

ПРОГНОЗ ВЕРОЯТНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ НА АКВАТОРИИ БАРЕНЦЕВА МОРЯ

*В.Л. Устьянцев, С.А. Шумейкин, К.М. Леончик, И.В. Агроскина, Ю.В. Князева.
Морской филиал ФГБУ «Росгеолфонд».*

Карты прогноза вероятности размещения перспективных нефтегазовых объектов предназначены для использования при планировании геологического изучения и пользования недрами шельфа морей Российской Федерации. Эти карты могут дополнять материалы научно-исследовательских организаций по геологической изученности и нефтегазоносности шельфа, на основе которых Федеральное агентство по недропользованию принимает решения о планировании региональных геологических исследований, подготовке перечня объектов федерального резервного фонда, а также прогнозных перечней участков недр для организации проведения аукционов на право пользования недрами.

Методику построения карт, содержащих сведения о размещении перспективных нефтегазовых объектов на шельфе, проиллюстрируем на примере участков нераспределённого фонда недр Баренцева моря.

1. Выбор состава и подготовка геолого-геофизических данных к анализу

Информационной основой для построения карт прогноза являются карты геолого-геофизической изученности, базы данных и архив отчётов ФГБУ «Росгеолфонд», содержащие результаты геологоразведочных работ, а также сведения о геологоразведочных скважинах, месторождениях полезных ископаемых, геологических структурах, лицензионных участках и пр. геологические материалы [1-4].

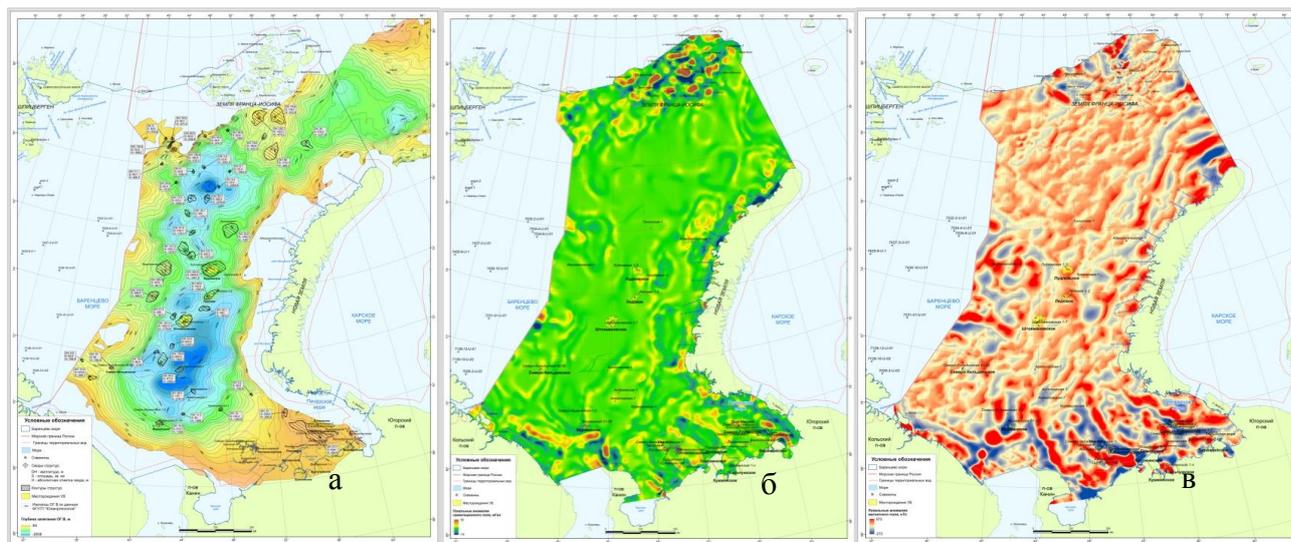


Рис. 1. Примеры подготовленных для анализа карт: а – сейсморазведки, б – гравитаразведки, в – магниторазведки

Построение геологических объектов, перспективы нефтегазоносности которых оценивались на основе сопоставления с эталонными объектами, выполнялось в результате обработки структурных карт по целевым сейсмическим отражающим горизонтам (ОГ). Необходимые сведения для построения сейсмических горизонтов и структур получены из отчётов ФГБУ «ВСЕГЕИ», ФГБУ «ВНИИОкеангеология», АО «Росгеология» (АО «Южморгеология»).

