

На правах рукописи



КИРЮХИНА Надежда Михайловна

**Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа
Баренцева моря**

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

**Москва,
2013 г.**

Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых
геологического факультета

Московского государственного университета имени М.В.Ломоносова

- Научный руководитель:** Доктор геолого-минералогических наук,
профессор *Ступакова Антонина
Васильевна*
- Официальные оппоненты:** Доктор геолого-минералогических наук,
профессор *Лопатин Николай Викторович*
(ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгеосистем)
Кандидат геолого-минералогических наук
Данилевский Сергей Александрович
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)
- Ведущая организация:** *ОАО «Газпром нефть»*

Защита диссертации состоится 13 декабря 2013 г. в 16 час. 30 мин. на заседании диссертационного совета Д 501.001.40 при Московском государственном университете имени М.В.Ломоносова по адресу: 119991, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, Главное здание МГУ, геологический факультет, аудитория 829.

С диссертацией можно ознакомиться в читальном зале Научной библиотеки Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова, в Отделе диссертаций Фундаментальной библиотеки по адресу: Ломоносовский проспект, 27.

Автореферат разослан ... ноября 2013 г.

Ученый секретарь
Диссертационного совета



Карнюшина Е.Е.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Юрские нефтегазоматеринские толщи являются одним из потенциальных источников углеводородов в мезозойских бассейнах российской Арктики. Их потенциал в Баренцевом море еще слабо изучен, хотя основные запасы и ресурсы углеводородов в акватории связаны с юрскими отложениями. В настоящий момент в юрских резервуарах в российском секторе открыто три газовых месторождения (в том числе – уникальное по запасам Штокмановское), в норвежском секторе – несколько нефтегазовых месторождений. Последние нефтяные открытия в норвежском секторе Баренцева моря ставят остро вопрос об источнике нефтяных углеводородов. Оценка возможностей юрских потенциально нефтегазоматеринских пород генерировать как газовые, так и жидкие углеводороды необходима для понимания закономерностей распределения залежей в этом регионе. Прогноз фазового состава углеводородов в Баренцевом море определяет выбор стратегии геолого-разведочных работ и является крайне актуальной и необходимой задачей для оценки перспектив одного из наиболее богатых углеводородами бассейнов Арктического шельфа России.

Цель работы заключалась в выявлении нефтегазогенерационного потенциала юрских отложений шельфа Баренцева моря и прогнозе фазового состава генерируемых ими углеводородов.

Основные задачи:

1. Сбор геолого-геофизического и скважинного материала по шельфу Баренцева моря;
2. Выделение нефтегазоматеринских пород в разрезе юрских отложений. Определение генетических типов органического вещества и условий формирования юрских потенциально нефтегазоматеринских отложений;
3. Анализ современного структурного плана и выявление закономерностей изменения качественных и количественных характеристик юрских нефтегазоматеринских пород по площади и в разрезе;
4. Выявление современных очагов генерации углеводородов юрскими нефтегазоматеринскими породами;
5. Реконструкция процессов нефтегазообразования с использованием 2D бассейнового моделирования в программном пакете Temis Suite.

Научная новизна. Проведенный анализ потенциально нефтегазоматеринских толщ в отложениях юрского комплекса Баренцевоморского шельфа выявил закономерности изменения качественных и количественных характеристик юрских нефтегазоматеринских пород по площади и в разрезе.

Впервые установлено, что глинистые прослои в терригенной толще ниже-среднеюрского возраста, формировавшиеся в условиях аллювиально-дельтовой и прибрежно-морской равнины, обладают хорошими нефтегазоматеринскими характеристиками и могут принимать участие в формировании нефтегазоносности региона.

Подтверждена возможность верхнеюрских отложений генерировать жидкие углеводороды в наиболее погруженных частях Южно-Баренцевской впадины. На основании анализа геологических и геохимических данных, а также результатов бассейнового моделирования выделены очаги генерации нефтяных и газовых углеводородов юрскими нефтегазоматеринскими породами на шельфе Баренцева моря и показаны возможные пути их миграции.

Защищаемые положения

1. В разрезе юрских отложений Баренцевоморского шельфа выделяются следующие нефтегазоматеринские толщи: нижнеюрские с органическим веществом гумусового типа, среднеюрские аален-батские и келловейские - со смешанным сапропелево-гумусовым органическим веществом и верхнеюрские - с преимущественно сапропелевым органическим веществом.

2. Максимальные концентрации органического вещества гумусового типа в нижнеюрских отложениях отмечаются в отдельных глинистых прослоях аллювиально-дельтовой равнины, гумусово-сапропелевого типа в среднеюрских отложениях – в глинистых породах прибрежно-морской равнины, и приурочены к северо-западной части Южно-Баренцевской впадины и прогибам норвежского шельфа. Доля сапропелевой составляющей в юрских глинистых горизонтах увеличивается вверх по разрезу, достигая максимума в верхнеюрских отложениях, отражая региональную трансгрессию моря в юрский период. Максимальные содержания органического вещества преимущественно сапропелевого типа в верхнеюрских породах приурочены к наиболее глубоким участкам палеобассейна (Южно-Баренцевская впадина, прогибы норвежского шельфа).

3. Нижнеюрские толщи достигли условий главной зоны нефтеобразования в прогибах южной части Баренцевоморского шельфа, но в связи с гумусовой природой органического вещества генерировали преимущественно газовые углеводороды. Аален-батские и келловейские породы достигли условий главной зоны нефтеобразования (градации МК₁-МК₂) в Южно-Баренцевской впадине, в прогибах Нордкап и Хаммерфест и генерировали как нефтяные, так и газовые углеводороды. Верхнеюрские отложения вошли в главную зону нефтеобразования лишь в центральной части Южно-Баренцевской впадины, где они могли генерировать жидкие углеводороды.

Практическая значимость

Построена геолого-геохимическая модель формирования нефтегазоносности шельфа Баренцева моря и оценен вклад юрских нефтегазоматеринских пород в формирование углеводородного потенциала бассейна. Выявлены очаги генерации углеводородов юрскими нефтегазоматеринскими толщами, показаны возможные пути их миграции. Полученные данные могут использоваться для прогнозирования фазового состава возможных углеводородных скоплений и выбора стратегии проведения дальнейших поисково-разведочных работ в Баренцевоморском бассейне.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались на российских и международных конференциях:

- AAPG Arctic Technology Conference (Houston, 3-5 December 2012);
- XIV Международная научно-практическая конференция «Геомодель» (Геленджик, 10–14 сентября 2012);
- научная конференция «Ломоносовские чтения» (Москва, 15-23 ноября 2011);
- 72nd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010 (Barcelona, Spain, 14-17 June 2010).

Публикации. По теме диссертации автором опубликовано 6 работ, включая тезисы и тексты докладов, 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, 2013 г.

Фактический материал. Работа основана на геолого-геохимическом исследовании кернового материала скважин российской части Баренцева моря Северо-Мурманской, Арктической, Штокмановской, Лудловской, Ледовой и Ферсмановской площадей, предоставленного компанией ОАО «Арктикморнефтегазразведка»; образцов пород из скважин норвежской части Баренцева моря, предоставленных компанией Статойл в рамках российско-норвежского сотрудничества между МГУ имени М.В.Ломоносова, университетом г. Тромсо и нефтяной компанией Статойл; образцов пород из обнажений архипелага Земля Франца Иосифа и Шпицберген, отобранных в ходе экспедиций сотрудниками и студентами геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Объем аналитических исследований, выполненных автором, включает: макроописание и люминесцентно-битуминологическое исследование – более 250 образцов, микроописание и пиролиз (Rock-Eval) – 110 образцов, экстракция и газожидкостная хроматография – 40 образцов, газовая хроматография - масс-спектрометрия – 30 образцов. Помимо геохимических аналитических работ были выполнены замеры показателя отражения витринита для более чем 100 образцов пород из всех скважин российского сектора

Баренцева моря. Привлекались литературные данные и результаты геохимических исследований образцов керна и шлама скважин норвежского шельфа Баренцева моря, опубликованные на сайте *prd.no*. Для выполнения бассейнового моделирования использовались региональные сейсмо-геологические разрезы по юго-восточной части Баренцева моря, предоставленные компанией ОАО МАГЭ.

Структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, девяти глав и заключения. Общий объем работы составляет 151 страницу, в том числе 100 рисунков и 12 таблиц. Список литературных источников содержит 134 наименования.

Благодарности

Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю д.г.-м.н., профессору *А.В. Ступаковой* за всестороннюю поддержку и помощь в процессе написания работы. Особую признательность автор выражает к.г.-м.н., в.н.с. *Т.А. Кирюхиной* за приобретенные практические навыки, моральную поддержку, возможность работать вместе и использовать материалы, собранные ею за годы научной деятельности.

Автор искренне признателен за помощь в проведении аналитических исследований и советы по написанию работы *Т.Н.Корневой, И.М.Натитник, Н.П.Фадеевой, Е.В.Соболевой, Н.В.Прониной, В.В.Мальцеву, С.И.Бордунову, К.А.Ситар, Е.А.Бакай, М.А.Большаковой, А.А.Сусловой, Р.С.Сауткину и другим сотрудникам кафедры.*

Автор благодарит компании *ОАО «Арктикморнефтегазразведка», ОАО МАГЭ и Statoil* за любезно предоставленные материалы.

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

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Физико-географический очерк и история геологического изучения шельфа Баренцева моря

В главе описаны физико-географические особенности исследуемого региона. Представлен обзор геолого-геофизических и геохимических исследований, проведенных в регионе с 30-х годов XX века по настоящее время. Вопрос выявления в осадочном чехле Баренцевоморского бассейна источников УВ и прогнозирования фазового состава возможных углеводородных скоплений, в настоящее время остается открытым. Большой вклад в геохимическое изучение региона внесли такие ученые как Е.Г.Бро, Б.А.Клубов, Е.А.Кораго, А.К.Гудкова, Г.Е.Рябухин, Е.П.Шкатов, Т.А.Кирюхина, М.А.Большакова, Ю.И.Галушкин, К.А.Ситар, Т.М.Пчелина, Е.А.Рогозина, В.М.Безруков, Ю.Н.Григоренко, Н.В.Лопатин, А.И.Данюшевская, В.С.Соболев, Т.Н.Таныгина, Т.L.Leith, S.J.Lindquist, A.G.Doré, S.E.Ohm и др.

Глава 2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Разрез верхнепротерозойской эонотемы сложен терригенными и карбонатными отложениями, в разной степени метаморфизованными и нарушенными интрузивными телами. Палеозойские отложения, до среднекаменноугольных, включительно, представлены терригенно-карбонатными породами. Вверх по разрезу содержание терригенных пород уменьшается. Отложения верхнекаменноугольно-нижнепермского возраста представлены в основном карбонатными разностями. Разрез мезозойской и кайнозойской эратем сложен терригенными породами. Юрский комплекс представлен отложениями трех отделов. Нижнеюрские отложения представлены средне- и крупнозернистыми песками и песчаниками с редкими прослоями алевролитов, глин и аргиллитов. Разрез среднеюрских аален-батских отложений представлен неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и глинистых пород; разрез келловейских отложений – глинами с редкими, прослоями алевролитов и песчаников (Чирва, 1990; Окнова, 1992; Захаров, 1994). Верхнеюрские отложения представлены глинистыми и карбонатно-глинистыми отложениями, редко алевролитистыми, сменяющимися вверх по разрезу черными тонкослоистыми глинами и аргиллитами (Грамберг, 1988).

Глава 3. Структурно-тектоническое районирование

Баренцевоморский шельф сформировался на окраине древней Восточно-Европейской платформы (Ступакова, 2001, 2011). Кристаллический фундамент бассейна имеет преимущественно архей-раннепротерозойский возраст, с омоложением в зонах развития позднепротерозойского рифтогенеза. В разрезе осадочного чехла выделяют три структурных этажа: рифей(?)-нижнепалеозойско-нижнепермский карбонатно-терригенный, верхнепермско-триасовый и юрско-меловой терригенные (Ступакова, 2000). К отрицательным элементам первого порядка относятся: Центрально-Баренцевская сверхглубокая депрессия – субширотного простирания, в пределах которой располагается система инверсионных поднятий и разделяющие их грабенообразные прогибы; и Северо-Баренцевская сверхглубокая депрессия субмеридионального простирания. На пересечении этих тектонических элементов расположен тектонический узел, к которому приурочены инверсионные структуры (Штокмановская, Лунинская и Демидовско-Лудловская седловины). В пределах сверхглубоких депрессий выделяются крупные отрицательные структуры второго порядка – Южно- и Северо-Баренцевская впадины. На северо-западе региона расположен жесткий платформенный блок, затронутый локальными процессами позднедевонского рифтогенеза – Северо-Баренцевская зона поднятий.

Глава 4. История развития

В истории развития Баренцева моря выделяются три этапа: рифейско-раннепермский, позднепермско-триасовый и юрско-кайнозойский (Ступакова, 2000; Арктические моря, 2004).

Рифейско-раннепермский этап. В байкальскую тектоническую эпоху на окраине континента Балтика (Печорская плита) произошло заложение авлакогенов, активизировавшихся в ранне-среднедевонское время (Geological history..., 2009). В ордовик-силурийский период сформировалась Центрально-Баренцевская сверхглубокая депрессия (Ступакова, 2011). Условия осадконакопления менялись от континентальных до морских.

Позднепермско-триасовый этап. В начале позднепермской эпохи орогенез Уральского складчатого сооружения привел к накоплению мощных терригенных толщ (Грамберг, 1988). В позднепермско – раннетриасовое время в бассейне происходили процессы рассеянного континентального рифтогенеза, и погружение Северо- и Южно-Баренцевских впадин (Арктические моря, 2004). В среднетриасовую эпоху рифтогенез сменился стадией активного погружения. В позднепермское время проявились инверсионные процессы и орогенез на арх. Новая Земля (Geological history..., 2009).

Юрско-кайнозойский этап. В раннеюрскую эпоху орогенез на арх. Новая Земля привел к подъему восточной части Баренцева моря и развитию аккумулятивной равнины (Грамберг, 1988; Чирва, 1999). В *тоарском* веке на западе региона устанавливаются мелководно-морские обстановки. В *среднеюрское* время кратковременные трансгрессии моря достигали восточной окраины региона. В *батском* веке началась морская трансгрессия, максимум которой приходится на *келловейское* время, установились мелководно-морские обстановки (Басов, 2009). В *позднеюрскую* эпоху произошла обширная трансгрессия, накапливались относительно глубоководные глинистые породы, обогащенные органическим веществом. Морские обстановки сохранились до барремского времени (Грамберг, 1988; Ступакова, 2000). В начале кайнозойской эры проявился альпийский цикл тектогенеза, сопровождавшийся поднятием и размывом территории. Мощность размывных отложений на западе достигает 2 км, на востоке – от 400-500 м в Южно-Баренцевской впадине до 1500 м на арх. Земля Франца Иосифа (Sobolev, 2012). С конца палеоценовой эпохи погружение территории привели к формированию современного облика Баренцева моря.

Глава 5. Нефтегазоносность Баренцевоморского региона

В российском секторе Баренцевоморского шельфа открыто пять газовых месторождений, в трех из которых залежи приурочены к юрским резервуарам. В бассейне

выделяют пять нефтегазоносных комплексов (Арктические моря, 2004). Непосредственно на акватории Баренцева моря залежи углеводородов открыты в *верхнепермско-триасовом* (Мурманское и Северо-Кильдинское газовые месторождения) и *юрско-меловом (юрско-неокомском)* (Штокмановское, Лудловское и Ледовое газовые месторождения) *нефтегазоносных комплексах*. Нижне-среднеюрские песчаные коллекторы обладают высокой общей пористостью (более 15-25 %), и проницаемостью от $n \cdot 100$ до $n \cdot 1000$ мД (Борисов, 1995; Lindquist, 1999). В качестве регионального флюидоупора выступает алевро-глинистая пачка верхнеюрско-неокомского возраста.

