

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/11\\_2016](https://doi.org/10.17353/2070-5379/11_2016)

УДК 552.578.061.32:551.734.5(470.1)

**Аверьянова О.Ю.**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, [ins@vniagri.ru](mailto:ins@vniagri.ru)

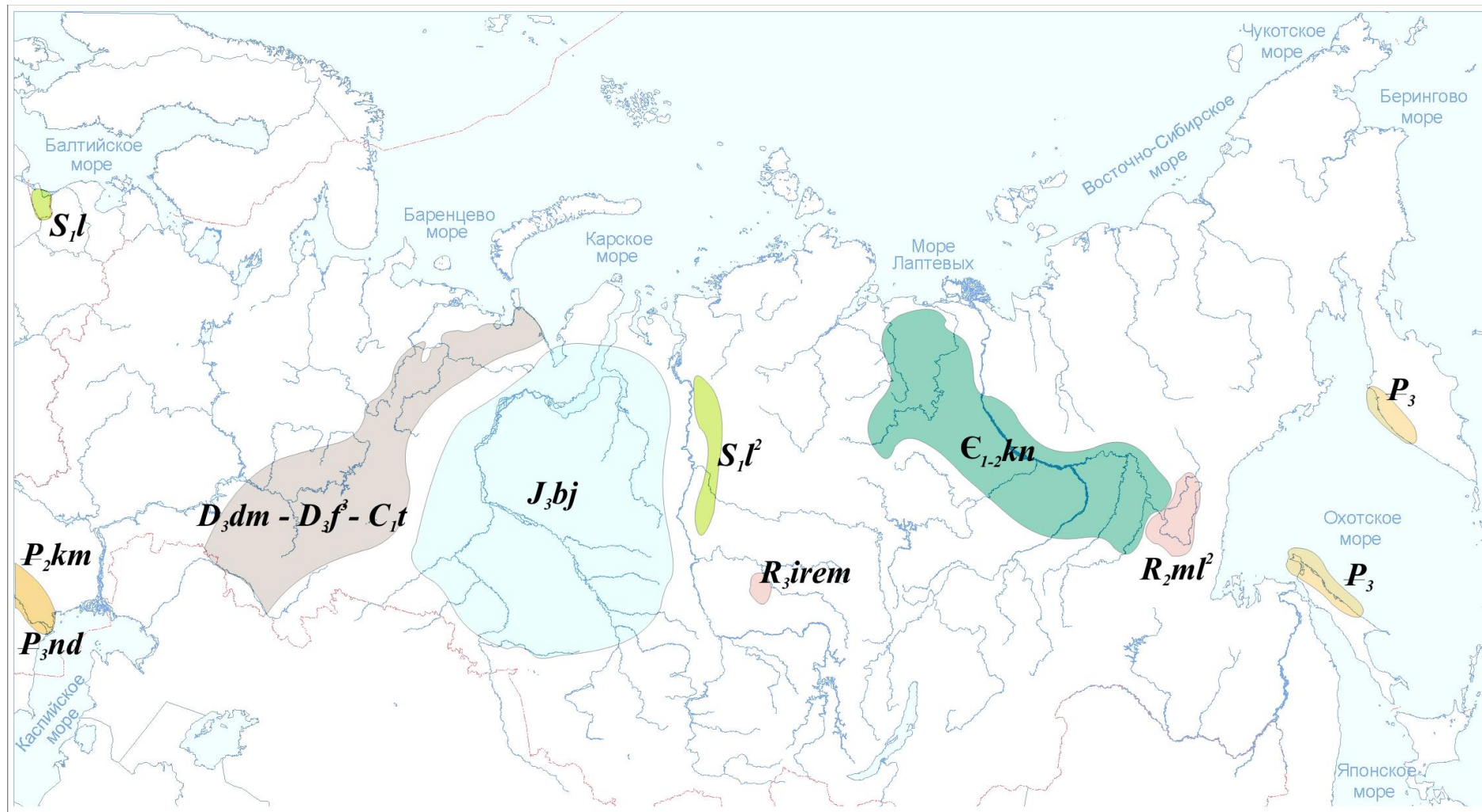
## НЕФТЕГАЗОВЫЕ СИСТЕМЫ ДОМАНИКОВОГО ТИПА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА

*В Тимано-Печорском бассейне к отложениям доманикового типа отнесены плотные глинистые породы, стратиграфически принадлежащие к семилукскому горизонту верхнедевонской части разреза, обогащенные органическим веществом по всему разрезу. В субрегиональной шкале этому горизонту соответствуют доманиковый и расположенные над ним фациальные аналоги позднефранско-раннефаменского возраста. Эти отложения характеризуются генерацией углеводородов и консервацией их в виде залежей нетрадиционного типа при наличии под и над ними хороших экранирующих толщ. Рассмотрен ряд нефтегазовых систем Тимано-Печорского бассейна: доманиково-фаменская верхнепалеозойско-триасовая, доманиковая *in situ*, венлокско-нижнедевонская верхнепалеозойско-триасовая, артинско-кунгурская пермско-триасовая.*

**Ключевые слова:** *нефтегазовая система, залежи нетрадиционного типа, генерация углеводородов, Тимано-Печорский осадочный бассейн.*

### Введение

Среди разнотипных нефтегазоматеринских формаций, распространенных на территории России, выделяется группа толщ с высоким содержанием сапропелевого органического вещества (ОВ) - доманикоидно-доманикитного уровня - с относительно низкой и средней степенью зрелости (ПК<sub>3</sub>-начало МК<sub>3</sub>), что определяет их высокую битуминозность. К таким, в первую очередь необходимо относить баженовскую и тюменскую свиты Западной Сибири, доманиковую свиту Восточно-Европейской платформы, хадумскую свиту Предкавказья и куонамскую свиту Сибирской платформы [Нефтегазообразование..., 1986]. Специфической особенностью доманикоидных отложений является возможность генерации и сохранности генерированных углеводородов (УВ) в пределах единой толщи. При наличии экранирующих толщ над и под нефтегазоматеринским горизонтом с учетом плохих коллекторских свойств генерированные углеводороды могут «консервироваться» непосредственно на месте генерации, что приводит к образованию в доманикоидах залежей нетрадиционного типа. Часто это приводит к эффекту аномально высоких пластовых давлений (например, Салымское месторождение в Западной Сибири) [Салымский нефтеносный район, 1970].



**Рис. 1. Схема распространения основных нефтематеринских сланцевых формаций России [Баженова, 2015]**

$P_2 km$  - кумская свита,  $P_3$  - тиленгская свита,  $P_3 nd$  - хадумский горизонт,  $D_3 dm - D_3 f^2 - C_1 t$  - доманиковая формация,  $J_3 bj$  - баженовская свита,  $S_1 l$  - лландоверийская свита,  $S_1 l'$  -  $E_{1-2} kn$  - куанамская свита,  $R_2 ml^2$  - малгинская свита,  $R_3 irem$  - ирэмэкенская свита.

Формирования скоплений УВ в толщах генерации также может быть связано с незначительной миграцией генерированных УВ в толщи, прилегающие к материнским, или в прослой, расположенные внутри материнских, обладающие коллекторскими свойствами, способными при избыточном давлении вместить УВ. Этот случай является наиболее распространенным и в практике добычи во всех сланцевых проектах в США.

По значимости нефтегазоматеринские формации России можно разместить в следующем порядке [Баженова, 2015] (рис. 1):

1. баженовская свита верхней юры Западно-Сибирского бассейна;
2. доманиковая формация (D<sub>3sm</sub>-C<sub>1t</sub>) Тимано-Печорского и Волго-Уральского осадочных бассейнов;
3. куонамская свита нижнего среднего кембрия востока Сибирской платформы;
4. граптолитовые сланцы нижнего силура запада Сибирской платформы;
5. сланцы нижнего силура Балтийской синеклизы Калининградской области;
6. малгинская и ирэмэкенская свиты рифея Сибирской платформы;
7. кумская свита и хадумский горизонт кайнозоя Предкавказья;
8. пиленгская свита олигоцена Восточного Сахалина.

Понятие отложений доманикового типа было предложено использовать для нефтегазоматеринских толщ, содержащих сапропелевое ОВ. Доманиковые отложения широко распространены в пределах Восточно-Европейской платформы, на севере от широты Полярного Урала (и по последним данным региональных исследований продолжают в акватории Печорского моря) до Южного Урала на юге. В настоящее время выражение «доманиковые отложения» утратило чисто региональную привязку и стало нарицательным.

В России изучению отложений доманикового типа и образования УВ систем в пределах осадочных бассейнов – Западно-Сибирского, Волго-Уральского, Предкавказского и Тимано-Печорского уделялось на протяжении более 40 лет огромное внимание. Во главе таких исследований стояли отечественные ученые-практики: Л.А. Анищенко, О.К. Баженова, Т.К. Баженова, Н.Б. Вассоевич, Ф.Г. Гурари, М.В. Дахнова, Т.В. Дорофеева, А.Э. Конторович, Н.В. Лопатин, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, Г.М. Парпарова, Е.А. Рогозина, А.А. Трофимук, В.К. Шиманский и многие другие. В 1970–1980-х гг. были выявлены нефтяные залежи в баженовской свите верхней юры в Западной Сибири. В Волго-Уральском и Тимано-Печорском регионах к началу 1990-х гг. был открыт ряд месторождений в доманиковой формации верхнего девона. Единичные открытия УВ скоплений были известны в обогащенной ОВ кремнистой формации неогена Сахалина, в кумской и хадумской свитах палеогена Предкавказья. В Тимано-Печорском и Волго-Уральском бассейнах к отложениям доманикового типа отнесены плотные глинистые

породы верхнедевонской части разреза, относящиеся стратиграфически к семилукскому горизонту (рис. 2), которому в субрегиональной шкале отвечает доманиковый горизонт (свита), так и расположенные над ними фациальные аналоги позднефранско-раннефаменского возраста (ветласянский, сирачойский, евлановский, ливенский, волгоградский, задонский, елецкий горизонты).

Все они традиционно рассматривались как толщи, включающие нефтегазоматеринские, обогащенные ОВ, но практически не рассматривались в качестве возможных коллекторов нефти газа из-за невысоких фильтрационно-емкостных свойств.

