

На правах рукописи



Леончик Михаил Иванович

**СЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ЛОВУШКИ УГЛЕВОДОРОДОВ БАРЕНЦЕВСКОГО
МЕГАБАССЕЙНА – НОВОЕ ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ПОИСКОВ
НЕФТИ И ГАЗА**

*Специальность: 25.00.12 - «Геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений»*

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Геленджик – 2011

Работа выполнена в ОАО «Союзморгео»

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук,
академик РАЕН

Григоренко Юрий Николаевич

Официальные оппоненты:

доктор геолого-минералогических наук,
профессор, академик РАЕН
доктор физико-математических наук,
профессор, член-корреспондент РАЕН

Макаревич Владимир Николаевич

Ампилов Юрий Петрович

Ведущая организация: ГНЦ ФГУГП «Южморгеология»

Защита диссертации состоится « 03 » февраля 2012 г. в 14 часов на заседании диссертационного совета Д 216.008.01 при Федеральном государственном унитарном предприятии «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ») по адресу: 191014, Санкт-Петербург, Литейный проспект, 39, зал заседаний Ученого совета.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГУП «ВНИГРИ»

Автореферат разослан « 26 » декабря 2011 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
кандидат геолого-минералогических наук



Г.А. Григорьев

Актуальность исследований

Мировая статистика показывает, что не менее 30 % ресурсов УВ сосредоточено в ловушках неантиклинального типа различного происхождения, в том числе седиментационного; в некоторых районах их доля увеличивается до 50–70 %.

Анализ соотношения локализованных объектов и оценки начальных суммарных ресурсов углеводородов показывает, что не менее 25 % НСР УВ не обеспечены ловушками антиклинального типа (рис. 1).

В связи с этим обнаружение и изучение седиментационных ловушек и выделение областей их регионального развития в российской части Баренцева моря, является необходимым и актуальным, особенно в наиболее благоприятных по природным условиям южных районах, где количество перспективных антиклинальных структур относительно невелико.

Объектом исследования являются седиментационные ловушки Баренцевского мегабассейна различного генезиса, геологические условия их образования, особенности их выделения и типизации на основе сейсмофациального и седиментационного анализа, последующая оценка перспектив их нефтегазоносности.

Цель работы – оценка строения, формирования и нефтегазоносности седиментационных ловушек УВ российской акватории Баренцевского мегабассейна.

Основные задачи исследований:

1. Выявление и изучение седиментационных ловушек различного типа в верхнедевонско-неокомских нефтегазоносных комплексах Баренцевского мегабассейна с привлечением материалов сейсмофациального и седиментационного анализов.

2. Локализация отдельных седиментационных ловушек в верхнедевонско-юрских нефтегазоносных комплексах на основе анализа временных разрезов и структурных построений.

3. Характеристика углеводородных систем и нефтегазовых комплексов палеозоя-неокома, в связи с особенностями формирования и прогнозирования углеводородов седиментационных ловушек.

4. Оценка прогнозных ресурсов седиментационных ловушек и зон их концентрации.

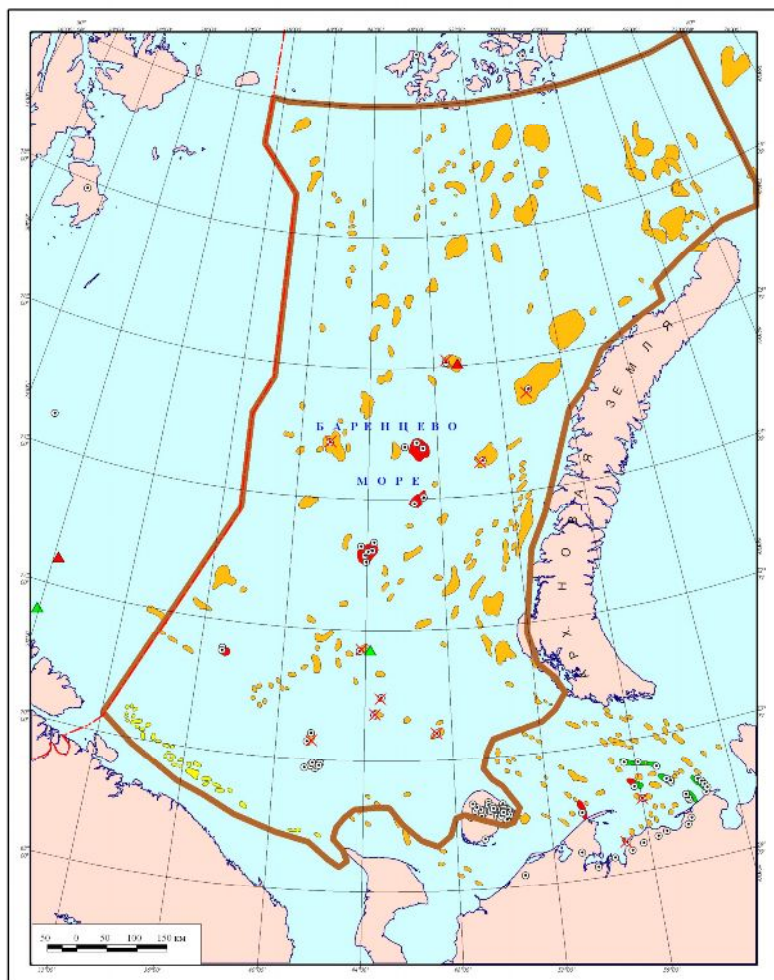
5. Разработка предложений по направлениям поиска нефтеперспективных ловушек седиментационного типа в верхнедевонско-юрских нефтегазоносных комплексах Баренцевского мегабассейна (российская часть).

Защищаемые положения:

1. Распространение и формирование ловушек седиментационного типа определяется условиями образования вмещающих эти ловушки толщ и тектоническими процессами, характерными для разных эпох развития Восточно-Баренцевского мегапрогиба.

2. Наиболее крупные седиментационные ловушки представлены рифогенными образованиями, приуроченными к краевым зонам локальных карбонатных платформ позднедевонско-нижнепермского (D_3-P_1) возраста, развитых в бортовых зонах Восточно-Баренцевского мегапрогиба на границах с глубоководными впадинами, в которых существовали условия, благоприятные для накопления потенциально нефтематеринских отложений доманикового типа.

3. Области развития наиболее крупных седиментационных ловушек, обусловленных деятельностью речных палеосистем и связанных с ними дельт, расположены в южной части Восточно-Баренцевского мегапрогиба – соответственно, в районе Куренцовской ступени и Мурманской и Кольской моноклиналей. Они представлены конусами выноса верхнепермского возраста и береговыми барями средне-верхнетриасового возраста.



1. морские, береговые и островные скважины;
2. результаты бурения: а - не промышленные притоки нефти; б - не промышленные притоки газа; с - отсутствие положительного результата;
3. потенциальные ловушки УВ, представленные антиклинальными структурами;
4. потенциальные ловушки УВ, представленные седиментационными ловушками в рифах С-Р₂ на Кольской моноклинали;
5. месторождения нефти (а), газа и конденсата (б) и смешанного состава (в);
6. госграницы;
7. граница района исследований

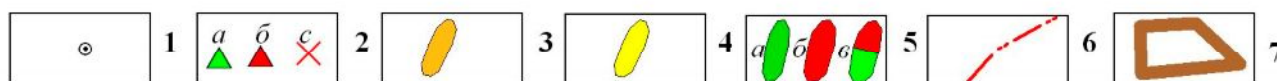


Рис. 1. Схема расположения района исследований и выявленных перспективных ловушек российской части Баренцева моря

4. В западной части Южно-Баренцевской впадины существуют седиментационные ловушки, образованные турбидитовыми песчаниками в толще глинистых верхнеюрских отложений, которые на акватории Баренцева моря обладают высоким нефтеносным потенциалом.

5. Ловушки седиментационного типа, выделенные в восточной российской части Баренцева моря, представляют значительный нефтегазопоисковый интерес, их доля в начальных суммарных ресурсах может составлять 25–30 % и в количественном выражении оценивается в 7,2–8,6 млрд т УТ.

Научная новизна.

1. В работе научно обосновывается принципиально новое направление геологоразведочных работ на нетрадиционные для акватории Баренцева моря неструктурные ловушки седиментационного типа.

2. Главные участки их распространения выявлены в средне-верхнепалеозойских, триасовых и юрско-неокомских отложениях.

3. Наряду с расширением фонда локальных нефтегазопроисловых объектов выявление и изучение седиментационных ловушек способствует адресному поиску морских месторождений УВ, столь важных для российской Арктики, расширению и вовлечению в нефтепоиски бортовых районов основной нефтеперспективной мегаструктуры Баренцева моря - Восточно-Баренцевского мегапрогиба.

4. В бортовых зонах Восточно-Баренцевского мегапрогиба прослежены системы локальных карбонатных платформ позднедевонско-нижнепермского возраста, обрамляющих глубоководные впадины, в которых формировались синхронные нефтематеринские отложения доманикового типа.

