

На правах рукописи

Норина Дарья Александровна

**СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ
ПЕРМСКО-ТРИАСОВЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО ШЕЛЬФА**

Специальность 25.00.12 – геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Москва - 2014

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых
геологического факультета Московского государственного университета
имени М.В.Ломоносова

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук, доцент
Ступакова Антонина Васильевна

Официальные оппоненты: *Ермолкин Виктор Иванович*
доктор геолого-минералогических наук, профессор
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, профессор)

Мальшева Елена Олеговна
кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
(ООО «РН-Шельф-Арктика», менеджер по геологии)

Ведущая организация: *ОАО «Союзморгео»*

Защита диссертации состоится 23 мая 2014 года в 14 час. 30 мин. на заседании диссертационного совета Д 501.001.40 при Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова по адресу: 119234, Москва, Ленинские горы, Главное здание МГУ, геологический факультет, аудитория 608.

С диссертацией можно ознакомиться в Научной библиотеке Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова в отделе диссертаций Фундаментальной библиотеки по адресу Москва, Ломоносовский проспект, 27 и на сайте Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова www.geo.web.ru.

Автореферат разослан 22 апреля 2014 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Карнюшина Евгения Емельяновна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Оценка перспектив нефтегазоносности пермско-триасового комплекса Баренцева моря в последнее время становится все более актуальной, несмотря на то, что основные крупные и уникальные месторождения газа в этом регионе открыты в юрских отложениях. Это связано с тем, что триасовые отложения являются наиболее вероятным источником углеводородов в бассейне Баренцевоморского шельфа (БМШ). Кроме того, крайне актуальным является вопрос фазового состава прогнозируемых скоплений углеводородов, от которого зависит стратегия освоения данного региона. Вопрос о способности пермско-триасовых пород генерировать не только газовые, но и нефтяные углеводороды в Баренцевоморском бассейне все еще остается открытым. Потенциальная нефтегазоносность триасовых отложений доказана открытиями газовых месторождений Мурманского и Северо-Кильдинского в российском секторе Баренцева моря и газонефтяных в норвежской части акватории. Нефти- и битумопроявления в этих отложениях известны на архипелагах Шпицберген и Земля Франца Иосифа. Необходимость раздельного прогноза зон нефте- и газонакопления в акватории Баренцева моря требует детального изучения геологического строения, условий формирования и генерационного потенциала пермско-триасовых отложений в разных структурных зонах Баренцевоморского шельфа. Однако эта задача осложняется точечным распределением фактического материала в силу больших глубин залегания комплекса и слабой разбуренности акватории. В связи с этим, анализ сейсмогеологических данных позволяет экстраполировать полученную аналитическую информацию керна скважин и образцов пород из обнажений на неразбуренные части акватории.

Цель работы – раздельный прогноз зон нефте- и газонакопления и оценка перспектив нефтегазоносности пермско-триасовых отложений в акватории Баренцевоморского шельфа.

Основные задачи:

1. Сбор геолого-геофизических и скважинных материалов по шельфу Баренцева моря;
2. Уточнить геологическое строение, мощность, условия формирования пермско-триасового терригенного комплекса отложений с использованием данных бурения и сейсморазведки;
3. Выделить интервалы развития нефтегазоматеринских пород в разрезе пермско-триасовых терригенных отложений, определить количество и тип содержащегося в них органического вещества и оценить их исходный нефтегазоматеринский потенциал;
4. Выявить закономерности изменения исходных качественных и количественных характеристик триасовых нефтегазоматеринских пород по площади и в разрезе;
5. Реконструировать процессы нефтегазообразования с использованием 2D бассейнового моделирования в программном пакете Temis Flow;

6. Определить современные очаги генерации нефтяных и газовых углеводородов пермско-триасовыми нефтегазоматеринскими породами и зоны возможного нефтегазонакопления.

Научная новизна. Сейсмо-стратиграфический анализ пермско-триасовых отложений для восточного сектора Баренцевоморского шельфа показал наличие двух основных направлений транспортировки осадочного материала: с юго-востока со стороны Тимано-Печорского бассейна и с востока со стороны Новой Земли и Карского региона. Проведенные исследования нефтегазоматеринских пород в пермско-триасовых отложениях выявили наличие интервалов разреза, способных генерировать как газовые, так и жидкие углеводороды. В юго-восточном секторе Баренцевоморского бассейна впервые установлено наличие глинистых пород с хорошими нефтегазоматеринскими характеристиками в терригенной триасовой толще, которые формировались в условиях кратковременных морских трансгрессий. Подтверждена возможность ниже- и среднетриасовых отложений генерировать жидкие углеводороды в западной (норвежской) и северо-западной части шельфа, и спрогнозирована зона возможного нефтенакопления. На фоне преимущественно газогенерационного потенциала верхнетриасовых отложений дается прогноз на наличие в них пород, содержащих долю сапропелевого органического вещества, способного генерировать жидкие углеводороды.

Защищаемые положения

1. Пермско-триасовый терригенный комплекс имеет проградационное строение. Осадочный материал поступал с юго-востока со стороны Тимано-Печорского бассейна и с востока со стороны Новой Земли, компенсируя в условиях дельтовой равнины устойчивое прогибание Южно- и Северо-Баренцевской впадин и Предновоземельского прогиба в раннем-среднем триасе. Во время регрессии моря дельтовая равнина продвигалась на запад и северо-запад, где последовательно сокращались границы морского бассейна некомпенсированного осадконакоплением. В периоды морских трансгрессий происходило затопление дельтовой равнины, что обусловило цикличное строение пермско-триасового разреза.

2. Цикличность строения разреза обусловила чередование интервалов глинистых пород морского генезиса, обогащенных органическим веществом гумусово-сапропелевого типа, и отложений дельтовой равнины, обогащенных органическим веществом гумусового типа. Доля сапропелевой составляющей в органическом веществе ниже- и среднетриасовых пород и его концентрации увеличиваются на запад и северо-запад региона в зоне некомпенсированного осадконакоплением морского бассейна, где эти отложения обладают высоким и превосходным нефтегазогенерационным потенциалом.

3. Зоны преимущественно газонакопления занимают наиболее погруженные части Баренцевоморского шельфа, где пермско-триасовые нефтегазоматеринские толщи находятся на высоких грациях катагенеза. Зона возможного нефтенакопления расположена на северо-западе региона, где триасовые нефтегазоматеринские толщи могут

генерировать жидкие углеводороды. По обрамлению глубоких впадин прогнозируются зоны нефтегазовых и газонефтяных скоплений.

Практическая значимость. Дан отдельный прогноз зон нефте- и газонакопления в акватории Баренцева моря за счет углеводородов, генерированных нефтегазоматеринскими толщами пермско-триасового возраста. Сейсмостратиграфический и палеогеографический анализ позволил предположить области возможного накопления органического вещества различного типа, а также выделить интервалы разреза, обогащенные сапропелевым органическим веществом. Установлено, что наряду с преимущественной генерацией газовых углеводородов триасовыми толщами, возможна генерация нефтяных углеводородов пермско-триасовыми нефтегазоматеринскими толщами. Бассейновый анализ позволил выделить очаги генерации газообразных и жидких углеводородов нижне-, средне- и верхнетриасовыми нефтегазоматеринскими породами на шельфе Баренцева моря и показать пути миграции углеводородов в места их возможного скопления.

Фактический материал и личный вклад. Для анализа строения и условий формирования пермско-триасового комплекса отложений автором была проведена интерпретация региональных сейсмических профилей общей протяженностью 12 тысяч погонных километров. Сейсмические профили были увязаны с материалами скважин. Кроме того, в основу работы легли данные ГИС по 17 скважинам в акватории Печорского и Баренцева морей. Из литературных источников привлекались детальные описания 17 разрезов обнажений и скважин на о. Надежда и Медвежий, архипелагах Шпицберген, Земля Франца Иосифа и Новая Земля. Автором проведена геохимическая интерпретация аналитических данных по более чем 150 образцам. Для триасовых пород из обнажений архипелагов Земля Франца Иосифа и Шпицберген, где автор принимал участие в полевых работах в 2007 г, им лично выполнен следующий комплекс аналитических исследований: макро- и микроописание, люминесцентно-битуминологический анализ, пиролиз по методу Rock-Eval, жидкостная хлороформенная экстракция, жидкостно-адсорбционная и газовая хроматография, хроматомасс-спектрометрический анализ. Собственные аналитические данные были дополнены обширной базой геолого-геохимических данных, собранной по материалам российских и зарубежных публикаций, фондовых и производственных отчетов ОАО «МАГЭ», ФГУП «АМНГР», ФГУП «ВСЕГЕИ», Норвежского нефтяного директората, по образцам керна и шлама пермско-триасовых пород по 11 скважинам российской части Баренцева моря, 3 скважинам на Земле Франца Иосифа и 4 скважинам норвежского шельфа. Бассейновое моделирование было проведено автором по двум региональным сейсмогеологическим разрезам, полученным в ходе совместных работ с ОАО «МАГЭ».

