**Ситар Ксения Александровна. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности северной (акваториальной) части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна : диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук : 25.00.12 / Ситар Ксения Александровна; [Место защиты: Моск. гос. ун-т им. М.В. Ломоносова].- Москва, 2007.- 178 с.: ил. РГБ ОД, 61 07-4/150**

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНРГОЕРСИТЕТ имени М.В. ЛОМОНОСОВА

**61:07-4/150 *На правах рукописи***



**СИТАР Ксения Александровна**

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРНОЙ (АКВАТОРИАЛЬНОИ)

ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО

НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Специальность 25.00.12 - геология, поиски и разведка

горючих ископаемых

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:

к.г.-м.н., доцент Кирюхина Т.А.

Москва, 2007

**Содержание**

Стр.  
Введение 4

Часть I. Геологическая характеристика северной части Тимано-Печорского Q нефтегазоносного бассейна

Глава 1. История геолого-геохимических исследований северных экваториальных районов бассейна

9  
Выводы к главе 1 16

Глава 2. Геологическое строение северной части Тимано-Печорского *\j*

бассейна

1. Литолого-стратиграфическая характеристика отложений 17
2. Внутренняя структура земной коры и фундамента 47
3. Тектоническое строение 49
4. Термический режим 59
5. История геологического развития 62 Выводы к главе 2 71

Глава 3. Нефтегазоносность северной части Тимано-Печорского 72  
нефтегазоносного бассейна

1. Нефтегазоносные области 75
2. Нефтегазоносные комплексы °1 Выводы к главе 3 109

Часть П. Геолого-геохимическая модель формирования нефтегазоносности 1 северной части Тимано-Печорского бассейна

Глава 4. Геотермические и геохимические условия нефтегазообразования \* ^

1. Нефтегазоматеринские толщи \* ^
2. Реконструкция палеотермического режима бассейна ^5 Выводы к главе 4 132

**2**

Глава 5. Формирование зон нефтегазогенерации северной (акваториальной) части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна

133

1. Катагенетическая зональность отложений 140
2. История реализации нефтегенерационного потенциала 144 Выводы к главе 5 152

Глава 6. Перспективы нефтегазоносности Печороморской части Тимано- 153  
Печорского бассейна

Выводы к главе 6 161

Заключение \*"2

Литература 1°4

**3**

**Введение**

**Актуальность темы.** Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн (ТП НГБ), являясь одним из «старейших» нефтегазодобывающих районов России, сохраняет значительный геологический потенциал нефтегазоносности для наращивания добычи углеводородного сырья за счет своих северных, в том числе акваториальных, ресурсов. Однако эта часть бассейна изучена слабо. Пробуренные скважины вскрыли, в основном, мезозойские и верхнюю часть палеозойских отложений. Все работы, проводимые на акватории, -геолого-геофизического плана и направлены, в основном, на выявление структур в верхней части осадочного чехла. Геохимические исследования проводились только для отдельных месторождений и направлены на изучение физико-химических свойств флюидов, редко посвящены изучению нефтегазоматеринских пород.

Данная работа является первой попыткой обобщить имеющийся геолого-геохимический материал, и на основе собранных данных воссоздать историю формирования нефтегазоносности изучаемого района с использованием современных компьютерных технологий.

**Цель и задачи исследования.** Цель исследований состояла в оценке перспектив нефтегазоносности отложений северной (экваториальной) части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна на основе имеющегося фактического материала о геохимических особенностях отложений осадочного чехла и флюидов, с привлечением пакетов программ по бассейновому моделированию. Для достижения поставленной цели решались следующие основные задачи:

1. Обобщение материала о геологическом строении и эволюции региона.
2. Выделение нефтегазоматеринских пород в разрезе отложений.
3. Оценка генерационных возможностей нефтегазоматеринских пород с учетом их катагенетического преобразования.
4. Реконструкция условий формирования нефтегазоносности.
5. Выявление современных очагов нефте- и газогенерации, возможных путей миграции углеводородов.
6. Оценка перспектив и фазовый прогноз нефтегазоносности.

**4**

**Научная новизна.** Для оценки нефтегазоносности отложений северной акваториальной части Тимано-Печорского бассейна впервые применен метод бассейнового моделирования, в результате чего построена геолого-геохимическая модель формирования нефтегазоносности отложений северной части ТП НГБ.