5. Седиментационные ловушки, связанные с рифогенными образованиями (краевые рифы), приуроченными к окончанию карбонатных платформ, могут содержать залежи нефти, в том числе крупные по размерам.

6. Впервые дано геолого-геофизическое обоснование присутствия песчаных пород турбидитового генезиса, располагающих удовлетворительными ФЕС, внутри верхнеюрской глинистой толщи в Южно-Баренцевской впадине.

7. Дана количественная оценка УВ ресурсов седиментационных ловушек различного генезиса как выделенных впервые, так и выделенных ранее и подтвержденных современными геолого-геофизическими исследованиями: карбонатных платформ позднего девона-ранней перми, конусов выноса поздней перми, поздне триасовых баровых тел, образованных речными палеосистемами и верхнеюрских турбидитов. Показано их существенное значение в общей ресурсной оценке Баренцевоморской НГП.

Личный вклад.

Сбор, анализ, интерпретация и обобщение использованных при работе над диссертацией геолого-геофизических материалов проводились автором по результатам исследований 1979–2011 гг., выполненных ОАО (ранее ВМНПО) «Союзморгео», ОАО МАГЭ (ранее КМАГЭ), ФГУП «Севморнефтегеофизика» (ранее трест в составе Союзморгео).

Автор проанализировал более 50 производственных отчетов по региону работ, проинтерпретировал временные разрезы в количестве более 25000 пог. км, привлек к интерпретации результаты бурения по всем объектам, разбуренным на акватории Баренцева (14 структур) и Печорского морей (10 структур), проанализировал результаты исследований по западной части Баренцева моря и по нефтегазоносным бассейнам мира на основе литературных источников.

При непосредственном участии автора или под его руководством выполнено более 20 производственных и тематических отчетов, касающихся геологического строения, нефтегазоносности, а также оценки прогнозных ресурсов УВ Баренцева моря.

Фактический материал:

Первичные и фондовые материалы по результатам работ 1979-2011 гг., выполненных ОАО «Союзморгео», ОАО МАГЭ, ФГУП «Севморнефтегеофизика», в том числе выполненные при непосредственном участии автора, материалы статей и докладов, посвящённых изучению нефтегазоносности и геологическому строению региона, опубликованных в геологических изданиях и интернет-ресурсах.

Апробация работы.

Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на 11 конференциях: «Нефть и газ Арктики», Москва, 2006, «Нефть и газ Арктического шельфа», Мурманск, 2006, 2008, Морская школа, Москва, 2007, АР-3, Москва, 2009, ВНИГРИ, С-Петербург, 2010, ЕАГЕ, Санкт-Петербург, 2010, ВНИГНИ, Москва, 2010, Освоение шельфа России, Москва, 2011 и др. Кроме того основные положения диссертации изложены в различных тематических отчетах, выполненных автором в процессе производственной деятельности в рамках федеральных и коммерческих исследований, в том числе для Министерства природных ресурсов и экологии РФ, ВНИГНИ, ВСЕГЕИ, ВНИИОкеангеологии.

Результаты исследований автора учтены в работах выполнявшихся ОАО «Союзморгео» для Министерства природных и экологии РФ 2008-2010 гг.

К внедрению предлагаются морфоструктурно-генетическое описание (типизация) 4 основных типов седиментационных ловушек в палеозой-мезозойских отложениях и 5 участков их распространения в пределах Баренцевоморского региона.

По теме диссертации опубликовано 16 работ, в том числе 5 публикаций в ведущих периодических изданиях из Перечня, рекомендованного ВАК.

Благодарности:

Автор выражает благодарность всем геологам и геофизикам, работавшим и работающим в настоящее время в арктических морях, результаты работ которых и их представления о геологическом развитии региона были использованы автором при написании диссертации: Бро Е.Г., Гаврилову В.П., Грамбергу И.С., Григоренко Ю.Н., Диденко Е.Б., Кораго Е.А., Маловицкому Я.П., Маргулису Л.С., Погребницкому Ю.Е., Пчелиной Т.М., Прищепе О.М., Прокудину С.К., Сенину Б.В., Супруненко О.И., Шипилову Э.В., Шипелькевичу Ю.В., Школа И.В., Юнову А.Ю., Хаину В.Е. и многим другим.

Особую благодарность автор выражает научному руководителю д.г.-м.н. Григоренко Ю.Н и д.г.-м.н. Сенину Б.В. за их внимание, ценные научные консультации и мудрые житейские советы, которые помогли автору справиться с этой работой.

Структура и объем работы:

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы из 56 наименований, содержит 50 рисунков. Общий объем работы – 130 страниц

Обоснование защищаемых положений.

Положение № 1. *Распространение и формирование ловушек седиментационного типа определяется условиями образования вмещающих эти ловушки толщ и тектоническими процессами, характерными для разных эпох развития Восточно-Баренцевского мегапрогиба.*

Так как в Восточно-Баренцевском мегапрогибе самыми древними доступными для бурения - и то только в бортовых зонах - являются комплексы среднего-верхнего

палеозоя, в диссертации рассмотрены условия образования этих и более молодых отложений.

Платформенный этап развития (в диссертации рассмотрен только для верхнедевонско-нижнепермского возраста) характеризуется относительно спокойным тектоническим режимом, при котором в Баренцевоморском регионе формировались долгоживущие области морского карбонатного и карбонатно-терригенного мелководья и относительно глубоководные впадины с широким спектром промежуточных фациальных зон [Bugge, 1995; Blendinger, 1997; Ehrenberg, 1998; В.А. Басов и др., 2009; Ivanova, 1997].

В это время на восточном борту Восточно-Баренцевского мегапрогиба – от Печорского шельфа до Северо-Карской синеклизы – протягивается пояс терригенно-карбонатной седиментации с рифообразованием [Ю.Ф. Федоровский, 2009].

На Приновоземельском шельфе распространяются мелководно-морские условия седиментации с возможными рифогенными постройками. С запада в направлении Восточно-Баренцевского трога предполагается постепенный переход к отложениям континентального склона и далее к конденсированным карбонатно-глинисто-кремнистым осадкам некомпенсированных впадин, аналогичных синхронным отложениям Новой Земли [И.С. Грамберг и др., 2002; Е.А. Кораго и др., 1992; М.И. Леончик, 2010]. Поднятие Центральной Банки и свод Федынского в это время, скорее всего, представляли собой карбонатные банки, окруженные мелким карбонатным шельфом, полого наклоненным на восток. Печорская плита, включая её акваториальное продолжение, характеризуется режимом мелководного шельфа («карбонатной платформы»). В целом наиболее активным рифообразованием, а следовательно и формированием ловушек на карбонатном шельфе в пределах Баренцевоморского региона отмечаются ассельско-сакмарские обстановки нижней перми.

Выделяемые карбонатные платформы приурочены к областям долгоживущих поднятий, таких как Печорская плита, Кольская моноклинал, Центрально-Баренцевское и Адмиралтейское.

Соответственно, основные типы ловушек представлены различными рифогенными (органогенными) образованиями в пределах карбонатного шельфа.

Для рифтового этапа характерно усиление тектонических движений в поздней перми - триасе, активное прогибание Восточно-Баренцевского мегапрогиба и формированию в нем значительной по мощности терригенной пермско-триасовой толщи (суммарно более 10–12 км). Это привело к развитию участков латерального седиментационного наращивания склонов Восточно-Баренцевского мегапрогиба, особенно ярко проявившегося на юге Южно-Баренцевской впадины, где по сейсмическим данным выделены верхнепермские конусы выноса и триасовые речные палеосистемы [Л.А. Попова и др., 1993; Ю.В. Шипелькевич, 1993; А.Ю. Юнов, 1993; М.И. Леончик, 2011].

Кроме того на рубеже триаса и юры в результате древнекиммерийского орогенеза активизировалось поднятие Новоземельской гряды, что привело к изменению первичного залегания осадочных пород пермско-триасового возраста в прилегающих депрессиях, особенно, вдоль западного фронта Новоземельского орогена (современные районы Предновоземельской системы дислокаций и прогиба Седова, восточный склон Адмиралтейского вала и ступень мыса Желания) и формированию структурно – стратиграфических ловушек в триасово-среднеюрских отложениях [М.Л. Верба, 1977; Б.В. Сенин, Э.В. Шипилов, А.Ю. Юнов, 1989; И.С. Грамберг, 1997; И.С. Грамберг, О.И. Супруненко, 1998; С.П. Павлов, 2009; М.И. Леончик, 2011].

Пострифтовый (синеклизный) этап характеризуется началом трансгрессии, достигшей своего максимума в верхнеюрское время, когда значительно сократились площади, занятые сушей, а в центральной части Восточно-Баренцевского мегапрогиба сформировались битуминозные глинистые отложения, аналогичные баженовской свите Западной Сибири, с линзами турбидитовых песков.

Таким образом, история геологического развития региона показывает, что на протяжении среднего-верхнего палеозоя-мезозоя в регионе существовали условия, благоприятные для формирования седиментационных ловушек различного генезиса.