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались на российских и международных конференциях с 2008 по 2014 гг.:

- European Geosciences Union General Assembly (Вена, Австрия, апрель 2014)

- EAGE 5th Saint Petersburg International Conference & Exhibition (Санкт-Петербург, апрель 2012)
- 1st Students' International Geological Conference (Краков, Польша, апрель 2010)
- AAPG 3P Arctic Conference (Москва, сентябрь 2009)
- 10-я ежегодная конференция EAGE “Геомодель-2008” (Геленджик, сентябрь 2008)
- научная конференция «Ломоносовские чтения» (Москва, апрель 2008)

Публикации. По теме диссертации автором опубликовано 14 работ, включая тезисы конференций, из них две – в журналах, входящих в перечень ВАК Минобрнауки РФ: Геология нефти и газа, № 3, 2012 г. и Вестник Московского университета. Серия 4. Геология, № 1, 2014 г.

Структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, восьми глав и заключения. Общий объем работы составляет 208 страниц, в том числе 115 рисунков и 8 таблиц. Список литературных источников содержит 184 наименования.

Благодарности. Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю д.г.-м.н., заведующему кафедрой *Антонине Васильевне Ступаковой* за многолетнюю и всестороннюю поддержку и помощь при написании работы. Глубокую признательность автор выражает к.г.-м.н., в.н.с. *Тамаре Алексеевне Кирюхиной* за приобретенные практические навыки и знания в области геохимического изучения нефтегазоматеринских пород. Автор очень признателен за помощь в проведении аналитических исследований и консультации сотрудникам кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова: *Т.Н.Корневой, И.М.Натитник, Н.П.Фадеевой, Е.В.Соболевой, Н.В.Прониной, В.В.Мальцеву, С.И.Бордунову, К.А.Ситар, М.А.Большаковой, Е.Н.Полудеткиной, Н.М.Кирюхиной, А.А.Сусловой, Р.С.Сауткину*. Автор благодарит коллектив *ОАО «МАГЭ»* и *ФГУП «ВСЕГЕИ»* за любезно предоставленные материалы и обсуждения при подготовке работы, а также *V.Mouly* и *F. Tard* за научные консультации, способствовавшие пониманию проблем геологии региона.

Особую благодарность автор выражает всем членам своей семьи и друзьям за бесценную моральную поддержку во время написания работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Геолого-геофизическая изученность Баренцевоморского шельфа и обзор исследований пермско-триасового комплекса отложений. В главе рассматривается физико-географическое положение региона, объем проведенных геофизических работ и поисково-разведочного бурения. Всесторонним изучением пермско-триасовых терригенных отложений занимались ведущие российские ученые: И.С. Грамберг, Т.М. Пчелина, В.В. Суслова, З.З. Ронкина, Э.Н. Преображенская, Н.В. Устинов, И.В. Школа, В.Д. Дибнер, Е.Г. Бро, А.И. Данюшевская, О.И. Супруненко, Л.А. Фефилова, М.Л. Верба, Н.Н. Соболев, П.О. Соболев, Ю.Ф. Федоровский, В.И. Устрицкий, Е.А. Маргулис, Ю.Ш. Шипелькевич, Л.А. Дараган-Суцова, Б.В. Сенин, М.И. Леончик Т.А. Кирюхина, К.Г. Вискунова, И.А. Таныгин, В.Н. Зинченко, Е.О. Петров,

В.А. Басов, А.Ю. Юнов, Л.В. Василенко, Б.А. Клубов, А.К. Худoley. Большой вклад внесли также работы зарубежных исследователей: А. Mork, Е. Henriksen, R.H. Gabrielsen, A.G. Dore, J.I. Faleide, E. Glorstad-Clark, M. Bjoroy, S.J. Lindquist, S.E. Ohm, F. Riis и др.

Глава 2. Геологическое строение Баренцевоморского бассейна. Разрез пермских терригенных отложений на Новой Земле начинается с кремнисто-глинисто-алевритовых пород с фауной аммоноидей ассельского яруса (Каленич и др., 2004), перекрытых мощной средне-верхнепермской толщей переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов. В Печорском море возраст кровли нижнепермских карбонатов меняется от ассельского до сакмарско-артинского, и артинско-кунгрусские глинисто-алевролитовые отложения маркируют переход к терригенной седиментации (Баренцевская шельфовая плита, 1988). Артинско-татарские отложения на западе БМШ представлены алевро-глинистыми, глинисто-кремнистыми, кремнисто-карбонатными и карбонатно-глинистыми породами с морской фауной (Lithostratigraphic lexicon, 1999). Пермские отложения отсутствуют на Земле Франца Иосифа (ЗФИ), где триас несогласно залегает на известняках среднего карбона. Стратиграфический перерыв между пермскими и триасовыми отложениями фиксируется на Шпицбергене, в скважинах в Печорском море и на юго-западе БМШ. Отложения триасовой системы присутствуют практически повсеместно в пределах бассейна. Породы преимущественно терригенные по составу, иногда с прослоями и конкрециями карбонатов, представлены в объеме трех отделов триаса.

С тектонической точки зрения БМШ расположен на северной окраине Восточно-Европейской платформы и окружен складчатыми системами байкальского (Тиманский Кряж, Пайхой), каледонского (Скандинавская складчатая система), герцинского (Урал) и позднегерцинско-раннекиммерийского (Новая Земля) возраста. В его пределах выделяются тектонические элементы первого порядка: Центрально-Баренцевская и Северо-Баренцевская сверхглубокие депрессии, Южно- и Восточно-Баренцевская зоны ступеней, Северо-Баренцевская зона поднятий и Предновоземельский краевой прогиб (Ступакова, 2011). В пределах субширотной Центрально-Баренцевской сверхглубокой депрессии расположена система линейно-вытянутых поднятий (Лоппа, Бьярмелэнд, Лудловское, Лунинское, Штокмановское, валы Демидовский, Ферсмановский, свод Федынского и др.), разделенных прогибами и впадинами (Хаммерфест, Нордкапп, Южно-Лунинская, Северо-Штокмановская). Мощность осадочного чехла в крупной Южно-Баренцевской впадине достигает 20 км. В пределах субмеридиональной Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии инверсионная Альбановско-Горбовская седловина разделяет Северо-Баренцевскую впадину от прогиба Святой Анны. Северо-Баренцевская зона поднятий представляет собой жесткий платформенный массив в северо-западной части БМШ.

В *истории геологического развития* БМШ выделяется три этапа: рифей-раннепермский, пермско-триасовый и юрско-кайнозойский. На рифей-раннепермском этапе проявились авлакогенная стадия развития древней платформы (рифей–средний девон) и синеклизная (поздний девон–ранняя пермь). В пермско-триасовый этап

произошла активизации бассейна: формирование Уральской, а затем Новоземельской складчатых областей, Предновоземельского прогиба, активное прогибание Южно- и Северо-Баренцевской впадин. Морская трансгрессия и похолодание климата в артинском веке ранней перми привели к смене карбонатного осадконакопления на терригенно-кремнистое и терригенное. С триасового периода установился режим терригенного осадконакопления. На юрско-кайнозойском этапе окончательно формируется современный структурный план бассейна.

Глава 3. Нефтегазоносность Баренцевоморского шельфа. В разрезе БМШ выделяется 5 нефтегазоносных комплексов (НГК): доверхнедевонский, верхнедевонско-нижнепермский, пермско-триасовый, юрский и меловой. В Печорском море нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения открыты верхнекаменноугольно-нижнепермских карбонатных и в верхнепермских песчаных резервуарах. На о. Колгуев и в акватории Баренцева моря нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи в триасовом НГК приурочены к песчаным коллекторам аллювиального, дельтового и мелководно-морского генезиса. Залежи пластово-сводовые, литологически экранированные, реже массивные. Развита локальные глинистые покрывки.

Глава 4. Строение и условия формирования пермско-триасового комплекса отложений. Совместный анализ скважинных данных и временных сейсмических разрезов (ВСР) с использованием методов сейсмостратиграфии (Сейсмическая стратиграфия, 1982) и секвентной стратиграфии (Копаяевич, Малышева, 2008; Catuneanu, 2006) позволил выделить два сейсмо-стратиграфических комплекса (ССК): нижне-верхнепермский и триасовый. В пределах каждого ССК на основании интерпретации каротажных диаграмм были выделены секвенции - относительно согласные последовательности генетически взаимосвязанных слоев, ограниченных несогласиями или коррелятивно связанными с ними согласными поверхностями (Габдулин и др., 2008). Их строение отражает цикличность более высокого порядка, связанную с колебаниями относительного уровня моря и количеством терригенного материала, поступающего в бассейн осадконакопления.

Нижне-верхнепермский ССК ограничен в подошве отражающим горизонтом Ia (ОГ), соответствующим кровле нижнепермских карбонатов, а в кровле - ОГ А, представляющим поверхность пермско-триасового эрозионного несогласия в бортовых частях Южно-Баренцевской впадины. В акваториальной части Печорской плиты и в Предновоземельском прогибе нижне-верхнепермский ССК представлен проградационной серией полого падающих клиноформ, формирующих несогласие типа подошвенного прилегания с ОГ Ia (рис. 1). Отмечается два направления проградации: северо-западное (с Печорской плиты) и западное (с Новой Земли). Мощность нижне-верхнепермского ССК составляет 0,8-1 км в акватории Печорского моря, 1-2,5 км в Предновоземельском прогибе и Южно-Баренцевской впадине, уменьшается на Адмиралтейском поднятии.

