

НОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РЕКОГНОСЦИРОВОЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ С ЦЕЛЬЮ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ МЕТОДОМ ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНОЙ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ДЗЗ

С.П. Левашов^{1,2}, Н.А. Якимчук^{1,2}, И.Н. Корчагин³, Д.Н. Божежа²

¹*Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, пер. Лабораторный, 1, Киев 01133, Украина*

²*Центр менеджмента и маркетинга в области наук о Земле ИГН НАН Украины, пер. Лабораторный, 1, Киев 01133, Украина*

³*Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, пр. Акад. Палладина, 32, Киев 03680, Украина, e-mail: korchagin@karbon.com.ua*

Обсуждаются результаты оценки перспектив нефтегазоносности отдельных структур Баренцева моря частотно-резонансным методом обработки и интерпретации данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ). На участке расположения месторождений Skrugard и Navis на шельфе Норвегии обнаружено и закартировано семь аномальных зон типа “нефтегазовая залежь”. Картирование крупной аномальной зоны типа “газ + газоконденсат” над уникальным Штокманским 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 Федыньском участке и выявление относительно небольшой по площади аномальной зоны на Пахтусовской структуре свидетельствуют о том, что вероятность обнаружения гигантских месторождений в пределах этих структур очень низкая. В районе крупного Варнекского поднятия закартировано семь аномальных зон типа “газ + газоконденсат”. В норвежской части бывшей “серой” (спорной) зоны Баренцева моря выполнена обработка данных ДЗЗ в пределах четырех поисковых участков общей площадью 39 742 км². Площадь проведения 3D сейсмических работ в их пределах составляет 13 956 км². Обнаружены и закартированы 2 аномальные зоны типа “газовая залежь” и 13 – типа “газовая + конденсатная залежь” общей площадью 1613 км². Полученные результаты свидетельствуют о принципиальной возможности комплексирования дистанционных, сейсмических и геоэлектрических методов при поисках и разведке скоплений УВ в акваториях. Технология частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ предоставляет уникальную возможность оперативно обследовать в рекогносцировочном режиме в пределах Арктического региона все наиболее перспективные участки на обнаружение гигантских и уникальных месторождений УВ. Это может существенно ускорить освоение нефтегазового потенциала региона.

Ключевые слова: данные ДЗЗ, обработка, интерпретация, Баренцево море, аномалия типа “залежь”, газ, нефть, газоконденсат, пластовое давление, поисковый участок, месторождение.

Введение. В последнее время значительно повысился интерес к поискам и разведке скоплений углеводородов (УВ) в Арктическом регионе, в том числе в Баренцевом море. Это обусловлено в большей мере открытием трех месторождений в норвежском секторе моря – Skrugard, Navis и Norvarg. Подтверждением такого интереса можно считать и подписанные в 2012 г. нефтяной компанией (НК) “Роснефть” соглашения о стратегическом партнерстве с известными НК “ExxonMobil”, “Statoil” и “Eni” с целью освоения ресурсов Баренцева, Карского и Черного морей.

Однако материальные, финансовые и временные затраты на поисково-разведочные работы, бурение и добычу УВ на шельфе существенно возрастают по сравнению с аналогичными работами на суше. Еще более крупные ресурсы необходимы на освоение арктических и антарктических районов. Поэтому проблема ускорения и оптимизации геолого-разведочного процесса поисков промышленных скоплений УВ в удаленных и труднодо-

ступных регионах (в том числе в арктических) особенно актуальна.

О сложностях и проблемах, возникающих при освоении углеводородного потенциала в акваториях морей и океанов, свидетельствуют результаты бурения параметрических, поисковых и разведочных скважин. Так, в информационных сообщениях [18, 19] приводятся сведения о результатах бурения в 2012 г. на шельфах Норвегии и Англии. На шельфе Норвегии в 2012 г. пробурено 43 поисковые и разведочные скважины, сделано 14 открытий [18]. За это же время бурение 66 скважин на шельфе Англии привело только к двум открытиям [19]! В 2012 г. 4 скважины пробурены на шельфе Намибии, коммерческие при токи УВ в них также не получены [15].

В статье [10, с. 3] констатируется: “За последние три года в Турецкой, Болгарской и Румынской исключительных экономических зонах Черного моря пробурено 11 поисковых скважин на шельфе, в переходной зоне и глубоководной впа-

дине, 10 из которых признаны бесперспективными. Для оценки потенциала скважины Домино-1 (Румыния) нужно потратить несколько миллиардов долларов США в течение 5–6 лет”.

В связи с этим для повышения эффективности морских нефтегазопроисковых исследований в настоящее время дополнительно к сейсмическим привлекаются современные электромагнитные методы. Наиболее активно применяется электромагнитная технология Seabed Logging (controlled-source electromagnetic (CSEM) технология) компании EMGS [13, 14].

Оказать содействие решению указанной проблемы может также более активное применение в поисковом процессе мобильных и оперативных геофизических технологий. К таким технологиям можно отнести и комплекс методов – частотно-резонансной обработки и интерпретации данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) с целью “прямых” поисков полезных ископаемых конкретного типа [1–4], геоэлектрические методы становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ) [4, 5]. Эти методы позволяют обнаруживать и картировать аномальные зоны типа “залежь нефти”, “залежь газа”, “залежь газогидратов” и др. Дополнительно в рамках данной технологии реализована отдельная методика предварительной оценки пластовых давлений в нефтегазовых коллекторах [2]. Перечисленные мобильные методы уже на протяжении многих лет успешно применяются для поисков нефти и газа в различных регионах мира. Некоторые результаты их применения анализируются в публикациях [1–8, 16, 17, 20].

Мобильные методы апробированы также при поисках скоплений УВ в морских акваториях [3, 4, 6, 7], в том числе в Баренцевом море [6, 8, 17, 20]. Ниже анализируются дополнительные результаты применения технологии частотно-резонансной обработки и дешифрирования данных ДЗЗ на известных месторождениях и перспективных структурах в Баренцевом море. Акцент при этом делается на результаты исследований в районе нефтегазовых месторождений Skrugard и Navis [13], а также на четырех участках в норвежской части бывшей “серой” (спорной) зоны Баренцева моря, где в апреле 2014 г. начали проводиться 3D сейсмические исследования [12]. Все нижеследующие результаты получены с использованием методики оценки максимальных значений пластового давления флюидов в коллекторах [2].

