

УДК 551.72+552.5(470.21)

О перспективах нефтегазоносности осадочных толщ юго-запада Карско-Баренцевоморского продуктивного бассейна

Ф.П. Митрофанов, А.А. Предовский, В.А. Припачкин

Геологический институт КНЦ РАН, Апатитский филиал МГТУ

Аннотация. Рассмотрена возможность выявления новых перспектив на энергоносители рифейских и фанерозойских отложений в области перехода "суша-море" недостаточно изученной геолого-геофизически. Необходима постановка работ типа МОВ ОГТ по всей области перехода. Очередность геолого-геофизических работ может быть определена на стадии их подготовки по площадям с учетом дополнительных факторов прогноза, намеченных ранее. Проект бурения и определение места заложения параметрической скважины на полуострове Рыбачий имеют важное значение для определения перспектив всей переходной области и акваторий. Проведенные по данному направлению исследования, помимо перспектив переходной зоны и северо-восточного обрамления Варангер-Тиманского разрывно-складчатого пояса на углеводородное сырье, выявили возможность изучения взаимодействия активных флюидных магматических и тектонических геосистем и их влияния на процессы формирования и закономерности размещения нефтегазовых месторождений.

Abstract. The paper reports the possibility of finding prospective energy sources in the Riphean and Phanerozoic sedimentations of the "coast-sea" transition zone, which needs more profound geological-geophysical research. Updated geophysical methods should be applied for exploring the whole transition zone. The proper sequence of the geophysical works can be defined on the preliminary stage of dividing the area considering earlier planned factors of forecasting. Essential for exploring the prospective transition and water areas are preparation of the drilling project and determining the location of the stratigraphic well in the Rybachiy Peninsula. The respective investigations revealed the transition zone and NE area of the Varanger-Timan fractured-folded belt being promising for hydrocarbon. Besides, the possibility to study the interaction of active fluid igneous and tectonic geosystems and measure their role in formation processes of oil and gas deposits and regularity of their occurrence has been determined.

Ключевые слова: рифей, фанерозой, отложения, нефть, газ, перспективы, прогноз

Key words: rifean, phanerozoi, sedimentation, oil, gas, prospective, forecasting

1. Введение

Работа по оценке перспектив нефтегазоносности юго-западной окраины бассейна объединяет:

- 1) итоговое обобщение комплексных материалов по структурной зональности, распространению, составу, стратиграфии и корреляции верхнепротерозойских осадочных толщ как нижнего уровня разреза нефтегазосного бассейна;
- 2) выявление возможных новых перспектив на энергоносители верхнепротерозойских осадочных толщ и перекрывающих их фанерозойских отложений в области перехода "суша-море";
- 3) специальное изучение вероятных факторов нетрадиционного контроля нефте- и газонакопления, в том числе влияния тектонических зон с повышенной эндогенной активностью и длительных процессов, сопровождающих проявление магматизма, в т.ч. щелочного.

Перспективность Карско-Баренцевоморского шельфа на углеводородное сырье и глобальное значение выявленных здесь промышленных запасов энергоносителей в фанерозойских осадочных толщах (т.е. толщах с возрастом менее 600 млн лет) общепризнаны. В то же время существует проблема, связанная с наличием в нижней части геологического разреза Карско-Баренцевоморского продуктивного бассейна благоприятных по составу мощных осадочных толщ рифея с возрастом от 600 до 1200 млн лет. Если эти толщи нефтегазоносны или могли быть источником углеводородов для перекрывающих образований, то, с учетом мощности до 10-12 км, общий прогнозный потенциал рассматриваемого региона может увеличиться в 1.5-2 раза, что, несомненно, должно быть учтено в перспективе в экологическом и экономическом аспекте.

2. Результаты предыдущих исследований

Проблема нахождения нефти и газа в древнейших осадочных толщах, содержащих лишь следы примитивной жизни и имеющих возраст до 1.4 млрд лет, в принципе своем может считаться решенной.

Если до 60-х годов XX века по этому поводу существовали лишь догадки выдающихся исследователей – академиков А.Д. Архангельского, И.М. Губкина, М.А. Усова, то к настоящему времени нефте- и газопроявления в докембрийских толщах, т.е. породах с возрастом более 600 млн лет, открыты практически на всех древних континентальных платформах: Восточно-Европейской, Китайской, Индийской, в Австралии, Африке и Южной Америке. В числе этих проявлений и промышленные месторождения Восточной Сибири, Китая и Омана.

Главные сегодня фанерозойские нефтегазоносные бассейны представляют собой мощные системы прогибов, выполненные осадочными толщами от кембрия до кайнозоя. И для этих прогибов закономерно присутствие в их нижних частях огромных по мощности толщ позднего докембрия – рифея и венда. Авторами настоящей работы изучался вопрос: могут ли быть нефтегазоносными позднекембрийские осадочные толщи нового – Карско-Баренцевоморского продуктивного бассейна. Или, по крайней мере, – могли ли они участвовать в создании его углеводородного потенциала.

Специфика истории многих крупных нефтегазоносных прогибов фанерозоя заключается в том, что пространственно они развивались унаследовано по отношению к системам рифтовых прогибов позднего докембрия, в свою очередь связанных с глобальной совокупностью разрывных нарушений того же возраста около 1-1.3 млрд лет, деструктивных по отношению к архейским протоконтинентам. Иллюстрацией этого является схематический рис. 1, на котором виден единый план ориентировки верхнепротерозойских прогибов северо-востока Русской платформы и наследующих их положение фанерозойских прогибов Карско-Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна.

