

УДК 552.578.061.32:551.734.5(470.1)

Прищепа О.М., Суханов А.А., Макарова И.Р.Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ КАК НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Рассмотрены результаты исследований, позволяющие на основе особенностей литолого-фациального, биоценотического состава и органического вещества пород доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции предложить подход к комплексной оценке их углеводородного потенциала. Для определения параметров генерации, эмиграции и сохранности углеводородов из доманиковых отложений обоснована необходимость предварительного разделения битумоидов на эпигенетические и сингенетические. На основе детального послойного изучения доманикитов показан значительный диапазон расхождения зрелости органического вещества в несколько градаций катагенеза в пределах небольшой мощности (до 30 м). Доказан нефтегазоматеринский потенциал ветласского горизонта наряду с доманиковыми отложениями и толщами заполнения.

Ключевые слова: отложения доманикового типа, нефтегазоматеринские породы, катагенез, сингенетические и эпигенетические битумоиды, плотность генерации углеводородов, эмиграция углеводородов.

Доманиковые отложения (отложения доманикового типа) в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП) интенсивно изучались, начиная с 60-х гг. прошлого века в разных аспектах нефтегазовой геологии: литологическом, палеогеографическом, литолого-фациальном, стратиграфическом, палеонтологическом, геохимическом и пр. широким кругом специалистов: С.В. Максимовой [Максимова, 1970], Н.Б. Вассоевичем [Вассоевич, Корчагина, Гербер, 1973], Ф.Г. Гурари [Гурари, 1980], В.М. Бекетовым [Бекетов, 1981], Г.М. Парпаровой, С.Г. Неручевым [Парпарова, Неручев, Жукова, 1984; Нефтегазообразование в отложениях..., 1986], О.К. Баженовой [Баженова, 1991], С.А. Данилевским и др. [Данилевский, Склярова, Трифачев, 2003], Д.А. Бушневым [Бушнев, 2009], Л.А. Анищенко [Клименко, Анищенко, 2010], Т.К. Баженовой [Суханов, Баженова, Котельникова, 2011], В.Н. Даниловым [Данилов и др., 2011], Л.В. Пармузиной, С.В. Кочетовым, А.П. Боровинских [Пармузина, Кочетов, 2010; Пармузина, Боровинских, 2012; Кочетов, 2012] и др.

В связи с тем, что отложения доманикового горизонта часто представлены разрезами рифового, мелководно-шельфового типа и разрезами палеоподнятий, т.е. такими, где выделены традиционные поровые и порово-трещинные коллекторы и, соответственно, продуктивность этих пластов связана с углеводородами (УВ), мигрировавшими из внешних

источников (нефтегазоматеринских толщ), то выделяемые в них объекты, по сути, относятся к традиционными. К наиболее перспективным и востребованным нетрадиционным источникам УВ могут быть отнесены нефтематеринские породы депрессионных фаций доманика, вступившие в главную фазу нефтеобразования.

Изучение доманиковых отложений как нетрадиционного источника УВ требует несколько отличных подходов как к постановке задачи, так и к методам их решения [Прищепа, Аверьянова, 2013а, 2013б; Прищепа и др., 2014; Макарова, Суханов, 2011; Макаревич, Суханов, Макарова, 2012; Суханов, Челышев, Макарова, 2014]. На сегодняшний день понятийная база «нетрадиционных» источников и видов УВ в отечественной литературе строго не закреплена.

В зарубежной практике наиболее однозначно она применяется в связи с промышленно значимыми скоплениями «сланцевой нефти» и «сланцевого газа», где она четко ориентирована на три группы объектов: первая - это скопления нефти и газа, расположенные непосредственно в глинисто-сланцевой толще генерации (в трещинах, рассеянном состоянии и в микропорах) и немигрировавшие из нее из-за ограниченных коллекторских свойств; вторая - это скопления в плотных и низкопроницаемых полуколлекторах (не являющиеся генерирующими), но расположенных в непосредственной близости (латерально или вертикально совмещенные с генерирующими); третья - скопления в плотных и низкопроницаемых полуколлекторах, расположенных на путях миграции УВ и значительно удаленных от толщ генерации (являющихся традиционными по генетическим признакам, но нетрадиционными при ограниченной возможности подвижности нефти в пласте) [Прищепа, Аверьянова, 2013а, 2013б; Прищепа и др., 2014]. В соответствии с применением одной терминологии к разнообразным по генезису объектам возникает и неоднозначность трактовки в отечественной специальной литературе. Так к нетрадиционным источникам УВ относят «геологические объекты, содержащие УВ сырье в традиционном состоянии, например, плотные малопроницаемые нефтегазонасыщенные породы с низкой отдачей - мергели, доманикоидные, глинисто-кремнистые и глинистые сланцы, эффузивы, кристаллические породы и т.п.» [Методическое руководство..., 2000]. При этом, для извлечения УВ из этих, так называемых «нетрадиционных» коллекторов, необходимо применять специальные технологии [Якуцени, Петрова, Суханов, 2009]. Основной характеристикой, влияющей на оценку промышленной значимости и определяющей необходимость использования специальных технологий извлечения сланцевых УВ, является характеристика свойств коллекторов. По их характеристике проводится разграничение на нетрадиционные и традиционные коллекторы – резервуары – источники УВ (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика проницаемости традиционных и нетрадиционных коллекторов [Макаревич, Суханов, Макарова, 2012]

Характеристика коллекторов по проницаемости в России и США			
Проницаемость, мД	Россия	США	
	Коллекторы нефти	Коллекторы нефти	Коллекторы газа
	Проницаемость	Conventional Reservoirs (традиционные резервуары и коллекторы)	Conventional Reservoirs (традиционные резервуары и коллекторы)
> 100	Обычные коллекторы		
100			
50			
2	Малопроницаемые коллекторы		
1,5	Коллекторы низкой проницаемости 2-1,5 мД		
1	Коллекторы крайне низкой проницаемости 1,5-1 мД	Unconventional Reservoirs Нетрадиционные коллекторы Проницаемость < 1 мД	Unconventional Reservoirs (нетрадиционные резервуары и коллекторы) Проницаемость < 0,1 мД
0,1	Коллекторы предельно низкой проницаемости < 1 мД		
0,01			
< 0,01			

Важным признаком «нетрадиционности», который отмечала О.К. Баженова, еще в 1990-е гг. при изучении кремнисто-карбонатных пород различного возраста, в том числе и пород доманика, является необходимость рассматривать эти породы как *автономную* систему, включающую нефте-газопроизводящую толщу и нетрадиционный (трещинный) коллектор в совокупности. Такую автономную систему она предложила характеризовать как *аутигенно нефтеносный* элемент осадочного бассейна, способный генерировать, аккумулировать и отдавать УВ (Баженова О.К., 1991). Уже тогда О.К. Баженовой были выделены все важные слагающие, характеризующие возможность формирования скоплений УВ, *за исключением крайне необходимой характеристики - оценки возможности сохранности УВ непосредственно в этой системе.*

Несмотря на значительный объём накопленной к настоящему времени информации, относящейся к стратиграфическим, палеонтологическим, литологическим, геохимическим и другим характеристикам доманиковых отложений, выделение на её основе перспективных площадей (sweet spots), содержащих в своих недрах нетрадиционные скопления УВ, а также получение достоверной оценки их ресурсов, представляется весьма трудной задачей.

Дело в том, что доманиковые породы отличаются некоторыми особенностями, ограничивающими возможность выявления в них зон генерации и аккумуляции УВ и их оценки на основе существующих методических подходов [Методическое руководство..., 2000]. К этим особенностям относятся:

- высокое содержание органического вещества (ОВ) в сравнительно небольших интервалах глубин (в среднем мощность 20-30 м);
- крайне неравномерное распространение этих интервалов и чередование с породами с низким содержанием ОВ, отражающее динамику процессов осадконакопления и фациальную изменчивость;
- нарушение глубинной катагенетической зональности, впервые установленное С.Г. Неручевым в нефтематеринских породах доманика на территории Волго-Уральской НГП [Нефтегазообразование в отложениях..., 1986].

Ниже представлены результаты работ, направленные на создание *комплекса методов изучения доманикитов, в первую очередь*, - нефтематеринской толщи – основного (базового) элемента замкнутой геофлюидальной системы; также дан пример их применения на основе результатов изучения доманика западной части Хорейверской впадины с целью выделения в этих породах потенциально нефтегазовых объектов и оценки их генерационных свойств.

Основная задача данной статьи - дать краткую характеристику предложенного комплекса методов оценки доманикитов как нефтегазогенерирующих отложений.

