

УДК 553.98.04(268.45+268.52/.53)

Григоренко Ю.Н., Соболев В.С., Жукова Л.ИФедеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В МОРСКИХ РАЙОНАХ ЗАПАДНОЙ АРКТИКИ (РОССИЙСКИЙ СЕКТОР)

На базе обобщения и анализа результатов новейших геологоразведочных работ, обширных геолого-геофизических и геохимических данных, имеющих публикации, ресурсных оценок нефти и газа рассмотрены морские районы нефтегазонакопления Западной Арктики. С учётом их положения и роли в бинарной системе «континент – океан» дана количественная ресурсная оценка выделенных в пределах районов зон нефтегазонакопления.

Ключевые слова: нефть, газ, ресурсы, генерация углеводородов, фазово-генетическая зональность, палеоочаги, Западная Арктика.

В последние десятилетия наиболее существенный вклад в изучение морских арктических регионов внесли сейсмические исследования. Геофизиками и геологами МАГЭ, Севморнефтегеофизики, Севморгео, Дальморнефтегеофизики и ряда других организаций в лице В.Н. Мартиросяна, Т.А. Кирилловой-Покровской, С.П. Павлова, Е.В. Васильевой, О.Н. Зуйковой, В.Л. Иванова, Е.В. Захарова и других исследователей получены принципиально новые данные о региональных особенностях строения российских арктических акваторий и, что особенно важно, о недавно почти неизученных морских полярных районах России – на севере Баренцева и Карского морей, в море Лаптевых и на восточноарктических шельфах. Совместно с исследованиями М.К. Косько, А.П. Каленича, В.Г. Кузьмина, В.А. Скоробогатова, Л.В. Строганова, Б.А. Клубова северных островов и полуостровов и данными по геотраверсам 1–4-АР в Баренцевом и Карском морях в интерпретации Ю.И. Матвеева, М.Л. Вербь, Б.В. Сенина, Ю.В. Рослова, Н.М. Ивановой, И.Ю. Винокурова, А.В. Ступаковой эти материалы позволили существенно уточнить и детализировать представления о геологии и нефтегазоносности морских провинций и областей на севере России, особенно северо-западных акваториях страны. При этом кардинальные вопросы ресурсной оценки и её детализация, а также прогноз фазового состава морских углеводородных скоплений постоянно оставались сложными и труднорешаемыми, на что неоднократно обращалось

внимание в трудах И.С. Грамберга, Я.П. Маловицкого, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, Ф.К. Салманова и др.

Настоящая статья призвана внести посильный вклад в их разработку.

Основная часть морской Западной Арктики принадлежит субширотно ориентированной современной пассивной окраине (КО) Северного Ледовитого океана на раннем этапе её развития. Можно предполагать, что в составе новейшей окраины разделу собственно континентального и переходного блоков соответствует S-образно изогнутая мегаструктура, проходящая через Куренцовскую ступень и соседствующий с ней порог в Баренцевом море и продолжающаяся затем от Пайхой-Новоземельской дуги через Северо-Сибирский порог к Северо-Таймырско-Североземельской дуге [Григоренко, Прищеп, Соболев, 2010; Северная Земля..., 2000]. При этом Баренцевская и Карская плиты, окаймлённые с юга этой полосой, приобретают наиболее ясную позицию внешних краевых структур современной окраины, а Печорская и Южно-Карская синеклизы отвечают первым фронтальным континентальным блокам бинарной системы «континент – океан» (рис. 1).

Перспективные земли представлены в Баренцевской провинции – её российской и норвежской частях, в ожидаемо нефтегазоносных областях на севере Карского и моря Лаптевых, а также на морских окончаниях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП) – Печорском шельфе и Западно-Сибирской НГП – Южно-Карской акватории. Нефтегазовый потенциал региона, оценённый почти в 100 млрд. т н.э. (геологические), подтверждается открытием 37 нефтяных и газовых месторождений (включая норвежский сектор).

В российских водах наиболее изученной является акватория Печорского шельфа, где проведён значительный объём сейсмических работ (по состоянию на 2008 г. – 106 тыс. пог. км) и пробурена 21 глубокая скважина. Близкие данные, видимо уже превышенные к 2011 г., характеризуют изученность Южно-Карского шельфа (24 скважины и 116,8 тыс. пог. км сейсмопрофилей). Тридцать одна глубокая скважина проведена в Южно-Баренцевском регионе. Однако крайняя западная полоса российского сектора Баренцева моря (свод Федынского, поднятие Центральной Банки и поднятие Персея), северобаренцевская и северокарская акватории, а также море Лаптевых полностью лишены глубокого бурения.

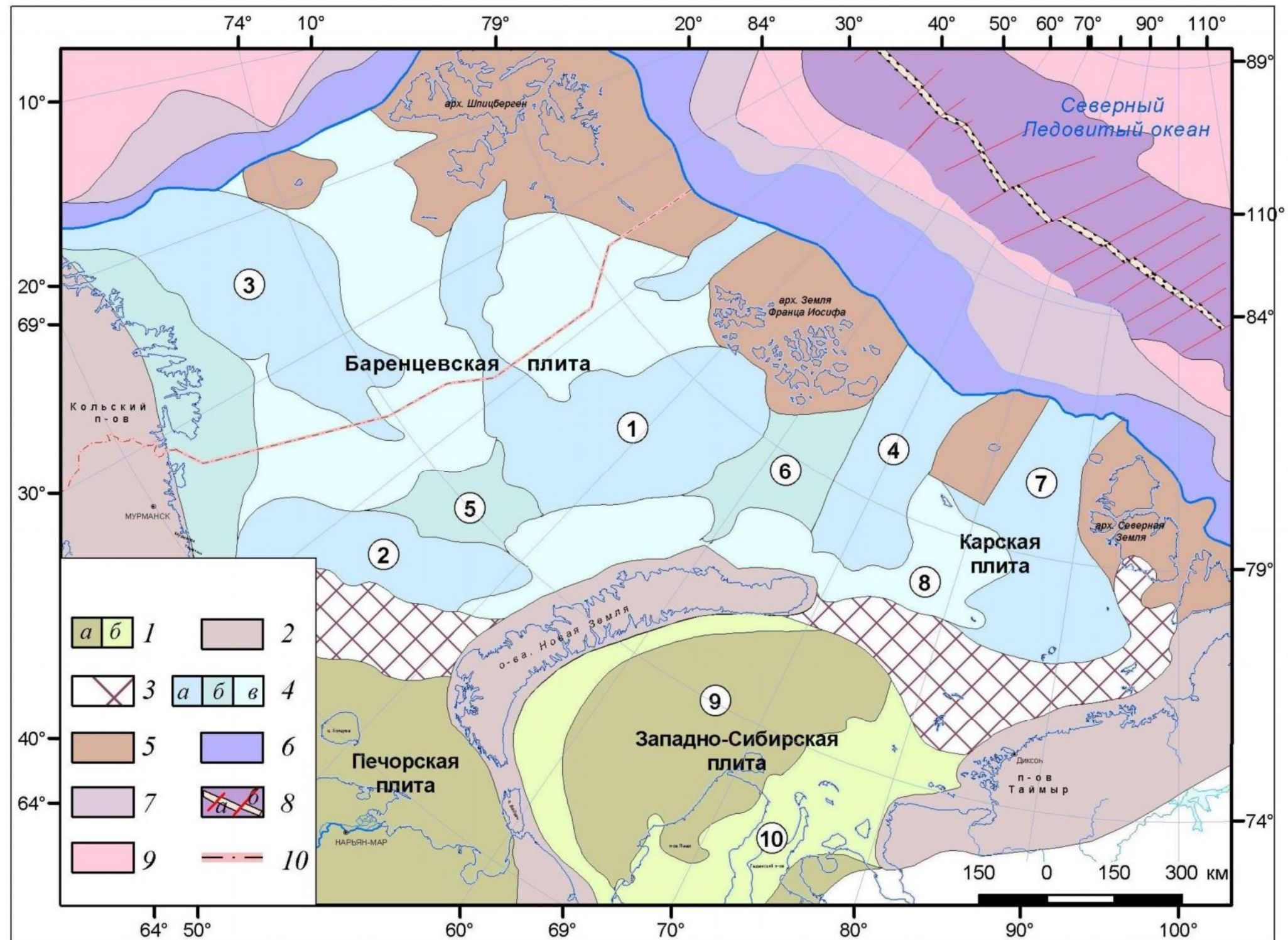


Рис. 1. Бинарная система «континент – океан» в западном секторе Арктики

Фронтальные структуры континентального блока в составе системы «континент-океан»: 1 - плиты (а - прогибы, синеклизы; б - моноклизы, моноклинали, мегаседловины); 2 - орогены (П-Н - Пайхойско-Новоземельский, Т-С - Таймыро-Североземельский); 3 - морфоструктура раздела переходной области и фронтальных структур континента; 4-5 - структуры переходной области в системе «континент-океан»: 4 - краевые плиты (а - мегавпадины, прогибы; б - перемычки, пороги; в - внутриплитные поднятия), 5 - краевое поднятие; 6-7 - приграничные (краевые) структуры: 6 - континентальный склон, 7 - континентальное подножие; 8-9 - морфоструктуры океана: 8 - Срединно-океанический хребет (а - рифтовые долины; б - трансформные разломы), 9 - глубоководные котловины; 10 - государственная граница.

Баренцевская плита: 1. Северо-Баренцевская мегавпадина, 2. Южно-Баренцевская мегавпадина, 3. прогиб Бьярмеланд, 4. прогиб Св. Анны, 5. Штокмановско-Лудловская перемычка, 6. Альбановско-Горбовская перемычка; Карская плита: 7. Восточно-Карский мегарогиб, 8. Центрально-Карское поднятие; Западно-Сибирская плита: 9. Южно-Карская синеклиза, 10. Пайхойско-Таймырская мегаседловина; Печорская плита.

Большую ценность представляют результаты изучения локального структурного плана названных районов и неструктурных ловушек в осадочном чехле акваторий, пока не полностью используемые в нефтегеологическом прогнозе. На западных арктических акваториях России установлено свыше 685 локальных поднятий, а по результатам детальных сейсмических работах ещё и значительное число неструктурных объектов. Известно, что именно эти данные, наряду с представлениями о действовавших очагах нефтегазогенерации, составляют основу детализирующего зонального прогноза [Геология и геохимия..., 2004].

Очагово-фазовая зональность размещения углеводородов

Детализация прогноза нефтегазоносности акваторий может быть достигнута на основе анализа распространения доминантных ресурсообразующих нефте- и газоматеринских свит (базисного элемента углеводородных систем), ловушек, изолирующих покровов, способных аккумулировать и сохранять углеводороды в периоды их активной эмиграции из очагов генерации, а также геодинамических условий формирования УВ-скоплений.

В рассматриваемом регионе можно констатировать присутствие сравнительно ограниченного набора доминантных нефтематеринских свит, обеспечивающих нефтяной и газонефтяной профиль районов и зон концентрации углеводородов.

На примерах хорошо изученных районов Тимано-Печорской провинции (ТПП), а также богатых нефте- и битумопроявлениями выходов складчатых палеозойских пород на о-вах Новая Земля, на архипелаге Северная Земля и других обнаруживается присутствие материнских толщ (НМС) мощностью 100–500 м в девонских терригенно-карбонатных отложениях, а в отдельных районах и более древних силурийских и возможно ордовикско-кембрийских образованиях. Их отличает преимущественно сапропелевый состав керогена.

Идея очагово-генетической фазовой зональности УВ-скоплений в осадочных бассейнах, выдвинутая в свое время Б.А. Соколовым, в разных формах реализовывалась многими исследователями [Соколов, 1985]. В наиболее наглядной форме она воплощалась при анализе очагов генерации УВ совместно с зонами нефтегазоаккумуляции. Применительно к акваториям подобные зонально-очаговые карты, учитывающие весь комплекс геохимических, катагенетических, биомаркерных, изотопных и миграционных показателей, были построены в частности по северу ТПП и транзитному мелководью Печорского моря [Соболев, 2008]. Выделенные две основные генетические группы нефтей – Приуральская и Печоро-Колвинская – нашли отражение и в результатах пиролитических исследований керогена материнских свит ТПП.

Как показано Л.А. Анищенко и С.С. Клименко, богатые нефтематеринские свиты развиты в ТПП в широком стратиграфическом диапазоне от силура до фаменского яруса девона лишь во внутренних платформенных областях. Содержание $C_{орг}$ в богатых нефтяных керогенах достигает 10–15 % и снижается в переходных от I ко II типу до 2–5 %; значения водородных индексов достигают величин 600–900 мг УВ/г $C_{орг}$, а генерационная производительность (в зависимости от стадий катагенеза ОВ) варьирует от 15–25 до 60–80 кг УВ/т породы.

Богатые девонские нефтематеринские свиты обычно переходного I–II типов охватывают тот же стратиграфический диапазон осадочного чехла, но содержат гумусово-сапропелевый тип ОВ в более низких концентрациях ($C_{орг}$ не выше 2–3 %) при величинах водородных индексов 165–400 мг УВ/г $C_{орг}$ и общей производительностью 10–40 до 55–60 кг УВ/т породы. Они более присущи северным районам Печоро-Колвинского авлакогена.

Бедные нефтью газоматеринские керогены тяготеют к впадинам Предуральского прогиба и внешней части Печорского шельфа, где они в дополнение к нижне- и среднепалеозойским по условиям катагенеза охватывают аргиллитовую толщу визейского яруса нижнего карбона и угленосные толщи нижней перми. Значения водородных индексов варьирует от 60 до 300 мг УВ/г $C_{орг}$ при невысоком содержании ОВ и сравнительно низкой производительностью в пределах 10–25 кг УВ/т породы [Анищенко, Клименко, 2006].

Статистические данные по изученным бассейнам показывают, что богатые и очень богатые керогены обеспечивают региональную плотность УВ в ареалах своего распространения порядка 100–200 тыс. т/км², а зональную с присутствием крупных месторождений до 440–866 тыс. т/км².

В связи с глубоким погружением нижнепалеозойских материнских пород, наряду с нефтяными зонами, формируемыми породами доманика, в направлении к внешней части Печорского шельфа газоносность в зонах аккумуляции нарастает, о чём свидетельствуют данные по Северо-Гуляевскому и Поморскому месторождениям, содержащим газовые скопления в свободной фазе.

На основании приведенных данных можно констатировать, что на Печорском шельфе доминируют углеводородные системы I–II класса, имеющие широкое распространение как по разрезу, так и по латерали. Регионально распространенные тиманско-саргаевская, кунгурская и триасовая (ангуранская) покрышки разделяют три крупных нефтегазоносных мегакомплекса с реально установленными запасами и прогнозными ресурсами,

преобладающими в среднем, преимущественно карбонатном франско-нижнепермском комплексе (50 %); нижний терригенно-карбонатный ордовикско-нижнефранский мегакомплекс содержит около 15% ресурсов, а верхний терригенный среднепермско-мезозойский (триасовый) – 35 % (рис. 2).

Неравномерность распределения ресурсов УВ в мегакомплексах и комплексах, а также их фазовая структура в значительной мере определяются разным возрастом, мощностью и эффективностью НМС, развитых в наиболее вероятных очагах генерации УВ, выделенных на основании анализа геохимических материалов, имеющих структурных построений и карт изопахит (рис. 3). Наиболее крупные зоны заметно тяготеют к крупным унаследованным очагам генерации (цифры в кружках), выраженным по нескольким материнским свитам в доманиковых, или шельфовых фациях с плотностью эмиграции УВ 500–1000 тыс. т/км² и выше. Повышенной газоносностью с плотностями эмиграции УВ 500 тыс. т/км² и ниже характеризуются очаги генерации по материнским свитам в палеозое и пермотриае с низкой производительностью материнских свит (10–25 кг УВ/т породы). По-видимому, к востоку от о-ва Колгуев, насколько можно судить по геофизическим материалам, развит еще один подобный очаг генерации по сероцветным породам «нетипичного» доманика и нижней перми.

Каркасный элемент УВС представляют многочисленные приразломные локальные структуры, площадью свыше 100 км², высокоамплитудные с тройным для нефтяных и одинарным для газа контролем тектоническими элементами I–II порядков.

