

УДК 553.98.04 : 551.351(985)

## Потенциальная нефтегазоносность западной части Арктического шельфа России и прогнозные критерии поиска УВ сырья в прибрежной зоне Кольского полуострова

Н.О. Сорохтин<sup>1,2</sup>, Н.Е. Козлов<sup>1,2</sup>, В.Н. Глазнев<sup>3</sup>, И.В. Чикирёв<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Геологический институт КНЦ РАН, Апатиты

<sup>2</sup> Апатитский филиал МГТУ, Апатиты

<sup>3</sup> Геологический факультет Воронежского государственного университета

**Аннотация.** Наряду с уже выявленными и частично разведанными крупными и уникальными месторождениями нефти и газа в пределах западной части Арктического шельфа России выделяются три потенциально богатые углеводородным сырьем и недостаточно исследованные области, которые при обнаружении в них промышленно значимых скоплений могут существенно прирастить нефтегазовый потенциал всего региона. Это северная оконечность Мурманской области в пределах п-ова Рыбачий и в непосредственной близости от областного центра, территория архипелага Земля Франца-Иосифа и Северо-Карский шельф. Сделано предположение, что вопросы обнаружения месторождений УВ в двух первых из перечисленных областей в современных условиях наиболее актуальны. Более детально рассмотрены перспективы нефтегазоносности северо-западной части Кольского полуострова.

**Abstract.** Along with the already identified and partly explored large and unique oil and gas deposits in the western part of the Arctic shelf of Russia there are three potentially rich by hydrocarbon raw material and insufficiently investigated areas which can essentially increase oil-and-gas potential of all region if industrially significant congestion will be discovered there. It is the northern extremity of Murmansk area within the limits of the Peninsula Rybachi and immediate proximity from the regional center, the territory of Franz Josef Land archipelago and the North-Kara shelf. The assumption has been made that questions of detection of hydrocarbons deposits in two first of the listed areas in modern conditions are most actual. Prospects of the oil contents and foulness of north-western part of the Kola Peninsula have been considered in detail.

**Ключевые слова:** геодинамика, эволюция, шельф, Кольский полуостров, потенциальная нефтегазоносность  
**Key words:** geodynamic, evolution, shelf, Kola Peninsula, oil-and-gas content potential

### 1. Состояние проблемы

Определение условий, способов и масштабов генерации и созревания углеводородного сырья, выявление возможных областей их локализации в пространстве и времени является крайне важной проблемой, т.к. позволяет оценить их прогнозные ресурсы и условия извлечения из недр. Тем важнее оказывается задача определения характера геодинамической эволюции региона и увязывания процессов эндогенной и экзогенной активности литосферы с формированием промышленно значимых концентраций не только органического вещества, но и полезных ископаемых в целом. Карско-Баренцевоморский нефтегазоносный бассейн достаточно хорошо изучен геолого-геофизическими методами, однако закономерности пространственно-временного распределения УВ в его пределах и историко-генетические аспекты развития региона остаются на сегодняшний день недостаточно исследованными. Это же еще в большей мере можно отнести к Кольскому полуострову. Вопрос о потенциальной нефтегазоносности его рифейских отложений обсуждается в литературе с 70-х годов прошлого столетия. В этой связи можно вспомнить публикацию В.В. Любцова с соавторами (1979), описавших аномально высокие концентрации углеводородных газов в рифейских отложениях п-овов Рыбачий, Средний и острова Кильдин.

Пиком этих исследований можно, вероятно, считать появление статьи А.П. Симонова с соавторами (1998) с интригующим названием: "Рифейская нефть полуострова Рыбачий: миф или ключ к принципиально новому направлению нефтегазопроисковых работ на шельфе Баренцева моря?". Её авторы на основе геолого-геофизических данных ответили на заданный ими вопрос положительно. Более того, в работе было предложено место заложения параметрической скважины. Однако результаты последующих исследований не подтвердили правомерность подобного оптимизма, и интерес к береговой и прибрежной части Кольского региона был утрачен, тем более, что открытие Штокмановского газоконденсатного месторождения закономерно увело поиски УВ в акваторию Баренцева моря. Авторы настоящей статьи, на протяжении последних пяти лет занимаясь проблемами нефтегазоносности рифейских отложений Кольского полуострова, полагают, что причинами нерезультативности поиска здесь УВ являются, с одной стороны, ошибки в

интерпретации геолого-геофизических данных, и с другой, отсутствие общей концепции пространственно-временного распределения УВ в пределах региона и недостаточная изученность историко-генетические аспектов его развития. В настоящей работе предпринята попытка восполнить этот пробел.

## 2. Обсуждение результатов исследования

Наиболее ранний этап генерации углеводородов в западной части арктического шельфа России, по нашему мнению, связан с накоплением в среднем рифее-венде (1350-620 млн лет) органики в толщах осадков пассивной окраины континента, к которой нами отнесена северная оконечность Русской плиты (рис. 1). Этот достаточно долгий период неизбежно должен был привести к накоплению в основании континента многокилометровых толщ органогенных осадков. Под действием литостатического давления в них могли концентрироваться крупные залежи нефти и газа, подобные тем месторождениям, которые в мезо-кайнозой были сформированы на континентальных склонах Южной Америки и Африки, обрамляющих Атлантический океан. Фрагменты описываемого комплекса, представленного самыми верхними частями разреза, сегодня наблюдаются в зоне сочленения архейско-раннепротерозойского фундамента Восточно-Европейской платформы (ВЕП) и Баренцевоморско-Печорской плитой (БПП). Отсутствие конвергентной границы субдукционного типа и большая (более 20 км) глубина погребения комплексов рифея в этой зоне на первый взгляд сводят на нет их нефтегазоносный потенциал. Однако, как будет показано далее, наложенные процессы каледонского и герцинского этапов тектогенеза могли и, возможно, привели к мобилизации углеводородов данного возраста, их трансформации и вторичной миграции в верхние структурные этажи.

Наиболее мощные этапы приращения нефтегазового потенциала региона связаны с процессами каледонской и герцинской фаз тектогенеза, которые, с одной стороны, привели к формированию крупных и уникальных месторождений в пределах Свальбардской, Печорской, Северо- и Южно-Карской плит, а с другой – вскрыли захороненные нефтегазоносные комплексы предыдущего (рифей-вендского) периода. Известно, что наиболее богатые залежи углеводородов формируются при надвигании островных дуг или активных окраин континентов на пассивные при закрытии разделяющего их океана, при этом образование первично-миграционных залежей происходит как за счет мобилизации рассеянного в осадках органического вещества, так и в результате поступления углеводородов из зоны субдукции. Вектор миграции, при этом, как правило, перпендикулярен оси складчатости, а расстояние может достигать 500-600 км (*Сорохтин, 2007*). Подобный сценарий мог развиваться при закрытии океана Япетус, что в этом случае привело бы к миграции нефти и газа из зоны высоких давлений, к которым относится Каледонская складчатая система, в область тектонической разгрузки (рис. 1).

Разнонаправленность путей миграции, отраженная на рис. 1, свидетельствует о двустадийном закрытии океана, в результате которой сначала Гренландская плита субдуцировала под Свальбардскую, а затем она же стала погружаться под архейские и нижнепротерозойские комплексы Балтийского щита. В это же время произошла активизация и интенсивное развитие Норвежско-Мезенской системы рифтов, что могло уже на данном этапе привести к формированию крупных скоплений газогидратов в ее пределах. Клинообразное развитие рифта (грабен Варангер) в угловом перегибе Каледонид, его активная гидротермальная деятельность и развитый на плечах магматизм свидетельствуют о том, что в нижних частях разреза могли формироваться газогидраты, подобные выявленным на современном континентальном склоне Баренцевоморского шельфа (*Дмитриевский и др., 1997*). Кроме этого, Варангер-Канинская ветвь рифтов вскрывает толщи захороненной ранее пассивной окраины континента и под действием их интенсивного прогрева позволяет углеводородам мигрировать вверх и в стороны по системе осевых и трансформных разломов.

Именно с этим процессом следует, вероятно, связывать повышенный нефтегазовый потенциал п-овов Варангер, Рыбачий и о. Кильдин, т.к. там выявлены сбросо-сдвиговые структуры данного типа. Следует отметить, что горизонтальные амплитуды смещения по ним достигают 100-150 м (иногда 1 км), а вертикальная составляющая около 60 м. Потенциальными ловушками могут служить и соляные диапиры, в избытке развитые в непосредственной близости от побережья Кольского п-ова и маркирующие ось рифта (*Грамберг и др., 1984; Объяснительная..., 1996*). Правильность нашего предположения подтверждается недавним открытием крупного месторождения нефти в 45 км к северу от п-ова Варангер в норвежских территориальных водах.

Анализ типов углеводородного сырья, временных интервалов их накопления и локализации, а также характера проявления нефтегазогенерирующих событий показывает, что в Северном и Норвежском морях перечисленные параметры резко отличны от прилегающих территорий Восточно-Баренцевоморского, Карского и Печорского бассейнов (рис. 2). Обращает на себя внимание то, что месторождения газоконденсатов в юго-западном и западном обрамлении ВЕП и Балтийского щита залегают в более древних осадочных комплексах, тогда как нефтяные в более молодых. В восточных же областях региона наблюдается обратная картина.

