

УДК 553.98:552.54:551.73(268.45-11)

**Леончик М.И., Сенин Б.В.**ОАО «Союзморгео», Геленджик, Россия, [smg@soyuzmorgeo.ru](mailto:smg@soyuzmorgeo.ru)

## **ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ КАРБОНАТОВ В РОССИЙСКОМ СЕКТОРЕ БАРЕНЦЕВА МОРЯ**

*Анализ сейсмических данных позволил наметить возможные области развития карбонатных уступов. Они преимущественно приурочены к шельфам и террасам древнего континентального шельфа и обрамляют глубоководные некомпенсированные бассейны Восточно-Баренцевского прогиба и прилегающие впадины. В Восточно-Баренцевском прогибе и на его границах существовали условия, благоприятные для формирования как карбонатно-глинистых нефтематеринских пород, так и перспективных ловушек в виде рифов, приуроченных к окраинным эскарпам карбонатной платформы, а также к внутреннему карбонатному шельфу.*

**Ключевые слова:** Баренцево море, Восточно-Баренцевский мегапрогиб, карбонатный уступ, риф, карбонатный шельф, аномалия волнового поля.

Проанализируем региональные особенности распространения и нефтеносности карбонатного комплекса преимущественно верхнедевонско-нижнепермского возраста. Данный комплекс рассматривается в таком расширенном стратиграфическом интервале вследствие больших глубин его залегания и слабой изученности сейсморазведкой и бурением, что не позволяет надёжно расчленить его на более детальные стратиграфические подразделения в восточной части Баренцева моря.

Отложения изучены бурением на суше в Тимано-Печорской провинции, на её акваториальном продолжении в южной части Баренцева моря (Печорское море), а также в западной (норвежской) части Баренцева моря. Корреляция примерно одновозрастных комплексов показывает заметное различие в их стратиграфической полноте и литологии отложений, развитых в норвежском и российском секторах Баренцева моря. Так, например, условия карбонатного осадконакопления в российском секторе (юго-восточная и восточная части Баренцева моря) существовали с нижнего палеозоя (ордовик-силур) до ранней перми (ассельский-сакмарский ярусы); в норвежском секторе карбонаты накапливались преимущественно со среднего карбона до конца поздней перми (казанский ярус) (рис. 1). Таким образом, наблюдается омоложение карбонатных комплексов в западном направлении: в Печорском море и на архипелаге Новая Земля самые молодые карбонаты имеют ассель-сакмарский возраст (нижняя пермь), а в норвежской части моря самые молодые карбонаты представлены казанским ярусом верхней перми.

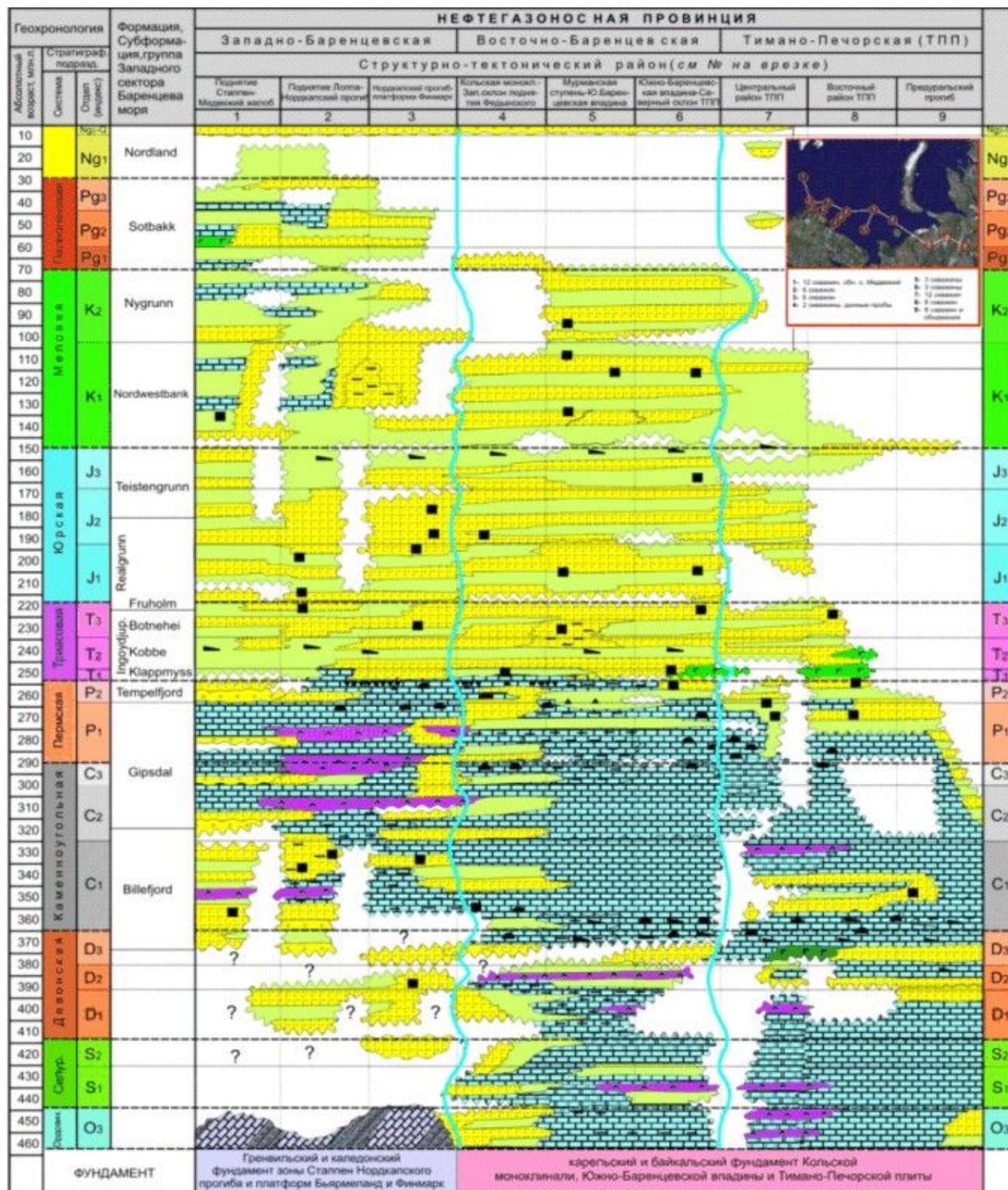


Рис. 1. Хроностратиграфическая схема южной части Баренцева моря и прилегающих районов

Выполненные различными авторами региональные формационно-палеогеографические реконструкции показывают, что на протяжении времени от конца среднего до конца позднего палеозоя в Баренцевоморском регионе сохранялась относительно стабильная обстановка, при которой формировались долгоживущие области морского карбонатного и

карбонатно-терригенного мелководья и глубоководных впадин с широким спектром промежуточных фациальных зон [Басов и др., 2009; Маргулис, 2009; Atlas-geological history..., 2009].