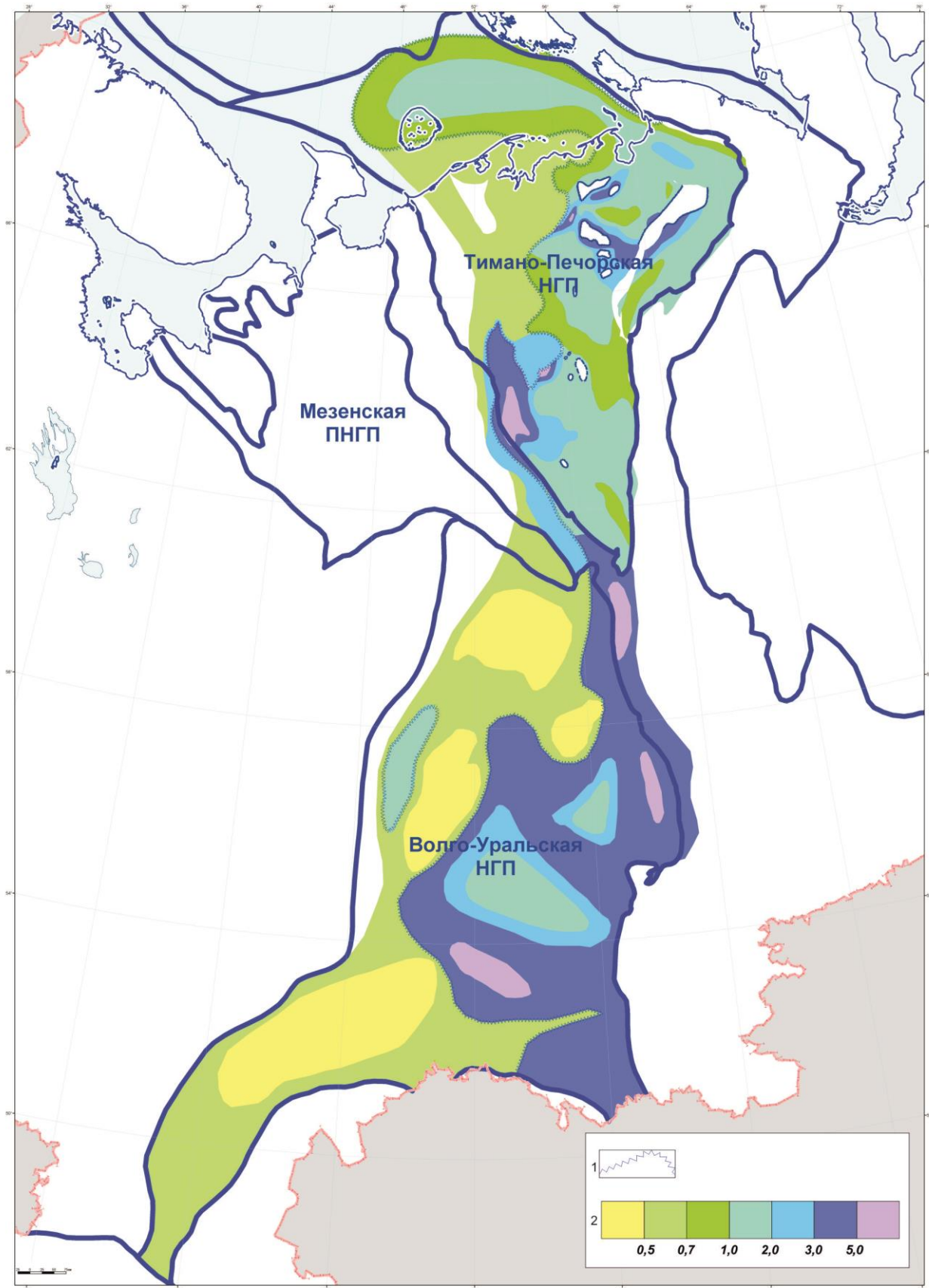
Стратиграфическое распространение всей группы отложений доманикового типа в Тимано-Печорском бассейне (ТПБ) весьма широко – от нижнепалеозойских до каменноугольных включительно. Их формирование связано с длительными этапами трансгрессии моря, когда образовались наиболее обогащенные ОВ породы – доманикоиды ( $C_{орг} = 0,5-5,0\%$ ) и доманикиты ( $C_{орг} = 5-25\%$ ), представляющие сегодня все больший интерес для изучения.

### **Нефтегазовые системы Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна**

В тектоническом плане ТПБ относится к северо-восточной части Восточно-Европейской платформы. Одноименная с бассейном Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция на северо-западе России занимает территорию около 320 тыс. км<sup>2</sup> в пределах суши, а ее акваториальное продолжение распространяется еще на 120 тыс. км<sup>2</sup>. С запада и юго-запада ТПБ ограничен верхнепротерозойским Тиманским кряжем, а с востока и северо-востока герцинскими сооружениями Северного и Полярного Урала, и Пай-Хоя. Существуют две точки зрения относительно возраста фундамента. По одной из них, наиболее распространенной, фундамент имеет эпибайкальский возраст (рифей-венд), на котором несогласно залегают осадочные толщи ордовикско-третичных пород. Согласно другой точке зрения (о более древнем возрасте фундамента), комплекс пород верхнепротерозойско-вендской частей по аналогии с районами западного склона Тиманского кряжа относят к протоплатформенному осадочному чехлу или так называемому переходному комплексу. Осадочный чехол сложен отложениями от базального терригенного комплекса кембрия - нижнего ордовика до юрско-меловых, перекрытых с несогласием третичными и четвертичными отложениями.

Выделяются две крупные региональные мегаструктуры – Печорская синеклиза (плита) (толщина осадочного покрова - от 1 км в Притиманской западной части до 7-9 км в пределах палеорифтовых прогибов Печоро-Колвинского авлакогена) и Предуральский (Предпайхоский) передовой прогиб (толщина осадочного покрова - от 8 до 14 км) [Тимано-Печорская провинция..., 2004].





**Рис. 2. Распространение доманиковых отложений в Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях [Нефть и газ..., 2014]**

*1 – граница распространения доманиковых отложений  $D_{3dm}$ ; 2 – шкала концентраций  $C_{нк}$ , % на*

толщ.

На протяжении геологической истории на территории северо-восточной части Восточно-Европейской платформы проявлялись следующие фазы активизации тектоногенеза: каледонский, герцинский и раннекиммерийский (триасо-лейасовый) этапы, моменты создания структур – депрессий и валов, с основной север-северо-западной и юго-восточной ориентацией (рис. 3).

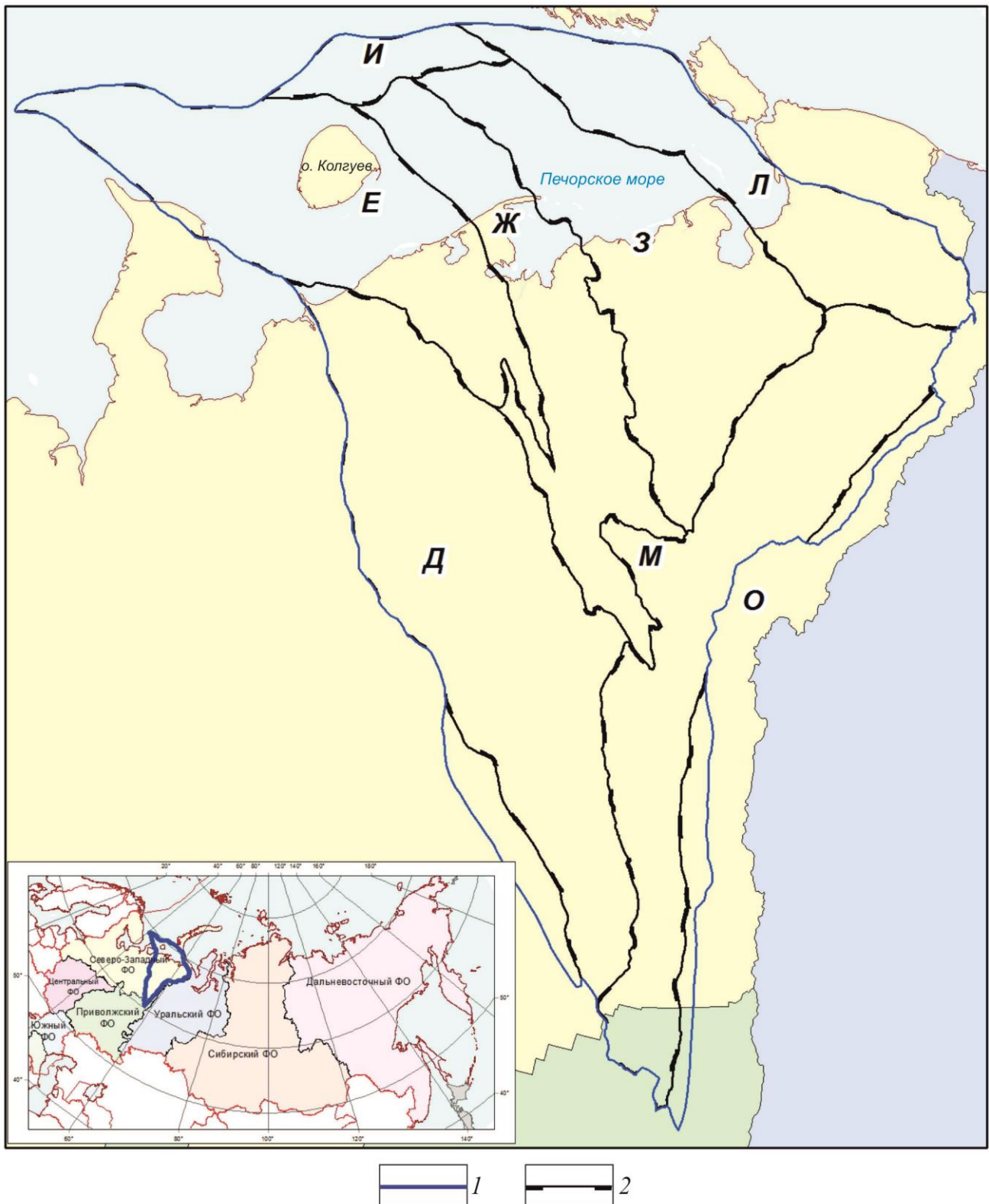
Тектонические структуры Печорской синеклизы, Предуральского и Предпайхойского передовых прогибов более-менее параллельны границам окружающих мегаподнятий: Тиманскому кряжу, Пай-Хою и Уралу. Тектонические события в каменноугольном, пермском и позднепермском временах реактивировали предкаменноугольные структуры и создали современную структурную картину [Прищепа, 2005].

Отличительной чертой геологического строения ТПБ являются многочисленные смены фациальных обстановок осадконакопления, вызвавшие многократные чередования карбонатных и терригенных пород в разрезе. Палеозойские отложения представлены как карбонатными, так и терригенными породами, в мезозойском интервале терригенные породы преобладают. Не менее значимой чертой геологического строения является чередование мобильных и стабильных тектонических блоков, в пределах которых сформировались различные как по мощности, так и диапазону осадочные толщи.

Важнейшей особенностью, отразившейся на характере формирования нефтегазовых систем региона, является инверсионный характер многих крупных структур, к числу которых можно отнести Печоро-Колвинский авлакоген и Варандей-Адзвинскую структурную зону, а также влияние формирования Уральского орогена, также приведшего к существенной перестройке прилегающих районов. Тимано-Печорская провинция является одним из старейших российских регионов, где геологоразведочные работы на нефть и газ ведутся уже на протяжении более 80 лет. Начиная с 1929 г. (с открытия Чибьюского месторождения) выявлено около 290 месторождений нефти и газа (часть районов характеризуется как исключительно нефтеносная (Хорейверская впадина, Варандей-Адзвинская структурная зона), часть (Предуральский прогиб) как исключительно газоносная).

Большинство открытых месторождений в южной части ТПБ разрабатывается, в пределах северной части провинции - активно вовлекается в разработку в последние годы.

Основными нефтегазоматеринскими отложениями бассейна принято считать доманиковые (средний фран) и их фациальные аналоги (верхний фран-фамен верхнего девона и турнеского яруса карбона).