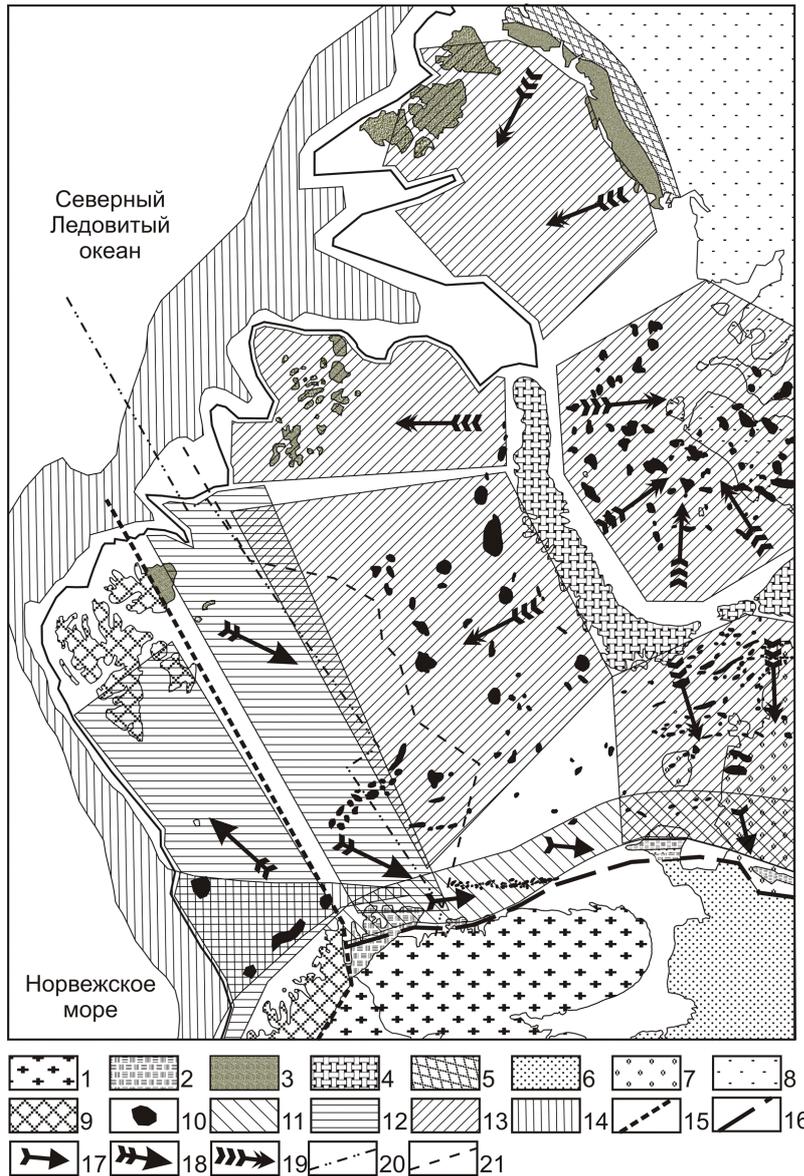


Рис. 1. Схема потенциальной нефтегазоносности Баренцевоморско-Карского шельфа России

- 1 – фундамент Балтийского щита, архей;
- 2 – осадочные комплексы рифея и венда;
- 3 – фундамент Свальбардской и Северо-Карской плит;
- 4 – складчатые образования Урала и Новой Земли Урало-Монгольского пояса;
- 5 – складчатые образования п-ова Таймыр;
- 6 – чехольные комплексы Восточно-Европейской платформы;
- 7 – чехольные комплексы Печорской плиты;
- 8 – чехольные комплексы Западно-Сибирской и Сибирской платформ;
- 9 – складчатые образования каледонид Северо-Атлантического пояса;
- 10 – потенциально нефтегазоносные по геолого-геофизическим данным структуры (в том числе и соленые купола) и выявленные месторождения углеводородов;
- 11 – зона потенциальной нефтегазоносности рифея-венда;
- 12 – потенциально нефтегазоносные площади, связанные с закрытием океана Япетус в раннем ордовике – позднем девоне (505-362 млн лет);

- 13 – потенциально нефтегазоносные площади, связанные с закрытием Палеоуральского океана в раннепермское – раннетриасовое время (290-241 млн лет);
- 14 – зона формирования углеводородов биогенного и газогидратного (абиогенного) типов на пассивной окраине континента в кайнозое (55-0 млн лет);
- 15 – линия ограничения складчатых образований каледонид Северо-Атлантического пояса на шельфе Баренцева моря;
- 16 – краевой шов Тимано-Варангерской системы окраино-континентального типа.

Направление миграции углеводородов:

- 17 – сформированных в рифей-вендское время;
- 18 – сформированных в раннем ордовике – позднем девоне;
- 19 – сформированных в раннепермское – раннетриасовое время;
- 20 – граница арктического сектора России;
- 21 – срединная линия между территориями России и Норвегии.

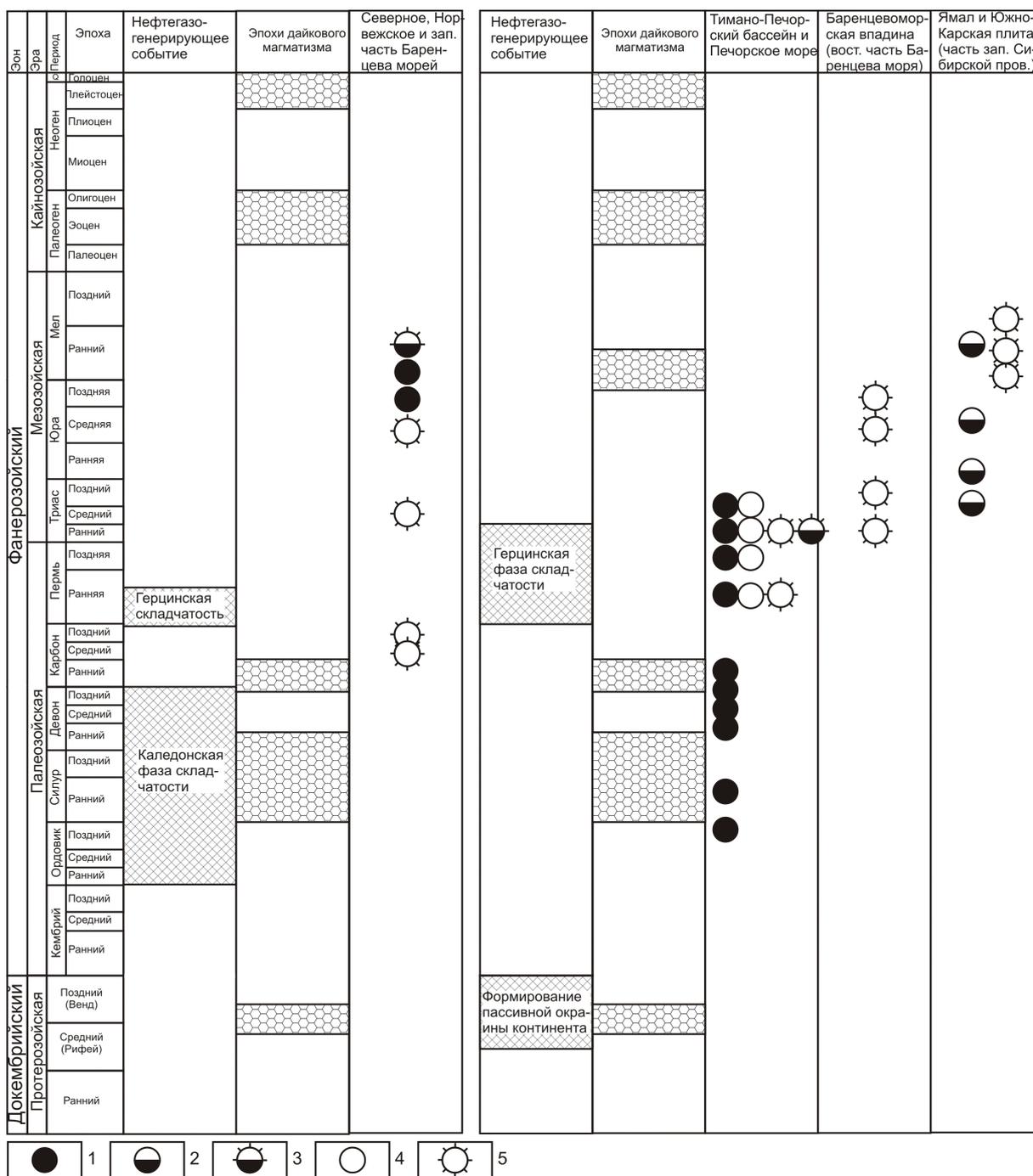


Рис. 2. Нефтегазогенерирующие события и стратиграфические интервалы распределения типов углеводородного сырья в Баренцево-Карском и прилегающих регионах по данным (Шитлов, 1998; 2000) с дополнениями и изменениями.