Если двинуться далее вглубь геологического времени, то мы увидим, что исходные рифейские прогибы Карско-Баренцевоморского бассейна закладывались на еще более древнем протоконтинентальном основании. Речь идет о том, что к концу архея (т.е. около 2.8-2.5 млрд лет назад) северо-восточнее будущей Русской платформы располагался Баренцевоморский протоконтинент (Баренция, как называл ее Г. Штилле). Нами выявлены достоверные признаки его существования. В верхнем архее – нижнем протерозое (т.е. на интервале 2.8-1.6 млрд лет назад), эти признаки выражены в сходном направлении миграционного смещения прогибов того времени. Само миграционное смещение было вызвано волновыми тектоническими импульсами, исходившими от Баренции, как от протоконтинентального массива (*Митрофанов, Предовский, 1998*). В позднекембрийское время Баренция была рассечена рифтовыми прогибами, а одним из них – Тиманским – отделена от Русской платформы (рис. 2).

Деструктивный характер рифтовых разломов и прогибов позднекембрийского времени выявлен и проанализирован многими исследователями. Эти разломы и прогибы послужили началом расчленения и "океанизации" периферических протоконтинентов, особенно в зонах перехода континент-океан (как в случае с Баренцией) и развития мощных наплитных прогибов вплоть до самых молодых мезокайнозойских. "Океанизацией" в литературе назван процесс расчленения континентальных массивов, их "разъедания" снизу геофизическим базальтовым слоем с частичным превращением континентальной коры в океаническую, где геофизический гранитный слой утоняется, а местами исчезает.

Таким образом, условием появления фанерозойских нефтегазоносных прогибов Карско-Баренцевоморского бассейна явилась цепь геологических событий от заложения протоконтинента Баренции и его деструкции до последовательного развития систем прогибов в интервале времени большой длительности, не менее 2.5 млрд лет.

При этом системы возникавших структур обнаруживали преемственность ориентировки и мест заложения.

Длительность и последовательность развития процессов щелочного магматизма, имеющего отношение к затронутым проблемам, могут быть продемонстрированы на примере Карело-Кольского континентального рифтогена (*Предовский, Мележик, 1987*). Эта длительно развивавшаяся структура соответствует зоне глубинной активизации магматизма и замечательна тем, что наиболее древние проявления магматизма в ее пределах (щелочные граниты и вулканиты) тяготеют к ее периферическим частям и имеют возраст около 2.7 млрд лет, что было показано *Т.Б. Баяновой (2004)*. По мере смещения к внутренним частям структуры проявляются все более поздние магматические процессы. В центральных частях структуры преобладают глубинные щелочные магматиты (нефелиновые сиениты, щелочные основные и ультраосновные породы) с возрастом около 0.38 млрд лет. Рассмотренный рифтоген таким образом формировался на протяжении около 2.2 млрд лет. За это время закладывались и отмидали несколько генераций тектонических систем и прогибов. Рифтоген интересен тем, что глубинные флюидопотоки, сопровождающие щелочной магматизм, отличаются присутствием не только воды, углекислоты и водорода, но и наличием abiогенных ювенильных углеводородов, не связанных с живым веществом. В их числе – метан и тяжелые углеводороды, что было установлено *И.А. Петерсилье с коллегами (Икорский и др., 1992; Припачкин, 1977)*.