В наименее изученном в акватории ордовик-силурийском комплексе с крупными скоплениями нефти в прибрежных районах Варандей-Адзвинской структурной зоны высокоёмкие поровые и трещинные коллекторы по данным Н.В. Танинской связаны с фациями биостромов и верхней сублиторали. Так, на Верхневозейском и Сандивейском месторождениях биостромы мощностью 2–60 м имеют наиболее высокие значения открытой пористости (10–22 % в среднем 7 %) и поровой проницаемости (до 160–200 мД) при низкой (0,3–1,4 мД) трещинной проницаемости. Наибольшие притоки нефти (90–200 м³/сут.) получены из биогермных известняков. В верхнем силуре и ордовике коллекторы низкого качества и представлены ангидритизированными породами в фациях супралиторали. Породы верхнего ордовика мощностью 119–250 м служат покрывкой для нижележащих продуктивных горизонтов [Танинская, 2006].

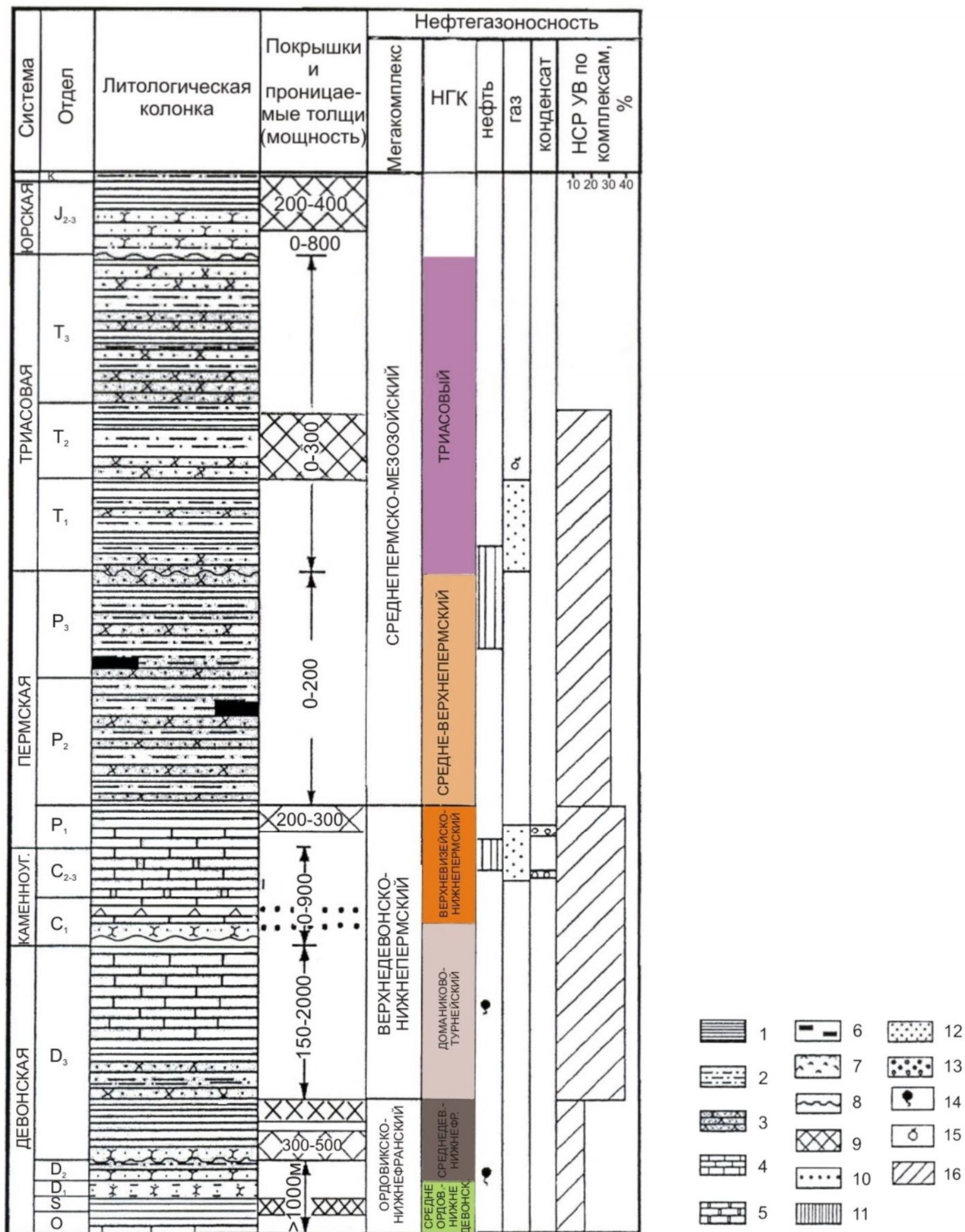


Рис. 2. Нефтегазоносные комплексы и мегакомплексы осадочного чехла акваториальной части Тимано-Печорской провинции
 1-8 – литология: 1 – глины, аргиллиты, 2 – алевриты, 3 – песчаники, 4 – известняки, 5 – доломиты, 6 – мергели, 7 – ангидриты, гипсы, 8 – размывы; 9-10 – покрывки: 9 – региональная, 10 – зональная; 11-13 – залежи: 11 – нефти, 12 – газа, 13 – конденсата; 14-15 – проявления: 14 – нефти, 15 – газа; 16 – предполагаемое распределение НСП УВ по комплексам, %.

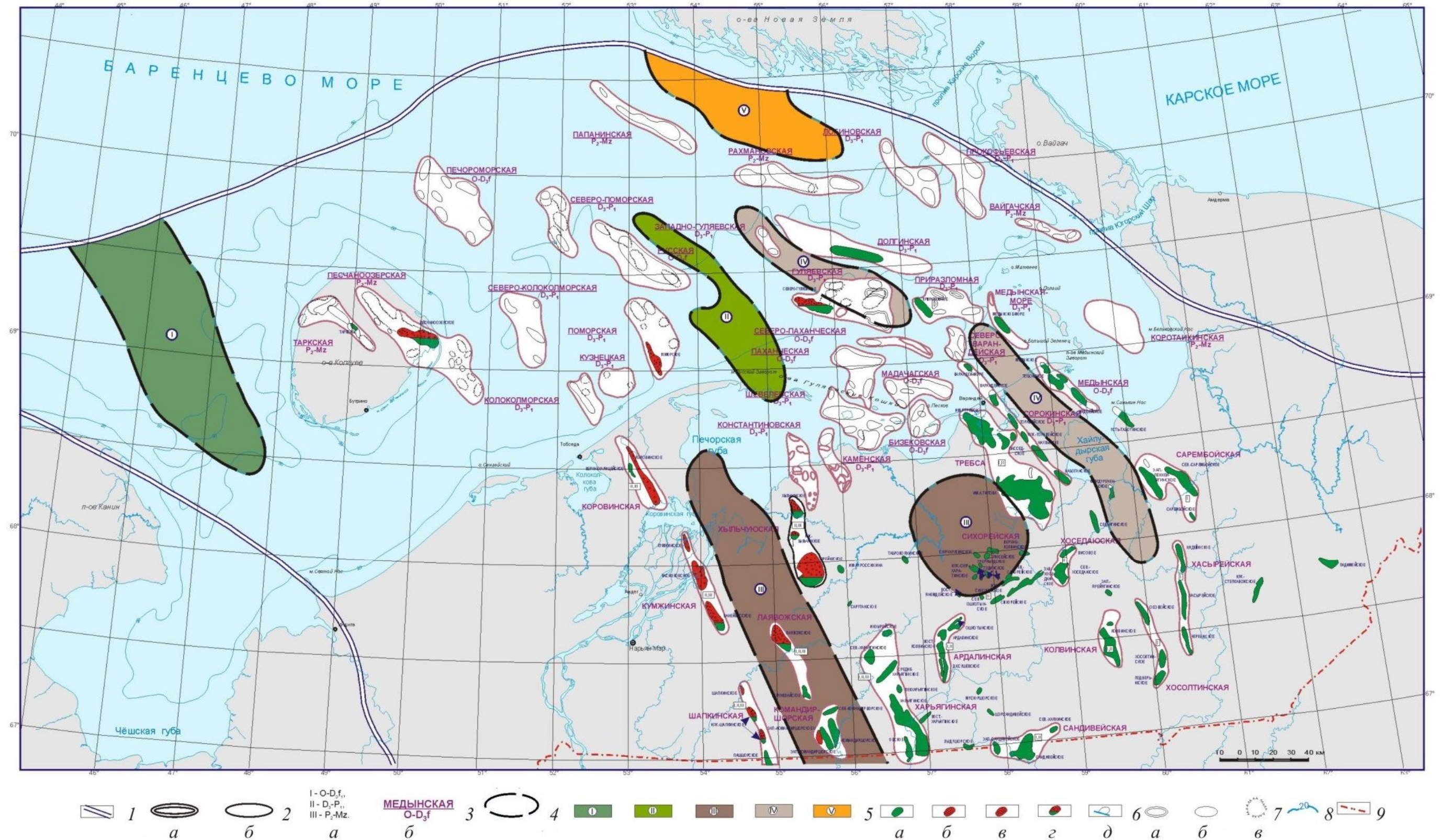


Рис. 3. Очаги генерации углеводородов на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

1 – Граница Тимано-Печорской НГП; 2 – границы зон углеводородонакопления: а) доказанных, б) вероятных; 3 – номера нефтегазоносных комплексов: а) на суше: I – O-D₃f, II – D₃P₁, III – P₂Mz, б) на акватории: название зоны/осн. предполагаемый интервал; 4 – границы вероятных очагов нефтегазогенерации; 5 – возраст НМС в очагах: I – O, S, D₁, II – S, D₁, III – S, D₁, D₃, IV – S, D₃, V – P₂₋₃, T₁; 6 – месторождения: а) нефтяные, б) газовые, в) газоконденсатные, г) нефтегазоконденсатные, д) предполагаемое продолжение месторождений суши в акваторию; 7 – локальные объекты: а) подготовленные к бурению, б) выявленные, в) разновозрастные органогенные постройки в акватории по сейсмическим данным; 8 – изобаты 20 и 50 м; 9 – административная граница.

Разнофациальные карбонатные отложения ТПП играют определяющую роль как аккумуляторы нефти и газа в нижнем и среднем мегакомплексах осадочного чехла, что важно иметь в виду при оценке нефтегазоносности палеозойской части разрезов всего Баренцева и северной части Карского морей. Особую роль в этом прогнозе играют установленные сейсмическими данными карбонатные толщи большой мощности, иногда образующие карбонатные «платформы».

В одной из последних работ Б.В. Сенин и М.И. Леончик приводят обобщенную палеогеографическую схему позднего девона – ранней перми Баренцевоморского региона, где может быть впервые очерчены области мелководного палеошельфа (20–200 м) и относительно глубоководные области (200–500 м) накопления битуминозных доманикитов (по-видимому уральского типа), а также глубоководные впадины и желоба (глубины до 2000 м) с развитием карбонатно-глинисто-кремнистых толщ конденсированного типа [Леончик, Сенин, 2010].

На современной стадии изученности в Баренцевом и Карском морях возможно лишь наметить крупные ареалы прогибания, в пределах которых на тех или иных этапах эволюции формировались с разной степенью унаследованности палеоочаги генерации УВ. В разных районах акватории Баренцева моря развиты продуктивные очаги на месте современных Южно-Баренцевской, Северо-Баренцевской мегавпадин, прогиба Святой Анны, а также Приновоземельский, Предсевероземельский очаги, где реализация углеводородного потенциала происходила в разные этапы развития региона и различными по возрасту материнскими свитами (рис. 4). Об их производительности и доли участия в формировании зон нефтегазонакопления можно судить в самой общей форме по суммарному эффекту и роли отдельных НМС, находящихся в настоящее время на умеренных стадиях катагенеза. В большинстве выделенных очагов получили развитие НМС девонского, каменноугольного, пермского, и триасового возраста, в наибольшей мере проявившие себя промышленной нефтегазоносностью в ТПП или интенсивными нефтегазобитумными выходами в складчатых областях.

Палеоочаги генерации УВ выделены по палеогеографическим, сейсмическим и геохимическим данным. Южно-Баренцевский очаг намечен по терригенно-карбонатным материнским свитам, природа которых тесно связана с развитием уральского палеоокеана. Северо-Баренцевский очаг имеет более длительную историю формирования; палеозойские свиты в силуре, нижнем – среднем девоне и перми прослеживаются на севере о-вов Новая Земля [Хлебников и др., 2009] и отчетливо выражается в виде конденсированных разрезов на

всей площади своего распространения. Более узкий интервал развития материнских пород фиксируется по геофизическим данным в прогибе Святой Анны. Два последних палеоочага в палеозое дополняются таковыми триасового возраста в ареалах распространения морских и шельфовых фаций нижнего – среднего триаса, фиксируемых в скважинах и выходах на архипелагах Шпицберген и Земля Франца Иосифа.

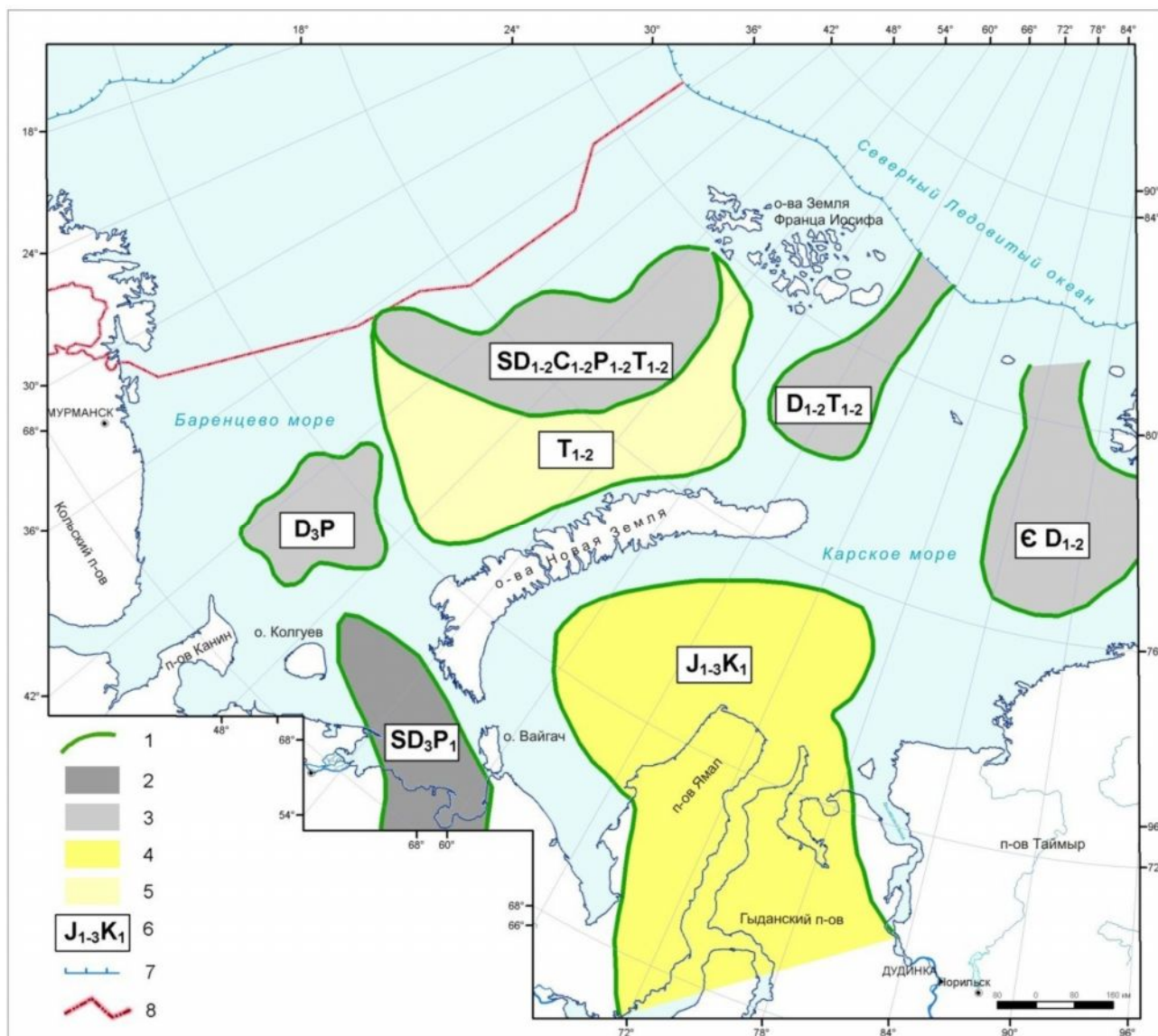


Рис. 4. Вероятное размещение основных очагов генерации углеводородов в осадочных бассейнах Баренцева и Карского морей

1 – границы ареалов развития очагов генерации УВ; 2-5 основная фазовая специализация очагов генерации: 2 – преимущественно нефтяные, 3 – газонефтяные, 4 – газоконденсатные, 5 – нефтегазоконденсатные; 6 – возраст материнских свит в очагах генерации; 7 – граница континентального шельфа; 8 – государственная граница с Норвегией.