Месторождения УВ: 1 – нефтяные; 2 – нефтегазовые; 3 – нефтегазоконденсатные; 4 – газовые; 5 – газоконденсатные

По-видимому, эти различия связаны с тем, что каледониды Норвегии и, в частности, нефтегазоносный бассейн Северного моря, сформированный в это же время, претерпел повторную мощную тектоно-термальную активизацию герцинского возраста. При этом нефтяные месторождения, связанные с каледонским этапом развития, не были обнаружены на стадии поисков данного вида сырья, что привело к формированию кажущегося обратного тренда типов месторождений УВ, отличного от соседних нефтегазоносных провинций. Герцинский этап тектоно-термальной активизации Баренцевоморско-Карского региона связан с закрытием Палеоуральского океана и столкновением

Восточно-Европейской и Западно-Сибирской платформ, что привело к формированию сложноструктурированной орогенной системы Урала, Пай-Хоя, Новой Земли и п-ова Таймыр. В результате этого были сформированы Тимано-Печорский, Восточно-Баренцевоморский, Северо-Карский и Южно-Карский (Западно-Сибирский) нефтегазоносные бассейны.

С одной стороны, процессы формирования структурного ансамбля описываемого региона имеют закономерный облик коллизионной зоны сочленения двух литосферных плит, а с другой – отражают условия их эволюции в доколлизийный период (рис. 3). Наблюдается явное различие в структурной организации чехольных комплексов Баренцевоморской, Печорской и Южно-Карской плит, которая была окончательно сформирована в результате их неравномерного тектонического коробления. Восточно-Баренцевоморский регион характеризуется закономерным распределением в пространстве достаточно широких и вытянутых параллельно сутуре герцинид Урала антиклинальных поднятий (Персея и Центрально-Баренцевское), которые отделены от нее Восточно-Баренцевоморской и Святоаннинской синклиналиными впадинами. Нордкапский прогиб был в основном сформирован в результате развития каледонид, а его южная часть является типичным предгорным прогибом. При этом не следует забывать, что поднятие Земли Франца-Иосифа, как, впрочем, и Северной Земли и Шпицбергена, было сформировано не столько благодаря данным процессам, сколько в результате изостатического выравнивания края континента при раскрытии в кайнозое Северного Ледовитого океана. Крупное прогибание фундамента Свальбардской плиты и формирование Восточно-Баренцевоморской впадины, с одной стороны, вызвано развитием предгорного прогиба в автохтонной плите, а с другой – отражает ее неоднородность и присутствие коры океанического типа. Это, по-видимому, и послужило причиной развития столь крупного по своим параметрам прогибания фундамента, т.к. предгорные впадины обычно имеют достаточно узкую и вытянутую форму (рис. 3).

Часто при развитии процессов коробления чехла возникают характерные седловидные образования, которые разделяют их на сегменты. В качестве примера такой структуры можно рассматривать Лудловскую седловину, которая разделяет Восточно-Баренцевоморскую впадину на северный и южный сегменты. Другим примером могут служить поперечные поднятия (Воркутское и Среднепечорское), которые разделяют Предуральский краевой прогиб на сегменты (рис. 3). Их происхождение связано, скорее всего, с изменением углов простираения коллизионной зоны и, как следствие, развития сдвиговых деформаций и структур коробления. Следует отметить тот факт, что перечисленные структуры осложнены развитием системы рифтов, которые усиливают процессы проседания фундамента.

В Тимано-Печорском регионе наблюдается несколько иная картина структурирования нефтегазоконтролирующих комплексов. Асимметричное закрытие Палеоуральского океана, при котором интенсивные процессы тангенциального сжатия мигрировали во времени с юга на север, а также сложная геометрия коллизионной зоны привели к формированию в ее фундаменте предгорного прогиба, Печоро-Колвинского авлакогена и целого ряда синклиналильных и антиклинальных структур, которые позже были осложнены рядом узких и вытянутых в северо-западном направлении антиклинальных валов и надвигов. Эти процессы способствовали миграции нефти и газа из зоны субдукции и их концентрации на границах сформированных структурных комплексов, которые наложились на осадочные образования доколлизийного этапа (рис. 2, 3). По-видимому, эти события привели к насыщению взброшенных и подвергшихся интенсивной складчатости ордовик – силур – девонских осадочных комплексов первично-миграционной нефтью в Варандей-Адзъвинской структурной зоне и Хорейверской впадине. Кроме этого, перечисленные процессы способствовали высвобождению и миграции в верхние структурные этажи

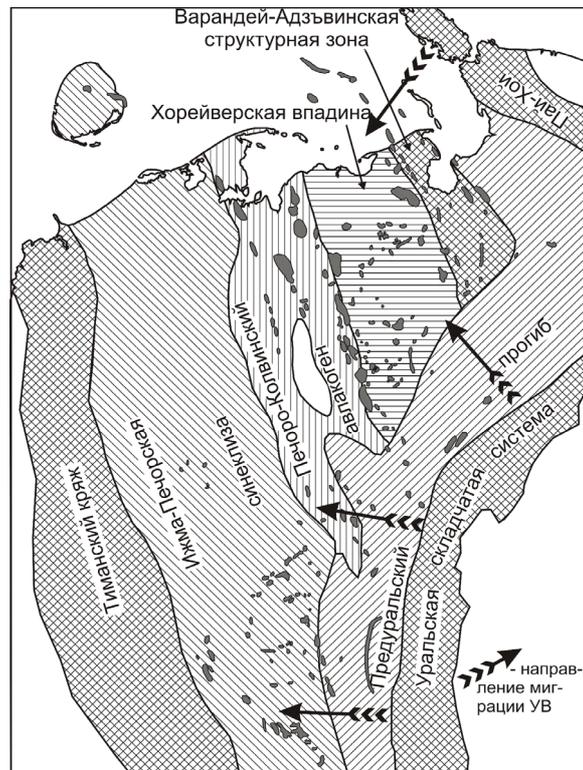


Рис. 3. Тектоническая схема Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Громека и др., 1994; Калантар и др., 1982)

захороненных УВ из окраинно-континентальных образований рифейского этапа развития в Ижма-Печорской синеклизе.

Южно-Карский регион представляет собой автохтон надвинутой на Баренцевоморскую плиту и, по сути, является северо-западным продолжением Западно-Сибирской плиты. В результате этого в тылу зоны коллизии была сформирована эшелонированная система вытянутых узких антиклиналей (мегавалов), простирание которых отражает ее геометрию. На рис. 1 и 3 показаны направления миграции нефти, которая была сформирована на рифейском, каледонском и герцинском этапах тектогенеза. Там же отмечены и площади, в пределах которых осадочные образования чехла могут быть в той или иной степени насыщены УВ (рис. 1). При этом скрещивание осей векторов миграции должно приводить к максимальному обогащению осадочных комплексов скоплениями нефти и газа, а их расхождение к появлению секторов обеднения углеводородами.

Геолого-структурный анализ исследуемого региона (рис. 1, 3) показывает, что нефтегазовый потенциал чехольных комплексов Южно- и Северо-Карской плит должен быть существенно большим, нежели акватория Баренцевоморского шельфа. Столь же богатыми являются северная и северо-восточная части Тимано-Печорской плиты и, особенно, Печоро-Колвинский авлакоген и Хорейверская впадина. В большинстве случаев структурными ограничителями и концентраторами на пути миграции нефти служат узкие линейные антиклинали (мегавалы), вдоль которых шел их сброс и формирование крупных скоплений УВ. В отношении Тимано-Печорской плиты, характерным является факт существенного обеднения северной части Ижма-Печорской синеклизы месторождениями нефти и газа. По-видимому, это связано с тем, что пути их миграции были ограничены Печоро-Кожвинским и Шапкина-Юрьяхинским мегавалами, которые расположены на границе означенной синеклизы, и Печоро-Колвинским авлакогеном. В южной части Ижма-Печорской синеклизы за счет территориальной сближенности Уральской складчатой системы и Тиманского кряжа в толще осадочного чехла могло произойти совмещение в пространстве углеводородных комплексов рифейского и герцинского этапов.

Процессы концентрации УВ в осадочном чехле литосферных плит предполагают их возрастную корреляцию с генерирующими событиями. В нашем случае таковыми являются процессы окраинно-континентального осадконакопления в рифее и две фазы тектогенеза: каледонская и герцинская (рис. 2). Географическое разделение территорий проявления каледонского и герцинского этапов складчатости в описываемом регионе, по-видимому, привели к формированию независимых нефтегазоносных бассейнов, процессы формирования концентраций УВ в которых протекали по-разному.

Как уже было отмечено, характер состава и возрастных интервалов локализации нефтяных и газоконденсатных месторождений Северного и Норвежского морей отличны от аналогичных комплексов Баренцево-Карского региона и в данной статье не рассматривается. В пределах Тимано-Печорского, Восточно-Баренцевоморского и Ямал – Южно-Карского бассейнов нефтематеринскими для первично и вторично миграционной нефти и газа являются не только разновозрастные событиям тектогенеза, но и более древние или молодые структурно-вещественные комплексы осадочного чехла (рис. 2). Обращает на себя внимание тот факт, что развитые в пределах Тимано-Печорского бассейна скопления УВ закономерно распределены во времени и пространстве. Так, в осадочных комплексах ордовика, силура и девона сконцентрированы нефтяные залежи, тогда как в перми-триасе – нефтяные, газовые и газоконденсатные. В пределах Восточно-Баренцевоморской впадины нефтяные месторождения не выявлены, а газоконденсатные сконцентрированы в верхнепермских-верхнеюрских отложениях. Ямал – Южно-Карский регион характеризуется еще более молодым возрастом локализации нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, которые сопряжены с среднетриасовыми-нижнемеловыми комплексами (рис. 2). Столь явно выраженный в пространстве и времени тренд изменчивости состава, типов и зон локализации УВ, по-видимому, имеет двоякую природу. С одной стороны, на его возникновение оказывали влияние структурообразующие геодинамические процессы, а с другой – вызванное ими же полистадийное проявление магматизма как в самой зоне коллизии, так и за ее пределами.