Построение карт прогноза нефтегазоносности выполнялось на основе комплексного анализа морфометрических параметров опорных сейсмических горизонтов (см. рис. 1а) совместно с параметрами трансформант гравитационного и магнитного полей. Кроме аномалий этих полей в качестве поисковых признаков использованы параметры вертикального градиента и модуля горизонтального градиента гравитационного и магнитного полей. Карты потенциальных полей (см. рис. 1б и в) построены на основе данных атласа глубинного строения Циркумполярной Арктики (ФГБУ «ВСЕГЕИ», ФГБУ «ВНИИОкеангеология», 2016 г.).

Горизонтальный и вертикальный градиенты гравитационного поля рассчитаны в единицах мГал/км, градиенты магнитного поля рассчитаны в единицах нТл/км. При подготовке карт к анализу «гриды» полей построены на основе изолиний методом *обратно взвешенных расстояний (ОВР)* и отфильтрованы от высокочастотных помех.

2. Выбор эталонных объектов на основе сведений о нефтегазоносности участков шельфа

Выбор эталонных объектов зависит от типа геологического объекта (месторождение, структура), полезного ископаемого (нефть, газ и пр.), геологического строения исследуемой акватории (участка шельфа). В Баренцевоморском регионе для прогноза нефтегазоносности недр шельфа в качестве эталонных объектов были выбраны 37 месторождений и 8 вскрытых бурением геологических структур (рис. 2). Сведения о нефтегазоносности геологических объектов, выбранных в качестве эталонных, собраны и обобщены из отчётов ФГУП «Арктикморнефтегазразведка» и ФГБУ «ВНИИОкеангеология» [5-7].