Описание методической схемы. Одной из заявляемых в последнее время значимых для недропользователей задач является *локальная* оценка потенциальных (дополнительных) ресурсов УВ в пределах отдельных лицензионных участков, в том числе аккумулярованных доманиковыми толщами. Для её решения необходимо с максимально высокой степенью достоверности определить: какое количество и каких (жидких или газообразных) УВ было генерировано в потенциально нефтематеринских породах лицензионного участка и сколько УВ из них эмигрировало (и сколько осталось непосредственно в толще в разных видах).

Особенности распределения содержания ОВ и характер изменения степени его зрелости в доманиковых толщах, а также круг задач, включающих достижение целей недропользователей, определяют необходимость применения новых, более адекватных изучаемому объекту, методических подходов. Характерными чертами этих подходов должны быть:

- высокая детальность исследования пород изучаемых толщ;
- высокая надёжность количественных оценок основных показателей, используемых в расчётах генерации УВ из ОВ пород изучаемых толщ и эмиграции УВ из нефтематеринских пород.

Все существующие в настоящее время методы оценки количества УВ, генерируемых потенциально нефтематеринскими породами, можно условно разделить на две группы:

1. Методы оценки, основанные на расчётах, использующих различные геохимические характеристики пород в рамках разработанных балансовых моделей генерации УВ.
2. Методы оценки, основанные на использовании результатов пиролитического анализа пород в расчётах, проводимых в рамках уравнений материального баланса.

Ниже приведена характеристика пригодности этих методов в том виде, в котором они сейчас используются для получения достоверных количественных оценок генерации УВ изучаемыми породами, а также представлены результаты методических работ по уточнению количественной оценки генерируемых УВ.

Методы оценки, основанные на имеющихся моделях генерации УВ. На рис. 1 представлена упрощённая схема, в соответствии с которой реализуются методы, основанные на использовании различных моделей генерации УВ.

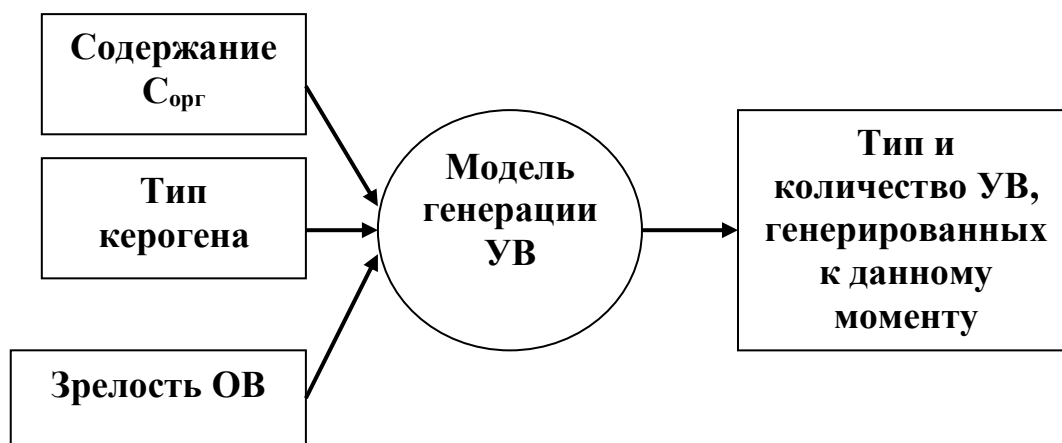


Рис. 1. Методы количественной оценки нефтематеринских пород, основанные на имеющихся моделях генерации углеводородов

Исходными величинами, необходимыми для расчётов, являются содержание Сорг, тип керогена и зрелость ОВ. При этом, зрелость ОВ может учитываться сразу в нескольких расчётных параметрах, входящих в ту или иную модельную формулу для расчета генерации и эмиграции УВ. В табл. 2 приведена характеристика значений этих величин, получаемых с использованием методов, наиболее широко применяемых в современной практике.

Таблица 2

Характеристика значений величин, используемых в качестве параметров в расчётных моделях генерации углеводородов

Параметр модели генерации	Преимущественные методы оценки параметра	Характер оценки параметра
Содержание Сорг	Химический анализ	Количественный
Тип керогена	Элементный анализ (Сорг, Н, О). Пиролитический анализ (НI, ОI)	Качественный
Зрелость органического вещества	Отражательная способность витринита (R^0 или R_a).	Полуколичественный
	Оценка на основе использования моделей глубинной зональности катагенеза	Качественный

В левой колонке таблицы приведены исходные параметры; в центральной колонке приведены методы, преимущественно применяемые для экспериментального получения значений этих величин; в правой - характер значений, получаемых этими методами: количественный, полуколичественный, качественный. Из трёх показателей только значения Сорг имеют количественный характер, который может быть соотнесен с данными пироллиза. Значения отражательной способности витринита R^0 , как это было установлено ранее [Макарова, Суханов, 2011], не коррелируют с данными пироллиза.

Для обеспечения количественного характера значений параметров генерационных моделей разработан метод определения зрелости сапропелевого ОВ нефтематеринских пород на основе анализа ИК-спектров нерастворимого ОВ (НОВ), извлечённого из образцов исследуемых пород. В этом методе количественные характеристики ИК-спектров НОВ пересчитываются с обязательным учётом относительного содержания в образце компонентов фито- и зоопланктонного происхождения в *количественные показатели*, отражающие уровень зрелости исследуемого ОВ.

Количественные показатели сопоставлены с наиболее широко используемыми в практике шкалами катагенеза ОВ:

- шкалой, выраженной в значениях отражательной способности витринита (R^0);
- шкалой Н.Б. Вассоевича, С.Г. Неручева и Н.В. Лопатина (шкала Вассоевича–Неручева–Лопатина) [Неручев, Вассоевич, Лопатин, 1976; Вассоевич, 1986].

На рис. 2 представлена схема оценки катагенеза с использованием разработанного метода.

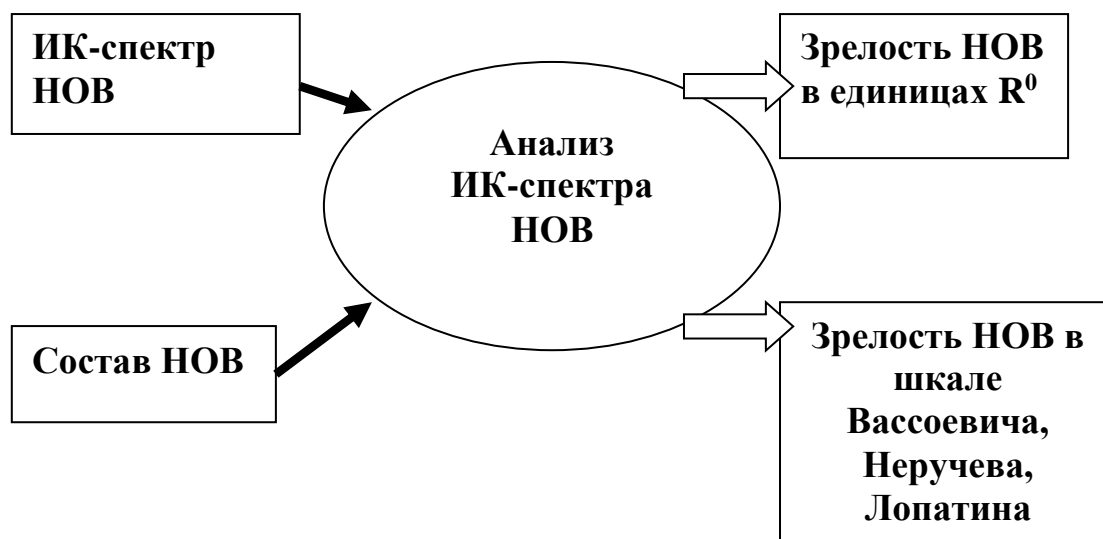


Рис. 2. Метод ИК-спектроскопического определения зрелости сапропелевого органического вещества нефтематеринских пород

Среди преимуществ этого метода перед другими, используемыми ныне для определения катагенеза ОВ, следует особо выделить:

1. Непосредственную (прямую) зависимость измеряемых характеристик ИК-спектров НОВ от изменений молекулярной структуры НОВ, происходящих в процессе его созревания.

2. Количественный характер получаемых значений зрелости ОБ, выражаемых в единицах 100-бальной шкалы, что обеспечивает более высокую детальность оценок зрелости ОБ.