Глава 6. Нефтегазоматеринский потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря

6.1. Методика

Методика изучения нефтегазогенерационных свойств юрских отложений включала макро- и микроописание образцов; люминесцентно-битуминологическое исследование для оценки содержания и типа битумоида в породе; пиролитический анализ (Rock-Eval б) для определения содержания и типа органического вещества (ОВ), оценки степени преобразования ОВ и генерационного потенциала пород. Для детальной характеристики ОВ и определения его катагенетической зрелости использованы результаты углепетрографических исследований. Извлечение битумоида из породы осуществлялось путем холодной экстракции (растворитель – хлороформ). Углеводородный состав битумоида изучался методом газожидкостной хроматографии на приборе «Perkin-Elmer». Насыщенная и ароматическая фракции анализировались методом газовой хроматографии - масс-спектрометрии на хроматографе ThermoQuest Trace GC, соединенном с масс-спектрометром высокого разрешения Finnigan MAT900.

6.2. Результаты геохимического исследования органического вещества юрских отложений шельфа Баренцева моря

Особенности условий седиментации юрских отложений и выявленные в ходе работы над диссертацией геохимические особенности ОВ, позволяют выделить в исследуемой толще четыре комплекса: нижнеюрский, среднеюрский аален-батский, среднеюрский келловейский и верхнеюрский.

Разрез *нижнеюрских* отложений представлен континентальными фациями, в составе которых преобладают песчаные отложения с редкими, как правило, маломощными прослоями аргиллитов, алевролитов и пачек их переслаивания. Суммарная мощность слоев глинистых пород достигает 30-50 м.

Концентрации Сорг в исследованных образцах нижнеюрских пород из скважин восточного шельфа Баренцева моря изменяются от 0,8 до 2,17 %, генерационный потенциал (S_1+S_2) – от низкого до удовлетворительного. Низкие значения водородного

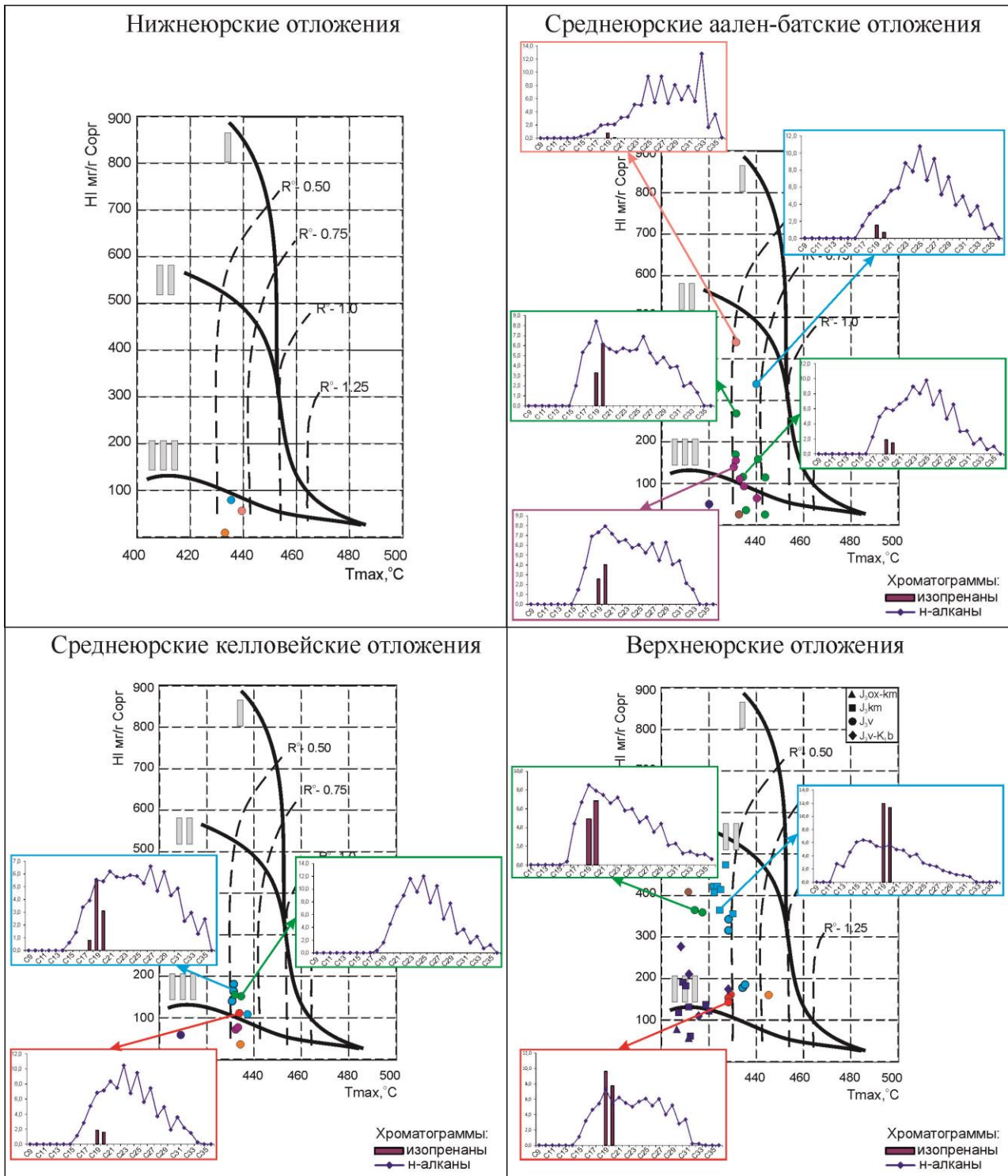


Рисунок 1 Тип и степень катагенетического преобразования ОБ юрских отложений Баренцева моря

индекса $HI = 59-80$ мг УВ/г Сорг свидетельствуют о гумусовом типе ОБ (рис. 1) (Peters, 1994). Выход битумоида в отложениях Северо-Мурманской площади составляет 0,093 %. Битумоидный коэффициент (β^{XB}) равен 11,7 %, что свидетельствует о наличие паравтохтонного битумоида. На севере территории – арх. Шпицберген – отложения

характеризуются довольно высоким содержанием Сорг (2,65 %), низким генерационным потенциалом (0,21 мг УВ/г породы), и крайне низкими значениями водородного индекса (8 мг УВ/г Сорг). Можно предположить, что ОВ окисленное.

Согласно значениям T_{max} (436-439°C) в восточной части шельфа Баренцева моря нижнеюрские отложения достигли условий главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Установить степень катагенетического преобразования пород арх. Шпицберген не представляется возможным, из-за низких значений S_2 .

Среднеюрские аален-батские отложения накапливались в условиях прибрежно-морской равнины (Шипелькевич, 2000; Ступакова, 2012). Они представлены преимущественно песчаниками с прослоями глинистых и алевролитистых отложений. Суммарная мощность глинистых прослоев составляет 80-200 м.

Содержание Сорг уменьшается вверх по разрезу от 0,75-3 % в ааленских до 0,56-0,7% в батских отложениях. Породы обладают преимущественно низким и удовлетворительным генерационным потенциалом, на Штокмановской и Северо-Мурманской площадях встречаются отдельные прослои пород с хорошим генерационным потенциалом. $HI = 25-445$ мг УВ/г Сорг, в среднем 110-160 мг УВ/г Сорг.

Содержание битумоида в среднем составляет 0,024-0,095 %, битумоидный коэффициент – 3-5 %. В отдельных прослоях Лудловской, Арктической и Северо-Мурманской площадей содержание битумоида достигает 0,15-0,16 %, $\beta^{XB} = 6,5-9,8$ %.

Углететрографическое исследование образцов керн Лудловской и Арктической площадей показало, что аален-батские породы содержат большое количество линзовидных включений витринита и витринитоподобного аморфного ОВ, часто деформированных минеральными зёрнами. Вокруг включений ОВ и в межзёрновом пространстве обнаружены пленки битумоида темно- и светло-коричневого цвета («микронэфть» по Н.Б.Вассоевичу) (рис. 2). В ультрафиолетовом свете битумоид ярко светится в желто-оранжевых, реже коричневатых, тонах. Присутствие паравтохтонного битумоида является индикатором начала процессов генерации УВ и обуславливает повышенные значения β^{XB} .