На основе фактического материала выделены и охарактеризованы нефтегазоматеринские породы для изучаемого района бассейна. Построенная геолого-геохимическая модель позволила установить степень их катагенетического преобразования и остаточный (нереализованный) углеводородный потенциал.

Научно обоснована площадная зональность в распределении фазового состава флюидов в залежах акваториальной части бассейна. Выявлены два очага углеводородообразования: нефтегазогенерирующий Печоро-Колвинский и нефтегенерирующий Варандей-Адзъвинский. Установлено направление латеральной миграции флюидов из Варандей-Адзъвинского очага до западного борта Хорейверской впадины.

В работе ***защищаются*** следующие *основные положения:*

1. Геолого-геохимическая модель формирования нефтегазоносности акваториальной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна позволила установить историю реализации углеводородного потенциала нефтегазоматеринских пород (периоды генерации, миграции и эмиграции углеводородов). Выявлено, что на современном этапе развития бассейна процессы нефтегазообразования протекают только в верхнефранско-турнейском, визейско-нижнепермском и верхнепермско-триасовом нефтегазоносных комплексах, в пределах которых основными нефтегазоматеринскими толщами являются доманиковые, визейские, нижне-верхнепермские и триасовые отложения.
2. Степень реализации нефтегазоматеринского потенциала на современном этапе развития бассейна составляет: для нижнепалеозойских нефтегазоматеринских пород - 100%, для верхнедевонско-нижнекаменноугольных - 80%, для нижнепермских - до 20%. Верхнепермско-триасовые НГМП в пределах восточной части Варандей-

5

Адзъвинской структурной зоны находятся в зоне нефтегенерации (МКі.2), на остальной территории - на начальных стадиях катагенетического преобразования (протокатагенез).

З.В современном разрезе рассматриваемого региона положение «главной зоны нефтеобразования» контролируется глубинами 1400-1600 м -3600-4200 м. Наибольшая глубина главных зон нефте- и газообразования соответствует переходному участку между Хорейверской впадиной и Варандей-Адзъвинской структурной зоной.

4. Основные очаги нефте- и газообразования в экваториальной части Тимано-Печорского бассейна расположены в ВАСЗ и в Печоро-Колвинском авлакогене. В первом генерируются преимущественно жидкие углеводороды, во втором - как жидкие, так и газообразные углеводороды. Дифференциация очагов нефте- и нефтегазогенерации явилась основой прогноза фазового состава углеводородов на перспективных структурных объектах.

**Практическая значимость** данной работы заключается в научном обосновании нефтегазоносности северной экваториальной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна с выделением зон нефте- и газонакопления и качественном прогнозе состава флюидов для выявленных в этой части бассейна структур.

**Публикации и апробация работы.** Предварительные результаты и основные положения работы докладывались на VI и VIII Всероссийской научной конференции студентов, аспирантов и молодых специалистов «Геологи XXI века» (Саратов, 2005; 2007); VIII Международной конференции «Новые идеи в науках о Земле» (Москва, 2007); научной конференции молодых ученых «Трофимуковских чтения - 2006» (Новосибирск, 2006); Международном совещании по проблемам нефтегазовой геологии «Oil & Gas Habitats of Russia and Surrounding Regions» (Лондон, 2006); IX Международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа» (Москва, 2005); VII Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа СНГ «RAO/CIS Offshore - 2005» (Санкт-Петербург, 2005); Международном совещании «Геология рифов» (Сыктывкар, 2005); XII

6

Международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Ломоносов» (Москва, 2005); **XIII** Научной конференции молодых ученых «Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента» (Сыктывкар, 2004) и изложены в 10 опубликованных работах, включая тезисы и тексты докладов конференций.

**Фактический материал. В** качестве фактического материала был использован представительный банк данных (1020 анализов химико-битуминологических исследований образцов пород и керна, включающих пиролитические данные), а также данные исследования флюидов из открытых залежей экваториальной и северной континентальной части исследуемого региона. Эти исследования проводились сотрудниками кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ им. М.В. Ломоносова в течение многих лет. Кроме этого, в работе использовались материалы личных исследований автора по данному региону, проводимые с 2004 г.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, шести глав и заключения. Общий объем работы составляет 178 страниц, включая 76 рисунков и 3 таблицы; библиографический список включает 162 наименования.

