

Доманиковская сланцевая формация Тимано-Печорского бассейна: геохимия, бассейновый анализ, оценка углеводородных ресурсов

Санникова И.А. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Ступакова А.В. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Большакова М.А. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Пронина Н.В. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Козлова Е.В. (Сколковский институт науки и технологий), Сауткин Р.С. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Лужбина М.С. (МГУ имени М.В. Ломоносова)*

Введение

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн (ТПБ) – один из старейших нефтедобывающих регионов России. Несмотря на продолжительную нефтегазогеологическую историю, потенциал Тимано-Печорского бассейна еще не исчерпан. Совершенно новым и перспективным направлением для данного региона является обнаружение скоплений «сланцевой» нефти в верхнедевонских среднефранско-турнейских отложениях доманиковской высокоуглеродистой формации (Кирюхина и др., 2015, Ступакова и др., 2015).

Доманиковые отложения преимущественно сложены битуминозно-кремнисто-карбонатными породами, а наиболее обогащенные органическим веществом фации (Сорг до 26%) накапливались в восстановительных относительно глубоководных обстановках (площадь данной зоны составляет 190 000 км²) и представляют собой конденсированный разрез мощностью 40 м, реже достигающей 50-60 м.

Метод и/или Теория

В рамках проведенных исследований был выполнен геохимический анализ 80 образцов доманиковых отложений из обнажений вблизи города Ухта и керн десяти скважин Тимано-Печорского бассейна. Изученные образцы относятся к различным фациальным зонам накопления доманиковской формации. Были проведены пиролитические исследования на установке Rock-Eval 6, а также выполнено восстановление некомпозиционных кинетических спектров деструкции керогена на специализированной аппаратуре HAWK Resource Workstation (в лаборатории Центра Добычи Углеводородов, Сколтех). Полученные кинетические спектры семи образцов доманиковых нефтематеринских пород были нормализованы на частотный фактор $A=2 \times 10^{13} \text{ сек}^{-1}$, в соответствии с методикой (Waples, Nowaczewski, 2015).

На основании полученных геохимических результатов было выполнено геолого-геохимическое бассейновое моделирование четырех региональных профилей, которое позволило протестировать различные сценарии генерации углеводородов доманиковской сланцевой толщей (рис. 1).

Результаты исследований

Согласно проведенным геохимическим исследованиям образцы доманиковых отложений, отобранных из обнажений, характеризуются II типом органического вещества (ОВ) и находятся в начале главной фазы нефтеобразования (ГЗН). Доманик скважин средне- и позднефранского возраста также имеет II тип ОВ, но степень их зрелости несколько выше, чем на обнажениях (МК₁₋₂). Отложения раннефаменского возраста характеризуются III типом ОВ, т.к. в этот период на территории ТПБ происходила регрессия моря, возросла роль привнесенного континентального материала, что снизило потенциал доманикоидных отложений раннефаменского возраста. Накапливающиеся в склоновых обстановках и обстановках относительно глубоководной впадины отложения преимущественно содержат II тип керогена, а доманик фации аккумулятивной проградационной террасы содержит кероген III типа.

В процессе данной работы впервые были получены кинетические спектры реакций преобразования ОВ доманиковых нефтематеринских толщ (НМТ) ТПБ. В разрезе скважины Южно-Хоседаюская-1 были проанализированы 3 образца, два из которых отобраны из доманиковых отложений среднефранского возраста, соответствующих относительно глубоководным обстановкам осадконакопления, а третий – является представителем склоновых фаций позднефранского возраста (рис. 2). Для исследований образцы были предварительно проэкстрагированы хлороформом. Степень зрелости этих образцов соответствует градации МК₁ при T_{max} пиролиза 437°C, это означает, что в породах уже началась генерация углеводородных флюидов (УВ). 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. Вероятно, это связано с тем, что для разных типов исходного ОВ будет разным период генерации УВ и их количество. 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 доманиковых отложений.

