

С.П. Левашов^{1,2}, Н.А. Якимчук^{1,2}, И.Н. Корчагин³

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ОТДЕЛЬНЫХ СТРУКТУР БАРЕНЦЕВА МОРЯ
ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНЫМ МЕТОДОМ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ
ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ

Обсуждаются результаты оценки перспектив нефтегазоносности отдельных структур Баренцева моря. Они получены частотно-резонансным методом обработки и интерпретации данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ). Картирование крупной аномальной зоны типа “залежь газа” и “залежь газоконденсата” над уникальным Штокмановским месторождением позволяет констатировать, что гигантские и уникальные месторождения углеводородов (УВ) в Арктическом регионе могут быть обнаружены и закартированы используемым методом. Отсутствие аномальной зоны над Центральной структурой на Федынском участке и наличие относительно небольшой по площади аномальной зоны на Пахтусовской структуре указывают на то, что вероятность обнаружения гигантских месторождений в этих структурах очень низкая. Следовательно, проведение детальных геолого-геофизических исследований и бурения в их пределах на данном этапе поисковых работ нецелесообразно, поскольку на таком удалении от берега в настоящее время экономически приемлемо осваивать только гигантские и уникальные месторождения УВ. Полученные данные свидетельствуют, что технология частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ предоставляет уникальную возможность оперативно обследовать в рекогносцировочном режиме в пределах Баренцево-Карского арктического региона все наиболее перспективные участки на обнаружение гигантских и уникальных месторождений УВ. Это может существенно ускорить освоение нефтегазового потенциала региона.

Ключевые слова: Арктика, Баренцево море, нефть, газ, месторождение, спутниковые данные, технология, прямые поиски, обработка, интерпретация.

Введение. В последнее время в различных регионах мира интенсифицировались геолого-геофизические работы с целью поисков и разведки скоплений углеводородов (УВ) на шельфе и в глубоководных областях внутренних морей и Мирового океана в целом. В качестве подтверждения этого можно вспомнить подписанные нефтяной компанией (НК) “Роснефть” соглашения о стратегическом партнерстве с известными нефтяными компаниями ExxonMobil, Statoil и Eni с целью освоения ресурсов Баренцева, Карского и Черного морей [5]. Для Украины также одним из наиболее перспективных нефтегазоносных регионов является украинские секторы Азовского и Черного морей, в пределах которых уже открыто 17 месторождений УВ (13 газовых, 3 газоконденсатных, 1 нефтяное). Объем поисковых и разведочных работ, а также бурения в акваториях этого региона планируется в ближайшей перспективе существенно увеличить.

Вместе с тем материальные, финансовые и временные затраты на поисково-разведочные работы, бурение и добычу углеводородов на морском и океаническом шельфе значительно возрастают по сравнению с затратами на аналогичные работы на суше в связи с потребностью использования специализированных морских судов. Еще

большие ресурсы нужны на освоение арктических и антарктических районов. Дополнительно ситуация усложняется исчерпанностью крупных и средних структур (ловушек структурного типа) в уже относительно освоенных морских бассейнах, необходимостью поисков и разведки малоразмерных и слабоконтрастных (перспективных) объектов, освоения больших глубин и арктических регионов. В связи с этим проблема интенсификации, ускорения и оптимизации геолого-разведочного процесса поисков и разведки месторождений нефти, газа, газогидратов в морских акваториях становится исключительно актуальной.

В этом аспекте на начальных этапах геолого-разведочных работ определенную (а может, даже и существенную) роль в повышении эффективности разведочного процесса в целом могут сыграть мобильные и оперативные геофизические технологии, и в первую очередь технологии и методы, базирующиеся на обработке и интерпретации (дешифрировании) данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ). Материалы ДЗЗ в настоящее время активно применяются для решения широкого класса поисковых, экологических и мониторинговых задач. Обработка и дешифрирование данных ДЗЗ позволяют оперативно, в сжатые сроки выделять в пределах территории

поисковых работ наиболее перспективные участки ограниченного размера для детального обследования традиционными геофизическими методами.

К мобильным технологиям относится также оригинальный метод частотно-резонансной обработки и интерпретации (дешифрирования) данных ДЗЗ с целью “прямых” поисков горючих и рудных полезных ископаемых, целенаправленная апробация которого активно началась в 2010 г. [11–19]. На начальном этапе тестирования метода его потенциальные возможности и разрешающая способность изучались на известных месторождениях нефти и газа в различных регионах мира. Полученные на этом этапе результаты продемонстрировали как его работоспособность, так и целесообразность практического использования в геолого-разведочном процессе на нефть и газ, а также рудные полезные ископаемые.

На последующей стадии апробации технологии началась более детальная и тщательная обработка методических особенностей ее применения при проведении поисковых задач на различные виды полезных ископаемых. Ниже представлены и проанализированы некоторые результаты выполненных экспериментальных исследований демонстрационного характера в Баренцевом море.

Особенности технологии обработки и интерпретации данных ДЗЗ. Отличительной характеристикой метода частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ является его принадлежность к классу технологий, работающих в рамках “вещественной” парадигмы геофизических исследований. Сущность этой парадигмы – “прямые” поиски конкретного вещества: нефти, газа, золота, серебра, платины, цинка, железа, воды и др. [13]. Первый вклад в становление данной парадигмы внесли исследования и разработки по “прямым” методам поисков нефти и газа. В геолого-геофизическую терминологию было введено известное и широко используемое в настоящее время (в том числе авторами статьи) выражение – аномалия типа “залежь” (АТЗ). К технологиям такого класса можно отнести известные методы “Инфоскан”, “Томко”, “Поиск” и др. Есть основания для утверждений, что эффективность геофизических методов и технологий, базирующихся на принципах “вещественной” парадигмы исследований, намного выше традиционных.

Следует отметить, что в рамках “вещественной” парадигмы геофизических исследований работают мобильные неклассические геоэлектрические методы становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ). На протяжении уже более 10 лет они активно применяются как для поисков скоплений нефти и газа, так и для оперативного решения разнообраз-

ных инженерно-геологических, гидрогеологических и геолого-геофизических задач [13].

Частотно-резонансной метод обработки и интерпретации (дешифрирования) данных ДЗЗ позволяет обнаруживать и картировать аномальные зоны типа “залежь нефти”, “залежь газа”, “залежь газогидратов” и др. Однако практический опыт применения как геоэлектрических методов СКИП и ВЭРЗ, так и метода частотно-резонансной обработки спутниковых данных показал, что обнаружение и картирование этими методами аномалий типа “залежь УВ” не гарантируют получение притоков флюидов (и тем более в промышленных (коммерческих) объемах) из скважин, пробуренных в произвольных точках аномалий. Естественно, что при наличии в пределах закартированных АТЗ аномально поляризованных пластов (АПП) типа “нефть”, “газ”, “газоконденсат” с повышенными пластовыми давлениями вероятность получения притоков флюидов (в том числе в промышленных объемах) значительно возрастает. В связи с этим в рамках технологии частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ была разработана и апробируется дополнительная методика предварительной оценки максимальных значений пластовых давлений в нефтегазоносных коллекторах [14]. Представленные ниже результаты экспериментальных исследований получены с использованием указанной методики.