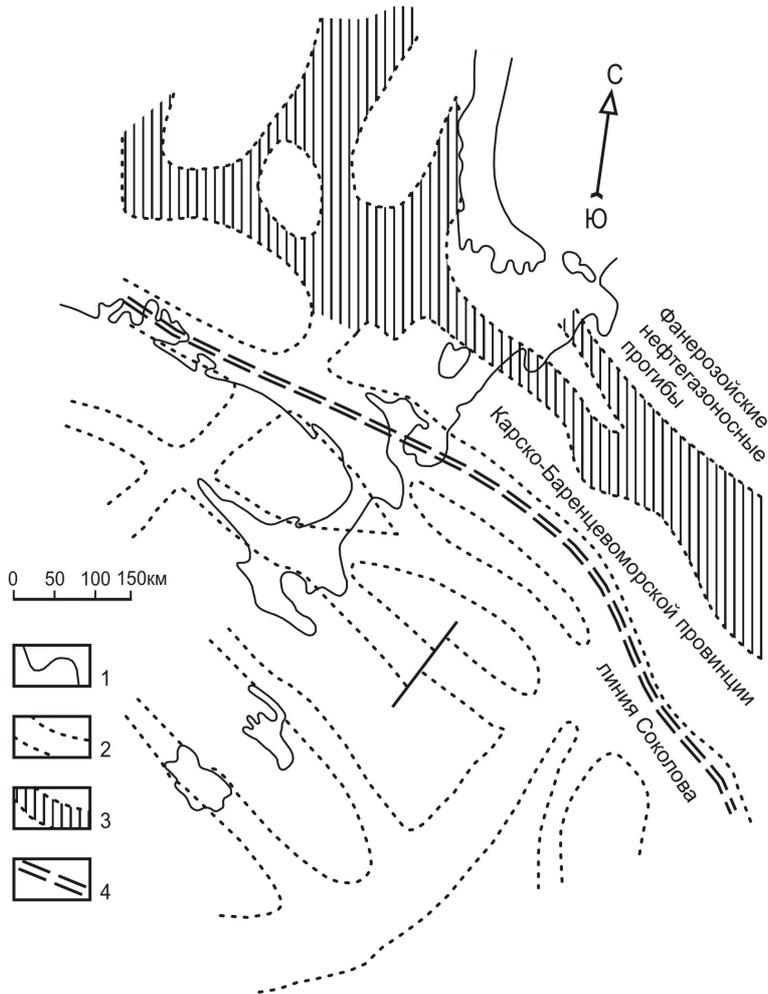


Рис. 1. Схема размещения и ориентировки верхнепротерозойских рифтовых прогибов северо-востока Русской платформы и унаследовано развивающихся по ним фанерозойских прогибов Карско-Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна, сформировавшегося на месте протоконтинентального массива – Баренции (Предовский, Любцов, 1999).

- 1 – топографические контуры (Кольский полуостров, Новая Земля, Белое море, Онежское и Ладожское озера);
- 2 – верхнепротерозойские рифтовые прогибы, связанные с одновременными разрывными нарушениями в пределах Русской платформы;
- 3 – фанерозойские нефтегазоносные прогибы Карско-Баренцевоморского бассейна, наследующие рифтовые структуры протерозоя;
- 4 – северо-восточная граница Русской платформы (линия Соколова).

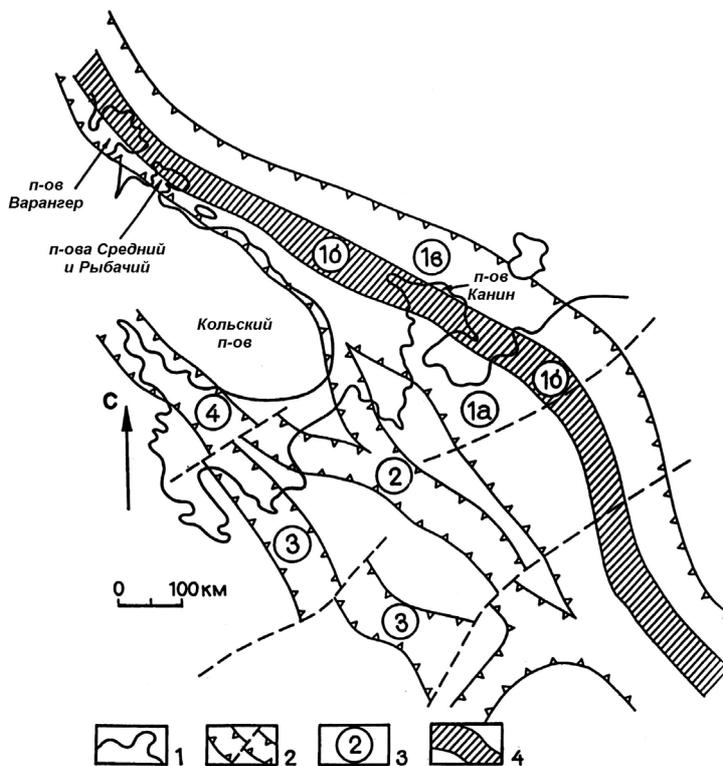


Рис. 2. Схема расположения верхнепротерозойских рифтовых прогибов северо-востока Русской платформы и ее ближнего обрамления (Митрофанов, Предовский, 1999) с изменениями и дополнениями авторов.

- 1 – топографические контуры;
- 2 – границы рифтовых прогибов и поперечные разломы;
- 3 – номера рифтовых прогибов
1 – Тиманский,
2 – Лешуконский,
3 – Двинский,
4 – Кандалакшский;
- 4 – площадь Варангер-Тиманского разрывно-складчатого пояса.

Такой состав флюидов может быть благоприятным для усиления миграции и накопления биогенных углеводородов в осадочных толщах в случае проникновения флюидов в эти толщи. В структурах рифтогена выявлены минерализованные воды и источники, указывающие на слабую флюидную активность системы даже в настоящее время.

На основе проведенных исследований и анализа литературных данных можно считать, что процессы щелочного магматизма в регионе, развивавшиеся чрезвычайно длительное время, унаследованно связаны с системой глубинных нарушений, выходящих и за пределы Балтийского щита, и могли сопровождающимися флюидами позитивно влиять на явления миграции и накопления углеводородов в разновозрастных осадочных толщах.

Наконец, важны особенности эволюции процессов накопления и миграции биогенного органического вещества, особенно на докембрийском этапе. Существуют предположения о возможном активном образовании нефти и газа в осадочных толщах в архее. Однако прямых признаков этого нет. Есть лишь метаморфизованные осадки архея, превращенные в кристаллические сланцы и гнейсы с высоким содержанием графита. Биогенное их происхождение несомненно по ряду биогеохимических признаков.

Наиболее древние проявления "живой" нефти докембрия известны в Австралии, в протерозойских толщах бассейна Мак-Артур с возрастом 1.6 млрд лет. Однако есть проявления высокоуглеродистых осадков протерозоя с явными признаками активной миграции органического вещества, т.е. нафтидогенеза (нефтеобразования). Это шунгитовые сланцы нижнего протерозоя Прионежья в Карелии, с возрастом 2.0 млрд лет. В этих толщах органическое вещество, мигрировавшее из материнских осадков, образует жилы шунгита и пропитывает туфы, находится в трещинах базальтов.