Метод количественной оценки нефтематеринских пород, основанный на результатах пиролитического анализа пород. Метод пиролиза, в свою очередь, можно разделить на две группы – «сухой» пиролиз и гидропиролиз. Несмотря на то, что метод гидропиролиза даёт результаты более близкие к результатам натуральных исследований, чем метод «сухого» пиролиза [Petroleum Systems..., 2003], наибольшее распространение в настоящее время имеет «сухой» метод пиролитического анализа Rock-Eval. На его основе осуществлялась оценка в исследуемых породах генерации и эмиграции УВ [Cooles et al., 1986; Peters et al., 2005; Schmoker et al., 1994] в соответствии со схемой, представленной на рис. 3.



Рис. 3. Методы количественной оценки нефтематеринских пород, основанные на результатах пиролитического анализа их образцов

В балансовых расчетах, помимо значений пиролитических показателей, определяемых экспериментально, для расчёта генерации и эмиграции УВ используются значения этих показателей, соответствующих незрелому состоянию исследуемого ОБ. Получение последних не основано на результатах прямого экспериментального исследования образцов изучаемых пород. В настоящее время эти значения выбираются, исходя из априорных предположений, основанных на информации о значениях этих показателей для незрелого ОБ, путём сопоставления с известными пиролитическими показателями для незрелого ОБ того же типа, находящегося в сходных литолого-фациальных условиях. Наличие параметров,

значения которых определяются на основе априорных предположений, приводит к тому, что характер оценок плотности эмиграции, получаемых этим методом, не может рассматриваться как количественный.

С целью повышения достоверности результатов расчётов (на основе данных пиролитического анализа пород) генерации и эмиграции УВ, была создана *модифицированная схема балансовых расчётов*, в рамках которой значения пиролитических показателей, относящиеся к началу катагенеза ОВ, уже не определяются на основе априорных предположений, а являются результатом вычислений. Таким образом, в модифицированной *схеме балансовых расчётов*, помимо измеряемых значений пиролитических показателей, используются экспериментально получаемые значения параметров, отражающих исходный состав ОВ исследуемых пород (рис. 4).



Рис. 4. Модифицированная схема балансового расчёта генерации и эмиграции углеводородов на основе результатов экспериментального исследования образцов нефтематеринских пород

Оценка генерации УВ на основе балансовых схем расчёта с использованием данных пиролитического анализа пород не позволяет осуществить отдельный учёт газообразных и жидких УВ, генерированных ОВ изучаемых пород в процессе его созревания. Это может быть сделано в случае использования генерационной модели, в которой детально рассчитаны доли исходного ОВ, перешедшего в жидкие или газообразные УВ. К таким моделям

относятся модели генерации УВ для некоторых видов ОБ, созданные во ВНИГРИ под руководством С.Г. Неручева. Применение этих моделей в сочетании с упомянутой выше модифицированной балансовой схемой расчёта позволяет осуществить основанную на результатах экспериментального исследования образцов керна (или шлама) оценку нефтематеринских пород, включающую отдельный учёт жидких и газообразных УВ, образовавшихся в ходе их катагенетического преобразования. Упрощённая схема осуществления такой оценки приведена на рис. 5.

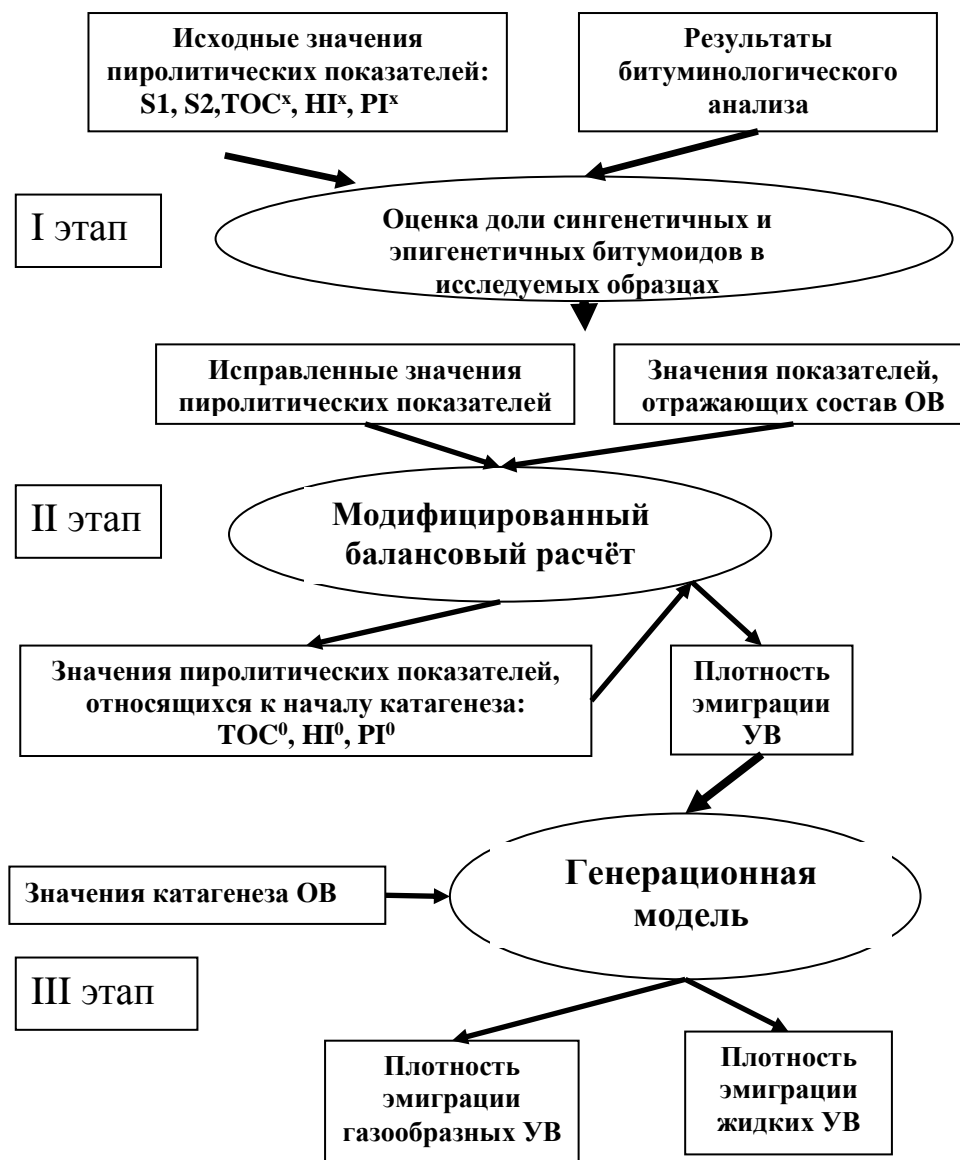


Рис. 5. Общая схема экспериментальной оценки генерации углеводородов нефтематеринскими породами, включающая отдельный учёт жидких и газообразных углеводородов

Методическая схема для осуществления оценки генерационного потенциала доманиковых пород на локальном уровне (в границах лицензионного участка недропользователя) использована для представительной скважины, с наиболее полным

охарактеризованным керном отложениями доманиковой толщи и возможностью детального (0,5–1,0 м) отбора кернового материала.

В табл. 3 приведена информация об интервалах отбора образцов породы исследуемого разреза, а также их литологическая характеристика. Судя по приведенным данным, доманиковый интервал разреза может быть отнесен к депрессионным осадкам, соответственно – к системе генерирующая толща - низкопроницаемый коллектор.

«Локальная» оценка генерационного потенциала доманиковых пород, вскрытых исследуемым разрезом, проводилась поэтапно в соответствии с методической схемой, приведённой на рис. 5.

Первая задача, которая решалась в рамках методической схемы, состояла в определении доли эпигенетичных битумоидов в общем их количестве, извлечённом из образцов исследуемой породы. При этом учитывался также вклад эпигенетичных УВ в значение пиролитического показателя S_1 . Задача решалась в ходе реализации первого этапа оценки на основе сопоставления результатов битуминологического и пиролитического анализа с данными ИК-спектроскопического изучения битумоидов, выделенных из исследуемых образцов нефтематеринских пород.