Особняком выделяется Предсевероземельский очаг по раннедевонским материнским свитам, установленным на островах архипелага Северная Земля и прослеженным на геотраверзе 3-AP в виде слоистой терригенно-карбонатной толщи [Матвеев и др., 2007].

Возможно к категории материнских в Предсевероземельском палеоочаге относятся и задокументированные на Новой Земле и других островах позднекембрийские углеродистые сланцы.

В виде единого крупного ареала выделен мезозойский (в основном юрско-неокомский) Южно-Карский очаг генерации различных по компонентному составу, но с близкими изотопными характеристиками газов с переменным содержанием стабильного конденсата. В отдельных районах нельзя исключать дополнительного участия в газообразовании триасовых, а также угленосных толщ меловых отложений [Скоробогатов, Строганов, Копеев, 2003].

Лишь в пределах изученной бурением ТПП можно проследить более детально связь относительно мелких по площади (3–8 тыс. км²) очагов с зонами аккумуляции. Остальные выделенные очаги пока представлены в недифференцированном виде. По отдельно взятым материнским свитам доманикового генезиса можно лишь ориентировочно, по аналогии с НПП Северного склона Аляски, судить о размерах таких палеоочагов, достигающих по площади 120–160 тыс. км².

Намеченная очагово-генетическая зональность в распределении нефти и газа позволяет с известной долей условности оценить фазовую специализацию объектов аккумуляции УВ, в том числе отдельных месторождений в выделенных морских районах.

В Тимано-Печорской НПП на морских продолжениях Варандей-Адзвинской, Хорейверской и Малоземельско-Колгуевской НГО в структуре прогнозных ресурсов заметно преобладают жидкие УВ (на 70–90 %) с отдельными залежами газа и крупными газовыми шапками как в нижних, так и в верхних нефтегазоносных комплексах. В пределах морского продолжения Печоро-Колвинской и Предуральской НГО по мере движения на север в сторону общего погружения структур доля газа будет постепенно нарастать и составит в структуре ресурсов величины 60–80 %.

В Баренцевом море на фоне заметного преобладания газовых ресурсов, особенно в мезозойских НГК, сохраняется высокая вероятность присутствия нефтяной компоненты в пределах 30–35 % в палеозойских ловушках Западно-Баренцевской ПНГО, ступени Тегеттгофа, а также Сальмской зоны поднятий и Восточно-Карской системы прогибов, что на основе бассейнового моделирования предполагается О.И. Супруненко с соавторами [Супруненко и др., 2007]. Существенной нефтеносностью (в среднем 24 %), особенно по позднедевонско-пермскому комплексу, вероятно, следует выделить перспективные объекты Кольской моноклинали. Неоднозначно выглядит на сегодня оценка Адмиралтейско-

Приновоземельской структурной области с более низкими региональными плотностями ресурсов; её близость к Новоземельской складчатой области и отсутствие высокоёмких коллекторов может отрицательно сказаться на сохранении нефтяных скоплений.

В прибортовых частях современного Восточно-Баренцевского мегапрогиба по сейсмическим данным отчетливо выделяются сводовые поднятия и цепочки краевых рифовых построек – области возможного нефтегазонакопления. Наиболее крупные из них охватывают в российской части акватории конседиментационные поднятия сводов Федынского и Маловицкого. Оба поднятия сопряжены с наиболее крупным длительно развивавшимся Южно-Баренцевским очагом генерации УВ, способным формировать на позднегерцинском этапе, подобно транзитной области Печорского шельфа, наиболее крупные зоны нефтенакопления с плотностью ресурсов порядка 350–600 тыс. т/км².

В пределах акваториальных частей Южно-Карской, Ямальской и частично Гыданской НГО, резко погруженных по сравнению с континентальным сектором Западно-Сибирской НГП, по-видимому будет развита в основном единая юрско-меловая газоконденсатная углеводородная система. В качестве базового источника УВ предполагается нижне-среднеюрская прибрежно-морская терригенная субугленосная толща, общей мощностью до 2000 м. Однако в прибрежных районах шельфа сохраняется возможность формирования в позднеюрско-неокомской толще крупных оторочек и отдельных залежей легкой метано-нафтенной газонасыщенной нефти, генерируемой не баженовитами, развитыми в Широном Приобье, а чёрными аргиллитами и алевролитами поздней юры – аналогами баженовской свиты. Они, вероятно, явились источником газонефтяных залежей, выявленных в ареалах распространения новопортовской и ачимовской свит, а также крупного Ванкорского месторождения.

Суммарная генерация углеводородных газов за счёт юрско-меловых толщ только в Ямальской НГО оценена В.А. Скоробогатовым с соавторами (2003) в $4,6 \cdot 10^{15}$ м³, тогда как потенциал жидких УВ составил лишь $0,68 \cdot 10^{12}$ т. Наличие нефтегазоконденсатных скоплений на Утреннем и Бованенковском месторождениях и непромышленных притоков на о-ве Белом позволяют предположить значительные (до 2 млрд. т) запасы жидких УВ в позднеюрско-неокомских пластах, представленных однако на 80–90 % газовым конденсатом [Григоренко, Соболев, 2009].

Оценка фазового состава УВ в осадочном чехле моря Лаптевых может быть выполнена по аналогии с канадским бассейном Бофорта-Маккензи, в котором кайнозойский (преимущественно палеогеновый) дельтогенный комплекс содержит около 80% разведанных

и прогнозируемых запасов и ресурсов. С полным основанием в юго-восточной части бассейна по геохимическим данным можно выделить и девонско-меловую газонефтяную УВС; однако её роль в формировании общего УВ потенциала всего бассейна – незначительна. Главный очаг генерации УВ площадью около 4,5 тыс. км² здесь расположен в акватории и сложен мощным (до 2–2,5 км) глинистым дельтовым комплексом Ричардс, Фиш-Крик и Фиш-Ривер, выделяющимся набором характерных для дельтогенных материнских толщ биомаркеров в составе ОВ и нефти [Зоны нефтегазонакопления..., 2002].

По-видимому высока вероятность распространения палеогенового дельтогенного комплекса и в Усть-Ленском грабене шельфовой зоны моря Лаптевых. С позиций анализа УВС в кайнозойском разрезе можно выделить основные морские перспективные районы – Западно-Лаптевский и Усть-Ленский. По комплексу имеющихся нефтегеологических данных оба района оцениваются как нефтегазоносные с соотношением нефти и газа в структуре прогнозных ресурсов (в процентах к НСР) 50 : 50 – в первом и 30 : 70 – во втором районе с заметным преобладанием при этом доли ресурсов (70–75 %) в олигоцен-миоценовой части осадочного чехла.

Приведенные данные по фазово-генетической зональности размещения выявленных УВ–скоплений и прогнозных ресурсов со всей очевидностью свидетельствуют о достаточно высоких перспективах не только газоносности, но и нефтеносности отдельных районов Баренцева и северной части Карского морей, что по другим критериям отмечалось рядом исследователей.

Залегание крупных нефтяных и газонефтяных скоплений в палеозойских бассейнах раннеокеанического, переходного и заключительного этапов развития на глубинах 3–5 км при НСР УВ только в крупных месторождениях порядка 2–2,5 млрд. т н.э. – их характерная особенность (НГП Северного склона Аляски, Прикаспийская НГП, Пермский, Западно-Канадский НГБ).

Особенности нефтегазонакопления

Детальный (зональный) количественный прогноз углеводородных скоплений при продолжающемся региональном изучении северных акваториальных нефтегазоносных бассейнов России и явной нехватке морского глубокого бурения может показаться преждевременным и методически несовершенным. Между тем его особенности и основные составляющие применительно к акватории были рассмотрены ещё в конце 1980-х – начале 1990-х гг. Значение и достигнутые результаты зонального прогноза по северным морям России были освещены Е.В. Захаровым (1994, 1996, 2004), Ю.Н. Григоренко (1994, 1999),

Н.И. Тимониным (2004), позднее О.М. Прищепой (2009а, 2009б). Возникла необходимость уточнения понятия зоны нефтегазонакопления (ЗНГН), а также количественных признаков её выделения. Зона определилась как природная пространственная группировка месторождений (или перспективных структур в случае прогноза) в отложениях нефте- и газоносных интервалов разреза, с расстоянием между локальными объектами в среднем 10 км и удалённостью от соседних группировок на существенно большую величину, минимум в 20 км. Естественно за пределами зоны падают нефтегазонасыщенность пластов, этаж нефтегазоносности, плотность углеводородных ресурсов [Зоны нефтегазонакопления..., 2002].

Количественные критерии выделения и методика прогноза зон нефтегазонакопления изложены в ряде публикаций [Зоны нефтегазонакопления..., 2002; Григоренко, 2008]. Примеры прогноза различными способами и прежде всего на статистической основе показаны в вышеназванной коллективной монографии), где приводятся базовые индивидуальные и осреднённые ресурсно-геологические характеристики около 500 доказанных зон в 33 наиболее изученных и разнообразных по строению и формированию бассейнах Мира.

Возможность зонального прогноза определяется наличием закартированных локальных объектов-ловушек УВ и очагов вероятного нефтегазообразования, которые могут быть установлены на начальных стадиях изучения НГБ. Прогноз и расчёт количественных показателей зон нефтегазонакопления осуществляется суммированием определённых объёмным способом ресурсов ловушек в составе зоны, методом аналогий и на историко-статистической основе.

Несомненно, в большинстве случаев вероятность подобного прогноза невелика. Тем не менее, он позволяет детализировать обстановку углеводородонакопления в НГБ, более обоснованно оценить перспективы их отдельных районов и даже уточнить величины региональных оценок.

Акваториальная часть Тимано-Печорской провинции – Печорский шельф

Строение и нефтегазоносность северной морской части провинции, занимающей около четверти её площади рассмотрены в трудах Е.В. Вержбицкого, К.Г. Вискуновой, И.С. Грамберга, Е.Б. Груниса, В.П. Гаврилова, Е.В. Захарова, Т.А. Кирюхиной, М.Г. Леонова, В.Н. Макаревича, Е.А. Маргулис, Н.И. Павленковой, О.М. Прищепы, Б.В. Сенина, А.В. Ступаковой, Н.В. Танинской, Н.И. Тимонина, И.А. Холодилова, Э.В. Шипилова, М.Л. Цемкало, авторов настоящей статьи и многих других исследователей.

Наиболее систематически полные характеристики НГП содержатся в ряде монографических изданий: «Геология и полезные ископаемые России» в 6 томах. Т. 5. «Арктические и дальневосточные моря» – СПб., 2004; «Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения» – СПб.: Недра, 2004; «Нефтегазоносность Северо-Западных и восточных регионов России» – СПб.: Недра, 2009. Это позволяет ограничиться рассмотрением некоторых наиболее важных нефтегеологических особенностей Печорского шельфа в свете оценки его положения и роли в бинарной системе «континент – океан» и детализации нефтегеологического прогноза.

Акваториальная часть Печорского континентального геоблока сопряжена с краевой плитой Баренцево-Карской окраины по достаточно широкой – до 200 км в поперечнике полосе на стыке Печорского и собственно Баренцева морей. Полоса включает субширотно ориентированный порог, составленный небольшими структурно-денудационными подводными плато, Куренцовской ступенью и конформным разломом, отделяющий Печорское мелководье от расположенной севернее области значительных глубин морского дна [Григоренко, Прищеп, Соболев, 2010]. Принадлежность разделённых этой полосой Печорского и Баренцевоморского геоблоков к разным природным составляющим бинарной системы «континент – океан» определяет специфику их нефтегазоносности и обосновывает разграничение двух автономных нефтегазоносных провинций – Баренцевской (Б) и Тимано-Печорской (ТПП). Таким образом, последняя рассматривается в настоящей работе не только из-за присутствия на севере значительной по площади шельфовой акватории, но главным образом в связи с проявлением и направленным затуханием к матерiku или, напротив, к морской части окраины целого ряда характерных «континентальных» и «океанических» особенностей своего строения и нефтегазоносности.

Прежде всего это преобразование к северному краю плиты простирающихся на северо-запад её наиболее характерных структур – субпараллельных мегавалов. В морской части плиты происходит постепенное затухание амплитуд этих структур, начавшееся ещё в пересекающей валы субширотной сдвиговой зоне, а затем и на транзитной ступени; мористее они преобразовываются в гемивалы, затем исчезают, сменяясь моноклиальной структурой, субширотно вытянутой перед разграничительной полосой на стыке континентального и переходного геоблоков.

Ещё одна важная особенность, оказывающая влияние на структурный план и нефтегазоносность субаквальной части ТПП – изменение региональных уклонов по всем главным структурно-стратиграфическим разделам чехла. Если на суше и значительной

части Печорского шельфа они не превышают 8–15 м/км, то в пределах окраинной Северо-Колгуевской моноклинали и особенно в разделительной полосе на Куренцовской ступени, региональные уклоны возрастают более чем в три раза – до 50–60 м/км.

Крайне важным является учёт изменений от суши к морю, т.е. вкrest простираения окраины, состава и мощностей и, как следствие, ресурсно-геологического значения нефтегазоносных комплексов осадочного чехла. Изменения по разрезу величины запасов и кумулятивной добычи углеводородов позволили установить в осадочной толще провинции три нефтегазоносных мегакомплекса: ордовикско-нижнефранский, верхнедевонско-нижнепермский и среднепермско-триасовый [Григоренко, 1994]. Последующие сейсмические исследования способствовали детализации нефтегеологического разреза осадочной толщи акватории. О.М. Прищепой (2010) были выделены и латерально прослежены шесть различающихся составом комплексов, однако полное выяснение их нефтегеологического содержания окончательно возможно только при существенно большем объёме морского бурения.

С учётом имеющихся материалов, в том числе глубин залегания мегакомплексов в разрезах Печорской акватории значение самого нижнего из них следует связывать преимущественно с нефтегазогенерацией. Ордовикско-нижнедевонские отложения с залежами УВ можно ожидать только на Русской моноклинали, на акваториальном продолжении Колвинского мегавала и в Окинской палеовпадине западнее о-ва Колгуев. В сравнении с наземной частью провинции на Печорском шельфе возрастает значение среднего мегакомплекса, ресурсы которого превышают 50 % общего количества прогнозируемых здесь УВ. Это особенно заметно по верхнекаменноугольно-нижнепермскому интервалу разреза. Перемещение главного пермского депоцентра прогибания в акваторию современного шельфа, возрастание мористости пермо-триасовых отложений, а также открытие пермской и триасовой залежей, соответственно на Долгинской и Песчаноозерской структурах явилось веским доводом для существенного увеличения перспективности и пермо-триасового мегакомплекса в сравнении с его оценкой на сопредельной суше (рис. 5).