Характер распределения n-алканов и изопреноидов изменяется по площади. В битумоидах отложений Лудловской площади максимум распределения n-алканов приходится на C_{20} , отношение пристана к фитану (Pr/Ph) составляет 0,64. ОВ отвечает II типу (смешанное). Битумоиды пород Северо-Мурманской и Арктической площадей отличаются преобладанием n- $C_{25}-C_{27}$ и отсутствием низкомолекулярных гомологов до n- C_{15} . Вероятно, отсутствие низкомолекулярных n-алканов связано с подтоком газа из триасовых газоматеринских пород, растворением относительно низкомолекулярных соединений в газе и дальнейшей их миграцией. Pr/Ph = 1,42 и 2,2. Высокие значения HI

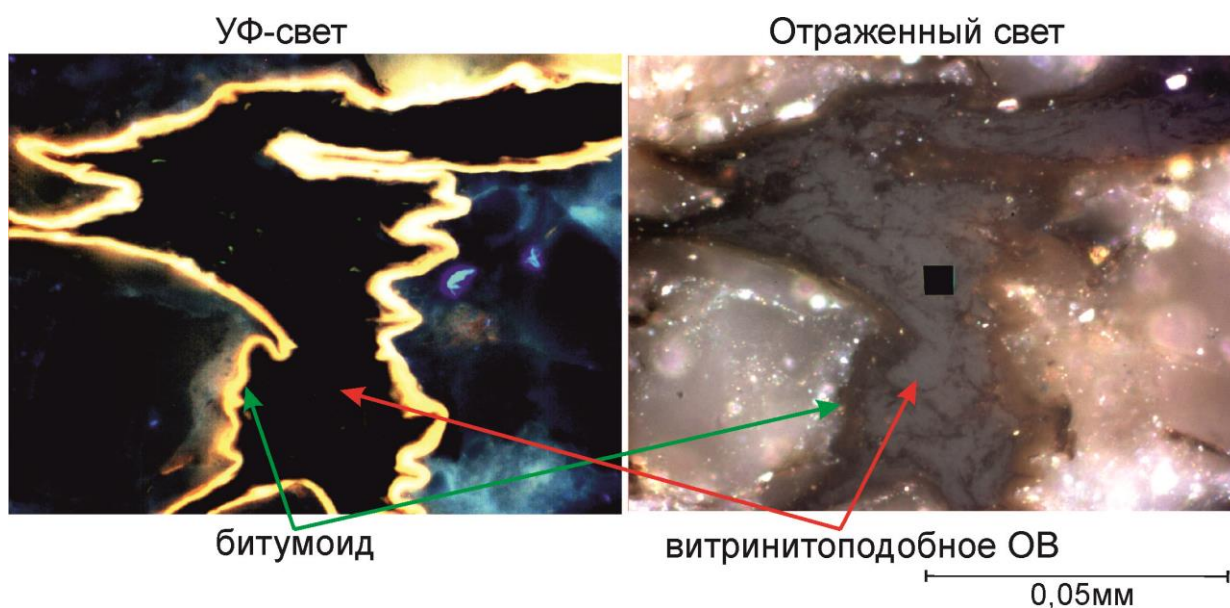


Рисунок 2 Включения ОВ и битумоида в среднеюрских аален-батских отложениях Арктической площади

(445 мг УВ/г Сорг на Северо-Мурманской и 343 мг УВ/г Сорг на Арктической площади) и преобладание высокомолекулярных нечетных *n*-алканов над четными, свидетельствуют о смешанном типе ОВ.

Наибольшая выборка образцов керна на Штокмановской площади позволила выявить изменение ОВ по разрезу аален-батских отложений. Вверх по разрезу отмечается смещение максимума в распределении *n*-алканов из относительно высокомолекулярной области (C_{23} - C_{25} в ааленских битумоидах) в относительно низкомолекулярную (C_{18} - C_{20} в аален-байосских и батских породах), а также уменьшение коэффициента Pr/Ph от 1,3-1,8 до 0,53-0,8. Это свидетельствует о том, что породы содержат смешанный тип ОВ, доля сапропелевого ОВ увеличивается вверх по разрезу.

Преобладание стерана C_{29} (около 45-50 %) над стеранами C_{27} и C_{28} , и примерно равные концентрации последних свидетельствуют о накоплении ОВ в мелководно-морских условиях. Отношения более стабильного 18α -триснорнеогопана (Ts) к менее стабильному 17α -трисноргопану (Tm) – $Ts/(Ts+Tm) = 0,26-0,69$ – соответствуют грациям МК₁-МК₂ (Peters, 2005). Аналогичные выводы о зрелости ОВ можно сделать на основании отношения 4-метилдibenзотиофена к 1-метилдibenзотиофену ($4МДБТ/1МДБТ = 1,32-2,24$).

Согласно низким значениям HI (51 мг УВ/г Сорг) отложения арх. Земля Франца Иосифа содержат окисленное ОВ (VI тип) с низким газогенерационным потенциалом.

Среднеюрские келловейские отложения представлены толщей мелководно-морских алевро-глинистых пород, местами замещающихся песчаниками (Шипелькевич, 2000). Мощность глинистых отложений изменяется от 130 до 250 м.

Содержание Сорг в келловейских породах варьирует от 0,56 до 5,91 %, в среднем - 1,2 %. Наиболее высокие значения зафиксированы на севере Баренцева моря: 5,91 % на арх. Шпицберген и 4,34 % на арх. Земля Франца Иосифа. Значения $HI = 34-65$ мг УВ/г Сорг соответствуют IV типу ОВ, генерационный потенциал составляет 2,04-3,16 мг УВ/г породы. Эти отложения можно условно отнести к газоматеринским породам.

Для скважин на юго-востоке Баренцева моря характерны более низкие значения Сорг = 0,67-1,33 % и более высокие $HI = 142-187$ мг УВ/г Сорг. Генерационный потенциал изменяется от низкого до удовлетворительного (0,53-2,25 мг УВ/г породы).

Согласно значениям T_{max} (432-438°C) отложения келловейского возраста на большей части Баренцевоморского шельфа достигли ГЗН. Только на арх. Земля Франца Иосифа породы незрелые ($T_{max} = 408^\circ\text{C}$).

Содержание битумоида в породах юго-восточной части Баренцевоморского шельфа изменяется от 0,027 до 0,69 %. Коэффициент β^{XB} невысокий – 3,2-4,8 %, исключение составляют отложения Лудловской площади, где $\beta^{XB} = 6,8-8,3$ %, что позволяет сделать вывод о присутствии в породе паравтохтонного битумоида.

В составе n-алканов битумоида бат-келловейских отложений арх. Шпицберген доминируют гомологи $C_{26}-C_{27}$. Отношение нечетных высокомолекулярных n-алканов к четным (НЧ/Ч) примерно равно 1. Тип ОВ смешанный, с преобладанием гумусового ОВ.

Максимум в распределении n-алканов в битумоидах бат-келловейских отложений Штокмановской площади приходится на $C_{23}-C_{25}$ (рис. 1). Изопреноиды отсутствуют. Преобладание нечетных n-алканов над четными в высокомолекулярной области говорит о высоком содержании гумусовой примеси в составе исходного ОВ. В битумоидах келловейских пород доминируют n- $C_{21}-C_{23}$. Низкие значения Pr/Ph (0,38) и отношение высокомолекулярных НЧ/Ч < 1 характерны для восстановительных условий в диагенезе. Породы содержат ОВ смешанного типа с преобладанием сапропелевого ОВ. Установлено, что содержание сапропелевого ОВ увеличивается вверх по разрезу.

В составе битумоидов келловейских отложений Арктической и Ледовой площади преобладают n-алканы $C_{21}-C_{23}$ (рис. 1). Значения Pr/Ph = 1,2-1,8 и преобладание высокомолекулярных нечетных n-алканов над четными свидетельствуют о смешанном типе ОВ с преобладанием сапропелевого ОВ.

Согласно распределению стерановых УВ состава $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ ОВ накапливалось в мелководно-морских условиях. Отношения $Ts/(Ts+Tm) = 0,2-0,23$ и $4МДБТ/1МДБТ = 1,14-1,81$ свидетельствуют о том, что келловейские отложения юго-восточной части Баренцевоморского шельфа достигли ГЗН (Peters, 2005; Виноградова, 2001).