Распределение в пространстве нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей Тимано-Печорского бассейна показывает, что последние чаще всего приурочены к Предуральскому прогибу и областям проявления синорогенного магматизма герцинского этапа. Наиболее характерным примером такого рода может служить крупное Вуктыльское месторождение. Скорее всего, природа возникновения большинства газоконденсатных скоплений этого региона тесно связана с синколлизийным магматизмом и может быть отнесена к вторичным образованиям. В результате внедрения крупных магматических тел в богатые УВ нефтематеринские комплексы происходил повторный термолиз и возгонка нефтегазовых скоплений, приведшая к их разделению на преимущественно газоконденсатную и битумную составляющие. Следует отметить, что скопления природных битумов многочисленны и практически повсеместно проявлены в пределах основных структур Тимано-Печорского бассейна. На это указывают и данные по геотектоническому анализу условий локализации УВ. Так, основная часть нефтяных

залежей в ордовик – нижнедевонских комплексах в основном тяготеет к областям активных и умеренных прогибаний фундамента, а в позднедевонский – раннекаменноугольный период к поднятиям. В нефтегазовых и газоконденсатных комплексах наблюдается обратная картина (Дмитриевская и др., 1999).

Из этого может следовать, что в доколлизийный период происходила нормальная дифференциация УВ, которые разделялись по плотности, удельному весу и миграционным свойствам, тогда как в процессе развития коллизии этот тренд поменялся на обратный. Такого рода смена трендов миграции УВ на рубеже девона и карбона может указывать на начало проявления процессов тектогенеза герцинского этапа развития, которые привели к нарушению нормальной последовательности дифференциации, переработке части первично-миграционных УВ и формированию вторичных газоконденсатных залежей, а также к усложнению нефтегазоконтролирующей структурной организации (складчатости) осадочных комплексов Тимано-Печорского бассейна.

В результате этих событий сложилась закономерная картина распределения во времени УВ (рис. 2), при которой наиболее древними являются нефтяные и нефтегазовые залежи, а более молодыми – газовые и газоконденсатные. При этом месторождения нефти в ордовик – нижнедевонских отложениях Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской складчатой зоны отражают максимальную степень проявления складчатости и метаморфизма. Возможно, именно поэтому развитые здесь нефти характеризуются максимальной дегазированнойностью и повышенной плотностью (Громека и др., 1994). Среднедевонско – нижнекаменноугольные отложения Ижма-Печорской синеклизы, по нашему мнению, обогащены двумя различными по возрасту формирования УВ комплексами. Ведь именно в этой области, и особенно в ее юго-западной части, произошло смещение рифейских и герцинских преимущественно нефтяных залежей, которые мигрировали в девон-карбонные отложения в результате проявления более поздних процессов. Наиболее ярким примером нефтегазоносности рифейского этапа развития является Ярегское месторождение, которое сегодня залегает в комплексах девонского возраста.

Раннепермский – позднепермский период в исследуемом регионе характеризуется наибольшим разнообразием типов УВ, что, несомненно, отражает характер и степень проявления наложенных тектоно-термальных процессов в Тимано-Печорском бассейне. Показательно то, что миграция УВ во времени здесь продолжалась и в более поздние эпохи, что привело к образованию нефтематеринских пород вплоть до позднепермского времени, т.е., по крайней мере, еще около 20 млн лет после отмирания основной фазы тектоно-магматической активности орогена (рис. 2). Это является признаком инертности процессов, ставших причиной формирования месторождений данного типа, а также подвижностью самих УВ в условиях существования определенных параметров полей напряжения. Следует отметить, что в соседних областях нефтеконтролирующие структурно-вещественные комплексы имеют еще более молодой возраст и в Восточно-Баренцевоморском бассейне ограничены верхнеюрскими образованиями, а в Южно-Карской и северной части Западно-Сибирской провинции – верхнепермскими комплексами (рис. 2). Столь значимое смещение во времени и локализация в пространстве процессов нефтегазообразования, с одной стороны, указывает на возможную принадлежность этих регионов к разным нефтегазовым бассейнам (областям, провинциям), а с другой – на долговременность проявления постколлизийных тектоно-термальных событий и постепенной релаксации напряженного состояния сформированной геодинамической системы.

Наряду с влиянием структурообразующих коллизийных событий и вызванных ими же полистадийных проявлений магматизма, на процессы формирования месторождений тех или иных видов УВ, по мнению авторов настоящей статьи, существенное влияние оказала степенная функция возникающих в литосферной плите полей напряжений. Другими словами, если изучаемый регион характеризуется наличием более высоких параметров полей напряжения, нежели в соседних с ним областях, то в нем процессы миграции будут протекать дольше. При этом максимальная степень проявления такого рода процессов могла приводить к дегазации месторождений нефти, что в принципе и наблюдается в Тимано-Печорском бассейне, фундамент которого оказался зажатым между Русской и Западно-Сибирской литосферными плитами. В целом изучение вопросов пространственного распределения полей напряжений очень важно для обоснования нефтегазового потенциала территорий, однако в настоящее время исследования в данном направлении практически не ведутся, что не позволяет нам оперировать физическими параметрами состояния среды, а заставляет ограничиваться лишь предположениями и знанием общих закономерностей физики проявления процессов миграции УВ.

Рассмотрение условий формирования осадочно-вулканогенных комплексов чехла Баренцевоморско-Карского региона с данной точки зрения позволяет нам с высокой степенью достоверности предположить, что поле напряжения Восточной части Баренцевоморской (Свальбардской) плиты характеризовалось в постгерцинское время меньшими значениями, нежели в Северо-Карском и Южно-Карском регионах. Связано это, прежде всего, с геометрическими особенностями очертаний коллизийного шва, маркирующего зону столкновения литосферных плит. На рис. 1 видно, что в

тыловой части Новоземельского и Таймырского сегментов коллизионной зоны наблюдается скрещивание векторов максимального проявления структурообразующих процессов, а в Восточно-Баренцевоморском регионе, наоборот, их расхождение. Таким образом, исходя из означенных выше закономерностей, в Северо-Карском, Южно-Карском регионах и на п-ове Ямал нефтегазовый потенциал месторождений будет существенно выше, нежели в восточно-Баренцевоморском бассейне, а возраст самих месторождений моложе (рис. 2).

Здесь следует оговориться, что степень коллизионного воздействия на чехольные комплексы в Южно-Карском регионе и на п-ове Ямал, по-видимому, не привела к масштабной дегазации первично миграционных нефтей, и они представлены нефтегазовыми образованиями, в отличие от аналогичных месторождений Тимано-Печорского бассейна. В этой же связи следует рассматривать и эпохи проявления син- и постколлизионного магматизма, с которыми часто сопряжены вторично-миграционные скопления газоконденсатов (Шутилов, 1998).

Как было показано выше, обнаруженные в пределах Восточно-Баренцевоморской впадины месторождения относятся, скорее всего, к вторично-миграционным образованиям, которые были сформированы в результате внедрения даек и силлов основного состава в насыщенные первично-миграционными скоплениями нефти слои осадков в син- и постколлизионный этап развития региона. Это неизбежно должно было привести к процессам их термического разделения на битумную, газовую и газоконденсатную составляющие и внедрению последних в верхние, более молодые структурные этажи. По нашему мнению, наиболее вероятными нефтематеринскими комплексами для первично-миграционных УВ являются верхнедевонско-нижнепермские отложения. По данным *Б.А. Клубова и Е.А. Кораго* (1990), которые проводили оценку перспектив этого возрастного интервала вдоль западного побережья Новой Земли, в нем обнаруживаются многочисленные проявления высоковязкой нефти и твердых битумов. Об этом же свидетельствуют и данные *Ю.Ф. Федоровского* (2007) по разрезам нижне-среднедевонских, верхнефранко-фаменских, турнейских и визейских отложений на островах архипелагов Новая Земля, Земля Франца-Иосифа и Шпицберген.

В пределах Адмиралтейского поднятия нефтематеринскими считаются нижне-среднепалеозойские комплексы. Очень интересными в этой связи являются данные по жидким и твердым битумам Земли Франца-Иосифа, которые повсеместно ассоциируют с дайковым комплексом долеритов и долерито-базальтов, прорывающих отложения триаса и юры (*Клубов и др.*, 1998; *Безруков*, 1997). Наличие битумопроявлений такого рода свидетельствует о нефтеносности залегающих ниже слоев, тем более что в них имеются признаки вторично миграционных процессов. Однако при бурении трех глубоких опорно-параметрических скважин в разных местах архипелага не были обнаружены уровни потенциально нефтеносных комплексов, а содержание в них битумов и нефти оказалось незначительным (*Преображенская и др.*, 1985).