Главными особенностями этих зон являются:

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-Печорский плиты), а также, предположительно, в окраинных (прибортовых) частях Восточно-Баренцевского мегапрогиба, является основной нефтегенерирующей толщей, способной генерировать большие объёмы углеводородов (УВ). В норвежской части отложения этого возраста формировались преимущественно в континентальных условиях (песчаники и конгломераты со слоями глин, алевролитов, прослоями углей), при которых не могли накапливаться доманикоиды, аналогичные печоро-баренцевоморским.

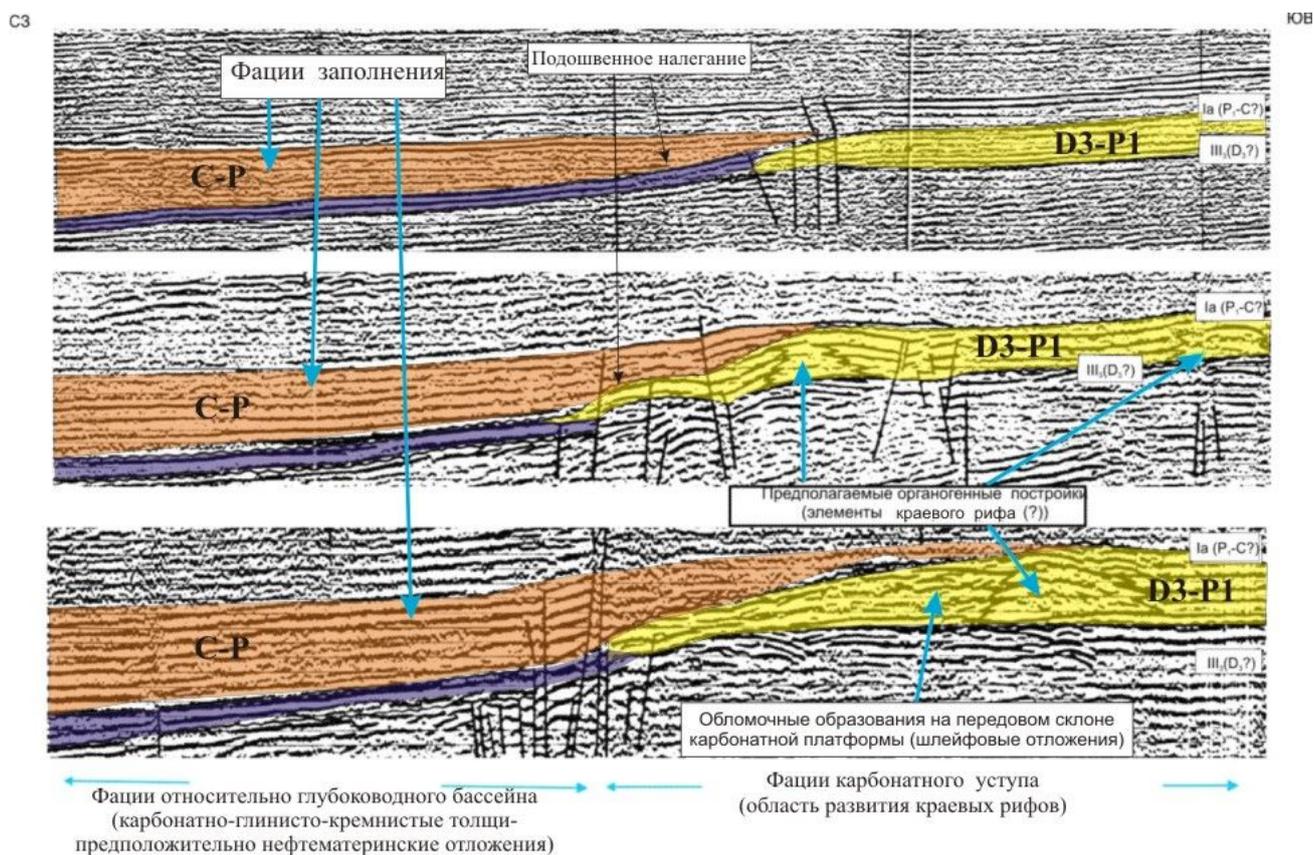
2. Наличие рифогенных образований франско-нижнепермского возраста в акваториальной и сухопутной части Тимано-Печорской плиты, с которыми связан ряд залежей нефти (Варандей-Адзвинская структурная зона, Хорейверская и Денисовская прогибы, Колвинский вал) и рифогенных образований верхнекаменноугольно-верхнепермского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

Выполненный нами сейсмостратиграфический анализ на основе данных региональных сейсмических исследований с применением современных методик и технологий, полученных за последнее десятилетие в совокупности с результатами геологических съёмок шельфа и островов Баренцева моря, позволил существенно расширить представления об особенностях распространения и перспективах нефтегазоносности карбонатных отложений палеозойского возраста в восточной части Баренцева моря.

В отложениях верхнедевонско-нижнепермского возраста в различных структурных зонах восточной части Баренцева моря на временных сейсмических разрезах выделяются аномалии волнового поля, характерные для краевых рифов или карбонатных уступов.

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 Ia, формирующегося в кровле карбонатов верхнедевонско-нижнепермского возраста; на

участках смены фациальных зон наблюдаются аномалии, связанные с окончанием карбонатного шельфа, – они представлены крупными аномалиями типа «риф», палеоседиментационными карбонатными уступами, заметным и довольно резким уменьшением мощности карбонатного комплекса. В дорифовом пространстве, где происходит замещение карбонатных фаций на карбонатно-терригенные и терригенные, выделяются сейсмofации заполнения палеопрогибов, для которых характерно подошвенное налегание, а также сейсмofации 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. Принципиальные модели возможного перехода от карбонатного мелководного шельфа к более глубоководному, а также смена сейсмofаций показаны на примере Куренцовской ступени (рис. 2). Эти модели подтверждаются результатами сейсмических исследований последних лет.



**Рис. 2. Принципиальные модели возможного окончания карбонатного шельфа на примере Куренцовской ступени**

Так, выделенные Е.Б. Диденко и др. в 1990 г. зоны с различными условиями осадконакопления в пределах карбонатной платформы, выявленной на Ступени Желания, подтверждены работами ОАО МАГЭ в 2007 г. (рис. 3). Платформа завершается карбонатным

уступом, который образован, предположительно, фациями краевого рифа, в данном случае, верхнедевонско-нижнепермского возраста. В дорифовом пространстве одновозрастные карбонатные отложения замещаются, предположительно, депрессионными карбонатно-глинисто-кремнистыми отложениями сокращённой мощности.