Апробация мобильной технологии. Начиная с конца 2009 г. технология апробирована на более чем 100 известных объектах и перспективных площадях в различных регионах мира. Большинство результатов апробации опубликовано в научных статьях [11–19], а также в материалах и тезисах многочисленных международных и национальных конференций.

Результаты применения технологии в морских акваториях представлены в статьях [17, 18], в районе Антарктического полуострова – в публикациях [10, 26, 35]. Методические особенности применения технологии в акваториях при проведении рекогносцировочных и детальных исследований обсуждаются в статье [17].

Следует обратить также внимание на географию апробации технологии в акваториях морей и океанов – Черное, Азовское, Каспийское, Печорское и Средиземное моря, Мексиканский залив, шельфы Камчатки, Вьетнама, Камбоджи, Индонезии, Венесуэлы, Тринидада и Тобаго, Антарктического полуострова и Фолклендских островов [10–19, 26, 35].

О целесообразности апробации технологии в Арктическом регионе. Одной из причин можно считать участие авторов в сезонных работах 17-й Украинской антарктической экспедиции в марте–апреле 2012 г. В этом направлении представляют

интерес совместный анализ и сопоставление антарктических и арктических материалов.

Другая причина связана с предложением специалистов сервисных геолого-геофизических компаний апробировать технологию на перспективных площадях и объектах в Арктическом регионе (в Баренцевом море, в частности).

Геологическая изученность Баренцево-Карского региона. Следует отметить, что технологию частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ на рекогносцировочных этапах исследований можно применять, не используя имеющиеся данные о геологическом строении обследуемых участков и площадей. Такого рода априорную информацию не использовали и при экспериментальных исследованиях в Баренцевом море.

Тем не менее отметим, что геолого-геофизическая изученность региона и перспективы его нефтегазоносности анализируются в диссертационных работах [4, 8, 20, 28], а также в многочисленных публикациях, в том числе в [3, 6, 29].

Участки обследования и исходные материалы для обработки данных ДЗЗ. С учетом пожеланий специалистов сервисных геолого-геофизических компаний в процессе апробации технологии в Арктическом регионе были обработаны данные ДЗЗ в пределах Пахтусовской структуры (северовосток, рис. 1), а также Центральной, Южной и Кольской структур, расположенных в пределах участка Федьинский (западная часть, рис. 1).

Дополнительно, с целью дальнейшего сопоставления с имеющимися геолого-геофизическими материалами, выполнена обработка данных ДЗЗ района расположения известного Штокман-

новского газоконденсатного месторождения (рис. 1). Этот район обследован на начальной стадии проведения работ с целью подбора оптимальных параметров обработки данных ДЗЗ на других объектах.

Общие площади обработанных данных ДЗЗ: район Штокмановского месторождения – 10 000 км²; район Пахтусовской структуры – 13 000 км²; Федьинский участок – 10 000 км².

Координаты участков и структур для последующей подготовки данных ДЗЗ взяты из обзорной карты Баренцева моря (рис. 1).

На начальном этапе обработки данных ДЗЗ с использованием резонансных частот газа были получены оценки максимальных значений пластового давления флюидов в коллекторах. Обнаруженные и закартированные аномалии типа “залежь УВ” представлены на рис. 2–6 в изолиниях максимальных значений пластового давления.

На следующем этапе по резонансным частотам нефти и газоконденсата обнаруженные аномалии исследовались на наличие в их пределах аномалий типа “залежь нефти” и (или) “залежь газоконденсата”.

Результаты обработки и дешифрирования данных ДЗЗ. Акцентируем внимание на то обстоятельство, что представленные ниже фрагменты результатов обработки всех трех участков по площади существенно меньше подготовленных для обработки и дешифрирования данных ДЗЗ.

Район Штокмановского газоконденсатного месторождения. Схема геологического строения месторождения показана на рис. 2 [29]. Масштаб обработки данных ДЗЗ – 1 : 1 250 000, достаточно

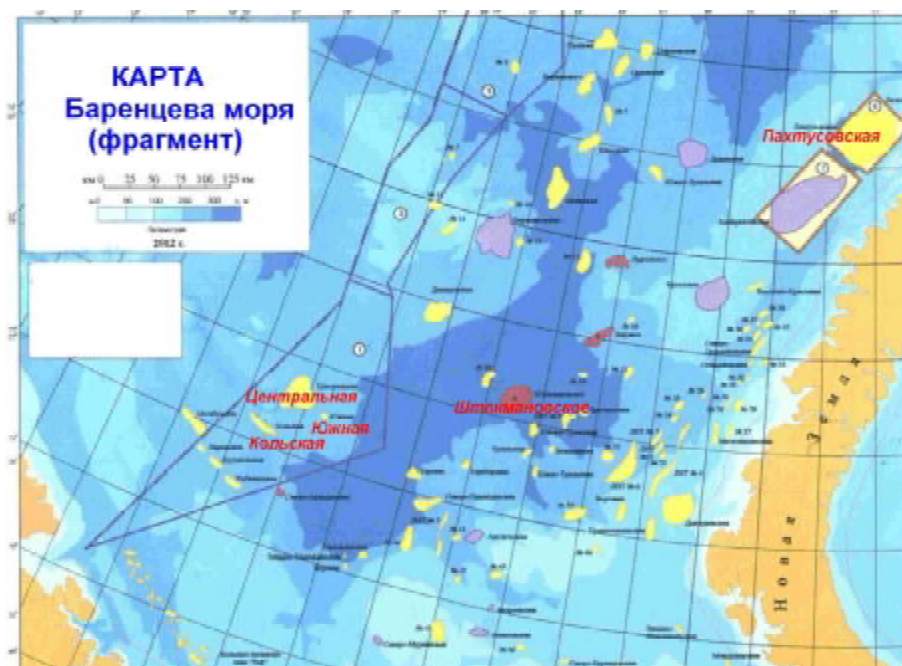


Рис. 1. Фрагмент обзорной карты месторождений углеводородов и структур в Баренцевом море. Названия обследованных структур и месторождения Штокмановское отмечены красным цветом [www.amnng.ru]

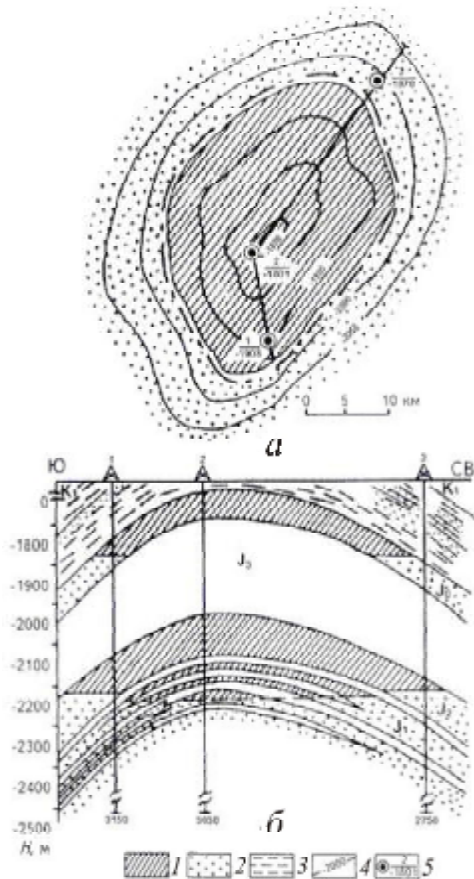


Рис. 2. Строение Штокмановского газоконденсатного месторождения в плане (а) и разрезе (б): 1 – газ; 2 – песчаники; 3 – аргиллиты; 4 – изолиния кровли продуктивных отложений, м; 5 – скважина: над чертой – ее номер, под чертой – глубина кровли продуктивной толщи, м [29]

