролитических исследований доманиковых отложений и кинетические спектры деструкции органического вещества доманиковой нефтематеринской толщи для образцов из различных частей Тимано-Печорского НГБ. Проанализированы основные особенности изменения характера кинетического спектра доманика как в разрезе скважин, так и по площади Тимано-Печорского НГБ. Показаны четыре, созданные в учет этих данных, геолого-геохимические компьютерные бассейновые 2D модели (по профилям субширотного и субмеридионального простирания). Проведен анализ чувствительности математических моделей к изменению вводимых в них кинетических характеристик, и показана существенная разница в получаемых результатах. Показана и обоснована необходимость уточнения спектров кинетических реакций деструкции керогена для доманиковой нефтематеринской толщи при бассейновом моделировании. Проведенная работа позволила оценить количество сгенерированных доманиковой нефтематеринской толщиной углеводородов для двух сценариев с использованием различных кинетических спектров (опубликованного и измеряемого). Разница в объеме генерации доманиковой НМТ между этими двумя сценариями составляет около 70 млрд т нефти.

Ключевые слова: доманиковая нефтематеринская толща, Тимано-Печорский бассейн, сланцевая нефть, кинетические спектры, плотность генерации углеводородов, бассейновое моделирование

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.8>

Для цитирования: Санникова И.А., Большакова М.А., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Козлова Е.В. Моделирование масштабов генерации углеводородных флюидов доманиковой нефтематеринской толщиной Тимано-Печорского бассейна с использованием различных кинетических спектров деструкции органического вещества. *Георесурсы*. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 65-79. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.8>

Введение

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн (ТПНГБ, ТПБ) – один из старейших нефтедобывающих регионов России. И, хотя большинство крупных месторождений выработаны, а прирост запасов происходит за счет до-разведки старых месторождений и ввода в эксплуатацию мелких месторождений и залежей с трудноизвлекаемой нефтью, потенциал Тимано-Печорского бассейна еще не исчерпан. В первую очередь это связано с наличием аутигенной нефтегазоносности («сланцевой» нефти) в среднефранских-турнейских отложениях ($D_3fg_2-C_1t$), обогащенных органическим веществом (Кирюхина и др., 2015). По количеству органического вещества это, в основном, доманиковые отложения и их аналоги, называемые доманикоидами, т.е. «подобными доманиковым» (Баженова и др., 2012).

Доманиковые отложения – яркий пример высокоуглеродистых формаций (Кирюхина и др., 2015, Ступакова и др., 2015), которые представляют собой совокупность тонкослоистых пород с повышенным содержанием карбонатного материала и кремнезема, условия образования которых благоприятны для накопления органического

вещества (ОВ) и его преобразования в углеводородные флюиды (УВ). Доманик ТПБ представлен битуминозно-кремнисто-карбонатными породами.

На территории ТПБ доманиковые отложения имеют почти повсеместное распространение (около 320 тыс. км²), но только на 190 тыс. км² отложения накапливались в резко восстановительных относительно глубоководных обстановках (глубина моря до 200 м) (Рис. 1). По результатам наших исследований, отложения доманиковой свиты на этих участках содержат до 26% органического углерода. Для них типична темная окраска, сильная пиритизация. Мощность этих отложений как правило не превышает 40 м, лишь в единичных случаях возрастая до 50-60 м.

Исследованием органического вещества, степени его преобразования и закономерностей изменения доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна занимались многие исследователи, наиболее известны публикации Ф.Н. Чернышева (1892), Г.А. Чернова (1961), Н.Г. Жузе (1964), Н.В. Беляевой (1992), Т.К. Баженовой (2008), М.Д. Белониной (1992), Т.А. Кирюхиной (1985; 2013; 2015) и др. Труды этих ученых сыграли большую роль в

формировании и пополнении геологической, литологической и геохимической базы, посвященной доманиковым отложениям в пределах ТПБ.

Данная статья является продолжением публикации «Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна» Т.А. Кирюхиной с соавторами (Кирюхина и др., 2015).

Было отобрано и проанализировано около 80 образцов горных пород из обнажений вблизи города Ухта и керн десяти скважин, предоставленного ООО «ТП НИЦ» и институтом ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Исследуемый материал достаточно полно характеризует различные тектонические элементы ТПБ (Рис. 1). Скважины Северо-Югидская-4, Белая-4, Харутамыльская-1

находятся в пределах Предуральского краевого прогиба. Юго-восточную часть Ижма-Печорской впадины характеризует скважина Ронаельская-1, а Печоро-Колвинский авлакоген – скважина Хыльчунская-7. Наибольшее число образцов было отобрано из скважин Хорейверской впадины (Большеземельский свод) – Нямюрхитская-10, Большеперская-1, Южно-Хоседаюская-1, Пальникская-1 и Карнышская-6.

Изученные образцы относятся к различным фаціальным зонам накопления доманиковых отложений (относительно глубоководной впадины, зоны развития склоновых процессов и обстановок накопления отложений аккумулятивной (проградационной) террасы) (Ступакова и др., 2015) (Рис. 2).

Методика исследований

Комплекс геохимических исследований доманиковых отложений ТПБ включал пиролитический анализ, проводимый на установке Rock-Eval 6, а также восстановление однокомпонентных некомпозиционных (bulk) кинетических спектров химических реакций деструкции керогена **пиролитическим методом** на специализированной аппаратуре HAWK Resource Workstation (в лаборатории Центра Добычи Углеводородов, Сколтех).

Для восстановления кинетических спектров были исследованы семь образцов из четырех скважин: Южно-Хоседаюской (3 образца с разной глубиной), Большеперской (2 образца), Пальникской и Харутамыльской (по 1 образцу). Все образцы были отобраны из доманиковой НМТ с высоким и превосходным генерационным потенциалом из склоновых и относительно глубоководных фаціальных зон. Полученные кинетические спектры были нормализованы на частотный фактор $A=2 \times 10^{13} \text{ сек}^{-1}$, в соответствии с методикой (Waples, Nowaczewski, 2015).

На основании полученных результатов было выполнено геолого-геохимическое **бассейновое моделирование**, которое позволило протестировать различные сценарии реализации генерационного потенциала доманиковой нефтематеринской толщи (НМТ) на территории ТПБ и выбрать сценарий, который наиболее надежно описывает наблюдаемые параметры.

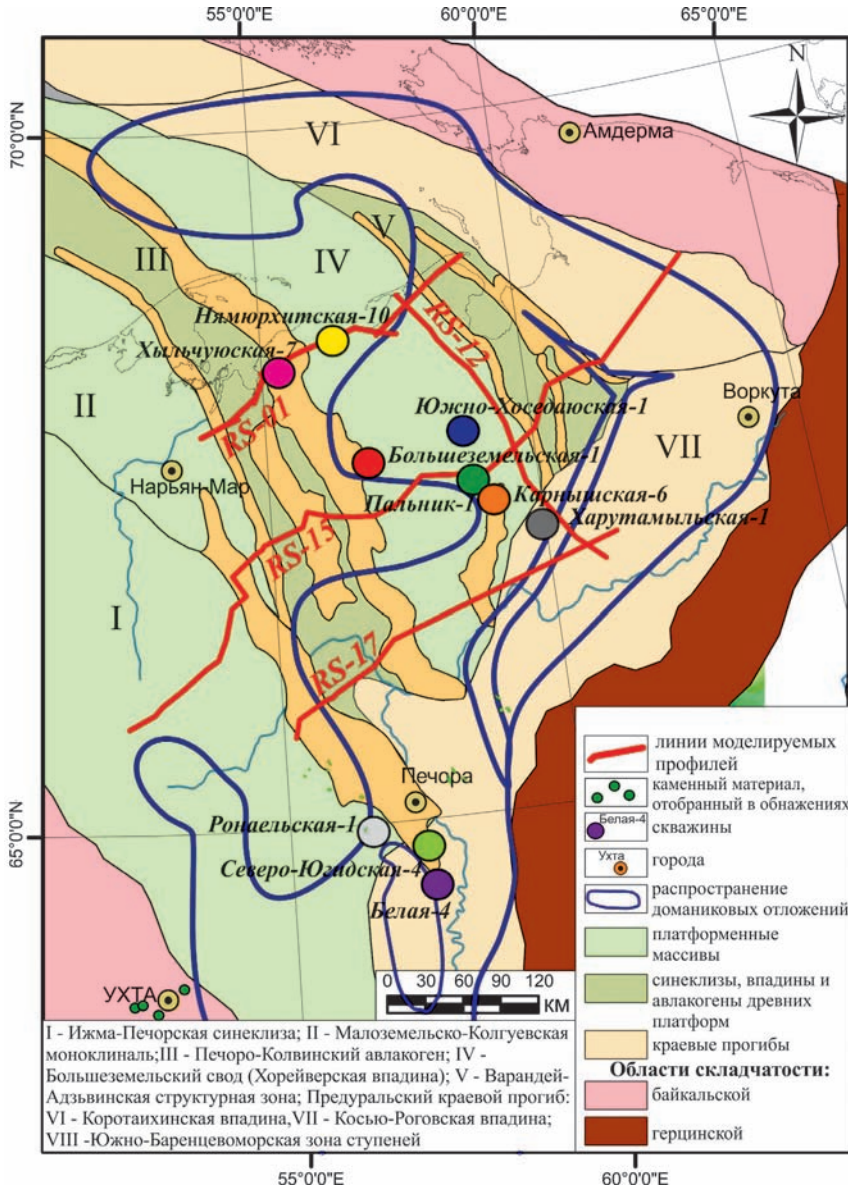


Рис. 1. Карта фактического материала и схема тектонического районирования территории Тимано-Печорского НГБ (Кирюхина и др., 2015)

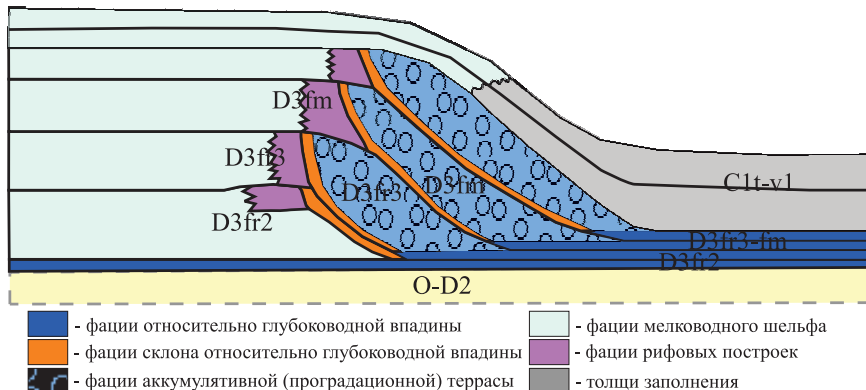


Рис. 2. Схематичный разрез накопления доманиковых отложений (Ступакова и др., 2015, с изменениями)

Результаты исследований

Характеристика ОБ доманиковых отложений различных фациальных зон. На рисунке 3 представлены результаты пиролитических исследований доманиковых отложений. Содержание органического углерода (пиролитический параметр ТОС – total organic carbon) в исследуемых образцах меняется в широких пределах от нуля до 25,5% и сильно различается в разных скважинах и обнажениях.