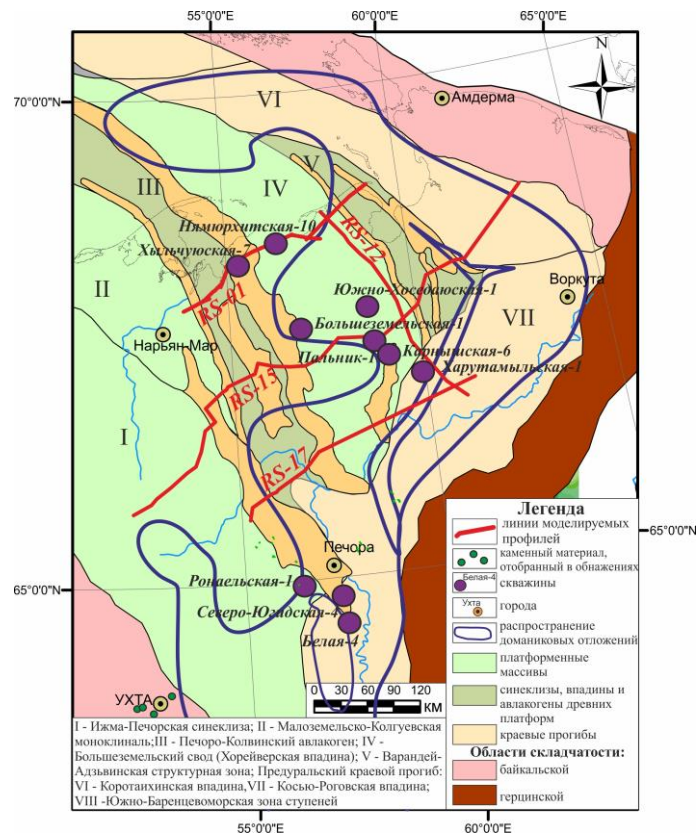


Рисунок 1. Карта фактического материала и схема тектонического районирования территории Тимано-Печорского бассейна (Кирюхина и др., 2015, с изменениями)

Полученные кинетические спектры в дальнейшем были использованы для проведения геолого-геохимического бассейнового моделирования генерации УВ доманиковыми отложениями для четырех региональных профилей ТПБ. Расположение моделируемых профилей на территории Тимано-Печорского бассейна, а также литологическая модель одного из них представлена на рисунках 1 и 3, соответственно. Калибровка моделей осуществлялась по значениям показателя отражения витринита, замеренного в углететрографической лаборатории кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ, а также пересчитанного из параметра T_{max} пиролиза. 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. 3). Доманиковые отложения на современном этапе развития бассейна находятся в ГЗН в пределах Хорейверской впадины, Варандей-Адзвинской структурной зоны и Печоро-Колвинского авлакогена. В главную зону газообразования (ГЗГ) доманик попадает на территории Предуралья Краевого прогиба.

С целью сравнения влияния применяемого типа кинетического спектра на степень реализации генерационного потенциала построенные модели были рассчитаны с использованием двух видов кинетических реакций: лабораторного кинетического спектра и керогена II типа из библиотеки ПО Petromod (Pepper, Corvi, 1995). При использовании лабораторного кинетического спектра для доманиковой НМТ плотность генерации этой толщей изменяется от 0 до 7 т УВ/м², а при использовании программного кинетического спектра – от 1 до 9 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 с лабораторным и опубликованным кинетическими спектрами. На основе данных карт был осуществлен подсчет величины сгенерированных ресурсов доманиковой НМТ. При использовании «родного» кинетического спектра величина сгенерированных домаником ресурсов составляет 655000 млн. т. УВ, а при использовании кинетики Peper&Corvi – 724000 млн. т. УВ, что на 10% превышает предыдущий результат.