Положение № 2. *Наиболее крупные седиментационные ловушки представлены рифогенными образованиями, приуроченными к краевым зонам локальных карбонатных платформ позднедевонско-нижнепермского (D_3-P_1) возраста, развитых в бортовых зонах Восточно-Баренцевского мегапрогиба на границах с глубоководными впадинами, в которых существовали условия, благоприятные для накопления потенциально нефтематеринских отложений доманикового типа.*

Главными особенностями этих названных обстановок являются [М.И. Леончик и др., 2008, 2010]:

1. Формирование доманиковой формации франско-фаменского возраста, которая в российской части Баренцева моря накапливалась в морских достаточно глубоководных условиях и которая на юге моря (район Тимано-Печорской плиты) а также, предположительно, в окраинных (прибортовых) частях Восточно-Баренцевского мегапрогиба является основной нефтегенерирующей толщей, способной генерировать значительные объёмы нефти.

2. Наличие рифогенных образований франско-нижнепермского возраста в акваториальной и наземной частях Тимано-Печорской плиты, с которыми связан ряд залежей нефти (Варандей-Адзвинская структурная зона, Хорейверская и Денисовская впадины, Колвинский вал) и рифогенных образований каменноугольно-верхнепермского возраста в норвежской части моря, в которых при бурении на поднятии Лоппа и на платформе Финнмарк были выявлены признаки их нефтегазоносности [Larssen et al., 2002].

Выполненный автором сейсмофациальный анализ данных региональных сейсмических исследований в комплексе с результатами геологических съёмок шельфа и островов Баренцева моря позволил существенно расширить представления об особенностях распространения и перспективах нефтегазоносности карбонатных отложений франско-пермского возраста в восточной части Баренцева моря [М.И. Леончик, 2010, 2011].

В отложениях этого возраста в различных структурных зонах восточной части Баренцева моря на временных сейсмических разрезах выделяются аномалии волнового поля, относимые автором к палеоседиментационным карбонатным уступам, в пределах которых выделяются рифы (рис. 2). Им свойственно заметное изменение волнового поля и мощности отложений дорифового, рифового и зарифового комплексов. Как правило, в зарифовом пространстве происходит региональное ослабление динамики опорного отражающего горизонта I_a , приуроченного к кровле карбонатов франско-пермского возраста. На участках смены фациальных зон наблюдаются аномалии, связанные с окончанием карбонатного шельфа – они представлены крупными аномалиями типа «риф», заметным и довольно резким уменьшением мощности карбонатного комплекса. В дорифовом пространстве происходит замещение карбонатных фаций на карбонатно-кремнисто-глинистые с элементами подошвенного налегания, а также выделяются сейсмофации передового склона карбонатной платформы (обломочные фации на склоне карбонатных уступов) – в волновом поле им соответствуют хаотические косослоистые

сейсмofации иногда с элементами кровельного и подошвенного прилегания. В глубоководной части в подошве комплекса выделяется 2-3-х фазное высокоамплитудное отражение, соответствующее, по всей видимости, депрессионным осадкам доманикоидного типа.

Принципиальные модели возможного перехода от карбонатного мелководного шельфа к более глубоководному, показанные в диссертации, и связанный с этим характер фациальных замещений хорошо согласуются с литолого-фациальной зональностью синхронных разрезов в обнажениях вдоль западного побережья Новой Земли. Согласно этим данным, в среднем-позднем палеозое на востоке Баренцева моря действительно были широко развиты рифовые массивы и пространственно сопряженные с ними черносланцевые отложения, обогащенные сапропелевым органическим веществом (Сорг. до 5–12 %).

Анализ сейсмических данных, материалов геологических съёмок и бурения на островах и прилегающей суше позволил определить на акватории Баренцева моря области возможного развития локальных окраинно-бассейновых карбонатных платформ а также наметить границы краевых рифов, приуроченных к их окончанию [М.И. Леончик и др., 2010]. Эти объекты преимущественно обрамляют древние глубоководные впадины Восточно-Баренцевского мегапрогиба.

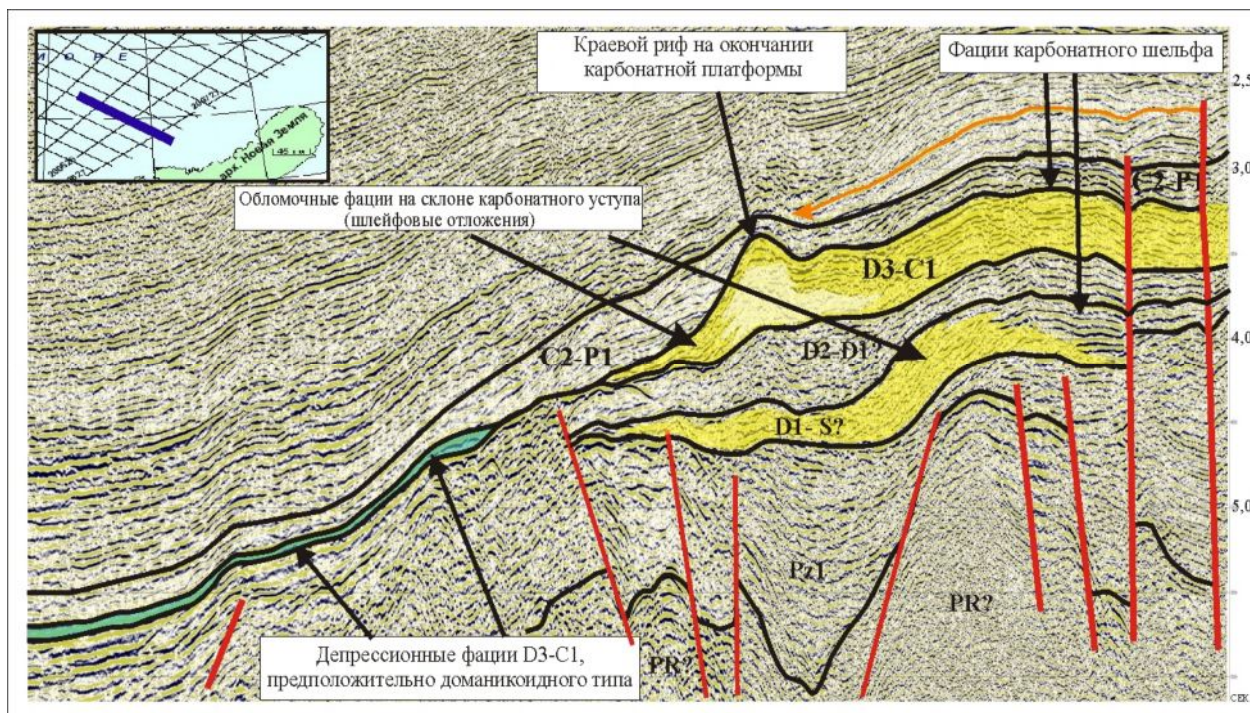


Рис. 2. Фрагмент временного разреза, характеризующий зону перехода от мелководного карбонатного шельфа к относительно глубоководному с конденсированным осадконакоплением (работы ОАО МАГЭ, с изменениями М.И. Леончика)

В центральной части Восточно-Баренцевского мегапрогиба обособляется относительно глубоководный бассейн, представляющий собой впадину глубиной 500–2000 м, соединённую с основной океанической областью Урало-Сибирского палеоокеана глубоководным проливом в полосе Пай-Хоя-Полярного Урала. В этом бассейне могли существовать участки накопления нефтематеринских карбонатно-глинисто-кремнистых толщ типа доманиковой формации, что согласуется с результатами палеоседиментационного анализа для этого времени, выполненного для

смежной Тимано-Печорской области [Атлас геологических карт ..., 2000; О.М. Прищепа и др., 2009; Е.А. Маргулис, 2009] а также для ступени Тегеттгофа на Северо-Карском шельфе [О.И. Супруненко и др., 2009].

Мелководное море с карбонатным осадконакоплением располагалось, в основном, в пределах Тимано-Печорской плиты и распространялось на север до ограничивающей её Куренцовской ступени. С запада, севера и востока глубоководный бассейн окружали небольшие карбонатные платформы или массивы, на окраинах которых могли формироваться краевые рифы.

Таким образом, в Восточно-Баренцевском мегапрогибе могли существовать благоприятные условия как для накопления нефтегазоматеринских отложений, так и для формирования седиментационных ловушек в виде рифов, которые приурочены к краевым уступам региональной карбонатной платформы Тимано-Печорской плиты в зоне ее сочленения с южным бортом Восточно-Баренцевского мегапрогиба (Куренцовская ступень) и локальных карбонатных платформ, расположенных на юго-западном, западном и восточном бортах мегапрогиба [М.И. Леончик и др., 2010].

По имеющимся сейсмическим материалам выделены две локальные карбонатные платформы, залегающие на глубинах, доступных для современного бурения.

Карбонатная платформа верхнедевонско-нижнепермского возраста в районе ступени Желания впервые была выделена автором в 1990 году по результатам тематических работ как атолл, в 2007 году её существование было подтверждено современными сейсмическими исследованиями МАГЭ. По новым данным площадь платформы составляет 5223 км², мощность осадочного комплекса превышает 1000 м [П.А. Хлебников и др., 2010].