Верхнеюрские отложения представлены глинистыми, реже карбонатно-глинистыми породами морского генезиса. В разрезе выделяют толщи, обогащенные Сорг (1,2-27,9 %, в среднем 9,7 %), аналог баженовской свиты Западной Сибири, которые условно объединены под названием «черные глины» (Бро, 1993; Данюшевская, 1995). Исходные значения генерационного потенциала составляют 1,4-95,5, в среднем 29 мг УВ/г породы (Ohm, 2008). ОВ относится к смешанному типу, с преобладанием сапропелевого ОВ (Leith, 1993; Ohm, 2008). Мощность отложений изменяется от 50 до 100 м.

На арх. Шпицберген «черные глины» входят в состав формации Агардфьелле среднеоксфордско-среднетитонского возраста. Сорг = 2,48 %, по литературным данным достигает 10 % (Leith, 1993). НІ = 158 мг УВ/г Сорг, $S_1+S_2 = 3,45$ мг УВ/г породы. Максимум распределения n-алканов приходится на C_{22} . Отношение высокомолекулярных НЧ/Ч составляет 1,15, что свидетельствует о высоком содержании континентальной органики в исходном ОВ. Вероятно, ОВ накапливалось вблизи источника сноса. $T_{max} = 446^{\circ}C$, что соответствует градации МК₂.

На норвежском шельфе верхнеюрские породы входят в состав формации Хеккинген, в которой выделяют две пачки: оксфорд-нижнекиммериджская (Алге) и верхнекиммериджско-титонская (Крилл). Согласно данным S.E.Ohm (2008) пересчитанные на начальные средние содержания Сорг в пачке Алге составляют 9,7 %, Крилл – 4 %; $S_2 = 29$ мг УВ/г породы и 11,8 мг УВ/г породы, соответственно. Породы содержат ОВ II и II-III типа. В битумоидах верхнеюрских пород месторождения Сновит отмечается преобладание n- $C_{16}-C_{22}$. Pr/Ph = 0,9-1,2, что говорит о смешанном типе ОВ, накопление которого происходило в восстановительных условиях (Большакова, 2008).

В Южно-Баренцевской впадине верхнеюрские отложения содержат два нефтематеринских горизонта: киммериджский, мощностью 20-35 м, и титонский – 40-47 м. Содержание Сорг в киммериджских «черных глинах» составляет 12-16 %, а в титонских – 9-16 %, иногда более 20 % (Бро, 1993). Максимальные концентрации ОВ отмечаются в центральной части Южно-Баренцевской впадины. Содержание битумоида в киммериджских породах составляет 1,2-1,54 %, в титонских – 0,4-1,5 %.

Содержание Сорг в киммериджских отложениях Арктической площади составляет 8,2-16,7 %, $S_1+S_2 = 31,70-73,48$ мг УВ/г породы. Согласно значениям НІ = 357-423 мг УВ/г Сорг, породы содержат ОВ II типа. Содержание битумоидов = 0,87-1,67 %, $\beta^{XB} = 5,7-10$ %. Углететрографическое исследование показало, что, наряду с рассеянным сапропелевым ОВ, породы содержат линзы витринитоподобного аморфного ОВ и примазки битумоида, аналогичные отмеченным ранее в аален-батских отложениях. Среди n-алканов доминируют $C_{16}-C_{20}$ (рис. 1). Показания Pr/Ph (0,8-1,18) свидетельствуют о

восстановительных условиях осадконакопления. Преобладание высокомолекулярных четных *n*-алканов над нечетными подтверждает сапропелевый тип ОВ. Породы титонского яруса отличаются более низкими значениями Сорг – 2,14-6,33 %, содержание ОВ уменьшается вверх по разрезу. Тип ОВ в нижнетитонских отложениях преимущественно сапропелевый, в верхнетитонских – сапропелево-гумусовый. $S_1+S_2 = 0,4-23,48$ мг УВ/г породы. Разнообразие состава ОВ в верхнеюрских отложениях, связано, по всей видимости, со значительными колебаниями уровня моря.

На большей части Баренцева моря «черные глины» приурочены к титонскому ярусу. На южном склоне Южно-Баренцевской впадины их мощность составляет около 40 м (Северо-Мурманская площадь), на Штокмановской седловине – 20 м (Таныгина, 2010). Породы Штокмановской и Ферсмановской площадей характеризуются высокими содержаниями Сорг – 8,3-10 %, превосходным генерационным потенциалом (31,67-42,13 мг УВ/г породы) и высоким НІ (362-404 мг УВ/г Сорг). Максимум распределения *n*-алканов приходится на $C_{19}-C_{20}$. Pr/Ph = 0,72-0,79 свидетельствует о восстановительных условиях осадконакопления. Отношение НЧ/Ч в высокомолекулярной области составляет 0,8-1,2. В качественном отношении ОВ отвечает керогену II типа.

На Ледовой площади породы титонского яруса отличаются более низкими концентрациями Сорг = 1,71-2,06 % и удовлетворительным генерационным потенциалом (2,5-3,46 мг УВ/г породы). НІ = 139-161 мг УВ/г Сорг. Содержание битумоидов составляет 0,056-0,066 %, $\beta^{XB} = 3,1-3,3$. Доминируют *n*-алканы C_{19} и C_{27} (рис. 1). Преобладание нечетных гомологов над четными в высокомолекулярной области и бимодальное распределение *n*-алканов свидетельствуют о смешанном типе ОВ. Согласно значениям Pr/Ph (0,86-1,28) отложения накапливались в восстановительных обстановках.

В верхнеюрском разрезе арх. Земля Франца Иосифа выделяются две толщи: алевроглинистая оксфорд-киммериджская, и глинистая титонская. Образцы оксфорд-киммериджского возраста содержат 4,33-7,41 % Сорг. Генерационный потенциал хороший и превосходный (5-12 мг УВ/г породы), редко – удовлетворительный. НІ = 68-192 мг УВ/г Сорг. Содержание хлороформенного битумоида достигает 0,17 %, в среднем 0,07 %; $\beta^{XB} = 0,8-3,3$ %. Распределение *n*-алканов бимодальное, максимумы приходятся на $C_{15}-C_{19}$ и $C_{27}-C_{31}$, что характерно для смешанного типа ОВ. Отношение НЧ/Ч в высокомолекулярной области (1,38-1,54) свидетельствует о низкой степени преобразования ОВ и большом содержании континентальной органики.

В отложениях титон-берриасского возраста Сорг = 3,2-8,21 %, в отдельных пропластках 0,83 %. Они характеризуются более высокими показаниями генерационного потенциала (до 23,48 мг УВ/г породы) и НІ (112-279 мг УВ/г Сорг). ОВ относится к

гумусовому и сапропелево-гумусовому типам. Содержание битумоида составляет 0,94-0,305 %. По значениям $\beta^{XB} = 2,52-3,71\%$ битумоид автохтонный.

Степень зрелости отложений в юго-восточной части Баренцева моря изменяется от ПК до МК₁ (T_{max} = 411-435°C, максимальные на Арктической площади). На арх. Земля Франца Иосифа породы находятся на градации ПК, а на арх. Шпицберген – МК₂.

Для битумоидов из пород скважин юго-восточной части Баренцева моря отмечено, примерно равное содержание стерановых УВ ряда C₂₇:C₂₈:C₂₉. ОВ накапливалось в прибрежно-морских условиях. По значениям $T_s/(T_s+T_m) = 0,23-0,32$, 4-МДБТ/1-МДБТ = 1,99-2,22, зрелость ОВ соответствует градациям ПК-МК₁ (Peters, 2005; Виноградова, 2001). На месторождении Сновит отношение 4-МДБТ/1-МДБТ = 3,44-3,7, что соответствует градации МК₂ (Большакова, 2008).