Эти образования изучались впервые акад. А.А. Иностранцевым в 1877 г., а В.А. Успенским в 1940-х годах были аргументированы для них признаки древнейшего нафтидогенеза.

Таким образом, нефтегазоносные толщи протерозоя и их древнейшие предшественники отражают важную часть истории продуктивных на нефть и газ осадочных толщ вообще. Практическая значимость нефтегазоносных толщ позднего докембрия постоянно возрастает.

Распространение и структурная зональность верхнепротерозойских осадочных толщ региона, изученные в пределах протяженной области от полуострова Варангер (Норвегия) до Канина и Тимана, определяются системой рифтовых прогибов окраины Восточно-Европейской платформы и ее шельфового обрамления (рис. 2). Начальные ограничения прогибов – протяженные разломы. Выявлена важная обобщающая особенность прогибов, которая заключается в том, что по мере их заполнения верхнепротерозойскими отложениями последние трансгрессивно распространяются на окружающие их более древние образования. Это приводит к тому, что на периферии прогибов на дорифейский гранитно-метаморфический фундамент непосредственно налегают наиболее поздние отложения прогибов, а не базальные слои общего разреза.

В общем разрезе верхнего протерозоя выделено два главных уровня, соответствующих двум палеотектонически различающимся этапам осадконакопления. Первый – нижнекаратавский или ранний верхнерифейский (эйновская, баргоутная серии и соответствующие им толщи Норвегии и Тимана) – складается, в основном, породами тектонически весьма активного сноса и накопления – недифференцированными толщами флюидного и турбидитного типа.

Второй – верхнекаратавский или поздний верхнерифейский (кильдинская, волоковая серии и соответствующие им толщи смежных регионов) образован дифференцированными терригенными и, в меньшей степени, карбонатными отложениями, включающими в том числе кварциты, пестроцветы, красноцветы и углеродистые породы. Это образования более стабилизированного режима с признаками многочисленных перерывов и размывов. Общий мотив расчленения разреза позднего протерозоя воспроизводится в пределах всей изученной области распространения, что отражено в специально разработанной схеме стратиграфической корреляции от полуострова Варангер до Тимана, имеющей и биостратиграфическое обоснование (Любцов, Предовский, 1998; Митрофанов, Предовский, 2004).

Суммарная мощность верхнепротерозойских отложений, включая и вендские, которые на периферии платформы знаменуют переход к платформенному чехлу, колеблется от 2-3 до 6-8 км. Наибольшая изменчивость состава и мощности характерна для Мезенской синеклизы.

Проблема возможности нахождения промышленно важных скоплений углеводородов в области перехода "суша-море", иначе говоря, в осадочных толщах верхнего протерозоя побережья на суше (на периферии платформы) и в прибрежных акваториях (шельфовая зона) активно изучается и обсуждается в литературе, начиная с 1979 года, со времени первой рекомендации Геологического института Кольского филиала АН СССР (Бельков и др., 1979), в которой на основе данных литологического и геохимического изучения отложений верхнего протерозоя аргументировано ставилась задача оценки роли этих толщ в определении перспектив нефтегазоносности шельфа и прилегающих к нему областей суши.

На базе комплексных работ последних лет и изучения доступных новых геолого-геофизических данных нами была выделена с целью постановки дальнейших подготовительных и прогнозно-поисковых работ на энергоносители перспективная Кильдинско-Беломорско-Мезенская площадь. Была определена ее геотектоническая позиция, важные для прогноза особенности строения и соотношения с Варангер-Тиманским разрывно-складчатый поясом и существенные критерии прогноза. При этом, на основе наших данных, была уточнена корреляция разреза полуострова Канин с общей схемой региона.

Новый этап исследований показал, что определенные перспективы могут быть связаны и с Варангер-Тиманским разрывно-складчатый поясом, где промышленные концентрации углеводородов могут располагаться в плоскости скрытого несогласия и перерыва между верхнепротерозойскими и фанерозойскими толщами, особенно на участках неполно проявленной инверсии рифейских прогибов в виде блоковых выступов пород нижних частей верхнерифейского разреза. Новым прогнозным критерием может послужить выделение по сейсмогеофизике зон тектонических трещинных коллекторов, что показано нами на примере интерпретации новых данных МОВ ОГТ по разрезам района полуостровов Средний и Рыбачий (*Заможняя, 2001; Митрофанов, Предовский, 2004*). Все изложенное может быть распространено и на переход от Варангер-Тиманского пояса к Печорской метаплатформе. Как для Варангер-Тиманского пояса, так и для зон его обрамления возможно допущение о формировании повышенных концентраций углеводородов в породах рифея-венда и фанерозоя за счет ресурса фанерозойских осадочных толщ (*Митрофанов, Предовский, 2004*).

Среди вероятных факторов нетрадиционного контроля нефте- и газонакопления исследования рассматриваемого этапа позволили наметить три заслуживающих внимания группы.