Район месторождений Skrugard и Navis. Интерес авторов к району обусловлен тем, что в работе [13] приводятся результаты применения 3D-модификации CSEM-технологии совместно с материалами 2D-сейсмике в Баренцевом море, в районе расположения недавно открытых место-

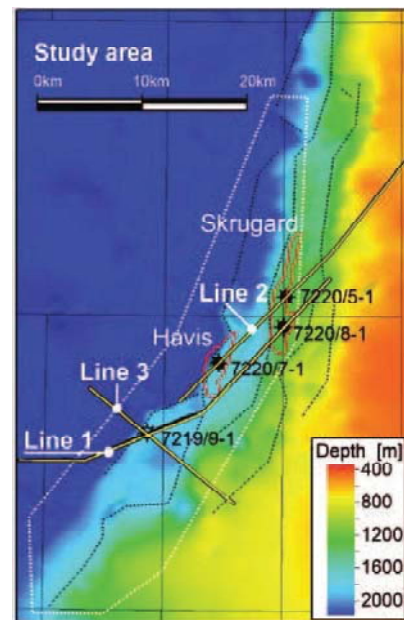


Рис. 1. Обзорная карта района исследований (участок работ очерчен белой пунктирной линией), наложенная на карту глубин основания меловых отложений, которая построена по 2D сейсмическим данным. Показаны основные разломы (черные пунктирные линии), положение пробуренных скважин, опубликованные контуры месторождений (красный цвет), сейсмические 2D-разрезы (желтый цвет) [13]

рождений Skrugard и Navis (рис. 1). В статье показано, что совместное использование широкоазимутальных 3D CSEM и 2D сейсмических данных позволяет улучшить выявление перспективных объектов в районе. Описывается граф обработки данных CSEM, с помощью которого (в результате решения обратной задачи) определяется новый атрибут электромагнитных данных – аномальное вертикальное сопротивление. Полученные значения этого атрибута графически сопоставляются с 2D сейсмическими данными и используются для оценки извлекаемых запасов УВ.

Работоспособность предложенного графа обработки данных CSEM демонстрируется на синтетических примерах и реальных данных измерений в районе расположения месторождений Skrugard и Navis (рис. 1). Оба месторождения проявились на картах CSEM (рис. 2), а также интегральных разрезах, построенных по CSEM и сейсмическим данным (рис. 3). Кроме того, по результатам обработки данных CSEM выявлен новый перспективный объект Lead1 недалеко от пробуренной сухой скважины 7219/9-1 (рис. 2, 3). По полученным данным выполнена также оценка ресурсов УВ как для месторождений Skrugard и Navis, так и для вновь выявленного объекта Lead1 [13].

Обработка данных ДЗЗ в районе месторождений Skrugard и Navis. Спутниковый снимок участка обследования подготовлен для обработки в масштабе 1 : 80 000 (рис. 4). В его пределы попали сами месторождения, три продуктивные скважи-

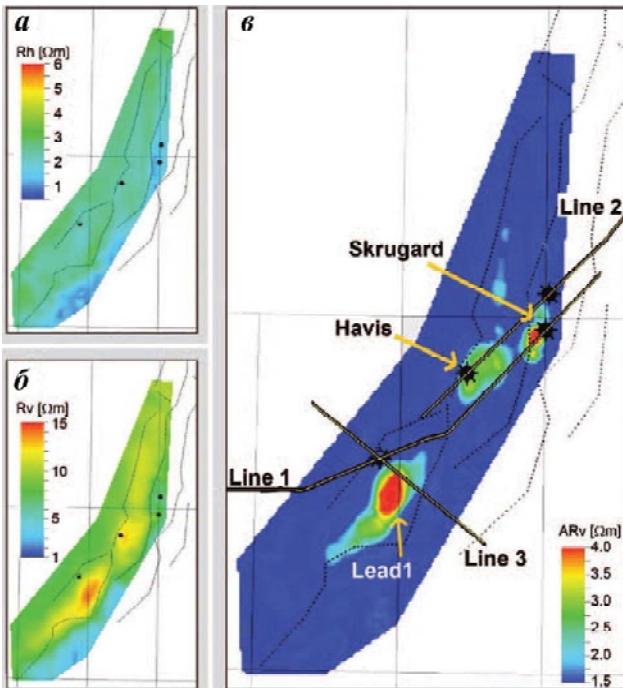


Рис. 2. Усредненные карты аномалий CSEM, построенные по результатам решения обратной 3D задачи без ограничений в окне на 500 м выше и на 500 м ниже основания мелового горизонта (несогласия), показанного на рис. 1: а – горизонтальное сопротивление, R_h ; б – вертикальное сопротивление, R_v ; в – аномальное вертикальное сопротивление, AR_v [13]

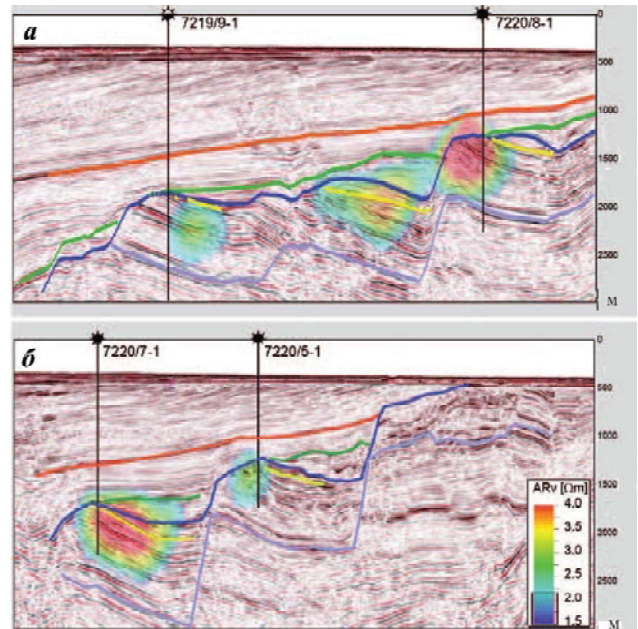


Рис. 3. Профили сейсморазведки 2D, отработанные по программе MCG в 2010 и 2012 гг.: а – скважина, открывшая месторождение Skrugard, край месторождения Havis, и сухая скважина (профиль 1 на рис. 1); б – разведочная скважина месторождения Skrugard и скважина, открывшая месторождение Havis (профиль 2 на рис. 1). На волновое поле наложены значения аномального вертикального сопротивления (AR_v), полученные по данным CSEM, а также результаты интерпретации и скважины [13]