В разрезе пермских терригенных отложений в скважинах Печорского моря выделено 5 секвенций мощностью от 100 до 300 м. Границы секвенций формируются при падении относительного уровня моря, проявляются в виде внутрiformационных

перерывов в осадконакоплении и могут прослеживаться как ОГ на ВСР. Каждая секвенция начинается с маломощной трансгрессивной пачки, представленной сероцветными глинистыми и глинисто-алевритовыми породами с морской фауной. Выше залегает толща переслаивания аргиллитов, алевролитов и песчаников, которая формируется в условиях высокого стояния уровня моря. Вверх по разрезу увеличивается песчаность пород, появляются дельтовые фации и прослойки угля. В скважинах Северо-Гуляевская и Приразломная верхнепермские секвенции эродированы в ходе предтриасового размыва.

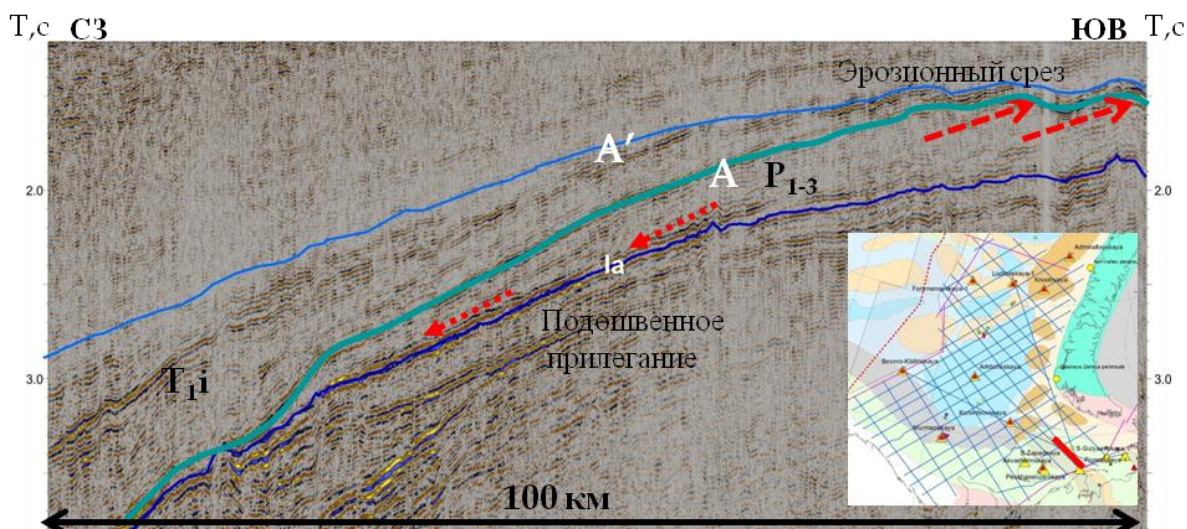


Рис. 1. Структура нижне-верхнепермского ССК в акватории Печорского моря

Вышезалегающий **триасовый ССК** ограничен в подошве поверхностью предтриасового несогласия (ОГ А), а в кровле - поверхностью рэтского несогласия (ОГ Б). Рэтское региональное несогласие выделяется как эрозионное в Предновоземельской зоне и на Кольской моноклинали и как стратиграфическое, по отсутствию рэтских отложений, во многих скважинах БМШ. Общая мощность триасового ССК достигает 8-9 км в Южно-Баренцевской впадине и 10,5-12 км в Предновоземельском прогибе. Внутритриасовые ОГ А', А₂ и А₃ позволяют разделить триасовый ССК на 4 подкомплекса.

Индский подкомплекс на сейсмических профилях в юго-восточном секторе БМШ имеет клиноформное строение. Клиноформы характеризуются сигмовидным рисунком сейсмических отражений, которые образуют несогласие типа подошвенного прилегания к нижележащей поверхности максимального затопления (рис. 2). Наблюдается смещение перегиба клиноформ в западном и северо-западном направлении, что указывает на проградационное заполнение бассейна в результате интенсивного привноса терригенного материала. Перегиб клиноформ соответствует кромке обширной дельтовой равнины и области перехода к мелководному и глубоководному шельфу - зоне некомпенсированного осадконакопления с глубинами моря 200-500 м, судя по высоте клиноформ. Первая индская клиноформа фиксируется севернее острова Колгуев в восточном секторе БМШ. В течение индского века дельтовая равнина продвинулась вглубь бассейна до склонов поднятий Лоппа и Гардербанкен на западе БМШ, где возраст клиноформ определен как позднеиндский (Glorstad-Clark, 2011). Мощность индского подкомплекса максимальна в Южно-Баренцевской впадине и в Предновоземельском прогибе, где она достигает 3,6-

4 км (рис. 3), и сокращается в западном и северо-западном направлении до 1,7-2 км из-за выпадения нижеиндских секвенций из разреза.