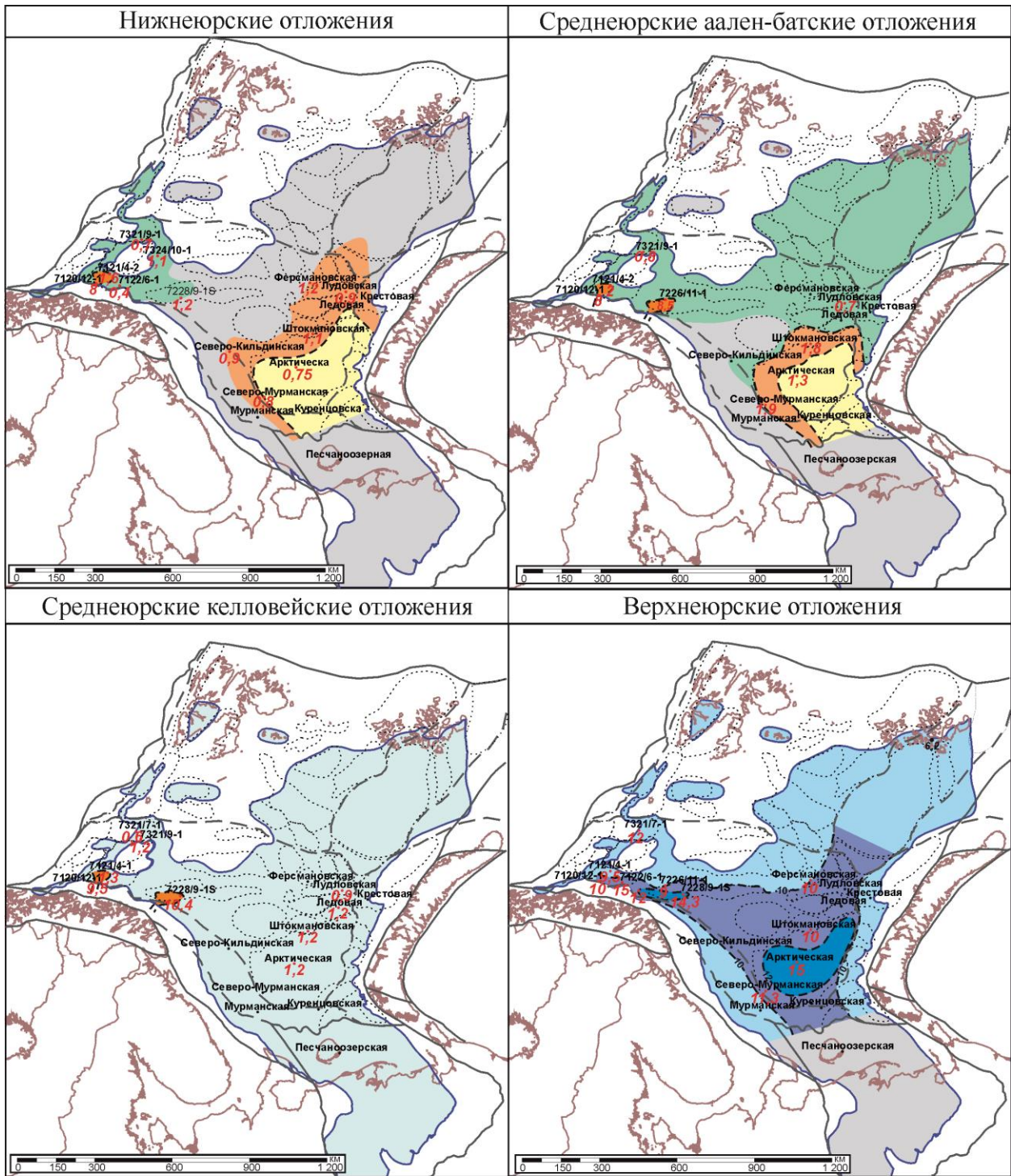
Таким образом, в разрезе юрских отложений можно выделить четыре нефтегазоматеринские толщи (НГМТ). В традиционно рассматриваемых в качестве коллекторских ниже-среднеюрских отложениях выделяются глинистые прослой, обогащенные ОВ, которые можно рассматривать в качестве дополнительных источников УВ. Нижнеюрские отложения содержат ОВ гумусового типа. Среднеюрские аален-батские и келловейские породы содержат смешанный гумусово-сапропелевый тип ОВ, при этом вверх по разрезу отмечается увеличение содержания сапропелевого ОВ. В аален-батских отложениях отмечается увеличение содержания сапропелевого ОВ в северном направлении. Верхнеюрские породы содержат ОВ преимущественно сапропелевого типа.

Глава 7. Основные закономерности изменения нефтегазоматеринских свойств юрских отложений шельфа Баренцева моря

В данной главе рассмотрены закономерности изменения содержания Сорг, типа и степени зрелости ОВ нижеюрских, среднеюрских и верхнеюрских отложений по площади.

7.1. Распределение содержания органического углерода по площади

По результатам проведенного пиролизического анализа и литературным данным для каждого исследованного комплекса были рассчитаны средние содержания Сорг. Максимальные концентрации ОВ гумусового типа в нижеюрских (Сорг = 0,8-1,2 %) и гумусово-сапропелевого типа в среднеюрских аален-батских породах (Сорг = 1,5-2 %) приурочены к северо-западному склону и периферии Южно-Баренцевской впадины. Минимальные концентрации – до 0,8 % Сорг в нижеюрских и 1,5 % Сорг в аален-батских породах – отмечаются в центральной части впадины и на ее юго-восточной периферии (рис. 3). Отложения нижеюрского и среднеюрского аален-батского возраста накапливались в условиях аллювиально-дельтовой равнины, которая на протяжении среднеюрской эпохи периодически затапливалась морем. Минимальные содержания Сорг



Условные обозначения

- | | | |
|---|---|---|
| <p>Ледовая 0,7</p> <p>Среднее содержание Сорг в скважине</p> <p>Область развития юрских отложений</p> <p>Аллювиально-дельтовые отложения, с высокой примесью углистого вещества. Содержание Сорг в: нижнеюрских > 1,6 %; аален-батских > 2,0 %; келловейских отложениях > 1,3 %</p> | <p>Нижнеюрско-среднеюрские аален-батские отложения</p> <p>Отложения аллювиально-дельтовой равнины, расположенные вблизи источника сноса. Содержание Сорг в: нижнеюрских < 0,8 %; аален-батских отложениях < 1,5 %</p> <p>Отложения аллювиально-дельтовой равнины, расположенные вдали от источника сноса. Содержание Сорг в: нижнеюрских > 0,8 %; аален-батских отложениях - 1,5-2 %</p> <p>Отложения прибрежно-морской равнины, периодически затопляемой морем. Содержание Сорг в: нижнеюрских < 1,5 %; аален-батских отложениях < 1,0 %</p> | <p>Среднеюрские келловейские отложения</p> <p>Мелководно-морские отложения с содержанием Сорг < 1,2 %</p> <p>Верхнеюрские отложения</p> <p>Мелководно-морские шельфовые отложения. Содержание Сорг < 10 %</p> <p>Глубоководно-морские шельфовые отложения с содержанием Сорг = 10-12 %</p> <p>Глубоководно-морские шельфовые отложения с содержанием Сорг > 12 %</p> |
|---|---|---|

Рисунок 3 Схемы распределения средних содержаний органического углерода в юрских отложениях Баренцева моря

приурочены к глинистым отложениям, накопившимся вблизи источника сноса; максимальные – к областям наиболее удаленным от источника сноса, где преобладали более спокойные гидродинамические обстановки. Низкие содержания Сорг (до 1,2 % в нижнеюрских и до 0,8 % в аален-батских породах) на западе Баренцева моря связаны с отложениями прибрежно-морской равнины. В аален-батское время трансгрессии моря достигали восточной части Баренцевоморского шельфа, с чем связаны низкие содержания Сорг (0,7 %) и увеличение доли сапропелевого ОВ в породах Лудловской площади. В отдельных скважинах, вблизи норвежской береговой линии, содержания Сорг достигает 8-8,5 %, что обусловлено примесью углистого материала.

Среднее содержание Сорг в *келловейских* НГМТ Баренцевоморского шельфа существенно не изменяется по площади и составляет 1,2 % (рис. 3). Эти отложения накапливались в мелководно-морских условиях в период трансгрессии моря, чем обусловлена выдержанность нефтегазоматеринских характеристик пород.