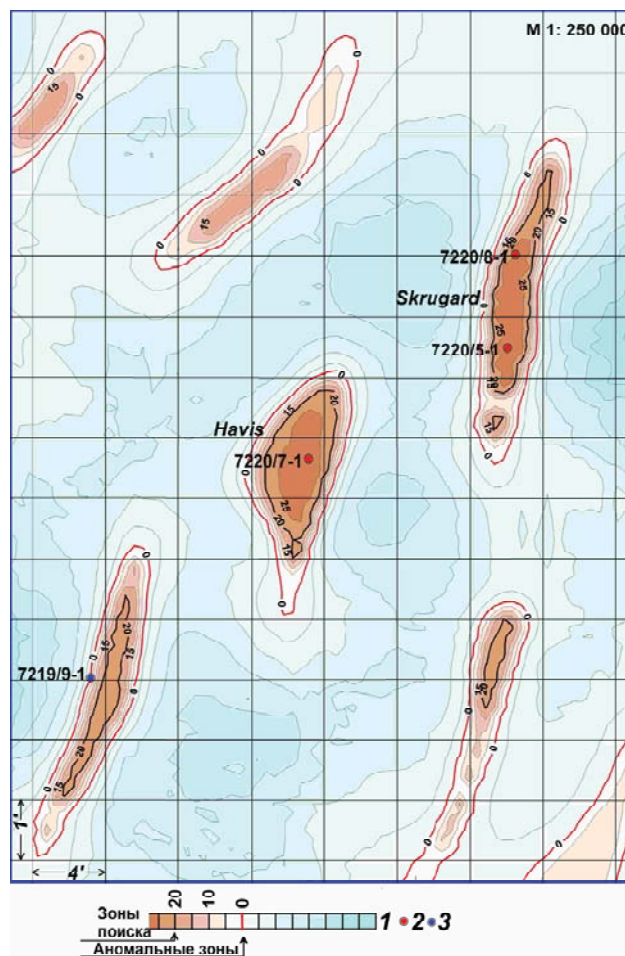


Рис. 4. Карта аномальных зон типа “нефтегазовая залежь” в районе расположения месторождений Skrugard и Havis на шельфе Норвегии в Баренцевом море: 1 – шкала максимальных значений пластового давления в коллекторах, МПа; 2 – продуктивная скважина; 3 – сухая скважина

Параметры аномальных зон типа “нефтегазовая залежь” в районе месторождений Skrugard и Havis

Номер аномалии	Площадь, км ²			Дополнительная информация
	изолиния 0 МПа	изолиния 15 МПа	изолиния 20 МПа	
1	5,54	1,11	–	Левый верхний угол
2	11,65	1,87	–	Верх, центр
3	13,97	7,43	3,59	Skrugard
4	10,84	4,61	2,34	Havis
5	13,06	8,27	6,10	Участок скв. 7219/9-1
6	8,89	2,74	0,70	Низ, справа
7	6,34	3,61*	–	Правый нижний угол

* Изолиния 5 МПа.

ны в их контурах, сухая скважина 7219/9-1, а также новый перспективный объект Lead1 (см. рис. 2).

В результате обработки и дешифрирования данных ДЗЗ в пределах обследованного участка обнаружено и закартировано семь аномальных типа “нефтегазовая залежь”. Две аномальные зоны зафиксированы в пределах месторождений Skrugard и Havis непосредственно. Продуктивные скважины попадают здесь в контуры максимального значения пластового давления – 25 МПа. Третья аномальная зона закартирована в районе перспективного объекта Lead1. Расположенная здесь сухая скважина попадает в контуры изолинии 0 МПа. Тем не менее в этой аномальной зоне выявлена узкая область с относительно высоким значением пластового давления (20 МПа), что позволяет считать ее перспективной на получение промышленных притоков УВ. На юге участка обнаружена еще одна протяженная аномальная зона, в пределах которой также имеется область повышенных значений пластового давления (20 МПа), что делает ее перспективной для поисков залежей УВ.

Две аномальные зоны зафиксированы на севере участка обследования с максимальным значением пластового давления 15 МПа. Седьмая аномальная зона с максимальным значением давления 5 МПа выявлена в правом нижнем углу участка работ, однако на юг она полностью не прослежена.

В расширенном виде параметры выявленных аномальных зон представлены в таблице.

Другие участки изучения в Баренцевом море. В процессе апробации технологии в Арктическом регионе обработаны данные ДЗЗ для Пахтусовской структуры, а также Центральной, Южной и Кольской структур, расположенных в пределах участка Федьинский. Дополнительно выполнена обработка данных ДЗЗ района расположения известного Штокманского газоконденсатного месторождения. Обследование этого участка проведено на начальной стадии работ с целью подбора оптимальных параметров обработки данных ДЗЗ на других объектах. Положение обработанных участков показано на обзорной карте месторождений УВ и структур Баренцева моря (см. рис. 1 в

[6, 17]). Площади обработанных данных ДЗЗ: район Штокманского месторождения – 10 000 км²; Пахтусовская структура – 13 000; Федьинский участок – 10 000 км².

Координаты участков и структур для подготовки данных ДЗЗ взяты из обзорной карты Баренцева моря. Представленные в публикациях [6, 17] результаты обработки трех участков охватывают площади, существенно меньшие площади подготовленных для обработки данных ДЗЗ.

Строение Штокманского месторождения описано в статье [11]. Масштаб обработки данных ДЗЗ – 1 : 1 250 000. На участке закартирована крупная аномалия типа “газоконденсатная залежь” (см. рис. 3 в публикациях [6, 17]), которая полностью покрывает контур месторождения в [11]. В пределах аномальной зоны максимальная оценка пластового давления составляет 30 МПа. Площадь аномалии по изолинии 0 МПа – 1240 км², по изолинии 25 МПа – 799 км²; площадь контура структуры, снятого с обзорной карты, – 903 км².

Масштаб обработки данных ДЗЗ в районе Пахтусовской структуры – 1 : 1 500 000. Над структурой обнаружена и закартирована только одна аномальная зона типа “газоконденсатная залежь” небольших размеров (по отношению к площади самой Пахтусовской структуры) (см. рис. 4 в [6, 17]). Максимальное значение пластового давления – 31 МПа. Площадь аномалии по изолинии 0 МПа – 130 км², по изолинии 20 МПа – 60 км².

Масштаб обработки данных ДЗЗ на Федьинском участке – 1 : 1 250 000. В районе крупной структуры Центральная аномалий типа “залежь УВ” не обнаружено (см. рис. 5 в [6, 17]). В пределах структуры Южная закартирована аномалия типа “газоконденсатная залежь”, площадь которой больше площади контура структуры на обзорной карте. У юго-восточной оконечности Кольской структуры закартирована аномалия типа “газоконденсатная залежь” (см. рис. 5 в [6, 17]). Однако максимальное значение пластового давления в этой аномальной зоне – всего 5 МПа. Площади анома-

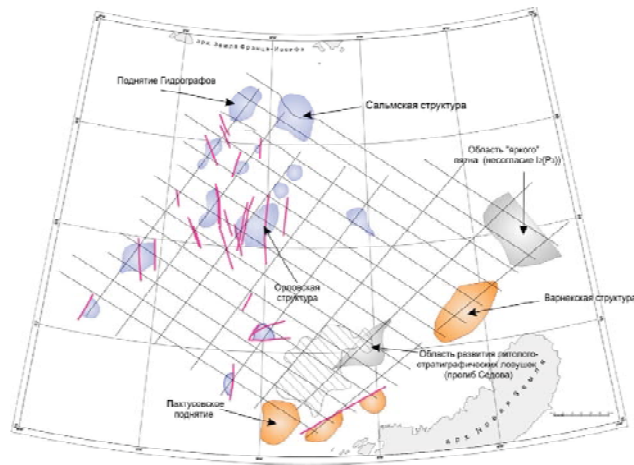


Рис. 5. Положение локального Варнекского поднятия (структуры) в Баренцевом море [9]