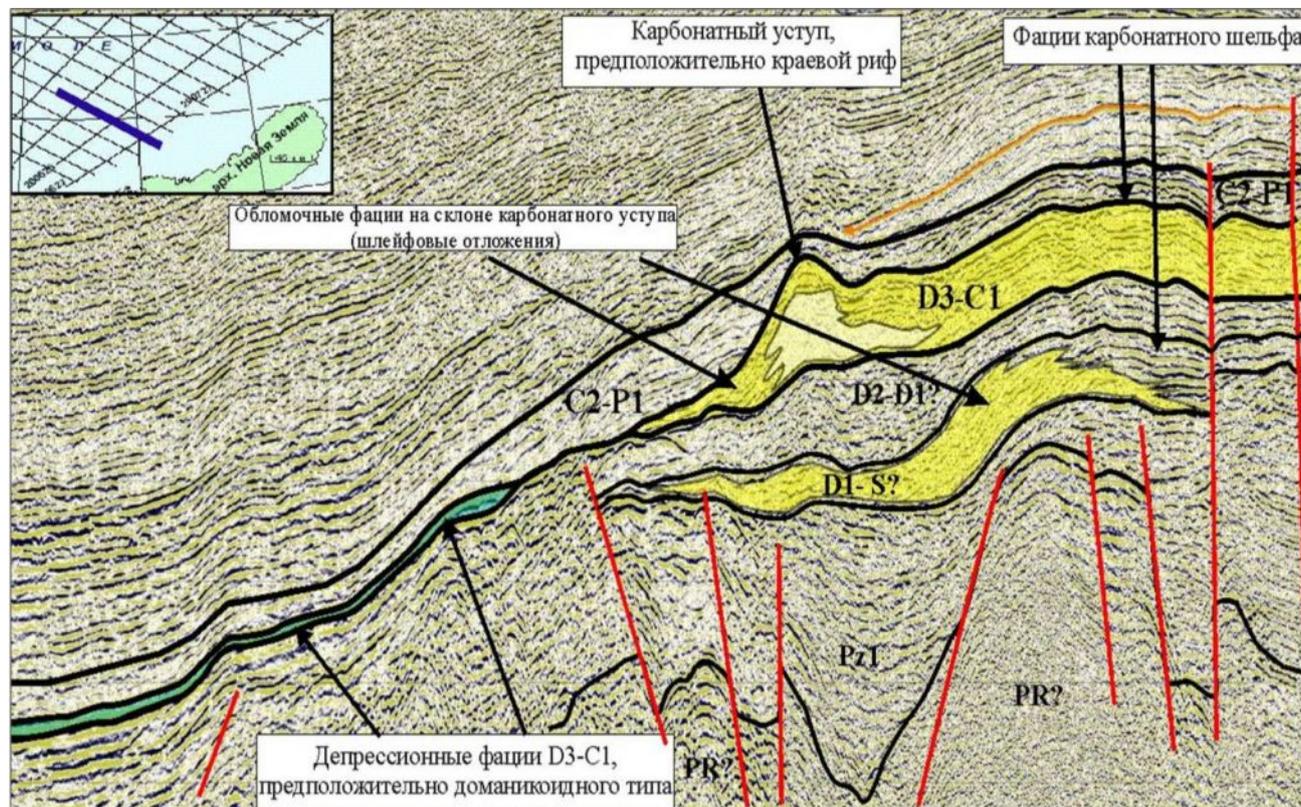
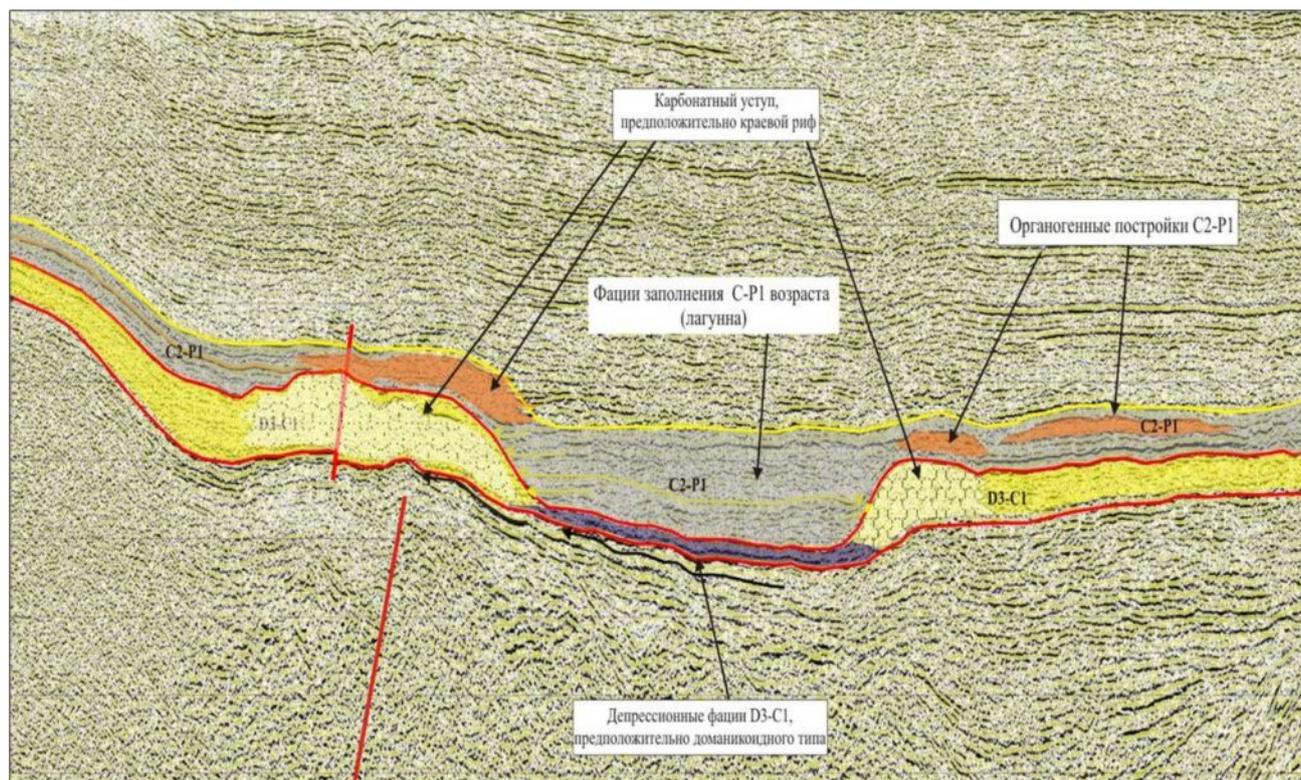


Рис. 3. Пример окончания карбонатной платформы на ступени Желания (Предновоземельский Форланд) (сейсмические материалы ОАО МАГЭ, 2008)

Строение этой же карбонатной платформы в субмеридианальном простирании показано на рис. 4. Профиль проходит вдоль края карбонатной платформы и пересекает относительно глубоководный палеозалив, который раскрывался в сторону глубоководного бассейна, существовавшего в районе Восточно-Баренцевского мегапрогиба. На южном и северном бортах палеозалива выделяются сеймофации, соответствующие карбонатным уступам и представленные, возможно, краевыми рифами.