Самые высокие значения ТОС отмечены в доманиковых отложениях обнажений (3÷25,5 вес %). Эти породы являются очень хорошей НМТ по содержанию органического углерода. В скважинах Харутамыльская и Большеперская ТОС доманиковых отложений изменяется от 2,3 до 12%, они относятся к очень хорошим НМТ. Значения ТОС в скважинах Карнышская, Пальникская, Северо-Югидская, Южно-Хоседаюская изменяются от 1,2 до 6,1%. Доманиковые отложения, вскрытые этими скважинами, также можно считать хорошими НМТ. В скважинах Вуктыльская, Белая, Нямярхитская, Хыльчююская и Ронаельская содержания органического углерода низкие, менее 1,5%, доманик этих скважин является плохой НМТ.

Пиролитические параметры S1 (УВ продукты термического испарения до 300°C) и S2 (продукты термодеструкции керогена и термического испарения от 300 до 650°C, характеризующее УВ потенциал породы, также изменяются в широких пределах и достигают 18,51 мгУВ/г породы и 137,81 мгУВ/г породы, соответственно. В скважинах Вуктыльская, Карнышская, Пальникская,

Северо-Югидская, Хыльчююская и Нямярхитская пик S1 не превышает 0,13 мгУВ/г породы. В скважине Ронаельская параметр S1 изменяется от 0 до 1,85 мгУВ/г породы. Значения пика S1 для скважин Харутамыльская, Большеперская, Белая и Южно-Хоседаюская изменяются от 0 до 3,62 мгУВ/г породы. В образцах доманиковых отложений из обнажений значение S1 достигает 18,51 мгУВ/г породы.

Значения пика S2 для образцов из обнажений достигают 137,81 мгУВ/г породы. В скважинах Южно-Хоседаюская, Харутамыльская и Северо-Югидская параметр S2 варьирует от 6,09 до 48,02 мгУВ/г породы. В районах скважин Карнышская, Пальник и Большеперская значения пика S2 не превышают 17,62 мгУВ/г породы. Самые низкие значения параметра S2 фиксируются в доманиковых отложениях скважин Вуктыльская, Ронаельская, Хыльчююская, Нямярхитская и Белая где они не поднимаются выше 0,25 мгУВ/г породы.

Значения показателя Tmax варьируют от 400 до 500°C. Доманиковые отложения, вскрытые скважинами, уже вошли в ГЗН, значения Tmax в них изменяются от 435 до 450°C. Доманиковые отложения из обнажений (по показателю Tmax) можно отнести, преимущественно, к незрелым ОБ. Корректными значениями Tmax здесь являются 418-424°C.

Показания водородного индекса HI, характеризующие потенциал НМТ, изменяются в очень широких пределах (от 7 до 621 мгУВ/гСорг), поскольку исследуемые образцы характеризуют доманиковые отложения, как мелководного шельфа (коллектора), так и относительно

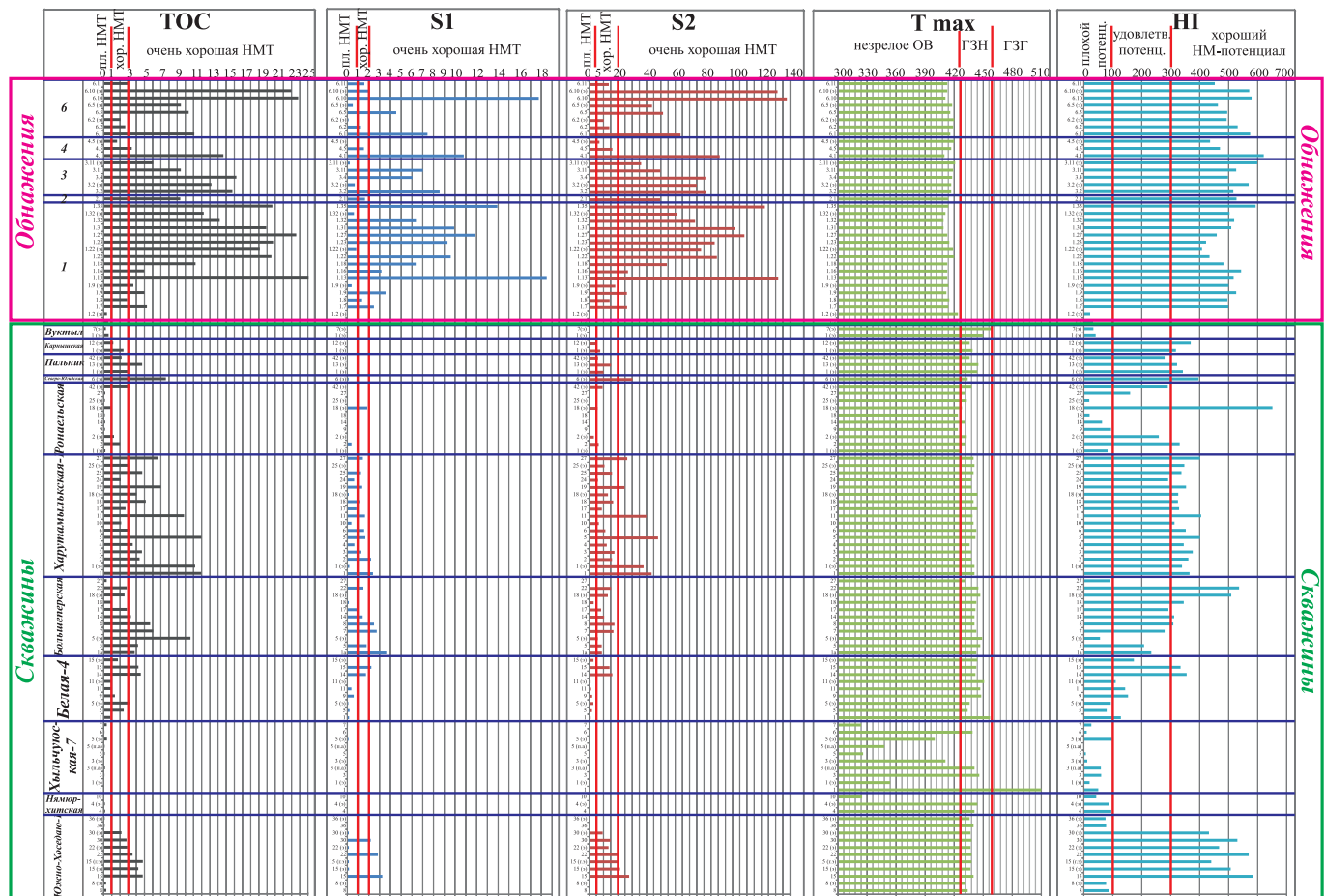


Рис. 3. Результаты пиролитического анализа доманиковых отложений Тимано-Печорского НГБ

глубоководной впадины (НМТ). Значения водородного индекса в скважинах Вуктыльская, Белая, Хыльчюуская и Нямярхитская варьируют от 7 до 173 мгУВ/гСорг, что, в сочетании с маленькими значениями пика S2, указывает на то, что данные отложения не являются НМТ. Водородный индекс доманиковых отложений из скважины Ронаельская-1 изменяется от 19 до 331 мгУВ/гСорг, эти отложения обладают в общем удовлетворительным НМ-потенциалом. В скважинах Карнышская, Пальник, Северо-Югидская, Большеперская, Харутамыльская и Южно-Хоседаюская значения водородного индекса изменяются от 279 до 583 мгУВ/гСорг. Большая часть образцов этих скважин попадает в область НМТ с хорошим потенциалом. Наконец, самым лучшим потенциалом, как НМТ, обладают доманиковые отложения в обнажениях, где параметр HI варьирует от 408 до 621 мгУВ/гСорг.

На диаграмме Ван-Кревелена все исследуемые образцы доманиковых отложений в зависимости от их возраста (средне-, позднефранские и раннефаменские отложения) визуализированы с помощью различных цветов (Рис. 4).

Различными цветами также обозначены образцы из обнажений и скважин. Формой контрольных точек показаны обстановки осадконакопления, к которым относится тот или иной образец. На диаграмме видно, что образцы доманиковых отложений из обнажений характеризуются II типом органического вещества (ОВ) и находятся в начале главной фазы нефтеобразования. Доманиковые отложения скважин средне- и позднефранского возраста также имеют II тип ОВ, но степень их зрелости несколько выше, чем на обнажениях (~градация катагенеза МК_{1,2}).

Отложения раннефранского возраста характеризуются III типом ОВ. Вероятно, это связано с тем, что со среднего франа позднего девона до визейского времени раннего карбона на территории Тимано-Печорского НГБ происходила регрессия моря (Кирихина и др., 2015), и в раннефаменское время роль привноса континентального

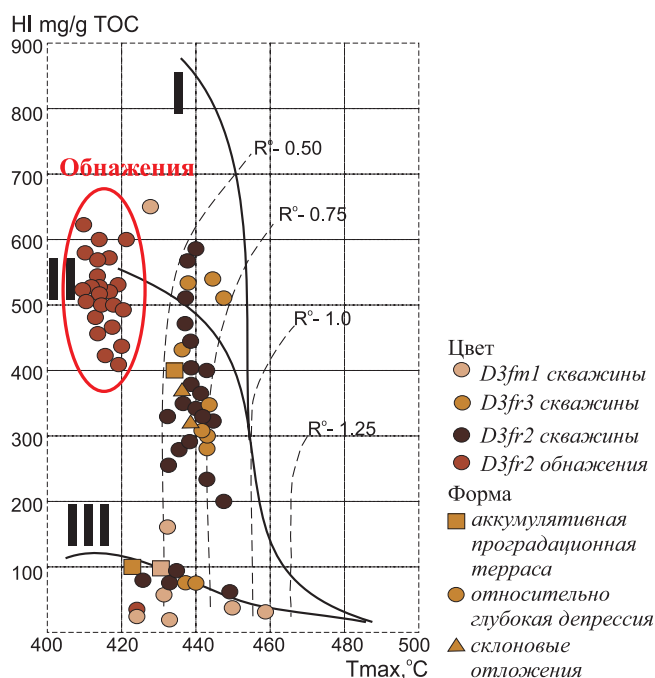


Рис. 4. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена для образцов доманиковых отложений Тимано-Печорского НГБ различных фациальных зон

материала возросла. Этот процесс снизил потенциал доманикоидных отложений раннефаменского возраста.

Анализ типов ОВ в отложениях в зависимости от обстановок осадконакопления позволяет проследить явную закономерность в изменении потенциала НМТ при смене этих обстановок: накапливающиеся в склоновых обстановках и обстановках относительно глубоководной впадины отложения преимущественно содержат II тип керогена. Доманик аккумулятивной проградационной террасы содержит III тип органического вещества.

Кинетические спектры реакций деструкции керогена. В процессе данной работы впервые были получены кинетические спектры реакций преобразования ОВ доманиковых нефтематеринских отложений ТПБ.

Наиболее полно набором кинетических спектров охарактеризованы доманиковые отложения в разрезе скважины Южно-Хоседаюская-1 (Рис. 5), где были проанализированы 3 образца, два из которых отобраны из доманиковых отложений среднефранского возраста, соответствующих относительно глубоководным обстановкам осадконакопления, а третий – из склоновых фаций позднефранского возраста (Рис. 2). Образцы представлены керогеново-глинисто-карбонатными и керогеново-карбонатно-глинистыми породами. Разница по глубине залегания между крайними образцами составляет 14 м. Для исследований образцы были предварительно экстрагированы хлороформом. Степень зрелости этих образцов соответствует градации МК₁ при Tmax пиролиза 437°C, это означает, что в породах уже началась генерация УВ, а наличие свободных УВ в породе может внести погрешность в оценку распределения кинетических реакций преобразования керогена. При анализе пиролитических показателей (ТОС, HI, S1+S2) в исследуемых образцах, наблюдается закономерное уменьшение этих величин вверх по разрезу.