Базовой характеристикой при детализации прогноза являются данные по локальным объектам вероятного нефтегазонакопления. На Печорской акватории выявлено 148 локальных поднятий, большая часть которых осложняет мегавалы – важнейшие структурные элементы тектонического плана шельфа. Отчётливо проступает снижение количества и увеличение размеров локальных объектов в направлении от побережья к

северному морскому окончанию Печорской плиты. Так плотность их размещения на акватории в сравнении с данными по приморской суше существенно понижена [Вахнин, 2006]. Ещё более яркая картина вырисовывается в отношении размеров структур. Их средняя величина в приморских районах суши 22 км^2 , тогда как на сопредельном транзитном мелководье – 35 км^2 . На Печорском шельфе в целом согласно Е.В. Васильевой (2003 ms) и Ю.Н. Новикова (2006), средний размер локальных структур оценивается от 40 до 70 км^2 . Ряд исследователей не без основания связывает эти изменения с ростом региональных уклонов в профиле «континент – океан».

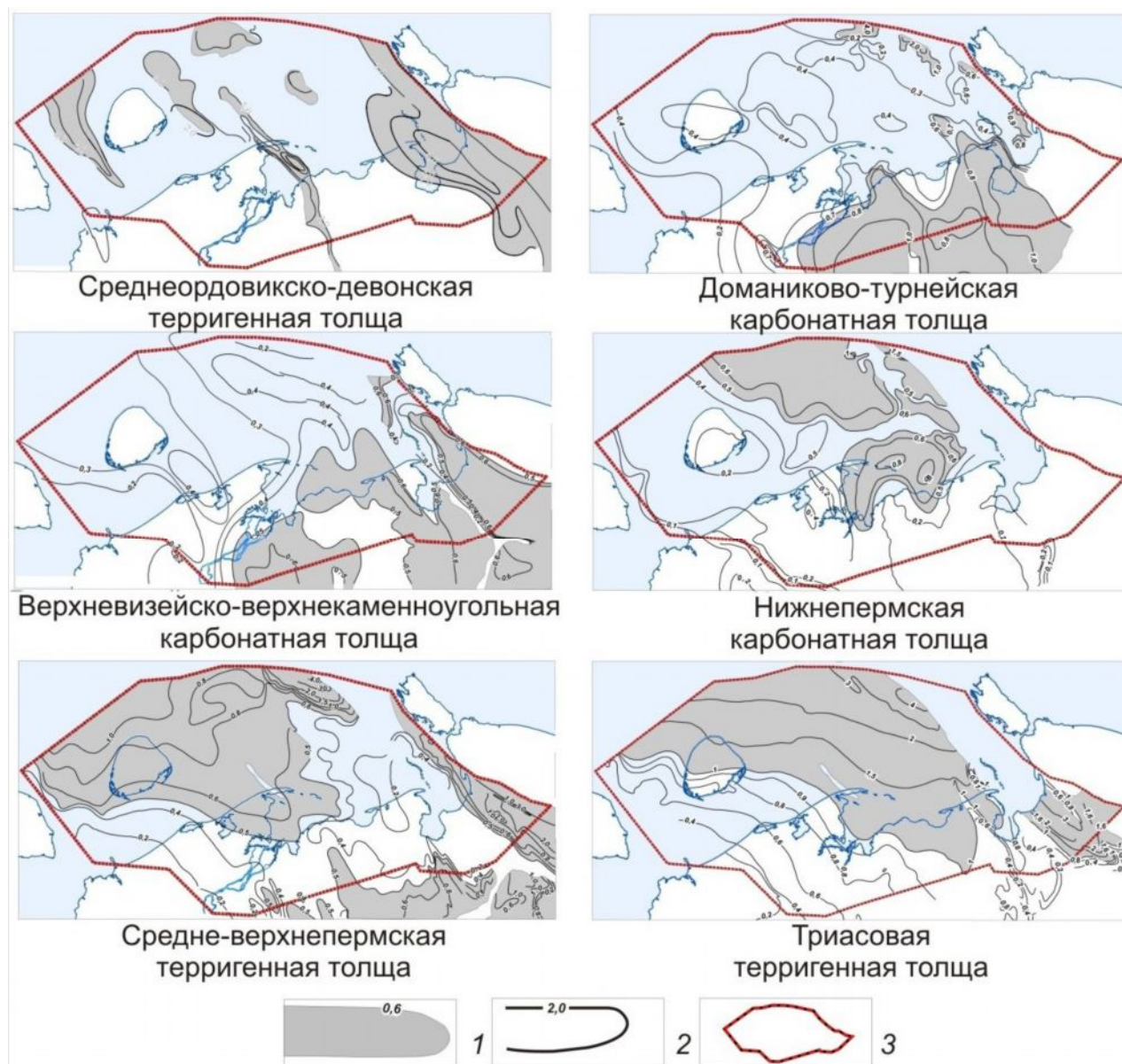


Рис. 5. Особенности формирования осадочной толщи Печорского шельфа

1 – наибольшие мощности толщи; 2 – изопахты; 3 – границы района исследования.

Структурный план акваториальной части ТПП характеризуется в целом усилением контрастности локальных поднятий, возрастанием их удлинения, интенсивности, амплитуды, некоторым увеличением количества навешенных и погребённых структур. Крупные структурные ловушки особенно характерны для восточной части шельфа, отличающейся большей тектонической напряжённостью и присутствием надвигов и высокоамплитудных сбросов.

Не менее важная роль принадлежит неструктурным ловушкам. Фронтальные участки палеоделът с терригенным осадконакоплением широко распространены в составе перм-триасового комплекса, как показано М.Л. Цемкало (2007), вдоль северного края Печорской плиты. Перерывы в осадконакоплении на крупных погребённых поднятиях типа Печороморского выступа предопределили, по данным К.А. Мандель, развитие ловушек стратиграфически экранированного типа [Мандель, 2005]. Чрезвычайно велика роль неструктурных ловушек в карбонатных толщах. По сообщению Е.А. Васильевой (2003 ms) в каменноугольно-нижнепермских, позднедевонских и силурийско-раннедевонских отложениях только восточной части Печорского моря установлено около 100 ловушек неструктурного типа. Размеры некоторых из них достигают 140 км² и более (рис. 6).

Резервуары, отождествляемые с карбонатными образованиями, имеют мощность до 50 м и характеризуются многократным увеличением пористости и проницаемости пород в зонах выщелачивания органогенных построек (рифов, биогерм и биостромов), а также покрывками из непроницаемых известняков. Существенное увеличение нефтегазонасыщенных толщин продуктивных карбонатных горизонтов связано с рифогенными фациями верхнего девона и каменноугольно-нижнепермского комплекса [Цемкало, 2007].

Рассмотренные обстоятельства: своеобразие тектонического устройства Печорского шельфа и его изменения к переходной зоне; значительное количество и разнообразие локальных структур, варьирующих от куполов до крупных чаще удлинённых брахискладок; контролирующей их региональный уклон; терригенно-карбонатный состав; толщины и изменяющиеся мощности осадочного чехла и его секций с разнообразными неструктурными ловушками; два главных уровня развития нефтематеринских толщ (силурийские сланцы и доманикиты) и, наконец, три мегакомплекса, разделённые тимано-саргаевской (D₃), кунгурской (P) и ангуранской (T₂) региональными покрывками наряду с активно действовавшими очагами генерации УВ, определили величины и дифференциацию ресурсов в недрах и формирование зон нефтегазонакопления.

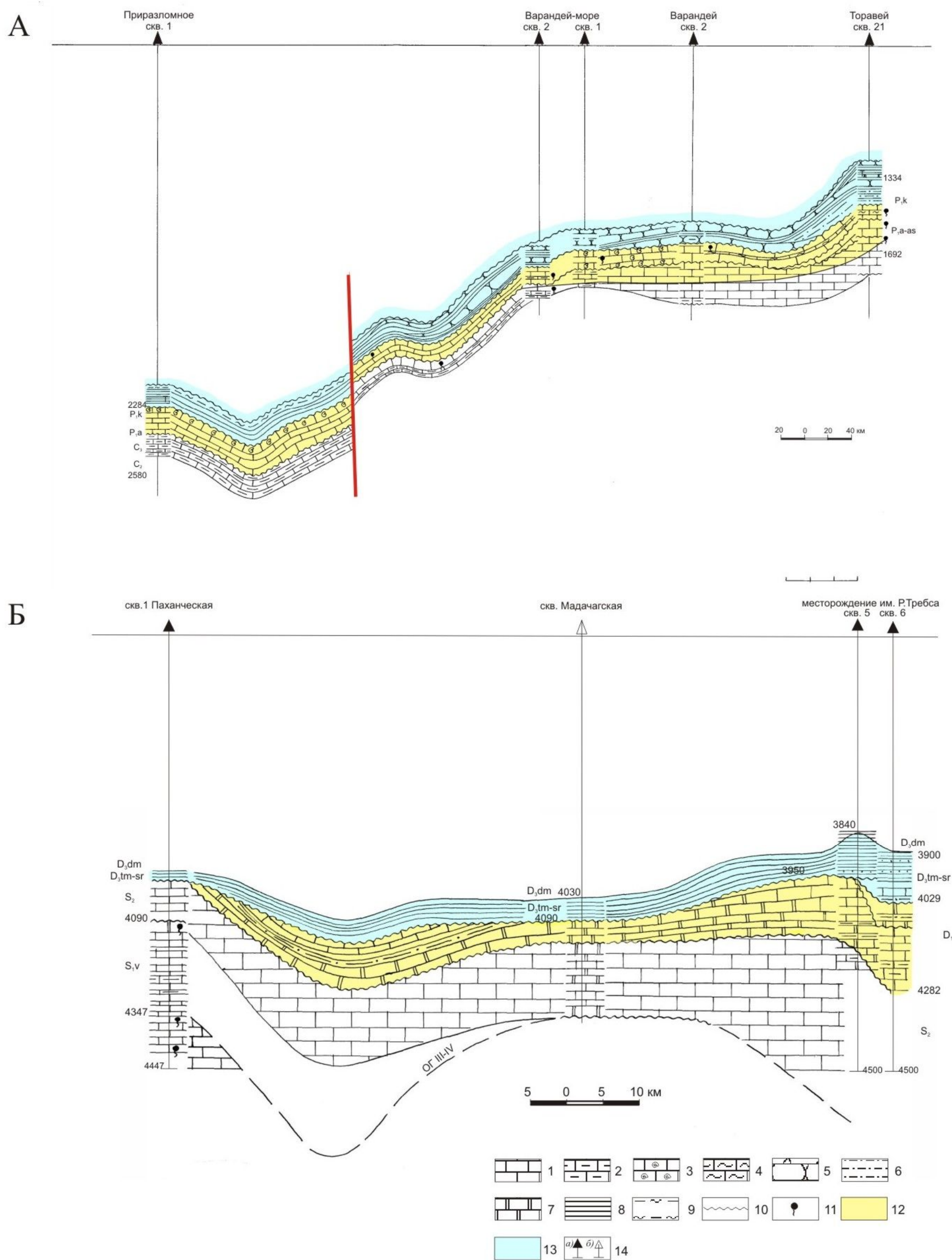


Рис. 6. Неструктурные ловушки и резервуары в палеозойских отложениях Хорейверской впадины и вала Сорокина (по Е.А. Маргулис, 2009)

А - пермско-каменноугольные отложения вала Сорокина; Б - девонские отложения Хорейверской впадины

1 - известняки; 2 - глинистые известняки; 3 - органогенные известняки; 4 - кремнистые известняки (спикулиты); 5 - песчаники; 6 - алевриты; 7 - доломиты; 8 - глины; 9 - глины кремнистые; 10 - размывы; 11 - нефтеносность; 12 - коллектор; 13 - флюидоупор; 14 - скважины (а - пробуренные, б - проектные).

В акваториальной части провинции установлены 24 таких зоны, объединяющих от 2 до 9 локальных структур, обычно дополненных неструктурными ловушками. Большинство характеризуется сочетанием объектов нескольких типов – антиклинальных, комбинированных и неструктурных; при этом сложные наборы ловушек чаще встречаются в верхнедевонско-нижнепермском НГК. Пространственная группировка разнообразных по генезису и морфологии ловушек сообщает зонам линейную или ареальную форму.

Среди зональных объектов нефтегазонакопления Печорского шельфа представлены 6 подтверждённых открытиями месторождений объектов и 18 прогнозных зон. Среди первых Долгинская, Гуляевская, Приразломная, Медынская, Сорокинская и Поморская.

Ресурсная оценка проведена на основе внутрибассейновых аналогий с предваряющим изучением параметров зонального нефтегазонакопления по 43 доказанным объектам на территории ТПП. Привлекались также материалы по открытым морским месторождениям, а также данные Е.А. Васильевой (2003 г.) по локализованным ресурсам значительной части выявленных морских ловушек нефти и газа. Учитывалась также успешность открытий, которая для зон в наземной части ТПП составила около 0,6.

Выяснилось, что на территории ТПП наиболее распространены (73 %) зоны с ресурсами до 150 млн. т н.э., при плотностях 280–290 тыс. т/км². К северу зональные характеристики возрастают, и в приморской полосе геологические ресурсы среднего по величине скопления составляют 260 млн. т н.э. при плотностях свыше 400 тыс. т/км².

Геологические ресурсы объектов зонального ранга в акваториальном продолжении ТПП, варьирующие в диапазоне от 21 до 958 млн. т н.э. оценены в среднем в 332 млн. т н.э. при плотности 425 тыс. т/км². Только менее 10% зональных объектов содержат залежи во всех трёх НГК; большинство характеризуется нефтегазоносностью в одном – двух комплексах осадочного разреза. Верхние терригенные горизонты зон характеризуются коллекторами с открытой пористостью до 15–25 %; в карбонатных коллекторах позднедевонско-раннепермского комплекса пористость ниже – обычно не более 15 %. Практически все ЗНГН сопряжены с ареалами чехла значительной мощности или очерчены на участках развития НГК толщиной более 1,5 км. Их основная часть ассоциирует с положительными структурами – валами, гемивалами, выступами и ступенями. Региональные наклоны разделительных поверхностей в составе чехла в основном не превышают 20 м/км.

Основная часть доказанных и прогнозных зон располагается в морской части Варандей-Адзввинской и Хорейверской НГО, что связано не только с лучшей изученностью, но и нефтегеологическими особенностями земель. Здесь установлены зоны с наибольшими

ресурсами и плотностями и намечается максимальное количество скоплений нефтяного состава.

Суммарные геологические ресурсы всех зон Печорского шельфа достигают почти 80 % общего количества УВ, оценённого в недрах этой акватории.

Западная акватория российской части Баренцева моря

Регион, простирающийся почти 200-километровой в поперечнике субмеридиональной полосой от Кольского шельфа до о-ва Грэм-Белл на западе архипелага Земля Франца Иосифа, привлекателен по многим причинам. Прежде всего, это новый, значительно увеличившийся после делимитации морской границы регион, соседствующий с областью достаточно заметного числа открытий промышленного значения на шельфе Норвегии. Недавно к ним прибавился ещё один высоко оценённый по нефти участок Skrugard с общим УВ потенциалом почти в 70 млн. т н.э. [Oil Gas..., 2011].

Отграниченный по данным В.Н. Мартиросяна и Г.В. Сапожникова (2006, устное сообщение) от сопредельного Восточно-Баренцевского мегапрогиба изогипсой – 8500 м регион характеризуется оптимальными качествами аккумулятивной области: разнообразием и величиной ловушек, закрытостью недр, относительной полнотой разреза осадочного чехла. Не случайно уже достаточно давно регион рассматривается как перспективный на поиски жидких УВ [Захаров, Присяжный, Кулибакина, 1996; Верба, Иванова 2000].

В составе региона с юга на север представлены крупнейшие структуры Баренцевского шельфа: свод Федынского, поднятие Центральной Банки с примыкающей Ферсмановской террасой, Южно-Персеевское поднятие и мегавал Пинегина [Геология и полезные..., 2004; Шкарубо, Шипилов, 2007].

М.Л. Верба и Н.М. Иванова ещё в 2000 г. обратили внимание на присутствие в разрезе юго-западной части Баренцева моря мощной толщи недислоцированных нижнепалеозойских и рифейских пород со значительными концентрациями ОВ и нефтепроявлениями в сопредельных районах. Исследователи подчёркивали, что наличие этой толщи в разрезе свода Федынского повышает прогнозную оценку всех структур рассматриваемого региона. Здесь же в «карбонатном рифосодержащем» верхнедевонско-нижнепермском НГК В.Н. Каминский и О.И. Супруненко (2005) прогнозировали крупнейшее месторождение.