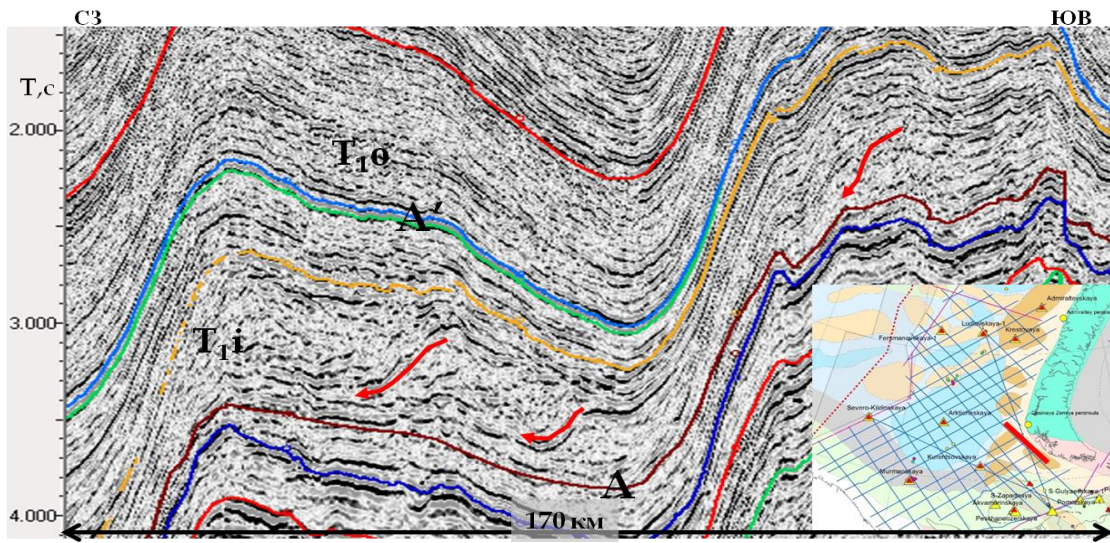


Рис. 2. Клиноформенное строение индского сейсмостратиграфического подкомплекса

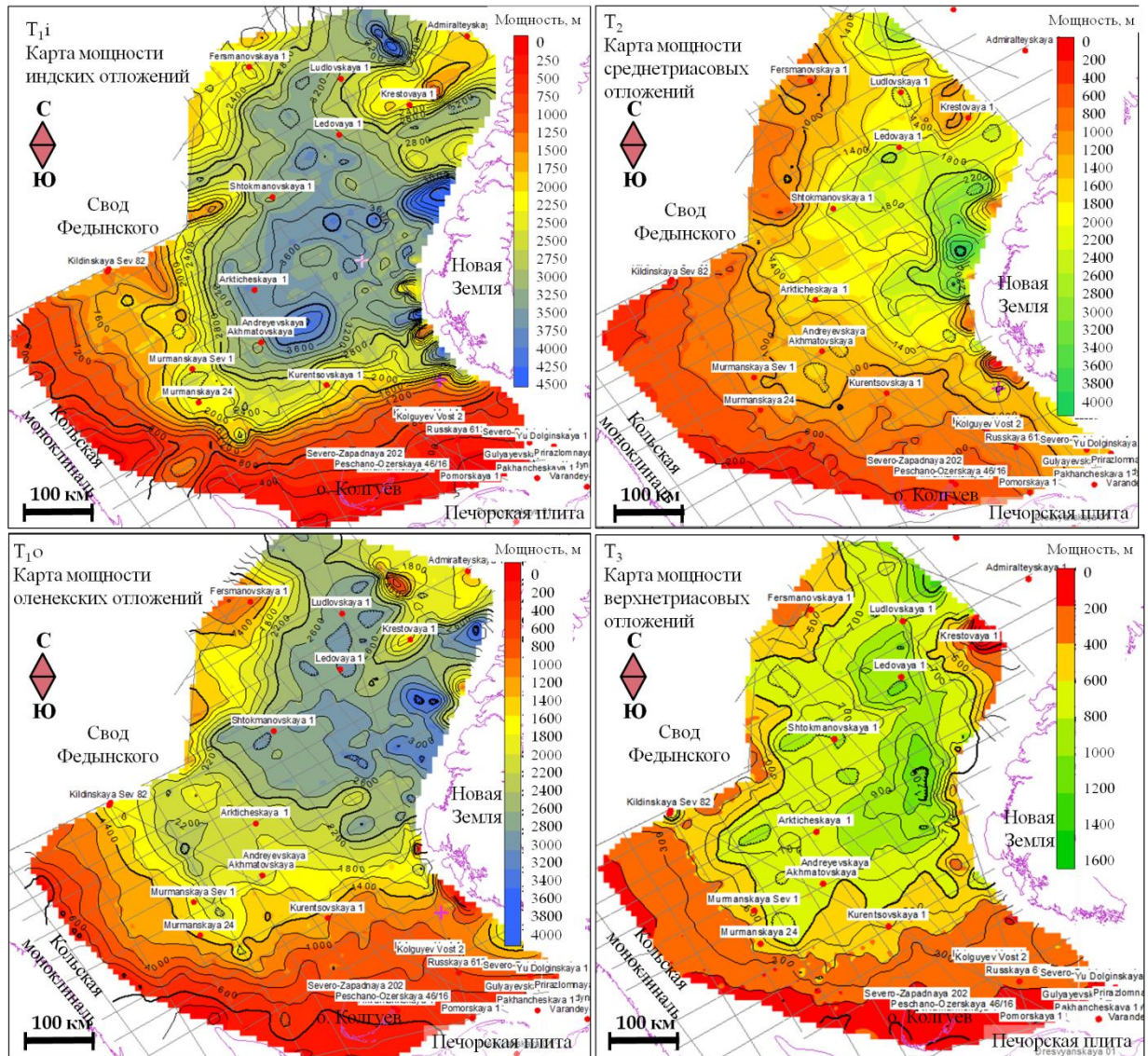


Рис. 3. Карты мощностей индских, оленекских, средне- и верхнетриасовых отложений в юго-восточном секторе Баренцевоморского бассейна

Верхнеиндская секвенция вскрыта Северо-Кильдинской и Мурманской скважинами (рис. 4). Мощная трансгрессивная глинистая пачка этой секвенции хорошо коррелируется с глинистыми отложениями верхней части формации Хаверт на западе БМШ. Ее накопление связано с повышением относительного уровня моря и затоплением дельтовой равнины. ОГ А' приурочен к верхней границе этой секвенции.

Оленекский подкомплекс отличается от индского на юго-востоке БМШ. Для сейсмической записи характерно отсутствие клиноформ, наличие высокочастотных и средне- до высокоамплитудных отражений, образующих бугристый рисунок, типичный для аллювиально-дельтовой равнины (рис. 4). Перегибы клиноформ картируются только в западных и северо-западных районах БМШ (Glorstad-Clark, 2010), куда осадочный материал поступал в периоды регрессии моря, постепенно заполняя область некомпенсированного осадконакопления. Во время трансгрессий происходило затопление дельтовой равнины на юго-востоке бассейна и формировались глинистые отложения ниже- и верхнеоленекской секвенций. Внутриоленекский ОГ А", приуроченный к границе этих секвенций, хорошо трассируется в разрезах скважин и на сейсмических профилях (рис. 4). Мощность оленекского подкомплекса достигает 2,2-3 км в Южно-Баренцевской впадине и в Предновоземельском прогибе (рис. 3).

Среднетриасовый подкомплекс ограничен в подошве протяженным ОГ А₂, приуроченным к границе оленекского и анизийского ярусов. Внутри подкомплекса отмечается наличие субпараллельных высокоамплитудных отражающих горизонтов, которые удается трассировать на значительные расстояния. Они, видимо, отвечают этапам морской трансгрессии в среднем триасе и формированию выдержанных по площади глинистых интервалов разреза. Клиноформенные тела в восточном секторе БМШ в среднетриасовом подкомплексе не наблюдаются, однако норвежские исследователи отмечают дальнейшую проградацию дельтовой равнины на северо-запад и запад до острова Надежды (Glorstad-Clark, 2010). Мощность среднетриасового подкомплекса составляет 1,2-1,6 км в Южно-Баренцевской впадине и 1,6-3,8 км в центральной части Предновоземельского прогиба (рис. 3).

По скважинным данным в среднетриасовом подкомплексе выделены анизийская и ладинская секвенции. Они хорошо коррелируются от скв. Мурманская, Северо-Кильдинская (рис. 4), Лудловская и Ферсмановская к скважинам на норвежском шельфе. В соответствующем направлении с юго-востока на запад увеличивается доля в разрезе алевро-глинистых трансгрессивных пачек мелководно-морского генезиса. Отложения аллювиально-дельтового генезиса широко представлены в скважинах Южно-Баренцевской впадины и Печорской плиты.

Верхнетриасовый подкомплекс ограничен в подошве ОГ А₃, приуроченным к перерыву в осадконакоплении на границе среднего и верхнего триаса. Это стратиграфическое несогласие подтверждается наличием корней растений в кровле ладинских отложений в скважине Арктическая. Верхняя граница подкомплекса (ОГ Б) связана с рэтским несогласием на границе триаса и юры. Верхнетриасовый подкомплекс

Верхнетриасовые отложения вскрыты скважинами на юго-востоке БМШ, где они представлены толщей переслаивания глин и песчаников, накапливавшейся в условиях прибрежно-морских, дельтовых и аллювиальных равнин. В разрезе карнийского и норийского ярусов по каротажным диаграммам выделяется 2 секвенции (рис. 4). Глинистые отложения накопились во время ранне- и позднекарнийских трансгрессий, их мощности сокращаются в бортовых частях бассейна. В норийский век происходит некоторое осушение бассейна, что проявляется в увеличении доли песчаного материала в разрезе норийской секвенции. Отложения рэтского яруса размыты в бортовых частях Южно-Баренцевской впадины, но вскрыты скважинами Арктическая, Куренцовская и Лудловская, где выделяются в объеме одной секвенции мощностью до 180 м.

Глава 5. Оценка нефтегазоматеринских свойств пермско-триасовых отложений. Для выявления нефтегазоматеринских пород (НГМП) в разрезе пермско-триасовых отложений и оценки их генерационного потенциала применялся комплекс геохимических методов качественной и количественной характеристики органического вещества (ОВ).

Пермские артинско-татарские глинистые, глинисто-кремнисто-карбонатные и глинисто-кремнистые отложения в западной части БМШ и на архипелаге Шпицберген содержат ОВ гумусового типа (значения водородного индекса $HI < 200$ мгУВ/гСорг) в количествах 0,5-1,5% и обладают бедным газогенерационным потенциалом (< 1 мгУВ/г породы). Однако в скважинах на моноклинали Финнмарк и по периферии прогиба Нордкапп встречаются прослойки верхнепермских пород с концентрациями ОВ гумусово-сапропелевого типа (HI до 350 мгУВ/гСорг) до 3%, которые обладали хорошим исходным нефтегазоматеринским потенциалом. Сейчас эти отложения находятся на градациях катагенеза МК₄-МК₅. В северной части Печорской плиты пермские отложения содержат до 4,5-10% ОВ преимущественно гумусового типа (Ситар, 2007). В Южно-Баренцевской впадине пермские отложения не вскрыты скважинами.

Нижнетриасовые индские глинистые породы содержат ОВ гумусового и сапропелево-гумусового типа. Наибольшие концентрации ОВ до 1,7% в них приурочены к прогибу Нордкапп, где исходный потенциал на начало катагенеза мог достигать 6 мгУВ/г породы. Индские отложения на архипелаге Шпицберген характеризуются ОВ гумусового типа ($HI < 152$ мгУВ/гСорг) и низкими содержаниями битумоида, что подтверждает их бедный газогенерационный потенциал. Согласно значениям битумоидного коэффициента $\beta^{x6} = 10,5-46\%$, присутствуют как сингенетичные, так и миграционные битумоиды.

Породы *оленинского* яруса характеризуются более высокими содержаниями ОВ до 1,25-2,9% в южных и центральных районах Шпицбергена, и до 6% – на востоке архипелага, на о. Эдж. В том же направлении возрастает содержание сапропелевой компоненты в ОВ (HI до 320 мгУВ/гСорг) (рис. 5) и содержание битумоидов до 0,076-0,78%. Гумусово-сапропелевый тип ОВ подтверждается коэффициентами $Pr/Ph = 1,4-2$ и $Pr/n-C_{17} = 1,5-1,6$ и $Ph/n-C_{18} = 1,2-1,6$. Эти отложения характеризуются хорошим нефтегазогенерационным потенциалом - до 12 мг УВ/г породы.