Предполагаемая платформа более молодого возраста - каменноугольно-нижнепермского – прослежена по единичным сейсмическим профилям (архивные временные разрезы ОАО «Союзморгео» и треста СМНГ) на акваториальном продолжении Канино-Тиманского кряжа. Ориентировочная площадь составляет 3400 км², мощность отложений платформы около 500 м.

Степень преобразованности (катагенеза) органического вещества нефтегазоматеринских толщ в восточной части Баренцева моря на глубинах до 6000 метров по данным двухмерного (2D) моделирования, выполненного по сети региональных профилей в 2006 году специалистами ФГУП «ВНИИОкеангеологии», находится на стадиях МК₂-МК₅. Применительно к большим глубинам результаты моделирования свидетельствуют о полной реализации нефтематеринского и значительной реализации газоматеринского потенциала палеозойских отложений.

Однако при оценке перспектив нефтегазоносности рассматриваемого комплекса, по всей видимости, следует учитывать такие явления, отмечаемые некоторыми исследователями, как «инверсия» катагенетической зональности, т.е. снижение зрелости органического вещества с глубиной в некоторых разрезах Баренцева моря [М.Л. Верба и др., 1999] или растянутость шкалы катагенеза во впадинах с мощным (20–25 км) осадочным чехлом и погружение нижней границы зоны нефтеобразования иногда до 6–8 км, а также статистически обоснованные представления о возможной генерации жидких УВ при температуре до 200°С [М.И. Лоджевская, 1990].

Эти предположения подкрепляются открытием в последние годы месторождений нефти на глубинах, значительно превышающих общепризнанные для формирования залежей нефти. Так, в 2009 году в Мексиканском заливе открыто самое глубокое в мире, обнаруженное за всю историю нефтяной отрасли на глубинах 10,6–12,0 км уникальное нефтяное месторождение Тайбер (Tiber) с геологическими запасами нефти 1,8 млрд т в отложениях палеогена и неогена.

Наличие нефтегазовых месторождений, приуроченных к седиментационным ловушкам, расположенным в пределах рассматриваемого возрастного интервала (D_3-P_1), доказано как в Прикаспийской впадине (выявленные гигантские запасы газа на Астрахановском месторождении, нефти – на месторождениях Тенгиз, Кашаган и нефти и газа – на месторождении Карачаганак), так и в пределах сухопутной части Тимано-Печорской провинции. В частности, в Хорейверской впадине с рифогенными отложениями доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса связано большинство промышленных залежей нефти.

Автором дана оценка НСР УВ двух предполагаемых локальных карбонатных платформ на основе оценки плотности НСР извлекаемых УВ ВНИИОкеангеологии [Арктические моря, т. 5, кн. 1, 2004].

Карбонатная платформа в районе ступени Желания при площади 5220 км^2 характеризуется НСР УВ (извл.) в объёме 261–522 млн т УТ (минимальные–максимальные значения).

На карбонатной платформе на акваториальном продолжении Канино-Тиманского кряжа при её ориентировочной площади 3400 км^2 предполагаемые извлекаемые НСР УВ составляют от 102 до 170 млн т УТ.

Положение № 3. *Области развития наиболее крупных седиментационных ловушек, обусловленных деятельностью речных палеосистем и связанных с ними дельт, расположены в южной части Восточно-Баренцевского мегапрогиба – соответственно в районе Куренцовской ступени и Мурманской и Кольской моноклиналей. Они представлены конусами выноса позднепермского возраста и береговыми барями средне-верхнетриасового возраста.*

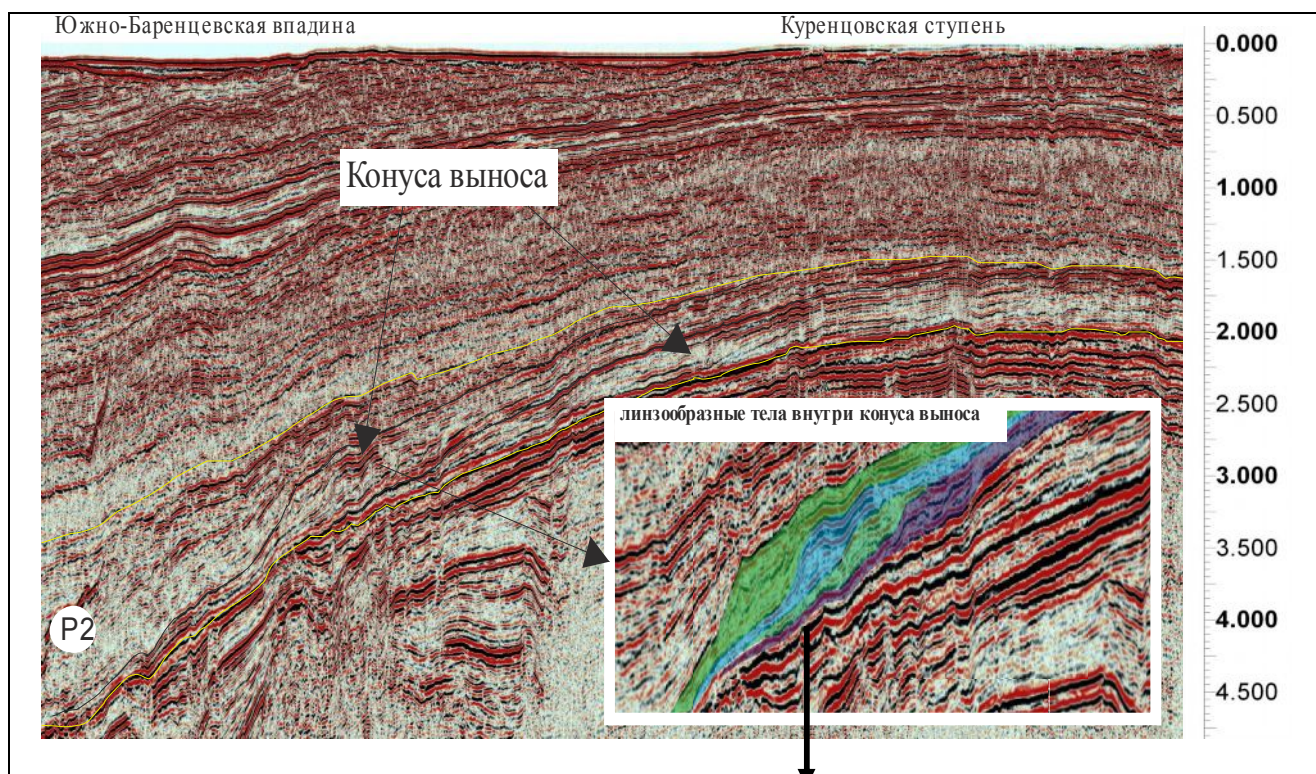
Крупные песчаные тела конусов выноса, палеodelьт и другие элементы, установленные на Кольской и Мурманской моноклиналях, Куренцовской ступени, на юге Предновоземельского форланда являются характерными аккумулятивными формами пермско-триасового возраста. Осадки, выносимые древними речными системами, привели к накоплению в центральной части Южно-Баренцевской впадины мощной толщи терригенных песчано-глинистых отложений, обогащенных органическим веществом, способным генерировать большие объёмы УВ.

В верхнепермских отложениях восточной части Баренцева моря поисковый интерес представляют седиментационные ловушки в конусах выноса Южного Приновоземелья, Куренцовской ступени и Кольской моноклинали. На временных разрезах они определяются по характерным косослоистым, сигмоидным сейсмофациям с элементами кровельного и подошвенного прилегания (рис. 3).

Специальные сейсмические исследования, нацеленные на выделение локальных литологических ловушек в указанных конусах выноса Баренцева моря, не проводились.

Однако мировая практика показывает [Н. Pettingill, 1998], что с аналогичными конусами выноса, образовавшимися на пассивных окраинах Атлантического и других океанов в результате выноса осадочного материала реками, в том числе в нефтегазоносных бассейнах Бразильского (Кампос, Гайанский и др.) и Южно-Австралийского шельфов (бассейн Отуэй), в Мексиканском заливе, на шельфе Центральной Африки (дельты рек Нигер и Конго), связано большое количество месторождений. Коллекторами являются преимущественно песчаные отложения конусов выноса позднемелового и миоценового возраста. По оценкам Н. Pettingill (1998), с 1970 по 1998 г. в мире открыто 30 гигантских месторождений нефти и газа, связанных с такими отложениями, суммарные извлекаемые запасы которых составляют более 4,6 млрд т УТ. Проведённый указанным автором анализ по этим месторождениям показал, что 25 % запасов приходится на структурные, 10 % – на стратиграфические

ловушки и 65 % - на ловушки смешанного структурно-стратиграфического типа, то есть роль седиментационных ловушек в формировании перспективных объектов достигает 75%. При этом статистические подсчёты показали, что ключевыми факторами образования гигантских месторождений являются площадь ловушки и эффективная мощность продуктивных пластов.