**Рис. 3. Карта тектонического районирования Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна**  
(по материалам ФГУП «ВНИГРИ», 2015)

*1 – граница Тимано-Печорской провинции, 2 – граница тектонических элементов.*

*Элементы тектонического районирования: Тимано-Печорская плита: Д - Изма-Печорская синеклиза, Е - Малоземельско-Колгуевская моноклираль, Ж - Печоро-Колвинский авлакоген, З - Хорейверско-Печороморская синеклиза, И - Северо-Печороморская моноклираль, краевые мегапрогибы Тимано-Печорской плиты: Л - Припайхойско-Приюжно-Новоземельский мегапрогиб (перикратон), М – Предуральский краевой предгорный прогиб, О - Западно-Уральская складчато-надвиговая область (северный сегмент)*

Известны также несколько важных нефтематеринских, в большинстве случаев пелитовых толщ, а именно: нижнесилурийские, нижедевонские, фаменские, турнейские и нижнепермские [Баженова и др., 2008; Баженова, 2015; Данилевский и др., 2003; Клименко, Анищенко, 2010; Кирюхина и др., 2013; Неручев и др., 2006].

Результаты изучения нефтегазоносности ТПБ и анализа определенных элементов углеводородных систем отражены в многочисленных публикациях отечественных учёных (Богацкого В.И., Матвиевской Н.В., Аминова Л.З, Прищепы О.М., Белонина М.Д., Данилевского С.А., Анищенко Л.А., Неручева С.Г., Баженовой О.К., Баженовой Т.К., Ступаковой А.Н., Дахновой М.В. и многих других специалистов), которые часто интерпретируются и оцениваются и зарубежными авторами ([Abrams et al., 1999; Fossum et al., 2001, 2010; Lindquist, 1999] и др.).

В последние годы необходимо отметить важный вклад в разработку этой тематики ведущего специалиста ФГУП «ВНИГРИ» Т.К. Баженовой [Баженова и др., 2008, 2015; Баженова, Шиманский, 2007].

В концепции нефтегазовых систем изучение геологической эволюции развития нефтегазоносного бассейна заключается в последовательной реконструкции литофациальных обстановок и масштабов накопления органического вещества; катагенетического изменения осадочной толщи и ОВ при погружении бассейна; качественного влияния теплового потока и тектоники; этапов генерации и эмиграции нефти с расчетом количества генерированных УВ; критического момент существования всей нефтегазовой системы; миграционного максимума УВ из нефтематеринской толщи в зону аккумуляции с образованием месторождения; времени перехода в стадию газообразования.

Концептуально нефтегазовая система - это генерационно-аккумуляционный элемент в составе нефтегазового бассейна, представленный нефтегазоматеринской свитой, коллекторскими и изолирующими интервалами, а также разноранговыми скоплениями углеводородов. Возраст нефтегазовой системы означает необходимое время для трансформации ОВ по цепочке - генерация, миграция и аккумуляция УВ, в конце которой сразу же начинает отсчитываться время сохранности нефтегазовой системы и всех изменений, происходящих с УВ. Критический момент может быть связан со временем наибольшей «загрузки» УВ в ловушки при их максимальном погружении, совпадающим с генерацией, миграцией и аккумуляцией УВ, иначе говоря, со временем формирования первой залежи. Геохимическим репером критического момента, по-видимому, выступает показатель наибольшего значения отражательной способности витринита. Нет сомнений, что важнейшая роль в продолжительности и интенсивности процессов в критический момент для каждой нефтегазовой системы принадлежит типу нефтематеринской породы, а именно



литолого-стратиграфическим параметрам, а также типу и повышенной концентрации ОВ в ней.

Таким образом модель нефтегазовой системы фокусируется на получении и передаче важной нефтегазогеологической информации, объединяет все соответствующие элементы (нефтематеринская свита, коллектор, ловушка, крышка, вышележащие породы) и процессы (условия накопления и созревания ОВ, формирование ловушек, генерация-миграция-аккумуляция УВ), определяющие возможность образования УВ залежей. Она описывает взаимосвязь элементов и процессов, которые складываются в функционирующую общность, создающую углеводородное накопление. Для изучения нефтегазовой системы в НГБ выбирается единственная нефтематеринская толща, как парагенетическая ассоциация обогащенных автохтонным ОВ пород, генерирующая в процессе литогенеза жидкие и газообразные УВ, способные к аккумуляции [Баженова, Соколов, 2002].

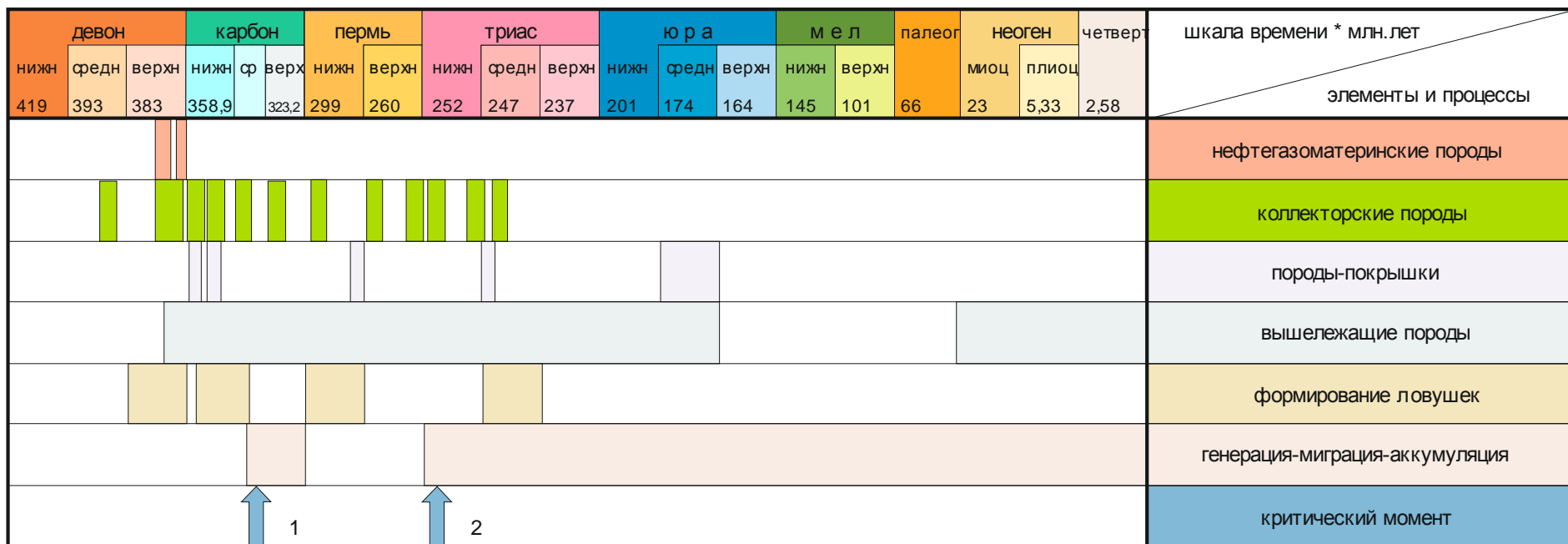
*Доманиково-фаменская верхнепалеозойско-триасовая нефтегазовая система Тимано-Печорского бассейна<sup>1</sup>* (рис. 4). В пределах ТПБ только доманиковая формация может рассматриваться как доманикитно-доманикоидная, обогащенная сапропелевым ОВ по всему разрезу.

Ее нижняя часть - собственно доманиковый (семилукский) горизонт - по характеристике концентрации является доманикоидно-доманикитным, а верхняя часть формации ( $D_3f^2-C_{1t}$ ) может быть отнесена только к доманикоидному типу, потому что на формационном уровне (осредненные) концентрация  $C_{нк}$  в ней изменяется в диапазоне 0,7–2,5% [Баженова и др., 2008].

Литологический состав доманикового горизонта представлен глинисто-карбонатными, глинисто-карбонатно-кремнистыми, реже чисто глинистыми породами, в той или иной мере обогащенными ОВ. Наблюдается зависимость обогащенности ОВ по мере обогащения пород кремнеземом и глинистым материалом. Максимальными концентрациями ОВ обладают аргиллиты – 15÷25%, редко более (заведомо доманикиты и даже сапропелиты). Наименее обогащены ОВ слабглинистые известняки ( $C_{нк} < 1,0\%$ ), представленные в разрезе немногочисленными прослоями. Для всех типов пород характерна слоистость.

Характерной также является литологическая и геохимическая контрастность границ слоев и пачек со значительными перепадами концентрации ОВ. В целом, в разрезе наиболее обогащены ОВ две нижние трети разреза. Статистические параметры распределения  $C_{нк}$  в разрезе таковы:  $\bar{x}$  – 5,57 (0,13-21,00)%;  $m_e$  – 5,19%;  $m_1$  – 0,72%;  $m_2$  – 7,44% [Баженова и др., 2008].

<sup>1</sup> название нефтегазовой системы формируется из двух частей, первая соответствует наименованию нефтегазоматеринской толщи, вторая – коллекторской.



1 - для палеограбенов; 2 - для стабильных блоков

**Рис. 4.** Характеристика доманиково-фаменской верхнепалеозойско-триасовой нефтегазовой системы Тимано-Печорской бассейна [Аверьянова, 2015]

По степени катагенетической превращенности ОБ отложения доманиковой формации варьируют в широком диапазоне от Ухтинского района, где они выходят на дневную поверхность от стадии конца ПК к началу градации МК<sub>1</sub> - к началу «нефтяного окна», когда начинаются, как правило, процессы эмиграции битумоидов, до стадии АК, в скважинах, вскрывших формацию в пределах Предуральского прогиба.

На большей части территории Тимано-Печорской провинции и ее морском продолжении (Печорское море) катагенетическая преобразованность ОБ оценивается от градаций МК<sub>1</sub> до МК<sub>3</sub>.

Синбитумоиды распределены в разрезе также неравномерно, как и C<sub>нк</sub>; диапазон распределения столь же велик (0,01–2,18%;  $\bar{x}$  – 0,78%; me – 0,56%; mo<sub>1</sub> – 0,21%; mo<sub>2</sub> – 1,24%). Средне взвешенное значение битумоидов 0,61%, в целом же разрез обладает высокой битуминозностью. Однако углеводородная часть в синбитумоидах не более четверти и высока доля асфальтенов (как правило, более 20%).

Общая мощность нефтегазоматеринской толщи доманика (D<sub>3dm</sub>) варьирует от 20 до 100 м, в опорных разрезах составляя в среднем 40 м.

Разрез доманиковой формации по ручью Доманик характеризуется остаточным УВ-потенциалом пород и ОБ, определенным пиролитическим методом Rock-Eval. Значения S<sub>1</sub> («свободные» УВ) изменяются в диапазоне 0,19–10,96 мг/г породы (%);  $\bar{x}$  – 3,31 мг/г; me – 2,80 мг/г; диапазон значений S<sub>2</sub> (остаточный потенциал породы) – 1,05÷50,73 мг/г породы;  $\bar{x}$  – 17,07 мг/г; me – 15,70 мг/г; НП (остаточный потенциал ОБ) – 351÷552 мг/г C<sub>нк</sub>;  $\bar{x}$  – 485 мг/г; me – 492 мг/г C<sub>нк</sub> [Нефть и газ..., 2014].

Крайние значения S<sub>1</sub> и S<sub>2</sub> соответствуют и крайним значениям C<sub>нк</sub> в данной выборке – 0,27 и 14,46% соответственно. Значения T<sup>0</sup><sub>max</sub> изменяются в достаточно узком диапазоне – 420÷427°C, что вполне соответствует градации катагенеза МК<sub>1</sub>.