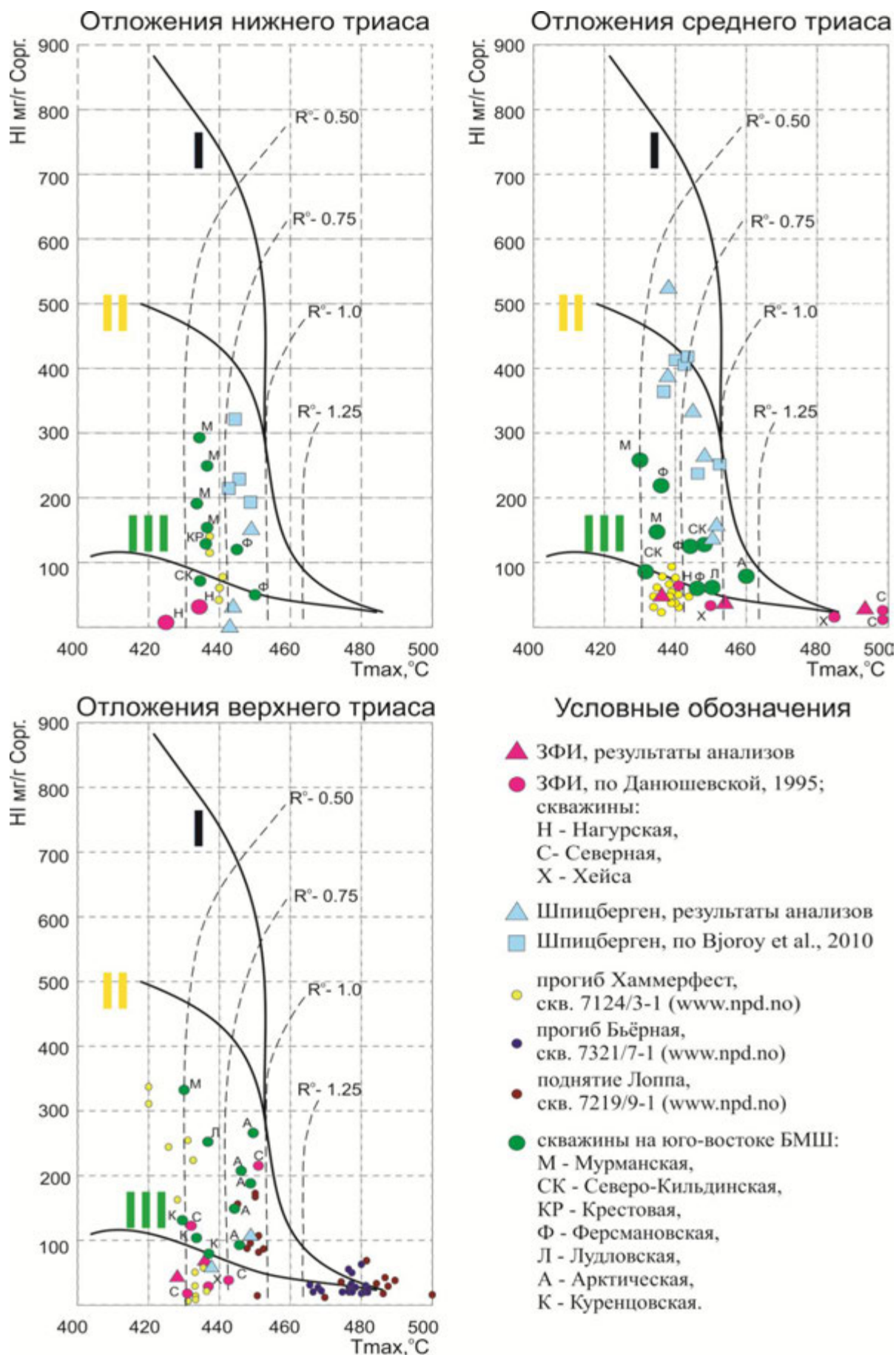


Рис. 5. Тип и степень катагенетической зрелости органического вещества триасовых отложений Баренцевоморского бассейна

В западной части БМШ оленекские породы также содержат до 2-8% ОВ, в составе которого преобладает сапропелевая компонента ($HI=200-500$ мгУВ/гСорг). Согласно соотношению стеранов C_{27} , C_{28} и C_{29} породы накапливались в условиях открытого моря.

Нижнетриасовые глинистые породы на ЗФИ, востоке и юго-востоке БМШ содержат в среднем 0,6-1,16% ОВ гумусового типа ($HI < 100$ мгУВ/гСорг) и обладают бедным газогенерационным потенциалом (рис. 5). Тип ОВ подтверждается бимодальным распределением *n*-алканов в хлороформном экстракте, и в целом - преобладанием высокомолекулярных *n*-алканов. Однако, в оленекских отложениях на площадях Крестовая, Мурманская, Северо-Кильдинская, Ферсмановская встречаются глинистые прослои с содержанием ОВ до 3-5,5, реже 7% (рис. 4). При этом тип ОВ - гумусово-сапропелевый, HI до 300 мгУВ/гСорг (рис. 5). Эти породы имеют удовлетворительный и хороший генерационный потенциал (2,5-10 мгУВ/г породы) и способны давать жидкие углеводороды (УВ).

Среднетриасовые темно-серые и черные глинистые отложения анизийского яруса обладают наилучшими нефтегазоматеринскими характеристиками. На Шпицбергене количество ОВ в них возрастает от 1,38-1,7% в центральных районах до 7,45-10% в восточных разрезах. Тип ОВ меняется в этом направлении от гумусово-сапропелевого ($HI=130-337$ мгУВ/гСорг) до морского сапропелевого ($HI=390-525$ мгУВ/гСорг) (рис. 5). Этот вывод подтверждается результатами газовой хроматографии: в образцах из восточной части архипелага, в отличие от образцов из центральных разрезов, отсутствует второй максимум *n*-алканов в высокомолекулярной области. Содержание битумоида в породах достигает 0,1-1,2%, в его составе преобладают масла и смолы - до 80%. Встречены как сингенетичные, так и миграционные битумоиды, в некоторых образцах замечены высачивания жидких УВ. Исходный генерационный потенциал этих пород превосходный: 8-15 (иногда до 29-57) мгУВ/г породы. Морской генезис и восстановительные условия накопления ОВ определяются по распределению стеранов $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ (33:25:42) и отношению пристана к фитану 0,9 - 1,2. Эти отложения могут служить источником нефтяных и газовых УВ. Б.А.Клубов связывал наиболее заметные проявления природных битумов именно с породами этого яруса (Клубов, 1997).

На западе БМШ (прогиб Нордкап, поднятие Лоппа) среднетриасовые глинистые породы обогащены ОВ (2-6 до 16%) гумусово-сапропелевого типа (Vjoroy et al, 2006). На моноклинали Финнмарк и в прогибе Хаммерфест содержание ОВ в них уменьшается до 0,6-1,5%, а значения $HI < 100$ мгУВ/Сорг говорят о преобладании гумусовой органики. Согласно распределению стеранов C_{27} , C_{28} , C_{29} ОВ накапливалось в морских условиях, но вблизи источника сноса, который обеспечил поступление гумусовой компоненты. Среднетриасовые глинистые отложения на ЗФИ характеризуются низким содержанием гумусового ОВ 0,11-1,04% и бедным газогенерационным потенциалом, менее 0,6мгУВ/г породы (рис. 5). Преобладание нечетных *n*-алканов как в низко-, так и высокомолекулярной области, а также большой нафтеновый фон из сложных полиароматических структур подтверждает гумусовую природу ОВ. Для среднетриасовых

пород в скважинах Хейса и Северная исходный генерационный потенциал мог достигать 2,7 мгУВ/г породы.

На юго-востоке БМШ содержание ОВ гумусового типа в глинистых отложениях среднего триаса составляет в среднем 0,15-0,37%. Однако, в отдельных прослоях его концентрации увеличиваются до 1,2-2,3% и появляется примесь сапропелевой компоненты, НІ достигает 225-260 мгУВ/г Сорг (рис. 5). Исходный генерационный потенциал таких пород характеризуется как удовлетворительный и хороший. В составе генерируемых УВ будет преобладать газ с некоторой долей жидких компонентов.

Верхнетриасовые отложения на Шпицбергене и ЗФИ обладают значениями ТОС 0,5-1,34%, гумусовым типом ОВ (НІ=50-105 мгУВ/гСорг) (рис. 5), низкими содержаниями битумоидов 0,045-0,071% и бедным газогенерационным потенциалом, менее 0,7 мгУВ/г породы. Максимум распределения н-алканов смещен в высокомолекулярную область, что подтверждает тип ОВ. Однако в скважине Северная на ЗФИ встречаются прослой черных глин с содержанием ОВ до 10,8% (Данюшевская, 1995) и примесью сапропелевой составляющей в его составе (НІ=214 мгУВ/гСорг) (рис. 5). Для юго-восточной части БМШ средние содержания ОВ в верхнетриасовых глинистых породах составляют 0,1-0,75%, однако в карнийских отложениях скважин Арктическая, Лудловская, Мурманская и Куренцовская встречаются отдельные прослой с концентрациями ОВ до 1-3,8% (рис. 4). Как и в карнийских черных глинах на ЗФИ, в этих породах возрастает доля сапропелевого ОВ, значения НІ достигают 250 (реже 350) мгУВ/гСорг (рис. 5). Такие прослой обладают хорошим исходным генерационным потенциалом и могут быть источником как газовых, так и нефтяных УВ. Такие же прослой встречены в верхнетриасовых отложениях в восточной части прогиба Хаммерфест и на западе прогиба Нордкапп. В более западных районах БМШ верхнетриасовые породы содержат 2-5% ОВ гумусового типа (НІ=150-170 мгУВ/г породы), но они уже в значительной мере выработали свой потенциал.