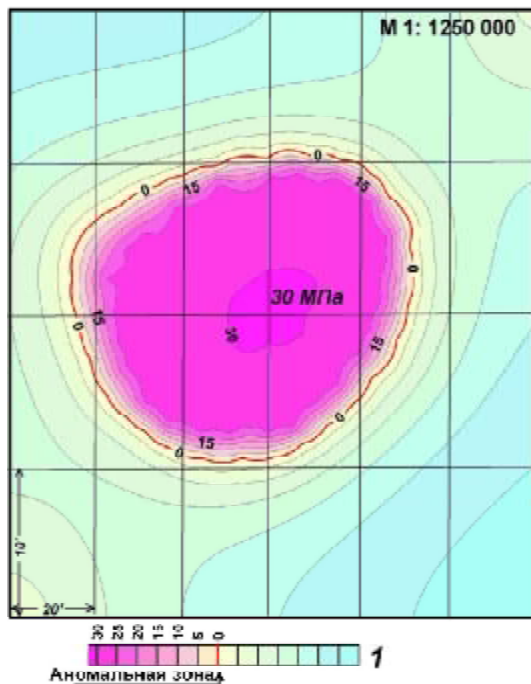


Рис. 3. Карта аномальной зоны типа “газовая и газоконденсатная залежь” на площади Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море (по результатам обработки и дешифрирования данных ДЗЗ): 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа

мелкий. В этом масштабе небольшие по площади аномальные зоны в пределах обследованного фрагмента Баренцева моря могли быть пропущены. То же можно отметить и для двух других участков обследования.

На участке расположения месторождения закартирована достаточно крупная по площади аномалия типа “газовая залежь” и “газоконденсатная залежь” (рис. 3), которая полностью покрывает контур месторождения, показанный на рис. 1. В пределах аномальной зоны максимальное значение оценок пластового давления составляет 30 МПа.

Площадь закартированной аномалии по изолинии 0 составляет 1240 км², по изолинии 25 – 799 км². Площадь контура структуры, снятого с обзорной карты на рис. 1, равна 903 км².

Район Пахтусовской структуры. Масштаб обработки данных ДЗЗ – 1:1 500 000, еще более мелкий по сравнению с районом Штокмановского месторождения. В пределах самой структуры (а также всей площади изучения) обнаружена и закартирована только одна аномальная зона типа “газовая и газоконденсатная залежь” небольших размеров (по отношению к площади самой Пахтусовской структуры, а также Штокмановского месторождения) (рис. 4). Максимальное значение пластового давления в пределах аномальной зоны 31 МПа.

Площадь контура аномалии по изолинии 0 составляет 130 км², по изолинии 20 – 60 км².

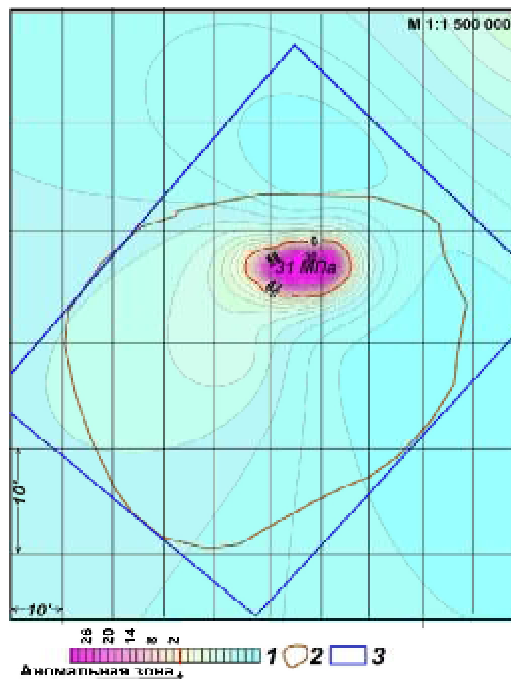


Рис. 4. Карта аномальной зоны типа “газовая и газоконденсатная залежь” на Пахтусовском участке в Баренцевом море (по результатам обработки и дешифрирования данных ДЗЗ): 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – контур структуры; 3 – границы участка

Район расположения Центральной, Южной и Кольской структур на Федьинском участке. Масштаб обработки данных ДЗЗ — 1 : 1 250 000, достаточно мелкий. На участке обследования крупной структуры Центральная аномальных зон типа “залежь УВ” не обнаружено (рис. 5).

В пределах структуры Южная закартирована аномалия типа “газовая и газоконденсатная залежь” (рис. 5), площадь которой больше площади контура структуры на обзорной карте (см. рис. 1). Площадь контура аномалии на Южной структуре по изолинии 0 составляет 189 км², по изолинии 20 — 80 км². Максимальное значение пластового давления 21 МПа.

В пределах Кольской структуры непосредственно аномалия типа “залежь УВ” также не обнаружена. Тем не менее у юго-восточной оконечности этой структуры закартирована аномалия типа “газовая и газоконденсатная залежь” (см. рис. 5). Однако максимальное значение пластового давления в этой аномальной зоне составляет всего 5 МПа. Площадь аномалии в районе Кольской структуры по изолинии 0 равна 210 км².

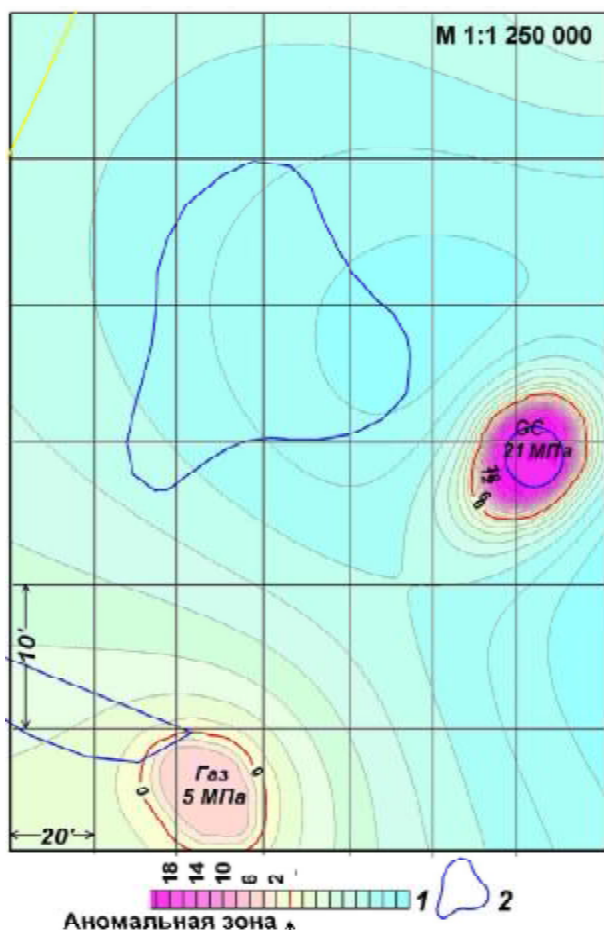


Рис. 5. Карта аномальной зоны типа “газовая и газоконденсатная (ГС) залежь” в районе структур Центральная, Южная (справа) и Кольская (внизу) на Федьинском участке в Баренцевом море (по результатам обработки и дешифрирования данных ДЗЗ): 1 — шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 — контур структуры

Основные выводы.