Первая – это накопление углеводородов в дезинтегрированных и трещинных зонах кристаллического фундамента. Природной моделью этой группы является широко известное разрабатываемое месторождение Белый Тигр во Вьетнаме с промышленными запасами нефти свыше 450 млн тонн (*Арешев и др., 2004*). На этом примере поколеблено представление об обязательности наличия для ловушек углеводородов в кристаллических и магматических породах традиционных глинисто-аргиллитовых или эвапоритовых покрышек и показано, что роль флюидоупоров могут играть собственно кристаллические непроницаемые гранитоиды и эффузивные образования. Прогнозирование подобных проявлений возможно применительно к северо-восточному обрамлению Варангер-Тиманского пояса, прежде всего на участках развития активных процессов инверсии рифейского прогиба. Однако, следует иметь в виду, что месторождения типа Белый Тигр (или близкие к нему по механизму образования) пока известны только в областях активных континентальных окраин, к которым рассматриваемый нами регион не относится. Это накладывает на прогноз таких месторождений в условиях рассматриваемого нами региона существенные ограничения, впрочем, неоднозначные, поскольку есть признаки благоприятствования для таких структурных ассоциаций.

Вторая – влияние активных линейных тектонических зон с сопровождающим повышенным теплотокном и проявлениями магматизма на процессы заложения, развития продуктивных прогибов и формирования в них концентраций углеводородов, что убедительно было показано А.А. Кременецким с соавторами (*Кременецкий и др., 2002*) на примере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Полученные данные подводят к представлению о том, что и в исследованном нами регионе концепция важной роли глубинных линейных зон в развитии и продуктивности позднепротерозойских и фанерозойских прогибов может оказаться весьма плодотворной (*Предовский, 2003; 2004*).

Уже намечены интересные в данном отношении долгоживущие линейные структуры. Представляются актуальными дальнейшие исследования в данном направлении.

Третья – оптимизирующее влияние на миграцию и накопление нефти и газа долгоживущих флюидопотоков, связанных с тектоническими зонами, контролировавшими щелочной магматизм региона. Это обстоятельство рассмотрено нами выше. Новые данные заставляют вернуться к этой проблеме.

Новые наблюдения и выводы согласуются с теми публикациями в геологической литературе последних лет, которые возвращают нас к проблеме соотношения концепций биогенного и абиогенного происхождения углеводородных месторождений. По-видимому, намечаются пути согласования этих кажущихся несовместимыми концепций.

Перспективы нефтегазоносности рифейских отложений прибрежной области Кольского полуострова продолжают обсуждаться и связываются с гипотезой нефтегазонакопления в поднадвиговых структурах Тимано-Варангерской системы байкалит (*Симонов и др., 1998*).

Оценка перспектив нефтегазоносности указанных отложений произведена нами на базе результатов многолетних исследований геологического строения, стратиграфии, корреляции и литолого-геохимических особенностей верхнепротерозойских толщ указанной переходной области иначе, чем А.П. Симоновым и его соавторами (*Митрофанов, Предовский, 2004*), что излагается далее.

Прибрежная область перехода Балтийский щит – Баренцевоморский шельф шириной от 100 до 350 км геолого-геофизическими методами изучена недостаточно. Из имеющихся литературных и

фондовых источников известно, что главное распространение в ее пределах имеют осадочные толщи верхнего протерозоя. Поэтому перспективы нефтегазоносности области связаны, прежде всего, с перспективами верхнепротерозойских толщ и зоны их перекрытия фанерозойскими отложениями. Рассмотрение этого вопроса целесообразно проводить с учетом структурной зональности области (рис. 2).

Здесь могут быть выделены три основных структурных зоны (рис. 2). Первая из них, юго-западная, находится на северо-восточной окраине щита, как части Русской платформы (1а на рис. 2). С северо-востока зона ограничивается юго-западным краем Варангер-Тиманского пояса, который Симонов и называет системой байкалид. Эта граница не условная, а выражается совокупностью сближенных глубинных крутопадающих разломов Тролльфиорд-Комагельв-Рыбачий-Канин. Граница, названная нами линией Соколова, выделена Б.С. Соколовым (1964) на основе палеогеографических данных, а позже подтверждена работами А. Сидлецки и нашими, в том числе совместно с другими исследователями (*Lyubtsov et al.*, 1999; *Siedlecka*, 1975). Первая структурная зона постепенно расширяется к юго-востоку и сливается с Лешуконскими структурами, переходя в область Мезенской синеклизы. Рассматриваемая зона – это краевая эпиплатформенная, юго-западная часть крупного рифейского Тиманского прогиба, называемого некоторыми исследователями и Притиманским, который подвергся в байкальское время частичной инверсии и позже был перекрыт фанерозойскими толщами Баренцевской метаплатформы.

На северо-западе первой структурной зоны преимущественно развиты отложения позднего рифея (верхнего каратавия) и, отчасти, венда. Это дифференцированные песчаниковые и песчано-сланцевые толщи с кварцитами, карбонатными породами, гравелитами и конгломератами. В разрезах присутствуют пестроцветные, красноцветные и углеродистые отложения. Их общая мощность до 2-3 км, причем к юго-востоку она может возрасти. В пределах Кольского региона образования первой зоны обнажены на полуостровах Средний и Кильдин (рис. 3), а их аналоги – на Терском побережье. Строение и состав верхнепротерозойских толщ региона освещены нами в предыдущих публикациях (*Любцов, Предовский*, 1998; *Митрофанов*, 1999; 1998).