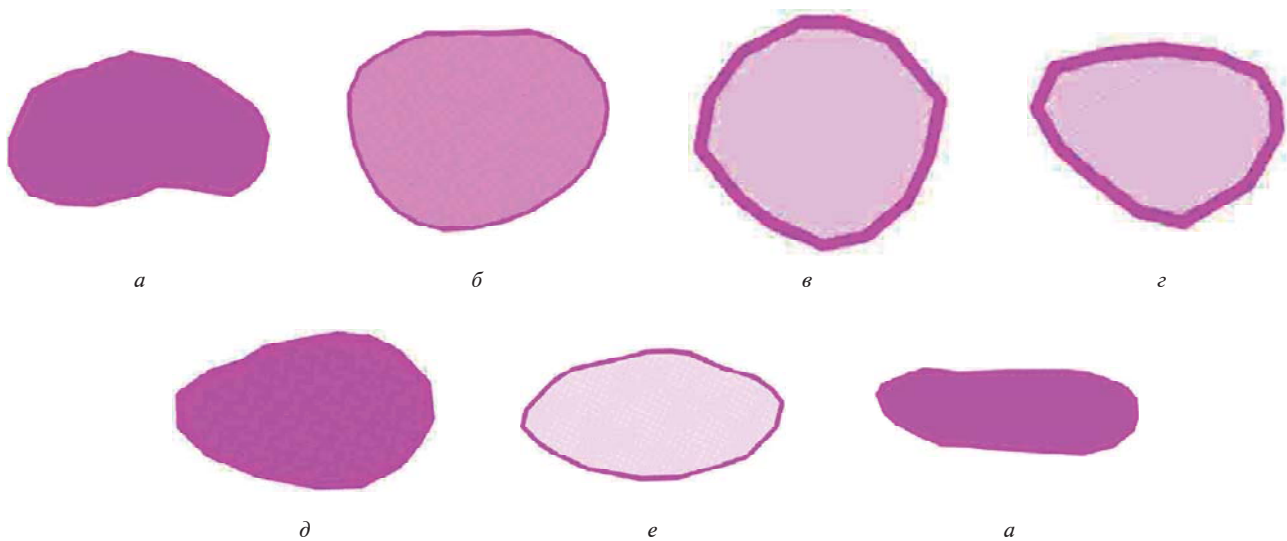


Рис. 6. Аномальные зоны типа “газ + конденсат” в районе Варнекского локального поднятия в Баренцевом море (по результатам обработки и интерпретации данных ДЗЗ): а – ГК-1, 51 МПа, 232 км²; б – ГК-2, 40 МПа, 438 км²; в – ГК-3, 36 МПа, 45 км²; г – ГК-4, 36 МПа, 30 км²; д – ГК-5, 50 МПа, 88 км²; е – ГК-6, 34 МПа, 221 км²; ж – ГК-7, 50 МПа, 267 км²

лий на Южной структуре по изолинии 0 МПа – 189 км², по изолинии 20 МПа – 80 км², в районе Кольской структуры – 0 МПа – 210 км².

В 2013 г. проведена также обработка данных ДЗЗ в масштабе 1 : 250 000 района расположения Варнекской структуры (поднятия) в Баренцевом море, сопоставимой по размерам со структурами Адмиралтейского мегавала [9]. Положение этой структуры относительно других перспективных объектов региона показано на рис. 5. На обследованной площади обнаружено и закартировано семь аномальных зон типа “залежь газа и газоконденсата” площадью 232, 438, 45, 30, 82, 221 и 267 км² (рис. 6). Максимальные значения пластового давления в коллекторах в контурах аномалий равны 51, 40, 36, 36, 50, 34 и 50 МПа соответственно.

Поисковые площади в норвежской части бывшей “серой” зоны Баренцева моря. В настоящее

время на четырех обследованных поисковых участках проводятся сейсмические исследования [12]. Положение этих участков показано на рис. 7.

Участок 1. Общая площадь снимка – 8875 км², площадь участка проведения сейсмических работ (синий контур) – 3315 км². Масштаб обработки (снимка) – 1 : 300 000.

Участок 2. Общая площадь снимка – 14 410 км², площадь участка проведения сейсмических работ (синий контур) – 3950 км². Масштаб обработки (снимка) – 1 : 400 000.

Участок 3. Общая площадь снимка – 3793 км², площадь участка проведения сейсмических работ (синий контур) – 1111 км². Масштаб обработки (снимка) – 1 : 200 000.

Участок 4. Общая площадь снимка – 12 664 км², площадь участка проведения сейсмических работ (синий контур) – 5580 км². Масштаб обработки (снимка) – 1 : 400 000.

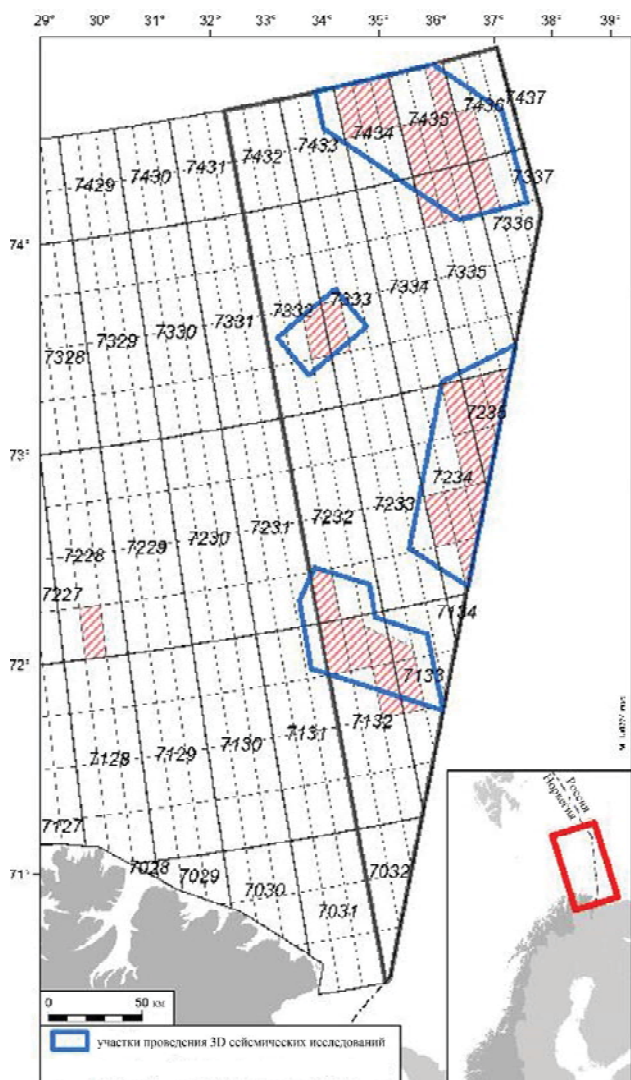


Рис. 7. Положение участков проведения сейсмических исследований в норвежской части бывшей “серой” (спорной) зоны Баренцева моря [12]

Общая площадь обработки данных ДЗЗ (площадь всей акватории на четырех снимках участков) – 39 742 км².

Общая площадь всех четырех участков проведения сейсмических работ – 13 956 км².