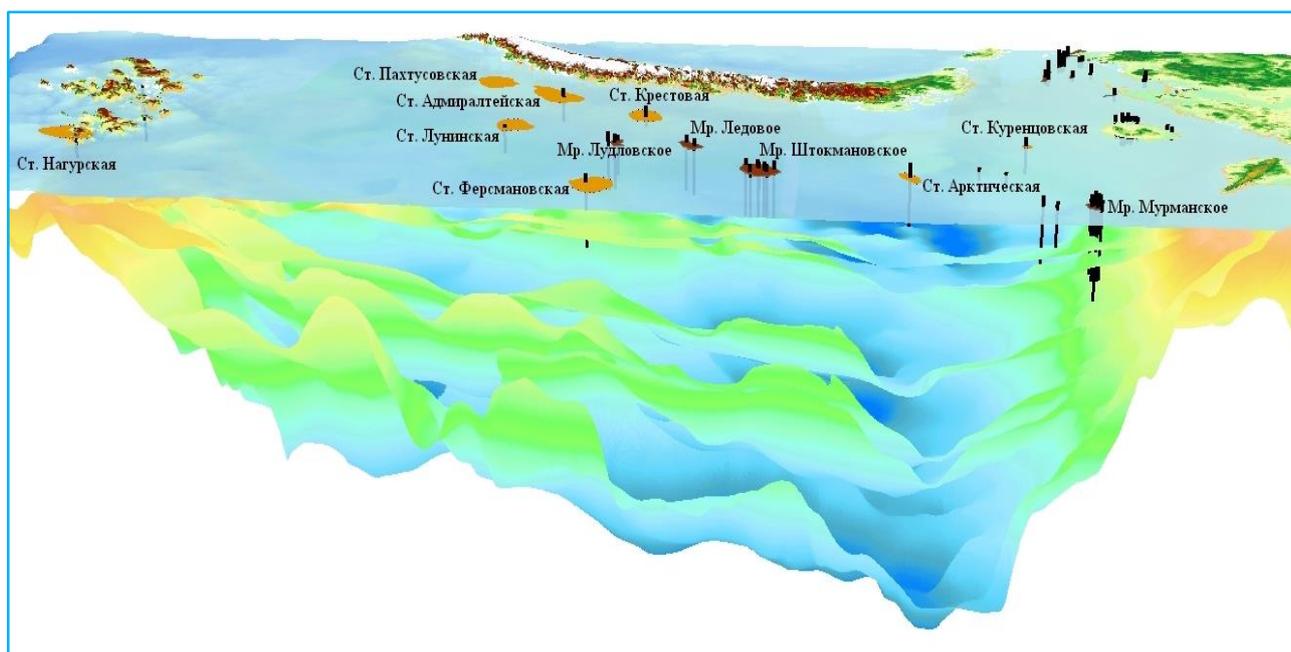


Рис. 2. Эталонные объекты (месторождения УВ и структуры) Баренцева моря

Нефтегазоносность акваториального продолжения *Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП)* хорошо изучена, залежи углеводородов открыты в карбонатных отложениях *каменноугольно-нижнепермского нефтегазоносного комплекса (НГК) Северо-Предуральской НГО (м-р. Долгинское), Варандей-Адзьвинской НГО (м-р. Приразломное, Варандей-море, Медыньское-море), Хорейверской НГО (м-р. Северо-Гуляевское) и Печоро-Колвинской НГО (м-р. Поморское)*. Этот комплекс является регионально нефтегазоносным и основным по запасам в акватории Печорского моря. Его особенность – наличие залежей УВ в органогенных постройках каменноугольного и нижнепермского возраста, образующих единую гидродинамическую систему.

Положение на акватории Баренцева моря эталонных объектов, выбранных на основе сведений о нефтегазоносности участков недр, показано на рис. 2. Коричневым цветом изображены месторождения, оранжевым – вскрытые бурением геологические структуры с доказанной нефтегазоносностью. Использование геологических структур в качестве эталонных объектов оправдано отсутствием открытых месторождений в северной части Восточно и Западно-Баренцевской НГП. Положение пробуренных на шельфе Баренцева моря морских скважин показано схематически.

3. Расчёт поисковых признаков на основе параметров эталонных объектов

По совокупности выбранных для анализа параметров определены поисковые признаки для каждого из эталонных объектов на шельфе Баренцева моря и рассчитаны сигнатуры. Сигнатура объекта содержит координаты центрального вектора и матрицу ковариации. Эти параметры

описывают в пространстве признаков положение кластера соответствующего эталонному объекту. Размерность пространства признаков зависит от количества анализируемых параметров. Принадлежность к кластеру пространства признаков означает совпадение свойств элементарного участка со свойствами эталонного объекта (или группы объектов), соответствующего этому кластеру. Степень совпадения (подобия) оценивается в многомерном пространстве с помощью метрической функции χ^2 (*хи-квадрат*). построение метрической функции выполнено для каждого из нефтегазоносных комплексов (или связанных с ними сейсмических горизонтов) *по методу максимального подобия (Maximum Likelihood)*.