1. Выполненные демонстрационные экспериментальные исследования рекогносцировочного характера в полной мере и достаточно наглядно демонстрируют работоспособность частотно-резонансной технологии обработки и интерпретации данных ДЗЗ в Арктическом регионе, а также свидетельствуют о целесообразности ее практического применения при проведении поисковых геолого-разведочных работ на нефть и газ.
2. Закартированная крупная аномальная зона типа “залежь газа” и “залежь газоконденсата” над уникальным Штокмановским месторождением позволяет констатировать, что гигантские и уникальные месторождения УВ в Арктическом регионе (в случае их наличия на обследуемых площадях и участках) могут быть обнаружены и закартированы методом частотно-резонансной обработки и дешифрирования данных ДЗЗ.
3. Отсутствие аномальной зоны над Центральной структурой на Федьинском участке и наличие относительно небольшой по площади аномальной зоны (существенно меньше площади самой структуры) на Пахтусовской структуре свидетельствуют о том, что вероятность обнаружения гигантских месторождений в пределах этих структур очень низкая. Следовательно, проведение детальных геолого-геофизических исследований и бурения на данном этапе поисковых работ нецелесообразно, поскольку на таком удалении от берега в настоящее время экономически целесообразно осваивать только гигантские и уникальные месторождения УВ.
4. На обследованных площадях не обнаружены аномальные зоны типа “залежь нефти”, хотя, согласно научным прогнозным оценкам, здесь возможны залежи жидких УВ. В удаленных от развитой инфраструктуры регионах крупные нефтяные месторождения экономически более привлекательны для разработки, чем газовые.
5. При обработке данных ДЗЗ более крупного масштаба и разрешения в пределах обследованных участков и неизученных площадей могут быть обнаружены и закартированы аномальные зоны меньших размеров (средние и мелкие).
6. В принципе, технология частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ предоставляет уникальную возможность оперативно обследовать в рекогносцировочном режиме в пределах Баренцево-Карского арктического региона все наиболее перспективные участки на обнаружение гигантских и уникальных месторождений УВ. Это может значительно ускорить освоение нефтегазового потенциала региона.

Обсуждение результатов. Приведенные выше материалы экспериментальной обработки данных ДЗЗ оказались неожиданными как для авторов статьи (оптимистическим надеждам на обнаружение и картирование крупного нефтегазоперспективного объекта не суждено было сбыться), так и специалистов, занимающихся изучением нефтегазоносности Баренцева моря. В связи с этим целесообразно также акцентировать внимание на следующее.

1. Дополнением к результатам апробации технологии частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ в Арктическом регионе можно также считать материалы обработки в 2010 г. спутниковых данных в районе структуры Медынская-Море 1 в Печорском море [11, 18, 35]. Здесь над структурой выявлена и закартирована значительная по площади аномальная зона типа “залежь УВ” высокой интенсивности (рис. 6). Запроектированная по данным сейсмических и других геолого-геофизических исследований скважина попадает практически в центр аномальной зоны.

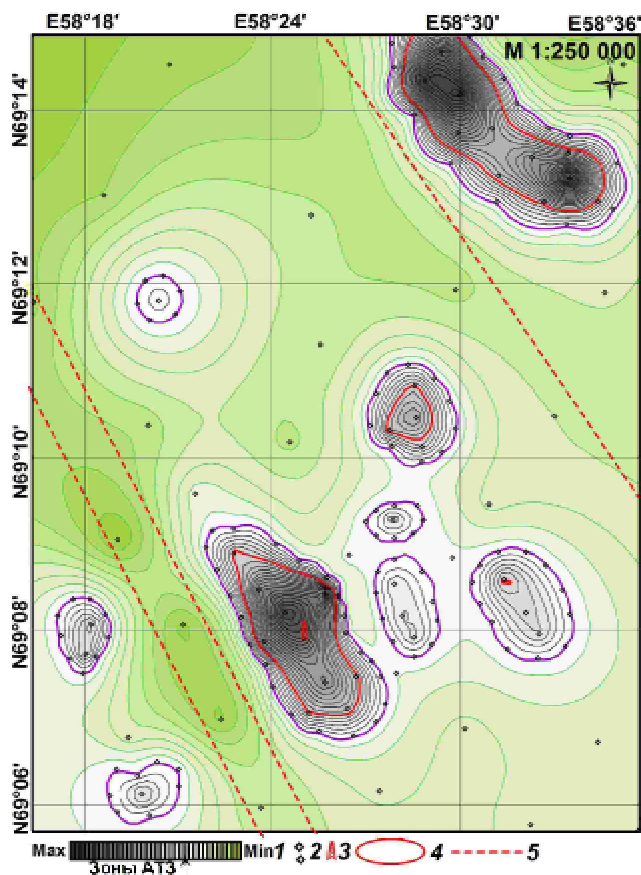


Рис. 6. Карта аномальных зон типа “залежь нефти” в районе структуры Медынская-Море 1 (Печорское море, Арктика), выделенных по результатам обработки спутниковых данных: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – пункты определения значений аномального отклика; 3 – проектная скважина на структуре Медынская-Море 1; 4 – прогнозируемый участок максимального нефтенасыщения; 5 – возможное тектоническое нарушение

Восточнее аномальной зоны над структурой Медынская-Море 1 закартированы четыре небольшие аномалии слабой интенсивности. Участок расположения этих аномалий может быть рекомендован для детального изучения. Две небольшие по площади аномальные зоны обнаружены западнее указанной структуры и еще одна – севернее.

Крупная аномальная зона высокой интенсивности зафиксирована в северо-восточной части участка обработки и интерпретации спутниковых данных. По площади она даже больше аномалии над структурой Медынская-Море 1 и заслуживает первоочередного внимания при проведении дальнейших поисково-разведочных работ в этом регионе.

В целом, оперативно полученная дополнительная и независимая информация свидетельствует как о целесообразности бурения запроектированной поисковой скважины в пределах структуры Медынская-Море 1, так и о необходимости продолжения детальных геофизических работ на участках обнаруженных и закартированных аномалий типа “залежь УВ”.

Пробуренная скважина на структуре Медынская-Море 1 подтвердила ее нефтеносность.

2. Полученные результаты (в частности, на Штокмановском месторождении) существенно повышают вероятность открытия нового нефтегазоносного района на шельфе Антарктического полуострова, где по материалам обработки данных ДЗЗ в районе расположения Украинской антарктической станции “Академик Вернадский” обнаружены и закартированы четыре относительно крупные аномальные зоны типа “залежь УВ” [10, 18, 35]. В марте–апреле 2012 г. эти аномальные зоны были заверены (подтверждены) измерениями геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ с борта судна во время проведения сезонных работ 17-й Украинской антарктической экспедиции. Геоэлектрические методы СКИП и ВЭРЗ также могут быть использованы при проведении поисковых работ в Арктическом регионе.