Глава 6. Закономерности изменения исходного нефтегазогенерационного потенциала пермско-триасовых отложений Баренцевоморского шельфа. Было выделено 4 палеогеографических зоны: озерно-аллювиальная равнина, дельтовая равнина, зона мелководно-морского шельфа и глубоководного шельфа (рис. 6). Геохимический анализ ОВ в отложениях этих зон позволил провести районирование на основе закономерностей изменения исходного нефтегазогенерационного потенциала.

Для озерно-аллювиальных равнин, распространявшихся на шельфе Печорского моря, вдоль Кольской моноклинали и в районе Новой Земли (рис. 6), характерно накопление отложений с минимальными содержаниями ОВ гумусового типа и бедным газогенерационным потенциалом 0,1-0,4 мгУВ/г породы. Отложения нижнего и среднего триаса этой зоны изучены в скважинах Песчаноозерская, Колгуевская, Варандей-море.

В пределах дельтовой равнины количество ОВ гумусового типа в глинистых породах достигает 1-1,85%. Они характеризуются бедным и удовлетворительным газогенерационным потенциалом (0,3-2,5 мгУВ/г породы) и изучены по скважинам в юго-восточном секторе БМШ. На протяжении триасового периода дельтовая равнина

проградировала в северо-западном и западном направлении. Во время морских трансгрессий занимаемые ею площади сокращались (рис. 6), и накапливались глинистые отложения с хорошим нефтегазогенерационным потенциалом (от 1–5 до 7–23 мгУВ/г породы), содержащие 1,5-3,8% (реже 5-7%) ОВ гумусово-сапропелевого типа. Такие прослои встречаются в нижнетриасовых отложениях в Мурманской (рис. 4), Северо-Кильдинской и Ферсмановской скважинах, в среднетриасовых - в Лудловской, Мурманской, Ферсмановской, а в верхнетриасовых - также в Арктической и Куренцовской скважинах (рис. 6).

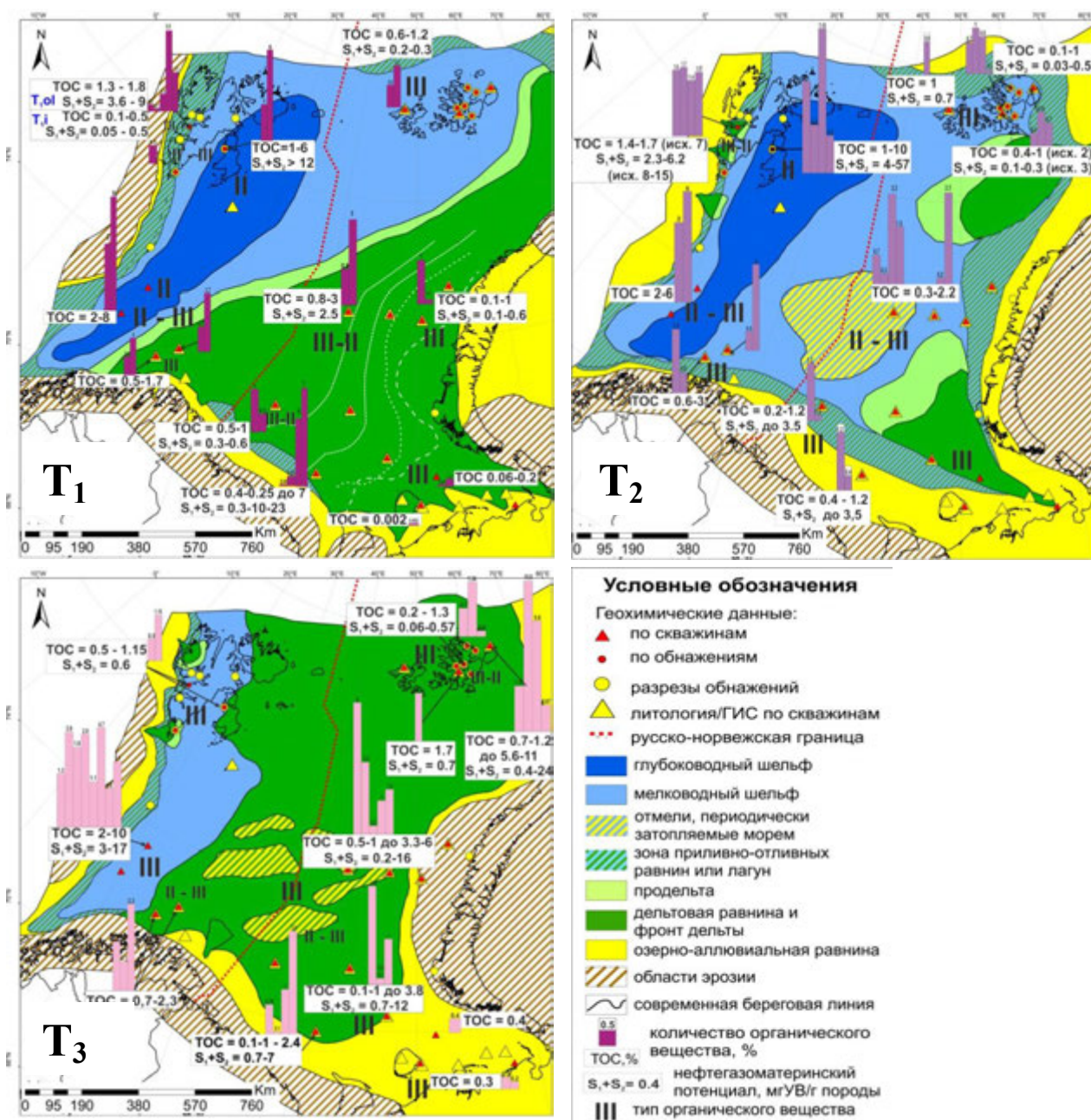


Рис. 6. Сопоставление нефтегазоматеринских свойств триасовых отложений и обстановок их осадконакопления.

Область развития мелководно-морского шельфа сокращалась по мере проградации дельтовой равнины и несколько расширялась только во время трансгрессий. В ее пределах глинистые породы характеризуются концентрациями ОВ 1,2-3%, в котором варьирует

содержание сапропелевой компоненты. Генерационный потенциал меняется от 0,5-1,6 до 9-17 мгУВ/г породы. Нижне- и среднетриасовые отложения этой зоны изучены в обнажениях и скважинах на ЗФИ, в центральной части Шпицбергена, в прогибах Хаммерфест и Нордкапп, а верхнетриасовые - в скважинах западной части акватории.

К зоне глубоководного шельфа приурочены глинистые отложения с гумусово-сапропелевым и сапропелевым типом ОВ (от 1-2 до 6-10%) (рис. 6) и превосходным нефтегазогенерационным потенциалом от 4-12 до 57 мгУВ/г породы. Эта зона располагалась в западной и северо-западной части бассейна и к концу триаса была заполнена осадочным материалом, приносимым с юго-востока и востока. Отложения изучены по обнажениям на востоке Шпицбергена и в скважинах на юго-западе акватории.

Глава 7. Моделирование процессов нефтегазогенерации в юго-восточной части Баренцевоморского бассейна. Результаты бассейнового моделирования по двум профилям, пересекающим Южно-Баренцевскую впадину в перпендикулярных направлениях (рис. 7), показали, что процессы генерации УВ начались в верхнепермских и индских НГМП уже к концу раннего триаса. На современном этапе они выработали свой потенциал. Оленекские НГМП вступили в главную зону нефтеобразования (ГЗН) в анизийском веке, а процессы миграции УВ из них, начавшиеся в конце триаса, продолжают до сих пор на периферии впадины. Степень трансформации ОВ варьирует от 30 до 100%. Среднетриасовые НГМП достигли ГЗН в норийском веке, а миграция УВ из них началась в конце юрского периода. Для среднетриасовой НГМП отмечается уменьшение степени трансформации ОВ от 90% в Южно-Баренцевской впадине до 50-40% в юго-западной ее периферии. Верхнетриасовые НГМП находятся в ГЗН в пределах впадины начиная с раннего мела. Миграции УВ из них началась в конце мелового периода, но процессы генерации еще не достигли максимума, степень трансформации ОВ не превышает 10-15%. Миграция УВ имеет как вертикальную, так и латеральную направленность из центральной части впадины к ее бортам.