В первой структурной зоне с благоприятным типом разреза, отсутствием метаморфизма и наличием положительных геохимических признаков, в числе которых – присутствие на отдельных уровнях разреза повышенных концентраций углерода и углеводородов, характер битумов, соотношения метана и тяжелых углеводородов, сравнимые с таковыми для продуктивных толщ фанерозоя (*Митрофанов, Любцов*, 1996; 1998), вероятность нахождения промышленных концентраций углеводородов возрастает в юго-восточном направлении. Ранее нами была выделена перспективная Кильдинско-Беломорско-Мезенская площадь (*Митрофанов*, 1999), в пределах которой продуктивными могут оказаться не только верхнепротерозойские, но и перекрывающие их фанерозойские толщи перикратонных прогибов (рис. 3).

Вторая структурная зона (1б на рис. 2) позволяет понять тектоническую сущность верхнепротерозойских толщ региона в целом. Это внутренняя, наиболее глубокая часть подвергнутого неполной инверсии крупного рифтового прогиба, опоясывавшего окраину платформы. В низах прогиба накапливались толщи нижнего каратавия (а, возможно, и более ранние по возрасту образования) с общей мощностью 3-5 км. Это недифференцированные турбидитные ритмично-слоистые отложения с конгломератами и подводно-оползневыми образованиями. Байкальские и более поздние движения привели к частичной инверсии прогиба, складчатым, разрывным и более молодым надвиговым деформациям. Масштаб последних возрастает в зоне в юго-восточном направлении.

Особенностью Кольского региона является то, что в пределах первой структурной зоны, на полуострове Средний, обнажаются только отложения верхнего каратавия, а во второй, на полуострове Рыбачий, – только нижнего. Поскольку эти зоны разделены глубинными разломами системы Тролльфиорд-Комагельв-Рыбачий-Канин, и отложения нижнего и верхнего каратавия не имеют нормальных стратиграфических контактов, их соотношение и корреляция на российской территории не имеют прямого решения и являлись предметом длительных дискуссий. В то же время на полуострове Варангер в Норвегии во второй структурной зоне распространены осадочные толщи и нижнего, и верхнего каратавия, что позволило норвежским геологам корректно решить данную проблему в 60-х годах прошлого века. Ключевым в Норвегии является район Персфиорда, где Анна и Стан Сидлецки закартировали нормальные стратиграфические соотношения нижележащих отложений формации Конгсфиорд (аналог нижнего каратавия полуострова Рыбачий) и вышележащих формаций Баснеринг и Батсфиорд (аналоги верхнего каратавия, то есть кильдинской серии полуострова Средний). Совместные работы с сотрудниками Геологической службы Норвегии позволили к 1999 г. разработать единую схему корреляции верхнепротерозойских толщ северных побережий Норвегии и России, что было отражено и в совместных публикациях. Справедливость требует отметить, что первым русским геологом, который признал применимость норвежской схемы соотношения верхнепротерозойских толщ для района полуостровов Средний и Рыбачий, был академик *А.А. Полканов* (1934), считавший, что более древние отложения полуострова Рыбачий надвинуты на более поздние толщи полуострова Средний.



Рис. 3. Геотектоническая позиция перспективной Кильдинско-Беломорско-Мезенской площади и нефтегазоносных провинций и бассейнов в зоне "континент-океан" севера России (Митрофанов, Предовский, 1999)

Для понимания строения и возможных перспектив второй структурной зоны весьма значимы результаты уже упоминавшихся работ МОВ ОГТ на профиле щит – полуостров Средний – полуостров Рыбачий, выполненные трестом "Спецгеофизика" (Заможняя, 2001). Существует несколько вариантов интерпретации этих результатов. При проведении нашей интерпретации было установлено, что в строении второй структурной зоны определяющую роль играют не крупномасштабные надвиги, а сочетание крутопадающих и субгоризонтальных разрывных структур, связанных с блокировкой фундамента и определяющих более ранние складчатые и более поздние надвиговые деформации. Одним из интересных в прогнозном отношении структурных элементов второй зоны и ее северо-восточной периферии являются складчато-блоковые выступы рифейских толщ, перекрываемые и облекаемые фанерозойскими отложениями Кольско-Канинской моноклинали. Это Рыбачинский, Семиостровский, Канинский и другие инверсионные выступы, выявленные работами треста "Севморгеофизика".

Перспективы нефтегазоносности рассматриваемой второй зоны, вероятно, определяются двумя факторами. Первый – это возможности накопления углеводородов в благоприятных рифейских толщах в обстановке поднадвиговых зон. Как следует из изложенного выше, подобный вариант ограничен рядом обстоятельств, но не исключается. Второй фактор определяет более вероятное накопление углеводородов в сложных структурных ловушках, образованных при тектонических деформациях, разрушении и расщеплении пород. Концентрации этого типа могут располагаться как в рифейских, так и в перекрывающих их с перемывом фанерозойских толщах, и в качестве источников углеводородов иметь и те, и другие отложения. Разновидностью продуктивных структур могут быть в разной степени развитые выступы рифейских толщ с облекающими или примыкающими к ним фанерозойскими отложениями, в том числе и расположенными гипсометрически ниже рифейских образований. Такие ситуации возможны на северо-восточной окраине второй зоны. Структурные ловушки во второй зоне могут оказаться весьма сложными, если вспомнить, что главное направление разломов, контролирующих рифейские рифтовые прогибы обсуждаемой области, – северо-западное, а продуктивных структур фанерозоя шельфа – северо-восточное.