Аккумулятивные веера выноса

Рис. 3. Фрагмент временного разреза через Куренцовскую ступень (работы ОАО МАГЭ, интерпретация М.И. Леончика)

Таким образом, изучение внутреннего строения изначально авандельтовых пермских конусов выноса в древних зонах перехода от континентального шельфа к склону на востоке Баренцева моря представляет интерес для поиска в них локальных седиментационных ловушек, связанных с литологическими замещениями.

Суммарная площадь ареала развития верхнепермского конуса выноса в районе Куренцовской структуры составляет около 22000 км². Размеры отдельных аккумулятивных вееров в пределах конусов составляют 40 x 60 км, мощность толщи достигает 2–3,5 км [Л.А. Попова и др., 1993]. При минимальной удельной плотности извлекаемых НСР УВ, характерных для Куренцовской ступени, 50 тыс. т/км² в этом ареале формально может быть сосредоточено до 1100 млн т УТ.

В триасовых отложениях развиты ловушки седиментационного типа, связанные с наземными и подводными долинными и приустьевыми комплексами, которые формируют мощные аллювиально-дельтовые и авандельтовые тела. Одно из таких образований, связанное со средне-верхнетриасовой палеодолиной, было выделено специалистами треста СМНГ ВМНПО «Союзморгео» в 80-х годах прошлого столетия по сейсмическим данным в районах Кольской и Мурманской моноклиналей (рис. 4).

Сейсмофации палеодолины представлены разнообразными морфологическими элементами – палеорусли, барами, валами, косами и другими аллювиальными отложениями. Для них характерно наличие коротких косослоистых отражений,

палеоврезов и локальных положительных элементов внутри комплекса. В числе положительных аккумулятивных тел выделяются узкие валообразные объекты протяженностью 40–70 км, шириной несколько сотен метров и мощностью до 200–300 м. В структурном плане эти тела часто сопряжены со структурами облекания амплитудой 25–75 м.

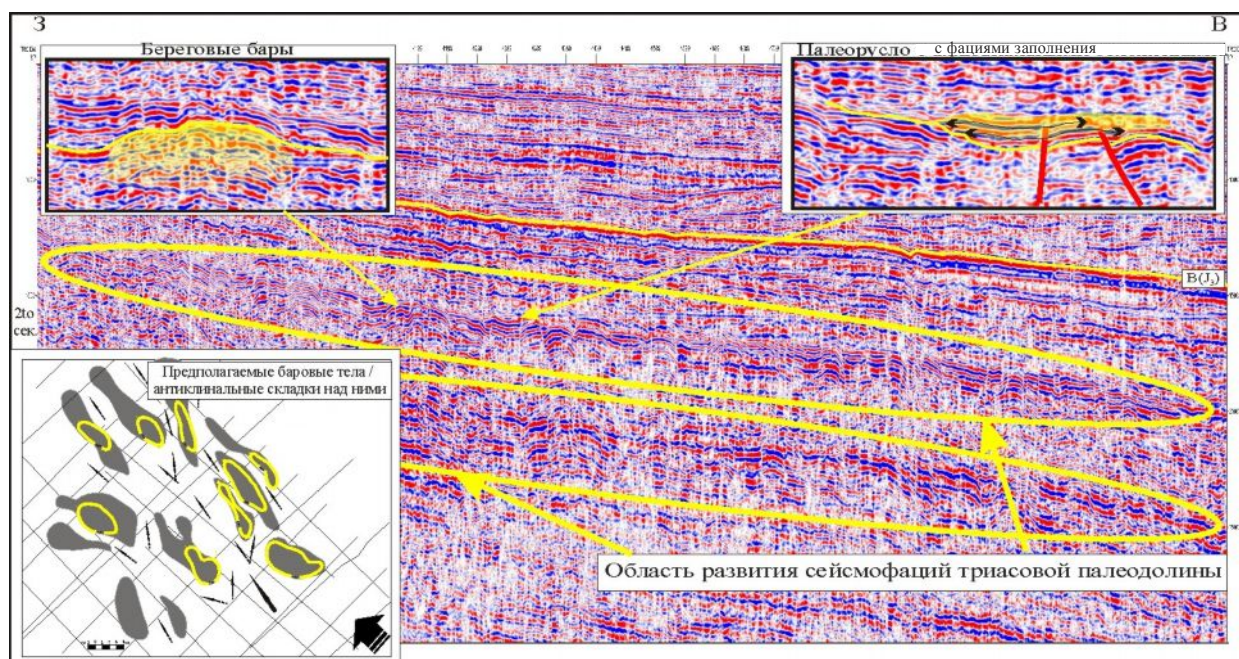


Рис. 4. Фрагмент временного разреза регионального профиля в области развития морфоструктур триасовой речной палеосистемы (по данным ОАО «Союзморгео»)

Рассматриваемая палеодолина частично располагается в пределах древней суши, для которой характерна последовательная смена среды осадконакопления - от возвышенности к равнине и приморской низменности. Наземная часть палеодельты (продельта) предположительно располагается в пределах этой низменности, периодически затапливаемой морем. Область разгрузки (авандельта) находится в постоянно прогибающейся и заполняемой речными осадками котловине, занятой мелководным морем типа современного Северного Каспия или Аральского моря. В этой котловине мощность верхнетриасовых отложений возрастает до 1500–2500 м. В связи с этими процессами в центральной части Южно-Баренцевской впадины была сформирована осадочная толща большой мощности, содержащая органическое вещество смешанного сапропелево-гумусового, а в наиболее погруженной части впадины - гумусово-сапропелевого типа [М.И. Леончик, 2011].

Глубина залегания кровли верхнетриасовых отложений (отражающий горизонт Б) по данным сейсморазведки в наиболее погруженной части ЮБВ составляет 3500–4500 м. По мнению Е.Г. Бро [1993], верхнетриасовые отложения на этих глубинах достигли стадий катагенеза МК₂-МК₃.

В триасовых седиментационных ловушках на акватории Баренцева моря (включая остров Колгуев), образованных в результате деятельности триасовых речных палеосистем, выявлено 4 месторождения углеводородов.

В мировой практике известны примеры гигантских месторождений, приуроченных к баровым ловушкам. На месторождении Боливар (Маракайбский бассейн, Венесуэла) в

баровых песчаниках миоцена открыты две залежи Лагунильяс с геологическими запасами 2,3 млрд т нефти. На этом месторождении развиты ловушки как антиклинального, так и неантиклинального типов (литологические, литолого-стратиграфические).

На Кольской моноклинали выделен участок, в пределах которого расположено 12 баровых ловушек, близко расположенных друг к другу. Общая площадь этого участка превышает 1300 км². Площадь отдельных баров меняется от 68 до 186 км²; средняя мощность баров по сейсмическим данным составляет около 300 м. Бары залегают на глубинах 1300–1800 м от поверхности моря. В области их развития триасовые отложения перекрыты юрскими образованиями, в кровле которых расположен региональный флюидоупор, представленный глинистыми отложениями верхнеюрско-нижнемелового возраста. В кровле 9 баровых ловушек по структурным построениям установлены антиклинальные перегибы амплитудой 25–75 м.

Оценка локализованных ресурсов объёмным методом, выполненная по этим девяти структурно-литологическим ловушкам, показывает, что суммарные геологические прогнозные ресурсы УВ по ним могут составлять от 267 до 801 млн т УТ.

Положение № 4. *В западной части Южно-Баренцевской впадины существуют седиментационные ловушки, образованные турбидитовыми песчаниками в толще глинистых верхнеюрских отложений, которая обладает высоким нефтеносным потенциалом.*

Геолого-геофизические исследования скважин свидетельствуют об отсутствии хороших традиционных коллекторов в этой толще в связи с преимущественно глинистым составом отложений. Глинистые, а в центральной части моря – битуминозно-глинистые отложения характеризуются высоким содержанием органического вещества сапропелевого типа (до 11,8 % в скважине Арктическая), не достигшего стадии катагенической преобразованности, при которой происходит массовая генерация углеводородов. На основании этих результатов в настоящее время верхнеюрскому комплексу на Баренцевоморском шельфе общепризнанно отводится роль регионального флюидоупора и потенциально нефтеносного комплекса с высоким, но нереализованным нефтегенерационным потенциалом. Однако следует отметить, что все скважины, пробуренные в Баренцевом море, расположены в бортовых зонах Восточно-Баренцевского мегапрогиба, где кровля комплекса располагается на глубинах 1400–1850 м, или на палеоподнятиях, которые прослежены в мегапрогибе по кровле юрского комплекса (на Арктической структуре глубина кровли - 2302 м).

По обобщениям Б.В. Сенина, похожая ситуация складывалась в 50-е годы прошлого столетия при изучении катагенеза органического вещества (ОВ) мезозойских, в том числе верхнеюрских отложений Западно-Сибирского палеобассейна, когда из-за слабой изученности бурением, которое проводилось преимущественно по периферии бассейна, у исследователей сложилось мнение о слабой преобразованности ОВ этих толщ. Дальнейшие исследования показали, что степень катагенеза ОВ быстро нарастает от периферии к центру бассейна.