На втором этапе оценки значения показателей пиролитического анализа Rock-Eval, включая откорректированное (с учётом миграционной составляющей) значение S_1 , в сочетании со значением *специального показателя* (определяемого на основе экспериментальных данных), отражающего состав ОБ, используются в ходе модифицированного балансового расчёта для получения значений пиролитических показателей образца исследуемой породы, соответствующих началу катагенеза: TOC^0 , HI^0 , PI^0 , а также количества УВ, генерированных ею от начала катагенеза. Так, по методике ученых [Peters, Walters, Moldovan, 2005] расчёт УВ, эмигрировавших из исследуемой нефтематеринской породы, начинается с вычисления параметра f , характеризующего глубину процесса нефтеобразования - степень конверсии ОБ в УВ. Он вычисляется по следующей формуле:

$$f = 1 - \frac{HI^X \cdot \{1200 - [HI^0 / (1 - PI^0)]\}}{HI^0 \cdot \{1200 - [HI^X / (1 - PI^X)]\}},$$

где PI^0 и PI^X - соответственно исходные и экспериментально определяемые (методом Rock-Eval) показатели продуктивности [$PI = S_1 / (S_1 + S_2)$]; HI^X - водородный индекс, измеренный в исследуемой породе; HI^0 - водородный индекс, характерный для ОБ исследуемой породы в начале катагенеза.

Таблица 3

Результаты анализа лито- и биофациального изучения разреза доманика и нижней части ветласянского горизонта

Возраст	Пачки	Ритмы	Литотипы	Глубина, м	Номер образца	Сорг, %	Зооостатки (з/б-зообентос, з/п-зоопланктон)	Радиолярии	Водоросли		Детрит	Бактериопланктон	Споры	Гумус						
									Зеленые	Сине-зеленые					AM*	ГМ**	FeS ₂			
D3			мергели	3302,70	1	0,2														
				3303,10	2	0,65				+		+		-				+	+	
D3vt		6	кремнеаргиллиты	3342,25	3	2,87	-			колоальгинит		+	+	-						
			сланцы	3342,55	4	10,33	з/п	+				+								
			кремнеизвестняки	3343,40	5	4,26	з/п+ з/б	+	+			+								
D3dm	Верхняя пачка	5	кремнеаргиллиты	3343,80	6	4,51	з/п	+	+		+			+				+		
				3344,00	7	4,44	з/п	+	+		+				+	0,13	0,18	1		
				3344,60	8	3,02													1	
			силициты	3345,20	9	6,10	з/п	+	+	-	+	-	+							
				3346,05	10	3,76	з/п+ з/б				+									
				3346,65	11	6,02														
		известняки	3346,70	12	0,35	з/п+ з/б				+			+	+				-	+	
			3349,00	13	0,46									+					+	
			3349,20	8-1	2,89											0,08	0,13			
	4	кремнеаргиллиты	3349,90	14	1,86	з/п	+	+	т					+				-	+	
			фтаниты	3350,60	15	1,55	колохитинит					+	+	+						1-2
		известняки	3351,80	16	0,21		-		+					+					-	
	3351,90		17	0,30	з/б	-		+					+				-	-		
	3	аргиллиты	3352,40	12-1	-				-	+	+			+						
			силициты	3353,20	13-1	6,16	з/п	+						+	+					
		мергели	3354,20	18	3,07														2	
	Нижняя пачка	2	кремнеаргиллиты	3355,80	19	5,6	з/п	+	+	+									+	
				3356,00	20	2,12										0,05	0,09	3-5		
3356,85			21	4,21	з/п+ з/б		+	+									2-3			
известняки		3357,10	15-16	0,45	з/б	+	+	+									10			
1		сланцы	3359,95	22	11,15	хитинозои	+							+	0,04	0,09	6-8			
			3362,50	23	5,13	з/п	+								0,01	0,01	3			
		силициты	3362,95	24	12,59	з/п	+							+				5-7		
			3364,45	25	3,52							+	+					5		
			известняки	3364,60	24-1		з/б	-												

*AM- алюмокремниевый модуль, где $AM = Al_2O_3/SiO_2$; **ГМ- гидролизатный модуль, где $ГМ = (Al_2O_3 + TiO_2 + Fe_2O_3)/SiO_2$

В модифицированном варианте балансовой модели в этой формуле применяются значения пиролитических показателей, относящиеся к началу катагенеза OB HI^0 и определяемые количественно на основании расчетных данных, характеризующих состав OB и его зрелость. Возможно, априорное определение HI^0 не так важно для геофлюидальных систем, где очаг генерации и зона аккумуляции существенно разделены в пространстве и существенны потери флюидов при их миграции. В то время, как рассматриваемый доманик (депресссионные фации) представляет собой закрытую геофлюидальную систему, где все элементы совмещены в одной толще, поэтому для оценки содержания $УВ$ важно более точное и достоверное определение сгенерированных $УВ$.

На третьем этапе делается попытка (на основе использования имеющейся генерационной модели) расчёта количества жидких и газообразных $УВ$, генерированных исследуемой породой.

Помимо определения количества $УВ$, генерированных исследуемой породой, в комплекс методов оценки потенциально нефтематеринских толщ входит литолого-фациальный и биофациальный анализ изучаемого разреза породы. Его результаты используются для: выделения литотипов и определения характера вмещающих органических остатков, выделения ритмов осадконакопления, обстановок осадконакопления, выделения литологических реперов, прослеживаемых по ГИС с целью уточнения возраста, а также выделения нефтематеринских пород и пород с коллекторскими свойствами (см. табл. 3).

Кроме того, на основе этих результатов производится выбор интервалов отбора образцов нефтематеринских пород, обеспечивающий представительность образцами всех литотипов, определяются интервалы разреза с наилучшими коллекторскими свойствами.

Битуминологические и пиролитические характеристики. В табл. 4 приведены данные стандартного битуминологического исследования доманиковых пород изучаемого разреза. Кроме них приведены результаты оценки содержания эпигенетичных битумоидов в составе битумоидов, выделенных из пород различных литотипов. Все интервалы разреза в соответствии с содержанием в них эпигенетичных битумоидов распределились следующим образом:

- интервалы, породы которых содержат только эпигенетичные битумоиды (соответствующие строки в таблице выделены оранжевым цветом);
- интервалы, породы которых содержат 0,056% эпигенетичных битумоидов (соответствующие строки выделены зелёным цветом);
- интервалы, породы которых содержат 0,093% эпигенетичных битумоидов (соответствующие строки выделены голубым цветом);

- интервалы, породы которых содержат 0,158% эпигенетических битумоидов (соответствующие строки выделены желтым цветом).

Данные пиролитического анализа (методом Rock-Eval) пород изучаемого разреза приведены в табл. 5. В этой таблице также представлены результаты оценки содержания в исследуемых образцах термически испаряемых УВ (соответствующих пику S_1), с учетом вклада сингенетических и эпигенетических УВ исследуемому образцу. Аналогичным образом, интервалы разреза в соответствии с содержанием в них «эпигенетического» компонента пика S_1 , распределились следующим образом:

- интервалы, содержащие только термически испаряемые УВ, эпигенетические исследуемой породе (соответствующие строки выделены оранжевым цветом);

- интервалы, в которых содержится 0,216 мг УВ/г породы термически испаряемых УВ, эпигенетических породе (соответствующие строки выделены зелёным цветом);

- интервалы, в которых содержится 0,455 мг УВ/г породы термически испаряемых УВ, эпигенетических породе (соответствующие строки выделены голубым цветом);

- интервалы, в которых содержится 0,615 мг УВ/г породы термически испаряемых УВ, эпигенетических породе (соответствующие строки выделены желтым цветом);

В обоих случаях оценка содержания эпигенетических породе битумоидов и термически испаряемых УВ производилась путем несложного математического анализа экспериментальных данных. Анализ основан на предположении о линейном характере зависимости количества битумоидов, образовавшихся в породе, от количества, продуцировавшего их ОВ. О корректности указанного подхода свидетельствует почти полное совпадение интервалов, с одинаковым содержанием эпигенетических битумоидов и термически испаряемых УВ. Как видно из сравнения данных табл. 4 и 5, только три интервала с образцами 22, 23 и 24 оказались в группах с различными уровнями (минимальным и средним) содержания эпигенетических исследуемой породе компонентов хлороформенного бутумоида (ХБА) и S_1 .

Оценка содержания компонентов S_1 , эпигенетических и сингенетических исследуемой породе, даёт возможность, используя экспериментально полученные значения S_{org} , S_1 и S_2 , рассчитать достоверные значения параметров, характеризующих генерационный потенциал исследуемых пород. Расчёт генерации УВ производился по формулам, приведённым в работе исследователей [Peters, Walters, Moldovan, 2005]. Для применения этих формул необходимо присваивать определённые численные значения величине водородного индекса, соответствующей началу катагенеза для ОВ исследуемой породы (HI^0).