Акцентируем внимание на следующих особенностях выполненных исследований в регионе:

- 1) указанные выше масштабы спутниковых снимков, в которых проводилась обработка данных ДЗЗ практически на всех обследованных участках, являются мелкими;
- 2) дешифрирование данных ДЗЗ в таких масштабах носит рекогносцировочный характер;
- 3) небольшие по площади перспективные объекты (аномальные зоны) в мелком масштабе могут быть пропущены;
- 4) в мелких масштабах обработки спутниковых снимков в пределах обследованных участков могло быть пропущено до 50 % небольших аномальных зон.

В процессе дешифрирования данных ДЗЗ регистрировались аномальные отклики на резонансных частотах нефти, газа и газоконденсата. Все обнаруженные и закартированные в пределах обследованных площадей на этих частотах аномальные зоны (перспективные объекты) представлены на рис. 8 в демонстрационной форме, т. е. без координатной привязки к конкретной площади обследования.

Всего на обследованных площадях обнаружены и закартированы 2 аномальные зоны типа “газовая залежь” (№ 1 и 6) и 13 аномальных зон типа “газовая + конденсатная залежь”. **Аномальные эффекты на резонансных частотах нефти в пределах обследованных площадей не зафиксированы.**

Площади обнаруженных аномальных зон, а также максимальные значения пластового давления флюидов в коллекторах в контурах аномалий указаны на рис. 8.

Обратим внимание на следующее. Всего обнаружено и закартировано 15 аномальных зон. Пять из них попадают в пределы участков проведения сейсмических работ полностью (синие контуры на рис. 7), шесть закартированных аномалий пересекают контуры участков сейсмических работ, четыре аномальные зоны обнаружены и закартированы за пределами этих контуров.

Общая площадь всех закартированных аномальных зон по изолинии 0 МПа примерно равна 1613 км², а по изолинии 20 МПа – 427 км². По отношению к общей обследованной площади (39 742 км²) это составляет 4,06 и 1,075 % соответственно.

На обследованных участках могут быть оперативно проведены следующие дополнительные исследования.

1. Данные ДЗЗ на участках обнаруженных и закартированных аномалий могут быть обработаны в более крупном (детализационном) масштабе. Это позволит уточнить контуры уже обнаруженных аномалий, а также выявить и закартировать пропущенные перспективные объекты небольших размеров.
2. В пределах обнаруженных аномальных зон с использованием технологии вертикального сканирования данных ДЗЗ могут быть оценены (приблизленно) глубины залегания и мощности аномально поляризованных пластов типа “газ” и “конденсат”.

Обсуждение результатов.

1. Результаты экспериментальных исследований в районе расположения месторождений Skrugard и Navis свидетельствуют о принципиальной возможности комплексирования дистанционных, сейсмических и геоэлектрических методов при поисках и разведке скоплений УВ в акваториях (в том числе арктических). Получена дополнительная и, глав-

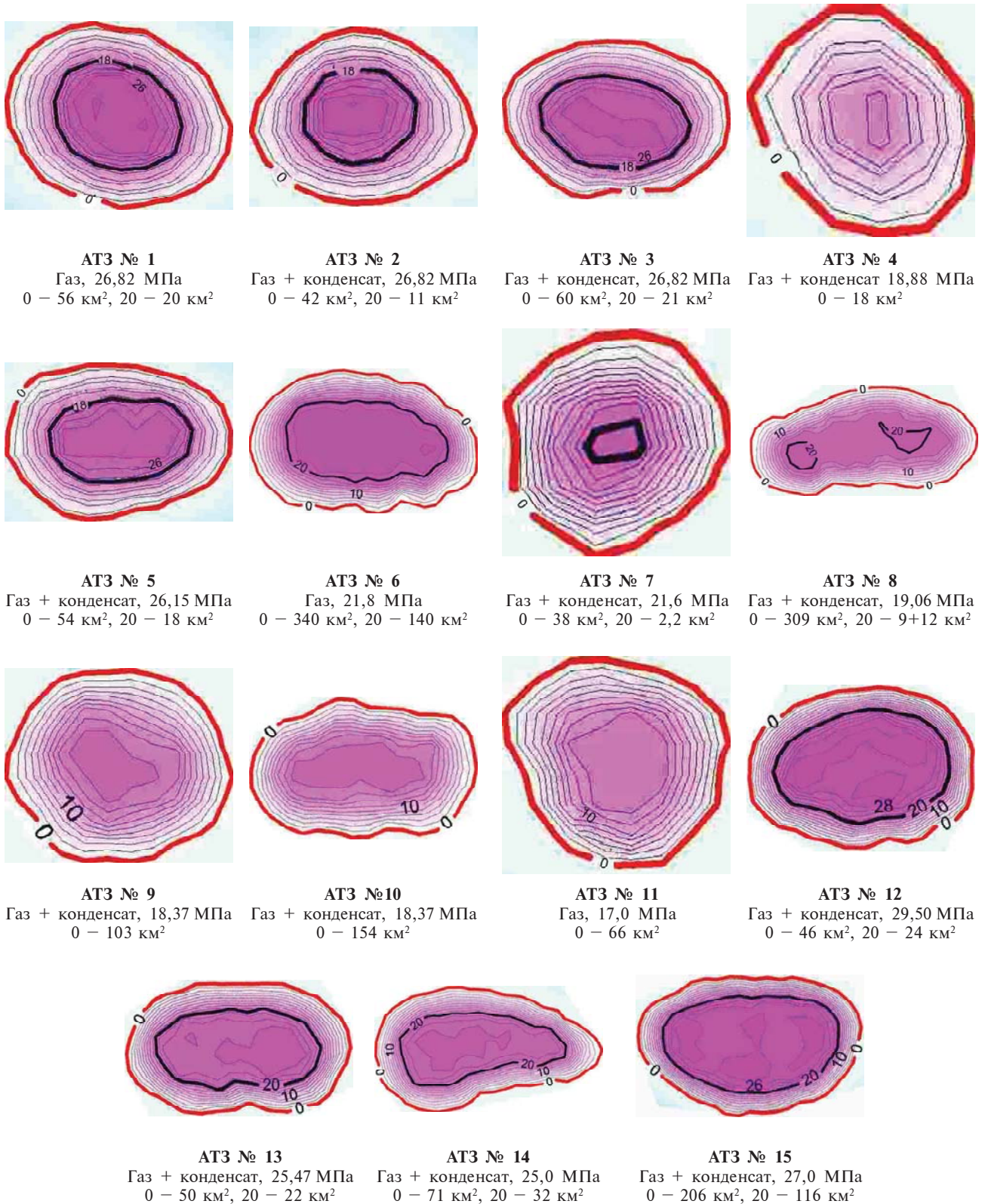


Рис. 8. Аномальные зоны типа (АТЗ) “газ” и “газ + конденсат” в районе проведения сейсмических исследований в норвежской части бывшей “серой” (спорной) зоны Баренцева моря (по результатам обработки и интерпретации данных ДЗЗ). Для каждой АТЗ указаны ее номер, максимальное значение пластового давления флюидов в коллекторах, площадь по изолиниям соответственно 0 и 20 МПа

- ное, независимая информация о перспективах нефтегазоносности района. В отличие от сейсмических и геоэлектрических данных ее можно классифицировать как “прямой признак нефтегазоносности”. Эта информация может быть использована для локализации участков проведения детальных поисковых работ, а также для выбора оптимальных мест заложения поисковых и разведочных скважин.
2. Закартированная крупная аномальная зона типа “залежь газа” и “залежь газоконденсата” над уникальным Штокманским 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 Федынском участке и выявление 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.

