



УДК 550.81:550.85:553.98

## Геологическое строение и нефтегазоносность северной части Баренцева моря



**Г.С. Казанин**,  
д.т.н., академик РАН  
Тел. 7 8152 45 07 09  
kazaning@mage.ru  
info@mage.ru



**В.В. Шлыкова**,  
к.г.-м.н.  
valyash@mage.ru



**С.П. Павлов**  
sergeyp@mage.ru



**С.И. Шкарубо**  
sergeysh@mage.ru

**Г.И. Иванов**, д.г.-м.н.  
Тел. +7 911 313 11 12  
ivanov.gi@mage.ru  
**Т.А. Кириллова-Покровская**  
/ОАО «МАГЭ»/

Рассказывается о геологоразведочных работах на нефть и газ в северной части Баренцева моря, выполненных с применением современных технологий. Показаны результаты проведенных исследований, позволившие создать современную модель геологического строения Северо-Баренцевского шельфа, положенную в основу нефтегазогеологического районирования и прогноза углеводородного потенциала региона.

**Ключевые слова:** Баренцево море, геологоразведочные работы (ГРР) на шельфе, сейсмоко́са, сейсмора́зведочные исследования, гравиметрические наблюдения, гравиметр, магнитометр, интерпретация данных, моделирование разреза, сеймо́стратиграфические комплексы (ССК), структурно-тектоническое районирование Северо-Баренцевского шельфа, ловушки углеводородов (УВ), нефтегазоносные комплексы (НГК), перспективные нефтегазоносные комплексы (ПНГК), осадочный чехол Северо-Баренцевского шельфа, геологическое строение Северо-Баренцевского шельфа, нефтегазоносность.

В настоящее время региональный этап геологического исследования северной части Баренцева моря практически завершен, плотность сейсмических наблюдений составляет здесь более 0,2 пог. км на км<sup>2</sup> [5].

В течение последних 20 лет ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» по заказу Федерального агентства по недропользованию «Роснедра» МПР РФ с применением самых современных технологий системно и комплексно выполнила большой объем ГРР в северной части Баренцева моря [2]. Если до 2004 г. вся акватория северной части Баренцева моря была покрыта относительно редкой сетью пунктов наблюдений, харак-

терной для рекогносцировочного этапа, то в 2006-2009 годах работы были продолжены на региональной стадии в Северо-Баренцевском, Пинегинском районах, а также в районе Франц-Виктория (рис. 1). Позднее, в 2010-2013 гг., в период активизации ГРР на шельфе были проведены дополнительные работы, позволившие более детально изучить Трубятчинский и Предновоземельский участки (рис. 2, [3]). Дополнительно к имеющемуся объему сейсмических профилей был выполнен региональный связующий сейсморазведочный профиль протяженностью 750 пог. км. Сейсморазведочные МОВ ОГТ-работы проводились на НИС «Геолог Дмитрий Наливкин» с использова-

нием 648-канальной цифровой сейсмической косы Sercel Seal с длиной активной части 8100 м, длиной записи 15 сек, интервалом возбуждения 37,5 м [4]. Гравиметрические наблюдения производились с применением двухсистемного гиростабилизированного гравиметра «Чекан-АМ», магнитометрические – по дифференциальной методике на 100-метровой базе из двух морских автоматизированных протонных магнитометров SeaSpry, попутно производилось эхолотирование морского дна. Достигнутая плотность сейсмических наблюдений (общий объем 31589,95 пог. км) позволила провести количественную оценку ресурсного потенциала по категории D2 [1, 3].

Полученный общий массив геофизической информации в виде временных, глубинных и скоростных сейсмических разрезов, данных гравиметрических и магнитометрических съемок позволил выполнить комплексную геологическую интерпретацию, направленную на более обоснованную оценку углеводородного потенциала северной части Баренцева моря.