Глава 8. Очаги нефтегазообразования и перспективы нефтегазоносности Баренцевоморского шельфа. Степень зрелости пермско-триасовых НГМП оценивалась по значениям T_{\max} пиролиза, замерам отражательной способности витринита, результатам моделирования и экстраполировалась на основании структурного плана. Пермские и индские НГМП находятся на грациях АК на юго-востоке БМШ и на грациях МК₄-МК₅ - в центральной части шельфа. В пределах Южно- и Северо-Баренцевской впадин, прогиба Святой Анны и прогибов в западной части БМШ располагаются основные *очаги генерации* УВ, к центральным частям которых увеличивается степень зрелости триасовых НГМП. Зрелость оленекских и среднетриасовых НГМП в их пределах достигает МК₄-МК₅ до АК и уменьшается до грации МК₃ по периферии впадин и в центральной части БМШ (рис. 7). Наименьшей степенью зрелости МК₁-МК₂ эти породы характеризуются в пределах поднятий Ферсмана, Федынского и Адмиралтейского, на моноклинали Финнмарк и Печорской плите, на востоке и западе архипелага Шпицберген, на западе ЗФИ и в Северо-Баренцевской зоне поднятий. Верхнетриасовые НГМП в пределах

Центрально- и Северо-Баренцевской сверхглубоких депрессий и на западной периферии Северо-Баренцевской зоны поднятий находятся на грациях катагенеза МК₁-МК₂. Исключение составляют поднятия Ферсмана и Федынского, где эти отложения незрелые, а также центральная часть Южно-Баренцевской впадины, прогибы на западе БМШ и прогиб Стурфьорд на Шпицбергене, где они достигли граций МК₃-МК₄ (рис. 7).

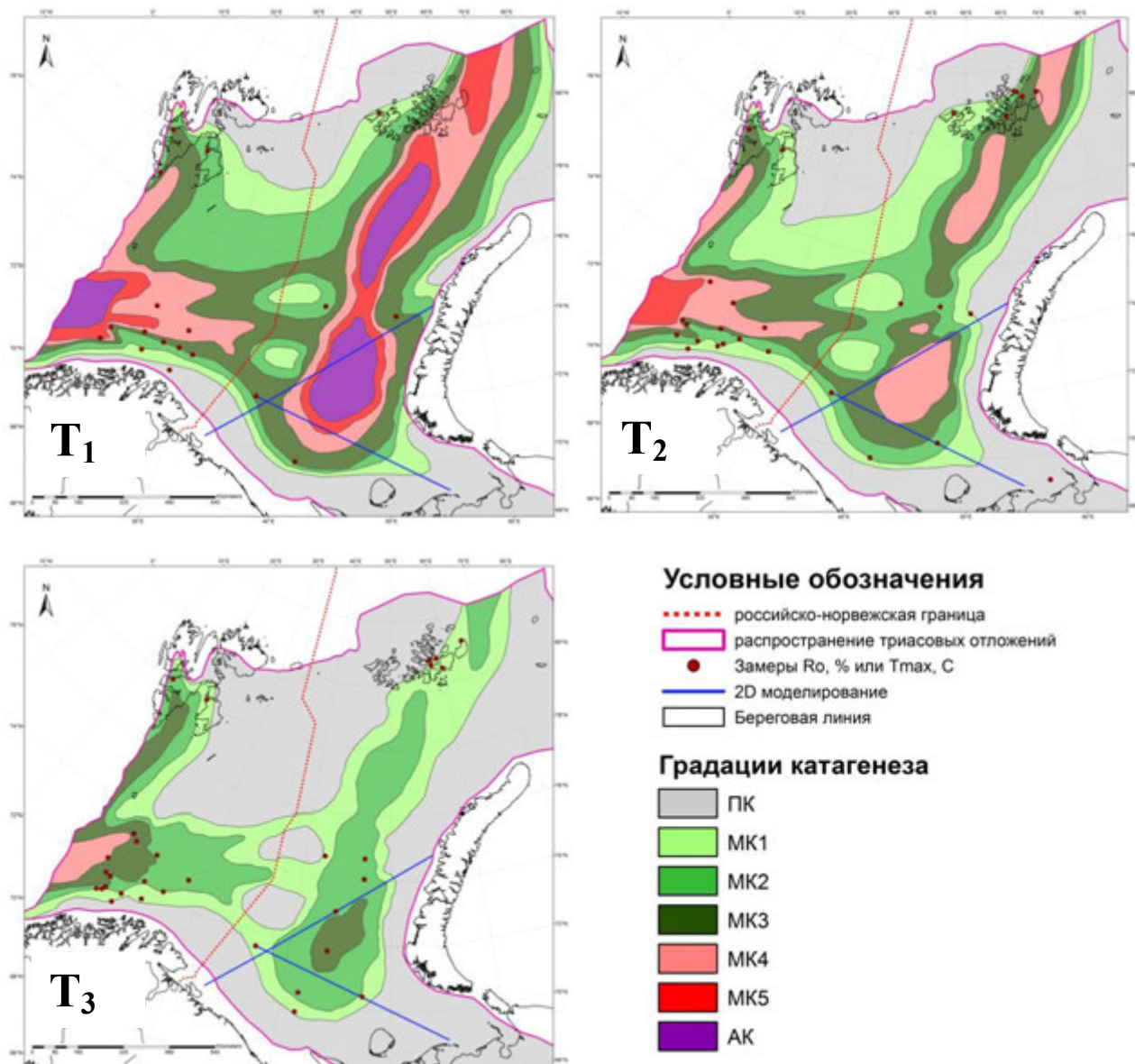


Рис. 7. Карта катагенетической зональности нижне-, средне и верхнетриасовых отложений Баренцевоморского шельфа

На основе выявленных геолого-геохимических особенностей пермско-триасовых отложений дается **прогноз фазового состава флюидов** в пределах БМШ (рис. 8). Зона накопления преимущественно нефтяных УВ приурочена к Северо-Баренцевской зоне поднятий, где нижне- и среднетриасовые НГМП с превосходным генерационным потенциалом и преобладанием сапропелевой составляющей в составе ОВ находятся в ГЗН. Зона накопления преимущественно газовых углеводородов приурочена к центральным частям очагов генерации УВ. Зоны аккумуляции газонефтяных УВ

прогнозируются на периферии крупных впадин, куда поток газа вытесняет образовавшиеся в очаге нефтяные УВ. Зона накопления нефтегазовых УВ приурочена к поднятиям в центральной части БМШ и седловинам (Лудловская, Штокмановская, Альбановско-Горбовская). Вследствие расположения этих структурных элементов на стыке крупных очагов газогенерации велика вероятность растворения нефтяных углеводородов в потоке газа и образования газоконденсатных залежей. Это предположение подтверждается открытыми Штокмановским и Ледовым газоконденсатными месторождениями.