Биоценотический состав ОБ доманиковой формации D<sub>3</sub> весьма своеобразен, что подтверждается микропалеонтологическим изучением концентратов ОБ опорного Ухтинского разреза и отдельных скважин. Своеобразие заключается в наличии – наряду с альгопланктоном (*Chlorophyta*, – преимущественно р. *Tasmanites*, – и *Acritharcha*) – достаточных количеств зоопланктона (*Pteropoda*), обладающего органостенным хитиновым скелетом. Такое ОБ относится к альгозоосапропелевому типу.

Доманиковая формация, в целом, и ее нижняя наиболее обогащенная ОБ семилукская часть, развита на бóльшей, восточной и юго-восточной частях территории ТПБ и по последним данным имеет продолжение в Печорском море [Прищепа и др., 2013].

Общая площадь развития формации D<sub>3dm</sub> (sm) составляет около 260 тыс. км<sup>2</sup>. В

фациально-палеогеографическом отношении отложения D<sub>3dm</sub> представляют собой классическую предрифтовую часть триады: относительно глубоководный «предриф» – барьерный риф – мелководный «зариф», таким образом, доманиковая формация оконтурена рифами, что в нефтегеологическом отношении представляет собой сопряженную по латерали пару: нефтематеринский горизонт – резервуар.

Классические предрифтовые фации, как правило, бывают обогащены ОВ, что ярко реализовано в доманиковой формации. Распространение доманиковой формации в ТПБ с содержанием органического углерода представлено на рис. 5.

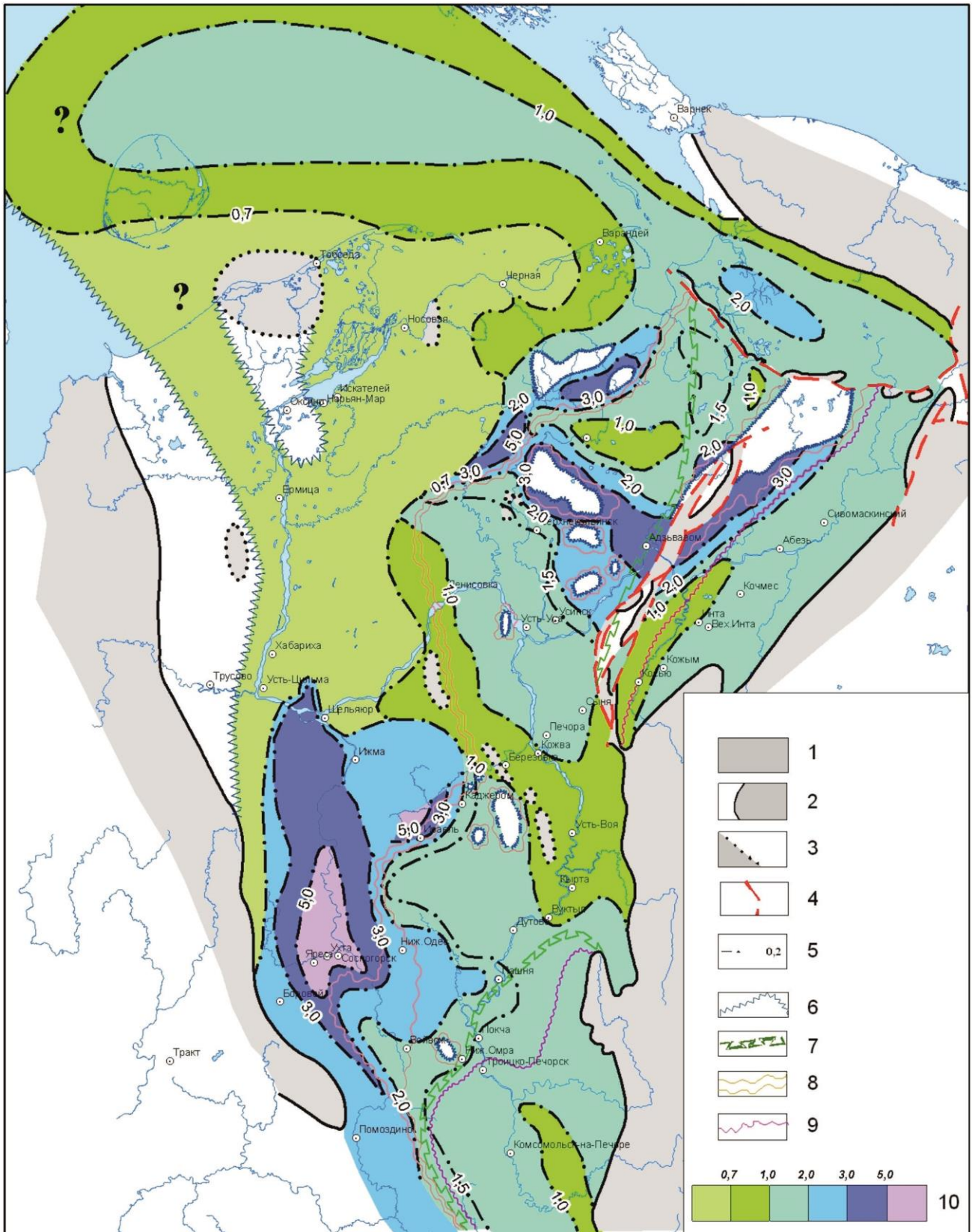
Многочисленные коллекторские толщи расположены как выше доманиковых отложений по разрезу, так и ниже них.

В силу сложного и ярко выраженного блокового тектонического строения, инверсионного характера многих крупных структур, таких как Печоро-Колвинский авлакоген, Варандей-Адзвинская структурная зона, а также влияния этапов формирования Палеоурала (сначала геосинклинальная - погружения, а затем орогенная - воздымания стадии) в пограничных тектонических районах в определенные периоды истории доманиковые отложения были погружены на гораздо большие глубины, чем на прилегающих участках более древние ордовикские, силурийские, нижне- и среднедевонские отложения, характеризующиеся хорошими коллекторскими свойствами.

Таким образом, коллекторы различного литологического состава и возраста, которые через транзитные толщи могли стать резервуаром для мигрировавших УВ генерированных доманиковыми нефтегазоматеринскими толщами представлены:

- нижне-среднеордовикскими песчаниками и алевролитами, выполняющие некомпенсированные впадины вдоль Тимана;
- верхнеордовикско-силурийскими доломитами и известняками, среднедевонскими доломитами, доломитовыми известняками;
- среднедевонско-нижнефранскими (джерскими, тиманскими) песчаниками;
- среднедевонскими (верхнефранско-фаменскими) известняками и локальными органогенными (рифогенными) постройками, замещающими или перекрывающими глинистые доманиковые отложения и их фациальные аналоги (верхнефранско-турнейские);
- нижнекаменноугольными (визейскими) песчаниками и алевролитами;
- средне- и верхнекаменноугольными известняками, доломитами;
- нижнепермскими органогенными карбонатными породами (рифогенными);
- средне- верхне-пермскими и нижнетриасовыми песчаниками и алевролитами [Прищепа, Баженова, Богацкий, 2011].





**Рис. 5. Развитие доманикового комплекса с указанием концентраций органического углерода Тимано-Печорского бассейна [Нефть и газ..., 2014]**

1 – области отсутствия отложений; 2 – обобщённый контур современного размыва отложений; 3 – граница древнего размыва отложений; 4 – дизъюнктивные нарушения; 5 – линии равных концентраций Снк, (в % на толщ); 6-9 – фронтальные границы замещения депрессионных отложений рифогенными и банковыми: 6 – D3sm, 7 – D3fm1(zd), 8 – D3src, D3uch, в общем D3f2, 9 – D3fm2; 10 – шкала концентраций Снк, (в % на толщ).

Такой широкий спектр коллекторов обусловлен геологическим строением осадочного бассейна, представляющего собой «слоеный пирог» из чередующихся карбонатных и терригенных толщ, в котором выделяется до 11 нефтегазоносных комплексов и подкомплексов (5 преимущественно карбонатных и 6 преимущественно терригенных) с собственными природными резервуарами и системами контроля.

Исходя из определения зон нефтегазонакопления, наиболее точно корреспондирующегося с понятием нефтегазовой системы [Прищеп, 2011], такие зоны распространены в пределах части разреза – комплекса, мегакомплекса, контролируемого при накоплении эмигрировавших УВ региональными и регионально зональными флюидоупорами, наиболее целесообразно ограничить нефтегазовую систему, сформированную непосредственно за счет потенциала доманиковых толщ, сверху ограниченную артинско-кунгурским региональным флюидоупором. И только в зонах его отсутствия распространение системы можно рассматривать и в вышележащих средне-верхнепермских и триасовых терригенных коллекторах. Что касается ограничений снизу, то непосредственно под доманиковой толщей расположен регионально развитый тиманско-саргаевский флюидоупор и в зонах его развития в относительно стабильных тектонических блоках (Большеземельский блок) влияние генерированных УВ из доманиковой толщи и доманикоидов незначительно, чего нельзя сказать о тектонически активных районах.

Ловушки характеризуются также широким диапазоном как по типам, так и по возрасту: литологические и стратиграфические (ранне-среднеордовиские, среднедевонские, позднедевонские, ранне-каменноугольные, верхнепермские, раннетриасовые), структурные (среднедевонские, позднедевонские, раннекаменноугольные, средне-верхнекаменноугольные, верхнепермские и триасовые), рифогенные (поздне-девонские, позднекаменноугольно-раннепермские).

Покрышки, перекрывающие доманиковую материнскую толщу: нижнефаменская глинисто-карбонатная, визейская (нижний карбон) – глинистая и аргиллитовая, нижнекаменноугольная – ангидрит-доломитовая, эвапоритовая, артинско-кунгурская (нижнепермская) глинистая и ангидритовая, нижнетриасовая глинистая.

Вышележащие, перекрывающие доманиковые породы: от верхнедевонских до нижнемеловых, с многочисленными внутриформационными перерывами в осадконакоплении, перекрытые с перерывом неоген-четвертичными отложениями.

Периоды интенсивной генерации УВ из нефтегазоматериской толщи доманика и его формационных аналогов (доманикоидов) позднего девона варьирует от конца карбона до среднетриасового времени для большей платформенной части ТПБ. Самый ранний период генерации – с конца позднего девона характерен для районов интенсивного тектонического

прогибания в позднедевонско-раннекаменноугольное время – палеорифтовых районов Печоро-Колвинского авлакогена. Для территории Предуральского и Предпайхоского прогибов время интенсивной генерации приходится на период формирования мощных молассовых комплексов – преимущественно начало мезозоя. В Ухтинском районе (восточный Тиман) в естественных обнажениях отложений доманика с высочайшими концентрациями органического углерода (до 30%) отмечается крайне низкий катагенез (часто градации его не достигают стадии начала «нефтяного окна» ПК<sub>3</sub>). При этом многими исследователями отмечается парадокс, когда в отложениях доманика, не испытавших влияния значительных температур и не погружавшихся на значительные глубины, отмечается значительное количество уже генерированных эпигенетических УВ.

На рис. 6 представлен региональный профиль РС15 в широтном простирании Тимано-Печорской провинции с выделенной материнской доманиковой формацией. Ниже рассмотрены нефтегазовые системы доманикитов верхнего девона ТПБ с построением палеотектонических реконструкций на конец триасового, артинского и каменноугольного времён с выделением вероятных очагов генерации УВ в материнской доманиковой формации (рис. 7).