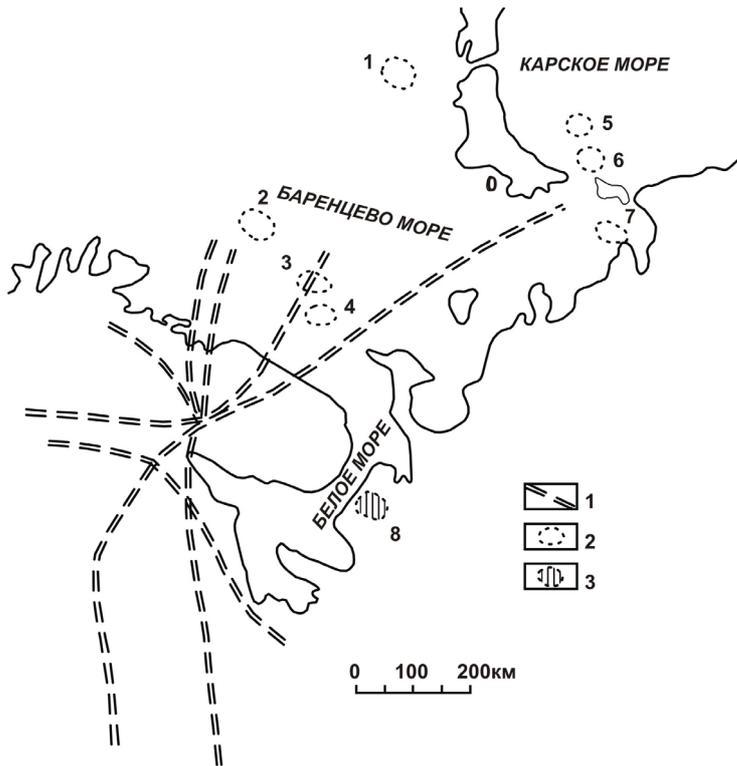


Рис. 4. Схема взаиморасположения дизъюнктивных зон Кольского рифтогена и некоторых площадей, продуктивных на полезные ископаемые (Митрофанов, Предовский, 1998).

- 1 – дизъюнктивные зоны Кольского рифтогена;
- 2 – уже известные месторождения энергоносителей (цифры на схеме):
1 – газоконденсатное Штокмановское;
2-4 – соответственно: Северо-Кильдинское, Северо-Мурманское и Мурманское газовые,
5-7 – соответственно: Русановское, Ленинградское и Приразломное газоконденсатные;
- 3 – алмазоносные кимберлиты и лампроиты Зимнего берега (№ 8 на схеме).

Для активизации накопления углеводородов всех обсуждаемых зон, как выше отмечалось, могут иметь значение разрывные структуры, контролирующие палеозойский щелочной магматизм Кольского полуострова. Эти структуры в долговременном плане могут влиять на появление глубинных флюидов благоприятного состава для миграции и накопления углеводородов из осадочных толщ. Вопрос этот специально рассматривался нами (Митрофанов, Предовский, 1998), что иллюстрируется рис. 4.

Роль эндогенных флюидов, связанных с рифтовыми разломами, в образовании и размещении нефтегазовых месторождений Западной Сибири, с использованием большого количества фактических данных по строению рифтовых прогибов и перекрывающих их толщ, показана в работе (Кременецкий, 2002). Предложенные авторами этой работы критерии прогноза убедительны, независимо от того, что эти авторы подчеркивают значение абиогенной углеводородной компоненты сибирских месторождений.

Третья структурная зона (1в на рис. 2) наименее изучена. Это глубокое основание края Баренцевоморского продуктивного бассейна. Есть основания думать, что значительные массы верхнерифейских отложений здесь слабо деформированы и неметаморфизованы. Для обсуждения весьма вероятных перспектив нефтегазоносности зоны необходимы дополнительные геолого-геофизические исследования.

Материалы проведенных авторами многолетних исследований и анализ новых геолого-геофизических данных, в том числе полученных на профиле МОВ ОГТ по линии Кольский полуостров – полуострова Средний и Рыбачий, противоречат представлению о существенно надвиговой природе Варангер-Тиманского пояса, который является разрывно-складчатой структурой, связанной с глубинными крутопадающими разломами дорифейского фундамента. Надвиговые деформации в пределах пояса относятся к позднему этапам его развития и имеют ограниченные масштабы. Тем самым, снижаются ожидания крупных поднадвиговых месторождений углеводородов в переходной области "суша-море" Кольского побережья, хотя такой вариант и не исключен. Более оправдан, хотя, по-видимому, более сложен прогноз и поиск нефтегазовых месторождений в сложных структурных ловушках переходной области, в том числе и в пределах Варангер-Тиманского пояса и его северо-восточной периферии. Месторождения в структурных ловушках могут оказаться достаточно крупными.

Для обоснования прогноза и поисков месторождений углеводородов в переходной области необходима широкая постановка геолого-геофизических работ типа МОВ ОГТ по всем слабо изученным площадям области, а не только на полуострове Рыбачий. Очередность геолого-геофизических работ может быть определена на стадии их подготовки по площадям с учетом дополнительных факторов прогноза, намеченных ранее.

Бурение параметрической скважины на полуострове Рыбачий следует поддержать, но с учетом того, что скважина вряд ли будет иметь значение поисковой. Параметрическая скважина имела бы огромное значение для определения перспектив всей переходной области и акваторий.