По результатам моделирования разреза на основе комплекса гравиметрических, гидромагнитных и сейсморазведочных данных выделены и охарактеризованы следующие геологические слои: верхняя мантия, «гранулит-базитовый» (нижняя кора), «гранитно-метаморфический» (верхняя кора), терригенно-карбонатные нижне-среднепалеозойские, верхнедевонско-среднепермские терригенно-карбонатные, пермско-триасовые терригенные и юрско-меловые терригенные отложения.

Подошва земной коры – граница Мохоровичича (М) – расположена на глубинах 34-40 км. Мощность консолидированной коры изменяется от 18-22 км под Северо-Баренцевской впадиной (СБВ) до 32-37 км на ее бортах. Значительный подъем границы М сопровождается увеличением мощности осадочного чехла.

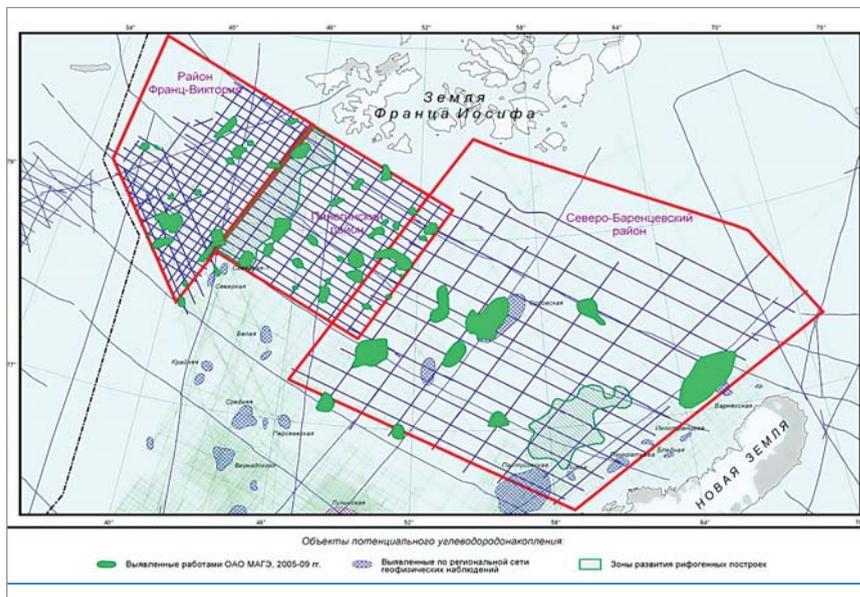


Рис. 1. Изученность северной части Баренцева моря до 2009 г.

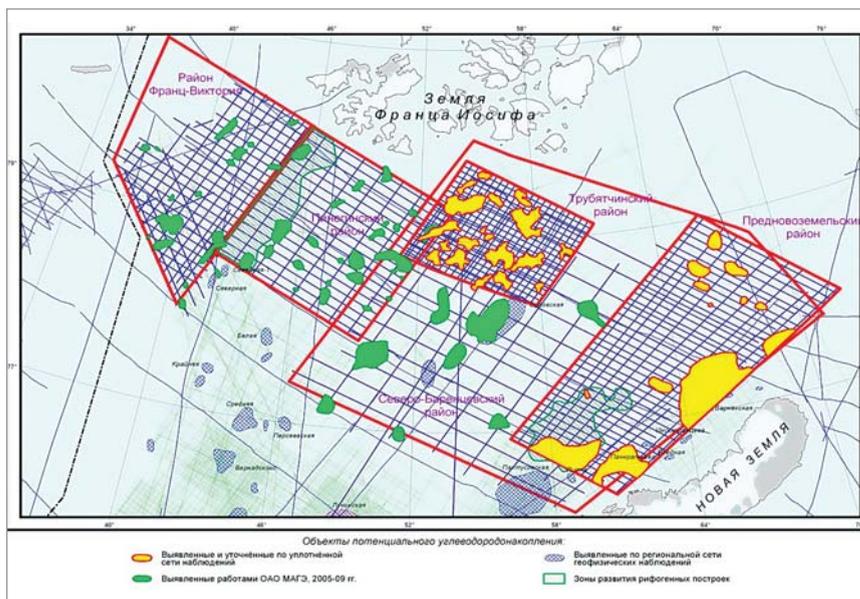


Рис. 2. Изученность северной части Баренцева моря до 2013 г.