Таблица 4

Результаты формального анализа данных битуминологического исследования образцов пород из интервалов изучаемого разреза

Номер	Интервал, м	Литология	Сорг, %	ХБА, %			Состав ХБА, %				
				ХБА- общ	ХБА- сингенетичн,	ХБА- мигр	Метано- нафтеновые УВ	Ароматические УВ	Бензолные смолы	Спиртобензолные смолы	Асфальтены
1	3302,70	мергель	0,2	0,019		0,019					
2	3303,10	мергель	0,65	0,072		0,072					
3	3342,25	кремнеаргиллит	2,870	0,243	0,187	0,056	1,91	53,59	5,26	33,02	6,22
4	3342,55	сланец	10,33	0,950	0,894	0,056					
5	3343,40	кремнеизвестняк	4,26	0,433	0,377	0,056					
6	3343,80	кремнеаргиллит	4,51	0,460	0,404	0,056	64,4	35,6		37,5	12,7
7	3344,00	кремнеаргиллит	4,44	0,480	0,424	0,056					
8	3344,60	кремнеаргиллит	3,02	0,540	0,447	0,093					
9	3345,20	силицит	6,1	0,772	0,679	0,093					
10	3346,05	силицит	3,76	0,539	0,446	0,093	4,81	44,09	6,81	35,47	8,82
11	3346,65	силицит	6,02	0,800	0,707	0,093					
12	3346,70	известняк	0,35	0,017		0,017					
13	3349,00	известняк	0,46	0,026		0,026					
14	3349,90	кремнеаргиллит	1,86	0,474	0,316	0,158	39,20	20,20		36,50	4,1
15	3350,60	фтанит	1,55	0,282	0,189	0,093	5,16	44,58	10,33	26,16	13,77
16	3351,80	известняк	0,21	0,129		0,129	7,94	53,88		31,42	6,76
17	3351,90	известняк	0,30	0,280		0,280					
18	3354,20	мергель	3,07	0,840	0,682	0,158					
19	3355,80	кремнеаргиллит	5,6	1,365	1,207	0,158	4,65	34,26	18,76	27,91	14,42
20	3356,00	силицит	2,12	0,351	0,258	0,093					
21	3356,85	силицит	4,21	0,993	0,835	0,158	12,25	42,60	10,46	26,53	8,16
22	3359,95	сланец	11,15	0,870	0,814	0,056					
23	3362,50	силицит	5,13	0,570	0,514	0,056					
24	3362,95	силицит	12,59	1,171	1,115	0,056	14,56	11,39	9,91	25,74	38,40
25	3364,45	силицит	3,52	0,390	0,334	0,056	21,43	26,97	9,04	32,36	10,20

Таблица 5

**Результаты формального анализа данных пиролитического исследования образцов пород
из интервалов эталонного разреза Печоро-Колвинского авлакогена**

Номер образца	Интервал, м	Литология	Сорг, %	S1, S2, мг УВ/г п.			НГ ⁰ , мг УВ/гТОС ₀	ТОС ⁰ , %	f	S эм, мг/г породы
				S1 син.	S1 мигр	S2				
1	3302,70	мергель	0,2		0,05	0,02				
2	3303,10	мергель	0,65		0,20	0,40				
3	3342,25	кремнеаргиллит	2,870	0,244	0,216	3,57	152,10	2,94	0,22	0,844
4	3342,55	сланец	10,33	2,184	0,216	31,21	360,58	10,90	0,21	7,808
5	3343,40	кремнеизвестняк	4,26	0,944	0,216	12,65	360,83	4,54	0,23	3,508
6	3343,80	кремнеаргиллит	4,51	1,034	0,216	14,44	382,73	4,81	0,23	3,739
7	3344,00	кремнеаргиллит	4,44	1,074	0,216	13,95	383,69	4,76	0,24	4,064
8	3344,60	кремнеаргиллит	3,02	0,895	0,455	8,15	365,25	3,31	0,33	3,568
9	3345,20	силицит	6,1	1,935	0,455	20,0	423,30	6,70	0,30	7,784
10	3346,05	силицит	3,76	0,985	0,455	9,92	349,04	4,07	0,31	3,952
11	3346,65	силицит	6,02	1,725	0,455	18,78	399,43	6,55	0,29	6,906
12	3346,70	известняк	0,35		0,04	0,2				
13	3349,00	известняк	0,46		0,08	0,54				
14	3349,90	кремнеаргиллит	1,86	0,515	0,615	4,67	342,14	2,03	0,33	2,050
15	3350,60	фтанит	1,55	0,245	0,455	2,95	244,45	1,63	0,26	0,953
16	3351,80	известняк	0,21		0,14	0,14				
17	3351,90	известняк	0,30		0,7	0,47				
18	3354,20	мергель	3,07	1,205	0,615	8,73	403,47	3,43	0,37	4,547
19	3355,80	кремнеаргиллит	5,6	2,535	0,615	16,70	429,98	6,32	0,39	9,243
20	3356,00	силицит	2,12	0,455	0,455	4,40	282,22	2,27	0,31	1,821
21	3356,85	силицит	4,21	1,405	0,615	10,61	358,84	4,64	0,37	5,377
22	3359,95	сланец	11,15	2,575	0,455	26,58	316,52	11,90	0,30	10,381
23	3362,50	силицит	5,13	1,125	0,455	13,43	331,37	5,50	0,27	4,685
24	3362,95	силицит	12,59	3,365	0,455	31,65	340,79	13,60	0,33	14,27
25	3364,45	силицит	3,52	0,404	0,216	5,62	197,34	3,64	0,22	1,555

Как уже отмечалось, в существующей практике оценки генерации УВ нефтематеринскими породами эти значения выбираются, исходя из априорных рассуждений, а не из результатов экспериментальных исследований образцов породы. В модифицированной методике был осуществлён расчёт значений водородного индекса, соответствующих началу катагенеза с использованием экспериментально получаемых численных значений показателей, отражающих состав ОВ исследуемой породы.

В табл. 5 приведены следующие результаты этих расчётов:

- значения содержания органического углерода (TOC^0 , % масс.), соответствующие началу катагенеза;
- значения водородного индекса (HI^0 , мг УВ/ г TOC^0), соответствующие началу катагенеза;
- значения показателя степени конверсии ОВ в УВ (f);
- количество УВ, эмигрировавших из исследуемой породы с момента начала катагенеза (Сэм, мг УВ / г породы).

Катагенез ОВ пород. В табл. 6 приведены результаты определения катагенеза ОВ исследуемых пород методом ИК-спектроскопии. Выбор метода ИК-спектроскопии, как это отмечено выше, обусловлен необходимостью получения достоверной и достаточно детальной количественной оценки степени термической зрелости нефтематеринских пород. Возможность получения такой оценки методами ИК-спектроскопии обусловлена двумя фактами.

Первый факт – это наличие существенных различий в характеристиках ИК-спектров образцов НОВ разных типов [Thompson, Dimbicki, 1986].

Второй факт – это то, что в ИК-спектрах ОВ пород интенсивность полос поглощения, связанных с колебаниями атомов в алифатических цепях и карбонильных группах уменьшается с ростом термической зрелости ОВ [Whelan, Thompson-Rizer, 1993]. При этом происходит закономерное изменение относительных интенсивностей различных полос и групп полос в ИК-спектрах НОВ [Суханов, Баженова, Котельникова, 2011].

Эта возможность была осуществлена через разработку метода определения катагенеза ОВ пород, с помощью которого и получены результаты, представленные в табл. 6. В этой таблице значения катагенеза ОВ исследуемых пород, полученные указанным методом, представлены в трёх видах:

- в виде собственной (100%-й) шкалы;
- в единицах шкалы Вассоевича-Неручева-Лопатина;
- в единицах отражательной способности витринита (R^0 , %).