Работа выполнена при финансовой поддержке Программы фундаментальных исследований ОНЗ РАН № 1 "Фундаментальные проблемы геологии, седиментологии, геохимии нефти и газа, разработка новых технологий прогноза, поисков и разведки и разработки традиционных и нетрадиционных месторождений углеводородов, прогноз развития ресурсной базы нефтегазового и нефтегазогеохимического комплексов России до 2030 г. и на перспективу до 2050 г."

Литература

- Lyubtsov V.V., Predovsky A.A., Negrutsa V.Z., Siedlecka A., Roberts D.** Neoproterozoic rock successions of the Barents and White Sea coasts of the Kola Peninsula. *Northwest Russia Geol. Unders. Report*, v.138, p.84, 1999.
- Siedlecka A.** Late Precambrian stratigraphy and structure of north-eastern margin of Fennoscandian Shield. *Nor. Geol. Unders. Bull.*, v.316, p.313-348, 1975.
- Аршев Е.Г., Гаврилов В.П., Донцов В.В.** Альтернативная модель формирования нефтяной залежи в фундаменте месторождения Белый Тигр. *Нефтяное хозяйство*, № 9, с.44-47, 2004.
- Баянова Т.Б.** Возраст реперных геологических комплексов Кольского региона и длительность процессов магматизма. *СПб., Наука*, 174 с., 2004.
- Бельков И.В., Любцов В.В., Петерилье И.А., Предовский А.А.** Значение верхнепротерозойских отложений Кольского полуострова для определения перспектив нефтегазоносности шельфа Баренцева моря. *Апатиты, ГИ КНЦ АН СССР*, 32 с., 1979.
- Заможняя Н.Г.** Регионально-зональные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ на полуострове Рыбачий с целью изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности рифейских отложений. *М., Мин. природн. ресурсов РФ ФГУ ГНПП "Спецгеофизика"*, 120 с., 2001.
- Икорский С.В., Нивин В.А., Припачкин В.А.** Геохимия газов эндогенных образований. *СПб., Наука*, 256 с., 1992.
- Кременецкий А.А., Алексеева А.А., Диденко М.И.** Прогноз нефтегазоносности Западной Сибири по данным глубинных геолого-геофизических исследований. *Разведка и охрана недр*, № 5, с.73-80, 2002.
- Любцов В.В., Предовский А.А.** Верхнепротерозойские осадочные породы Кольского побережья и их корреляция в пределах Баренц-региона. *Стратиграфия. Геологическая корреляция*, т.6, № 3, с.17-28, 1998.
- Митрофанов Ф.П., Любцов В.В.** Углеводороды и органический углерод в верхнепротерозойских отложениях с-з Кольского полуострова: значение для оценки перспектив нефтегазоносности шельфа Баренцева моря. *Геология и геофизика*, т.37, № 8, с.125-135, 1996.
- Митрофанов Ф.П., Предовский А.А.** Верхнепротерозойские осадочные толщи Кильдинско-Беломорско-Мезенской площади как объект прогнозирования энергоносителей. *Апатиты, КНЦ РАН*, 72 с., 1999.
- Митрофанов Ф.П., Предовский А.А.** Структурная зональность прибрежной области Кольского полуострова в связи с перспективами ее нефтегазоносности. *Геология и геофизика*, т.45, № 1, с.151-160, 2004.
- Митрофанов Ф.П., Предовский А.А.** Новые аспекты прогнозирования крупных нефтегазоносных областей (эволюция протоконтинентального ложа, история глубоких горизонтов стратисферы и процессов эндогенной активизации). *Апатиты, КНЦ РАН*, 58 с., 1998.
- Полканов А.А.** Гиперборейская формация п-ова Рыбачий и о. Кильдин (Кольский п-ов). *Проблемы советской геологии*, т.2, № 6, с.201-221, 1934.
- Предовский А.А.** К проблеме основных элементов тектонического развития Земли: какова альтернатива новой глобальной тектоники литосферных плит. *Межвузовский сборник трудов научно-технической конференции "Наука и образование-2003"*, Мурманск, МГТУ, с.223-227, 2003.
- Предовский А.А., Любцов В.В.** Древнейшие нефтегазоносные толщи: что таит их история. *Шельф Баренцева моря: вопросы и исследования. Апатиты, КНЦ РАН*, 50 с., 1999.
- Предовский А.А., Любцов В.В., Чикирев И.В.** Размещение крупных нефтегазоносных областей Земли в свете концепции глобальной системы глубинных зон нарушения сплошности планеты. *Материалы МНТК "Наука и образование-2004"*, ч. V, Мурманск, МГТУ, 2004.
- Предовский А.А., Мележик В.А.** Вулканизм и седиментогенез докембрия северо-востока Балтийского щита. *Л., Наука*, 185 с., 1987.
- Припачкин В.А.** Новые данные о распределении газов в щелочных породах Хибинского массива. *ДАН СССР*, т.237, № 5, с.1197-1200, 1977.
- Симонов А.П., Губерман Д.М., Яковлев Ю.Н.** Тектоника Кольско-Канинской моноклинали: результаты интерпретации геолого-геофизических данных по зоне перехода "суша-море". *Сейсмологическая модель литосферы Северной Европы: Баренц-регион (ч.1). Апатиты, КНЦ РАН*, с.159-197, 1998.