С одной стороны, столь противоречивые данные были получены в результате закономерного проявления геодинамических событий, которые привели к практически полной дегазации триас-юрских осадочных комплексов и деградации их нефтегазового потенциала в окраинно-континентальных областях. С другой стороны, пробуренные параметрические скважины не достигли уровней залегания девон-нижнепермских потенциально нефтеносных осадков. Процесс деградации УВ потенциала прежде всего связан с раскрытием Северного Ледовитого океана в кайнозое, что привело к изостатическому поднятию и выведению на дневную поверхность краевых частей континентального шельфа. Эрозия поверхности привела к разрушению флюидоупоров нефтегазоносных триас-юрских осадочных комплексов и их дегазации.

Таким образом, имеющиеся многочисленные косвенные данные свидетельствуют о повсеместной нефтеносности девон-раннепермского возрастного интервала осадочных комплексов Восточно-Баренцевоморской впадины, а их потенциал может оказаться поистине гигантским. Если это заключение справедливо, то в приведенной на рис. 2 схеме возрастного распределения типов месторождений УВ в пределах Восточно-Баренцевоморской впадины появится недостающее звено, представленное проявлениями преимущественно нефтяного состава, что подтвердит схожесть выявленного в соседних с данным регионом областях тренда.

Развитие процессов раскола литосферных плит некогда единого суперконтинента Пангея и раскрытие северного сегмента Атлантического и Северного Ледовитого океанов в кайнозое (около 55 млн лет назад) привели к образованию еще одного типа УВ в описываемом регионе, который представлен специфическими и малоизученными на сегодняшний день соединениями газа и воды. Эпоха формирования газогидратов в пределах названных бассейнов продолжается и на современном этапе и, по данным *А.Н. Дмитриевского с соавторами* (1997), охватывает практически всю их акваторию. При этом наиболее перспективными в плане формирования экономически значимых объемов газогидратов являются участки сочленения арктического шельфа с материковым склоном. Крупное скопление

газогидратов такого типа обнаружено в последние годы к юго-западу от архипелага Шпицберген, в районе о. Медвежий. Кроме этого, по современным данным, устойчивые соединения газа с водой способны формироваться и в толще осадочного чехла внутренних областей шельфовых морей. Примером этого может служить находка газогидратов в пробуренной скважине на Адмиралтейском поднятии к западу от о. Новая Земля (Семенович, Назарук, 1992). Следовательно, перспективными на обнаружение крупных скоплений газогидратов могут быть активные тектонические зоны сочленения не только континента и океана, но и внутренних областей последних при определенных условиях. К таким областям может быть отнесена северо-западная часть Норвежско-Мезенской системы рифтов, а также зона сочленения участков субокеанской и континентальной коры в пределах Баренцевоморской плиты. Все эти зоны отличаются повышенными тепловыми потоками, которые указывают на возможность конвекции воды в толще осадков (Левашкевич, 2005).

Представляется важным и то, что эволюция нефтегазоносных бассейнов в пределах прибрежных зон и шельфовых морей северной части России в позднемезозойскую и кайнозойскую эры протекала, как и сегодня, в высокоширотных и арктических условиях, относимых к криозоне. В целом вопросы образования, насыщения и миграции нефти и газа в осадочных комплексах материковых водонасыщенных низменностей, а также континентального шельфа и материкового склона, в подобных климатических условиях изучены недостаточно. Однако можно предположить, что переохлаждение приповерхностных слоев осадочного чехла, с одной стороны, оказывает экранирующее воздействие и служит флюидоупором для скоплений органических УВ, а с другой – препятствует их дегазации и приводит к возникновению устойчивых соединений воды и abiогенного газа.

Современные данные (Шкатов и др., 2001) показывают, что в определенных условиях формирование скоплений УВ abiогенного типа в пределах континентального склона Арктического бассейна часто сопровождается процессами миграции органических УВ из толщи нефтегазоносных комплексов осадочного чехла континентального шельфа. Так, в желобе Франц-Виктория к северо-западу от архипелага Земля Франца-Иосифа, который является сформированным в позднепермское-раннетриасовое время рифтом, в опущенных блоках наблюдаются процессы накопления первично-миграционных битумов в нижних частях донных осадков. Исследование проб показало содержание в них метана, пропана и других газов, а также битумов в виде асфальтенов и мальт, что, по-видимому, связано с процессами перемещения УВ из области повышенных давлений (толща осадочного чехла шельфа) в область тектонической тени (континентальный склон). Эти процессы, скорее всего, увеличивают нефтегазовый потенциал описываемой зоны и могут приводить к формированию промышленно значимых скоплений.

Наряду с уже выявленными и частично разведанными крупными и уникальными месторождениями нефти и газа в пределах Баренцево-Северо-Карской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинций, можно выделить, по крайней мере, три потенциально богатые углеводородным сырьем и недостаточно исследованные области, которые при обнаружении в них промышленно значимых скоплений могут существенно прирастить нефтегазовый потенциал всего региона. Первая из них находится на северной оконечности Мурманской области в пределах п-ова Рыбачий и в непосредственной близости от областного центра. Она приурочена к осадочным образованиям рифейского возраста, относящимся к пассивной окраине континента того времени. Как было показано выше, Тимано-Варангерская зона сочленения литосферных плит может обладать самостоятельным и, скорее всего, весьма значимым углеводородным потенциалом, а близость к инфраструктуре крупного промышленного центра может существенно снизить затраты на проведение детальных поисков и бурения скважин в пределах этого участка.

Второй перспективной площадью может являться территория архипелага Земля Франца-Иосифа, которая характеризуется глубоким (5-6 км) залеганием богатых нефтематеринских слоев осадочного чехла Баренцевоморского шельфа позднедевонско-раннепермского возраста. Несмотря на удаленность от континентального побережья, их вскрытие не сопряжено с глубоководным бурением, осуществляемым со специализированных платформ, что может быть существенно в сложившихся экономических условиях.

Третьей перспективной в плане обнаружения крупных и, возможно, уникальных месторождений нефти и газа областей является Северо-Карский шельф. Проведенный геодинамический анализ показал, что данная территория может по запасам оказаться сопоставимой с Южно-Карским и Ямальским сегментом Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Однако этот регион не только существенно удален от промышленных центров, но и характеризуется очень сложными ледовыми условиями. По-видимому, время его освоения отодвинется на достаточно длительный срок, до тех пор, пока не будут освоены технологии подводного бурения и эксплуатации месторождений нефти и газа непосредственно на морском дне.

Наряду с вопросами экономической целесообразности, в поиске и добыче УВ сырья в пределах европейской части Арктического шельфа России присутствует и политический аспект, связанный с

посягательствами ряда государств на потенциально богатые, юридически спорные пограничные территории. В связи с этим вопросы обнаружения месторождений УВ в западной и северной части российской Арктики, к которым относятся территории Кольского региона, архипелага Земля Франца-Иосифа и их прибрежных зон, становятся наиболее актуальными в сложившихся условиях.

Поскольку в пределах первой из перечисленных выше областей авторы настоящей работы проводили более детальные исследования, целесообразно остановиться на обосновании ее потенциальной нефтегазоносности более подробно.

В пределах исследуемого региона по совокупности вещественных признаков, интенсивности деформаций и степени постседиментационных преобразований пород выделяется две структурно-формационные зоны: кильдинская и рыбачинская.

Кильдинская структурно-формационная зона включает территорию п-ва Среднего и мыса Мотки (п-ов Рыбачий). Здесь распространены отложения кильдинской и волоковой серий, которые формировались в условиях перикратонного опускания северо-восточного края Восточно-Европейской платформы в позднепротерозойское время (рис. 4). Кильдинская серия имеет достаточно надежно доказанный позднерифейский возраст. Цифры 1059-762 млн лет получены калий-аргоновым методом по глаукониту из песчаников, залегающих в нижней части серии (Беккер и др., 1970). Кроме того, по комплексу микрофоссилий Н.С. Михайлова определяет также позднерифейский возраст для отложений кильдинской серии (Любцов и др., 1989). По комплексу микрофоссилий, акритарх и цианобактерий, собранных из пород кильдинской серии, И. Самюэльсон (Samuelsson, 1993) датирует возраст кильдинской серии как позднерифейский.

Менее определен возраст волоковой серии. Исходя из её залегания непосредственно выше кильдинской серии и по аналогии с опорными разрезами верхнего докембрия смежных районов, Б.М. Келлер с Б.С. Соколовым (1960) и Ю.Р. Беккер (1988) предполагают её вендский возраст. Правомерность такого предположения подтверждается размывом и крупным несогласием на границе волоковой и кильдинской серий. В.В. Любцов и др. (1989) показали, что для волоковой серии, так же как и кильдинской, характерен комплекс микрофоссилий позднерифейского возраста. Радиометрические данные свидетельствуют о возможном вендском возрасте пород волоковой серии. И.М. Горохов и др. (Gorokhov и др., 1993) по рубидий-стронцевым соотношениям определяют цифру 620 млн лет для пелитов из верхней части разреза серии, которая отвечает времени их раннего диагенеза пород. Таким образом, возраст волоковой серии следует принять как позднерифейско-вендский.