Таблица 6

Результаты формального анализа данных пиролитического исследования образцов пород из интервалов эталонного разреза

Номер образца	Интервал, м	Литотип	ТОС ⁰ , %	f	Значения катагенеза по данным ИК-спектроскопии			
					Шкала катагенеза (по Вассоевичу, Неручеву, Лопатину, 1976)	Градации в единицах отражательно способности витринита, R ⁰	Значения зрелости ОВ (по 100%-шкале)	Уточненные значения, R ⁰
3	3342,25	кремнеаргиллит	2,94	0,22	МК-5	1,55-2,0	97,2	1,80-2,0
5	3343,40	кремнеизвестняк	4,54	0,23	ПК3	0,3-0,5	18,9	0,3-0,35
6	3343,80	кремнеаргиллит	4,81	0,23	ПК3	0,3-0,5	23,8	0,3-0,35
7	3344,00	кремнеаргиллит	4,76	0,24	МК4-МК5	1,15-2,0	84,7	1,35-1,75
9	3345,20	силицит	6,70	0,30	ПК2	0,2-0,3	9,9	0,25-0,3
10	3346,05	силицит	4,07	0,31	МК2	0,65-0,85	55,6	0,70-0,75
12	3346,70	известняк			МК3-МК4	0,85-1,55	77,3	1,0-1,30
14	3349,90	кремнеаргиллит	2,03	0,33	МК3	0,85-1,15	68,7	0,85-0,95
15	3350,60	фтанит	1,63	0,26	МК2	0,65-0,85	60,7	0,75-0,85
19	3355,80	кремнеаргиллит	6,32	0,39	МК2	0,65-0,85	60,9	0,75-0,85
21	3356,85	силицит	4,64	0,37	МК3	0,85-1,15	69,9	0,95-1,0
22	3359,95	сланец	11,90	0,30	ПК3	0,3-0,5	22,0	0,3-0,5
24	3362,95	силицит	13,60	0,33	МК1-МК2	0,5-0,85	48,2	0,60-0,70
25	3364,45	силицит	3,64	0,22	МК-5	1,55-2,0	94,8	1,75-1,80

Обсуждение результатов и выводы

Проведенные целенаправленные исследования доманиковых отложений Тимано-Печорской НГП показали, что по фациальному характеру осадков можно выделить принципиально два основных типа разрезов, в которых отложения нефтеносны:

- карбонатный (склоновый) с битуминозными известняками и мергелями;
- глинисто-кремнисто-карбонатный (депрессивный) с переслаивающимися кремнистыми породами, известняками, сланцами, характеризующимися высокой битуминозностью.

Эти два типа разрезов уверенно прослеживаются в обнажениях, карьерах и неглубоких скважинах в районе Ухтинской складки, а также по обобщенным данным в пределах отдельных структур Печоро-Колвинского авлакогена, Хорейверской впадины, на гряде Чернышева, где они могут быть удалены друг от друга на сравнительно небольшие расстояния в пределах первых километров [Прищепа и др., 2013, 2014].

Таким образом, отложения доманика как традиционного источника УВ представлены в основном карбонатными породами низкой проницаемости и широко распространены не только в отложениях доманикового горизонта, но также в вышелегающих верхнедевонских карбонатных породах различных структурно-тектонических районов Тимано-Печорской НГП. Карбонатные породы, представленные различными типами известняков, выполняют в геофлюидальной системе роль низкопроницаемых трещиноватых коллекторов с преимущественно вертикальной миграцией УВ по разрезу верхнего девона – карбона – нижней перми.

Отложения доманика как нетрадиционного источника УВ, развиты в депрессивных фациях. Они занимают обширные территории, ограниченные распространением рифовых фаций позднедевонского возраста, при этом глубины их залегания изменяются от первых метров в Ухтинском районе до 4500 м в Предуральском прогибе.

В этом случае, доманиковые породы относятся к элементам закрытой геофлюидальной системы, в которой породы выполняют различные функции: генерационные, аккумуляционные; генерационно-аккумуляционные, а также функции флюидоупора. Миграция флюидов преимущественно в пределах самой доманикоидной толщи при этом имеет как вертикальную, так и латеральную направленность. Дополнительными флюидоупорами служат подстилающие и перекрывающие глины (кыновско-саргаевские и ветласянские).

В подобных условиях залегания нефти значительных масштабов встречаются во многих классических материнских породах доманикового типа, богатых ОВ (верхняя юра Западной Сибири, Северного моря, кремнистые кайнозойские породы востока России и

других нефтегазоносных бассейнов мира таких, как Лос-Анджелес, Санта-Мария. Это те типы залежей, образование которых принято считать *in situ*.

Учитывая актуальность выделения новых перспективных объектов в нефте- и газогенерирующих толщах доманикового типа в России оценки их потенциала предложен новый методический подход, который основан на:

- количественной оценке катагенеза ОВ;
- учете интервалов разреза с сингенетичными и эпигенетичными битумоидами (миграционной нефтью);
- оценке плотности генерации и эмиграции УВ с учетом расчетных значений пиролиза на начало катагенеза.

Данный подход позволяет, по сравнению с уже существующими, получить более обоснованные и достоверные оценки плотности генерации и эмиграции УВ в кремнисто-глинисто-карбонатных породы доманика (депресссионные фации). Именно они и относятся к нетрадиционным источникам УВ геофлюидальной системы закрытого типа.

В результате применения нового методического подхода впервые в небольшой по мощности толще доманикитов (22-25 м) было установлено резкое различие в зрелости ОВ в пределах нескольких градаций катагенеза по шкале Вассоевича–Неручева–Лопатина. В этой толще одновременно присутствовали породы с ОВ, которое фактически реализовало свой генерационный потенциал, а также породы с ОВ, способным генерировать нефтяные и газообразные УВ. Для обозначения такого явления предложено использовать понятие «катагенетического окна» - под которым понимается локальная область с нарушенной глубинной катагенетической зональностью [Прищеп, Аверьянова, 2013а; Прищеп, Аверьянова, 2013б]. Однако, пространственное выявление таких зон возможно только при очень детальном и полном изучении нескольких разрезов, что редко возможно на практике, особенно с учетом низкого выхода керна из глин, аргиллитов и мергелистых осадков. Подобные резкие различия в степени катагенетической преобразованности ОВ и выявление нарушения глубинной катагенетической зональности были установлены ранее при характеристике разрезов скважин, вскрывших нижнесилурийские отложения Калининградской области, обогащенные остатками граптолитов [Суханов, Отмас, Макарова, 2012; Суханов, Макарова, Чельшев, 2014]. В связи с этим для обозначения интервала разреза с разновозрастными породами, в котором выявляется нарушение монотонности увеличения катагенеза ОВ с глубиной в пределах нескольких градаций катагенеза, А.А. Сухановым был предложен термин «катагенетический разрыв», т. е. это интервал разреза, в котором резко «скачкообразно» изменяется зрелость ОВ. По предварительным данным изучения разрезов доманиковых отложений в Тимано-Печорской НГП в разных структурно-тектонических

зонах «катагенетический разрыв» прослеживается от Ухтинского района до Вктыльской структурно-тектонической зоны, что позволяет предполагать наличие «катагенетических окон» в пределах как небольших глубин (первые десятки метров), так и на глубинах 4-5 км.

Приведенный пример по комплексной характеристике разреза скважины, расположенной в западной части Хорейверской впадины, убедительно иллюстрирует, что для проведения расчетов количественной оценки генерированных УВ нефтематеринскими породами доманика, необходимо:

- контролировать исходный состав ОВ и его зрелость, от которых зависят соответственно температурные условия начала («запуска») процесса генерации УВ и общее количество генерируемых УВ;

- исключить те интервалы разреза, в которых породы выполняют аккумулярующие функции и содержат преимущественно эпигенетичные битумоиды.

Детальная оценка характеристики генерационных свойств пород доманика возможна только при изначальном послойном изучении кернового или шламового материала на основе применения предложенного комплекса методов. Вместе с тем, этот комплекс методов может быть применен к любым толщам, особенно к тем, где витринитовые микрокомпоненты отсутствуют (депрессионные осадки, додевонские отложения).

Литература

Баженова О.К. Аутигенная нефтеносность кремнистых толщ / Автореф. дисс. на соискание степени доктора геол.-мин. наук. - Москва, 1991. – 35 с.

Бекетов В.М. Модель образования и некоторые вопросы классификации осадков доманикового типа. - В кн.: Генетическая классификация нефтей, газов и рассеянного органического вещества пород. - Л., 1981. - С. 72-85.

Бушнев Д.А. Органическое вещество ухтинского доманика // Доклады Академии Наук. Геохимия. – 2009. – Т.426. – №4. – С.516-519.

Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. - М.: Наука, 1986. – 115 с.

Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Гербер М.И., Митюшин Н.В., Орлова В.С., Фадеева Н.П. Особенности катагенеза рассеянного органического вещества в бедных коллекторами глинистых толщах // Изв. АН СССР. Сер.геол. - 1973. - №4. - С. 116-131.

Гурари Ф.Г. Доманикиты и их нефтегазоносность // Сов. геология. – 1980. - № 11. - С. 3-12.

Данилевский С.А., Скляр З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидалные системы Тимано-Печорской провинции. – Ухта, 2003. – С.175-195.

Данилов В.Н., Огданец Л.В., Макарова И.Р., Гудельман А.А., Суханов А.А., Журавлев А.В. Основные результаты изучения органического вещества и УВ-флюидов Адакской площади // *Нефтегазовая геология. Теория и практика.* – 2011. - Т.6. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/1/22_2011.pdf

Клименко С.С., Анищенко Л.А. Особенности нефтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне // *Известия Коми научного центра УрО РАН.* – 2010. - №2. –С.61-69.