**Благодарности.** Автор глубоко признателен своему научному руководителю, кандидату геол.-мин.наук, доценту ***Тамаре*** *Алексеевне* ***Кирюхиной*** за предоставленную возможность работать вместе, за возможность использовать собранный ее за десятилетия материал, а также за постоянную и разностороннюю помощь в ходе подготовки диссертации.

Слова благодарности за предоставленную возможность работать **с** замечательными специалистами и всестороннюю поддержку автор выражает заведующему кафедры, профессору *Михаилу Константиновичу Иванову.* Настоящая работа была завершена также благодаря консультациям и ценным советам со стороны старшего научного сотрудника ***Георгия Евгеньевича*** *Яковлева* и профессора *Антонины Васильевны Ступаковой,* которым автор очень признателен и благодарен.

**7**

Особые слова благодарности автор выражает профессору *Юрию Ивановичу Галушкину* за возможность проведения совместных исследований, а также за ценные консультации и замечания при написании рукописи.

Автор искренне признателен сотрудникам факультета за замечания и  
советы во время обсуждения отдельных вопросов при подготовке работы:  
*O.K. Баженовой, М.А. Большаковой, СИ. Бордунову, Ю.К. Бурлину,  
А.Н. Гусевой, А.В. Ершову, Н.А. Касьяновой, Н.В. Прониной,*

*Е.В. Соболевой, Н.П. Фадеевой,* а также всем друзьям и коллегам, помогавшим на разных этапах выполнения этой работы.

Глубокую признательность за помощь и консультации при освоении программ пакета «Temis» автор выражает зарубежным коллегам из компании Beicip-Franlab, подразделения Французского Института Нефти (Франция): *М.Сент-Жермес, Б.Ероуту, Н.Бъянчи,* а также *Ю.Иоханенсен -* специалисту компании «Статойл» (Норвегия). Искренние слова благодарности за консультации по различным вопросам геолого-геохимической тематики и, в некоторых случаях, возможность использовать совместно полученные научные результаты, автор выражает коллегам из компаний: *Э.Хенриксену* (компания «Statoil»); *Б.Хъюзинга, К.Свиридчук* (компания «ConocoPhilips»).

Автор чтит память о своем первом учителе и наставнике, докторе геол,-мин.наук, профессоре кафедры геохимии геологического факультета МГУ им. MB. Ломоносова *Наталье Алексеевне Титаевой,* идеи и советы которой оказали решающее влияние при выборе научной деятельности, а моральная поддержка и неиссякаемый оптимизм помогали на протяжении всех девяти лет пребывания автора в Университете.

Автор всем выражает свою глубокую благодарность и искреннюю признательность.

**Заключение**

Акваториальная часть Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна является одним из первых районов, с которым связывается ближайшее начало освоения морских запасов углеводородов российских северных акваторий. Открытые здесь месторождения только подтверждают оптимистические ожидания. Однако, эта часть бассейна отличается своими особенностями геологического строения, истории развития и процессами формирования нефтегазоносности.

В данной работе предпринята попытка обобщить геологический материал по рассматриваемой территории, собрать и проинтерпретировать результаты геохимических исследований как флюидов экваториальной части, так и возможных нефтегазоматеринских пород, и, на основе собранного материала, воссоздать возможную историю формирования нефтегазоносности с использованием современных технологий.

В качестве инструмента, позволяющего решать подобные задачи, была использована компьютерная программа «Temis», которая позволяет реконструировать процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в пространстве и во времени. Для восстановления палеотеплового режима, изменяющегося во времени, использовалась компьютерная программа «Гало». В результате, была построена геолого-геохимическая модель формирования нефтегазоносности экваториальной части бассейна.

Площадная зональность в распределении фазового состава флюидов в залежах экваториальной части бассейна (в восточной части выявлены преимущественно нефтяные месторождения; в западной - газовые и газоконденсатные), как показала созданная геолого-геохимическая модель, обусловлена существованием двух очагов нефтегазообразования: Печоро-Колвинского и Варандей-Адзъвинского. В первом выявлены процессы как нефте-, так и газогенерации, во втором - преобладают процессы нефтегенерации.