Отметим, что для подтверждения результатов, полученных в районе Антарктического п-ова, дополнительно обработаны данные ДЗЗ района расположения скважин Togoа, Darwin и Stebbing в юго-восточной части шельфа Фолклендских островов [31, 33].

3. В автореферате диссертации М.И. Леончика [20] в качестве нового перспективного направления поисков нефти и газа в Баренцевском мегабассейне выделены седиментационные ловушки УВ. Автор констатирует [20, с. 18], что “с учетом невыявленных антиклинальных структур (доля которых может составлять предположительно 20 %) в седиментационных

ловушках может содержаться, по предварительным оценкам, 7,3 млрд т УТ, что составляет чуть более 25 % от всех начальных суммарных ресурсов углеводородов (НСР УВ) восточной (российской) части Баренцева моря". Все эти перспективные участки могут быть оперативно обследованы в рекогносцировочном режиме методом частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ.

М.И. Леончик также отмечает, что [20, с. 18] "при коэффициенте успешности бурения в Баренцевом море, равном 0,5 (из 14 разбуренных структур на 5 открыты месторождения, на 4 структурах результат не определен, так как не вскрыты целевые горизонты), доля неантиклинальных ловушек в общем объеме НСР УВ может заметно повыситься". Для сопоставления добавим, что из пяти обследованных методом обработки данных ДЗЗ структур в Баренцевом море над двумя обнаружены и закартированы аномалии типа "залежь газа" и "залежь газоконденсата" (Штокмановская и Южная), еще над двумя – не выявлены (Центральная и Кольская), а над пятой (Пахтусовской) установленная аномалия существенно меньше площади самой структуры. Есть основания говорить о хорошей "корреляции" материалов обработки данных с результатами бурения.

4. Подобная ситуация характерна и для других районов. Так, в автореферате [25] показано, что на месторождениях Широтного Приобья значительная часть скоплений УВ сосредоточена не в своде, а на склонах и периклинальных окончаниях поднятий в тектонически экранированных ловушках.

В статье [9, с. 3] констатируется, что "ведение поисковых работ на юге Западной Сибири (на юге Тюменской области) показало несостоятельность правила структурного (антиклинального) размещения скважин, что указывает на необходимость смены стратегии и методических подходов в организации здесь нефтегазопроцесса (и не только здесь)".

Эти выводы подтверждаются и результатами наших исследований, опубликованными в [14]. Представленные выше материалы также свидетельствуют, что аномальные зоны типа "залежь УВ" располагаются самым различным образом относительно выявленных структур – над многими структурами они отсутствуют вообще.

Эти экспериментальные и практические материалы еще раз подчеркивают важность и востребованность новой и независимой информации, которую предоставляет технология частотно-резонансной обработки и дешифрирования данных ДЗЗ.

5. Многие исследователи указывают на фрактальность строения месторождений УВ. В частности, в диссертационной работе [2] установлены фрактальность большинства залежей и месторождений нефти и газа Западно-Сибирского нефтегазового бассейна и закономерная их приуроченность к активным фрактальным очагам геодинамики. Это наглядно демонстрируется в [2] картой накопленных отборов нефти на одном из месторождений региона.

Выявленная фрактальность большинства залежей и месторождений нефти и газа свидетельствует о важности проблемы выбора оптимальных мест заложения поисковых, разведочных и добывающих скважин. Следовательно, имеются основания для предположений, что решению этой проблемы может содействовать использование технологии оценки максимальных значений пластовых давлений по данным ДЗЗ. Целесообразно провести исследование возможностей указанной технологии на крупномасштабных данных ДЗЗ высокого и сверхвысокого разрешения, в том числе на материалах аэрофотосъемки.

6. Авторы геосолитонного механизма нефтегазообразования отмечают [1, 2, 21], что традиционные методы поиска и разведки, ориентированные на очень крупные по пространственным параметрам залежи, совершенно не эффективны для разведки малоразмерных залежей. Только предварительная высокоразрешающая объемная сейсморазведка (3D-сейсморазведка) в состоянии гарантировать успешное попадание разведочных и эксплуатационных скважин в малоразмерные залежи УВ, контролируемые отдельной субвертикальной зоной деструкции (СЗД).

В статье [16, рис. 6] представлены результаты обработки данных ДЗЗ в районе "геосолитонной" трубки, выделенной по сейсмическим данным 3D и приведенной в публикациях [2, 21]. Она расположена на Полутынской площади, в районе Иусского и Котлынинского месторождений УВ (Шаимский нефтегазоносный район, Россия).

Построенная по результатам обработки карта аномальных зон типа "залежь УВ" сопоставлена со схематической картой-планом Иусского нефтяного месторождения, расположенного рядом с трубкой, что позволило предположить возможный характер формирования месторождений УВ в зонах вертикальной миграции флюидов. К этому следует добавить, что такие же соотношения между зонами вертикальной миграции и ловушками были зафиксированы в районе грязевого вулкана Джау-Тепе, а также при картировании техногенной залежи газа на одном из месторождений в Днепровско-Донецкой впадине.

7. Сопоставление закартированных аномальных зон с контурами опосредованных структур в Баренцевом море наглядно демонстрирует ценность и важность новой информации, полученной методом частотно-резонансной обработки и дешифрирования данных ДЗЗ. Эта дополнительная информация позволяет существенно уменьшить (локализовать) участки первоочередных поисков скоплений УВ. Инновационный метод частотно-резонансной обработки и дешифрирования данных ДЗЗ заслуживает более активного использования в традиционном комплексе нефтегазопосковок работ.
8. Целесообразно также еще раз акцентировать внимание на сложности и проблемы освоения шельфа. В целом о них дают некоторое представление следующие сведения.
- А. В публикации [24] подведены итоги геолого-разведочных работ и бурения в 1995–2006 гг. на Южном Каспии (ЮКБ), которые проводились в море на основе контрактов с иностранными нефтяными компаниями. Почти все контрактные блоки и площади были подготовлены под глубокое бурение двумерной и трехмерной сейсморазведкой, результаты которой позволяют с учетом специфики разреза бассейна достаточно надежно моделировать природные резервуары-ловушки и, соответственно, закладывать первые поисковые и разведочные скважины на участках локальных поднятий, оптимальных с точки зрения возможности выявления скоплений УВ.
- В указанный период в азербайджанской части акватории бурение проведено на 15 площадях. Только на одной из них разведочная скважина выявила крупное месторождение газа и конденсата. На остальных площадях пробурено 16 скважин с глубинами 3840–7087 м. По результатам разбуривания семи скважин операторы проектов, несмотря на получение притоков УВ, признали коммерчески не эффективными опробованные объекты. При тестировании девяти скважин в них вообще не было установлено УВ. Результаты геолого-разведочных работ 1995–2006 гг. не подтвердили предполагавшиеся ресурсы УВ в объеме 4,33 млрд т в нефтяном эквиваленте, в том числе ожидаемые 930 млн т нефти и 3,4 трлн м³ газа. Общие затраты компаний-операторов составили около 1 млрд дол. США: примерно 110 млн дол. на геофизические работы и 830 млн дол. на бурение (55 тыс. пог. м) [24].
- Б. В статье [14] приводятся сведения о некоторых результатах геофизических исследований и бурения (положительных и отрицательных) в пределах лицензионных блоков Urumaco I, Urumaco II, Cardon III, Cardon IV на шельфе Венесуэлы. В частности, в течение пяти лет в пределах блоков Urumaco I и Urumaco II были выполнены сейсмические работы 3D общей площадью 500 и 400 км² соответственно и пробурена скважина стоимостью 300 млн дол. США, которая не дала положительных результатов.
- В. Две скважины пробурены в глубоководной части черноморского сектора Турции, обе оказались сухими.
- Представленная выше информация свидетельствует о целесообразности проведения широкого комплекса поисковых геолого-геофизических работ при выборе мест заложения поисковых и разведочных скважин. Учитывая результаты апробации технологии частотно-резонансной обработки и дешифрирования данных ДЗЗ, отметим следующее:
- а) в пределах изученных сейсморазведкой 2D и 3D блоков, а также обнаруженных и закартированных структур могут быть перспективные участки, которые располагаются не в сводах структур и, следовательно, не разбурены;
- б) подобные участки могут быть оперативно обнаружены и закартированы методом частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ;
- в) обработка данных ДЗЗ изученных сейсморазведкой блоков позволит получить более полную информацию о перспективах их нефтегазоносности; в результате проведения таких работ оперативно могут быть выявлены участки возможного скопления УВ в ловушках неструктурного типа;
- г) в настоящее время для повышения эффективности морских нефтегазопосковок исследований активно применяется электромагнитная технология Seabed Logging (controlled-source electromagnetic (CSEM) технология) компании EMGS [30, 32]; в частности, в [30] приводятся результаты применения 3D-модификации CSEM-технологии совместно с материалами 2D-сейсмике в Баренцевом море; для этих целей также могут быть использованы мобильные геоэлектрические методы СКИП и ВЭРЗ.
9. В диссертации [4] выполнен прогноз крупных месторождений нефти и газа в Баренцево-Карском регионе России. В частности, «количественные показатели выполненного прогноза сводятся к следующему.
- В Баренцево-Карском регионе, где установлены 64 зоны углеводородонакопления, в дополнение к 11 ранее выявленным морским месторождениям прогнозируются еще 13 крупных месторождений. Базовые участки локализации