Сопоставимые с площадью аномальной зоны над Штокманским месторождением аномалии не обнаружены также в районе расположения Варнекской структуры и на четырех обследованных участках в норвежской части бывшей “серой” зоны Баренцева моря.
 4. В районе Варнекского поднятия выявлено значительно больше аномальных зон, чем в пределах Пахтусовской структуры. В принципе, это обстоятельство подтверждает один из выводов в автореферате [9, с. 22]: “Верхнедевонско-пермские отложения северного Предновоземелья вообще и Варнекской структуры в частности накапливались в проградационном режиме окраины относительно глубоководного бассейна, что обуславливает их полифациальный состав, который создает благоприятные условия их нефтегазоносности, в отличие от палеозойских, особенно пермских, образований Адмиралтейского мегавала”.
 5. Обратим внимание и на то, что в процессе обработки данных ДЗЗ аномальные эффекты (отклики) на резонансных частотах нефти зафиксированы только в районе месторождений Skrugard и Navis (см. рис. 4). В пределах всех других обследованных объектов Баренцева моря (Пахтусовской, Варнекской; Центральной, Южной и Кольской структур в районе поднятия Федынского; четырех участков в норвежской части бывшей “серой” зоны) аномальные отклики на резонансных частотах нефти не выявлены.
 6. В принципе, данные ДЗЗ могут быть оперативно обработаны и для всей норвежской части бывшей “серой” зоны Баренцева моря. Обнаружение четырех аномальных зон за пределами участков выполнения сейсмических работ подтверждает целесообразность проведения таких работ. Обработка данных ДЗЗ рекогносцировочного или детализационного характера может быть оперативно проведена для любого поискового участка в Арктическом регионе.
 7. При обработке данных ДЗЗ более крупного масштаба и разрешения в пределах обследованных участков и неизученных площадей могут быть обнаружены и закартированы аномальные зоны существенно меньших размеров (средние и мелкие).
 8. В случае проведения обработки и интерпретации данных ДЗЗ до планирования сейсмических исследований выбор участков сейсмических может быть оптимизирован. В этой ситуации все обнаруженные аномальные зоны могут быть изучены сейсмическими работами полностью. В сложившейся ситуации также полностью не будут охвачены сейсмическими исследованиями аномальные зоны, которые выходят за контуры участков проведения сейсмических работ.
 9. Полученные в результате обработки данных ДЗЗ результаты могут быть использованы при обработке и интерпретации материалов сейсмических исследований.
- Выводы.**
1. Проведенные экспериментальные исследования рекогносцировочного характера в достаточной степени обоснованно демонстрируют работоспособность частотно-резонансной технологии обработки и интерпретации данных ДЗЗ в Арктическом регионе, а также подтверждают целесообразность ее практического применения при выполнении поисковых геолого-разведочных работ на нефть и газ.
 2. Поскольку временные и материальные (финансовые) затраты на обработку данных ДЗЗ несопоставимы с затратами на проведение сейсмических и геоэлектрических исследований, более активное и целенаправленное применение этой технологии в комплексе с традиционными геофизическими (сейсмическим и геоэлектрическим) методами может способствовать существенному ускорению и оптимизации в целом геолого-разведочного процесса на нефть и газ в Арктическом регионе.
 3. Технология частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ может быть использована для предварительной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных (или всех) участков и блоков на любых этапах лицензионного процесса.

4. Применение мобильной технологии частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ на начальных этапах поисковых работ позволит проводить в пределах обнаруженных и закартированных аномалий типа “залежь УВ” сейсмические исследования 3D повышенной детальности. Использование технологии для дополнительной оценки перспектив нефтегазоносности выявленных сейсморазведкой структур и объектов предоставит возможность оптимизировать расположение первых поисковых скважин. Целенаправленное использование технологии при поисках и разведке скоплений УВ даст возможность ускорить и оптимизировать геолого-разведочный процесс в целом.
 5. В принципе, технология частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ предоставляет уникальную возможность оперативно обследовать в рекогносцировочном режиме в пределах Арктического региона все наиболее перспективные участки на обнаружение гигантских и уникальных месторождений УВ. Это может существенно ускорить освоение нефтегазового потенциала данного региона.
1. *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.
 2. *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 // *Геоинформатика*. – 2011. – № 2. – С. 19–35.
 3. *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 // *Геоинформатика*. – 2012. – № 1. – С. 5–16.
 4. *Левашов С.П.* Практические результаты применения оперативных дистанционных и мобильных геоэлектрических методов для нефтегазопоисковых работ / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. – 2012. – № 1. – С. 66–87.
 5. *Левашов С.П.* Частотно-резонансный принцип, мобильная геоэлектрическая технология: новая парадигма геофизических исследований / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // *Геофизический журнал*. – 2012. – Т. 34, № 4. – С. 167–176.
 6. *Левашов С.П.* Оценка перспектив нефтегазоносности отдельных структур Баренцева моря частотно-резонансным методом обработки данных дистанционного зондирования Земли / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // *Геоинформатика*. – 2013. – № 1. – С. 5–16.
 7. *Левашов С.П.* Южно-Фолклендский бассейн: новые данные о глубинных геофизических неоднородностях и нефтегазоносности (по результатам геоэлектрических и дистанционных исследований) / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, Ю.М. Пищаный, В.Г. Бахмутов, В.Д. Соловьев, Д.Н. Божежа // *Геоинформатика*. – 2013. – № 4. – С. 5–15.
 8. *Левашов С.П.* О целесообразности комплексирования дистанционных, сейсмических и геоэлектрических методов при поисках и разведке скоплений углеводородов в акваториях / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // *Нефтесервис*. – 2014. – № 1. – С. 20–23.
 9. *Павлов С.П.* Геологическое строение и нефтегазоносность северо-восточной части Баренцева моря по геофизическим данным: Автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук : спец. 25.00.10 “геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых”. – Мурманск, 2012. – 26 с.
 10. *Русаков О.М.* Фата-моргана биогенной доктрины углеводородов в Черном море / О.М. Русаков, Р.И. Кутас // *Геофизический журнал*. – 2014. – Т. 36, № 2. – С. 3–17.
 11. *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.
 12. *Contracts Awarded for Barents Sea Group Seismic Shoot [Electronic resource]* // Mode of access: <http://oilpro.com/post/3247/contracts-awarded-for-barents-sea-group-seismic-shoot>.
 13. *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. – V. 31. – № 1. – P. 63–71.
 14. *Feather K.* The rapid adoption of seabed logging / K. Feather // *Scandinavian Oil and Gas Magazine*. – 2007. – № 5/6. – P. 37–38.
 15. *Hodgson N.* Derisking deep-water Namibia / N. Hodgson, A. Intawong // *First Break*. – 2013. – V. 31. – № 12. – P. 91–96.
 16. *Levashov S.P.* The Falkland Basins – New Structural Model and Hydrocarbon Bearing Prospects (by Remote Sensing and Geoelectric Data) / S.P. Levashov, M.A. Yakymchuk, I.N. Korchagin, V.G. Bakhmutov, V.D. Soloviev and D.N. Bozhezha // 76nd EAGE Conf. and Technical Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2014. Amsterdam, 16–19 June 2014. 5 p. doi: 10.3997/2214-4609.20140908 [Electronic resource] // Mode of access: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=75780>.
 17. *Levashov S.P.* Frequency-resonance method of remote sensing data processing: approbation on hydrocarbon field of Barents Sea offshore. // S.P. Levashov, N.A. Yakymchuk, I.N. Korchagin, D.N. Bozhezha / 76nd EAGE Conf. and Technical Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2014. Amsterdam, 16–19 June 2014. 5 p. doi: 10.3997/2214-4609.20141265 [Electronic resource] // Mode of access: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=76136>.