В *верхнеюрских* породах минимальные значения Сорг (до 10 %) приурочены к склонам крупных отрицательных тектонических структур первого порядка – Центрально- и Северо-Баренцевская сверхглубокие депрессии, и их периферии. Вдоль депоцентров погружения прослеживаются области повышенного содержания Сорг – 10-12 % (рис. 3). Максимальные концентрации ОВ (более 12 %) отмечаются в центральных частях Южно-Баренцевской и, возможно, Северо-Баренцевской впадин и ряда прогибов норвежского шельфа (Нордкап, Хаммерфест). Верхнеюрские отложения накапливались в период региональной трансгрессии. Наиболее благоприятные для сохранности ОВ обстановки седиментации связаны с наиболее глубоководными участками палеобассейна.

7.2. Закономерности изменения типа органического вещества

Тип УВ флюида и интенсивность процессов генерации определяются в первую очередь типом ОВ. Результаты изучения показали, что в юго-восточной части Баренцевоморского шельфа *нижнеюрские* отложения содержат ОВ гумусового типа и являются газоматеринской породой.

Среднеюрские *аален-батские* глинистые породы содержат ОВ смешанного типа. В северном направлении содержание сапропелевого ОВ увеличивается. Породы Арктической и Штокмановской площадей содержат преимущественно II-III тип ОВ, а в образцах Лудловской площади установлен III-II тип. Аален-батские породы могут генерировать как газовые, так и жидкие УВ, причем количество жидких УВ будет увеличиваться в северном направлении.

На юге Баренцевоморского шельфа *келловейские* глинистые отложения содержат смешанный тип ОВ с преобладанием сапропелевого ОВ (Арктическая площадь). В

северном направлении отмечается увеличение содержания континентальной органики: породы Штокмановской, Ледовой и Лудловской площадей содержат II-III тип ОВ. Вероятно, это связано с существовавшим в келловейское время источником сноса материала, приуроченным к арх. Земля Франца Иосифа (Петров, 2009; Khudoley, 2011). В юго-восточной части бассейна келловейские породы могут генерировать газовые и жидкие УВ. В северном направлении доля жидких УВ будет постепенно уменьшаться.

Верхнеюрские отложения на юге и в центральной части шельфа Баренцева моря содержат преимущественно II тип ОВ. На севере региона (арх. Шпицберген, Земля Франца Иосифа) отмечается увеличение содержания гумусового ОВ. Верхнеюрские породы обладают наиболее хорошими нефтегазоматеринскими свойствами.

7.3. Закономерности изменения катагенетической зрелости органического вещества

Оценка уровня катагенеза юрских отложений проводилась по замерам показателя отражения витринита (ПОВ) и значениям T_{max} пиролиза. Степень зрелости ОВ *нижнеюрских* газоматеринских пород в пределах всей юго-восточной части Баренцевоморского шельфа соответствует градациям МК₁-МК₂. Среднеюрские *аален-батские* и *келловейские* НГМТ находятся на градациях МК₁-МК₂ в Южно-Баренцевской впадине, прогибах Нордкап и Бьерная. Область, в которой породы достигли градации МК₂, значительно сокращается от аален-батских к келловейским отложениям, внешние границы очага нефтегазогенерации уменьшаются незначительно. На большей части Баренцева моря зрелость *верхнеюрских* «черных глин» соответствует градации ПК. Согласно замерам ПОВ и геохимическим данным породы достигли градации МК₁, возможно и МК₂, только в центральной части Южно-Баренцевской впадины и прогибах норвежского шельфа (Нордкап и Бьерная).

Глава 8. Моделирование процессов нефтегазообразования в Баренцевоморском бассейне

8.1. Исходные данные

Моделирование проводилось в программном пакете Temis Suite 2D. В качестве геологической основы были выбраны два региональных сейсмо-геологических профиля, пересекающих Южно-Баренцевскую впадину во взаимоперпендикулярных направлениях. На разрезах были выделены основные НГМТ. Корреляция тепловой модели осуществлялась сопоставлением рассчитанных и замеренных значений ПОВ по скважинам Штокмановская и Адмиралтейская.

8.2. Результаты моделирования

Установлено, что генерация УВ в юрских породах Южно-Баренцевской впадины началась в альбском веке раннемеловой эпохи, а на ее окраинах – в позднемеловой эпохе.

Миграция УВ из очага генерации носила преимущественно латеральный характер, что создавало предпосылки для формирования скоплений УВ в юрских отложениях на бортах впадины. На сегодняшний день максимальная степень выработанности ОВ юрских отложений установлена в центральной части Южно-Баренцевской впадины: до 15-20 % для ОВ среднеюрской и 7-10 % для ОВ верхнеюрской пород. На большей части бассейна степень выработанности ОВ среднеюрских пород не превышает 10 %, а верхнеюрские породы еще не реализовали свой потенциал, т.к. не достигли ГЗН.

8.3. Перспективы юрского нефтегазоносного комплекса

Выявленные геолого-геохимические особенности юрских отложений позволили предположить, что значительная часть скоплений УВ, сгенерированных юрскими НГМТ, имеют газо-нефтяной состав. На значительной территории очагов нефтегазообразования западной части Баренцевоморского шельфа верхнеюрские нефтематеринские породы достигли градации $МК_2$, что создает благоприятные условия для генерации и миграции нефти. Возможные скопления УВ в юрском нефтегазоносном комплексе следует ожидать на периферии впадин и прогибов, к которым приурочены очаги нефтегазообразования - антиклинальные структуры в Южно-Баренцевской зоне ступеней, прогибе Седова (Митюшихинское, Безымянное и Гусиноземельское поднятия), на Штокмановской седловине, своде Федынского, а также в непосредственно в пределах Южно-Баренцевской впадины (глубина до 3-4 км). Залежи могут быть открыты не только в коллекторах юрского и мелового возраста, но и в триасовых отложениях, что связано со значительными перепадами глубин залегания пород.

В отличие от прогнозного состава залежей большинство открытых месторождений имеют газовый состав. Это обусловлено следующими факторами: 1) наличие значительного притока газа из среднетриасовой газоматеринской породы в юрские резервуары и вытеснение нефтяных УВ, сформированных юрскими НГМТ; 2) среднеюрские НГМТ обладают низким и удовлетворительным генерационным потенциалом, вследствие чего они не могут генерировать значительное количество жидких УВ; 3) площадь развития очагов нефтегазообразования наиболее перспективной верхнеюрской нефтематеринской толщи ограничена наиболее прогнутыми частями бассейна.

Заключение

1. По результатам геохимических исследований ОВ в разрезе юрских отложений Баренцевоморского шельфа были выделены следующие нефтегазоматеринские толщи: нижнеюрские, среднеюрские аален-батские, среднеюрские келловейские и верхнеюрские.