Кочетов В.С. Строение, условия формирования отложений, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность верхнедевонского комплекса Печоро-Кожвинского мегавала и Среднепечорского поперечного поднятия / Автореф. дис. на соискание уч. степени канд. геол.-мин. наук. – Сыктывкар, 2012. – 23 с.

Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Макарова И.Р., Суханов А.А., Крыкова Т.Н. Перспективы поисков и освоения нетрадиционных источников нефти на территории Северо-Запада России // *Недропользование XXI век.* - 2014. - №3. - С. 96-100.

Макаревич В.Н., Макарова И.Р., Суханов А.А. Проблемы освоения биогенного сланцевого газа на Северо-Западе России // *Газовая промышленность. Нетрадиционные ресурсы нефти и газа.* - 2012. - № 676. – С.77-80.

Макаревич В.Н., Суханов А.А., Макарова И.Р. Перспективы поисков углеводородных скоплений нетрадиционного типа в освоенных регионах Северо-Запада России // *Георесурсы.* – 2012. – №6 (48). – С.48-46.

Макаревич В.Н., Чельшев С.С., Суханов А.А., Макарова И.Р. Южная часть Северо-Запада России – перспективный район для выделения сложных объектов углеводородного сырья // *Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы освоения: материалы Всероссийской конф. с междунар. участием (Москва, 12–14 ноября 2013 г.).* ГЕОС, 2013. - С-152-154.

Макарова И.Р., Суханов А.А. Методические аспекты изучения катагенеза сапропелевого органического вещества в связи с оценкой нефтегазоносности // *Нефтегазовая геология. Теория и практика.* – 2011. - Т.6. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/12/5_2011.pdf.

Макимова С.В. Эколого-фациальные особенности и условия образования доманика. - М.: Наука, 1970. – 101 с.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и газоконденсата. - М: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // В кн.: Труды XV сессии Международного геологического конгресса. Доклады советских геологов. Горючие ископаемые. – М.: Наука, 1976. - С. 47–62.

Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / Под ред С.Г. Неручева. - СПб.: Недра, 1986. – 247 с.

Пармузина Л.В., Боровинских А.П. Ритмичность отложений верхнедевонского комплекса Тимано-Печорской провинции // Вестник института геологии Коми научного центра УрО РАН. – 2012. - №3. - С.-2-5.

Пармузина Л.В., Кочетов С.В. Классификации карбонатных пород: метод. указания. - Ухта: УГТУ, 2010. – 14 с.

Прищепина О.М., Аверьянова О.Ю. К обсуждению понятийной базы нетрадиционных источников нефти и газа – сланцевых толщ // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. - Т.8. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/9/27_2013a.pdf

Прищепина О.М., Аверьянова О.Ю. Роль нетрадиционных источников углеводородного сырья в минерально-сырьевой политике // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2013б. – №1. – С.21-24.

Прищепина О.М., Аверьянова О.Ю., Суханов А.А., Макарова И.Р. Подходы к изучению доманиковых отложений Восточно-Европейской платформы как нетрадиционных источников нефти // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: материалы Международн. научно-практ. конференции. - Казань: Изд-во "Фэн" АН РТ, 2014. - С. 65-67. (424 с.).

Прищепина О.М., Аверьянова О.Ю., Теплов Е.Л., Сенин С.В. Нетрадиционные источники углеводородного сырья в Республике Коми // Горный журнал. - 2013. – № 9. – С. 53-56.

Суханов А.А., Баженова Т.К., Котельникова Е.Н. Углеродное вещество керогена сапропелитов: зависимость структурных характеристик от биоценоотического типа органического вещества и степени его катагенеза // Геохимия. – 2011. - № 9. - С. 957-970.

Суханов А.А., Макарова И.Р., Чельшев С.С. Методические подходы установления причин нарушения катагенетической зональности в доманикитах с целью повышения эффективности ГРП // Геология и минеральные ресурсы. – 2014. – Т.3. - С. 145-148.

Суханов А.А., Отмас А.А. (ст.), Макарова И.Р. Сравнение результатов исследования органического вещества доманикоидных отложений различными методами в связи с диагностикой нефтегазоносности силурийских отложений Калининградской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. - Т.7. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2012.pdf

Суханов А.А., Чельшев С.С., Макарова И.Р. Комплекс современных методов изучения доманикоидных толщ и оценки их углеводородных ресурсов. XVI – Геологический съезд Республики Коми // Геология и минеральные ресурсы. - 2014. - Т. 3. - С. 145-147.

Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Нетрадиционные ресурсы углеводородов - резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - Т.4. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/9/11_2009.pdf

Cooles G.P., Mackenzie A.S., and Quigley T.M. Calculation of petroleum masses generated and expelled from source rocks// Organic Geochemistry, 1986, v. 10, p. 235-245.

Peters K.E., Walters C.C., Moldovan J.M. The Biomarker Guide. Second Edition. I. Biomarkers and Isotops in the Environment and Human History // Cambridge University Press. 2005.

Petroleum Systems and Geologic Assessment of Oil and Gas in the San Joaquin Basin Province, California. USGS, 2003.

Schmoker J.W. Volumetric calculation of hydrocarbons generated in Magoon, L.B., and Dow, W.G., eds., "The petroleum system - From source to trap" // Tulsa, Okla., 1994, American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 323-326.

Thompson C.L., and Dimbicki H. Optical characterization of kerogen and the hydrocarbon-generating potential of source rocks // International Journal of Coal Geology, 1986, vol. 6, pp. 229-249.

Whelan J.K. and Thompson-Rizer K.L. Chemical Methods for assessing Kerogen and Protokerogen Types and Maturity // Organic Geochemistry, in Engel, M.H., and Macko, S.A. (eds.), Plenum Press, New York, 1993, pp. 289-353.

Prischepa O.M., Sukhanov A.A., Makarova I.R.

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

APPROACHES TO EVALUATION OF DOMANIK SEQUENCES OF TIMAN-PECHORA PROVINCE AS UNCONVENTIONAL HYDROCARBON SOURCE

A comprehensive assessment of the hydrocarbon potential of Domanik section of the Timan-Pechora province is realized on the basis of the study of lithofacial, biocenotic composition and organic matter. Preliminary division of bitumen on epigenetic and syngenetic is substantiated to determine the parameters of generation, primary migration and preservation of Domanik hydrocarbons accumulations. After detailed studying of domanikits the differences of organic matter maturity in several katagenesis range within the thickness of few tens of meters are shown. Oil and gas potential of Domanik Formation and Vetlasyansky member is proved.

Keywords: *Domanik type deposits, petroleum source rocks, katagenesis, syngenetic and epigenetic bitumens, density of hydrocarbon generation, primary migration of hydrocarbons.*

References

Bazhenova O.K. *Autigennaya neftenosnost' kremnistykh tolshch* [Authigenic oil bearing strata of siliceous]. PhD dissertation in geological-mineralogical sciences. Moscow, 1991, 35 p.

Beketov V.M. *Model' obrazovaniya i nekotorye voprosy klassifikatsii osadkov domanikovogo tipa* [Formation model and some of the issues of classification of precipitation type Domanik]. Geneticheskaya klassifikatsiya neftey, gazov i rasseyannogo organicheskogo veshchestva porod. Leningrad, 1981, p. 72-85.

Bushnev D.A. *Organicheskoe veshchestvo ukhtinskogo domanika* [Organic matter of Ukhta Domanik]. Doklady Akademii Nauk. Geokhimiya, 2009, vol. 426, no. 4, p. 516-519.

Danilevskiy S.A., Sklyarov Z.P., Trifachev Yu.M. *Geoflyuidal'nye sistemy Timano-Pechorskoy provintsii* [Geo-fluid system of the Timan-Pechora]. Ukhta, 2003, p.175-195.

Danilov V.N., Ogdanets L.V., Makarova I.R., Gudelman A.A., Sukhanov A.A., Zhuravlev A.V. *Osnovnye rezul'taty izucheniya organicheskogo veshchestva i UV-flyuidov Adakskoy ploshchadi* [Adak area - main results of organic matter and hydrocarbon fluids' study]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2011, vol. 6, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/22_2011.pdf

Gurari F.G. *Domanikity i ikh neftegazonosnost'* [Domanikity and their petroleum potential]. Sov. Geologiya, 1980, no. 11, p. 3-12.

Klimenko S.S., Anishchenko L.A. *Osobennosti naftidogeneza v Timano-Pechorskom neftegazonosnom bassejne* [Features naphthidogenesis in the Timan-Pechora Basin]. Izvestiya Komi nauchnogo tsentra UrO RAN, 2010, no. 2, p. 61-69.