Критический момент конца генерации определён для большей части платформенных районов ТПБ в позднекаменноугольное время.

Для рассмотрения *доманиковой in situ нефтегазовой системы Тимано-Печорского бассейна* (рис. 8) географически (латерально) ее можно оконтурить (наложением одной схемы на другую), например, по выделенным зонам повышенного содержания Снк (рис. 9) и его катагенетического преобразования в градации ПК – МК<sub>3</sub> (рис. 10).

Нефтегазоматеринская толща доманика выполняет самодостаточную функцию, выступая одновременно УВ производящей, резервуарной и изолирующей толщей. Процессы в такой системе ограничены пространством нефтематеринской и латерально связанных с ней толщ, поэтому разделение элементов в такой нефтегазовой системе не требуется.

*Артинско-кунгурская пермско-триасовая газонефтяная система Тимано-Печорского бассейна* (рис. 11). В нижнепермской части разреза выявлены две толщи – отложения артинского яруса и кунгурские отложения, которые можно объединить в единую – преимущественно газоматеринскую толщу.

Нижняя артинская часть разреза толщи представлена прибрежно-морскими терригенными и терригенно-карбонатными породами с ОБ смешанного сапропелево-гумусового типа. Верхняя – кунгурская представлена паралическими терригенными отложениями обогащенными существенно гумусовым ОБ.



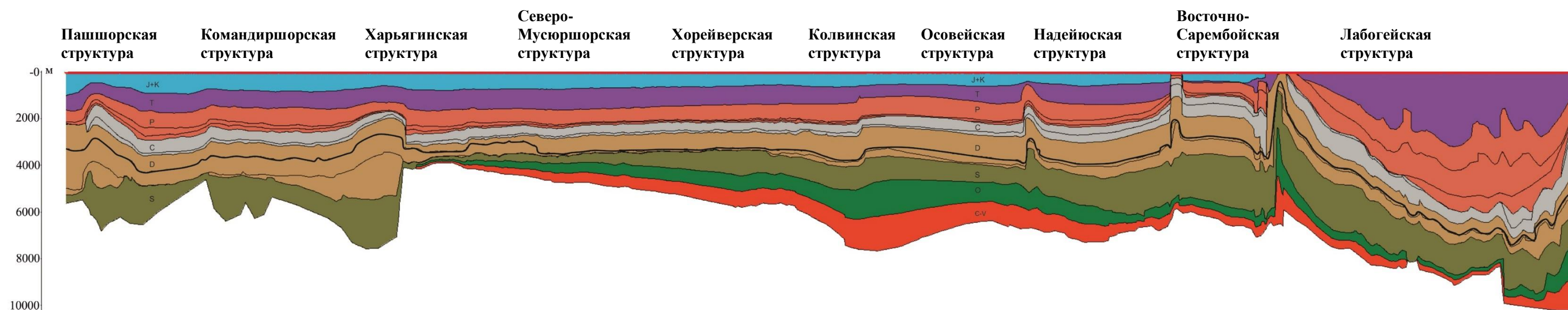


Рис. 6. Региональный профиль РС15 в широтном простирании Тимано-Печорского бассейна [Аверьянова, 2015]

*J+K – юра+мел, T - триас, P - пермь, C - каменноугольный, D - девон, S - силур, O - ордовик, €-V – кембрий-венд.*



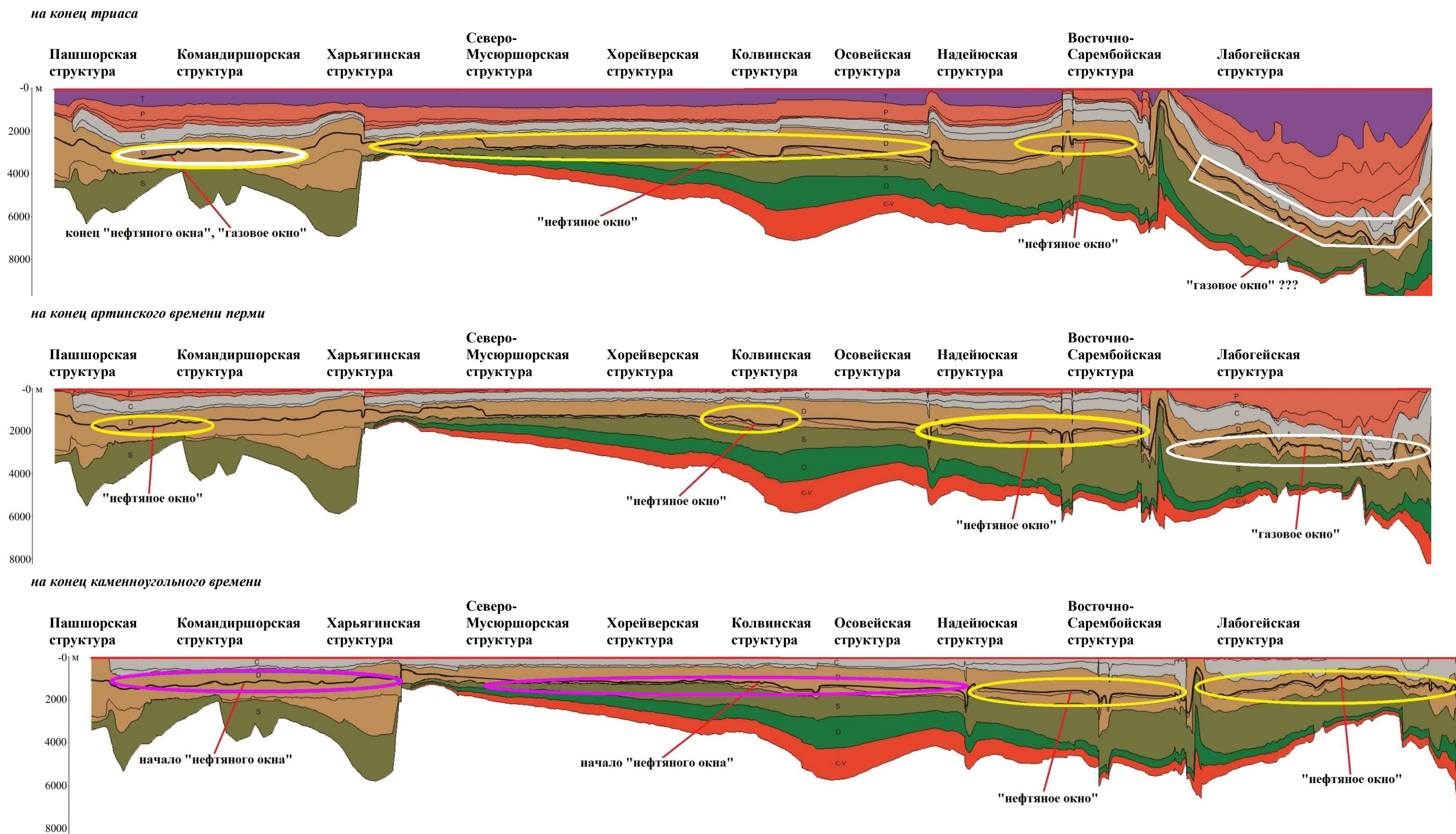


Рис. 7. Палеотектонические реконструкции вдоль регионального профиля РС15 в широтном простирании Тимано-Печорского бассейна с выделением очагов генерации углеводородов в нефтематеринской доманиковой формации [Аверьянова, 2015]

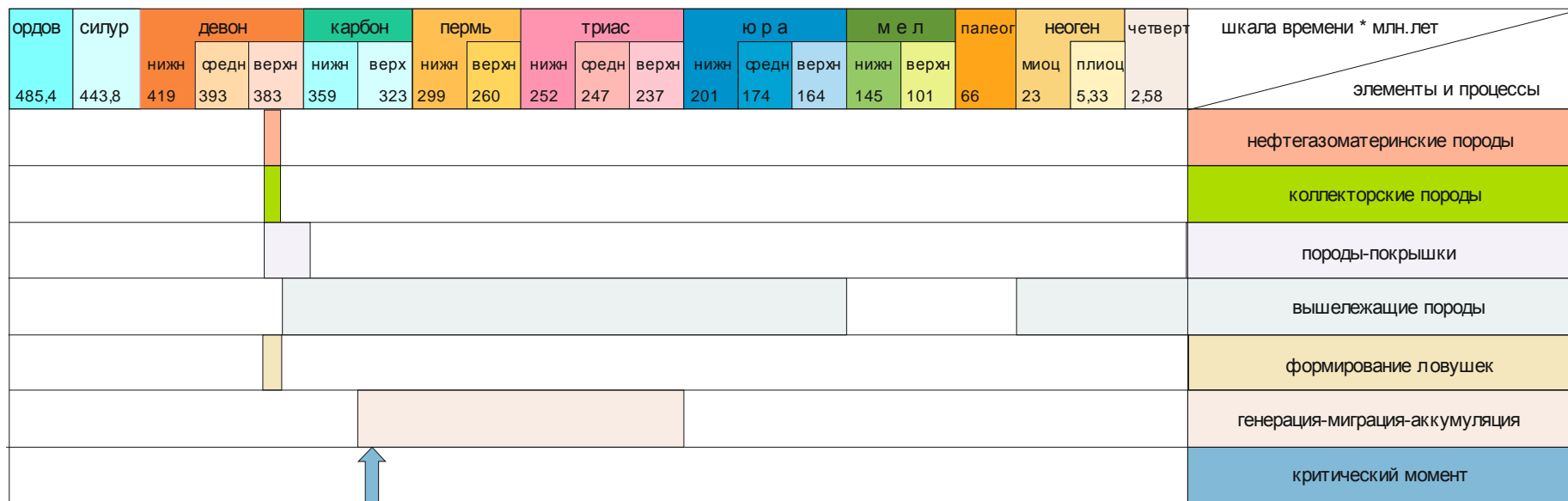


Рис. 8. Характеристика доманиковой *in situ* нефтегазовой системы Тимано-Печорского бассейна [Аверьянова, 2015]