Степень преобразования отложений кильдинской и волоковой серий соответствует стадии глубинного катагенеза, о чем свидетельствуют развитие регенерационного кварцевого цемента, а также инкорпорационных и микростилолитовых структур. Отложения кильдинской и волоковой серий простираются в близширотном направлении и залегают субгоризонтально. Углы наклона пород не превышают 10-15°. Наблюдается несколько разломов близмеридионального простирания, имеющих характер левых сдвигов с амплитудой перемещения не превышающей первые сотни метров.

Магматические проявления в пределах кильдинской структурно-формационной зоны в целом не характерны. Лишь отдельные дайки долеритов, прорывающие породы кильдинской и волоковой серий, были описаны А.А. Полкановым (1934), Ю.Р. Беккером и др. (1970), В.В. Любцовым и др. (1989). Формирование субвулканических тел основного состава (так же как и на п-ве Рыбачьем) следует связывать с байкальским орогенезом, что подтверждается их вендским (584 млн лет) возрастом, определенным К-Аг методом (Беккер, 1988).

Стратиграфическое положение осадочных пород рыбачинской структурно-формационной зоны, включающей территорию п-ва Рыбачий, является дискуссионным. Они так же, как и отложения волоковой серии верхнего рифея-венда(?), контактируют непосредственно с породами кильдинской серии верхнего рифея, причем зона контакта прослеживается на мысе Мотка п-ова Рыбачий на протяжении нескольких километров. Одни исследователи считают её тектонической и рассматривают как зону надвига, который является юго-восточным продолжением надвиговой зоны Тролльфиорд-Комагельва полуострова Варангер в Норвегии. Другие усматривают в ней стратиграфическое взаимоотношение кильдинской серии с отложениями п-ова Рыбачий и считают, что происходит наращивание разреза отложений кильдинской серии породами рыбачинской ассоциации.

В зависимости от принятия той или иной точки зрения, возраст комплекса п-ова Рыбачий определяется либо как среднерифейско-позднерифейский(?) (Келлер и др., 1963; Коноплева, 1974; Чумаков, 1978; Беккер, 1988), либо как позднерифейско-вендский (Люткевич, Харитонов, 1958; Негруца, 1971; Сергеева, 1973).

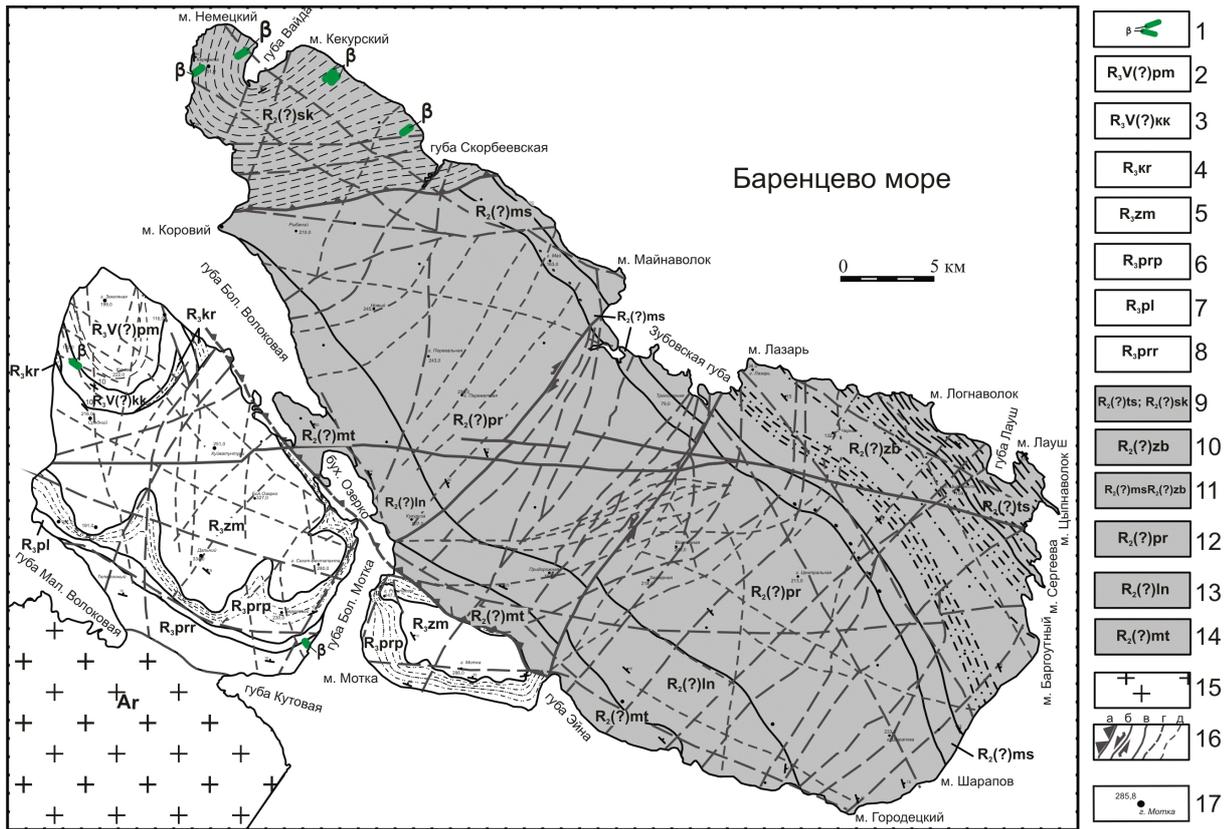


Рис. 4.

- 1 – дайки долеритов;
- 2-8 – **верхний рифей (венд?):**
- 2,3 – **Волоковая серия:**
- 2 – Пуманская свита – переслаивание желтовато-серых аркозовых псаммитов, алевролитов и темноцветных пелитов;
- 3 – Кузяканская свита – желтовато-серые полимиктовые конглобрекции с обломками фосфоритов, аркозовые гравелиты и псаммиты с маломощными прослоями темноцветных алевролитов и пелитов;
- 4-8 – **Кильдинская серия:**
- 4 – Каруярвинская свита – переслаивание пестроцветноокрашенных аркозовых и олигомиктовых псаммитов, алевролитов и доломитов;
- 5 – Землепахтинская свита – желтовато-серые аркозовые псаммиты с маломощными прослоями алевролитов и пелитов с линзами фосфоритсодержащих пород;
- 6 – Поропелонская свита – переслаивание серозеленых аркозовых псаммитов и темноцветных алевролитов;
- 7 – Палвинская свита – переслаивание разноцветных кварцевых, олигомиктовых и аркозовых псаммитов, алевролитов, пелитов и доломитов;
- 8 – Пряярвинская свита – переслаивание серозеленых и кварцевых, олигомиктовых и аркозовых псаммитов, темноцветных алевролитов и пелитов;

- 9-14 – **средний рифей:**
- 9-11 – **Баргоутная серия:**
- 9 – Цыльнаволоцкая и Скарбеевская свиты – переслаивание аргиллитов и алевролитов с линзами карбонатных пород;
- 10 – Зубовская свита – переслаивание сероцветных полимиктовых псаммитов, алевролитов, пелитов;
- 11 – Майская свита – переслаивание сероцветных кварцевых и полимиктовых конгломератов с полимиктовыми псаммитами;
- 12-14 – **Эйновская серия:**
- 12 – Перевальная свита – толща сероцветных полимиктовых псаммитов и гравелитов с редкими прослоями полимиктовых конгломератов, алевролитов и пелитов;
- 13 – Лонская свита – переслаивание сероцветных полимиктовых конгломератов, гравелитов, псаммитов с редкими прослоями алевролитов и пелитов;
- 14 – Мотовская свита – сероцветные полимиктовые конглобрекции и гравелиты с прослоями полимиктовых псаммитов с редкими прослоями и линзами алевролитов и пелитов;
- 15 – нерасчлененный комплекс тоналит-гранодиоритов неорархей;
- 16 – тектонические нарушения:
- а-в – разрывные нарушения первого ранга:
- а – надрывы и всбросо-сдвиги,
- б – сдвиги,
- в – разломы с неясной кинематикой,
- г – разрывные нарушения второго ранга;
- д – разломы третьего ранга;
- 17 – высотные отметки и их названия.

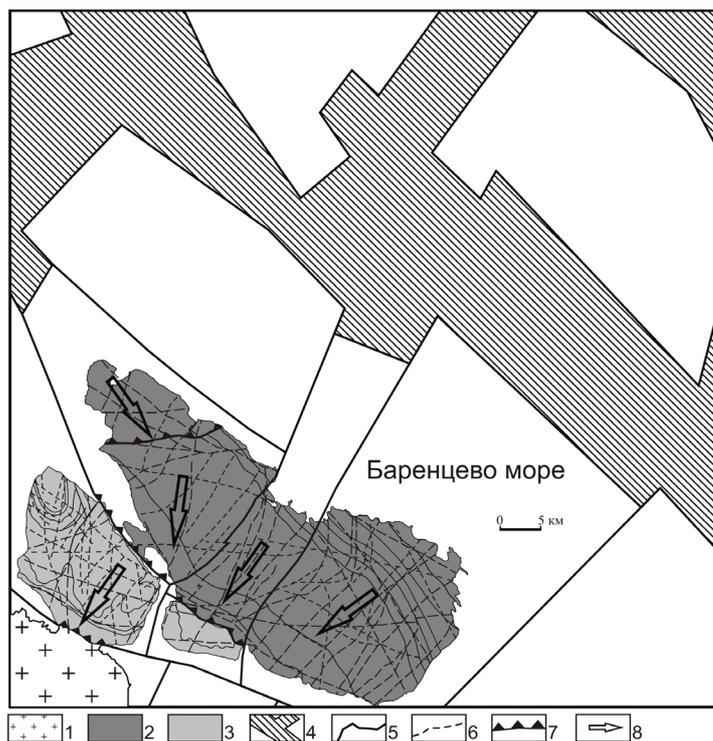


Рис. 5. Кинематическая схема блокового строения прибрежной зоны северо-восточной оконечности Балтийского щита.