Kochetov V.S. *Stroenie, usloviya formirovaniya otlozheniy, zakonomernosti razmeshcheniya kollektorov i neftegazonosnost' verkhnedevonskogo kompleksa Pechoro-Kozhvin'skogo megavala i Srednepechorskogo poperechnogo podnyatiya* [Structure, conditions of formation of deposits, patterns of distribution reservoirs and oil and gas complex of Upper Devonian Pechora-Kozhva megaswell and Srednepechora elevation]. PhD dissertation in geological-mineralogical sciences. Syktyvkar, 2012, 23 p.

Makarevich V.N., Chelyshev S.S., Sukhanov A.A., Makarova I.R. *Yuzhnaya chast' Severo-Zapada Rossii – perspektivnyy rayon dlya vydeleniya slozhnykh ob"ektov uglevodorodnogo syr'ya* [The southern part of the North-West of Russia - a promising area for the distinguishing of complex hydrocarbon objects]. Netraditsionnye resursy uglevodorodov: rasprostraneniye, genezis, prognozy, perspektivy osvoeniya: materialy Vserossiyskoy konf. s mezhdunar. uchastiem (Moskva, 12–14 noyabrya 2013 g.). GEOS, 2013, p. 152-154.

Makarevich V.N., Iskrietskaya N.I., Makarova I.R., Sukhanov A.A., Krykova T.N. *Perspektivy poiskov i osvoeniya netraditsionnykh istochnikov nefti na territorii Severo-Zapada Rossii* [Prospecting and development of unconventional sources of oil in the North-West Russia]. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2014, no. 3, p. 96-100.

Makarevich V.N., Makarova I.R., Sukhanov A.A. *Problemy osvoeniya biogenogo slantsevogo gaza na Severo-Zapade Rossii* [Problems of developing of biogenic shale gas in North-West Russia]. *Gazovaya promyshlennost'. Netraditsionnye resursy nefti i gaza*, 2012, no. 676, p.77-80.

Makarevich V.N., Sukhanov A.A., Makarova I.R. *Perspektivy poiskov uglevodorodnykh skopleniy netraditsionnogo tipa v osvoennykh regionakh Severo-Zapada Rossii* [Prospects of unconventional hydrocarbon accumulations prospecting in the conventional developed regions of North-West Russia]. *Georesursy*, 2012, no. 6 (48), p. 48-46.

Makarova I.R., Sukhanov A.A. *Metodicheskie aspekty izucheniya katageneza sapropelovogo organicheskogo veshchestva v svyazi s otsenkoy neftegazonosnosti* [Methodological aspects of study of sapropelic organic matter catagenesis in oil and gas potential evaluation]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2011, vol. 6, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/5_2011.pdf

Maksimova S.V. *Ekologo-fatsial'nye osobennosti i usloviya obrazovaniya domanika* [Ecological-facial features and formation conditions of Domanic]. Moscow: Nauka, 1970, 101 p.

Neftegazoobrazovanie v otlozheniyakh domanikovogo tipa [Oil and gas formation in deposits of Domanik type]. Editor S.G. Neruchev. Saint Petersburg: Nedra, 1986, 247 p.

Neruchev S.G., Vassoevich N.B., Lopatin N.V. *O shkale katageneza v svyazi s neftegazoobrazovaniem* [Scale of katagenesis in connection with oil and gas generation]. *Trudy XV sessii Mezhdunarodnogo geologicheskogo kongressa. Doklady sovetskikh geologov. Goryuchie iskopaemye*. Moscow: Nauka, 1976, p. 47–62.

Parmuzina L.V., Borovinskikh A.P. *Ritmichnost' otlozheniy verkhnedevonskogo kompleksa Timano-Pechorskoy provintsii* [Rhythm of the Upper Devonian sediments of the Timan-Pechora province]. *Vestnik instituta geologii Komi nauchnogo tsentra UrO RAN*, 2012, no. 3, p. 2-5.

Parmuzina L.V., Kochetov S.V. *Klassifikatsii karbonatnykh porod: metod. Ukazaniya* [Classification of carbonate rocks: guidelines]. Ukhta: UGTU, 2010, 14 p.

Prischepa O.M., Averyanova O.Yu. *K obsuzhdeniyu ponyatiynoy bazy netraditsionnykh istochnikov nefti i gaza – slantsevyykh tolshch* [Contributions to the terminology of hydrocarbons bearing shale formations – unconventional sources of oil and gas]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2013, vol. 8, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/27_2013.pdf

Prischepa O.M., Averyanova O.Yu. *Rol' netraditsionnykh istochnikov uglevodorodnogo syr'ya v mineral'no-syr'evoy politike* [The role of unconventional sources of hydrocarbons in the mineral resource policy]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, 2013b, no. 1, p. 21-24.

Prischepa O.M., Averyanova O.Yu., Sukhanov A.A., Makarova I.R. *Podkhody k izucheniyu domanikovyykh otlozheniy Vostochno-Evropeyskoy platformy kak netraditsionnykh istochnikov nefti* [Approaches to the study of Domanik sediments of East European platform as unconventional oil sources]. *Trudnoizvlekaemye i netraditsionnye zapasy uglevodorodov: opyt i prognozy: materialy Mezhdunarodn. nauchno-prakt. konferentsii*. Kazan': Izd-vo "Fen" AN RT, 2014, p. 65-67. (424 p.).

Prischepa O.M., Averyanova O.Yu., Teplov E.L., Senin S.V. *Netraditsionnye istochniki uglevodorodnogo syr'ya v Respublike Komi* [Unconventional hydrocarbon sources in the Republic of Komi]. *Gornyy zhurnal*, 2013, no. 9, p. 53-56.

Sukhanov A.A., Bazhenova T.K., Kotelnikova E.N. *Uglerodnoe veshchestvo kerogena sapropelitov: zavisimost' strukturnykh kharakteristik ot biotsenoticheskogo tipa organicheskogo veshchestva i stepeni ego katageneza* [Carbon matter of sapropelic kerogen: dependence of the structural characteristics from biocenotic type of organic matter and the degree of its katagenesis]. *Geokhimiya*, 2011, no. 9, p. 957-970.

Sukhanov A.A., Chelyshev S.S., Makarova I.R. *Kompleks sovremennykh metodov izucheniya domanikoidnykh tolshch i otsenki ikh uglevodorodnykh resursov. XVI – Geologicheskii s"ezd Respubliki Komi* [The complex of modern methods of studying of domanikoid sequences and evaluation of their hydrocarbon resources. XVI - Geological Congress of the Republic of Komi]. *Geologiya i mineral'nye resursy*, 2014, vol. 3, p. 145-147.

Sukhanov A.A., Makarova I.R., Chelyshev S.S. *Metodicheskie podkhody ustanovleniya prichin narusheniya katageneticheskoy zonal'nosti v domanikitakh s tsel'yu povysheniya effektivnosti GRR* [Methodological approaches to establish the causes of domanikites catagenetic zoning interpretation errors in order to increase the efficiency of exploration]. *Geologiya i mineral'nye resursy*, 2014, vol. 3, p. 145-148.

Sukhanov A.A., Otmas A.A. (senior), Makarova I.R. *Sravnenie rezul'tatov issledovaniya organicheskogo veshchestva domanikoidnykh otlozheniy razlichnymi metodami v svyazi s diagnostikoy neftegazonosnosti siluriyskikh otlozheniy Kaliningradskoy oblasti* [Research of organic matter of domanic deposits – comparison of the results in view of petroleum potential evaluation of the Silurian deposits of Kaliningrad region]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2012, vol. 7, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2012.pdf

Vassoevich N.B. *Geokhimiya organicheskogo veshchestva i proiskhozhdenie nefti*. [Geochemistry of organic matter and the origin of oil]. Moscow: Nauka, 1986, 115 p.

Vassoevich N.B., Korchagina Yu.I., Gerber M.I., Mityushin N.V., Orlova V.S., Fadeeva N.P. *Osobennosti katageneza rasseyannogo organicheskogo veshchestva v bednykh kollektorami glinistykh tolshchakh* [Features katagenesis dispersed organic matter in the poor clay – bearing reservoirs]. *Izv. AN SSSR. Ser. geol.*, 1973, no. 4, p. 116-131.

Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. *Netraditsionnye resursy uglevodorodov - rezerv dlya vospolneniya syr'evoy bazy nefti i gaza Rossii* [Unconventional hydrocarbon resources are the reserve for renewal of the Russia oil and gas resources]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2009, vol. 4, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/11_2009.pdf

© Прищепа О.М., Суханов А.А., Макарова И.П., 2014