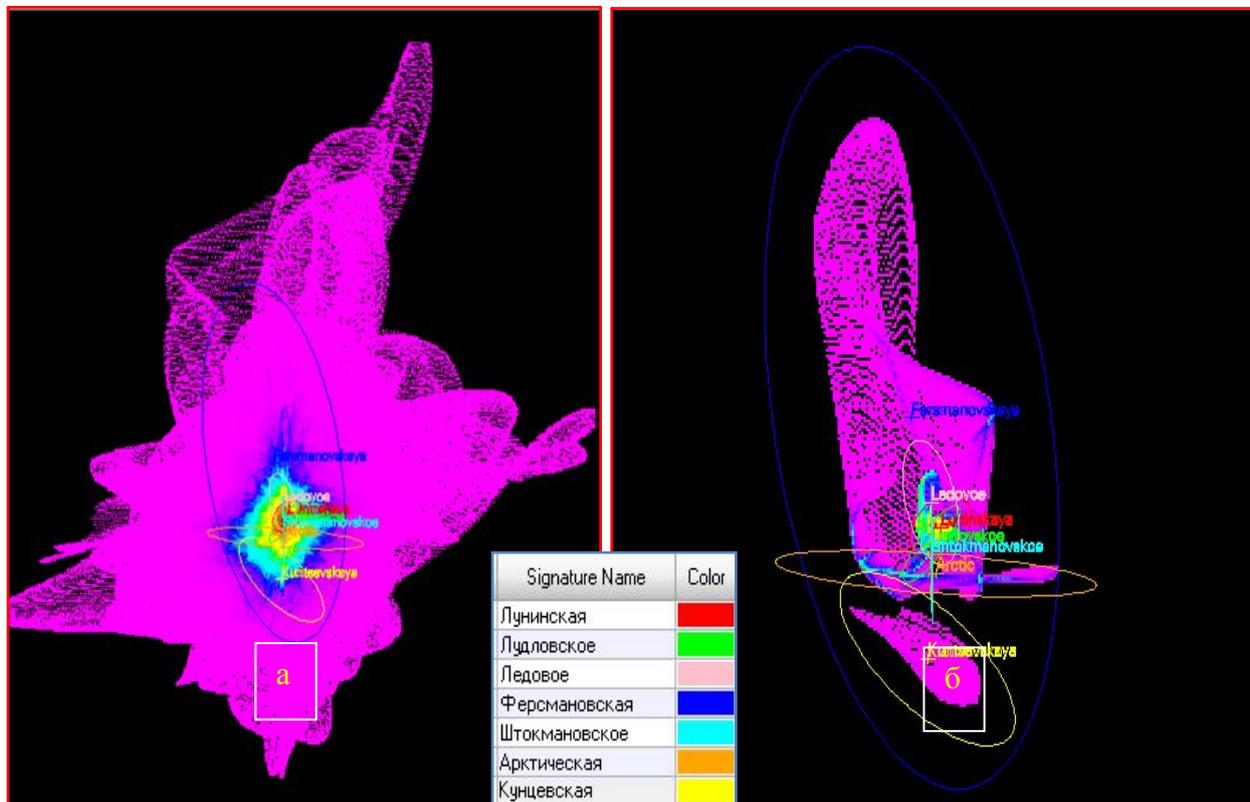


Рис. 3. Плотность метрической функции χ^2 (*хи-квадрат*), рассчитанная для ОГ J (юра) акватории Баренцева моря (а), и эталонных объектов (б) в двухмерной проекции пространства признаков «Х-локальное гравитационное поле» – «У-локальное магнитное поле»

По результатам анализа плотности распределения χ^2 (*хи-квадрат*) принимается решение о составе оптимального набора анализируемых параметров для конкретного нефтегазоносного комплекса (или потенциально нефтегазоносного комплекса), а также о необходимости *группирования эталонных объектов* для корректировки положения и размеров кластеров в пространстве признаков. Объединение кластеров целесообразно выполнять, если они полностью или частично пересекаются в пространстве признаков. Однако, сращивание перспективной области в результате бьединения кластеров снижает достоверность прогноза.

Плотность метрической функции χ^2 (*хи-квадрат*), рассчитанная в *проекции пространства признаков* «гравитационное поле» – «магнитное поле» для всей акватории Баренцева моря изображена на рис. 3а, а для эталонных объектов на рис. 3б. Плотность функции на рисунке нарастает от фиолетового к красному цвету. Границы кластеров, соответствующие эталонным объектам, схематически изображены на рисунке эллипсами, а центры кластеров – «крестами» соответствующего цвета.

Оценка перспектив нефтегазоносности шельфа выполняется в результате пересчёта метрической функция χ^2 (*хи-квадрат*) в вероятность прогноза для каждого элементарного участка шельфа. Чем ближе к центру кластера значения параметров анализируемого участка, тем больше вероятность совпадения его свойств со свойствами эталонного объекта.

Расчёт вероятности выполнен только для участков сейсмических горизонтов, расположенных на глубине *менее 6 км*. Это обусловлено существующими ограничениями технологических возможностей разработки морских месторождений в полярных широтах.