- 1 – нерасчлененный комплекс тоналит-трондьемитов неoarхей;
- 2 – отложения среднего рифея;
- 3 – отложения верхнего рифея и, возможно, венда;
- 4 – структуры проседания фундамента Балтийского щита в зоне развития Норвежско-Мезенского рифта;
- 5 – границы блоков;
- 6 – разрывные нарушения;
- 7 – всбросы, всбросо-надвиги и надвиги;
- 8 – направления смещения блоков коры.

Следует отметить, что большинство исследователей, исходя из надвигового характера границы, предполагают среднерифейско-позднерифейский(?) возраст осадочных пород рыбачинской структурно-формационной зоны. Данное предположение подтверждается и тем, что сланцы скарбеевской и цыпнаволоцкой свит, венчающих разрез п-ова Рыбачий, по литолого-геохимическим данным хорошо коррелируются с породами формации Конгсфиорд (Коноплева, 1977), залегающих в основании всего спарагмитового комплекса Северной Норвегии. Среднерифейский возраст для последних считается наиболее вероятным (Siedlecka, Roberts, 1992). Степень преобразования осадочных пород п-ва Рыбачий соответствует стадии метатенеза, о чем свидетельствует локальное развитие метаморфических минералов: серицита, хлорита и эпидота.

Отложения п-ова Рыбачий простираются в северо-западном направлении (290-310°) и падают на северо-восток под углами 15-35°. Толщи слабо дислоцированы в складки шириной от 400 до 700 м. В замках антиклиналей наблюдаются следы перемещения одних слоев относительно других и растяжение слоев, приводящее к образованию многочисленных трещин излома. Последние иногда выполнены жилками белого кварца. Отчетливо наблюдается асимметрия складок с наклоном осевых плоскостей к юго-западу.

Следует особо отметить описанные Т.П. Вронко явления мелких надвигов по северному берегу губы Эйна, в южной части полуострова Рыбачий (Люткевич, Харитонов, 1958). Однако помимо малоамплитудных имеются и более крупные надвиги. Так, в северо-западной части п-ова наблюдается аллохтонное налегание сланцев скарбеевской свиты на отложения лонской и перевальной свит. Амплитуда перемещения по надвигу, по-видимому, достигает нескольких километров. Черносланцевый комплекс скарбеевской свиты испытал несколько этапов деформации, о чем может свидетельствовать существование складок разной ориентировки и масштаба. Залегание пород п-ва Рыбачий также осложняется системой левосторонних сдвигов, амплитуда смещения по которым может достигать от сотни метров до первых километров. Детальные геолого-геофизические исследования описываемого региона, разномасштабное дешифрирование аэро-, космоснимков и детальных карт поверхности дна прилегающей к полуострову акватории Баренцева моря позволили построить схему блокового строения северо-восточной оконечности Балтийского щита (рис. 5).

Анализ полученных данных показывает закономерное пространственное соподчинение структур проседания в пределах развития грабена Варангер к северу от Кольского п-ова и развития структурных элементов клавишного типа на п-ове Рыбачий. Анализ структур Варангера показывает, что центральная часть п-ова Рыбачий является структурой проседания, ограниченной крупноамплитудными сдвигами трансформного типа. Горизонтальные амплитуды смещения по ним достигают 100-150 м, а вертикальная составляющая около 60 м. К северу степень проседания центральной зоны п-ова увеличивается.

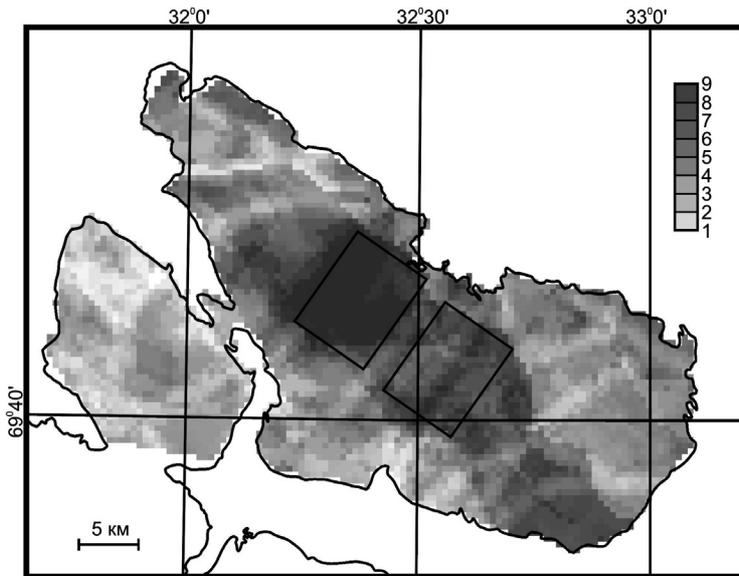


Рис. 6. Пример вычисления комплексного признака с равновесной весовой функции для полуостровов Средний и Рыбачий (Кольский полуостров).

Чем выше значение комплексного признака, тем выше потенциал территории.

Магматические проявления на п-ове Рыбачьем достаточно редки. Наиболее распространены дайки долеритов северо-восточного простирания в северо-западной части полуострова (рис. 4). Они обычно прослеживаются на 100-150 м при мощности 3-5 м. Возраст проявления магматизма и деформаций пород п-ва Рыбачий следует связывать с байкальским и каледонским орогенезом, что подтверждается и палеомагнитными данными (*Torsvik et al.*, 1993).

В результате проведения комплексного анализа геолого-геофизических данных с использованием программного модуля ArcGIS Spatial Analyst в пределах северной оконечности Кольского полуострова на территории п-ова Рыбачий нами были выделены две перспективные на поиски месторождений углеводородов площади (рис. 6). Процедура моделирования сводилась к задаче классификации в некотором весовом пространстве определенных признаков, главными из которых являются аномалии и зоны градиентов гравитационного поля, региональные и локальные аномалии магнитного поля, аномалии газовой съёмки по метану, аномалии суммарной интенсивности гамма-фона, поверхностное геологическое строение территории, тектоника и структурные особенности изучаемой территории, а также суммарная мощность рифейского осадочного чехла. Принципиально важным моментом в таком моделировании является выбор системы нормированных весовых функций, которые обеспечивают оптимальность классификации территории по некоторому априорному правилу для набора признаков.

В результате проведенных исследований достаточно уверенно просматривается сопряжение выделенных площадей с развитым в центральной части п-ова Рыбачий срединным поперечным грабеном, который был сформирован на стадии активного развития Норвежско-Мезенской системы рифтов в прибрежной акватории Баренцева моря. Этот грабен по значениям комплексного параметра в целом характеризуется как область благоприятного сочетания признаков для поисков залежей углеводородов. В процессе моделирования рассматривалась также и степень изменения комплексного признака при вариациях нормированных весовых функций в некоторых разумных пределах. При этом исследовались наиболее устойчивые черты пространственного поведения комплексного признака и было просчитано более 50 моделей его распределения.

Проведенные исследования показали, что одну из основных ролей в формировании современного геологического облика территории играют тектонические процессы, обеспечившие сложное сочетание сдвиговой и, частично, надвиговой тектоники при совмещении комплексов пород п-ова Средний и Рыбачий. Анализ региональных сейсмических материалов МОВ-ОТГ позволяет предполагать, что в пределах участков суммарная мощность рифейского осадочного чехла составляет 3.5-4.5 км, причем в нижних его горизонтах возможно обнаружение кильдинского комплекса. Породы этого комплекса по своим геохимическим характеристикам благоприятны для накопления углеводородов.

### 3. Выводы

1. Геодинамический анализ позволил выделить этапы формирования нефтегазового потенциала, а также перспективные на поиски этого вида сырья площади в районах западной части Арктического шельфа России. Установлено, что нефтегазовый потенциал региона был сформирован в результате проявления четырех этапов приращения и преобразования континентальной литосферы, каждый из

которых не только изменил облик окраинных и внутренних областей описываемого региона за счет последовательного приращения континентальной коры и наращивания ее осадочного чехла, но и привел к закономерному распределению в пространстве и времени крупных и уникальных скоплений различных типов УВ сырья.

2. Наряду с уже выявленными и частично разведанными крупными и уникальными месторождениями нефти и газа в пределах Баренцево-Северо-Карской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинций, выделено, по крайней мере, три потенциально богатые углеводородным сырьем и недостаточно исследованные области, которые при обнаружении в них промышленно значимых скоплений могут существенно прирастить нефтегазовый потенциал всего региона.

3. Исследованием комплексного показателя набора геолого-геофизических признаков обоснованы перспективные на поиски углеводородов площади в пределах п-ова Рыбачий (Кольский полуостров).