Общий вид полученных спектров схож (Рис. 5). Первые выходы УВ по пиролизу фиксируются при энергии активации 50 ккал/моль, максимальные выходы УВ приходятся на энергетический барьер 51 ккал/моль, а на энергии активации 52 ккал/моль выход УВ отсутствует.

В интервале энергий активации 53-62 ккал/моль отмечаются незначительные выходы УВ. Однако заметно, что с увеличением глубины изучаемого разреза и улучшением качества ОВ доманиковых отложений постепенно исчезает выход УВ, соответствующий энергии активации 50 ккал/моль, и относительно увеличивается «единовременный» выход УВ на энергии активации 51 ккал/моль. Мы связываем это с тем, что для разных типов исходного ОВ будет разным период генерации УВ и их количество. Для наиболее однородного ОВ (например, I тип керогена) генерация УВ происходит почти одновременно в узком окне температур. А период генерации УВ породами с исходным ОВ II и III типа более продолжительный.

Таким образом, сверху вниз в разрезе скважины Южно-Хоседаюская-1 отмечается улучшение качества ОВ (в т.ч. и генерационного потенциала) по пиролитическим показателям, что находит отражение в более синхронном (почти «одномоментном») образовании УВ флюидов из керогена доманиковых отложений (при прочих равных условиях). При уменьшении генерационного потенциала, напротив, наблюдается «расширение» интервала энергий

активизирующих реакций деструкции керогена доминирующих отложений.

Также кинетические спектры были построены для двух образцов (до экстракции) позднефранского возраста, представленных ритмитами керогеново-кремнисто-

карбонатными и керогеново-глинисто-карбонатными из скв. Большеперская (Рис. 6). Глубинный интервал между образцами составляет 1,67 м. Степень зрелости этих образцов соответствует градации МК₂ (T_{max}=441°C). По разрезу для кинетических спектров образцов скв.

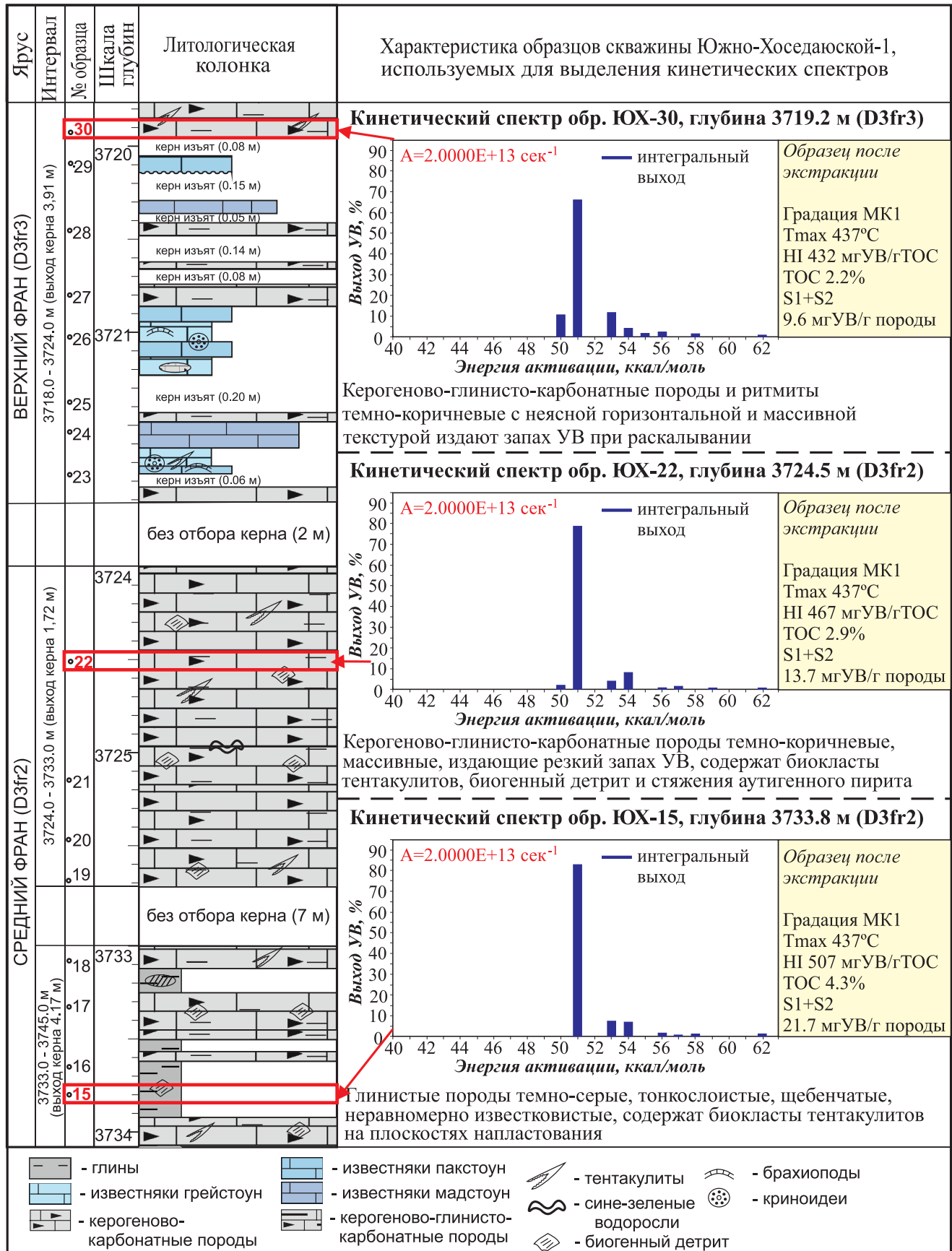


Рис. 5. Кинетические спектры деструкции керогена доминирующих отложений в разрезе скважины Южно-Хоседаюская-1

Большеперская-1 прослеживается та же закономерность, что была встречена в разрезе скв. Южно-Хоседаюская-1.

Однако в кинетических спектрах скв. Большеперская-1 наблюдается гораздо больше энергетических барьеров, на которых происходит выход УВ (интервал от 46 до 62 ккал/моль). Максимальный выход УВ отмечен на энергии активации 51 ккал/моль. В образце Бол-8 для этой энергии активации выход УВ составил 40%, а в образце Бол-14 – 30%. Отсутствуют выходы УВ на энергетических барьерах 49, 60, 61 ккал/моль.

Помимо изучения кинетических спектров доманиковых отложений и выявления закономерностей их смены в разрезе, был проведен анализ кинетических спектров на территории Тимано-Печорского бассейна по площади (Рис. 7). Доманиковые отложения из скв. Южно-Хоседаюская-1, Большеперская-1 и Пальникская-1 характеризуют Хорейверскую впадину (Большеземельский свод) ТПБ, а из скв. Харутамыльская-1 – Предуральский краевой прогиб.

Образцы доманика Пал-42 и ЮХ-22 анализировались

после проведения экстракции, а образцы Бол-8 и Хар-19 были исследованы на распределение кинетических реакций до экстракции, следовательно, в двух последних образцах могли содержаться смолисто-асфальтеновые компоненты битумоида. Степень зрелости этих образцов сравнима и соответствует градации катагенеза МК₁₋₂, поскольку T_{max} пиролиза здесь изменяется от 436 до 441°C.

Наилучшим генерационным потенциалом обладают доманиковые отложения из скв. Южно-Хоседаюская-1 и Харутамыльская-1, где осадконакопление происходило в относительно глубоководных обстановках. Образец Пал-42 и Бол-8 были отобран из доманиковых отложений, соответствующих склоновым фациям, где содержание органического углерода ниже и нефтематеринские качества ОВ хуже. Во всех кинетических спектрах максимальный выход УВ отмечается на энергии активации 51 ккал/моль.

Полученные кинетические спектры в дальнейшем были использованы для проведения геолого-геохимического бассейнового моделирования генерации УВ доманиковыми отложениями и были экстраполированы на

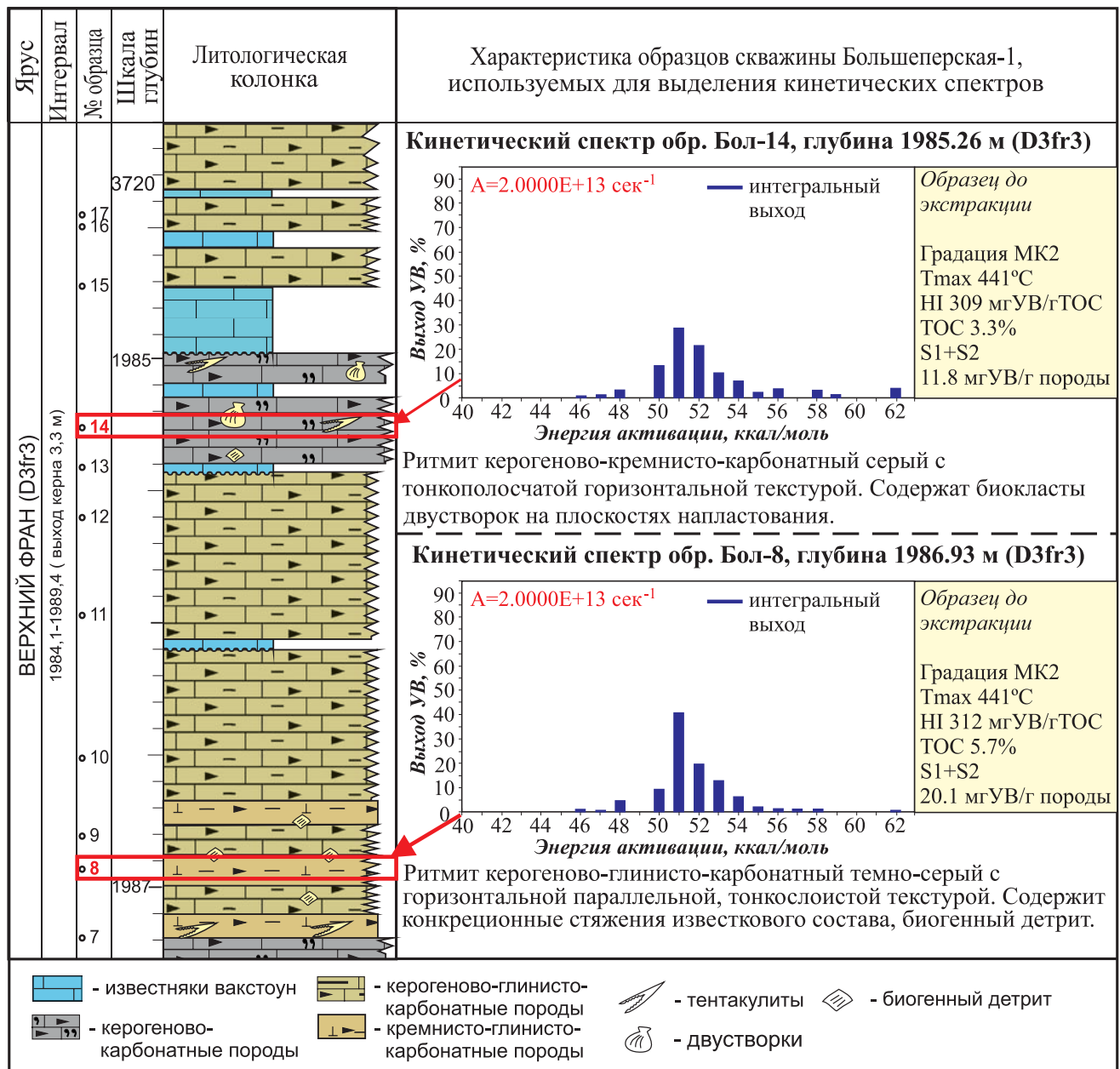


Рис. 6. Кинетические спектры деградации керогена доманиковых отложений в разрезе скважины Большеперская-1

всю площадь Тимано-Печорского бассейна, поскольку использование численного бассейнового моделирования без восстановления кинетических спектров по образцам потенциальных НМТ может приводить к неопределенностям и неадекватным результатам.