прогнозируемых месторождений средней площадью немногим более 2000 км² выделены на акваториях с плотностью ресурсов УВ более 100 тыс. т/км².

Локальные объекты с реальными признаками крупных месторождений, как правило, имеют двойной структурный контроль, площадь до 1250 км² и амплитуды, достигающие 300 м и более. Ранг прогнозируемых скоплений УВ в этих структурных ловушках с извлекаемыми ресурсами от 75 до 1056 млн т соответствует крупным и уникальным месторождениям” [4, с. 35].

Выделенные автором базовые участки прогноза и поисков крупных месторождений УВ могут быть оперативно опознаны в рекогносцировочном режиме методом частотно-резонансной обработки и дешифрирования данных ДЗЗ.

10. Перспективы дальнейших крупных открытий на шельфах, по крайней мере в пяти нефтегазоносных провинциях России – Баренцево-Карской, Тимано-Печорской, Каспийской, Охотской и в Южно-Карском регионе, показаны в работе [6]. Здесь обоснованы возможность открытия и конкретные местоположения 28 крупных месторождений в нераспределённом фонде недр акваторий России. Среди возможных открытий 19 – крупных, 6 – гигантских и 3 – уникальных месторождения. Участки их возможного местонахождения также могут быть обследованы методом обработки и интерпретации данных ДЗЗ.

11. В публикации [7] излагается несколько иной взгляд на освоение арктического шельфа. Так, в резюме к статье указано, что “на основе анализа достоверности существующих оценок прогнозных ресурсов, технологических и экономических проблем освоения российского арктического шельфа авторы приходят к выводу о нецелесообразности полномасштабной его разработки в ближайшей перспективе. В качестве альтернативы предлагается пошаговый и всесторонне продуманный выход на освоение прибрежной ресурсной базы – зоны транзитного мелководья, близость которой к относительно хорошо изученной территориальной части нефтегазовых бассейнов позволяет максимально снизить геологические риски, а относительная техническая доступность и географическая близость к наземной инфраструктуре – минимизировать технологические и финансовые риски. Такая тактика обеспечит последующий успех широкого и реального освоения безусловно огромного ресурсного потенциала российского арктического шельфа” [7, с. 44].

Оставим без комментариев предложения авторов статьи. Отметим только, что мобильные

геоэлектрические методы СКИП и ВЭРЗ, а также метод обработки и интерпретации данных ДЗЗ в комплексе являются идеальной технологией для оперативного изучения перспектив нефтегазоносности зоны транзитного мелководья на начальном (рекогносцировочном) этапе исследований.

Спектр проблем, связанных с изучением и освоением углеводородного потенциала морских акваторий России, анализируются в публикации [22, с. 1], где, в частности, отмечаются: “недостаточная обоснованность оценок морского углеводородного потенциала, обусловленная его региональной недоизученностью; неоднозначность оценок запасов морских месторождений; неоптимальная организация как региональных, так и поисково-разведочных работ; не соответствующая современным требованиям техническая база, обеспечивающая как проведение поисково-разведочного бурения, так и освоение морских месторождений нефти и газа”.

А. Тимурзиев полагает [27, с. 41], “что реализация программы поисков и освоения глубоководной нефти за счет сверхглубокого, глубоководного и даже сверхглубоководного бурения в пределах старых районов нефтедобычи со сложившейся производственной инфраструктурой может оказаться экономически выгоднее дорогостоящих проектов освоения арктического шельфа и проектов глубоководного океанического бурения”.

12. В статье [23] рассматриваются новые центры сырьевого обеспечения экономического роста России на период до 2030 г. Площадка Северного центра включает российскую часть шельфа Баренцева и Печорского морей, а также прилегающую часть материка (территории Ненецкого АО, Мурманской области и севера Архангельской области). Новым уникальным районом добычи УВ станет Ямало-Карский центр, охватывающий шельф Карского моря, п-ов Ямал, Обскую губу и западную часть п-ова Гыданский. Следовательно, арктический шельф в перспективе будет осваиваться.

13. В конце июня 2012 г. появилась информация, что Норвегия выставила на 22-й лицензионный раунд 72 баренцевоморских блока. Некоторые из них расположены в непосредственной близости от норвежско-российской границы. Сообщалось также, что в лицензионном раунде должны принять участие НК “Роснефть” и “ЛУКОЙЛ”. Карты расположения лицензионных блоков представлены в информационном сообщении [34].

Технология частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ может быть использована для предварительной оценки перспектив

нефтегазоносности того или другого лицензионного блока с целью принятия окончательного решения относительно участия в торгах за этот конкретный блок.

Заключение. Многочисленные результаты практической апробации мобильной технологии частотно-резонансной обработки и дешифрирования данных ДЗЗ в различных регионах земного шара (в том числе приведенные выше) дают авторам основание констатировать, что сервисные компании геолого-геофизического профиля, проводящие поисковые геолого-геофизические работы на конкретных перспективных площадях и участках, могут (и должны!) быть заинтересованы в ее применении на начальных (рекогносцировочных) этапах поисковых работ. Использование этой технологии позволит оперативно получить дополнительную (и, главное, независимую) информацию о перспективах нефтегазоносности изучаемых площадей. Выявленные и закартированные аномальные зоны в дальнейшем могут быть более детально изучены традиционными (в первую очередь сейсмическими) геофизическими методами. В целом, это дает возможность более обоснованно и уверенно выделить перспективные участки для заложения поисковых скважин.