В заключение следует отметить, что прогнозирование областей, зон и районов локализации промышленно-значимых скоплений углеводородного сырья в пределах нефтегазоносных бассейнов и, прежде всего, их экономического потенциала, является крайне важной задачей при осуществлении поисковых работ. Данные исследования являются первым результатом работы по Программе Президиума РАН 14 проект № 1.3.4. Авторы благодарны академику РАН А.Н. Дмитриевскому, доктору физ.-мат. наук О.Г. Сорохтину и канд. геол.-мин. наук И.Е. Баланюк за помощь в подготовке и обсуждении материалов.

## Литература

- Gorokhov I.M., Turchenko T.L., Baskakov A.V., Kutuyavin E.P., Melnikov, Sochava A.V.** A Rb-Sr study of multistage illite generation in shales of Poropelonskaya and Pumanskaya Formations, Sredni Peninsula. *Norwegian-Russian Collaboration Programme "North Area", 1st International Barents Symposium (Abstracts), 21-24 October, Kirkenes, Norway, 1993.*
- Samuelsson J.** Biostratigraphy of Kildin Island and Sredni Peninsula: Preliminary results. *Norwegian-Russian Collaboration Programme "North Area", 1st International Barents Symposium (Abstracts), 21-24 October, Kirkenes, Norway, 1993.*
- Siedlecka A., Roberts D.** The bedrock geology of Varanger Peninsula, Finmark, North Norway: An excursion guide. *Nor. Geol. Unders., Special Publ., v.5, 45 p., 1992.*
- Torsvik T., Roberts D., Siedlecka A.** Paleomagnetic data from sedimentary rocks and dolerite dykes, Kildin Island, Rybachi, Sredni and Varanger Peninsulas, NW Russia and NE Norway. *Norwegian-Russian Collaboration Programme "North Area", 1st International Barents Symposium (Abstracts), 21-24 October, Kirkenes, Norway, 1993.*
- Безруков В.М.** Природные битумы о-ва Грэм-Белл Земли Франца-Иосифа и их значение для оценки перспектив нефтегазоносности арктической окраины Баренцево-Северо-Карского шельфа. *Геология нефти и газа, № 2, с.35-38, 1997.*
- Беккер Ю.Р.** Молассы докембрия. *Л., Недра, 1986 с., 1988.*
- Беккер Ю.Р., Негруца В.З., Полевая Н.И.** Возраст глауконитовых горизонтов и верхней границы гиперборея восточной части Балтийского щита. *Докл. АН СССР, т.193, № 5, с.1123-1126, 1970.*
- Грамберг И.С., Кулаков Ю.Н., Погребницкий Ю.Е., Сороков Д.С.** Арктический нефтеносный супербассейн. *Нефтегазоносность Мирового океана. Л., Севморгеология, с.5-24, 1984.*
- Громека В.И., Буровой А.М., Куренков Н.Т., Меннер Вл.В.** Закономерности размещения и перспективы поисков месторождений нефти и газа в Тимано-Печорской провинции. *Геология нефти и газа, № 6, с.42-47, 1994.*
- Дмитриевская Т.В., Рябухина С.Г., Дворецкий П.И., Пономарев В.А., Зайцев В.А.** Влияние амплитуд неотектонических движений на характер распределения нефтяных и газовых месторождений по разрезу Тимано-Печорского бассейна. *Геология нефти и газа, № 10, с.8-12, 1999.*
- Дмитриевский А.Н., Каракин А.В., Баланюк И.Е., Матвеев В.В.** Гидротермальный механизм образования углеводородов в срединно-океанических хребтах (на примере Баренцева и Норвежского морей). *Геология нефти и газа, № 8, с.10-24, 1997.*
- Калантар И.З., Морозов Э.Г., Тюнегин С.П.** Перспективы нефтегазоносности триасовых отложений Тимано-Печорской провинции. *Геология нефти и газа, № 2, с.13-18, 1982.*
- Келлер Б.М., Копелиович А.В., Соколов Б.С.** Полуострова Рыбачий, Средний и остров Кильдин. Стратиграфия СССР, верхний докембрий. *М., Недра, т.1, с.103-113, 1963.*

- Келлер Б.М., Соколов Б.С.** Поздний докембрий севера Мурманской области. *Докл. АН СССР*, т.133, № 5, с.1154-1157, 1960.
- Клубов Б.А., Винокуров И.Ю.** Природные битумы Земли Франца-Иосифа – надежный нефтепоисковый признак. *Геология нефти и газа*, № 2, с.16-20, 1998.
- Клубов Б.А., Корого Е.А.** О природе жидких битумов севера Новой Земли. *Докл. АН СССР*, т.315, № 4, с.925-928, 1990.
- Коноплева Н.Г.** Верхнепротерозойская ритмичная толща п-ова Рыбачий. *Докл. АН СССР*, т.219, № 1, с.175-178, 1974.
- Коноплева Н.Г.** О стратиграфии рифейских отложений полуострова Рыбачий. Новые данные по геологии и стратиграфии Северо-Запада РСФСР. М., *Тр. Министерства геологии РСФСР*, вып. 6, с.62-80, 1977.
- Левашкевич В.Г.** Закономерности распределения геотермического поля окраин Восточно-Европейской платформы (Баренцевоморский и Белорусско-Прибалтийский регионы). *Автореф. ... докт. дисс. М., МГУ*, 42 с., 2005.
- Любцов В.В., Михайлова Н.С., Предовский А.А.** Литостратиграфия и микрофоссилии позднего докембрия Кольского полуострова. *Апатиты, КНИЦ АН СССР*, 130 с., 1989.
- Любцов В.В., Петерсилье И.А., Предовский А.А.** Углеводороды и органический углерод в отложениях верхнего рифея северо-запада Кольского полуострова. *Докл. АН СССР*, т.214, № 4, с.912-916, 1979.
- Люткевич Е.М., Харитонов Л.Я.** Докембрийские отложения полуостровов Рыбачий, Среднего и острова Кильдина. *Геология СССР, Т. XXXVII, Мурманская область, Ч. 1, Геологическое описание, М., ГОНТИ*, с.361-370, 1958.
- Негруца В.З.** Стратиграфия гиперборейских отложений полуостровов Среднего, Рыбачьего и острова Кильдин. Проблемы геологии докембрия Балтийского щита и покрова Русской платформы. *Труды ВСЕГЕИ, Л., Недра*, т.175, с.153-186, 1971.
- Объяснительная записка к тектонической карте Баренцева моря и северной части Европейской России масштаба 1:2 500 000. М., *Изд-во ин-та литосферы*, 94 с., 1996.
- Полканов А.А.** Дополнение к статье "Гиперборейская формация полуострова Рыбачий и острова Кильдина (Кольский полуостров)". *Проблемы сов. геол.*, т.4, № 10, с.165, 1934.
- Преображенская Э.Н., Школа И.В., Корчинская М.В.** Стратиграфия триасовых отложений архипелага Земля Франца-Иосифа (по материалам параметрического бурения). Стратиграфия и палеонтология мезозойских осадочных бассейнов Севера СССР. Л., *Недра*, с.5-15, 1985.
- Семенович В.В., Назарук В.В.** О нефтегазоносности юго-востока шельфа Баренцева моря. *Геология нефти и газа*, № 6, с.26-34, 1992.
- Сергеева Э.И.** Главные черты строения сводного разреза позднего докембрия Кольского полуострова. Некоторые вопросы геологии Карело-Кольского региона. *Тематический сборник научных трудов, М.*, вып. 4, с.3-15, 1973.
- Симонов А.П., Губерман Д.М., Яковлев Ю.Н., Снетко П.П., Митрофанов Ф.П., Любцов В.В., Предовский А.А., Припачкин В.А.** Рифейская нефть полуострова Рыбачий: миф или ключ к принципиально новому направлению нефтегазопроисковых работ на шельфе Баренцева моря? *Вестник МГТУ*, т.1, № 2, с.121-140, 1998.
- Сорохтин О.Г.** Жизнь Земли. М.-Ижевск, *НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика"; Институт компьютерных исследований*, 452 с., 2007.
- Федоровский Ю.Ф.** Перспективы нефтегазоносности карбонатных верхне-среднепалеозойских отложений на российском шельфе Баренцева моря. *Автореф. канд. дисс. М., ООО "ВНИИГАЗ"*, 27 с., 2007.
- Чумаков Н.М.** Докембрийские тиллиты и тиллоиды (проблемы докембрийских оледенений). *Тр. ГИН. М., Наука*, вып. 308, 202 с., 1978.
- Шипилов Э.В.** Месторождения углеводородного сырья российского шельфа Арктики: геология и закономерности размещения. *Вестник МГТУ*, т.3, № 2, с.339-350, 2000.
- Шипилов Э.В.** О периодичности проявлений основного магматизма в пределах Западно-Арктической окраины Евразии в фанерозое. *Вестник МГТУ*, т.1, № 3, с.97-104, 1998.
- Шкатов Е.П., Старк Л.Г., Качурина Н.В., Безруков М.В., Винокуров И.Ю.** К вопросу о перспективах нефтегазоносности северных областей Баренцево-Карского шельфа (желоб Франц-Виктория). *Геология нефти и газа*, № 4, с.12-16, 2001.