Предполагая значительную перспективность терригенно-карбонатных девонских отложений на склонах сводов Федынского, Маливицкого и Южно-Персеевского поднятия, В.Н. Мартиросян и Г.В. Сапожников (2006, устное сообщение) по результатам сейсмических исследований обращают внимание на сложное строение, резкие перепады мощностей, в

отдельных случаях наличие хаотических отражений на сейсмозаписи, а также линзовидное распространение палеозойских отложений ниже кровли каменноугольно-нижнепермских карбонатов (горизонт 1А). В работе С.И. Шкарубо и Э.В. Шпилова приводятся сведения об отсутствии отложений нижнего и среднего палеозоя на мегавале Пинегина и сокращении толщин средне-верхнепалеозойских отложений в разрезе Южно-Персеевского поднятия [Шкарубо, Шпилов, 2007].

Не касаясь этих данных, О.И. Супруненко с соавторами по результатам бассейнового моделирования заключают о формировании зон газонакопления в отложениях верхнего девона – нижней перми на своде Федынского и преобладании жидких УВ в каменноугольно-нижнепермских отложениях сводовых частей Южно-Персеевского поднятия и поднятия Центральной Банки. В заключительной части статьи эти контрасты сглажены и формирование УВ скоплений прогнозируется уже как результат совокупного влияния нижнетриасовой ГМС и аналогов доманиковых НМС [Супруненко и др., 2007]. Ю.Ф. Федоровский и Е.В. Захаров, говоря о газоносности терригенных среднеюрских и триасовых отложений Восточно-Федынского выступа, предполагают нефтеносность верхне-среднепалеозойских отложений [Федоровский, Захаров, 2008].

В целом по результатам выполненных работ складывается впечатление достаточной обоснованности заключений о присутствии в разрезах региона нижнепалеозойских и, возможно девонских отложений, а также каменноугольно-пермских, триасовых и юрских(?) образований. Средний, а возможно частично и верхний палеозой не располагают ясными признаками наличия нефтегазоперспективных отложений.

Между тем нижний структурный этаж, объединяющий раннепалеозойские и, возможно, девонские отложения, также изучен фрагментарно. В южной части района его мощность варьирует от 250 до 1000 м. Породам свойственны тектоническая раздробленность и многочисленные нарушения. По данным В.Н. Мартиросяна и Г.В. Сапожникова (2006, устное сообщение) структурно он резко диссонирует с вышележащими горизонтами.

Достаточно слабо изучен и структурный план региона. По кровле каменноугольно-нижнепермской толщи установлены границы крупных сводов и мегавалов, однако локальные структуры лишь начинают изучаться. Их средняя площадь составляет 50–52 км², её колебания от 7 до 115 км² при амплитудах от 20 до 200 м. Однако реальная плотность размещения из-за недостаточного количества выявленных структур не определена.

В этой связи зональное районирование осуществлено с выделением объектов по контуру структур II порядка – сводов Федынского, Маловицкого, Грамберга и мегавала

Пинегина и охватывает ресурсной оценкой только каменноугольно-нижнепермский и мезозойский интервалы. Этим объясняются значительные площади 4 выделенных зон, варьирующие от 1200 до 2500 км².

При указанных обстоятельствах особо важное значение приобретает обоснование ресурсной плотности зональных объектов. В северных районах Тимано-Печорской провинции доказанные зоны углеводородонакопления в верхнепермско-мезозойском НГК располагают геологическими ресурсами до 100 млн. т н.э. при плотностях 200–220 тыс. т/км² и существенно меньших площадях. Верхнепалеозойские и раннепермские карбонаты отличаются большими ресурсами зон – до 200 млн. т н.э. и плотностями в 300–320 тыс. т/км². Близкими показателями характеризуются мезозойские газоконденсатные зоны в североканадском бассейне Свердруп, ресурсы которых варьируют в диапазоне 184–201 млрд. м³ при плотностях в 130–245 млн. м³/км² [Зоны нефтегазонакопления..., 2002].

Средняя плотность ресурсов УВ по четырём зонам, выделенным в западной приграничной акватории российской части Баренцева моря исчисляется в 241 тыс. т/км², при геологических ресурсах среднего зонального скопления в 476 млн. т н.э.

Общая сумма углеводородных ресурсов в зонах региона достигает 1,0 млрд. т н.э.

Южно-Баренцевский регион

Будучи заключённым между о-вами Новая Земля и системой Центрально-Баренцевских поднятий характеризуемый район простирается от северной окраины Печорского шельфа почти до 78° северной широты, занимая 375 тыс. км². В его составе обособляются три важнейшие структуры Баренцево-Карской окраины: Южно-Баренцевская мегавпадина, Штокмановско-Лудловская перемычка и Предновоземельская структурная область. Названные мегаструктуры занимают центральную позицию во внутренней части современной переходной зоны, для которой характерно интенсивное наращивание осадочного чехла до 20 км в мегаструктурах отрицательного знака (Южно-Баренцевская мегавпадина) при 12–15 км на сопредельных поднятиях и ступенях. При столь значительных мощностях осадочной толщи в её составе доминируют формации предшествующих стадий развития региона. Позднемеловые – кайнозойские отложения, синхронные возникновению современного Северного Ледовитого океана, составляют ничтожную часть чехла, что подчёркивает раннеокеаническую природу окраины.

Южно-Баренцевский регион – второй после Печорского шельфа по объёму проведённых ГРП на нефть и газ. Здесь выполнены почти все виды региональных геофизических съёмок, проведены два геотраверза 1-АР и 2-АР, выполнен значительный

объём поисковой и детализационной сейсморазведки и установлены 114 локальных структур, пробурены 31 скважина и открыто 5 месторождений.

Тем не менее, регион нельзя считать достаточно изученным. Плотность сейсморазведки составляет здесь всего 0,27 пог. км/км². Основное число выявленных локальных структур сконцентрировано в Предновоземельской структурной области, а неструктурные ловушки лишь начинают изучаться. Глубоким бурением изучены главным образом мезозойские отложения, а также самые верхи палеозойского разреза, оцениваемые преимущественно по газу. Из 24 поисковых скважин восемь оказались нерезультативными, что заметно понизило коэффициент успешности.

Южно-Баренцевский регион характеризуется разнообразием локального структурного плана трёх его составляющих – Южно-Баренцевской мегавпадины, Штокмановско-Лудловской перемычки и Предновоземельской структурной области.

В Южно-Баренцевской мегавпадине разрез выше фундамента до триаса включительно характеризуется значительной блоковой раздробленностью. Структурный план юрских отложений существенно отличается от такового по нижним горизонтам осадочного чехла. Здесь представлено подавляющее число локальных поднятий, выраженных по кровле карбонатного комплекса (P₁) структурными носами (Штокмановское, Ледовое) или вообще не имеющих корней типа Арктической, Туломской Андреевской или Ахматовской структур.

С начала средней юры вплоть до современной эпохи в пределах Штокмановско-Лудловской перемычки между Южно- и Северо-Баренцевскими мегавпадинами постоянно существовала и развивалась своеобразная область, насыщенная крупными локальными структурами (Штокмановская, Ледовая, Лудловская и другие складки). Эта гипсометрически приподнятая область выполняла роль структурного барьера с обширными ловушками для УВ, мигрировавшими из смежных впадин. В качестве завершающей фазы развития локальных складок на Штокмановско-Лудловской перемычке Э.В. Шипилов и А.Ю. Юнов (1995) называют позднеюрское – раннемеловое время.

В южной и центральной частях Предновоземельской структурной области преобладают мелкие и средние по размеру разноамплитудные асимметричные брахиантиклиналы, приуроченные к фронтальной части надвигов, которые связаны с Пайхойско-Новоземельской горно-складчатой системой. Они хорошо выражены в среднем структурном ярусе (D₃–T₁), но не отражаются или очень слабо проявлены в отложениях юры и мела. Второй тип локальных поднятий – высокоамплитудные складки, приуроченные к горстам, отражены в большинстве горизонтов осадочного чехла, но затухают в триасовых и юрских

отложениях. Третий тип локальных объектов – унаследованно развивавшиеся крупные высокоамплитудные изометричные складки, встреченные на Адмиралтейском поднятии, в центральных и северных районах Предновоземельской структурной области [Астафьев, 1993].

Начальный период изучения неструктурных ловушек показал очевидное присутствие среди них рифовых, базовых, руслово-дельтовых, а также турбидитовых разновидностей. Ловушки установлены в нескольких горизонтах позднедевонско-раннепермской карбонатной толщи по окраинам карбонатных «платформ», в пермо-триасовых аллювиально-дельтовых линзах и конусах на склонах мегавпадин, в турбидитах позднеюрской толщи. В некоторых из них уже открыты месторождения (Мурманское, Северо-Кильдинское).

Стратиграфический объём разреза осадочного чехла региона не установлен. Существующие предположения неоднозначны, тогда как результаты трансрегионального профилирования по данным И.В. Беляева и М.Л. Вербы свидетельствуют о наиболее вероятном рифей – вендском возрасте его базальных горизонтов [Беляев и др., 2003]. Эти же материалы с привлечением данных по суше позволяют заключить о возможном присутствии в разрезе всех или большинства подразделений палеозоя, вплоть до девона, вскрытого скважинами на Адмиралтейском поднятии. Одновременно следует иметь в виду залегание во впадинах на глубинах свыше 7 км самого верхнего репера палеозойского разреза – кровли карбонатных отложений нижней перми [Федоровский, Захаров, 2008].

Наиболее уверенная оценка перспектив нефтегазоносности осадочной толщи Южно-Баренцевого региона выполнена для мезозойских и верхнепалеозойских отложений.

Ю.Ф. Федоровский и Е.В. Захаров, предполагая, что большая часть нефти в Баренцевом море сосредоточена в верхнее-среднепалеозойских отложениях считали, что 40,3% её общего количества присутствуют в недрах Адмиралтейского вала Предновоземельской структурной области [Федоровский, Захаров, 2008]. Однако Т.М. Кирюхина с соавторами (2005) по результатам геохимических исследований отмечают достаточно низкий генерационный потенциал девонских и нижележащих отложений, сохраняя нефтематеринские свойства только за верхнекаменноугольными и пермскими породами. В непосредственной близости к рассматриваемому региону на Северо- и Южно-Долгинских структурах северо-восточного участка Печорского шельфа на глубинах 2950–3300 м установлены четыре продуктивных горизонта в терригенных отложениях верхней перми и два в прикровельной части карбонатной толщи каменноугольно-раннепермского возраста. Таким образом, сложные и не вполне благоприятные нефтегазогеологические условия Адмиралтейско-Приновоземельской

ПНГО явно ограничивают перспективы поисков в намеченных здесь зонах углеводородонакопления, главным образом, позднекаменноугольно-пермским интервалом разреза.

В.А. Поселов с соавторами по результатам глубинных сейсмических исследований на Баренцево-Карской мегаплите пришли к выводу, что интервал возможной генерации и нефтенакопления находится здесь на глубинах 4–6 км [Поселов и др., 1997]. Существующие на этих глубинах термодинамические условия, благоприятные по мнению авторов для нефтеобразования и формирования залежей, фактически также коррелируют интервал углеводородонакопления с позднепалеозойскими и раннемезозойскими толщами.

В Восточно-Баренцевском мегапрогибе по результатам бассейнового моделирования активная генерация газообразных УВ нижнетриасовой ГМС связывается с верхнепермско-триасовой толщей. Главный источник газа в центральной части мегапрогиба – на Штокмановско-Лудловской перемычке, где открыты уникальные и крупнейшие месторождения: Штокмановское, Лудловское, Ледовое, также предполагается в нижнетриасовых отложениях [Супруненко и др., 2007].

В границах Южно-Баренцевского региона выделено 15 зон углеводородонакопления. Зональные группировки локальных объектов, пока только структурного типа, количественно варьируют от 3 до 16 складок при среднем числе – 6 объектов в зоне на средней площади в 1439 км². В зонах ожидаются или уже открыты газовые и низкоконденсатные залежи; ресурсы зон варьируют в диапазоне 40–3847 млн. т н.э. при средних значениях в 412 млн. т н.э. и плотности в 266 тыс. т/км².

При близком количестве закартированных зон Баренцево море существенно уступает акватории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по плотности зональных ресурсов и их доле в общем количестве морских НСР УВ. Даже при наличии достаточно крупных объектов их суммарные ресурсы составляют менее 30 % общего количества УВ Баренцева моря. Наиболее приемлемые объяснения данного обстоятельства – оценка более половины зон только по юрско-меловому НГК, недоизученность фонда локальных объектов и естественное, природное снижение плотности складок в наиболее молодых – мезозойских горизонтах чехла. Подтверждением служит значительное число удалённых друг от друга локальных структур, не образующих зональных группировок.

В характеризуемом регионе обособляются три группы зон, различных по своим ресурсным параметрам, размещению, возрастному интервалу нефтегазоносности и возможно фазовому составу УВ в месторождениях.

Первая группа представлена 4 газоконденсатными и газовыми зонами, объединяющими месторождения и структурные ловушки Штокмановско-Лудловской перемычки. Тектоническая позиция зональных объектов этой группы на разграничении Южно- и Северо-Баренцевской мегавпадин предопределила оптимальные условия миграции и накопления УВ в юрско-меловом и, возможно, триасовом НГК. Зоны характеризуются наибольшими в провинции геологическими ресурсами конденсатного газа – в среднем скоплении около 1235 млрд. м³ и плотностью около 800 млн. м³/км². Именно к этой группе принадлежат доказанные ЗНГН с уникальными, гигантскими и крупными газоконденсатными месторождениями, в том числе Штокмановским.

Вторая группа характеризует зональное углеводородонакопление в Южно-Баренцевской мегавпадине. Стратиграфический диапазон нефтегазоносности охватывает здесь отложения нижнего мела, триаса и, возможно, перми. Четыре зоны вероятного газонакопления приурочены к ступеням вокруг расположенной в центре Арктической депрессии – Андреевской, Надеждинско-Тулумской и Бритвинской. В Арктической депрессии, обрамлённой этими ступенями, зональные объекты пока не обнаружены. Её разобщённые структуры с установленными бурением признаками нефтегазоносности не образуют природных группировок, которые могли бы рассматриваться в качестве потенциальных скоплений зонального ранга.

Очерченные на ступенях по бортам впадины прогнозные зоны газонакопления оцениваются в 50–212 (в среднем 142) млрд. м³ при плотностях до 217 млн. м³/км².

Третья, наименее ясная по ресурсно-геологическим особенностям группа включает 6 зон возможного углеводородонакопления в Адмиралтейско-Приновоземельской ПНГО. Средние показатели зональных объектов по позднекаменноугольным – раннепермским карбонатным отложениям невелики: геологические ресурсы среднерасчётной зоны составляют 110 млрд. м³; плотность 50 млн. м³/км². Более сложной является оценка фазового состояния УВ в недрах, предположительно концентрирующихся в палеозойских отложениях. Вывод группы исследователей по результатам бассейнового моделирования о преимущественной газоносности палеозоя Адмиралтейского вала [Супруненко и др., 2007] представляется в этой связи более обоснованным чем мнение Ю.Ф. Федоровского и Е.В. Захарова (2008) – о нефтеносности позднепалеозойского комплекса оцениваемой ПНГО.

При сравнении трёх обозначенных групп зон газонакопления становится очевидным приоритет первой, подкреплённый открытием уникального и крупных месторождений. В

закключение следует обратить внимание на прямое соответствие каждой из этих групп крупнейшим тектоническим элементам Баренцевской НПП.

Северо-Баренцевский регион

Регион охватывает Северо-Баренцевскую мегавпадину, Альбановско-Горбовскую перемычку и прогиб Святой Анны. На северо-западе его обрамляют поднятия Земли Франца Иосифа, Пинегина и Южно-Персеевское, с юго-востока – Предновоземельская структурная область. На юге регион ограничивает Штокмановско-Лудловская перемычка, с северо-востока – Центрально-Карская зона поднятий.