Анализ данных по отражательной способности витринита показывает, что катагенетическая преобразованность этой толщи весьма разнообразна: в бортовых зонах мегапрогиба (скважины Мурманские, Северо-Кильдинские, Куренцовская) ОВ верхнеюрских отложений преобразовано до стадии ПК_{2,3}, в осевой части впадины она достигает стадии МК₁ (Арктическая, Штокмановская и Ледовая скважины) и даже МК₂ (Северо-Мурманская скважина) [Геология и полезные ископаемые России, 2004].

Кроме того, в Арктической и Северо-Мурманской скважинах, согласно результатам пиролитического исследования, глины верхней юры отличаются повышенным

коэффициентом продуктивности (соответственно, 0,1 и 0,33), что свидетельствует о преобразованности органического вещества, достаточной для продуцирования жидких углеводородов [Геодинамика и нефтегазоносность..., 1993]. Их присутствие в данном разрезе подтверждается на Арктической площади, где в интервале глубин 2416–2422 м в керне по плоскостям напластования кимеридж-оксфордских аргиллитов были обнаружены капли нефти.

На степень катагенеза органического вещества этих отложений в разное время дополнительно могли влиять два фактора:

1. Проявление в центральной части Южно-Баренцевской впадины обширного магматизма с образованием внутрипластовых интрузий, возраст которых по данным бурения на Лудловской площади определён как меловой. В работе Л.В. Жидковой и Е.Н. Кузнецовой (2000) на примере Сибирской платформы показана степень воздействия тепла трапповых интрузий на вмещающую их геологическую среду. В ней авторы отмечают, что на расстоянии 400–600 м выше траппового пласта температура под его воздействием может повышаться на 30–100 % от условно нормальной исходя из среднего геотермического градиента. Степень влияния траппов на температурный режим вмещающих толщ при этом зависит от мощности внедрившегося траппа, теплопроводности вмещающих пород, их трещиноватости, гидродинамической ситуации во вмещающих породах и других факторов.

2. Палеоглубины залегания верхнеюрского комплекса на момент начала кайнозойского аплифта заметно превышали современные глубины его залегания.

В связи с этим, на начало кайнозойского регионального подъёма всего Баренцевоморского региона глубина залегания кровли поздней юры в центральной части ЮБВ могла достигать 3000–3300 м. Подошва верхнеюрского комплекса, учитывая максимальную мощность этих отложений, могла находиться на глубинах до 3450–3750 м.

Результаты исследования отражательной способности витринита, выполненные в генетически однотипном Западно-Сибирском палеобассейне, показывают, что верхняя граница главной зоны нефтеобразования в этом бассейне по разным нефтегазоносным областям меняется от 2000 до 2900 м, а её мощность составляет 800–900 м [А.М. Фомин и др., 2000].

Всё выше сказанное позволяет предполагать, что в некоторых наиболее погруженных частях впадины, пока не изученных бурением, отложения верхней юры находились продолжительное время в главной зоне нефтеобразования и могли генерировать жидкие углеводороды. Область её развития, в сочетании с глубиной погружения верхнеюрского комплекса, определяется высокими значениями теплового потока (до 100–120 мВт/м²), свойственными, по данным В.Г. Левашкевича (2007), району восточнее Арктической структуры.

В связи с этим на первый план выходит проблема наличия коллекторов в верхнеюрской углеводородной системе.

Сейсмофациальный анализ, выполненный автором на базе временных разрезов, позволил выделить в пределах Южно-Баренцевской впадины в верхнеюрских отложениях область развития сейсмофаций, характеризующихся холмообразными, косослоистыми отражениями переменной амплитуды и протяжённости, которые находятся между высокоамплитудными субпараллельными отражающими горизонтами В(J₃) и ОГ В¹(К₁-J₃), соответствующими подошве и кровле верхнеюрских отложений [М.И. Леончик, 2011]. Эти сейсмофации в целом не свойственны верхнеюрской глинистой толще Баренцевоморского региона (рис. 5).

Глубоководные турбидиты, подобные выделенным в Южно-Баренцевской впадине, достаточно широко распространены в осадочных палеобассейнах мира, в том числе верхнеюрских.

В Норвежском море на месторождениях Тампен, Статфьорд и Магнус вскрыты нефтеносные глубоководные песчаники, находящиеся во вмещающей верхнеюрской глинистой толще, отнесённые к группе Викинг оксфордского и волжского ярусов [Petroleum Exploration and Exploitation in Norway. NPF, Special Publication № 4, Elsevier, Amsterdam, 1995, 444 p]. По своему происхождению песчаные отложения этого района были определены как турбидитовые фации, сформированные в морских условиях за счёт выноса материала с соседних площадей. Исследования показывают, что эти фации приурочены, в основном, к структурно низким зонам, что объясняет их редкое обнаружение в скважинах, которые бурятся, как правило, на антиклинальных структурах.

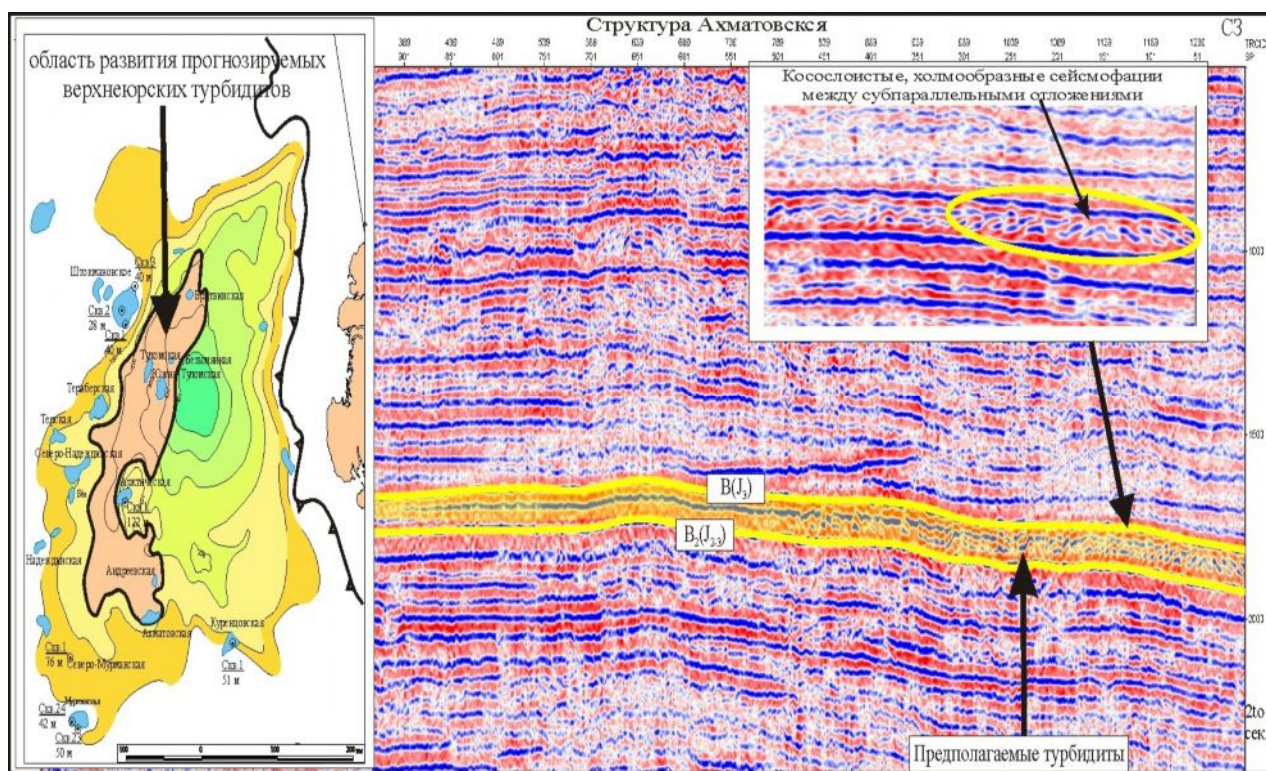


Рис. 5. Фрагмент регионального временного разреза, характеризующего сейсмofации турбидитов, и схема их развития в Южно-Баренцевской впадине

Во многих районах Западной Сибири по сейсмическим данным выделяется так называемый «аномальный» разрез баженовской свиты [Г.Р. Хуснуллина, 2009]. Его особенностью является появление внутри битуминозных глин (чёрных сланцев) песчано-алевролитовых отложений.

Область развития турбидитов, выделенных по сейсмическим данным, приурочена к западному борту Южно-Баренцевской впадины и бурением не вскрыта.

Таким образом, в западной части ЮБВ предполагается существование региональной области развития коллекторов в песчаных осадках, принесенных сюда турбидными (мутьевыми) потоками с удаленной окружающей суши [М.И. Леончик, 2011].

Площадь этой области на данном этапе сейсмической изученности составляет около 9000 км². Максимальная мощность верхнеюрских отложений по сейсмическим данным достигает 250–400 м.