Нефтяные компании, операторы конкретных лицензионных участков и блоков также должны быть заинтересованы в использовании технологии частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ на различных этапах проведения поисковых геолого-разведочных работ. На начальных этапах поисковых работ в пределах обнаруженных и закартированных аномалий типа “залежь УВ” с помощью этой технологии можно проводить сейсмические исследования 3D повышенной детальности. Ее использование для дополнительной оценки перспектив нефтегазоносности выявленных сейсморазведкой структур и объектов даст возможность оптимизировать расположение первых поисковых скважин. Целенаправленное применение технологии при поисках и разведке скоплений УВ позволит ускорить и оптимизировать геолого-разведочный процесс в целом.

Результаты экспериментального применения в 2010–2011 гг. технологии частотно-резонансной обработки и дешифрирования данных ДЗЗ для оперативной оценки перспектив нефтегазоносности крупных по площади и труднодоступных нефтегазоносных территорий анализируются в статье [16]. На примере Украины сформулированы методические принципы применения технологии для оперативной оценки перспектив обнаружения скоплений УВ в различных нефтегазоносных регионах. Показано, что оперативное проведение работ оценочного характера на территории Украины позволит получить

новую и независимую информацию, которая может быть использована как для выбора первоочередных объектов с целью детального изучения, так и для привлечения инвесторов с целью проведения поисковых геолого-геофизических работ и опытной разработки перспективных объектов. Привлечение к решению проблемы поисков и разведки скоплений УВ небольших инвестиционных компаний и отдельных инвесторов будет способствовать существенному увеличению объемов поисковых геолого-разведочных работ. Сформулированные принципы и рекомендации могут быть использованы при проведении поисковых работ в других труднодоступных регионах мира (в том числе Арктическом и Антарктическом).

С помощью технологии частотно-резонансной обработки и дешифрирования данных ДЗЗ может быть выполнена оперативная оценка нефтегазоносности наиболее перспективных участков и структур в Баренцевом, Карском, Черном и Азовском морях.

1. *Бембель Р.М.* Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р.М. Бембель, В.М. Мегеря, С.Р. Бембель. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 344 с.
2. *Бембель С.Р.* Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2011. – 32 с.
3. *Большакова М.А.* Газоконденсаты Штокмановского месторождения / М.А. Большакова, Т.А. Кирюхина // Геология нефти и газа. – 2007. – № 3. – С. 39–48.
4. *Вовк В.С.* Прогноз крупных месторождений нефти и газа в Баренцево-Карском регионе России: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2010. – 39 с.
5. *Покорение Арктики* // Акционер: Газета акционеров ОАО “НК «Роснефть». – 2012. – 20 июня. – Вып. 15. – http://www.rosneft.ru/attach/0/02/95/RN_Akcioner_2012.pdf
6. *Григоренко Ю.Н.* Морская база углеводородного сырья России и перспективы ее развития / Ю.Н. Григоренко, Е.А. Маргулис, Ю.Н. Новиков, В.С. Соболев // Нефть. геология. Теория и практика. – 2007. – Т. 2. – 33 с. – <http://www.ngtp.ru/rub/5/003.pdf>
7. *Григорьев Г.* Грандиозность планов на фоне глубины проблем. Перспективы освоения углеводородного потенциала российских арктических акваторий / Г. Григорьев, Ю. Новиков // Oil and Gas J. Russia. – 2012. – № 5 (60). – С. 44–49. – <http://www.ogj.ru/articles/2012/05/256>
8. *Дзюбло А.Д.* Геолого-геофизические исследования и модели природных резервуаров Баренцево-Карского региона с целью наращивания ресурсной базы углеводородов: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2009. – 50 с.
9. *Карпов В.А.* Состояние и перспективы развития нефтегазописковых работ в Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2012. – № 3. – С. 2–6. – <http://www.adc-tehnika.ru/content/iziskania/11288/Sostoyanie-i>

- perspektivy-razvitiya-neftegazoposkovykh-rabot-v-Zapadnoj-Sibiri+/
 10. Корчагин И.Н. Опыт обнаружения скоплений углеводородов в структурах континентальных окраин Западной Антарктики и других регионов (по данным экспериментальных геоэлектрических и дистанционных исследований) / И.Н. Корчагин, С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, В.Д. Соловьев, В.Г. Бахмутов, Д.Н. Божежа // Нефтегаз. дело [Электрон. науч. журн.]. – 2012. – № 1. – С. 242–261. – URL: http://www.ogbus.ru/authors/Korchagin/Korchagin_1.pdf
11. Левашов С.П. Новые возможности оперативной оценки перспектив нефтегазоносности разведочных площадей, труднодоступных и удаленных территорий, лицензионных блоков / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Геоинформатика. – 2010. – № 3. – С. 22–43.
12. Левашов С.П. Оперативное решение задач оценки перспектив рудоносности лицензионных участков и территорий в районах действующих промыслов и рудных месторождений / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, Д.Н. Божежа // Там же. – 2010. – № 4. – С. 23–30.
13. Левашов С.П. Оперативное решение практических задач приповерхностной геофизики: от применения неклассических геоэлектрических методов до новой парадигмы геофизических исследований / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Там же. – 2011. – № 1. – С. 22–31.
14. Левашов С.П. Оценка относительных значений пластового давления флюидов в коллекторах: результаты проведенных экспериментов и перспективы практического применения / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Там же. – 2011. – № 2. – С. 19–35.
15. Левашов С.П. Возможности мобильных геофизических технологий при поисках и разведке скопленных метана в угольных бассейнах и других нетрадиционных горючих ископаемых / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Там же. – 2011. – № 3. – С. 5–25.
16. Левашов С.П. О целесообразности оперативной оценки перспектив обнаружения новых скоплений углеводородов на территории Украины по данным дистанционного зондирования Земли / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Там же. – 2011. – № 4. – С. 5–16.
17. Левашов С.П. Методические аспекты применения технологии обработки и интерпретации данных дистанционного зондирования Земли при проведении поисковых работ на нефть и газ в акваториях / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, А.И. Самсонов, Д.Н. Божежа // Там же. – 2012. – № 1. – С. 5–16.
18. Левашов С.П. Практические результаты применения оперативных дистанционных и мобильных геоэлектрических методов на нефтегазопосковом работ / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Геология и полез. ископаемые Мирового океана. – 2012. – № 1. – С. 66–87.
19. Левашов С.П. Опыт применения специальной методики обработки спутниковых данных для обнаружения и картирования скоплений углеводородов в Прикаспии / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, Д.Н. Божежа, К.М. Таскинбаев // Нефть и газ. – 2012. – № 2(68). – С. 53–60.
20. Леончик М.И. Седиментационные ловушки углеводородов Баренцевого мегабассейна – новое перспективное направление поисков нефти и газа: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Геленджик, 2011. – 22 с.
21. Мегеря В.М. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли. – М.: Локус Стэнди, 2009. – 256 с.
22. Новиков Ю.Н. Некоторые проблемы изучения и освоения углеводородного потенциала морской периферии России // Нефтегаз. геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 4. – 25 с. – http://www.ngtp.ru/rub/5/68_2012.pdf
23. Орлов В.П. Новые центры сырьевого обеспечения экономического роста на период до 2030 г. Материалы доклада на науч.-практ. конф. VII форума “ТЭК- XXI век”, г. Москва, 10 апр. 2009 г. – М., 2009. – http://www.geoinform.ru/?an=mtg0309_01ru
24. Рачинский М.З. Южно-Каспийский бассейн: геологические аспекты перспектив, оценка углеводородного потенциала, стратегия поисков месторождений нефти и газа // Геофизика XXI столетия: Сб. тр. Девятого геофиз. чтений им. В.В. Федынского, г. Москва, 1–3 марта 2007 г.). – Тверь: ООО “Изд-во ГЕРС”, 2008. – С. 282–304.
25. Сапрыкина А.Ю. Особенности строения и формирования нефтяных залежей в связи с дизъюнктивно-блоковым строением верхнеюрских и неокомских природных резервуаров Широкого Приобья: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2002. – 14 с.
26. Соловьев В.Д. Новые данные о перспективности шельфа Антарктического полуострова на нефть и газ (по результатам геофизических исследований) / В.Д. Соловьев, И.Н. Корчагин, В.Г. Бахмутов, С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, Д.Н. Божежа, В.В. Прилуков // Теоретические и прикладные аспекты геоинформатики. – Киев, 2011. – С. 33–47.
27. Тимурзиев А.И. Современное состояние теории происхождения и практики поисков нефти: тезисы к созданию научной теории прогнозирования и поисков глубоководной нефти // Глубинная нефть [Электрон. журн.]. – 2013. – Т. 1, № 1. – С. 18–44. – http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-1-2013/4_Timurziev_1-1-2013.pdf.
28. Федоровский Ю.Ф. Перспективы нефтегазоносности карбонатных верхне-среднепалеозойских отложений на российском шельфе Баренцева моря: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2007. – 28 с.
29. Шипилов Е.В. Месторождения углеводородного сырья западной части российского шельфа Арктики: геология и закономерности размещения / Е.В. Шипилов, Р.Р. Мурзин // Геология нефти и газа. – 2001. – № 4. – С. 6–19. – <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/2001/04/Stat/stat02.html>
30. Gabrielsen P.T. Exploring frontier areas using 2D seismic and 3D CSEM data, as exemplified by multi-client data over the Skrugard and Havis discoveries in the Barents Sea / P.T. Gabrielsen, P. Abrahamson, M. Panzner, S. Fanavoll,