До настоящего времени изученность региона остаётся низкой. Его строение во многом проявилось в ходе проводки скважин Нагурской, Хейса и Грэм-Белл, трансрегионального профилирования (1-AP, 4-AP) и сейсмических исследований на акватории между северным окончанием о-вов Новая Земля и архипелагом ЗФИ. Была расшифрована палеозойская история формирования Северо-Баренцевской мегавпадины, отличная от таковой в южных регионах современной окраины и её обрамления [Григорьева, Шлыкова, Черников, 2009; Хлебников и др., 2009], подготовлено по геолого-геофизическим данным обоснование перспектив нефтегазоносности ранее не оценённого восточного борта прогиба Святой Анны – ступени Тегетгофа [Супруненко и др., 2009], выполнены первые во многом противоречивые оценки перспектив нефтегазоносности региона. Однако, значительные мощности осадочного чехла (до 15–20 км), сравнительно редкая и не полностью охватывающая регион сеть сейсмических профилей, а также отсутствие морского бурения не позволили осуществить кардинальную оценку нефтегазоносности недр.

Состав и строение осадочной толщи региона существенно отличаются от таковых в южной части Баренцевской акватории и в Печорском море. При заметном количестве эрозионных поверхностей и несогласий, особенно в основании триаса и кровле ранней перми, разрез характеризуется стратиграфической полнотой и присутствием отложений широкого возрастного диапазона – от ордовика до нижнего мела включительно. Отложения позднедевонско-раннепермского комплекса и нижнего мела (неоком) отличаются клиноформным строением, тогда как палеозойские образования на Земле Франца Иосифа, Альбановско-Горбовской перемычке и в Северо-Баренцевской мегавпадине представлены в замещающих склоновые образования глубоководных фациях. Осадочной толще региона свойственна значительно меньшая доля карбонатных образований, присутствующих главным образом в позднекаменноугольно-раннепермском интервале разреза. Нельзя не отметить её большую заражённость магматическими образованиями, особенно широко

представленными в среднем триасе архипелага ЗФИ суммарной мощностью 274 м. Важное значение имеет локализация юрских отложений главным образом в Северо-Баренцевской мегавпадине и на ЗФИ и существенный – до километра и более размыв меловых образований.

Вероятно осадочной толще Северо-Баренцевского региона, особенно в пределах одноимённой мегавпадины, поднятия ЗФИ и Альбановско-Горбовской перемычки, свойственно ещё одно ценное для нефтеносности качество – достаточно частая встречаемость в разрезе, особенно в его палеозойской части, насыщенных углеродистым веществом пород, прямо связанное с определением материнских свит. Как отмечают Н.И. Тимонин (2009) и С.П. Павлов (2008 ms), к ним можно отнести аналоги оленинской свиты ($E_3 - O_1$) Новой Земли, сложенной чёрными глинами и глинистыми углеродистыми сланцами мощностью 900–1100 м, девонских свит – тайнинской, клоковской и др., представляющих собой типичные доманикиты – битуминозные известняки, либо чёрносланцевые углеродистые образования каменноугольных углеродисто-кремнистых глин и фтанитов (рогачевской и ксенинской свит), пермских глинистых пород, среднетриасовых отложений с прослоями чёрных битуминозных аргиллитов, наконец, оксфордские чёрные пелитолиты с высоким содержанием $C_{орг}$ 12–16 % мощностью от 17 до 120 м.

Эти параллели не могут быть непосредственно выражены в углеводородных ресурсах и плотностях перспективных объектов акваторий, однако, вероятно, должны оптимизировать количественную ресурсно-геологическую оценку недр.

В осадочном чехле региона с учётом строения и состава разреза, глубин залегания и мощности его разновозрастных подразделений намечаются верхнекаменноугольно-нижнепермский (карбонатный), пермский (средне-верхнепермский), триасовый и юрско-неокомский нефтегазоносные комплексы. В сопредельных районах окраины с ними связаны открытия Долгинского, Северо-Кильдинского, Мурманского, Штокмановского, Лудловского и Ледового месторождений. Более древние образования, согласно данным сейсморазведки погружены на значительные глубины – более 5–7 км и не могут осваиваться при современной практике глубокого бурения.

Строение и ресурсные параметры ловушек названных комплексов даже при выявленных месторождениях только начинают изучаться.

Большинство структур представляют собой брахиантиклинали, в триасовом комплексе – конседиментационные, в юрско-неокомском и пермском комплексах – сочетающиеся с неструктурными ловушками (комбинированные). Количество последних значительно, что

обусловлено терригенным составом разреза и присутствием несогласий. Общее число известных ловушек приближается к 60; их размеры варьируют от 50 до 1500 км², амплитуды от 45 до 250 м. Выделяются локальные осложнения центральных структур региона, составляющих остов Альбановско-Горбовской перемычки. Здесь от поднятия ЗФИ и примыкающей к нему Вильчековско-Сальмской ступени через Южно-Сальмскую, а затем и Альбановскую ступени развиты убывающие югу по площади складки – в среднем от 925 до 420 км² и амплитудами в 110–235 м. На склонах перемычки установлены структуры меньших размеров (средняя площадь 314 км²), которые всё же несколько превосходят минимальные в регионе структурные ловушки впадин (306 км²).

На ступенчато-блоковом северо-западном склоне Северо-Баренцевской мегавпадины величина ловушек, продолжающих крупные структуры расположенных южнее участков склона Восточно-Баренцевского мегапрогиба, вновь возрастает в среднем до 410 км², однако при небольших амплитудах – от 45 до 100 м. Локальный структурный план впадины Святой Анны не изучен.

Размещение и группировка ловушек и особенности залегания НГК позволили выделить и оценить 10 зон вероятного углеводородонакопления. Пять из них приурочены к ступеням и выступам, окружающим с запада и разделяющим Северную и Южно-Лунинскую впадины; вторая часть зон располагается в пределах Альбановско-Горбовской перемычки.

Западные зональные группировки и предполагаемая зона углеводородонакопления на Лунинском выступе характеризуются значительными размерами – в среднем 1500 км² и объединяют по 3–4 крупных и средних локальных структуры, преимущественно очерченных по верхнеюрским отложениям. Западные зональные структуры субпараллельны серии высокоперспективных Центрально-Баренцевских поднятий, обрамляющих Восточно-Баренцевский мегапрогиб и располагающихся несколько далее на путях возможной миграции УВ из этой крупной депрессии. В этой же полосе, но на прерывающих её Штокмановско-Ледовском и Лудловском порогах в южных структурах открыты уже упоминавшиеся крупные месторождения УВ. На Лунинском выступе скважиной, остановленной в меловых отложениях, обнаружено крупное газопроявление.

Наибольшими перспективами характеризуются триасовый (5 месторождений) и юрско-меловой (17 месторождений) комплексы в которых открыты залежи газа и газоконденсата. В отдельных зонах возможны поиски месторождений в палеозойских отложениях. Аналогами пяти зон газо- и газоконденсатонакопления, непосредственно примыкающих к Северо-Баренцевской мегавпадине, могут рассматриваться триасово-юрские газовые зоны НГБ

Свердруп, генетически связанные с источниками УВ в палеозое. Их плотности варьируют в диапазоне 130–245 тыс. т/км², ресурсы составляют 184–271 млн. т н.э. Верхнепермско-мезозойский НГК северных областей Тимано-Печорской провинции характеризуется ресурсной плотностью зональных группировок в среднем 212 тыс. т/км². С учётом этих данных западные зоны вероятного углеводородонакопления и зона на Лунинском выступе оценены величинами зональных ресурсов от 112 до 367 млн. т н.э. при плотностях в среднем 160 тыс. т/км².

Перспективы нефтегазопоисков в зональных группировках Альбановско-Горбовской перемычки по-видимому также связаны с мезозойскими, особенно триасовыми отложениями. Многочисленные проявления жидких и газообразных УВ в триасовом НГК на архипелаге Земли Франца Иосифа свидетельствуют об их несомненном присутствии в разрезе сопредельных структур. Наибольший интерес представляют ниже- и верхнетриасовые отложения, располагающие хорошими ФЕС и перекрывающие, а также подстилающие среднетриасовый интервал разреза, где представлены битуминозные аргиллиты. Перспективны также отложения неокома и пермского НГК, особенно в северной части перемычки на ступенях, последовательно погружающиеся на юг от поднятия ЗФИ. Одновременно следует иметь в виду проявления аплифта, присутствие в нижнемеловой толще базальтов и туфов, а в триасе коагматичных силлов, что вероятно понижает перспективы нефтегазоносности намеченных здесь зон возможного нефтегазонакопления. Их ресурсы оценены в диапазоне 33–130 млн. т н.э. при средней плотности в 50–55 тыс. т/км². В близких значениях оценена ресурсная плотность УВ в зонах нефтегазонакопления, прогнозируемых на ступенях Арктической впадины в Южно-Баренцевской ПНГО.

Северо-Карский регион

В настоящем разделе рассмотрена главная перспективная структура Северо-Карской ПНГО – Восточно-Карский мегапрогиб, точнее его центральная и южная части. Обрамляющая его с запада Центрально-Карская зона поднятий малоперспективна в отношении нефтегазоносности [Супруненко и др., 2009]. С юго-востока мегапрогиб окаймляет Карское сводовое поднятие по границе, расположенной на акватории в 100 км от побережья п-ова Таймыр.

Можно предполагать, что разделу соответственно континентального и переходного блоков соответствует S-образно изогнутая мегаструктура, проходящая от Пайхой-Новоземельской дуги через Северо-Сибирский порог и затем к Северотаймырско-

Североземельской дуге [Северная Земля..., 2000]. Тогда Баренцевская и Карская плиты (а в составе последней и Восточно-Карский мегапрогиб) наиболее определённо соответствуют внешним краевым структурам современной континентальной окраины. Куренцовская ступень и соседствующий с ней порог, а также Северо-Сибирский порог обозначают разграничительную полосу между собственно континентом и переходной зоной окраины, а Печорская и Южно-Карская синеклизы отвечают его первым собственно континентальным фронтальным блокам.

По данным Е.А. Васильевой с соавторами (2008 ms) проведёнными сейсморазведочными работами в объёме 8000,15 пог. км Восточно-Карский мегапрогиб выгодно выделяется среди прочих по существу неизученных структур Карской плиты. Выше фундамента мегапрогиба выделяется два структурных этажа, отличных по составу, мощности и условиям формирования осадочных пород.

Нижний этаж сложен мощной (до 12 км) толщей терригенно-карбонатных образований нижнего – среднего палеозоя, которые формировались в морских, лагунных и даже континентальных условиях. Значительная часть кембрия представлена глинистыми породами (маратовская и курчавинская свиты Северной Земли) мощностью 1000–1200 м [Северная Земля..., 2000]. В силуре и девоне Е.В. Васильевой с соавторами (2008 ms), отмечено клиноформное строение отложений, которые несогласно перекрывают терригенно-карбонатно-сульфатные образования ордовика с туфами, лавами и эвапоритами. В венлоке и лудлове встречены битуминозные аргиллиты и мергели. Наиболее мористыми отложениями девона, по-видимому, является терригенно-карбонатная формация среднего отдела. Б.А. Клубовым (1983) в верхней части этой формации на о-ве Пионер установлены два горизонта доманикоидных отложений: нижний мощностью 50 м и верхний – около 20 м. По данным сейсморазведки площадь распространения верхнедевонских образований (пёстроцветные песчаники, алевролиты, аргиллиты, мергели) значительно сокращена в сравнении с таковой по нижним интервалам девона, что указывает на регрессивные тенденции в формировании осадочного разреза.

Тем не менее, нижний этаж осадочной толщи Восточно-Карского мегапрогиба большинством исследователей рассматривается как наиболее перспективный для поисков залежей углеводородов. При этом исходя из особенностей нефтегазоносности разреза западных районов Северной Земли высказывается предположение о преимущественном присутствии месторождений жидких УВ [Северная Земля..., 2000].

Мощность верхнего структурного этажа, отделённого от подстилающих отложений значительным перерывом в нижнем – среднем карбоне, поднятием и размывом части девонских и более древних пород не превышает 1000–1100 м. Основными районами накопления верхнекаменноугольных, пермских и мезозойских (преимущественно неокомских) отложений были Северо-Михайловский прогиб на крайнем юге Восточно-Карского мегапрогиба и, возможно, отрицательные структуры, соприкасавшиеся с прогибом Св. Анны. Основная часть Восточно-Карского мегапрогиба в позднепалеозойское – мезозойское время испытывала поднятия и размывы вплоть до формирования в пермское время плато, соединявшего мегапрогиб с о-вами архипелага Северная Земля.

Проведённая сейсморазведка и геологические исследования на архипелаге Северная Земля позволили в первом приближении охарактеризовать локальный структурный план Восточно-Карского мегапрогиба. В пределах этой мегаструктуры представлены своды, валы, седловины и прогибы, осложнённые значительным количеством локальных поднятий. Даже при весьма скромных объёмах выполненных работ было выявлено свыше 50 таких объектов. При этом их количество в прогибах оказалось существенно меньшим, чем на структурных элементах положительного знака.

Средняя площадь по 10-ти структурным объектам, для которых в работе Е.А. Васильевой (2008 ms) оценивались локализованные ресурсы УВ, составляет 350–400 км². Наиболее крупные структуры имеют площадь 740–800 км² при амплитудах 250–400 м. Сравнительная оценка локальных структур из разновозрастных горизонтов разреза свидетельствует о постоянстве их площади, но и об изменении амплитуд с явным выполаживанием к верхам осадочной толщи от 400 м по нижнему палеозою до 260 м в мезозойских структурах. В то же время локальные поднятия, закартированные в синеклизах Северной Земли, при близких амплитудах 200–300 м и углах падения крыльев 5–10° характеризуются меньшей площадью в 150–200 км² [Северная Земля..., 2000].

А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров и Л.А. Нечипорук (2011) рассмотрели ресурсно-геологические особенности Северо-Карской ПНГО и определив её как самостоятельный платформенный палеозойский НГБ, пришли к выводу о значительном занижении углеводородного потенциала этого бассейна в ходе предшествующих оценок. По методике объёмного прогибания палеозой Северо-Карского НГБ был оценён ими в 6,1 млрд. т н.э. [Брехунцов, Нестеров, Нечипорук, 2011]. С учётом небольших ресурсов в верхнем мезозойском этаже Восточно-Карского мегапрогиба видимо возможно увеличение приведённой величины ресурсов УВ до 6,5 млрд. т н.э.

Первая зональная оценка УВ ресурсов главного нефтегазоносного элемента Северо-Карской ПНГО – Восточно-Карского мегапрогиба осуществлялась с позиций оптимизации его нефтегазового потенциала. При этом учитывались особенности строения чехла, имеющиеся данные по первой серии выявленных структур, многочисленные сведения о битуминозности и нефтегазопроявлениях в палеозойских отложениях Северной Земли, результаты оценки локализованных ресурсов по 10 выбранным объектам и т.п. В пределах Восточно-Карского мегапрогиба было выявлено 9 зон вероятного углеводородонакопления средней площадью 1950 км². Число структурных ловушек в этих зонах варьирует от 3 до 7 (в среднем 4), что вместе составляет только 70 % закартированных объектов.

Большинство выделенных зон прогнозировались по палеозойским отложениям нижнего структурного этажа и только в двух из девяти предполагаемые ресурсы, наряду с палеозоем, размещались в отложениях мезозойского возраста. В некоторых зонах величины палеозойских ресурсов, установленные как сумма оценок их локальных составляющих, приходилось увеличивать с учётом данных по эталонным палеозойским объектам в НГБ Иллизи Алжира-Ливийской НГП и верхнепермско-мезозойскому комплексу в зонах Тимано-Печорской провинции.

Средняя величина зон нефтегазонакопления составила 250 млн. т н.э. при плотности в 128–130 тыс. т/км² н.э. Суммарные ресурсы зон составили около 40% таковых по НГО в целом, исходя из величины, приведённой А.М. Брехунцовым с соавторами [Брехунцов, Нестеров, Нечипорук, 2011].