Показанный на этих рисунках характер фациальных замещений хорошо согласуется с литолого-фациальной зональностью синхронных разрезов в обнажениях вдоль западного побережья Новой Земли [Граumberг и др., 2002; Кораго и др., 1992]. Эти разрезы показывают, что в среднем-позднем палеозое на востоке Баренцева моря действительно были широко развиты рифовые массивы и черносланцевые отложения, обогащённые сапропелевым органическим веществом ( $C_{орг}$  до 5-12%).



**Рис. 4. Структура карбонатной платформы на севере Предновоземельского Форланда (ступень Желания) (сейсмические материалы ОАО МАГЭ, 2008)**

Аномалии волнового поля, предположительно связанные с развитием локальных карбонатных платформ или массивов, выделены на акваториальном продолжении Канино-Тиманского кряжа (рис. 5), в юго-западной части Центрально-Карской зоны поднятий, на Куренцовской ступени, а также на восточном склоне поднятий Центральное и Федынского (рис. 6). Если на восточном и южном бортах Восточно-Баренцевского мегапрогиба карбонатный комплекс по аналогии с Тимано-Печорской плитой представлен отложениями нижнепалеозойско-нижнепермского возраста, то на поднятиях Центральное и Федынского он имеет, скорее всего, только каменноугольно-пермский возраст, что подтверждается бурением на платформе Финнмарк и поднятии Лоппа. Развитие более древних (нижнепалеозойских) отложений на поднятиях Центральное и Федынского возможно лишь на склонах этих поднятий, преимущественно со стороны Восточно-Баренцевского мегапрогиба.

Мощность карбонатных уступов верхнедевонско-нижнепермского комплекса, в котором предполагается развитие краевых рифов, по сейсмическим данным может достигать 700-2000 м. Глубина залегания опорного отражающего горизонта Ia, который в бортовых зонах мегапрогиба формируется в кровле карбонатов верхнедевонско-нижнепермского возраста внутреннего мелководного шельфа, а в центральной части мегапрогиба, скорее

всего, в терригенных отложениях фаций заполнения палеоуглублений, меняется в широких пределах от 14000 м в центральной части Восточно-Баренцевого мегапрогиба до 1500-4000 м в бортовых зонах мегапрогиба (рис. 7).

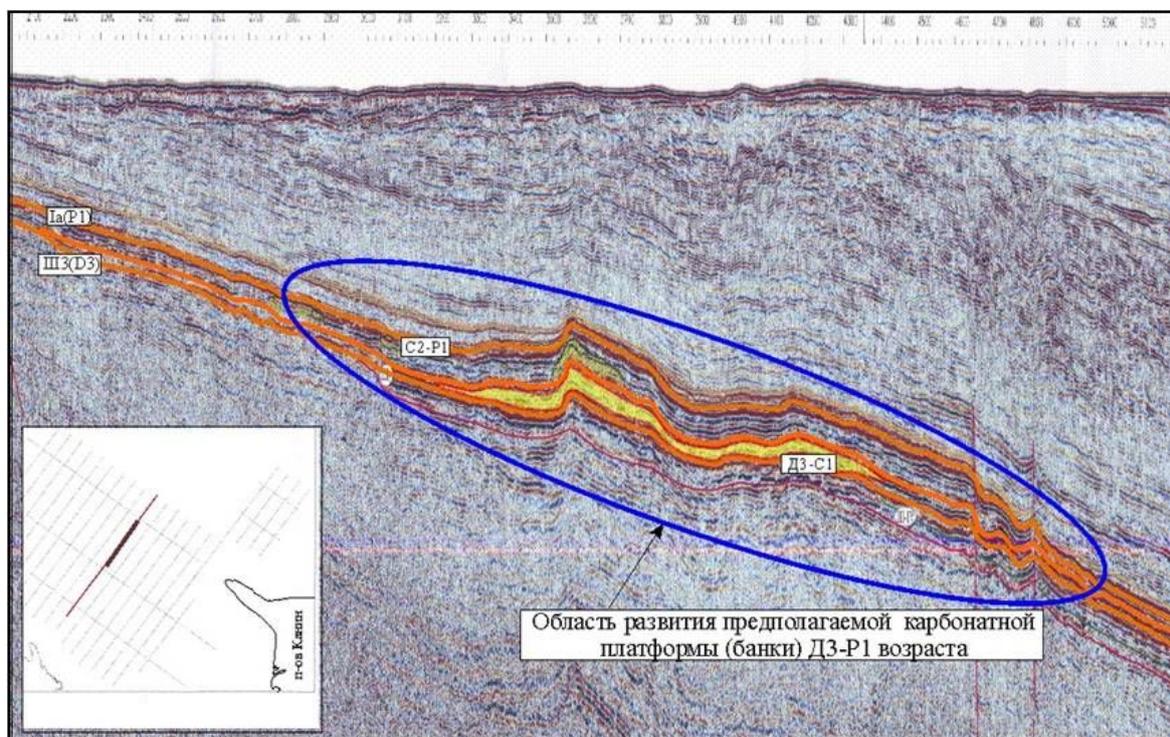


Рис. 5. Предполагаемая карбонатная платформа (массив) на акваториальном продолжении Канино-Тиманского кряжа (сейсмические материалы треста СМНГ, 2003)