- S. Ellingsrud // First Break. – 2013. – Vol. 31, N 1. – P. 63–71.
31. Gas condensate find raises Falkland expectations // Ibid. – 2012. – Vol. 30, N 6. – P. 40–41.
32. Feather K. The rapid adoption of seabed logging / Ken Feather // Scand. Oil and Gas Mag. – 2007. – 5/6. – P. 37–38.
33. Leads and Prospects map. – <http://www.fogl.com/fogl/en/Operations/map/leadsprospectsmap>.
34. Norway's 22nd Licensing Round Focuses on Barents Sea. – <http://www.jptonline.org/index.php?id=1792>.
35. Solovyov V.D. Gas Hydrates Accumulations on the South Shetland Continental Margin: New Detection Possibilities / V.D. Solovyov, V.G. Bakhmutov, I.N. Korchagin, S.P. Levashov, N.A. Yakymchuk, D.N. Bozhezha // Hindawi Publishing Corporation. J. Geol. Res. – 2011, Art. ID 514082. – 8 p. – doi:10.1155/2011/514082.

¹Інститут прикладних проблем екології, геофізики і геохімії, Київ, Україна

Поступила в редакцію 15.01.2013 г.

²Центр менеджмента і маркетинга в області наук о Землі ІГН НАН України, Київ, Україна

³Інститут геофізики ім. С.І. Субботина НАН України, Київ, Україна,
E-mail: korchagin@karbon.com.ua

С.П. Левашов, М.А. Якимчук, І.М. Корчагін

ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ОКРЕМИХ СТРУКТУР БАРЕНЦОВОГО МОРЯ ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНИМ МЕТОДОМ ОБРОБКИ ДАНИХ ДИСТАНЦІЙНОГО ЗОНДУВАННЯ ЗЕМЛІ

Обговорено результати оцінки перспектив нафтогазоносності окремих структур Баренцового моря. Їх отримано частотно-резонансним методом обробки та інтерпретації даних дистанційного зондування Землі (ДЗЗ). Картування аномальної зони типу “поклад газу” і “поклад газоконденсату” над унікальним Штокманівським родовищем дає змогу констатувати, що гігантські та унікальні родовища вуглеводнів (ВВ) в Арктичному регіоні можуть бути виявлені та закартовані зазначеним методом. Відсутність аномальної зони над Центральною структурою на Фединській ділянці і наявність відносно невеликої за площею аномальної зони на Пахтусовській структурі вказують на те, що ймовірність виявлення гігантських родовищ у цих структурах дуже низька. Отже, проведення в їх межах детальних геолого-геофізичних досліджень і буріння на даному етапі пошукових робіт недоцільно, оскільки на такій відстані від берега на цей час економічно припустимо освоювати тільки гігантські та унікальні родовища ВВ. Отримані дані свідчать, що технологія частотно-резонансної обробки та інтерпретації даних ДЗЗ дає унікальну можливість оперативно обстежити в рекогносцирувальному режимі в межах Баренцово-Карського арктичного регіону всі найперспективніші ділянки на виявлення гігантських та унікальних родовищ ВВ. Це може істотно прискорити освоєння нафтогазового потенціалу регіону.

Ключові слова: Арктика, Баренцове море, нафта, газ, родовище, супутникові дані, технологія, прямі пошуки, обробка, інтерпретація.

S.P. Levashov, N.A. Yakymchuk, I.N. Korchagin

HYDROCARBON POTENTIAL ASSESSMENT OF SOME STRUCTURES IN THE BARENTS SEA BY FREQUENCY-RESONANCE METHOD OF REMOTE SENSING DATA PROCESSING

The results of the hydrocarbon (HC) potential assessment of some structures in the Barents Sea are discussed. They were received by using the mobile technology of frequency-resonance processing and interpretation of remote sensing (RS) data. Mapped large anomalous zone of the “gas reservoir” and “gas-condensate reservoir” type on the unique Shtokman field allows us to conclude that giant and unique HC deposits in the Arctic region can be detected and mapped by the mobile method. The absence of anomalous zone over Central structure on the Fedynsky high and the relatively small anomalous zone over Pakhtusovskaya structure indicate that the probability of finding giant fields within these structures is very low. Consequently, the detailed geological-geophysical studies and drilling within these structures at this stage of prospecting are unreasonable due to the fact that today at such a distance from the coast it is economically feasible to develop only the giant and unique HC deposits. The received results show, that the technology of frequency-resonance processing of RS data provides a unique opportunity to investigate operatively in reconnaissance character the most promising areas for the detection of giant and unique HC fields within the Barents-Kara Seas. This may significantly speed up the development of the oil and gas potential of Arctic region.

Keywords: Arctic, Barents Sea, oil, gas, deposit, satellite data, technology, direct prospecting, processing, interpretation.