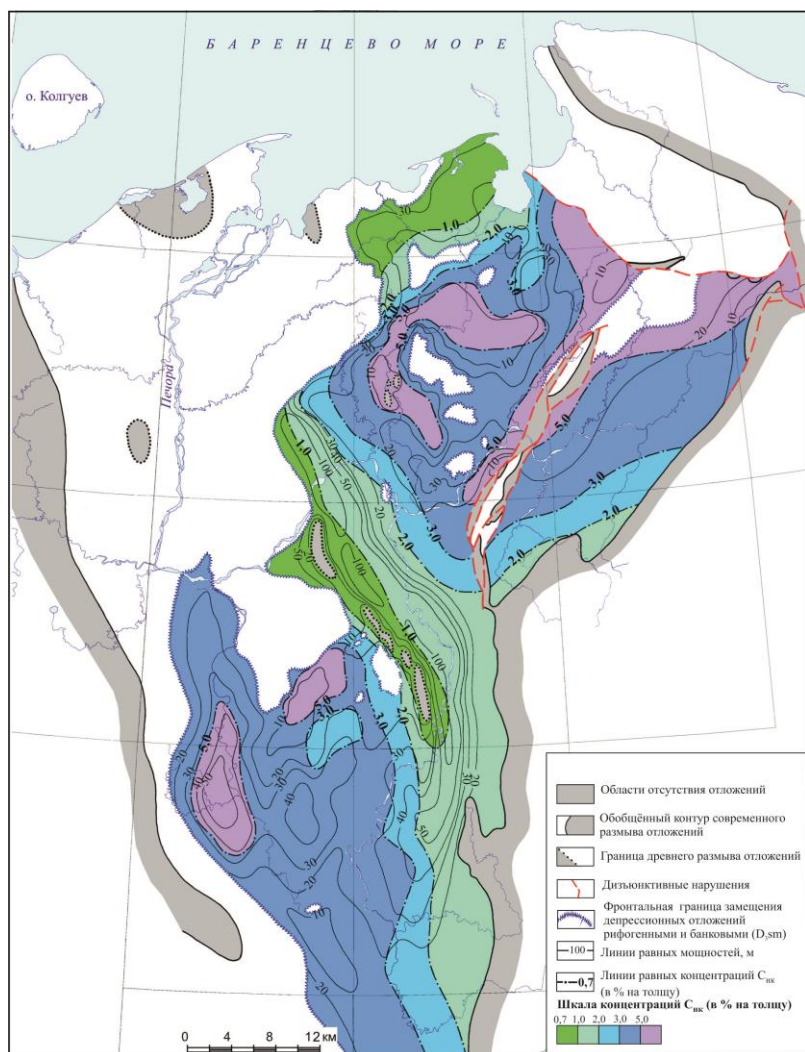


Рис. 9. Распределение  $S_{эк}$  в нефтегазоматеринских отложениях семилукского (доманиковского) горизонта [Баженова и др., 2008]

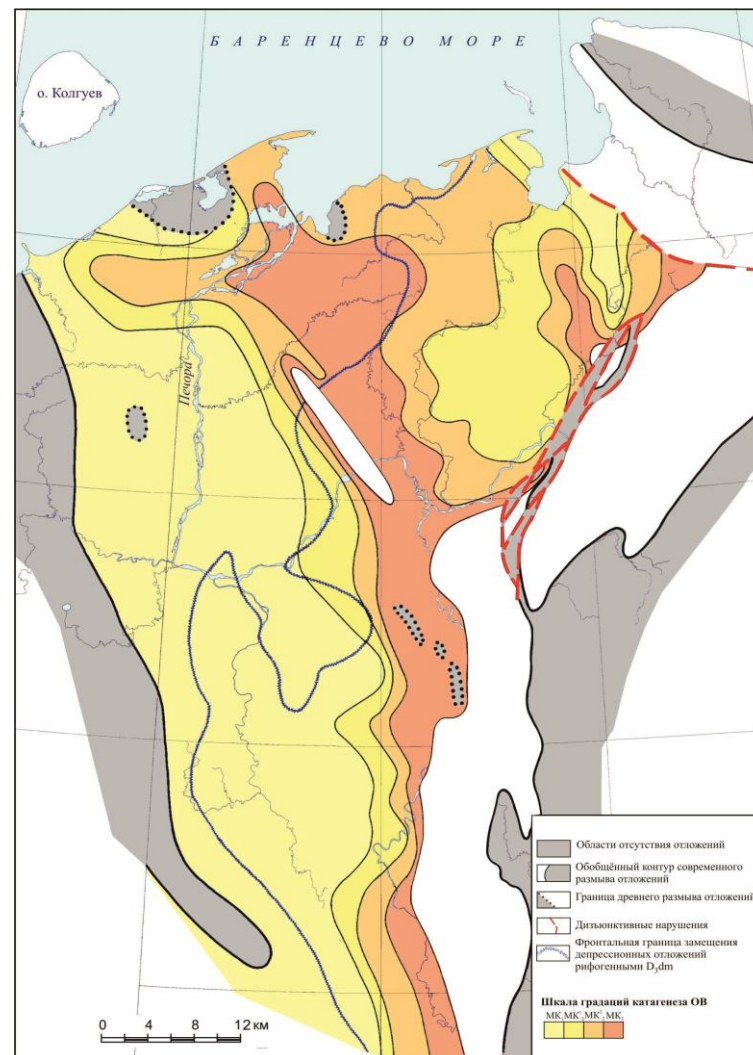
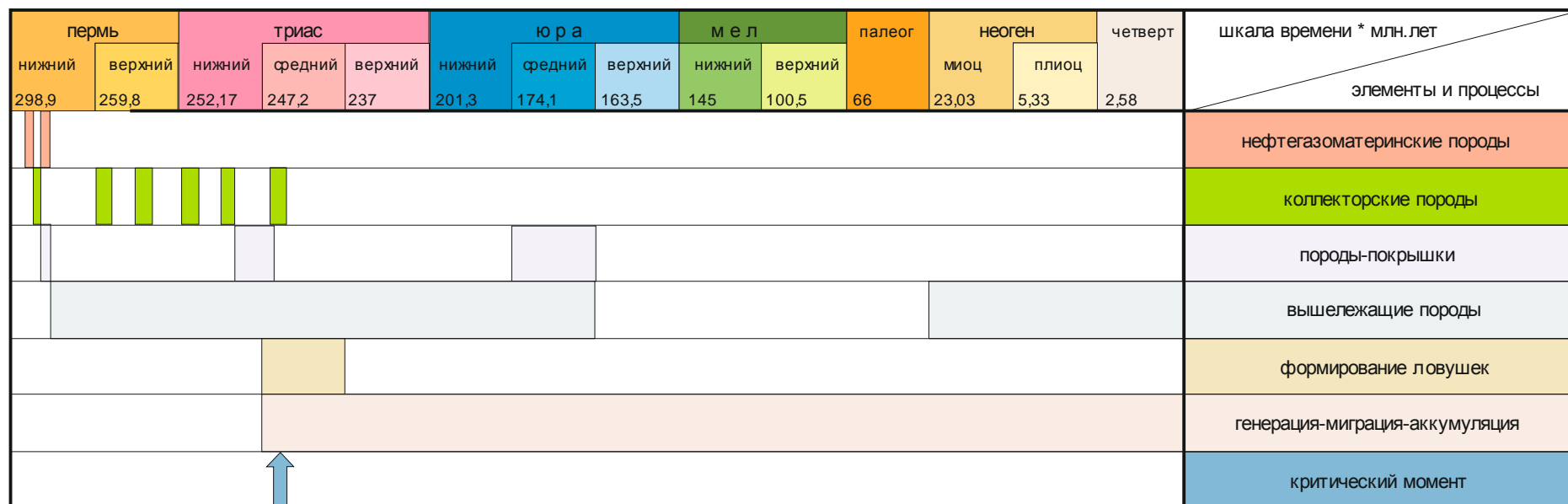


Рис. 10. Схема катанеза органического вещества в «нефтяном окне» в подошве семилукского (доманиковского) горизонта  $D_3$  [Аверьянова, 2015]



**Рис. 11. Характеристика артинско-кунгурской пермско-триасовой газонефтяной системы Тимано-Печорского бассейна [Аверьянова, 2015]**



Литологический состав артинской части представлен глинисто-карбонатными отложениями, мергелями, аргиллитами, алевролитами. Основные генетические типы ОБ – гумито-сапропелиты, сапропелито-гумиты, оксисорбосапропелиты.

Максимальными концентрациями ОБ обладают тонкие прослой аргиллитов – до 3%. Средние содержания Сорг. на толщу – чуть менее 1%. Мощность толщи изменяется от 100-200 м в платформенной части бассейна до 1000 м во впадинах Предуральского прогиба.

В мощных терригенных разрезах последнего существенная часть разреза толщи представлена песчанистыми и алевролитистыми разностями, которые нельзя рассматривать как нефтегазоматеринские. Статистические параметры распределения Снк в разрезе таковы:  $\bar{x}$  – 0,78 (0,04-3,04)%;  $m_e$  – 0,7%;  $m_1$  – 0,36%;  $m_2$  – 0,88% [Баженова и др., 2008].

По степени катагенетического преобразования ОБ из отложений артинской и кунгурской НГМТ варьируют в широком диапазоне от конца ПК до градации МК<sub>3-4</sub> в платформенной части и МК<sub>4</sub>-МК<sub>5</sub> в пределах впадин Предуральского прогиба.

Отсутствие высокопроницаемых коллекторов и хороших покрышек в песчано-аргиллитовых толщах не способствовало процессам латеральной миграции, обеспечивающей формирование крупных залежей газа за счет его сбора из продуктивных слоев на большой площади. Скопления газа отмечены в зонах трещиноватости, вдоль разломов. Одним из немногих положительных факторов, предотвращающих рассеивание газа, являются пласты ангидритов кунгура, представляющие хорошую покрышку. О генерации жидких УВ свидетельствует присутствие в газовых залежах небольшого количества конденсата. Его содержание увеличивается в западном направлении – в сторону менее жестких термобарических условий. Вступление в ГЗН отмечается на стадии МК<sub>1</sub> (2,1 км), а выход из нее – на стадии МК<sub>3</sub> (при глубине 3 км). Специфика генерационных процессов заключается в их замедленности и непродолжительности. В то же время, особенность темпа генерации выражается в раннем входе в ГЗГ, что позволяет предполагать значительную роль ОБ рассматриваемого возраста в процессах газообразования. В силу преимущественно гумусового типа РОВ объясняется преобладающая генерация газа.

Ловушки для УВ генерированных из РОВ артинских и кунгурских толщ: структурные и литологические (собственно нижнепермские, верхнепермские и ранне-среднетриасовые).

Покрышки перекрывающие нижнепермскую ГМТ: кунгурская глинисто-аргиллитовая, верхнепермская и нижнетриасовая глинистые. Вышележащие, перекрывающие доманиковые породы: от нижнепермских, верхнепермских до нижне-среднетриасовых.

Генерация – миграция – аккумуляция УВ берет начало со среднетриасового времени и если для районов прогибов она ограничена поздним триасом, то в экваториальной части

провинции процессы генерации вероятно продолжают и по настоящее время.

Критический момент для рассматриваемой нефтегазовой системы определён в начале поздне триасового времени.