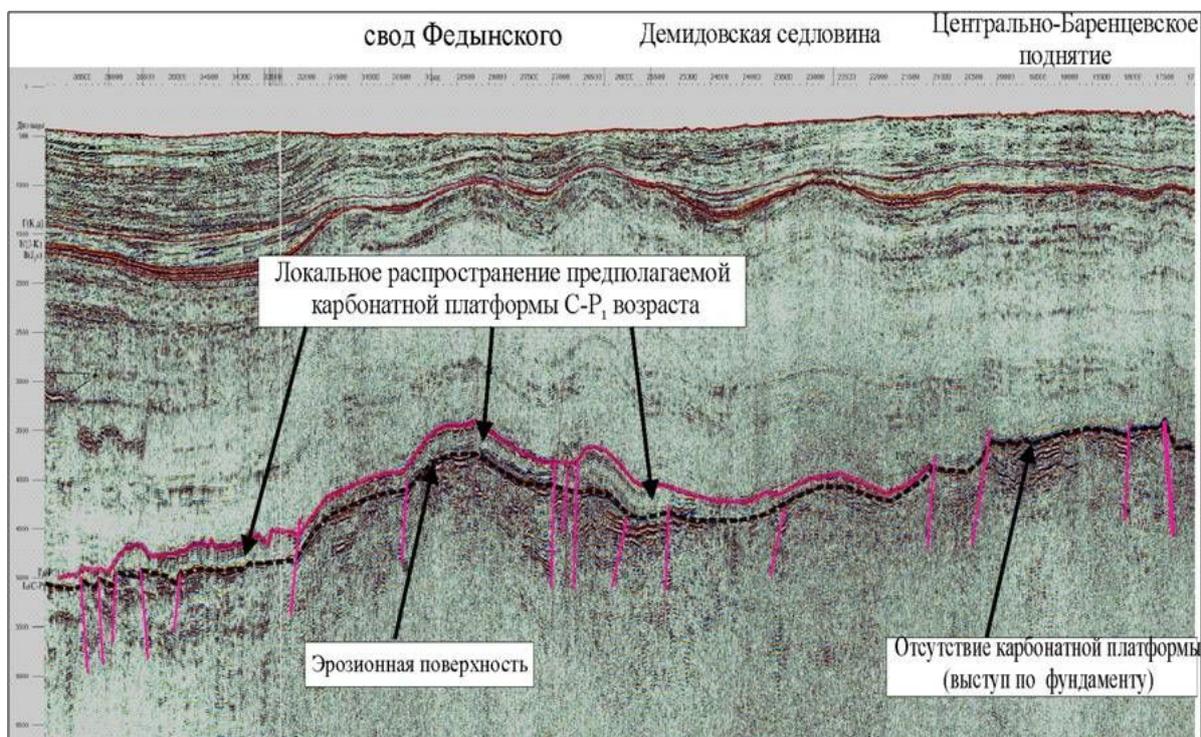
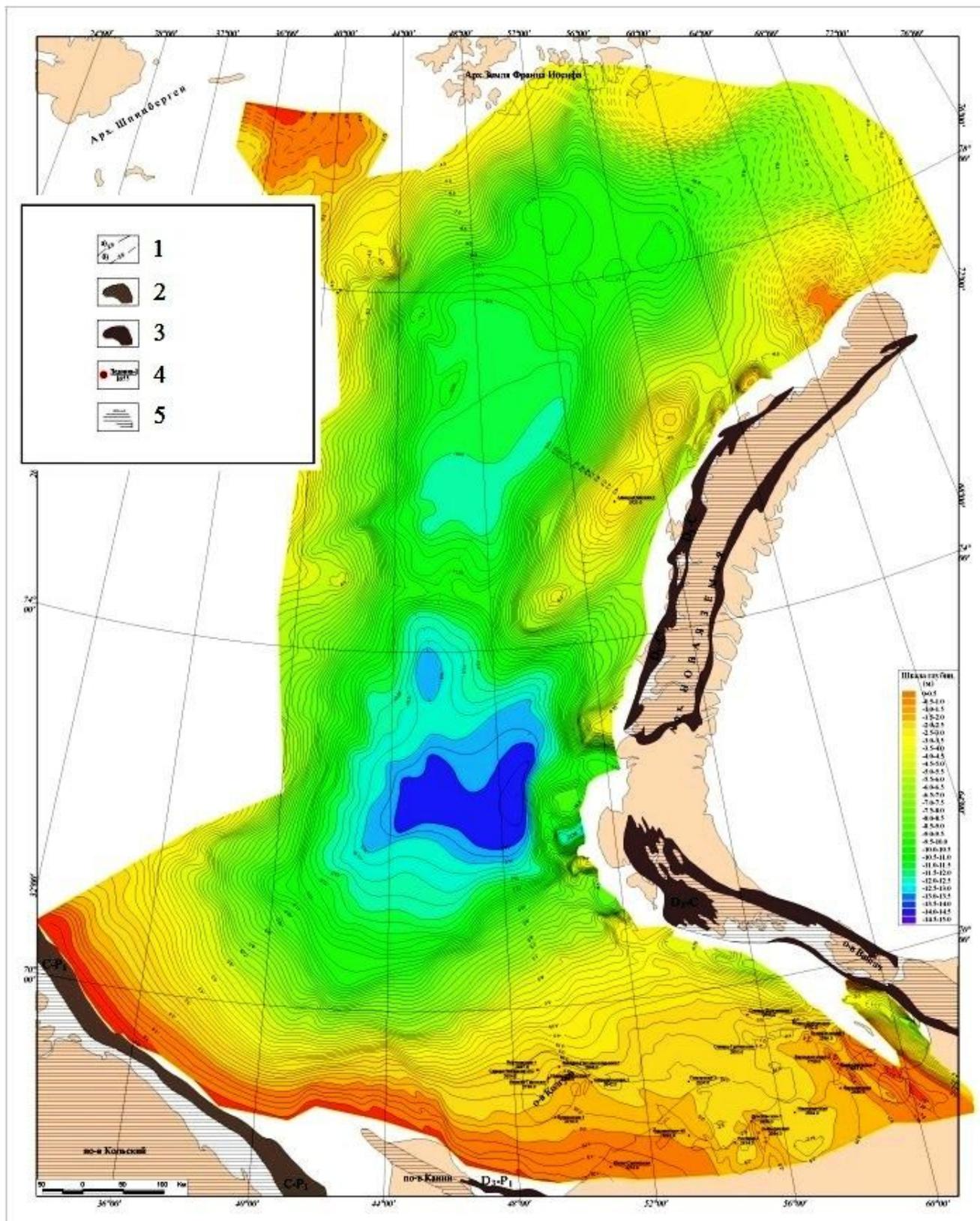


Рис. 6. Распространение предполагаемой карбонатной платформы вдоль западного борта Восточно-Баренцевого трого (сейсмические материалы треста СМНГ, 2002)



**Рис. 7. Структурная карта отражающего горизонта Ia в восточной части Баренцева моря**  
 1 – изогипсы (м) отражающего горизонта Ia: а – уверенные, б - предполагаемые; 2 – обобщенная область выхода нижнепермских-каменноугольных отложений на дно моря (по геологическим данным); 3 – обобщенная область выхода нижнепермских-верхнедевонских отложений на дно моря (по геологическим данным); 4 – скважины глубокого бурения: в числителе – название скважины, в знаменателе – глубина залегания кровли сакмара (P1) (м); 5 – область отсутствия отложений.