Геолого-геохимическое бассейновое моделирование. Для лучшего понимания геолого-геохимической истории развития и реализации углеводородного потенциала домааниковых отложений ТПБ был использован метод бассейнового моделирования (в программном пакете

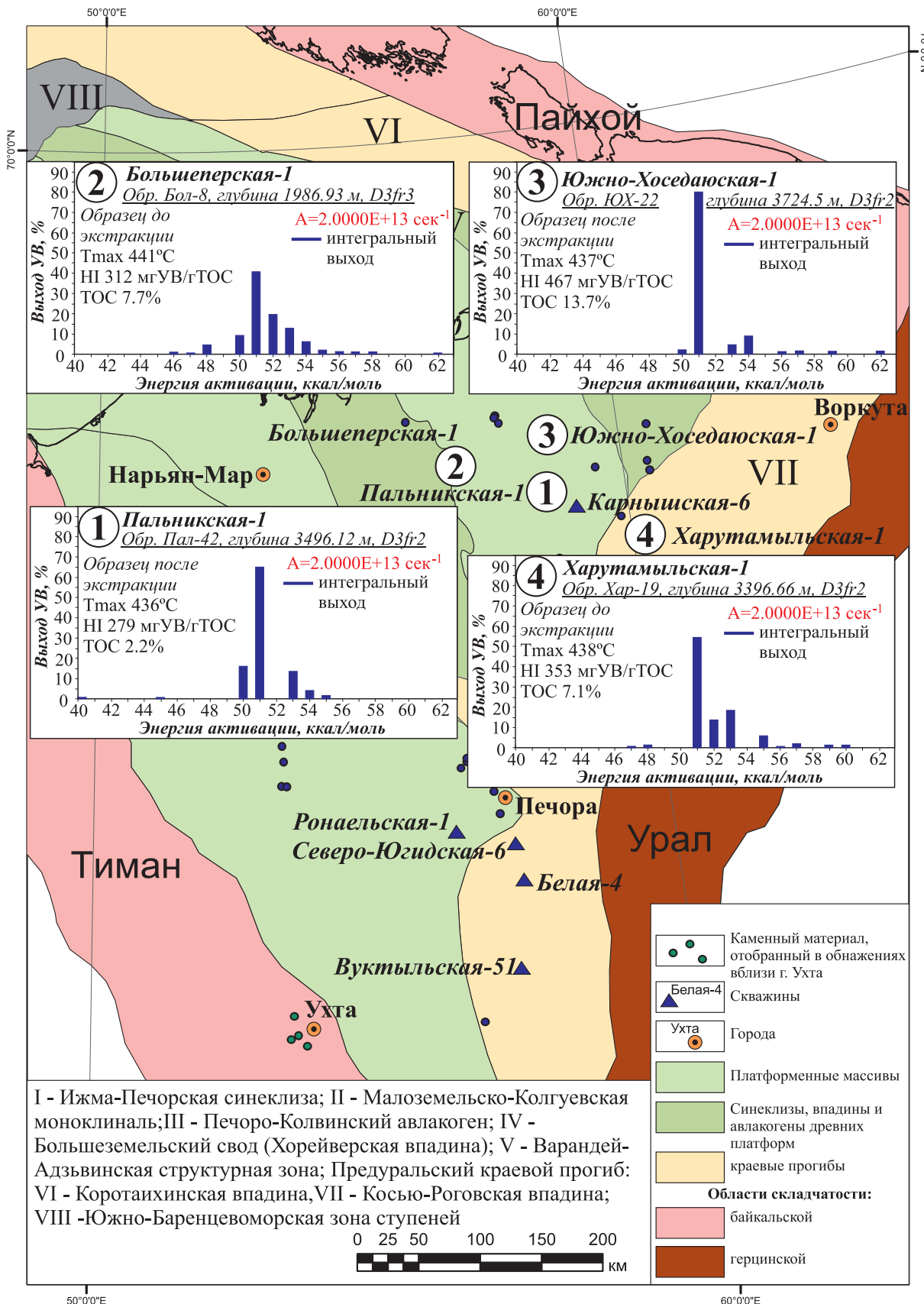


Рис. 7. Вариации кинетических спектров разрушения керогена домааниковых отложений ТПНГБ (в Хорейверской впадине и Предуральском краевом прогибе)

Petromod 2015). Были смоделированы четыре сейсмогеологических разреза из опубликованных источников. Три профиля ЮЗ-СВ простирания (RS-01, RS-15, RS-17), а один профиль RS-12 – субмеридионального простирания (Обоснование перспектив..., 2015). Расположение моделируемых профилей на территории Тимано-Печорского бассейна показано на рисунке 1.

При моделировании литология выделенных стратиграфических горизонтов задавалась с использованием процентных соотношений различных литотипов пород, заданных в программе «по умолчанию» (глины, песчаники, известняки и доломиты на разных стадиях преобразования в диагенезе). Каждый литотип характеризуется набором

петрофизических и теплофизических параметров, значения которых рассчитывались автоматически программой для каждого заданного интервала разреза, исходя из процентного содержания компонентов смеси. Были созданы литологические модели по всем четырем профилям, на рисунках 8-11 приведены примеры литологических моделей моделируемых профилей.

Наиболее детально был отображен литологический состав доломитовых отложений. Согласно проведенным на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ исследованиям, доломитовые отложения представлены битуминозными известняками (~75%), кремнистыми (~20%) и глинистыми (~5%) породами.

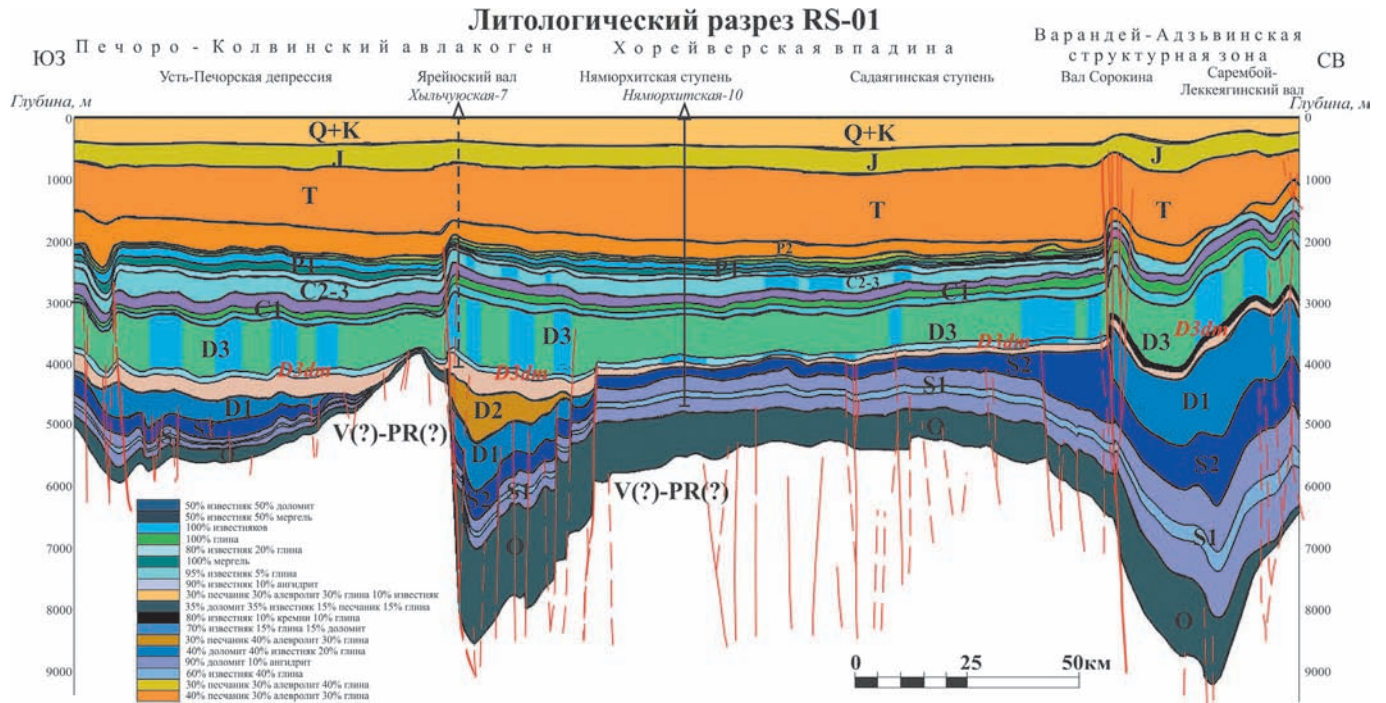


Рис. 8. Литологическая модель разреза RS-01 (длина 270 км, глубина 9,3 км)

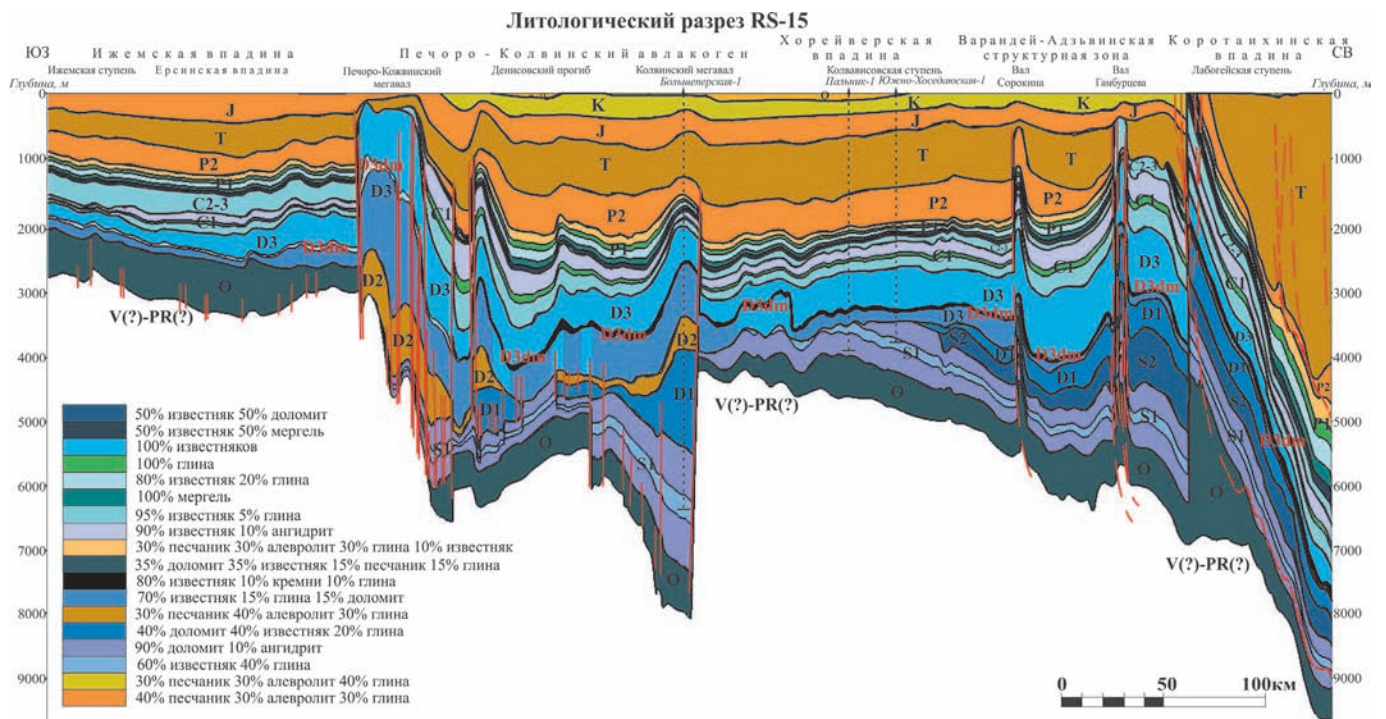


Рис. 9. Литологическая модель разреза RS-15 (длина 590 км, глубина 10,6 км)