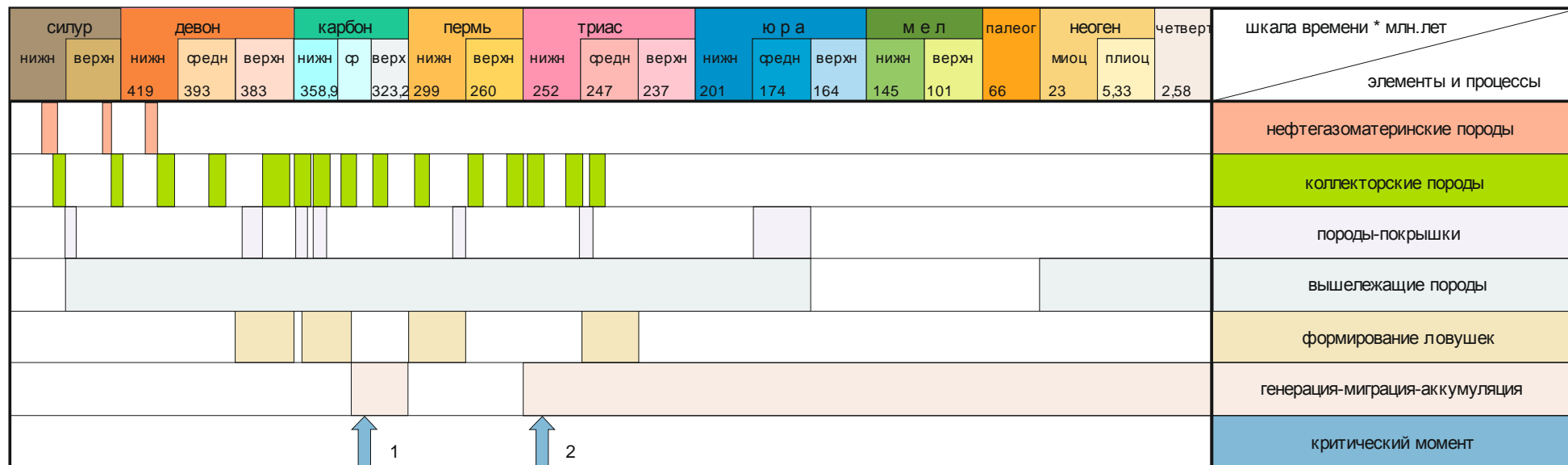
***Венлокско-нижнедевонская верхнепалеозойско-триасовая нефтегазовая система Тимано-Печорского бассейна*** (рис. 12). Обогащенные ОВ толщи выявлены в пределах ТПБ в основании разреза осадочного чехла: в нижнесилурийской (венлокские и ландоверийские отложения), а также в верхнесилурийской и нижнедевонской (локховские отложения) частях разреза.

Распространение этих толщ на территории провинции ограничено: более широко они представлены в пределах Печоро-Колвинского авлакогена и в его прибортовых частях. Для этой материнской толщи характерен тот же тип РОВ, генерационный потенциал которого весьма значителен. Обогащенные ОВ разности в венлокской части разреза приурочены к глинистым известнякам, мергелям и доломитам. Мощность толщ изменяется от 50 до 200 м. ОВ представлено альгогенными сапропелитами и оксисорбосапропелитами [Баженова и др., 2008]. Среднее содержание Сорг. в толще 0,4%. Осредненные концентрации от 0,15 до 0,6%. Максимальные значения редко превышают 1%. Наиболее богатые ОВ венлокские породы встречены в пределах Шапкина-Юрьяхинского вала и Варандей-Адзвинской структурной зоны.

В верхнесилурийской части разреза обогащенные ОВ разности встречаются в толще мощностью от 50 до 400 м, со средним содержанием Сорг – 0,34% на породу. Максимальные концентрации ОВ отмечены в верхнесилурийской части разреза 2,1%. Осредненные концентрации изменяются от 0,15 до 0,55% и растут в направлении с запада на восток. ОВ представлено также как в толщах нижнего силура альгогенными сапропелитами и оксисорбосапропелитами. Наиболее обогащенной частью в материнской толще является нижнедевонская часть (локховские отложения) разреза. Они представлены глинистыми известняками, аргиллитами и мергелями.

Мощность толщ, обогащенной ОВ, варьирует от 0 до 450 м. ОВ представлено альгогенными сапропелитами, гумито-сапропелитами и оксисорбосапропелитами.

Максимальные концентрации ОВ до 13,2% - на породу, средние содержания - от 0,25 до 1,5%. Наибольшие концентрации ОВ отмечаются для нижнедевонских толщ в северо-восточной части Хорейверской впадины (средние значения 4,8% на породу), в пределах Варандей-Адзвинской зоны и на Харьягинском валу. Необходимо отметить, что с этими же районами связаны и наиболее значимые выявленные залежи в нижнедевонских отложениях.



**Рис. 12. Характеристика венлокско-нижнедевонской верхнепалеозойско-триасовой нефтегазовой системы Тимано-Печорского бассейна [Аверьянова, 2015]**

1 - для Печоро-Кожвинского мегавала; 2 - для Тимано-Печорского НГБ.

Степень катагенетической преобразованности ОВ для всех трех уровней НГМ толщи варьирует от МК<sub>2</sub> до МК<sub>4</sub> в платформенной части бассейна, и до АК<sub>2-3</sub> – в пределах наиболее погруженных частей Предуральского прогиба.

Генерация УВ в этих толщах отмечается со стадии МК<sub>2</sub> при глубине 2,2 км и продолжается до МК<sub>5</sub> на глубине 5 км. На заключительном этапе преобразования ОВ интенсивность процессов генерации резко падает, происходит коренная перестройка состава битумоидов, что соответствует заключительному этапу главной зоны нефтеобразования, на котором генерируются легкие нефти и конденсаты.

Начало главной зоны газообразования регистрируется на глубине более 5 км при интенсивности катагенной преобразованности АК<sub>1</sub>. Таким образом, силурийско-нижнедевонские отложения генерируют преимущественно жидкие УВ вплоть до очень высоких стадий преобразования (МК<sub>5</sub>) исходного ОВ.

Ранний период генерации УВ отмечается в палеорифтовых прогибах севера Печоро-Колвинского авлакогена (Ярейю-Хыльчюуский, Харьягинский, Усинско-Большесынинский), а также в перикратонном палеопрогипе на месте современного западного склона Урала и Предуральского краевого прогиба с конца позднедевонского - начала каменноугольного времени и продлился до ранней перми. Поздний период генерации в пределах стабильных тектонических блоков начался в раннем триасе и крайне пассивно продолжается по настоящее время.

Образование первичных газоконденсатных скоплений происходило в весьма ограниченных объемах и примеры таких залежей единичны (Западно-Командиршорская площадь).

Ловушки для УВ, генерированных из ОВ нижнего силура - нижнего девона, структурные, литологические и структурно-стратиграфические (собственно нижнесилурийские, нижнедевонские, каменноугольные и нижнепермские). Характерной особенностью является формирование и аккумуляция УВ практически в единой толще. Это связано с расположенной над разновозрастной толщей карбонатов силура - нижнего девона на большей части восточных районов ТПБ тиманско-саргаевская покрывкой, являющейся региональным флюидоупором и для силурийско-нижнедевонского комплекса пород, и для вышележащего на нем среднедевонско-нижнефранского в зонах его присутствия. В зонах развития среднедевонских отложений залежи в нижнедевонской части разреза чаще всего расформированы.

Вышележащие породы: от нижнесилурийских до нижнефранских и в зонах тектонической активности до верхнеюрских, перекрытых с перерывом неоген-четвертичными.



Можно говорить о двух критических моментах для разных районов ТПБ: для районов ранней генерации (Печоро-Кожвинского мегавала) - в начале позднекаменноугольного времени, а для стабильных платформенных структур - в раннетриасовое время.

Анализ темпа генерационных процессов на основе динамики преобразования ОБ разновозрастных материнских толщ позволяет определить глубины начала, активного проявления и окончания ГФН и ГФГ в трех рассмотренных системах (табл. 1).

Таблица 1

**Глубины проявления главных фаз нефте- и газообразования  
в Тимано-Печорском бассейне**

([Данилевский и др., 2003; Баженова и др., 2008] с изменениями О.М. Прищепы, 2015)

НГК	ГЗН					ГЗГ	
	Начало		Активная фаза	Конец		Начало	
	стадия	глубина		стадия	глубина	стадия	Глубина
S <sub>1-2</sub> -D <sub>1</sub>	МК <sub>2</sub>	2,2	МК <sub>3</sub> (2,9 км) – МК <sub>4</sub> (4,0 км)	МК <sub>5</sub>	5,0	АК <sub>1</sub>	5,0
D <sub>3dm</sub> - D <sub>3fm</sub>	МК <sub>1</sub>	1,9	МК <sub>2</sub> (2,5 км) – МК <sub>3</sub> (3,9 км)	МК <sub>4</sub>	4,2	МК <sub>4</sub>	4,2
P <sub>1</sub>	МК <sub>1</sub>	2,1	не проявляется	МК <sub>3</sub>	3,0	МК <sub>4</sub>	4,0

### Заключение

Значительный объем проведенных отечественными учеными геохимических исследований позволил получить надежные представления о потенциале и масштабах эмиграции из основных нефтегазоматеринских толщ осадочных бассейнов России. Современные исследования с применением современных программных средств бассейнового моделирования позволяют локализовать и уточнить потенциал, временные характеристики проявления основных генерационно-миграционных процессов.

Выявленный еще в прошлом веке огромный масштаб генерированных УВ в нефтематеринских толщах сланцевых формаций России до сих пор остается не оцененным с точки зрения возможностей аккумуляции и консервации непосредственно в нефтематеринских толщах и/или в сопряженных с ними. Согласно вариативным оценкам ресурсы остаточных УВ в нефтематеринских свитах России колеблются от 3296 млрд. т нефти (Т.К. Баженова, 2015) до технически извлекаемых 46 млрд. т нефти и газа 33,3 трлн. м<sup>3</sup> (О.М. Прищепка, 2014), и будущих УВ в нефтегазовых системах - 20,9 млрд. т нефти и 8,7 трлн. м<sup>3</sup> (Ahlbrandt et al., 2005) [Аверьянова, 2015]. Показатели и по Тимано-Печорской, и Волго-Уральской нефтегазовым провинциям представлены в табл. 2.

Это позволяет надеяться на расширение поисково-разведочных работ в сторону новой цели – нефтематеринской толщи, представляющей собой традиционно/нетрадиционный коллектор. С учетом того, что объем разведанных запасов традиционного газа и

обеспеченность запасами наиболее значимого производителя на территории России - ОАО «Газпром» настолько велики, что не требуют в ближайшие годы дополнительной подготовки новых дорогостоящих запасов, то актуальными для изучения потенциала УВ, сформированных нефтегазовыми системами материнских сланцевых толщ, для России являются прошедшие стадию генерации и сохранившиеся нефтяные скопления непосредственно внутри нефтематинских толщ и в прилегающих к ним низкопроницаемых, не позволяющих обеспечить миграцию в зоны улучшенной аккумуляции. Изучение таких скоплений нефти в ближайшие годы станет одним из самых востребованных. Это направление потребует усилий как науки, так и производства, поскольку без получения новых геолого-геофизических материалов и керна для исследований трудно надеяться на прорывные достижения в понимании строения систем и конкретных мест локализации наиболее значимых скоплений УВ.

Таблица 2

**Оценка ресурсов углеводородов сланцевых материнских формаций России**  
[Аверьянова, 2015]

	Баженова Т.К., 2015	Прищепа О.М., 2014		Ahlbrandt et al., 2005	
	остаточное количество нефти в формации, млрд. т	технически извлекаемые ресурсы		будущая нефть нефтегазовой системы	
		нефти, млрд. т	газа, трлн. м <sup>3</sup>	нефти, млрд. т	газа, трлн. м <sup>3</sup>
Доманиковская формация:					
Тимано-Печорская провинция	58,6	8,3	4,6	2,03	1,67
Волго-Уральская провинция	218,0	9,5	3,5	3,25	2,35
Куонамская формация	250,0	1,7	11,2	-	-
Баженовская формация	1700,0	26,45	9,38	15,7	4,7
Хадумская / Майкопская* свита	197,0	-	-	4,5*	5,9*

Познание нетрадиционных ресурсов привело к глубокому изменению понимания процессов от бурения до добычи - изменения коснулись скважинных материалов и методов бурения, повышения разрешимости геофизических данных, более точной резервуарной аналитики, специализированной методики добычи УВ.