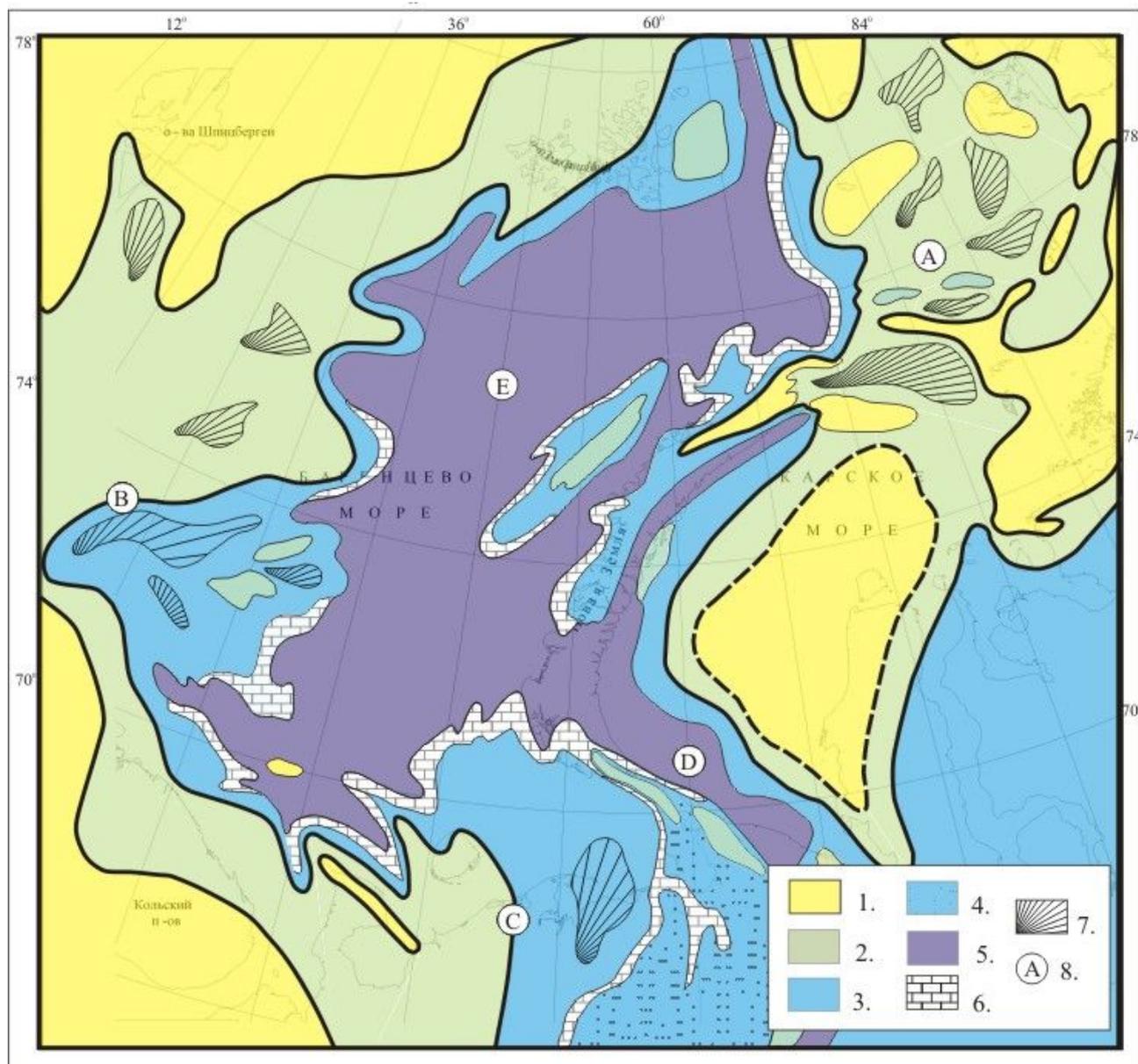
Анализ сейсмических данных, материалов геологических съёмок и бурения на островах и прилегающей суше позволил определить области возможного развития карбонатных платформ на акватории Баренцева моря, а также наметить границы краевых рифов, приуроченных к окончанию карбонатных платформ и массивов. Они, в основном, обрамляют глубоководные впадины Восточно-Баренцевского мегапрогиба и сопряжённые с ним депрессии, некомпенсированные осадками.

Краевые рифы отделены от береговой зоны мелководными зарифовыми водоёмами. Их современными аналогами и естественными природными моделями могут являться, в частности, приливно-отливные равнины типа современной прибрежно-морской зоны у побережья Флориды [Рединг и др., 1990].

На представленной палеогеографической схеме намечается несколько таких водоёмов (рис. 8). Один (А) расположен на северо-востоке в районе западной окраины Северо-Карской плиты, второй (В) - в западной части Баренцева моря, третий (С) - в юго-восточной части Баренцева моря. Здесь, вероятно, существовали области периодически затопляемой суши или осушаемого мелководья с карбонатно-терригенным осадконакоплением. Широкое развитие имели лагуны, в которых происходило накопление эвапоритов и хемогенных карбонатов (доломитов). На Тимано-Печорской плите и на юге Новой Земли эвапориты представлены ангидритами серпуховского яруса карбона, в Нордкапском прогибе - верхнепалеозойской каменной солью.

В центральной части Восточно-Баренцевского мегапрогиба обособляется относительно глубоководный бассейн, представляющий собой переуглубленную впадину или умеренно-глубоководную котловину глубиной 200-2000 м, соединённую с основной океанической областью Урало-Сибирского палеоокеана глубоководным проливом (D, рис. 8) в полосе Пай-Хоя-Полярного Урала. В этом бассейне существовали зоны накопления нефтематеринских карбонатно-глинисто-кремнистых толщ типа доманиковой формации.

Нефтематеринские отложения верхнего девона, представленные этой формацией, широко распространены в районах Тимано-Печорской провинции как на суше, так и на её морском продолжении, где их фациальная принадлежность доказана многочисленными скважинами и установлено их тяготение к относительно глубоководным районам древних бассейнов, таким, например, как районы современного Предуральского и Припайхойского краевых прогибов [Прищепа и др., 2009]. Они содержат высокие концентрации ОБ сапропелевого типа и являются классическими нефтематеринскими породами.



**Рис. 8. Палеогеографическая схема Баренцевоморского региона на начало ранней перми**

1 - суша (0 м и выше) - терригенное осадконакопление или отсутствие осадконакопления; 2 - периодически затопляемая суша или осушаемое мелководье (глубина 0-20 м) - карбонатно-терригенное осадконакопление с развитием лагун; 3 - мелководный шельф (глубина 20-200 м) - преимущественно карбонатное осадконакопление, развитие лагун с хемогенными карбонатами (доломиты); 4 - относительно-глубоководные области (глубины 200-500 м) - преимущественно терригенно-карбонатное осадконакопление с повышенной битуминозностью (доманикоидные толщи); 5 - глубокий шельф, глубоководные впадины и желоба (глубина 200-2000 м) - преимущественно карбонатно-глинисто-кремнистое осадконакопление, в том числе конденсированное (области возможного развития нефтематеринских толщ); 6 - зоны предполагаемого существования карбонатных уступов и краевых рифов - карбонатное осадконакопление с развитием органогенных построек (рифов); 7 - лагуна; 8 - индексация районов, описываемых в тексте.

На этом основании и результатах проведенного нами палеоседиментационного анализа предполагается, что доманиковые отложения распространяются из районов Тимано-Печорской провинции и Новой Земли в сторону относительно глубоких палеобассейнов

Восточно-Баренцевского трога и обеспечивают главную часть нефтегазового потенциала палеозойских отложений не только в границах Тимано-Печорской провинции, но и в менее погруженных участках востока Баренцева моря, где они способны генерировать нефть даже в настоящее время.

Мелководное море с карбонатным осадконакоплением располагалось, в основном, в пределах Тимано-Печорской плиты и распространялось на север до ограничивающей её Куренцовской ступени (С, рис. 8). Куренцовская ступень, вероятно, представляла собой пограничную область, которая разделяла два бассейна с принципиально разными условиями осадконакопления - мелководный с преимущественно карбонатным осадконакоплением в пределах большей части Тимано-Печорской плиты и относительно-глубоководный в Южно-Баренцевской впадине, где формировались глубоководные доманикоидные толщи.