18. *Norway looks forward to continuing offshore fortunes // First Break. – 2013. – V. 31, № 2. – P. 25–26.*
19. *Poor exploration results could blight UK's offshore progress, Wood Mackenzie report suggests // First Break. – 2013. – V. 31, № 2. – P. 28.*
20. *Yakymchuk N.A. Experience of Mobile Geophysical Methods Using for Hydrocarbon Potential Assessment of Some Structures in Barents Sea / N.A. Yakymchuk, S.P. Levashov, I.N. Korchagin // 75nd EAGE Conf. and Technical Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013. London, 10–13 June 2013. CD-ROM Abstracts volume. 5 p. doi: 10.3997/2214–4609.20130580 [Electronic resource] // Mode of access: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=68437>*

НОВІ РЕЗУЛЬТАТИ РЕКОГНОСЦІРУВАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ У БАРЕНЦОВОМУ МОРІ З МЕТОЮ ПОШУКІВ СКУПЧЕНЬ ВУГЛЕВОДНІВ МЕТОДОМ ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНОЇ ОБРОБКИ ДАНИХ ДЗЗ

С.П. Левашов^{1,2}, М.А. Якимчук^{1,2}, І.М. Корчагін³, Д.М. Божежа²

¹*Інститут прикладних проблем екології, геофізики та геохімії, Лабораторний пров, 1, Київ 01133, Україна*

²*Центр менеджменту та маркетингу в галузі наук про Землю ІГН НАН України, Лабораторний пров, 1, Київ 01133, Україна*

³*Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, пр. Акад. Палладіна, 32, Київ 03680, Україна, e-mail: korchagin@karbon.com.ua*

Обговорено результати оцінки перспектив нафтогазоносності окремих структур Баренцового моря частотно-резонансним методом обробки та інтерпретації даних дистанційного зондування Землі (ДЗЗ). На ділянці розміщення родовищ Skrugard і Navis на шельфі Норвегії виявлено та закартовано сім аномальних зон типу “нафтогазовий поклад”. Картування великої аномальної зони типу “газ + газоконденсат” над унікальним Штокманським 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 виявлення відносно невеликої за площею аномальної зони на Пахтусовській структурі свідчать про те, що ймовірність виявлення гігантських родовищ у межах цих структур є дуже низькою. У районі великого Варнецького підняття закартовано сім аномальних зон типу “газ + газоконденсат”. Для норвезької частини колишньої “сірої” (спірної) зони Баренцового моря виконано обробку даних ДЗЗ у межах чотирьох пошукових ділянок загальною площею 39 742 км². Площа проведення 3D сейсмічних робіт в їх межах 13 956 км². Виявлено та закартовано 2 аномальні зони типу “газовий поклад” і 13 – типу “газовий + конденсатний поклад” загальною площею 1613 км². Згідно з отриманими результатами, існує принципова можливість комплексування дистанційних, сейсмічних і геоелектричних методів під час пошуків і розвідки скупчень ВВ в акваторіях. Технологія частотно-резонансної обробки та інтерпретації даних ДЗЗ дає унікальну можливість оперативно обстежувати у рекогносцирувальному режимі в межах Арктичного регіону всі найперспективніші ділянки з метою виявлення гігантських і унікальних родовищ ВВ. Це може істотно прискорити освоєння нафтогазового потенціалу регіону.

Ключові слова: дані ДЗЗ, обробка, інтерпретація, Баренцове море, аномалія типу “поклад”, газ, нафта, газоконденсат, пластовий тиск, пошукова ділянка, родовище.

NEW RESULTS OF RECONNAISSANCE INVESTIGATION IN THE BARENTS SEA FOR HYDROCARBON ACCUMULATIONS PROSPECTING BY METHOD OF FREQUENCY-RESONANCE PROCESSING OF REMOTE SENSING DATA

S.P. Levashov^{1,2}, N.A. Yakymchuk^{1,2}, I.N. Korchagin³, D.N. Bozhezha²

¹*Institute of Applied Problems of Ecology, Geophysics and Geochemistry, Laboratory lane, 1, Kyiv 01133, Ukraine*

²*Management and Marketing Center of Institute of Geological Science NAS Ukraine, Laboratory lane, 1, Kyiv 01133, Ukraine*

³*Institute of Geophysics of Ukraine National Academy of Science, Palladin av., 32, Kiev 03680, Ukraine, e-mail: korchagin@karbon.com.ua*

Discussed in the paper are the results of the hydrocarbon (HC) potential assessment of some structures and fields in the Barents Sea by the frequency-resonance method of the remote sensing (RS) data processing and interpretation. Seven anomalies of the “oil and gas deposits” type have been discovered and mapped in the Norwegian shelf on the area of Skrugard and Havis fields’ location. The 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 an 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 impractical due to the fact that at such a distance from the coast it is now

economically feasible to develop only the giant and unique HC deposits. Seven anomalous zones of the “gas+condensate” type have also been mapped within the area of the large Varnekskoye uplift. In the Norwegian part of the former “gray” zone of the Barents Sea the remote sensing data were processed within four search sites covering 39 742 km². The area of 3D seismic work within them is 13 956 km². Two anomalous zones of the “gas deposit” type and 13 anomalous zones of the “gas+condensate reservoir” type with the total area of 1613 km² have been detected and mapped within the investigated areas. The results obtained prove feasible the integrated application of remote sensing, seismic and geoelectric methods for hydrocarbon accumulations prospecting and exploration within offshore. The mobile technology of frequency-resonance processing of RS data provides a unique opportunity to operatively investigate by reconnaissance the most promising areas within the Arctic region for detection of giant and unique HC fields. This may significantly speed up the development of the oil and gas potential of the Arctic region.