Используя многолетний опыт геохимического изучения и базу знаний, заложенную выполненными геологоразведочными работами на традиционные углеводородные объекты с попутным изучением отложений доманикового типа в таких регионах как Западная Сибирская, Тимано-Печорская, Волго-Уральская и Северо-Предкавказская нефтегазоносные провинции, а также используя опыт изучения и промышленного освоения сланцевых объектов в нефтегазовых системах, доказавших свою эффективность при соответствующих

экономических условиях, гипотетические нетрадиционные скопления УВ в сланцевых толщах нефтематеринских формаций и в прилегающих к ним низкопроницаемым коллекторах станут объектами пристального внимания, интенсивного изучения, оценки и промышленного освоения, а сам УВ потенциал России будет определяться и прирастать с гораздо более существенными чем ранее темпами воспроизводства запасов.

### Литература

*Аверьянова О.Ю.* Нефтегазовые системы сланцевых материнских формаций: авт. дис. ... канд-та геол.-минерал. наук: 25.00.12. - СПб: ФГУП «ВНИГРИ», 2015. - 24 с.

*Баженова Т.К.* Битуминозные толщи России и оценка ресурсов УВ // Трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные источники углеводородного сырья. Проблемы, перспективы, прогнозы: сб. докладов конференции. - СПб: ФГУП «ВНИГРИ», 2015. - 1 CD-R

*Баженова О.К., Соколов Б.А.* Происхождение нефти – фундаментальная проблема естествознания // Геология нефти и газа. – 2002. – №1. – С. 2-8.

*Баженова Т.К., Шиманский В.К.* Исследование онтогенеза углеводородных систем как основа реального прогноза нефте- и газоносности осадочных бассейнов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2007. - Т.2. - <http://www.ngtp.ru/rub/1/008.pdf>

*Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева Л.А., Климова Л.И.* Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. - СПб.: ВНИГРИ, 2008. - 162 с.

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

*Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С.* Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. - 2013. - № 3. - С. 76-87.

*Клименко С.С., Анищенко Л.А.* Особенности нафтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне // Известия Коми НЦ УрО РАН, 2010. - №2.

*Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнов С.В., Андреева О.А., Климова Л.И.* Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. – СПб.: Недра, 2006. – 364 с.

Нефтеобразование в отложениях доманикового типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, Г.М. Парпарова, И.А. Зеличенко, Н.П. Силина, Б.А. Лебедев, П.А. Трушков, С.Н. Белецкая, В.С. Соболев, В.К. Шиманский, В.М. Бекетов, Н.А. Галишев, А.И. Гинзбург, А.В. Жукова, З.Г. Каплан, Л.И. Климова, Г.В. Лебедева, Г.В. Маевская, В.А. Рудаевская, Р.С. Сахибгареев, П.И. Сергеев, И.Л. Соловьева, М.И. Сороко, Н.А. Тарасенко, Е.М. Файзуллина,

В.А. Федорова, А.И. Шапиро - Л.: Недра, 1986. - 247 с.

Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ - резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищеп, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, Д. Морариу; под ред. О.М. Прищепы. - СПб.: ФГУП "ВНИГРИ", 2014. - 323 с. - Труды ВНИГРИ.

*Прищеп О.М.* Комплексный способ количественной оценки ресурсов нефти и газа в зонах нефтегазонакопления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. - Т.6. - №4. - [http://www.ngtp.ru/rub/6/44\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf)

*Прищеп О.М., Баженова Т.К., Богацкий В.И.* Нефтегазоносные системы Тимано-Печорского осадочного бассейна (включая акваториальную печороморскую часть) // Геология и геофизика. - 2011. - Т. 52. - № 8. - С. 1129-1150.

*Прищеп О.М., Богацкий В.И., Григоренко Т.И., Орлова Л.А., Чумакова О.В.* Новые представления о перспективах нефтегазоносности северо-западных районов Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. - Т.8. - №2. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/25\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/25_2013.pdf)

*Ahlbrandt T.S., Charpentier R.R., Klett T.R., Schmoker J., Schenk C.J.;* G. Ulmishek (eds.) Global Resource Estimates from Total Petroleum Systems // AAPG Memoir 86. - 2005. - 324 p.

*Fossum B.J., Schmidt W.J., Jenkins D.A., Bogatsky V.I., Rappoport B.I.* New Frontiers for Hydrocarbon Production in the Timan-Pechora Basin, Russia, in Downey M.W., et al. eds. Petroleum provinces of the twenty-first century // AAPG Memoir 74. - 2001. - Chap. 13. - PP. 259-279.

*Lindquist S.J.* The Timan-Pechora basin province of northwest Arctic Russia: Domanik – Paleozoik total petroleum system // U.S. Geological Survey Open-File Report 99-50-G, 1999. – 40 P.

**Averyanova O.Yu.**

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

## DOMANIK TYPE PETROLEUM SYSTEMS IN TIMAN-PECHORA SEDIMENTARY BASIN

*The organic matter riche, low porosity and low permeability claystone belonging to Semiluky strata are parallelized with sequences of Domanik type in the Timan-Pechora basin. Domanik type section and the Late Frasnian - Early Famennian facial sequences analogues corresponding to this level are mapable on the regional scale. Some of petroleum systems of the Timan-Pechora Basin are analyzed: Domanik-Famennian Upper-Paleozoic-Triassic, Domanik unconventional, Wenlockian-Lower Devonian Upper-Paleozoic-Triassic, Artinskian-Kungurian Permian-Triassic.*

**Keywords:** hydrocarbon generation, petroleum system, unconventional petroleum system, Timan-Pechora sedimentary basin.

### References

Ahlbrandt T.S., Charpentier R.R., Klett T.R., Schmoker J., Schenk C.J.; G. Ulmishek (eds.) Global Resource Estimates from Total Petroleum Systems // AAPG Memoir 86. - 2005. - 324 p.

Aver'yanova O.Yu. *Neftegazovye sistemy slantsevykh materinskikh formatsiy* [Petroleum Systems of shale source formations]. Synopsis of dissertation for the degree of PhD in geological-mineralogical studies. St. Petersburg, VNIGRI, 2015, 24 p.

Bazhenova O.K., Sokolov B.A. *Proiskhozhdenie nefi – fundamental'naya problema estestvoznaniya* [The origin of oil - the fundamental problem of natural science]. *Geologiya nefi i gaza*, 2002, no. 1, p. 2-8.

Bazhenova T.K. *Bituminoznye tolshchi Rossii i otsenka resursov UV* [Bituminous strata of Russian and evaluation of hydrocarbon resources]. *Trudnoizvlekaemye zapasy i netraditsionnye istochniki uglevodorodnogo syr'ya. Problemy, perspektivy, prognozy: Proceedings of the conference*. St. Petersburg, VNIGRI, 2015. - 1 CD-R.

Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K. *Issledovanie ontogeneza uglevodorodnykh sistem kak osnova real'nogo prognoza nefte- i gazonosnosti osadochnykh basseynov* [Study of hydrocarbon systems ontogenesis as a basis for real forecast of oil and gas-bearing sedimentary basins]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2007, vol. 2, <http://www.ngtp.ru/rub/1/008.pdf>

Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva L.A., Klimova L.I. *Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyna* [Organic geochemistry of the Timan-Pechora Basin]. St. Petersburg, VNIGRI, 2008, 162 p.

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

Fossum B.J., Schmidt W.J., Jenkins D.A., Bogatsky V.I., Rappoport B.I. *New Frontiers for Hydrocarbon Production in the Timan-Pechora Basin, Russia*, in Downey M.W., et al. eds. *Petroleum provinces of the twenty-first century // AAPG Memoir 74*. - 2001. - Chap. 13. - PP. 259-279.

Kiryukhina T.A., Fadeeva N.P., Stupakova A.V., Poludetkina E.N., Sautkin R.S. *Domanikovye otlozheniya Timano-Pechorskogo i Volgo-Ural'skogo basseynov* [Domanik deposits of Timan-Pechora and Volga-Urals basins]. *Geologiya nefi i gaza*, 2013, 3, p. 76-87.

Klimenko S.S., Anishchenko L.A. *Osobennosti naftidogeneza v Timano-Pechorskom neftegazonosnom basseyne* [Features of naftidogenesis in the Timan-Pechora Basin]. *Izvestiya Komi NTs UrO RAN*, 2010, no. 2.

Lindquist S.J. *The Timan-Pechora basin province of northwest Arctic Russia: Domanik – Paleozoik total petroleum system // U.S. Geological Survey Open-File Report 99-50-G*, 1999. – 40 P.

*Neft' i gaz nizkopronitsaemykh slantsevykh tolshch - rezerv syr'evoy bazy uglevodorodov*



*Rossii* [Oil and gas in low-permeability shale strata - Russia reserves of raw hydrocarbon base]. O.M. Prishchepa, O.Yu. Aver'yanova, A.A. Il'inskiy, D. Morariu; pod red. O.M. Prishchepy. St. Petersburg, VNIGRI, 2014, 323 p., Trudy VNIGRI.

*Nefteobrazovanie v otlozheniyakh domanikovogo tipa* [Oil formation in the sediments of Domanik type]. S.G. Neruchev, E.A. Rogozina, G.M. Parparova, I.A. Zelichenko, N.P. Silina, B.A. Lebedev, P.A. Trushkov, S.N. Beletskaya, V.S. Sobolev, V.K. Shimanskiy, V.M. Beketov, N.A. Galishev, A.I. Ginzburg, A.V. Zhukova, Z.G. Kaplan, L.I. Klimova, G.V. Lebedeva, G.V. Maevskaya, V.A. Rudavskaya, R.S. Sakhibgareev, P.I. Sergeenok, I.L. Solov'eva, M.I. Soroko, N.A. Tarasenko, E.M. Fayzullina, V.A. Fedorova, A.I. Shapiro. Leningrad: Nedra, 1986, 247 p.

Neruchev S.G., Bazhenova T.K., Smirnov S.V., Andreeva O.A., Klimova L.I. *Otsenka potentsial'nykh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniya protsessov ikh generatsii, migratsii i akkumulyatsii* [Assessment of potential hydrocarbon resources on the basis of the processes of their generation modeling, migration and accumulation]. St. Petersburg: Nedra, 2006, 364 p.

Prishchepa O.M. *Kompleksnyy sposob kolichestvennoy otsenki resursov nefti i gaza v zonakh neftegazonakopleniya* [Comprehensive way to quantify the oil and gas resources in the areas of oil and gas]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2011, vol. 6, no. 4, [http://www.ngtp.ru/rub/6/44\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf)

Prishchepa O.M., Bazhenova T.K., Bogatskiy V.I. *Neftegazonosnye sistemy Timano-Pechorskogo osadochnogo basseyna (vkluychaya akvatorial'nyuyu pechoromorskuyu chast')* [Oil and gas systems of the Timan-Pechora sedimentary basin (including the offshore part of the Pechora Sea)]. Geologiya i geofizika, 2011, vol. 52, no. 8, p. 1129-1150.

Prishchepa O.M., Bogatskiy V.I., Grigorenko T.I., Orlova L.A., Chumakova O.V. *Novye predstavleniya o perspektivakh neftegazonosnosti severo-zapadnykh rayonov Timano-Pechorskoj provintsii* [New ideas on the petroleum potential of the north-western regions of the Timan-Pechora province]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2013, vol. 8, no. 2, [http://www.ngtp.ru/rub/4/25\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/25_2013.pdf)

© Аверьянова О.Ю., 2016