В пределах выделенной зоны возможно обнаружение двух преобладающих типов ловушек, связанных с верхнеюрскими турбидитами. *Первый тип* - это ловушки литологические, приуроченные к зонам замещения глинистых отложений песчано-алевролитовыми. На современном этапе изученности их выделение затруднительно. *Второй тип* - ловушки комбинированные или структурно-литологические, в которых литологическая ловушка пространственно совпадает с антиклинальной. Второй тип ловушек на современной стадии сейсмической изученности представляет наибольший поисковый интерес в связи с наименьшими геологическими рисками их изучения, поскольку имеется достоверно определяемый замкнутый контур. К числу таких ловушек относятся антиклинальные поднятия Ахматовское, Андреевское, Южно-Тулумское, Тулумское, Безымянное и Бритвинское.

В диссертации выполнены две оценки ресурсов:

- НСР УВ всей выделенной области возможного развития турбидитовых коллекторов в целом могут составить при разной мощности нефтенасыщенной толщи (5 и 30 % от мощности верхнеюрского комплекса) 875 и 5255 млн т УТ соответственно;
- локализованные прогнозные ресурсы вышеперечисленных 6 антиклинальных структур, определенные объёмным методом составляют 220,6 млн т. Они меняются от 3,9 на Безымянной до 75,9 и 81,8 млн т соответственно на Южно-Тулумской и Ахматовской структурах.

Положение № 5. *Ловушки седиментационного типа, выделенные в восточной российской части Баренцева моря, представляют значительный нефтегазопроисловый интерес, их доля в начальных суммарных ресурсах может составлять 25–30 % и в количественном выражении оценивается в 7,2–8,6 млрд т УТ.*

В восточной части Баренцева моря (исключая Печорское море) на 01.01.2011 г. сейсморазведкой разной плотности выявлено около 190 ловушек антиклинального типа (см. рис. 1). Их суммарная площадь составляет около 55 тыс. км², что составляет приблизительно 5,8 % от общей площади акватории восточной части Баренцева моря (около 950 тыс. км² - в границах изучаемого региона). Этот показатель по Печорскому и Карскому морям достигает 8–9 %. Таким образом, обеспеченность начальных суммарных ресурсов УВ ловушками антиклинального типа на акватории Баренцева моря является наиболее низкой среди морей Западной Арктики.

Внутри Баренцевского мегабассейна наиболее низкая обеспеченность антиклинальными ловушками прослеживается в Южно-Баренцевской впадине.

По результатам последней официальной оценки (на 01.01.2002 г.) НСР УВ российской части Баренцева моря составляют 25,3 млрд т УТ, по данным оперативной оценки Министерства природных ресурсов и экологии РФ на 01.01.10 г. они достигают 26,6 млрд т, а по данным ВНИГРИ – 24,5 млрд т [О.М. Прищепа, 2008]. Как видно, оценки НСР УВ по объёму принципиально не отличаются. В этих оценках не учтены НСР УВ бывшей «серой зоны» в объёме 6,4 млрд т по данным на 01.01.2002 г. Учитывая разделение этой зоны между Россией и Норвегией приблизительно на равные площади, к НСР УВ восточной части Баренцева моря можно «добавить» 3,2 млрд т УТ. Таким образом, средняя величина возможных начальных суммарных ресурсов УВ восточной части Баренцева моря (без Печорского) составляет 28,7 млрд т УТ.

Структура НСР УВ распределяется следующим образом: запасы по 5 месторождениям (Штокмановское, Ледовое, Лудловское, Мурманское и Северо-Кильдинское) составляют 4,6 млрд т УТ, локализованные ресурсы 81 антиклинальной

структуры, включая перспективные (категория С₃) и прогнозные (категория Д₁) ресурсы, согласно оценке ОАО «Союзморгео» достигают 7,9 млрд т УТ. Для сравнения отметим, что оценки специалистов треста СМНГ на 2004 г. близки и составили 7,4 млрд т УТ. В последующих расчётах использованы оценки локализованных ресурсов, выполненные ОАО «Союзморгео» в 2008-2010 гг. по заказам ГНЦ ФГУП Южморгеология и ФГУП ВНИГНИ.

Следовательно, НСР УВ в 86 антиклинальных ловушках, включая 5 месторождений суммарной площадью около 34 000 км², представленные запасами и локализованными ресурсами (категории С₃ и Д₁), составляет 12,5 млрд т УТ и представляют 61,8 % от общей площади выявленных на настоящее время антиклинальных объектов при средней расчётной плотности НСР УВ, определенной по этим структурам, на уровне 0,367 млн т/км² (367 тыс. т/км²). С учетом такой плотности в оставшихся 103 антиклинальных структурах, выявленных сейсморазведкой, но не локализованных, может содержаться ещё около 7,0 млрд т УТ. Таким образом, НСР УВ в объёме 9,1 млрд т должны быть сосредоточены в антиклинальных и неантиклинальных ловушках, в том числе преимущественно седиментационного типа, которые ещё не выявлены сейсморазведочными работами, то есть эти ресурсы на стадии современной изученности ловушками «не обеспечены».

С учетом не выявленных антиклинальных структур (доля которых может составлять предположительно 20 %) в седиментационных ловушках может содержаться, по предварительным оценкам, 7,3 млрд т УТ, что составляет чуть более 25 % от всех НСР УВ восточной (русской) части Баренцева моря. При коэффициенте успешности бурения в Баренцевом море, равном 0,5 (из 14 разбуренных структур на 5 открыты месторождения, на 4 структурах результат не определен, так как не вскрыты целевые горизонты), доля неантиклинальных ловушек в общем объёме НСР УВ может заметно повыситься.

Заключение

1. В работе научно обосновывается принципиально новое для западных бассейнов Арктики направление ГРП – нетрадиционные неструктурные ловушки УВ седиментационного типа (рис. 6).

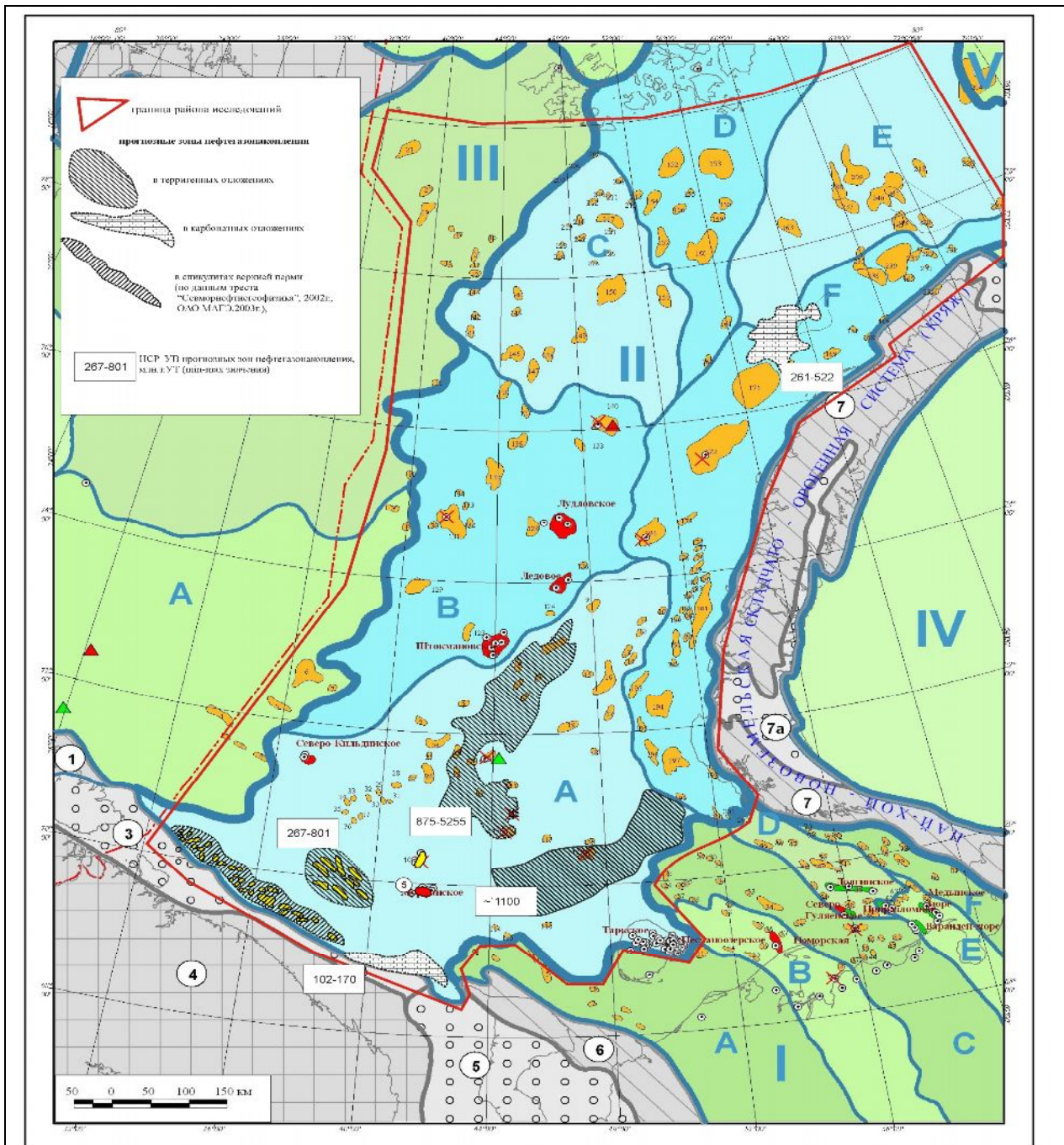
2. В средне-верхнепалеозойских и триасовых, а также в юрско-нижнемеловых отложениях русской акватории Баренцева моря установлено четыре основных типа седиментационных ловушек и выявлены главные участки их распространения.