В западной зоне, в пределах Печоро-Колвинского авлакогена, залежи газообразных углеводородов образуются за счет вертикально мигрирующих

162

палеозойских газов преимущественно нефтематеринских палеозойских пород, находящихся в главной зоне газообразования. Кроме этого, в формировании газонефтеносности участвуют латерально мигрирующие с северной стороны углеводороды нефтегазоматеринских пород Южно-Баренцевской впадины. Для восточной зоны основным процессом формирования залежей является вертикальная миграция и смешение жидких углеводородов палеозойских нефтегазоматеринских пород, при этом основной вклад в формировании нефтяных залежей вносят визейские нефтематеринские толщи.

С учетом степени катагенетического преобразования основных нефтегазоматеринских пород акваториальной части бассейна, а также с учетом возможных направлений миграции углеводородов предполагается: в восточной части акватории, в пределах Варандей-Адзъвинской структурной зоны (структуры: Полярная, Алексеевская, Ю.Рахмановская, Саханинская, Папанинская) в верхнепалеозойских - мезозойских отложениях существование нефтяных залежей; в направлении к Предновоземельскому прогибу вероятно появление газоконденсатно-нефтяных залежей. В западной части, в пределах Печоро-Колвинского авлакогена (структуры: С.Колокоморская, Разломная, Морская, Калининградская), предполагается существование залежей УВ преимущественно газоконденсатно-газового типа, сформировавшихся как за счет вертикальных перетоков флюидов из палеозойских нефтегазоматеринских толщ, находящихся в главной зоне газообразования, так и за счет латеральной (юго-восточного направления) миграции УВ в пределах этой тектонической зоны.

163

**Литература**

1. Аминов Л.З., ПаневаА.З., Удот В.Ф. Геолого-геохимическая характеристика семилукских и верхнефранских отложений северной части Тимано-Печорской провинции (Нефтегазоносность) // Тр. Ин-та геол. Коми фил. АН СССР, 1981, вып. №35. С. 44-57
2. Андреев Г.А., Богацкий В.И., Данилевский С.А.и др. Газы и газоконденсаты Тимано-Печорского седиментационного бассейна: происхождение и размещение залежей // Тезисы докладов Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения В.М.Сенюкова. Ухта. 1997. - с.9-11.
3. Анищенко Л.А., Малышев Н.А. Специфика нефтегазоносности континентальной и экваториальной частей Печоро - Баренцевоморского бассейна// Геология и разработка газовых месторождений: Тез. докл. конф. Севернипигаза, апр. 1997. - Ухта, 1997. - С. 26-28.
4. Анищенко Л.А., Рябинкина Н.Н. Перспективы нефтегазоносности визейского терригенного комплекса Печорского бассейна // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: Материалы XIV Геол. съезда Республики Коми. Сыктывкар, 2004. Т. III. С. 167-168.
5. Анищенко Л.А., Трифачев Ю.М. Шевченко Р.Е. Газовая составляющая и фазовый прогноз нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции// Закономерности размещения зон нефтегазонакопления в Тимано-Печорской провинции: Тр. ВНИГРИ. - Л., 1986. - С. 32-42.
6. Анищенко Л.А., Клименко С.С. Положение зон катагенеза и генерации углеводородов в Тимано-Печорском бассейне / Геология, разработка, эксплуатация месторождений Тимано-Печорской провинции. Книга 2. Геология и бурение. - Ухта, 2001. С. 104-114.
7. Антошкина А.И. Взаимосвязь развития карбонатной платформы и рифообразования (на примере палеозоя северо-востока Европы) // Карбонатные осадочные последовательности Урала и сопредельных территорий: седименто- и литогенез, минерагения: Материалы VI Урал. регион, литолог. совещ. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2004. С. 10-11.
8. Афанасьева М.С., Бурзин М.Б., Михайлова М.В., Кузьменко Ю.Т. Условия образования потенциально нефтематеринских пород // Геология нефти и газа, 1995, № 4.

164

1. Ахмедзянов И.Ф. Флюидоупоры севера Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (на примере Хорейверской впадины): Диссертация на соискание степени кандидата геолого-минералогических наук. М., 1993.
2. Баженова O.K. Геология и геохимия нефти и газа. - М.: Изд-во МГУ, 2004.-415 с.