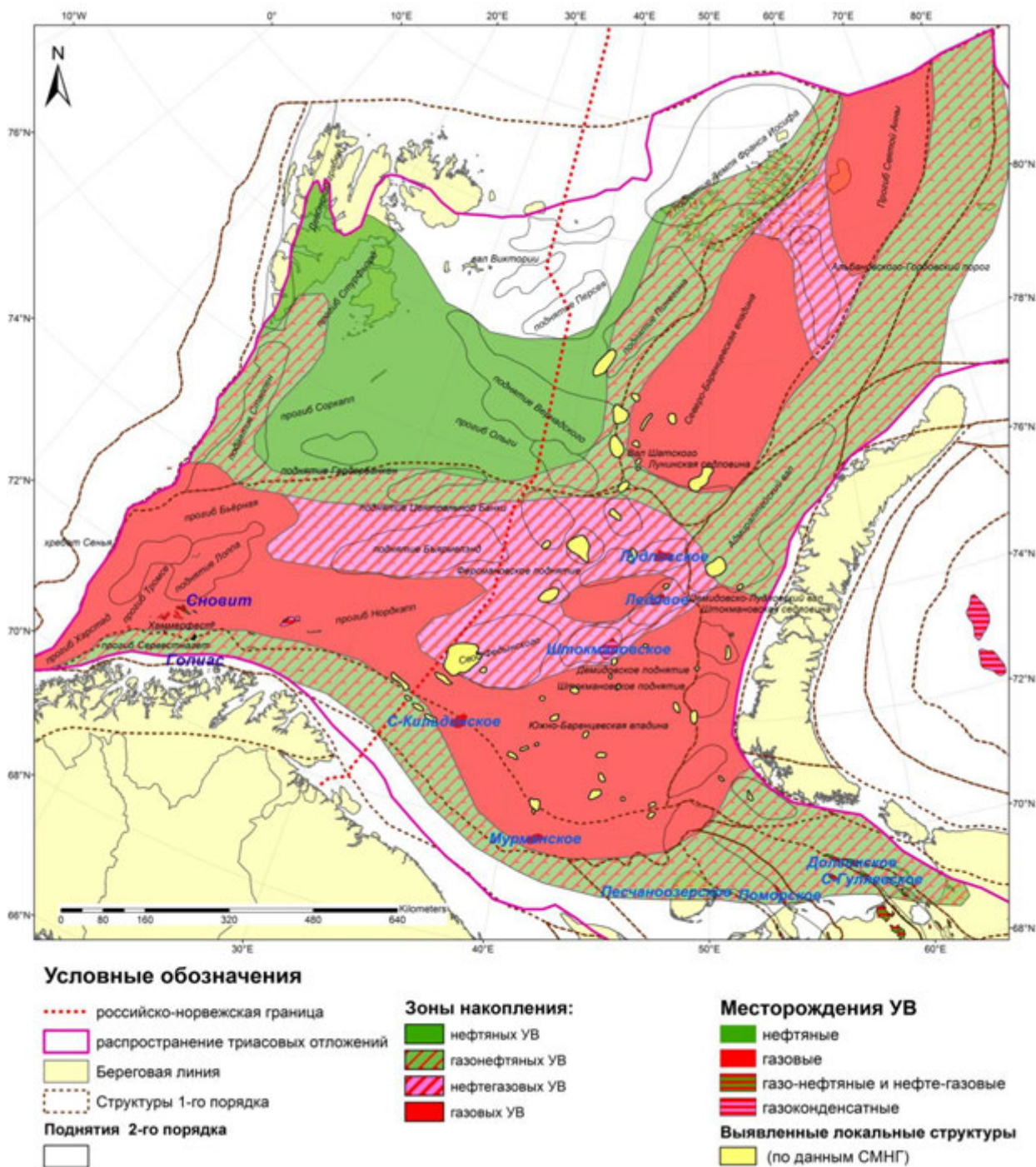


Рис. 8. Карта перспективных областей Баренцево-морского бассейна с прогнозом фазового состава углеводородов.

Заключение. Пермско-триасовый терригенный комплекс имеет проградационное строение. Выделяются нижне-верхнепермский и триасовый сейсмостратиграфические комплексы. Перегибы клиноформ в юго-восточном секторе БМШ картируются в пермском комплексе и индском подкомплексе. В оленекском, средне- и верхнетриасовом подкомплексах клиноформенные тела отмечаются только в западной и северо-западной части БМШ. Судя по направлению проградации, осадочный материал поступал с юго-востока со стороны Тимано-Печорского бассейна и с востока со стороны Новой Земли. Депоцентры осадконакопления с суммарной мощностью пермско-триасовых отложений до 8,5-12,5 км приурочены к Южно-Баренцевской впадине и Предновоземельскому прогибу, что подтверждает существование разных источников сноса в триасовый период.

К концу индского века в юго-восточной и центральной части БМШ распространилась обширная дельтовая равнина. Область морского бассейна, некомпенсированного осадконакоплением, последовательно сокращалась на западе региона в раннем – среднем триасе за счет проградации дельтовой равнины в периоды падения относительного уровня моря. К концу триаса аллювиально-дельтовые обстановки охватили большую часть бассейна. В этапы морских трансгрессий происходило отступление дельтовой равнины на восток и юго-восток. Трансгрессивные глинистые пачки выделяются по каротажу и керну скважин.

Глинистые отложения оленекского яруса и среднего триаса зоны глубоководного шельфа на Шпицбергене и в юго-западной части БМШ обладают высоким исходным нефтегазогенерационным потенциалом, сапропелевым и гумусово-сапропелевым типом ОВ. Нижне- и среднетриасовые породы в восточной и северной части БМШ, а также верхнетриасовые отложения - в пределах большей части бассейна, сформировавшиеся в условиях дельтовой равнины, характеризуются гумусовым типом ОВ и в целом газогенерационным потенциалом. Однако глинистые отложения, накопившиеся во время морских трансгрессий в продельтовых, лагунных и мелководно-морских обстановках содержат ОВ смешанного гумусово-сапропелевого типа и могут генерировать как газовые, так и жидкие УВ. Артинско-татарские глинистые, глинисто-кремнисто-карбонатные и глинисто-кремнистые отложения содержат ОВ гумусового и локально - гумусово-сапропелевого типа.

Основные очаги генерации УВ приурочены к Южно- и Северо-Баренцевской впадинам, прогибу Святой Анны и прогибам на западе БМШ. Верхнепермские и индские НГМП достигли в их пределах высоких стадий катагенеза. Оленекские НГМП находятся в конце ГЗГ в пределах очагов и в ГЗН - на большей части шельфа. Среднетриасовые породы вступили в ГЗГ в центральных частях впадин. Степень зрелости верхнетриасовых НГМП в пределах очагов соответствует ГЗН, а на остальной части БМШ генерация углеводородов в них еще не началась.

К глубоким впадинам приурочены зоны преимущественно газонакопления, по их обрамлению прогнозируются зоны аккумуляции нефтегазовых и газонефтяных углеводородов, а на северо-востоке региона - зона преимущественно нефтенакопления.

Публикации по теме диссертации:

Статьи в журналах, рекомендованных ВАК:

1. **Норина Д.А.**, Ступакова А.В., Кирюхина Т.А. Условия осадконакопления и нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложений Баренцевоморского бассейна // Вестник Московского университета. Сер. 4, Геология, № 1, 2014, С.1–10
2. Кирюхина Т.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Кирюхина Н.М., **Норина Д.А.** Мезозойские нефтегазоматеринские отложения Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа, № 3, 2012, С. 24–35

Статьи в других журналах и тезисы конференций:

3. **Norina D.A.**, Stoupakova A.V. Structure and depositional environments of Permian-Triassic terrigenous complex of the Barents Sea shelf // Abstracts of EGU conference, Vienna, Austria, 2014, electronic version
4. **Norina D.A.**, Stoupakova A.V., Kiryukhina T.A. Depositional environments and the hydrocarbon generative potential of Triassic source rocks of the Barents Sea basin // Moscow University Geology Bulletin, 2014, Vol. 69, №1, p. 1–10.
5. **Norina D.A.**, Stoupakova A.V., Kazanin G.S., Pavlov S.P. Lower-Upper Permian and Triassic seismostratigraphic complexes in the south-eastern Barents Sea // Abstracts of EAGE 5th Saint Petersburg International Conference & Exhibition, Saint Petersburg, Russia, 2012, A006
6. Казанин Г.С., Павлов С.П., Шлыкова В.В., Ступакова А.В., **Норина Д.А.**, Сауткин Р.С., Сулова А.А. Сейсмогеологическое строение Печорского и юго-восточной части Баренцева морей на основе интерпретации каркасной сети сейсмических профилей МОВ ОГТ 2Д. М.: ГЕОС // Геология и геоэкология континентальных окраин Евразии, Выпуск 3, Специальное издание, посвященное 40-летию МАГЭ. ГЕОС Москва, 2011 - С. 59–81.
7. Kirykhina T., Stupakova A., Ulyanov G., Kirykhina N., **Norina D.**, Suslova A Petroleum systems of the Russian western arctic basins // Arctic Technology Conference, Houston, Texas, 2011, electron version
8. **Norina D.**, Kirjukhina N., Kirjukhina T., Stoupakova A. Triassic of the Barents Sea shelf // Abstracts of the 1st Students' International Geological Conference, Krakow, Poland, 2010, pp. 34-35
9. Kirjukhina N., Kirjukhina T., **Norina D.**, Ogarkova M., Stoupakova A. Triassic of the Barents Sea shelf // Abstracts of AAPG 3P Arctic Conference, Moscow, Russia, 2009, electronic version
10. **Норина Д.А.**, Кирюхина Н.М., Кирюхина Т.А., Ступакова А.В. Триасовые нефтегазоматеринские толщи Баренцевоморского бассейна // Материалы 10-й ежегодной конференции EAGE “Геомодель-2008”, Геленджик, 2008, электронная версия

11. Kiryukhina T., Stoupakova A., Henriksen E., Sitar K., Bolshakova M., Bordunov S., Golinchik P., Safronova P., Mironcheva E., Ogarkova M., **Norina D.**, Kiryukhina N., Suslova A. Petroleum systems of Russian arctic shelf // 33 IGC Oslo, 2008, pp. 237–237.
12. **Норина Д.А.**, Кирюхина Н.М. Предварительная оценка нефтегазогенерационных возможностей мезозойских отложений Земли Франца Иосифа // Материалы XV Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Ломоносов-2008» секция геология, Москва, 2008, с. 12
13. Andreassen K., Bolshakova M., Bordunov S., Chebotar K., Golinchik P., Henriksen E., Kiryukhina N., Kirjukhina T., Kusov A., Mironcheva E., Nielsen J.K., **Norina D.**, Ogarkova M., Rafaelsen B., Safronova P., Sitar K., Stoupakova A., Suslova A., Zaytseva M. Stratigraphy of the Barents-Kara Sea region // Abstracts and Proceedings of the Geological Society of Norway, 2007, N 2, p. 207
14. Henriksen E., Rafaelsen B., Stoupakova A., Kirjukhina T., Nielsen J.K., Andreassen K., Sitar K., Bolshakova M., Safronova P., Golinchik P., Zaytseva M., Mironcheva E., Ogarkova M., Chebotar K., Kusov A., **Norina D.**, Kiryukhina N., Suslova A. Petroleum systems of the Barents sea -Kara sea region // Abstracts and Proceedings of the Geological Society of Norway, 2007, N 2, pp. 189-190