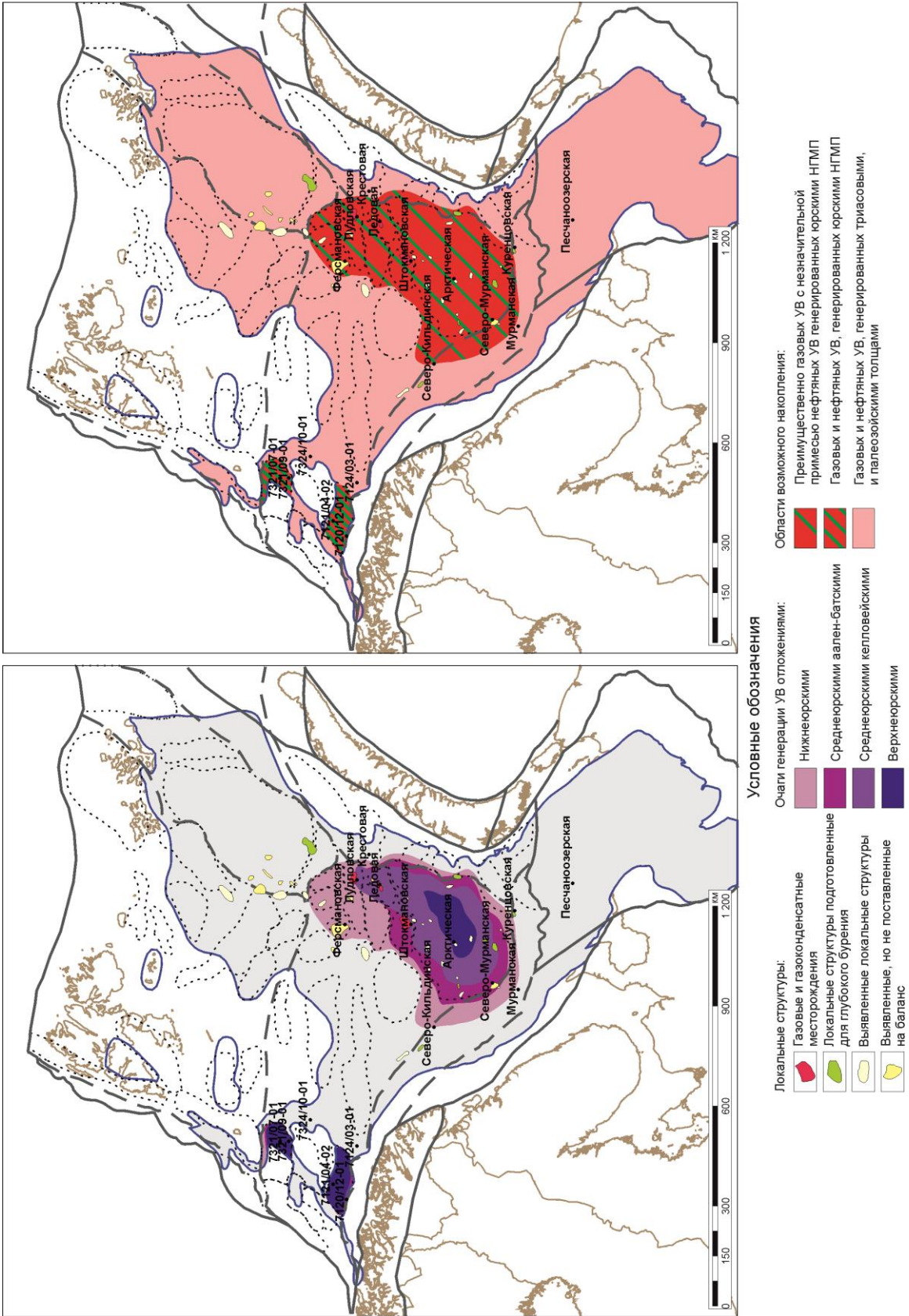


Рисунок 4 Карта очагов генерации углеводородов юрскими НГМП (слева) и прогнозная схема фазового состава скоплений углеводородов, приуроченных к юрскому комплексу пород (справа)

2. Нижнеюрские отложения содержат ОВ гумусового типа и обладают низким и удовлетворительным газогенерационным потенциалом. Максимальные концентрации ОВ приурочены к отложениям аллювиально-дельтовой равнины северо-западной части Южно-Баренцевской впадины и локальным конусами выноса в прогибах норвежского шельфа. В пределах всей юго-восточной части Баренцева моря нижнеюрские отложения достигли ГЗН, можно предположить, что они генерировали преимущественно газовые УВ.

3. Среднеюрские аален-батские породы содержат смешанный сапропелево-гумусовый тип ОВ, при этом, вверх по разрезу отмечается увеличение содержания сапропелевого ОВ. Породы обладают преимущественно низким и удовлетворительным нефтегазогенерационным потенциалом. Распределение содержания ОВ аналогично распределению содержания ОВ в нижнеюрских отложениях, что обусловлено схожими условиями осадконакопления. Многочисленные трансгрессии моря, достигающие восточной части Баренцевоморского шельфа обусловили увеличение доли сапропелевого ОВ в северном направлении. Среднеюрские аален-батские НГМТ достигли зрелости соответствующей грациям МК₁-МК₂ в Южно-Баренцевской впадине, прогибах Нордкап и Бьерная. Они могут генерировать жидкие и газовые УВ, доля жидких УВ будет увеличиваться в северном направлении.

4. Среднеюрские келловейские породы характеризуются преимущественно смешанным гумусово-сапропелевым типом ОВ. В них, как и в аален-батских отложениях, установлено увеличение содержания сапропелевого ОВ вверх по разрезу. В северном направлении отмечается увеличение содержания гумусового ОВ, что связано с существовавшим в келловейское время источником сноса материала, приуроченным к арх. Земля Франца Иосифа. Отложения обладают низким и удовлетворительным нефтегазогенерационным потенциалом. Содержание Сорг в келловейских породах практически не изменяется по площади, что обусловлено однородными мелководно-морскими условиями осадконакопления. Среднеюрские келловейские НГМТ достигли ГЗН в Южно-Баренцевской впадине и прогибах норвежского шельфа. Они могут генерировать жидкие и газовые УВ, причем доля жидких УВ будет уменьшаться в северном направлении.

5. Верхнеюрская нефтематеринская толща на территории Баренцевоморского шельфа содержит преимущественно ОВ сапропелевого типа, однако, на севере региона отмечается увеличение содержания гумусового ОВ (арх. Шпицберген, Земля Франца Иосифа). Нефтегазогенерационный потенциал пород изменяется от хорошего до превосходного. В центральной части Южно-Баренцевской впадины верхнеюрские отложения содержат два нефтематеринских горизонта: киммериджский и титонский

(волжские глины). Проведенные исследования позволили установить, что киммериджские отложения обладают более высоким нефтегенерационным потенциалом, чем титонские. Максимальные содержания ОБ в верхнеюрских отложениях приурочены к центральным частям Южно-Баренцевской и, возможно, Северо-Баренцевской впадин, а также к прогибам на западе Баренцевоморского шельфа. Толщи достигли ГЗН в центральной части Южно-Баренцевской впадины, и в прогибах норвежского шельфа. В этих зонах породы могли генерировать жидкие УВ, что косвенно подтверждается наличием микронефти в верхнеюрских аргиллитах Арктической площади (Гаврилов, 1993; Маргулис, 2008).

6. Установлено, что в Южно-Баренцевской впадине генерация УВ юрскими породами началась в конце раннемеловой эпохи. На периферии впадины ниже- и среднеюрские отложения достигли ГЗН в конце мелового периода, а верхнеюрская нефтематеринская порода является незрелой.

7. Построена карта фазового состава УВ в юрском нефтегазоносном комплексе акватории Баренцева моря. Большинство УВ-скоплений, сформированных флюидами, источником которых являются юрские НГМТ, имеют газо-нефтяной состав, причем доля нефтяных УВ на западе территории больше, чем на востоке. Это связано с более широким развитием областей, в которых богатые сапропелевым ОБ верхнеюрские нефтематеринские породы находятся на пике генерации жидких УВ ($МК_2$). Тем не менее, основная часть выявленных на сегодняшний день залежей, имеют газовый и газоконденсатный состав, что связано, по всей видимости, со значительным притоком газа из нижележащих триасовых газоматеринских пород, а также генерацией газовых УВ нижнеюрскими газоматеринскими породами, и как следствие вытеснением нефтяных УВ.

Список работ, опубликованных по теме диссертации:

- **Кириухина Н.М.**, Кириухина Т.А. Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 2013. № 1. С. 28-35.
- Stoupakova A.V., Kirykhina T.A., Suslova A.A., **Kirykhina N.M.**, Sautkin R., Bordunov S.I. Structure, Hydrocarbon Prospects of the Russian Western Arctic Shelf // AAPG Arctic Technology Conference. 2012. pp. 1-13.
- **Кириухина Н.М.**, Кириухина Т.А., Большакова М.А. Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений Баренцевоморского шельфа // XIV Международная научно-практическая конференция «Геомодель». Геленджик. 2012.
- Кириухина Т.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., **Кириухина Н.М.**, Норина Д.А. Мезозойские нефтегазоматеринские отложения Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа. 2012. № 3. С. 24-35.
- **Кириухина Н.М.**, Норина Д.А., Сулова А.А., Кириухина Т.А., Ступакова А.В. Юрские нефтематеринские толщи Баренцевоморского бассейна // Материалы XVIII Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Ломоносов-2011». Секция Геология. Москва. 2011. С. 14-17.
- **Kiryukhina N.M.**, Kiryukhina T.A., Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Norina D.A. Geochemical characteristics of the Barents Sea Upper Jurassic source rocks 72nd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010. Barcelona. 2010. pp. 4727-4731.