Южно-Карский регион

Регион площадью свыше 400 тыс. км², охватывает южную часть Карского моря, от Северного порога до окончания полуостровов Ямал и Гыдан и разделяющих их губ и заливов. Как и морское продолжение Тимано-Печорской провинции характеризуется сравнительно удовлетворительной изученностью. Плотность сейсмопрофилирования достигла 0,16 пог. км/км², количество пробуренных морских скважин – 24. К 2009 г. в регионе было открыто 6 собственно морских преимущественно газовых и газоконденсатных месторождений, которые дополняются нефтяными и газовыми месторождениями на полуостровах.

Мощная осадочная толща, перекрывающая фундамент региона, включает перм-триасовый переходный комплекс, отложения юры и меловой НГК. Последний характеризуется достаточно устойчивым баррем-аптским интервалом углеводородонакопления. Реальная нефтегазоносность юрских отложений, с которыми на

севере Западно-Сибирской НГП связано 14 % НСР УВ, пока установлена бурением только на месторождениях Нурминского мегавала.

В пределах седловин и мегавалов, на сводах и региональных ступенях, а также во впадинах установлено свыше 200 локальных структур. Их площадь значительна – в среднем 360 км^2 при колебаниях от 50 до 1800 км^2 , однако амплитуды сравнительно невелики. Они варьируют в диапазоне 15–175 м, в среднем достигая 65 м.

Семнадцать зон углеводородонакопления, установленные в губах и на открытой акватории Карского моря, характеризуются значительными размерами (в среднем 2265 км^2) и группировками ловушек, насчитывающих от 2 до 16, в среднем 6 объектов. Ресурсы выделенных зон варьируют в диапазоне значений от 80 до 8174 млн. т н.э., будучи представленными преимущественно скоплениями газа и газоконденсата. Их средняя величина составляет 866 млн. т н.э., а общая величина ресурсов 17 выявленных зон приближается к 15,0 млрд. т н.э. При этом зональные объекты, пока выделенные и оценённые в губах и заливах Карского моря, оцениваются в 3 млрд. т н.э. Можно заключить, что результаты выполненного прогноза свидетельствуют о значительных резервах открытия новых крупных зон нефтегазонакопления в регионе.

Море Лаптевых

Этот нацело морской регион ограничен побережьем Восточной Сибири и п-ова Таймыр, архипелагом Северная Земля и Новосибирскими островами. Площадь моря, где сравнительно недавно активизировались региональные работы, составляет 504 тыс. км^2 . Большая часть акватории – 305 тыс. км^2 до изобаты 100 м принадлежит Лаптевской ПНГО.

Плотность сейсморазведки, выполненной здесь до 2010 г., достигла $0,08 \text{ км}/\text{км}^2$ [Малышев, Обметко, Бородулин, 2010]. В ходе этих работ наряду с изучением региональных особенностей акватории были выявлены 75 локальных структур. В отсутствие морского бурения значительную ценность имеют результаты ранее проведенных глубоких скважин в Хатангском, Нордвикском и Анабарском районах и колонковых скважин на Новосибирских о-вах.

Приходится признать, что начальное состояние геолого-геофизического изучения моря Лаптевых предопределило многовариантность интерпретации его геологического строения.

В качестве опорных для понимания ресурсно-геологических особенностей региона нами были выбраны результаты работ Федерального института Германии (BGR) и ОАО Севморнефтегеофизика. Эти работы позволили обосновать позднекиммерийский возраст фундамента акватории и молодой кайнозойский или позднемеловой–кайнозойский возраст

осадочного чехла. Опорные отражающие горизонты LS 1–3 были прослежены по всему шельфу: горизонт LS 1 в качестве кровли акустического фундамента (палеоцен), LS 2 – в чехле на границе эоцена и олигоцена, LS 3 – в основании плиоцена.

Преобладающим по мощности является нижний палеоцен-эоценовый комплекс, вверху и внизу сложенный глинистыми породами, в средней части переслаиванием алевролитов и пелитолитов. Выше, между горизонтами LS 2 и LS 3 (олигоцен-миоцен), залегает средний трансгрессивно построенный комплекс, в котором доминируют песчаники, к кровле сменяющиеся тонкозернистыми породами. Завершают разрез плиоценовые глины.

По материалам проведенных работ достаточно очевидно, что основную часть шельфа занимает единый осадочный бассейн, который представляет собой кайнозойский мегарифт со сложным внутренним строением и широким развитием листрических сбросов, фиксирующих интенсивное растяжение.

Мегарифт имеет длину свыше 600 км, ширину от 100 до 380 км на севере и мощный – до 13 км осадочный чехол. Содержит серию крупных прогибов и поднятий: Южно-Лаптевский, Усть-Оленёкский, Усть-Ленский грабены и разделяющие их Ребековский, Трофимовский и Западно-Лаптевский горсты. Мегарифт характеризуется наличием значительного числа структурных ловушек. Среди них в связи с широким развитием листрических сбросов представлены многочисленные моноклиналильные блоки с наклоном, обратным падению сбросов, в глинистых толщах – антиклинали перекатывания (обратного волочения) и глинистые диапиры, на горстовых выступах – структуры облекания и обычные брахискладки, осложнённые сбросами. Размеры структур варьируют от 40 до 1800 км² (в среднем – 320 км²), амплитуды составляют 200–400 м [Нефтегазоносность Северо-Западного..., 2009; Т.А. Кириллова-Покровская (2006 ms)].

Знакомство с результатами предшествующих нефтегазогеологических прогнозов однозначно показало необходимость уточнения результатов оценки перспектив нефтегазоносности моря Лаптевых. Уточнённый региональный и зональный прогнозы нефтегазоносности Лаптевской ПНГО были выполнены в соответствии с рифтовой концепцией строения акватории и с привлечением данных по эталонным бассейнам: Суэцкому грабену, бассейнам Жанны д'Арк, Бофорта-Маккензи и Североморскому НГБ.

В ходе анализа этих эталонов был установлен целый ряд свойств, определивших качественную и количественную характеристики рифтогенных бассейнов. Прежде всего их ресурсные величины, колеблющиеся от 3,1 до 18,0 млрд. т н.э. при высоких плотностях от 65 до 120 тыс. т/км²; достаточно близкое по всем изученным эталонам распределение

месторождений по классам крупности: 73% мелких, 15% средних и 12% крупных; широкий диапазон глубин размещения месторождений в осевых грабенах и, одновременно преимущественная ассоциация месторождений с главным типоморфным интервалом разреза бассейнов – синрифтовым комплексом; особенности размещения месторождений: максимальное число по бортам грабенов, особенно на широких террасированных склонах рифтов, наименьшее – в осевых грабенах; наконец, преобладание скоплений жидких УВ.

С учётом качественных и количественных данных по эталонам в Лаптевском мегарифте были определены: средняя плотность УВ–ресурсов в 33 тыс. т/км², их распределение по перспективным комплексам с превалированием (75%) ресурсов в отложениях олигоцен-миоцена, геологические НСР УВ – 10,3 млрд. т н.э. и существенное – более 60% содержание в недрах жидких УВ.

Были намечены 15 зон нефтегазонакопления в среднем с четырьмя структурными ловушками УВ. Средняя площадь зон составляет 1270 км², ресурсы 165 млн. т н.э., их средняя плотность 130 тыс. т/км². Как и ожидалось максимальная концентрация углеводородных ресурсов характерна для зон на ступенях и горстах мегарифта (в среднем 190 тыс. т/км²) и существенно меньшая – от 38 до 103 тыс. т/км² для структур отрицательного знака, особенно, Усть-Оленёкского грабена при средней величине 63 тыс. т/км².

Завершая краткую характеристику Лаптевской ПНГО следует упомянуть о возможности открытия здесь крупных месторождений, исходя из их предполагаемого присутствия в количестве 3–4 единиц.

Заключение

Шесть охарактеризованных районов занимают основную часть акваториальной площади современной континентальной окраины на севере Западной Евразии. Она представлена фронтальными структурами континентального блока (Печорское море и Южно-Карская акватория), Баренцевской и Карской краевыми плитами переходной зоны и разделяющей их полосой приграничных структур. В рассмотрение не вошли современный континентальный склон и подножие. Бинарная раннеокеаническая система «континент – океан» характеризуется здесь значительной площадью и шириной, присутствием крупнейших депрессий – ареалов прогибания в переходной зоне с мощностью осадков до 20 км и, одновременно, превалирующим значением в осадочном слое доокеанических отложений предшествующих современной окраине.

Нефтегазоносность КО в её генерирующей и аккумулятивной стадиях также оказывается связанной с предшествующими образованиями, что затрудняет выделение очагов углеводородообразования, районов и зон нефтегазонакопления и прогноз фазовых типов УВ-скоплений.

Тем не менее по комплексу геолого-геофизических и геохимических данных в регионе имеются достаточные основания для выделения 6 крупных длительно функционировавших очагов генерации, охватывавших материнские свиты всего домелового разреза. Наибольшее развитие в палеоочагах получили нефтегазоматеринские свиты девона, перми и триаса мощностью 100–500 м каждая. Они находятся на умеренных стадиях катагенеза ископаемого ОВ и являлись ресурсообразующими для полигенных ловушек в сопредельных зонах аккумуляции. Широкий диапазон установленной нефтегазоносности и характер нефтегазопроявлений указывает на продолжительное геологическое время формирования УВ-скоплений, охватывавшее герцинский, киммерийский и новейший этапы истории развития региона.

С учётом данных по приморской и островной суше, а также разрезам более изученных бассейнов Мира большинство показанных палеоочагов генерации могут рассматриваться как нефтяные и нефтегазовые, что предполагает помимо газоносности и значительную нефтеносность неструктурных ловушек и разномасштабных поднятий, сопряжённых на герцинском этапе с Северо-Баренцевским, Печорским и Предсевероземельским палеоочагами. Два крупнейших мезозойских ареала прогибания – Южно-Баренцевский и Южно-Карский явились по существу длительно функционирующими очагами генерации свободного обычно конденсатного газа. Имеющиеся изотопно-геохимические данные позволяют предполагать генерацию этих газов на глубинах свыше 6–7 км при палеотемпературах 180–200°C. Их основные источники в Баренцевском море (за редким исключением) связаны поэтому с триасовыми, а в Южно-Карском регионе – с юрскими субугленосными терригенными образованиями большой мощности (3–5 км).

В пределах изученной части континентальной окраины нами выделены и количественно оценены 94 зоны углеводородонакопления (табл. 1). Зоны доказанного и предполагаемого нефтегазонакопления отличаются значительной площадью – в среднем 1650 км², объединяя до 16, чаще 4–6 локальных объектов. Величина зон составляет в среднем 420 млн. т н.э., что практически отвечает геологическим зональным ресурсам (416 млн. т н.э.) осреднённого объекта пассивных окраин [Григоренко, 2008].

Таблица 1

Зоны нефтегазонакопления западных акваторий Арктики (российский сектор)

Регион	Кол-во зон	Кол-во локальных объектов в зонах		Средняя площадь, км ²	Геологические ресурсы зон, млн т/млрд м ³		Средняя плотность в зоне, тыс. т/км ²	Превалирующий интервал УВ-накопления
		от – до	среднее число		от – до	среднее число		
Западная акватория российской части Баренцева моря	4	–	–	1975	302–650	476	241	C ₃ –P ₁ D ₁₋₂
Северо-Баренцевский	10	3–4	4	1636	33–470	190	116	J ₁ –K ₁ P ₂ –T
Южно-Баренцевский	15	2–16	6	1549	40–3847	412	266	P–T, J
Северо-Карский (Карская НГП)	9	3–7	4	1950	108–360	250	128	S–D
Печорское море Тимано-Печорская НГП	24	3–9	4	780	21–958	332	425	O–D ₁ D ₃ –P ₁
Южно-Карская акватория (Западно-Сибирская НГП)	17	2–16	6	2265	80–8174	866	382	K ₁ –K ₂
Море Лаптевых	15	3–7	4	1270	50–825	165	130	P ₃ –N ₁

Внутри окраины её континентальная часть (север ТПП – Печорское море и южная часть Карского моря до Северного порога) характеризуется двукратно большими ресурсными показателями зон нефтегазонакопления в сравнении с зонами более близкой к океану переходной области (Южно- и Северо-Баренцевский, а также Северо-Карский районы, западная акватория российской части Баренцева моря). Если первым двум районам свойственны зональные ресурсы в 634 млн. т н.э. при плотности в 403 тыс. т/км², то четыре района переходной области характеризуются средними зональными ресурсами в 332 млн. т н.э. и плотностью 188 тыс. т/км². Возможно, это отличительная черта континентальных окраин на раннем этапе их эволюции.

Общая величина геологических УВ-ресурсов 94 зон углеводородонакопления составляет около 40 млрд. т н.э., или более трети ресурсов нефти и газа северного морского сектора континентальной окраины Западной Евразии.

Литература

Анищенко Л.А., Клименко С.С. Эволюция нефтидогенеза в Тимано-Печорском бассейне и перспективы поисков залежей углеводородов // Актуальные проблемы прогнозирования, поисков,

разведки и добычи нефти и газа в России и странах СНГ. Геология, экология, экономика: Сб. докл. – СПб.: Недра, 2006. – С. 206–219.

Астафьев О.В. Геологические предпосылки выявления залежей углеводородов в палеозойско-мезозойских отложениях Приновоземельского шельфа // Нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа (по материалам бурения на море и островах): Сб. тр. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 1993. – С. 37–43.

Беляев И.В., Верба М.Л., Иванова Н.М., Рослов Ю.В., Сакулина Т.С. Прогнозный аспект комплексных геофизических исследований на опорных профилях в Баренцевоморской нефтегазонасной провинции // Труды РАО–03. – СПб., 2003. – С. 100–104.

Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Нечипорук Л.А. Нефтегазовый потенциал осадочных бассейнов Центральной Арктики // Газовая промышленность, 2011. – Спецвыпуск. – № 661. – С. 11–13.

Вахнин М.Г. Особенности распределения плотности и морфологии локальных структур севера Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции, и их прогноз на шельфе Печорского моря // Нефть, газ Арктики: Тезисы международной научно-технической конференции. – М., 2006. – С. 99–101.

Верба М.Л., Иванова Н.М. Перспективный в нефтегазонасном отношении нижнепалеозойский комплекс осадочного чехла Баренцевоморский шельфовой плиты // Разведка и охрана недр, 2000. – № 12. – С. 30–34.

Геология и геохимия нефти и газа / Под ред. Б.А. Соколова. – 2-е изд. – М.: МУ; Академия, 2004. – 415 с.

Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 5. Арктические и дальневосточные моря. Кн. 1. Арктические моря / Под ред. И.С. Грамберг, В.Л. Иванов, Ю.Е. Погребницкий. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2004. – 468 с.

Григоренко Ю.Н. Методические аспекты количественной ресурсной оценки морских объектов детального прогноза // Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. Актуальные проблемы подготовки и освоения углеводородной сырьевой базы: Сб. статей. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – С. 311–318.

Григоренко Ю.Н. Нефтегазоносность шельфа Печорского моря // Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне и Баренцевом море: Сб. докл. – СПб.: ВНИГРИ, 1994. – С. 42–47.

Григоренко Ю.Н., Прищепина О.М., Соболев В.С. Вопросы нефтегеологического районирования и оценки северо-западного сектора евразийской системы «континент – океан» // Разведка и охрана недр. – 2010. – № 4. – С. 10–17.

Григоренко Ю.Н., Соболев В.С. Нефтяные ресурсы акваторий – долгосрочный резерв России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2009. – № 3. – С. 26–32.

Григорьева Б.М., Шлыкова В.В., Черников С.Ф. Новые данные о геологическом строении северной части Баренцевоморского шельфа // Разведка и охрана недр, 2009. – № 7. – С. 9–15.

Захаров Е.В., Присяжный В.Н., Кулибакина И.Б. Основные результаты раздельного прогноза углеводородных скоплений различного фазового состояния на шельфе Баренцева моря // Газовая промышленность. Серия: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Отечественный и зарубежный опыт: Научно-технический сборник. № 7–8. – Москва, 1996. – С. 3–14.

Зоны нефтегазонакопления окраин континентов / Под ред. Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинка. – М.: Геоинформцентр, 2002. – 432 с.