В осадочном чехле выделены восемь сейсмогеологических комплексов (СК): нижнесреднепалеозойский (доверхнедевонский), верхнедевонско-раннекаменноугольный (?), среднекаменноугольно-нижнепермский, нижне-верхнепермский, триасовый (в составе которого предварительно выделены все три отдела), юрский, нижне- и верхнемеловой (рис. 3). Границами раздела СК являются отражающие горизонты (ОГ) VI (подошва осадочного чехла); III2(D3f); IIv(C1); Ia(C3-P1); A(P3-T1);

Б(Т-Ј); В(Ј-К); Г2(К1-К2) и D(KZ) (поверхность кайнозойского регионального размыва).

Все основные комплексы осадочного чехла северной части Баренцевоморского шельфа характеризуются максимальными мощностями в пределах Баренцево-Северокарского мегапрогиба. В северо-западной и юго-восточной частях исследуемой территории мощности этих комплексов либо значительно сокращаются за счет эрозионных процессов, имевших

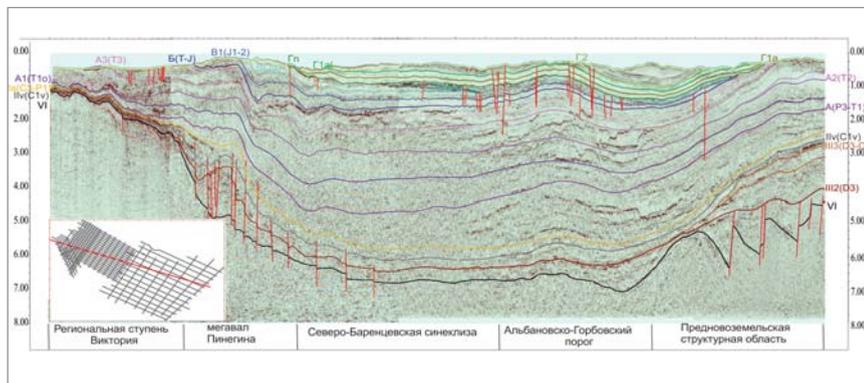


Рис. 3. Сводный геофизический разрез по профилю региональной увязки

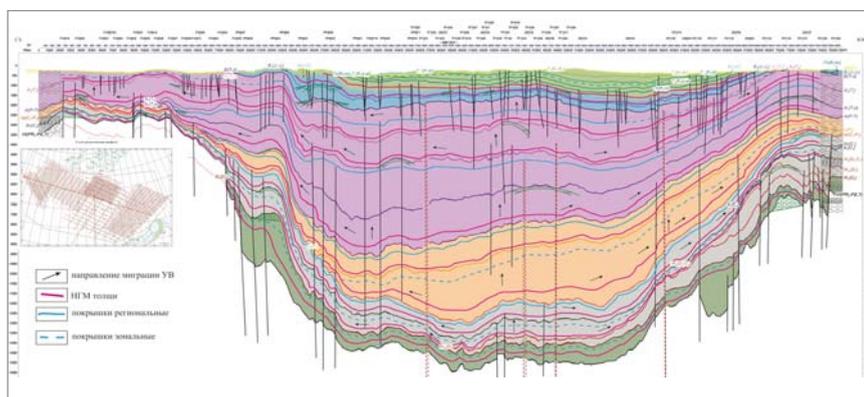


Рис. 4. Прогнозный разрез нефтегазогеологических параметров

место в разные геологические эпохи (отложения триаса, юры и мела в Предновоземельской структурной области), либо полностью выпадают из разреза вследствие особенностей истории геологического развития. Например, в пределах Шпицбергенской антеклизы и на Пинегинской площади последовательно с запада на восток выходят под поверхность кайнозойского эрозионного среза отложения среднего, затем верхнего триаса, юры, нижнего и верхнего мела. Исключением являются доверхнедевонский и верхнедевонско-каменноугольный (?) ССК, максимальные мощности которых приурочены к Предновоземельской структурной области.