Литологический разрез RS-17

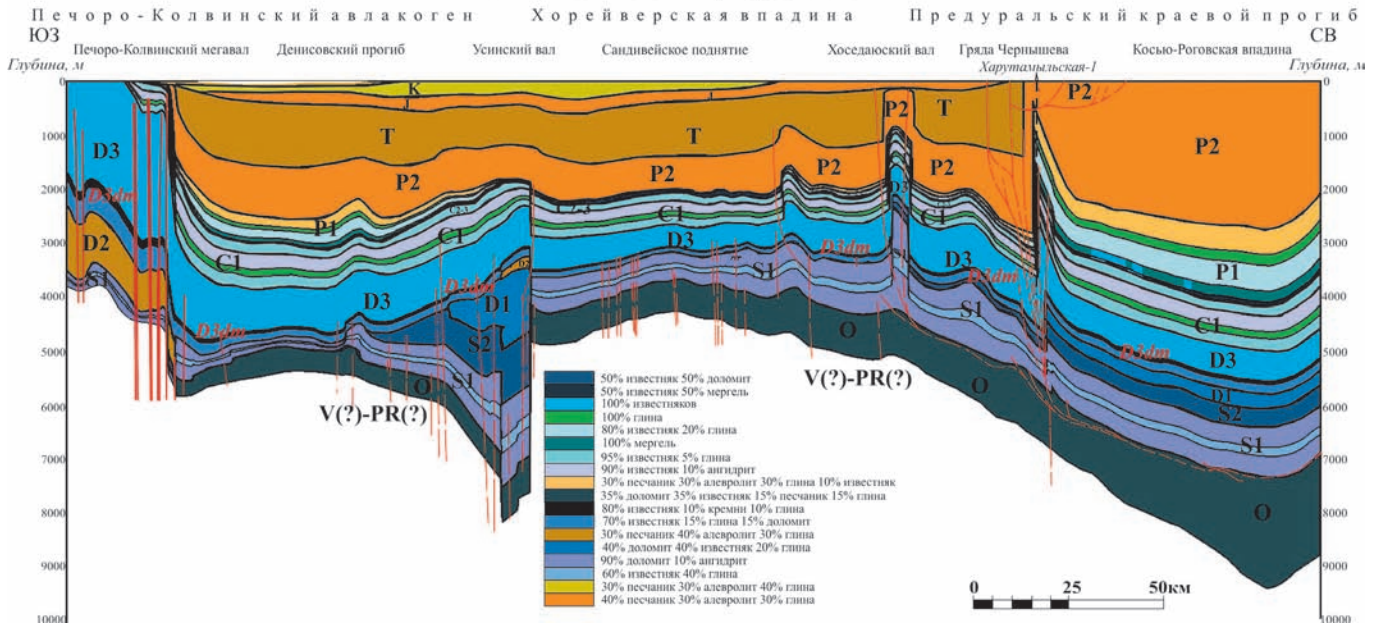


Рис. 10. Литологическая модель разреза RS-17 (длина 330 км, глубина 10 км)

Литологический разрез RS-12

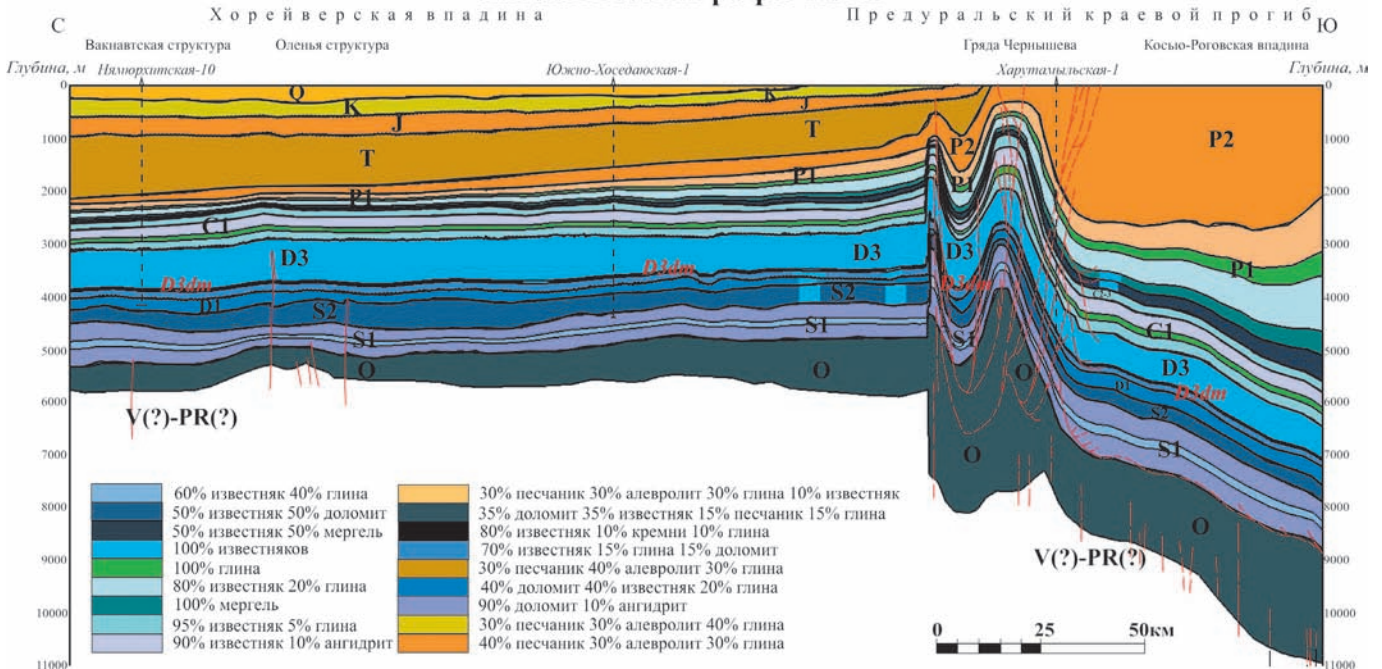


Рис. 11. Литологическая модель разреза RS-12 (длина 300 км, глубина 11 км)

Также были использованы оригинальные зависимости изменения фильтрационно-емкостных свойств пород доманикового горизонта при их уплотнении под воздействием давления вышележащих пород, построенные по результатам петрофизических исследований пород доманикового горизонта.

В построенных моделях также обозначены фациальные замещения на западе Тимано-Печорского бассейна керогеново-кремнисто-карбонатных доманиковых пород глинистыми известняками, которые не способны генерировать углеводороды и не являются нефтематеринской толщей. Был проведен обзор ряда палеотектонических, палеогеографических и литофациальных карт ТПБ, а также учтены основные тектонические события и смены обстановок осадконакопления (Никонов и др., 2000).

Для более точного воспроизведения процессов генерации углеводородов в модели были учтены мощности размытых отложений.

Распределение температур в осадочном чехле, полученное при моделировании, сопоставлялось с замерами в скважинах и картой геоизотерм в отложениях верхнефранско-турнейского комплекса ТПБ (Зытнер, Мигунов, 1988). Полученные модели распределения температур в осадочном чехле, укладываются в общую схему развития региона и соответствуют опубликованным термическим данным.

Одним из основных параметров, закладываемых в модель, является характеристика нефте- и газоматеринских толщ, а именно – процентное содержание органического углерода (ТОС), водородный индекс (НИ) и тип ОВ.

Доманиковые отложения содержат преимущественно II тип керогена и характеризуются высоким генерационным потенциалом.

Однако, как было отмечено выше, значения геохимических параметров для доманиковой НМТ отличаются в различных тектонических элементах, что было учтено при моделировании (Табл. 1). Значения исходных содержаний органического углерода были «реконструированы» по методике, предложенной С.Г. Неручевым (Справочник ..., 1998). Значение исходного водородного индекса было получено по результатам пиролиза Rock-Eval.

Для определения положения главной зоны нефтеобразования (ГЗН) использовались расчетные значения отражательной способности витринита. По классификации Н.Б. Вассоевича границам ГЗН соответствуют градации катагенеза МК₁₋₃, что отвечает значениям отражательной способности витринита (Ro) 0,5-1,15 %. Пик нефтеобразования приходится на градацию МК₂ (Ro от 0,65 до 0,85%). ГЗГ соответствует градация МК_{4,5} (Ro от 1,15 до 2%) (Баженова и др., 2012).

Калибровка моделей осуществлялась по значениям показателя отражения витринита (ПОВ), замеренного в углепетрографической лаборатории кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ, а также пересчитанного из параметра Tmax пиролиза. На рисунке 12 показана калибровка расчетных кривых ПОВ по пяти скважинам ТПБ, а также измеренные калибровочные параметры для этих скважин.

По результатам проведенного моделирования, в пределах ТПБ положение верхней границы ГЗН оценивается в 2±2,5 км, а положение нижней границы ГЗН – 5±5,7 км (Рис. 13). Доманиковые отложения на современном этапе развития бассейна находятся в главной зоне нефтеобразования в пределах Хорейверской впадины, Варандей-Адзвинской структурной зоны и Печоро-Колвинского авлакогена. В ГЗГ доманик попадает в Косью-Роговской и Коротайхинской впадинах Предуральского краевого прогиба. Низкой степенью зрелости доманиковые отложения характеризуются на Печоро-Кожвинском мегавале, валах Гамбурцева и Сорокина.