3. Наряду с расширением фонда перспективных локальных объектов акваторий выявление и изучение седиментационных ловушек способствует адресному поиску морских месторождений жидких УВ, столь важных для Русской Арктики, а также расширению и вовлечению в нефтепоиски бортовых районов основной перспективной мегаструктуры Баренцева моря – Восточно-Баренцевского мегапрогиба.

4. Основными типами седиментационных ловушек установлены: ловушки карбонатных платформ, ловушки, образованные речными палеосистемами: ловушки дельтовых конусов выноса, баровые ловушки, ловушки, образованные турбидитами. Выделенными участками концентрации и перспективного освоения седиментационных ловушек являются:

- два участка развития локальных карбонатных платформ верхнедевонско-раннепермского возраста (район ступени Желания Западной Приновоземельской зоны и участок на акваториальном продолжении Канино-Тиманского кряжа);

- участок развития верхнепермского конуса выноса на Куренцовской ступени;



1. границы нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных провинций (а) и областей (б); 2. Восточно-Баренцевская нефтегазоносная провинция и области в ее составе; 3. прочие провинции и области; 4. морские, береговые и островные скважины; 5. результаты бурения: а - не промышленные притоки нефти; б - не промышленные притоки газа; с-отсутствие положительного результата; 6. потенциальные ловушки УВ, представленные антиклинальными структурами; 7. месторождения нефти (а), газа и конденсата (б) и смешанного состава (в); 8. границы структурных элементов обрамления нефтегазоносных провинций; 9. индексы нефтегазоносных провинций и областей; 10. госграницы

Структурные элементы обрамления НГП:

11. докембрийские щиты и массивы; 12. складчатые и складчато-орогенные зоны; 13. прогибы (орогенные прогибы, синклиории, перикратонные погружения синеклизы)

Рис. 6. Схема участков развития выявленных перспективных ловушек российской части Баренцева моря (основа – карта НГР по Б.В. Сенину, М.И. Леончику, 2010)

- участки распространения баровых отложений средне-верхнетриасового возраста на Кольской моноклинали;

- участок распространения турбидитов верхней юры в западной части Южно-Баренцевской впадины.

5. Величина НСР УВ, которые сосредоточены в седиментационных ловушках Восточно-Баренцевского мегапрогиба, составляет 25–30 % от всего ресурсного потенциала и по предварительным оценкам, может составить 7,2–8,6 млрд т УТ.

6. Выявление и изучение, а также оценка перспектив нефтегазоносности седиментационных ловушек должны осуществляться на основе сочетания специальных (целевых) тематических и научных исследований и сейсморазведочных работ регионального и поискового этапов. Заключительная фаза этих работ должна включать применение технологий трёхмерного численного моделирования бассейнов и симуляции нефтегазонакопления.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. **Леончик М.И.**, Сенин Б.В. Перспективы нефтеносности палеозойских карбонатов в российском секторе Баренцева моря // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 4 – http://www.ngtp.ru/rub/5/43_2010.pdf.

2. **Леончик М.И.** Новый нефтегазоперспективный объект – верхнеюрские турбидиты Южно-Баренцевской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 4. – С. 22–32.

3. Сенин Б.В., **Леончик М.И.** Некоторые итоги и проблемы воспроизводства углеводородных ресурсов на российских акваториях // Газовая промышленность. – 2011. – № 661 спецвыпуск. – С. 25–28.

4. **Леончик М.И.** Перспективные ловушки углеводородов неантиклинального типа восточной части Баренцева моря // Территория «Нефтегаз» – 2011. – № 9. – С. 24–29.

5. **Леончик М.И.** Нефтеносность верхнедевонско-нижнепермских карбонатов восточной части Баренцева моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 12. – С. 20-26.

Другие статьи и материалы конференций:

6. Диденко Е.Б, Симонов А.Н., **Леончик М.И.** Строение осадочного чехла северо-западной акваториальной части Тимано-Печорской провинции по данным сейсмофациального анализа // Результаты морских геолого-геофизических работ на нефть и газ. – Рига: ВНИИморгео. – 1990. – С. 3–16.

7. **Леончик М.И.**, Сенин Б.В. Карбонатное осадконакопление и условия формирования зон концентрации углеводородов в восточной части Баренцева моря // Материалы конференции: Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий. ВНИГРИ, С-Петербург, 27 июля-02 августа 2010 г., С. 92–100.

8. Игнатенко Е.А., **Леончик М.И.**, Сенин Б.В. Седиментогенез и модели развития резервуаров бассейнов Баренцево-Карского региона // Материалы четвертой международной конференции «Нефть и газ Арктического шельфа», Мурманск 12-14 ноября 2008 г., 5 с.

9. Сенин Б.В., Игнатенко Е.А., **Леончик М.И.**, Лиссел Ф.Т., Сенин Т.Б. Перспективы нефтеносности палеозойско-юрского разреза Баренцево-Карского региона // Материалы Международной конференция «Нефть и газ Арктического шельфа», Мурманск 15-17 ноября 2006 г., 4 с.
10. Сенин Б.В., **Леончик М.И.**, Сенин Т.Б. Нефтегазовая система триасового комплекса Баренцева моря // Материалы четвёртой международной конференция «Нефть и газ Арктического шельфа», Мурманск 12-14 ноября 2008 г., 4 с.
11. **Леончик М.И.**, Сенин Б.В. Палеозойские платформы восточной части Баренцева моря // Материалы Международной конференция ЕАГЕ, Санкт-Петербург, 5-8 апреля 2010 г., 4 с.
12. Сенин Б.В., **Леончик М.И.** Условия осадконакопления и перспективы нефтегазоносности триасовых отложений Баренцева моря // Материалы Международной конференция ЕАГЕ, Санкт-Петербург, 5-8 апреля 2010 г., 4 с.
13. Сенин Б.В., **Леончик М.И.**, Игнатенко Е.А., Сенин Т.Б. Сейсмогеологические критерии нефтеносности разреза восточной части Баренцева моря. Геология океанов и морей // Материалы XVII международной научной конференции (школы) по морской геологии, М., 12-16 ноября 2007 г, МГЕОС, 2007 г., С. 71–73.
14. Сенин Б.В., **Леончик М.И.** Сейсмогеологические предпосылки нефтеносности палеозойских и мезозойских отложений восточной части Баренцева моря // Материалы международной конференции 3P Arctic, г. Москва 30 сентября - 2 октября 2009 г., 3 с.
15. Сенин Б.В., Игнатенко Е.А., **Леончик М.И.** Осадочные бассейны Баренцева моря: некоторые особенности геологического строения и проблемы нефтеносности разреза // Материалы Международной научно-технической конференции «Нефть и газ Арктики», Москва, 27-29 июня 2006 г., РГУНГ им. Губкина, М., 2006 г., С. 114–115.
16. Сенин Б.В., **Леончик М.И.** Перспективы нефтегазоносности российских акваторий: обзор геологических результатов морских работ последнего десятилетия // Материалы 8-ой Международной конференции: Освоение шельфа России и СНГ. PRI, Москва, 20 мая 2011 г.

Содержание диссертации

Введение

1. Современное состояние выявления и изучения локальных – в том числе неструктурных – объектов нефтегазопоисков в российской части Баренцева моря

2. Основные черты геологии, тектоники и нефтегазоносности российской части Баренцева моря

2.1. Главные тектонические элементы

2.2. Геологическая история

2.3. Нефтегазоносность палеозойско-мезозойского разреза

3. Седиментационные ловушки Баренцевского мегабассейна

3.1. Исходные данные и методы анализа седиментационных ловушек

3.2. Типы седиментационных ловушек и условия их образования

3.2.1. Седиментационные ловушки карбонатных платформ верхнедевонско-нижнепермского возраста.

3.2.2. Седиментационные ловушки, образованные деятельностью речных палеосистем

3.2.2.1. Седиментационные ловушки верхнепермских конусов выноса

3.2.2.2. Седиментационные баровые ловушки средне-верхнетриасового возраста

3.2.3. Седиментационные ловушки верхнеюрского возраста, образованные турбидитами

3.3. Прогноз развития ловушек по площади и нефтегазоносным комплексам

4. Углеводородный потенциал седиментационных ловушек Баренцевского мегабассейна

4.1. Характеристика элементов палеозойских и мезозойских углеводородных систем

4.2. Прогнозные ресурсы УВ седиментационных ловушек

5. Рекомендации к поискам перспективных седиментационных ловушек нефти и газа в Баренцевском мегабассейне

Заключение