В структурном плане поверхности фундамента выделяется шесть надпорядковых элементов – региональная ступень Франц-Виктория, Александровская региональная ступень, Северо-Баренцевская и Восточно-Баренцевская синеклизы, разделенные Альбановско-Горбовским порогом. На северо-западе района выделено сводовое поднятие Северо-Восточной Земли (выступ о-ва Белый).

Построены прогнозные разрезы нефтегазогеологических параметров в масштабе 1:1 000 000. Существенную роль в формировании нефтегазовых перспектив Северо-Баренцевского шельфа играют разрывные нарушения, большая часть которых прослеживается практически на полную мощность осадочного чехла, затухая в верхних горизонтах мелового комплекса. Выделены зоны развития ловушек различных типов: пластовых сводовых, массивных, литолого-стратиграфических.

Литологически, стратиграфически, тектонически экранированные ловушки УВ выделены в среднепермско-юрском интервале разреза в диапазоне глубин 1000-4000 м и приурочены

в основном к склонам крупных положительных структур региональной ступени Франц-Виктория (гемивалы Виктория, Дежнева, Ширшова), Александровской зоны поднятий (Пинегинского и Мусатовского мегавалов), Альбановско-Горбовского порога (Трубятчинского и Орловского мегавалов), региональной ступени Западный Фобос. С точки зрения доступности по глубинам залегания предполагаемых резервуаров УВ указанные районы являются наиболее благоприятными для бурения.

В разрезе осадочного чехла выделено шесть нефтегазоносных (НГК) и перспективных нефтегазоносных комплексов (ПНГК): ордовикско-верхнедевонский перспективный (ПНГК), верхнедевонско-нижнепермский ПНГК, средне-верхнепермский ПНГК, триасовый НГК, юрско-неокомский НГК, меловой ПНГК (рис. 4).

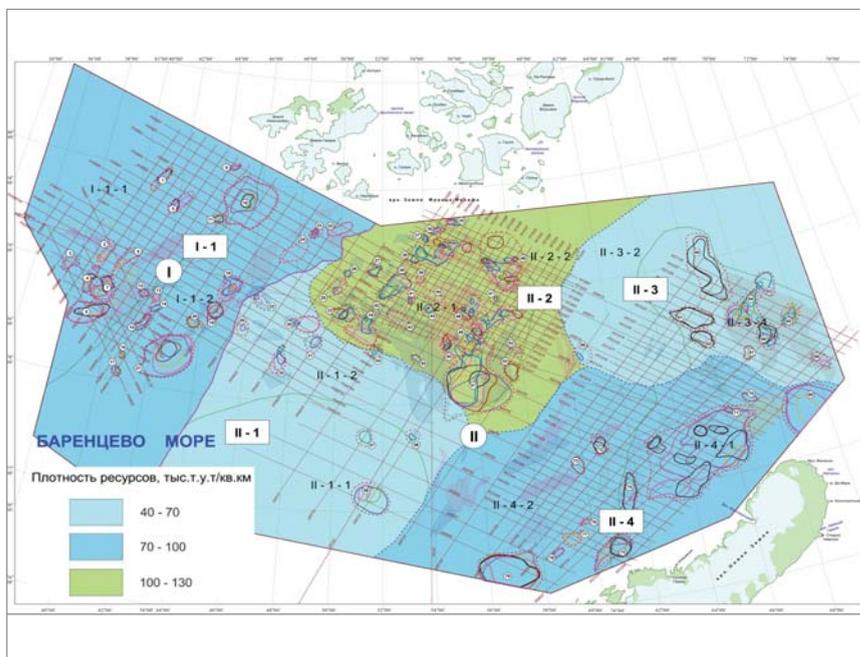
В пределах Северо-Баренцевского шельфа выделяются Западно-Баренцевская и Восточно-Баренцевская НГП. Западно-Баренцевская НГП в рамках площади обобщения представлена Центрально-Баренцевской ПНГО, подошвы осадочного чехла которой в структурном плане соответствуют региональным ступеням Франц-Виктория и Александровская.