	Ижма-Печорская синеклиза	Большеземельский свод	Предуральский краевого прогиб
ТОС _{исх} , %	2,5	15,2	17,8
Н _{исх} , мгУВ/гТОС	500	650	600
S1+S2, мгУВ/г породы	7,1	49,7	31,2

Табл. 1. Геохимические характеристики доманиковой НМТ в различных тектонических зонах Тимано-Печорского бассейна

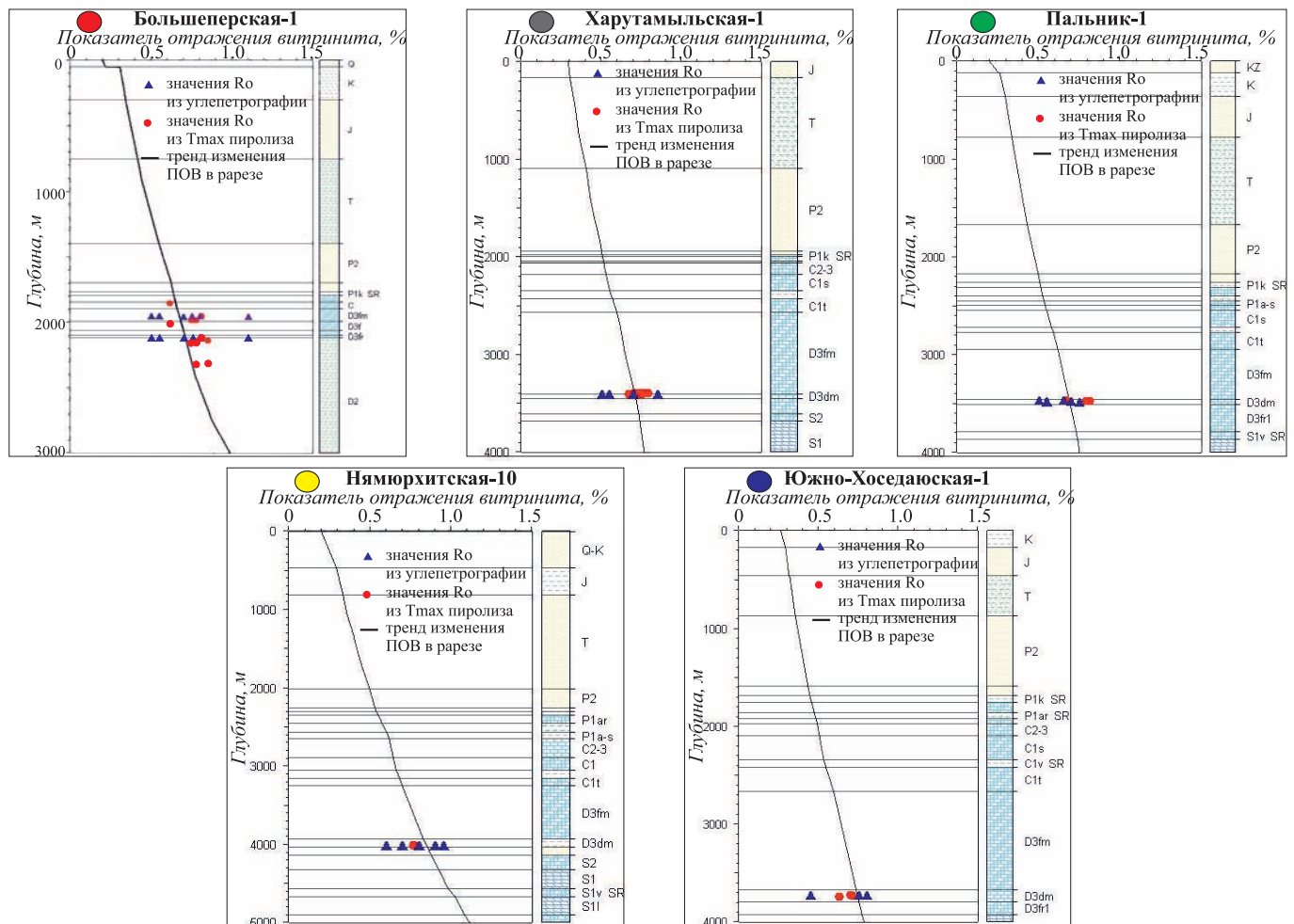


Рис. 12. Калибровка моделей по ПОВ скважин Тимано-Печорского НГБ

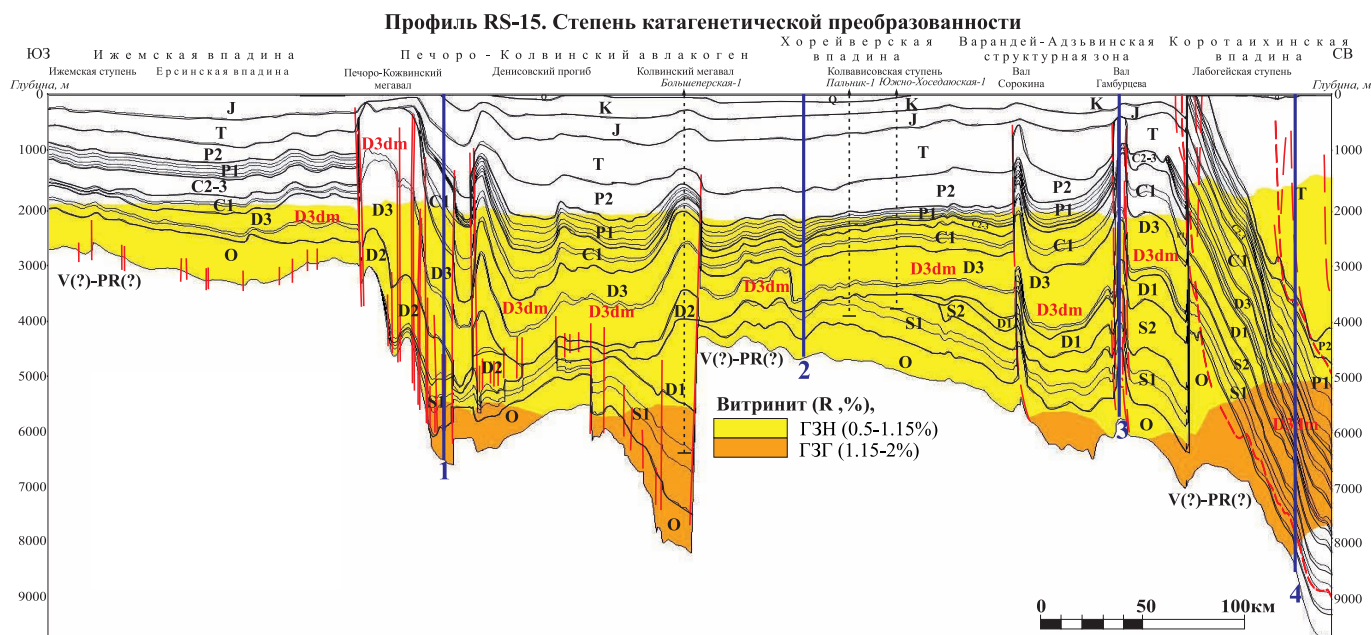


Рис. 13. Степень катагенетической преобразованности осадочной толщи. Профиль RS-15

По результатам моделирования на территории Кортаихинской впадины Предуралья краевой прогиба доманиковая НМТ вступила в ГЗН в артинско-кунгурский век раннепермского времени (Рис. 14).

В Печоро-Колвинском авлакогене эта НМТ начала генерировать жидкие УВ в средне-позднепермское время, а в пределах Хорейверской впадины доманик достиг ГЗН в анизийском веке среднетриасовой эпохи.

Однако на валу Гамбурцева Варандей-Адзвинской структурной зоны доманиковые отложения еще не достигли зоны «нефтяного окна». В пределах «газового окна» доманиковая нефтематеринская толща находится только в пределах Кортаихинской впадины. Генерация газовых углеводородов здесь началась в норийском веке позднепермского времени.

С целью сравнения влияния применяемого типа кинетического спектра на степень реализации генерационного потенциала, последующие параметры доманиковой НМТ (степень преобразования ОВ, плотность генерации УВ, степень насыщения) были рассчитаны в построенных моделях с использованием двух видов кинетических

реакций. Первый вариант используемой кинетики соответствует лабораторным кинетическим спектрам, полученным для доманиковой НМТ в скважинах Южно-Хоседаюская-1, Пальникская-1, Большеперская-1, Харугамыльская-1. Эти кинетические спектры загружены в модели в соответствии с теми участками профилей, к которым исследуемые скважины ближе всего расположены. Для второго варианта был использован кинетический спектр из библиотеки программного пакета Petromod. В качестве аналога для описания кинетики керогена доманикового горизонта (II тип) был выбран кероген II типа (Perreg, Corvi, 1995).

Этот выбор был обусловлен тем, что данный тип кинетического спектра был получен для керогена карбонатно-кремнисто-глинистых пород (сходного по литологическому составу с доманиковыми породами). Выбранный кинетический спектр был скорректирован с тем, чтобы привести его в соответствие с результатами пиролиза образцов пород доманикового горизонта ($NI_0=650$).

При использовании «родной» кинетики для доманиковой НМТ в пределах Хорейверской впадины индекс трансформации ОВ составляет 10-20%. В центральной и южной частях Печоро-Колвинского авлакогена доманик реализовал свой потенциал на 10%. В наиболее погруженных частях Печоро-Колвинского авлакогена коэффициент трансформации ОВ достигает 40-60%. В Кортаихинской впадине степень преобразования доманикового ОВ изменяется от 20 до 90%. В пределах Косью-Роговской впадины этот параметр варьирует от 30 до 90%. На территории Варандей-Адзвинской зоны доманик реализовал свой потенциал на 10-40%, однако на валах Сорокина и Гамбурцева индекс трансформации ОВ не превышает 10%.

При использовании в модели кинетического спектра из библиотеки программы степень трансформации ОВ доманика «возросла» в 1,5-2 раза. В Хорейверской впадине коэффициент трансформации ОВ составляет 20-40%, в пределах Печоро-Колвинского авлакогена этот параметр изменяется от 20 до 70%. На территории Кортаихинской впадины степень преобразования ОВ

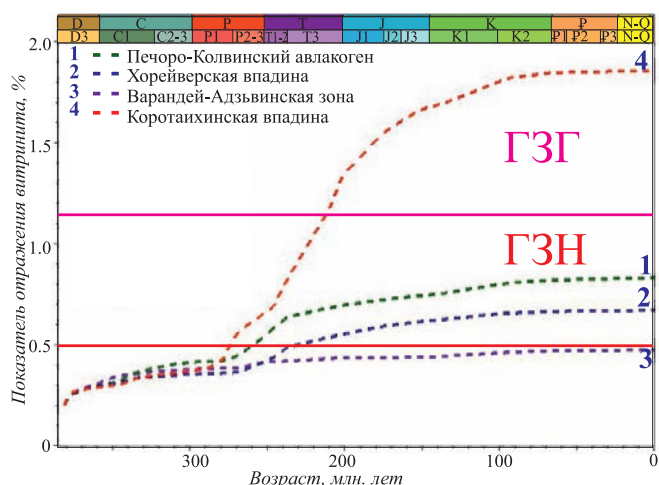


Рис. 14. Эволюция катагенетического преобразования доманиковой НМТ в различных тектонических зонах Тимано-Печорского НГБ

доманика варьирует от 30 до 100%, а в Косью-Роговской впадине Предуралья Краевого прогиба изменяется от 50 до 100%. В Варандей-Адзвинской структурной зоне доманик реализовал свой потенциал на 60% в наиболее погруженных частях. Степень трансформации ОВ на валах превышает 10%.