Леончик М.И., Сенин Б.В. Карбонатное осадконакопление и условия формирования зон концентрации углеводородов в восточной части Баренцева моря // Зоны концентрации УВ в нефтегазонасных бассейнах суши и акваторий: Сб. матер. – СПб.: ВНИГРИ, 2010. – С. 92–100.

Мальшев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики // Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть», 2010. – № 1. – С. 20–28.

Мандель К.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения северной части Тимано-Печорской провинции (Печорское море): Автореферат на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук, 2005. – СПб. – 28 с.

Матвеев Ю.И., Верба М.Л., Иванов Г.И., Рослов Ю.В., Кузина Т.Н. Палеозойские отложения Карского шельфа и их генерационный потенциал (по материалам работ на опорных профилях) // Нефть, газ Арктики. Матер. конфер. – М.: Интерконтакт Наука, 2007. – С 156–166.

Нефтегазоносность Северо-Западного и Восточных регионов России / Под ред. Ю.Н. Григоренко, О.М. Прищепы. – СПб.: Недра, 2009а. – 271 с.

Новая Земля и остров Вайгач. Геологическое строение и минерагения / Под ред. Ю.Е. Погребницкого. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 2004. – 174 с.

Поселов В.А., Павленкин А.Д., Подгорных Л.В., Буценко В.В., Матвеев Ю.И., Шаров Н.В., Караев Н.А. Структура зон перехода Баренцево-Карской мегаплиты по данным глубинной сейсморазведки // Актуальные проблемы региональной геологии Баренцево-Карского шельфа и прилегающей зоны: Тезисы докладов. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 1997. – С. 57–58.

Прищепа О.М. Печороморское продолжение Тимано-Печорской провинции: оценка перспектив нефтегазоносности // Oil & Gas Journal Russia. – 2009а. – № 12(35). – С. 32–39.

Прищепа О.М., Богацкий В.И. Нефтегазовый потенциал акваториальной части севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2009б. – № 6. – С. 2–9.

Северная Земля. Геологическое строение и минерагения / Под ред. И.С. Грамберга, В.И. Ушакова. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 2000. – 187 с.

Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М.: Недра–Бизнесцентр, 2003. – 352 с.

Соболев В.С. Очагово-генетическая зональность распределения УВ – ресурсов в транзитном мелководье Тимано-Печорской провинции: Сб. докл. – Ухта: Тимано-Печорский НИЦ – 2, 2008. – С. 79–85.

Соколов Б.А. Роль очагов нефтегазообразования в формировании крупных зон нефтегазоаккумуляции // Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. – М.: Наука, 1985. – С. 26–32.

Супруненко О.И., Орешкин И.В., Лопатин Н.В., Вискунова К.Г., Меркулов О.И. Перспективы нефтегазоносности Печорского и российской части шельфа Баренцева морей по результатам бассейнового моделирования 2D // Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2007. – № 12. – С. 4–10.

Супруненко О.И., Устрицкий В.И., Зуйкова О.Н., Павлов С.П., Рослов Ю.В., Винокуров И.Ю. Геолого-геофизическое районирование севера Баренцево-Карского шельфа по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа, 2009. – № 4. – С. 17–25.

Танинская Н.В. Прогнозирование распространения коллекторов разнофациальных отложений среднего ордовика–силура Тимано-Печорской провинции // Актуальные проблемы прогнозирования, поисков, разведки и добычи нефти и газа в России и странах СНГ. Геология, экология, экономика: Сб. матер. – СПб.: ВНИГРИ, 2006. – С. 111–116.

Тимонин Н.И. Оценка перспектив нефтегазоносности Баренцево-Карского шельфа России // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: Материалы XV Геологического съезда Республики Коми. Т. III. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2009. – С 121–127.

Федоровский Ю.Ф., Захаров Е.В. Геологическое прогнозирование нефтеносности карбонатных верхне-среднепалеозойских отложений на российском шельфе Баренцева моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2008. – № 1. – С. 4–9.

Хлебников П.А., Бельский В.Я., Гарзанов Г.Е., Пешкова И.Н., Казанин Г.С., Шкарубо С.И., Павлов С.П., Шлыкова В.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности восточного борта Северо-Баренцевской впадины // Разведка и охрана недр, 2009. – № 7. – С. 9–15.

Цемкало М.Л. Нефтегазоносность Печороморского шельфа в свете распространения перспективных нефтегазоносных комплексов // Нефть, газ, промышленность, 2007. – № 4(32). – С. 36–37.

Шкарубо С.И., Шитлов Э.В. Тектоника Западно-Арктической платформы // Разведка и охрана недр, 2007. – № 9. – С. 32–47.

Oil Gas European Magazine, 2011. – № 2.

Grigorenko Yu.N., Sobolev V.S., Zhukova L.I.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

FEATURES OF OIL AND GAS ACCUMULATION IN MARINE AREAS OF WESTERN ARCTIC (RUSSIAN AREA)

Analysis of the exploration results, geophysical and geochemical data, oil and gas resources' evaluation in the Western Arctic seas and related publications is carried out. Quantification evaluation of resources of oil and gas accumulation areas is presented taking into consideration their important role in the binary system "continent - ocean".

Key words: oil, gas, resources, hydrocarbon generation, phase-genetic zoning, paleo-centers, Western Arctic.

References

Anišenko L.A., Klimenko S.S. Èvolüciâ naftidogeneza v Timano-Pečorskom bassejne i perspektivy poiskov zalezěj uglevodorodov // Aktual'nye problemy prognozirovaniâ, poiskov, razvedki i dobyči nefi i gaza v Rossii i stranah SNG. Geologiâ, èkologiâ, èkonomika: Sb. dokl. – SPb.: Nedra, 2006. – S. 206–219.

Astafev O.V. Geologičeskie predposylki vyâvleniâ zalezěj uglevodorodov v paleozojsko-mezozojskih otloženiiâh Prinovozemel'skogo ŗel'fa // Neftegazonosnost' Barencevo-Karskogo ŗel'fa (po materialam bureniâ na more i ostrovah): Sb. tr. – SPb.: VNIIOkeangeologiâ, 1993. – S. 37–43.

Belâev I.V., Verba M.L., Ivanova N.M., Roslov Ű.V., Sakulina T.S. Prognoznij aspekt kompleksnyh geofizičeskikh issledovanij na opornyh profilâh v Barencevomorskoj neftegazonosnoj provincii // Trudy RAO-03. – SPb., 2003. – S. 100–104.

Brehuncov A.M., Nesterov I.I., Nečiporuk L.A. Neftegazovij potencial osadočnyh bassejnov Central'noj Arktiki // Gazovââ promyšlennost', 2011. – Specvypusk. – # 661. – S. 11–13.

Vahnin M.G. Osobennosti raspredeleniâ plotnosti i morfologii lokal'nyh struktur severa Timano-Pečorskoj neftegazonosnoj provincii, i ih prognoz na ŗel'fe Pečorskogo morâ // Neft', gaz Arktiki: Tezisy meždunarodnoj naučno-tehničeskoi konferencii. – M., 2006. – S. 99–101.

Verba M.L., Ivanova N.M. Perspektivnyj v neftegazonosnom otnošenii nižnepaleozojskij kompleks osadočnogo čehla Barencevomorskij ŗel'fovoj plity // Razvedka i ohrana neдр, 2000. – # 12. – S. 30–34.

Geologiâ i geohimiâ nefi i gaza / Pod red. B.A. Sokolova. – 2-e izd. – M.: MU; Akademiâ, 2004. – 415 s.

Geologiâ i poleznye iskopaemye Rossii. V ŗesti tomah. T. 5. Arktičeskie i dal'nevostočnye morâ. Kn. 1. Arktičeskie morâ / Pod red. I.S. Gramberg, V.L. Ivanov, Ű.E. Pogrebickij. – SPb.: VSEGEI, 2004. – 468 s.

Grigorenko Ű.N. Metodičeskie aspekty količestvennoj resursnoj ocenki morskikh ob'ektov detal'nogo prognoza // Teoriâ i praktika geologo-èkonomičeskoi ocenki raznomasštabnyh neftegazovyh ob'ektov. Aktual'nye problemy podgotovki i osvoeniâ uglevodorodnoj syr'evoi bazy: Sb. statej. – SPb.: VNIGRI, 2008. – S. 311–318.

Grigorenko Ű.N. Neftegazonosnost' ŗel'fa Pečorskogo morâ // Poiski, razvedka i dobyča nefi i gaza v Timano-Pečorskom bassejne: Sb. dokl. – SPb.: VNIGRI, 1994. – S. 42–47.

Grigorenko Ű.N., Prišepa O.M., Sobolev V.S. Voprosy neftegeologičeskogo rajonirovaniâ i ocenki severozapadnogo sektora evrazijskoj sistemy «kontinent – okean» // Razvedka i ohrana neдр. – 2010. – # 4. – S. 10–17.

Grigorenko Ű.N., Sobolev V.S. Neftânye resursy akvatorij – dolgosročnyj rezerv Rossii // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie, 2009. – # 3. – S. 26–32.

Grigor'eva B.M., ŗlykova V.V., Černikov S.F. Novye dannye o geologičeskom stroenii severnoj časti Barencevomorskogo ŗel'fa // Razvedka i ohrana neдр, 2009. – # 7. – S. 9–15.

Zaharov E.V., Prisâžnyj V.N., Kulibakina I.B. Osnovnye rezultaty razdel'nogo prognoza uglevodorodnyh skoplenij različnogo fazovogo sostoâniâ na ŗel'fe Barenceva morâ // Gazovââ promyšlennost'. Seriâ: Geologiâ, burenie, razrabotka i èkspluataciâ gazovyh i gazokondensatnyh mestoroždenij. Otečestvennyj i zarubežnyj opyt: Naučno-tehničeskij sbornik. # 7–8. – Moskva, 1996. – S. 3–14.

Zony neftegazonakopleniâ okrain kontinentov / Pod red. Ű.N. Grigorenko, I.M. Mirčinka. – M.: Geoinformcentr, 2002. – 432 s.

Leončik M.I., Senin B.V. Karbonatnoe osadkonakoplenie i usloviâ formirovaniâ zon koncentracii uglevodorodov v vostočnoj časti Barenceva morâ // Zony koncentracii UV v neftegazonosnyh bassejnah suši i akvatorij: Sb. mater. – SPb.: VNIGRI, 2010. – S. 92–100.

Małyšev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A. Ocenka perspektiv neftegazonosnosti osadočnyh bassejnov Vostočnoj Arktiki // Naučno-tehničeskij Vestnik OAO «NK «Rosneft'», 2010. – # 1. – S. 20–28.

Mandel' K.A. Neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniâ severnoj časti Timano-Pečorskoj provincii (Pečorskoe more): Avtoreferat na soiskanie učenoj stepeni kandidata geologo-mineralogičeskich nauk, 2005. – SPb. – 28 s.

Matveev Ū.I., Verba M.L., Ivanov G.I., Roslov Ū.V., Kuzina T.N. Paleozojskie otloženiâ Karskogo šel'fa i ih generacionnyj potencial (po materialam rabot na opornyh profilâh) // Neft', gaz Arktiki. Mater. konfer. – M.: Interkontakt Nauka, 2007. – S 156–166.

Neftegazonosnost' Severo-Zapadnogo i Vostočnyh regionov Rossii / Pod red. Ū.N. Grigorenko, O.M. Prišepy. – SPb.: Nedra, 2009a. – 271 s.

Novaâ Zemlâ i ostrov Vajgač. Geologičeskoe stroenie i minerageniâ / Pod red. Ū.E. Pogrebickogo. – SPb.: VNIIOkeangeologiâ, 2004. – 174 s.

Poselov V.A., Pavlenkin A.D., Podgornyh L.V., Bucenko V.V., Matveev Ū.I., Šarov N.V., Karaev N.A. Struktura zon perehoda Barencevo-Karskoj megaplity po dannym glubinnoj sejsmorazvedki // Aktual'nye problemy regional'noj geologii Barencevo-Karskogo šel'fa i priligaûšej zony: Tezisy dokladov. – SPb.: VNIIOkeangeologiâ, 1997. – S. 57–58.

Prišepa O.M. Pečoromorskoe prodolženie Timano-Pečorskoj provincii: ocenka perspektiv neftegazonosnosti // Oil & Gas Journal Russia. – 2009a. – # 12(35). – S. 32–39.

Prišepa O.M., Bogackij V.I. Neftegazovyj potencial akvatorial'noj časti severa Timano-Pečorskoj neftegazonosnoj provincii // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie, 2009b. – # 6. – S. 2–9.

Severnaâ Zemlâ. Geologičeskoe stroenie i minerageniâ / Pod red. I.S. Gramberga, V.I. Ušakova. – SPb.: VNIIOkeangeologiâ, 2000. – 187 s.

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. Geologičeskoe stroenie i gazoneftenosnost' Âmala. – M.: Nedra–Biznescentr, 2003. – 352 s.

Sobolev V.S. Očagovo-genetičeskaâ zonal'nost' raspredeleniâ UV – resursov v tranzitnom melkovod'e Timano-Pečorskoj provincii: Sb. dokl. – Uhta: Timano-Pečorskij NIC – 2, 2008. – S. 79–85.

Sokolov B.A. Rol' očajov neftegasoobrazovaniâ v formirovanii krupnyh zon neftegazonakopleniâ // Usloviâ formirovaniâ krupnyh zon neftegazonakopleniâ. – M.: Nauka, 1985. – S. 26–32.

Suprunenko O.I., Oreškin I.V., Lopatin N.V., Viskunova K.G., Merkulov O.I. Perspektivy neftegazonosnosti Pečorskogo i rossijskoj časti šel'fa Barenceva morej po rezul'tatam bassejnovogo modelirovaniâ 2D // Geologiâ i razrabotka neftânyh i gazovyh mestoroždenij, 2007. – # 12. – S. 4–10.

Suprunenko O.I., Ustrickij V.I., Zujkova O.N., Pavlov S.P., Roslov Ū.V., Vinokurov I.Ū. Geologo-geofizičeskoe rajonirovanie severa Barencevo-Karskogo šel'fa po dannym sejsmorazvedki // Geologiâ nefti i gaza, 2009. – # 4. – S. 17–25.

Taninskaâ N.V. Prognozirovanie rasprostraneniâ kollektorov raznofacial'nyh otloženyj srednego ordovika–silura Timano-Pečorskoj provincii // Aktual'nye problemy prognozirovaniâ, poiskov, razvedki i dobyči nefti i gaza v Rossii i stranah SNG. Geologiâ, èkologiâ, èkonomika: Sb. mater. – SPb.: VNIGRI, 2006. – S. 111–116.

Timonin N.I. Ocenka perspektiv neftegazonosnosti Barencevo-Karskogo šel'fa Rossii // Geologiâ i mineral'nye resursy evropejskogo severo-vostoka Rossii: Materialy XV Geologičeskogo s'ezda Respubliki Komi. T. III. – Syktyvkar: IG Komi NC UrO RAN, 2009. – S 121–127.

Fedorovskij Ū.F., Zaharov E.V. Geologičeskoe prognozirovanie neftenosnosti karbonatnyh verhnee-srednepaleozojskich otloženyj na rossijskom šel'fe Barenceva morâ // Geologiâ, geofizika i razrabotka neftânyh i gazovyh mestoroždenij, 2008. – # 1. – S. 4–9.

Hlebnikov P.A., Belen'kij V.Â., Garzanov G.E., Peškova I.N., Kazanin G.S., Škarubo S.I., Pavlov S.P., Šlykova V.V. Geologičeskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti vostočnogo borta Severo-Barencevskoj vpadiny // Razvedka i ohrana neдр, 2009. – # 7. – S. 9–15.

Cemkalo M.L. Neftegazonosnost' Pečoromorskogo šel'fa v svete rasprostraneniâ perspektivnyh neftegazonosnyh kompleksov // Neft', gaz, promyšlennost', 2007. – # 4(32). – S. 36–37.

Škarubo S.I., Šipilov È.V. Tektonika Zapadno-Arktičeskoj platformy // Razvedka i ohrana neдр, 2007. – # 9. – S. 32–47.

Oil Gas European Magazine, 2011. – # 2.