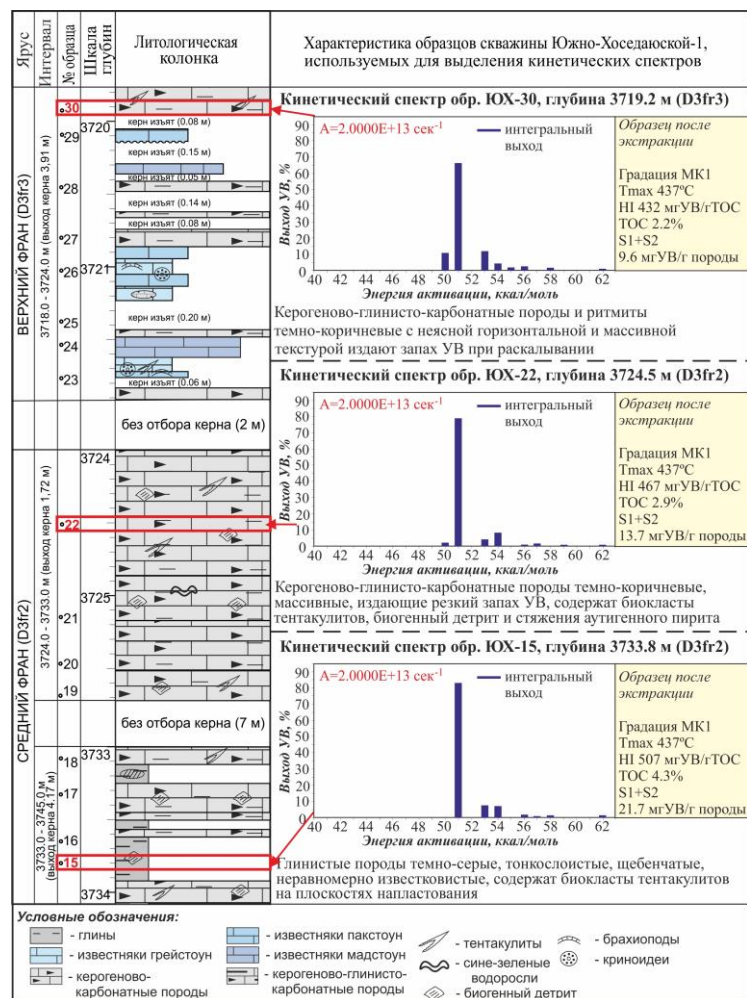


Рисунок 2. Кинетические спектры деструкции керогена доманиковых отложений в разрезе скважины Южно-Хоседаюская-1

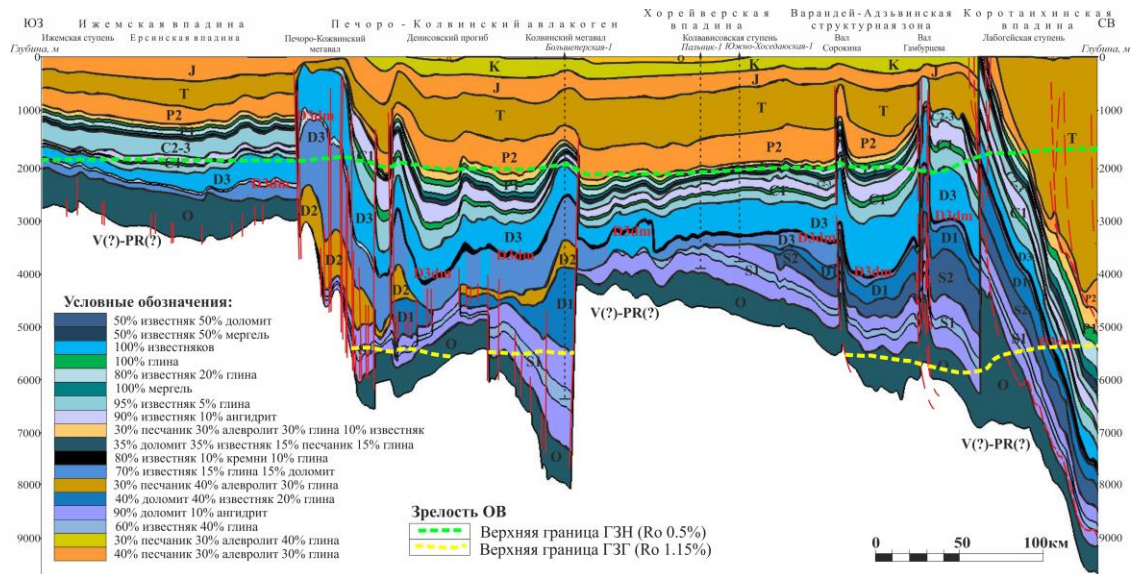


Рисунок 3. Литологическая модель разреза RS-15 и степень катагенетической преобразованности осадочной толщи

Выводы

Были проведены геохимические исследования органического вещества образцов доманиковых отложений для уточнения кинетики преобразования керогена доманиковых пород. Отмечено, что при улучшении качества органического вещества в разрезе доманика в кинетическом спектре отмечается более концентрированный выход углеводородов при одной энергии активации.

Проведена оценка величины генерации углеводородов доманиковой нефтематеринской толщи с использованием различных кинетических спектров. Сравнивая результаты, можно сделать вывод о том, что использование восстановленного спектра позволяет точнее оценить объемы сгенерированных ресурсов для отложений, которые здесь могут являться не только НМТ, но и «нетрадиционным» коллектором. Различия в закладываемых в моделирование кинетических спектрах (Pepper, Corvi, 1995 или аналитически полученный) для описания деструкции керогена доманиковых отложений ТПБ приводит к разнице в 70 млн. т при оценке количества сгенерированной этими отложениями нефти.

Список литературы

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.

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. — № 3. — P. 291-319.

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