Keywords: remote sensing data processing, interpretation, Barents Sea, anomaly of “deposit” type, gas, oil, condensate, reservoir pressure, searching area, hydrocarbon field.

References:

1. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. *Novye vozmozhnosti operativnoy ochenki perspektiv neftegazonosnosti razvedochnykh ploshhadej, trudnodostupnykh i udalennykh territorij, licenzionnykh blokov* [New opportunities for rapid assessment of the hydrocarbon potential of exploration areas, difficult of access and remote areas, and license blocks]. *Geoinformatika* [Geoinformatics (Ukraine)], 2010, no. 3, pp. 22-43.
2. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. *Ocenka odnositel'nykh znachenij plastovogo davlenija fljuidov v kollektorah: rezul'taty provedennykh jeksperimentov i perspektivy prakticheskogo primenenija* [Evaluation of the relative values of fluid pressure in the reservoir: results of experiments and practical perspective]. *Geoinformatika* [Geoinformatics (Ukraine)], 2011, no. 2, pp. 19-35.
3. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Samsonov A.I., Bozhezha D.N. *Metodicheskie aspekty primenenija tehnologii obrabotki i interpretacii dannyh distancionnogo zondirovanija Zemli pri provedenii poiskovykh rabot na neft' i gaz v akvatorijah* [Methodological aspects of application the technology of remote sensing data processing and interpretation during the oil and gas prospecting within offshore]. *Geoinformatika* [Geoinformatics (Ukraine)], 2012, no. 1, pp. 5-16.
4. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. *Prakticheskie rezul'taty primenenija operativnykh distancionnykh i mobil'nykh geoelektricheskikh metodov dlja neftegazoposkovykh rabot* [Practical results of operativel remote and mobile geoelectric methods application for oil and gas exploration]. *Geologija i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana* [Geology and Mineral Resources of the World Ocean], 2012, no. 1, pp. 66-87.
5. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. *Chastotno-rezonansnyj princip, mobil'naja geoelektricheskaja tehnologija: novaja paradigma geofizicheskikh issledovanij* [Frequency-resonance principle, mobile geoelectric technology: a new paradigm of Geophysical Research]. *Geofizicheskij zhurnal* [Geophysical Journal], 2012, vol. 34, no. 4, pp. 167-176.
6. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. *Ocenka perspektiv neftegazonosnosti otdel'nykh struktur Barenceva morja chastotno-rezonansnym metodom obrabotki dannyh distancionnogo zondirovanija Zemli* [Assessment of petroleum potential of some structures of the Barents Sea by frequency-resonance method of remote sensing data processing]. *Geoinformatika* [Geoinformatics (Ukraine)], 2012, no. 1, pp. 5-16.
7. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Pischany Y.M., Bakmutov V.G., Soloviev V.D., Bozhezha D.N. *Juzhno-Folklandskij bassejn: novye dannye o glubinnnykh geofizicheskikh neodnorodnostjakh i neftegazonosnosti (po rezul'tatam geoelektricheskikh i distancionnykh issledovanij)* [South Falkland basin: new data on deep geophysical irregularities and oil and gas prospects (based on the results of geoelectric and remote sensing investigation)]. *Geoinformatika* [Geoinformatics (Ukraine)], 2013, no. 4, pp. 5-15.
8. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. *O celesoobraznosti kompleksirovanija distancionnykh, sejsmicheskikh i geoelektricheskikh metodov pri poiskah i razvedke skoplenij uglevodorodov v akvatorijah* [On the feasibility of remote sensing, seismic and geoelectric methods integration for hydrocarbon deposits prospecting and exploration within offshore]. *Nefteservis - Oil-service*. 2014, no. 1, pp. 20-23.
9. Pavlov S.P. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' severo-vostochnoj chasti Barenceva morja po geofizicheskim dannym. Avtoref. Dis. ... kand. geol.-mineral. Nauk* [Geological structure and oil and gas north-eastern part of the Barents Sea by geophysical data. D-r Philosophy (geol.-mineral sci.) published dissertation summary]. Murmansk, 2012, 26 p.
10. Rusakov O.M., Kutas R.I. *Fata-morgana biogennoj doktriny uglevodorodov v Chernom more* [Fata Morgana of biogenic hydrocarbons doctrine in the Black Sea]. *Geofizicheskij zhurnal* [Geophysical Journal], 2014, v. 36, no. 2, pp. 3-17.
11. Shipilov E.V., Murzin P.P. *Mestorozhdenija uglevodorodnogo syr'ja zapadnoj chasti rossijskogo shel'fa Arktiki: geologija i zakonmernosti razmeshhenija* [Hydrocarbon deposits of western part of the Russian Arctic shelf: geology and distribution]. *Geologija nefti i gaza* [Oil and Gas Geology], 2001, no. 4, pp. 6-19.
12. Contracts Awarded for Barents Sea Group Seismic Shoot. Available at: <http://oilpro.com/post/3247/contracts-awarded-for-barents-sea-group-seismic-shoot>.
13. Gabrielsen P.T., Abrahamson P., Panzner M., Fanavoll S., Ellingsrud S. 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. *First Break*, 2013, v. 31, no. 1, p. 63-71.
14. Feather K. The rapid adoption of seabed logging. *Scandinavian Oil and Gas Magazine*, 2007, no. 5/6, p. 37-38.
15. Hodgson N., Intawong A. Derisking deep-water Namibia. *First Break*, 2013, v. 31, no. 12, p. 91-96.

16. Levashov S.P., Yakymchuk M.A., Korchagin I.N., Bakhmutov V.G., Soloviev V.D., Bozhezha D.N. The Falkland Basins - New Structural Model and Hydrocarbon Bearing Prospects (by Remote Sensing and Geoelectric Data). 76nd EAGE Conf. and Technical Exhibition incorporating SPE EUROPEC, 2014. Amsterdam, 16-19 June 2014. 5 p. doi: 10.3997/2214-4609.20140908. Available at: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=75780>.
17. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Frequency-resonance method of remote sensing data processing: approbation on hydrocarbon field of Barents Sea offshore. 76nd EAGE Conf. and Technical Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2014. Amsterdam, 16-19 June 2014. 5 p. doi: 10.3997/2214-4609.20141265. Available at: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=76136>.
18. Norway looks forward to continuing offshore fortunes. *First Break*, 2013, v.31, no. 2, p. 26.
19. Poor exploration results could blight UK's offshore progress, Wood Mackenzie report suggests. *First Break*, 2013, v. 31, no. 2, p. 28.
20. Yakymchuk N.A., Levashov S.P., Korchagin I.N. Experience of Mobile Geophysical Methods Using for Hydrocarbon Potential Assessment of Some Structures in Barents Sea. 75nd EAGE Conference and Technical Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013. London, 10-13 June 2013. CD-ROM Abstracts volume. 5 p. doi: 10.3997/2214-4609.20130580. Available at: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=68437>.

Поступила в редакцию 12.06.2014

Received 12/06/2014