С запада, севера и востока глубоководный бассейн окружали небольшие карбонатные платформы или массивы, на окраинах которых могли формироваться краевые рифы (б, рис. 8). Судя по всему, в большинстве они представляли собой платформы, окаймляющие либо локальные палеоподнятия (Адмиралтейский вал, возможно, поднятия Центральное и Федынского), либо существовавшую в то время палеосушу.

Следует отметить, что в районе современного Штокмановско-Лунинского порога возможно также существовали благоприятные условия для седиментации одиночных карбонатно-органогенных массивов в виде атоллов или отдельных рифовых массивов. В этом случае в районах Южно-Баренцевской и Северо-Баренцевской впадин могли существовать два самостоятельных относительно глубоководных бассейна, соединённых между собой проливами. Однако имеющиеся временные сейсмические разрезы по этому району пока не позволяют говорить об этом достаточно уверенно.

Сопоставление границ предполагаемого распространения карбонатных платформ (массивов) и приуроченных к их внешним краевым зонам карбонатных уступов с расположением основных структурно-тектонических элементов показывает явную приуроченность карбонатных платформ к краевым зонам плит, выделяемых в данном регионе (Свальбардской, Северо-Карской, Тимано-Печорской, Западно-Сибирской) и к акваториальному продолжению северного склона Балтийского щита.

Сравнение результатов интерпретации геофизических данных и реконструкций палеоседиментационных условий показывает наличие заметного сходства структурно-геологических и седиментационных характеристик карбонатных верхнедевонско-

нижнепермских бассейнов Восточно-Баренцевского мегапрогиба и Прикаспийской впадины [Абилхасимов, 2008, Антипов и др., 2008]:

- в это время они оба являлись окраинными морями Урало-Сибирского палеоокеана;
- для обоих бассейнов характерно развитие карбонатных платформ или крупных массивов по периметру частично обособленного от океана относительно глубоководного бассейна; на окраинах карбонатных платформ, обращённых к этому бассейну, выделяются карбонатные уступы, образованные краевыми рифами;
- для обоих бассейнов характерно широкое развитие депрессионных карбонатно-глинисто-кремнистых отложений, которые могут выполнять роль нефтематеринских толщ;
- для впадин характерно наличие мощной доминирующей толщи, перекрывающей карбонатный комплекс, которая соответствует комплексам заполнения впадин и является хорошим региональным флюидоупором. Эта толща в Прикаспийской впадине представлена преимущественно кунгурскими солями, а в Восточно-Баренцевском трого, по всей видимости, - глинами верхнепермско-триасового возраста.

Таким образом, полученные результаты позволяют говорить о том, что в Восточно-Баренцевском мегапрогибе могли существовать благоприятные условия как для формирования нефтегазоматеринских отложений, так и для формирования седиментационных ловушек в виде рифов, приуроченных к краевым уступам карбонатных платформ и массивов, и отдельным карбонатным банкам, существовавшим на внутреннем мелководном шельфе, что предполагает вероятность формирования региональных зон нефтегазонакопления (в том числе нефтяных) в карбонатных верхнедевонско-нижнепермских отложениях западной, южной и восточной бортовых зон Восточно-Баренцевского мегапрогиба.

Наличие нефтяных месторождений, приуроченных к краевым, барьерным и одиночным рифам и карбонатным банкам данного возрастного интервала, доказано как в Прикаспийской впадине (уникальные месторождения Тенгиз, Астраханское, Кашаган др.), 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.

На востоке Баренцева моря в бортовых зонах Восточно-Баренцевского мегапрогиба карбонатные отложения по предварительным оценкам могут залегать на глубинах менее 6000 м и являются доступными для бурения. На этих глубинах на акватории по сейсмическим данным наиболее надёжно выделяются зоны возможного

нефтегазонакопления, связанные с развитием карбонатных уступов, вдоль западного побережья северного острова Новой Земли (севернее Адмиралтейского вала) – это ступень Желания и юго-западный склон Центрально-Карской зоны поднятий. Они интересны ещё тем, что их аналоги нижнедевонско-среднекаменноугольного возраста изучены вблизи их развития - на северном окончании Новой Земли, где мощность этого комплекса превышает 2000 м [Граumberг и др., 2002; Кораго и др., 1992]. Доступными для бурения могут оказаться некоторые перспективные объекты, связанные с зоной развития карбонатного уступа на Куренцовской ступени. Однако степень их изученности качественной сейсморазведкой очень слабая. На глубине 1500-2500 м расположены перспективные объекты, на акватории, примыкающей к п-ову Канин (см. рис. 5). По всей видимости, частью системы карбонатных уступов (краевых рифов) может являться Коргинский риф, подготовленный к бурению в 1989 г.

Степень преобразованности (катагенеза) органического вещества нефтегазоматеринских толщ в восточной части Баренцева моря на глубинах до 6000 м по данным двухмерного (2D) моделирования, выполненного в 2006 г. по сети региональных профилей коллективом специалистов ФГУП ВНИИОкеангеология, Нижне-Волжским научно-исследовательским институтом геологии и геофизики НВНИИГГ, при участии ЗАО ИГГРАН (лабораторные исследования) и ГИН РАН (термическое моделирование), 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 отложений, 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 [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°C [Лоджевская, 1990]. Они подкрепляют вероятность существования в современном Восточно-Баренцевском мегапрогибе условий для генерации нефти и определяют перспективы нефтеносности, как минимум, среднепалеозойско-среднемезозойской части его разреза.

В заключение статьи необходимо подчеркнуть, что редкая сеть наблюдений, выполненных в Баренцевом море в 1980-2009 гг., позволила только наметить наличие здесь карбонатных платформ и рифовых образований. Дальнейшее уплотнение региональной сети может вывести этот регион в число нефтеперспективных, как минимум по карбонатным комплексам палеозоя, а как максимум и по более молодым (триасовым и юрским) комплексам разреза, так как миграция УВ из потенциально нефтематеринских доманиковых отложений, развитие которых предполагается в бассейнах Восточно-Баренцевского мегапрогиба, может проходить не только в латеральном, но и в вертикальном направлении.

### Литература

*Абилхасимов Х.Б.* Сравнительная характеристика палеозойских карбонатных платформ Прикаспийской впадины //Геология нефти и газа, 2008. - №3. - С. 6-19.

*Антипов М.П., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Хераскова Т.Н., Парасына В.С., Токман А.К., Тинакин О.В., Ильин А.Ф., Бродский А.Я., Глоговский В.М., Сапожников Р.Б.* Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность. - М.: Научный мир, 2008. – 221 с.

*Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г., Кораго Е.А., Корчинская М.В., Куприянова Н.В., Повышева Л.Г., Преображенская Э.Н., Пчелина Т.М., Столбов Н.М., Суворова Е.Б., Супруненко О.И., Сулова В.В., Устинов Н.В., Устрицкий В.И., Фефилова Л.А.* Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Карского палеобассейна в фанерозое //Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2009. - Т.4. - №4 - [http://www.ngtp.ru/2/3\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/2/3_2009.pdf).