После сравнения степени зрелости ОВ при двух сценариях деструкции керогена доманиковой НМТ был проведен анализ плотностей генерации доманиковой НМТ в различных тектонических зонах при использовании двух вышеперечисленных вариантов кинетики. При использовании лабораторного кинетического спектра для доманиковой НМТ плотность генерации этой толщей изменяется от 0 до 7 т УВ/м² (Рис. 15). На территории Печоро-Колвинского авлакогена плотность генерации УВ домаником составляет 0,6-1,2 т УВ/м²,

а в пределах Колвинского мегавала – 0-0,6 т УВ/м². В Варандей-Адзвинской структурной зоне доманик генерирует 0,6-1,8 т УВ/м², лишь на территории валов Сорокина и Гамбурцева плотность генерации не превышает 0,6 т УВ/м². В Коротайхинской и Косью-Роговской впадинах наблюдается наибольшая плотность генерации УВ домаником, где она достигает 5,4 т УВ/м². На территории Хорейверской впадины плотность генерации УВ изменяется от 0,6 до 1,2 т УВ/м², а на Сандивейском поднятии этот параметр не превышает 0,6 т УВ/м². При использовании программного кинетического спектра, в соответствии с увеличением степени трансформации ОВ, плотность генерации УВ доманиковой НМТ также возросла, и изменяется от 1 до 9 т УВ/м² (Рис. 16).

На территории Печоро-Колвинского авлакогена и Варандей-Адзвинской структурной зоны плотность

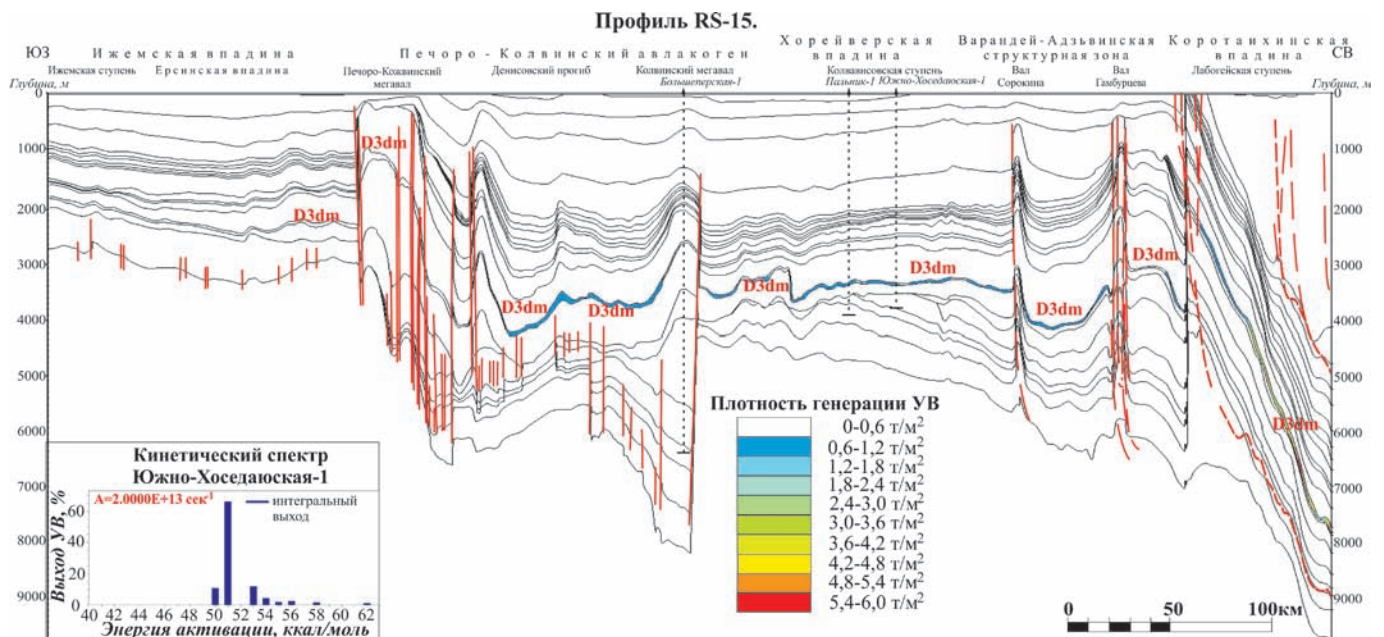


Рис. 15. Плотность генерации УВ при использовании лабораторного кинетического спектра доманика. Профиль RS-15

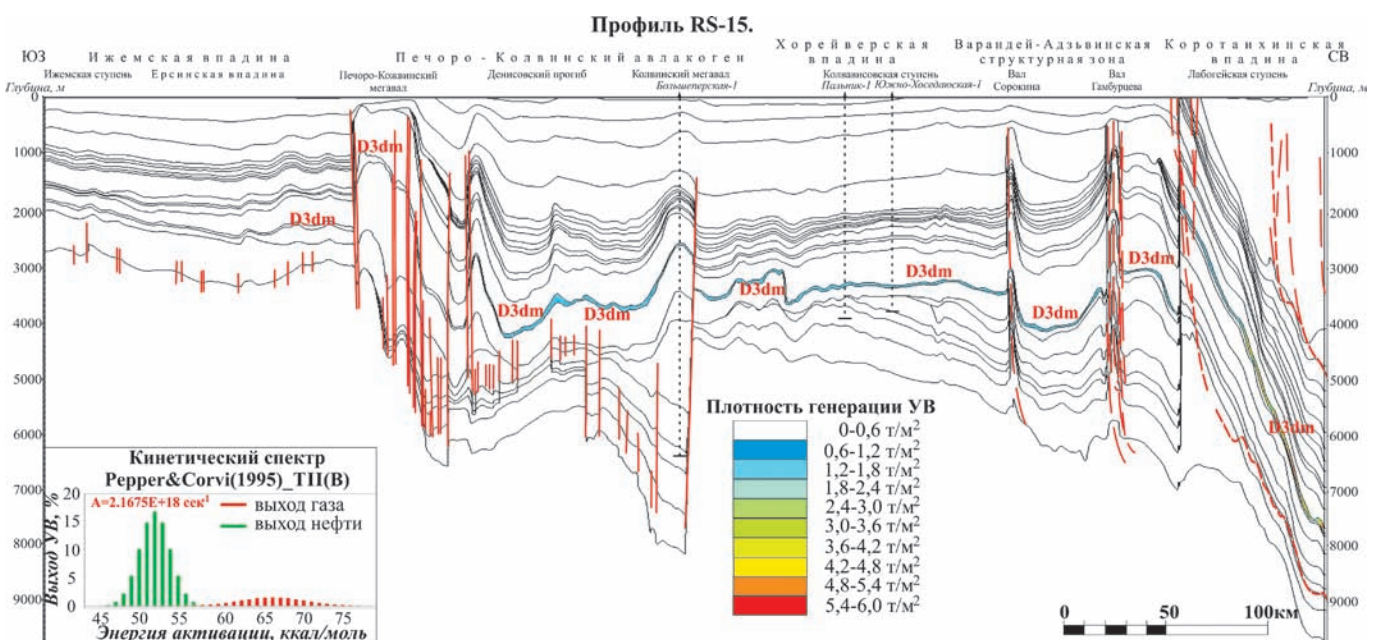


Рис. 16. Плотность генерации УВ доманиковой НМТ при использовании кинетического спектра Pepper&Corvi(1995)_ТП. Профиль RS-15

генерации составляет 0,6-1,8 т УВ/м², а на поднятиях эта величина превышает 0,6 т УВ/м². В Кортаихинской и Косью-Роговской впадинах генерация достигает 6 т УВ/м². В пределах Хорейверской впадины плотность генерации доманиковой НМТ изменяется от 1,2 до 1,8 т УВ/м². Используя полученные из моделирования данные по плотности генерации УВ домаником, были составлены две карты плотностей генерации УВ для доманика с деструкцией керогена по лабораторным кинетическим спектрам (Рис. 17) и с кинетическим спектром программы Petromod (Рис. 18).

Согласно полученным результатам видно, что при использовании «родного» кинетического спектра оконтуриваются зоны с низкой плотностью генерации 0-0,6 т УВ/м² (вал Гамбурцева, Усинский вал, Макариха-Салюкинская антиклинальная зона), а на карте плотностей генерации домаником с кинетикой программы Petromod таких «аномалий» гораздо меньше. Оценив площади распространения доманиковой НМТ, которым соответствуют одинаковые значения плотностей генерации, были рассчитано количество сгенерированных углеводородов для каждого сценария по формуле:

$$G = \sum S(\rho) \cdot \rho,$$

G – сумма сгенерированных доманиковой НМТ углеводородов, т УВ; S(ρ) – площадь доманиковой НМТ с плотностью генерации ρ, м²; ρ – плотность генерации углеводородов, т/м².

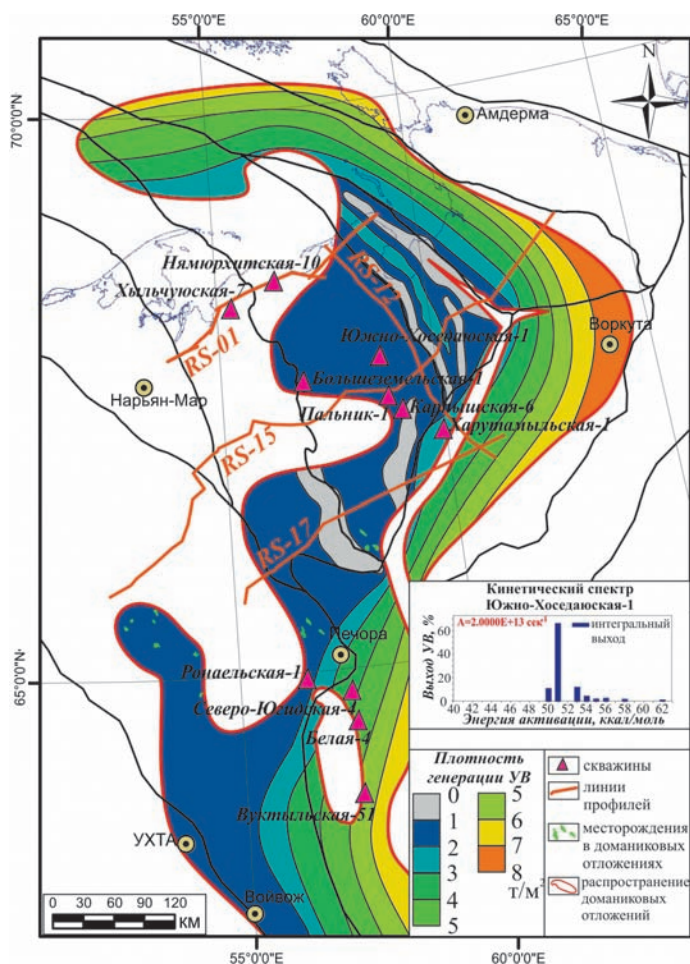


Рис. 17. Карта плотности генерации УВ доманиковой НМТ при использовании лабораторного кинетического спектра

При использовании «родного» кинетического спектра величина сгенерированных доманиковой НМТ ресурсов составляет 655000 млн т. УВ, а при использовании кинетики Perer&Corvi – 724000 млн т. УВ, что на 10% превышает предыдущий результат.

Таким образом, проведенное сравнение изменения степени реализации генерационного потенциала доманиковых отложений позволяет сделать вывод о том, что использование восстановленного спектра значительно улучшает качество бассейнового моделирования. Кроме того, использование этих данных при оценке генерационного потенциала НМТ позволяет точнее оценить объемы сгенерированных ресурсов для отложений, которые могут являться не только НМТ, но и возможным «нетрадиционным» коллектором.