В составе Восточно-Баренцевской НГП выделяются Северо-Баренцевская ПНГО, Альбановско-Горбовская ПНГО, Святой Анны ПНГО, Адмиралтейско-Приновоземельская самостоятельная ПНГО. В пределах НГО выделены перспективные нефтегазоносные районы (ПНГР): Франц-Виктория, Александровский (Центрально-Баренцевской ПНГО), Северный и Пинегинский (Северо-Баренцевской ПНГО), Трубятчинский в составе Альбановско-Горбовской ПНГО, Западный Фобос в составе ПНГО Святой Анны, Мыса Желания и Адмиралтейский (Адмиралтейско-Приновоземельской самостоятельной ПНГО) (рис. 5).

Прогнозные ресурсы осадочного чехла Северо-Баренцевского шельфа до глубины 7000 м составляют 14,84 млрд т У.Т., из них на долю извлекаемых ресурсов приходится 12,57 млрд т У.Т. [3].

Проведенные исследования позволили создать современную модель геологического строения Северо-Баренцевского шельфа, положенную в основу нефтегазогеологического районирования и прогноза углеводородного потенциала региона. В настоящее время в северной части Баренцева моря действуют две лицензии ОАО «НК Роснефть» и одна – ООО «Газпромнефть-Сахалин».

В осадочном чехле северной части Баренцева моря не выявлено достаточно крупных антиклинальных поднятий, за исключением Варнекской структуры. Однако более детальное изучение последней показало, что возможные ловушки имеют скорее неструктурный тип, определяемый специфическими условиями седиментации палеозойских отложений, которые предполагаются более перспективными в нефтегазоносном отношении.



**Рис. 5. Схема прогноза нефтегазоносности и нефтегазогеологического районирования:**

I – Западно-Баренцевская НГП; I-1 – Центрально-Баренцевская ПНГО; II – Восточно-Баренцевская НГП; II-1 – Северо-Баренцевская ПНГО; II-2 – Альбановско-Горбовская ПНГО; II-3 – Святой Анны ПНГО; II-4 – Адмиралтейско-Приновоземельская самостоятельная ПНГО

Кроме этого, можно констатировать, что именно разнообразные условия седиментации в сочетании с перерывами в осадконакоплении позволяют предполагать широкое развитие ловушек

неструктурного типа во всех стратиграфических диапазонах и определенные в связи с этим сложности при оценке перспектив нефтегазоносности северной части Баренцева моря.

#### Литература

1. Артюшков Е.В., Беяев И.В., Казанин Г.С., Павлов С.П., Чехович П.А., Шкарубо С.И. Механизмы образования сверхглубоких прогибов: Северо-Баренцевская впадина. Перспективы нефтегазоносности // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 821-846.
2. Иванов Г.И. Морская геофизика на самом современном уровне // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 1. – С. 28-30.
3. Казанин Г.С., Шкарубо С.И., Заяц И.В., Павлов С.П. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности рос-

сийского шельфа // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 4. – С. 7-12.

4. Казанин Г.С., Иванов Г.И. Инновационные технологии – основа стабильного развития ОАО «МАГЭ» // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 4. – С. 3-7.

5. Каминский В.Д., Супруненко О.И., Смирнов А.Н. Минерально-сырьевые ресурсы арктической континентальной окраины России. Перспективы их освоения // Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 3 (15). – С. 52-61.