*Верба М.Л., Матвеев Ю. И., Сакулина Т.С., Телегин А.Н., Евдокимова Н.К.* Нефтегенерационные комплексы в зоне сочленения Балтийского шита и Баренцевской шельфовой плиты по геофизическим данным //Разведка и охрана недр. - М.: Недра, 1999. - №2. - С. 19-24.

*Грамберг И.С.* Реконструкция геологического строения восточных районов Баренцевоморского региона на основе комплексного анализа геолого-геофизической информации / Грамберг и др. //Российская Арктика. – СПб.: ВНИИО, 2002. – С. 193-201.

*Кораго Е.А., Ковалёва Г.Н., Ильин В.Ф., Павлов Л.Г.* Тектоника и металлогения ранних киммерид Новой Земли. - СПб.: Недра, 1992. – 195 с.

*Лоджевская М.И.* Нефтегазоносность глубокозалегающих горизонтов //Геология нефти и газа, 1990. - №7. – С. 8-10.

*Маргулис Е.А.* Эволюция Баренцевоморского региона и его углеводородные системы //Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2009. - Т.4. - № 4 - [http://www.ngtp.ru/5/24\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/5/24_2009.pdf).

*Прищепина О.М., Богацкий В.И., Орлова Л.А., Чумакова О.В.* Прогноз нефтегазоносности области северного замыкания Тимано-печорского осадочного бассейна //Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2009. - Т.4. - № 4 - [http://www.ngtp.ru/6/36\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/6/36_2009.pdf).

*Рединг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А., Эллиот Т., Шрейбер Б.Ш., Джонсон Г.Д., Болдуин К.Т., Селлвуд Б.У., Дженкинс Х.К., Стоу Д.А.В., Эдуардз М., Митчелл А.Х.Г.* Обстановки осадконакопления и фации. - М.: Мир, 1990. - Т.2. - 380 с.

Atlas-geological history of the Barents Sea. NGU, Trondheim, Norway, 2009. - p. 129.

*Geir B. Larssen, Geir Elvebakk, Leif B. Henriksen, Stein-E. Kristensen, Inger Nilsson, Tommy J. Samuelsen, Tore A. Svånå, Lars Stemmerik & David Worsley.* Upper Palaeozoic lithostratigraphy of the Southern Barents Sea, 2002. - 76 pp. - <http://www.npd.no/Norsk/Produkter+og+tjenester/Publikasjoner/>.

**Рецензент:** Григоренко Юрий Николаевич, доктор геолого-минералогических наук.

**Leonchik M.I., Senin B.V.**

JVC «Soyuzmorgeo», Gelendzhik, Russia, [smg@soyuzmorgeo.ru](mailto:smg@soyuzmorgeo.ru)

## **OIL POTENTIAL PROSPECTS FOR PALEOZOIC CARBONATES IN THE RUSSIAN SECTOR OF BARENTS SEA**

*Seismic data analysis gave us an opportunity to outline the possible areas of carbonate scarps development. There are mainly confined to steps and terraces of the ancient continental shelf and fringe non-compensated deepwater basins of the East Barents Trough and adjacent depressions. The conditions favorable for the development of carbonate clayey oil source rocks as well as oil bearing sedimentary traps in the form of reefs, confined to marginal scarps of carbonate platform and to the inner carbonate shelf used to exist in the East Barents Sea Trough and its borders.*

**Key words:** *the Barents Sea, East Barents trough, carbonate scarp, reef, carbonate shelf, wave field anomalies.*

### References

*Abilhasimov H.B.* Sravnitel'naâ karakteristika paleozojskih karbonatnyh platform Prikaspijskoj vpadiny //Geologiâ nefi i gaza, 2008. - #3. - S. 6-19.

*Antipov M.P., Volož Ū.A., Dmitrievskij A.N., Heraskova T.N., Parasyina V.S., Tokman A.K., Tinakin O.V., Il'in A.F., Brodskij A.Â., Glogovskij V.M., Sapožnikov R.B.* Astrahanskij karbonatnyj massiv: stroenie i neftegazonosnost'. - M.: Naučnyj mir, 2008. – 221 s.

*Basov V.A., Vasilenko L.V., Viskunova K.G., Korago E.A., Korčinskaâ M.V., Kupriânova N.V., Povyševa L.G., Preobraženskaâ È.N., Pčelina T.M., Stolbov N.M., Suvorova E.B., Suprunenko O.I., Suslova V.V., Ustinov N.V., Ustrickij V.I., Fefilova L.A.* Èvolúciâ obstanovok osadkonakopleniâ Barencevo-Karskogo paleobassejna v fanerozoie //Neftegazovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika, 2009. - T.4. - #4 - [http://www.ngtp.ru/2/3\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/2/3_2009.pdf).

*Verba M.L., Matveev Ū. I., Sakulina T.S., Telegin A.N., Evdokimova N.K.* Neftegeneracionnye komplekxy v zone sočleneniâ Baltijskogo šita i Barencevskoj šel'fovoj plity po geofizičeskim dannym //Razvedka i ohrana nedr. - M.: Nedra, 1999. - #2. - S. 19-24.

*Gramberg I.S.* Rekonstrukciâ geologičeskogo stroeniâ vostočnyh rajonov Barencevomorskogo regiona na osnove kompleksnogo analiza geologo-geofizičeskoj informacii /Gramberg i dr. //Rossijskaâ Arktika. – SPb.: VNIIO, 2002. – S. 193-201.

*Korago E.A., Kovalëva G.N., Il'in V.F., Pavlov L.G.* Tektonika i metallogeniâ rannih kimmerid Novoj Zemli. - SPb.: Nedra, 1992. – 195 s.

*Lodževskaâ M.I.* Neftegazonosnost' glubokozalegaûših gorizontov //Geologiâ nefi i gaza, 1990. - #7. – S. 8-10.

*Margulis E.A.* Èvolúciâ Barencevomorskogo regiona i ego uglevodorodnye sistemy //Neftegazovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika, 2009. - T.4. - # 4 - [http://www.ngtp.ru/5/24\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/5/24_2009.pdf).

*Prišepa O.M., Bogackij V.I., Orlova L.A., Čumakova O.V.* Prognoz neftegazonosnosti oblasti severnogo zamykaniâ Timano-pečorskogo osadočnogo bassejna //Neftegazovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika, 2009. - T.4. - # 4 - [http://www.ngtp.ru/6/36\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/6/36_2009.pdf).

*Reding H.G., Kollinson Dž.D., Allen F.A., Èlliot T., Šrejber B.Š., Džonson G.D., Bolduin K.T., Sellvud B.U., Dženkins H.K., Stou D.A.V., Èduardz M., Mitčell A.H.G.* Obstanovki osadkonakopleniâ i facii. - M.: Mir, 1990. - T.2. - 380 s.

© Леончик М.И., Сенин Б.В., 2010