Выводы

Таким образом, были проведены геохимические исследования органического вещества образцов доманиковых отложений из обнажений и керна скважин Тимано-Печорского бассейна.

Согласно проведенным исследованиям, наибольшим генерационным потенциалом доманиковые отложения обладают в пределах Хорейверской впадины, Предуральского краевого прогиба и Тимана, где в средне-позднефранское время преобладали обстановки относительного глубоководья. Благодаря уточнению

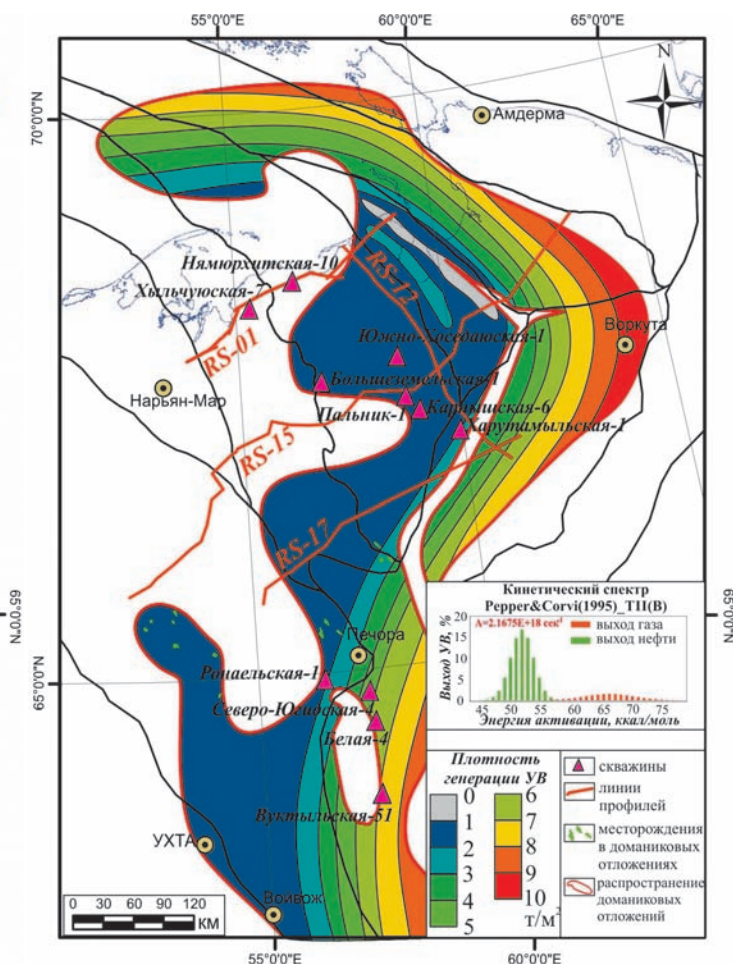


Рис. 18. Карта плотности генерации УВ доманиковой НМТ при использовании кинетического спектра программы Petromod

кинетического спектра преобразования ОБ доманиковых пород была выявлена следующая закономерность: при улучшении качества ОБ в разрезе доманиковых отложений в кинетическом спектре отмечается более концентрированный выход УВ при одной энергии активации.

Полученные кинетические спектры были использованы для создания геолого-геохимических моделей генерации углеводородов, согласно которым почти на всей территории Тимано-Печорского бассейна степень преобразования ОБ доманиковыми отложениями составляет 10-15%, на поднятиях Варандей-Адзвинской структурной зоны – 0%, в Предуральском краевом прогибе достигает 80%.

Благодаря сравнению плотностей генерации доманиковых отложений при использовании лабораторной и стандартной кинетики, удалось уточнить величины количества сгенерированных УВ на поднятиях Тимано-Печорского бассейна. Использование восстановленного по собственным образцам кинетического спектра позволило более точно оценить плотности генерации и степень реализации УВ потенциала доманиковых отложений при моделировании.

Благодарности

Авторы выражают искреннюю благодарность коллективу кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова. Отдельная благодарность – Наталье Владимировне Прониной – за помощь в вопросах органической петрографии и Георгию Александровичу Калмыкову – за поддержку и консультации по петрофизике.

Кроме того, хочется сказать, что организатором и вдохновителем данной работы, была Тамара Алексеевна Кирюхина – выдающийся специалист-геохимик, посвятивший многие годы работы Тимано-Печорскому региону.

Литература

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М: Изд-во МГУ. 2012. 432 с.

Зытнер Ю.И., Мигунов Л.В. Термобарические условия существования залежей углеводородов Европейского Северо-Востока СССР. *Печорский нефтегазоносный бассейн (геология, геохимия)*. АН СССР, Коми НЦ УрО, Ин-т геологии. Сыктывкар. 1988. Вып. 64. С. 70-81.

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.

Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В., Ларионова З.В., Ласкин В.М., Галкина Л.В., Довжикова Е.Г., Ермакова О.Л., Костыгова П.К., Куранова Т.И., Москаленко К.А., Панкратов Ю.А., Петренко Е.Л., Попова Е.В., Сурина А.И., Шабанова Г.А. Атлас геологических карт. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Объяснительная записка к атласу. Ухта, Республика Коми. 2000.

Справочник по геохимии нефти и газа. Неручев С.В. СПб: Недра. 1998. 576 с.

Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Полудеткина Е.Н., Козлова Е.В., Митронов Д.В., Коркоц Ф.В. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна. *Георесурсы*. 2015. № 2 (61). С. 77-86.

Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*. 1995. 12. No. 3. Pp. 291-319.

Waples D.W. and Nowaczewski V.S. Source-rock kinetics. To be published in *Encyclopedia of Petroleum Geoscience by Springer Verlag*. 2015.

Сведения об авторах

Ирина Алексеевна Санникова – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

e-mail: i.sannikova@oilmsu.ru

Мария Александровна Большакова – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

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

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Анна Анатольевна Сулова – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Елена Владимировна Козлова – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, Центр Добычи Углеводородов

Сколковский институт науки и технологий

Россия, 143026, Москва, Территория Инновационного Центра «Сколково», ул. Нобеля, 3

Статья поступила в редакцию 10.03.2017;

Принята к публикации 01.04.2017;

Опубликована 20.05.2017

Modeling of hydrocarbon generation by Domanic source rock of the Timan-Pechora basin using different kinetics of kerogen decomposition

I.A. Sannikova¹, M.A. Bolshakova¹, A.V. Stoupakova¹, R.S. Sautkin¹, A.A. Suslova¹, E.V. Kozlova²

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

²Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russia

Abstract: Domanic Upper Devonian deposits of the Timan-Pechora petroleum province are the subject of growing scientific and practical interest from the time of its discovery (late 19th century). And, despite the considerable knowledge database on Domanic organic matter have accumulated geochemists, it still requires more detailed study. This article presents the geochemical characteristics of organic matter of Timan-Pechora Domanic source rock using Rock Eval pyrolysis and the kinetic spectra of kerogen decomposition of sedimentary deposits from different parts of the Timan-Pechora basin. The variety of Domanic kinetics by deep strata and by area of the Timan-Pechora basin were analyzed. Dependence of kinetics from sedimentation conditions is shown. Four regional (sublatitudinal and submeridional) 2D basin models were created using of geochemical results. The results of petroleum basin modelling are performed. The sensitivity study of basin models to the kinetic spectrum change was made. It is shown that use of measured Domanic kinetics instead of published in software kinetics significantly affects basin modelling results. Were estimated the volume of generated by Domanic source rock hydrocarbons with use of different kinetics (published and measured). The difference in Domanic generation between these two scenarios is about 70 Bt of oil.

Keywords: Domanic source rock, Timan-Pechora basin, shale oil, kinetic spectra, hydrocarbon generation, basin modeling

For citation: Sannikova I.A., Bolshakova M.A., Stoupakova A.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., Kozlova E.V. Modeling of hydrocarbon generation by Domanic source rock of the Timan-Pechora basin using different kinetics of kerogen decomposition. *Georesursy = Georesources*. 2017. Special issue. Part 1. Pp. 65-79. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.8>

Acknowledgments

The authors are sincerely grateful to the staff of the Petroleum Geology Department of the Lomonosov Moscow State University, especially to Natalia Vladimirovna Pronina for help in issues of organic petrography and Georgii Aleksandrovich Kalmykov for support and advice on petrophysics.

In addition, authors would like to say that the organizer and inspirer of this work was Tamara Alekseevna Kiryukhina, an outstanding geochemist who devoted many years of work to the Timan-Pechora region.

References

- Bazhenova O.K., Burlin J.K., Sokolov B.A., Khain V.E. Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Moscow University Press. 2012. 432 p. (In Russ.)
- Handbook on geochemistry of oil and gas. St. Petersburg: Nedra Publ. 1998. 576 p. (In Russ.)
- Kiryukhina T.A., Bolshakova M.A., Stoupakova A.V., Korobova N.I., Pronina N.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., Maltsev V.V., Slivko I.E., Luzhina

M.S., Sannikova I.A., Pushkareva D.A., Chupahina V.V., Zavyalova A.P. The lithological and geochemical characteristics of Domanic deposits in the Timan-Pechora basin. *Georesursy = Georesources*. 2015. No. 2. Pp. 87-100. (In Russ.)

Nikonov N.I., Bogatsky V.I., Martynov A.V., Larionova Z.V., Laskin V.M., Galkina L.V., Dovzhikova E.G., Ermakova O.L., Kostygova P.K., Kuranova T.I., Moskalenko K.A., Pankratov J.A., Petrenko E.L., Popova E.V., Surina A.I., Shabanova G.A. Atlas of geological maps. Timan-Pechora sedimentary basin. Explanatory note to the atlas. Ukhta, Komi Republic. 2000. (In Russ.)

Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*. 1995. 12. No. 3. Pp. 291-319.

Stoupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Bogomolov A.K., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Shardanova T.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Poludetkina E.N., Kozlova E.V., Mitronov D.V., Korkots F.V. Criteria for oil and gas search in Domanic deposits of the Volga-Ural basin. *Georesursy = Georesources*. 2015. No. 2 (61). Pp. 77-86.

Waples D.W. and Nowaczewski V.S. Source-rock kinetics. To be published in *Encyclopedia of Petroleum Geoscience by Springer Verlag*. 2015.

Zytner J.I., Migunov L.V. Thermobaric conditions of the existence of hydrocarbon deposits of the European North-East of the USSR. *Pechora oil and gas basin (geology, geochemistry)*. USSR Academy of Sciences, Komi Research Center, Ural Branch of Russian Academy of Sciences, Institute of Geology. Syktyvkar. 1988. Vol. 64. Pp. 70-81. (In Russ.)

About the Authors

Irina A. Sannikova – PhD student of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University
Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1
e-mail: i.sannikova@oilmsu.ru

Maria A. Bolshakova – PhD in Geology and Mineralogy, Researcher of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University
Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Antonina V. Stoupakova – DSc in Geology and Mineralogy, Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University
Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1
Phone: +7(495)939-55-76

Roman S. Sautkin – PhD in Geology and Mineralogy, Researcher of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University
Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Anna A. Suslova – PhD in Geology and Mineralogy, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University
Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Elena V. Kozlova – PhD in Geology and Mineralogy, Senior Researcher, Hydrocarbons Production Centre, Skolkovo Institute of Science and Technology

Russia, 143026, Moscow, Nobel St., 3

Manuscript received 10 March 2017;
Accepted 1 April 2017; Published 20 May 2017