4. Построение карты прогноза вероятности нефтегазоносности участков недр

Построение карт основано на статистических методах *эталонной классификации*. Построение выполнено по *методу максимального подобия (Maximum Likelihood)* для каждого из сейсмических горизонтов, связанных с нефтегазовыми комплексами (НГК). Результирующая карты прогноза вероятности размещения перспективных геологических объектов на шельфе Баренцева моря представлена на рис. 4. На этой карте изображены сводные контуры структур, построенные для отдельных целевых сейсмических горизонтов. Для каждой из структур показана максимальная вероятность перспектив её нефтегазоносности, которая убывает от свода к контуру структуры с уменьшением её высоты. Величина прогноза нефтегазоносности элементарных участков шельфа показана с шагом вероятности 10%. Построения на карте выполнены для *нераспределённых участков шельфа*.

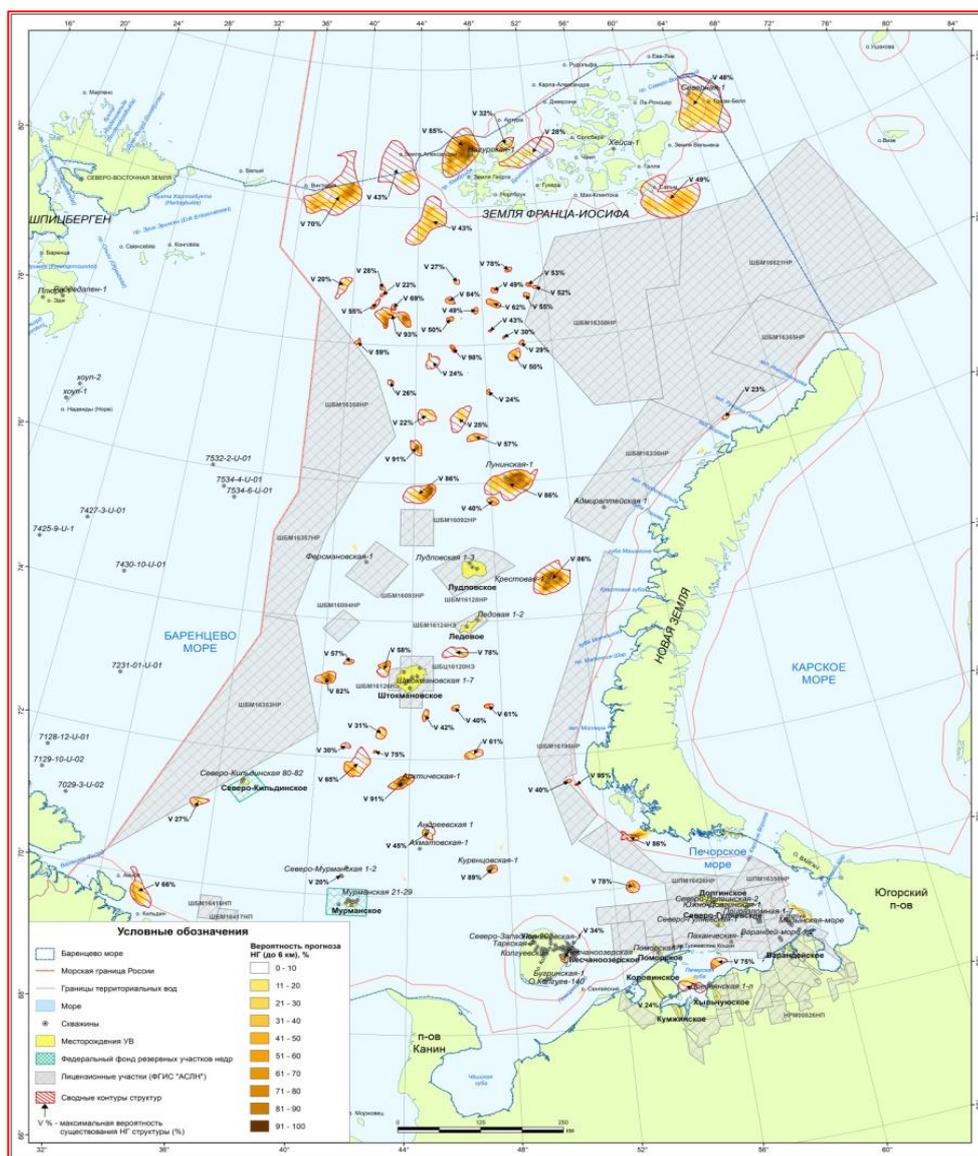


Рис. 4. Перспективные геологические объекты на участках шельфа Баренцева моря

В качестве вспомогательной информации на карту вынесены контуры месторождений, а также действующие на дату составления отчёта лицензионные участки и резервные участки федерального фонда. Дополнительно на картах изображено положение устьев морских геологоразведочных скважин и скважин, пробуренных непосредственно в прибрежной полосе морей. Кроме государственной границы и границы, устанавливающей зоны экономических интересов по договору с Норвегией *о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море* от 15 сентября 2010 года, на картах указаны границы территориальных вод Российской Федерации. Построение карт выполнено в масштабе 1:2 500 000 в государственной системе координат ГСК 2011 (проекция World Equidistant Conic, центральный меридиан – 45°).

5. Апробация методики и технологии

Методика комплексного анализа данных геофизических исследований и основанная на ней технология построения карт разработана ФГБОУ «Российский государственный геологоразведочный университет» (РГГУ) совместно с АО «Центральная геофизическая экспедиция» (ЦГЭ) под руководством д.г.-м.н., проф. В.И. Пахомова и д.т.н., акад. Г.Н. Гогоненкова. Апробация методики выполнена ЦГЭ в 2010–15 гг. на участках территории Западной Сибири и Сахалинского шельфа Охотского моря для решения поисковых задач оценки нефтегазоносности участков недр.



Рис. 5. Доклад ФГБУ «Росгеолфонд» на Международной выставке и конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ

Результаты апробации методики для решения задач регионального изучения морских недр России доложены ФГБУ «Росгеолфонд» 23.09.2021 г. на *Международной выставке и конференции по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ*.

Заключение

Использование карт прогноза перспективности участков недр на морских акваториях Российской Федерации при планировании геологоразведочных и лицензионных работ позволит:

- наиболее полно использовать результаты геологического изучения участков морских недр, полученные в разные периоды исследований различными геологическими методами;
- уточнить полученные результаты ГРП прошлых лет по единым критериям для определения оптимального положения участка морских недр, включаемого в ежегодно формируемый Роснедра *прогнозный перечень участков недр углеводородного сырья*;
- обоснованно планировать проведение дальнейших региональных исследований и поиски перспективных геологических объектов на морских акваториях Российской Федерации.

Список использованных источников

- 1) Гусев Е.А. Отчёт «Создание унифицированных структурно-тектонических карт шельфа Арктических морей для включения в геоинформационную систему России», ФГУП «ВНИИОкеангеология», С-Петербург, 2005 г.
- 2) Леончик М.И. Отчёт «Локализация крупных потенциальных ловушек углеводородов в палеозойских и мезозойских отложениях Баренцево-Карского региона на основе частичной переобработки и комплексной интерпретации геолого-геофизических данных», ГП «Союзморгео», Геленджик, 2006 г.
- 3) Казанцев Р.А. Отчёт «Обработка и архивация актуальных ретроспективных сейсмических данных по акваториям Баренцева и Карского морей», ГНЦ ФГУП «Южморгеология», Геленджик, 2007 г.
- 4) Бурский А.З. Отчёт «Разработать методику бассейнового анализа на основе событийной корреляции тектонических, магматических и биотических событий с использованием унифицированных серийных легенд Арктического шельфа и прилегающей континентальной части РФ». ФГУП «ВНИИОкеангеология», С-Петербург, 2009 г.
- 5) Киреев Г.И., Руденко М.Н., Шахова И.А. и др. Отчёт «Комплексная обработка материалов бурения скважин Баренцевоморского региона». ФГУП «Арктикморнефтегазразведка», Мурманск, 2009 г.
- 6) Зуйкова О.Н., Устинов Н.В., Преображенская Э.Н. и др. Отчёт «Комплексная обработка материалов бурения скважин Баренцевоморского региона». ФГУП «ВНИИОкеангеология», С-Петербург, 2013 г.
- 7) Зуйкова О.Н., Супруненко О.И., Устинов Н.В. и др. Отчёт «Комплексная обработка материалов бурения параметрических скважин, пробуренных на архипелаге Земля Франца-Иосифа». ФГУП «ВНИИОкеангеология», С-Петербург, 2015 г.